

Pedro Correia Romio

**MODELO PARA GARANTIA DA DISPONIBILIDADE DE
TURBINAS EÓLICAS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Mecânica.
Orientador: Prof. Acires Dias, Dr. Eng.

Florianópolis
2016

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Romio, Pedro Correia

Modelo para garantia da disponibilidade de turbinas
eólicas / Pedro Correia Romio ; orientador, Acires Dias -
Florianópolis, SC, 2016.
263 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Mecânica.

Inclui referências

1. Engenharia Mecânica. 2. Energia Eólica. 3. Gestão de
Manutenção. 4. Garantia de Disponibilidade. I. Dias,
Acires. II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. III. Título.

Pedro Correia Romio

MODELO PARA GARANTIA DA DISPONIBILIDADE DE TURBINAS EÓLICAS

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Mecânica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

Florianópolis, 07 de Outubro de 2016.

Prof. Jonny Carlos da Silva., Dr. Eng.
Coordenador do Curso

Prof. Acires Dias, Dr. Eng. – Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Banca Examinadora:

Prof. Régis Kovacs Scalice, Dr. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Rodrigo de Souza Vieira, Dr. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Victor Juliano De Negri, Dr. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

À Maria, ao Lupa e à Geissi.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Lupercio e Maria, pelo amor, dedicação, apoio, incentivo e por todos os seus esforços para me proporcionar uma educação de qualidade.

À Geissi pelo amor, apoio e por me mostrar como perseguir seus sonhos sempre vale a pena.

Ao Prof. Acires, pela amizade, por ter abraçado esse meu sonho e pela orientação desafiadora, que em muito contribuiu, não só para minha formação profissional, mas também para minha formação enquanto ser humano. Muito Obrigado!

A todos os amigos que fiz no NEDIP, que contribuíram em muito com as várias discussões e paciência em ouvir falar “pelos cotovelos”. Um registro especial aos amigos Rafael Veras e Guilherme Loureiro, que desde o dia em que pus os pés na UFSC se tornaram meus irmãos.

Independentemente de qualquer coisa, a todos os colegas da VILCO Engenharia que contribuíram para meu crescimento profissional e, em especial, aos amigos Diego Trierweiler, Edegar Amorim, Jéssica Bona, Jhony Cunha e Mariana Schmitz.

A todos os envolvidos no processo de validação do modelo e do software, que em muito contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho. Um registro especial ao MSc. Eng. Leonardo Damas e MSc. Eng. Nuno Cardoso.

À Marília Gabriela (Gabi) pela revisão do trabalho e amizade.

À UFSC por ter aberto as suas portas, e ao POSMEC por ter me dado uma oportunidade única na vida.

Enfim, a todas as pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para este trabalho.

*Study hard what interests you most, in
the most undisciplined, irreverent and
original manner possible.*
(Richard Feynman)

RESUMO

A demanda por fontes de energia renováveis limpas é um fenômeno de escala mundial. O Brasil acompanha essa tendência e, desde 2009, vem incentivando o crescimento destas formas de geração de energia. Particularmente, a energia eólica chama atenção pela velocidade com que se expande no país. Por outro lado, este mercado tem apresentado resultados que precisam ser devidamente analisados. Estudos realizados com parques eólicos em operação no Brasil mostram que muitos destes estão produzindo abaixo do esperado, um problema que afeta o proprietário do parque, em termos de receita; o governo, em termos de planejamento estratégico e fornecimento de energia; e a população, que paga por uma energia mais cara e que não tem ainda a devida garantia de disponibilidade. Em face deste contexto, apresenta-se um Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas, fundamentado na organização e sistematização do conhecimento, e estruturado em técnicas para prover ações de manutenção. Pretende-se que as soluções desenvolvidas contribuam para adequar a quantidade de energia produzida ao nível da estimada nos diversos parques eólicos já em funcionamento no Brasil. Com o intuito de facilitar e viabilizar a aplicação do modelo proposto, foi desenvolvida uma ferramenta computacional denominada MADE. Tanto o modelo, quanto o software, passaram por um processo de validação, junto a profissionais do setor eólico e da área de metodologia e sistematização, a fim de autenticar sua aplicabilidade e resposta ao problema. Os resultados obtidos indicam que a solução proposta é, de fato, um caminho para suportar a gestão de manutenção com vistas à garantia de disponibilidade dos parques eólicos em operação.

Palavras-chave: Parque Eólico, Turbina Eólica, Garantia de Disponibilidade, Gestão de Manutenção e Modelo.

ABSTRACT

The demand for clean renewable energy sources is a worldwide phenomenon. Brazil follows this trend and since 2009 has encouraged the growth of these forms of energy generation. Particularly wind power draws attention due the fast expansion in the country. In the other hand, this same market has shown results that must be properly analyzed. Studies of wind farms in operation in Brazil show that many of these parks are producing below the expectations: a problem that affects the owner of the park in terms of revenue; the government, in terms of strategic planning and energy supply; and the people who pay for a more expensive energy and that does not present the due availability guarantee. Given this context, one presents a Model for Availability Guarantee of Wind Turbines, based on the organization and systematization of knowledge, and structured techniques to provide maintenance actions. The solutions presented aims to contribute for the adequacy of the quantity of energy produced by the several wind farms already operating in Brazil. For the purpose of facilitate and make viable the implementation of the proposed model, a computational tool called MADE was developed. Both model and software went through a validation process with professionals of the wind sector and the methodology and systematization area in order to authenticate their applicability and response to the problem. The results indicate that the proposed solution is indeed one way to support the maintenance management to guarantee availability of farms in operation.

Keywords: Wind Farm, Wind Turbine, Availability Guarantee, Maintenance Management and Model.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Variação do PIB (A) e variação do consumo de energia (B) em porcentagem (1998 - 2007) (ANEEL, 2008).	31
Figura 1.2 - Evolução da capacidade instalada de energia eólica no mundo, GW (Dados: GWEC, 2016).....	32
Figura 1.3 - Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil, GW.	33
Figura 1.4 – Percentual do número de parques em que o FCV foi superior ao FCE – Linha de corte em 50% (Dados: Boletins Mensais de Acompanhamento Mensal da Geração das Usinas Eolielétricas com Programação e Despacho Centralizados pelo ONS.)	35
Figura 2.1 - Vista mostrando arranjo tradicional de uma turbina eólica	37
Figura 2.2 - Conceitos com eixo vertical de rotação a) Savonius b) Darrieus e c) Formato H.....	39
Figura 2.3 - Coeficiente de Potência para diferentes concepções	40
Figura 2.4 - Extração da energia de um fluxo de ar	41
Figura 2.5 –Coeficiente de Potência x Velocidade do vento da máquina Enercon E82 2MW	42
Figura 2.6 - Curva de Potência x Velocidade do vento da máquina Enercon E82 2MW	44
Figura 2.7 – Exemplo da influência de uma falha sobre a curva de potência a) durante a falha, b) um dia após a falha e c) dois dias após a falha.....	45
Figura 2.8 – Divisão básica de uma turbina eólica	46
Figura 2.9 – Representatividade das formas de controle de velocidade de rotação	61
Figura 2.10 – Representatividade das formas de trem de acionamento	62
Figura 2.11 – Representatividade dos geradores elétricos empregados	62
Figura 3.1 - Distribuições para a probabilidade de ocorrência – a) carregamento, b) resistência e c) sobreposição das probabilidades	66
Figura 3.2 - Distribuição da ocorrência de falhas	67
Figura 3.3 - Função densidade de falha	68
Figura 3.4 - Curva da banheira típica de eletrônicos	69
Figura 3.5 – Curvas de confiabilidade para diferentes taxa de falha.....	71
Figura 3.6 – Relação entre MTBF e MTTF	74
Figura 3.7 - Tipos de estratégias de manutenção	77
Figura 3.8 – Ciclo de operação dos diferentes tipos de manutenção.....	78
Figura 3.9 – Etapas da RCM.....	79
Figura 3.10 – Estrutura de uma árvore de falhas	97
Figura 3.11 – Diagrama de uma análise de eventos por rede causal (CNEA) ..	98
Figura 4.1 – Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas...104	104
Figura 4.2 – MGDTE - Fluxo	105
Figura 4.3 – MGDTE – Fase Avaliação	111
Figura 4.4 – MGDTE – Fase Planejamento do Projeto.....	117
Figura 4.5 – MGDTE – Fase Informacional	121

Figura 4.6 – MGDTE – Fase Caracterização.....	127
Figura 4.7 – MGDTE – Fase Recomendação	131
Figura 4.8 – MGDTE – Fase Implementação.....	135
Figura 4.9 – MGDTE – Fase Comissionamento.....	138
Figura 4.10 – MGDTE – Fase Encerramento do Projeto.....	141
Figura 5.1 - Tela inicial do software MADE	146
Figura 5.2 - Tela apresentada ao clicar no botão MGDTE	147
Figura 5.3 – Tela apresentada ao clicar em Avaliação	147
Figura 5.4 – Tela apresentada ao clicar no botão PROJETO ATUAL	148
Figura 5.5 – Exemplo da aba AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE.....	149
Figura 5.6 – Relatório de Disponibilidade gerado pelo MADE.....	150
Figura 5.7 – Aba AVALIAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA.....	151
Figura 5.8 – Exemplo de preenchimento da aba G1	152
Figura 5.9 – Aba REQUISITOS.....	153
Figura 5.10 – Aba ESCOPO DO PROJETO/CRONOGRAMA	154
Figura 5.11 – Aba CONTROLE DO PROJETO	155
Figura 5.12 – Aba TEMPOS OPERACIONAIS POR SUBSISTEMA	156
Figura 5.13 – Tela para cadastro de Relatórios de O&M	157
Figura 5.14 – Catálogo dos subsistemas e componentes de uma turbina eólica	157
Figura 5.15 – Exemplo da explicação apresentada para o Sistema de Passo ...	158
Figura 5.16 – Aba ESTADO DA ARTE	159
Figura 5.17 – Aba ATRIBUTOS POR SUBSISTEMA/COMPONENTE	160
Figura 5.18 – Aba SUBSISTEMAS CRÍTICOS	161
Figura 5.19 – Aba ANÁLISE FUNCIONAL	162
Figura 5.20 – Análise Funcional gerada pelo MADE.....	163
Figura 5.21 – Aba FMEA/FTA/CNEA.....	164
Figura 5.22 – Aba CATÁLOGO DE RECOMENDAÇÕES	165
Figura 5.23 - Aba ESPECIFICAR RECOMENDAÇÕES.....	166
Figura 5.24 – Diagrama de Moubray.....	166
Figura 5.25 - Aba AÇÕES E CRONOGRAMA DE IMPLEMENTAÇÃO	167
Figura 5.26 - Aba RECOMENDAÇÕES IMPLEMENTADAS.....	168
Figura 5.27 - aba PLANEJAMENTO DO COMISSIONAMENTO	169
Figura 5.28 - Aba VERIFICAÇÃO DE INCONFORMIDADES	170
Figura 5.29 - Aba ENCERRAMENTO	171

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Arquiteturas/Características de turbinas encontradas no Brasil	38
Tabela 5.1 - Resultado dos profissionais do setor eólico	172
Tabela 5.2 - Resultado dos profissionais de metodologias e modelos	173
Tabela 5.3 - Resultado dos alunos da pós-graduação.....	173

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 - Visão geral do sistema técnico.....	49
Quadro 3.1 - Exemplos de curvas de taxa de falha.....	69
Quadro 3.2 - Modelo de Informação IEC 61400-26-1.....	84
Quadro 3.3 - Identificação das funções.....	91
Quadro 3.4 - FMEA aplicada ao Eixo de Baixa Velocidade: a) abordagem funcional e b) abordagem estrutural	94
Quadro 3.5 - Quadro típico para aplicação da FMEA.....	95
Quadro 4.1 - Legenda de símbolos e textos básicos estruturantes do MGDTE	107
Quadro 4.2 – Exemplo de extrato do Catálogo de Recomendações para pá	132

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABDI	Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCM	<i>Business Centered Maintenance</i>
CNEA	<i>Causal Network Event Analysis</i>
D	Detecção
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
EDT	Estrutura de Desdobramento do Trabalho
EESG	<i>Electrically Excited Synchronous Generator</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
FCE	Fator de Capacidade Estimado
FCV	Fator de Capacidade Verificado
FMEA	<i>Failure Mode and Effects Analysis</i>
FMECA	<i>Failure Mode, Effects and Criticality Analysis</i>
FTA	<i>Fault Tree Analysis</i>
GF	Garantia Física
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
HDF	Horas de Desligamento Forçado
HEDF	Horas Equivalentes de Desligamento Forçado
HS	Horas de Serviço
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IP	Indisponibilidade Programada
MCP	Medir, Correlacionar e Prever
MGDTE	Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas
MME	Ministério de Minas e Energia
MTBF	<i>Mean Time Between Failure</i>
MTTF	<i>Mean Time To Failure</i>
MTTR	<i>Mean Time To Repair</i>
NPR	Número de Prioridade de Risco
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O	Ocorrência
NOS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
O&M	Operação e Manutenção
PIB	Produto Interno Bruto
PMSG	<i>Permanente Magnet Synchronous Generator</i>

PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RBM	<i>Risk Based Maintenance</i>
RCM	<i>Reliability Centred Maintenance</i>
S	Severidade
SAE	<i>Society of Automotive Engineers</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
TPM	<i>Total Productive Maintenance</i>
VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbines</i>
V.F.	Velocidade Fixa
V.V.	Velocidade Variável
V.V.L.	Velocidade Variável Limitada
WRIG	<i>Wound Rotor Induction Generator</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

Alfabeto latino:

A	-	Disponibilidade
A_D	[m ²]	Área da seção transversal do disco do rotor
C_p	-	Coefficiente de Potência
D	[N]	Força de arrasto aerodinâmico
E	[h]	Valor esperado da função
F	-	Função densidade de falha
F	-	Probabilidade de falha
IA	[h]	Informação Disponível
IAFM	[h]	Força Maior
IANO	[h]	Não-Operativa
IANOFO	[h]	Interrupções Forçadas
IANOPCA	[h]	Ações Corretivas Planejadas
IANOS	[h]	Suspensa
IANOSM	[h]	Manutenção Agendada
IAO	[h]	Operativa
IAOG	[h]	Gerando
IAOGFP	[h]	Performance Total
IAOGPP	[h]	Performance Parcial
IAONG	[h]	Não-Gerando
IAONGEL	[h]	Fora das Especificações Elétricas
IAONGEN	[h]	Fora das Especificações Ambientais
IAONGRS	[h]	Parada Requisitada
IAONGTS	[h]	<i>Standby</i> Técnico
IU	[h]	Informação Indisponível
L	[N]	Força de sustentação aerodinâmica
L_{Empuxo}	[N]	Componente da força de sustentação perpendicular ao plano de rotação
L_p	-	Carregamento
L_s	-	Resistência
L_{Torque}	[N]	Componente da força de sustentação no plano de rotação
m	-	Função densidade de manutenibilidade
M	-	Mantenabilidade
N_f	-	Número de falhas
P	-	Função probabilidade

P_{90}	[MWh]	Produção anual de energia certificada com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento
r	[m]	Raio do rotor
R	-	Confiabilidade
t	[h]	Tempo
T	[Nm]	Torque
t_0	[h]	Vida mínima ou Confiabilidade intrínseca
t_e	[h]	Tempo esperado ou desejado
t_m	[h]	Tempo de reparo
U_D	[m/s]	Velocidade do fluxo de ar no disco do rotor
V_{ci}	[m/s]	Velocidade de início de operação
V_{co}	[m/s]	Velocidade de Corte
V_{nom}	[m/s]	Velocidade Nominal
V_R	[m/s]	Velocidade do ar relativa à pá

Alfabeto grego:

α	[s]	Parâmetro de Escala
β	-	Parâmetro de Forma
γ	[h]	Parâmetro de escala normal padronizada
Γ	-	Função gama
δ	[h]	Parâmetro de forma normal padronizada
ΔP	[MWh]	Consumo interno de energia elétrica mais as perdas internas até o ponto de conexão
θ	[rad]	Ângulo de ataque
λ	[falhas/hora]	Taxa de Falha
μ	[reparos/hora]	Taxa de Reparo
ρ	[kg/m ³]	Massa específica do ar
Φ	-	Função normal padronizada
χ	-	Razão da Velocidade de Ponta
ω	[rad/s]	Velocidade angular das pás

GLOSSÁRIO

Coeficiente de Potência	É a razão entre a potência extraída do vento e a potência disponível no vento.
Disponibilidade (Turbina Eólica)	É a fração de um determinado período de funcionamento em que a turbina está realizando seus serviços pretendidos dentro da especificação do projeto da máquina.
Falha (Turbina Eólica)	Momento em que a turbina eólica deixa de converter parte da energia cinética do vento em energia elétrica, existindo condições de vento apropriadas.
Fator de Capacidade	É a razão entre a potência produzida e potência nominal.
Fator de Capacidade Estimada (FCE)	É a razão entre a potência estimada no projeto do parque e a potência nominal. Trata-se do valor mínimo que o parque deve produzir.
Fator de Capacidade Verificado (FCV)	É a razão entre a potência verificada na operação do parque e a potência nominal. Trata-se do valor real que o parque produziu.
Garantia Física	É o montante de energia, em MW médios, definido como a máxima quantidade de energia que a usina pode vender no Sistema Interligado Nacional - SIN.
Indisponibilidade Programada	É o percentual do tempo em que a operação é interrompida devido à execução de manutenção programada.
MCP	Método que correlaciona os dados locais de velocidade do vento com dados de longo termo da velocidade do vento.

Potência Nominal (Turbina Eólica)	É a máxima potência elétrica contínua que uma turbina eólica é projetada para atingir em condições normais de operação.
Projeto	É um plano geral, descrito através de um conjunto de atividades, com o propósito de atingir um fim específico.
Projeto de Parque	É um plano geral, descrito através de um conjunto de atividades para desenvolver e implantar um parque eólico.
Projeto de Produto	É um plano geral, descrito através de um conjunto de atividades para produzir um produto.
Projeto para Garantia da Disponibilidade	É um plano geral, descrito através de um conjunto de atividades para garantir a disponibilidade de turbinas eólicas em operação.
SCADA	Sistema de controle do supervisor e aquisição de dados para monitoramento das turbinas em operação.
Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada	É o percentual do tempo em que a usina não está apta a operar, devido à ocorrência de falha ou interrupção de emergência, em condições não programadas, abatidas as paradas programadas.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	31
1.1	Motivação	31
1.2	Objetivos	35
1.2.1	Objetivo Geral	35
1.2.2	Objetivos Específicos	36
1.3	Estrutura do trabalho	36
2	TURBINAS EÓLICAS	37
2.1	Introdução	37
2.2	Concepções Básicas	39
2.3	Princípio de Funcionamento	40
2.4	Visão Geral da Turbina Eólica	46
2.5	Arquiteturas das turbinas eólicas típicas no Brasil	61
2.6	Considerações Finais	62
3	CONFIABILIDADE, MANTENABILIDADE E	
DISPONIBILIDADE		65
3.1	Introdução	65
3.2	Falha	65
3.3	Confiabilidade	70
3.3.1	Distribuição Exponencial	71
3.3.2	Distribuição de Weibull	71
3.3.3	Parâmetros Temporais da Confiabilidade	72
3.4	Mantenabilidade	74
3.4.1	Parâmetros Temporais da Manutenibilidade	75
3.4.2	Manutenção	76
3.4.3	Gestão de Manutenção	78
3.5	Disponibilidade	80
3.5.1	IEC 61400-26: Disponibilidade de Turbinas Eólicas	82
3.5.2	Garantia Física x Indisponibilidade.....	88
3.6	Técnicas de Análise	90
3.6.1	Análise Funcional.....	90
3.6.2	FMEA.....	92
3.6.3	FTA	96
3.6.4	CNEA.....	98
3.7	Considerações Finais	99
4	ESTRUTURA DO MODELO PARA GARANTIA DA	
DISPONIBILIDADE DE TURBINAS EÓLICAS - MGDTE		101
4.1	Introdução	101
4.2	Processo de estruturação do MGDTE	102

4.3	Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas.....	103
4.3.1	Fase Avaliação	110
4.3.2	Fase Planejamento do Projeto	116
4.3.3	Fase Informacional.....	120
4.3.4	Fase Caracterização	126
4.3.5	Fase Recomendação.....	130
4.3.6	Fase Implementação.....	134
4.3.7	Fase Comissionamento	137
4.3.8	Fase Encerramento do Projeto	140
4.4	Considerações Finais	142
5	SOFTWARE MADE	145
5.1	Introdução	145
5.2	Ferramenta Computacional de Apoio - MADE	145
5.2.1	Fase Avaliação	149
5.2.2	Fase Planejamento do Projeto	153
5.2.3	Fase Informacional.....	155
5.2.4	Fase Caracterização	160
5.2.5	Fase Recomendação.....	164
5.2.6	Fase Implementação.....	167
5.2.7	Fase Comissionamento	168
5.2.8	Fase Encerramento do Projeto	170
5.3	Validação do MGDTE e Avaliação Software MADE	171
5.3.1	Resultados da Validação do Modelo e Verificação do Software.....	172
5.4	Análise dos Resultados e Comentários.....	174
5.5	Considerações Finais	175
6	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	177
6.1	Conclusões	177
6.2	Sugestões para trabalhos futuros.....	180
	REFERÊNCIAS	183
	APÊNDICE A – ANÁLISE FUNCIONAL DA TURBINA EÓLICA	197
	APÊNDICE B – DOCUMENTOS DE SAÍDA DAS FASES.....	203
	APÊNDICE C – CATÁLOGO DE RECOMENDAÇÕES.....	245
	APÊNDICE D – QUESTIONÁRIO	257
	ANEXO A – ARTIGO PUBLICADO NO BRAZIL WIND POWER	261

ANEXO B – ARTIGO PUBLICADO NO INTERNATIONAL JOURNAL OF LATEST RESEARCH IN SCIENCE AND TECHNOLOGY.....	263
--	------------

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Energia é um ingrediente essencial para o desenvolvimento econômico. Para se ter uma ideia, o consumo de energia no mundo aumentou, em média, 2,67% ao ano, nos últimos 15 anos. Neste mesmo período, quase 100% do crescimento líquido na demanda global de energia se deu pelos países emergentes (BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2016).

Existe uma relação muito direta entre o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) e o consumo de energia de um país, como indicado na Figura 1.1. De fato, esse é um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida de qualquer sociedade. O crescimento do PIB reflete tanto o ritmo de atividade dos setores industrial, comercial e de serviços, quanto a capacidade da população para adquirir bens e serviços tecnologicamente mais avançados, que demandam mais energia (ANEEL, 2008).

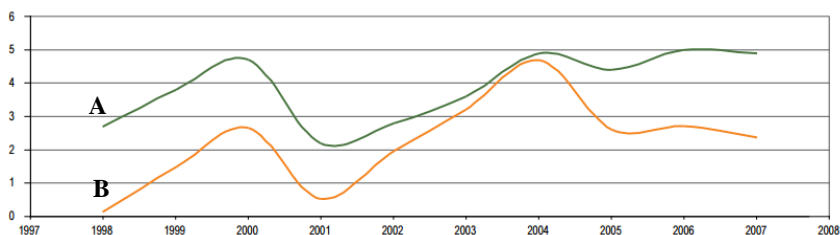


Figura 1.1 - Variação do PIB (A) e variação do consumo de energia (B) em porcentagem (1998 - 2007) (ANEEL, 2008).

Se por um lado o consumo mundial de energia vem crescendo, por outro, o petróleo, principal fonte de energia utilizada hoje no mundo¹, vem cada vez mais sendo questionado, seja pelo aspecto ambiental, seja pelo seu esgotamento em um futuro próximo. Segundo o *BP Statistical Review of World Energy* (2016), se o consumo de petróleo mantiver a taxa atual, as reservas deste combustível não irão durar até o final do século XXI.

¹ 32,9% do consumo mundial de energia é suprido pelo petróleo, de acordo com o BP Statistical Review of World Energy de 2016.

A busca por soluções já começou, e as energias renováveis são um dos elementos chaves dessa revolução. Hoje, cerca de 3% do consumo de energia no mundo é suprido por fontes renováveis (BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2016).

Dentro deste contexto, as renováveis ditas limpas têm um lugar especial, principalmente pelo apelo ambiental. Documentos como Agenda 21 (1992), Protocolo de Quioto (1997) e, mais recentemente, o Acordo de Paris (2015) são o reflexo de uma tentativa de incentivar o crescimento sustentável e minimizar os impactos ambientais gerados pelo crescimento econômico.

Segundo o Conselho Global de Energia Eólica (GWEC, 2016), a capacidade instalada de energia eólica, em 2000, era de 17,4 GW, atingindo pouco mais de 432,8 GW em 2015, como apresentado na Figura 1.2, um crescimento de quase 25 vezes em 15 anos.

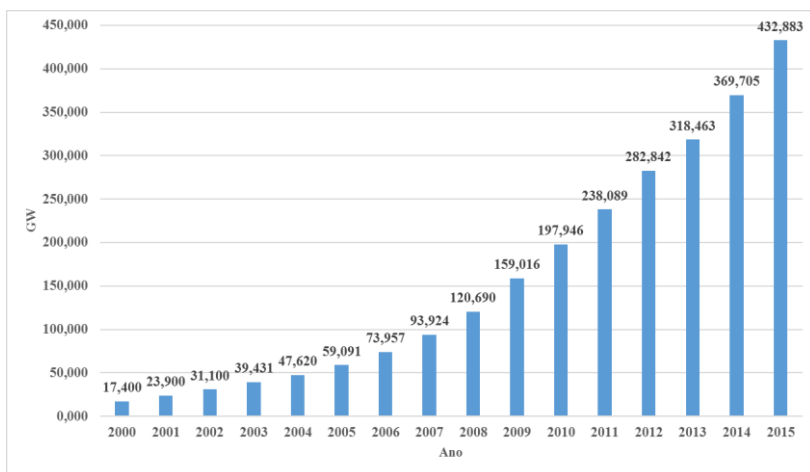


Figura 1.2 - Evolução da capacidade instalada de energia eólica no mundo, GW (Dados: GWEC, 2016)

O Brasil acompanha a tendência mundial e vem ganhando destaque pela taxa de crescimento que apresenta neste setor. A Figura 1.3 mostra a evolução da participação da fonte eólica dentro da matriz energética brasileira. Em maio de 2016, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica no país atingiu 143,922 GW (Boletim Mensal MME, 2016), neste mesmo mês, a fonte eólica representava 6,53% desta capacidade, com 9,41 GW instalados (Boletim Mensal ABEEólica, 2016).

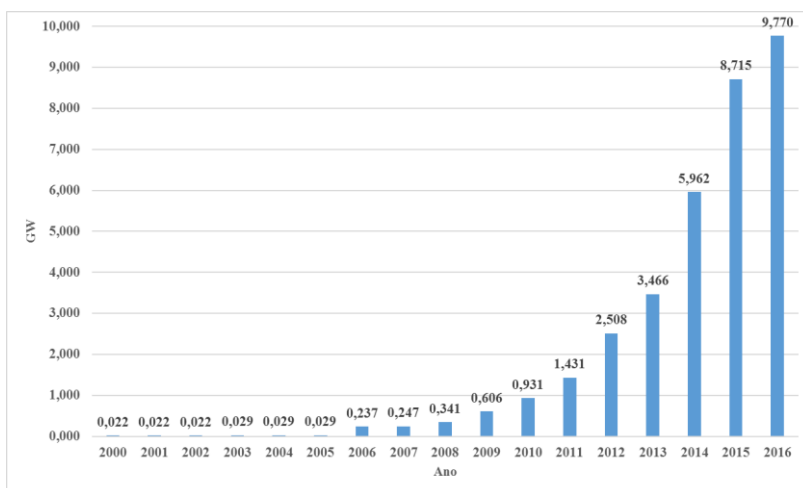


Figura 1.3 - Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil, GW. (Dados: *BP Statistical Review of World Energy*, 2016 e ABEEólica 2016)

As previsões são de mais de 10 GW instalados até o final de 2016. Esses valores só foram possíveis pela iniciativa do governo federal em promover as fontes renováveis por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, e, mais recentemente, dos leilões de energia, em especial para a fonte eólica, que se tornou bastante competitiva.

Por outro lado, a AWS Truepower (2016) divulgou recentemente um estudo, em que foram analisados 41 projetos do PROINFA em operação, no ano de 2015, onde se constatou que 51,2% estão com produção abaixo da estimada. O mesmo estudo mostrou que 54,4 % dos projetos vencedores de leilões, com entrada em operação até janeiro de 2015, também estavam com desempenho abaixo do estimado.

Para confirmar este cenário de inadequação, fez-se um levantamento de dados nos Boletins de Acompanhamento Mensal da Geração das Usinas Eolielétricas com Programação e Despacho Centralizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entre o período de abril de 2009 e abril de 2016, comparando-se os valores do Fator de Capacidade Verificado (FCV) (valor de produção de energia efetivamente produzido) e Fator de Capacidade Estimado (FCE) (valor mínimo de produção estimado para o parque eólico) dos parques registrados.

Os resultados foram convertidos em um gráfico que apresenta a porcentagem mensal do número de parques em que FCV estava acima do FCE, isto é, a razão entre o número de parques em que o FCV é maior que o FCE e o número total de parques registrados. Por exemplo, na Figura 1.4, a coluna A indica que, em julho de 2009, 75% dos parques tinham o FCV acima do FCE. Já na coluna B, de abril de 2016, apenas 4,3% dos parques eólicos cadastrados tiveram o FCV acima do FCE, existindo períodos em que nenhum dos parques registrados produziu o estimado. Assumiu-se na análise da Figura 1.4 que o referencial de 50% dos parques é um patamar importante para avaliar a condição do setor eólico do país. O que se observa é que poucas foram as ocasiões em que pelo menos 50% dos parques atingiram a meta estimada em projeto.

Este problema tem uma consequência imediata para os proprietários dos parques, que lidam com adversidades na receita e multas por descumprimento, e uma consequência de longo prazo, já que o problema pode ampliar-se ao longo do ciclo de vida médio de 20 anos do parque, impactando o sistema nacional como um todo.

Por que isto está acontecendo?

Autores como Damas (2013), Hau (2006) e a percepção do autor indicam justificativas para esta inadequação:

- Erro durante a fase de projeto do parque que levaram a sobrestimar a produção do parque. Damas (2013) mostra que a produção dos dois parques eólicos estudados está abaixo do previsto por não aplicarem técnicas de Medir, Correlacionar e Prever (MCP) durante o projeto do parque;
- Sazonalidade do vento. É sabido que o vento tem uma variabilidade intrínseca, é possível, portanto, que os parques analisados tenham sofrido com anos de baixas médias de velocidade do vento;
- Inadequação da tecnologia utilizada. As condições de operação desempenham um papel decisivo em turbinas eólicas (HAU, 2006);
- A forma como a operação e manutenção do parque vem sendo conduzida. Paradas excessivas, em períodos equivocados, com estratégia e gestão inapropriadas.

Particularmente os dois últimos tópicos, são responsáveis por impactar, diretamente, a disponibilidade dos aerogeradores. A inadequação da tecnologia se reflete em um número elevado de falhas que

interrompem a geração de energia. A gestão da manutenção pode conduzir a tempos improdutivos elevados, com a turbina parada por muito tempo.

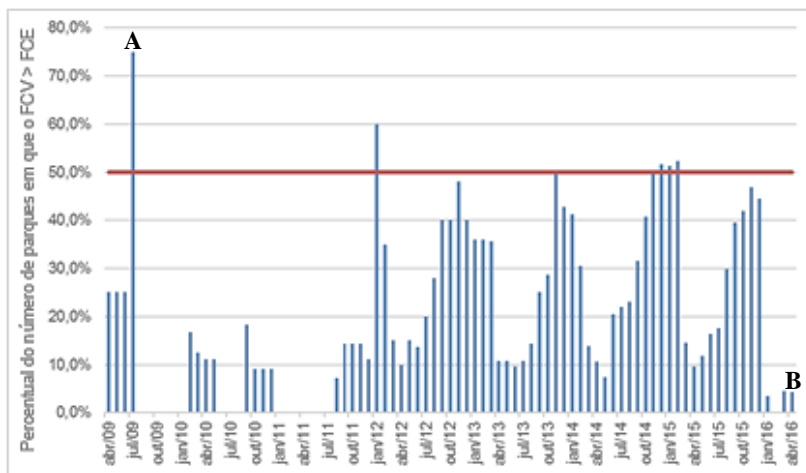


Figura 1.4 – Percentual do número de parques em que o FCV foi superior ao FCE – Linha de corte em 50% (Dados: Boletins Mensais de Acompanhamento Mensal da Geração das Usinas Eolielétricas com Programação e Despacho Centralizados pelo ONS.)

A disponibilidade é um atributo definido no projeto do produto. No entanto, dado que os parques já estão em operação, este atributo é, portanto, intrínseco da estrutura que ali está. Desta forma, um modelo de gestão para garantir a disponibilidade das turbinas eólicas deve atuar sobre o sistema técnico instalado, com implicações sobre o processo de manutenção vigente.

O quadro de geração de energia eólica do Brasil remete à necessidade de se ter um modelo para garantia da disponibilidade que possa ajudar os parques eólicos brasileiros a atingir os patamares estimados de produção de energia elétrica.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Desenvolver um Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas que dê suporte à gestão de manutenção. A perspectiva é

contribuir para que a produção de energia estimada em projeto dos parques eólicos em operação seja efetivamente produzida a partir dos sistemas técnicos instalados nos parques.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos desta dissertação são:

- Identificar as principais tecnologias de turbinas eólicas utilizadas no Brasil;
- Definir quais os parâmetros para avaliação das turbinas eólicas e parque eólicos;
- Identificar quais as ferramentas necessárias para analisar e caracterizar o problema de turbinas e processo de manutenção;
- Elaborar um conjunto de recomendações técnicas a serem aplicadas no processo de manutenção;
- Contribuir com a gestão de manutenção dos parques eólicos em operação;
- Desenvolver uma ferramenta computacional de auxílio a aplicação do modelo proposto;

1.3 Estrutura do trabalho

O presente trabalho é constituído por mais cinco capítulos, descritos a seguir.

O Capítulo 2 trata sobre as turbinas eólicas. Neste capítulo será apresentado o princípio de funcionamento, os componentes, e outros elementos que irão auxiliar no entendimento do sistema técnico.

O Capítulo 3 aborda os temas de falha, manutenção e disponibilidade. São apresentadas definições, parâmetros de avaliação, como Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade, e as técnicas de Análise Funcional, FMEA, FTA e CNEA.

No Capítulo 4, apresenta-se o Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas (MGDTE) proposto. São discutidas as fases, etapas e tarefas, fornecendo as bases necessárias à sua aplicação.

O Capítulo 5 tem especial importância, porque nele é apresentado o software desenvolvido para auxiliar no MGDTE e o resultado do processo de validação, tanto do modelo, quanto da ferramenta computacional.

O Capítulo 6 encerra a dissertação com as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 TURBINAS EÓLICAS

2.1 Introdução

Turbina eólica, ou aerogerador, é o dispositivo que transforma parte da energia cinética do vento em eletricidade. Trata-se, portanto, de um sistema de transformação, cuja função global é converter parte da energia cinética do vento em energia elétrica de qualidade pré-estabelecida. A turbina é o principal ator dentro da cadeia produtiva e, do ponto de vista econômico, o item mais crítico de um parque eólico, uma vez que representa mais de 60% dos investimentos (ABDI, 2014).

Os principais aerogeradores utilizados hoje, no Brasil, em escala comercial, são os de eixo horizontal, três pás controladas por passo (*pitch*), com caixa multiplicadora, gerador de indução duplamente excitado (*Doubly Fed Induction Generator – DFIG*) e operando com velocidade variável, como apresentado na Figura 2.1. Essa configuração corresponde a 73,8% das mais de 4150 máquinas em operação ou instalação no país (BONA, ROMIO e DIAS, 2016).

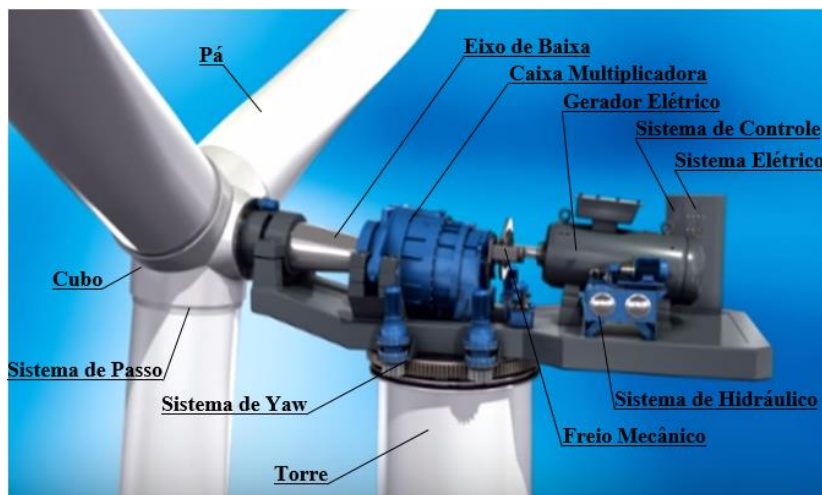


Figura 2.1 - Vista mostrando arranjo tradicional de uma turbina eólica
(Adaptado de Rexroth - *Drive and Control Technology for Wind Turbines*)

As diferentes tecnologias de aerogerador com eixo horizontal, desenvolvidas nas últimas duas décadas, são classificadas segundo uma taxonomia introduzida pela UPWIND (2007):

- Velocidade de rotação: velocidade fixa (VF), velocidade variável limitada (VVL) e velocidade variável (VV);
- Regulagem de potência ou mecanismo de controle de velocidade: controle por estol (*stall*), controle por estol ativo e controle de passo (*pitch*);
- Trem de acionamento (*drive train*): com caixa de multiplicadora e sem caixa multiplicadora (acionamento direto);
- Tipo de gerador: gerador de indução (assíncrono) com rotor de gaiola (*squirrel cage induction generator* – SCIG), gerador de indução com rotor bobinado (*wound rotor induction generator* – WRIG), gerador de indução duplamente excitado (*doubly fed induction generator* – DFIG), gerador síncrono de excitatriz com ímãs permanentes (*permanente magnet synchronous generator* – PMSG) e gerador síncrono excitado eletricamente – com enrolamento de campo (*electrically excited synchronous generator* – EESG).

É possível agrupar as diferentes tecnologias utilizadas em conjuntos específicos e orientar o processo de estudo do sistema técnico, ou seja, podem-se estruturar diversas combinações e diferentes arquiteturas. A Tabela 2.1 mostra as diferentes combinações encontradas nas turbinas eólicas instaladas no Brasil, obtidas com base em um estudo detalhado na última seção deste capítulo.

Tabela 2.1 – Arquiteturas/Características de turbinas encontradas no Brasil

Velocidade de Rotação	Regulagem de Potência	Trem de Acionamento	Gerador	Total
Velocidade Variável	Controle de Passo	Com Caixa Multiplicadora	DFIG	73,8 %
			PMSG	0,2 %
		WRIG	2,4 %	
		-	3,4 %	
	Estol Ativo	Sem Caixa Multiplicadora	EESG	16,8 %
			PMSG	0,6 %
		Com Caixa Multiplicadora	-	2,9 %

2.2 Conceções Básicas

Existem diferentes maneiras pelas quais um dispositivo pode transformar energia cinética do vento em outra forma de energia. Os primeiros moinhos de vento utilizados no Oriente para bombeamento de água tinham eixo de rotação vertical, enquanto que os moinhos de vento usados na Europa para moagem de grãos apresentavam o eixo de rotação horizontal. Esta é uma das formas mais intuitivas de distinguir os aerogeradores, pelo aspecto estrutural. Pode-se classificar as turbinas em dois grandes grupos: as turbinas verticais e as turbinas horizontais.

As turbinas eólicas de eixo vertical (VAWT – *Vertical Axis Wind Turbines*) não tiveram grande sucesso na história moderna, mesmo existindo diferentes modelos que aplicavam diferentes conceitos para produzir rotação do eixo, como ilustrado na Figura 2.2.

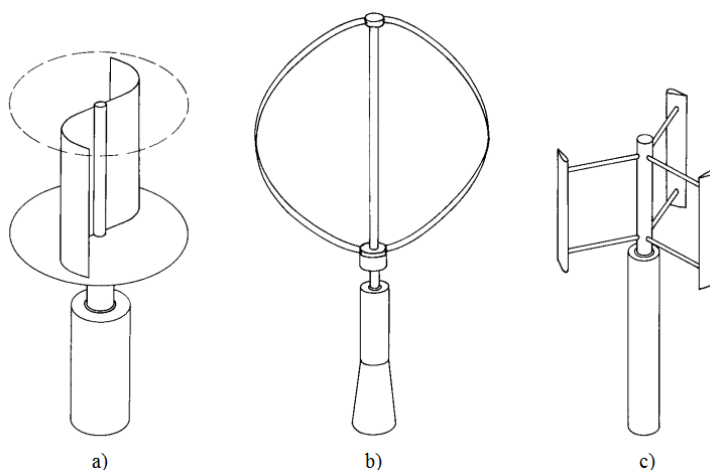


Figura 2.2 - Conceitos com eixo vertical de rotação a) Savonius b) Darrieus e c) Formato H
(Adaptado de HAU, 2006)

As turbinas de eixo horizontal sobressaíram às demais, e, atualmente, são o conceito mais encontrado no mercado. Hau (2006) faz um resgate histórico e discute conceitos sobre as concepções verticais e horizontais.

O gráfico apresentado na Figura 2.3 resume algumas das concepções em termos do Coeficiente de Potência e Razão da Velocidade

de Ponta (conceitos tratados na seção 2.3), indicando como as curvas de eficiência na extração da energia cinética do vento estão distribuídas.

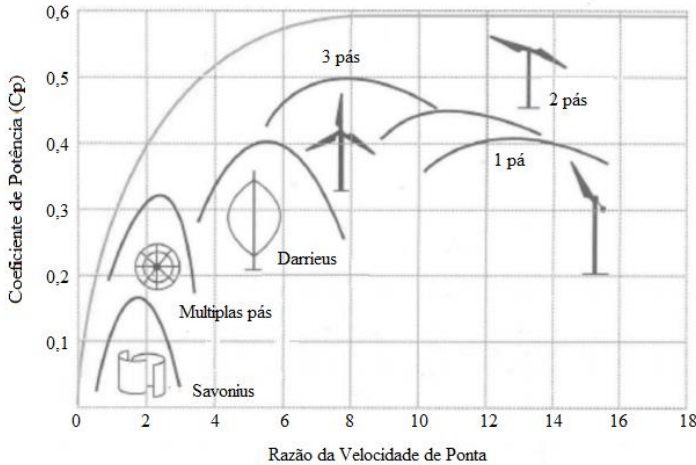


Figura 2.3 - Coeficiente de Potência para diferentes concepções
(Adaptado de AMENEDO *et. al.*, 2003 *apud*. DAMAS, 2013)

Este trabalho de pesquisa foca, exclusivamente, no modelo mais popular em operação no Brasil, de tal forma que todas as discussões que se seguem são feitas para a turbina de eixo horizontal e três pás, doravante denominadas apenas turbinas eólicas.

2.3 Princípio de Funcionamento

Em virtude do contato entre massa de ar em movimento e as pás do aerogerador, desenvolvem-se forças aerodinâmicas na superfície da pá que produzem um movimento rotativo. Este trabalho de eixo é transmitido ao gerador elétrico, que, então, irá converter a energia mecânica em energia elétrica. A potência extraída pode ser quantificada pela Equação 2.1 e está ilustrada na Figura 2.4:

$$Potência = T \cdot \omega \quad (2.1)$$

Onde,

T é o torque gerado pelas forças aerodinâmicas nas pás [N.m];

ω é velocidade angular das pás [rad/s].

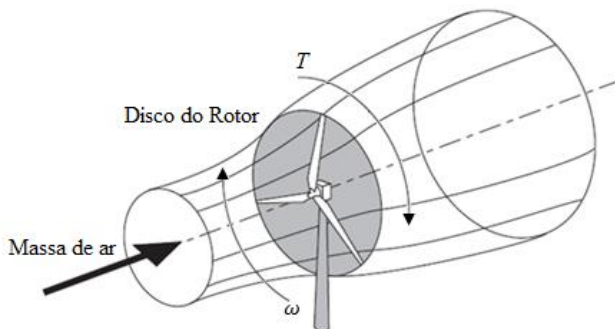


Figura 2.4 - Extração da energia de um fluxo de ar
(Adaptado de BURTON, SHARPE E JENKINS., 2011)

O vento ao entregar parte da energia cinética à turbina sofre uma redução de velocidade. A forma mais comum de avaliar a potência extraída do vento é o Coeficiente de Potência, C_p , que descreve a fração da potência (energia) do vento que pode ser convertida, pela turbina, em trabalho mecânico, sendo definido pela equação 2.2 como:

$$C_p = \frac{\text{Potência Extraída}}{\frac{1}{2}\rho A_D U_D^3} \quad (2.2)$$

Onde,

ρ é a densidade do ar [kg/m^3];

A_D é a área da seção transversal do disco do rotor [m^2];

U_D é a velocidade do fluxo de ar no disco do rotor [m/s].

O valor teórico máximo para C_p é 0,593, como demonstrado em BURTON *et. al.* (2011). O Limite de Lanchester-Betz, como é conhecido, indica o valor máximo para extração de potência do fluxo de ar, sem considerar, no entanto, o projeto do aerogerador. Até hoje, nenhuma turbina eólica foi capaz de exceder o limite de Lanchester-Betz, apresentando valores máximos entre 0,35 e 0,50.

A potência que pode ser atingida em condições reais é influenciada, principalmente, pelas características das pás. O Coeficiente de Potência real varia conforme a força de sustentação é utilizada para produzir a rotação do eixo (HAU, 2006). Nesse sentido, o C_p depende do projeto aerodinâmico da pá e das condições de vento. Nos catálogos dos fabricantes, o Coeficiente de Potência, quando apresentado, vem expresso em função da velocidade do vento no rotor. Como se observa na Figura

2.5, existe uma única velocidade que maximiza o Coeficiente de Potência, esta é velocidade que produz a melhor relação entre a potência extraída e a potência disponível no vento.

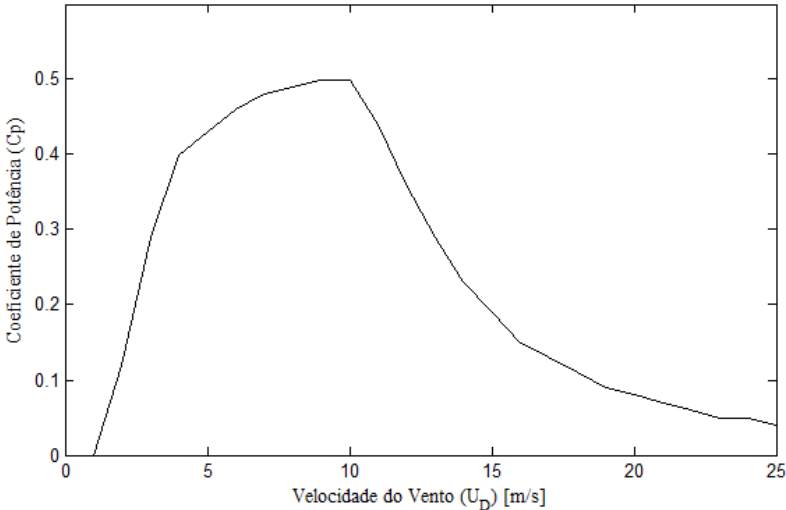


Figura 2.5 – Coeficiente de Potência x Velocidade do vento da máquina Enercon E82 2MW
(Dados em: ENERCON, 2015)

Nesse sentido, pode parecer que o C_p é exclusivamente função da velocidade do vento, o que não é verdade. Na realidade, trata-se da velocidade do vento que produz a melhor relação de torque e velocidade de rotação do rotor. Autores como Burton, Sharpe e Jenkins (2011) e Hau (2006) procuram avaliar o Coeficiente de Potência pela chamada Razão da Velocidade de Ponta, χ . Define-se este valor como sendo a razão entre a velocidade linear da ponta da pá e a velocidade do vento livre.

$$\chi = \frac{\omega r}{U_D} \quad (2.3)$$

Onde,

ω é a velocidade angular do rotor [rad/s];

r é o raio do rotor (comprimento da pá) [m];

U_D é a velocidade do fluxo de ar no disco do rotor [m/s].

Da mesma forma que para velocidade do vento, existe um único valor de χ que maximiza C_P . Este é um fator de projeto, uma vez que cada fabricante pode determinar, pela geometria da pá, qual será a velocidade de rotação para uma dada velocidade de vento.

Sendo assim, observam-se três conceitos distintos de operação: as turbinas que operam com velocidade fixa (V.F.), velocidade variável limitada (V.V.L) e velocidade variável (V.V).

Nas turbinas que operam com velocidade fixa (V.F.) existe uma única velocidade angular em que o gerador elétrico está efetivamente produzindo e conectada à rede (EWEA, 2009). Essa velocidade de rotação é aquela que produz a frequência exata da rede à qual a turbina está conectada e acontece para uma velocidade de vento específica, a chamada Velocidade Nominal da turbina. Neste tipo de operação, não se produz energia elétrica na transição do repouso da turbina até a velocidade angular em que se aciona o gerador. Este conceito não é muito flexível, pois as turbinas de velocidade fixa operam de maneira ótima em apenas uma única velocidade do vento, justamente aquela que correspondente à razão de velocidade de ponta, χ , ideal. Este conceito é ultrapassado e não existem turbinas no Brasil que o utilizem (BONA, ROMIO e DIAS, 2016).

O conceito de velocidade variável limitada (V.V.L.) é também conhecido como *OptiSlip*. Neste tipo de operação, existe uma faixa de velocidades em que a turbina pode operar produzindo energia elétrica, o que remete à ideia de velocidade variável. No entanto, esta faixa de operação, obrigatoriamente, está acima da velocidade síncrona do gerador, por isso do nome limitada. Um dos fatores que tornou possível esse tipo de operação foi a introdução de um conversor na saída do gerador, para ajuste da frequência. Este conceito também não é utilizado no Brasil (BONA, ROMIO e DIAS, 2016).

As turbinas acima de 1,5 MW têm utilizado o conceito de velocidade variável (V.V) (UPWIND, 2007). A principal característica deste tipo de operação é a produção de energia elétrica em uma ampla faixa de velocidades de operação, isto é, a partir do momento em que a velocidade do vento atinge um valor mínimo, conhecido como *cut in*, e se inicia a rotação das pás, o gerador é acionado e passa a produzir. Conforme a velocidade do vento aumenta, a potência produzida pela máquina também aumenta, até que se atinge a potência nominal da turbina, isto é, a máxima potência elétrica contínua que uma turbina eólica é projetada para atingir em condições normais de operação (IEC 61400-1, 2005), a partir daí, por mais que a velocidade do vento aumente, a

potência produzida não se altera. As duas principais vantagens que se observam neste tipo de operação são: um aumento da captura de energia do vento e a possibilidade de manter o Coeficiente de Potência máximo para velocidades específicas de vento. Este conceito só foi possível graças as melhorias nos conversores, geradores e sistemas de controle de passo das pás. No Brasil, todas as turbinas em operação na rede trabalham com velocidade variável (BONA, ROMIO e DIAS, 2016). A operação com velocidade variável traz consigo um conceito importante de potência de saída variável, em outras palavras, pode-se escrever a potência produzida pela turbina em função da velocidade do vento. A curva de potência (Figura 2.6), como é chamada, é calculada com base nas características de potência do rotor (C_p), na eficiência da conversão mecânica-elétrica, na distribuição de velocidade do vento e pela potência máxima permitida pelo gerador. A Figura 2.6 mostra que existem três velocidades marcantes:

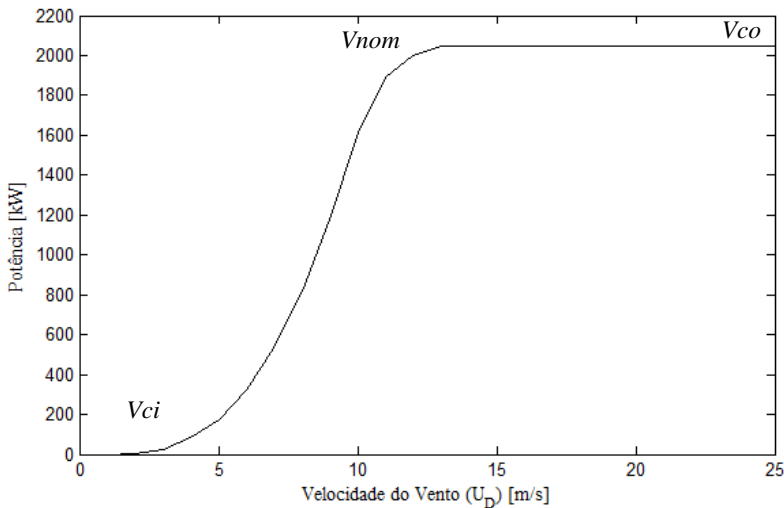


Figura 2.6 - Curva de Potência x Velocidade do vento da máquina Enercon E82 2MW
(Dados em: ENERCON, 2015)

- A velocidade de início de operação, conhecida como *cut in*, V_{ci} . O rotor deve estar entregando potência suficiente para compensar as perdas no trem de acionamento e o consumo interno da máquina;

- A velocidade do vento na qual a potência nominal da turbina é atingida, conhecida como velocidade nominal, V_{nom} . A partir deste momento, a potência gerada pela turbina atinge um máximo;
- A velocidade de corte, conhecida também como *cut out*, V_{co} . Trata-se da velocidade máxima do vento em que a turbina ainda está produzindo energia elétrica. Para valores acima deste limite a turbina inicia um procedimento de parada por questões de segurança.

A Curva de Potência é um dos principais indicadores para avaliação de performance utilizados atualmente e é fundamental no processo de análise de falha da turbina, uma vez que a sua degeneração indica problemas no sistema técnico. A Figura 2.7 ilustra o exemplo de uma falha no gerador elétrico e como ele influencia os valores medidos da curva de potência.

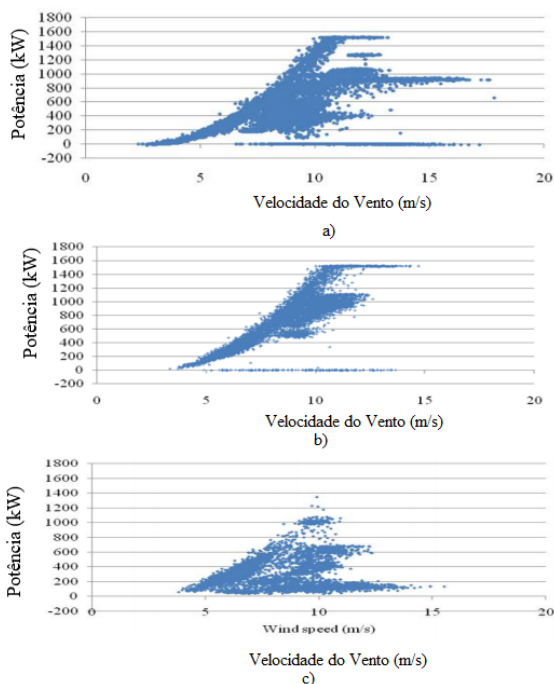


Figura 2.7 – Exemplo da influência de uma falha sobre a curva de potência
 a) durante a falha, b) um dia após a falha e c) dois dias após a falha
 (Adaptado de VERMA, 2012)

Na Figura 2.7 a) está indicada a Curva de Potência no dia de ocorrência da falha, onde se observa uma dispersão dos valores de potência. A Figura 2.7 b) mostra o segundo dia após a falha, novamente, com uma dispersão dos valores de produção, mas ainda com o perfil da Curva de Potência visível. A Figura 2.7 c) apresenta o terceiro dia após a falha, onde se percebe uma completa degeneração do formato da Curva de Potência.

2.4 Visão Geral da Turbina Eólica

Existem particularidades em cada um dos projetos de aerogerador. No entanto, há também uma linha geral que pode ser seguida, a fim de compreender este sistema técnico. Nesta seção, os subsistemas e componentes são apresentados sob a perspectiva da função que exercem, das dimensões básicas que apresentam e principais causas de falhas.

Em termos gerais, a turbina eólica pode ser dividida em três grupos primários: rotor, nacele e torre, como apresentados na Figura 2.8.

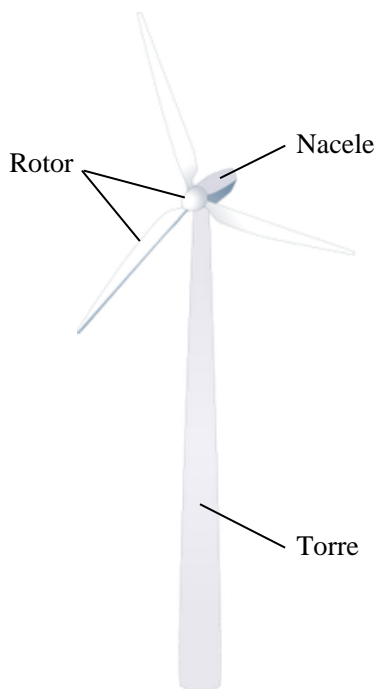


Figura 2.8 – Divisão básica de uma turbina eólica
(Adaptado de IAN Image)

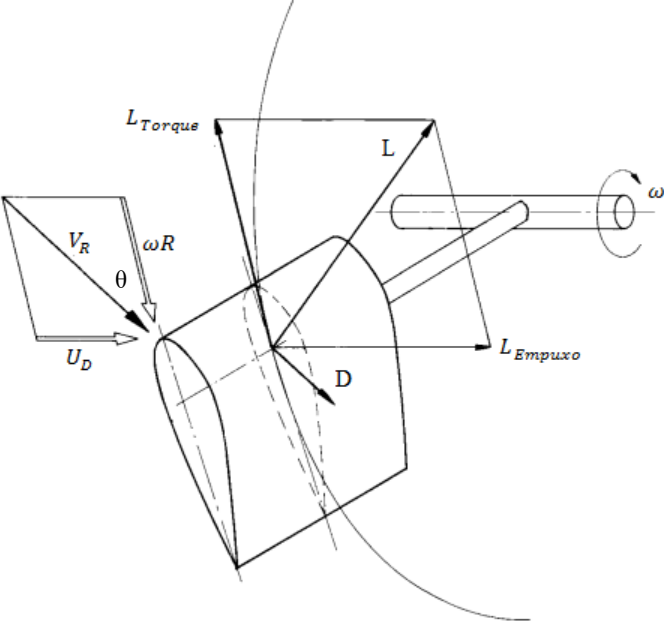
O rotor é o primeiro elemento na cadeia funcional de uma turbina eólica, compreende todas as partes girantes fora da nacelle, este grupo é formado pelas pás, cubo (*hub*) e o sistema de passo (HAU, 2006).

A nacelle reúne os subsistemas e componentes encapsulados no topo da turbina, tais como a caixa multiplicadora (quando existe) e o gerador elétrico.

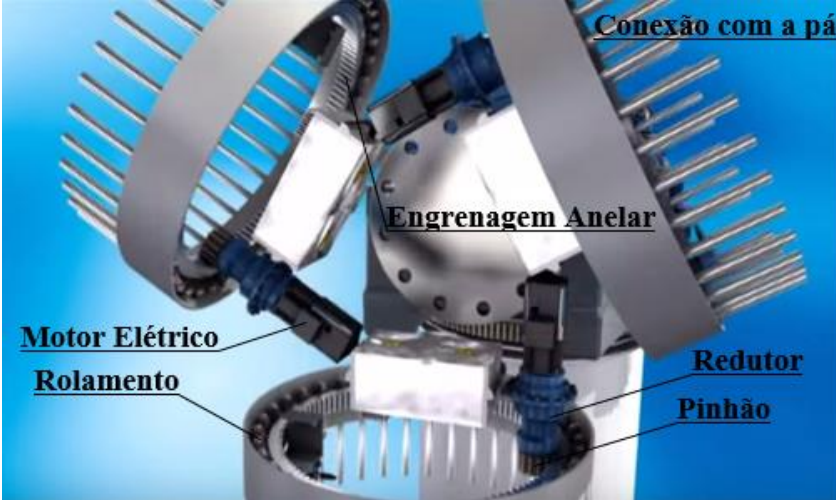
A torre é o elemento estático de suporte que posiciona o rotor e a nacelle nas alturas requeridas para conversão de energia.

No Quadro 2.1, apresenta-se uma descrição sucinta de cada um dos subsistemas constituintes do aerogerador, elaborado com base em ALTRA, 2010; ANCONA e McVEIGH, 2011; ANDRAWUS, 2008; ARABIAN-HOSEYNABADI, ORAEE e TAVNER, 2010; EWEA, 2009; HAU, 2006; LINSINGEN, 2003; MARQUEZ *et. al.*, 2015; NREL, 2009; RIBRANT, 2006; RISØ, 2002; ZHOU, YU e ZHANG, 2014; e Catálogos de fabricantes.



Quadro 2.1 - Visão geral do sistema técnico

Subsistema/ Componente	Função	Esquemas e Ilustrações	Modos de Falha
Pás	<p>A função das pás é converter a energia cinética do vento (denominador da equação 2.2) em trabalho mecânico de eixo (numerador da equação 2.2). Análogo ao que ocorre na asa de um avião, as turbinas eólicas fazem uso da força aerodinâmica para produzir movimento. A força aerodinâmica criada pode ser decomposta em uma componente na direção do vento livre, arrasto, e uma componente perpendicular a esta, sustentação. Por sua vez, a força de sustentação pode ser dividida em uma componente no plano de rotação, dita sustentação de torque, e em uma segunda componente, perpendicular a este plano, dita empuxo. A primeira é responsável pela rotação do rotor e produz trabalho mecânico. A força de sustentação e, por consequência, a velocidade de rotação das pás, está ligada ao ângulo de ataque, θ, formado entre a velocidade relativa e o eixo da pá, quanto maior o ângulo θ, maiores as velocidades desenvolvidas.</p>	 <p>L é a força de sustentação aerodinâmica; L_{Torque} é a componente da força de sustentação no plano de rotação; L_{Empuxo} é a componente da força de sustentação perpendicular ao plano de rotação; D é a força de arrasto aerodinâmico; V_R é a velocidade do ar relativa à pá; θ é o ângulo de ataque.</p> <p>Esquema de forças atuando na pá (Hau, 2006)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Trincas por fadiga • Delaminação • Erosão do bordo de ataque • Danos por descarga atmosférica • Formação de gelo na superfície • Ruptura
	<p style="text-align: center;">Características</p>		
	<ul style="list-style-type: none"> • Comprimento variando entre 40 e 60 m • Massa entre 6 e 25 t por pá 		

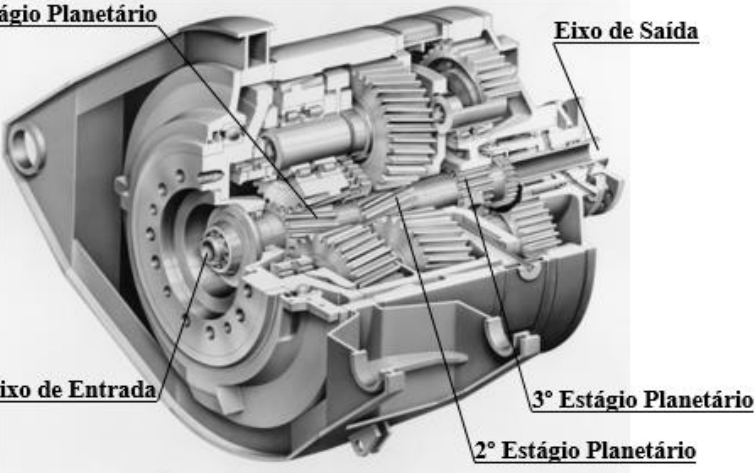
Quadro 2.1 – Visão geral do sistema técnico (continuação)

Subsistema/ Componente	Função	Esquemas e Ilustrações	Modos de Falha
Sistema de Passo	<p>A função do sistema de passo é posicionar as pás, mecanicamente, no melhor ângulo de ataque aerodinâmico. Com isso, pode-se controlar a potência retirada do vento e, conseqüentemente, a potência gerada na saída da turbina. Para conseguir este efeito “mecânico”, a pá de rotor é rotacionada, em torno do seu eixo longitudinal, com o auxílio de atuadores controlados ativamente. Entre as vantagens do controle de passo, tem-se uma operação mais suave; a potência de saída pode ser mantida em um nível constante da velocidade nominal até a velocidade de corte; e o empuxo sobre a turbina cai consideravelmente com este tipo de controle. Pode utilizar atuadores hidráulico ou elétrico, com o último sendo mais utilizado.</p>	 <p>Diagrama de um sistema de passo de uma turbina eólica, mostrando um motor elétrico, rolamento, engrenagem anelar, redutor e pinhão conectados a uma pá. As partes são rotuladas: Motor Elétrico, Rolamento, Engrenagem Anelar, Redutor e Pinhão. Há também uma conexão com a pá.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ângulo da pá errado • Travamento do conjunto pinhão/engrenagem anelar • Desgaste dos dentes das engrenagens; • Deformação dos dentes das engrenagens; • Ruptura dos dentes das engrenagens; • Desgaste dos rolamentos. • Falha no sistema elétrico
	<p>Características</p>	<p>Sistema de Passo (Rexroth, 2013)</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> • Diâmetro da engrenagem angular em torno de 2,0 m • Torque nominal em cada motor entre 2500 e 40000 Nm 		

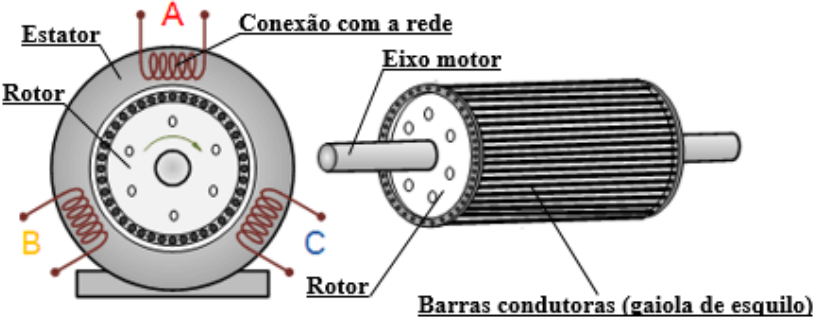
Quadro 2.1 – Visão geral do sistema técnico (continuação)

Subsistema/ Componente	Função	Esquemas e Ilustrações	Modos de Falha
Cubo	<p>A função do cubo é conectar as pás ao eixo principal e suportar os esforços resultantes dos subsistemas conectados ao cubo: pás, sistema de passo e a conexão com o eixo. Os cubos são fabricados, geralmente, em única peça de ferro fundido ou aço. A conexão cubo/pá e cubo/eixo é feita por meio de ligações parafusadas.</p>	 <p>Cubo (Rexroth, 2013)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Trincas • Separação da junta parafusada
	<p>Características</p> <ul style="list-style-type: none"> • Massa entre 18 e 25 t 		
Subsistema/ Componente	Função	Esquemas e Ilustrações	Modos de Falha
Eixo Principal ou Eixo de Baixa Velocidade	<p>A função do Eixo Principal é transmitir o torque produzido pelas pás à caixa multiplicadora. O eixo pode ser vazado, a fim de permitir a passagem de cabos elétricos ou linhas de transmissão hidráulica que alimentam o sistema de passo, e porque nesta condição o peso diminui significativamente, sem afetar a capacidade de transmissão de torque. A conexão entre o eixo e a estrutura do cubo se dá por meio de um flange, a forma mais convencional de conexão neste caso.</p>	 <p>Eixo Principal (Weiku, 2015)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Trincas • Fadiga • Ruptura • Deformação permanente • Desbalanceamento • Desgaste • Desalinhamento • Separação da junta parafusada
	<p>Características</p> <ul style="list-style-type: none"> • Massa entre 10 e 15 t 		

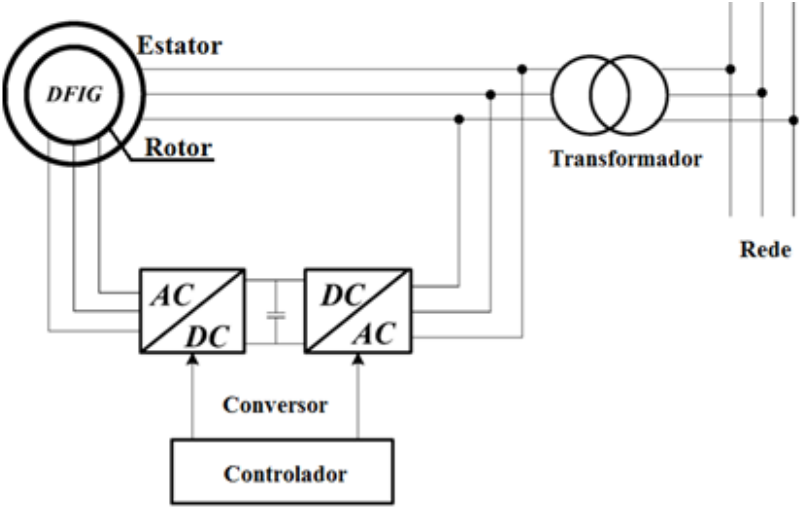
Quadro 2.1 – Visão geral do sistema técnico (continuação)

Subsistema/ Componente	Função	Esquemas e Ilustrações	Modos de Falha		
Caixa Multiplicadora ou Caixa de Engrenagens	<p>A função da Caixa Multiplicadora é ampliar a rotação do rotor, provendo os patamares requeridos pelo gerador elétrico. Comumente, as caixas apresentam arranjos planetários e paralelos, dispostos em até três estágios. No Brasil, o arranjo com três estágios planetários é majoritário. Sistemas auxiliares indispensáveis à caixa multiplicadora são os sistemas de lubrificação e refrigeração. A lubrificação é um fator decisivo na vida útil de uma caixa multiplicadora, sendo feito, em geral, por injeção. Neste método, o óleo lubrificante é bombeado e circula em todo sistema, sob pressão, passando pelas engrenagens e rolamentos da caixa. Existem arquiteturas que eliminaram a caixa multiplicadora, reduzindo peso e custo, e aumentando a confiabilidade total da turbina eólica.</p>	 <p>Caixa Multiplicadora (Hau, 2006)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sobreaquecimento • Desgaste dos rolamentos • Desgaste dos dentes das engrenagens • Deformação dos dentes das engrenagens • Ruptura dos dentes das engrenagens • Deformação dos eixos • Fadiga dos eixos 		
	<p style="text-align: center;">Características</p>				
	<ul style="list-style-type: none"> • Relação de transmissão entre 1:70 e 1:130 • Rotação do eixo de entrada entre 12 e 30 rpm • Rotação do eixo de saída entre 1500 e 1800 rpm • Massa entre 20 e 30 t 				


Quadro 2.1 – Visão geral do sistema técnico (continuação)

Subsistema/ Componente	Função	Esquemas e Ilustrações	Modos de Falha
Gerador Elétrico	<p>A função do gerador elétrico é converter a energia mecânica em energia elétrica. Podem-se agrupar os geradores em dois grandes grupos: os síncronos e os de indução (assíncronos), com este último sendo o mais utilizado no Brasil. O gerador de indução duplamente excitado (<i>Doubly Fed Induction Generator – DFIG</i>), apresenta, em geral, a estrutura de gaiola de esquilo, o que o diferencia é arranjo de alimentação e a forma como a potência gerada é tratada. Trata-se de uma configuração em que não só o estator está ligado à rede, como também o rotor. A grande vantagem do DFIG está, justamente, no fato de que apenas um terço da potência passa pelo conversor, isto reduz tamanho, custo, complexidade e perdas elétricas.</p>	 <p>Gerador Elétrico (Alternative Energy Tutorials)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sobreaquecimento • Trincas no rotor/estator • Falta de isolamento • Desgaste das escovas • Falta de alimentação elétrica • Desgaste dos rolamentos • Rotor do gerador travado
	Características		
	<ul style="list-style-type: none"> • Massa entre 5 e 11 t • Tensão nominal no estator entre 600 e 1000 V • Rotação do eixo motor entre 700 e 1800 rpm 		


Quadro 2.1 – Visão geral do sistema técnico (continuação)

Subsistema/ Componente	Função	Esquemas e Ilustrações	Modos de Falha
Sistema Elétrico	<p>As funções do sistema elétrico são adequar e transmitir a energia elétrica produzida no gerador elétrico para a rede transmissão. É todo o conjunto de sistemas auxiliares, indispensáveis à operação da turbina, tais como: conversor, responsável pela adequação de frequência da tensão; o transformador, responsável pela adequação do nível de tensão; os cabos, responsáveis pela transmissão; além de diversos dispositivos de segurança e proteção.</p>	 <p>Esquema do sistema elétrico conectado ao gerador elétrico (Tapia <i>et. al.</i>, 2003)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sobreaquecimento • Ruptura dos cabos • Queima por descarga atmosférica • Frequência de saída inadequada • Tensão de saída inadequada • Falha de inicialização da turbina
	Características		
	<ul style="list-style-type: none"> • Trecho de cabo com comprimentos entre 80 e 120 m • Massa do transformador entre 5 e 10 t • Corrente nominal em alguns componentes em torno de 600 A 		

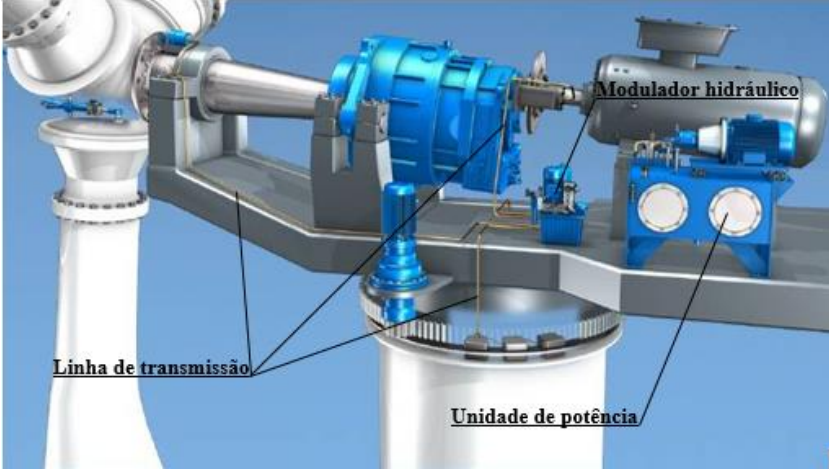
Quadro 2.1 – Visão geral do sistema técnico (continuação)

Subsistema/ Componente	Função	Esquemas e Ilustrações	Modos de Falha
Sistema de Freio Mecânico	<p>A função do sistema de freio mecânico é fixar os elementos de transmissão em uma única posição e reduzir a velocidade de rotação em situações de emergência. O sistema de freio mecânico corresponde a um “freio de estacionamento”, ou seja, mantém a turbina parada (<i>standstill</i>), para realização das atividades de manutenção. Uma segunda é parar a turbina quando as velocidades de rotação começam a ficar elevadas, isto só acontece, efetivamente, em situações de emergência, quando o freio aerodinâmico (este sim, responsável por rápidas paradas) não atua. O sistema utilizado é o freio a disco com acionamento hidráulico da pinça.</p>	 <p>Sistema de freio mecânico (geograph)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Atrito insuficiente • Sobreaquecimento • Acionamento prematuro • Desgaste da pastilha • Desgaste do disco • Pressão hidráulica insuficiente
	Características		
	<ul style="list-style-type: none"> • Força de aperto na pinça entre 50 e 500 kN • De uma a três pinça no disco 		

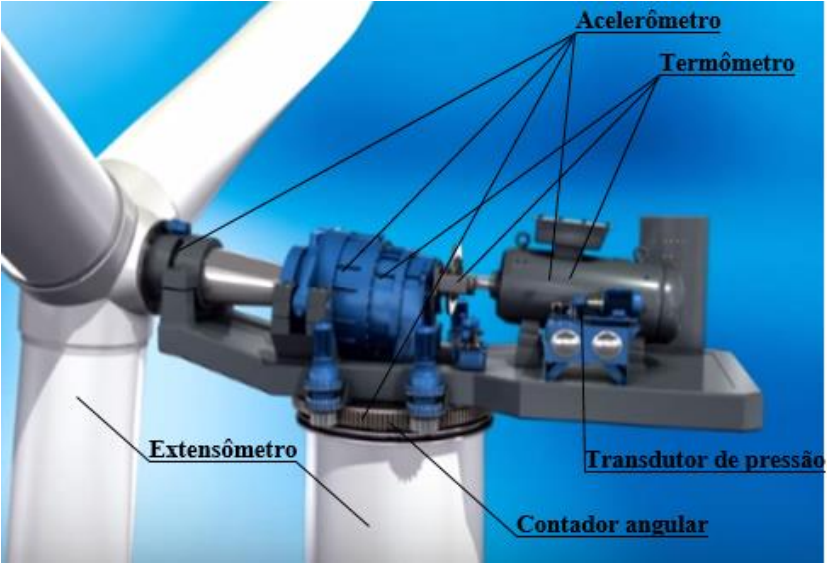
Quadro 2.1 – Visão geral do sistema técnico (continuação)

Subsistema/ Componente	Função	Esquemas e Ilustrações	Modos de Falha
Sistema de Yaw	<p>A função do sistema de yaw é posicionar o rotor frente a direção do vento, posicionado as pás da forma mais eficaz para aproveitar a energia cinética do vento. O sistema de yaw tem ainda uma função de segurança, ao posicionar o rotor de uma maneira apropriada quando as velocidades de vento são muito elevadas ou níveis de turbulência excessivos, reduzindo-se os esforços sobre as pás e a torre. Assim como em outros subsistemas, os atuadores podem ser hidráulicos ou elétricos, com uma predileção pelo último. Os principais itens são: o rolamento, que permite a rotação em torno do eixo da torre, em geral, de rolos ou esféricos de quatro pontos de contato; o sistema de freio a disco com pinça hidráulica, que serve tanto para reduzir a velocidade de rotação conforme a nacelle se aproxima da posição final, quanto para manter o conjunto parado; e o sistema de redução, que aumenta o torque gerado pelo motor elétrico.</p>	 <p>Sistema de yaw (Rexroth, 2013)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ângulo do rotor errado • Desgaste dos dentes das engrenagens • Deformação dos dentes das engrenagens • Ruptura dos dentes das engrenagens • Desgaste do rolamento • Torque de acionamento insuficiente
	Características		
	<ul style="list-style-type: none"> • De dois a quatro conjuntos de acionamento • Sistema redutor com três a cinco estágios • Torque nominal entre 8000 e 120000 Nm por conjunto de acionamento 		

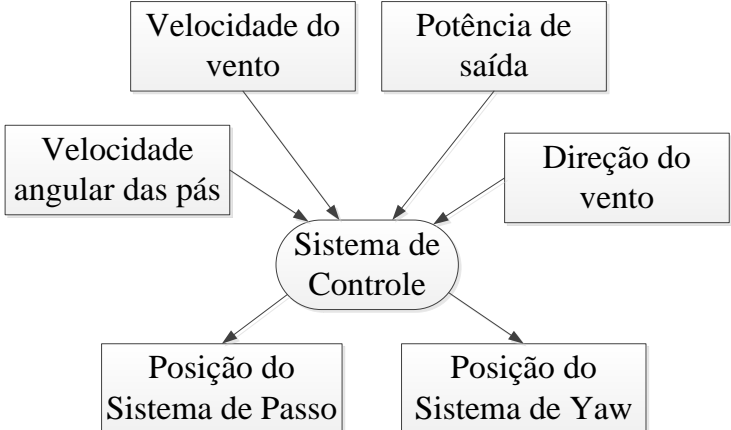

Quadro 2.1 – Visão geral do sistema técnico (continuação)

Subsistema/ Componente	Função	Esquemas e Ilustrações	Modos de Falha
Sistema Hidráulico	<p>A função do sistema hidráulico é transmitir força de maneira controlada, através de um fluido sob pressão e dentro de um circuito fechado. Nas turbinas eólicas, é responsável pelo acionamento do sistema de freio mecânico e acionamento do freio do sistema de yaw e pode movimentar o sistema de passo (para os casos de ser acionado hidráulicamente). Os principais itens são: bomba, linhas de transmissão, reservatório, filtros, válvulas de controle e modulador hidráulico. A turbina eólica só inicia sua operação quando constata que a pressão no sistema está estável, sendo aliviada nos momentos de parada. A bomba pressuriza o sistema, que é controlado por uma válvula de pressão sensível, garantindo a sua segurança.</p>	 <p>Linhas de transmissão</p> <p>Unidade de potência</p> <p>Modulador hidráulico</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamentos • Fluido hidráulico inadequado • Fluido hidráulico contaminado • Sobreaquecimento do fluido • Mau funcionamento da bomba
	Características	Sistema hidráulico (Presher, 2010)	
	<ul style="list-style-type: none"> • Pressão entre 200 e 350 bar • Em torno de 300 l de óleo 		

Quadro 2.1 – Visão geral do sistema técnico (continuação)

Subsistema/ Componente	Função	Esquemas e Ilustrações	Modos de Falha
Sensores	<p>A função dos sensores é monitorar os subsistemas e componentes que compõem a turbina eólica, fornecendo informações sobre seu estado e as condições do entorno. Entre os sensores de turbina pode-se citar: termômetros, acelerômetros, extensômetros, anemômetro e <i>wind vane</i>. Os sensores estão conectados ao sistema de controle, transmitindo informações necessárias à execução das ações e ao SCADA (<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>), fornecendo informações do estado da turbina. A monitoração é feita, de forma geral, por meio dos indicadores usuais, como temperatura e vibração, e medições como potência de saída, direção do vento, velocidade do vento e níveis de deformação.</p>	 <p>Sensores (Rexroth, 2013)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Erros de leitura • Erros de envio de sinal • Queima por descarga atmosférica • Desgaste de componentes • Sensor descalibrado • Sensor inadequado
	Características		
	<ul style="list-style-type: none"> • Entre 30 e 50 sensores, podendo chegar a 2000 em turbinas experimentais 		

Quadro 2.1 – Visão geral do sistema técnico (conclusão)

Subsistema/ Componente	Função	Esquemas e Ilustrações	Modos de Falha
<p data-bbox="241 470 369 534">Sistema de Controle</p>	<p data-bbox="436 252 952 534">As funções do sistema de controle são supervisionar e controlar o conjunto de ações que colocam a turbina em operação. Trata-se de um computador principal que examina, continuamente, as condições de produção de energia, velocidade e direção do vento, posição do sistema de yaw, posição das pás, entre outros, para determinar as ações a serem executadas.</p> <p data-bbox="600 566 788 598">Características</p> <ul data-bbox="481 622 940 742" style="list-style-type: none"> • Aquisição de dados com frequência de 1Hz • Registro de dados a cada 10 min 	 <pre> graph TD A[Velocidade do vento] --> C((Sistema de Controle)) B[Potência de saída] --> C D[Direção do vento] --> C E[Velocidade angular das pás] --> C C --> F[Posição do Sistema de Passo] C --> G[Posição do Sistema de Yaw] </pre>	<ul data-bbox="1848 327 2128 678" style="list-style-type: none"> • Erro no software • Erro na recepção de sinal • Erro de envio de sinal • Queima por descarga atmosférica
<p data-bbox="268 1093 347 1125">Torre</p>	<p data-bbox="436 821 952 1204">A função da torre é suportar o rotor na altura do recurso eólico desejado. Em última instância é o elemento que recebe todos os carregamentos sofridos pela turbina e o peso do rotor e da nacela. Apresenta estruturas em aço ou concreto, e formato tubular cônico, em sua maioria. A união dos diversos módulos que constituem a torre se dá, por guias de aço, nas torres de concreto, e juntas parafusadas nas torres de aço. Acumula os itens de acesso para manutenção da nacela e está fixada a uma fundação de concreto.</p> <p data-bbox="600 1228 788 1260">Características</p> <ul data-bbox="481 1284 817 1380" style="list-style-type: none"> • Alturas entre 80 e 120 m • Massa entre 160 e 240 t 	 <p data-bbox="1086 1364 1657 1396">(Cimento Itambé (esquerda); autor (direita), 2014)</p>	<ul data-bbox="1848 965 2128 1252" style="list-style-type: none"> • Trincas • Flambagem • Tombamento • Trincas na fundação • Ruptura da fundação

(ALTRA, 2010; ANCONA e McVEIGH, 2011; ANDRAWUS, 2008; ARABIAN-HOSEYNABADI, ORAEE e TAVNER, 2010; EWEA, 2009; HAU, 2006; LINSINGEN, 2003; MARQUEZ *et. al.*, 2015; NREL, 2009; RIBRANT, 2006; RISØ, 2002; ZHOU, YU e ZHANG, 2014; Catálogos de fabricantes)

2.5 Arquiteturas das turbinas eólicas típicas no Brasil

Arquiteturas são as diferentes formas de organizar os subsistemas que compõem uma turbina.

A fim de identificar a principal arquitetura e o tipo de tecnologia utilizada no Brasil, realizou-se um levantamento das turbinas eólicas instaladas no país por meio do banco de dados do governo federal SIGEL EOL (Sistema de Informação Geográfica de Usinas Eólicas). Nesta base são disponibilizadas a altura do rotor, o diâmetro do rotor e a potência nominal da turbina, o que permite identificar os diferentes fabricantes e o detalhamento dos aerogeradores em seus catálogos. Foram analisadas mais de 4150 turbinas, distribuídas em 314 parques em operação ou construção até novembro de 2015.

Utilizando a classificação proposta pela UPWIND (2007) foi possível evidenciar a arquitetura dominante no país. Os resultados mostram que o controle de velocidade de rotação por meio do sistema de passo é predominante, valendo-se, em sua maioria, de atuadores elétricos (Figura 2.9).

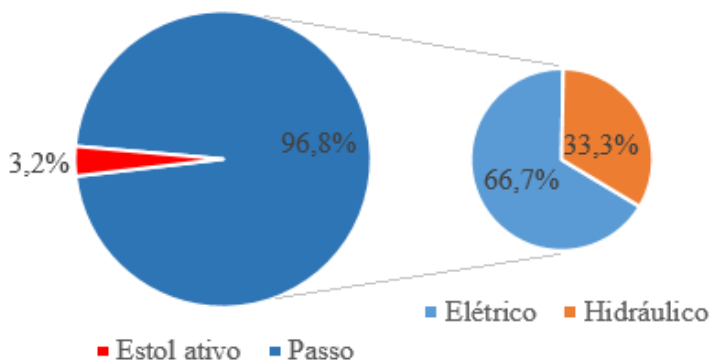


Figura 2.9 – Representatividade das formas de controle de velocidade de rotação

Para o trem de acionamento, a configuração dominante é aquela com caixa multiplicadora de três estágios planetários, como apresentado na Figura 2.10.

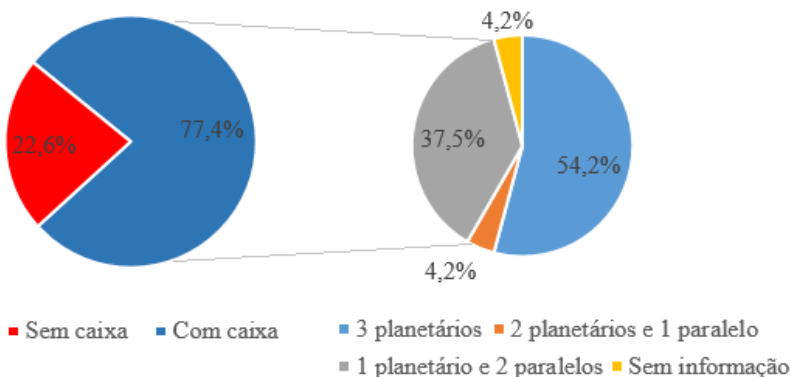


Figura 2.10 – Representatividade das formas de trem de acionamento

Por fim, identificou-se o gerador elétrico do tipo DFIG como o mais utilizado entre os diversos tipos de gerador, conforme se apresenta na Figura 2.11.

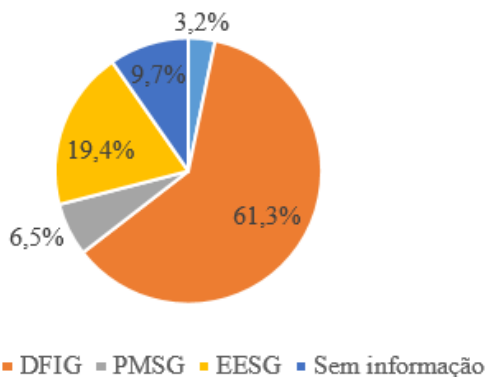


Figura 2.11 – Representatividade dos geradores elétricos empregados

As diversas combinações que resultam destas divisões foram apresentadas na Tabela 2.1.

2.6 Considerações Finais

Neste capítulo, foram apresentados os aspectos funcionais e construtivos de uma turbina eólica. Primeiro, foi apresentada uma taxonomia para classificação de turbinas com eixo horizontal e se identificou que aerogeradores com velocidade variável, controle de passo,

caixa multiplicadora e gerador DFIG são majoritários no conjunto de parques eólicos em operação no Brasil.

Em seguida, apresentou-se o princípio de funcionamento das turbinas eólicas, com a introdução das definições: Limite de Lanchester-Betz, Coeficiente de Potência e Curva de Potência.

Na sequência do capítulo, foram discutidos os subsistemas que compõem uma turbina eólica, fornecendo uma visão geral do sistema técnico. A divisão apresentada será utilizada no decorrer deste trabalho e vai de encontro à descrição feita por diversos outros autores.

O capítulo se encerra com a apresentação de dados referentes às arquiteturas empregadas em aerogeradores instalados no Brasil.

A visão do todo e da parte é fundamental para entendimento do sistema técnico, sem o qual não é possível interferir sobre o mesmo. Este capítulo teve o objetivo de fornecer o conhecimento mínimo sobre turbinas eólicas, necessário à aplicação do modelo proposto neste trabalho.

No próximo capítulo serão discutidos aspectos gerais acerca da falha de sistemas técnicos, processo de manutenção e disponibilidade.

3 CONFIABILIDADE, MANTENABILIDADE E DISPONIBILIDADE

3.1 Introdução

A falha é inerente a qualquer sistema técnico. Todo sistema, componente ou pessoa, envolvida em um processo, está sujeito a falhar em algum momento ao longo de um ciclo de vida. Porém, apesar da probabilidade de ocorrer, a forma como a falha se manifesta pode ser estudada, prevista e controlada (BELLINI, 2008). É fundamental ter em mente que a falha, quando da sua ocorrência, poderá ter implicações na segurança humana e ambiental ou na continuidade da função principal do sistema técnico (DIAS *et. al.*, 2013).

A turbina eólica também está suscetível a falha. No caso dos sistemas geradores de energia eólica, esta terá influência direta na disponibilidade do sistema técnico e, neste contexto, fala-se muito em garantir a disponibilidade da turbina eólica, isto é, a sua aptidão para produzir energia, dada as condições de vento necessárias.

Existem diferentes técnicas para análise de falhas apresentadas na literatura. Este capítulo discute apenas aquelas aplicadas no Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas.

3.2 Falha

A falha é o término da capacidade de um item desempenhar a função requerida (ABNT NBR 5462, 1994), ou ainda a situação em que o sistema deixa de cumprir seu requisito funcional, isto é, deixa de atender e desempenhar a função para a qual foi projetado (DIAS, 2013).

A turbina eólica falha no momento em que deixa de converter parte da energia cinética do vento em energia elétrica, existindo condições de vento apropriadas.

O primeiro ponto que chama atenção nas definições apresentadas é a relação entre falha e função. No momento em que o sistema não executa a função para qual foi projetado, tem-se caracterizada a falha. Neste caso, pode-se ter a interrupção total, ou a não conformidade com critérios, parâmetros ou tolerâncias pré-estabelecidas.

Um segundo ponto relacionado à ocorrência da falha é a maneira pela qual a mesma pode ser modelada. A maneira tradicional é do ponto de vista binário, ou seja, o sistema pode estar em dois estados: falhado ou não-falhado. Um outro modelo, vê a deterioração do sistema até que a

falha funcional ocorra, neste caso a falha é um processo acumulativo (MOUBRAY, 2001; RIBRANT, 2006).

Um terceiro ponto é a relação entre a falha e o momento de sua ocorrência. Todo sistema técnico está sujeito a um carregamento na forma de uma força, um torque, uma tensão, uma temperatura, uma corrente elétrica, ou seja, uma entrada. Da mesma forma, todo sistema técnico é projetado para resistir esta entrada. Deve existir, assim, uma diferença entre a resistência (L_s) do sistema e o carregamento (L_p) aplicado ao sistema, devendo o primeiro ser maior que o segundo, como ilustrado na Figura 3.1 a) e b).

O que ocorre na realidade é que, tanto a resistência (L_s), intrínseca ao sistema, quanto o carregamento (L_p) aplicado podem variar, existe, portanto, uma probabilidade da sua ocorrência. A chance da ocorrência de L_{p1} é representada pela área em preto no gráfico da Figura 3.1 a), da mesma forma que a probabilidade da ocorrência de L_{s1} está representada no gráfico da Figura 3.1 b). A falha ocorre no momento em que ocorre a superposição das curvas, como apresentado na Figura 3.1 c).

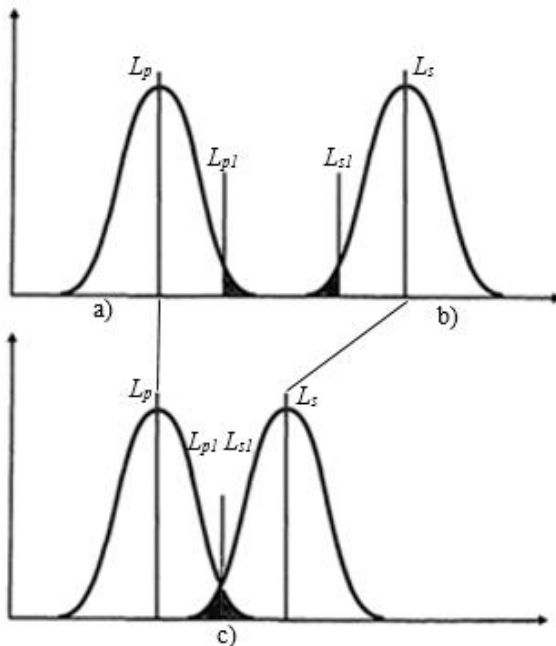


Figura 3.1 - Distribuições para a probabilidade de ocorrência – a) carregamento, b) resistência e c) sobreposição das probabilidades (Adaptado de BILLINTON, 1992; O'CONNOR e KLEYNER, 2012)

É possível reduzir a área de sobreposição da Figura 3.1 c) a valores tão pequenos quanto os especificados pelo projeto, conhecido como critério de aceitabilidade. No entanto, este valor nunca atingirá o zero, ou seja, sempre existirá uma probabilidade de que o item venha a falhar (BILLINTON, 1992).

Para aplicar a teoria das probabilidades, é preciso definir um parâmetro que represente o evento medido. Uma das formas mais tradicionais é avaliando o número de falhas que ocorrem por unidade de tempo. Apesar do forte caráter aleatório, alguns sistemas parecem ter predileções por determinados períodos ou momentos de operação para falharem. Isto fica mais claro no gráfico apresentado na Figura 3.2, em que parece existir um tempo (ou número de ciclos) “mais frequente” para ocorrência da falha, no caso da Figura 3.2 este tempo é representado pela faixa 3.

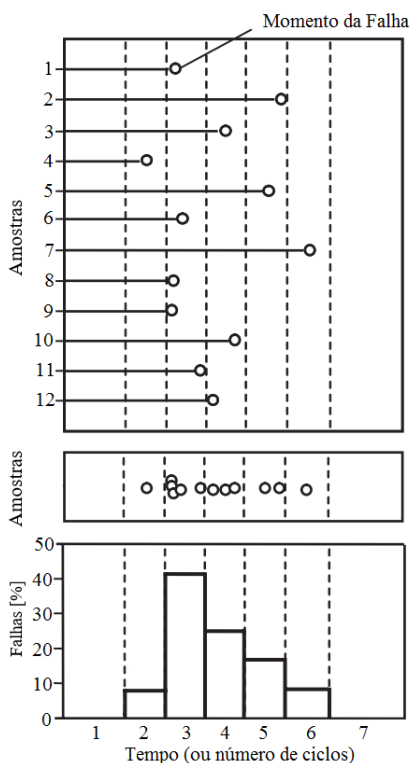


Figura 3.2 - Distribuição da ocorrência de falhas
(Adaptado de BERTSCHE, 2008)

No último gráfico da Figura 3.2, a porcentagem de falhas foi obtida pela razão entre o número de falhas para aquele período e o número de falhas total. A partir dos dados, pode-se definir uma função densidade $f(t)$ que descreve a porcentagem de falhas, ou seja, uma função do tempo que estabelece a porcentagem de falhas para um sistema específico, como exemplificado na Figura 3.3.

A informação mais relevante que se pode retirar da função densidade de falha é a Probabilidade de Falha, $F(t)$, que equivale numericamente à área abaixo da curva descrita pela função $f(t)$. Sendo assim, pode-se escrever a função Probabilidade de Falha como a integral apresentada na equação 3.1, onde a é uma variável genérica de integração.

$$F(t) = \int_0^t f(a) da \quad (3.1)$$

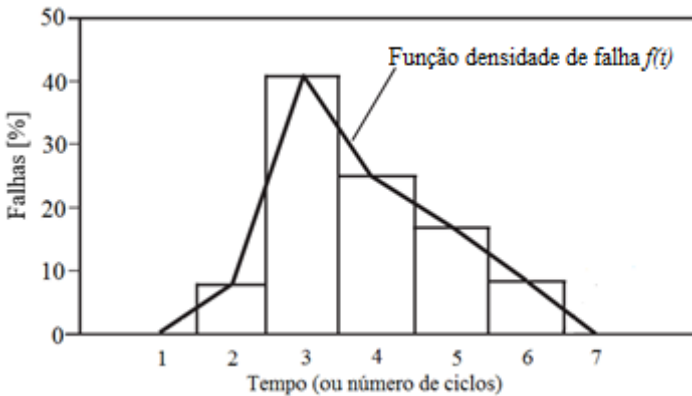


Figura 3.3 - Função densidade de falha
(Adaptado de BERTSCHE, 2008)

Com isto, pode-se agora discutir a taxa de falha, λ . Este é um parâmetro que permite modelar a ocorrência da falha. Para fazê-lo, toma-se a razão entre as falhas ocorridas por unidade de tempo e o número de unidade exposta à falha naquele mesmo instante (BILLINTON, 1992).

$$\lambda(t) = \frac{\text{número de falhas por unidade de tempo}}{\text{número de componentes expostos à falha}} \quad (3.2)$$

Sendo a taxa de falha função do tempo, podem-se traçar diferentes curvas de λ contra o tempo. A curva mais tradicional nesse sentido é

apresentada na Figura 3.4. A curva da banheira, como é conhecida, está dividida em três regiões distintas: Região I, denominada *de-bugging* ou mortalidade infantil, e está relacionada às falhas em virtude de erros de projeto, fabricação ou montagem; a Região II, chamada de operação normal ou vida útil, e caracterizada por uma taxa de falha constante. Nesta região, as falhas ocorrem puramente pelo acaso; e a Região III, onde se tem a fase do desgaste ou fadiga, com a taxa de falha aumentando rapidamente com o tempo (BILLINTON, 1992).

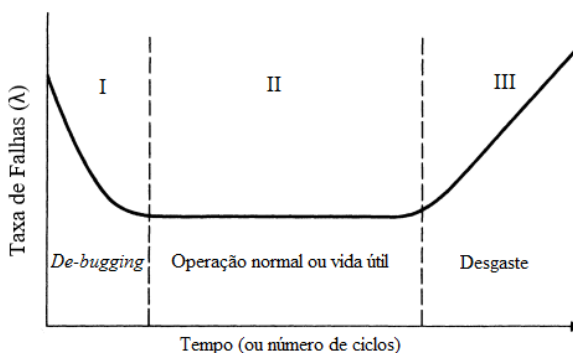


Figura 3.4 - Curva da banheira típica de eletrônicos
(Adaptado de BILLINTON, 1992)

Dependo do tipo de sistema e da sua aplicação, as curvas podem assumir diversos formatos. O Quadro 3.1 ilustra alguns exemplos.

Quadro 3.1 - Exemplos de curvas de taxa de falha

	Curva da taxa de falha	Exemplo de aplicação
a)		Estruturas - Torre
b)		Válvulas de alívio de pressão - Sistema Hidráulico
c)		Máquinas complexas bem projetadas - Aerogerador
d)		Equipamentos eletrônicos – Sistema Elétrico

(Adaptado de BERTSCHE, 2008)

3.3 Confiabilidade

Em muitas aplicações práticas, é necessário avaliar não a probabilidade de falha em um determinado período de tempo, mas a probabilidade de “sobrevivência” (BILLINTON, 1992). A confiabilidade é a capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um dado intervalo de tempo, podendo ser mensurada como a probabilidade do item desempenhar esta função (ABNT NBR 5462, 1994)². Essa definição vai de encontro ao senso comum de confiabilidade como a confiança no sistema técnico. Uma outra definição para confiabilidade, também encontrada em norma, é a probabilidade de que um componente, equipamento ou sistema realizar satisfatoriamente a sua função pretendida, sob determinadas circunstâncias, por um período de tempo especificado (IEC 61400-26-1, 2011).

Essas definições são interessantes porque trazem consigo quatro estruturas fundamentais da confiabilidade: a entrada numérica inicial (probabilidade), a ideia de padrão ou referência (realizar satisfatoriamente a sua função), a premissa temporal (período de tempo especificado) e a condição de operação (sob determinadas circunstâncias).

Uma vez que a confiabilidade, $R(t)$, é a probabilidade de sucesso de um item (ou não-falha), esta pode ser definida como o complementar da Função Probabilidade de Falha, $F(t)$.

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (3.3)$$

Dado que a confiabilidade fornece uma informação sobre os itens que sobreviveram, pode-se utilizá-la para definir a taxa de falha e formalizar a equação 3.2. Sendo assim, λ pode ser expressa pela equação 3.4:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (3.4)$$

Onde $R(t)$ representa, os itens ainda expostos à falha (aqueles que sobreviveram até aquele instante). A forma como os itens “sobrevivem” ao longo do tempo (ou número de ciclo) pode variar. Existem, portanto, diversas formas de distribuir a probabilidade de sucesso de um sistema.

² É importante observar que na NBR 5462 o atributo Confiabilidade é medido pela probabilidade de sucesso que também é denominada Confiabilidade.

Em termos práticos, as distribuições mais aplicadas no campo da confiabilidade são a distribuição exponencial e distribuição de Weibull.

3.3.1 Distribuição Exponencial

A distribuição exponencial é representada pela equação 3.5, onde se observa que a confiabilidade do sistema diminui com o passar o tempo (ou aumento do número de ciclos), isto é, aumenta-se a chance de o item falhar. Outro ponto importante da distribuição exponencial é a taxa de falha constante.

$$R(t) = e^{-\lambda \cdot t} \quad (3.5)$$

A Figura 3.5 ilustra, para a distribuição exponencial, o comportamento de $R(t)$ com diferentes valores de taxa de falha.

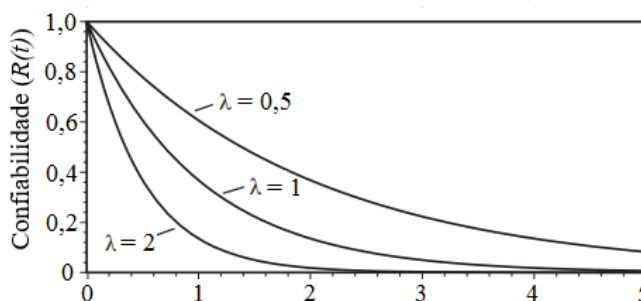


Figura 3.5 – Curvas de confiabilidade para diferentes taxa de falha (Adaptado de BERTSCHE, 2008)

Este tipo de distribuição é utilizado por diversos autores na modelagem de turbinas eólicas e seus subsistemas (BESNARD, FISCHER e BERTLING, 2010; LEITE, FALCÃO e BORGES, 2006; SHAFIEE e DINMOHAMMADI, 2014; SPINATO, TAVNER e BUSSEL, 2009) e também será aplicada neste trabalho quando necessário.

3.3.2 Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull é particularmente útil para cálculo da confiabilidade, haja vista a sua versatilidade. Essa função é chamada tri paramétrica e, conforme a escolha destes parâmetros, pode-se gerar outras

distribuições. Tem-se, portanto, uma distribuição muito maleável em termos de forma. Esta é definida pela equação 3.6:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-t_0}{\alpha}\right)^\beta} \quad (3.6)$$

Onde,

t é o tempo (ou número de ciclos);

t_0 é Vida Mínima ou Confiabilidade Intrínseca, é o tempo no qual as falhas começam a ocorrer;

α é o Parâmetro de Escala ou Vida Característica;

β é o Parâmetro de Forma.

Alterando-se β , muda-se o formato da curva. Por exemplo:

- $\beta < 1$ – Distribuição hiper exponencial;
- $\beta = 1$ – Distribuição exponencial;
- $\beta = 2$ – Distribuição de Rayleigh;
- $\beta \geq 3,44$ – Distribuição Normal.

Já o parâmetro de escala (ou vida característica) é o intervalo de tempo entre a vida mínima e t no qual ocorrem 63,2% das falhas (BERTSCHE, 2008).

A taxa de falha associada à distribuição Weibull é função do tempo. A equação 3.7 apresenta o λ para Weibull.

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t-t_0}{\alpha}\right)^{\beta-1} \quad (3.7)$$

3.3.3 Parâmetros Temporais da Confiabilidade

Os parâmetros temporais comumente utilizados para caracterizar a confiabilidade são:

- MTTF (*Mean Time To Failure* - Tempo Médio Para Falhar);
- MTBF (*Mean Time Between Failure* - Tempo Médio Entre Falhas).

3.3.3.1 MTTF

O *Mean Time To Failure* (Tempo Médio Para Falhar) se refere ao valor esperado para a função densidade de falha, $f(t)$. Trata-se, como o próprio nome sugere, do tempo médio para ocorrência da falha. O valor esperado de uma função contínua é expresso pela equação 3.8:

$$E(t) = MTTF = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) dt \quad (3.8)$$

Ao se integrar por partes a equação 3.8, obtém-se uma relação entre MTTF e a confiabilidade, apresentada na equação 3.9:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (3.9)$$

Conforme a distribuição, este parâmetro pode assumir os valores:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (\text{Distribuição Exponencial}) \quad (3.10)$$

$$MTTF = t_0 + \alpha \cdot \Gamma(1 + \beta^{-1}) \quad (\text{Distribuição de Weibull}) \quad (3.11)$$

Onde,

Γ é a conhecida função Gama, cujos valores podem ser obtido em tabelas.

3.3.3.2 MTBF

O *Mean Time Between Failure* é o tempo médio entre falhas sucessivas, de forma que associado a este tempo, tem-se o tempo necessário para a realização do reparo. Uma vez que o tempo de reparo, em geral, é muito menor que o tempo de operação, é comum aproximar o MTBF ao MTTF. No entanto, para sistemas cuja atividade de reparo é demasiadamente longa, esta consideração pode trazer consequências negativas ao planejamento de atividades de manutenção. Na Figura 3.6 é apresentada, graficamente, a relação entre MTBF e MTTF.

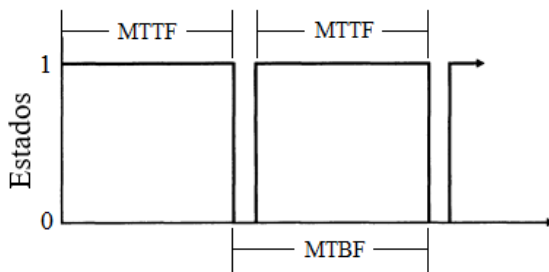


Figura 3.6 – Relação entre MTBF e MTTF
(Adaptado de BILLINTON, 1992)

A análise da Figura 3.6 revela que existe um tempo entre a ocorrência da falha (mudança do estado 1 para 0) e a recolocação do item (mudança do estado 0 para 1). Este instante representa a atividade de manutenção que recoloca o sistema na condição de “tão bom quanto novo”, restaurando a habilidade do item em realizar sua função.

3.4 Manutenibilidade

Mantenibilidade é capacidade de um item ser mantido ou recolocado em condições de executar suas funções requeridas, sob condições de uso especificadas, quando a manutenção é executada sob condições determinadas e mediante procedimentos e meios prescritos, podendo também, ser mensurado pela probabilidade de uma dada ação de manutenção poder ser efetuada dentro de um intervalo de tempo determinado (ABNT NBR 5462, 1994). Neste sentido, a manutenibilidade é expressa a partir: do fator numérico fornecido pela probabilidade, ou seja, existe uma chance de que a atividade de reparo será menor ou igual a um tempo determinado; da existência de uma condição de funcionamento específica (um padrão que deve ser alcançado); da premissa temporal (tempo desejado); e, por fim, é necessário fornecer condições para a realização da manutenção.

A manutenibilidade pode ser definida pela equação 3.12:

$$M(t) = P(t_m \leq t_e) \quad (3.12)$$

Onde,

P é a função probabilidade;

t_m é o tempo de reparo;

t_e é o tempo esperado (ou desejado).

A habilidade do item ser mantido é definida pela taxa de reparo, $\mu(t)$. Trata-se da relação entre o número total de reparos efetuados e o período de tempo acumulado para o reparo de um item observado (MENDONÇA, 2013). Ou seja, se $\mu(t)$ for pequeno, a mantabilidade é alta, se $\mu(t)$ for grande, a mantabilidade é baixa.

As distribuições Exponencial e LogNormal permitem modelar a mantabilidade e encontram diversas aplicações práticas. A Distribuição Exponencial assume a forma da equação 3.13, onde se tem a taxa de reparo constante:

$$M(t) = 1 - e^{-\mu \cdot t} \quad (3.13)$$

Já a Distribuição LogNormal é representada pela equação 3.14:

$$M(t) = \Phi \left[\frac{\ln t - \ln \gamma}{\delta} \right] \quad (3.14)$$

Onde,

Φ é a função normal padronizada;

γ é o parâmetro de escala e fornece o desempenho das equipes de manutenção;

δ é o parâmetro de forma ou dispersão e fornece a variabilidade das equipes de manutenção.

A variação de γ indica variações no método de diagnóstico de falhas, arranjo físico dos componentes, rotinas de *troubleshooting* e técnicas de substituição de componentes. Já δ indica o nível de habilidade dos colaboradores, motivação e incentivo (MENDONÇA, 2013). Estes parâmetros revelam como o elemento humano é fundamental quando se trata de mantabilidade.

Não foram encontradas na literatura referências explícitas quanto a distribuição que melhor modela a mantabilidade de turbinas eólicas. Por simplicidade, será adotada a distribuição exponencial.

3.4.1 Parâmetros Temporais da Mantabilidade

O parâmetro comumente utilizado é o MTTR (*Mean Time To Repair* - Tempo Médio Para Reparo) que, como o próprio nome sugere, indica o valor do tempo esperado para a colocação do item ao estado de “tão bom quanto novo”. O MTTR é definido na equação 3.15:

$$E(t) = MTTR = \int_0^{\infty} t \cdot m(t) dt \quad (3.15)$$

Onde $m(t)$ é a função densidade de tempos de manutenção, cuja integral produz a Mantenabilidade, $M(t)$. A partir da equação 3.15 pode-se escrever a relação entre MTTR e mantenabilidade, apresentada na equação 3.16:

$$MTTR = \int_0^{\infty} [1 - M(t)] dt \quad (3.16)$$

Conforme a distribuição, este parâmetro pode assumir valores como:

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (\text{Distribuição Exponencial}) \quad (3.17)$$

$$MTTR = \gamma \cdot e^{\frac{\delta^2}{2}} \quad (\text{Distribuição de LogNormal}) \quad (3.18)$$

Com esta última definição é possível, agora, formalizar a relação entre MTBF e MTTF na equação 3.19:

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (3.19)$$

3.4.2 Manutenção

Manutenção é o conjunto de ações utilizadas para controlar as falhas e restabelecer o equipamento a seu estado operacional, de preferência, “tão bom quanto novo” (FUENTES, 2006). Essa definição é interessante, pois traz consigo a ideia de controle da falha, ou seja, a falha não precisa ter ocorrido propriamente para que as ações de correção sejam realizadas. Intrinsecamente, esta definição reconhece que existem diferentes estratégias de manutenção que podem ser aplicadas para restaurar o sistema ao estado de “tão bom quanto novo”.

Como se observa na Figura 3.7, existem, basicamente, dois tipos de manutenção: Corretiva e Preventiva. A manutenção corretiva é aquela que ocorre após a falha do item e se destina a repará-lo, isto é representado na Figura 3.8 pela mudança dos estados de 1 para 0 e novamente para 1. Já a manutenção preventiva ocorre em intervalos predeterminados ou de acordo com critérios prescritos, e destina-se a reduzir a probabilidade da

ocorrência da falha. Existem dois procedimentos diferentes de manutenção preventiva: a programada e a baseada na condição. O que difere essas duas é a maneira de decidir quando realizar a manutenção. A Manutenção Preventiva Agendada é a ação de reparo realizada de acordo com um tempo pré-estabelecido (agendado) ou número de unidades de uso (quantidade de ciclos ou tempo de operação). Neste caso, o sistema será inspecionado e mantido periodicamente, como apresentado na Figura 3.8. Os componentes que primeiro mostrarem sinais de desgaste e fadiga serão reparados ou substituídos. Este tipo de estratégia de manutenção significa que os componentes expostos ao desgaste sofrem intervenções regularmente, mesmo se eles não estão no final da sua vida útil (RIBRANT, 2006). A Manutenção Preventiva Baseada na Condição (ou Manutenção Preditiva) é um tipo de manutenção preventiva baseada na performance e monitoramento de parâmetros do sistema, que podem ser avaliados por meio de inspeção *in loco* ou sistema de monitoramento remoto. A manutenção é iniciada quando uma variável de condição se aproxima ou passa de um valor de limite, como se observa na Figura 3.8.

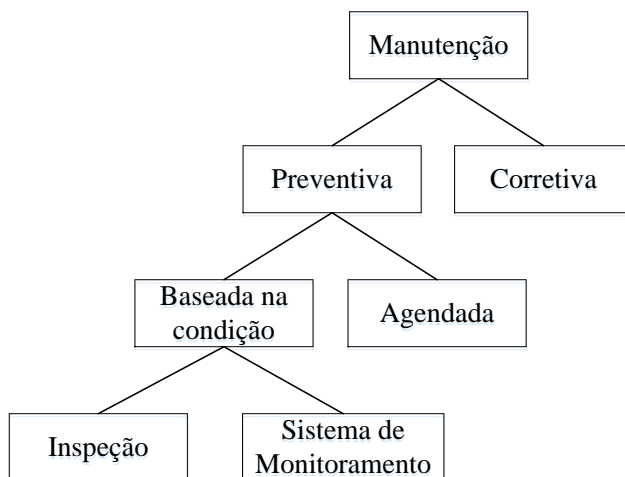


Figura 3.7 - Tipos de estratégias de manutenção
(Adaptado de BESNARD, FISCHER e BERTLING, 2012)

No setor eólico, existe uma sinergia entre as estratégias de Manutenção Preventiva Agendada e a Manutenção Preventiva Baseada na Condição (Preditiva), uma vez que a máquina é monitorada e ainda

existem períodos pré-determinados para as operações de manutenção, estabelecidos no Plano de Manutenção da turbina.

Uma equipe de manutenção de rotina no setor eólico é composta por duas pessoas para cada 20 a 30 turbinas. As atividades de manutenção agendada ficam em torno de 40 horas por ano em cada turbina. As atividades corretivas não planejadas estão na mesma ordem de tempo (EWEA, 2009).

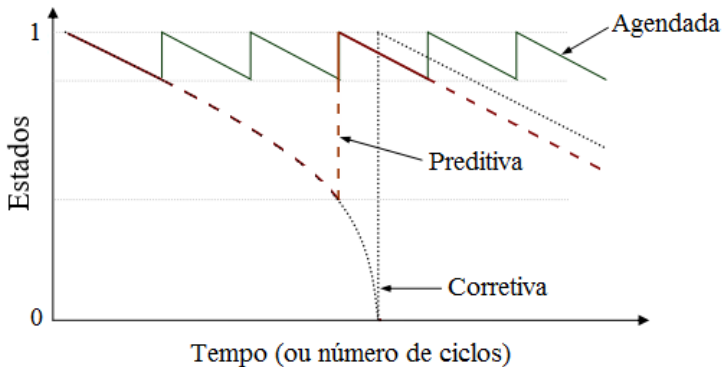


Figura 3.8 – Ciclo de operação dos diferentes tipos de manutenção (Adaptado de RIBRANT, 2006)

3.4.3 Gestão de Manutenção

Diversas abordagens de gestão de manutenção têm sido propostas e cada uma delas com distintos graus de sucesso ou insucesso nas suas aplicações (FUENTES, 2006). Alguns exemplos neste tocante são:

- Manutenção Centrada na Confiabilidade (*Reliability Centred Maintenance – RCM*);
- Manutenção Produtiva Total (*Total Productive Maintenance – TPM*);
- Manutenção Centrada no Risco (*Risk Based Maintenance – RBM*);
- Manutenção Centrada no Negócio (*Business Centered Maintenance – BCM*);
- Tero–Tecnologia Avançada.

Quando se fala em Gestão de Manutenção no setor eólico, a literatura sobre o tema converge para recomendação e utilização da RCM

(ANDRAWUS, 2008; BESNARD, FISCHER e BERTLING, 2012; IGBA *et. al.*, 2013; RIBRANT, 2006; YANG e JIANG, 2011). Isto porque as atividades de Operação e Manutenção no setor de energia eólica devem garantir que a máquina esteja apta a operar o maior tempo possível, com o menor custo. Esta é a razão pela qual a RCM, em conjunto com um sistema de monitoramento, é preferível atualmente (YANG e JIANG, 2011). Esta percepção é compartilhada pelo autor deste trabalho, em virtude das características apresentadas pelas instalações de produção de energia. Sendo assim, será dado foco a esta abordagem na próxima seção.

3.4.3.1 Manutenção Centrada na Confiabilidade (Reliability Centred Maintenance – RCM)

Esta concepção é utilizada para sistemas complexos, com alta quantidade de energia presente, pouco acessível para operadores, com tecnologias de alto valor agregado, combinando várias técnicas e ferramentas para a administração da manutenção de forma sistemática, tais como as árvores de decisão e a análise do modo de falha e efeito, para apoiar efetiva e eficientemente as decisões de manutenção (FUENTES, 2006). O objetivo da RCM é reduzir os custos de manutenção, concentrando-se nas funções do sistema mais importantes e evitando, ou removendo, ações de manutenção que não são absolutamente necessárias (RAUSAND, 1998). Rausand (1998) ainda sugere que a RCM não pode aumentar a confiabilidade de um sistema, mas apenas garantir que a confiabilidade inerente ao sistema seja atingida. Isto porque o autor vê a confiabilidade como um parâmetro do projeto do produto.

Igba *et. al.* (2013) faz uma análise dos trabalhos de Rausand (1998), Selvik e Aven (2011) e Bernard, Fisher e Bertling (2011), onde resume os principais passos para aplicação da metodologia RCM, como apresentado na Figura 3.9.

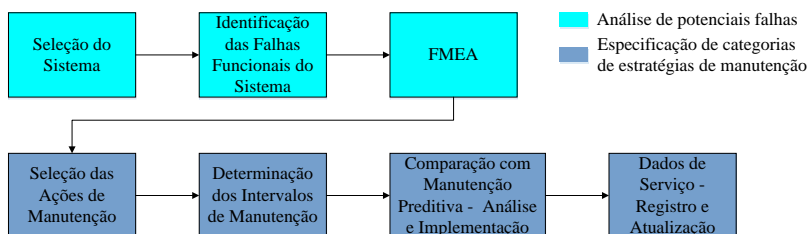


Figura 3.9 – Etapas da RCM
(Adaptado de IGBA *et. al.* 2013)

Em contraposição ao planejamento tradicional, o paradigma central da RCM é a preservação da função do sistema, onde a análise da RCM fornece respostas às seguintes perguntas (FUENTES, 2006):

- Quais são as funções e os níveis normais de eficiência dos equipamentos em seu atual contexto operacional?
- Qual é o estágio da falha para haver perda da sua função?
- Qual é a causa de cada falha funcional?
- O que sucede quando cada falha ocorrer?
- De que forma cada falha se manifesta?
- O que se pode fazer para prevenir cada falha?
- O que se deveria fazer se uma tarefa preventiva adequada não pode ser executada?

Não se deve perder de vista, no entanto, que a manutenção objetiva, em última instância, maximizar a disponibilidade das instalações de produção (CORRÊA, 2015), neste caso, energia.

3.5 Disponibilidade

A disponibilidade, em termos de norma brasileira, é a capacidade de um item estar em condições de executar uma certa função em um dado instante, ou durante um intervalo de tempo determinado, levando-se em conta os aspectos combinados de sua confiabilidade, manutenibilidade e suporte de manutenção, supondo que os recursos externos requeridos estejam assegurados. Uma das maneiras de mensurar a disponibilidade é avaliando a probabilidade de um item ser capaz de desempenhar uma função requerida sob dadas condições, em um dado instante (ABNT NBR 5462, 1994). Essa definição é particularmente interessante porque apresenta a disponibilidade em função da confiabilidade e manutenibilidade, o que facilita sua análise ao resgatar o ferramental estatístico/matemático. Outro ponto a se notar é a relação entre disponibilidade e capacidade de realizar função, ou seja, a aptidão.

A disponibilidade das turbinas eólicas, em especial, tem sido tema de muitas discussões, tanto no Brasil, quanto no mundo, principalmente por ser um elemento contratual, cujo descumprimento traz penalidades financeiras às partes envolvidas. Isto motivou a elaboração de normas internacionais que definissem, apropriadamente, os termos utilizados nos sistemas eólicos, tais como disponibilidade e vida útil, e formas de

mensurá-los. Neste contexto, a disponibilidade dos aerogeradores é a fração de um determinado período de funcionamento em que a turbina está realizando seus serviços pretendidos, dentro da especificação do projeto (IEC 61400-26-1, 2011). O primeiro tópico que chama atenção na definição da IEC é a necessidade de definir um tempo padrão (determinado período) para avaliação da disponibilidade, o que de acordo com a norma, é o calendário corrente de um ano, isto é, 8760 horas. Isto ainda é motivo de controvérsia dentro do setor, já que muito dos envolvidos alegam que a base temporal de avaliação deveria ser o tempo em que vento está propício para geração eólica no *site*, o qual é menor do que um ano corrido. Discussões aparte, hoje o Brasil reconhece o ano de calendário como a base de avaliação das turbinas eólicas. Sob esta ótica, a disponibilidade, A , pode ser expressa como na equação 3.20:

$$A = \frac{\text{Tempo de operação em um ano}}{8760} \quad (3.20)$$

Observa-se que existe, em primeira aproximação, uma diferença entre a disponibilidade apresentada pela NBR 5462 e a IEC 61400-26-1, onde a primeira analisa, probabilisticamente, a chance de um item estar apto a executar sua função, enquanto que a segunda, avalia o quanto o item realizou sua função. No entanto, uma análise mais cuidadosa revela que as disponibilidades estão relacionadas. Considerando que o *Tempo de operação em um ano* pode ser expresso como o produto entre o número de falhas que ocorreram no ano e o MTTF, e ainda que o tempo total de um ano pode ser expresso como a soma deste fator e o produto do número de falhas que ocorreram e o MTTR, pode-se escrever A como na equação 3.21:

$$A = \frac{N_f \cdot MTTF}{N_f \cdot MTTF + N_f \cdot MTTR} \quad (3.21)$$

Onde,

N_f é número de falhas que ocorreram no ano.

Simplificando a equação 3.21, obtém-se a equação 3.22:

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (3.22)$$

Partindo agora para a análise probabilística, no contexto da distribuição exponencial, tem-se a disponibilidade apresentada na equação 3.23:

$$A(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\mu}{(\lambda + \mu)^2} \cdot \frac{1}{t} \cdot [1 - e^{-(\lambda + \mu)t}] \quad (3.23)$$

A equação 3.23 determina, instantaneamente, a disponibilidade de um item, ou seja, a probabilidade de estar em condições para realizar sua função. Em uma situação em que o tempo t é muito grande, a equação deve ser analisada tomando-se o limite. Esse caso, em particular, é tratado pela NBR 5462 como Disponibilidade Assintótica. Aplicando o limite a equação 3.23 obtém-se a equação 3.24:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} A(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (3.24)$$

Utilizando agora as equações 3.10 e 3.17, pode-se reescrever a equação 3.24 como:

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (3.25)$$

Que é exatamente igual à equação 3.22 e mostra que, de fato, existe uma correlação entre as definições, em face de que na distribuição exponencial, tem-se uma equivalência entre MTTF e taxa de falha, e entre MTTR e taxa de recolocação. Para os fins deste trabalho, a equação 3.25 é suficiente e será utilizada quando necessário.

Um segundo ponto a se observar na norma IEC 61400-26-1 é o requisito da máquina estar operando dentro de especificações pré-determinadas, ou seja, existe uma condição padrão que determina se a turbina está efetivamente operando ou em falha, isto porque, muitas vezes, a máquina pode estar em um estado de performance parcial.

3.5.1 IEC 61400-26: Disponibilidade de Turbinas Eólicas

A IEC 61400-26 é uma norma internacional que tem uma aplicação especial neste trabalho, pois trata exclusivamente da disponibilidade das turbinas eólicas. Atualmente, esta norma está dividida em duas partes:

- 61400-26-1: *Time based availability for wind turbines*
- 61400-26-2: *Production-based availability for wind turbines*

A IEC 61400-26-1 considera a disponibilidade e outros indicadores sob a ótica do tempo. Um dos principais pontos da norma é o algoritmo que foi definido para reportar a disponibilidade de um aerogerador.

Assim como a primeira parte, a IEC 61400-26-2 faz considerações sobre a disponibilidade e outros indicadores sob a ótica da produção de energia. Essa norma é muito recente, lançada em 2014, e ainda não encontra a mesma amplitude da IEC 61400-26-1.

No Brasil, a avaliação da disponibilidade está pautada na base temporal, ou seja, negocia-se e garante-se a disponibilidade em termos de horas anuais, o que justifica o estudo da primeira parte da 61400-26.

3.5.1.1 IEC 61400-26-1: *Time based availability for wind turbines*

O objetivo desta especificação técnica é definir uma base comum para a troca de informações sobre indicadores de desempenho entre os proprietários, os serviços públicos, os financiadores, os operadores, fabricantes, consultores, entidades reguladoras, organismos de certificação, empresas de seguros e de outras partes interessadas no negócio de geração de energia eólica (IEC 61400-26-1, 2011). Para fazê-lo, é preciso, primeiro, estabelecer um vocabulário apropriado e reconhecido pelos envolvidos. Entre as principais definições encontradas na norma, pode-se citar: disponibilidade, confiabilidade e tempo total. Segundo, é preciso definir uma forma apropriada para registro da informação, onde se tenham categorias bem definidas e hierarquizadas. No caso da norma, denominado Modelo de Informação.

O Modelo de Informação está dividido em cinco níveis, com hierarquias em que os atributos do nível superior são herdados dos níveis inferiores. Os níveis, por sua vez, dividem-se em Categorias de Informação. A designação dos tempos será feita nas Categorias de Informação do último nível, de tal forma que o tempo do nível superior é obtido pela soma dos tempos alocados no nível inferior. No caso de um tempo poder ser alocado em mais de uma Categoria de Informação, define-se uma prioridade obrigatória, de forma a evitar alocação de tempo repetida, onde 1 representa a prioridade mais baixa e a 12 a prioridade mais alta, como apresentado no Quadro 3.2.

Quadro 3.2 - Modelo de Informação IEC 61400-26-1

Categorias de Informação					
Nível 1	Nível 2	Nível 3	Nível 4*	Nível 5 (Opcional)	
Informação Disponível (IA)	Operativa (IAO)	Gerando (IAOG)	Performance Total (IAOGFP) [1]		
			Performance Parcial (IAOGPP) [2]	<i>Darated</i> Degradação	
		Não-Gerando (IAONG)	<i>Standby</i> Técnico (IAONGTS) [3]		
			Fora das Especificações Ambientais (IAONGEN) [4]	Ventos Calmos Outros Ambientes	
			Parada Requisitada (IAONGRS) [5]		
			Fora das Especificações Elétricas (IAONGEL) [6]		
	Não-Operativa (IANO)	Manutenção Agendada (IANOSM) [7]		Resposta Diagnóstico Logística Reparo de Falha	
		Ações Corretivas Planejadas (IANOPCA) [8]			
		Interrupções Forçadas (IANOFO) [9]			
		Suspensa (IANOS) [10]		Manutenção Agendada Ações Corretivas Planejadas Interrupção Forçada	
	Força Maior (IAFM) [11]				
	Informação Indisponível (IU) [12]				

* Os números dentro dos colchetes representam a ordem de prioridade das categorias
(Adaptado da IEC 61400-26-1, 2011)

As Categorias de Informação são fundamentais para o cálculo da disponibilidade do aerogerador, de tal forma que devem ser bem entendidas. Do Nível 1 ao Nível 4 tem-se (IEC 61400-26-1, 2011):

- Informação Disponível: Esta categoria cobre todos os períodos de tempo durante os quais informações sobre as turbinas e condições externas são registradas;
- Operativa: A turbina eólica está nesta categoria quando é capaz de realizar a função de geração, independente se está efetivamente gerando ou qual a sua capacidade de geração;
- Gerando: A turbina eólica está convertendo a energia cinética do vento em energia elétrica e/ou fornecendo compensação reativa para a rede;
- Performance Total: O aerogerador está operando de acordo com as especificações de projeto, sem nenhuma restrição técnica ou limitação que afeta a geração;
- Performance Parcial: A turbina está operando com restrição técnica ou limitação que afeta a geração. Neste caso pode-se ter o *Derated*, em que a turbina está operando com potência reduzida por solicitação ou restrição externa do operador da rede, ou por degradação, em que a turbina apresenta uma restrição interna;
- Não-Gerando: A turbina está operativa, mas não está gerando energia elétrica;
- *Standby* Técnico: É o período em que a turbina está realizando tarefas necessárias à geração, tais como: testes dos sistemas de segurança, teste de subsistemas ou componentes, desenrolamento dos cabos, aquecimento ou resfriamento da turbina após períodos de temperatura fora da faixa especificada, secagem da turbina após período de umidade fora da faixa específica, entre outros;
- Fora das Especificações Ambientais: Esta categoria é obtida quando o aerogerador está operativo, mas não gera uma vez que as condições ambientais estão fora das especificadas pelo projeto, tais como: temperatura ambiente elevada, velocidade do vento muito alta, velocidade do vento baixa, demasiadamente úmido, atmosfera ácida, nível de turbulência elevado, entre outros;
- Parada Requisitada: Neste caso a turbina encontra-se operativa, mas não está gerando por uma demanda externa como, por exemplo: treinamentos, visitas/demonstrações, proteção de

pássaros e morcegos, nível de ruído, melhorias solicitadas pelo operador, entre outros;

- Fora das Especificações Elétricas: Esta categoria contempla os períodos em que a turbina está operativa, mas não está gerando uma vez que seus terminais elétricos estão fora das especificações de projeto. Por exemplo, tensão da rede está variando, algum problema de frequência na rede ou um desbalanceamento das fases;
- Não-Operativa: Cobre todos os períodos em que o aerogerador não é capaz de realizar a sua função de geração;
- Manutenção Agendada: É o tempo necessário para as ações de correção especificado pelo fabricante e previamente determinado. Se a manutenção não for realizada no período especificado, o tempo excedente será alocado nas Interrupções Forçadas;
- Ações Corretivas Planejadas: Engloba os períodos fora do escopo da manutenção agendada, tais como: manutenção baseada na condição, ações corretivas inesperadas, inspeções, investigação de potenciais falhas, melhorias, entre outros;
- Interrupções Forçadas: Esta categoria é obtida quando um evento desabilita a função de geração, tais como uma falha, dano ou alarme é detectado;
- Suspensa: Essa categoria reúne os períodos em que as atividades de manutenção (agendada, baseada na condição ou corretiva) tiveram que ser interrompidas devido a condições que comprometiam a segurança dos envolvidos na tarefa. Por exemplo, condições climáticas adversas;
- Força Maior: Cobre todas as situações em que um evento extraordinário ou circunstâncias fora do controle das partes envolvidas que as impede de cumprirem suas obrigações;
- Informação Indisponível: Agrupa os períodos em que a categoria Informação Disponível não pode ser aplicada.

Uma vez que os períodos foram corretamente alocados, é possível calcular a disponibilidade da turbina. A IEC 61400-26-1 estabelece duas modalidades de disponibilidade: operacional e técnica.

A disponibilidade operacional é aquela do ponto de vista dos gestores/proprietários do parque, definida como a fração de um dado período de tempo no qual a turbina está efetivamente produzindo (IEC 61400-26-1, 2011). As horas operacionais perdidas devido a qualquer

razão são incluídas como indisponibilidade. Nesta definição, são consideradas horas de indisponibilidade:

- Gerando com Performance Total;
- Gerando com Performance Parcial;

Serão consideradas como horas de indisponibilidade pelos gestores/proprietários:

- *Standby* Técnico;
- Fora das Especificações Ambientais;
- Fora das especificações ambientais – outros;
- Parada Requisita;
- Fora das Especificações Elétricas;
- Manutenção Agendada;
- Ações Corretivas Planejadas;
- Interrupções Forçadas;
- Suspensa;
- Força Maior.

Serão descontadas das horas anuais:

- Informação Indisponível.

Por outro lado, do ponto de vista dos fabricantes, existe a chamada disponibilidade técnica, definida como a fração de um dado período do tempo em que a turbina está operando de acordo com suas especificações de projeto (IEC 61400-26-1, 2011). Neste caso, são incluídas como horas de disponibilidade:

- Gerando com Performance Total;
- Gerando com Performance Parcial;
- *Standby* Técnico;
- Fora das Especificações Ambientais;
- Parada Requisitada;
- Fora das Especificações Elétricas.

Serão consideradas como horas de indisponibilidade pelo fabricante:

- Ações Corretivas Planejadas;
- Interrupções Forçadas;

Serão descontadas das horas anuais:

- Manutenção Agendada;
- Suspensa;
- Força Maior;
- Informação Indisponível.

Existe, portanto, uma distinção clara entre as definições adotadas pelos gestores/proprietários do parque e fabricantes. Obviamente, os primeiros, estão interessados nos períodos em que a turbina está efetivamente gerando, enquanto o segundo está preocupado com fato da máquina estar dentro das especificações de projeto. Considerando as alocações discutidas, a disponibilidade calculada pelos fabricantes será maior que aquela obtida pelos gestores/proprietários. Cardoso (2011) mostra que as diferenças entre os valores podem chegar a 10%.

Isto justifica os elevados valores de disponibilidades assegurados pelos fabricantes e encontrada em seus catálogos, entre 97% e 99%. No entanto, é preciso ter em mente, que o atributo disponibilidade serve, em última instância, para avaliar a capacidade do item em realizar sua função (ABNT NBR 5462, 1994). Desta forma, neste trabalho, o foco será dado à garantia da disponibilidade operacional, doravante referida apenas como disponibilidade.

3.5.2 Garantia Física x Indisponibilidade

Garantia Física é definido, em MW médios, como a máxima quantidade de energia que a usina pode vender no Sistema Interligado Nacional (SIN), tendo como referência o ponto de conexão da usina (EPE, 2015). Deve ser calculada pela equação 3.26 como:

$$GF = \frac{P_{90} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P}{8760 \text{ horas}} \quad (3.26)$$

Onde,

GF é a Garantia Física;

P_{90} é produção anual de energia certificada com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90%;

$TEIF$ é a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;

IP é Indisponibilidade Programada;

ΔP é consumo interno mais as perdas internas até o ponto de conexão.

Pela equação 3.26 fica claro que as taxas de indisponibilidade forçada e programada possuem impacto direto na Garantia Física, e que quanto menores estes valores, maior a energia produzida. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2015) define Indisponibilidade Programada como o percentual do tempo em que a operação é interrompida devido à execução de manutenção programada, e Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada o percentual do tempo em que a usina não está apta a operar, devido à ocorrência de falha ou interrupção de emergência, em condições não programadas, abatidas as paradas programadas. É determinada pela equação 3.27:

$$TEIF = \frac{HDF + HEDF}{HS + HDF} \quad (3.27)$$

Onde,

HDF são as horas de desligamento forçado;

$HEDF$ são as horas equivalentes de desligamento forçado – a unidade geradora opera com potência nominal limitada, associada a uma condição forçada;

HS são as horas em serviço – a unidade geradora opera sincronizada ao sistema.

O conceito de Garantia Física é específico do sistema elétrico brasileiro. Em outros países, o comum é que a energia comercializada corresponda àquela que pode ser efetivamente gerada, sendo negociada em um mercado *spot*. No Brasil, comercializa-se energia através de certificados que representam uma “garantia de abastecimento”. Um detalhe relevante deste arranjo comercial é que o parque eólico, dependendo do contrato, não tem permissão para comercializar toda a energia que é capaz de gerar, ficando limitado a vender um montante de energia que correspondente a uma parcela de sua capacidade máxima de geração. Desta forma, em muitos casos há uma diferença entre a potência disponível e a energia que pode ser contratada (Garantia Física). Dentro desse contexto, a Garantia Física assume um significado comercial. A competitividade do projeto nos leilões está ligada diretamente à sua Garantia Física: quanto maior, mais energia pode ser vendida e maior o

potencial para obtenção de receitas recorrentes. (CASTRO e BRANDÃO, 2009).

Por outro lado, quando a energia estimada na fase de projeto do parque eólico é maior do que a energia efetivamente gerada, consequências negativas ocorrem: para o proprietário, a energia abaixo da assegurada lhe trará menor rentabilidade com relação ao previsto em seu modelo de negócio. Além disso, podem surgir penalidades que prejudicarão ainda mais, financeiramente, o empreendimento; para o governo, a menor energia entregue ao sistema causará problemas de operação e planejamento; e a sociedade pagará por uma energia mais cara e com maiores riscos de escassez (DAMAS, 2013). Deve existir, portanto, uma relação de compromisso entre o que foi previsto no projeto do parque e o verificado na operação. Este trabalho reconhece esta necessidade e procura contribuir para esta adequação.

Este é o principal ponto que justifica lançar um olhar cuidadoso sobre a disponibilidade das turbinas eólicas e escolher este atributo como ponto de partida para adequar a produção de energia de parques eólicos em operação no Brasil.

3.6 Técnicas de Análise

Nesta seção serão apresentadas as técnicas que serão utilizadas no modelo proposto para análise de falha, tanto do sistema técnico, quanto das atividades de manutenção. A *Failure Mode and Effects Analysis* (FMEA) e a *Fault Tree Analysis* (FTA) foram escolhidas pela abrangência que apresentam no setor eólico, sendo utilizadas em diversas publicações da área. Além disso, ambas as técnicas vão de encontro aos requisitos necessários para aplicação da RCM. A *Causal Network Event Analysis* (CNEA) é outra técnica, que foi escolhida devido a percepção do autor de que esta se adequa às demandas da RCM e traz consigo características importantes ao processo de análise de falhas. Por fim, apresenta-se ainda a Análise Funcional, que apesar de não ser uma técnica de análise de falha, é fundamental para gerar uma compressão do sistema técnico e deve ser realizada antes das outras técnicas mencionadas.

3.6.1 Análise Funcional

A Análise Funcional de produtos é um conjunto de atividades realizadas com intuito de obter conhecimento a respeito do sistema em estudo (DIAS *et. al.*, 2013). O ponto fundamental da técnica é, portanto,

produzir um entendimento estruturado da função do sistema técnico em análise.

O desdobramento da função global parte de uma visão geral do sistema para detalhes mais específicos, até atingir as funções relacionadas com os componentes elementares do sistema. Assim, o desdobramento da função global e decomposição do sistema em subsistemas e componentes são atividades muito próximas.

O nível de detalhamento varia de acordo com a complexidade dos sistemas. O desdobramento deve parar quando se atinge um nível aceitável, onde um detalhamento maior não traz benefícios significativos. A granulometria do desdobramento depende do problema estudado (DIAS *et. al.*, 2013).

A identificação das funções de cada um dos subsistemas e componentes é uma tarefa que pode ser realizada depois da definição dos subsistemas e componentes, ou pode ocorrer concomitantemente, enquanto o desdobramento está sendo desenvolvido. Além de documentos como catálogos, manuais e dados de manutenção, acompanhar os processos de operação, montagem e manutenção do sistema pode fornecer informações relevantes à realização da Análise Funcional (DIAS *et. al.*, 2013). O Quadro 3.3 apresenta um exemplo de desdobramento das funções associadas a um sistema genérico. No Apêndice A é apresentado o desdobramento de uma turbina eólica típica no Brasil.

Quadro 3.3 - Identificação das funções

Sistema: função global		
	Subsistema 1: função parcial 1	
		Componente 1.1: função elementar 1.1
		...
		Componente 1.i: função elementar 1.i
	Subsistema k: função parcial k	
		Componente k.1: função elementar k.1
		...
		Componente k.m: função elementar k.m

(Adaptado de DIAS *et. al.*, 2013)

Com as funções bem definidas, tem-se um bom entendimento do funcionamento do sistema – o que permite o início da análise de falhas onde as partes mais críticas do sistema serão identificadas. Esta técnica

traz muitos benefícios, principalmente relacionados à uniformização na comunicação. Se a função ficar bem definida, torna-se mais fácil o processo de capacitação dos colaboradores, principalmente, para a operação e manutenção (DIAS *et. al.*, 2013).

3.6.2 FMEA

A *Failure Mode and Effects Analysis* (FMEA) é uma técnica para análise de falhas cujo objetivo é desenvolver conhecimento para orientar as ações visando a eliminação das causas dos modos de falha (DIAS *et. al.*, 2013). Um ponto chave da definição é a percepção de gerar conhecimento entre os utilizadores da técnica.

É muito comum encontrar na literatura referências à FMEA quando, na verdade, se está discutido a chamada FMECA (*Failure Mode, Effects and Criticality Analysis*), o qual introduz o índice de criticidade à análise, trata-se de uma variação do original FMEA. No entanto, como na grande maioria das análises se considera a criticidade das causas, hoje, falar em FMEA é, na realidade, falar em FMECA, de tal forma que não existe razão para tal distinção.

A aplicação da FMEA parte de três conceitos: Modo de Falha, Causa e Efeito. Entretanto, conforme o tipo do FMEA utilizado, estas definições podem assumir roupagens diferentes. Portanto, além da clara definição dos elementos da FMEA, é necessário o entendimento dos tipos de FMEA e das abordagens a adotar. Existem duas abordagens para aplicação da FMEA: funcional e estrutural. Enquanto a primeira foca na função que o sistema realiza, a segunda está voltada aos aspectos físicos (estruturais) do item. A escolha por uma abordagem ou outra, irá influenciar diretamente o enfoque dado à análise. Existe uma relação muito peculiar entre as abordagens funcional e estrutural, onde a Causa na abordagem funcional é o Modo de Falha na abordagem estrutural, como se exemplifica no Quadro 3.4. É importante destacar que não existe um consenso quanto à definição dos elementos que compõem a FMEA, particularmente, na denominação de Modo de Falha e Causa (DIAS *et. al.*, 2013). Dentro da própria SAE (*Society of Automotive Engineers*) existem visões distintas para o que vem a ser o Modo de Falha, com ambas as abordagens, funcional e estrutural, sendo reconhecidas e aplicadas.

Modo de Falha é a maneira pela qual o sistema deixa de realizar sua função. Para a abordagem funcional, o Modo de Falha é visto como uma não-função. Para a abordagem estrutural, o Modo de Falha está relacionado ao estado físico do item.

Efeito é a forma ou maneira pela qual o Modo de Falha se manifesta para o observador ou como é percebido no âmbito do sistema. Enquanto o Modo de Falha ocorre internamente no item, o Efeito se manifesta externamente (DIAS *et. al.*, 2013). Neste caso, a manifestação pode ser efetivamente medida. Esses indicadores são fundamentais para que as atividades de manutenção se iniciem. O Quadro 3.4 exemplifica alguns efeitos decorrentes da falha do Eixo de Baixa Velocidade.

Causa na abordagem funcional é o elemento que produz a interrupção da função, sem, no entanto, olhar para os possíveis agentes. Já na abordagem estrutural a Causa está associada a fatores ambientais, humanos e técnicos, advindos do projeto, do processo de fabricação, do uso influenciado por itens da vizinhança ou ser intrínseca à própria função do componente (DIAS *et. al.*, 2013), como se observa na última coluna do Quadro 3.4. Neste trabalho, a abordagem estrutural será preferida pelo maior número de trabalhos técnicos com esta abordagem.

A FMEA tem sido amplamente utilizada em turbinas eólicas para analisar, avaliar e priorizar os potenciais (conhecidos) modos de falha (ANDRAWUS, 2008), e apresenta uma literatura no assunto bem estruturada (ANDRAWUS, 2008; ARABIAN-HOSEYNABADI, ORAEE e TAVNER, 2010; DAS, PANJA e CHOWDHURY, 2011; KAHROBAEE e ASGARPOOR, 2011; SHAFIEE e DINMOHAMMADI, 2014; ZHOU, YU e ZHANG, 2014).

Para aplicação da FMEA, faz-se uso de quadros, similares ao apresentado no Quadro 3.4, com uma equipe, preferencialmente, multidisciplinar. Podem existir variações deste quadro conforme a necessidade dos envolvidos. O arranjo típico, apresentado pela norma SAE J1739 é mostrado no Quadro 3.5.

As colunas S, O e D são valorações para Severidade (ou gravidade), Ocorrência (ou frequência) e Detecção, de tal forma que para se atribuir um valor é necessário estabelecer uma escala. Estas escalas variam, em geral, de 1 a 10 (STAMATIS, 2003), embora estes valores possam se adequar as necessidades dos envolvidos.

Uma vez atribuídos os valores, é possível, então, calcular o chamado Número de Prioridade de Risco (NPR), obtido a partir do produto dos índices de Severidade, Ocorrência e Detecção, e cujo resultado é um importante indicador para a tomada de decisão. Isto ajuda a manter o foco das atividades e identificar uma ordem de ação. Uma vez realizadas as modificações ou ações recomendadas, deve-se realizar uma nova avaliação dos índices e verificar se o NPR sofreu uma alteração significativa.

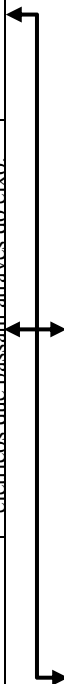
Quadro 3.4 - FMEA aplicada ao Eixo de Baixa Velocidade: a) abordagem funcional e b) abordagem estrutural

a) FMEA Funcional

Item	Função	Modo de Falha	Efeito	Causa
Eixo de Baixa Velocidade	Transmitir o torque produzido pelas pás à caixa multiplicadora	Não transmitir o torque produzido pelas pás à caixa multiplicadora	<ul style="list-style-type: none"> • Parada total na produção de energia elétrica; • Aumento da velocidade de rotação do rotor; • Inutilização do freio mecânico; • Danos aos componentes hidráulicos ou elétricos que passam através do eixo. 	Ruptura do eixo

b) FMEA Estrutural

Item	Função	Modo de Falha	Efeito	Causa			
Eixo de Baixa Velocidade	Transmitir o torque produzido pelas pás à caixa multiplicadora	Ruptura do eixo	<ul style="list-style-type: none"> • Parada total na produção de energia elétrica; • Aumento da velocidade de rotação do rotor; • Inutilização do freio mecânico; • Danos aos componentes hidráulicos ou elétricos que passam através do eixo. 	<table border="1"> <tr> <td>Carregamento excessivo</td> </tr> <tr> <td>Fadiga</td> </tr> <tr> <td>Desalinhamento</td> </tr> </table>	Carregamento excessivo	Fadiga	Desalinhamento
Carregamento excessivo							
Fadiga							
Desalinhamento							



Quadro 3.5 - Quadro típico para aplicação da FMEA

Item/ Função	Modo de Falha	Efeito	S	Causa	O	Controles Atuais	D	NPR	Ações Recomendadas	Responsável	Ações Executadas	S	O	D	NPR

(Adaptado de SAE J1739, 2000)

Antes de iniciar a FMEA, propriamente, é preciso que todos os participantes tenham em mente qual o objetivo para aplicação da técnica, uma vez que o tipo de FMEA a ser aplicado depende de quais resultados se quer obter. Em geral, aceita-se que existem quatro tipos de FMEA: FMEA de Sistema (*System FMEA*), FMEA de Projeto (*Design FMEA*), FMEA de Processo (*Process FMEA*) e FMEA de Serviço (*Service FMEA*) (STAMATIS, 2003). Particularmente neste trabalho, tem-se interesse pelos tipos FMEA de Sistema e FMEA de Serviço.

A FMEA de Sistema é usada para analisar sistema e subsistemas, bem como suas interações. Seu foco está em minimizar os efeitos da falha sobre o sistema em análise e seu objetivo é maximizar a qualidade, confiabilidade e manutenibilidade do sistema (STAMATIS, 2003).

A FMEA de Serviço é utilizada para analisar serviços. Seu foco está em Modos de Falha (tarefas, atividades e erros) causados por processos deficientes. Seu objetivo é minimizar falhas na execução e maximizar a qualidade e confiança de um serviço.

Como toda técnica, a FMEA apresenta alguns entraves. Por se tratar de uma atividade feita em grupo, muitas vezes os valores atribuídos aos itens podem divergir; podem surgir atritos e discordâncias durante a realização da atividade entre os participantes; é exaustiva e com um forte caráter institucional. Por outro lado, é uma técnica de valor prático reconhecido e que permite sistematizar o conhecimento.

3.6.3 FTA

A *Fault Tree Analysis* (FTA) ou Análise da Árvore de Falhas é uma técnica preocupada com a identificação e análise das condições e fatores que causam, ou podem potencialmente causar, a ocorrência de um evento de topo definido. A FTA é frequentemente aplicada à análise de segurança de sistemas tais como sistemas de transporte, usinas de energia, ou quaisquer outros que possam exigir a avaliação da segurança de sua operação, e é usada como uma ferramenta para avaliação da confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade (IEC 61025, 2006). Esta técnica pode ter duas abordagens: qualitativa e quantitativa.

Na abordagem qualitativa, procura-se evidenciar as potenciais causas ou falhas de um determinado evento sem, no entanto, se preocupar com a probabilidade de ocorrência. Este evento de topo, como é chamado, é desdobrado em eventos intermediários, que por sua vez são desdobrados em outros eventos intermediários, tantas vezes quanto necessário, até se chegar às causas raízes. Neste processo, utilizam-se operadores lógicos como E e OU, para correlacionar os eventos, de tal forma que se sabe

quais as combinações irão desencadear a falha (ou evento de topo). Quando a probabilidade de ocorrência de cada evento é conhecida, pode-se utilizar a relação entre os operadores lógicos para calcular a probabilidade do evento resultante da combinação destes. Nesta situação, a abordagem quantitativa está sendo utilizada.

A FTA permite, assim, estabelecer uma relação causa/efeito aplicável tanto em estudos de falha, quanto no estabelecimento de cenários, normalmente utilizados na análise de atividades e processos.

O primeiro passo para aplicação da técnica de Análise da Árvore de Falha é estar familiarizado com a simbologia (DIAS *et. al.*, 2013 e IEC 61025, 2006) utilizada para a representação dos eventos, como se exemplifica na Figura 3.10. É importante que toda equipe esteja a par do que foi estabelecido antes de iniciar o processo de análise.

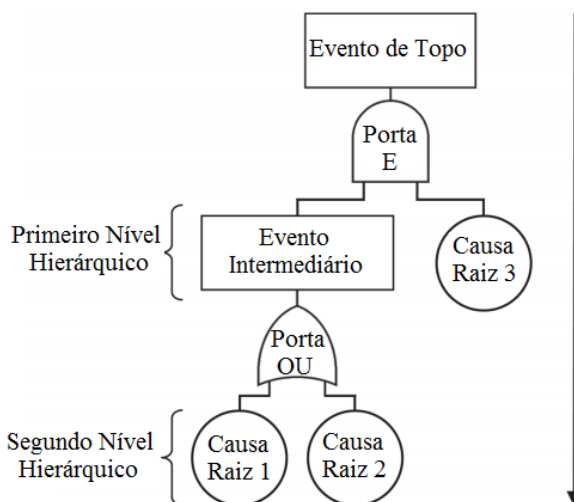


Figura 3.10 – Estrutura de uma árvore de falhas (DIAS *et. al.*, 2013)

O segundo passo para aplicação da FTA é a definição clara do evento de topo, do escopo, das fronteiras do estudo e o objetivo da realização. Com isso, pode-se iniciar a construção do fluxo de eventos e a identificar, de cima para baixo, as causas raízes destes eventos. Esta atividade é realizada, geralmente, com uma equipe multidisciplinar e tecnicamente qualificada.

O terceiro passo é utilizar o conhecimento gerado para mitigar ou minimizar o que vem desencadeando o evento de topo.

A FTA também encontra aplicações no setor eólico (MARQUEZ *et. al.*, 2015; SHAFIEE e DINMOHAMMADI, 2014; YANG *et. al.*, 2012, ZHANG *et. al.*, 2016).

A FTA é uma técnica que trabalha bem em associação com outras técnicas de análise. No caso específico com a FMEA, enquanto a FTA é mais visual e permite quantificar as probabilidades de ocorrência de um evento de topo, a FMEA permite detalhar os eventos a partir da função de cada um dos itens do sistema, e os respectivos Modos de Falha (DIAS *et. al.*, 2013). Desta forma, associar as duas técnicas não só elucidam o problema, como o faz de maneira mais eficiente.

3.6.4 CNEA

A Análise de Eventos por Rede Causal (CNEA – *Causal Network Event Analysis*) é uma técnica que estrutura a análise de risco causal por meio da representação das ligações entre o evento analisado (que fica no centro do diagrama), causas (à esquerda), efeitos (à direita) e as barreiras que atuam na corrente causal (DIAS *et. al.*, 2013), como ilustrado na Figura 3.11. Esta técnica surge de uma necessidade observada pela equipe de pesquisadores do NeDIP (Núcleo de Desenvolvimento Integrado de Produtos) da Universidade Federal de Santa Catarina, em que a simples apresentação das causas e efeitos de um evento não era suficiente em termos de comunicação e representação para os trabalhos de análise.

A CNEA é uma técnica que permite analisar, concomitantemente, causas, efeitos e barreiras de um evento central, fornecendo uma visão generalizada do sistema em estudo. Assim como nas outras técnicas, a CNEA exige um conhecimento da simbologia (DIAS *et. al.*, 2013) envolvida e da sua forma de estruturação.

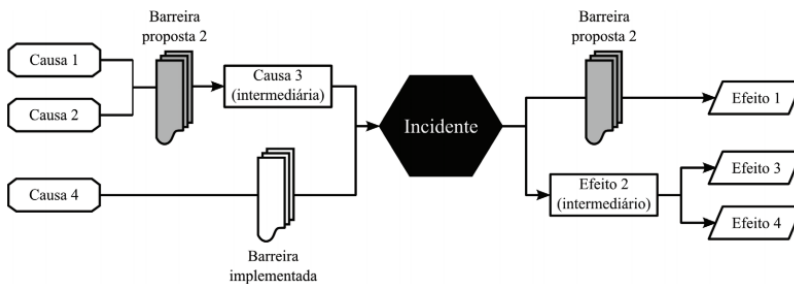


Figura 3.11 – Diagrama de uma análise de eventos por rede causal (CNEA) (DIAS *et. al.*, 2013)

O processo de modelagem com a CNEA se inicia pela delimitação do escopo, onde se determinam os limites da análise e a sua profundidade, deixando claro a todos os envolvidos o objetivo da realização da técnica.

O segundo passo consiste em identificar o incidente, que neste caso pode ser uma falha, modo de falha ou erro do processo de manutenção. Trata-se, portanto, do objeto de estudo sobre qual se debruça.

O terceiro passo é identificar as causas que dão origem ao incidente, neste caso o processo se inicia pelas causas imediatas, isto é, aquelas diretamente ligadas à percepção dos envolvidos, que por sua vez são desenvolvidas (ou desdobradas) em causas intermediárias, tantas quanto forem necessárias para se atingir as causas raízes.

O quarto passo é identificar os efeitos do incidente, dada a sua ocorrência. Deve-se, neste caso, identificar os desencadeamentos, relacionando-se os efeitos intermediários até atingir os efeitos finais.

O quinto passo na aplicação da técnica é identificar as barreiras que, por sua vez, podem ser preventivas, ao atuarem nas causas, ou de contingência, ao atuarem nos efeitos.

O processo de modelagem com a CNEA deve, preferencialmente, ser feita em grupo e levar em conta o que as pessoas afetadas tem a dizer.

Não foram encontradas na literatura técnica aplicações da CNEA em turbinas eólicas. Essa sugestão é uma das contribuições deste trabalho, ao perceber que a técnica atende às necessidades de análise, tanto do sistema técnico, quanto dos procedimentos de manutenção.

Assim como nas outras técnicas, existe uma sinergia da técnica CNEA com outras formas de análise, tais como FMEA. A forma como a CNEA está estruturada é muito conveniente para integrá-la à FMEA, pois é possível delinear os potenciais efeitos e causas dos modos de falha e, posteriormente, identificar as barreiras, que são os controles atuais e os planos de ações. Dessa forma, a integração com a CNEA possibilita minimizar algumas limitações da FMEA – principalmente no que diz respeito à representação do conhecimento no formato de quadros (DIAS *et. al.*, 2013). Isso é importante, porque facilita a tomada de decisão e organiza o conhecimento.

3.7 Considerações Finais

Neste capítulo, foram apresentados tópicos fundamentais ao entendimento e aplicação do Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas proposto.

Primeiro, introduziram-se definições do que vem a ser a falha, para, então, delimitar a falha na turbina eólica como o estado em que se

deixa de converter parte da energia cinética do vento em energia elétrica, existindo condições de vento apropriadas.

Em seguida, apresentou-se o atributo confiabilidade. Foi feita uma discussão sobre o que vem a ser essa grandeza e a modelagem matemática que a embasa. Colocou-se ainda, que a distribuição exponencial será aplicada neste trabalho, corroborada por outros autores que tratam deste tema. A confiabilidade será determinante dentro do modelo proposto para identificar os subsistemas críticos no âmbito da falha.

Na sequência do capítulo, discutiu-se o atributo manutenibilidade. Esta é a forma pela qual se avalia a facilidade em recolocar um item ao estado de “tão bom quanto novo”, por meio das ações de manutenção. Neste caso a distribuição exponencial também foi a escolhida. A manutenibilidade será determinante dentro do modelo proposto para identificar os subsistemas críticos no âmbito do tempo de reparo do subsistema.

Na continuação, identificou-se a RCM como a forma recomendada e utilizada para a Gestão de Manutenção de parques eólicos. Particularmente este tópico, influenciou decisivamente a estruturação do modelo proposto ao direcionar a escolha das ações recomendadas, a ordenação das atividades e a seleção das técnicas de análise.

O terceiro atributo abordado neste capítulo foi a disponibilidade. Este atributo tem uma importância marcante no setor eólico e foi decisivo para estruturação do Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas. Pontos chave desta seção são: a distinção entre disponibilidade técnica e operacional, sendo esta última o campo de atuação deste trabalho; o Modelo de Informação proposto pela norma IEC 61400-26-1; e a influência da disponibilidade na produção de energia do parque (Garantia Física).

Por fim, foram apresentadas quatro técnicas: Análise Funcional, FMEA, FTA e CNEA. Estas ferramentas compõem o modelo e foram propostas pela capacidade de gerar conhecimento sobre o sistema técnico e processo de manutenção, o que é indispensável para aplicação do modelo.

No próximo capítulo, o principal resultado desta dissertação é apresentado em detalhes, o Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas.

4 ESTRUTURA DO MODELO PARA GARANTIA DA DISPONIBILIDADE DE TURBINAS EÓLICAS - MGDTE

4.1 Introdução

Este capítulo tem o objetivo de apresentar a estruturação do Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas (MGDTE), baseado, fundamentalmente, em orientações, ferramentas e diretrizes que auxiliarão os responsáveis pela gestão de manutenção do parque a garantir o atributo disponibilidade. O modelo visa contribuir para que a produção de energia dos parques eólicos em operação atinja os patamares estabelecidos em projeto.

Neste trabalho, entende-se modelo como uma representação ou abstração da realidade, expressa em termos de algum formalismo ou linguagem (VERNADAT, 1996), que permite simplificar a descrição de um processo e representar as soluções mais gerais aplicáveis (KELLER e TEUFEL, 1998). Neste sentido, um modelo deve representar os aspectos funcionais (o que fazer); os aspectos sequenciais e lógicos (como e quando fazer); e os aspectos informacionais (dados e suas inter-relações) (CURTIS *et. al.*, 1992). Um modelo pouco detalhado fica prejudicado por não apresentar informações relevantes, em contrapartida, ao desenvolver-se um modelo muito detalhado podem surgir dificuldades para a sua elaboração, interpretação ou entendimento (GOULART, 2000).

Como colocado na motivação para realização deste trabalho, um número significativo de parques vem produzindo energia abaixo do esperado. Entre os motivos foram destacados:

- Inadequação da tecnologia utilizada.;
- A forma como a operação e manutenção do parque vem sendo conduzida.

Ambos têm impacto direto sobre a disponibilidade dos aerogeradores. O primeiro se reflete em um número elevado de falhas que interrompem a geração de energia. O segundo pode produzir tempos improdutivos, com a turbina parada para atividades de reparo por tempos elevados. O Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas está estruturado para atuar nestes dois pontos. Para tal, o MGDTE procura: (1) orientar as atividades de avaliação de desempenho das turbinas e parques eólicos em operação, quanto à Disponibilidade e

Garantia Física; (2) sistematizar o processo de análise de inadequações, indicando as causas do problema; e (3) fornecer diretrizes e sugestões para garantia da disponibilidade no contexto da gestão de manutenção.

O modelo foi concebido para interagir com o processo de gestão de manutenção de parques eólicos em operação e está direcionado ao agente responsável pela atividade de manter os aerogeradores.

A proposta para o MGDTE é que este seja autoexplicativo, e que a partir deste trabalho, possa ser replicado de forma independente.

4.2 Processo de estruturação do MGDTE

A estruturação do MGDTE se iniciou pela identificação da forma de gestão de manutenção mais adequada para parques eólicos, por se entender que este seria o caminho mais apropriado para garantir a disponibilidade das turbinas eólicas já em operação. Nesse sentido, a revisão da literatura e a própria percepção do autor convergiram para o RCM. No entanto, durante esse estudo sobre gestão de manutenção, notou-se que existiam algumas lacunas no RCM. A revisão sobre o tema evidenciou que esta forma de gestão está focada em transmitir “o que fazer” e estruturada de uma forma linear. Entretanto, pontos como, “quando fazer”, “como fazer”, inter-relações, simultaneidade de atividades e transferência de conhecimento não eram tratados de forma explícita. Percebeu-se, então, que o conhecimento desenvolvido na área de projeto de produto, notadamente o Modelo PRODIP (BACK *et. al.*, 2008), poderia preencher estes espaços e conferir mais robustez à gestão de manutenção. Sob esta perspectiva, iniciou-se um trabalho de mesclar as características de um modelo para projeto de produto com uma forma de gestão de manutenção.

A determinação do conteúdo que está posto no Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas se deu em duas etapas. Inicialmente, seguiu-se o processo de natural de resolução de problemas na engenharia, onde primeiro se avalia o cenário, identificam-se as causas do problema, propõem-se soluções e as colocam em prática. Em seguida houve um refinamento com base nas diretrizes do RCM e do Modelo PRODIP. Além disso, diversos *brainstorms* com profissionais do setor de energia eólica e pesquisadores da área de estruturação de metodologias, sistemáticas e modelos contribuíram para especificar o conteúdo do MGDTE.

Tiveram também influência no processo de estruturação do MGDTE os trabalhos de Fuentes (2006), cuja tese de doutorado é uma metodologia para inovação da gestão de manutenção industrial, e Enon

(2007), que desenvolveu a tese de doutorado na sistematização do processo de atualização tecnológica em empresas de geração hidrelétrica, ao se apropriarem dos princípios de metodologia de projeto de produto em seus respectivos modelos.

4.3 Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas

O MGDTE, conforme apresentado na Figura 4.1, está dividido em três macro-fases: Planejamento, que contém as fases Avaliação e Planejamento do Projeto; Desenvolvimento, que contém as fases Informacional e Caracterização; e Garantia da Disponibilidade, que contém as fases Recomendação, Implementação, Comissionamento e Encerramento do Projeto. As fases, por sua vez, dividem-se em etapas e tarefas, que podem ocorrer de maneira simultânea, e são realizadas com uso de técnicas e ferramentas específicas. Ao final de cada fase, há uma verificação das etapas e tarefas realizadas, identificada na Figura 4.1 pelo ponto de decisão G (*gate*). Nessa “válvula de controle”, a gerência deve se posicionar em relação ao que foi realizado na fase, decidindo-se pela continuação do projeto, retorno às ações realizadas para melhorias ou mesmo interrupção do processo.

Na macro-fase Planejamento, planejam-se as ações a serem realizadas no projeto para garantia da disponibilidade de turbinas eólicas. Esta macro-fase tem um forte caráter gerencial/empresarial, principalmente porque vem dos gestores/proprietários a necessidade pela adequação dos níveis de energia produzida.

Na macro-fase Desenvolvimento, empreendem-se as ações que permitem identificar as causas de inadequação dos subsistemas críticos da turbina, por meio de uma análise direcionada do sistema técnico e processo de manutenção vigente.

Na macro-fase Garantia da Disponibilidade, colocam-se em prática as ações para garantia da disponibilidade dos aerogeradores. Esta macro-fase fornece as diretrizes e sugestões para a resolução dos problemas identificados e orienta o processo de garantia da disponibilidade ao longo do ciclo de operação do parque.

A fim de fornecer uma visão mais detalhada do modelo e suas fases, foi estruturada uma segunda forma de apresentação, mostrada na Figura 4.2. Nessa estrutura, trabalhada por autores como Maribondo (2000) e Alonço (2004), pode-se identificar quais os documentos (D), ferramentas (F) e sistemas (S) são utilizados em cada fase. A legenda do Quadro 4.1 traduz o código da Figura 4.2 e traz comentários para auxiliar os envolvidos no projeto.

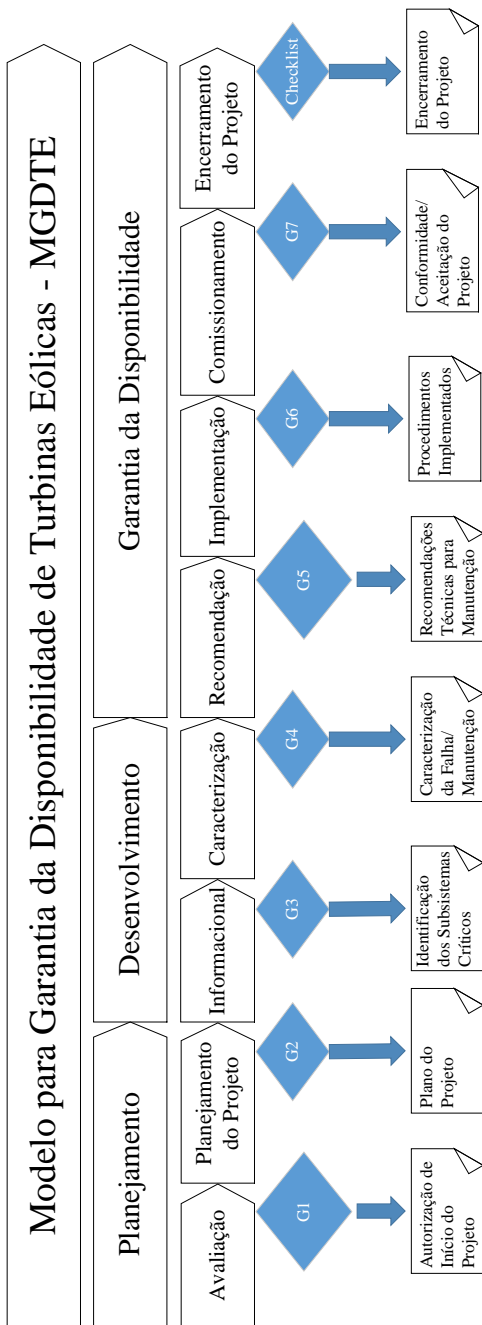


Figura 4.1 – Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas

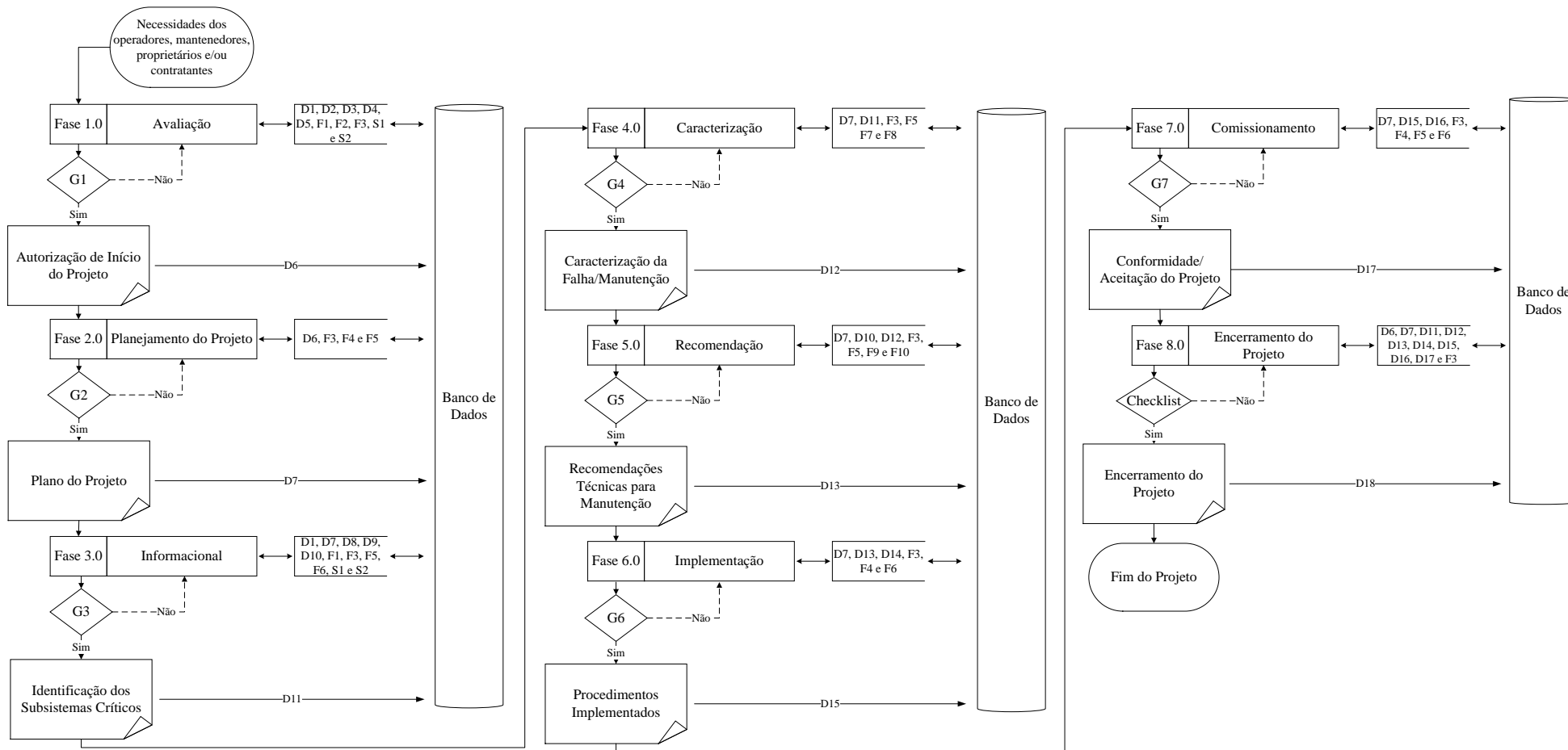


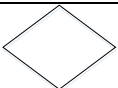







Figura 4.2 – MGDTE - Fluxo

Quadro 4.1 - Legenda de símbolos e textos básicos estruturantes do MGDTE

Legenda		
Código	Significado	Comentário
	Início ou fim de um processo	Marca o início ou o final da aplicação do MGDTE
	Processo, ação ou uma atividade a ser executada	Representa as fases do modelo
	Avaliação dentro do processo de projeto	Representa os <i>gates</i> de avaliação utilizados pela gerência
	Documentação	Representa os documentos de saída da fase
	Banco de conhecimento	Representa o conhecimento utilizado e gerado ao longo do processo
	Ferramenta a ser empregada	Representa os documentos, ferramentas e softwares utilizados
	Sequência do processo	Representa o fluxo de informação
	Retorno dentro do processo	Representa o retorno de informação
D1	IEC 61400-26-1	Norma internacional que trata da disponibilidade de turbinas eólicas em operação
D2	Contratos de Fornecimento do Aerogerador	Documento que estabelece a base legal entre o fabricante e o proprietário do parque
D3	Expansão da Geração de Empreendimentos Eólicos – EPE	Nota técnica da EPE que estabelece definições e diretrizes em empreendimentos eólicos
D4	Considerações sobre as taxas de indisponibilidade para cálculo e recálculo de Garantia Física de Projetos Eólicos - EPE	Nota técnica da EPE que estabelece definições e discute tecnicamente os parâmetros IP e TEIF
D5	Contratos de Venda de Energia	Documento que estabelece a base legal entre o proprietário e o governo

Quadro 4.1 - Legenda para leitura do MGDTE (continuação)

Código	Significado	Comentário
D6	Documento de Autorização de Início do Projeto	Documento que embasa a autorização do início do projeto (Apêndice B1)
D7	Plano do Projeto	Documento que traça o plano para realização do projeto (Apêndice B2)
D8	Ordens de Serviço e Relatórios de Operação & Manutenção (O&M)	Documento em que são relatadas as atividades de manutenção executadas
D9	NBR 5462	Norma que estabelece as definições Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade
D10	Artigos Científicos, Patentes, Relatório de Fabricantes e Catálogos	Conjunto de documentos encontrados em bancos especializados
D11	Documento de Identificação dos Subsistemas Críticos	Documento que identifica os subsistemas críticos das turbinas analisadas no projeto (Apêndice B3)
D12	Documento de Caracterização das Falhas/Manutenção	Documento que evidencia as causas dos problemas identificados no sistema técnico e processo de manutenção (Apêndice B4)
D13	Documento de Recomendações Técnicas para Manutenção	Documento que especifica as recomendações técnicas que devem solucionar as causas indicadas (Apêndice B5)
D14	Plano de Implementação do Projeto	Documento que traça o plano para implementação das recomendações sugeridas (Apêndice B6)
D15	Documento de Procedimentos Implementados (“ <i>As built</i> ”)	Documento que registra quais recomendações foram efetivamente implementadas (Apêndice B7)

Quadro 4.1 - Legenda para leitura do MGDTE (continuação)

Código	Significado	Comentário
D16	Plano de Comissionamento	Documento que traça o plano para comissionamento das recomendações implementadas (Apêndice B8)
D17	Documento de Conformidades/ Aceitação do Projeto	Documento que registra os resultados do comissionamento dos procedimentos e atividades de manutenção atualizados (Apêndice B9)
D18	Documento de Encerramento do Projeto	Compilação dos documentos produzidos ao longo da aplicação do modelo
F1	Ferramentas de Análise Estatística	São ferramentas necessárias ao tratamento dos dados obtidos do sistema SCADA
F2	Modelo de Informação (IEC 61400-26-1)	É um modelo de organização dos tempos operacionais de uma turbina apresentado pela norma
F3	Reuniões com a Equipe	São as diversas reuniões entre os envolvidos no projeto para garantia da disponibilidade e que devem ser registradas em atas.
F4	Ferramentas de Gerenciamento de Projeto	São as diversas ferramentas utilizadas pela gerência para execução do projeto. Como exemplo: EDT, Gráfico de Gantt e Ordens de Serviço.
F5	Entrevistas	São formas estruturadas de questionar
F6	Visitas Técnicas	São as idas a campo para implementação e verificação do projeto
F7	Análise Funcional	Ferramenta que permite desdobrar os sistemas técnicos em subsistemas e componentes, evidenciando as suas funções

Quadro 4.1 - Legenda para leitura do MGDTE (conclusão)

Código	Significado	Comentário
F8	Técnicas de Análise: FMEA, FTA e CNEA	Técnicas que permitem caracterizar as causas que tem gerado inadequações no sistema técnico e processo de manutenção vigente
F9	Catálogo de Recomendações	Conjunto de recomendações técnicas sugeridas pelo autor com base na literatura e experiência (Apêndice C)
F10	Diagrama de Decisão Moubray	Diagrama de decisão que permite determinar ações de manutenção com base na classe do modo de falha
S1	Dados do Sistema de Monitoramento – SCADA	Dados brutos de tempo de operação e produção de energia coletados a partir do sistema de monitoramento do parque eólico
S2	Planilhas de Cálculo	Ferramenta de registro e organizacional que permite executar cálculos com os dados armazenados

Na próxima seção são apresentados os detalhes referentes à cada uma das fases do modelo, explicitando-se as etapas e tarefas que as compõem. Para esta apresentação, são desdobradas as estruturas da Figura 4.2, fornecendo o nível de detalhamento requerido para aplicação do modelo.

4.3.1 Fase Avaliação

O objetivo da fase Avaliação é levantar as condições operacionais do parque, para, então, compará-las ao que foi estabelecido nos contratos de Disponibilidade das turbinas e Garantia Física. Com isto, será possível avaliar se existe a necessidade de ações para garantia da disponibilidade e início do projeto. Os documentos e ferramentas, apresentados na Figura 4.3, necessários à realização das etapas e tarefas, devem ser utilizados de maneira simultânea pela equipe.

Ao longo da fase, serão produzidos resultados nas tarefas que devem ser registrados em campos específicos do Documento de Autorização de Início do Projeto (D6) (Apêndice B1), saída da fase.

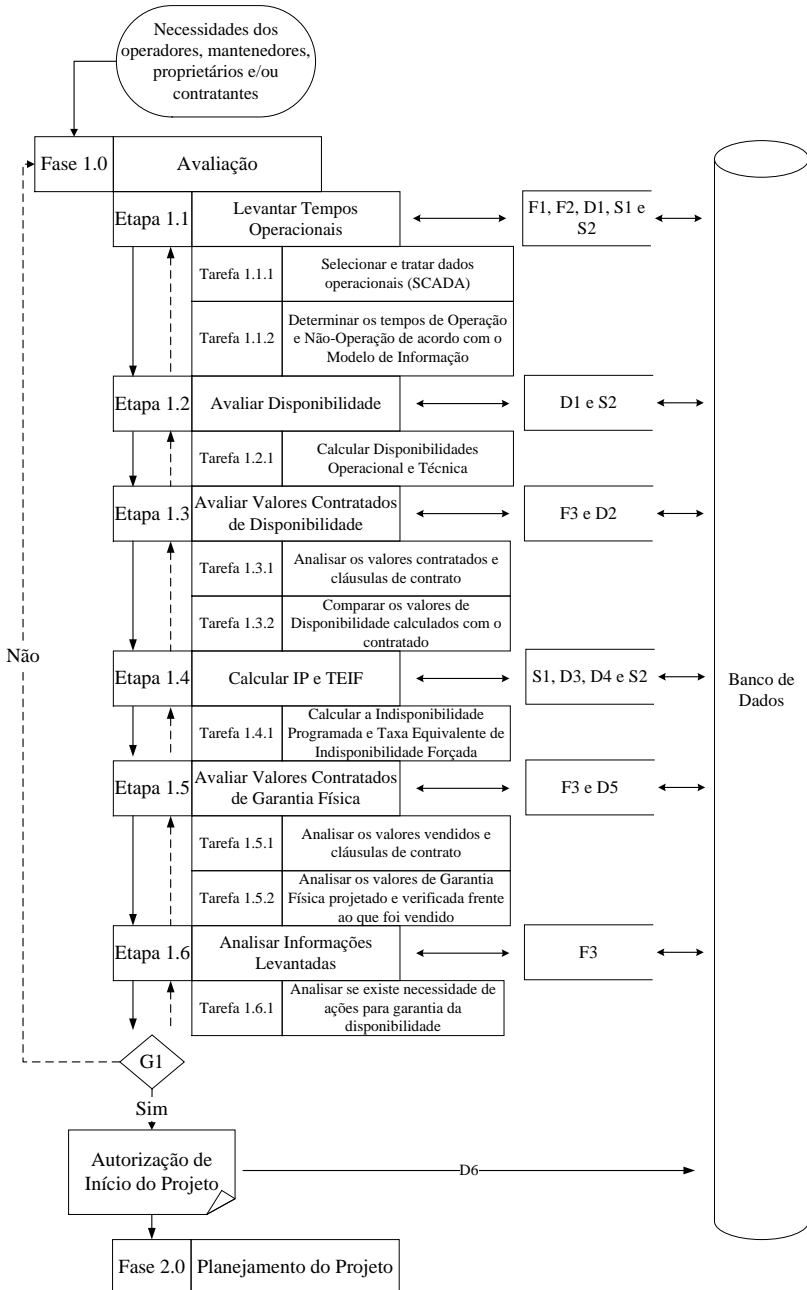


Figura 4.3 – MGDTE – Fase Avaliação

4.3.1.1 Etapa 1.1 – Levantar Tempos Operacionais

Na primeira etapa da fase, faz-se o levantamento e tratamento dos dados obtidos no sistema SCADA, e determinam-se os tempos de Operação e Não-operação das turbinas eólicas, de acordo com o Modelo de Informação da norma IEC 61400-26-1. É indispensável que os encarregados de realizar a etapa estejam familiarizados com o Modelo de Informação e suas definições de tempo, caso seja necessário, deve-se realizar uma capacitação acerca do conteúdo da norma.

4.3.1.1.1 Tarefa 1.1.1 Selecionar e tratar dados operacionais (SCADA)

O objetivo desta tarefa é selecionar e tratar os dados brutos obtidos a partir do sistema de acompanhamento das turbinas (SCADA) (S1). Estes dados estão, em sua maioria, no formato .txt ou .CSV, de tal forma que uma planilha de cálculo (S2) é uma ferramenta útil à realização da tarefa e que permite automatizar o processo de tratamento. Para realização do tratamento de dados é necessário aplicar ferramentas de análise estatística (F1) para corrigir falhas existentes nos dados brutos. Problemas típicos que afetam os dados do sistema SCADA são (GRAY *et. al.*, 2011):

- Valores faltantes/Entradas NULL/Falsos Zeros;
- Limites aceitáveis excedidos;
- Valores discrepantes;
- Grande quantidade de valores idênticos seguidos;
- Formato do dado incorreto;
- Frequência de aquisição variável.

A análise destes dados envolve uma variedade de estratégias. As ferramentas de análise estatística (F1) devem ser utilizadas caso a caso. Algumas possibilidades são (GRAY *et. al.*, 2011):

- Correções usando interpolação ou extrapolação linear;
- Reconsiderar os níveis aceitáveis;
- Remover a seção de dados problemática em todos os canais;
- Desconsiderar todos os dados do canal comprometido;
- Simular os dados faltantes com base em modelos físicos estocásticos;

4.3.1.1.2 Tarefa 1.1.2 - Determinar os tempos de Operação e Não-Operação de acordo com o Modelo de Informação

O objetivo desta tarefa é tabular os dados tratados conforme o Modelo de Informação da norma IEC 61400-26-1 (F2). A planilha de cálculo (S2) é uma ferramenta de organização aplicável à tarefa e que pode ser programada para realizar as atividades de separação dos tempos de Operação e Não-Operação automaticamente. Esta tabela deverá ser reproduzida em um campo específico do Documento de Autorização de Início do Projeto (D6).

4.3.1.2 Etapa 1.2 - Avaliar Disponibilidade

Na etapa Avaliação da Disponibilidade é realizado o cálculo das Disponibilidades Operacional e Técnica, de acordo com a norma IEC 61400-26-1. Isto é feito turbina a turbina e para o parque eólico como um todo. Para sintetizar a leitura destes dados, recomenda-se representá-los em gráficos com os resultados obtidos.

4.3.1.2.1 Tarefa 1.2.1 - Calcular Disponibilidades Operacional e Técnica

O objetivo desta tarefa é calcular a Disponibilidade Operacional e Disponibilidade Técnica verificadas na operação do parque. Estes valores são calculados para cada turbina conforme a norma IEC 61400-26-1 (D1). As Disponibilidades Operacional e Técnica do parque são obtidas pela média das respectivas disponibilidades. A saída da tarefa preenche uma tabela resumo no Documento de Autorização de Início do Projeto (D6).

4.3.1.3 Etapa 1.3 – Avaliar os Valores Contratados de Disponibilidade

Nesta etapa são avaliados os valores de disponibilidade estabelecidos em contrato, as condições de garantia deste valor e as multas contratuais pelo seu descumprimento. Hoje, no Brasil, os valores de Disponibilidade (Técnica) estão entre 95% e 98%, com cláusulas específicas para o seu descumprimento, como pagamento de multas e ressarcimento de perdas. Esta etapa revisa estas questões.

4.3.1.3.1 Tarefa 1.3.1 - Analisar os valores contratados e cláusulas de contrato

O objetivo desta tarefa é analisar os termos contratuais de garantia de disponibilidade, evidenciando os tópicos relativos aos valores pré-

estabelecidos, condições de ocorrência e multas (D2). Esta análise é registrada em um campo específico do Documento de Autorização de Início do Projeto (D6).

4.3.1.3.2 Tarefa 1.3.2 - Comparar os valores de Disponibilidade calculados com o contratado

O objetivo desta tarefa é analisar os resultados obtidos nas Tarefas 1.2.1 e 1.3.1, evidenciando os pontos críticos observados. Recomenda-se elaborar uma tabela resumo onde se explicitam os valores de disponibilidade verificados na operação e os estabelecidos no contrato (D2). O resultado da tarefa preenche um campo específico do Documento de Autorização de Início do Projeto (D6).

4.3.1.4 Etapa 1.4 – Calcular IP e TEIF

Na Etapa 1.4, calculam-se a Indisponibilidade Programada (IP) e a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF), apurados na operação do parque eólico. Para a realização da etapa, deve-se utilizar os tempos de operação e não-operação já registrados.

4.3.1.4.1 Tarefa 1.4.1 - Calcular a Indisponibilidade Programada e Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

O objetivo desta tarefa é calcular os valores de IP e TEIF verificados na operação do parque (D3 e D4) a partir dos dados tabulados na Tarefa 1.1.2. Para isto, deve-se primeiro calcular a Indisponibilidade Programada e Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada por turbina, conforme as equações 4.1 e 4.2, e então tomar a média para obter os valores referentes ao parque como um todo. O uso de planilha de cálculo (S2) facilita e dinamiza a realização da tarefa. Os acrônimos utilizados estão definidos no capítulo 3.

Indisponibilidade Programada:

$$IP = \frac{IANOSM}{IAOGFP + IAOGPP + IANOSM} \quad (4.1)$$

Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada:

$$TEIF = \frac{IAOGPP + IANOPCA + IANOFO}{IAOGFP + IAOGPP + IANOPCA + IANOFO} \quad (4.2)$$

Os resultados obtidos devem ser registrados em uma tabela do Documento de Autorização de Início do Projeto (D6).

4.3.1.5 Etapa 1.5 – Avaliar os Valores Contratados de Garantia Física

Nesta etapa é feita uma análise dos valores de energia vendidos, projetados e verificados na operação, além de um estudo das cláusulas de contrato. Existem multas pelo não cumprimento das metas de fornecimento, as quais afetam diretamente a receita do parque. Deve-se analisar o quão distinto estão os montantes previstos no projeto do parque e os verificados na operação, e quanto a IP e a TEIF estão influenciando este valor.

4.3.1.5.1 Tarefa 1.5.1 - Analisar os valores vendidos e cláusulas de contrato

O objetivo desta tarefa é analisar os termos contratuais de venda de energia, evidenciando os principais tópicos relativos aos valores pré-estabelecidos, condições de ocorrência e multas (D5). Esta análise é registrada no Documento de Autorização de Início do Projeto (D6).

4.3.1.5.2 Tarefa 1.5.2 - Analisar os valores de Garantia Física projetado e real frente ao que foi vendido

O objetivo desta tarefa é analisar os resultados de produção de energia (Garantia Física) verificados na operação, os estimados no projeto do parque e vendidos no contrato. A Garantia Física verificada na operação pode ser obtida pelo sistema de monitoramento do parque (S1) ou pelo boletim mensal da ONS (caso o parque esteja ligado ao SIN). A Garantia Física estimada no projeto do parque pode ser encontrada na certificação de produção de energia do parque. A Garantia Física vendida foi determinada na Tarefa 1.5.1 e encontra-se registrada em D6. Recomenda-se elaborar uma tabela resumo onde se explicitam os valores de Garantia Física. O resultado da tarefa preenche um campo específico do Documento de Autorização de Início do Projeto (D6).

4.3.1.6 Etapa 1.6 – Analisar Informações Levantadas

Esta etapa encerra a fase Avaliação, onde uma análise geral das informações levantadas é feita. Aqui, deve-se decidir pela realização, ou não, do projeto para garantia da disponibilidade.

4.3.1.6.1 Tarefa 1.6.1 - Analisar se existe necessidade de ações para garantia da disponibilidade

O objetivo desta tarefa é analisar as informações que foram levantadas ao longo da realização fase e concluir se de fato existe necessidade do projeto para garantia da disponibilidade. Ao final desta tarefa, deve ser possível determinar se a inadequação na produção de energia pode ser solucionada por meio de modificações na gestão de manutenção vigentes que garantam a disponibilidade das turbinas. As conclusões são registradas em campo do Documento de Autorização de Início do Projeto (D6).

4.3.1.7 Gate G1

No *gate* G1, em nível gerencial, a fase é analisada a partir do Documento de Autorização de Início do Projeto. A gerência, neste caso, precisa se posicionar quanto à continuação do projeto, retorno às tarefas para melhorias, ou mesmo decidir pela interrupção. Se aprovado, D6 é liberado para o banco de dados.

4.3.2 Fase Planejamento do Projeto

Esta fase tem o objetivo de planejar as atividades do projeto para garantia da disponibilidade. Nesta fase são determinados o escopo do projeto, o cronograma de atividades, o programa de custo e os mecanismos de controle. Os documentos e ferramentas, apresentados na Figura 4.4, necessários à realização das etapas e tarefas, devem ser utilizados de maneira simultânea pela equipe. Ao longo da fase, serão produzidos resultados nas tarefas que preenchem campos reservados no Plano de Projeto (D7) (Apêndice B2), saída da fase.

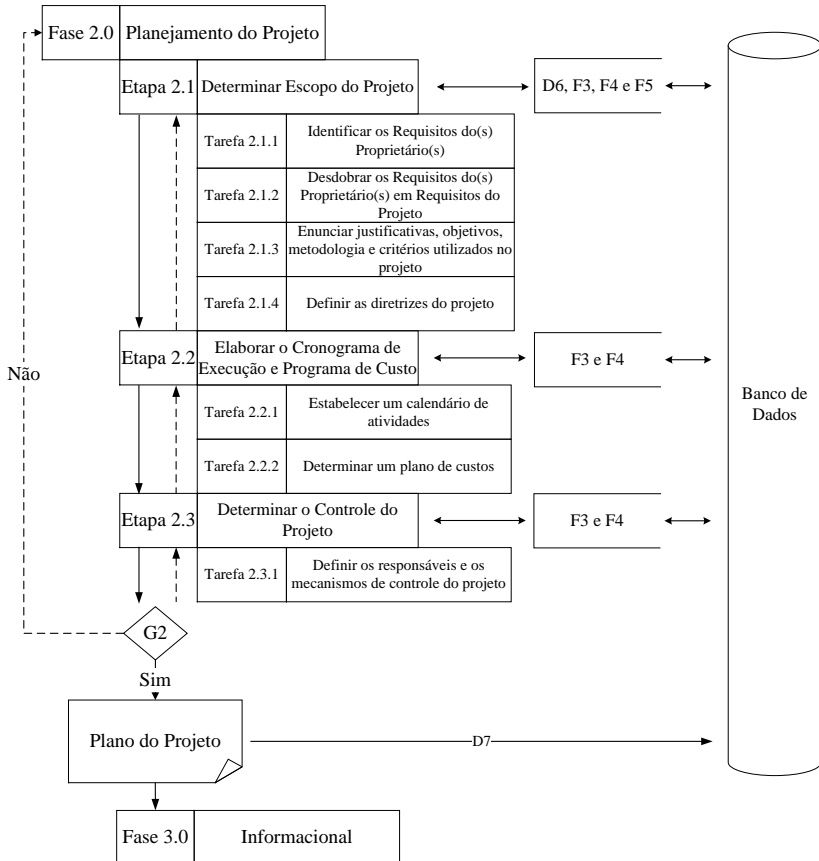


Figura 4.4 – MGDTE – Fase Planejamento do Projeto

Etapa 2.1 – Determinar Escopo do Projeto

A fase se inicia com a determinação do escopo do projeto, isto é, definem-se as fronteiras para realização do projeto. Neste sentido, identificam-se as exigências do projeto; as justificativas, objetivos e metodologia a serem utilizados, além de definir as diretrizes para realização do projeto.

4.3.2.1.1 Tarefa 2.1.1 - Identificar os Requisitos do(s) Proprietário(s)

O objetivo desta tarefa é listar as necessidades percebidas pelo(s) proprietário(s) do parque eólico em operação. A lista de Requisitos dos(s) Proprietário(s) é construída a partir de entrevistas estruturadas (F5) direcionadas a estes atores, não se restringindo a eles (se for conveniente

e preciso, podem-se incluir neste levantamento os requisitos dos operadores e gestores de manutenção). O resultado da tarefa preenche um campo específico do documento Plano de Projeto (D7).

4.3.2.1.2 Tarefa 2.1.2 - Desdobrar os Requisitos do(s) Proprietário(s) em Requisitos do Projeto

O objetivo desta tarefa é listar os Requisitos de Projeto. Esta lista é estruturada a partir do desdobramento da lista elaborada na Tarefa 2.1.1 e traduz as exigências do projeto para garantia da disponibilidade de turbinas eólicas. O processo de “tradução” dos Requisitos dos(s) Proprietário(s) em Requisitos do Projeto consiste em converter as necessidades percebidas em ações para o projeto (o que fazer). Deve estar claro, no entanto, que, como grande parte dos proprietários têm um *background* técnico, espera-se que o levantamento dos requisitos esteja em nível de Requisito do Projeto, ou até mesmo com critérios bem estabelecidos, já nas primeiras entrevistas (F5). O resultado da tarefa preenche um campo específico do Plano de Projeto (D7).

4.3.2.1.3 Tarefa 2.1.3 - Enunciar justificativas, objetivos, metodologia e critérios utilizados no projeto

O objetivo desta tarefa é enunciar, de forma clara, as justificativas, objetivos, metodologia e critérios a serem utilizados. As justificativas são os motivos ou argumentos para a realização do projeto para garantia da disponibilidade. Os objetivos são as metas estabelecidas para o projeto, trata-se de onde chegar com as ações, e nesse sentido, uma análise dos Requisitos de Projeto registrados no Plano de Projeto é fundamental. A metodologia se refere às tecnologias (novas ou existentes), à descrição das interfaces ou limites entre o projeto e o seu ambiente, e aos insumos internos e externos (BACK *et. al.*, 2008). Os critérios são parâmetros e regras utilizados para realização do projeto, expressos, preferencialmente, na forma numérica. O resultado da tarefa é registrado em um campo específico do Plano de Projeto (D7).

4.3.2.1.4 Tarefa 2.1.4 – Definir as diretrizes do projeto

O objetivo desta tarefa é definir as diretrizes para realização do projeto, isto é, as linhas gerais para sua realização. Para tal, recomenda-se um desdobramento do projeto em pacotes de trabalho menores, mais facilmente gerenciáveis (BACK *et. al.*, 2008). Nesse sentido, a ferramenta gerencial (F4) Estrutura de Desdobramento do Trabalho (EDT) permite

organizar as atividades para o projeto, além registrá-las de forma prática. No documento Plano de Projeto (D7) existe um espaço reservado para registro da EDT.

4.3.2.2 Etapa 2.2 – Elaborar do Cronograma de Execução e Programa de Custo

Nesta etapa se estabelece um calendário de atividades e o plano de custos para realização do projeto para garantia da disponibilidade.

4.3.2.2.1 Tarefa 2.2.1 – Estabelecer um calendário de atividades

O objetivo desta tarefa é elaborar um cronograma de atividades, que irá guiar a execução do projeto. Para elaboração deste cronograma recomenda-se a utilização da ferramenta de gerenciamento (F4) Gráfico de Gantt, que permite estabelecer um calendário de atividades. Existem *softwares* onde é possível estruturar este gráfico. No documento Plano de Projeto (D7) existe um espaço reservado para o registro.

4.3.2.2.2 Tarefa 2.2.2 – Determinar um plano de custos

O objetivo desta tarefa é elaborar um plano de custos e um orçamento para o projeto. Deve-se determinar os recursos (financeiro, mão-de-obra, insumos, etc.), as quantidades aplicadas ao projeto e montantes totais (BACK *et. al.*, 2008). Uma planilha de cálculo (S2) pode ajudar no processo de organização e registro, além de facilitar e automatizar o controle do fluxo de caixa. Este controle do fluxo de caixa deve ser registrado em um campo reservado do documento Plano de Projeto (D7).

4.3.2.3 Etapa 2.3 – Determinar o Controle do Projeto

Nesta etapa, são especificados os responsáveis pelo controle do projeto e quais os mecanismos de controle a serem utilizados. Uma vez que o projeto é colocado em prática, é preciso assegurar que seus objetivos serão atingidos, os caminhos estabelecidos seguidos, os resultados avaliados de maneira apropriada e as ações corretivas tomadas, quando necessário (BACK *et. al.*, 2008).

4.3.2.3.1 Tarefa 2.3.1 – Definir os responsáveis e os mecanismos de controle do projeto

O objetivo desta tarefa é definir os responsáveis pela realização do projeto para garantia da disponibilidade, com a sua respectiva função no projeto, e quais mecanismos de controle serão aplicados na sua realização. O resultado da tarefa é registrado no documento Plano de Projeto (D7).

4.3.2.4 *Gate G2*

Em G2, no nível gerencial, a fase é analisada por meio do documento Plano do Projeto que foi elaborado, cabendo, mais uma vez, a gerencia decidir pela continuação, retorno ou interrupção do projeto. Se aprovado, o documento é liberado para o banco de dados.

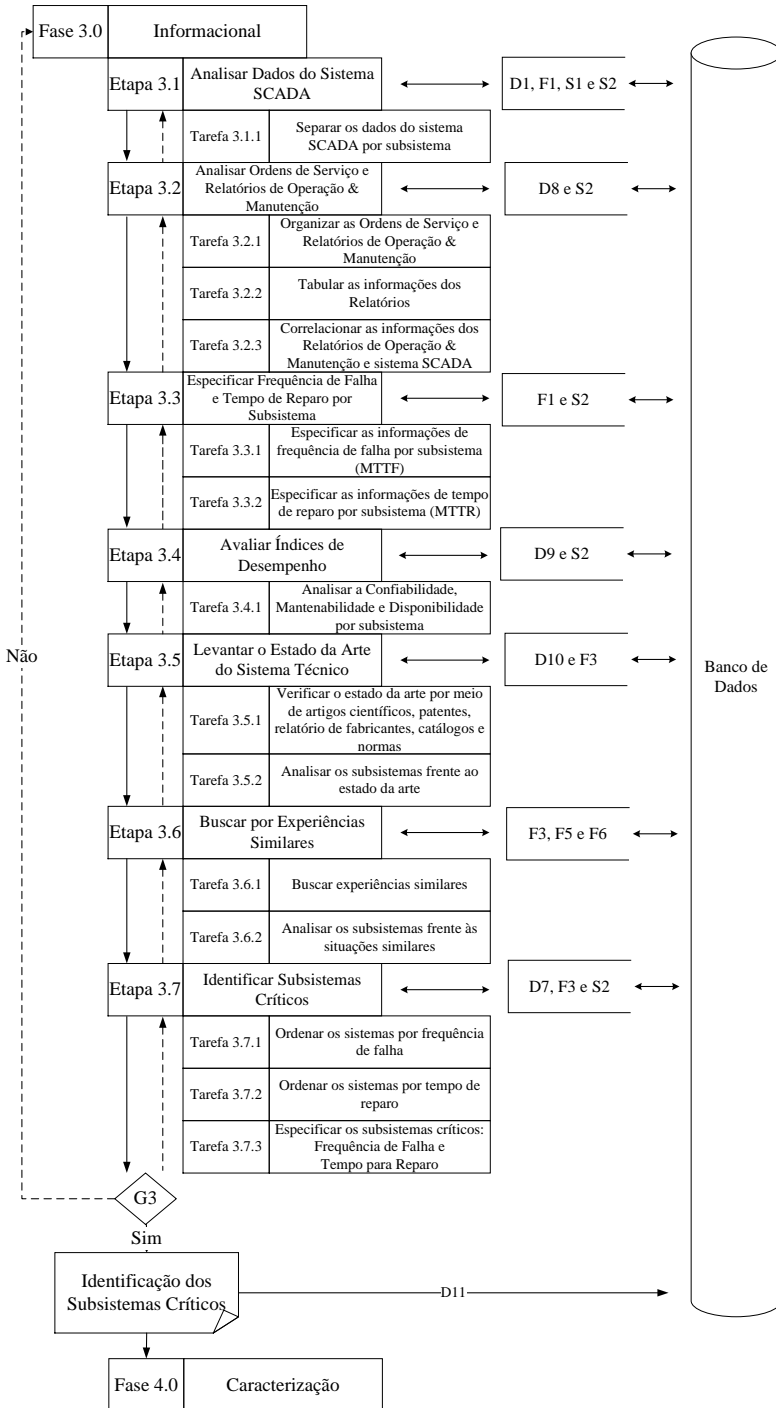
4.3.3 Fase Informacional

O objetivo da fase Informacional é identificar os chamados subsistemas críticos, isto é, os subsistemas que são responsáveis pela inadequação da disponibilidade das turbinas. É importante ressaltar que a esta atividade não se restringe a selecionar as maiores taxas de falha e menores taxas de reparo, mas deve também considerar os critérios estabelecidos no Plano de Projeto (D7) e o estado da arte dos subsistemas. Os documentos e ferramentas, apresentados na Figura 4.5, necessários à realização das etapas e tarefas, devem ser utilizados de maneira simultânea pela equipe. Ao longo da fase, serão produzidos resultados nas tarefas que preenchem campos reservados no Documento Identificação dos Subsistemas Críticos (D11) (Apêndice B3), saída da fase.

4.3.3.1 Etapa 3.1 – Analisar Dados do Sistema SCADA

Nesta etapa é retomada a análise realizada na Etapa 1.1, onde os dados do sistema SCADA são separados agora por subsistema, determinando-se os tempos de operação e não-operação para cada um deles. É necessário um elevado nível de organização por parte dos envolvidos para que a leitura e o registro das informações sejam feitos de maneira adequada.

Figura 4.5 – MGDTE – Fase Informativa



4.3.3.2 Etapa 3.2 – Analisar Ordens de Serviço e Relatórios de Operação & Manutenção

Nesta etapa, organizam-se as Ordens de Serviço expedidas e os Relatórios de Operação & Manutenção em termos cronológicos, por turbina e por subsistema. Ao final, correlacionam-se as informações contidas nos relatórios com os dados do sistema SCADA.

4.3.3.2.1 Tarefa 3.2.1 - Organizar as Ordens de Serviço e Relatórios de Operação & Manutenção

O objetivo desta tarefa é organizar as Ordens de Serviço e Relatórios de O&M (D8). Recomenda-se uma separação cronológica, por turbina e por subsistema. Devem-se registrar quaisquer inconformidades encontradas nos relatórios, tanto como base de informação, como resguarde técnico/jurídico. O resultado da tarefa deve ser registrado em um campo específico do Documento de Identificação dos Subsistemas Críticos (D11).

4.3.3.2.2 Tarefa 3.2.2 - Tabular as informações dos Relatórios

O objetivo desta tarefa é tabular as informações contidas nas Ordens de Serviço e Relatórios de O&M (D8). A partir da organização realizada na Tarefa 3.2.1, deve-se destacar, por relatório, a turbina, o subsistema, a atividade de manutenção realizada, as causas identificadas, os tempos para reparo e datas de realização. Vale ressaltar que os relatórios de manutenção apresentam variações de empresa para empresa, de tal forma que as informações e a forma como estas são apresentadas podem variar. Uma estrutura em tabela, onde se preenchem as informações necessárias, tende a facilitar o trabalho de correlação entre os dados do sistema SCADA e as informações dos relatórios. O resultado da tarefa deve ser registrado em um campo específico do Documento de Identificação dos Subsistemas Críticos (D11).

4.3.3.2.3 Tarefa 3.2.3 - Correlacionar as informações dos Relatórios de Operação & Manutenção e sistema SCADA

O objetivo desta tarefa é analisar as informações obtidas dos Relatórios de O&M (Tarefa 3.2.2) e dados do sistema SCADA (Tarefa 3.1.1), verificando-se a consistência entre essas duas fontes de informação. Constatada divergências, a causa para o problema deve ser identificada e sanada antes de se prosseguir à próxima etapa. Esta tarefa

prepara as informações de frequência de falha e tempo de reparo de cada subsistema para cada turbina instalada.

4.3.3.3 Etapa 3.3 – Especificar Frequência de Falha e Tempo de Reparo por Subsistema

Nesta etapa, são especificados o MTTF e MTTR por subsistema. Ela toma por base os resultados obtidos nas duas etapas anteriores e a partir destas informações determina os valores destes parâmetros.

4.3.3.3.1 Tarefa 3.3.1 - Especificar as informações de frequência de falha por subsistema (MTTF)

O objetivo desta tarefa é determinar os valores de MTTF por subsistema. Para obtê-los, é preciso analisar as ocorrências de falha e tempos de operação para cada subsistema de cada turbina, para então analisar o parque como um conjunto. A organização dos dados é fundamental para o sucesso da tarefa. Além de um conhecimento de ferramentas estatísticas (F1), a planilha de cálculo (S2) é uma ferramenta que permite organizar e automatizar o manuseio dos dados. O resultado da tarefa deve ser registrado em um campo específico do Documento de Identificação dos Subsistemas Críticos (D11).

4.3.3.3.2 Tarefa 3.3.2 - Especificar as informações de tempo de reparo por subsistema (MTTR)

O objetivo desta tarefa é determinar os valores de MTTR por subsistema. Para obtê-los, é preciso analisar os tempos de manutenção e tempos de operação para cada subsistema por turbina, para então analisar o parque como um conjunto. A organização dos dados é fundamental para o sucesso da tarefa. Além de um conhecimento de ferramentas estatísticas (F1), a planilha de cálculo (S2) é uma ferramenta que permite organizar e automatizar o manuseio dos dados. O resultado da tarefa deve ser registrado em um campo específico do Documento de Identificação dos Subsistemas Críticos (D11).

4.3.3.4 Etapa 3.4 – Avaliar Índices de Desempenho

Nesta etapa, avaliam-se os atributos confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade, por subsistema. A avaliação destes atributos irá orientar o processo de identificação dos subsistemas críticos.

4.3.3.4.1 Tarefa 3.4.1 - Analisar a confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade por subsistema

O objetivo desta tarefa é analisar os atributos confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade definidos na norma NBR 5462 (D9), por subsistema. Determinam-se, a partir dos dados das Tarefas 3.3.1 e 3.2.2, as taxas de falha e taxa de reparo, e traçam-se as curvas dos atributos, de forma a avaliar a sua evolução com tempo. A planilha de cálculo (S2) é uma ferramenta que permite traçar as curvas dos atributos. O resultado da tarefa deve ser registrado em um campo específico do Documento de Identificação dos Subsistemas Críticos (D11).

4.3.3.5 Etapa 3.5 – Levantar Estado da Arte do Sistema Técnico

Na etapa Levantar Estado da Arte do Sistema Técnico, deve-se realizar um levantamento junto a artigos científicos, patentes, relatórios de fabricantes, catálogos e normas, para identificar o nível de desenvolvimento tecnológico dos subsistemas em termos de taxa de falha (confiabilidade), taxa de reparo (manutenibilidade) e disponibilidade.

4.3.3.5.1 Tarefa 3.5.1 - Verificar o estado da arte por meio de artigos científicos, patentes, relatório de fabricantes, catálogos e normas

O objetivo desta tarefa é realizar um levantamento de artigos científicos, patentes, relatórios de fabricantes, catálogos e normas (D10), voltados aos temas confiabilidade, manutenibilidade, disponibilidade, taxa de falha, taxa de reparo e gestão de manutenção em parques eólicos. Registram-se os principais dados encontrados no Documento Identificação dos Subsistemas Críticos (D11), evidenciando-se a fonte e tema abordado.

4.3.3.5.2 Tarefa 3.5.2 - Analisar os subsistemas frente ao estado da arte

O objetivo desta tarefa é comparar os dados levantados na Tarefa 3.5.1 e as condições de operação do parque eólico analisado. Deve-se evidenciar as semelhanças e diferenças entre o que foi encontrado na literatura e o observado no parque. O resultado da tarefa deve ser registrado em um campo específico do Documento de Identificação dos Subsistemas Críticos (D11).

4.3.3.6 Etapa 3.6 – Experiências Similares

Na etapa Experiências Similares, buscam-se por experiências similares em empresas congêneres, para aumentar a base de informações na tomada de decisão ao final da fase.

4.3.3.6.1 Tarefa 3.6.1 - Buscar experiências similares

O objetivo desta tarefa é realizar um levantamento de casos similares. Deve-se buscar por situações semelhantes às observadas não só em outros parques eólicos, mas em outros setores da engenharia onde subsistemas semelhantes são empregados. Entrevistas estruturadas (F5) e Visitas Técnicas (F6) são ferramentas úteis à realização da tarefa e permitem direcionar o processo de levantamento de informações. O resultado da tarefa deve ser registrado em um campo específico do Documento de Identificação dos Subsistemas Críticos (D11).

4.3.3.6.2 Tarefa 3.6.2 - Analisar os sistemas frente às situações similares

O objetivo desta tarefa é comparar os dados levantados na Tarefa 3.6.1 e os dados do parque eólico em operação. Deve-se evidenciar as semelhanças e diferenças entre o que foi encontrado nas experiências similares e o observado no parque em análise. O resultado da tarefa deve ser registrado em um campo específico do Documento de Identificação dos Subsistemas Críticos (D11).

4.3.3.7 Etapa 3.7 – Avaliação dos Subsistemas

Esta etapa arremata as demais, ao ordenar os subsistemas por frequência de falha (taxa de falha) e tempo de reparo (taxa de reparo) e identificar os subsistemas críticos da turbina eólica.

4.3.3.7.1 Tarefa 3.7.1 - Ordenar os sistemas por frequência de falha

O objetivo desta tarefa é ordenar os subsistemas da turbina eólica pela frequência de falha observada na operação do parque. A planilha de cálculo (S2) é uma ferramenta útil para elaboração dos gráficos de Pareto. Esta estrutura sintetiza a leitura dos dados e facilita o processo de tomada de decisão quanto aos subsistemas que mais falham. O resultado da tarefa deve ser registrado em um campo específico do Documento de Identificação dos Subsistemas Críticos (D11).

4.3.3.7.2 Tarefa 3.7.2 - Ordenar os sistemas por tempo de reparo

O objetivo desta tarefa é ordenar os subsistemas da turbina eólica pelo tempo de reparo observado na operação do parque. A planilha de cálculo (S2) é uma ferramenta útil para elaboração dos gráficos de Pareto. Esta estrutura sintetiza a leitura dos dados e facilita o processo de tomada de decisão quanto aos subsistemas que mais demandam tempo de reparo. O resultado da tarefa deve ser registrado em um campo específico do Documento de Identificação dos Subsistemas Críticos (D11).

4.3.3.7.3 Tarefa 3.7.3 - Identificar os subsistemas críticos: Frequência de Falha e Tempo para Reparo

O objetivo desta tarefa é identificar os subsistemas ditos críticos a partir das informações geradas nas etapas anteriores. A identificação dos subsistemas não restringe seleção das maiores taxas de falha e menores taxas de reparo, mas deve estar de acordo com os critérios estabelecidos no Plano de Projeto (D7), estado da arte dos subsistemas e experiências observadas. Isto influencia não só no número de subsistemas selecionados, como quais os subsistemas selecionados. O resultado da tarefa deve ser registrado em um campo específico do Documento de Identificação dos Subsistemas Críticos (D11).

4.3.3.8 *Gate G3*

Em G3, no nível gerencial, a fase é analisada por meio do Documento Identificação dos Subsistemas Críticos como nas fases anteriores. Se aprovado, o documento é liberado para o banco de dados.

4.3.4 Fase Caracterização

O objetivo desta fase é evidenciar as causas de falhas e tempos de manutenção elevados dos subsistemas críticos indicados na fase anterior. Esta fase é a mais intensa e demandará maior conhecimento de toda equipe. Pode ser necessário fornecer capacitações aos envolvidos antes de iniciar as atividades da fase. Os documentos e ferramentas, apresentados na Figura 4.6, necessários à realização das etapas e tarefas, devem ser utilizados de maneira simultânea pela equipe. Ao longo da fase, serão produzidos os resultados nas tarefas que devem ser registrados no Documento Caracterização das Falhas/Manutenção (D12) (Apêndice B4), saída da fase.

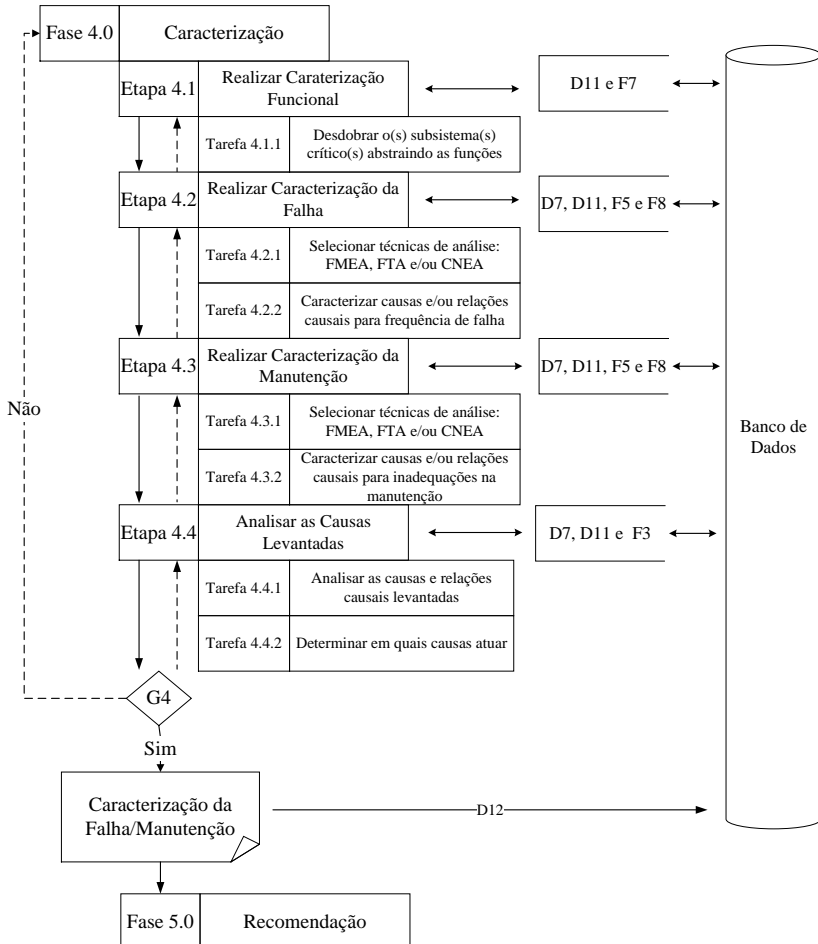


Figura 4.6 – MGDTE – Fase Caracterização

4.3.4.1 Etapa 4.1 – Realizar Caracterização Funcional

Esta etapa inicia a fase desdobrando os subsistemas críticos em subsistemas menores e suas funções. Isto fornece um conhecimento sobre o subsistema em análise e permite entender as inter-relações que o compõem. Conhecer o subsistema é o primeiro passo no sentido de identificar as causas que levam às falhas e tempos de reparo elevados.

4.3.4.1.1 Tarefa 4.1.1 - Desdobrar o(s) subsistema(s) crítico(s) abstraindo as funções

O objetivo desta tarefa é realizar uma Análise Funcional (F7), onde são apresentados os subsistemas críticos, com seus desdobramentos em subsistemas menores, componentes e suas funções. O nível de detalhamento apresentado deve estar condizente com as necessidades e objetivos do projeto. Esta tarefa tem um forte caráter de conhecimento e a informação gerada aqui poderá ser replicada em projetos futuros. Os resultados obtidos devem ser anexados ao Documento Caracterização das Falhas/Manutenção (D12) e as identificações dos anexos registradas no documento.

4.3.4.2 Etapa 4.2 – Realizar Caracterização da Falha

Nesta etapa, são aplicadas as técnicas de FMEA, FTA e/ou CNEA, de modo a caracterizar as causas e relações causais que têm levado os subsistemas críticos às frequências de falha elevadas. Neste modelo são apresentadas três ferramentas: FMEA, FTA e CNEA. As duas primeiras têm um número elevado de aplicações no setor eólico, com boas referências literárias, o que pode ser útil aos envolvidos. O enfoque aqui está no sistema técnico e processo de falha.

4.3.4.2.1 Tarefa 4.2.1 - Selecionar técnicas de análise: FMEA, FTA e/ou CNEA

O objetivo desta tarefa é selecionar a(s) ferramenta(s) de análise de falha (F8) mais apropriadas à realização do projeto. Isto é feito com base na experiência dos profissionais envolvidos na tarefa e os objetivos que se pretendem alcançar. Cada técnica evidencia um aspecto particular da ocorrência de falha no sistema técnico e podem trabalhar em conjunto, alimentando e retroalimentando o processo de caracterização das causas de falhas. A(s) técnica(s) escolhidas devem ser registradas em um campo específico do Documento Caracterização das Falhas/Manutenção (D12).

4.3.4.2.2 Tarefa 4.2.2 - Caracterizar causas e/ou relações causais para frequência de falha

O objetivo desta tarefa é identificar as causas que têm gerado uma frequência de falhas elevada no subsistema analisado. Nesta tarefa, a(s) técnica(s) de análise de falha (F8) selecionada(s) na Tarefa 4.2.1 é(são) aplicada(s). Esta tarefa tem um forte caráter de conhecimento e geração de informação. Recomenda-se a consulta à especialistas, por meio de

entrevistas estruturadas (F5), caso os envolvidos não dominem os aspectos relacionados à falha do subsistema em análise. Os resultados obtidos devem ser anexados ao Documento Caracterização das Falhas/Manutenção (D12) e as identificações dos anexos registradas no documento.

4.3.4.3 Etapa 4.3 – Realizar Caracterização da Manutenção

Esta etapa recorre às técnicas de FMEA, FTA e/ou CNEA, mas nesse caso, a fim de caracterizar as causas e relações causais para as inadequações do processo de manutenção vigente. O enfoque nesta etapa está no processo de manutenção, onde se avaliam questões como procedimentos, métodos aplicados, nível de treinamento dos colaboradores, entre outros.

4.3.4.3.1 Tarefa 4.3.1 - Selecionar técnicas de análise: FMEA, FTA e/ou CNEA

O objetivo desta tarefa é selecionar a(s) ferramenta(s) de análise de falha (F8) mais apropriadas à realização do projeto. Isto é feito com base na experiência dos profissionais envolvidos na tarefa e os objetivos que se pretendem alcançar. Cada técnica evidencia um aspecto particular da causa por trás da inadequação das atividades de manutenção e podem trabalhar em conjunto, alimentando e retroalimentando o processo de caracterização. A(s) técnica(s) escolhidas devem ser registradas em um campo específico do Documento Caracterização das Falhas/Manutenção (D12).

4.3.4.3.2 Tarefa 4.3.2 - Caracterizar causas e/ou relações causais para inadequações na manutenção

O objetivo desta tarefa é identificar as causas que têm gerado as inadequações nas atividades de manutenção vigentes. Nesta tarefa, a(s) técnica(s) de análise de falha (F8) selecionada(s) na Tarefa 4.3.1 é(são) aplicada(s). Esta tarefa tem um forte caráter de conhecimento e geração de informação. Recomenda-se a consulta à especialistas, por meio de entrevistas estruturadas (F5), caso os envolvidos não dominem os aspectos relacionados às atividades de manutenção. Os resultados obtidos devem ser anexados ao Documento Caracterização das Falhas/Manutenção (D12) e as identificações dos anexos registradas no documento.

4.3.4.4 Etapa 4.4 – Analisar as Causas Levantadas

Esta etapa analisa as causas e relações causais estabelecidas nas etapas anteriores e determina em quais delas atuar. Neste sentido, deve-se considerar o Plano de Projeto (D7), o Documento Identificação dos Subistemas Críticos (D11) e o conhecimento gerado nas etapas anteriores.

4.3.4.4.1 Tarefa 4.4.1 - Analisar as causas e relações causais observadas

O objetivo desta tarefa é analisar as causas e relações causais obtidas nas Tarefas 4.2.2 e 4.3.2. Deve-se evidenciar quais as causas podem ser solucionadas por meio de melhorias no processo de gestão de manutenção. O resultado da tarefa deve ser registrado no Documento Caracterização das Falhas/Manutenção (D12).

4.3.4.4.2 Tarefa 4.4.2 - Determinar em quais causas atuar

O objetivo desta tarefa é indicar em quais causas atuar. Esta seleção final leva em consideração a saída da Tarefa 4.4.1 e o Plano de Projeto (D7). A escolha por um número determinado de causas deve ser feita para garantir a exequibilidade do projeto. O resultado da tarefa deve ser registrado no Documento Caracterização das Falhas/Manutenção (D12).

4.3.4.5 Gate G4

Em G4, no nível gerencial, a fase é analisada por meio do Documento de Caracterização das Falhas/Manutenção. A gerência, novamente, determina se o projeto terá continuidade, se será necessário revisar a fase ou se irá interromper o projeto. Se aprovado, o documento é liberado para o banco de dados.

4.3.5 Fase Recomendação

O objetivo da fase Recomendação é propor soluções às causas indicadas na fase anterior. Faz parte do modelo um Catálogo de Recomendações (F9), sintetizado a partir da literatura técnica e científica, e experiência do autor. A fase entrega um plano de ações detalhado a ser implementado na manutenção do parque em relação ao sistema técnico, procedimentos de manutenção, conhecimento requerido e ações a desenvolver. Nesta fase, a relação com a gestão de manutenção do parque se estreita para garantir a disponibilidade das turbinas. Os documentos e

ferramentas, apresentados na Figura 4.7, necessários à realização das etapas e tarefas, devem ser utilizados de maneira simultânea pela equipe. Ao longo da fase, serão produzidos os resultados nas tarefas que devem ser registrados no Documento Recomendações Técnicas para Manutenção (D13) (Apêndice B5), saída da fase.

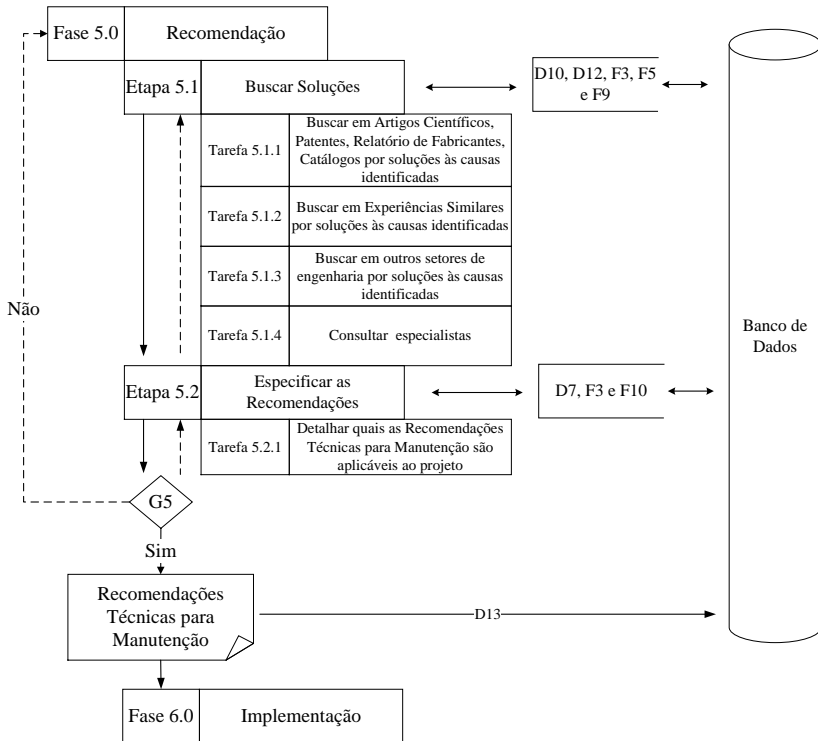


Figura 4.7 – MGDTE – Fase Recomendação

4.3.5.1 Etapa 5.1 – Buscar Soluções

Nesta etapa, os envolvidos no projeto passam a buscar por soluções às causas indicadas na fase anterior. Faz parte do modelo, um Catálogo de Recomendações (F9) que visa auxiliar os envolvidos no processo de estudo de soluções. Neste catálogo são apresentadas as principais causas/modos de falha encontrados na literatura, com um breve conhecimento sobre o assunto, e uma recomendação para mitigar ou minimizar a ocorrência e/ou seus efeitos. O Quadro 4.2 é um fragmento

do Catálogo de Recomendações, ilustrando a causa erosão do bordo de ataque da pá. O restante deste trabalho é apresentado no Apêndice C.

Quadro 4.2 – Exemplo de extrato do Catálogo de Recomendações para pá

Causa	Conhecimento	Recomendação
Erosão do bordo de ataque da pá	O bordo de ataque é a porção da pá que primeiro entra em contato com o vento. Toda turbina está sujeita ao mecanismo de erosão da pá, sendo mais intenso nos locais com poeira ou partículas abrasivas no ar. Muitos fabricantes não fornecem as pás com sistemas de proteção para o bordo, sendo assim, estas pás, ao fim do período de garantia, ou ainda dentro deste período, começam a apresentar sinais de erosão, principalmente nas pontas. Entre os efeitos diretos deste modo de falha está a vibração, que produz efeitos indiretos sobre a estrutura, rolamentos, engrenagens, etc., e a redução da produção de energia da turbina.	Verificar se o fabricante incorporou sistema de proteção de bordo. Implementar planos de inspeção para a erosão. Atuar sobre a causa da erosão do bordo já nos períodos iniciais e fazer o reparo <i>in loco</i> . Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração por meio de sistema de monitoramento. Desenvolver planos para mitigar as causas de erosão por meio de soluções como fitas de proteção e pinturas com revestimento que protegem especificamente esta porção da pá. Efetuar a limpeza da pá, para retirada de materiais abrasivos que por ventura se depositam na sua superfície.

4.3.5.1.1 Tarefa 5.1.1 - Buscar em Artigos Científicos, Patentes, Relatório de Fabricantes, Catálogos por soluções às causas identificadas

O objetivo desta tarefa é realizar um levantamento de artigos científicos, patentes, relatórios de fabricantes, catálogos e normas (D10) que possam conter soluções às causas indicadas. Mais uma vez, tem-se uma tarefa com forte caráter de conhecimento, que deverá ser registrada de maneira organizada para utilização em futuros projetos. Os resultados da tarefa devem ser registrados em um campo específico do Documento Recomendações Técnicas para Manutenção (D13), onde se identificam a fonte e conteúdo geral do material levantado.

4.3.5.1.2 Tarefa 5.1.2 - Buscar em Experiências Similares por soluções às causas identificadas

O objetivo desta tarefa é realizar um levantamento de soluções em experiências similares de empresas congêneres. As entrevistas estruturadas (F5) são uma ferramenta recomendada para a realização da tarefa e permitem direcionar o processo de levantamento de informações. Assim como na tarefa anterior, a geração de conhecimento é marcante nesta tarefa e poderá ser utilizado em futuros projetos. Os resultados da tarefa devem ser registrados em um campo específico do Documento Recomendações Técnicas para Manutenção (D13).

4.3.5.1.3 Tarefa 5.1.3 - Buscar em outros setores de engenharia por soluções às causas identificadas

O objetivo desta tarefa é realizar um levantamento de soluções em outros setores da engenharia. As entrevistas estruturadas (F5) são uma ferramenta recomendada para a realização da tarefa e permitem direcionar o processo de levantamento de informações. Os resultados da tarefa devem ser registrados em um campo específico do Documento Recomendações Técnicas para Manutenção (D13).

4.3.5.1.4 Tarefa 5.1.4 - Consultar especialistas

O objetivo desta tarefa é realizar um levantamento de soluções junto à especialistas da causa identificada ou semelhantes. As entrevistas estruturadas (F5) são uma ferramenta recomendada para a realização da tarefa e permitem direcionar o processo de levantamento de informações. Os resultados da tarefa devem ser registrados em um campo específico do Documento Recomendações Técnicas para Manutenção (D13).

4.3.5.2 Etapa 5.2 – Especificar Recomendações

Nesta etapa, um plano de ações detalhado a ser implementado nas atividades de manutenção do parque é especificado. A organização deste trabalho é fundamental para o sucesso do projeto para garantia da disponibilidade. Deixar claro quais as justificativas para a recomendação e seus objetivos permite que todos os envolvidos tenham confiança naquilo que será implementado. Vale ressaltar que a decisão pelas recomendações a serem aplicadas deve estar de acordo com o que foi estabelecido no Plano de Projeto (D7).

4.3.5.2.1 Tarefa 5.2.1 - Detalhar quais as Recomendações Técnicas para Manutenção são aplicáveis ao projeto

O objetivo desta tarefa é especificar um plano de ações detalhado a ser implementado na manutenção do parque. Devem-se determinar os novos procedimentos de manutenção, quais ferramentas adquirir, os treinamentos a serem fornecidos, a periodicidade aplicável e assim por diante. Uma ferramenta de suporte a esta tarefa para orientar o processo de recomendação é o Diagrama de Moubray (F10), onde um caminho de decisão é sugerido, conforme a classe do modo de falha. As Recomendações, Justificativas de aplicação e Objetivos devem estar claros a todos os envolvidos e devem ser registrados em um campo específico do Documento Recomendações Técnicas para Manutenção (D13). Os documentos referentes à procedimentos e ações devem ser anexados ao D13 e registrados em campos reservados.

4.3.5.3 Gate G5

Em G5, no nível gerencial, a fase é analisada por meio do Documento Recomendações Técnicas para Manutenção. A gerência deve decidir pela continuação do projeto, retorno à fase ou interrupção. Se aprovado, o documento é liberado para o banco de dados.

4.3.6 Fase Implementação

O objetivo da fase Implementação é colocar em prática as ações para a garantia da disponibilidade especificadas na fase anterior. Esta fase produz um relatório das medidas efetivamente implementadas. Trata-se de um “*as built*” dos procedimentos colocados em prática, dos treinamentos que de fato foram fornecidos, quais dos subsistemas ditos críticos foram realmente modificados, e assim por diante. Os documentos e ferramentas, apresentados na Figura 4.8, necessários à realização das etapas e tarefas, devem ser utilizados de maneira simultânea pela equipe. Ao longo da fase, serão produzidos os resultados nas tarefas que devem ser registrados em dois documentos, conforme as orientações fornecidas nas tarefas: o Plano de Implementação do Projeto (D14) (Apêndice B6) e o Documento de Procedimentos Implementados (D15) (Apêndice B7), este último, saída da fase.

4.3.6.1 Etapa 6.1 – Definir Ações de Implementação

Nesta etapa são definidas as diretrizes para implementação das ações recomendadas para garantia da disponibilidade das turbinas eólicas.

4.3.6.1.1 Tarefa 6.1.1 - Determinar as diretrizes para implementação das ações

O objetivo desta tarefa é determinar as diretrizes para realização da implantação, isto é, as linhas gerais para sua realização. Para tal, recomenda-se o desdobramento da implementação em pacotes de trabalho menores, mais facilmente gerenciáveis. Nesse sentido, a ferramenta gerencial (F4) Estrutura de Desdobramento do Trabalho (EDT) permite organizar as atividades para implementação do projeto, além de registrá-las de forma prática. O resultado obtido na tarefa é registrado em um campo reservado do Plano de Implementação do Projeto (D14).

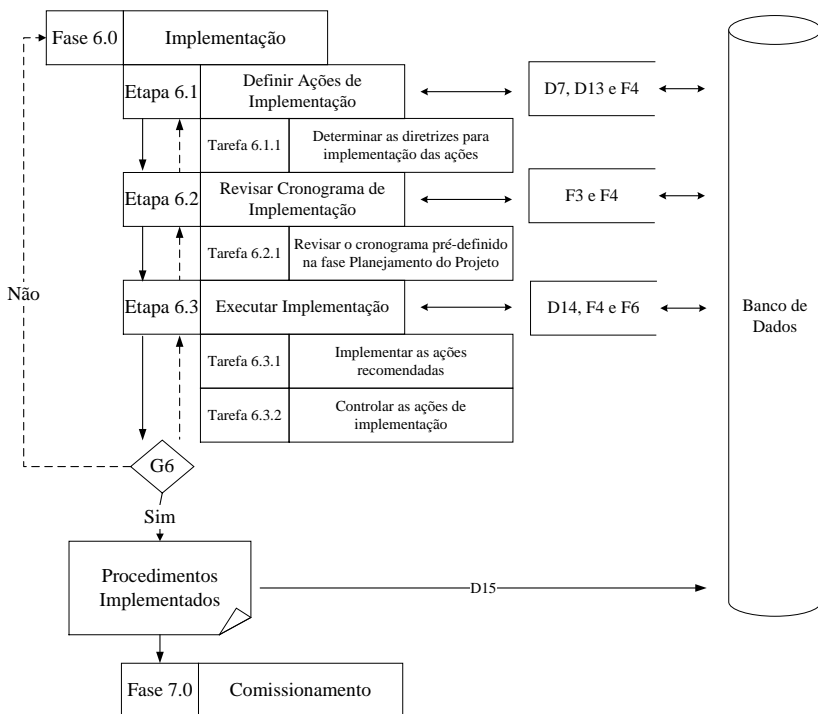


Figura 4.8 – MGDTE – Fase Implementação

4.3.6.2 Etapa 6.2 – Revisar Cronograma de Implementação

Esta etapa tem o objetivo de revisar o cronograma pré-definido na fase Planejamento do Projeto e registrado no documento Plano de Projeto (D7), atualizando-o, se necessário, à realidade das recomendações

sugeridas. O cronograma consolidado será utilizado, na próxima etapa, para a implementação propriamente dita.

4.3.6.2.1 Tarefa 6.2.1 - Revisar o cronograma pré-definido na fase Planejamento do Projeto

O objetivo desta tarefa é produzir um cronograma de atividades consolidado para implementação das ações, a partir da revisão do cronograma pré-definido na fase Planejamento do Projeto. Para elaboração deste cronograma recomenda-se a utilização da ferramenta de gerenciamento (F4) Gráfico de Gantt, que pode ser elaborado em diversos *softwares*. Um ponto importante a ressaltar é o registro das alterações no cronograma consolidado em relação ao pré-definido. Isto ajuda a ganhar maturidade no processo de planejamento e permite uma acurácia maior nos projetos futuros. Os resultados obtidos na tarefa são registrados no Plano de Implementação do Projeto (D14).

4.3.6.3 Etapa 6.3 – Executar Implementação

Nesta etapa, colocam-se em prática as ações para garantia da disponibilidade determinadas na fase anterior, conforme as diretrizes especificadas e cronograma estabelecido. Os mecanismos de controle, determinados na fase de Planejamento do Projeto e registrados no Plano de Projeto (D7), terão grande importância no acompanhamento das atividades de execução, para assegurar que os objetivos sejam atingidos, os caminhos estabelecidos seguidos, os resultados avaliados de maneira apropriada e as ações corretivas tomadas, quando necessário (BACK *et. al.*, 2008).

4.3.6.3.1 Tarefa 6.3.1 - Implementar as ações recomendadas

O objetivo desta tarefa é colocar em prática as ações recomendadas. São fornecidos os cursos aos colaboradores, compradas as ferramentas, formados os estoques, ou seja, concretizam-se as recomendações detalhadas na Tarefa 5.2.1. A visita técnica (F6) é uma ferramenta útil para assegurar a implementação do projeto.

4.3.6.3.2 Tarefa 6.3.2 - Controlar as ações de implementação

O objetivo desta tarefa é registrar os procedimentos efetivamente colocados em prática, os treinamentos que de fato foram fornecidos, quais dos subsistemas ditos críticos foram realmente modificados, ou seja, registra elementos considerados relevantes para subsidiarem o

comissionamento. Deve-se representar fielmente o que foi implementado, com registros das alterações verificadas durante a execução. Trata-se de um análogo ao “*as built*”. A visita técnica (F6) e os mecanismos de controle são úteis a realização da tarefa. Os resultados obtidos devem ser registrados em um campo reservado no Documento Procedimento Implementados (D15) e os demais documentos anexados.

4.3.6.4 Gate G6

Em G6, no nível gerencial, a fase é analisada por meio do Documento de Procedimentos Implementados, onde mais uma vez a gerência deve se posicionar quanto à continuidade do projeto, retorno à fase para aprimoramento ou interrupção do projeto. Se aprovada, o documento é liberado para o banco de dados.

4.3.7 Fase Comissionamento

A fase Comissionamento tem o objetivo de avaliar as atividades de manutenção, os novos procedimentos implementados e modificações realizadas no sistema técnico, verificando a eficácia, executando-se testes operacionais, de qualidade, de segurança e etiquetas de comunicação. Os documentos e ferramentas, apresentados na Figura 4.9, necessários à realização das etapas e tarefas, devem ser utilizados de maneira simultânea pela equipe. Ao longo da fase, serão produzidos resultados nas tarefas que devem ser registrados em dois documentos, conforme indicado: o Plano de Comissionamento (D16) (Apêndice B8) e o Documento de Conformidades/Aceitação do Projeto (D17) (Apêndice B9), este último, saída da fase.

4.3.7.1 Etapa 7.1 – Definir Ações de Comissionamento

Nesta etapa são definidas as diretrizes para comissionamento das ações implementadas para garantia da disponibilidade das turbinas eólicas.

4.3.7.1.1 Tarefa 7.1.1 - Determinar as diretrizes para comissionamento das ações

O objetivo desta tarefa é determinar as diretrizes para realização do comissionamento, isto é, as linhas gerais para sua realização. Para tal, recomenda-se um desdobramento do comissionamento em pacotes de trabalho menores, mais facilmente gerenciáveis. Nesse sentido, a ferramenta gerencial (F4) Estrutura de Desdobramento do Trabalho

(EDT) permite organizar as atividades para comissionamento do projeto, além registrá-las de forma prática. O resultado obtido na tarefa é registrado em um campo reservado no documento Plano de Comissionamento (D16).

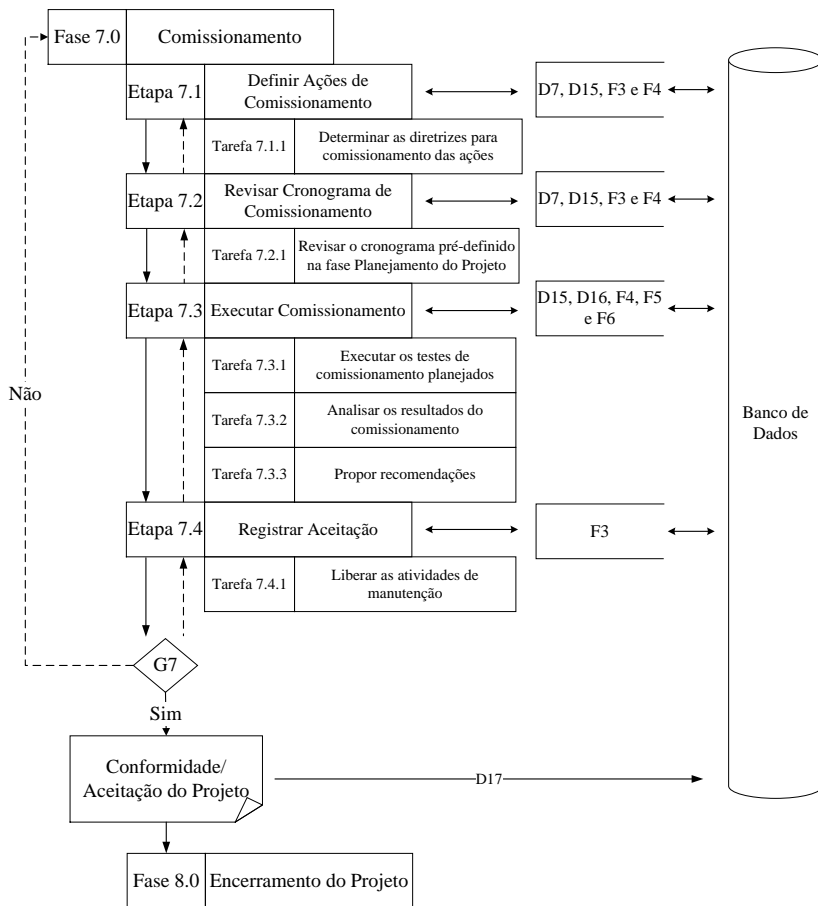


Figura 4.9 – MGDTE – Fase Comissionamento

4.3.7.2 Etapa 7.2 – Revisar Cronograma de Comissionamento

Esta etapa tem o objetivo de revisar o cronograma pré-definido na fase Planejamento do Projeto e registrado no documento Plano de Projeto (D7), atualizando-o, se necessário, à realidade das recomendações

sugeridas. O cronograma consolidado será utilizado, na próxima etapa, para o comissionamento propriamente dito.

4.3.7.2.1 Tarefa 7.2.1 - Revisar o cronograma pré-definido na fase Planejamento do Projeto

O objetivo desta tarefa é produzir um cronograma de atividades consolidado para comissionamento das ações, a partir da revisão do cronograma pré-definido na fase Planejamento do Projeto. Para elaboração deste cronograma recomenda-se a utilização da ferramenta de gerenciamento (F4) Gráfico de Gantt, que pode ser elaborado em diversos *softwares*. Um ponto importante a ressaltar é o registro das alterações no cronograma consolidado em relação ao pré-definido. Isto ajuda a ganhar maturidade no processo de planejamento e permite uma acurácia maior nos projetos futuros. Os resultados obtidos na tarefa são registrados no Plano de Comissionamento (D16).

4.3.7.3 Etapa 7.3 – Executar Comissionamento

Nesta etapa, executam-se os testes de comissionamento, estabelecidos na Tarefa 7.1.1. Analisam-se os resultados obtidos e, caso seja necessário, são propostas soluções às inconformidades observadas. Os mecanismos de controle estabelecidos serão importantes no registro dos resultados obtidos no comissionamento das ações implementadas.

4.3.7.3.1 Tarefa 7.3.1 - Executar os testes de comissionamento planejados

O objetivo desta tarefa é colocar em prática os testes de comissionamento. Cronometram-se os tempos de execução dos procedimentos, analisa-se a qualidade dos relatórios de manutenção gerados, entrevistam-se os colaboradores para avaliar a satisfação (F5), ou seja, executa-se o que estava previsto no Plano de Comissionamento (D16). A visita técnica (F6) é uma ferramenta útil para comissionar as ações implementadas.

4.3.7.3.2 Tarefa 7.3.2 - Analisar os resultados do comissionamento

O objetivo desta tarefa é analisar os resultados obtidos na execução do comissionamento. Deve-se destacar quais os testes superaram os níveis de aceitação, estabelecidos na Tarefa 7.1.1, e quais as recomendações não puderam ser aprovadas. Os mecanismos de controle estabelecidos serão úteis à realização da tarefa. Os resultados devem ser registrados em um

campo específico do Documento de Conformidades/Aceitação do Projeto (D17) e documentos de controle gerados anexados e indicados.

4.3.7.3.3 Tarefa 7.3.3 - Propor recomendações

O objetivo desta tarefa é propor um conjunto de recomendações para solucionar inconformidades que foram, eventualmente, identificadas durante o comissionamento. Pode-se, inclusive, recomendar o retorno à fase Recomendação, onde diferentes ações deverão ser propostas. O resultado da tarefa deve ser registrado em um campo do Documento de Conformidades/Aceitação do Projeto (D17).

4.3.7.4 Etapa 7.4 – Registrar Aceitação

Nesta etapa, liberam-se as atividades de manutenção para funcionamento normal, dado que as recomendações propostas atingiram os objetivos esperados.

4.3.7.4.1 Tarefa 7.4.1 - Liberar as atividades de manutenção

O objetivo desta tarefa é liberar as atividades de manutenção para serviços normais, registrando o fim do comissionamento. Deve-se registrar a liberação no Documento de Conformidades/ Aceitação do Projeto (D17), indicando o responsável pela liberação.

4.3.7.5 *Gate G7*

Em G7, no nível gerencial, a fase é analisada por meio do Documento de Conformidades/ Aceitação do Projeto que, se aprovado, é liberado para o banco de dados.

4.3.8 Fase Encerramento do Projeto

Nesta última fase, faz-se o registro do histórico das falhas dos componentes e subsistemas, das atualizações em procedimentos, registram-se impressões dos colaboradores, os objetivos alcançados e os não-alcançados. Os documentos e informações gerados ao longo da aplicação do modelo são compilados em um material final, o Documento de Encerramento do Projeto (D18), que reúne as lições aprendidas. São estabelecidas novas metas em relação ao ciclo de vida dos componentes, subsistemas e sistema, ocorrências de falhas, severidades das falhas e formas de detecção.

4.3.8.1 Etapa 8.1 –Encerrar projeto para garantia da disponibilidade

Esta etapa encerra o projeto para garantia da disponibilidade, onde ocorre uma análise dos trabalhos realizados e se verifica o documento final do projeto.

4.3.8.1.1 Tarefa 8.1.1 - Analisar os resultados finais obtidos

O objetivo desta tarefa é analisar os resultados alcançados pelo projeto, destacando-se o conhecimento adquirido ao longo de todas as fases. Analisam-se as causas percebidas, os subsistemas críticos, os procedimentos de manutenção inadequados, as impressões dos colaboradores, as lições aprendidas e assim por diante. Verificam-se os objetivos atingidos e os não atingidos, assinalando-se os motivos para tal, estabelecem-se novas metas para o sistema técnico e atividades de manutenção.

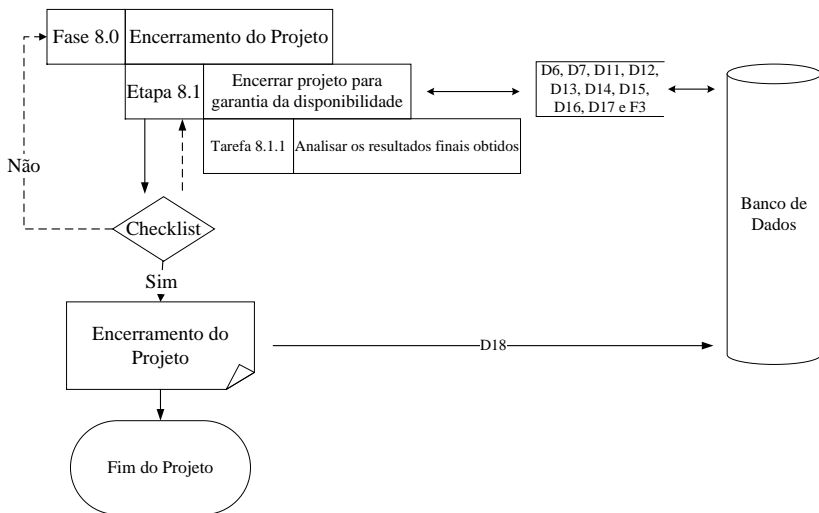


Figura 4.10 – MGDTE – Fase Encerramento do Projeto

4.3.8.2 Gate G8

O gate G8, chamado de *Checklist*, é utilizado para uma verificação final dos documentos.

4.4 Considerações Finais

Este capítulo apresentou o detalhamento requerido para aplicação do Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas. Foi feita uma discussão minuciosa de cada uma das fases, apresentando-se a etapas e tarefas que a compõem, bem como os documentos (D), ferramentas (F) e sistemas (S) necessário à realização das atividades. Atuando sobre o problema por meio do conhecimento organizado e pela possibilidade de melhor desenvolver a gestão do parque, a estruturação de um modelo permite disseminar e replicar essa solução a cenários diferentes e por agentes distintos, o que aumentam as chances de resolver os problemas particulares que cada parque pode vir a apresentar ao longo do seu ciclo de operação.

Apesar de exaustivo, a percepção é de que existe uma simplicidade no modelo, por sua estruturação em macro-fases, fases, etapas e tarefas. Evidentemente, embora a representação tenha sequências e dependências, entende-se que a aplicação poderá ocorrer de forma simultânea. Além disso, acredita-se que em cada intervenção que venha a ser realizada para a garantia da disponibilidade, a equipe poderá selecionar em quais fases trabalhar, não sendo um imperativo correr o modelo por completo caso se perceba que existem fases já consolidadas. Essa ideia de flexibilidade, onde se pode selecionar apenas seções do MGDTE, foi decisiva para estruturar a divisão das macro-fases. O que se observa é que estas macro-fases agrupam blocos de trabalho semelhantes e que poderiam, inclusive, ser realizados por equipes distintas. Outro ponto que merece destaque é que essa flexibilidade possibilita adaptar o MGDTE às particularidades de gestão cada parque apresenta, personalizando o modelo conforme as necessidades específicas.

Nas discussões mais recentes feitas para o modelo, percebeu-se que existe na estrutura do modelo dois *gates* decisivos e que merecem uma atenção especial da gerência: G1 e G5, isto porque os impactos financeiros ligados a estes *gates* são maiores do que em quaisquer outro. Em G1, decide-se pela realização, ou não, do projeto para garantia da disponibilidade das turbinas. Nesse momento, assumem-se todos os riscos associados a um projeto desta magnitude. Em G5, libera-se a implementação do projeto, o que também é decisivo do ponto de vista estratégico. Portanto, uma recomendação adicional à aplicação do modelo é dispor de um cuidado maior nestes dois controladores do processo. Existe ainda a opção de transferir as decisões deste *gates* à alta gerência, haja vista o impacto que estas decisões têm. Esta é a razão pela qual se optou por destacar estes *gates* na Figura 4.1.

Por fim, a questão que fica em aberto é se o modelo proposto atende as necessidades impostas pelo setor e produz os resultados esperados. Certamente, a resposta virá de sua aplicação, por ora, o que se pode fazer é validar o modelo proposto, junto aos profissionais que trabalham com energia eólica e estruturação de modelos e metodologias. Esta atividade fica adiada para o próximo capítulo, onde também se apresenta a ferramenta computacional produzida para auxiliar na exequibilidade do MGDTE, bem como para armazenar todas as informações e soluções geradas ao longo da aplicação do mesmo.

5 SOFTWARE MADE

5.1 Introdução

Com objetivo de facilitar e dinamizar a utilização do Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas, foi desenvolvida uma ferramenta computacional de apoio. O resultado foi consolidado no MADE, um *software* desenvolvido em *Visual Basic for Applications* do Excel.

O MADE tem os objetivos de facilitar o uso das ferramentas necessárias à aplicação do MGDTE; registrar e organizar as informações produzidas na aplicação do modelo; e de dinamizar o projeto para garantia da disponibilidade.

Entre as suas funcionalidades, podem-se citar: cadastrar turbinas e tempos de operação; calcular os valores de Disponibilidade Técnica e Operacional, de acordo com a IEC 61400-26-1; calcular os valores de TEIF e IP; calcular a Garantia Física; disponibilizar as ferramentas de Análise Funcional, FMEA, FTA e CNEA; permitir o acesso aos principais bancos de patente e base de artigos; registrar os períodos de manutenção; calcular MTTF e MTTR; traçar curvas de confiabilidade e manutenibilidade; identificar a disponibilidade por subsistema; contém uma biblioteca de recomendações de ações para mitigar/minimizar as principais causas dos modos de falhas de componentes e subsistemas da turbina eólica; além de reunir a informação do projeto em um só lugar.

Os requisitos operacionais para execução são pacote office com Excel, versão de 32 bits, preferencialmente 2016, e acesso à Internet.

Um ponto importante a ser ressaltado é que a utilização do *software*, sem o conhecimento do modelo proposto, fica comprometida, haja vista que a ferramenta foi pensada como mecanismo de suporte. É recomendável, portanto, que o usuário esteja familiarizado ao MGDTE.

5.2 Ferramenta Computacional de Apoio - MADE

A ferramenta computacional MADE foi desenvolvida em *Visual Basic for Applications* do Excel. Trata-se de uma implementação do tradicional *Visual Basic*, disponível em todos os programas do Microsoft Office. A escolha por esta linguagem de programação, no Excel, deu-se pelo interesse do autor em dominar a ferramenta; pela necessidade, inerente ao modelo, em armazenar uma grande quantidade de dados; e pela possibilidade de se gerar gráficos e tabelas de forma ágil. Outro fator

que contribuiu, foi a popularidade do pacote office em diversos setores da engenharia, o que permite uma disseminação da ferramenta em grande escala.

A Figura 5.1 apresenta a tela inicial do *software* ao se executar o arquivo Excel pela primeira vez. Ao iniciar, são disponibilizados três botões: PROJETO ATUAL, MGDTE e Referências.



Figura 5.1 - Tela inicial do software MADE

O botão Referências disponibiliza ao usuário a lista das referências bibliográficas utilizadas no *software*. Estas referências são apresentadas ao longo dos textos explicativos existentes e podem ser consultadas pelo usuário como base teórica.

O botão MGDTE apresenta ao usuário o diagrama das fases que constituem o Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas, ilustrado na Figura 5.2. Ao clicar em cada uma das fases, são fornecidas explicações sucintas que servem de lembrete ao usuário, tal como exemplificado na Figura 5.3 para fase Avaliação.

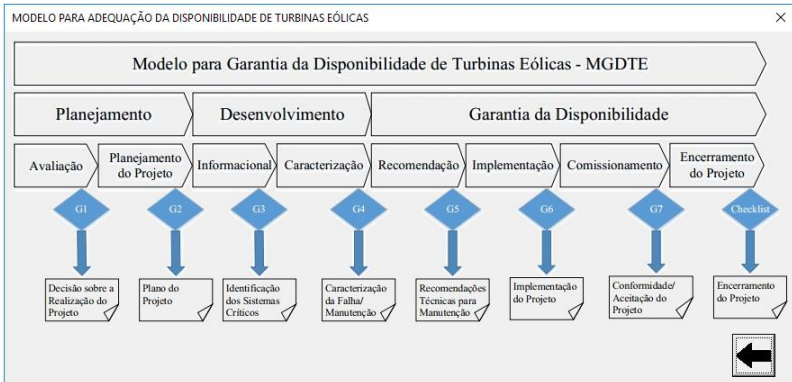


Figura 5.2 - Tela apresentada ao clicar no botão MGDTE

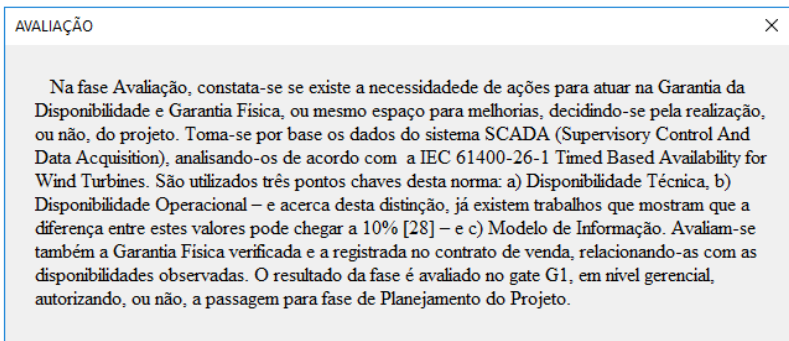


Figura 5.3 – Tela apresentada ao clicar em Avaliação

O botão PROJETO ATUAL disponibiliza ao usuário as ferramentas propriamente ditas. A Figura 5.4 apresenta a tela de trabalho, com todas as suas abas.

A navegação no *software* é feita por meio das abas evidenciadas em **A** na Figura 5.4. O que se observa na primeira linha da caixa são as macro-fases do Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas. Ao se selecionar uma destas abas, são apresentadas, na segunda linha, as fases que a compõem. Ao se selecionar uma aba da segunda linha, são disponibilizadas, na terceira linha, as ferramentas pensadas para auxiliar na realização da fase.

O campo **B**, apresentado na parte superior do *software*, é utilizado como mecanismo de comunicação com o usuário. Ao se passar o *mouse* pelas diversas legendas apresentadas nas abas, uma explicação é fornecida no campo junto com a referência de onde foi obtida. Este é um

instrumento de transferência de conhecimento importante e que dinamiza o projeto, uma vez que diversas definições necessárias à realização das tarefas estão concentradas em um só lugar.

Figura 5.4 – Tela apresentada ao clicar no botão PROJETO ATUAL

Ao longo das abas, são apresentados campos como os indicados por **C** na Figura 5.4. Tratam-se de espaços reservados para receber as informações fornecidas pelo usuário, isto é, as entradas para o projeto. Existirão situações em que apenas alguns tipos de caracteres serão permitidos, de forma a facilitar o processo de registro e organização.

O campo indicado por **D** na Figura 5.4 ilustra uma das várias caixas de listagem existentes no *software*, onde são exibidos todos os registros realizados na aba.

O botão voltar, indicado por **E** na Figura 5.4, retorna à tela inicial do *software*, disponibilizando as Referências e o MGDTE. Pode-se utilizá-lo a qualquer momento, de tal forma que a consulta às referências e ao modelo pode ser feita continuamente.

O botão salvar, **F** na Figura 5.4, registra todas as informações no *software*, permitindo as opções SALVAR e SALVAR COMO na extensão .xlsm.

5.2.1 Fase Avaliação

Para a fase Avaliação são disponibilizadas três abas: AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE, AVALIAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA e G1.

A aba AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE, apresentada na Figura 5.5, permite que o usuário cadastre as turbinas eólicas do parque em estudo.

MADE

PLANEJAMENTO | DESENVOLVIMENTO | GARANTIA DA DISPONIBILIDADE |
 AVALIAÇÃO | PLANEJAMENTO DO PROJETO |
 AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE | AVALIAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA | G1

Identificação da Turbina: Turbina 1

Disponibilidade em Contrato (%): 96,5

Categorias de Informação			
Nível 1	Nível 2	Nível 3	Nível 4
IA	IAO	IAOG	IAOGFP 7590
			IAOGPP 500
		IAONG	IAONGTS 50
			IAONGEN 200
			IAONGRS 30
			IAONGEL 100
	IANO	IANOSM 100	
		IANOPCA 50	
		IANOFO 10	
		IANOS 100	
IAFM 30			
IU 0			

Resultados para Disponibilidade:

Disponibilidade Técnica (%):

Disponibilidade Operacional (%):

Turbinas Registradas

Figura 5.5 – Exemplo da aba AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE

Este cadastramento é realizado por meio dos tempos operacionais de acordo com o Modelo de Informação da IEC 61400-26-1. Ao passar o *mouse* pelas siglas, é fornecida uma explicação do significado de cada um destes tempos. Uma vez introduzidos os valores, deve-se clicar no botão CADASTRAR. Imediatamente, a turbina é registrada no campo Turbinas

Registradas e fica indicada ao usuário. Sempre que se seleciona uma das turbinas da lista, seus dados são reapresentados nos campos de preenchimento, o que permite atualizá-los ou corrigi-los, se necessário. Na seção Resultados para Disponibilidade são calculados os valores de Disponibilidade Técnica e Disponibilidade Operacional por turbina, de acordo com a norma.

O botão IMPRIMIR gera um relatório gráfico, na extensão .pdf, com todas as turbinas cadastradas, comparando-se os valores de disponibilidade. É um instrumento que complementa o Documento de Autorização de Início do Projeto (D6). A Figura 5.6 ilustra um exemplo com duas turbinas cadastradas.

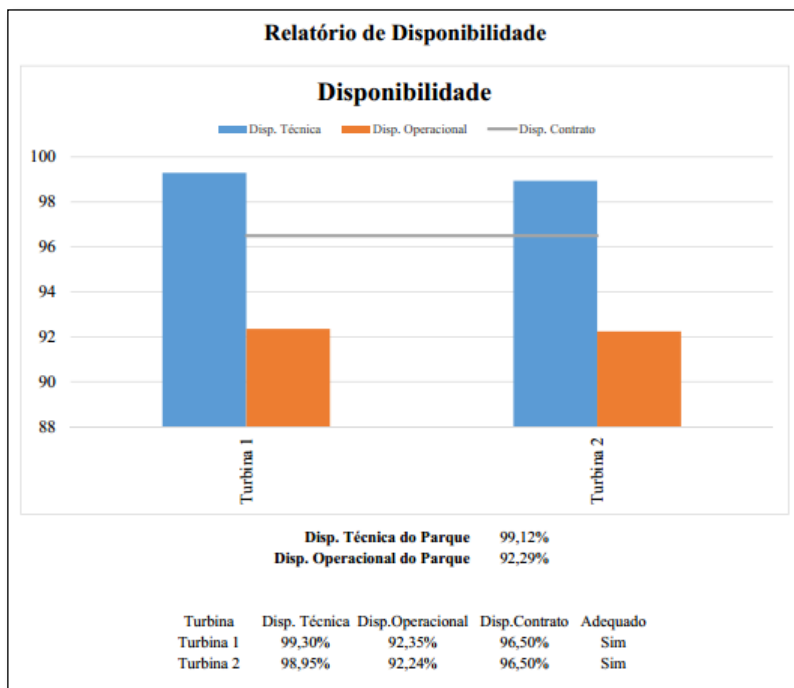


Figura 5.6 – Relatório de Disponibilidade gerado pelo MADE

Esta aba foi pensada para atuar, diretamente, nas tarefas: Tarefa 1.1.2 Determinar os tempos de Operação e Não-Operação de acordo com o Modelo de Informação, Tarefa 1.2.1 Calcular as Disponibilidades Operacional e Técnica, Tarefa 1.3.2 Comparar os valores de

Disponibilidade calculados com o contratado e Tarefa 1.4.1 Calcular a Indisponibilidade Programada e Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada.

A aba AVALIAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA, indicada na Figura 5.7, permite calcular a Garantia Física, conforme estabelecido na Portaria MME Nº101, e avaliar seu valor frente ao que foi vendido em leilão ou estimado no projeto do parque. Ao se cadastrar as turbinas com os tempos operacionais, automaticamente, se estabelecem os valores para Indisponibilidade Programada ($IP_{Calculada}$) e Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçadas ($TEIF_{Calculada}$) do parque. Os itens considerados neste cálculo são apresentados ao passar o *mouse* nestas duas legendas. Os demais valores para cálculo da Garantia Física devem ser preenchidos pelo usuário de acordo com as características do parque e, ao clicar no botão CALCULAR, uma breve análise é apresentada.

PLANEJAMENTO | DESENVOLVIMENTO | GARANTIA DA DISPONIBILIDADE |
 AVALIAÇÃO | PLANEJAMENTO DO PROJETO |
 AVALIAÇÃO DA DISPONIBILIDADE | AVALIAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA | G1 |

$$GF = \frac{P90 \left[\frac{31500}{8760 \text{ horas}} \times (1 - TEIF \left[\frac{0.046}{100} \right]) \times (1 - IP \left[\frac{0.0122}{100} \right]) - \Delta P \left[\frac{900}{100} \right]} \right]} = 3,29 \text{ MWm}$$

Garantia Física Vendida (MWm):
 TEIF Fabricante (%):
 IP Fabricante (%):
 TEIF Calculada (%):
 IP Calculada (%):

A Garantia Física Calculada encontra-se abaixo da Garantia Física Vendida no Leilão de Energia (ou previamente calculada em projeto). Isto pode trazer penalidades ao administrador do parque. Neste caso, a TEIF utilizada está acima da TEIF fornecida pelo fabricante.

CALCULAR REMOVER
 IMPRIMIR

Figura 5.7 – Aba AVALIAÇÃO DA GARANTIA FÍSICA

Esta aba atua nas tarefas: Tarefa 1.5.1 Analisar os valores vendidos e cláusulas de contrato e Tarefa 1.5.2 Analisar os valores de Garantia Física projetado e real frente ao que foi vendido, permitindo comparar os

cenários de projeto do parque e de operação em termos da influência da indisponibilidade na produção de energia.

Por fim, tem-se a aba G1, ilustrada na Figura 5.8, que possui três objetivos: facilitar o processo de análise da fase Avaliação por meio de D6; registrar a decisão da gerência, quanto à aprovação ou reprovação; e servir de guia ao usuário ao apresentar todas as etapas da fase, mesmo que nem todas sejam assistidas pelo *software*. Pode-se observar que cada uma das etapas pode ser classificada em Ruim, Regular e Bom, e, conforme a valoração, uma mensagem de Aprovado ou Reprovado é apresentada. Para determinar este resultado, são atribuídos os valores 1 para Ruim, 3 para Regular e 5 para Bom. Caso o somatório obtido seja maior ou igual a 70% do valor máximo que pode ser atingido, a fase é dita Aprovada. Esse processo de avaliação pode ser alterado no código fonte do *software* para atender a necessidades específicas do usuário, uma vez que este encontra-se aberto.

Etapas da Fase	Ruim	Regular	Bom
Levantar Tempos Operacionais	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Avaliar Disponibilidade	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Avaliar Valores Contratados de Disponibilidade	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Avaliar Garantia Física	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Avaliar Valores Contratados de Garantia Física	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Analisar Informações Levantadas	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Aprovado

Figura 5.8 – Exemplo de preenchimento da aba G1

5.2.2 Fase Planejamento do Projeto

Para a fase Planejamento do Projeto são disponibilizadas quatro abas: REQUISITOS, ESCOPO DO PROJETO/CRONOGRAMA, CONTROLE DO PROJETO e G2.

Na aba REQUISITOS, apresentada na Figura 5.10, é possível registrar os Requisitos do(s) Proprietário(s) e seus desdobramentos em Requisitos do Projeto, servindo como um banco de dados que poderá ser consultado de forma ágil e continuamente durante o projeto, e para registro no Plano de Projeto (D7). Esta ferramenta irá auxiliar a duas tarefas específicas da etapa Escopo do Projeto: Tarefa 2.1.1 Identificar os Requisitos do(s) Proprietário(s) e Tarefa 2.1.2 Desdobrar os Requisitos do(s) Proprietário(s) em Requisitos do Projeto. Esta aba funciona como campo de registro, cabe aos envolvidos no projeto realizar a “tradução”.

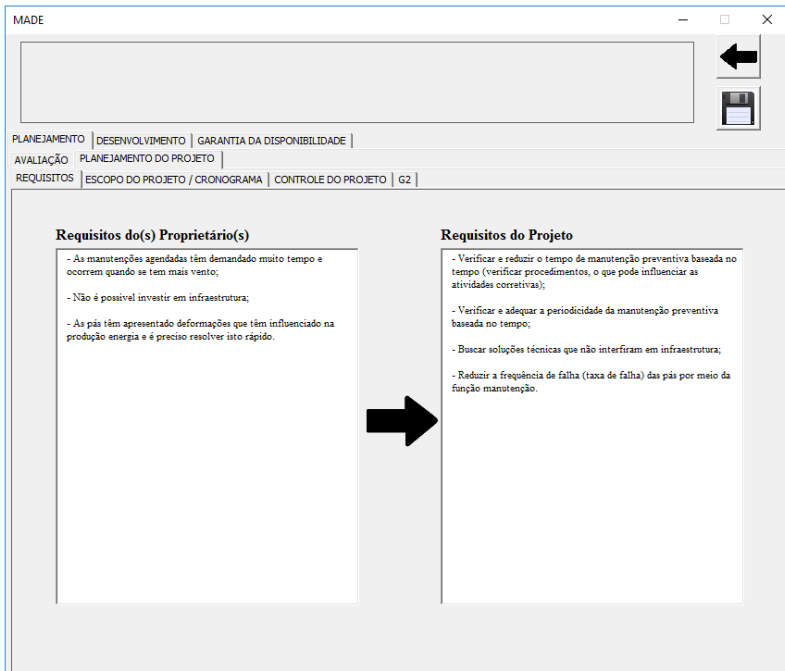


Figura 5.9 – Aba REQUISITOS

Fonte: Autor

A aba ESCOPO DO PROJETO/CRONOGRAMA foi pensada para registrar, de forma prática, características indispensáveis do projeto

para garantia da disponibilidade. Como se observa na Figura 5.10, deve-se preencher: Justificativa do Projeto, Objetivos do Projeto, Metodologia Utilizada, Critérios e Diretrizes. Ao se passar o *mouse* em cada uma das legendas, uma explicação é apresentada no campo superior do *software*. Além disso, a aba disponibiliza ainda duas ferramentas úteis à fase de Planejamento do Projeto: a Estrutura de Desdobramento do Trabalho e o Gráfico de Gantt. Neste caso, são duas aplicações *onlines* gratuitas e o *software* direciona o usuário para as ferramentas (*WBS Tool* e *Gannter*). Com isso, produzem-se os resultados necessários à elaboração do D7.

Esta aba atende as tarefas: Tarefa 2.1.3 Enunciar justificativas, objetivos, metodologia e critérios utilizados no projeto, Tarefa 2.1.4 Definir as diretrizes do projeto e Tarefa 2.2.1 Estabelecer um calendário de atividades. A vantagem da aba é permitir uma consulta rápida a elementos fundamentais do projeto.

MADE

PLANEJAMENTO | DESENVOLVIMENTO | GARANTIA DA DISPONIBILIDADE | AVALIAÇÃO | PLANEJAMENTO DO PROJETO | REQUISITOS

ESCOPO DO PROJETO / CRONOGRAMA | CONTROLE DO PROJETO | G2

Justificativa do Projeto

Observou-se que, apesar da Disponibilidade Técnica das turbinas ser superior à Disponibilidade do Contrato, a Garantia Física verificada está ligeiramente abaixo da Garantia Física do projeto. Em primeira aproximação, os responsáveis pelo cenário são a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada calculada, que encontra-se acima da prevista pelo fabricante, e o momento em que as atividades de manutenção vem sendo realizadas, conforme relatado pelos proprietários. No sentido de incrementar a produção do mesmo, não estão sendo realizadas.

Objetivos do Projeto

- Incrementar a produção de energia do parque, atingindo, pelo menos, os parâmetros previstos em projeto;
- Reduzir os tempos de execução das atividades de manutenção;
- Sanar os problemas referentes à deformação do perfil da pá;

Metodologia Utilizada

Os limites do projeto serão as atividades e procedimentos de manutenção, focando principalmente na qualificação dos colaboradores. Tecnologias simples e de fácil aplicação, tais como fitas de proteção ou pinturas de revestimento para as pás, e utilização de graxas próprias para ambientes externos. Evitar, neste primeiro momento, modificações muito abruptas.

Critérios

- Reduzir em 40% os tempos esperados em atividades de manutenção;
- Qualificar pelo menos 50% dos colaboradores envolvidos nas atividades de manutenção;
- Estender a período atual de manutenção das pás em pelo menos 50%;
- Não intervir na infraestrutura do parque, tais como acessos ou estoques locais.

Diretrizes

- Atuar na qualificação dos colaboradores com cursos e capacitações de qualidade;
- Verificar atividades e procedimentos de manutenção para modificação e otimização;
- Buscar soluções técnicas que visem a proteção para as pás;
- Selecionar intervenções simples e práticas de aplicar.

EDIT

GANTT

IMPRIMIR

Figura 5.10 – Aba ESCOPO DO PROJETO/CRONOGRAMA

A aba **CONTROLE DO PROJETO**, ilustrada na Figura 5.11, traz dois recursos ao usuário, um que permite enunciar e registrar quais os mecanismos de controle a serem aplicados no projeto, e um banco de

registro dos colaboradores envolvidos, que permite especificar a função que cada um irá realizar no projeto e o seu contato. O objetivo é facilitar a identificação dos responsáveis e envolvidos, além do papel de cada um deles. A aba auxilia a realização da Tarefa 2.3.1 Definir os responsáveis e os mecanismos de controle do projeto.

Figura 5.11 – Aba CONTROLE DO PROJETO

A aba G2, assim como a anterior, apresenta todas as etapas da fase Planejamento do Projeto, a serem avaliadas pela gerência de acordo com o critério implementado no momento.

5.2.3 Fase Informacional

Para a fase Informacional, foram disponibilizadas quatro abas ao usuário: TEMPOS OPERACIONAIS POR SUBSISTEMA, ESTADO DA ARTE, AVALIAÇÃO DOS SUBSISTEMAS e G3.

Na primeira aba, TEMPOS OPERACIONAIS POR SUBSISTEMA, é possível registrar o *Mean Time To Failure* (MTTF) e o *Mean Time To Repair* (MTTR) por subsistema/componente de cada uma

das turbinas do parque. Na caixa de listagem **G**, da Figura 5.12, aparecem, automaticamente, as turbinas cadastradas na aba AVALIAÇÃO. Ao selecionar uma das turbinas, na caixa de listagem **H** aparecem seus subsistemas/componentes. É necessário selecionar um destes itens para, então, inserir os tempos nos campos de entrada e clicar no botão CADASTRAR. Cadastrados os tempos, imediatamente surgem os gráficos correspondentes à confiabilidade e manutenibilidade para o item especificado. As definições destes termos podem ser obtidas no *software*, passando-se o *mouse* sobre a legenda.

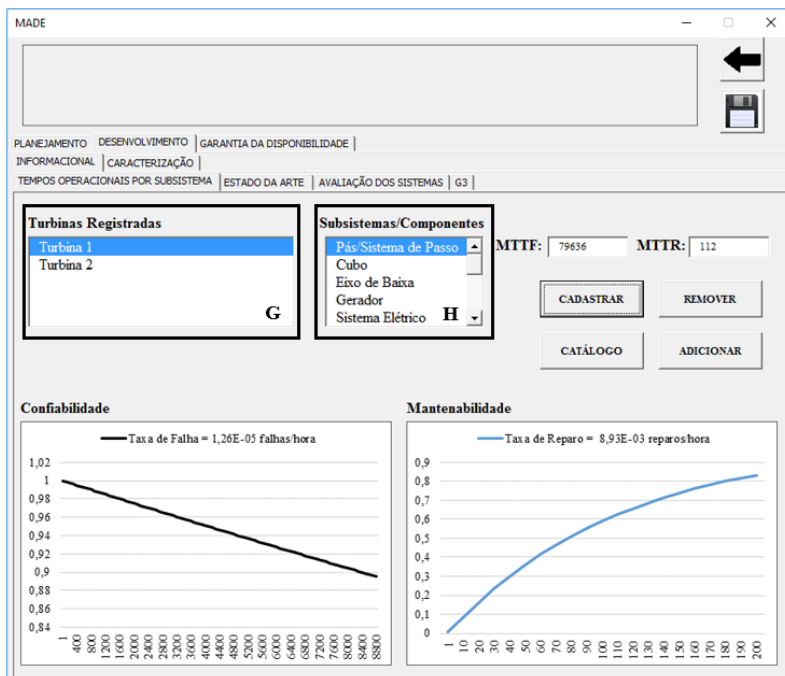


Figura 5.12 – Aba TEMPOS OPERACIONAIS POR SUBSISTEMA

Esta aba apresenta ainda duas outras ferramentas. Ao clicar no botão ADICIONAR, é fornecido ao usuário uma janela, apresentada na Figura 5.13, para cadastro das datas de operação e falha do subsistema por turbina. Isto transfere ao *software* a responsabilidade de calcular os valores de MTTF e MTTR, além de servir como um banco de dados que reúne as informações dos relatórios de operação e manutenção.

MADE - CADASTRO DE DATAS

Relatório O&M 1

Identificação: Relatório O&M 1

DD/MM/AAAA HH:MM

Início da Operação: 01/06/2015 08:00

Ocorrência da Falha: 01/03/2025 10:00

Retorno à Operação: 05/03/2025 12:00

CADASTRAR REMOVER

Figura 5.13 – Tela para cadastro de Relatórios de O&M

Além desta ferramenta, ao clicar no botão CATÁLOGO é apresentado ao usuário um catálogo interativo dos subsistemas e componentes que compõem uma turbina eólica, demonstrado na Figura 5.14. Clicando em cada uma das legendas na figura, uma breve explicação sobre o item é apresentada, como exemplificado na Figura 5.15 para o Sistema de Passo. A aba é útil às tarefas: Tarefa 3.3.1 Especificar as informações de frequência de falha por subsistema (MTTF), Tarefa 3.3.2 Especificar as informações de tempo de reparo por subsistema (MTTR) e Tarefa 3.4.1 Analisar a Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade por subsistema.

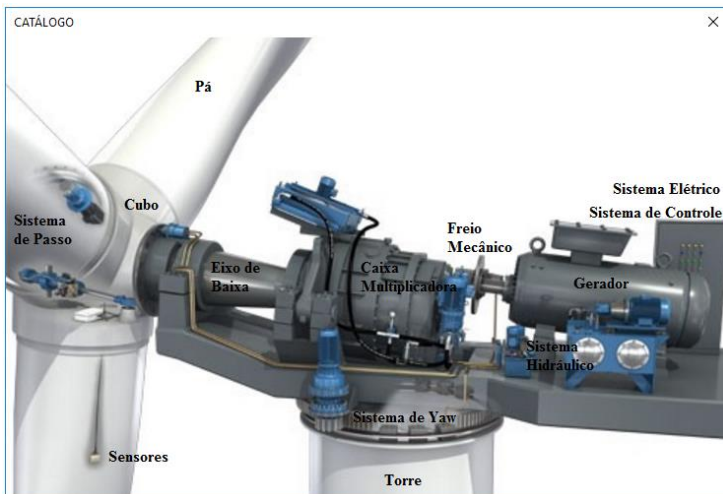


Figura 5.14 – Catálogo dos subsistemas e componentes de uma turbina eólica



Figura 5.15 – Exemplo da explicação apresentada para o Sistema de Passo

A aba ESTADO DA ARTE tem os objetivos de fornecer ao usuário alguns exemplos, encontrados na literatura, de frequência de falha e tempo de reparo, além de direcioná-lo, de maneira prática, aos principais bancos de patentes e bases de artigos. É um facilitador que pode ser utilizado para comparar cenários e orientar o processo de pesquisa, necessário à fase Informacional. Além disso, garante uma pesquisa responsável ao indicar bases confiáveis e creditadas. A Figura 5.16 ilustra os gráficos dos casos sueco (RIBRANT, 2006) e alemão (RIBRANT, 2006). A aba contribui para a realização da Tarefa 3.5.1 Verificar o estado da arte por meio de artigos científicos, patentes, relatório de fabricantes, catálogos e normas.

A aba AVALIAÇÃO DOS SUBSISTEMAS foi, excepcionalmente, dividida em duas outras abas, ATRIBUTOS POR SUBSISTEMA/COMPONENTE e SUBSISTEMAS CRÍTICOS. Na primeira, são apresentados os valores para confiabilidade, manutenibilidade e disponibilidade por subsistema/componente com base nos dados fornecidos para cada uma das turbinas na aba TEMPOS OPERACIONAIS POR SUBSISTEMA.

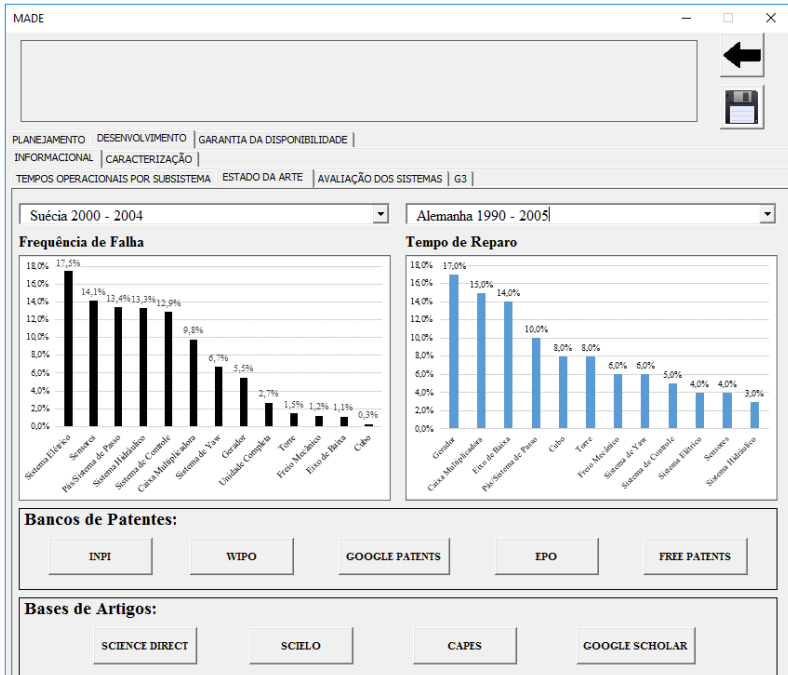


Figura 5.16 – Aba ESTADO DA ARTE

Basta selecionar o subsistema/componente desejado e as informações serão apresentadas, conforme o exemplo da Figura 5.17. É ainda possível imprimir um relatório .pdf que apresenta todos os subsistemas/componentes, produzindo os resultados necessários à elaboração de Documento de Identificação dos Subsistemas Críticos (D11). Na aba SUBSISTEMAS CRÍTICOS, mostrada na Figura 5.18, são apresentados os subsistemas/componentes de maneira ordenada conforme a frequência de falha e tempo de reparo. Deve-se sempre clicar no botão ATUALIZAR para que gráficos semelhantes àqueles apresentados na aba ESTADO DA ARTE sejam apresentados. Novamente, este resultado toma como base os dados fornecidos para cada uma das turbinas na aba TEMPOS OPERACIONAIS POR SUBSISTEMA. Seleciona-se, então, os subsistemas considerados críticos, que passam a ficar registrados no *software* e em um relatório auxiliar a D11.

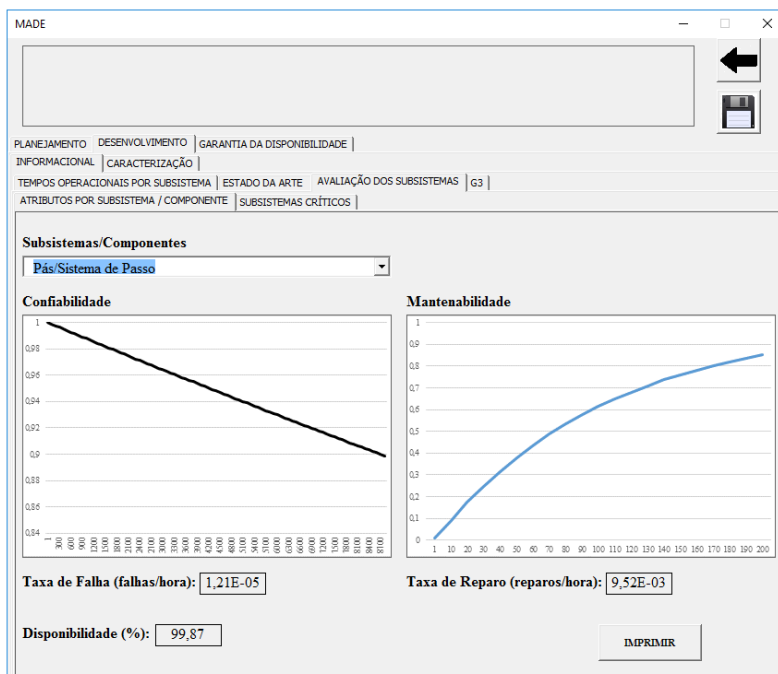


Figura 5.17 – Aba ATRIBUTOS POR SUBSISTEMA/COMPONENTE

Estas duas últimas abas irão trabalhar diretamente com as tarefas: Tarefa 3.4.1 Analisar a Confiabilidade, Manutenabilidade e Disponibilidade por subsistema, Tarefa 3.7.1 Ordenar os sistemas por frequência de falha, Tarefa 3.7.2 Ordenar os sistemas por tempo de reparo e Tarefa 3.7.3 Identificar os subsistemas críticos: Frequência de Falha e Tempo para Reparo.

A aba G3, assim como as demais abas de *gate*, apresenta todas as etapas da fase Informacional, possibilitando uma avaliação dinâmica pela gerência e registro da decisão.

5.2.4 Fase Caracterização

Para a fase Caracterização, foram desenvolvidas três abas: ANÁLISE FUNCIONAL, FMEA/FTA/CNEA e G4.

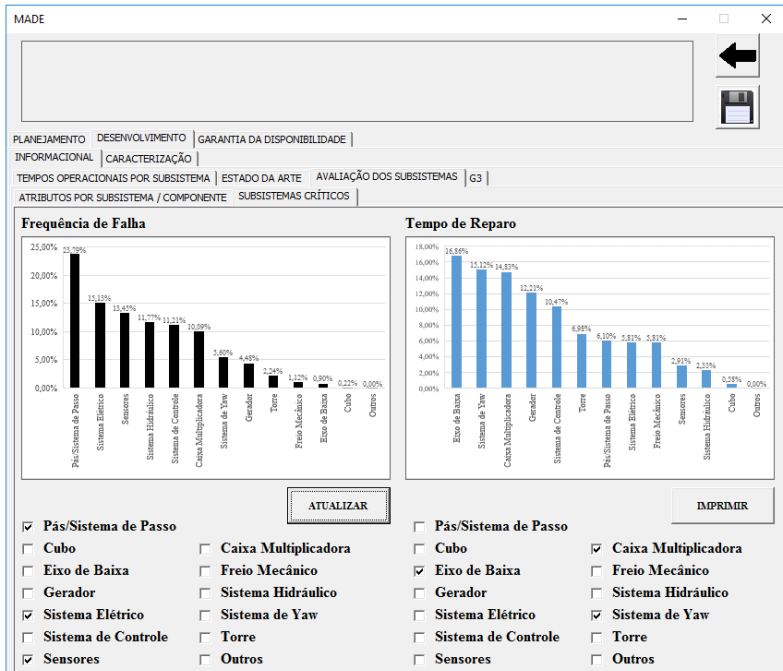


Figura 5.18 – Aba SUBSISTEMAS CRÍTICOS

A aba ANÁLISE FUNCIONAL fornece ao usuário uma ferramenta para realizar a análise funcional de maneira prática. Permite alterações de forma dinâmica, como retirada e inclusão de itens, e facilita o processo de construção do quadro Análise Funcional. Para o preenchimento da aba, cadastra-se o subsistema crítico e, conforme o desdobramento desejado, vão se inserindo os níveis seguintes. Como se observa na Figura 5.19, é possível desdobrar o subsistema crítico em até quatro níveis, o que se julgou suficiente para o detalhamento requerido para as análises. Não existe um limite para o número de subsistemas críticos a serem cadastrados, o que gera um banco de informações muito completo do sistema técnico. Ao clicar no botão IMPRIMIR um quadro como a da Figura 5.20 é apresentada. Desta forma, pode-se analisar o resultado e propor modificações facilmente. Trata-se, portanto, de uma aba que auxilia na realização da Tarefa 4.1.1 Desdobrar o(s) subsistema(s) crítico(s) abstraído as funções, registrando e dinamizando o processo de Análise Funcional que compõe o Documento Caracterização das Falhas/Manutenção (D12).

MADE

PLANEJAMENTO | DESENVOLVIMENTO | GARANTIA DA DISPONIBILIDADE |
 INFORMACIONAL | CARACTERIZAÇÃO |
 ANÁLISE FUNCIONAL | FMEA / FTA / CNEA | G4

Subsistema Crítico	Pá/Sistema de Pas	Pá/Sistema de Passo	Subsistema/Comp.	Sistema de Passo	Pá
Função Global	Converter a energia cinética do vento em		Função (1º Nível)	vento, controlando a potência de	Sistema de Passo
	CADASTRAR	REMOVER		CADASTRAR	REMOVER
Subsistema/Comp.	Atuador	Atuador Rolamento	Subsistema/Comp.	Motor Elétrico	Motor Elétrico
Função (2º Nível)	Produzir o movimento que posiciona a pá		Função (3º Nível)	Convertermos energia elétrica em energia mecânica	Pinhão Coroa
	CADASTRAR	REMOVER		CADASTRAR	REMOVER
Subsistema/Comp.					
Função (4º Nível)					
	CADASTRAR	REMOVER			IMPRIMIR

Figura 5.19 – Aba ANÁLISE FUNCIONAL

Na aba FMEA/FTA/CNEA são disponibilizados ao usuário mecanismos para realizar as três técnicas de análise: Análise dos Modos de Falha e Efeitos (*Failure Mode and Effects Analysis - FMEA*), Análise da Árvore de Falhas (*Fault Tree Analysis - FTA*) e Análise da Rede Causal de Eventos (*Causal Network Event Analysis - CNEA*).

O FMEA é realizado no próprio software, conforme exemplificado na Figura 5.21. Apresenta-se uma variação da estrutura clássica apresentada pela SAE J1739, que atende melhor as necessidades do Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas por apresentar a classe do Modo de Falha. Basta preencher os campos indicados e clicar no botão CADASTRAR. Nesta aba é possível, ainda, ter acesso às sugestões de escala para os índices S (Severidade), O (Ocorrência) e D (Detecção) ao clicar nos itens e um diagrama de decisão para a Classe.

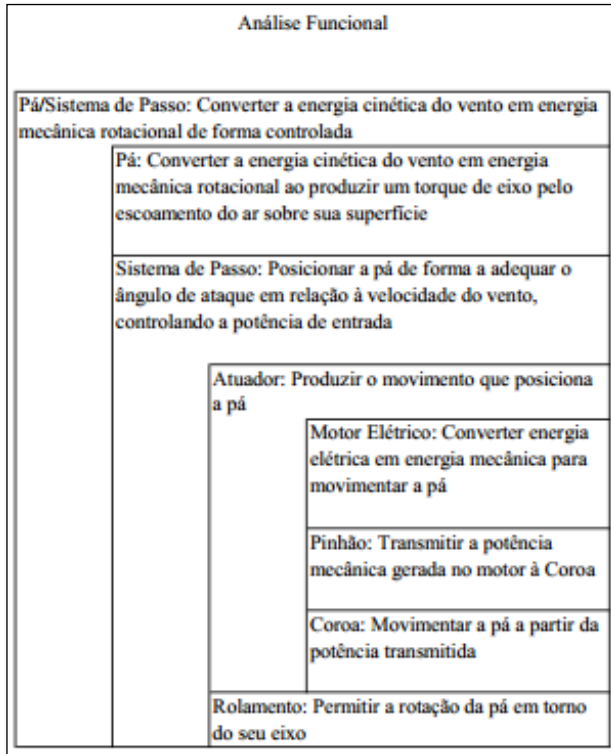


Figura 5.20 – Análise Funcional gerada pelo MADE

O botão IMPRIMIR gera um relatório .pdf com o quadro de FMEA do subsistema/componente selecionado. As ferramentas FTA e CNEA são duas aplicações *onlines* gratuitas e o *software* direciona o usuário para os endereços (*Fault Tree Analyser* e *Creately*). Com isso é possível elaborar D12.

Esta aba visa auxiliar as tarefas: Tarefa 4.2.2 Caracterizar causas e/ou relações causais para frequência de falha e Tarefa 4.3.2 Caracterizar causas e/ou relações causais para inadequações na manutenção, uma vez que fornece as ferramentas necessárias à sua realização.

Encerrando, tem-se a aba G4, em que são apresentadas as etapas que compõem a fase e os campos de avaliação para gerência.

MADE

PLANEJAMENTO | DESENVOLVIMENTO | GARANTIA DA DISPONIBILIDADE |
 INFORMACIONAL | CARACTERIZAÇÃO |
 ANÁLISE FUNCIONAL | FMEA / FTA / CNEA | G4 |

Responsável: Pedro Romio

Item: Pá

Função	Modo de Falha	Efeitos	S	Causas	O	Controles Atuais	D	NPR	Classe
Converter a energia cinética do vento em energia rotacional ao produzir um torque de eixo	Deformação do perfil da pá	Aumento do nível de vibração Diminuição da energia produzida	4	Erosão do bordo de ataque Trincas	5	Inspeção visual durante as manutenções agendadas	4	80	C

Itens Cadastrados

- Pá

Ações Recomendadas

Proteger o bordo de ataque para prevenir a ocorrência das erosões na pá.

CADASTRAR REMOVER FTA CNEA IMPRIMIR

Figura 5.21 – Aba FMEA/FTA/CNEA

5.2.5 Fase Recomendação

Pensando na fase Recomendação, foram disponibilizadas três abas: CATÁLOGO DE RECOMENDAÇÕES, ESPECIFICAR RECOMENDAÇÕES e G5.

A Figura 5.22 apresenta a aba CATÁLOGO DE RECOMENDAÇÕES. Deve-se selecionar o subsistema/componente na listagem e as principais causas aos modos de falhas, encontradas na literatura, são apresentadas na listagem à direita. Uma vez selecionada a causa, são fornecidos ao usuário um tópico de Conhecimento e uma Recomendação técnica aplicável para resolução do problema. O mesmo vale para as atividades de Manutenção. Esta aba tem o objetivo de contribuir com a etapa Estudo de Soluções, fornecendo diretrizes para a especificação das recomendações a serem implementadas. Trata-se da implementação computacional do Catálogo de Recomendações (F9) (Apêndice C), o que facilita e dinamiza o processo de consulta às causas e soluções.

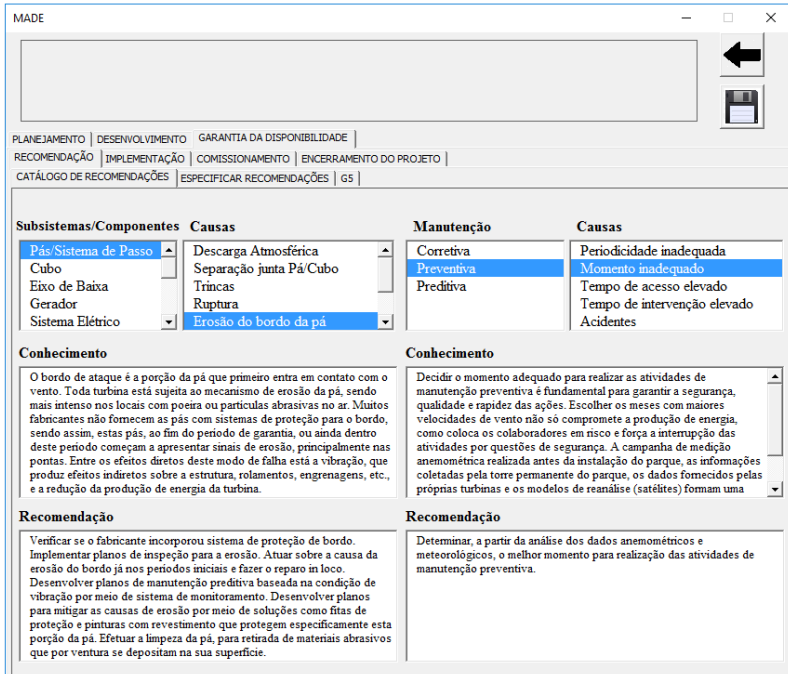


Figura 5.22 – Aba CATÁLOGO DE RECOMENDAÇÕES

A aba ESPECIFICAR RECOMENDAÇÕES foi pensada para registrar de forma prática características indispensáveis à especificação das recomendações. Como se observa na Figura 5.23, deve-se preencher: o Item, a Recomendação Técnica para Manutenção, Justificativas e Objetivos, assim como apresentado no Documento de Recomendações Técnicas para Manutenção (D13). A aba ainda fornece ao usuário o Diagrama de Moubray (F10), mostrado na Figura 5.24, ao clicar no botão MOUBRAY.

Esta aba colabora, diretamente, com a Tarefa 5.2.1 Detalhar quais as Recomendações Técnicas para Manutenção são aplicáveis ao projeto, funcionando como um banco de dados do projeto que pode ser consultado rapidamente. Isto organiza o conhecimento e orienta as atividades.

Tem-se, então, a aba G5, que como todas as demais apresentadas até aqui, reúne as etapas da fase e o mecanismo de avaliação para a gerência.

MADE

PLANEJAMENTO | DESENVOLVIMENTO | GARANTIA DA DISPONIBILIDADE |
 RECOMENDAÇÃO | IMPLEMENTAÇÃO | COMISSIONAMENTO | ENCERRAMENTO DO PROJETO |
 CATÁLOGO DE RECOMENDAÇÕES | ESPECIFICAR RECOMENDAÇÕES | G5

Item: Pás

Recomendação Técnica para Manutenção	Justificativas	Objetivos
<p>Fornecer treinamento aos colaboradores para identificação do processo de erosão no bordo e fixação de fitas de proteção;</p> <p>Estabelecer um procedimento adequado para a verificação da erosão durante manutenção preventiva agendada. Determinar periodicidade adequada;</p>	<p>O estudo do local de instalação dos aerogeradores revelou um número elevado de partículas em suspensão no vento. Isto tem acelerado o processo de desgaste da camada de revestimento da pá, dando origem às erosões no bordo de ataque.</p>	<p>Mitigar o processo de erosão do bordo de ataque das pás, preservando seu perfil de escoamento.</p> <p>Possibilitar a troca apenas deste consumível. Esta atividade deve ser realizada em um período menor do que as atividades de reparação.</p>

Itens Cadastrados

- Pás
- Manutenção Preventiva

CADASTRAR REMOVER MOUBRAY IMPRIMIR

Figura 5.23 - Aba ESPECIFICAR RECOMENDAÇÕES

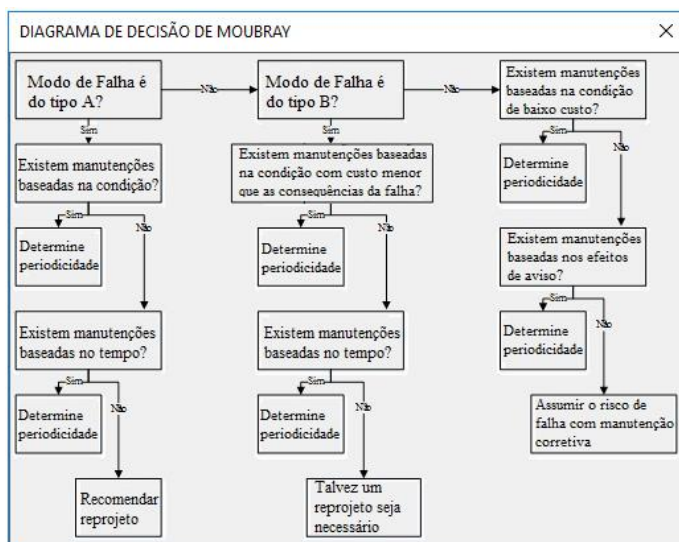


Figura 5.24 – Diagrama de Moubray

5.2.6 Fase Implementação

Para a fase Implementação, foram elaboradas três abas: AÇÕES E CRONOGRAMA DE IMPLEMENTAÇÃO, RECOMENDAÇÕES IMPLEMENTADAS e G6.

Na primeira aba, apresentada na Figura 5.25, podem-se registrar as diretrizes para implementação das recomendações técnicas propostas, como também as alterações no cronograma de atividades. Trata-se de um banco de dados do projeto que pode ser consultado a todo momento. Além deste espaço de registro, são disponibilizados, mais uma vez, as ferramentas de EDT e Gráfico de Gantt, úteis à determinação das diretrizes e consolidação do cronograma, respectivamente. A aba fornece o suporte necessário à elaboração do Plano de Implementação do Projeto (D14).

Esta aba será útil às tarefas: Tarefa 6.1.1 Determinar as diretrizes para implementação das ações e Tarefa 6.2.1 Revisar o cronograma pré-definido, ao registrar as informações necessárias para a fase e fornecer mecanismos para suas realizações.

MADE

PLANEJAMENTO | DESENVOLVIMENTO | GARANTIA DA DISPONIBILIDADE | RECOMENDAÇÃO | IMPLEMENTAÇÃO | COMISSIONAMENTO | ENCERRAMENTO DO PROJETO | AÇÕES E CRONOGRAMA DE IMPLEMENTAÇÃO | RECOMENDAÇÕES IMPLEMENTADAS | G6

Diretrizes para Implementação

O primeiro passo será fornecer os cursos de inspeção da pá e instalação da fita à 5 colaboradores selecionados. Estes farão a disseminação do foi visto junto aos demais colaboradores;

Na primeira etapa, uma metragem reduzida de fita será adquirida e instalada nas turbinas que apresentam os piores casos de erosão do bordo de ataque. Após uma análise dos resultados (no comissionamento), uma nova aquisição do material será feita e o restante das turbinas equipadas;

As atividades de manutenção agendada serão antecipadas em 2 meses para que o novo ciclo de periodicidade possa ser implementado.

EDT IMPRIMIR

Registro de Alterações no Cronograma de Implementação

O cronograma de implementação consolidado nesta fase apresentou uma duração 2 meses maior do que o previsto inicialmente no projeto. Isto porque os cursos de inspeção das pás e instalação da fita não haviam sido considerados.

GANTT IMPRIMIR

Figura 5.25 - Aba AÇÕES E CRONOGRAMA DE IMPLEMENTAÇÃO

A aba RECOMENDAÇÕES IMPLEMENTADAS, mostrada na Figura 5.26, segue a ideia de um espaço para registro, facilitando o processo de organização do projeto. Nesta aba, é possível registrar as recomendações técnicas que foram, efetivamente, implementadas, funcionando, também, como um banco de dados. A aba auxilia na elaboração do Documento de Procedimentos Implementados (D15).

A aba contribuirá com a Tarefa 6.3.2 Controlar as ações de implementação, registrando as recomendações implementadas. Isto facilita o controle das ações e concentra em um só lugar informações relevantes para o projeto.

A aba G6 repete o que já foi discutido em outras abas semelhantes.

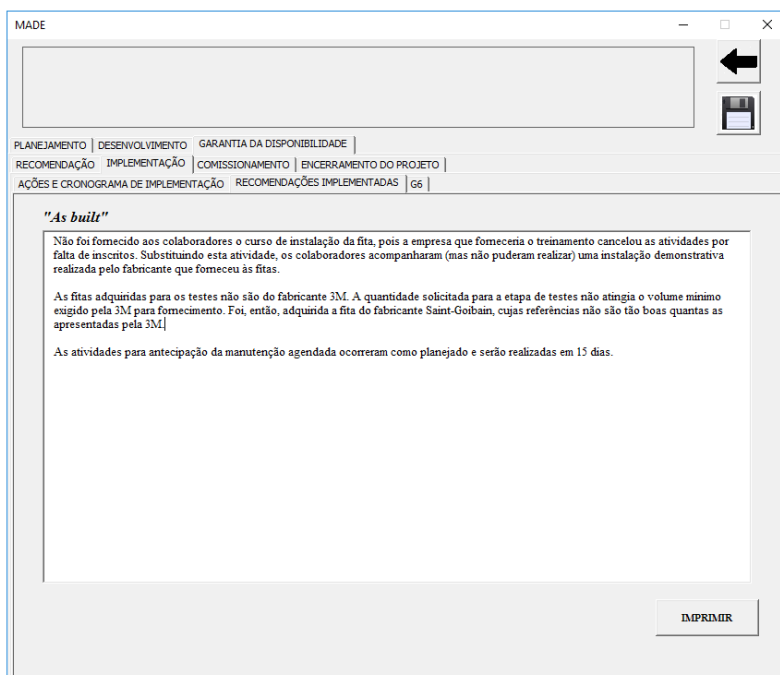


Figura 5.26 - Aba RECOMENDAÇÕES IMPLEMENTADAS

5.2.7 Fase Comissionamento

As abas desenvolvidas para a fase Comissionamento são três: PLANEJAMENTO DO COMISSIONAMENTO, VERIFICAÇÃO DE INCONFORMIDADES e G7.

Na aba PLANEJAMENTO DO COMISSIONAMENTO, apresentada na Figura 5.27, é possível registrar as etapas e testes para a realização do comissionamento, os seus respectivos níveis de aceitação e as possíveis alterações no cronograma de atividades. Além deste espaço de registro, são disponibilizados, novamente, as ferramentas de EDT e Gráfico de Gantt. A aba fornece o suporte necessário à elaboração do Plano de Comissionamento (D16).

Esta aba será útil às tarefas: Tarefa 7.1.1 Determinar as diretrizes para comissionamento das ações e Tarefa 7.2.1 Revisar o cronograma pré-definido, ao registrar as informações necessárias e servir como um banco de dados para uma consulta rápida durante o projeto.

MADE

PLANEJAMENTO | DESENVOLVIMENTO | GARANTIA DA DISPONIBILIDADE |
RECOMENDAÇÃO | IMPLEMENTAÇÃO | COMISSIONAMENTO | ENCERRAMENTO DO PROJETO |
PLANEJAMENTO DO COMISSIONAMENTO | VERIFICAÇÃO DE INCONFORMIDADE | G7 |

Etapas e Testes do Comissionamento

Serão três etapas de comissionamento.
Na primeira etapa, serão avaliados o tempo requerido pelos colaboradores para instalação das fitas e a qualidade do serviço executado. Deve-se verificar se a superfície produzida com a fita apresenta "rugas" ou pontos com fixação inapropriada.
Na segunda etapa, serão comparados os níveis de produção energética da turbina com a fita e os valores conseguidos em outros anos para o mesmo período, preferencialmente.

Níveis de Aceitação

Reduzir em 20% o tempo demandado para a manutenção da pá comparado ao tempo gasto para restauração da pá;
Estender em 50% o tempo de operação da pá pela conservação do bordo de ataque;
Aumentar em 10% a produção de energia;

EDT IMPRIMIR

Registro de Alterações no Cronograma de Comissionamento

Não houveram modificações no cronograma de atividades do comissionamento. Os prazos estabelecidos no Planejamento do Projeto poderão ser seguidos nesta fase.

GANTT IMPRIMIR

Figura 5.27 - aba PLANEJAMENTO DO COMISSIONAMENTO

Na segunda aba, VERIFICAÇÃO DE INCONFORMIDADES, apresentada na Figura 5.28, registram-se as conformidades e inconformidades constatadas a partir dos testes de comissionamento e as possíveis ações recomendadas para solucionar os problemas verificados,

incrementando o banco de dados do projeto. A aba auxilia na elaboração do Documento de Conformidades/Aceitação do Projeto (D17).

Esta aba terá valia às tarefas: Tarefa 7.3.2 Analisar os resultados do comissionamento e Tarefa 7.3.3 Propor recomendações, registrando e organizando as informações obtidas na execução do comissionamento.

Os comentários à aba G7 se limitam aos mesmos apresentados até aqui.

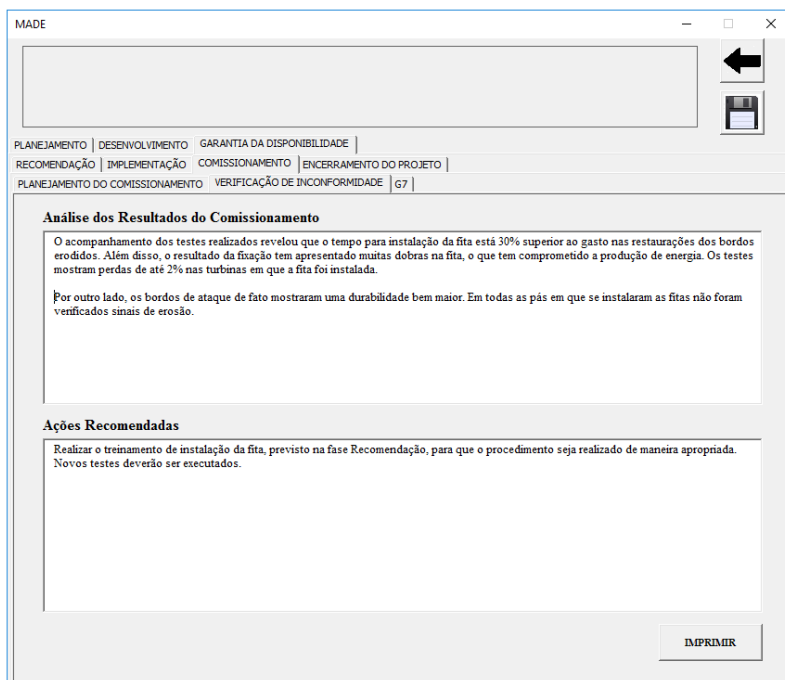


Figura 5.28 - Aba VERIFICAÇÃO DE INCONFORMIDADES

5.2.8 Fase Encerramento do Projeto

Para a fase Encerramento foi elaborada apenas uma aba, ENCERRAMENTO. Trata-se de um *checklist*, como apresentado na Figura 5.29, em que é possível controlar os documentos produzidos. Esta aba pode ser utilizada, continuamente, ao longo do projeto, conforme a documentação seja gerada ou ao final para uma verificação. Ao passar o *mouse* pelas legendas, uma breve explicação do conteúdo do documento é apresentada ao usuário.

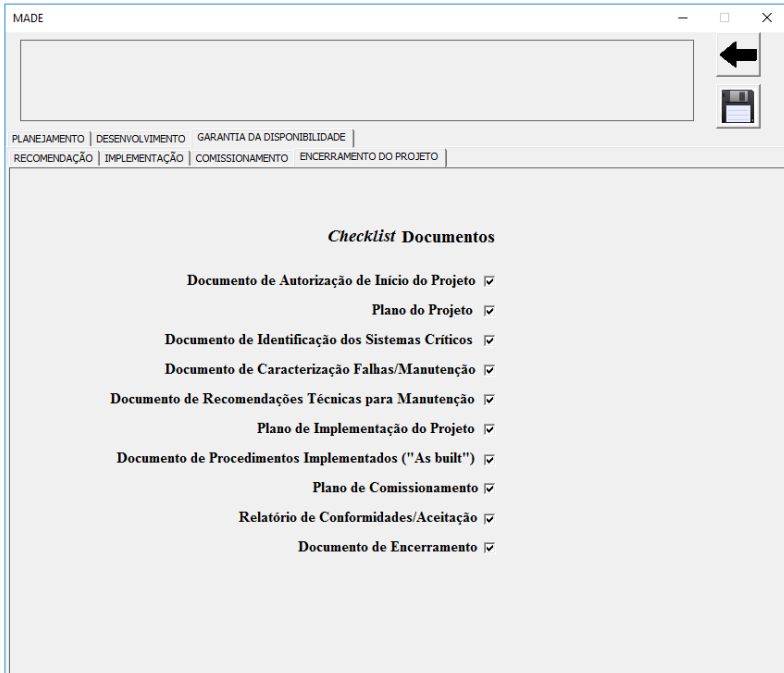


Figura 5.29 - Aba ENCERRAMENTO

5.3 Validação do MGDTE e Avaliação *Software MADE*

Uma vez que o modelo proposto e o *software* elaborado são os dois produtos desta dissertação, optou-se por realizar a validação do modelo e avaliação do *software* de forma conjunta, permitindo analisar a coerência entre estes elementos e sua utilidade.

Para verificar se o Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas e o *software* MADE atenderam aos objetivos para o quais foram concebidos, promoveu-se uma avaliação com a participação de profissionais com *backgrounds* diferenciados. O primeiro grupo de avaliadores trabalha no setor de energia eólica e é composto por 6 representantes da prática diária, atuando no projeto de aerogeradores, projeto de parques eólicos e manutenção das turbinas.

O segundo grupo de avaliadores é formado por 5 profissionais familiarizados com o trabalho e a estruturação de modelos, sistemáticas e metodologias. Neste caso, os representantes são todos acadêmicos, em nível de Mestrado e Doutorado.

Houve ainda um terceiro grupo, formado por 14 alunos da disciplina Confiabilidade e Manutenibilidade do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da UFSC.

Para desenvolver esse estudo foram feitas, para todos os grupos, apresentações do modelo proposto e do *software*. Na maioria dos casos, esta apresentação foi presencial, o que permitiu uma discussão sobre os pontos abordados. No entanto, em virtude da distância e do tempo disponível de alguns profissionais, algumas exposições foram feitas em vídeo, com envio do material.

Após a apresentação foi passado um questionário (Apêndice D) que procura avaliar a clareza do modelo, a sua estruturação, a coerência entre modelo e *software*, a utilidade do *software* e sua usabilidade. Para elaboração deste material de análise, utilizou-se como referências os questionários elaborados por Fuentes (2006) e Enon (2007), que também trabalharam com propostas de metodologia e modelo validados a partir de questionários. Em ambos os casos, a base teórica que suporta os critérios de avaliação de modelos de referência é Vernadat (1996) e Fox (1993).

5.3.1 Resultados da Validação do Modelo e Verificação do *Software*

O primeiro grupo de avaliadores avaliou o MGDTE e o *software* MADE da seguinte maneira (Tabela 5.1):

Tabela 5.1 - Resultado dos profissionais do setor eólico

Critérios	Totalmente	Parcialmente	Nem um pouco
Clareza dos objetivos do modelo	5/6	1/6	-
Clareza da estrutura de apresentação do modelo	-	4/6	2/6
Nível de detalhamento para aplicação	6/6	-	-
Funcionalidade do modelo proposto	6/6	-	-
Atendimento aos requisitos para Garantia da Disponibilidade	6/6	-	-
Coerência entre o modelo proposto e o <i>software</i>	6/6	-	-
Cumprimento do objetivo do <i>software</i>	5/6	1/6	-
Utilização do ferramental do <i>software</i>	3/6	3/6	-
Utilização geral do <i>software</i>	5/6	-	1/6

A avaliação do segundo grupo teve o seguinte resultado (Tabela 5.2):

Tabela 5.2 - Resultado dos profissionais de metodologias e modelos

Crítérios	Totalmente	Parcialmente	Nem um pouco
Clareza dos objetivos do modelo	4/5	1/5	-
Clareza da estrutura de apresentação do modelo	2/5	3/5	-
Nível de detalhamento para aplicação	4/5	1/5	-
Funcionalidade do modelo proposto	4/5	1/5	-
Atendimento aos requisitos para Garantia da Disponibilidade	4/5	1/5	-
Coerência entre o modelo proposto e o software	4/5	1/5	-
Cumprimento do objetivo do software	3/5	2/5	-
Utilização do ferramental do software	2/5	3/5	-
Utilização geral do software	3/5	2/5	-

O terceiro grupo teve as seguintes impressões (Tabela 5.3):

Tabela 5.3 - Resultado dos alunos da pós-graduação

Crítérios	Totalmente	Parcialmente	Nem um pouco
Clareza dos objetivos do modelo	14/14	-	-
Clareza da estrutura de apresentação do modelo	8/14	6/14	-
Nível de detalhamento para aplicação	13/14	1/14	-
Funcionalidade do modelo proposto	13/14	1/14	-
Atendimento aos requisitos para Garantia da Disponibilidade	14/14	-	-
Coerência entre o modelo proposto e o software	13/14	1/14	-
Cumprimento do objetivo do software	13/14	1/14	-
Utilização do ferramental do software	6/14	8/14	-
Utilização geral do software	11/14	3/14	-

5.4 Análise dos Resultados e Comentários

De forma geral, pode-se afirmar, com os resultados, que aceitação do Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas e do *software* MADE foi positiva. A maioria dos comentários apresentados foi de apoio à iniciativa e reconhecimento de que o trabalho realizado na dissertação representa uma solução viável ao problema de produção de energia de parques eólicos no Brasil, esta última consideração feita por alguns dos profissionais do setor eólico. A qualidade do *software* supriu as expectativas e sua utilização foi aprovada pela grande maioria dos envolvidos na pesquisa.

Ao longo das apresentações, foram feitas algumas críticas e contribuições, tanto ao modelo, quanto ao *software*. No caso do modelo: (1) a forma como se estruturou a sua apresentação não mostrou uma boa receptividade, principalmente pelos profissionais do setor eólico. A estrutura em fluxo das fases recebeu críticas como: muita informação nas figuras e a dinâmica de constantemente recorrer à legenda dos documentos e ferramentas ser cansativa. Todos os profissionais do setor eólico colocaram que só foi possível entender a estrutura após a exposição feita pelo autor. Um deles, inclusive, apontou: “Essa forma de apresentação depõe contra a qualidade do seu trabalho. A proposta é excelente, com um viés prático extremamente útil, mas essa estrutura está ruim.”; (2) a necessidade de um facilitador. Alguns profissionais apontaram que seria mais interessante aplicar o modelo proposto com o auxílio de um facilitador, que dominasse a sistemática e as ferramentas. Questionamentos quanto ao que é uma Análise Funcional e um CNEA se repetiram entre alguns profissionais do setor eólico, e chegou a ser colocado que o desconhecimento destas ferramentas poderia ser um empecilho a aplicação do modelo; (3) modelo muito extenso. Foi apontado por alguns profissionais que o modelo é muito extenso, e que algumas fases poderiam ser condensadas para facilitar sua aplicação.

Para o caso do *software*, foi colocado: (1) a necessidade de conhecer as técnicas para poder utilizar as ferramentas Análise Funcional, e CNEA; (2) a necessidade de um treinamento mais aprofundado para utilização do software de maneira independente; (3) foi colocado por um dos profissionais que as partes do software destinadas ao registro exclusivamente de textos poderiam ser suprimidas do programa, uma vez que os envolvidos poderiam utilizar ferramentas como Microsoft Word; (4) alguns profissionais do setor eólico manifestaram que o *software* deveria trabalhar com o tratamento dos dados brutos. Sem dúvida, este é um dos gargalos no setor e foi colocado que o *software* teria aplicações

comerciais mais abrangentes se também realizasse o tratamento dos dados do sistema SCADA.

Todas as questões apresentadas têm fundamentos e deverão ser consideradas em um processo de otimização e aperfeiçoamento do Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas e *software* MADE. Particularmente as críticas feitas a forma de apresentação do modelo deverão ser tratadas com mais atenção.

5.5 Considerações Finais

Este capítulo se dedicou a apresentar a ferramenta computacional MADE, desenvolvida, especificamente, para auxiliar a aplicação do modelo proposto. Procurou-se explicitar a forma de funcionamento do *software* e sua integração com as tarefas realizadas no Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas.

Mostraram-se ainda os resultados obtidos com a validação, encerrando o ciclo do trabalho. Vale ressaltar que o resultado apresentado pelo processo de validação tem um caráter muito mais qualitativo do que quantitativo. Isto é, a atividade forneceu um indicativo de que o modelo proposto é, de fato, um caminho para tratar a gestão de manutenção dos parques eólicos em operação. Os números, em si, têm menor significado, ou seja, 100% dos profissionais do setor eólico afirmando que o modelo atende as necessidades para garantia de disponibilidade das turbinas eólicas, não significa que o modelo tem 100% de chance de ser bem-sucedido.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusões

Como apresentado para motivação deste trabalho, um número significativo de parques eólicos em operação no Brasil está produzindo energia em uma quantidade abaixo da estimada. Este problema gera consequências aos proprietários dos parques, afetando a receita do empreendimento; ao governo, comprometendo a operação e planejamento do sistema de fornecimento de energia; e à população, que arca com uma energia mais cara, de menor qualidade e sem a devida garantia de disponibilidade. O problema pode ainda se agravar, já que o ciclo de operação de um parque eólico é pensado para 20 anos. Entre as possíveis causas para o problema, foram identificadas duas que poderiam ser trabalhadas nos parques já em operação e que se tornaram o escopo da dissertação:

- Inadequação da tecnologia utilizada.;
- A forma como a operação e manutenção do parque vem sendo conduzida.

Ambas com impacto direto sobre a disponibilidade dos aerogeradores. Reconhecendo que o problema é preocupante e que sua solução deve ser uma prioridade dentro do setor eólico, para prevenir um efeito “bola de neve” no sistema de geração nacional, procurou-se apresentar uma maneira de resolvê-lo.

O objetivo geral da dissertação assume, então, essa responsabilidade ao propor um Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas que dê suporte à gestão de manutenção. A perspectiva é contribuir para que a produção de energia estimada em projeto dos parques eólicos em operação seja efetivamente produzida a partir dos sistemas técnicos instalados nos parques

Pode-se afirmar que o objetivo geral foi alcançado, com a estruturação de um modelo considerado, pelos profissionais do setor, como uma solução viável ao problema. Em um âmbito mais abrangente, a aceitação do modelo foi muito boa, existindo um consenso de que o resultado do trabalho tem um caráter prático e que pode, de fato, ser uma ferramenta que vem para contribuir. Nesse sentido, pode-se dizer que o MGDTE foi bem-sucedido em conectar o “o que fazer” do RCM ao

“como fazer” e “quando fazer”, princípios estes presentes nas metodologias de projeto, notadamente no Modelo PRODIP. Além disso, ao identificar e se apropriar de normas específicas para avaliação da disponibilidade de turbinas eólicas e entender que existe uma necessidade de se transferir conhecimento ao usuário, foi possível conceber um modelo que sistematiza o processo de garantia da disponibilidade de forma satisfatória.

Outro ponto que corrobora com a aplicabilidade deste trabalho foi a publicação do artigo “Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas” na Conferência Internacional *Brazil Wind Power 2016* (Anexo A), um dos maiores eventos do mundo neste segmento da engenharia.

A flexibilidade para adaptar o MGDTE às particularidades de gestão cada parque apresenta, personalizando o modelo conforme as necessidades específicas apresentadas, é outro ponto do trabalho que merece ser destacado. Ao se trabalhar blocos específicos de atividades, tais como: avaliação do parque, caracterização das falhas e do processo de manutenção, a apresentação de soluções e suas implementações, pode-se selecionar precisamente “o que fazer” para cada parque.

Quanto aos objetivos específicos da dissertação, pode-se dizer todos foram atendidos:

- Identificar as principais tecnologias de turbinas eólicas utilizadas no Brasil;

Esta era uma necessidade intrínseca ao trabalho, já que conhecer a tecnologia utilizada e o sistema técnico é o primeiro passo no sentido de interferir sobre o mesmo e no seu processo de manutenção. Este estudo rendeu o artigo “*Characterization of the technology used in wind turbines in the Brazilian Market*” (Anexo B), publicado no *International Journal of Latest Research in Science and Technology*, e permitiu identificar que as turbinas com eixo horizontal, três pás controladas por passo (*pitch*), com caixa multiplicadora, gerador assíncrono DFIG e operando com velocidade variável são majoritárias no país.

- Definir quais os parâmetros para avaliação das turbinas eólicas e parque eólicos;

Neste sentido, a discussão realizada para a IEC 61400-26-1, onde se definiu a forma como os tempos de operação e não-operação devem

ser alocados, a escolha pela disponibilidade operacional como foco do trabalho e a apresentação da maneira pela qual a indisponibilidade programada e a taxa equivalente de indisponibilidade forçada influenciam na produção de energia (Garantia Física) dos parques, cumpriram com este objetivo. Essa discussão, em especial, é uma das contribuições deste trabalho, já que o tema ainda é pouco abordado no mercado eólico brasileiro. Ao trazer os aspectos discutidos na dissertação à tona, espera-se incitar um debate mais maduro sobre este tópico, necessário para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil.

- Identificar quais as ferramentas necessárias para analisar e caracterizar o problema de turbinas e processo de manutenção;

Este objetivo ficou implícito na realização do trabalho, ao se discutir apenas as três ferramentas identificadas como necessárias para analisar e caracterizar o problema de turbinas e processo de manutenção: FMEA, FTA e CNEA. Estas técnicas de análise foram escolhidas por possuírem a capacidade de evidenciar, com clareza, as causas e os efeitos da falha, tanto no sistema técnico, quanto nas atividades de manutenção. A contribuição da dissertação, neste sentido, foi introduzir a CNEA entre a gama de ferramentas de análise de falha já utilizadas no setor eólico. Ainda não existem, na literatura, aplicações desta ferramenta no setor eólico.

- Elaborar um conjunto de recomendações técnicas a serem aplicadas no processo de manutenção;

O conjunto de tabelas apresentadas no Apêndice C é o resultado obtido no esforço de cumprir com este objetivo. Nele, são apresentadas as principais causas de falhas encontradas nos diversos subsistemas que compõem a turbina, acompanhadas de recomendações técnicas para mitigar ou minimizar sua ocorrência. Este material procura tratar as causas de maneira abrangente, de forma que as soluções possam ser aplicadas nas mais variadas situações.

- Contribuir com a gestão de manutenção dos parques eólicos em operação

O MGDTE, fundamentado na organização e sistematização do conhecimento, e estruturado em técnicas para prover ações de

manutenção foi desenvolvido para contribuir com a gestão de manutenção dos parques eólicos e, como apresentado pelo resultado da validação, tem potencial para fazê-lo. É importante destacar que a RCM, modelo de gestão utilizado nos parques eólicos, teve uma grande influência na estruturação do modelo, o que acaba por direcionar esse resultado.

- Desenvolver uma ferramenta computacional de auxílio a aplicação do modelo proposto;

O *software* MADE é a consumação deste objetivo. Uma ferramenta computacional que foi bastante elogiada e que, pelo indicado na avaliação, cumpre com seu papel de auxiliar a aplicação do modelo. Esta atividade demandou muito tempo e esforço, e é um dos resultados mais gratificantes desta dissertação.

Pelo tempo demandado e custos relacionados a um projeto desta magnitude, não foi possível aplicar o Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas neste primeiro momento. Sem dúvida, este é uma das principais críticas a este trabalho, contornada pelo processo de validação. No entanto, a consolidação da proposta apresentada só virá em uma próxima etapa, quando o modelo puder ser aplicado e replicado em diferentes cenários e por diferentes agentes. Uma possível métrica para verificar o sucesso do trabalho seria um gráfico semelhante ao da Figura 1.4, onde, após a aplicação do modelo em um número significativo de parques, se verificaria que ao longo do período o número de parques que produzem igual ou acima do estimado se aproxima da linha de corte de 50%.

Por fim, há uma grande satisfação com o resultado apresentado pela validação e pela confirmação, através deste instrumento, de que a proposta desta dissertação é atual e necessária ao futuro próximo do setor eólico.

6.2 Sugestões para trabalhos futuros

Ainda há muito a desenvolver. Algumas sugestões para trabalhos futuros são:

- Realizar um estudo focado na aplicação do Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas em cenários reais, com análise dos resultados obtidos;

- Incorporar outras técnicas de análise ao modelo, tais como: IDEF0, Redes Bayesianas, ETA, Ishikawa e RBD, procurando uma integração orgânica com as técnicas já utilizadas;
- Incorporar os conceitos e a abordagem apresentados pela norma IEC 61400-26-2: *Production-based availability for wind turbines*, conferindo mais robustez ao modelo proposto;
- Introduzir uma análise econômica mais pronunciada na sequência das fases, incorporando conceitos como LCCA (*Life-Cycle Cost Analysis*);
- Expandir as capacidades do *software* MADE, agregando recursos para tratamento de dados do sistema SCADA, leitura automática dos relatórios de operação e manutenção e vídeos com procedimentos e boas práticas de manutenção;
- Melhorar a ergonomia de uso do *software*;
- Expandir as fronteiras de atuação do modelo, buscando interferir em outras etapas do ciclo de vida de um parque, tais como o projeto do parque eólico e projeto da turbina eólica.

Um ponto adicional que merece ser destacado, diz respeito à otimização do MGDTE, proposta por membros da banca avaliadora deste trabalho, e considerados pelo autor de grande valia. Neste tocante, tem-se:

- Reagrupar as fases dentro das macro-fases. Neste sentido, trazer a fase Recomendação à macro-fase Desenvolvimento, de forma que o trabalho realizado pelas equipes seja mais coerente;
- Reduzir o número de *gates* utilizados no modelo, de forma a dinamizar o projeto para garantia da disponibilidade de turbinas eólicas e diminuir a burocracia na sua aplicação. Isto vai de encontro à percepção de que existem *gates* mais importantes, tais como G1 e G5;
- Realocar as tarefas que estão isoladas em outras etapas, de modo a tornar a divisão dos trabalhos mais eficiente.

Essas sugestões tendem a melhorar o Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas e, ao mesmo tempo, não modificar as suas premissas de aplicação.

REFERÊNCIAS

- [1] 3M Wind Energy, **3M™ Wind Protection Tapes**, Disponível em: <http://solutions.3m.com/wps/portal/3M/en_US/Wind/Energy/Products/Wind_Protection_Tapes/>
- [2] ABEEólica, **Boletim de Dados Maio 2016**, 2016. Disponível em: <http://www.portalabeeolica.org.br/images/pdf/Boletim_de_Dados_ABEEolica_Maio_2016-Publico.pdf>
- [3] ACCIONA WIND POWER, **Wind Power Evolved AW3000 Brochure**, s.d. Disponível em: <<http://www.accionacom.br/media/14135/AW3000.pdf>>
- [4] AGÊNCIA BRASILEIRA DE DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL (ABDI) - Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, **Mapeamento da Cadeia Produtiva da Indústria Eólica no Brasil**, 2014.
- [5] ALSTOM, **ECO 80 Platform - ECO 80 E ECO 86 Wind Turbines**, Disponível em: <<https://pt.scribd.com/document/274848403/eco-80-wind-turbine-platform-pdf> >
- [6] ALSTOM, **ECO 100 Platform & POWEROF3™ ECO 100, ECO 110 & ECO 122 Wind Turbines**, Disponível em: <<http://www.alstom.com/Global/Power/Resources/Documents/Brochures/eco-100-wind-turbine-platform.pdf>>
- [7] ALTERNATIVE ENERGY TUTORIALS, **Induction Generator Construction**. Disponível em: < <http://www.alternative-energy-tutorials.com/wind-energy/induction-generator.html> >
- [8] ALTRA INDUSTRIAL MOTION, **Braking Ideas for Wind Turbines**, 2010. Disponível em: <<http://www.altraliterature.com/pdfs/P-1955-C.pdf>>
- [9] AMERICAN BUREAU OF SHIPPING (ABS). **Guidance notes on Reliability-Centered Maintenance**. Houston. American Bureau of Shipping, 2004.
- [10] ANCONA, Dan; MCVEIGH, Jim. **Wind Turbine - Materials and Manufacturing Fact Sheet**. US Department of Energy, Princeton Energy Resources International, LLC, 2011.

- [11] ANDRAWUS, Jesse Agwandas. **Maintenance Optimization for Wind Turbines**, Tese (Doutor em Filosofia), The Robert Gordon University Aberdeen, Escócia, 2008.
- [12] ANEEL, **Parte I – Energia no Brasil e no Mundo Capítulo 2 Consumo**. 2008.
- [13] ARABIAN-HOSEYNABADI, H.; ORAEE, H.; TAVNER, P.J. **Failure modes and effects analysis (FMEA) for wind turbines**. Int. J. Electr. Power Energy Syst., 2010.
- [14] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5462: confiabilidade a manutenibilidade**. Rio de Janeiro, 1994.
- [15] AWS TRUPOWER Webinar: **Por que sua Usina Eólica está com baixo Desempenho? Causas, Consequências e possíveis Soluções**, 2016. Disponível em:
<<https://www.youtube.com/watch?v=nrtSaX0Vyks>>
- [16] BACK, Nelson; OGLIARI, André; DIAS, Acires; SILVA, Jonny Carlos da. **Projeto integrado de produtos: Planejamento, Concepção e Modelagem**. 1º ed. São Paulo: Editora Manole Ltda., 2008.
- [17] BI, Ran; QIANB, Kejun; ZHOU, Chengke; HEPBURN, Donald M.; RONG, Jin; **A survey of failures in wind turbine generator systems with focus on a wind farm in China**. International Journal of Smart Grid and Clean Energy, 2014
- [18] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of engineering system**. 2ª Ed., New York: Plenum Press, 1992.
- [19] BELLINI, Vadis. **Metodologia para análise dos modos de falhas aplicada à segurança de condicionadores de ar**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.
- [20] BERTSCHE, Bernd. **Reliability automotive and mechanical engineering**. Berlim. Springer, 2008.
- [21] BESNARD, Francois; FISCHER, Katharina; BERTLING, Lina. **A Limited-Scope Reliability-Centred Maintenance Analysis of Wind Turbines**, in EWEA 2011, Brussels, 2011.

- [22] BESNARD, Francois; FISCHER, Katharina; BERTLING, Lina. **Reliability-Centred Asset Maintenance — A step towards enhanced reliability, availability, and profitability of wind power plants**. IEEE Pes Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, 2010.
- [23] BESNARD, Francois; FISCHER, Katharina; BERTLING, Lina. **Reliability-Centered Maintenance for Wind Turbines Based on Statistical Analysis and Practical Experience**. IEEE Transactions On Energy Conversion, v. 27, n. 1, 2012.
- [24] Boletins Mensais de Acompanhamento Mensal da Geração das Usinas Eolielétricas com Programação e Despacho Centralizados pelo ONS. Disponível em:
<http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/>
- [25] BONA, Jéssica Ceolin de; ROMIO, Pedro Correia; DIAS, Acires. **Characterization of the technology used in wind turbines in the brazilian market**, International Journal of Latest Research in Science and Technology, v 5, n 2, 2016.
- [26] BONFIGLIOLI WIND, **700 TW PITCH DRIVE series**. Disponível em:
<http://www.docsbonfiglioli.com/pdf_documents/datasheet/wind/TR_DAT_700TW-PITCH-WN_STD_ENG-ITA_R00_0.pdf>
- [27] BONFIGLIOLI WIND, **700 TW YAW DRIVE series**. Disponível em:<http://www.docsbonfiglioli.com/pdf_documents/datasheet/wind/TR_DAT_700TW-YAW-WN_STD_ENG-ITA_R00_0.pdf>
- [28] **BP Statistical Review of World Energy June 2016**, 2016. Disponível em: <<http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>>
- [29] BURTON, Tony; SHARPE, David; JENKINS, Nick; BOSSANYI, Ervin. **Wind Energy Handbook**. Chichester, Inglaterra, John Wiley & Sons Ltd, 2011.
- [30] CARDOSO, Nuno Filipe Lima, **Metodologias de Avaliação do Desempenho de Parques Eólicos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica e Gestão Industrial). Universidade do Porto, Portugal, 2011.

- [31] CASTRO, Nivalde J. de; BRANDÃO, Roberto. **Problemas no cálculo das Garantias Físicas para os Leilões de Energia Nova**. Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ, 2009. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/04_TDS E11.pdf>
- [32] CIMENTO ITAMBÉ. Disponível em: <<http://www.cimentoitambe.com.br/home/>>
- [33] CONFEDERATION OF FIRE PROTECTION ASSOCIATIONS IN EUROPE (CFPA-E), **Wind Turbines Fire Protection – Guideline**, No. 22, Copenhagen, 2012.
- [34] CORRÊA, Rodrigo F. **Otimização de Periodicidade nos Planos de Manutenção Preventiva: Uma Modelagem Matemática**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.
- [35] CURTIS, Bill; KELLNER, Marc I.; OVER, Jim. **Process modeling**. Communications of ACM, v.35, n.9, 1992.
- [36] DAMAS, Leonardo. **Análise de Geração e Aplicação do Método MCP em Dois Parques Eólicos em Operação no Brasil**, Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.
- [37] DAS, M. K.; PANJA, S. C.; CHOWDHURY, S. **Expert-based FMEA of wind turbine system**. IEEE International Conference on Industrial Engineering And Engineering Management, 2011.
- [38] DIAS, Acires. **Metodologia para análise da confiabilidade em freios pneumáticos automotivos**. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, 1996.
- [39] DIAS, Acires **Notas de Aula – Confiabilidade e Manutenibilidade**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, UFSC. 2014.
- [40] DIAS, Acires; CALIL, Fernando Peres; RIGONI, Emerson; SAKURADA, Eduardo Yuji; OGLIARI, André; KAGUEIAMA, Heitor Azuma. **Metodologia para Análise de Risco: Mitigação de perda de SF6 em disjuntores**. Ed. Studio e Arte Visual. Florianópolis, SC. 2013.

- [41] DODD, C.W.; McCALLA, T. Jr; SMITH, J.G. **How to Protect a Wind Turbine from Lightning**. NASA CR-168229. Cleveland, National Aeronautics and Space Administration (NASA), 1983.
- [42] DSI MINING PRODUCTS
<<http://www.dsiminingproducts.com/dsi-australia-mining-rock-bolts-roof-bolts-resin-anchoring/projects/project-details/article/wind-farms-in-spain.html>>
- [43] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2014**, 2015.
- [44] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Considerações sobre as taxas de indisponibilidade para cálculo e recálculo de Garantia Física de Projetos Eólicos**. Rio de Janeiro, 2016
- [45] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), **Expansão da Geração Empreendimentos Eólicos - Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 2015.
- [46] ENERCON, **Enercon Product Overview – E-44, E-48, E-53, E-70, E-82 E2, E-82 E4, E-92, E-101, E-101 E2, E-115, E-126 EP4, E-126**. 2015. Disponível em:
<http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON_Produnkt_en_06_2015.pdf>
- [47] ENERCON, **Enercon wind energy converters – Technology & Service**, s.d. Disponível em:
<http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON_TuS_en_06_2015.pdf>
- [48] ENON, Laércio Nunes. **Sistematização do Processo de Atualização Tecnológica em Empresas de Geração Hidrelétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.
- [49] EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION (EWEA). **Wind Energy – The Facts**. Earthscan, Inglaterra, 2009.
- [50] FLESCHE, E. A. **Projeto de transmissão hidrostática para aerogeradores de eixo horizontal**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

- [51] FOX, M. S. **Issues in Enterprise Modelling**. Proceedings of the IEEE Conference on Systems, Man and Cybernetics, Le Touquet, France, 1993.
- [52] FUENTES, F. E. **Metodologia para inovação da gestão de manutenção industrial. Florianópolis**. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.
- [53] G1 RS, **Ventania derruba torre de energia eólica em Santana do Livramento, RS**. 2014. Disponível em: <<http://g1.globo.com/rs/rio-grande-do-sul/noticia/2014/12/ventania-derruba-torre-de-energia-eolica-em-santana-do-livramento-rs.html>>
- [54] GAMESA, **Gamesa G114 – 2.0 MW Data Sheet**, s.d. Disponível em: <<http://www.gamesacorp.com/recursos/noticias/2012-marzo-g114-20-mw-data-sheet-en.pdf>>
- [55] GAMESA, **GAMESA 2.0 – 2.5 Technological evolution**, 2014. Disponível em: <<http://www.gamesacorp.com/recursos/doc/productos-servicios/aerogeneradores/catalogo-g9x-20-mw-eng.pdf>>
- [56] GARRAD HASSAN, **Availability Trends Observed at Operational Wind Farms**, European Wind Energy Conference (EWEC), 2008.
- [57] GE POWER & WATER RENEWABLE ENERGY, **Introducing GE's 1.6 – 100**, 2011. Disponível em: <http://www.madisoncty.com/Windfall%20Farms/WWF_Madison_SEP_Tab_06.pdf>
- [58] GE POWER & WATER RENEWABLE ENERGY, **Introducing GE's 1.6 – 100 and 1.7 – 100**, 2013. Disponível em: <<http://www.niagarawind.com/wp-content/uploads/2012/03/GE-1.7-100-Brochure.pdf>>
- [59] GEOGRAPH, **Gearbox , Rotor Shaft and Disk Brake Assembly for Turbine No 11**. Disponível em: <<http://www.geograph.org.uk/photo/785216>>
- [60] GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC), **Global Wind Report Annual Market Update 2015**, 2016.
- [61] GOLDEMBERG, José. **Pesquisa e Desenvolvimento na Área de Energia**, São Paulo Perspec. Vol.14, No.3 São Paulo, 2000.

- [62] GOULART, C. P. **Proposta de um modelo de referência para o planejamento e controle da produção em empresas virtuais.** Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção), Universidade de São Paulo, São Carlos, 2000.
- [63] GRAY, C.S.; LANGMAYR, F.; HASELGRUBER, N.; WATSON, S.J. **A Practical Approach to the Use of SCADA Data for Optimized Wind Turbine Condition Based Maintenance**, EWEA Offshore Wind, Amsterdam 2011.
- [64] HAU, Erich. **Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics**, 2ª Edição, Springer, 2006.
- [65] Integration and Application Network (IAN) Image, 2011.
Disponível em: <<http://ian.umces.edu/imagelibrary/displayimage-6877.html>>
- [66] IGBA, Joel; ALEMZADEH, Kazem; ANYANWU-EBO, Ike; GIBBONS, Paul; FRIIS, John. **A Systems Approach Towards Reliability-Centred Maintenance (RCM) of Wind Turbines.** Procedia Computer Science, Elsevier BV, v. 16, 2013.
- [67] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION IEC **61025 - Fault tree analysis (FTA)**, Ed. 2, 2006.
- [68] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION IEC **61400-1, Wind turbines – Part 1: Design requirements**, 3ª Edição, Genebra, Suíça, 2005.
- [69] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION IEC **61400-12-1, Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines**, 1ª Edição, 2005.
- [70] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION IEC **61400-26-1 Technical Specification Wind Turbines - Part 26-1: Time based availability for wind turbines**, Ed. 1, 2011.
- [71] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION IEC **61400-26-2 Technical Specification Wind Turbines - Part 26-2: Production-based availability for wind turbines**, Ed. 1, 2014.
- [72] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION IEC **62305-1 Protection against lightning – Part 1: General principles**, 2006.

- [73] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION IEC **62305-2 Protection against lightning – Part 1: Risk management**, 2006.
- [74] KAHROBAEE, Salman; ASGARPOOR, Sohrab; **Risk-Based Failure Mode and Effect Analysis for Wind Turbines (RB-FMEA)**, Faculty Publications from the Department of Electrical Engineering, Paper 172, 2011.
- [75] KEEGAN, M. H.; NASH, D. H.; STACK, M. M. **On erosion issues associated with the leading edge of wind turbine blades**. Journal Of Physics D: Applied Physics, v. 46, n. 38, 2013.
- [76] KELLER, G.; TEUFEL, T. **SAP R/3: process oriented implementation**. London: Harlow, Addison-Wesley, 1998.
- [77] KOSOW, Irving L., **Máquinas Elétricas e Transformadores**, 4ª Edição, Editora Globo, Rio de Janeiro, 1982.
- [78] LEAL, Milton. **O&M: tropicalização das eólicas**. Agência CanalEnergia, São Paulo, 2012.
- [79] LEITE, Andréa P.; FALCÃO, Djalma M.; BORGES, Carmen L., **Modelagem de usinas eólicas para estudos de confiabilidade**. Sba Controle & Automação (SciELO), v. 17, n. 2, 2006.
- [80] LINCOLN, **Lubrication Solutions for the Wind Industry**, s.d. Disponível em:
<http://www.lincolnindustrial.com/Catalogs/Uploaded/Catalog_88/Wind_Energy.pdf>
- [81] LINSINGEN, Irlan Von. **Fundamentos de sistema hidráulicos**. 2ª Edição Revisada, Editora da UFSC, Florianópolis, 2003.
- [82] LIU, H.C.; LIU, L.; BIAN, Q.H.; LIN, Q.L.; DONG, N.; XU, P.C. **Failure mode and effects analysis using fuzzy evidential reasoning approach and grey theory**. Expert Syst. Appl., 2011.
- [83] MARQUEZ, Fausto Pedro García; PEREZ, Jesús María Pinar; MARUGAN, Alberto Pliego; PAPAELIAS, Mayorkinos; **Identification of critical components of wind turbines using FTA over the time**, Renewable Energy, 2015.
- [84] MENDONÇA, Virgílio. **Notas de Aula – Manutenção Industrial**. Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal da Paraíba, 2013.

- [85] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro Maio – 2016**, 2016.
- [86] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) **Brasil é 4º em produção de fontes renováveis de energia**, 2014. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2014/12/brasil-e-4o-em-producao-de-fontes-renovaveis-de-energia>>
- [87] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), **Portaria N° 101, de 22 de março de 2016**, 2016.
- [88] MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). **Acordo de Paris**, s.d. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>>
- [89] MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). **Agenda 21**, s.d. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/responsabilidade-socioambiental/agenda-21>>
- [90] MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). **Protocolo de Quioto**, s.d. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/protocolo-de-quioto>>
- [91] MOUBRAY, J. **Reliability Centered Maintenance**. New York: Editora Industrial Press, Revisão da 2ª Edição, 2001
- [92] NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION (NASA). **Reliability Centered Maintenance Guide for Facilities and Collateral Equipment**. Washington, 2000.
- [93] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL), **Wind Turbine Design Guideline DG03: Yaw and Pitch Rolling Bearing Life**, 2009.
- [94] NILSSON, Julia; BERTLING, Lina. **Maintenance Management of Wind Power Systems Using Condition Monitoring Systems— Life Cycle Cost Analysis for Two Case Studies**. IEEE Transactions On Energy Conversion, v. 22, n. 1, 2007.
- [95] NISSOLA, Franciela. **O que é usabilidade?** 2012. Disponível em: <<http://www.teclogica.com.br/blog/o-que-e-usabilidade/>>

- [96] NIVEDH, B. S., **Major failures in the Wind turbine componentes and the importance of periodic inspections**, UL INDIA PVT LTD, s.d.
- [97] NORTON, Robert L., **Projeto de Máquinas – Uma abordagem integrada**. 4ª Edição, bookman editora, 2013.
- [98] O'CONNOR, Patrick D.; KLEYNER, Andre. **Practical Reliability Engineering**, 5ª Edição, WILEY, Reino Unido, 2012.
- [99] OFFSHORE RELIABILITY DATA (OREDA). **Offshore Reliability Data Handbook**. Trondheim, 2002.
- [100] PEOJECT UPWIND, **Concept report on generator topologies, mechanical and electromagnetic optimization**, 2007. Disponível em:
<http://s3.amazonaws.com/zanran_storage/www.upwind.eu/Content/Pages/2473776861.pdf >
- [101] PRESHER, Al. **Wind Turbines – Bigger and better**. 2010. Disponível em:
<http://www.designnews.com/document.asp?doc_id=228991>
- [102] RAUSAND, M. **Reliability Centered Maintenance**. Reliability Engineering and System Safety, vol. 60, pp. 121-132, 1998.
- [103] REN21 – RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY, **RENEWABLES 2016 GLOBAL STATUS REPORT 2016**. Disponível em:
<http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report_REN21.pdf >
- [104] REXROTH - Drive and Control Technology for Wind Turbines. Disponível em:
<<https://www.youtube.com/watch?v=W7ZHB9VS2b8>>
- [105] REXROTH, **Hydraulic Control Technology for Wind Turbine Generators**, s.d. Disponível em:
<https://www.boschrexroth.com/country_units/europe/norway/images/Hydr.pdf>
- [106] RIBRANT, Johan. **Reliability performance and maintenance – A survey of failures in wind power systems**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), KTH School of Electrical Engineering, Suécia, 2006.

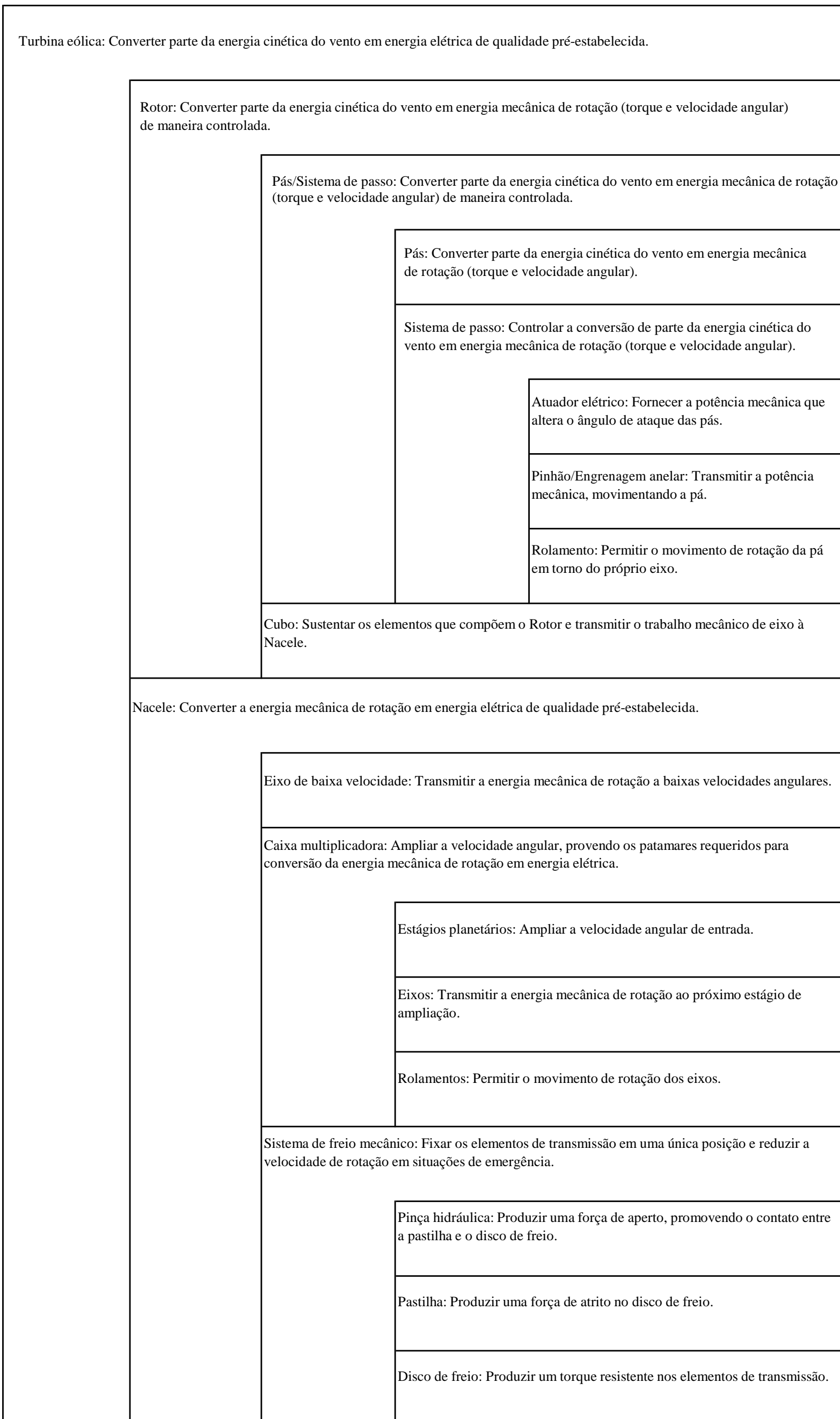
- [107] RISØ NATIONAL LABORATORY, Wind Energy Department, **Guidelines for Design of Wind Turbines**, 2ª Edição, Jydsk Centraltrykkeri, Dinamarca, 2002.
- [108] ROMIO, Pedro Correia; DIAS, Acires. **Modelo para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas**, Brazil Wind Power 2016 Conference & Exhibition, 2016.
- [109] SELVIK, J. T.; AVEN, T. **A framework for reliability and risk centered maintenance**, Reliability Engineering and System Safety, vol. 96, 2011.
- [110] SHAFIEE, Mahmood; DINMOHAMMADI, Fateme; **An FMEA-Based Risk Assessment Approach for Wind Turbine Systems: A Comparative Study of Onshore and Offshore**, Energies, v. 7, n. 2, 2014.
- [111] SHIGLEY, Joseph E.; MISCHKE, Charles R.; BUDYNAS, Richard G. **Projeto de Engenharia Mecânica**, 7ª Edição, bookman editora, 2005.
- [112] SIEMENS, **The new productivity benchmark – Siemens SWT 2.3 – 108**, 2011. Disponível em:
<http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/wind%20turbines/Siemens%20Wind%20Turbine%20SWT-2.3-108_EN.pdf>
- [113] SIEMENS, **The new standard for moderate wind conditions – Siemens SWT 2.3 – 101**, 2012. Disponível em:
<http://www.energy.siemens.com/co/pool/hq/power-generation/wind-power/SWT-2%203-101_brochure_EN_022012.pdf>
- [114] SIGEL EOL (Sistema de Informação Geográfica de Usinas Eólicas). Disponível em: <<http://sigel.aneel.gov.br/eol/sigel.html>>
- [115] SKF, **Grease lubrication**, s.d. Disponível em:
<<http://www.skf.com/ph/products/bearings-units-housings/roller-bearings/principles/lubrication/grease-lubrication/index.html>>
- [116] SOCIETY OF AUTOMOTIVE ENGINEERS SAE - **J1739, Potential Failure Mode and Effects Analysis in Design (Design FMEA), Potential Failure Mode and Effects Analysis in Manufacturing and Assembly Processes (Process FMEA), and**

- Potential Failure Mode and Effects Analysis for Machinery (Machinery FMEA)**. Warrendale, Pennsylvania. SAE, 2000.
- [117] SOCIETY OF AUTOMOTIVE ENGINEERS SAE - **JA1011. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes**. Warrendale, Pennsylvania. SAE, 1999.
- [118] SPINATO, F.; TAVNER, P. J.; BUSSEL, G. J. W. VAN. **Reliability of wind turbine subassemblies**. Iet Renew. Power Gener., v. 3, n. 4, 2009.
- [119] STAMATIS, D. H., **Failure Mode and Effect Analysis - FMEA from Theory to Execution**, 2ª Edição, ASQ Quality Press Milwaukee, Wisconsin, 2003.
- [120] STENBERG, A.; HOLTINEN, H., **Analysing failure statistics of wind turbines in Finland**, Espoo, Finland: VTT, Technical Research Centre of Finland, 2010
- [121] SUZLON, **2.1 MW Plataform S97|S111**, s.d. Disponível em: <http://www.suzlon.com/pdf/media_kit/S97-S111_ProductBrochure.pdf>
- [122] SUZLON, **S88 – 2.1MW Technical Overview**, s.d. Disponível em: <<http://www.suzlon.com/pdf/product/Suzlon-S88-2.1MW-product-brochure.pdf>>
- [123] SUZLON, **S95 – 2.1 MW Wind Turbine Generator Technical Specification**, 2012. Disponível em: <http://environment.govmu.org/English/eia/Documents/Reports/suzlon_windfarm/annex8.pdf>
- [124] TAPIA Arantxa; TAPIA Gerardo; OSTOLAZA, J. Xabier; SÁENZ, José Ramón. **Modeling and Control of a Wind Turbine Driven Doubly Fed Induction Generator**, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 18, No. 2, 2003.
- [125] TAVNER, Peter. **Offshore Wind Turbines – Reliability, availability and maintenance**. IET Renewable Energy Series 13, The Institution of Engineering and Technology, Londres, 2012.
- [126] VERMA, Anoop Prakash. **Performance monitoring of wind turbines: a data-mining approach**. Tese (Doutor em Filosofica), University of Iowa, Estados Unidos, 2012.

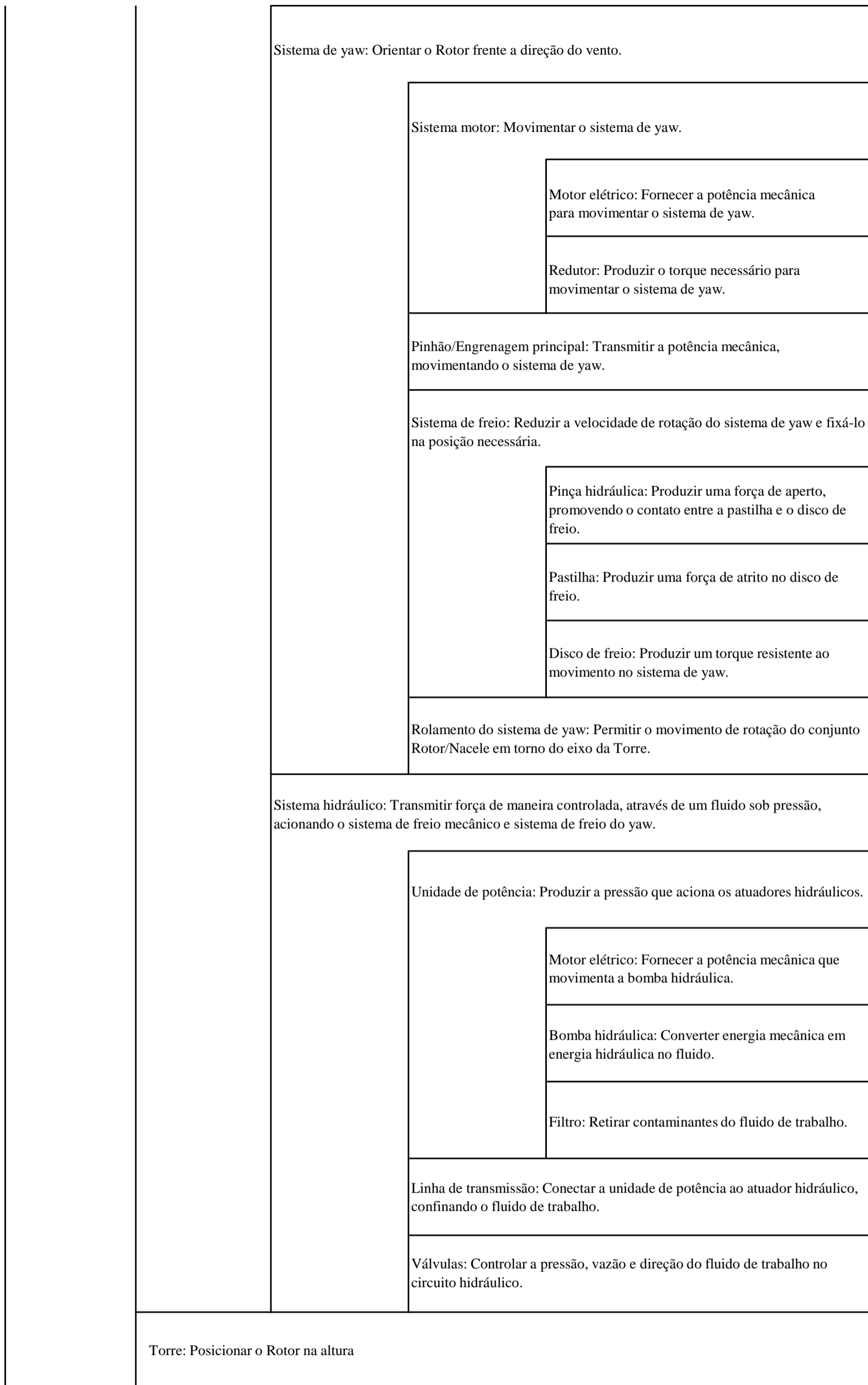
- [127] VERNADAT, F. B. **Enterprise modeling and integration: principles and application**. London: Chapman & Hall, 1996.
- [128] VESTAS, **V90 – 1.8/2.0 MW Brochure**, s.d. Disponível em: <<http://www.niko-brno.cz/files/V90-20.pdf>>
- [129] VESTAS, **V100 – 1.8 MW Brochure**, s.d. Disponível em: <<http://www.niko-brno.cz/files/V100-18.pdf>>
- [130] VESTAS, **V112 – 3.0 MW V126 3 MW Onshore Brochure**, s.d. Disponível em: <<http://www.niko-brno.cz/files/V126-30.pdf>>
- [131] VESTAS, **General Specification V82 – 1.65 MW MK II NM82/1650 Vers. 2**, 2005. Disponível em: <<http://mn.gov/commerce/energyfacilities/documents/18884/General%20Specifications%20V82-1.65%20MW%20MK%20II.pdf>>
- [132] VESTAS, **General Specification V90 – 1.8 MW 60 Hz VCSS**, 2010. Disponível em: <https://www.capitalpower.com/community/consultationengagement/Documents/PDN/06_Wind%20Turbine%20Specifications%20Report/WTSR_App.A_Vestas.General.Specification.Brochure/PDN-WTSR_A_Vestas.General.Spec.Brochure.pdf>
- [133] VESTAS, **General Specification V90 – 3MW**, 2004. Disponível em: <http://www.gov.pe.ca/photos/sites/envengfor/file/950010R1_V90-GeneralSpecification.pdf>
- [134] WAEYENBERGH, Geert; PINTELON, Liliane. **A framework for maintenance concept development**, International Journal of Production Economics, 2001.
- [135] WEG, **Aerogeradores AGW 110 / 2.1**, 2015. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-aerogeradores-agw-110-2.1-50030583-catalogo-portugues-br.pdf>>
- [136] WEIKU, **Main shaft of wind turbine**. Disponível em: <http://www.weiku.com/products/9615854/Jinlei_Main_shaft_of_wind_turbine.html>
- [137] WIND ENERGY UPDATE, **Wind Power in Canda Part 1 – Wind Turbine Blades, Gearboxes and Generators**, 2014. Disponível em: <<http://www.caithnesswindfarms.co.uk/blades.pdf>>

- [138] YANG, Zhi-Ling; WANG, Bin; DONG, Xing-Hui; LIU, Hao; **Expert System of Fault Diagnosis for Gear Box in Wind Turbine**, Systems Engineering Procedia, 2012.
- [139] YANG, Wenxian; JIANG, Jiesheng. **Wind turbine condition monitoring and reliability analysis by SCADA information**. Second International Conference On Mechanic Automation and Control Engineering, 2011.
- [140] ZHANG, Xu; SUNA, Liping; SUNA, Hai; GUOA, Qiang; BAIC, Xu. **Floating offshore wind turbine reliability analysis based on system grading and dynamic FTA**. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Elsevier BV, 2016.
- [141] ZHOU, Anmei; YU, Dejie; ZHANG, Wenyi; **A research on intelligent fault diagnosis of wind turbines based on ontology and FMECA**, Advanced Engineering Informatics, 2014.

APÊNDICE A – ANÁLISE FUNCIONAL DA TURBINA EÓLICA




Gerador elétrico: Converter a energia mecânica de rotação (torque e velocidade angular) em energia elétrica.	
	Estator: Gerar um campo magnético girante na frequência da rede.
	Rotor: Gerar um campo magnético que rotaciona a velocidades superiores a do campo girante do estator.
	Barras condutoras: Gerar o campo magnético.
	Eixo motor: Transmitir a energia mecânica de rotação (torque e velocidade angular) às barras condutoras.
	Rolamento: Permitir o movimento de rotação do conjunto de barras condutora sem torno do próprio eixo.
Escovas: Transmitir energia elétrica entre as partes móveis e partes fixas.	
Sistema elétrico: Adequar e transmitir a energia elétrica produzida.	
	Conversor de frequência: Converter a frequência da tensão elétrica gerada para a frequência requerida pela rede.
	Transformador: Elevar a tensão elétrica gerada para o nível requerido pela rede.
	Cabos: Transmitir a energia elétrica gerada para a rede.
Sensores: Monitorar os subsistemas e componentes que compõem a turbina eólica, fornecendo informações sobre seu estado e as condições do entorno.	
	Anemômetro: Medir a velocidade do vento.
	Wind vane: Medir a direção do vento.
	Termômetro: Medir a temperatura de operação dos componentes.
	Acelerômetro: Medir o nível de vibração dos componentes.
	Extensômetro: Medir o nível de deformação das pás e torre.
	Medidor de potência: Medir a potência gerada na saída do gerador elétrico.
Sistema de controle: Supervisionar e coordenar o conjunto de ações que colocam a turbina em operação.	



APÊNDICE B– DOCUMENTOS DE SAÍDA DAS FASES

APÊNDICE B1 – DOCUMENTO DE AUTORIZAÇÃO DE INÍCIO DO PROJETO

		Núcleo de Desenvolvimento Integrado de Produtos Universidade Federal de Santa Catarina	
Documento de Autorização de Início do Projeto			
Responsável:			
Data Início:		Data Final:	
Parque Eólico:		ID Projeto:	

1.1 Tempos de Operação e Não-Operação de acordo com o Modelo de Informação												
Identificação da Turbina	IAOGFP	IAOGPP	IAONGTS	IAONGEN	IAONGRS	IAONGEL	IANOSM	IANOPCA	IANOFO	IANOS	IAFM	IU
Turbina 1												
Turbina 2												
...												
Turbina n												

1.2 Disponibilidade Operacional e Disponibilidade Técnica		
Identificação da Turbina	Disponibilidade Operacional	Disponibilidade Técnica
Turbina 1		
Turbina 2		
...		
Turbina n		

1.3 Análise dos Valores Contratados e Cláusulas de Contrato para Disponibilidade
Tarefa 1.3.1

1.4 Comparação das Disponibilidades do Parque		
Disponibilidade Operacional	Disponibilidade Técnica	Disponibilidade Contrato
Tarefa 1.3.2		

1.5 Indisponibilidade Programada e Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada		
Identificação da Turbina	IP	TEIF
Turbina 1		
Turbina 2		
...		
Turbina n		
Média		

Tarefa 1.4.1

1.6 Análise dos Valores Contratados e Cláusulas de Contrato para Garantia Física

Tarefa 1.5.1

1.7 Análise dos Valores de Garantia Física		
GF Verificada	GF Projetada	GF Vendida

Tarefa 1.5.2

1.8 Conclusões

Tarefa 1.6.1

APÊNDICE B2 – PLANO DE PROJETO

		Núcleo de Desenvolvimento Integrado de Produtos Universidade Federal de Santa Catarina	
Plano de Projeto			
Responsável:			
Data Início:		Data Final:	
Parque Eólico:		ID Projeto:	

2.1 Requisitos do(s) Proprietário(s) x Requisitos de Projeto	
Requisitos do(s) Proprietário(s)	Requisitos de Projeto
<i>Tarefa 2.1.1</i>	<i>Tarefa 2.1.2</i>

2.2 Justificativas, Objetivos, Metodologia e Critérios
2.2.1 Justificativas
<i>Tarefa 2.1.3</i>
2.2.2 Objetivos
<i>Tarefa 2.1.3</i>
2.2.3 Metodologia
<i>Tarefa 2.1.3</i>
2.2.4 Critérios
<i>Tarefa 2.1.3</i>

2.3 Estrutura de Desdobramento do Trabalho (EDT)

Tarefa 2.1.4

2.4 Cronograma de Atividades (Gráfico de Gantt)

Tarefa 2.2.1

2.5 Fluxo de Caixa do Projeto

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
Item 1													
Item 2													
...													
Item n													
Total													

Tarefa 2.2.1

2.6 Responsáveis

Nome	Cargo	Função

Tarefa 2.3.1

2.7 Mecanismos de Controle

Tarefa 2.3.1

APÊNDICE B3 – IDENTIFICAÇÃO DOS SUBSISTEMAS CRÍTICOS

	Núcleo de Desenvolvimento Integrado de Produtos Universidade Federal de Santa Catarina		
	Identificação dos Subsistemas Críticos		
Responsável:			
Data Início:		Data Final:	
Parque Eólico:		ID Projeto:	

3.1 Resumo Relatórios de O&M					
Identificação da Turbina	Nº de Relatórios	Data do Primeiro Relatório	Data do Último Relatório	Dados Faltantes	Inconformidades
Turbina 1					
Turbina 2					
...					
Turbina n					

3.2 Detalhamento Relatórios de O&M							
Identificação da Turbina	Tipo Relatório	Subsistema	Data Início	Data Fim	Tempo de Reparo	Atividade	Causa
Turbina 1							
...							
Turbina 2							
...							
Turbina n							

3.3 Mean Time To Failure e Mean Time To Repair		
Subsistemas/Componentes	MTTF	MTTR
Pás/Sistema de Passo		
Cubo		
Eixo de Baixa		
Gerador		
Sistema Elétrico		
Sistema de Controle		
Sensores		
Caixa Multiplicadora		
Freio Mecânico		
Sistema Hidráulico		
Sistema de Yaw		
Torre		
Outros		

3.4 Curvas de Confiabilidade e Manutenibilidade			
Subsistemas/ Componentes	Confiabilidade	Manutenibilidade	Disponibilidade
Pá/Sistema de Passo			
Cubo			
Eixo de Baixa			
Gerador			
Sistema Elétrico			

Sistema de Controle			
Sensores		Tarefa 3.4.1	
Caixa Multiplicadora		Tarefa 3.4.1	
Freio Mecânico			
Sistema Hidráulico		Tarefa 3.4.1	
Sistema de Yaw		Tarefa 3.4.1	


Torre			
Outros	<i>Tarefa 3.4.1</i>		

3.5 Estado da Arte	
Fonte	Comentário
	<i>Tarefa 3.5.1</i>
Análise dos subsistemas frente ao Estado da Arte	
<i>Tarefa 3.5.2</i>	

3.6 Experiências Similares	
<i>Tarefa 3.6.1</i>	
Análise dos subsistemas frente às Experiências Similares	
<i>Tarefa 3.6.2</i>	

3.7 Avaliação dos Subsistemas		
Frequência de Falha		Tempo de Reparo
<i>Tarefa 3.7.1</i>		<i>Tarefa 3.7.2</i>
Identificar os subsistemas críticos: Frequência de Falha e Tempo para Reparo		
Subsistemas/Componentes	Frequência de Falha	Tempo de Reparo
Pás/Sistema de Passo		
Cubo		
Eixo de Baixa		
Gerador		
Sistema Elétrico		
Sistema de Controle		
Sensores		
Caixa Multiplicadora		
Freio Mecânico		
Sistema Hidráulico		
Sistema de Yaw		
Torre		
Outros		
Comentários		
<i>Tarefa 3.7.3</i>		

APÊNDICE B4 – CARACTERIZAÇÃO DA FALHA/MANUTENÇÃO

		Núcleo de Desenvolvimento Integrado de Produtos Universidade Federal de Santa Catarina	
Caracterização da Falha/Manutenção			
Responsável:			
Data Início:		Data Final:	
Parque Eólico:		ID Projeto:	

4.1 Análise Funcional			
Subsistema/Componente	Responsável	Data	Anexo

4.2 Registro das Técnicas de Análise		
Técnica	Caracterização da Falha	Caracterização da Manutenção
FMEA		
FTA		
CNEA		

4.3 Caracterização da Falha			
Subsistema/Componente	Responsável	Data	Anexo

4.4 Caracterização da Manutenção			
Atividade de Manutenção	Responsável	Data	Anexo

4.5 Análise das Causas e Relações Causais
<i>Tarefa 4.4.1</i>

4.6 Causas Indicadas
<i>Tarefa 4.4.2</i>

APÊNDICE B5 – RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS PARA MANUTENÇÃO

		Núcleo de Desenvolvimento Integrado de Produtos Universidade Federal de Santa Catarina	
Recomendações Técnicas para Manutenção			
Responsável:			
Data Início:		Data Final:	
Parque Eólico:		ID Projeto:	


5.1 Estudo de Soluções	
Artigos Científicos, Patentes, Relatório de Fabricantes, Catálogos por soluções às causas identificadas	
Fonte	Comentário
<i>Tarefa 5.1.1</i>	
Experiências Similares	
<i>Tarefa 5.1.2</i>	
Outros Setores da Engenharia	
<i>Tarefa 5.1.3</i>	
Consulta à Especialistas	
<i>Tarefa 5.1.4</i>	

5.2 Registro das Recomendações			
Item	Recomendação Técnica para Manutenção	Justificativas	Objetivos
<i>Tarefa 5.2.1</i>			

5.3 Procedimentos, Recomendações e Ações			
Tipo do Documento	Responsável	Data	Anexo

Tarefa 5.2.1


APÊNDICE B6 – PLANO DE IMPLEMENTAÇÃO DO PROJETO

	<p>Núcleo de Desenvolvimento Integrado de Produtos Universidade Federal de Santa Catarina</p>		
Plano de Implementação do Projeto			
Responsável:			
Data Início:		Data Final:	
Parque Eólico:		ID Projeto:	

6.1 Estrutura de Desdobramento do Trabalho (EDT)
<i>Tarefa 6.1.1</i>

6.2 Cronograma de Atividades (Gráfico de Gantt)
<i>Tarefa 6.2.1</i>
Registro das Alterações no Cronograma de Implementação
<i>Tarefa 6.2.1</i>

APÊNDICE B7 – PROCEDIMENTOS IMPLEMENTADOS

	<p>Núcleo de Desenvolvimento Integrado de Produtos Universidade Federal de Santa Catarina</p>		
Procedimentos Implementados			
Responsável:			
Data Início:		Data Final:	
Parque Eólico:		ID Projeto:	

7.1 "As Built"

Tarefa 6.3.2

7.2 Documentos do Controle

Documento	Responsável	Data	Anexo

Tarefa 6.3.2


APÊNDICE B8 – PLANO DE COMISSONAMENTO

	<p>Núcleo de Desenvolvimento Integrado de Produtos Universidade Federal de Santa Catarina</p>		
Plano de Comissionamento			
Responsável:			
Data Início:		Data Final:	
Parque Eólico:		ID Projeto:	

8.1 Estrutura de Desdobramento do Trabalho (EDT)
<i>Tarefa 7.1.1</i>

8.2 Cronograma de Atividades (Gráfico de Gantt)
<i>Tarefa 7.2.1</i>
Registro das Alterações no Cronograma de Comissionamento
<i>Tarefa 7.2.1</i>

APÊNDICE B9 – CONFORMIDADES/ACEITAÇÃO DO PROJETO

		Núcleo de Desenvolvimento Integrado de Produtos Universidade Federal de Santa Catarina	
Conformidades/Aceitação do Projeto			
Responsável:			
Data Início:		Data Final:	
Parque Eólico:		ID Projeto:	

9.1 Documentos do Controle			
Documento	Responsável	Data	Anexo

Tarefa 7.3.1

9.2 Análise dos Resultados
<p style="text-align: center;"><i>Tarefa 7.3.2</i></p>

9.3 Recomendações
<p style="text-align: center;"><i>Tarefa 7.3.3</i></p>

9.4 Aceitação			
Responsável:		Data:	
<p style="text-align: center;"><i>Tarefa 7.4.1</i></p>			

APÊNDICE C– CATÁLOGO DE RECOMENDAÇÕES

Sistema/ Componentes	Causas	Conhecimento	Recomendação
Pá/ Sistema de Passo	Descarga Atmosférica	Em locais cuja incidência de raios é muito elevada, principalmente as pás, estão sujeitas a danos por descargas atmosféricas. O sistema de aterramento deve receber uma atenção especial, verificando-se todo o conjunto de proteção. Referências importantes neste tema são: IEC 62305-1, IEC 62305-2 e NASA CR-168229.	Desenvolver um plano de manutenção preventiva periódica que contemple inspecionar os dispositivos de proteção contra descargas atmosféricas, principalmente os situados nas pontas das pás. Tratam-se de “parafusos” localizados nas extremidades que tem a função de receber a descarga e conduzi-la para os cabos de aterramento. Garantir que estes dispositivos receptores estejam sempre limpos, haja vista que os óxidos formados tendem a ser isolantes, e que não tenham sido danificados. Desenvolver planos de manutenção corretiva para substituir as pás atingidas ou realizar reparo local, conforme a dimensão do dano.
	Separação da junta Pá/Cubo	A união Pá/Cubo é feita, geralmente, por juntas parafusadas. Os carregamentos impostos à pá podem levar a ruptura destes parafusos pelo efeito de fadiga ou sobrecarga. Os níveis de turbulência e carregamentos no site são fatores que afetam diretamente os níveis de vibração e os esforços das pás. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excedem os valores estabelecidos pelo fabricante, os níveis de vibração são um fator chave para a sobrevivência destes componentes e o sistema de monitoramento indispensável. O processo de corrosão é outro agente que pode levar à ruptura dos parafusos. É possível que tenha ocorrido um erro humano durante a montagem dos aerogeradores, a fixação inadequada pode levar à separação da junção Pá/Cubo.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração por meio de sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão corretamente instalados e nas posições mais adequadas. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto. No caso de corrosão, avaliar se é necessário escolher parafusos inoxidáveis ou aplicar revestimentos de proteção para mitigar ou minimizar o problema. Implementar planos de inspeção da junta durante a manutenção preventiva.
	Trincas	Durante o processo de fabricação, podem surgir micro trincas na matriz e na resina que compõem a pá. Estas são imperceptíveis e, quando submetidas aos carregamentos ou esforços de fadiga, propagam-se dando origem às trincas. É dever do fabricante estabelecer um controle de qualidade e realizar testes de forma a minimizar este problema. Trincas também podem se originar de colisões durante o transporte da pá ao site, colisões com pássaros, morcegos ou fragmentos carregados pelo vento durante a operação, ou ainda pela fratura interlaminar (delaminação) que acontece em compósitos quando suas camadas começam a se separar por falhas no processo de fabricação ou impactos. Indicativos da ocorrência da trinca podem ser conseguidos pelo nível de vibração, através dos extensômetros instalados nas pás, inspeção visual e, mais recentemente, por instrumentos de inspeção que utilizam radiografia, ultrassom ou infravermelho.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de vibração e deformação, por meio do sistema de monitoramento. Implementar planos de inspeção das pás para trincas, utilizando recurso visual ou instrumentos de inspeção (radiografia, ultrassom ou infravermelho), quanto antes forem detectadas, maiores as chances de os reparos serem locais e feitos com a pá fixada ao aerogerador. Verificar se o desligamento das máquinas durante os períodos de migração das aves que cruzam o parque está sendo realizado, lembrando que este é um requisito ambiental que deve ser seguido e cujo descumprimento pode acarretar em multas. Garantir a sinalização das pás, que tem a função de facilitar a identificação do obstáculo pelas aves. As intempéries tendem a apagar estas sinalizações, que devem ser sempre mantidas visíveis.
	Ruptura	A ruptura da pá é um dos eventos mais catastróficos em uma turbina eólica. O processo de rompimento total pode produzir danos ao ambiente e às turbinas nas proximidades. Os motivos pelos quais ocorrem a ruptura são variados e estão ligados à erros no processo de fabricação ou no projeto, a níveis excessivos de vento e turbulência, erro do Sistema de Passo ao posicionar a pá, erros do Sistema de Yaw ao posicionar o rotor, montagem inadequada da pá, erosão e trincas nos pontos de união das cascas que formam a pá, entre vários outros.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de vibração e deformação, por meio do sistema de monitoramento. Implementar planos de inspeção das pás para trincas, utilizando recurso visual ou instrumentos de inspeção (radiografia, ultrassom ou infravermelho), quanto antes forem detectadas, maiores as chances de os reparos serem locais e feitos com a pá fixada ao aerogerador. Implementar planos de inspeção e monitoramento do Sistema de Passo e Sistema de Yaw, que devem posicionar a pá em relação ao vento de maneira apropriada. Muitas vezes o problema não está na pá, mas sim nestes sistemas.
	Erosão do bordo de ataque da pá	O bordo de ataque é a porção da pá que primeiro entra em contato com o vento. Toda turbina está sujeita ao mecanismo de erosão da pá, sendo mais intenso nos locais com poeira ou partículas abrasivas no ar. Muitos fabricantes não fornecem as pás com sistemas de proteção para o bordo, sendo assim, estas pás, ao fim do período de garantia, ou ainda dentro deste período começam a apresentar sinais de erosão, principalmente nas pontas. Entre os efeitos diretos deste modo de falha está a vibração, que produz efeitos indiretos sobre a estrutura, rolamentos, engrenagens, etc., e a redução da produção de energia da turbina.	Verificar se o fabricante incorporou sistema de proteção de bordo. Implementar planos de inspeção para a erosão. Atuar sobre a causa da erosão do bordo já nos períodos iniciais e fazer o reparo <i>in loco</i> . Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Desenvolver planos para mitigar as causas de erosão por meio de soluções como fitas de proteção e pinturas com revestimento que protegem especificamente esta porção da pá. Efetuar a limpeza da pá, para retirada de materiais abrasivos que por ventura se depositam na sua superfície.
Pá/ Sistema de Passo	Ângulo da pá errado	O posicionamento da pá frente à velocidade do vento é um elemento chave tanto no controle da potência gerada, quanto como mecanismo de segurança. O posicionamento angular errado de uma única pá pode produzir esforços e vibrações catastróficos, gerando, em alguns casos, um desbalanceamento do rotor tão acentuado que pode levar a colisão das pás contra a própria torre. Ao primeiro sinal de problema, o sistema de <i>backup</i> leva todas as pás para posição de embarcamento e interrompe o processo de geração. Quando o problema aparece isolado em uma única pá, este pode estar relacionado especificamente a este sensor angular. No entanto, quando as três pás mostram uma inadequação de posicionamento é mais provável que o problema esteja relacionado ao sensor que mede a potência de saída do gerador ou com o controlador. Os níveis de vibração elevados serão o primeiro efeito observado.	Implementar testes de conformidade dos sensores de posicionamento angular da pá. Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de vibração, velocidade do vento e potência gerada (uma divergência acentuada entre os três índices será observada nos casos mais problemáticos), por meio do sistema de monitoramento. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem trocas periódicas dos sensores. Selecionar sensores resistentes às intempéries as quais estão expostos.

Sistema/ Componentes	Causas	Conhecimento	Recomendação
Pá/ Sistema de Passo	Travamento do sistema de passo	Com o travamento do sistema de passo, o posicionamento da pá frente à velocidade do vento fica comprometido. Neste caso, tanto o controle da potência gerada, quanto a segurança da turbina são afetados. Considerando-se um sistema de passo elétrico, o problema pode ter origem no motor elétrico ou no par de engrenagem. Lubrificação inadequada, corrosão, desgaste abrasivo, trincas, fratura por fadiga ou carregamento excessivo das engrenagens são alguns dos exemplos que podem levar ao travamento do sistema de passo. Ao primeiro sinal de problemas, o sistema de <i>backup</i> leva todas as pás para posição de embarcamento e interrompe o processo de geração.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Implementar planos de inspeção durante a manutenção preventiva para avaliar as condições de funcionamento do sistema de passo e estado físico de seus componentes. Manter a lubrificação do par de engrenagens sempre nas condições recomendadas, se o problema persiste, substituir a graxa tradicional por lubrificantes com Teflon em sua composição, o que pode trazer um resultado considerável na vida útil do par de engrenagens. Os lubrificantes com teflon são recomendados às engrenagens que operam expostas e têm as vantagens de serem mais aderentes, mais resistentes à água e apresentarem proteção adicional contra corrosão. Por outro lado, os preços podem chegar a cinco vezes o valor das graxas tradicionais.
	Desgaste dos rolamentos	O desgaste dos rolamentos é um processo natural do uso, mas que pode ser acelerado pela corrosão, abrasividade, lubrificação inapropriada ou esforços acima dos de projeto. O desdobramento deste problema pode levar à deformação do rolamento ou ao aparecimento de fraturas nas pistas e esferas. Particularmente para este problema, a avaliação dos níveis de vibração é muito eficaz. A lubrificação nestes rolamentos é feita com graxa e deve ser mantida em dia para um bom funcionamento.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Posicionar os sensores adequadamente. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem lubrificação periódica. A SKF recomenda que em aplicações onde os rolamentos operam em velocidades muito baixas e uma boa proteção contra contaminação e corrosão for necessária, deve-se preencher até 90% do mancal com graxa.
Cubo do Rotor	Separação da junta Cubo/Eixo	A união Cubo/Eixo é feita, geralmente, por meio de parafusos conectados ao flange do eixo. Os carregamentos impostos à turbina podem levar a ruptura destes parafusos pelo efeito de fadiga ou sobrecarga, isto pode ser mais pronunciado em sites com valores de carregamento e turbulência mais elevados. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excedem os valores estabelecidos pelo fabricante, os níveis de vibração são um fator chave para a sobrevivência destes componentes e o sistema de monitoramento indispensáveis. O processo de corrosão é outro agente que pode levar à ruptura dos parafusos. É possível que tenha ocorrido um erro humano durante a montagem dos aerogeradores, a fixação inadequada pode levar à separação da junção Cubo/Eixo.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Certificar-se de que os sensores estão corretamente instalados e nas posições mais adequadas. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto. No caso de corrosão, avaliar se é necessário escolher parafusos inoxidáveis ou aplicar revestimentos de proteção para mitigar ou minimizar o problema. Implementar planos de inspeção da junta durante a manutenção preventiva.
	Trincas	O cubo é feito, geralmente, em ferro fundido e em uma única peça. Durante o processo de fabricação, podem surgir micro trincas, imperceptíveis, que quando submetidas aos carregamentos ou esforços de fadiga, propagam-se dando origem às trincas. É dever do fabricante estabelecer um controle de qualidade e realizar testes de forma a minimizar este problema.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Implementar planos de inspeção do cubo para trincas, utilizando recurso visual ou instrumentos de inspeção (radiografia, ultrassom ou infravermelho), uma vez constatado o problema, obrigatoriamente deve ocorrer a substituição do componente, tentar medidas paliativas como solda, não resolvem o problema e podem comprometer os componentes e sistemas que o seguem, é fundamental que o cubo seja uma peça, sem interfaces.
Eixo de Baixa	Separação da junta Eixo/Caixa Multiplicadora	A união Eixo de Baixa/Caixa Multiplicadora é feita, geralmente, por meio de parafusos conectados ao disco de contração. Os carregamentos impostos à turbina podem levar a ruptura destes parafusos pelo efeito de fadiga ou sobrecarga, isto pode ser mais pronunciado em sites com valores de carregamento e turbulência mais elevados. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excedem os valores estabelecidos pelo fabricante, os níveis de vibração são um fator chave para a sobrevivência destes componentes e os sistemas de monitoramento indispensáveis. O processo de corrosão é outro agente que pode levar à ruptura dos parafusos. É possível que tenha ocorrido um erro humano durante a montagem dos aerogeradores, a fixação inadequada pode levar à separação da junção Eixo de Baixa/Caixa Multiplicadora.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração por meio de sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão corretamente instalados e nas posições mais adequadas. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto. No caso de corrosão, avaliar se é necessário escolher parafusos inoxidáveis ou aplicar revestimentos de proteção para mitigar ou minimizar o problema. Implementar planos de inspeção da junta durante a manutenção preventiva.
	Trincas	Fabricado em aço de baixo carbono, este componente pode ser usinado ou forjado, sendo esta última abordagem a mais comum. Durante o processo de fabricação, podem surgir micro trincas imperceptíveis que, quando submetidas aos carregamentos ou esforços de fadiga, propagam-se dando origem às trincas. É dever do fabricante estabelecer um controle de qualidade e realizar testes de forma a minimizar este problema.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio de sistema de monitoramento. Implementar planos de inspeção de trincas no eixo durante as atividades de manutenção preventiva. Uma vez constatado o problema, obrigatoriamente, deve ocorrer a substituição do componente. Medidas paliativas, como solda, não resolvem o problema e podem produzir o desbalanceamento do eixo.
	Deformação	Podem ocorrer situações que levam à deformação plástica do Eixo de Baixa. Entre os motivos estão: erros no processo de fabricação ou no projeto, níveis excessivos de carregamento e turbulência, erro do Sistema de Passo ao posicionar a pá, erros de posicionamento do Sistema de Yaw, fixação inadequada do eixo, entre outros. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excedem os valores estabelecidos pelo fabricante, os níveis de vibração e deformação são um fator chave para a sobrevivência destes componentes e o sistema de monitoramento indispensável.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração e deformação, por meio do sistema de monitoramento. Implementar planos de inspeção e monitoramento do Sistema de Passo e Sistema de Yaw, que devem posicionar o rotor em relação ao vento de maneira apropriada, reduzindo os carregamentos. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto.

Sistema/ Componentes	Causas	Conhecimento	Recomendação
Eixo de Baixa	Desbalanceamento do Eixo	O desbalanceamento do Eixo de Baixa pode estar ligado ao processo de fabricação. A distribuição de massa inadequada pode produzir um movimento excêntrico e níveis de vibração prejudiciais ao sistema.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Constatado o problema, o Eixo de Baixa deve ser substituído.
Gerador	Separação da junta Eixo/Gerador	A união Eixo/Gerador é feita, geralmente, por meio de parafusos conectados ao disco de contração. Os carregamentos impostos à turbina podem levar a ruptura destes parafusos pelo efeito de fadiga ou sobrecarga, isto pode ser mais pronunciado em sites com valores de carregamento e turbulência mais elevados. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excedem os valores estabelecidos pelo fabricante, os níveis de vibração são um fator chave para a sobrevivência destes componentes e o sistema de monitoramento indispensável. O processo de corrosão é outro agente que pode levar à ruptura dos parafusos. É possível que tenha ocorrido um erro humano durante a montagem dos aerogeradores, a fixação inadequada pode levar à separação da junção Eixo/Gerador.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão corretamente instalados e nas posições mais adequadas. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto. No caso de corrosão, avaliar se é necessário escolher parafusos inoxidáveis ou aplicar revestimentos de proteção para mitigar ou minimizar o problema. Implementar planos de inspeção da junta durante a manutenção preventiva.
Gerador	Sobreaquecimento	O gerador é um dos sistemas que mais aquece dentro da turbina. Em operação normal, o efeito Joule irá produzir temperaturas muito elevadas e que devem ser monitoradas com atenção. O gerador já foi responsável por vários incêndios em turbinas. O resfriamento neste sistema pode ser feito a água ou ar, com o último sendo mais utilizado.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados na posição ideal. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a limpeza dos filtros do gerador, assegurando a vazão de ar sobre o sistema. Verificar se o fabricante incorporou o filtro adequado às condições de operação, pois as partículas de poeira e sujeira podem não estar sendo retidas e se depositando na superfície do gerador, o que também dificulta a troca térmica. Implementar planos de inspeção do sistema de refrigeração durante a manutenção preventiva.
	Trincas	As trincas aparecem geralmente entre as barras do rotor e os discos, e estão intimamente ligadas ao processo de expansão térmica, fadiga e a defeitos do processo de fabricação. É dever do fabricante estabelecer um controle de qualidade e realizar testes de forma a minimizar este problema.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de vibração e temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a limpeza dos filtros do gerador, assegurando a vazão de ar sobre o sistema. Verificar se o fabricante incorporou o filtro adequado às condições de operação, pois as partículas de poeira e sujeira podem não estar sendo retidas e se depositando na superfície do gerador, o que dificulta a troca térmica. Implementar planos de inspeção do sistema de refrigeração durante a manutenção preventiva. Uma vez constatado o problema, deve ocorrer a substituição do componente.
	Falta de isolamento	O isolamento é imprescindível para o funcionamento do gerador, prevenindo, entre outros, curtos-circuitos e sobreaquecimento. Normalmente, o isolamento do fio é feito por esmalte de proteção, que quando degradado, dá origem ao problema. Os agentes causadores podem ser aquecimento excessivo no núcleo de rotor, umidade elevada e até mesmo abrasividade de corpos estranhos, que por ventura entrem no gerador.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a limpeza dos filtros do gerador, assegurando a vazão de ar sobre o sistema. Verificar se o fabricante incorporou o filtro adequado às condições de operação, pois as partículas de poeira e sujeira podem não estar sendo retidas e se depositando na superfície do gerador, o que dificulta a troca térmica e pode danificar o isolamento. Implementar planos de inspeção do sistema de refrigeração durante a manutenção preventiva. Dependendo da dimensão dos danos, pode ser necessário substituir o gerador.
Sistema Elétrico	Ruptura de cabos	Os cabos são essenciais para transmitir a energia gerada para a rede. Particularmente os cabos que descem a turbina, estão sujeitos a esforços de torção, devido ao movimento rotativo do Sistema de Yaw. Existe um mecanismo de controle que contabiliza quantas voltas foram dadas e, no momento necessário, gira a nacelle para desenrolar os cabos. Outro elemento que leva a ruptura dos cabos é corte criminoso, em que, deliberadamente, são seccionados para serem roubados.	Implementar planos de inspeção e monitoramento do Sistema de Yaw. Formas de verificar o funcionamento do sensor angular do Sistema de Yaw são: comparar o ângulo indicado pela wind vane da turbina e ângulo indicado pelo Sistema de Yaw; comparar a performance da turbina em relação a turbinas vizinhas; desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, já que o posicionamento errôneo do Sistema de Yaw afeta diretamente este parâmetro. Quanto aos roubos, implementar medidas de segurança no local.
	Sobreaquecimento (transformador)	Os transformadores utilizados para elevar a tensão gerada pelo gerador são, em sua maioria, ditos a seco, isto é, os enrolamentos são refrigerados a ar. Dependendo do fabricante, este componente pode se localizar na nacelle ou base da torre. É um componente que, naturalmente, trabalha em elevadas temperaturas e que devem estar devidamente isolados por questões de segurança. É um componente que nem sempre é fornecido pelo fabricante do aerogerador.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que o sensor foi fornecido pelo fabricante e instalado na posição ideal. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a limpeza dos filtros do transformador, assegurando a vazão de ar sobre o sistema. Verificar se o fabricante incorporou o filtro adequado às condições de operação, pois as partículas de poeira e sujeira podem não estar sendo retidas, o que dificulta a troca térmica. Implementar planos de inspeção do sistema de refrigeração durante a manutenção preventiva.
	Sobreaquecimento (conversores)	Todo componente eletroeletrônico está sujeito ao aquecimento. O problema é que corrosão e sujeira tendem a elevar as temperaturas de operação acima do limite estabelecido em projeto, principalmente em locais com muita poeira e umidade.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a limpeza dos componentes. Verificar se a classe de proteção dos sistemas, fornecida pelo fabricante, está adequada às condições de operação.

Sistema/ Componentes	Causas	Conhecimento	Recomendação
Sistema Elétrico	Descarga atmosférica	Em locais cuja incidência de raios é muito elevada, pode ocorrer a “queima” dos componentes do Sistema Elétrico. O sistema de aterramento deve receber uma atenção especial, verificando-se todo o conjunto de proteção. Referências importantes neste tema são: IEC 62305-1, IEC 62305-2 e NASA CR-168229.	Desenvolver um plano de manutenção preventiva que contemple inspecionar os dispositivos de proteção contra descargas atmosféricas, principalmente os situados nas pontas das pás. Tratam-se de “parafusos” localizados nas extremidades que tem a função de receber a descarga e conduzi-la para os cabos de aterramento. Garantir que estes dispositivos receptores estejam sempre limpos, haja vista que os óxidos formados tendem a ser isolantes, e que não tenham sido danificados. Desenvolver planos de manutenção corretiva para substituir os componentes “queimados”.
Sistema de Controle	Erro no software	Todo software está suscetível ao “bug”. Prever quando e onde é uma tarefa, se não impossível, muito difícil. O Sistema de Controle da turbina eólica é equipado com um mecanismo de <i>backup</i> que está avaliando o software constantemente (<i>watchdog timer</i>), dada uma condição de erro, um <i>reset</i> do sistema é disparado. Um erro de software pode levar a erros na leitura dos dados de entrada ou nas ações a serem realizadas.	Certificar-se de que o software e o <i>watchdog timer</i> estão funcionando adequadamente através do sistema remoto. Implementar planos de inspeção do <i>software</i> . Constatado erro, realizar atualizações de software.
	Erro na leitura dos sensores	Por vezes o sinal enviado pelos sensores está correto, mas a leitura pelo Sistema de Controle é equivocada. Isto pode estar relacionado a um erro do software ou problemas nos contatos de entrada do sinal, como corrosão ou mal fixados. Podem ainda ter ocorridos erros durante a montagem do sistema, em que os canais de entrada podem ter sido trocados. O erro de montagem pode ser verificado pelo sistema de monitoramento, em que o sinal enviado apresentará incompatibilidade com a saída apresentada.	Desenvolver um plano de manutenção preventiva que contemple inspecionar a condição dos contatos quanto a corrosão e fixação. Constatado o problema, a substituição <i>in loco</i> é simples e realizada rapidamente. Implementar planos de inspeção das informações apresentadas pelo sistema de monitoramento.
	Descarga atmosférica	Em locais cuja incidência de raios é muito elevada, pode ocorrer a “queima” dos componentes do Sistema de Controle. O sistema de aterramento deve receber uma atenção especial, verificando-se todo o conjunto de proteção. Referências importantes neste tema são: IEC 62305-1, IEC 62305-2 e NASA CR-168229.	Desenvolver um plano de manutenção preventiva que contemple inspecionar os dispositivos de proteção contra descargas atmosféricas, principalmente os situados nas pontas das pás. Tratam-se de “parafusos” localizados nas extremidades que tem a função de receber a descarga e conduzi-la para os cabos de aterramento. Garantir que estes dispositivos receptores estejam sempre limpos, haja vista que os óxidos formados tendem a ser isolantes, e que não tenham sido danificados. Desenvolver planos de manutenção corretiva para substituir os componentes “queimados”.
Sensores	Erro no Anemômetro	O anemômetro de copo, instalado no topo da turbina, mede a velocidade do vento e envia esta informação ao Sistema de Controle. Com ela é possível, por exemplo, desligar a turbina em velocidades acima do <i>cut out</i> . Este sensor está sujeito a descargas atmosféricas, corrosão acentuada, trincas e ruptura nos copos, trincas nos rolamentos, erros na geração do sinal elétrico e problemas de calibração. As condições do anemômetro podem ser avaliadas pelo sistema de monitoramento.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de velocidade do vento, por meio do sistema de monitoramento. Implementar um plano de manutenção preventiva que contemple a substituição periódica deste sensor.
	Erro no Wind Vane	O wind vane, instalado no topo da turbina, mede a direção do vento e envia esta informação ao sistema de controle. Com ela é possível, por exemplo, posicionar o Sistema de Yaw no ângulo correto, adequando a posição das pás em relação ao vento. Este sensor está sujeito a descargas atmosféricas, corrosão acentuada, trincas e ruptura do leme direcional, trincas nos rolamentos, erros na geração do sinal elétrico e problemas de calibração. As condições do wind vane podem ser avaliadas pelo sistema de monitoramento.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de direção do vento, por meio do sistema de monitoramento. Implementar um plano de manutenção preventiva que contemple a substituição periódica deste sensor.
	Erro no medidor de potência	O sensor que avalia a potência gerada pela turbina é vital para seu funcionamento. A potência gerada é um parâmetro utilizado para controlar desde a posição da pá até avaliar o estado da turbina. É um parâmetro chave para determinar a ocorrência de falhas pelo sistema SCADA. As condições do medidor de potência podem ser avaliadas pelo sistema de monitoramento.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de potência gerada, por meio do sistema de monitoramento. Implementar um plano de manutenção preventiva que contemple a substituição periódica deste sensor.
	Erro no Acelerômetro	Os sensores de vibração são os que estão presentes em maior número na turbina eólica, e são muito importantes para acompanhar o funcionamento da turbina como um todo. Por vezes, estes podem ser fixados em locais inadequados, o que pode influenciar os valores de medição. As condições do acelerômetro podem ser avaliadas pelo sistema de monitoramento.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de níveis de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Implementar um plano de manutenção preventiva que contemple a substituição periódica deste sensor.
	Erro no Extensômetro	Os extensômetros estão localizados nas pás e torre, e são indispensáveis para avaliar os esforços e condições estruturais destes componentes. Por vezes, estes podem ser fixados em locais inadequados, o que pode influenciar os valores de medição. As condições do extensômetro podem ser avaliadas pelo sistema de monitoramento.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de níveis de deformação, por meio do sistema de monitoramento. Implementar um plano de manutenção preventiva que contemple a substituição periódica deste sensor.
	Erro no Termômetro	Os termômetros são sensores muito importantes para avaliação das condições de funcionamento de diversos subsistemas /componentes: gerador, transformador, caixa multiplicadora e Sistema Hidráulico são alguns exemplos. Por vezes, estes podem ser fixados em locais inadequados, o que pode influenciar os valores de medição. As condições do termômetro podem ser avaliadas pelo sistema de monitoramento.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Implementar um plano de manutenção preventiva que contemple a substituição periódica deste sensor.

Sistema/ Componentes	Causas	Conhecimento	Recomendação
Caixa Multiplicadora	Sobreaquecimento	A Caixa Multiplicadora é um dos sistemas que mais aquece dentro turbina. O resfriamento e lubrificação se misturam neste sistema, de tal forma que o problema de sobreaquecimento, em geral, vem acompanhado de outros problemas, como, por exemplo, desgaste dos dentes das engrenagens. As caixas multiplicadoras modernas exigem sistemas de refrigeração ativos, com injeção direcionada do refrigerante e trocador de calor com ambiente externo apropriado. Há casos em que a temperatura do ambiente influencia negativamente na viscosidade do óleo, comprometendo sua função, é indispensável selecionar um óleo adequado às condições de operação. O monitoramento da temperatura do óleo é fundamental neste sistema.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a limpeza dos filtros, injetores e trocadores de calor, assegurando a vazão adequada sobre o sistema e trocas térmicas requeridas. Verificar se o fabricante incorporou o filtro correto às condições de operação, pois as partículas de poeira e sujeira podem não estar sendo retidas. Verificar se o fabricante selecionou o óleo lubrificante (refrigerante) recomendado às condições de operação. Implementar planos de inspeção do sistema de refrigeração, garantindo o correto funcionamento.
	Desgaste dos rolamentos	O desgaste dos rolamentos é um processo natural do uso, mas que pode ser acelerado pela corrosão, abrasividade, lubrificação inapropriada ou esforços acima dos de projeto. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excedem os valores estabelecidos pelo fabricante. O desdobramento deste problema pode levar à deformação do rolamento ou ao aparecimento de fraturas nas pistas e esferas. Particularmente para este problema, a avaliação dos níveis de vibração é muito eficaz. A lubrificação nestes rolamentos é feita por injeção.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a limpeza dos filtros e injetores, assegurando a vazão adequada sobre o componente. Verificar se o fabricante incorporou o filtro correto às condições de operação, pois as partículas de poeira e sujeira podem não estar sendo retidas. Verificar se o fabricante selecionou o óleo lubrificante recomendado às condições de operação. Implementar planos de inspeção e monitoramento do Sistema de Passo e Sistema de Yaw, que devem posicionar o rotor em relação ao vento de maneira apropriada, reduzindo os carregamentos. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto.
	Desgaste dos dentes	O desgaste dos dentes da engrenagem é um processo natural do uso, mas que pode ser acelerado pela corrosão, abrasividade, lubrificação inapropriada, presença de partículas abrasivas, esforços acima dos de projeto, montagem inapropriada, entre outros. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excedem os valores estabelecidos pelo fabricante. As caixas multiplicadoras modernas exigem sistemas de lubrificação ativos, com injeção direcionada do lubrificante e trocador de calor com ambiente externo apropriado. Há casos em que a temperatura do ambiente influencia negativamente na viscosidade do óleo, comprometendo sua função lubrificante. O monitoramento da temperatura do óleo e níveis de vibração são fundamentais neste subsistema.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de vibração e temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a limpeza dos filtros e injetores, assegurando a vazão adequada sobre o componente e sua limpeza. Verificar se o fabricante incorporou o filtro correto às condições de operação, pois as partículas abrasivas que surgem naturalmente podem não estar sendo retidas. Verificar se o fabricante selecionou o óleo lubrificante recomendado às condições de operação. Implementar planos de inspeção e monitoramento do Sistema de Passo e Sistema de Yaw, que devem posicionar o rotor em relação ao vento de maneira apropriada, reduzindo os carregamentos. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto.
	Deformação dos dentes	A deformação dos dentes da engrenagem está associada a: carregamento excessivo, acima do previsto em projeto; montagem inapropriada; expansão térmica; e processo de fabricação da engrenagem. É dever do fabricante assegurar um controle de qualidade das caixas produzidas. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excedem os valores estabelecidos pelo fabricante. As caixas multiplicadoras modernas exigem sistemas de lubrificação ativos, com injeção direcionada do lubrificante e trocador de calor com ambiente externo apropriado. Há casos em que a temperatura do ambiente influencia negativamente na viscosidade do óleo, comprometendo sua função lubrificante. O monitoramento da temperatura do óleo e níveis de vibração são fundamentais neste subsistema.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de vibração e temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a limpeza dos filtros e injetores, assegurando a vazão adequada sobre o componente e sua limpeza. Verificar se o fabricante incorporou o filtro correto às condições de operação, pois a presença de corpos estranhos pode levar à deformação de dentes. Verificar se o fabricante selecionou o óleo lubrificante recomendado às condições de operação. Implementar planos de inspeção e monitoramento do Sistema de Passo e Sistema de Yaw, que devem posicionar o rotor em relação ao vento de maneira apropriada, reduzindo os carregamentos. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto.
	Ruptura dos dentes	Pode-se quebrar os dentes da engrenagem por fadiga ou sobrecarga. O processo pode estar ligado à propagação de trincas, impactos, engripamento de dentes, tratamento térmico inadequado (ou outro erro de fabricação), montagem inapropriada e expansão térmica. É dever do fabricante assegurar um controle de qualidade das caixas produzidas. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excedem os valores estabelecidos pelo fabricante. As caixas multiplicadoras modernas exigem sistemas de lubrificação ativos, com injeção direcionada do lubrificante e trocador de calor com ambiente externo apropriado. Há casos em que a temperatura do ambiente influencia negativamente na viscosidade do óleo, comprometendo sua função lubrificante. O monitoramento da temperatura do óleo e níveis de vibração são fundamentais neste subsistema.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de vibração e temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a limpeza dos filtros e injetores, assegurando a vazão adequada sobre o componente e sua limpeza. Verificar se o fabricante incorporou o filtro correto às condições de operação, pois a presença de corpos estranhos pode levar à ruptura de dentes. Verificar se o fabricante selecionou o óleo lubrificante recomendado às condições de operação. Implementar planos de inspeção e monitoramento do Sistema de Passo e Sistema de Yaw, que devem posicionar o rotor em relação ao vento de maneira apropriada, reduzindo os carregamentos. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto.
	Deformação dos eixos	Podem ocorrer situações em que os carregamentos impostos à turbina levam à deformação plástica dos eixos na caixa multiplicadora.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Implementar planos de inspeção e monitoramento do Sistema de Passo e Sistema de Yaw, que devem posicionar o rotor em relação ao vento de maneira apropriada, reduzindo os carregamentos. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto.

Sistema/ Componentes	Causas	Conhecimento	Recomendação
Freio Mecânico	Atrito Insuficiente	O sistema de frenagem funciona aplicando um torque resistente ao movimento. Para fazê-lo, vale-se do disco de freio e da pinça acionada hidráulicamente. O problema pode estar relacionado ao desgaste das pastilhas de freio e/ou disco, ou pré-tensionamento das molas da pinça. Prolongar a troca da pastilha ou disco pode trazer prejuízos como o não travamento da turbina em condições de emergência ou produzir o avanço do pistão, travando o sistema completamente.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de vibração e temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a inspeção visual dos componentes e testes de conformidade. Dependendo da situação, é possível realizar um ajuste local da tensão da mola da pinça.
	Sobreaquecimento	O sistema de frenagem funciona aplicando um torque resistente ao movimento. Para fazê-lo, vale-se do disco de freio e da pinça acionada hidráulicamente. No caso de sobreaquecimento, o problema pode estar relacionado a um torque acima do limite, causado pelas molas da pinça muito pré-tensionadas, travamento dos pistões de acionamento, sobressão no sistema hidráulico ou erro na leitura do sensor de torque.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem testes de conformidade. Dependendo da situação, é possível realizar um ajuste local da tensão da mola da pinça. Verificar se o fabricante incorporou o fluido hidráulico recomendado às condições de operação ou se existem vazamentos.
	Acionamento Prematuro	A partir das leituras de potência gerada na saída da turbina e velocidade do vento, pode ser identificada a velocidade de rotação do rotor. Quando este atinge limites críticos o freio mecânico é acionado. Este é um último recurso de segurança que só acontece quando o freio aerodinâmico falha ao posicionar as pás na posição embarcada. Erros de leitura dos sensores podem levar ao acionamento prematuro do freio mecânico.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de velocidade do vento, produção de energia e temperatura. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem testes de conformidade. Uma vez constatado o problema, deve-se realizar a verificação dos sensores e Sistema de Controle.
Sistema Hidráulico	Vazamentos	Todo sistema hidráulico está sujeito aos vazamentos, os quais impactam diretamente na pressão do sistema e operação dos componentes, afetando a funcionalidade de uma maneira geral. Os vazamentos podem ocorrer nas juntas do sistema hidráulico, na linha de transmissão, nos atuadores e válvulas. O problema pode estar ligado à vedação inadequada e trincas. Os vazamentos podem ser constatados durante a inspeção ou pelo sistema de monitoramento da turbina.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de pressão, por meio de sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem inspeção dos componentes para vazamentos. Algumas formas de minimizar a ocorrência do problema são utilizando conectores próprios para altas pressões; optar por conectores com vedação elastomérica ou por conexões que quando apertadas, o esmagamento junte as duas faces, eliminando qualquer desalinhamento. Apertar as conexões corretamente evitam vazamentos. Verificar se existe uma vibração excessiva do sistema hidráulico, pois o trepidar pode afrouxar os conectores. Atuar por meio de um amortecimento ou melhor fixação pode resolver o problema. Constatado o problema de trincas, recomenda-se a sua substituição do item danificado.
	Fluido hidráulico inadequado	O fluido de trabalho deve ser adequado às condições de trabalho do sistema hidráulico. A utilização de um fluido inapropriado pode trazer dificuldades operacionais e encurtar a vida útil dos componentes. Um fluido com características corretas de viscosidade e ponto de fluidez é essencial para o sistema hidráulico não apresentar problemas no nível de pressão, tempo de resposta, desgaste excessivo, entre outros.	Verificar se o fabricante incorporou o fluido hidráulico apropriado às condições de operação e características do sistema hidráulico. Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de pressão e temperatura, por meio de sistema de monitoramento. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a troca do fluido nos períodos recomendados.
	Fluido hidráulico contaminado	A presença de contaminantes no fluido hidráulico pode trazer dificuldades operacionais e encurtar a vida útil dos componentes. Contaminantes como água ou poeira podem entrar em contato com fluido, misturando-se ao mesmo. O filtro do sistema hidráulico é que tem a responsabilidade de realizar a limpeza, garantindo um bom funcionamento do sistema.	Verificar se o fabricante incorporou o filtro correto às condições de operação. Outro ponto importante, é selecionar um fluido que permita rápida decantação e separação dos contaminantes insolúveis, o que facilita o processo de limpeza. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a limpeza dos filtros e trocas nos períodos recomendados.
	Sobreaquecimento do fluido	O sobreaquecimento do fluido pode danificar a vedação, acelerar o processo de degradação de outros componentes e diminuir a viscosidade do fluido a níveis comprometedores. Vazamentos internos em componentes, condições de operação fora dos limites de projeto, até mesmo ar no sistema ou gases formados pela cavitação, podem sobreaquecer o fluido. O sistema hidráulico dissipa calor, principalmente, pelo reservatório, desta forma, monitorar as temperaturas e nível de fluido neste componente é indispensável.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem inspeção do sistema trocador de calor. Os vazamentos internos são mais difíceis de serem detectados, ferramentas como termômetro infravermelho podem auxiliar na identificação dos componentes danificados, mas só testes de fluxo poderão confirmar o problema. Implementar testes de conformidade durante atividades de manutenção preventiva. Constatando-se que existe vazamento interno, o componente deverá ser trocado.
	Mau funcionamento da bomba	Um fluido de trabalho inadequado ou contaminado pode levar ao mau funcionamento da bomba. Outros fatores são: cavitação, trincas, sobrecarga do sistema, erro de montagem, condições de operação fora do especificado, fluido sobreaquecido, entre outros. A melhor maneira de evitar problemas na bomba é utilizando um o fluido hidráulico adequado e nas quantidades requeridas.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de vibração e temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Verificar se o fabricante incorporou o fluido hidráulico apropriado às condições de operação e características da bomba, com a viscosidade exigida pela bomba. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a limpeza e troca dos filtros.
Sistema de Yaw	Ângulo do rotor errado	O Sistema de Yaw deve posicionar o rotor de acordo com a direção do vento, permitindo às pás extraírem a energia de maneira ótima. Além disso, o Sistema de Yaw posiciona o rotor de forma a garantir a integridade estrutural da torre e pás, nas condições de vento extremo. Mesmo pequenos erros no ângulo de Yaw podem resultar em grandes esforços nestes componentes. Um ângulo inadequado pode ter origem no desgaste das engrenagens, deformação dos dentes ou mesmo ruptura destes. No entanto, na grande maioria dos casos, o problema está ligado a um erro do sinal do Wind Vane ou erro de leitura do Sistema de Controle.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de direção do vento e vibração, por meio do sistema de monitoramento. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem, principalmente, inspeção e testes de conformidade dos sensores e Sistema de Controle. Formas de verificar o funcionamento do sensor angular do Sistema de Yaw são: comparar o ângulo indicado pela wind vane da turbina e ângulo indicado pelo Sistema de Yaw; comparar a performance da turbina em relação a turbinas vizinhas; implementar um plano de manutenção preventiva que contemple a substituição periódica do sensor.

Sistema/ Componentes	Causas	Conhecimento	Recomendação
Sistema de Yaw	Desgaste dos dentes	O desgaste dos dentes da engrenagem é um processo natural do uso, mas que pode ser acelerado pela corrosão, abrasividade, lubrificação inapropriada, presença de partículas abrasivas, esforços acima dos de projeto, montagem inapropriada, entre outros. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excedem os valores estabelecidos pelo fabricante. Há casos em que a temperatura do ambiente influencia negativamente no comportamento da graxa, acelerando o desgaste e a corrosão. O monitoramento dos níveis de vibração é fundamental neste subsistema.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Verificar se o fabricante incorporou a graxa lubrificante adequada para as condições de operação. Substituir a graxa tradicional por lubrificantes com Teflon em sua composição pode trazer um resultado considerável na vida útil das engrenagens. Os lubrificantes com teflon são recomendados às engrenagens que operam expostas e têm as vantagens de serem mais aderentes, mais resistentes à água e apresentarem proteção adicional contra corrosão. Por outro lado, os preços podem chegar a cinco vezes o valor das graxas tradicionais. Implementar planos manutenção preventiva para troca periódica da graxa. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto.
	Deformação dos dentes	A deformação dos dentes da engrenagem está associada a: carregamento excessivo, acima do previsto em projeto; montagem inapropriada; expansão térmica; e processo de fabricação da engrenagem. É dever do fabricante assegurar um controle de qualidade do Sistema de Yaw. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excedem os valores estabelecidos pelo fabricante. Há casos em que a temperatura do ambiente influencia negativamente no comportamento da graxa, acelerando o desgaste e a corrosão. O monitoramento dos níveis de vibração é fundamental neste subsistema.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Verificar se o fabricante incorporou a graxa lubrificante adequada para as condições de operação. Substituir a graxa tradicional por lubrificantes com Teflon em sua composição pode trazer um resultado considerável na vida útil das engrenagens. Os lubrificantes com teflon são recomendados às engrenagens que operam expostas e têm as vantagens de serem mais aderentes, mais resistentes à água e apresentarem proteção adicional contra corrosão. Por outro lado, os preços podem chegar a cinco vezes o valor das graxas tradicionais. Implementar planos manutenção preventiva para troca periódica da graxa. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto.
	Ruptura dos dentes	Pode-se quebrar os dentes da engrenagem por fadiga ou sobrecarga. O processo pode estar ligado à propagação de trincas, impactos, engripamento de dentes, tratamento térmico inadequado (ou outro erro de fabricação), montagem inapropriada e expansão térmica. É dever do fabricante assegurar um controle de qualidade do Sistema de Yaw. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excedem os valores estabelecidos pelo fabricante. Há casos em que a temperatura do ambiente influencia negativamente no comportamento da graxa, acelerando o desgaste e a corrosão. O monitoramento dos níveis de vibração é fundamental neste subsistema.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Verificar se o fabricante incorporou a graxa lubrificante adequada para as condições de operação. Substituir a graxa tradicional por lubrificantes com Teflon em sua composição pode trazer um resultado considerável na vida útil das engrenagens. Os lubrificantes com teflon são recomendados às engrenagens que operam expostas e têm as vantagens de serem mais aderentes, mais resistentes à água e apresentarem proteção adicional contra corrosão. Por outro lado, os preços podem chegar a cinco vezes o valor das graxas tradicionais. Implementar planos manutenção preventiva para troca periódica da graxa. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto.
	Desgaste do rolamento	Este rolamento, em especial, tem uma complexidade maior do que os demais rolamentos da turbina, por sustentar o peso de toda a nacelle e transmitir carregamentos à torre. O desgaste dos rolamentos é um processo natural do uso, mas que pode ser acelerado pela corrosão, abrasividade, lubrificação inapropriada ou esforços acima dos de projeto. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excedem os valores estabelecidos pelo fabricante. O desdobramento deste problema pode levar à deformação do rolamento, ao aparecimento de fraturas nas pistas e esferas, e levar ao evento catastrófico de queda da nacelle. Particularmente para este problema, a avaliação dos níveis de vibração é muito eficaz.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Verificar se o fabricante selecionou a graxa lubrificante recomendada às condições de operação. Implementar planos manutenção preventiva para troca da graxa e inspeção da vedação do rolamento. A SKF recomenda que em aplicações onde os rolamentos operam em velocidades muito baixas e uma boa proteção contra contaminação e corrosão for necessária, deve-se preencher até 90% do mancal com graxa. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto.
	Atrito Insuficiente (freio do sistema)	O sistema de frenagem funciona aplicando um torque resistente ao movimento. Para fazê-lo, vale-se do disco de freio e da pinça acionada hidráulicamente. O problema pode estar relacionado ao desgaste das pastilhas de freio e/ou disco, ou pré-tensionamento das molas da pinça. Prolongar a troca da pastilha ou disco pode trazer prejuízos como o não travamento da turbina ou produzir o avanço do pistão, travando o sistema completamente.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de vibração e temperatura, por meio do sistema de monitoramento. Assegurar que os sensores estão instalados nas posições ideais. Desenvolver planos de manutenção preventiva que contemplem a inspeção visual dos componentes e testes de conformidade. Dependendo da situação, é possível realizar um ajuste local da tensão da mola da pinça.
Torre	Tombamento	O tombamento de uma turbina é um evento extremamente crítico e que pode afetar o ambiente e outras turbinas de maneira catastrófica. A aplicação da IEC 61400-1 é indispensável na fase de projeto para evitar este tipo de problema. Entre os agentes que podem levar ao tombamento da torre estão: uma fundação inapropriada; uma separação das juntas parafusadas por fadiga ou sobrecarga; erros durante a montagem. É dever do fabricante assegurar que a torre, seja de concreto ou aço, é adequada para o site por meio de simulações. Existem casos em que a turbulência e o carregamento são tais que um gerenciamento por setor é realizado para desligar as máquinas nas direções em que se excede os valores estabelecidos pelo fabricante.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada nas condições de vibração e deformação, por meio do sistema de monitoramento. Certificar-se de que os sensores estão corretamente instalados e nas posições mais adequadas. Assegurar que o controle por setor está sendo realizado conforme estabelecido em projeto. No caso de corrosão, avaliar se é necessário escolher parafusos inoxidáveis ou aplicar revestimentos de proteção. Implementar planos de inspeção das juntas. Garantir o correto funcionamento do Sistema de Yaw e Sistema de Passo nas situações de ventos extremos.

Sistema/ Componentes	Causas	Conhecimento	Recomendação
Torre	Trincas	Sejam as torres de aço ou concreto, durante o processo de fabricação, podem surgir micro trincas imperceptíveis que, quando submetidas aos carregamentos ou esforços de fadiga, propagam-se dando origem às trincas. É dever do fabricante assegurar um controle de qualidade do processo de fabricação das torres. Indicativos da ocorrência da trinca podem ser conseguidos pelo nível de vibração, através dos extensômetros instalados na torre, inspeção visual e, mais recentemente, por instrumentos de inspeção que utilizam radiografia, ultrassom ou infravermelho.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração e deformação, por meio do sistema de monitoramento. Implementar planos de inspeção da torre para trincas, utilizando recurso visual ou instrumentos de inspeção (radiografia, ultrassom ou infravermelho). Constatada a trinca, deve-se realizar a substituição da parte, o que pode ser complexo e oneroso.
	Flambagem	A flambagem é a uma deflexão lateral que ocorre em virtude da compressão axial de componentes esbeltos. Está relacionada a uma fundação inadequada; uma separação das juntas parafusadas, fadiga ou sobrecarga; ou erros durante a montagem. Indicativos da ocorrência de flambagem podem ser conseguidos pelo nível de vibração, através dos extensômetros instalados na torre.	Desenvolver planos de manutenção preditiva baseada na condição de vibração e deformação, por meio do sistema de monitoramento. No caso de corrosão, avaliar se é necessário escolher parafusos inoxidáveis ou aplicar revestimentos de proteção. Implementar planos de inspeção da junta.

Procedimento	Causas	Conhecimento	Recomendação
Manutenção Corretiva	Tempo de detecção da falha elevado	Existe um tempo natural entre a ocorrência da falha e a percepção pelo agente que inicia os procedimentos para o reparo. Hoje, as turbinas são monitoradas 24 horas por dia, 7 dias por semana, com alarmes específicos para cada situação. No entanto, por mais que o sinal seja enviado, automaticamente, ao centro de controle, é um indivíduo quem toma a decisão final pela execução da ação. Sendo assim, o elevado tempo entre a ocorrência e a detecção pode estar associada à dois fatores: sistema técnico, em que existe um mal funcionamento dos sensores e sistema de monitoramento; ou o processo de leitura por parte do agente que realiza a interpretação dos eventos informados pelo sistema.	Avaliar as condições técnicas do sistema de monitoramento quanto às necessidades de operação. Selecionar um sistema de monitoramento (SCADA) mais adequado, com informações mais acuradas, se necessário. Fornecer treinamento e capacitação aos colaboradores envolvidos no processo de leitura das informações fornecidas pelo sistema, uma qualificação adequada pode permitir que a tomada de decisão seja mais rápida e assertiva. Garantir a motivação do colaborador, para que de fato se construa o interesse de que o tempo de detecção seja diminuído.
	Tempo de resposta elevado	Não são poucas as situações em que o tempo entre a detecção da falha e a execução da atividade de reparo propriamente dita é muito longo. Diversos fatores podem contribuir para este cenário: uma burocracia excessiva para emissão e aprovação das ordens de serviço de manutenção, a falta de peças sobressalentes para substituição, a distância entre o parque e as peças sobressalentes, dificuldade de acesso ao parque e às turbinas eólicas, falta de interesse dos colaboradores em realizar o trabalho, entre outros. A partir do levantamento estatístico das falhas no parque, com identificação dos sistemas críticos, pode-se planejar um estoque mais eficiente de sobressalentes. Trocar este tipo de informação com os fabricantes, deixando claro a necessidade específica do parque pode reduzir significativamente o tempo de resposta.	Simplificar a burocracia do processo de emissão e aprovação das ordens de serviço, criando, principalmente, canais de comunicação mais eficientes com os fabricantes, responsáveis pela manutenção das máquinas nos primeiros anos de vida do parque, fornecedores e/ou mantenedores. Implementar um estoque de sobressalentes voltado às necessidades específicas do parque. A proximidade entre o parque e fornecedor das máquinas deveria ter sido considerado durante a fase de projeto do parque, dado que se optou por fabricantes com centros de produção muito distantes, avaliar com outros parques da região a possibilidade de construir um depósito para os sobressalentes em uma localização que facilite a alimentação e consumo. Fornecer um acesso adequado pode minimizar o tempo de resposta, deve-se avaliar o quais os benefícios obtidos com acessos internos e externos em boas condições. Garantir a motivação do colaborador, para que de fato se construa o interesse de que o tempo de resposta seja diminuído.
	Tempo de intervenção elevado	Existe um tempo esperado para a realização do reparo propriamente dito. Obviamente, este tempo pode variar para mais ou para menos conforme situações mais ou menos adversas se apresentem, ou indivíduos diferentes realizem a função. No entanto, quando o tempo de intervenção parece estar excessivamente maior ou aumentando, isto pode ser um problema.	Fornecer qualificação e treinamento aos colaboradores, quanto mais bem treinados mais rápidas serão as intervenções. Assegurar que as ferramentas adequadas estão sendo fornecidas aos envolvidos, ouvir as possíveis reclamações neste sentido pode contribuir para melhorar os tempos de intervenção. Rever os procedimentos de manutenção, adequando-os a necessidade do parque. Garantir a motivação deste colaborador, para que de fato se construa o interesse de que o tempo de intervenção seja diminuído.
	Número de intervenções elevado	Intervenções corretivas muito frequentes podem ser justificadas por: procedimentos de manutenção inadequados, execução inadequada, ou incompatibilidade do sistema técnico com o meio em que está instalado e, neste caso, o erro encontra-se no projeto da máquina. Muitas vezes, o que está previsto nos procedimentos de manutenção não está adequado à realidade do parque e não vem, efetivamente, solucionado o problema. Por outro lado, pode ser que o procedimento esteja adequado, mas sua execução não.	Avaliar e adequar os procedimentos de manutenção às necessidades do parque. Fornecer qualificação e treinamento aos colaboradores, quanto mais bem treinados melhor a qualidade do serviço e menor o número de intervenções. Garantir a motivação do colaborador, para que de fato se construa o interesse de que intervenção seja realizada de forma correta.
	Acidentes durante a realização do trabalho	No momento em se expõem a uma condição perigosa, o acidente passa a ser uma realidade. Deve-se fornecer aos envolvidos as condições reais de mitigar ou minimizar a sua ocorrência para que o trabalho possa ser realizado.	Fornecer treinamento e capacitação aos colaboradores é a ferramenta mais poderosa para prevenir acidentes, mas treinamentos de qualidade, que efetivamente preparem para as condições adversas que estes indivíduos poderão encontrar. Fornecer equipamento de segurança adequado e de boa qualidade, deve-se sempre estar atento ao que os colaboradores têm a dizer sobre o equipamento.

Procedimento	Causas	Conhecimento	Recomendação
Manutenção Preventiva	Periodicidade inadequada	Determinar a periodicidade adequada para as atividades de manutenção preventiva perpassa por fatores econômicos e técnicos. Hoje, a grande maioria dos fabricantes falam em duas manutenções por ano. No entanto, deve-se estar atento às necessidades do parque, uma vez que especificidades locais podem exigir uma frequência maior de visitas. Determinar a periodicidade das intervenções requer um estudo de falhas adequado, um conhecimento dos procedimentos de manutenção profundo e visão geral dos custos e impactos sobre a produção. Existem hoje softwares especializados na determinação da periodicidade ótima para as atividades de manutenção. Utilizar este tipo de ferramenta para confrontar o fabricante ou estabelecer o momento ideal pode ajudar na adequação da periodicidade.	Determinar, a partir de um estudo dos modos de falha, das taxas de falha do parque, tempos de reparo do parque, recomendações dos fabricantes, consulta à especialistas e análise econômica, a periodicidade adequada para as atividades de manutenção preventiva.
	Momento da manutenção inadequado	Decidir o momento adequado para realizar as atividades de manutenção preventiva é fundamental para garantir a segurança, qualidade e rapidez das ações. Escolher os meses com maiores velocidades de vento não só compromete a produção de energia, como coloca os colaboradores em risco e força a interrupção das atividades por questões de segurança. A campanha de medição anemométrica realizada antes da instalação do parque, as informações coletadas pela torre permanente do parque, os dados fornecidos pelas próprias turbinas e os modelos de reanálise (satélites) formam uma base estatística confiável para identificar os chamados meses de baixa. Meses chuvosos também não são recomendados pelos menos motivos.	Determinar, a partir da análise dos dados anemométricos e meteorológicos, o melhor momento para realização das atividades de manutenção preventiva.
	Tempo de acesso elevado	Quando se trata de manutenção preventiva, o planejamento das ações é melhor do que nas intervenções corretivas, com uma disponibilidade de peças sobressalentes programada para aquele período e um plano de atividades estruturado. No entanto, por mais que se tenham pessoal e peças, dificuldades de acesso ao parque e às turbinas eólicas, podem dificultar a realização das atividades, demandando mais tempo do que o esperado. A dificuldade de acesso não se restringe só aos colaboradores, mas também às máquinas de trabalho, tais como guindastes e caminhões.	Fornecer um acesso adequado pode minimizar este tempo, deve-se avaliar o quais os benefícios obtidos com acessos internos e externos em boas condições.
	Tempo de intervenção elevado	Existe um tempo esperado para a realização do reparo propriamente dito. Obviamente, este tempo pode variar para mais ou para menos conforme situações mais ou menos adversas se apresentem, ou indivíduos diferentes realizem a função. No entanto, quando o tempo de intervenção parece estar demasiadamente maior ou aumentando, isto pode ser um problema.	Fornecer qualificação e treinamento aos colaboradores, quanto mais bem treinados mais rápidas serão as intervenções. Assegurar que as ferramentas adequadas estão sendo fornecidas aos envolvidos, ouvir as possíveis reclamações neste sentido pode contribuir para melhorar os tempos de intervenção. Rever os procedimentos de manutenção, adequando-os a necessidade do parque. Garantir a motivação do colaborador, para que de fato se construa o interesse de que o tempo de intervenção seja diminuído.
	Acidentes durante a realização do trabalho	No momento em se expõem a uma condição perigosa, o acidente passa a ser uma realidade. Deve-se fornecer aos envolvidos as condições reais de mitigar ou minimizar a sua ocorrência para que o trabalho possa ser realizado.	Fornecer treinamento e capacitação aos colaboradores é a ferramenta mais poderosa para prevenir acidentes, mas treinamentos de qualidade, que efetivamente preparem para as condições adversas que estes indivíduos poderão encontrar. Fornecer equipamento de segurança adequado e de boa qualidade, deve-se sempre estar atento ao que os colaboradores têm a dizer sobre o equipamento.
Manutenção Preditiva	Acompanhamento inadequado	Hoje, as turbinas são monitoradas 24 horas por dia, 7 dias por semana, com acompanhamento das condições de operação, relatórios de desempenho e informações específicos para cada situação. No entanto, por mais que o sinal seja enviado, automaticamente, ao centro de controle, é um indivíduo quem toma a decisão final pela execução da ação. É fundamental que este mesmo indivíduo seja capaz de ler e interpretar as informações que lhe são fornecidas pelo sistema, é preciso que ele saiba acompanhar a evolução do sistema, até porque a falha ainda não ocorreu.	Fornecer treinamento e capacitação aos colaboradores envolvidos no processo de leitura das informações fornecidas pelo sistema, uma qualificação adequada pode permitir que a tomada de decisão seja mais rápida e assertiva. Além disso, garantir a motivação deste colaborador, para que de fato se construa o interesse de que o acompanhamento seja realizado de forma adequada.
	Erro na informação monitorada	O sucesso da manutenção baseada na condição depende das informações que são enviadas pelo sistema de monitoramento. É imprescindível que os sensores, sistemas de controle e sistema de monitoramento estejam fornecendo o embasamento correto para a tomada de decisão.	Avaliar as condições técnicas do sistema de monitoramento quanto às necessidades de operação. Selecionar um sistema de monitoramento (SCADA) mais adequado, com informações mais acuradas, se necessário.

Procedimento	Causas	Conhecimento	Recomendação
Manutenção Preditiva	Tempo de resposta elevado	Não são poucas as situações em que o tempo entre a detecção da necessidade de intervenção e a intervenção propriamente dita é muito longo. Diversos fatores podem contribuir para este cenário: uma burocracia excessiva para emissão e aprovação das ordens de serviço de manutenção, a falta de peças sobressalentes para substituição, a distância entre o parque e as peças sobressalentes, dificuldade de acesso ao parque e às turbinas eólicas, falta de interesse dos colaboradores em realizar o trabalho, entre outros. A partir do levantamento estatístico das falhas no parque, com identificação dos sistemas críticos, pode-se planejar um estoque mais eficiente de sobressalentes. Trocar este tipo de informação com os fabricantes, deixando claro a necessidade específica do parque pode reduzir significativamente o tempo de resposta.	Simplificar a burocracia do processo de emissão e aprovação das ordens de serviço, criando, principalmente, canais de comunicação mais eficientes com os fabricantes, responsáveis pela manutenção das máquinas nos primeiros anos de vida do parque, fornecedores e/ou mantenedores. Implementar um estoque de sobressalentes voltado às necessidades específicas do parque. A proximidade entre o parque e fornecedor das máquinas deveria ter sido considerado durante a fase de projeto do parque, dado que se optou por fabricantes com centros de produção muito distantes, avaliar com outros parques da região a possibilidade de construir um depósito para os sobressalentes em uma localização que facilite a alimentação e consumo. Fornecer um acesso adequado pode minimizar o tempo de resposta, deve-se avaliar o quais os benefícios obtidos com acessos internos e externos em boas condições. Garantir a motivação do colaborador, para que de fato se construa o interesse de que o tempo de resposta seja diminuído.
	Tempo de intervenção elevado	Existe um tempo esperado para a realização do reparo propriamente dito. Obviamente, este tempo pode variar para mais ou para menos conforme situações mais ou menos adversas se apresentem, ou indivíduos diferentes realizem a função. No entanto, quando o tempo de intervenção parece estar demasiadamente maior ou aumentando, isto pode ser um problema.	Fornecer qualificação e treinamento aos colaboradores, quanto mais bem treinados mais rápidas serão as intervenções. Assegurar que as ferramentas adequadas estão sendo fornecidas aos envolvidos, ouvir as possíveis reclamações neste sentido pode contribuir para melhorar os tempos de intervenção. Rever os procedimentos de manutenção, adequando-os a necessidade do parque. Garantir a motivação do colaborador, para que de fato se construa o interesse de que o tempo de intervenção seja diminuído.
	Número de intervenções elevado	Quando as intervenções baseadas na condição estão muito frequentes, pode-se ter: acompanhamento inadequado do sistema de monitoramento; erro nas informações enviadas pelo sistema de monitoramento; procedimentos de manutenção ou formas de execução inadequados; ou incompatibilidade do sistema técnico com o meio em que está instalado e, neste caso, o erro encontra-se no projeto da máquina. Muitas vezes, o que está previsto nos procedimentos de manutenção não está adequado à realidade do parque e não vem, efetivamente, solucionado o problema. Por outro lado, pode ser que o procedimento esteja adequado, mas sua execução não.	Avaliar as condições técnicas do sistema de monitoramento quanto às necessidades de operação. Selecionar um sistema de monitoramento (SCADA) mais adequado, com informações mais acuradas, se necessário. Fornecer treinamento e capacitação aos colaboradores envolvidos no processo de leitura das informações fornecidas pelo sistema, uma qualificação adequada pode permitir que a tomada de decisão seja mais rápida e assertiva. Avaliar e adequar os procedimentos de manutenção às necessidades do parque. Fornecer qualificação e treinamento aos colaboradores, quanto mais bem treinados melhor a qualidade do serviço e menor o número de intervenções. Garantir a motivação do colaborador, para que de fato se construa o interesse para acompanhar e intervir de forma correta.
	Acidentes durante a realização do trabalho	No momento em se expõem a uma condição perigosa, o acidente passa a ser uma realidade. Deve-se fornecer aos envolvidos as condições reais de mitigar ou minimizar a sua ocorrência para que o trabalho possa ser realizado.	Fornecer treinamento e capacitação aos colaboradores é a ferramenta mais poderosa para prevenir acidentes, mas treinamentos de qualidade, que efetivamente preparem para as condições adversas que estes indivíduos poderão encontrar. Fornecer equipamento de segurança adequado e de boa qualidade, deve-se sempre estar atento ao que os colaboradores têm a dizer sobre o equipamento.

APÊNDICE D- QUESTIONÁRIO

MODELO PARA GARANTIA DA DISPONIBILIDADE DE TURBINAS EÓLICAS
(MGDTE)
QUESTIONÁRIO

1. Os objetivos do modelo proposto estão claros?
() Totalmente () Parcialmente () Nem um pouco
2. A estrutura utilizada para apresentação da sistemática é de fácil entendimento?
() Totalmente () Parcialmente () Nem um pouco
3. O modelo proposto apresenta o nível de detalhamento requerido para sua aplicação?
() Totalmente () Parcialmente () Nem um pouco
4. O modelo proposto permite orientar o processo de Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas?
() Totalmente () Parcialmente () Nem um pouco
5. O modelo proposto abrange os requisitos necessários para Garantia da Disponibilidade de Turbinas Eólicas?
() Totalmente () Parcialmente () Nem um pouco
6. A Ferramenta Computacional está coerente com o modelo proposto?
() Totalmente () Parcialmente () Nem um pouco
7. A Ferramenta Computacional cumpre com o objetivo de facilitar a aplicação do modelo proposto?
() Totalmente () Parcialmente () Nem um pouco
8. O ferramental apresentado na Ferramenta Computacional é de fácil utilização?
() Totalmente () Parcialmente () Nem um pouco
9. De maneira geral, a utilização do software é:
() Fácil () Regular () Difícil

ANEXO A – ARTIGO PUBLICADO NO BRAZIL WIND POWER

**Modelo para Garantia de Disponibilidade de Turbinas Eólicas****Pedro Correia Romio¹, Acires Dias¹**

¹Departamento de Engenharia Mecânica/ Universidade Federal de Santa Catarina
Rua Eng. Agrônomo Andrei Cristian Ferreira, s/n - Trindade, Florianópolis - SC, Brasil
pedro.romio@gmail.com, acires.dias@ufsc.br

RESUMO

A indústria eólica brasileira mostrou um crescimento a partir do ano de 2009, quando a capacidade instalada começou a apresentar incrementos anuais significativos. Por outro lado, muitos destes parques têm mostrado produções de energia aquém do que estava previsto em projeto. O caráter aleatório desta fonte de energia exige que o aerogerador esteja disponível para produzir em momentos variados, conforme o vento se apresente. Sendo assim, garantir a disponibilidade das turbinas eólicas nos momentos de oferta de vento se torna, gradativamente, mais importante para consolidação desta fonte de energia. Neste sentido, apresenta-se um modelo que permite avaliar e sistematizar para o processo de garantia da disponibilidade, e uma ferramenta computacional para viabilizar a aplicação do modelo pelos operadores e mantenedores.

Palavras-chave: Disponibilidade, Turbina Eólica, Aerogerador, Modelo, Manutenção.

ANEXO B– ARTIGO PUBLICADO NO INTERNATIONAL JOURNAL OF LATEST RESEARCH IN SCIENCE AND TECHNOLOGY



International Journal of Latest Research in Science and Technology
Volume 5, Issue2: Page No91-97, March-April 2016
<http://www.mnkjournals.com/ijlrst.htm>

ISSN (Online):2278-5299

CHARACTERIZATION OF THE TECHNOLOGY USED IN WIND TURBINES IN THE BRAZILIAN MARKET

¹Jéssica Ceolin de Bona, ¹Pedro Correia Romio, ¹Acires Dias

¹Department of Mechanical Engineering, Federal University of Santa Catarina, Brazil

Abstract - Power generation through renewable sources became a crucial need, nowadays there is a strong global tendency of governments and companies making huge investments in this field. Wind energy has shown a considerable worldwide growth rate, emerging as the one with most potential above the renewable energies. Wind turbines, the devices capable of converting kinetic into electric energy, can present diverse architectures, regarding rotation speed, power control, drive train and generator type. Different architectures lead to distinct machine operation and essentially to different maintenance approaches. This paper researched the wind farms in operation and under construction in Brazil, cataloguing the wind turbines types used in the national market. In all, 4,154 wind turbines were studied; these machines were sorted into 31 turbine models, corresponding to 7 distinct architectures. Once the predominant technology in the Brazilian market is determined, it can be used as basis for Operation & Maintenance application.

Keywords - Wind turbines, Architectures, Brazil wind technology, Wind turbine characterization