



ISEL

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Departamento de Engenharia Mecânica



Modelos de Risk Based Inspection e Risk Based Inspection and Maintenance aplicados a sistemas de produção de Energias Renováveis

JOÃO ANDRÉ FERREIRA GONÇALVES
(Licenciado em Engenharia Electromecânica)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Mecânica

Orientadores:

Prof. Eng. Eduardo Manuel Dias Lopes
Prof^ª. Doutora Isabel Simões de Carvalho

Júri:

Presidente: Prof. Doutor João Manuel Ferreira Calado
Vogais:

Prof. Eng. Eduardo Manuel Dias Lopes
Prof^ª. Doutora Isabel Simões de Carvalho
Prof. Doutor Virgílio da Cruz Machado
Prof. Doutor João Carlos Quaresma Dias

Setembro 2010



ISEL

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Departamento de Engenharia Mecânica



Modelos de Risk Based Inspection e Risk Based Inspection and Maintenance aplicados a sistemas de produção de Energias Renováveis

JOÃO ANDRÉ FERREIRA GONÇALVES
(Licenciado em Engenharia Electromecânica)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Mecânica

Orientadores:

Prof. Eng. Eduardo Manuel Dias Lopes
Prof^ª. Doutora Isabel Simões de Carvalho

Júri:

Presidente: Prof. Doutor João Manuel Ferreira Calado
Vogais:

Prof. Eng. Eduardo Manuel Dias Lopes
Prof^ª. Doutora Isabel Simões de Carvalho
Prof. Doutor Virgílio da Cruz Machado
Prof. Doutor João Carlos Quaresma Dias

Setembro 2010

Aos meus Pais,

João André Ferreira Gonçalves, 2010

Resumo

A utilização de recursos energéticos renováveis apresenta-se como um caminho vital para a humanidade alcançar um desenvolvimento sustentável. Nesta campanha, a energia eólica surge como um dos principais vectores de orientação tendo evoluído de forma quase exponencial nos últimos anos. No entanto, apesar da sua relativa maturidade, esta tecnologia enfrenta ainda alguns problemas e desafios. Não obstante a experiência empírica da indústria eólica, adquirida nos últimos trinta anos e dos esforços para melhorar a fiabilidade operacional das turbinas, as taxas de falha ainda se apresentam elevadas. Face às correntes práticas de Manutenção das turbinas e parques eólicos e às características de falha, (por vezes catastróficas), existe a necessidade de otimizar as estratégias de manutenção das turbinas eólicas e reduzir os custos durante o ciclo de vida, de modo a maximizar o retorno do investimento. Descreve-se neste trabalho o estado do conhecimento actual face ao objectivo pretendido, a recolha de dados reais da operação e Manutenção, a aplicabilidade dos modelos escolhidos para obtenção da probabilidade de falha, e as consequências e avaliação do risco. Assim, desenvolveu-se uma ferramenta de apoio à decisão, baseada em Modelos de RBI (*Risk Based Inspection*) e RBIM (*Risk Based Inspection and Maintenance*) aplicados a turbinas eólicas.

Palavras-Chave

Risco; Análise de Risco; Fiabilidade; Probabilidade de Falha; Inspeção baseada no Risco; Manutenção e Inspeção baseadas no Risco; Energia Renovável; Turbinas Eólicas.

Abstract

The use of renewable energy resources presents itself as a vital way for mankind to achieve sustainable development. In this campaign, wind power emerges as a major trend, having progress almost exponentially in the past recent years. In spite of its relative maturity, this technology still faces some problems and challenges. Despite the fact that the wind energy industry has learned from these problems over the past thirty years it is strongly committed to improve the operational reliability. Failure rates of modern wind turbines still remain high. Given the current maintenance practices and failure characteristics there is a need to determine and optimize appropriate maintenance strategies for wind turbines in order to avoid catastrophic failures and reduce costs throughout the life cycle in order to maximize the return on investment of wind farms. This work describes the current state of knowledge, the actual data collection of operation and Maintenance, the applicability of models to obtain the probability of failure consequences and risk assessment, thus, developing a support tool, based on models of RBI (Risk Based Inspection) and RBIM (Risk Based Inspection and Maintenance) applied to wind turbines.

Key-Words

Risk; Risk Analysis; Reliability; Failure Probability; Risk based Inspection; Risk based inspection and Maintenance; Renewable Energy; Wind turbines.

Agradecimentos

Desde o início do mestrado, contei com a confiança e o apoio de inúmeras pessoas e instituições. Sem esses contributos, esta investigação, resultado de um desafio lançado pelo Professor Eduardo Manuel Dias Lopes, não teria sido possível.

Assim, começo por agradecer aos meus orientadores, Professor Eduardo Manuel Dias Lopes e Professora Doutora Isabel Simões de Carvalho.

Consciente que não serei capaz de traduzir em palavras, a minha gratidão, respeito e admiração, o meu mais profundo agradecimento é dirigido ao Professor Eduardo Manuel Dias Lopes, não só pela orientação deste trabalho, como pela confiança em mim depositada para a sua concretização e também pelo entusiasmo, disponibilidade e amizade que sempre me dispensou.

De maneira especial, quero também agradecer à Professora Doutora Isabel Simões de Carvalho e ao Professor José Augusto da Silva Sobral, por terem tido, em momentos chave deste processo, um papel determinante na adequação de conteúdos, e, não menos importante, pelo tempo precioso despendido comigo.

Agradeço a todos os Professores, do ISEL, de quem sempre recebi saberes, ao ISEL, pela cedência de instalações e material de apoio ao trabalho.

Ao ISQ, agradeço todo o suporte e condições de trabalho, que me permitiram desenvolver acções de estudo e investigação, conducentes a esta pesquisa, e, ao contacto com outros centros de saber: *European Virtual Institute for Integrated Risk Management, University of Stuttgart e Steinbeis Advanced Risk Technologies GmbH*. Aos meus colegas do ISQ pelo apoio que me prestaram, em especial ao Engenheiro Jorge Silva Gabriel pelo acesso a determinada informação e adequação de conteúdos.

Aos meus pais e irmão, pelo apoio incondicional que sempre me deram. Finalmente, à minha futura esposa Sónia, que me apoiou imenso e suportou as minhas faltas de atenção para com ela.

A todos, os meus sinceros agradecimentos.

Índice

Resumo	i
Palavras-Chave	i
Abstract	ii
Key-Words	ii
Agradecimentos	iii
Índice	iv
Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	x
Abreviaturas	xi
Capítulo 1 - Introdução	2
1.1 Enquadramento.....	2
1.1.1 Introdução.....	2
1.1.2 Enquadramento Ambiental	3
1.1.3 Conceito de Desenvolvimento Sustentável.....	4
1.2 Objectivos	6
1.3 Estrutura.....	6
Capítulo 2 - A Energia Eólica	8
2.1 A Energia Eólica no Mundo.....	9
2.2 Energia Eólica em Portugal.....	11
2.3 Normas Internacionais	14
2.3.1 Normas e Evolução Histórica	14
2.4.2 <i>International Electrotechnical Commission</i> (IEC) - IEC 61400	14
2.3.3 Regras para a Certificação <i>Germanischer Lloyd</i>	15
2.3.4 <i>Danish Standard</i> DS 472.....	15
2.4 A Legislação Portuguesa.....	15
Capítulo 3 - Estado da Arte da Energia Eólica	18
3.1 Evolução Histórica	18
3.2 Princípio de Funcionamento – O Limite de <i>Betz</i>	21
3.3 Potência Eólica	24
3.3.1 Potência disponível no vento.....	24
3.3.2 Coeficiente de Potência – C_p	24
3.4 Potência Eléctrica.....	25
3.5 Componentes do Sistema	26
3.5.1 Rotor.....	27

3.5.2 Pás do Rotor	28
3.5.3 Cubo do Rotor.....	31
3.5.4 Sistema de Controlo de Passo das Pás “Pitch”	32
3.5.5 “Nacelle”.....	34
3.5.6 Sistema de Transmissão Mecânico.....	35
3.5.7 Caixa de Engrenagens	36
3.5.8 Gerador	39
3.5.9 Sistema de “Yaw”.....	40
3.5.10 Sistema de Controlo	40
3.5.11 Sensores.....	41
3.5.12 Torre.....	41
3.5.13 Fundações.....	41
3.6 Custos dos Componentes	42
3.7 Dados Económicos.....	43
3.7.1 Investimentos na Energia Eólica.....	43
3.7.2 Rentabilidade, Tarifário e Factor de Capacidade	43
3.8 Saúde e Segurança.....	45
3.8.1 Segurança	45
3.8.2 Impacte Visual	45
3.8.3 Interferência Electromagnética.....	46
3.9 Ambiente	46
3.9.1 Impacte na Biodiversidade.....	46
3.9.2 Emissões de Compostos de Carbono e Combustíveis Fósseis.....	47
3.10 <i>Offshore</i>	48
3.10.1 Investimento <i>Offshore</i>	48
3.10.2 Comparação entre <i>Onshore</i> e <i>Offshore</i>	48
3.11 Dados de Operação & Manutenção (O&M) e Componentes Críticos.....	50
3.11.2 Dados Estatísticos de Operação e Manutenção	51
3.11.3 Fiabilidade dos Dados Estatísticos.....	52
3.11.4 Comparabilidade dos Dados Estatísticos.....	52
3.11.5 SCADA (<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>).....	52
3.11.6 Características das Falhas e Tempos de Indisponibilidade	53
3.11.7 Componentes Críticos	56
Capítulo 4 – Manutenção aplicada às Turbinas Eólicas	58
4.1 Definição de Manutenção.....	58
4.1.1 Manutenção Preventiva.....	59
4.1.2 Manutenção Correctiva	59
4.2 A Evolução da Manutenção	59
4.3 Estratégias de Manutenção.....	62
4.3.1 <i>Total Productive Maintenance</i> , (TPM).....	62

4.3.2 <i>Reliability-Centred Maintenance</i> , (RCM)	63
4.3.3 <i>Risk Based Inspection e Risk Based Inspection and Maintenance</i> (RBI/RBIM)	64
4.4 Estratégias de Manutenção em Turbinas Eólicas	66
4.4.1 Manutenção Preventiva Sistemática	66
4.4.2 Manutenção Preventiva Condicional.....	66
4.5.3 Manutenção Correctiva	67
4.6 Problemas das actuais Estratégias de Manutenção praticadas.....	68
Capítulo 5 - Noções de Fiabilidade	70
5.1 Lei de <i>Weibull</i>	72
5.1.1 Função pdf da Distribuição de <i>Weibull</i>	72
5.1.2 Função de fiabilidade da Distribuição de <i>Weibull</i>	72
5.1.3 Função Taxa de Avarias Instantânea da Distribuição de <i>Weibull</i>	73
5.2 Parâmetros de Forma (β) e Escala (η)	73
5.2.1 Período de Mortalidade Infantil ($\beta < 1$)	74
5.2.2 Período de Vida Útil ($\beta = 1$).....	74
5.2.3 Período de Desgaste ($\beta > 1$).....	74
5.3 Métodos de Estimação	75
Capítulo 6 – Metodologia do <i>Risk-Based Inspection e Risk-Based Inspection and Maintenance</i>	76
6.1 Inspeção.....	76
6.2 Definição de Risco.....	76
6.3 RBI Qualitativa	78
6.4 RBI Quantitativa.....	78
6.5 Matriz de Risco	78
6.6 Princípios de Aceitação do Risco.....	80
6.7 Programa de Inspeção.....	81
6.8 Actividades de Redução do Risco	83
Capítulo 7 - Estudo de Caso	84
7.1 Função, Funcionamento e Modos de Falha	84
7.2 Recolha de Dados	85
7.3 Análise dos Dados Reais	86
7.3.1 Testes de Aderência	86
7.3.2 Distribuição de <i>Weibull</i>	87
7.4 Resultados Obtidos	87
7.4.1 Sistema de Transmissão.....	88
7.4.2 Caixa de Engrenagens	89
7.4.3 Gerador	91
7.5 Probabilidade de Fiabilidade dos Subsistemas Críticos.....	93

7.6 CoF - Consequências da Falha.....	95
7.6.1 CoF (Ambiental)	95
7.6.2 CoF (Saúde e Segurança)	96
7.6.3 CoF (Negócio).....	97
7.6.4 CoF (Total)	98
7.7 Evolução do Risco.....	98
7.8 Categorização do risco	98
7.9 Planos de inspeção	99
Capítulo 8 – Discussão e Conclusões	100
Bibliografia	103
Glossário.....	114
ANEXOS.....	123
[ANEXOS A - Capítulo 2] – O Atlas Europeu de Vento.....	124
[ANEXOS A - Capítulo 2] - O Atlas Europeu de Vento offshore	125
[ANEXOS A - Capítulo 2] – O Atlas Português de Vento.....	126
[ANEXOS A - Capítulo 2] – Potência por distritos e regiões autónomas Dezembro 2009	127
[ANEXOS A - Capítulo 2] – Localização dos parques eólicos Dezembro 2009	128
[ANEXOS A - Capítulo 2] - Continente - Dezembro 2009.....	129
[ANEXOS A - Capítulo 2] - Regiões Autónomas - Dezembro 2009	136
[ANEXOS A – Capítulo 2] - <i>Offshore</i> na Europa - Dezembro 2009.....	138
[ANEXOS B – Capítulo 3] – Relatório de Falha <i>Elforsk</i>	141
[ANEXOS B – Capítulo 3] – Tabela dos dados <i>Elforsk</i> [2000-2004].....	142
[ANEXOS B – Capítulo 3] – Tabela dos dados <i>VTT</i> [1996-2008].....	143
[ANEXOS C - Capítulo 7] – Tabelas dos dados de falha (1/3).....	144
[ANEXOS C – Capítulo 7] – Testes de aderência (1/3).....	147
[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo <i>Weibull</i> $++7$ (1/22)	150
[ANEXOS C – Capítulo 7] – Resumo dos dados do <i>Weibull</i> $++7$ (1/3).....	172

Lista de Figuras

Figura 1 – Energias renováveis	8
Figura 2 – Total capacidade mundial instalada	9
Figura 3 – Top 10 capacidade mundial instalada por países em 2008 e 2009	9
Figura 4 – Top 10 da capacidade instalada mundial em percentagem	10
Figura 5 – Distribuição do crescimento da nova capacidade em 2009.....	10
Figura 6 – Distribuição da capacidade mundial total em 2009.....	10
Figura 7 – Capacidade acumulada em Dezembro de 2009	12
Figura 8 – Número de turbinas por classes de potência em Dezembro 2009.....	12
Figura 9 – Potência por distritos e Regiões Autónomas	13
Figura 10 - Órgão accionado por roda de vento de Heron	18
Figura 11- Turbina eólica 2 [kW].....	19
Figura 12 - Relação entre o diâmetro típico do rotor e a potência nominal da turbina.....	20
Figura 13 - Evolução da dimensão ao longo do tempo.....	20
Figura 14 - Volume da massa de ar ao passar pelo rotor.....	21
Figura 15 - Modelo de Betz.....	22
Figura 16 - Limite de Betz	23
Figura 17 - Regiões de operação de uma turbina eólica	25
Figura 18 - Turbina eólica	26
Figura 19 - Diferentes configurações das turbinas “Upwind” e “Downwind”	27
Figura 20 – Aerodinâmica das forças de sustentação.....	28
Figura 21 – TSR para diferentes tipos de turbinas eólicas.....	29
Figura 22 – “Tower dam effect”	30
Figura 23 – Rotação das pás através do sistema de controlo de passo	32
Figura 24 – Elementos da transmissão	35
Figura 25- Relação Massa/Custo entre diferentes “designs” de caixas de engrenagens.....	37
Figura 26 – Mecanismo do Sistema de “yaw”	40
Figura 27 – Gráfico das várias percentagens de custos por componente	42
Figura 28 - Custo médio anual actualizado por [MWh]	44
Figura 29 - Capacidade instalada Offshore na Europa no final 2009	48
Figura 30 - Distribuição das taxas de falha vs grupo de potência	53
Figura 31 - Variação da energia eólica e conseqüente taxa de falhas	54
Figura 32 – Origens das falhas	54
Figura 33 – Distribuição do número de falhas por componentes	55
Figura 34 – Tempo de indisponibilidade por falha	55
Figura 35 - Visão geral da Manutenção.....	58
Figura 36 – Evolução das expectativas da Manutenção.....	61
Figura 37 – Mudanças na concepção de falha de equipamento	61
Figura 38 – Evolução das técnicas de Manutenção	62
Figura 39 - Planeamento do processo RBI	64
Figura 40 - Gestão do risco utilizando RBI.....	65
Figura 41 – Curva de mortalidade $\lambda(t)$ ou “Curva da banheira”.....	73
Figura 42 - Exemplo da matriz de risco	79
Figura 43 – Diagrama do princípio ALARP	80
Figura 44 - Níveis de eficácia das inspecções.....	81
Figura 45 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull da transmissão mecânica.....	88
Figura 46 - Função densidade de probabilidade de falha da transmissão mecânica.....	88
Figura 47 - Função taxa de avarias instantânea da transmissão mecânica	89
Figura 48 - Probabilidade de falha da distribuição Weibull da caixa de engrenagens	90
Figura 49 - Função densidade de probabilidade da caixa de engrenagens	91
Figura 50 - Função taxa de avarias instantânea da caixa de engrenagens.....	91
Figura 51 - Probabilidade de falha da distribuição Weibull do gerador.....	92
Figura 52 - Função densidade de probabilidade de falha do gerador	92
Figura 53 - Função taxa de falhas instantânea do gerador	93
Figura 54 – Traçado das curvas de Fiabilidade dos subsistemas críticos das turbinas de 600 [kW] ..	94
Figura 55 – Esquematisação da CoF (Ambiental)	95
Figura 56 - Esquematisação da CoF (Saúde e Segurança).....	96

<i>Figura 57 - Esquematização da CoF (Negócio)</i>	97
<i>Figura 58 – Evolução do risco nos três primeiros anos</i>	99
<i>Figura A 1 - Atlas Europeu de Vento, (Risø National Laboratory)</i>	124
<i>Figura A 2 - Atlas Europeu de Vento offshore, (Risø National Laboratory)</i>	125
<i>Figura A 3 – Atlas Português de Vento</i>	126
<i>Figura A 4 – Potência por distritos e regiões autónomas em Dezembro 2009</i>	127
<i>Figura A 5 – Localização dos parques eólicos Dezembro 2009</i>	128
<i>Figura B 1 – Relatório de falha</i>	141
<i>Figura C 1 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull da transmissão mecânica</i>	150
<i>Figura C 2 – Função densidade de probabilidade de falha da transmissão mecânica</i>	150
<i>Figura C 3 – Função probabilidade de falha da transmissão mecânica</i>	151
<i>Figura C 4 – Função taxa de avarias instantânea da transmissão mecânica</i>	151
<i>Figura C 5 - Probabilidade de falha da distribuição Weibull do Rolamento Principal</i>	152
<i>Figura C 6 – Função densidade de probabilidade de falha do Rolamento Principal</i>	152
<i>Figura C 7 – Função probabilidade de falha do Rolamento Principal</i>	153
<i>Figura C 8 – Função taxa de avarias instantânea do Rolamento Principal</i>	153
<i>Figura C 9 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull do Veio Principal</i>	154
<i>Figura C 10 – Função densidade de probabilidade de falha do Veio Principal</i>	154
<i>Figura C 11 - Função probabilidade de falha do Veio Principal</i>	155
<i>Figura C 12 - Função taxa de avarias instantânea do Veio Principal</i>	155
<i>Figura C 13 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull da caixa de engrenagens</i>	156
<i>Figura C 14 – Função densidade de probabilidade de falha da transmissão mecânica</i>	156
<i>Figura C 15 – Função probabilidade de falha caixa de engrenagens</i>	157
<i>Figura C 16 – Função taxa de avarias instantânea da caixa de engrenagens</i>	157
<i>Figura C 17 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull do Rol. do Veio de Alta Velocidade</i>	158
<i>Figura C 18 – Função densidade de probabilidade de falha do Rol. do Veio de Alta Velocidade</i>	158
<i>Figura C 19 – Função probabilidade de falha do Rolamento do Veio de Alta Velocidade</i>	159
<i>Figura C 20 – Função taxa de avarias instantânea do Rolamento do Veio de Alta Velocidade</i>	159
<i>Figura C 21 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull do Rolamento do Veio Intermédio</i>	160
<i>Figura C 22 – Função densidade de probabilidade de falha do Rolamento do Veio Intermédio</i>	160
<i>Figura C 23 – Função probabilidade de falha do Rolamento do Rolamento do Veio Intermédio</i>	161
<i>Figura C 24 – Função taxa de avarias instantânea do Rolamento do Veio Intermédio</i>	161
<i>Figura C 25 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull do Rolamento das Rodas Dentadas</i> ...	162
<i>Figura C 26 – Função densidade de probabilidade de falha das Rodas Dentadas</i>	162
<i>Figura C 27 – Função probabilidade de falha das Rodas Dentadas</i>	163
<i>Figura C 28 – Função taxa de avarias instantânea das Rodas Dentadas</i>	163
<i>Figura C 29 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull das Ligações Chaveta/Escatel</i>	164
<i>Figura C 30 – Função densidade de probabilidade das Ligações Chaveta/Escatel</i>	164
<i>Figura C 31 – Função probabilidade de falha do Rolamento das Ligações Chaveta/Escatel</i>	165
<i>Figura C 32 – Função taxa de avarias instantânea do Rolamento das Ligações Chaveta/Escatel</i>	165
<i>Figura C 33 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull do gerador</i>	166
<i>Figura C 34 – Função densidade de probabilidade de falha do gerador</i>	166
<i>Figura C 35 – Função probabilidade de falha caixa de engrenagens</i>	167
<i>Figura C 36 – Função taxa de falhas instantânea do gerador</i>	167
<i>Figura C 37 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull dos Enrolamentos</i>	168
<i>Figura C 38 – Função densidade de probabilidade de falha dos Enrolamentos</i>	168
<i>Figura C 39 - Função probabilidade de falha caixa dos Enrolamentos</i>	169
<i>Figura C 40 – Função taxa de falhas instantânea dos Enrolamentos</i>	169
<i>Figura C 41 - Probabilidade de falha da distribuição Weibull dos Rolamentos</i>	170
<i>Figura C 42 – Função densidade de probabilidade de falha dos Enrolamentos</i>	170
<i>Figura C 43 – Função probabilidade de falha caixa dos Rolamentos</i>	171
<i>Figura C 44 – Função taxa de falhas instantânea dos Rolamentos</i>	171

Lista de Tabelas

<i>Tabela 1 – Potência e número de turbinas em Dezembro de 2009</i>	12
<i>Tabela 2 - Produção Eólica/Consumo Total [REN 1º Semestre, 2009]</i>	13
<i>Tabela 3 – Norma IEC 61400</i>	14
<i>Tabela 4 – Divisão dos custos de uma turbina típica de 1,5 [MW] por subsistemas e componentes</i> ..	42
<i>Tabela 5 – Divisão de custos médios por [MW] instalado na Europa</i>	43
<i>Tabela 6 - Sumário dos dados estatísticos</i>	56
<i>Tabela 7 – Falhas funcionais e modos de falha para uma turbina eólica</i>	85
<i>Tabela 8 – Exemplo dos resultados do Teste de aderência do Weibull ++7</i>	86
<i>Tabela 9 – Resumo parâmetros de escala β e η</i>	87
<i>Tabela 10 - Cálculo da probabilidade de Fiabilidade nos vários tempos de missão dos subsistemas críticos das turbinas de 600 [kW]</i>	94
<i>Tabela 11 - CoF (Ambiental)</i>	96
<i>Tabela 12 - CoF (Negócio)</i>	97
<i>Tabela 13 - CoF (Total)</i>	98
<i>Tabela 14 – Valores quantitativos do risco nos primeiros três anos de operação</i>	98
<i>Tabela 15 – Atribuição de valores de risco</i>	99
<i>Tabela A 1 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (1/7)</i>	129
<i>Tabela A 2 - Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (2/7)</i>	130
<i>Tabela A 3 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (3/7)</i>	131
<i>Tabela A 4 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (4/7)</i>	132
<i>Tabela A 5 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (5/7)</i>	133
<i>Tabela A 6 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (6/7)</i>	134
<i>Tabela A 7 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (7/7)</i>	135
<i>Tabela A 8 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa</i>	136
<i>Tabela A 9 – Parques /turbinas eólicas desligados da rede</i>	136
<i>Tabela A 10 – Parques /turbinas eólicas desligados da rede</i>	136
<i>Tabela A 11 – Parques eólicos em construção e adjudicados</i>	137
<i>Tabela A 12 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por países (1/3)</i>	138
<i>Tabela A 13 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por países (2/3)</i>	139
<i>Tabela A 14 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por países (3/3)</i>	140
<i>Tabela B 1 – Dados Elforsk relativos a frequências de falha e tempos de indisponibilidade</i>	142
<i>Tabela B 2 – Dados VTT relativos a frequências de falha e tempos de indisponibilidade</i>	143
<i>Tabela C 1- Dados de falha para a Caixa de Engrenagens</i>	144
<i>Tabela C 2 – Dados de falha para o Gerador</i>	145
<i>Tabela C 3 - Dados de falha para o Sistema de Transmissão</i>	146
<i>Tabela C 4 – Teste de aderência - Sistema de transmissão (castrófico)</i>	147
<i>Tabela C 5 – Teste de aderência - Rolamento Principal</i>	147
<i>Tabela C 6 – Teste de aderência - Veio Principal</i>	147
<i>Tabela C 7 – Teste de aderência - Caixa de engrenagens (catastrófica)</i>	147
<i>Tabela C 8 – Teste de aderência - Rolamento de Alta Velocidade</i>	148
<i>Tabela C 9 – Teste de aderência - Rolamento do Veio Intermédio</i>	148
<i>Tabela C 10 – Teste de aderência - Rodas Dentadas</i>	148
<i>Tabela C 11 – Ligações Chaveta/Escatel</i>	148
<i>Tabela C 12 – Teste de aderência - Gerador (catastrófico)</i>	149
<i>Tabela C 13 – Teste de aderência – Enrolamentos</i>	149
<i>Tabela C 14 – Teste de aderência - Rolamentos do Gerador</i>	149
<i>Tabela C 15 – Sumário de dados e superfície de verosimilhança do Sistema de Transmissão</i>	172
<i>Tabela C 16 – Sumário de dados e superfície de verosimilhança da Caixa de Engrenagens</i>	173
<i>Tabela C 17 – Sumário de dados e superfície de verosimilhança do Gerador</i>	174

Abreviaturas

AGMA	<i>American Gear Manufacturers Association</i>
AIA	Avaliações de impacto ambiental
ALARP	<i>As Low As Reasonably Practible</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
AVGOF	Teste de Kolmogorov-Smirnov
AVPLOT	Coeficiente de correlação normalizado
CoF	Consequências da falha
DESV	Valor global
DIN	<i>Deutsches Institut für Normung</i>
DS	<i>Danish Standard</i>
DWIA	<i>Danish Wind Industry Association</i>
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
EWTC	<i>European Wind Turbine Certification Guidelines</i>
EWTCG	<i>European Wind Turbine Certification Guidelines</i>
FER	Fontes de Energia Renovável
GAMAB	<i>Globalement Au Moins Aussi Bon</i>
GL	<i>Germanischer Lloyd</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INETI	Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação
ISEL	Instituto Superior de Engenharia de Lisboa
ISSO	<i>International Organization for Standardization</i>
LKV	Valor de máxima verosimilhança
LWK	<i>Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein</i>
MED	Rank Mediano
MGS	<i>Mindestens Gleiche Sicherheit</i>
MLE	<i>Maximum Likelihood Estimation</i>
MTBF	<i>Mean Time Between Failures</i>
NP	Norma Portuguesa
O&M	Operação e Manutenção
OEM	<i>Original Equipment Manufacturer</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
Pdf	Densidade de probabilidade
PE	Parques eólicos
PoF	Probabilidade de falha
RBI	<i>Risk Based Inspection</i>
RBIM	<i>Risk Based Inspection and Maintenance</i>
REN	Rede Eléctrica Nacional
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SG	<i>Spherical Graphite – Grafite Esferoidal</i>
TE	Turbinas eólicas
TSR	<i>Tip speed ratio</i>
USA	Estados Unidos da América
WAsP	Programa informático que estuda a variação do vento
WBCSD	<i>World Business Council for Sustainable Development</i>
WCED	<i>World Commission on Environment and Development</i>
WEA	<i>Wind Energy Association</i>
WEI	<i>Wind Energy Index</i>
WMEP	<i>Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm</i>
WRAP	<i>Waste Reduction Always Pays</i>
WWEA	<i>World Wind Energy Association</i>

Página intencionalmente deixada em branco

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Enquadramento

1.1.1 Introdução

Historicamente a Energia Eléctrica tem sido um pilar fundamental no desenvolvimento da humanidade, ajudando-a a controlar e a adaptar-se ao meio ambiente. A electricidade é considerada uma força impulsionadora da economia mundial, desempenha hoje um papel vital na sociedade moderna, contribui para o progresso e eleva os níveis da qualidade de vida das populações.

A Revolução Industrial, iniciada na Inglaterra no século XVIII, consistiu num conjunto de mudanças tecnológicas, com profundo impacto no processo produtivo ao nível económico e social. Desde então, fontes energéticas baseadas nos combustíveis fósseis têm sido a base de sustentação do crescimento nos países industrializados, porém, a sua utilização em larga escala, tem tido repercussões ambientais de proporções globais, consequência de enormes quantidades de gases de estufa libertados para a atmosfera. A ocorrência e o agravamento do efeito de estufa, destabilizam o equilíbrio energético no planeta, e originam um fenómeno conhecido como Aquecimento Global. É fundamental compreender a relação entre Homem e meio ambiente, e os limites de utilização dos recursos naturais existentes, de modo a tomar medidas para promover o desenvolvimento sustentável.

A dependência actual dos combustíveis fósseis e as emissões poluentes tendem a ser suprimidas em todo o planeta. Novos rumos têm que ser encontrados, i.e., directrizes na gestão dos recursos de energia, para o desenvolvimento sustentável das sociedades.

A energia eólica surge, nos últimos anos, como uma das fontes de energia alternativa com maior viabilidade de exploração, é vista como uma energia limpa em termos ambientais e que não acarreta custos directos de produção. Face ao seu crescimento exponencial no contexto mundial, propôs-se com este trabalho o desenvolvimento de uma ferramenta de apoio, baseada em Modelos de RBI (*Risk Based Inspection*) e RBIM (*Risk Based Inspection and Maintenance*).

1.1.2 Enquadramento Ambiental

A atenuação das alterações climáticas provocadas por anos de utilização exaustiva de recursos fósseis, para as mais diversas utilizações, é um dos principais desafios da sociedade contemporânea (Mestre, 2006).

Os ciclos de combustíveis fósseis caracterizam-se pelas emissões de substâncias potencialmente problemáticas para o meio ambiente: ar, água, e solo. Esta problemática antropogénica emerge tanto a uma escala mundial, em problemas como o aquecimento global e a depleção da camada de ozono, como a uma escala local, em problemas como a acidificação e a contaminação da superfície das águas e solos.

Se a curto e médio prazo, estes problemas são definidos⁽¹⁾ e identificadas as suas consequências, a longo prazo o mesmo não acontece, sendo praticamente impossível antever os seus efeitos.

Neste contexto, surgiu em 1997 no Japão, o Protocolo de Quioto, com o objectivo de reduzir as emissões de gases poluentes para a atmosfera. Este protocolo, assinado por 84 países, sugere um conjunto de metas que, uma vez alcançadas, permitirão uma redução da quantidade de emissão de gases poluentes, de, pelo menos, 5,2% até 2012, relativamente aos níveis observados em 1990. Se o Protocolo de Quioto for implementado com sucesso estima-se que a temperatura global se reduza entre 1,4°C e 5,8°C até 2100. No entanto, há comunidades científicas que afirmam categoricamente que a meta de redução de 5,2% em relação aos níveis de 1990 é insuficiente para a mitigação do aquecimento global. Actualmente, a União Europeia está empenhada em reduzir a totalidade das suas emissões em 20% dos níveis de 1990 até 2020, e também fixou a meta de aumentar a quota das energias renováveis no consumo de energia para 20% até 2020. Na Cimeira de Copenhaga, realizada no dia 7 de Dezembro 2009, a Dinamarca propõe a redução das emissões mundiais em 50% até 2050, i.e., o mundo deverá reduzir em 50% as emissões de gases com efeito de estufa até 2050, face aos níveis de 1990, e, grande parte desta redução deverá ser realizada pelos países desenvolvidos.

É fundamental compreender a relação entre Homem e meio ambiente, e, os limites de utilização dos recursos naturais existentes, de modo a tomar medidas para promover o desenvolvimento sustentável (Mestre, 2006).

⁽¹⁾ - Alguns dos impactos esperados a médio prazo nas condições de vida na Terra são: a alteração dos padrões de precipitação, o aumento dos níveis dos oceanos, uma decrescente florestação e o aumento extremo das condições climáticas.

1.1.3 Conceito de Desenvolvimento Sustentável

A busca de um Desenvolvimento Sustentável é, – e será – um dos maiores problemas que a Humanidade terá de enfrentar no decorrer da sua, já condicionada, evolução. A massiva industrialização, verificada a partir da revolução industrial, teve a sua base em combustíveis fósseis, o que provocou uma poluição ambiental descontrolada, consequência da enorme quantidade de gases de estufa libertados para a atmosfera, originando um desequilíbrio induzido entre o Homem e o seu meio ambiente.

A primeira consciencialização de que as actividades industriais resultam em respectivos impactes ambientais, é descrita por *Marx, K.* nos finais do século XIX, falando-se apenas em impactes da poluição industrial ao nível local (Biolat, 1977). Esta problemática ambiental marcou consideravelmente todo o século XX, com diversas teorias em torno deste tema. (Carson, 1962; Meadows, 1972). Com base na mesma abordagem, um grupo de conceituados cientistas sob o nome “*Club of Rome*”, em 1972, prevê o desaparecimento parcial de recursos numa questão de poucas décadas, se de facto, se mantivessem os padrões de produção e consumo verificados. O início da década de oitenta, é marcado pelas descobertas de cientistas relativas à depleção da camada de ozono, efeito de estufa, chuvas ácidas, e pelos desastres que ocorrem com as Centrais Nuclear, como é o caso da central de *Chernobyl* em 1986. Pela primeira vez, são directamente mensuráveis os impactes das actividades humanas no ecossistema natural, renovando-se assim a consciencialização crítica acerca dos padrões de produção e consumo que suportam as economias globais. Neste período, o conceito de Desenvolvimento Sustentável emerge, suportando a ideia de que o resultado do crescimento da actividade humana pode ter efeitos irreversíveis numa previsível incapacidade de sustentabilidade do Planeta (Mestre, 2006).

Em 1987, no relatório “*Our common future*” elaborado pela “*World Commission on Environment and Development*” (WCED), comissão presidida pela Organização da Nações Unidas (ONU), foi definido que: “*Desenvolvimento Sustentável é aquele que é capaz de suprir as necessidades da geração actual, sem comprometer a capacidade de atender às necessidades das gerações futuras.*”

No entanto, o conceito de Desenvolvimento Sustentável é geralmente entendido como vago e de interpretação flexível. Existe a necessidade de traduzir e operacionalizar este conceito, particularmente no âmbito empresarial e político, em objectivos do dia-a-dia (Schmidheiny, 1992).

O *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD), propõe a tradução para o termo Ecoeficiência, definido como: “*A disponibilização de produtos e serviços competitivos que satisfaçam as necessidades humanas e proporcionem qualidade de vida, enquanto progressivamente reduzam os impactes ambientais e a intensidade de utilização de recursos ao longo de todo o ciclo de vida – a um nível, pelo menos da capacidade de sustentação da Terra*” (Schmidheiny, 1992).

A Ecoeficiência encara-se actualmente como uma filosofia de gestão, que, ao prevenir a poluição e evitar os desperdícios, produz benefícios financeiros. O conceito de Ecoeficiência assenta numa ideia simples: produzir mais a partir de menos, ou seja, menor utilização de recursos, menor produção de emissões e resíduos a menores custos para as empresas. De acordo com Frazão, (2002), acompanhando os 7 elementos da Ecoeficiência, o desenvolvimento de um produto ou serviço, deverá entre outros:

- Reduzir a sua intensidade material;
- Reduzir a sua intensidade energética;
- Reduzir a dispersão de substâncias tóxicas;
- Promover a reciclagem de materiais utilizados;
- Maximizar o uso sustentável de recursos renováveis;
- Aumentar a durabilidade;
- Aumentar a possibilidade de utilização de serviços.

Estima-se que a população mundial duplicará em 50 anos e a prosperidade (especialmente o uso de produtos e serviços) será 5 vezes maior. A menos que o consumo e a produção de produtos e serviços sofram alterações, esta situação resultará a uma escala global, num impacte ambiental 10⁽²⁾ vezes maior. Se o objectivo a médio prazo, é alcançar uma tensão ambiental não superior à actual nos próximos 50 anos, a tensão ambiental, por unidade de produto ou serviço, deverá ser reduzida por um factor de 20 (“factor 20”).

“The problems we face today cannot be solved at the same level of thinking we were at, when we created them” Albert Einstein (1879 – 1955).

Neste sentido uma importante contribuição é dada aos novos desenvolvimentos tecnológicos, especificamente no que respeita à eficiência energética e utilização de tecnologias renováveis de modo a aumentar os níveis de Ecoeficiência de produtos e serviços (Mestre, 2006).

⁽²⁾ - O Factor 10 significa um aumento dez vezes superior na eficiência dos recursos nas economias desenvolvidas, reduzindo globalmente a utilização total dos recursos naturais, dentro dos limites da capacidade de renovação. O Factor 10 pede uma separação absoluta, não só relativa, do crescimento económico da utilização dos recursos naturais. (WBCSD).

1.2 Objectivos

Tendo em conta a crescente aposta nas energias renováveis, em especial na energia eólica, onde se verifica uma tendência na duplicação da capacidade instalada a cada três anos, o objectivo global deste trabalho consistiu na procura de soluções de análise do risco de forma a contribuir para a melhoria do comportamento global durante o tempo de vida das turbinas eólicas e respectivos parques onde se integrarem. Face às correntes práticas de Manutenção das turbinas e parques eólicos e às características das falhas que ocorrem, (por vezes catastróficas), existe necessidade de otimizar as estratégias, de modo a reduzir os custos Operacionais (incluindo os de Manutenção) durante o ciclo de vida, maximizando o retorno do investimento e melhorando a fiabilidade destes equipamentos. Como específicos objectivos para este trabalho, enumeram-se os seguintes:

- Sintetizar a actual posição e desenvolvimento da Energia Eólica;
- Descrever e identificar os subsistemas e componentes críticos de uma turbina eólica;
- Descrever as actuais práticas de Manutenção aplicadas às turbinas eólicas;
- Quantificar e traduzir em custos as consequências económicas, ambientais e segurança associadas a falhas dos componentes considerados como críticos;
- Desenvolvimento de uma ferramenta de apoio à decisão, baseada em Modelos de RBI (*Risk Based Inspection*) e RBIM (*Risk Based Inspection and Maintenance*).

1.3 Estrutura

A presente dissertação encontra-se organizada da seguinte forma. No capítulo 1, é feita uma breve introdução à dissertação, aos seus objectivos e à sua estrutura. No capítulo 2 aborda-se a actual situação da Energia Eólica, as suas normas e a legislação portuguesa. O capítulo 3 apresenta-se o estado da arte da energia eólica, e é realizada uma descrição e identificação dos componentes críticos com incidência nos custos e tempo de indisponibilidade. No capítulo 4 é descrita evolução da manutenção e a problemática das actuais estratégias de manutenção aplicadas às turbinas eólicas. No capítulo 5 são expostas algumas noções de Fiabilidade, em especial, a distribuição de *Weibull* assim como a descrição dos seus parâmetros. No capítulo 6 descreve-se com maior detalhe o método RBI e os seus conceitos base como a definição de risco e os seus princípios de aceitação. No capítulo 7 é apresentado um estudo de caso, no qual são traduzidas em custos as consequências económicas, de saúde, segurança e ambientais associadas a falhas dos componentes considerados com críticos. Com base nesta quantificação, é apresentada uma ferramenta de apoio à decisão, baseada em Modelos de RBI. Por fim, no último capítulo são expostas a discussão e as conclusões decorrentes do presente trabalho, bem como as sugestões para futuros estudos.

Página intencionalmente deixada em branco

Capítulo 2 - A Energia Eólica

A energia renovável é aquela que é obtida de fontes naturais capazes de se regenerar e portanto virtualmente inesgotáveis, limitadas apenas na quantidade de energia que é possível extrair em cada momento. Diz-se que uma fonte de energia é renovável quando não é possível estabelecer um fim temporal para a sua utilização, i.e., a sua utilização “hoje” não implica a diminuição da sua disponibilidade “amanhã”. As energias renováveis provêm das seguintes fontes: do Sol; do movimento e o potencial gravítico do Sol, Terra e da Lua; da energia geotérmica. Na Figura 1, mostra-se uma representação esquemática das energias renováveis e das suas origens. Analisando a figura é possível identificar algumas das formas de energia renováveis, tradicionalmente utilizadas pelo homem.

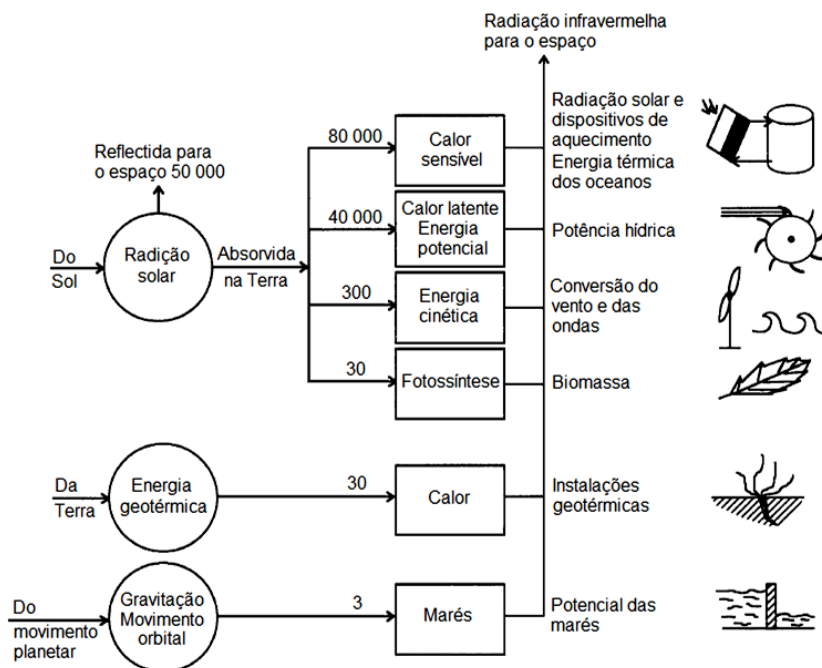


Figura 1 – Energias renováveis, valores em tera-Watts (10^{12} [W]), adaptado (Freris, 1990)

O grande desafio da utilização das energias renováveis passa pela sua incorporação no estilo de vida moderna, através de um planeamento adequado e da utilização de tecnologia, que as possam tornar competitivas face às fontes tradicionais (Freris, 1990). A energia eólica, surge como um dos principais vectores de orientação, a evoluir de forma quase exponencial nos últimos anos.

2.1 A Energia Eólica no Mundo

A energia eólica tem registado, nos últimos anos, uma evolução verdadeiramente assinalável⁽³⁾. No final de 2009, de acordo com o *World Wind energy Report 2009* elaborado pela WWEA – (*World Wind Energy Association*), a potência mundial atingiu os 159213 [MW]. A energia eólica cresceu cerca de 31,7% em 2009, a taxa mais alta desde 2001. A Figura 2 ilustra a evolução da potência eólica mundial nos últimos anos.

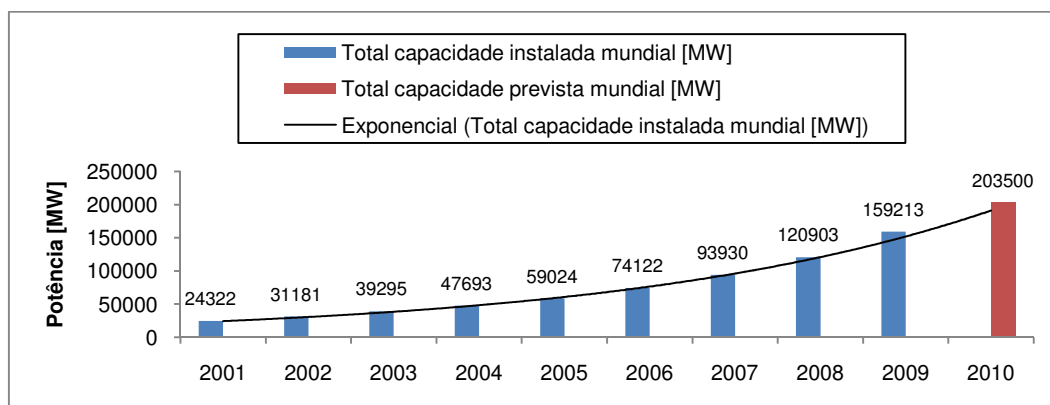


Figura 2 – Total capacidade mundial instalada [MW], adaptado (WWEA, 2010)

A tendência verificada da capacidade instalada é duplicada a cada três anos. Todas as turbinas eólicas instaladas no final de 2009 a nível mundial geravam cerca de 340 [TWh/ano], o equivalente à procura total de energia da Itália, a sétima maior potência económica mundial – o equivalente a 2% do consumo mundial de energia. Na Figura 3, expressa-se a capacidade instalada pertencente aos países com maior cota.

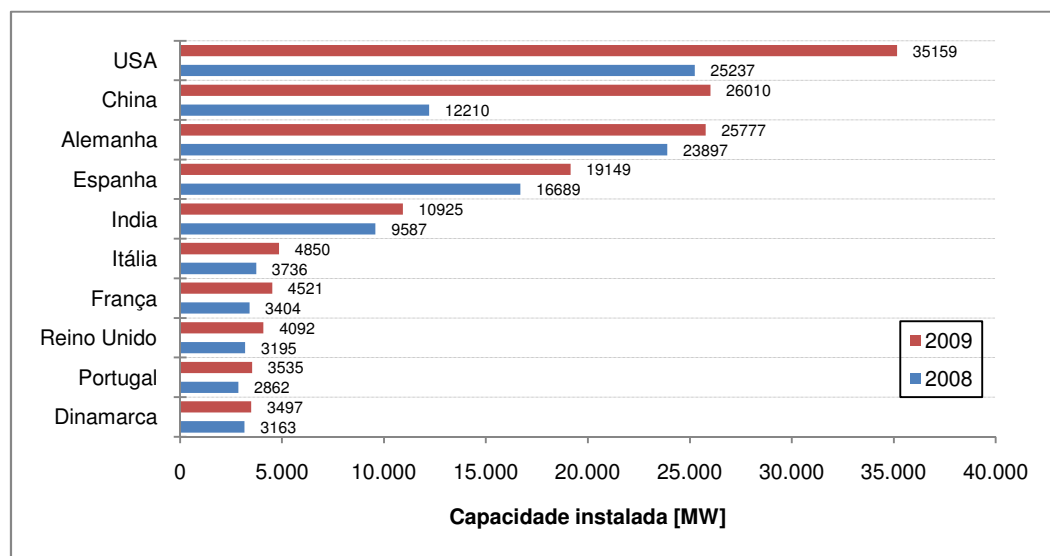


Figura 3 – Top 10 capacidade mundial instalada por países em 2008 e 2009, adaptado (WWEA, 2010)

⁽³⁾ - A indústria eólica gerou em 2009 cerca de 50 bilhões de euros, empregando cerca de 550 000 pessoas mundialmente, esperando duplicar este valor em 2012 para cerca de um milhão.

A Figura 4 ilustra a capacidade instalada em 2009 agora na forma de percentagens; os Estados Unidos da América (USA) em conjunto com a China e Alemanha dominam o sector eólico a nível mundial.

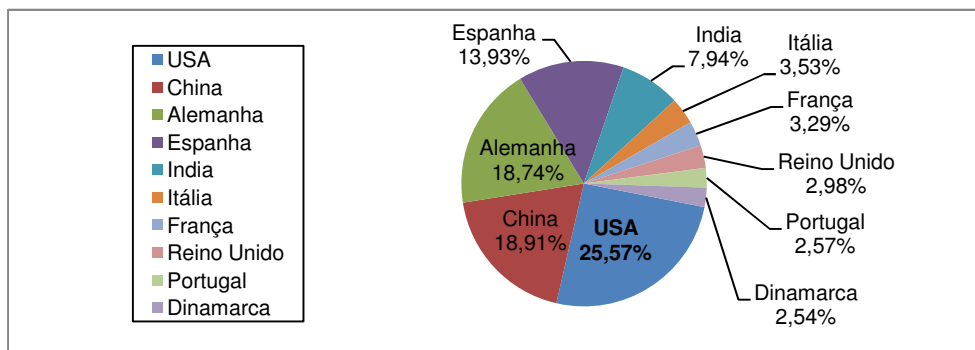


Figura 4 – “Top 10” da capacidade instalada mundial em percentagem, adaptado (WWEA, 2010)

No final do ano 2009, 82 países utilizaram a energia eólica numa base comercial, entre os quais 49 países aumentaram a sua cota de capacidade instalada. A Figura 5 ilustra, as cotas do crescimento de nova capacidade em 2009.

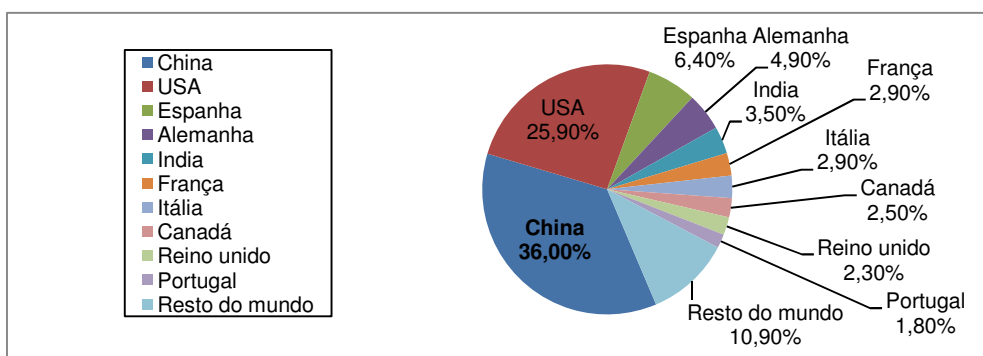


Figura 5 – Distribuição do crescimento da nova capacidade em 2009, adaptado (WWEA, 2010)

A Figura 6, expõe a distribuição por países, da potência eólica total mundial no final de 2009, com os Estados Unidos da América (USA) novamente a liderar o sector eólico.

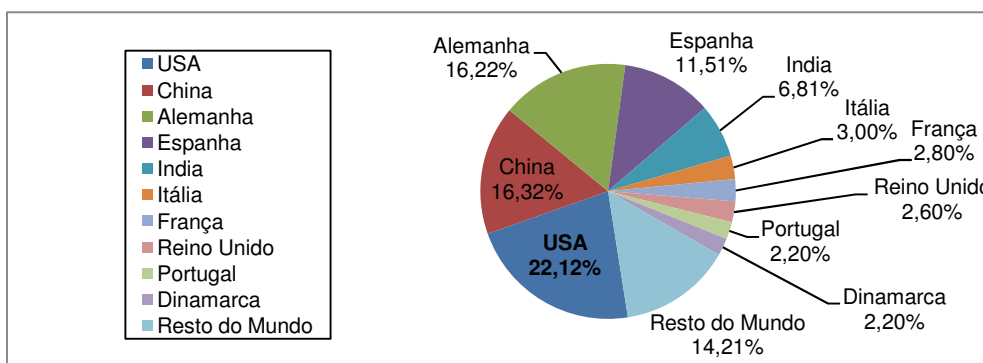


Figura 6 – Distribuição da capacidade mundial total em 2009, adaptado (WWEA, 2010)

2.2 Energia Eólica em Portugal

Portugal, devido à sua localização geográfica, detém vários recursos naturais com potencial valor para a produção de energia eléctrica. Existem vários factores que contribuem para que tal aconteça. Portugal possui um elevado nível de radiação solar, potencial eólico moderado, e uma considerável biomassa de origem animal e vegetal. As energias Oceânica⁽⁴⁾ e Hídrica estão igualmente presentes, em especial esta última, com o seu desenvolvimento a tomar lugar como uma das actuais prioridades para o sector energético. Portugal não tem recursos conhecidos de petróleo ou de gás natural, e, os recursos disponíveis de carvão estão praticamente extintos e são de baixa qualidade, encontrando-se assim, fortemente dependente do consumo de combustíveis fósseis importados. Este cenário energético tem importantes implicações ao nível estratégico e do desenvolvimento económico nacional, no entanto, o nosso País está a dar passos largos na senda de uma sustentabilidade baseada na geração de energias renováveis (International Energy Agency, 2009).

De modo a ultrapassar a vulnerabilidade, em relação à segurança do abastecimento energético, Portugal viu-se confrontado com a necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia, nomeadamente, promovendo e incentivando a utilização dos recursos energéticos renováveis, nos quais a Energia Eólica é um dos principais vectores de orientação, a evoluir de modo quase exponencial nos últimos anos. A situação actual é de grande dinamismo no sector, registando-se um número de pedidos de licenciamento de novas instalações que excede largamente o potencial técnico do recurso eólico (Castro, 2009).

Pese embora a instalação de parques eólicos *offshore* ser uma das áreas onde se tem registado maiores avanços, Portugal apenas dispõe de parques eólicos *onshore*, limitado pela elevada profundidade das águas na maior parte do território nacional.

Encontra-se em [Anexos A], uma listagem de todos os parques eólicos existentes em Portugal Continental e Regiões Autónomas no final de 2009, incluindo um mapa com a distribuição da potência pelos distritos, e a respectiva localização dos parques eólicos (Rodrigues, 2009).

⁽⁴⁾ - O projecto pioneiro *Pelamis*, constitui o primeiro parque de ondas pré-comercial do mundo, inaugurado, em Portugal a 23 de Setembro de 2008. Localizado ao largo da Aguçadora, Póvoa do Varzim, é constituído por três máquinas *Pelamis*, cada *Pelamis* tem três módulos de conversão de energia (3 x 250 [kW]). Cada módulo constitui um sistema independente de conversão de energia das ondas em energia eléctrica. Pese embora o grande potencial desta tecnologia devido à grande densidade de energia contida nas ondas, este processo encontra-se ainda no estado pré-comercial, ou seja, em fase de desenvolvimento.

No final de 2009 em Portugal só as novas instalações ligadas à rede pública ultrapassaram os 600 [MW], passando a estar ligada à rede eléctrica uma potência eólica total superior a 3500 [MW], conforme ilustra a Figura 7 (Rodrigues, 2009).

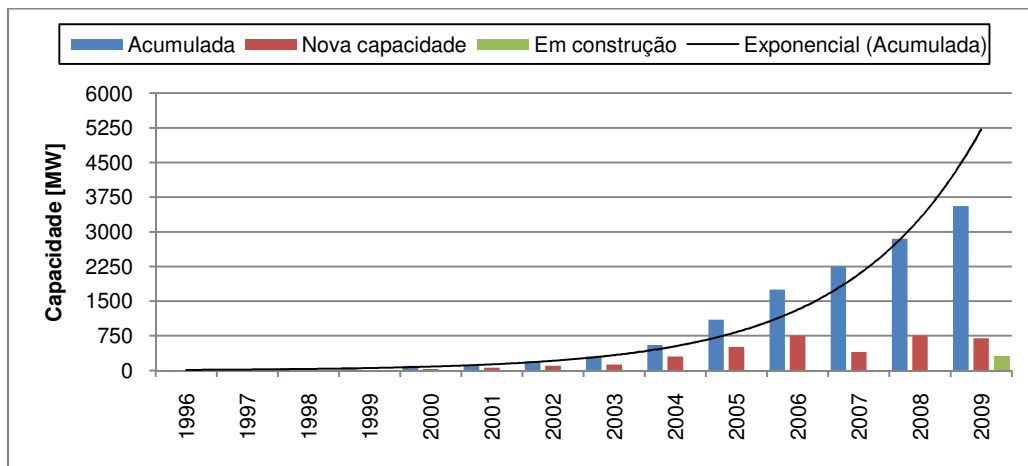


Figura 7 – Capacidade acumulada em Dezembro de 2009, adaptado (Rodrigues, 2009)

Ainda de acordo ao mesmo período temporal, a situação em termos de potência e número de turbinas eólicas, é ilustrada na Tabela 1.

Tabela 1 – Potência e número de turbinas em Dezembro de 2009, adaptado (Rodrigues, 2009)

Parques eólicos em Portugal	Ligados		Em construção		Total	
	Potência [MW]	Turbinas	Potência [MW]	Turbinas	Potência [MW]	Turbinas
Continente	3484,9	1844	287,1	142	3772	1986
Madeira	38,3	64	0	0	38,3	64
Açores	11,6	33	0	0	11,6	33
Total	3534,7	1941	287,1	142	3821,9	2083

Na Figura 8 expressa-se a distribuição do número de turbinas por classes de potência.

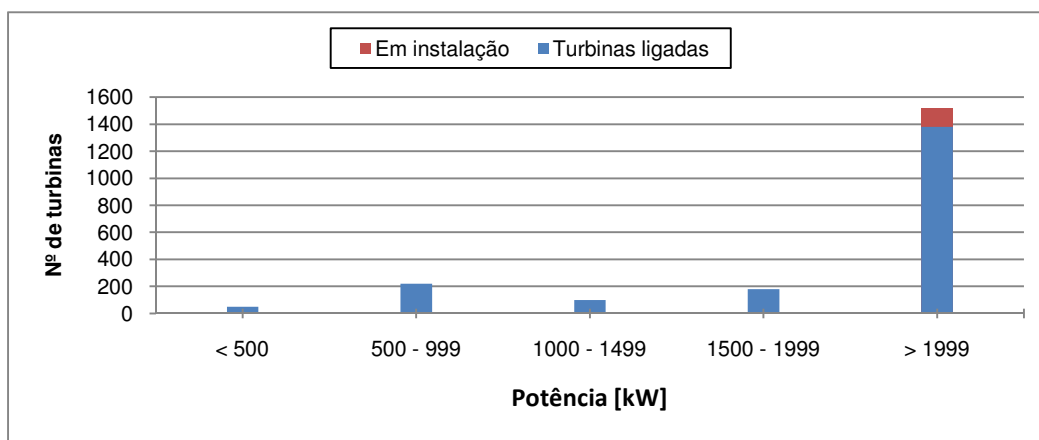


Figura 8 – Número de turbinas por classes de potência em Dezembro 2009, adaptado (Rodrigues, 2009)

O parque eólico Português é maioritariamente constituído por turbinas com potência superior a 2 [MW]. Este indicador reproduz a boa conjuntura verificada no sector eólico nacional. Na Figura 9, encontra-se exposta a situação relativa à potência eólica instalada e em construção em Portugal até Dezembro de 2009, bem como a sua distribuição por distritos e Regiões Autónomas.

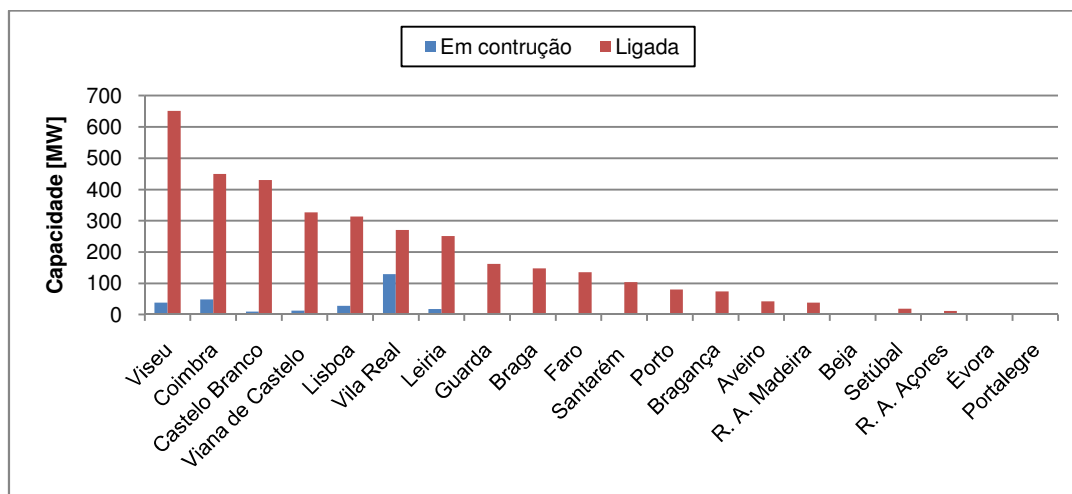


Figura 9 – Potência por distritos e Regiões Autónomas, adaptado (Rodrigues, 2009)

A REN - Rede Eléctrica Nacional, apresenta dados relativos ao primeiro semestre de 2009. Neste semestre, a produção eólica situou-se em 3176 [GWh], aumentando 15% face ao semestre homólogo do ano anterior. Esta produção permitiu abastecer 13% do consumo nacional, conforme apresentado na tabela 2 (REN 1º semestre, 2009).

Tabela 2 - Produção Eólica/Consumo Total [REN 1º Semestre, 2009]

Produção Eólica/Consumo Total [GWh]			
Período Temporal	1º Sem 2009	2008	2007
Consumo Sistema Eléctrico Nacional [GWh]	24 691	50 595	50 059
Produção Eólica	3 176	5 695	4 012
Percentagem Eólica	13%	11%	8%

Apesar do regime hidrológico muito desfavorável, o conjunto da produção renovável, incluindo além da eólica, a Hídrica e mini-hídrica, biomassa, biogás, fotovoltaica e resíduos sólidos urbanos, representou 47% do consumo nacional ou 53% da produção nacional no primeiro semestre de 2009.

No final de 2009, de acordo com a WWEA - *World Wind Energy Association*, Portugal ocupava o nono lugar a nível mundial, com cerca de 3535 [MW] de potência eólica instalada. De acordo com a EWEA - *European Wind Energy Association*, Portugal ocupava nas mesmas condições, o sexto lugar ao nível da Europa.

2.3 Normas Internacionais

2.3.1 Normas e Evolução Histórica

A elaboração de normas internacionais começou na década de 1980. A primeira publicação, foi um conjunto de regulamentos para a certificação, elaborado pela *Germanischer Lloyd*, em 1986. Estas regras iniciais, foram consideravelmente refinadas à medida que o estado de conhecimento cresceu, levando à publicação em 1993, do *Regulation for the Certification of Wind Energy Conversion Systems*, alterado por suplementos emitidos em 1994 e novamente em 1998. Entretanto, foram publicadas as normas nacionais na Holanda (*NEN 6096, Dutch Standard, 1988*) e Dinamarca (*DS 472, Danish Standard, 1992*). A *International Electrotechnical Commission* (IEC) começou a trabalhar na primeira norma internacional em 1988, o que levou à publicação da norma IEC 1400-1 *Wind Turbine Generator Systems - Parte 1 Safety Requirements*, em 1994, (*Second Edition IEC, 1997*). Em 1999 foi publicada uma edição revista com algumas alterações significativas, denominada pelo número IEC 61400-1 (Burton *et al*, 2001).

2.4.2 International Electrotechnical Commission (IEC) - IEC 61400

A norma internacional IEC 61400 foi desenvolvida por grupos de trabalho da técnica do *Comité-88* (TC-88) da IEC, enumerando-se as seguintes partes da mesma:

Tabela 3 – Norma IEC 61400

EN 61400-1:2005 (Ed.2)	Energia Eólica. Parte 1: Regras de concepção.
EN 61400-11:2003/A 1:2006 (Ed.2)	Sistemas conversores de energia eólica. Parte 11: Técnicas de medida de ruído acústico.
EN 61400-11:2003 (Ed.2)	Sistemas conversores de energia eólica. Parte 11: Técnicas de medida de ruído acústico.
EN 61400-12:2006 (Ed.2)	Energia eólica. Parte 12-1: medições do desempenho da electricidade produzida através de energia eólica.
EN 61400-2:2006 (Ed.2)	Turbinas eólicas. Parte 2: Requisitos de concepção para pequenas turbinas eólicas.
EN 61400-21:2002 (Ed.1)	Sistemas conversores de energia eólica. Parte 21: Medição e garantia das características de qualidade da potência dos sistemas conversores de energia ligados em rede.
EN 61400-21:2008 (Ed.2)	Turbinas eólicas. Parte 21: Medição e garantia das características de qualidade da potência das turbinas eólicas ligadas em rede.
EN 61400-22:2010 (Ed.1)	Ensaio de conformidade e certificação.
EN 61400-25-1:2007 (Ed.1)	Turbinas eólicas. Parte 25-1: Comunicações para monitorização e controlo de centrais eólicas - Descrição global de princípios e modelos.
EN 61400-25-2:2007 (Ed.1)	Turbinas eólicas. Parte 25-2: Comunicações para monitorização e controlo de centrais eólicas - Modelos de informação.
EN 61400-25-3:2007 (Ed.1)	Turbinas eólicas. Parte 25-3: Comunicações para monitorização e controlo de centrais eólicas - Modelos de transferência de informação.
EN 61400-25-4:2008 (Ed.1)	Turbinas eólicas. Parte 25-4: Comunicações para monitorização e controlo de centrais eólicas - Mapeamento de perfis de comunicação.
EN 61400-25-5:2007 (Ed.1)	Turbinas eólicas. Parte 25-5: Comunicações para monitorização e controlo de centrais eólicas - Ensaio de conformidade.
EN 61400-3:2009 (Ed.1)	Turbinas eólicas. Parte 3: Requisitos de concepção para turbinas eólicas "offshore".

2.3.3 Regras para a Certificação *Germanischer Lloyd*

Germanischer Lloyd's Regulation for the Certification of Wind Energy Conversion Systems, vulgarmente referidas como as regras GL, adoptam a mesma classificação da IEC 61400-1, mas especificam um único valor da turbulência à altura do cubo com uma intensidade de 20%. São especificados um grande número de casos de carga, mas muitos são paralelos com a IEC 61400-1. No entanto, as regras de GL providenciam igualmente um espectro simplificado de fadiga para cargas aerodinâmicas e cargas simplificadas, nos projectos de turbinas com três pás sem sistema de controlo de passo. Os níveis de detalhe fornecido pelas regras GL colocam-nas à parte das normas IEC e das normas *Danish Standard*, revelando-se fundamentais na certificação.

2.3.4 *Danish Standard DS 472*

A filosofia por de trás da selecção dos casos de carga de design nas normas é semelhante às aplicadas nas IEC-61400 e nas regras de GL, embora o número de casos de carga seja menor. Similarmente, os parâmetros dos requisitos para o controle e segurança de sistemas são novamente reescritos. A DS 472 distingue-se na medida em que inclui tratamentos detalhados baseados na derivação de um simples espectro de carga de fadiga, para uma máquina de design de três pás, sem sistema de controlo de passo, regulamentada até um diâmetro de 25 metros.

2.4 A Legislação Portuguesa

Governo e autoridades competentes estabeleceram nos últimos anos, várias medidas de incentivo para a instalação de sistemas de Energia Renovável e criaram condições para o seu desenvolvimento económico no sector da Energia.

Em 1988 foi publicada a primeira legislação (Decreto-Lei nº189/88 de 27 de Maio), que regula a produção de energia eléctrica pelos produtores independentes, e, é a legislação vigente mais importante relativa à produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis (Moreira *et al*, 2004).

De acordo com este decreto, a potência instalada em cada central foi limitada a um máximo de 10 [MVA], impondo-se a utilização, quer das chamadas energias renováveis, quer de carvão nacional, quer ainda de resíduos de origem industrial, agrícola ou urbana. A publicação desta legislação permitiu mobilizar investimentos significativos do sector privado, nomeadamente nos domínios da produção mini-hídrica e da cogeração.

Relativamente à energia eólica, a situação foi muito diferente. Conhecimento limitado do potencial eólico, tecnologia ainda em desenvolvimento e experiência reduzida com turbinas eólicas levaram, conseqüentemente, a uma difícil avaliação dos riscos por parte dos potenciais produtores (Castro, 2009).

A situação da energia eólica em Portugal é hoje completamente diferente. Como principais causas do acentuado desenvolvimento da energia eólica que se verifica actualmente no nosso país, podem apontar-se: (Moreira *et al*, 2004).

- A reestruturação do sector eléctrico, iniciada em 1995 e reforçada em 2006, estabelecendo o aprofundamento da liberalização e a promoção da concorrência nos mercados energéticos, com o conseqüente fim do monopólio detido pela EDP;
- A publicação de legislação específica, com o intuito claro de promover o desenvolvimento das energias renováveis, designadamente o Decreto-Lei n.º312/2001, que altera procedimentos administrativos com o objectivo de melhorar a gestão da capacidade de recepção, e o Decreto-Lei n.º225/2007, que actualiza o tarifário de venda de energia de origem renovável à rede pública, introduzindo uma remuneração muito atractiva, diferenciada por tecnologia e regime de exploração. Dá-se, nesta fase, o “boom” da energia eólica em Portugal;
- O Decreto-Lei nº363/2007 estimula o uso de fontes renováveis para micro geração, e tem como objectivo principal a geração de energia eléctrica em pequena escala, no local do seu consumo final. Com esta medida, o governo pretende licenciar, até 2015, 165 [MW] em regime de micro produção através de fontes renováveis. Assim sendo, a produção e venda em pequena escala, torna-se rentável para o produtor.
- O Governo de Portugal introduziu o Decreto-Lei n.º 51/2010 de 20 de Maio, sobre as instalações de centrais eólicas, alterando assim o Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio, destacando-se as seguintes alterações: mudanças na simplificação do procedimento para a instalação de sobre equipamento em centrais eólicas; revisão dos respectivos regimes remuneratórios; a obrigação de instalação de equipamentos destinados a suportar cavas de tensão e o fornecimento de energia reactiva;
- A aprovação da Directiva das Renováveis 77/CE/2001, cuja aplicação em Portugal prevê a instalação de cerca de 5000 [MW] de conversores eólicos, no horizonte de 2012 e cujos objectivos para Portugal são: atingir a meta dos 39% de produção de energia eléctrica a partir de Fontes de Energia Renovável (FER) até 2010, e os compromissos nacionais perante o Protocolo de Quioto.

Página intencionalmente deixada em branco

Capítulo 3 - Estado da Arte da Energia Eólica

3.1 Evolução Histórica

Historicamente não é clara a data da primeira aplicação nitidamente identificada como um sistema de conversão da energia eólica, apontando-se a máquina pneumática e órgão accionado pelo vento, por *Heron* de Alexandria há mais de 2000 anos, conforme se visualiza na Figura 10 (Drachmann, 1961).

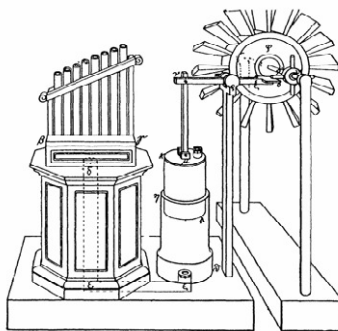


Figura 10 - Órgão accionado por roda de vento de Heron, adaptado (Hassan et Hill, 1986)

No entanto, a primeira referência de aplicação prática dos moinhos de vento teve a sua origem em *Sistan* no Irão no século VII (Hassan et Hill, 1986). Com o mesmo princípio fundamental de funcionamento, surgem no século VIII os moinhos de eixo vertical chineses para moagem e bombagem de água. Na Europa, aparecem os primeiros moinhos de vento no final do século XII, igualmente para a moagem e para a bombagem da água, com base em tecnologia diferente da aplicada no Oriente, caracterizando-se por máquinas de eixo horizontal e velas (pás de tecido), propriedades fundamentais e patentes até hoje. Foi este o método primário, usado para os sistemas de drenagem de largas áreas de terras “*polders*” na Holanda, desde o século XIII (Vadot, 1957).

Na segunda metade do século XIX aparece uma das mais populares máquinas, o moinho “americano” multipá (12 a 18), com diâmetros entre os 2 a 5 metros, usado em larga escala e que no nosso país é conhecido por “moinho-de-tirar-água”, que serviu para bombear água subterrânea para a actividade agrícola, quer para irrigação, quer para fornecimento de água (Perry, 1899).

Data do fim do século XIX (1888), a primeira tentativa de aplicação diferente da moagem e da bombagem, tendo-se produzido energia eléctrica a partir de um rotor accionado pelo vento, merecendo especial atenção uma turbina de 144 pás, 17 metros de diâmetro, suportada por uma torre com 18 metros de altura e com capacidade de 12 [kW] de potência, para carregar uma bateria de acumuladores, conhecida como turbina de *C. Brush*. Inventada em 1925, pelo engenheiro francês *F. M. Darrieus*, a turbina *Darrieus*, é igualmente designada por turbina eólica de Eixo vertical (*VAWT's Vertical Axis Wind Turbines*). A turbina *Darrieus* (como em geral as turbinas eólicas de eixo vertical), não é sensível à direcção do vento, e por isso (ao contrário das turbinas de eixo horizontal) não necessita de um sistema de orientação.

As modernas turbinas eólicas de eixo horizontal tiveram o seu advento nas primeiras décadas do século XX associando-se ao desenvolvimento da aerodinâmica dos aviões, especialmente, das hélices para a sua propulsão. Assim, apareceram pequenas turbinas eólicas para carregamento de baterias e outros fins, que se assemelhavam já, às modernas turbinas eólicas de eixo horizontal e pequeno número de pás, e.g., Figura 11.

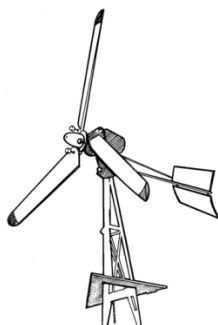


Figura 11- Turbina eólica 2 [kW], <http://www.fao.org/docrep>, (08/02/2010)

A primeira grande turbina eólica de eixo horizontal foi construída na Rússia em 1931, junto ao Mar Negro. Tinha um rotor de três pás, com um diâmetro de 30 metros e uma potência nominal de 100 [kW], e funcionou durante cerca de dois anos ligada à rede. Nos EUA, foi construída em 1941, a primeira turbina eólica com potência nominal superior a 1 [MW]: a chamada turbina de *Smith-Putnam* (Falcão, 2006). A maior turbina eólica até à década de 70 foi projectada e construída pelo engenheiro *Palmer Putnam* e pela *M. Smith Co.*, dando origem, na década de 80, à *Putnam-Smith Wind Turbine*, com um rotor de 53,3 metros de diâmetro, duas pás com variação de passo em toda a envergadura, que accionava um gerador síncrono de 1,25 [MW], comparando-se com os modelos actuais. As primeiras turbinas eólicas comerciais, foram instaladas no início dos anos 80, tendo tipicamente entre 10 a 20 metros de diâmetro e potências de 50 a 100 [kW]. A maioria tem um *design* de três pás, no entanto é possível, e existem, turbinas com duas pás, sendo estas menos estáveis.

“O aumento da dimensão das turbinas é vantajoso do ponto de vista económico e ambiental. Em geral, para um determinado local, quanto maior for a potência unitária mais energia é produzida, e melhor aproveitadas são as infra-estruturas eléctricas e de construção civil. Por outro lado, a redução do número de rotores em movimento diminui o impacto visual” (Castro, 2009).

A Figura 12 evidencia a relação, em média, obtida entre o diâmetro do rotor e a potência instalada nos geradores eólicos.

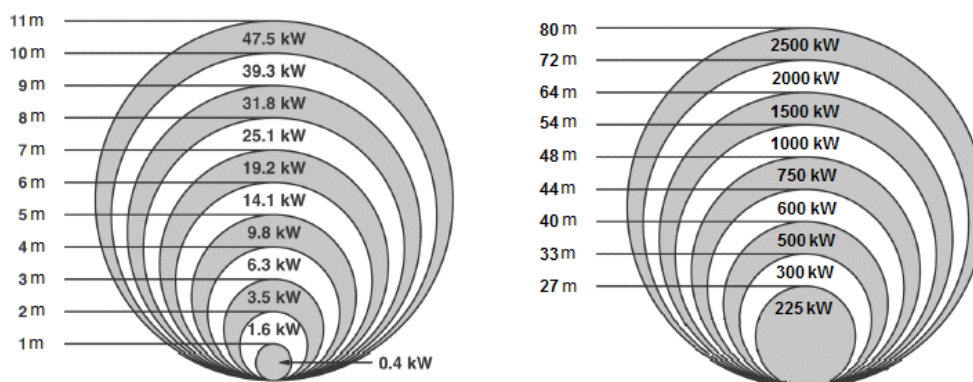


Figura 12 - Relação entre o diâmetro típico do rotor e a potência nominal da turbina, adaptado <http://www.windpower.org/en> acedido em 19/02/2010

Em 1987, a potência instalada em sistemas de conversão de energia eólica era de 1500 [MW] fornecidos por cerca de 15000 turbinas eólicas, a maior parte delas com diâmetros entre 15 a 25 metros. No início dos anos 90, a capacidade *standard* das turbinas era da ordem de 300 [kW] e actualmente (2010) já se situa, comercialmente, na gama de 3 a 5 [MW] como se pode visualizar através da Figura 13.

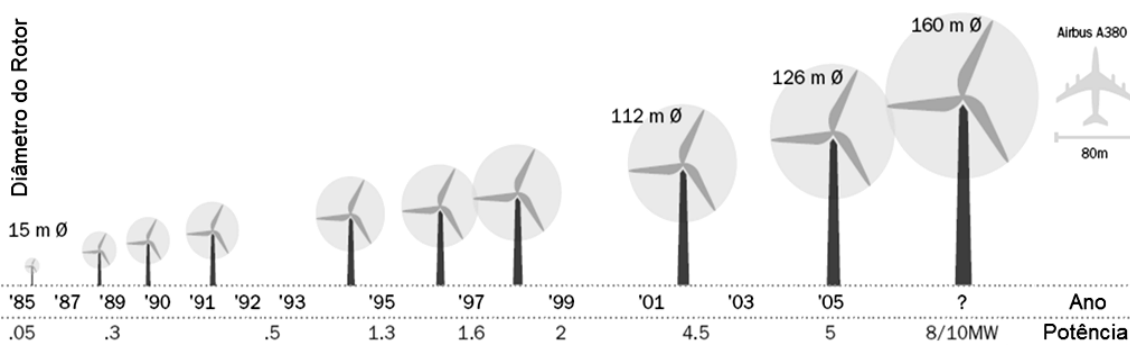


Figura 13 - Evolução da dimensão ao longo do tempo, <http://www.ewea.org> acedido em 05/01/2010

Pode afirmar-se que a tecnologia dos sistemas de conversão de energia eólica atingiu já um estado de maturidade apreciável. É hoje claramente visível a penetração desta tecnologia na nossa sociedade (Castro, 2009).

3.2 Princípio de Funcionamento – O Limite de Betz

O princípio de funcionamento de uma turbina eólica baseia-se no aproveitamento de parte da energia cinética, E_c [J], associada ao movimento de uma dada massa de ar, m [kg], que se desloca a uma velocidade, v [m/s]. A energia cinética pode ser calculada através da equação (3-1).

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad [\text{J}] \quad (3-1)$$

A massa de ar em movimento ao atravessar a secção plana transversal do rotor A [m²], como demonstrado na Figura 14, ocupa um volume V [m³], equação (3-2).

$$V = Ad \quad [\text{m}^3] \quad (3-2)$$

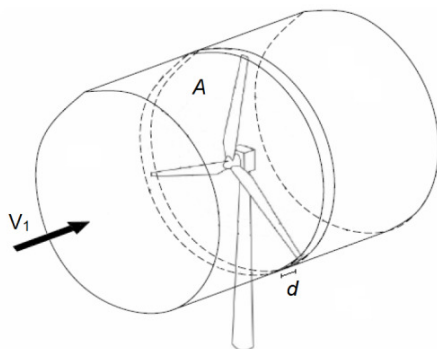


Figura 14 - Volume da massa de ar ao passar pelo rotor, adaptado Danish Wind Industry Association

Pode-se assim, definir a equação para a potência disponível no vento, P_0 [W], na unidade de tempo, t [s], como na equação (3-3):

$$P_0 = \left(\frac{E_c}{t} \right) = \frac{1}{2} \frac{\rho A d}{t} v^2 \quad [\text{W}] \quad (3-3)$$

A razão entre a distância d percorrida pelo vento e o tempo t gasto para percorrê-la é a própria velocidade do vento. Obtém-se assim a Equação (3-4):

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad [\text{W}] \quad (3-4)$$

Como se pode verificar na equação (3-4), a potência disponível é fortemente dependente da velocidade do vento. No entanto, a Figura 14 não representa o que acontece na realidade, quando uma massa de ar em movimento atravessa a secção plana transversal do rotor da turbina eólica.

O modelo de *Betz*, apresentado pela Figura 15, procura representar o que realmente acontece quando a massa de ar passa pela secção plana transversal do rotor.

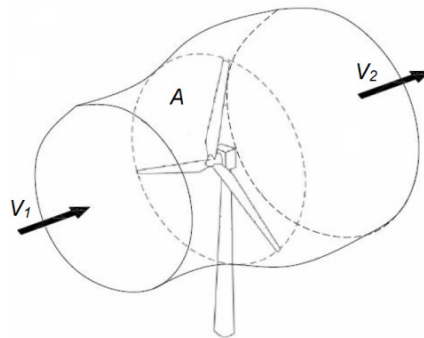


Figura 15 - Modelo de Betz, adaptado (Danish Wind Industry Association)

Quando a massa de ar em movimento, atravessa a secção plana transversal do rotor, ocorre um processo intermédio de conversão de energia cinética em pressão, acompanhando a diminuição gradual da velocidade imposta pela presença da turbina. De seguida, a pressão desce bruscamente, de tal forma que após *A*, é mais baixa do que a pressão do meio envolvente. A jusante de *A*, a pressão cresce gradualmente até atingir de novo o valor da pressão atmosférica e a velocidade diminui, segundo um processo de conversão idêntico ao que ocorre a montante de *A*.

Assim, os valores de pressão estática entre dois pontos, um a montante e outro a jusante do rotor, são iguais, verificando-se uma diminuição da energia cinética.

Admitindo que a velocidade em *A* é a velocidade média $v_{média}$, [m/s], calculada a partir da equação (3-5).

$$v_{média} = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad [\text{m/s}] \quad (3-5)$$

A massa de ar que atravessa *A* por unidade de tempo, \dot{m} [kg/s], é obtida com a equação (3-6).

$$\dot{m} = \rho A v_{média} = \rho A \frac{V_1 + V_2}{2} \quad [\text{kg/s}] \quad (3-6)$$

A potência extraída, *P* [W], do vento pelo rotor da turbina é dada pela equação (3-7).

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad [\text{W}] \quad (3-7)$$

Substituindo na equação 7, \dot{m} , pelo valor na equação 3-6, obtém-se a equação (3-8).

$$P = \frac{1}{2} \rho A \frac{v_1 + v_2}{2} (v_1^2 - v_2^2) \quad [W] \quad (3-8)$$

Ao dividir a equação (3-8) pela equação (3-4), ou seja, se dividirmos a potência extraída pela potência disponível, obtém-se a equação (3-9).

$$\frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{2} \rho A \frac{v_1 + v_2}{2} (v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} \Leftrightarrow \frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left[1 + \frac{v_2}{v_1} - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^3 \right] \quad (3-9)$$

A equação (3-9) é conhecida por coeficiente de potência C_p , e descreve a fracção de energia cinética, da massa de ar em movimento que incide no rotor, que é convertida em energia mecânica. Através da equação (3-9), pode traçar-se o gráfico da Figura 16.

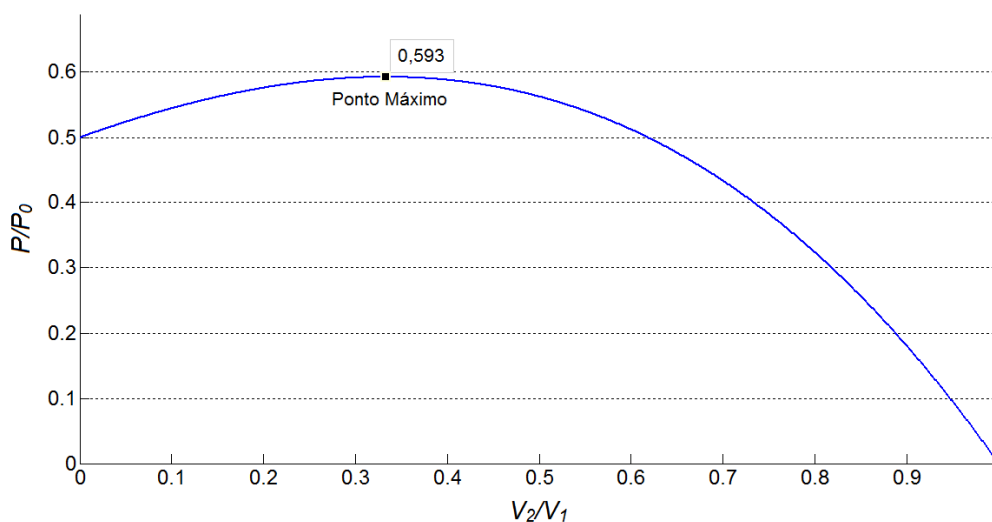


Figura 16 - Limite de Betz, adaptado (Castro, 2009)

A potência disponível na massa de ar em movimento não é totalmente convertida em potência mecânica. A Lei de *Betz*, enunciada por *Albert Betz* em 1919, diz que, independentemente da forma construtiva da turbina apenas 16/27, cerca de 59%, da energia cinética contida no vento, pode ser transformada em energia mecânica. Assim, o coeficiente aerodinâmico do rotor, C_p , é a fracção de energia cinética da massa de ar em movimento que incide no rotor que é convertida em energia mecânica. Este coeficiente apresenta um valor máximo teórico de 0,593, i.e. o Limite de *Betz*. Os rotores que actualmente são utilizados para a produção comercial de electricidade apresentam coeficientes de potência compreendidos entre 0,35 e 0,4.

3.3 Potência Eólica

Uma condição necessária para a transformação da energia contida no vento é a existência de um fluxo permanente e razoavelmente forte de vento. As turbinas modernas são projectadas para atingirem a potência máxima para velocidades do vento da ordem de 10 a 15 [m/s] (Castro, 2009).

3.3.1 Potência disponível no vento

Conforme referido anteriormente, na equação (3-4), a potência disponível no vento é proporcional ao cubo da velocidade do vento:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad [\text{W}] \quad (3-4)$$

Esta equação revela que a potência disponível é fortemente dependente da velocidade do vento⁽⁵⁾. Quando esta duplica a potência aumenta oito vezes, enquanto ao duplicar a área varrida pelas pás da turbina o aumento é só de duas vezes. Por outro lado, se a velocidade do vento desce para metade, a potência reduz-se a 12,5%. Assim se explica, a importância crítica da colocação das turbinas em locais com velocidades do vento elevadas e o sucesso económico dos projectos de energia eólica.

3.3.2 Coeficiente de Potência – C_p

O rendimento efectivo da conversão numa turbina eólica, depende da velocidade do vento e é dado pela equação (3-10)

$$C_p(u) = \frac{P}{P_0} \quad (3-10)$$

Em que P é a potência mecânica disponível no veio da turbina. Embora a definição de C_p seja a dada pela equação (3-10), os fabricantes de turbinas têm por hábito incluir o rendimento do gerador eléctrico no valor de C_p , pelo que a expressão usada na prática é:

$$C_p(u) = \frac{P_e}{P_0} \quad (3-11)$$

Em que P_e é a potência eléctrica fornecida aos terminais do gerador. Não está normalizada a designação a dar ao rendimento, assim, pode ser expressa pela equação (3-10) ou pela equação (3-11).

⁽⁵⁾ – Massa específica do ar: $\rho = 1,225$ [kg/m³], em condições de pressão e temperatura normais.

3.4 Potência Eléctrica

As turbinas eólicas podem ser classificadas quanto ao seu modo de funcionamento, i.e., quanto à velocidade de funcionamento do rotor. As turbinas eólicas podem ser classificadas como de velocidade constante ou de velocidade variável (Novak, 1995).

Para uma melhor compreensão destes conceitos de funcionamento, bem como os métodos de limitação de potência, as turbinas eólicas são divididas em regiões de operação, conforme demonstrado na Figura 17.

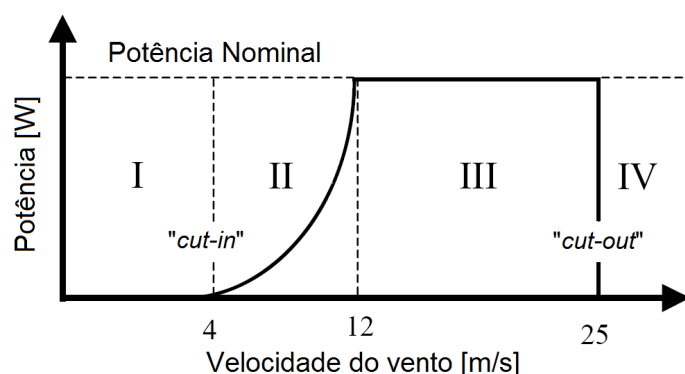


Figura 17 - Regiões de operação de uma turbina eólica, adaptado (Novak, 1995)

A região I ou região de partida, determina a velocidade mínima do vento necessária para a turbina iniciar o seu funcionamento – velocidade de “cut-in”. Normalmente, as turbinas eólicas são projectadas para operar a partir de velocidades do vento entre 3~5 [m/s]. Na região II ou região de operação normal, a turbina eólica pode operar em velocidade constante ou em velocidade variável, dependendo do tipo de gerador e do sistema de controlo utilizado. A região III, ou região de limitação de potência, é usada para limitar a potência de saída da turbina ao seu valor nominal. Esta região encontra-se compreendida entre 12~25 [m/s]. Os principais métodos de limitação de potência são por perda aerodinâmica ou por regulação de passo⁽⁶⁾.

A região IV ou região de paragem programada determina a velocidade máxima de operação da turbina eólica – velocidade “cut-out”. Não é economicamente viável dimensionar todos os componentes da turbina eólica, para extrair a potência contida nas altas velocidades do vento (>25 [m/s]), dado que estas velocidades acontecem esporadicamente. Assim, para altas velocidades do vento, a turbina eólica deve entrar em paragem programada, de modo a não danificar os seus componentes. A velocidade típica de paragem da maior parte das turbinas acontece na faixa dos 20~25 [m/s] (Novak, 1995; Weigand *et al*, 1999).

⁶ - “Pitch”.

3.5 Componentes do Sistema

No âmbito desta dissertação é de particular interesse a descrição dos principais componentes que constituem uma turbina eólica típica, (i.e. turbina eólica de eixo horizontal, três pás, versão “Upwind”, sistema de controlo de passo, caixa de engrenagens, gerador assíncrono, sistema “yaw”⁽⁷⁾). A conversão de energia cinética contida no fluxo de ar que atravessa o rotor depende do *design* aerodinâmico e da relação de peso adoptada. Assim, para além das inevitáveis associações técnicas provenientes da engenharia aeronáutica, aplicam-se igualmente diversas terminologias derivadas da mesma (Hau, 2006). Conforme se pode observar na Figura 18, a turbina eólica é constituída por três partes principais: o rotor, a “nacelle”⁽⁸⁾ e a torre.

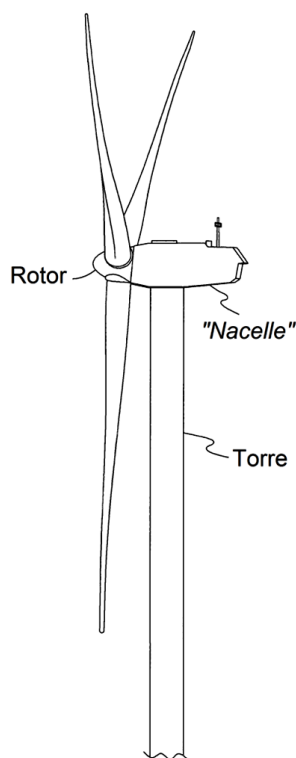


Figura 18 - Turbina eólica, <http://www.freepatentsonline.com>, acedido em 13/07/10

O rotor é formado pelas pás, cubo do rotor e sistema de controlo de passo das pás. Na “nacelle” estão alojados, os equipamentos responsáveis pela conversão electromecânica, (e.g. sistema de transmissão mecânica, caixa de engrenagens, gerador, sistema de controlo, acoplamentos, sistema de “yaw” entre outros). A torre, por sua vez, é constituída por ela própria e pela sua fundação.

⁽⁷⁾ - O termo anglo-saxónico “yaw” provém igualmente da linguagem aeronáutica e significa rotação em torno do seu eixo vertical, contextualmente define-se o eixo atribuído a este sistema como a própria torre da turbina eólica. Ou seja, corresponde ao seu mecanismo de orientação direccional

⁽⁸⁾ - O termo anglo-saxónico “nacelle” provém da linguagem aeronáutica, e, significa carlinga (i.e. corresponde à cobertura do posto do(s) pilotos/navegador/bombardeiro), ou seja cabina.

3.5.1 Rotor

Estruturalmente, o rotor de uma turbina eólica constitui-se pela soma de diversos componentes. Com base na definição de que, o rotor compreende todas as partes rotativas da turbina eólica exteriores à “nacelle”, podem diferenciar-se nele os seguintes componentes:

- As pás do rotor;
- O cubo do rotor;
- O sistema de controlo de passo das pás.

O cubo do rotor e o sistema de controlo de passo das pás, são componentes que face à sua constituição, se apresentam associados a áreas tradicionais da engenharia mecânica, i.e., do ponto de vista tecnológico e de operação, relacionam-se com o sistema de transmissão mecânico. Por sua vez, a tecnologia inerente às pás do rotor, encontra-se mais associada às aplicações da engenharia aeronáutica do que à engenharia mecânica convencional (Hau, 2006).

O rotor de uma turbina eólica de eixo horizontal pode, ser instalado na “nacelle” de duas formas em relação à direcção do vento: a montante, i.e. “*upwind*”, ou a jusante, i.e. “*downwind*”. A versão “*downwind*” permite, o auto alinhamento do rotor na direcção do vento. No entanto, o escoamento do vento é perturbado pela torre e pela “nacelle” antes de incidir no rotor, originando uma operação em condições de turbulência. Durante fortes rajadas de vento, essa turbulência aumenta e gera ruídos audíveis, o que impede a utilização deste tipo de turbinas, em áreas próximas de locais habitáveis.

A versão “*upwind*” generalizou-se, devido ao facto de o vento incidente não ser directamente perturbado pela torre. Na Figura 19, encontram-se ilustradas as diferentes configurações das turbinas “*Upwind*” e “*Downwind*”.

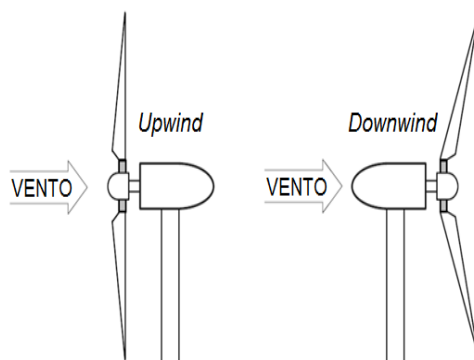


Figura 19 - Diferentes configurações das turbinas “Upwind” e “Downwind”, (Manwell et al 2004)

3.5.2 Pás do Rotor

A indústria eólica espera uma vida de serviço das pás do rotor de 10^8 ciclos o que se traduz, grosseiramente, em cerca de 20 anos de operação (Spera, 1998). Um projecto bem sucedido de pás deve satisfazer um vasto leque de objectivos, alguns dos quais contraditórios. Estes objectivos podem ser resumidos como se segue: (Burton *et al*, 2001).

- Maximizar o rendimento de energia para a distribuição de vento especificado;
- Limite de potência máxima (no caso de máquinas reguladas por “*stall*”);
- Resistir a cargas extremas à fadiga;
- Desvios de ponta;
- Restringir deflexões de modo a evitar colisões entre a pá e a torre;
- Evitar a indução de ressonâncias;
- Minimizar o peso e o custo.

O projecto das pás do rotor dos geradores eólicos utiliza conhecimentos de aerodinâmica, adquiridos ao longo do tempo na concepção de asas das aeronaves. A configuração aerodinâmica das asas dos aviões torna possível o surgimento de forças de sustentação.

Se invertermos a asa de um avião obtemos um primeiro esboço de uma pá do rotor de uma turbina eólica, demonstrando-se este princípio na Figura 20.



Figura 20 – Aerodinâmica das forças de sustentação⁽⁹⁾, <http://wings.avkids.com> acedido em 22/01/2010

A geometria das pás do rotor, cuja secção recta tem a forma de um perfil alar, determina a quantidade de energia que é extraída a cada velocidade do vento.

A determinação do número ideal de pás das turbinas eólicas envolveu diversas considerações: ao nível de eficiência aerodinâmica; custos associados a estes componentes; impactos na fiabilidade do sistema e considerações estéticas, i.e. impacto visual. A questão da eficiência aerodinâmica relativa ao número de pás adoptado no *design* das turbinas, encontra-se relacionada com o “*Tip speed ratio*” (TSR) normalmente representado (λ).

⁽⁹⁾ - L define-se por forças de sustentação.

O TSR define-se como o quociente entre a velocidade rotacional da ponta da pá e a velocidade do vento, e.g. se a velocidade da ponta da pá for a mesma do vento, o TSR é 1.

$$TSR (\lambda) = \left(\frac{\text{Velocidade na ponta da pá } (v_{pp})}{\text{Velocidade do vento } (v)} \right) = \left(\frac{v_{pp} = \omega \times R}{v} \right) \quad (3-12)$$

A velocidade na ponta da pá encontra-se relacionada com a eficiência, i.e. com o próprio design da geometria da pá. Por exemplo, os “moinho-de-tirar-água” devido ao seu baixo TSR ($\lambda=1$), requerem uma área de varrerimento bastante sólida⁽¹⁰⁾, e são normalmente construídos com 20 a 30 pás (Gash *et Twele*, 2002).

Por outro lado, as turbinas que operam em relativa alta velocidade ($\lambda>6$) são construídas maioritariamente com três pás, mas também podem ser construídas com uma ou duas pás, conforme ilustrado pela Figura 21.

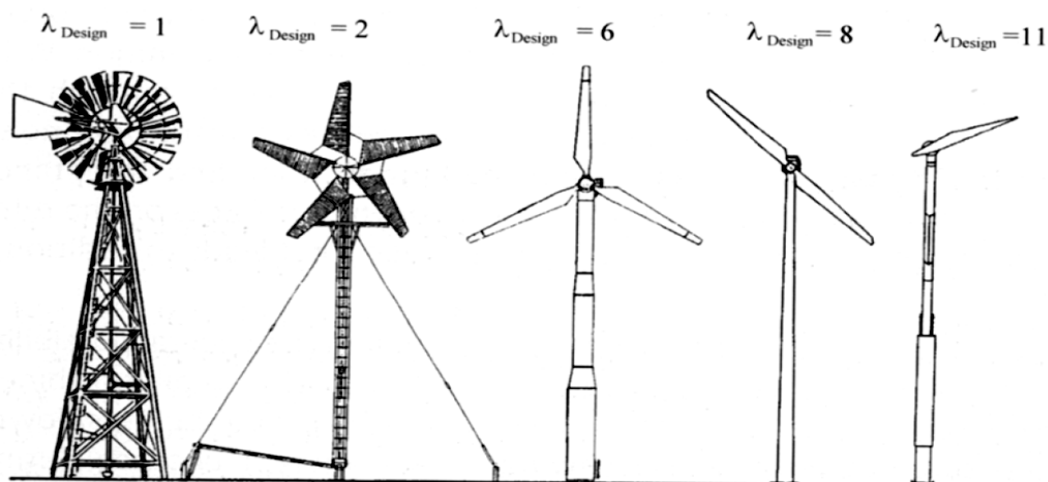


Figura 21 – TSR para diferentes tipos de turbinas eólicas, (Gash and Twele, 2002)

O acréscimo na energia captada ao vento está estimado em cerca de 3 a 5% quando se passa de duas para três pás, mas esta percentagem vai-se tornando progressivamente menor à medida que se aumenta o número de pás. Esta razão, motivou que a grande maioria das turbinas em operação apresente rotores com três pás, muito embora a solução com duas pás configure benefícios relacionados com a diminuição de peso e de custo (Castro, 2009).

O investimento elevado associado a esse componente foi um outro factor importante que contribui para a utilização de um baixo número de pás. Tipicamente, conforme referido em 3.6, o custo de um rotor com três pás representa cerca de 20% do custo total da turbina (Enbin *et Hahn*, 2003).

⁽¹⁰⁾ - Define-se *solidez* como sendo a razão entre a área total das pás e a área varrida pelas mesmas, (Castro, 2009).

Por esta razão, a primeira geração de turbinas na compreendida na ordem de grandeza de [MW], Mega watts, foi construída com rotor de duas pás. Os rotores com uma e duas pás, embora tendo a vantagem de diminuir os custos da turbina, têm um projecto do rotor mais complexo para evitar os esforços causados pela passagem do rotor pela torre (Krohn, 2003).

A distância a que o rotor efectua o seu movimento de rotação da torre não é significativa e assim o rotor sofre a influência do fluxo aerodinâmico gerado em torno da torre. Na generalizada configuração “*upwind*”, o rotor é afectado pela diminuição do fluxo verificado à frente da torre, originando um fenómeno denominado “*tower dam effect*”. Este fenómeno é representado na Figura 22.

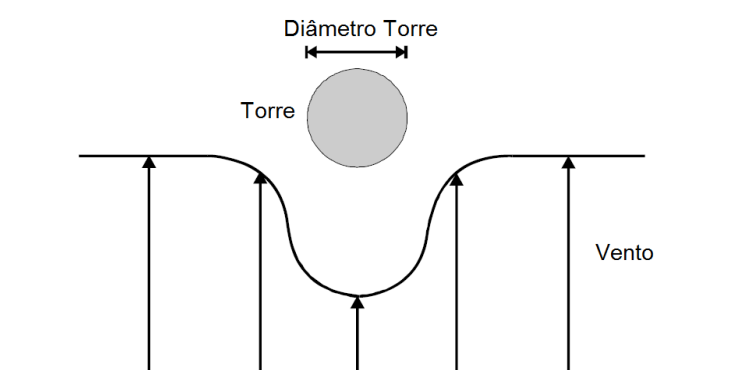


Figura 22 – “*Tower dam effect*”, adaptado (Ferreira de Jesus et al, 2001)

Esta questão assume relevância acrescida no desenho do rotor de duas pás. Torna-se necessário que o cubo do rotor possa baloiçar, “*teetering hub*”, ou seja, deve apresentar um ângulo de inclinação em relação à vertical, “*tilt angle*”, de maneira a contrapor os desequilíbrios resultantes da passagem das pás em frente à torre. Este efeito, na prática, pode ser diminuído com torres esguias e com uma distância mínima de segurança entre as pás e a torre – normalmente considerada como superior a um diâmetro de torre. Este fenómeno apresenta-se como um risco e deve ser considerado em projecto tendo em conta a excitação de vibrações na torre e.g., em operação a velocidade do rotor não deve originar um intervalo de frequências no qual se encontre a frequência natural da torre (Hau, 2006).

Os rotores com uma e duas pás apresentam igualmente problemas de ruído, devido à necessidade de uma maior velocidade rotacional para produzir a mesma potência que um rotor de três pás. Os rotores de uma só pá foram objecto de investigação, tendo sido construídos alguns protótipos, contudo, não conheceram o desenvolvimento comercial dada a sua natureza inerentemente desequilibrada (Burton et al, 2001).

Os rotores com três pás possuem uma distribuição balanceada do peso sobre a área varrida pelo rotor e desta forma são dinamicamente mais estáveis (Gash et Twele, 2002).

A principal razão da generalização do rotor com três pás deve-se à melhor distribuição do peso sobre a área de varredura do rotor, i.e., são rotores dinamicamente mais estáveis, reduzindo as cargas mecânicas nos diversos componentes da turbina eólica, principalmente os esforços na torre e nos elementos de transmissão, contribuindo assim, para um incremento relativo de fiabilidade (Castro, 2009). Finalmente, o impacto visual pode, – até certo nível – ser ponderado, sendo que um rotor de três pás é considerado esteticamente mais agradável do que um rotor de duas pás. Por todas estas razões generalizou-se o *design* das turbinas eólicas modernas de eixo horizontal, orientação “*upwind*” e rotor com três pás, denominado por conceito dinamarquês – “*Danish Three-Bladed Concept*”.

3.5.3 Cubo do Rotor

A ligação do movimento das pás ao veio principal de transmissão realiza-se através do cubo. A sua função estrutural é resistir às tensões de impulso do rotor, às tensões de impulso de cada uma das pás, aos movimentos gerados pelas pás e à transmissão de vibrações geradas pelos vários regimes de operação, característicos do funcionamento das turbinas eólicas (Burton *et al*, 2001). A ligação das pás ao rotor efectua-se por meio de ligações aparafusadas. Devido à complicada geometria do cubo, convencionou-se que a sua produção seria realizada em moldes de ferro fundido, uma vez que, deverá ser altamente resistente à fadiga e dificilmente se obtém um bom resultado através da construção soldada.

Em contraste com ferro fundido normal, o qual, devido ao alto teor e à difusa geometria do carbono na sua microestrutura, tem a desvantagem de ter um comportamento frágil e pode sofrer fracturas sob carga, o cubo é fabricado numa liga especial de ferro fundido, denominada “SG” – “*Spherical Graphite*” – i.e. grafite esférico. Desenvolvido durante os últimos cinquenta anos, actualmente o ferro fundido SG utiliza na sua produção materiais especiais, principalmente o silício que lhe confere uma boa resistência mecânica. No entanto, devido ao seu processo de fabricação e a um tratamento térmico extra o ferro fundido esférico torna-se substancialmente mais caro que o ferro fundido normal (Stiesdal, 1999). O cubo deverá ser submetido a um ensaio de dureza *Brinell* segundo a norma Portuguesa NP 106, tendo como finalidade confirmar que é constituído de Ferro fundido com grafite esférico, o qual deverá apresentar um valor de dureza entre 130 e 180 HB⁽¹¹⁾. Ao nível da montagem final na turbina, terá de ser efectuada uma inspecção visual a toda a peça, de modo a garantir não existirem defeitos susceptíveis de condicionar a sua aplicação.

⁽¹¹⁾ - Uma das normas que rege o Teste *Brinell* é a *ASTM E10 (Standard Test Method for Brinell Hardness of Metallic Materials)*.

3.5.4 Sistema de Controlo de Passo das Pás “Pitch”

O sistema de controlo de passo “Pitch” encontra-se localizado no cubo do rotor e integra o mecanismo de controlo de potência das turbinas eólicas. Ao alterar o ângulo de ataque das pás do rotor, ajusta aerodinamicamente o regime de funcionamento da turbina de modo a regular o nível de energia eólica captada (El-Henaoui, 2008), e.g., Figura 23. Normalmente, uma variação de 20 a 25 graus no ângulo de passo das pás, é considerada suficiente para alcançar este objectivo (Hau, 2006).

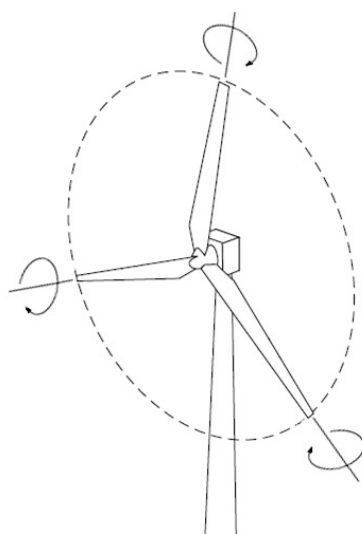


Figura 23 – Rotação das pás através do sistema de controlo de passo, adaptado (Burton et al, 2001)

Este sistema facilita a entrada em funcionamento, regula a estabilidade em operação, mas ainda mais importante, limita a potência fornecida pela turbina eólica para valores superiores à velocidade nominal de vento, permitindo realizar paragens controladas, (i.e. travão aerodinâmico), garantindo assim a segurança em situações de emergência, (e.g., numa situação em que o vento excede os 25 metros por segundo [m/s]. A turbina eólica necessita de um sistema fiável (i.e. recurso de redundâncias), de forma a colocar as pás num ângulo em que a turbina é induzida a uma paragem segura (Hau, 2006).

“O sistema de controlo de passo “Pitch” detém a chave para maximizar e proteger o investimento realizado numa turbina eólica” (El-Henaoui, 2008).

De acordo com a *Wind Energy Association* (WEA), estes sistemas representam cerca de 3% do custo total da turbina eólica, mas tal como numa política de seguro, este relativo pequeno custo, constitui uma grande diferença quando as condições de operação passam de boas para más. Num estudo realizado em 2007 pela *“Intercedent Asia”*, foi estimado que cerca de 90% das turbinas eólicas novas incluem sistemas de controlo de passo (El-Henaoui, 2008).

A *Danish Wind Industry Association* (DWIA), escreveu recentemente que o “*design*” destes sistemas requer elevados esforços de engenharia de modo a que as pás do rotor rodem exactamente o necessário, sendo que, a maior parte dos fabricantes, com excepção da *Enercon* e da *Vestas*, não desenvolvem os seus próprios sistemas. Os sistemas de controlo “*Pitch*” com maior utilização baseiam-se em sistemas:

- Eléctricos
- Hidráulicos

Existem vantagens e desvantagens inerentes a cada um destes sistemas. Com os sistemas eléctricos não existe o risco de derrame do fluido hidráulico, assim, estes sistemas representam menores riscos ambientais, os quais podem surgir com um sistema hidráulico que depende de óleo sob alta pressão. Existe igualmente um menor consumo de energia com esta solução, os sistemas hidráulicos requerem uma bomba eléctrica em permanente funcionamento, a fim de assegurar que o óleo do sistema seja mantido sob alta pressão para assegurar uma rápida e eficiente resposta do sistema. Pese embora as relativas vantagens destes sistemas, as suas redundâncias são formadas por grupos de baterias ou condensadores que constituem a sua fraqueza dada que a sua vida útil é de dois ou três anos. Passado este período, estes componentes têm obrigatoriamente de ser substituídos, o que não é uma acção fácil dado o seu peso e dimensão. Imagine-se os esforços despendidos, a instalar estes componentes no cubo do rotor de uma turbina eólica de 2 [MW], de dois em dois anos.

Peter Baldwin, um investigador da “*Intercedent Asia*”, refere que os defensores de cada tipo de sistema, tentam sempre reivindicar as vantagens da “sua” tecnologia. Por um lado, há um forte apelo aos sistemas eléctricos, devido a questões ambientais e vantagens em climas frios onde existem perdas de viscosidade do óleo nos sistemas hidráulicos; por outro lado, a velocidade de resposta e a fiabilidade dos sistemas hidráulicos é superior. A manutenção e a detecção de falhas, são igualmente mais fáceis nos sistemas hidráulicos e apesar do aumento do custo dos óleos este sistema é fechado onde todo o óleo é reciclado.

Como alternativa, surge no horizonte uma terceira opção de natureza híbrida para os sistemas de controlo “*Pitch*”. Em operação, as pás do rotor são movidas electricamente, mas como redundância, um sistema hidráulico é apresentado. O risco de um derrame, é mitigado pelo baixo número de ciclos associados aos sistemas redundantes, e os custos de energia são de igual forma diminuídos, eliminando o uso de baterias ou condensadores (El-Henaoui, 2008).

3.5.5 “Nacelle”

A “nacelle” compreende duas funções principais no seu “design”:

- Através do chassis, tem a cargo suportar os principais componentes da turbina eólica e transferir as cargas para a torre por via do rolamento do sistema de “yaw”;
- Alojamento, proteger e isolar os componentes da turbina do meio exterior, através da sua cabina.

As dimensões da “nacelle” desempenham um papel nos custos de produção que não deve ser subestimado. Um “design” compacto com “caminhos curtos” para a transferência de carga do rotor para a torre reduz o peso da turbina e conseqüentemente os custos (Hau, 2006).

O chassis da “nacelle” pode ser fabricado através de construção soldada composta por feixes longitudinais e transversais, ou forjado a partir de uma liga especial de ferro fundido, (e.g. *EN-GJS-400-18U-LT*), de modo a apresentar melhor comportamento à fadiga. Embora se possam usar os métodos de análise convencionais, para projectar o chassis a cargas extremas, a sua geometria complexa torna a análise por elementos finitos, a ferramenta ideal para a concepção e cálculos de concentração de cargas à fadiga. A cabina da “nacelle” é actualmente construída a partir de materiais compósitos de fibra de vidro reforçados. A cabina deve ser concebida de modo a fornecer isolamento contra a temperatura, humidade, propagação do som e os agentes do meio ambiente. Actualmente, as cabinas são dimensionadas de modo a facultar o espaço mínimo necessário para a instalação, acessibilidades e realização de acções de manutenção (Burton *et al* 2001).

A aparência externa da turbina é determinada, até certa extensão, pela forma da “nacelle”. A sua forma tem pouca influência na acção do vento, dada a sua posição em relação ao rotor, sendo que, a circulação do fluxo à sua volta apenas poderá influenciar o anemómetro. Apesar da “nacelle” não requerer formas aerodinâmicas para a turbina operar eficientemente, recentemente, foram feitos esforços por parte dos fabricantes para as tornar esteticamente mais atractivas (Hau, 2006).

A “nacelle” aloja no seu interior vários componentes da turbina eólica responsáveis pelo processo electromecânico, entre eles podem destacar-se: sistema de transmissão mecânica, caixa de engrenagens, (quando existe⁽¹²⁾), gerador, sistema de controlo, sistema de “yaw”, entre outros.

⁽¹²⁾ - E.g. as turbinas com tecnologia “Direct Drive” do fabricante *Enercon GmbH*.

3.5.6 Sistema de Transmissão Mecânico

O termo, sistema de transmissão mecânico, engloba todos os componentes em rotação⁽¹³⁾ do cubo do rotor ao gerador eléctrico. Estes componentes formam uma unidade funcional e devem, conseqüentemente, ser sempre considerados em conjunto. Tecnologicamente, estes componentes pertencem de igual forma categoricamente à engenharia mecânica (Hau, 2006). Assim pode considerar-se correcta a afirmação, de que, a transmissão mecânica, i.e., o sistema de transmissão mecânico, consiste em mecanismos convencionais que são igualmente usados em outras áreas da engenharia mecânica. Por esta razão, alguns destes componentes podem ser retirados da produção em série de componentes existentes, com uma relação custo/eficiência. Para os fabricantes de turbinas eólicas, estes componentes consideram-se por “*vendor-supplied parts*”⁽¹⁴⁾.

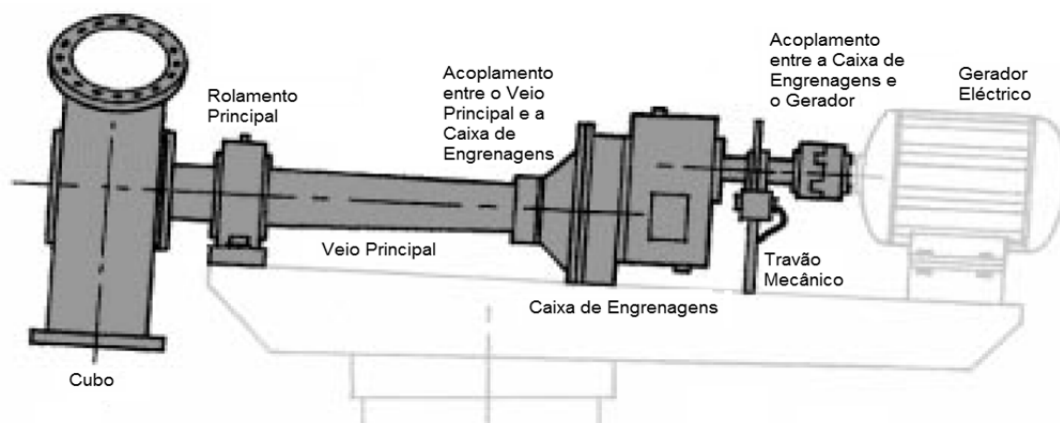


Figura 24 – Elementos da transmissão, adaptado (Henrik,, 1999)

O sistema de transmissão mecânico é constituído pelos seguintes componentes. Um exemplo é dado na Figura 24:

- Rolamento principal;
- Veio principal;
- Acoplamento entre o veio principal e a caixa de engrenagens;
- Travão mecânico;
- Acoplamento entre a caixa de engrenagem e o gerador.

A caixa de engrenagens será abordada nesta dissertação, como um componente independente ao sistema de transmissão mecânico, embora na realidade, este componente esteja contido neste domínio. Esta opção enaltece a importância atribuída a este componente como será posteriormente evidenciado.

⁽¹³⁾ - À excepção do travão mecânico, devido ao facto deste componente se encontrar isento de movimento relativo de rotação.

⁽¹⁴⁾ - O termo anglo-saxónico “*vendor-supplied parts*” é proveniente da linguagem Logística (i.e., da “*Supply Chain Management*”) no qual um “*vendor*” i.e., vendedor, ou fornecedor, representa uma entidade que fornece/fabrique bens ou serviços para um cliente.

3.5.7 Caixa de Engrenagens

Historicamente as baixas velocidades de rotação do rotor levaram a alguns problemas relativos ao *design* das turbinas eólicas. Esta situação conduziu primeiramente à adopção de dispendiosos geradores de baixa velocidade e a sistemas de transmissão hidráulicos ou pneumáticos. Na altura, era um dado adquirido que os custos de uma caixa de engrenagens com a pretendida relação de engrenamento, seriam insuportáveis, e assim, a engenharia aerodinâmica fazia esforços para levar o rotor a atingir velocidades o mais altas possíveis.

Esta situação alterou-se com os progressos verificados na tecnologia. Actualmente, as caixas de engrenagens industriais permitem relações de engrenagem que ultrapassam a ordem dos (1:100). Assim, surge a caixa de engrenagens entre o rotor e o gerador, como a solução para transformar a energia mecânica na forma baixa velocidade e de grande binário proveniente do rotor, em energia mecânica de baixo binário e alta velocidade, de modo a ser transformada em energia eléctrica pelo gerador. Tipicamente esta conversão é na ordem de 0,33 [Hz], i.e. 20 [rpm], ou 0,5 [Hz], i.e. 30 [rpm], à frequência do gerador, isto é, da rede eléctrica de 50 [Hz] (Castro, 2009).

Presentemente, vários fabricantes de caixas de engrenagens, com certas modificações, adaptaram a sua linha de produtos às turbinas eólicas transformando a caixa de engrenagens num “*vendor-supplied component*” (Hau, 2006).

Pese embora este contexto favorável, a caixa de engrenagens tem sido, e ainda é, uma fonte de falhas e defeitos em muitas turbinas eólicas. A causa destes problemas não é a caixa de engrenagens em si, mas sim o seu dimensionamento incorrecto em função do espectro de carga, i.e., nas turbinas eólicas torna-se fácil subestimar as altas cargas dinâmicas a que as mesmas se encontram sujeitas. Assim, em fases anteriores, muitas turbinas eólicas tinham caixas de engrenagens subdimensionadas, o que levou a um desenvolvimento empírico por parte dos fabricantes de modo a correctamente dimensionarem este componente (Hau, 2006).

A caixa de engrenagens tornou-se num componente crítico no *design* das turbinas eólicas e a sua normalização é um objectivo que há muito se tenta atingir. A actual directiva para este componente foi formulada pela *American Gear Manufacturers Association (AGMA)*⁽¹⁵⁾.

⁽¹⁵⁾ - (ANSI/AGMA/AWEA 6006-A03): *Standard for Design and Specification of Gearboxes for Wind Turbines*.

Recentemente, a necessidade para o desenvolvimento de uma norma internacional para caixas de engrenagens foi estabelecida e um grupo de trabalho constituído pela *International Electrotechnical Commission* (IEC) e a *International Organization for Standardization* (ISO), tem trabalhado para melhorar e estabelecer uma nova norma baseada na (ISO 81400-4: 2005)⁽¹⁶⁾ (Yagi et Ninoyu, 2008).

3.5.7.1 Tipologias de Caixas de Engrenagens

As caixas de engrenagens podem ser construídas de duas formas diferentes, i.e., através de veios paralelos ou através de engrenagens planetárias. Nas caixas de veios paralelos os estágios são construídos com uma relação de engrenamento de (1:5), enquanto as caixas de engrenagens planetárias têm uma relação por estágio até (1:12). As turbinas eólicas requerem mais que um estágio e são geralmente constituídas por três estágios, conforme ilustrado na Figura 25.

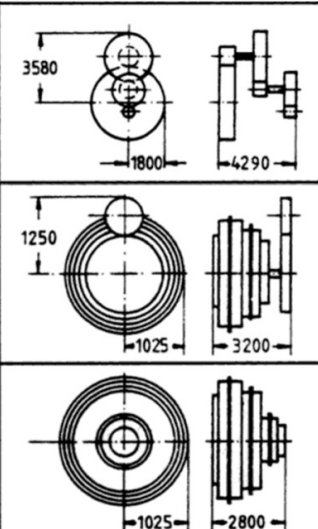
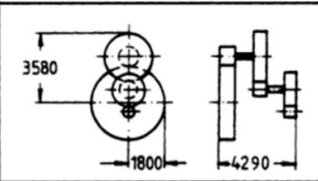
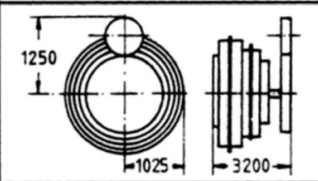
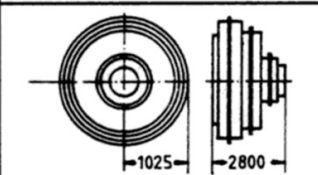
Configuração:		Massa [t]	Custo rel. [%]
Três estágios: paralelos		77	192
Três estágios: dois planetários um paralelo		17	110
Três estágios: Planetários		11	100

Figura 25- Relação Massa/Custo entre diferentes “designs” de caixas de engrenagens, adaptado (Hau, 2006)

É digno de nota, o facto do *design* das caixas de engrenagens de três estágios planetários representar apenas uma fracção da massa relativa à caixa de veios paralelos, e praticamente metade do custo. Actualmente, o binário de entrada na caixa de engrenagens tem vindo a aumentar como resultado do *design* de turbinas eólicas com maior dimensão. Para acompanhar este incremento de grandezas, as caixas de engrenagens necessitaram de se adaptar. Consequentemente, num esforço para reduzir o peso e dimensões as caixas de engrenagens planetárias tem vindo a ser progressivamente implementadas (Yagi et Ninoyu, 2008).

⁽¹⁶⁾ – (ISO 81400-4:2005) - Wind turbines -- Part 4: Design and specification of gearboxes.

3.5.7.2 Eficiência e Emissão de Ruído

A eficiência das caixas de engrenagens pode variar entre cerca de 95 e 98 por cento, consoante o *design* e tipo de lubrificação. A eficiência, depende essencialmente da relação de engrenamento, tipo de engrenagens, (i.e., paralela ou planetária), e da viscosidade do óleo de lubrificação.

Podem aplicar-se os seguintes valores de referência:

- Engrenagens de veios paralelos: aproximadamente 2% perdas por estágio;
- Engrenagens planetárias: aproximadamente 1% perdas por estágio.

Apesar de só uma pequeníssima parte da potência ser emitida acusticamente, a emissão de ruído não deve ser subestimada, principalmente no caso das turbinas eólicas se localizarem perto de locais habitáveis.

Esta emissão, por parte da caixa de engrenagens, depende da sua qualidade e naturalmente da sua dimensão, i.e., qualidade do *design* e de construção, que são os principais motivos dos níveis de potência sonora verificados. Os fabricantes indicam geralmente o nível de pressão sonora, medido sob teste a 1 [m] de distância, de acordo com o *Deutsches Institut für Normung* (DIN). São expectáveis os seguintes valores:

- Caixas de veios paralelos pequenas dimensões (até 100 [kW]): 75~80 [dB] (A⁽¹⁷⁾);
- Caixas de veios paralelos de médias dimensões (até 1 [MW]): 80~85 [dB] (A);
- Caixas planetárias de grandes dimensões (aprox. 3 [MW]): 100~105 [dB] (A).

Torna-se óbvio que fontes acústicas com esta intensidade, não podem prescindir de um adequado isolamento sonoro. A cabina da “nacelle” encarrega-se desta função e é projectada a fim de evitar a propagação do som para o exterior.

Os apoios da caixa de engrenagens são igualmente alvo de atenção, de modo a evitar a transmissão de vibrações através da estrutura que poderiam originar, entre outras consequências, a emissão de ruído. Deste modo, a caixa é montada em cima de apoios de material elástico que, para além desta função, impedem tensões torsionais nos elementos de transmissão, resultado das inevitáveis deformações no chassis da “nacelle”.

⁽¹⁷⁾ – Curva de resposta A - resposta em frequência de acordo com a Norma IEC 61672:2003.

3.5.8 Gerador

A função do gerador consiste na transformação da energia mecânica de rotação em energia eléctrica, baseada em sistemas de conversão electromecânicos. Os primeiros geradores, usados em aplicações de energia eólica, estavam equipados com a máquina de indução com rotor em “gaiola de esquilo”. Esta máquina generalizou-se nas turbinas, em que o controlo da potência, para valores acima da velocidade nominal do vento, é conseguido através de características específicas no desenho das pás. Uma vez atingida a velocidade nominal do vento, as turbinas deste tipo, designadas na literatura da especialidade por “*stall*”⁽¹⁸⁾, entram em perda aerodinâmica, limitando deste modo a potência mecânica transmitida. O conjunto da máquina de indução com rotor em “gaiola de esquilo”, com a regulação de potência através de turbinas “*stall*”, foi durante bastante tempo o eleito para geração de energia eólica, sobretudo pela sua simplicidade e baixo custo (Ferreira de Jesus *et Castro*, 2008).

Um pouco mais recente, é o uso de geradores eólicos, equipados com máquinas síncronas de velocidade ajustável. Estes geradores dispensam o uso de caixa de velocidades, sendo a adaptação à frequência da rede, realizada através de conversores de corrente alternada - corrente contínua - corrente alternada (*AC-DC-AC*). O controlo da potência mecânica transmitida, é efectuado através da regulação do ângulo de passo das pás, usando o sistema designado por “*pitch*” (Ferreira de Jesus *et Castro*, 2008).

Actualmente, verifica-se uma convergência da maioria dos fabricantes, no sentido de usar a máquina de indução com rotor bobinado, designada vulgarmente por máquina de indução duplamente alimentada (DFIG), e controlo de potência através de turbinas do tipo “*pitch*”, nos grandes aproveitamentos de energia eólica. Nestes sistemas, o rotor bobinado é ligado à rede através de um conversor, permitindo o aproveitamento da energia de escorregamento, constituindo um sistema de velocidade variável a frequência constante.

A maior complexidade relativa desta montagem, e o preço mais elevado, não foram suficientes para deter a implantação desta tecnologia, pois tem sido demonstrado que aumenta significativamente a produção de energia eléctrica, de forma a compensar alguns outros inconvenientes que o seu uso acarreta (Ferreira de Jesus *et Castro*, 2008).

⁽¹⁸⁾ - O termo anglo-saxónico “*stall*” provém da linguagem aeronáutica, e, significa perda de eficiência de uma superfície aerodinâmica.

3.5.9 Sistema de “Yaw”

O sistema de “yaw” é o mecanismo cuja função, tal como o termo indica, é rodar a “nacelle” em torno do seu eixo vertical, i.e. a torre, de modo a manter a turbina eólica de frente para o vento e maximizar a conversão de energia. Este sistema consiste num motor, eléctrico ou hidráulico, montado na “nacelle”, o qual, através de uma caixa reductora, move um pinhão. Este pinhão complementa uma roda coroa, cuja engrenagem pode constituir a pista interna ou externa do rolamento do sistema de “yaw”. Este mecanismo encontra-se representado através da Figura 26 (Burton *et al*, 2001).

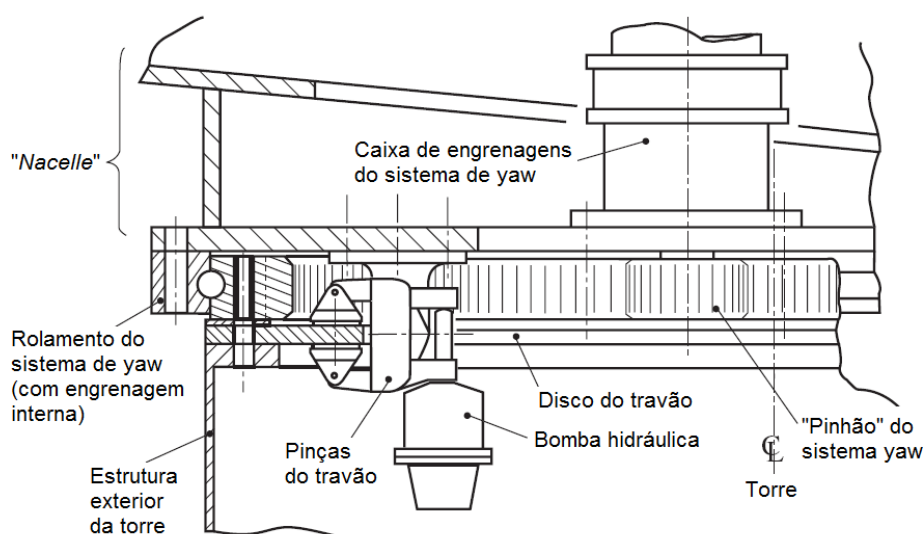


Figura 26 – Mecanismo do Sistema de “yaw”, adaptado (Burton *et al*, 2001)

O sistema meteorológico analisa a direcção do vento e envia esta informação ao sistema de controlo, que, “decide” quais as operações a ser levadas a cabo pelo sistema de “yaw”, de modo a maximizar a conversão de energia pela turbina eólica. Após completado este alinhamento é activado o travão do sistema “yaw”.

3.5.10 Sistema de Controlo

O sistema de controlo de uma turbina eólica, tem como função analisar continuamente os parâmetros de operação do sistema. Para este efeito os diversos sensores fornecem *inputs* a um microcomputador⁽¹⁹⁾ localizado no interior da “nacelle”, o qual, através de um programa de *software*, avalia e fornece *outputs* aos actuadores da turbina. Estes actuadores podem ser hidráulicos, eléctricos, controladores de binário, contactores, etc (Burton *et al*, 2001). Cabe assim ao controlador gerir o funcionamento da turbina nas regiões de operação descritas em 3.4.

⁽¹⁹⁾ – “Microchip” projectado para aplicações industriais, este microcomputador é posteriormente conectado ao sistema SCADA, (ver 3.11.5), por via linha telefónica ou *Global System for Mobile Communications* - (GSM).

A norma (IEC 61400-2) define o sistema de controlo electrónico como: “*um subsistema que recebe informação sobre as condições da turbina e/ou do seu ambiente de operação, ajustando a turbina, de modo a mantê-la dentro dos seus limites de operação*”.

3.5.11 Sensores

Os sensores da turbina eólica fornecem informação sobre as condições da turbina e do seu ambiente de operação ao sistema de controlo. Esta “sensorização” inclui: Anemómetro, Sensor de direcção, Sensor de temperatura e pressão atmosférica, Sensor de velocidade de rotação do rotor, Sensor de potência eléctrica, Sensor de posição do sistema “*pitch*”, Sensor de posição do sistema “*yaw*”, Sensores de temperatura e pressão de óleo, etc (Burton *et al*, 2001).

3.5.12 Torre

A torre tem como função, suportar a “*nacelle*” e elevar o rotor até uma cota em que a velocidade do vento é maior e menos perturbada do que junto ao solo. As torres modernas podem ter mais de oitenta metros de altura, pelo que, a estrutura tem de ser dimensionada para suportar cargas significativas, bem como para resistir a uma exposição em condições naturais ao longo da sua vida útil, estimada em cerca de vinte anos. Os fabricantes têm-se dividido entre dois tipos de torres, tubulares e entrelaçadas. Para fabricar as torres tubulares pode usar-se aço ou betão, sendo os diversos troços fixados no local com uma grua. Estas torres são mais seguras para acções de manutenção, dada a escada interior para aceder à plataforma da “*nacelle*”. As torres entrelaçadas são mais baratas, as fundações são mais ligeiras e o efeito de sombra da torre é atenuado; contudo, têm vindo a ser progressivamente abandonadas devido a questões de impacte visual (Castro, 2009).

3.5.13 Fundações

A fundação de uma turbina mantém-na numa posição erecta e estável, mesmo em condições meteorológicas extremas. A fundação transfere as forças de todas as cargas geradas para o solo circundante. Enquanto as turbinas eólicas *onshore* necessitam de grandes estruturas de fundações em betão, as turbinas eólicas *offshore* necessitam de diferentes tipos de estruturas de fundações, dependendo da profundidade e das características do fundo do mar. As estruturas das fundações das turbinas eólicas offshore podem ser: monopilar “*mono-piles*”, tripodes “*tripods*”, base gravitacional de betão “*concrete gravity based*” ou de suporte flutuante “*floating support*” (Hau, 2006; Burton *et al*, 2001).

3.6 Custos dos Componentes

Apesar dos custos dos subsistemas e componentes variarem de turbina para turbina, consoante o seu fabricante e *design*, (i.e. potência instalada e concepção técnica), considera-se, conforme referido em 3.7.1, que, em média, o custo total por [MW] instalado corresponde a 1,228 Milhões [€/MW]. Foi igualmente considerado que, em média, na Europa a turbina e os seus componentes representam 75% desse valor.

Na Tabela 5 e Figura 27, encontra-se uma divisão dos custos de uma turbina típica de 1,5 [MW], por subsistemas e componentes.

Tabela 4 – Divisão dos custos de uma turbina típica de 1,5 [MW] por subsistemas e componentes, adaptado (Hau, 2006)

Componentes	Turbina eólica típica de 1,5 [MW]
Pás do Rotor	21,0%
Cubo do Rotor	2,1%
Rolamento do Sistema <i>Pitch</i>	3,1%
Sistema Hidráulico do Sistema <i>Pitch</i>	4,0%
Veio Rotor	2,6%
Rolamento rotor e <i>housing</i>	1,7%
Caixa de Engrenagens	13,6%
Estrutura base da <i>Nacelle</i>	4,7%
Sistema de <i>Yaw</i>	3,4%
Cobertura da <i>Nacelle</i>	1,6%
Vários (Travão Mecânico, etc)	3,2%
Gerador & Inversores	10,9%
Sistema de Controlo	7,4%
Torre	20,7%
Total	100,0%

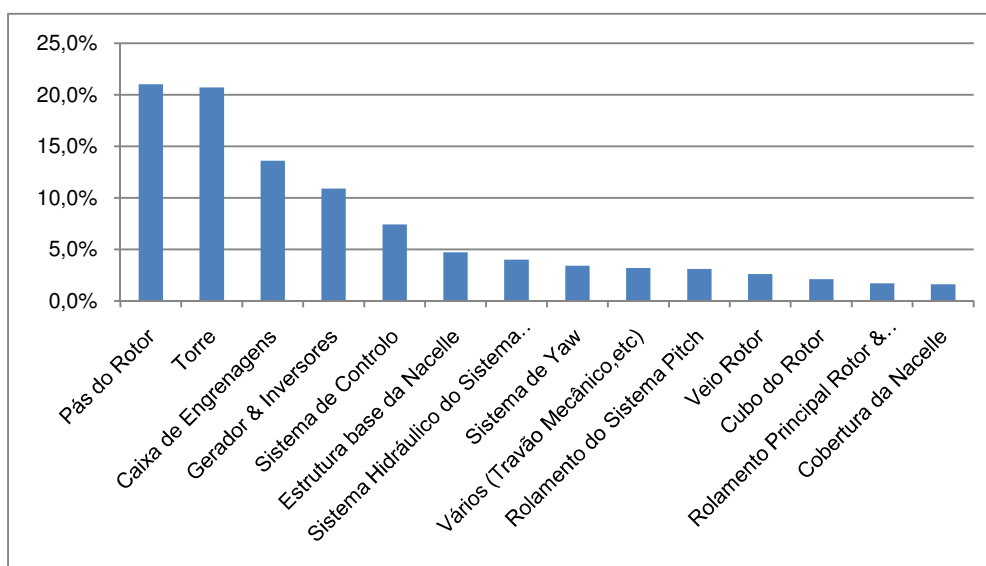


Figura 27 – Gráfico das várias percentagens de custos por componente

Conforme se pode verificar pela referida figura, para uma turbina típica de 1,5 [MW], as pás e a torre representam parte significativa dos custos. No que diz respeito ao interior da “nacelle”, a caixa de engrenagens e o gerador representam os subsistemas mais caros.

3.7 Dados Económicos

3.7.1 Investimentos na Energia Eólica

“Um dos benefícios mais importantes da energia eólica é a redução significativa das nossas economias face à volatilidade dos preços dos combustíveis fósseis” (EWEA, 2009).

Obviamente as flutuações nos preços dos combustíveis não têm impacto nos custos da geração de energia através da energia eólica. A energia eólica apresenta-se como uma tecnologia de elevado investimento inicial quando comparada com as convencionais tecnologias de combustão fóssil, onde os custos para operação são substanciais. Na Tabela 5, encontram-se os preços médios praticados na Europa de acordo com a EWEA, para uma turbina típica de 2 [MW] (EWEA, 2009).

Tabela 5 – Divisão de custos médios por [MW] instalado na Europa, adaptado (EWEA, 2009)

	Investimento [€Milhões/MW]	% Total dos custos
Turbina (exp.montagem)	0,928	75,6
Integração rede	0,109	8,9
Fundações	0,08	6,5
Renda dos terrenos	0,048	3,9
Instalação Eléctrica	0,018	1,5
Consultadoria	0,015	1,2
Custos finanças	0,015	1,2
Estradas/Acessos	0,011	0,9
Sistemas de controlo	0,004	0,3
Total	1,228	100

No entanto, os custos associados à instalação de aproveitamentos eólicos dependem fundamentalmente dos custos de instalação e do tipo de tecnologia usada, sendo, por isso, variáveis em função das fundações, acessos, transporte, ligação à rede, número de turbinas, altura do rotor, tipo de gerador, sistema de controlo, etc (Castro, 2009).

3.7.2 Rentabilidade, Tarifário e Factor de Capacidade

Castro, (2009), elaborou um modelo simplificado do custo médio anual actualizado de produção:

$$c = \left(\frac{I_0(i + dom)}{ha} \right) \quad (3-13)$$

Onde:

- i - é o inverso do factor presente da anuidade(ka):

$$ka = \sum_{j=0}^{n-1} \frac{1}{(1+a)^j} = \frac{(1+a)^n}{a(1+a)^n} \quad (3-14)$$

$$i = \frac{1}{ka} = \frac{a(1+a)^n}{(1+a)^n - 1} \quad (3-15)$$

- a - taxa de actualização;
- dom - encargos de O&M e custos diversos, em percentagem do investimento total;
- IO_1 - custo de investimento por MW instalado;
- ha - utilização anual da potência instalada.

O período em análise na Figura 28 foi reduzido precisamente a 15 anos para corresponder ao período em que o tarifário verde bonificado é garantido pelo Estado.

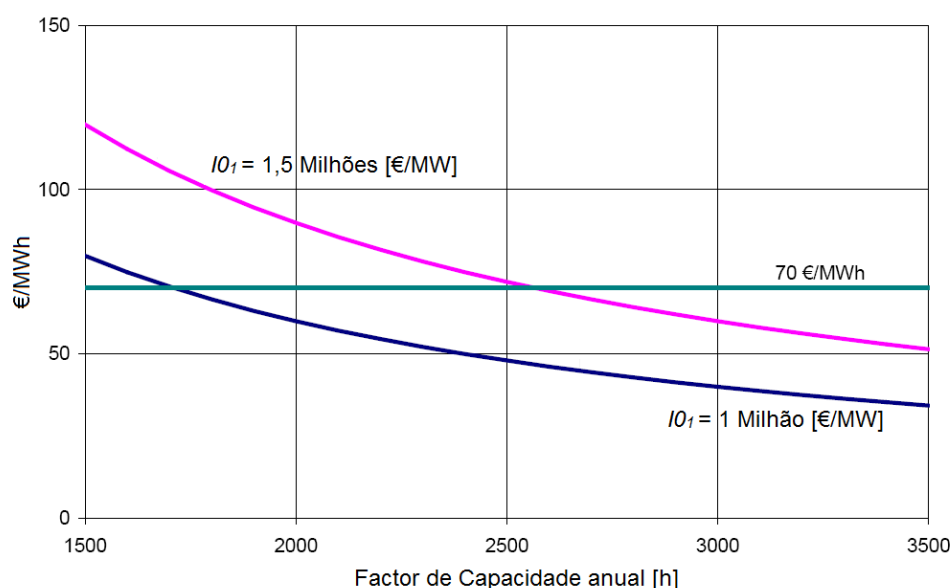


Figura 28 - Custo médio anual actualizado por [MWh]; $a = 7\%$, $n = 15$ anos, $dom = 1\%$, adaptado (Castro, 2009)

Foram considerados, para o investimento unitário, valores que se situam nos extremos da gama actualmente aceite como representativa: um valor médio-baixo de 1 Milhão [€/MW] e um valor médio-alto de 1,5 Milhões [€/MW]. Para os encargos de O&M, tomou-se o valor de 1% do investimento total e a taxa de actualização considerada foi de 7%.

De acordo com a legislação em vigor, a qual estabelece a fórmula de cálculo da remuneração da energia entregue à rede pública pelos Produtores em Regime Especial (PRE) que usam recursos renováveis (chamado tarifário verde), pode estimar-se que, em 2009, cada unidade de energia injectada na rede pública com origem em parques eólicos, é paga a um valor que se situará em torno de 70 [€/MWh], durante um máximo de 15 anos (Castro, 2009). Pode verificar-se através da Figura 28 que para os investimentos totais médios actuais, (1,228 Milhões [€/MW]), em sistemas de energia eólica, a rentabilidade é assegurada tipicamente a partir das 2000 horas de funcionamento anual equivalente à potência nominal, (i.e. 22,83% do factor de Capacidade anual).

3.8 Saúde e Segurança

3.8.1 Segurança

Uma turbina eólica pode representar, em teoria, uma ameaça para a vizinhança. Pás, pedaços de pás e gelo, devido a fenómenos de “icing”, podem teoricamente ser projectados. A projecção das pás, ou pedaços destas devido à sua quebra, são extremamente raros, e o seu registo ficou na realidade, associado a turbinas mais antigas e pequenas. Face às técnicas actuais de construção e às exigências regulamentares de projecto pode considerar-se este evento desprezável. Todavia, em certos países, particularmente na Dinamarca e nos Estados Unidos, têm-se registado casos de projecção de pedaços de gelo, que se tinham formado no rotor. Tornou-se necessário calcular não só a distância a que os objectos podem ser projectados como quais os riscos associados, o que depende sobretudo das suas características aerodinâmicas, dimensão, orientação e implantação (Hau, 2006).

Saliente-se contudo a raridade deste tipo de acontecimento. Tem-se equacionado, a instalação de um sistema de alerta que desliga a turbina aquando de situações climatéricas propícias à criação e acumulação de gelo. Jasinski *et al*, (1997), efectuaram um estudo detalhado deste fenómeno. A construção dos parques, em zonas de baixa densidade populacional minora estes riscos.

3.8.2 Impacte Visual

Indiscutível parece ser o impacte visual na paisagem. Contudo, além de extremamente subjectivo, este problema, poderá igualmente ser apontado a inúmeras infra-estruturas como estradas, linhas eléctricas e de telefone, entre outras. Na Europa, porém, tem-se procurado mitigar a questão, apostando-se numa maior potência das turbinas (o que permite reduzir o número de máquinas) e no seu espaçamento. A redução do número de rotores em movimento diminui o impacte visual (Castro, 2009).

Ainda e respeitante ao impacte visual tem-se verificado que a sombra criada pelas pás é outro aspecto a considerar já que a sombra é criada com efeito estroboscópico⁽²⁰⁾, o que perturba a visão. Por outro lado, o reflexo solar pode causar encadeamento. No entanto, isto pode ser corrigido quer pelo modelo de pás utilizado, assim como pelos materiais usados (Hau, 2006).

⁽²⁰⁾ – Denominado pelo termo anglo-saxónico “*shadow flicker*”. Encontram-se em desenvolvimento, mecanismos automáticos de interrupção de funcionamento, onde um sensor de luz desliga a máquina, no caso de se verificarem condições para a sombra ser projectada num determinado ponto crítico (Hau, 2006).

3.8.3 Interferência Electromagnética

A transmissão de ondas electromagnéticas é outro aspecto a ter em conta, pois podem provocar interferências com sistemas de telecomunicações, devendo haver um especial cuidado, na sua colocação junto a aeroportos (Burton *et al*, 2001); Os sinais de televisão também podem ser afectados. Este distúrbio é maior na banda UHF e intensificado quando a turbina se encontra em linha com o receptor (Hau, 2006).

3.9 Ambiente

3.9.1 Impacte na Biodiversidade

Em termos de impacte na biodiversidade levantam-se questões quanto à alteração dos *habitats* e ecossistemas, tanto na fase de construção dos parques com a movimentação de terras, mas também durante a fase de operação. A flora é ameaçada quer pela colocação das estruturas que suportam as máquinas quer pela necessidade de criar acessos ao parque, o que provoca a destruição parcial da flora existente nessa região. O impacte na fauna estará mais relacionado com o ruído porque pode causar o afastamento de algumas espécies, bem como causar stress na população que habita na área circundante (Burton *et al*, 2001). Este ruído provém do funcionamento do sistema electromecânico de conversão de energia e do funcionamento aerodinâmico das pás. Têm sido levados a cabo vários estudos, os quais revelam que o ruído depende essencialmente do modelo da turbina utilizado, sendo no entanto claro, que o nível de ruído emitido tem vindo a diminuir. Contudo, alguns estudos revelam que na prática as consequências não parecem ser muito significativas, rotas de migração ou trilhos e percursos usados pelos animais parecem não ser afectados (Hau, 2006).

A mitigação deste efeito passa não só pelo contínuo desenvolvimento tecnológico, que já existe, como também pela aplicação e criação de enquadramentos legislativos, com a previsão de avaliações de impacte ambiental (AIA) de estudos de incidências e a criação de zonas protegidas, em que a intervenção se encontra proibida ou limitada. Em Portugal, de acordo com o Decreto-Lei n.º 69/2000 (alterações dos Decretos-Lei n.º 74/2001, de 26 de Fevereiro; 69/2003, de 10 de Abril e 197/2005), de 8 de Novembro. Só necessitam de AIA, no caso geral, parques com um número superior ou igual a 20 máquinas ou localizados a uma distância inferior a 2 [km], de outros parques similares. Para zonas sensíveis, como a Reserva Ecológica Nacional, a AIA encontra-se prevista para parques com um número igual ou superior a 10 turbinas ou localizados a uma distância inferior a 2 [km], de outros parques similares.

Note-se que, de acordo com o Despacho Conjunto n.º 251/2004, é dispensada a avaliação no caso das turbinas se situarem a mais de 300 metros de habitações.

3.9.2 Emissões de Compostos de Carbono e Combustíveis Fósseis

A União Europeia introduziu em 2005 o regime comunitário de comércio de emissões dos gases com efeito de estufa, i.e., *Emissions Trading Scheme (EU ETS)*, baseado na Directiva 2003/87/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de Outubro de 2003. Este regime, permite à Comunidade e aos Estados-Membros, cumprir os compromissos para reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, no contexto do Protocolo de Quioto. Com efeito, cada [MWh] produzido por uma turbina desvia uma unidade igual de electricidade que teria sido provavelmente conseguida através da utilização de combustíveis fósseis, já para não falar das externalidades positivas em termos de mitigação da acidificação ambiental e de outras emissões nocivas. De modo a determinar os custos de CO₂ e combustíveis fósseis, evitados pelos investimentos na energia eólica, torna-se importante lembrar que, estes investimentos continuarão a evitar as respectivas emissões e custos durante todo o seu ciclo de vida, i.e., cerca de 20 anos. Deste modo, os parques eólicos instalados durante o ano de 2010 continuarão a evitar custos e emissões até, e eventualmente, para além de 2030. A *European Wind Energy Association (EWEA)* estimou os custos totais de CO₂ e combustíveis fósseis (petróleo, gás e carvão) evitados durante o ciclo de vida da capacidade instalada da energia eólica, prevista para o período entre 2008 e 2030. Neste cenário da *EWEA*, o ciclo de vida assumido é de 20 anos para turbinas eólicas *onshore* e 25 anos para turbinas eólicas *offshore*. Para além disto, é igualmente considerado:

- A energia eólica evita uma média de 690 [g CO₂/kWh] produzido;
- O preço médio⁽²¹⁾ de CO₂ emitido é de 25 [€/tCO₂].

Assim, por cada [TWh] de energia eólica produzida são evitados €42 milhões de combustíveis fósseis, a \$90 o preço médio do barril de crude, durante o período temporal considerado (*EWEA*, 2009). Por exemplo, em 2007 foi instalada uma nova capacidade de 8554 [MW] na Europa correspondente a um investimento de €11,3 biliões. Desta forma, este investimento durante o seu ciclo de vida evitará cerca de €6,6 biliões de emissões de CO₂ e €16 biliões em combustíveis fósseis. Assim, similarmente, a *EWEA* estima que, os investimentos previstos de €339 biliões na energia eólica na Europa entre 2008 e 2030, evitarão nestas condições, €322 biliões em CO₂ e €783 biliões em combustíveis fósseis, (*EWEA*, 2009).

⁽²¹⁾ - Preços considerados em (*EWEA*, 2009) e de acordo com a *European Trading System for CO₂ (ETS)*,

3.10 Offshore

3.10.1 Investimento Offshore

Uma das áreas onde se registarão maiores avanços será certamente a instalação de turbinas no mar, i.e. *Offshore*. A tendência para o aumento da potência unitária instalada, em conjunto com um melhor conhecimento da tecnologia das fundações das turbinas no mar e das condições de vento no local, está a contribuir para tornar mais competitiva esta forma de aproveitar a energia do vento em condições ambientais diferentes. Encontram-se em desenvolvimento novas tecnologias a fim de resolver os problemas face à instalação de turbinas eólicas em águas mais profundas, visto que a construção das fundações é mais difícil e dispendiosa à medida que a profundidade aumenta. A Figura 29 ilustra a capacidade instalada dos parques eólicos em operação na Europa, no final de 2009. Em [Anexos A] apresenta-se a situação do *offshore* Europeu em Dezembro de 2009.

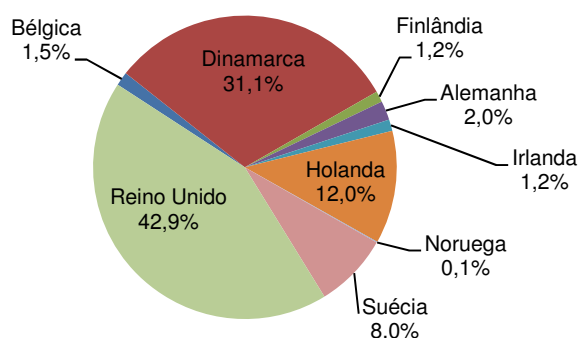


Figura 29 - Capacidade instalada Offshore na Europa no final 2009 – [WEEA]

Apesar de tudo, a operação dos parques não tem sido problemática o que tem contribuído para aumentar as esperanças no offshore, esperando-se que, a prazo, a maior produtividade destes compense o sobre investimento inicial (Castro, 2009).

3.10.2 Comparação entre Onshore e Offshore

A geração de energia eólica, *onshore* e *offshore*, difere não só na respectiva localização geográfica, mas também em algumas questões técnicas e económicas, entre as quais se podem nomear:

Recursos Eólicos

Contrariamente aos recursos *offshore* os recursos eólicos *onshore* num local específico dependem de diversos factores (e.g. altitude, a natureza da paisagem, formas da envolvente geográfica, etc) (Department of Trade and Industry, 2005).

Por norma, os recursos eólicos *offshore* são quantitativamente e qualitativamente superiores aos recursos eólicos *onshore*. A diferença de temperatura entre a superfície do mar e o ar acima desta é substancialmente inferior à correspondente diferença térmica *onshore*, isto significa que a turbulência do vento tende a ser mais baixa *offshore* (World Energy Council, 2005). O número de ciclos de fadiga, exercida nos componentes estruturais importantes das turbinas eólicas pode, ser muito maior do que para outras máquinas rotativas (Ribrant *et Bertling*, 2007). Consequentemente, as turbinas eólicas *offshore*, tendem a ter uma operação de funcionamento mais constante, e, deste modo, os ciclos de fadiga experimentada pelos componentes estruturais importantes das turbinas eólicas *offshore* é menor.

Custo de Capital

Outra diferença significativa entre a produção de energia eólica *onshore* e *offshore* é o custo instalado. O custo das estruturas de fundação dos parques eólicos *onshore* representa cerca de 6% do custo total do projecto, enquanto as instalações de ligação à rede custam cerca de 3% (World Energy Council, 2005). As estruturas de fundação dos parques eólicos *offshore* asseguram a ligação das turbinas com o leito do mar. Estas estruturas têm de lidar com factores adicionais tais como o carregamento de ondas, correntes e gelo num ambiente salino extremamente agressivo. Assim, o seu custo é de cerca de 23% do custo total do projecto, enquanto o custo das instalações da ligação à rede é de cerca de 14% (World Energy Council, 2005). Estes custos são assim, respectivamente, mais elevados que os custos de exploração *onshore*.

Tecnologia

A tecnologia das turbinas eólicas usadas em parques eólicos *onshore* e *offshore* é muito semelhante. A principal diferença reside na dimensão/potência das turbinas, i.e. devido à natureza dos recursos eólicos, os parques *offshore* usam turbinas com maior potência instalada, em comparação com os parques *onshore*. Os parques eólicos *offshore* são normalmente ligados a uma subestação localizada em terra utilizando cabos submarinos. Esta subestação encontra-se ligada à rede eléctrica de forma semelhante à dos parques eólicos *onshore*. Os superiores recursos eólicos e a possibilidade de instalar turbinas de multi-mega Watt são alguns dos principais motores da recente mudança no desenvolvimento de parques eólicos *onshore* para locais de *offshore*.

3.11 Dados de Operação & Manutenção (O&M) e Componentes Críticos

Os componentes críticos de uma turbina eólica típica foram identificados. A caixa de engrenagem, o gerador e o sistema de transmissão, são os componentes considerados críticos, na medida em que originam os maiores tempos de indisponibilidade i.e., “*downtimes*” por falha, quando comparados com os outros componentes.

3.11.1 Origem dos Dados de Operação e Manutenção

A maioria dos países europeus que investiram na energia eólica tem estabelecido uma política de recolher dados de O&M. Estes dados revelam importantes informações de desempenho e fiabilidade das turbinas e dos seus diferentes componentes (Ribrant *et Bertling*, 2007).

Na sua grande maioria os dados estatísticos foram reunidos numa base voluntária, no entanto, nos primeiros anos de estudo alguns parques eólicos obtiveram financiamento através dos respectivos governos ou através de projectos de investigação especialmente direccionados à recolha destes dados. Recentemente, alguns destes fundos foram interrompidos, mas esta importante compilação perdura (Ribrant, 2006).

Os dados O&M são regularmente recolhidos sendo posteriormente acedidos e analisados por grupos de investigação ou por autoridades governamentais nos respectivos países. Aos participantes de programas de investigação e empresas subsidiadas são impostas obrigações de reportar às autoridades, não só os parâmetros de desempenho, mas também os tempos de indisponibilidade e modos de falha das turbinas (Ribrant, 2006).

No entanto, apesar desta recolha de dados, instituiu-se uma cerrada política de confidencialidade por parte dos fabricantes e operadores que raramente revelam dados relativos às estatísticas de falha dos seus produtos, o que é compreensível (Ribrant *et Bertling*, 2007).

Pese embora esta situação, existe um pequeno grupo de projectos científicos que disponibiliza resumos destes dados através da publicação de relatórios periódicos, os quais servem como base de apoio para trabalhos de natureza científica.

3.11.2 Dados Estatísticos de Operação e Manutenção

A base de dados mais reconhecida, no que diz respeito a estatísticas de turbinas eólicas, foi estabelecida, com a criação do programa científico de medição e avaliação WMEP (*Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm*), na Alemanha. A base de dados resultante deste programa contém uma quantidade significativa de informação detalhada sobre fiabilidade e disponibilidade das turbinas eólicas. É o mais completo e fiável estudo a longo prazo sobre o comportamento das turbinas eólicas alguma vez efectuado a nível global (Faulstich *et al*, 2009).

No entanto, existem outros estudos importantes que devem ser igualmente considerados. Passa-se agora a descrever estas bases de dados:

- WMEP (*Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm*); realizado no período compreendido entre 1989 a 2006, o programa WMEP, foi levado a cabo pelo ISET (*Institut für Solare Energieversorgungstechnik*). Este programa, encontra-se inserido, por sua vez, no programa de financiamento “250 MW Wind”, e inclui dados de 64000 relatórios de acções de manutenção e reparação realizados num universo de 1500 turbinas eólicas.
- LWK (*Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein*); baseado nos relatórios anuais, contém informações de todas as turbinas eólicas em *Schleswig-Holstein*, uma província do norte da Alemanha. O LWK reuniu e publicou estatísticas de falha referentes ao período de 1993 a 2006.
- *Windstats*; *Windstats Newsletter*, é uma publicação internacional trimestral com notícias e análises de dados de operação de milhares de turbinas. Publicado como um suplemento para *Windpower Mensal*, o *WindStats Newsletter* constitui, muitas vezes, um recurso de análise para os profissionais na energia eólica. O levantamento de dados abrange a Alemanha e a Dinamarca.
- VTT; na Finlândia os dados são colectados pelo VTT, o centro técnico de I&D da Finlândia. Estes dados são publicados num relatório anual ("*Tuulivoiman Tuotantotilastot Vuosiraportti*"), que reflecte as estatísticas de desempenho da energia eólica das instalações existentes.
- *Elforsk*; é publicado anualmente um relatório através da *Elforsk* ("*vindkraftverk av Driftuppföljning, årsrapport*"), que fornece informações quanto aos dados estatísticos do desempenho de quase todos os parques eólicos situado na Suécia.

3.11.3 Fiabilidade dos Dados Estatísticos

Sempre que uma falha relevante ocorre é preenchido um relatório de falha para posteriormente ser entregue às entidades responsáveis. Estes relatórios variam em qualidade, em alguns casos um relatório⁽²²⁾ é elaborado por um técnico qualificado, noutros casos, pode ser preenchido por pessoal não qualificado, e assim, existe uma possibilidade de interpretação errada dos factos. Não é possível tirar qualquer conclusão detalhada sobre a margem de erro associada a estas estatísticas mas as tendências e os principais resultados são posteriormente analisados e confirmados com o auxílio de serviços de consultoria a indivíduos que detêm competências na área da energia eólica, garantindo deste modo a sua fiabilidade (Ribrant, 2006).

3.11.4 Comparabilidade dos Dados Estatísticos

Apesar de delicada, a consideração de que os dados das diversas fontes são comparáveis é fundamentada por observações, nas quais se verifica que a estrutura e a terminologia dos relatórios de falha são praticamente idênticas em todas as fontes. Outro importante fundamento passa por se considerar a estrutura básica das turbinas eólicas como similar e independente do fabricante, mas ainda mais relevante é o facto de todos os grandes fabricantes se encontrarem representados em todas as fontes, garantido desta forma a sua comparabilidade (Ribrant, 2006).

3.11.5 SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*)

Um elemento vital num parque eólico, é o sistema SCADA. Este sistema actua como um “sistema nervoso central”, dado que interconecta todas as turbinas eólicas individuais, a subestação e os dados meteorológicos, a um computador central. Este computador e o sistema de comunicação associado permitem ao operador supervisionar o comportamento de todas as turbinas e do parque eólico como um todo. O sistema SCADA mantém um registo de toda a actividade numa base de tempo de 10 minutos, o que permite ao operador determinar qual a acção correctiva a tomar, caso seja necessário. Regista igualmente o nível de energia produzido, disponibilidade, erros e sinais de falha, os quais servem de base para questões de garantia e de reclamações. O SCADA, também tem que implementar todos os requisitos do contrato de ligação, de modo a controlar a produção de potência reactiva, a tensão da rede, o controlo de frequência ou limitar a potência de saída, em resposta às instruções do operador da rede.

⁽²²⁾ - Em [Anexos B] apresenta-se a título de exemplo uma folha de um relatório de falha Sueco da *Elforsk*, e os procedimentos adoptados em caso uma falha.

O sistema SCADA regista as datas de ocorrência das falhas no sistema, deste modo, em conjunto com as ordens de trabalho de manutenção e os respectivos relatórios, é possível aferir o tipo específico de falha e os componentes envolvidos.

3.11.6 Características das Falhas e Tempos de Indisponibilidade

“Existem basicamente quatro principais causas para falhas de equipamento; erro Humano, actos de Deus⁽²³⁾, falhas de design e falhas de componentes” (Davidson et Hunsley, 1994).

A *International Electro-technical Commission on Wind Turbine Standards (IEC 61400-22)*, e a *European Wind Turbine Certification Guidelines (EWTC, 2001)* exigem abrangentes testes de *design* para os vários componentes de uma turbina eólica. No entanto, estes testes não podem, de modo exacto, prever os factores do meio ambiente, os quais variam de local para local, ou abranger todas as possíveis causas que podem ocorrer durante a vida de operação das turbinas eólicas (Dutton *et al*, 1999). A avaliação das características reais de falhas das turbinas eólicas é essencial para a compreensão em operação de modo a determinar o comportamento provável das respectivas falhas quando as turbinas estão expostas ao ambiente natural. Nos últimos anos tem-se verificado uma tendência no sentido de aumentar as dimensões das turbinas eólicas com a finalidade de um consequente incremento da potência instalada. Apesar desta tendência, e de todas as vantagens a ela associadas, a fiabilidade das turbinas é afectada, diminuindo com o aumento das suas dimensões. Na Figura 30, encontra-se representado um estudo da LWK.

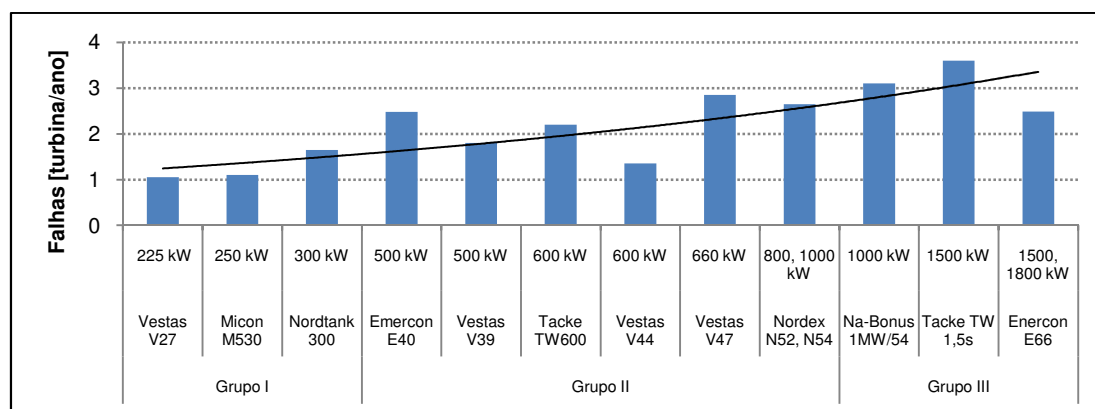


Figura 30 - Distribuição das taxas de falha vs grupo de potência adaptado (Faulstich *et al*, 2009)

As diferentes turbinas encontram-se divididas em três grupos de potência com a potência a aumentar ao longo deles, respectivamente. É nitidamente visível que, a taxa de avarias aumenta (independentemente do fabricante) com o incremento da potência instalada nas turbinas, ou seja, com o aumento das suas dimensões.

⁽²³⁾ – Este termo, refere-se a eventos de ordem natural, cuja natureza não pode ser prevista ou evitada, e.g. relâmpagos, etc.

A relação entre o WEI (*Wind Energy Index*) e a taxa de falha foi estudada por Faulstich, *et al*, (2009), os resultados deste estudo encontram-se na Figura 31. Estes dados provêm do *Windstats* e correspondem a valores médios, do período de 1994 a 2004 na Dinamarca, num universo de 904 turbinas eólicas.

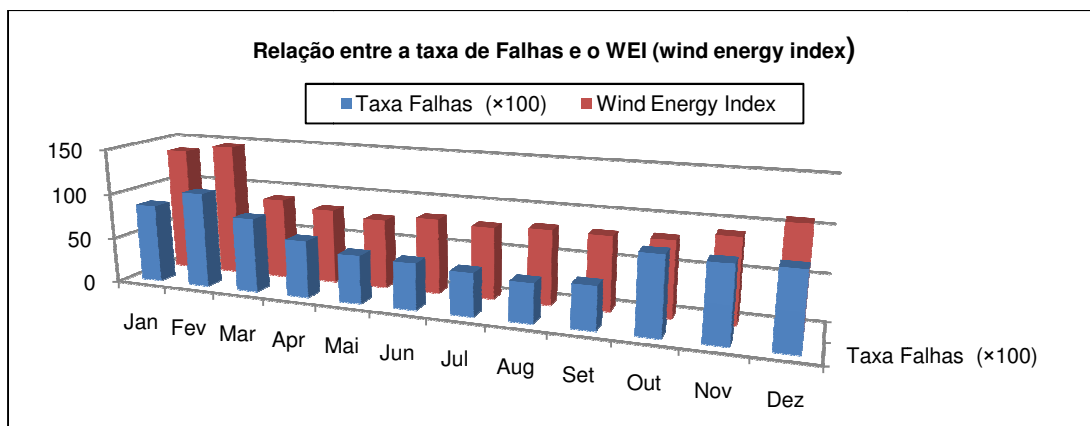


Figura 31 - Variação da energia eólica e consequente taxa de falhas, (Faulstich *et al*, 2009)

Existe uma nítida relação entre o WEI e a taxa de falhas; quando o WEI aumenta ou diminui, a taxa de falhas sofre a mesma alteração, verificando-se uma relação de dependência praticamente directa, entre a taxa de falhas e o WEI.

Na Figura 32 apresenta-se outro estudo realizado pela *Windstats* na Alemanha onde dados reais de operação de 15500 turbinas eólicas ligadas à rede, foram avaliados de modo a determinar as causas de falha (*Windstats Newsletter*, 2004).

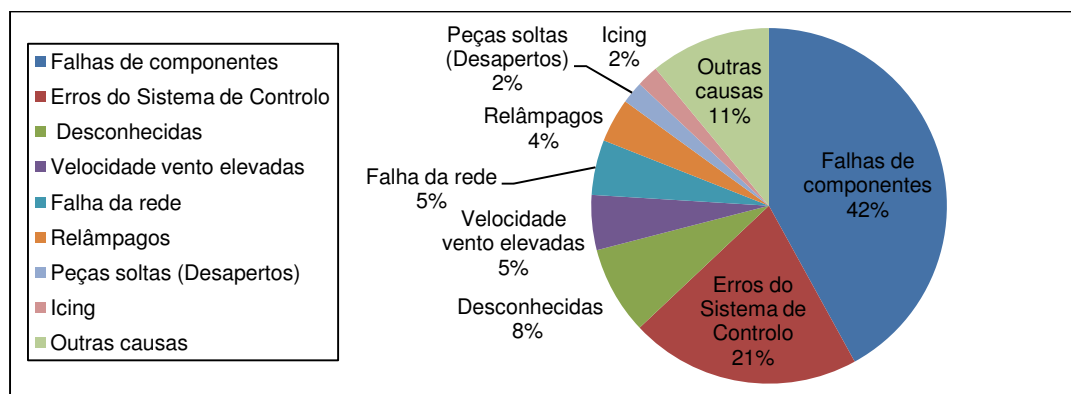


Figura 32 – Origens das falhas, adaptado (*Windstats Newsletter*, 2004)

Nesta análise, 42% das falhas são devido a falhas de componentes, enquanto 21% se devem a falhas do sistema de controlo. Em muitas regiões nórdicas os melhores locais para a implantação de parques eólicos encontram-se ao longo das áreas costeiras ou nos topos de colinas e montanhas, no entanto, esses locais são inerentemente susceptíveis a eventos atmosféricos de formação de gelo “*Icing*” durante os meses de Inverno.

Este fenómeno, não se limita às condições extremas de gelo que impedem o funcionamento das turbinas, inicia-se ao primeiro sinal de rugosidade na superfície das pás e é responsável por uma redução do potencial de geração de energia, em cerca de 20% (Jasinski *et Noe*, 1997). Estudos similares efectuados pela WMEP, no período entre 1989 a 2006, encontram-se expostos nas Figuras 33 e 34.

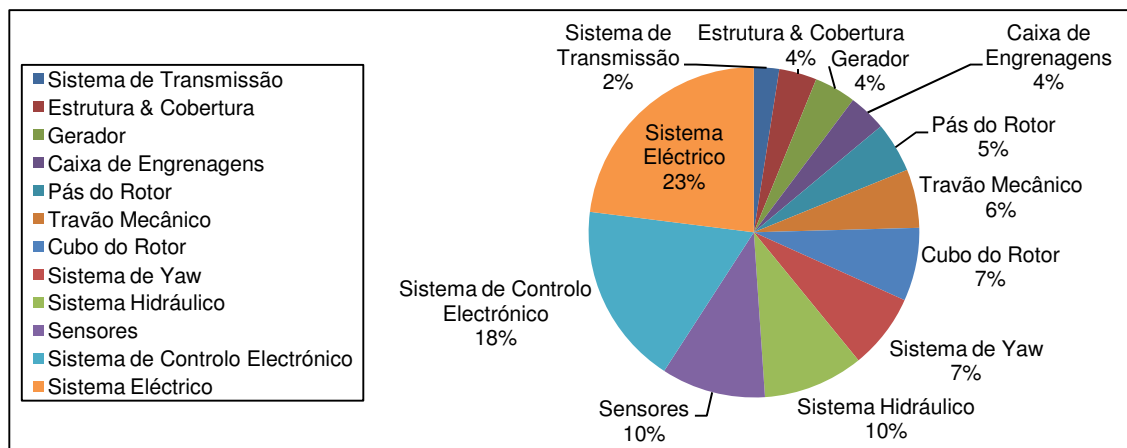


Figura 33 – Distribuição do número de falhas por componentes, adaptado (Faulstich *et al*, 2009)

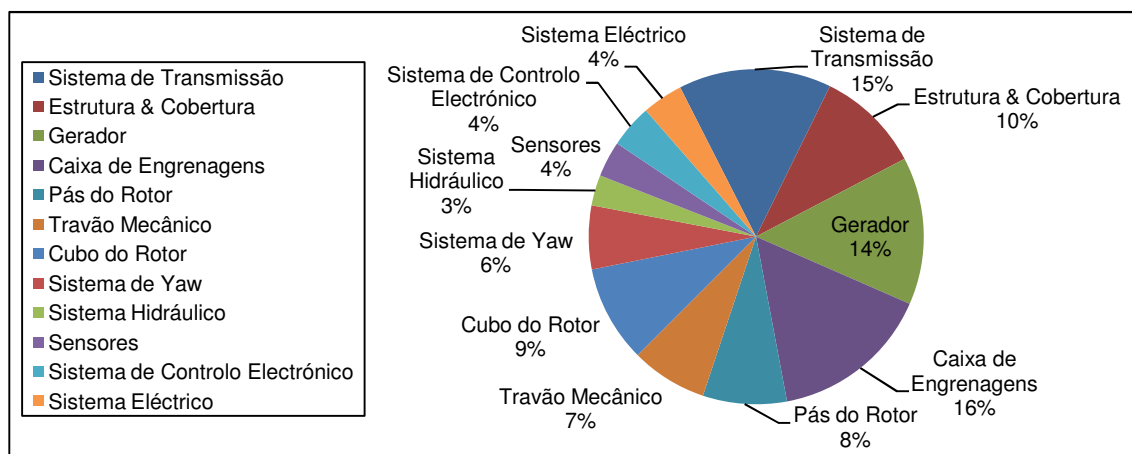


Figura 34 – Tempo de indisponibilidade por falha, adaptado (Faulstich *et al*, 2009)

Através da análise da Figura 33 pode verificar-se que os componentes que falham com mais frequência são: o sistema eléctrico e o sistema de controlo electrónico, seguido pelo sistema hidráulico. No entanto, embora estes componentes falhem com maior frequência as suas falhas não representam tempo significativo de indisponibilidade por falha. Contrariamente, conforme representado na Figura 34, a caixa de engrenagens, o gerador e o sistema de transmissão mecânica, embora falhem com pouca frequência, representam 45% do tempo de indisponibilidade. Ou seja, os componentes considerados críticos originam maiores tempos de indisponibilidade por falha quando comparados com os outros componentes.

3.11.7 Componentes Críticos

Uma comparação dos dados estatísticos das três fontes deste estudo é possível, até certa extensão. Na Tabela 6, é apresentada uma compilação dos dados.

Tabela 6 - Sumário dos dados estatísticos, adaptado (Ribrant et Bertling, 2007; Stenberg, 2010)

Fonte	Elforsk	VTT	WMEP
Número médio de falhas por turbina	0,38 (vezes por ano)	0,95 (vezes por ano)	Aprox. 2,12 (vezes por ano)
Tempo médio de indisponibilidade por ano por turbina [h]	50 horas	162,8 horas	149 horas
Tempo médio de indisponibilidade por falha [h]	130 horas	169,7 horas	62,6 horas
Maior número de falhas	1º Sistema eléctrico	1º Sistema Hidráulico	1º Sistema eléctrico
	2º Sensores	2º Pás do Rotor (Passo)	2º Sistema de Controlo Electrónico
	3º Pás do Rotor (Passo)	3º Caixa de engrenagens	3º Sensores
Maior tempo de indisponibilidade global	1º Caixa de engrenagens	1º Caixa de engrenagens	1º Gerador
	2º Sistema de Controlo Electrónico	2º Pás do Rotor (Passo)	2º Caixa de engrenagens
	3º Sistema eléctrico	3º Sistema Hidráulico	3º Sistema de Transmissão
Tempo de indisponibilidade por falha	1º Sistema de Transmissão	1º Caixa de engrenagens	1º Gerador
	2º Sistema de Yaw	2º Pás do Rotor (Passo)	2º Caixa de engrenagens
	3º Caixa de engrenagens	3º Estrutura & Cobertura	3º Sistema de Transmissão
Tempo médio de indisponibilidade por falha da caixa de engrenagens [h]	256,7 horas	413,5 horas	153,3 horas
Tempo médio de indisponibilidade por falha do Sistema de transmissão [h]	291,4 horas	—	137,3 horas
Tempo médio de indisponibilidade por falha do Gerador [h]	210,7 horas	204,3 horas	179,2 horas

Ao analisar-se estas estatísticas saliente-se que apenas os registos de falhas relevantes – com maior severidade - são levadas em consideração, com posterior elaboração de relatório de falha e introdução na base de dados. Deve, de igual forma, ter-se em atenção que o tempo de indisponibilidade, i.e., “*downtime*” da manutenção sistemática encontra-se omitido nestas estatísticas (Ribrant et Bertling, 2007).

A caixa de engrenagem, o gerador e o sistema de transmissão são os componentes mais críticos na medida em que, originam os maiores “*downtimes*” por falha quando comparados com os outros componentes. Uma possível razão para esta realidade prende-se com o facto de estes serem componentes grandes e pesados de operar, e, a sua substituição, envolver equipamentos como gruas e outra maquinaria. Como estes componentes apresentam taxas de falha relativamente baixas em relação aos restantes componentes da turbina, outro dos motivos para os longos “*downtimes*”, dever-se-á ao facto das peças de reserva necessitarem de ser encomendadas, o que origina um prolongamento adicional no tempo de reparação (Ribrant et Bertling, 2007). Estes componentes, conforme descrito em 3.6, representam igualmente uma parte significativa dos custos da turbina eólica.

Página intencionalmente deixada em branco

Capítulo 4 – Manutenção aplicada às Turbinas Eólicas

Face às correntes práticas de Manutenção existe a necessidade de determinar estratégias de manutenção apropriadas, evitar falhas e reduzir os custos durante o ciclo de vida de modo a maximizar o retorno sobre o investimento de capital dos parques eólicos.

4.1 Definição de Manutenção

De acordo com a Norma Portuguesa (NP EN 13306:2007 – Terminologia da manutenção), pode-se definir manutenção como: *“A combinação de todas as acções técnicas, administrativas e de gestão, durante o ciclo de vida de um bem, destinadas a mantê-lo ou repô-lo num estado em que ele pode desempenhar a função requerida.”* A mesma norma, declara ainda que, é da responsabilidade de toda a organização de manutenção, definir a sua estratégia de acordo com três critérios fundamentais:

1. Assegurar a disponibilidade do bem para a função requerida, a custos óptimos;
2. Considerar os requisitos de segurança relativos ao bem e ao pessoal da manutenção e da operação e, quando necessário, ter em conta o impacte ambiental;
3. Melhorar a durabilidade do bem e/ou a qualidade do serviço fornecido, tendo em conta os custos, se necessário.

As acções de manutenção podem ser, essencialmente, de duas naturezas; manutenção preventiva e manutenção correctiva. A Figura 35 ilustra uma visão geral da manutenção.

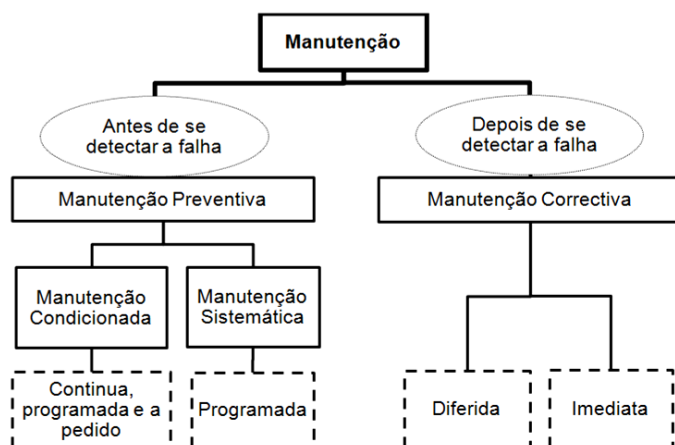


Figura 35 - Visão geral da Manutenção, adaptada da Norma Portuguesa - NP EN 13306:2007

4.1.1 Manutenção Preventiva

A manutenção preventiva, de acordo com Norma Portuguesa (NP EN 13306:2007), define-se como: “A *manutenção efectuada a intervalos de tempo pré-determinados, ou de acordo com critérios prescritos, com a finalidade de reduzir a probabilidade de avaria ou de degradação do funcionamento de um bem.*” A manutenção preventiva, é dividida em dois ramos: (Assis, 1997).

- Manutenção preventiva sistemática - as intervenções sistemáticas desencadeiam-se periodicamente, com base no conhecimento da lei de degradação, aplicável ao caso do componente particular e de um risco de falha assumido;
- Manutenção preventiva condicional – as intervenções por controlo de condição, são de natureza aperiódica e baseiam-se num conjunto de acções, as quais apenas serão desenvolvidas em função do estado operativo (condição) do equipamento. Este controlo de condição é possível de prever, medindo as tendências dos parâmetros, que reflectem a degradação dos bens, através de técnicas de controlo de condição.

4.1.2 Manutenção Correctiva

A manutenção correctiva, de acordo com Norma Portuguesa (NP EN 13306:2007), define-se como: “A *manutenção efectuada depois de uma avaria e destinada a repor um bem num estado em que pode realizar uma função requerida.*” A especificação de uma determinada condição de falha ou de avaria, poderá nuns casos, referir-se à pura e simples cessação de funcionamento do item em questão, i.e., falhas súbitas imprevisíveis que necessitem acções de manutenção imediatas, ou noutros casos, tratar-se apenas da degradação de algum dos seus parâmetros de desempenho, por modo a permitir deferir as acções de manutenção.

4.2 A Evolução da Manutenção

A manutenção tem sofrido, nos últimos vinte anos, mais mudanças do que qualquer outra área de Gestão (Moubray, 1999). Estas alterações ficariam a dever-se a um grande aumento do número e diversidade de instalações fabris, equipamentos e outras construções que têm que ser mantidos em todo o mundo a partir de projectos muito mais complexos, utilizando novas técnicas e novas maneiras de ver a organização e as responsabilidades da própria manutenção. Por outro lado, a manutenção também reage a novas expectativas, como e.g., relação estabelecida entre manutenção e qualidade do produto, necessidade de contenção de custos e as questões da produtividade e a crescente consciencialização do efeito de uma falha do equipamento na a segurança e no ambiente.

Segundo Moubray, (1999), desde os anos 30, a evolução da manutenção pode ser definida através de três gerações, ainda que, dentro destas e sobretudo na terceira, se possa fazer uma distinção entre expectativas, pesquisas e técnicas.

A primeira geração abrange o período até à 2ª Guerra Mundial. Até essa fase a indústria não era muito mecanizada. Por isso, os períodos de paralisação à espera de recuperação de falhas não eram muito importantes, ou seja, a prevenção contra falhas do equipamento, não tinha grande prioridade para a maioria dos gestores. Além disso, a maior parte dos equipamentos era simples e muitos deles eram sobredimensionados. A manutenção utilizada era a manutenção correctiva.

A segunda geração tem início por volta da década de 50 com o aumento da mecanização. Máquinas, de todos os tipos, tornaram-se mais numerosas e complexas. A indústria começava a depender delas e à medida que essa dependência aumentava, o tempo de paralisação das máquinas tornava-se mais evidente. Tal conjuntura, conduziu à ideia de que as falhas dos equipamentos poderiam e deveriam ser evitadas, o que por sua vez, propiciou o conceito de manutenção preventiva. Na década de 60 a manutenção preventiva, consistia basicamente em revisões gerais aos equipamentos feitas a intervalos fixos; o custo da manutenção começou a subir muito, relativamente aos custos de produção. Este facto conduziu a um aumento dos sistemas de planeamento e controle da manutenção. O capital investido em equipamentos reparados, bem como os juros associados ao investimento (créditos), conduziu à necessidade de encontrar formas de aumentar o seu período de vida útil. No entanto, foram cometidos erros ao considerar-se o tempo médio entre avarias uma constante, quando geralmente, este varia com o tempo de vida do equipamento em serviço (Monchy, 1991).

A terceira geração terá começado em meados da década de 70. Os períodos de paralisação das instalações começaram por ser uma preocupação, sobretudo nos sectores mineiro, de fabricação e transportes. Esta situação afectou a capacidade produtiva pela redução da produção, pelo aumento dos custos operacionais e pela falta de qualidade do serviço ao cliente. Nas fábricas, o efeito foi agravado pelas novas tendências de produção, sobretudo aquelas que, começavam a funcionar de acordo com o modelo "*Just in Time*", (JIT), onde a utilização de baixos níveis de stock poderiam conduzir a que pequenas paragens localizadas interrompessem a produção global da fábrica. Mais recentemente, o crescimento da mecanização e da automação conduziu a que a fiabilidade e a disponibilidade dos equipamentos se tornassem factores críticos em sectores tão distintos como a saúde ou as telecomunicações (Moubray, 1999).

A segurança e o meio ambiente passaram a ser vistos de outra maneira. Em muitos países a própria fábrica tem que interromper a sua laboração se tais aspectos não estiverem garantidos, dada a legislação entretanto produzida. Os custos de posse e operação dos equipamentos têm que estar de acordo com os investimentos efectuados. Para garantir o retorno do investimento os equipamentos têm que ter um funcionamento eficiente durante o seu período de vida útil. Os próprios custos da manutenção têm vindo a crescer sendo hoje uma prioridade o seu controlo e minimização.

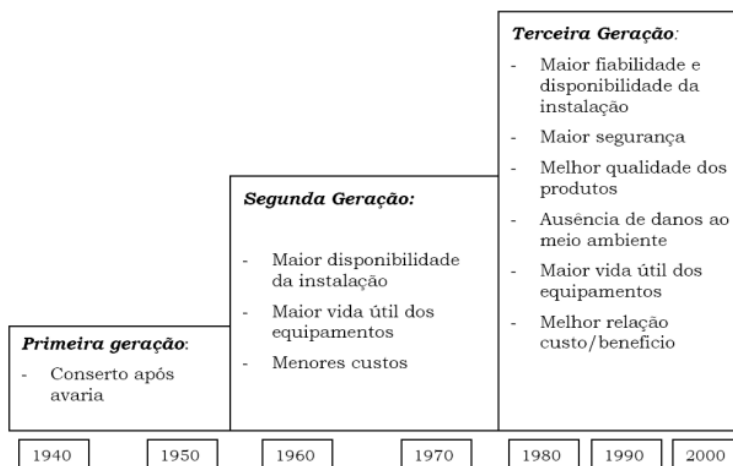


Figura 36 – Evolução das expectativas da Manutenção, adaptado (Moubray, 1999)

Na primeira geração a probabilidade de falha aumentava com a idade. Na segunda geração foi reconhecido o conceito de “mortalidade infantil”, isto é, havia também uma maior probabilidade de as avarias acontecerem no início do período de funcionamento. Esta visão do comportamento dos equipamentos foi traduzida pela chamada “curva da banheira”. As pesquisas conduziram então a um conjunto diverso de padrões de falha que, segundo Moubray, (1999) se podem representar conforme ilustrado na Figura 37.

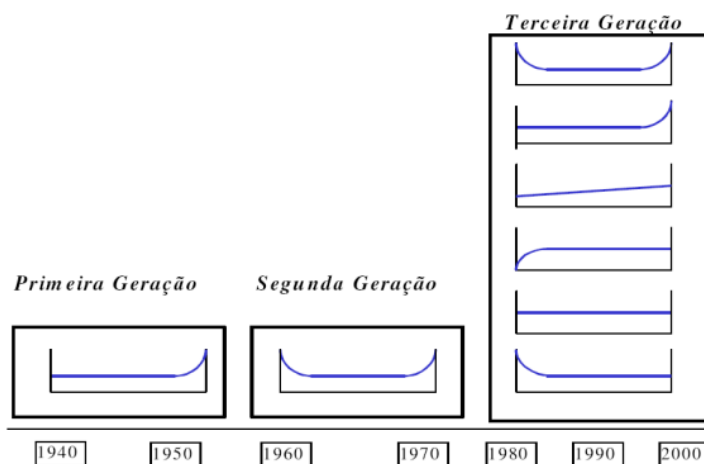


Figura 37 – Mudanças na concepção de falha de equipamento, adaptado (Moubray, 1999)

A par das pesquisas sobre o comportamento dos equipamentos, quanto aos padrões de falha, foram desenvolvidas novas técnicas de manutenção e adquiridos novos conceitos.

Como indica a Figura 38, os novos desenvolvimentos da manutenção incluem:

- Ferramentas de suporte à decisão, tais como: o estudo de riscos, análise dos modos de falha e seus efeitos, sistemas específicos de análise de dados;
- Novas técnicas de manutenção, tais como controlo da condição;
- Projectos de equipamentos, baseados, na fiabilidade e manutibilidade;
- Uma atitude de gestão, baseada na participação e no trabalho de equipa.

Os principais desafios que se colocam à Gestão da Manutenção moderna passam por seleccionar as técnicas mais adequadas e lidar com cada tipo de processo de falha de modo a satisfazer as expectativas dos donos da instalação, dos utilizadores e da sociedade em geral, perseguindo a melhor relação “custo-benefício”, de forma sustentada e com a participação activa de todas as pessoas envolvidas (Moubray, 1999).

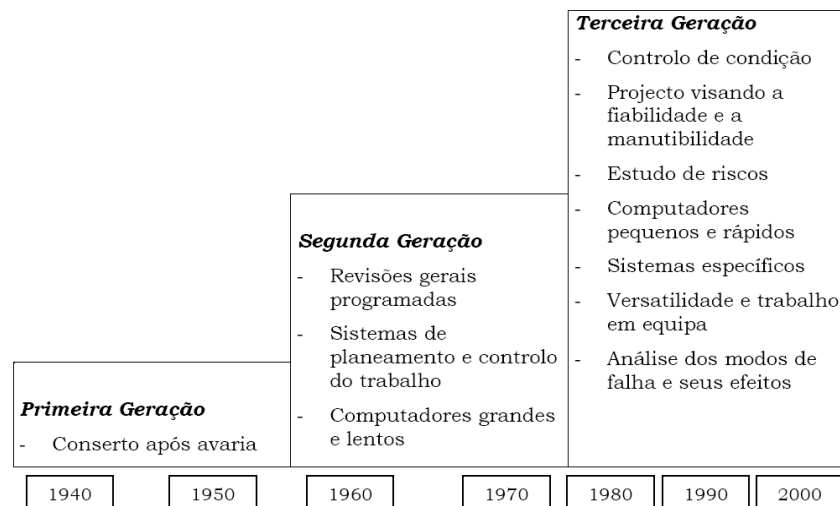


Figura 38 – Evolução das técnicas de Manutenção, adaptado (Moubray, 1999)

4.3 Estratégias de Manutenção

Neste contexto, desenvolveram-se algumas das actuais ferramentas e modelos de manutenção: *Reliability-Centred Maintenance*, *Risk Based Inspection/ Risk Based Inspection and Maintenance* e *Total Productive Maintenance*.

4.3.1 Total Productive Maintenance, (TPM)

Esta metodologia foi desenvolvida, para tentar resolver a maior parte dos problemas colocados pela produção JIT e encontra-se documentada na publicação de Nakajima, (1988). Este conceito pressupõe incutir aos operadores a importância da manutenção, principalmente da auto-manutenção, i.e., a realização de cuidados primários nos equipamentos, tais como limpeza, lubrificação e eliminação de folgas, responsáveis pela degradação acelerada dos mesmos. Porém, não considera os custos nem os lucros, nem introduz conceitos de fiabilidade dos sistemas (Sherwin, 2000).

4.3.2 Reliability-Centred Maintenance, (RCM)

A utilização dos conceitos de fiabilidade, como a taxa de avarias, foi desenvolvida nos anos 50, à qual se começou a associar, a contribuição de erros humanos para estas falhas (Pereira, 1996). O CNET (*Centre d'Études des Telecommunications*) promove a criação de um centro de Fiabilidade, no início dos anos 60. É nesta fase que se dão passos significativos, sobretudo através da análise de avarias, com recurso a ferramentas estatísticas, utilizando nomeadamente as distribuições de probabilidade Exponencial e mais tarde, de *Weibull*. A obra RCM (*Reliability Centred Maintenance - Management and Engineering Methods*) introduz um forte contributo, na relação entre fiabilidade e manutenção, nomeadamente para a prevenção de avarias (Anderson et Nery, 1990).

Esta metodologia está bem estabelecida como uma técnica pré-eminente, para a manutenção programada. Durante anos, foi demonstrado ser eficaz em inúmeras indústrias, como: na aviação civil e militar, embarcações militares e armação naval, instalações eléctricas e indústria química. É possível apresentar o RCM, como um processo que permite analisar sistematicamente um sistema produtivo de forma a compreender as suas funções, os seus modos de falha, a escolha adequada das tarefas de manutenção e a sua programação, para assim, evitar a ocorrência desses modos de falha ou detectá-los antes de ocorrerem (Moubray, 2004).

A publicação, feita pelo Departamento da Defesa dos Estados Unidos na (SAE Standard JA1011 "*Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes*"), delinea os critérios que se devem reunir, para que o processo seja designado RCM. Esta norma determina através de sete questões específicas a qualificação de um processo para a implementação de uma análise RCM, embora não especifique o processo em si: (Campbell et Jardine, 2001).

1. Quais são as funções do sistema e os parâmetros de performance associados?
2. De que forma o sistema pode falhar no cumprimento dessas funções?
3. O que causa cada falha funcional?
4. O que acontece quando cada falha ocorre?
5. Quais são as consequências da ocorrência de cada uma dessas falhas?
6. O que pode ser feito para detectar ou evitar a ocorrência de cada falha?
7. O que deve ser feito se não se encontrar uma tarefa de manutenção adequada?

A implementação do RCM, depois de devidamente documentada, permite de uma forma eficaz e eficiente, assegurar a operação de um sistema produtivo de forma fiável e segura (American Bureau of Shipping, 2004).

4.3.3 Risk Based Inspection e Risk Based Inspection and Maintenance (RBI/RBIM)

História e Conceito

O *American Petroleum Institute* (API) iniciou o projecto RBI em Maio de 1993, com um grupo de indústrias patrocinadoras, com o objectivo de desenvolver métodos práticos para RBI. Este grupo de patrocinadores foi organizado e administrado pela API, e inclui os seguintes membros: *Amoco, ARCO, Ashland, BP, Chevron, CITGO, Conoco, Dow Chemical, DNO Heather; DSM Services, Equistar Exxon, Fina, Koch, Marathon, Mobil, Petro-Canada, Phillips, Saudi Aramco, Shell, Sun, Texaco, e UNOCAL* (API RP 581, 2000).

O RBI é um método de gestão de risco, utilizado com o objectivo de priorizar e gerir os esforços de um programa de inspecção. Num Sistema em funcionamento uma percentagem relativamente elevada do risco está associada a uma pequena percentagem de itens do equipamento. O RBI e RBIM permitem alocar os recursos de inspecção e de manutenção para proporcionar um nível de cobertura sobre os itens de alto risco, e, adequar o esforço aos equipamentos de menor risco. O resultado esperado, com a aplicação do processo RBI, deverá ser a ligação do risco com a inspecção adequada, ou outras actividades para mitigar e gerir os riscos (API RP 581, 2000). O processo RBI é capaz de gerar:

1. Classificação do risco de todos os equipamentos analisados;
2. Descrição detalhada do plano de inspecção;
3. Descrição de outras actividades de redução do risco;
4. Níveis de risco esperados de todos os equipamentos analisados e outras actividades de mitigação do risco a serem implementadas.

O processo RBI pode ser exemplificado por um diagrama de blocos, apresentado na Figura 39, descrevendo os elementos essenciais de uma análise do planeamento RBI (API RP 580, 2002).

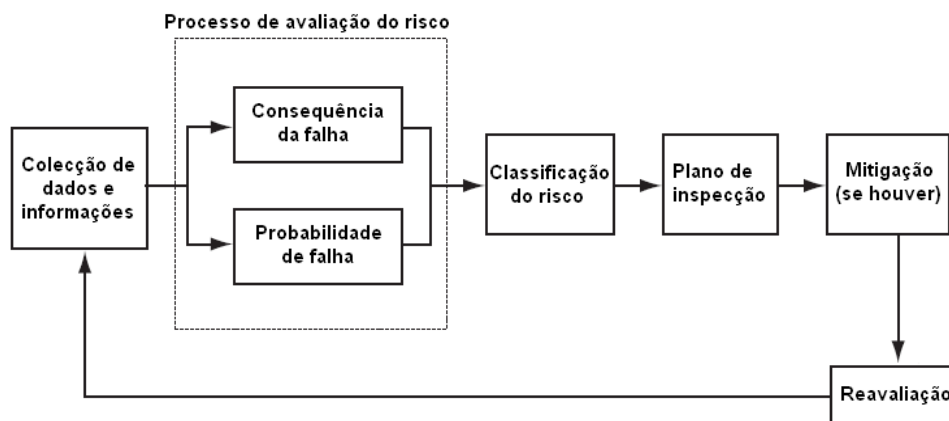


Figura 39 - Planeamento do processo RBI, adaptado (API RP 580, 2002)

Benefícios e Limitações

O principal trabalho de avaliação e gestão da metodologia RBI é criar planos que abordem as formas de gerir o risco de um equipamento. Nestes planos, a relação custo/benefício para as acções de redução do risco são recomendadas, juntamente com o resultado do nível de redução de riscos esperado. A execução desses planos fornece um dos seguintes procedimentos: (API RP 580, 2002).

- Redução global dos riscos para as instalações e equipamentos analisados;
- Aceitação/compreensão do risco actual.

Esses planos tendem a identificar os equipamentos que “não exigem inspecção”, ou qualquer outra forma de actividades de redução do risco, devido ao nível aceitável de risco que lhes é associado. Esta identificação resulta efectivamente, numa redução significativa de dados recolhidos pela inspecção, permitindo centrar as atenções nesses mesmos dados, tornando-os numa informação mais precisa. Em alguns casos, para além das reduções dos níveis de risco e melhorias nos processos de segurança, resultará também numa redução de custos (API RP 580, 2002). A Figura 40 ilustra a potencial redução do risco com o recurso a um programa de RBI e um programa de inspecção otimizado.



Figura 40 - Gestão do risco utilizando RBI, adaptado (API RP 580, 2002).

A metodologia RBI baseia-se em princípios comprovados de avaliação e gestão de risco. No entanto, não compensa os seguintes aspectos:

- Informação inexacta ou falta dela;
- Projecto da instalação inadequado ou equipamentos defeituosos na instalação;
- Operação fora dos níveis aceitáveis estabelecidos na concepção;
- Execução não eficaz dos planos;
- Falta de pessoal ou de equipas de trabalho qualificadas;
- Falta de uma boa engenharia ou de boas decisões de operações.

4.4 Estratégias de Manutenção em Turbinas Eólicas

“As turbinas eólicas são projectadas para operarem durante cerca de 20 anos, no entanto, esta vida útil nunca é alcançada antes da geração seguinte de turbinas ser erguida. Apesar do estado de maturidade, esta tecnologia tem que melhorar o design, bem como as estratégias de manutenção.” (Giebhardt et al 2007).

4.4.1 Manutenção Preventiva Sistemática

As acções de manutenção preventiva são planeadas de forma a incluir verificações de rotina e testes de manutenção. Estas tarefas têm o objectivo de determinar se algum trabalho de manutenção maior é necessário de modo a reduzir a manutenção correctiva a um nível mínimo. Estes serviços totais de manutenção a turbinas eólicas são normalmente, efectuados duas vezes por ano (Verbruggen, 2003; Conover *et al*, 2000; Rademakers *et Verbruggen*, 2002).

Estas tarefas bianuais são postas em prática com o auxílio de uma lista de verificação, i.e. uma “*checklist*”, de modo a aferir o estado operacional e actualizar os registos de manutenção de cada turbina. Estas “*checklists*” são específicas para cada tipo de turbina. As suas actividades incluem: uma verificação à caixa de engrenagens e níveis de óleo do sistema hidráulico; inspecção de fugas de óleo; inspecção dos cabos que descem pela torre e dos seus sistemas de suporte; observação da turbina em operação, com o fim de verificar a ausência de vibrações anormais, do sistema de transmissão e inspecção do disco do travão. Outras actividades incluem a verificação das diversas ligações entre componentes, e.g., ligação das pás, ligação da caixa de engrenagens à “*nacelle*”, ligações aparafusadas na base da torre; o desempenho do sistema de “*yaw*”, a solidez da ligação dos cabos, a aferição da calibração do sistema de passo e filtros de óleo.

4.4.2 Manutenção Preventiva Condicional

O controlo de condição baseia-se nas tendências dos parâmetros que reflectem a degradação dos bens através de técnicas de controlo de condição (Roque, 2002) Existem vários métodos disponíveis que podem ser aplicados a turbinas eólicas. Entre os quais podem-se destacar: Análise de vibrações; Análise de óleos; Termografia; Inspeção visual, Emissão acústica; Análise dos parâmetros de processo; Medição por fibra óptica; Análise de parâmetros eléctricos; Controle de variáveis de processo; Ultra-sons; entre outros (Verbruggen, 2003).

Algumas destas técnicas, existentes em outros ramos da Indústria, podem ser directa ou indirectamente aplicadas, apesar das turbinas eólicas apresentarem desafios particulares ao sucesso e fiabilidade destas (Lu *et al*, 2009). Actualmente, sistemas de monitorização do controlo de condição para turbinas eólicas, em especial os baseados na análise de vibrações, encontram-se disponíveis comercialmente, e, já começam a ser instalados em alguns parques eólicos em todo o mundo (Verbruggen, 2003). Por vezes, estes incluem igualmente sensores de temperatura e contadores de partículas do óleo, no entanto, estes sistemas ainda não comprovaram a sua eficácia, e, as falhas são frequentemente, detectadas tardiamente. Da mesma forma não são capazes de identificar correctamente a natureza exacta do problema, apenas que existe algo de anormal na operação, assim, uma equipa de manutenção é chamada para diagnosticar e avaliar e resolver o problema (NIMO, 2009).

A velocidade relativamente baixa da turbina eólica, a operação a velocidades variáveis e a natureza estocástica da carga aerodinâmica apresentam-se como importantes limitações no diagnóstico precoce de falhas através de métodos de análise de vibrações baseados nas técnicas no domínio da frequência (Lu *et al*, 2009). Algoritmos devem ser adaptados e verificados para as aplicações de regimes de funcionamento não estacionários (Verbruggen, 2003). Estudos baseados em redes neuronais aplicadas a sistemas de análise de vibrações, encontram-se em curso (Huang *et al*, 2008). As técnicas baseadas na emissão acústica consideram-se mais “robustas” para operação a baixas velocidades em relação à análise de vibrações. Esta aproximação é mais adequada a identificar falhas em estado inicial, e.g. na caixa de engrenagens (Lu *et al*, 2009). Com a actual relação de detecção de falha/previsão não é, ainda, demonstrado que o nível de investimento torne viável esta aplicação (Verbruggen, 2003). Presentemente, não existe uma tecnologia disponível que possa ser aplicada de modo a monitorizar as condições de operação e integridade da turbina e seus bens com fiabilidade (NIMO, 2009).

4.5.3 Manutenção Correctiva

As acções de manutenção correctiva nas turbinas eólicas constituem uma resposta para falhas em equipamento derivadas de erros humanos, actos de Deus, falhas de design ou falhas dos componentes. O conhecimento da necessidade destas acções ocorre durante as inspecções de rotina ou, quando o sistema de controlo retira a turbina de operação perante uma falha incipiente. Parâmetros de operação anormal como: excesso de velocidade; excesso de vibrações; baixa pressão de óleo; falhas de sincronização e perda de ligação com a rede, revelam igualmente, a necessidade destas acções de manutenção correctiva.

4.6 Problemas das actuais Estratégias de Manutenção praticadas

Conforme anteriormente referido num estudo realizado pela *Windstats* na Alemanha, onde dados reais de operação em 15500 turbinas eólicas ligadas à rede, foram avaliados de modo a determinar as causas de falha, o resultado do estudo indica que 42% do total de falhas é causado por falha de componentes. Rademakers *et Verbruggen*, (2002) observaram que o número médio de falhas por turbina, em parques eólicos *onshore*, varia entre 1,5 a 4 vezes por ano, enquanto, em parques *offshore* as turbinas eólicas requerem acções de manutenção cerca de 5 vezes por ano (Gerrad Hassan *et al*, 2001).

Investimentos e esforços significativos são requeridos anualmente de modo a corrigir falhas em sistemas e componentes de turbinas eólicas, acrescentando-se às consequências económicas, de saúde, segurança e ambientais.

As práticas de manutenção correctiva são usualmente implementadas onde as consequências da falha não resultem em perdas significativas económicas, perdas operacionais de produção, insatisfação, etc. Porém, este não é o caso dos componentes críticos que ao falharem podem ter graves consequências, inviabilizando este tipo de estratégia de manutenção aplicado às turbinas eólicas. A estratégia de manutenção preventiva é frequentemente implementada em casos que o padrão de falha é bem conhecido, e, para evitar invalidar a garantia dos “*Original Equipment Manufacturers*” (OEM). No entanto, a escolha correcta destes intervalos coloca-se como um problema dado que, frequentemente, interrompe a operação, o que resulta em custos de não produção e substituições desnecessárias de componentes em bom estado de condição. Enquanto, falhas inesperadas ocorrem com frequência entre os intervalos que são demasiado longos (Thorpe, 2005).

As turbinas eólicas constituem estruturas difíceis de aceder, dado que, frequentemente se encontram localizadas em áreas remotas (Lu *et al*, 2009). Tempo e recursos são normalmente desperdiçados em manutenção realizada com pouco conhecimento sobre a condição do equipamento, o que dificulta a adequação das estratégias de manutenção periódica. A monitorização através de técnicas de controlo da condição encontra-se actualmente em desenvolvimento, apesar das turbinas eólicas apresentarem desafios particulares ao sucesso e fiabilidade desta.

Página intencionalmente deixada em branco

Capítulo 5 - Noções de Fiabilidade

Em acções de manutenção existe a necessidade de quantificar o número de falhas no tempo devido às implicações técnicas, económicas e de segurança que essas avarias podem ter. Essa qualificação pela incerteza, subsiste, relativamente ao momento em que as avarias surgem, envolvendo métodos estatísticos. Ferreira, (1998) refere que, embora existam inúmeras distribuições, são quatro as principais leis (contínuas) utilizadas em fiabilidade:

- Lei Exponencial: com o parâmetro de taxa de avarias (λ);
- Lei Gamma: com os parâmetros, escala (θ) e de forma (κ);
- Lei Normal: com os parâmetros, média (μ) e desvio-padrão (σ);
- Lei de *Weibull*: com os parâmetros, forma (β), escala (η) e de posição (γ).

Para cada uma das leis representam-se as funções: densidade de probabilidade (pdf), Fiabilidade ($R(t)$) e taxa de avarias ($\lambda(t)$). As expressões matemáticas da fiabilidade e a sua obtenção são apresentadas de seguida, (Ferreira, 1998). Sendo:

- $F(t)$ – função acumulada de Falha - descreve completamente a distribuição da probabilidade de uma variável aleatória de valor real X ;
- $R(t)$ – função de Fiabilidade – indica a probabilidade de um bem cumprir a função requerida durante um certo intervalo de tempo;
- $f(t)$ – função pdf ou função densidade de probabilidade de avaria – uma função utilizada para representar a distribuição de probabilidade caso a variável aleatória seja contínua.

Considerando a variável aleatória (T) até à avaria, temos que a função de repartição desta variável é definida por:

$$F(t) = \text{Prob}(T < t) \quad (5-1)$$

A Fiabilidade, função complementar de Probabilidade de falha acumulada $F(t)$, será:

$$R(t) = \text{Prob}(T \geq t) \quad (5-2)$$

A densidade de probabilidade, $f(t)$, derivada da função $F(t)$, é então:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (5-3)$$

Para um intervalo de tempo dt :

$$Prob(t \leq T \leq t + dt) = f(t) dt \quad (5-4)$$

A equação (5-3), $f(t)$ exprime a probabilidade de avarias no intervalo de tempo (dt). Definindo a taxa de avarias (ou falhas)⁽²⁴⁾ instantânea $\lambda(t)$ como a probabilidade da existência de avaria no instante (t), na condição de que não tenha havido qualquer avaria até esse instante, temos que:

$$\lambda(t) dt = \frac{F(t + dt) - F(t)}{R(t)} \quad (5-5)$$

Onde, a relação $R(t) = 1 - F(t)$ existe, com a condição de $F(t=0) = 0$ então:

$$\begin{aligned} \lambda(t) dt &= \frac{dF(t)}{1 - F(t)} \Leftrightarrow \int_0^t \lambda(t) dt = \int_0^t \frac{dF(t)}{1 - F(t)} \Leftrightarrow \\ &\Leftrightarrow -\int_0^t \lambda(t) dt = \int_0^t -\frac{dF(t)}{1 - F(t)} \Leftrightarrow -\int_0^t \lambda(t) dt = [\ln(1 - F(t))]_0^t \Leftrightarrow \\ &\Leftrightarrow -e^{\int_0^t \lambda(t) dt} = 1 - F(t) \end{aligned} \quad (5-6)$$

As equações (5-7), (5-8) e (5-9), correspondem à função geral de Fiabilidade, função geral da probabilidade de falha e função geral do pdf, respectivamente.

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (5-7)$$

$$F(t) = 1 - e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (5-8)$$

$$f(t) = \lambda(t) \times e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (5-9)$$

São estas as expressões gerais que ligam as leis da fiabilidade à taxa de avarias instantânea, podendo assim ser definida por:

⁽²⁴⁾ O termo "falha" ou "avaria" aplica-se a elementos "não reparáveis" ou "reparáveis", respectivamente (Assis, 1997).

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (5-10)$$

5.1 Lei de Weibull

O modelo de *Weibull* é muito flexível porque, sendo uma lei com três parâmetros, permite ajustar correctamente todos os tipos de resultados experimentais e operacionais. A distribuição de *Weibull* é largamente utilizada, como distribuição de falhas, principalmente em componentes mecânicos. Esta lei é definida por três parâmetros: parâmetro de forma (β), de escala (η) e de posição (γ) (Pereira, 1996).

5.1.1 Função pdf da Distribuição de Weibull

A pdf da distribuição de *Weibull* com os três parâmetros é dada pela equação (5-11).

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} \times e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta} \quad (5-11)$$

O parâmetro de posição (γ), pode em determinadas situações ser igual a zero, isto significa que o componente pode vir a falhar no momento em que é colocado em funcionamento. Assim, a função de probabilidade de *Weibull* com dois parâmetros adquire a forma dada pela equação (5-12).

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta} \right)^{\beta-1} \times e^{-\left(\frac{t}{\eta} \right)^\beta} \quad (5-12)$$

5.1.2 Função de fiabilidade da Distribuição de Weibull

A função Fiabilidade com os três parâmetros nesta distribuição é dada pela seguinte expressão:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta} \quad (5-13)$$

Ao se considerar apenas em conta os parâmetros β e η , a função fiabilidade tem a seguinte forma:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta} \right)^\beta} \quad (5-14)$$

Tendo em conta a relação complementar de $F(t)$, podemos definir a função probabilidade de falha da distribuição de *Weibull* através da equação 5-15.

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta} \quad (5-15)$$

5.1.3 Função Taxa de Avarias Instantânea da Distribuição de Weibull

A função de taxa de avarias instantânea na distribuição de *Weibull* com os três parâmetros é dada pela equação (5-16).

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \quad (5-16)$$

Tendo em conta apenas dois parâmetros, a expressão fica com o seguinte formato:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} \quad (5-17)$$

5.2 Parâmetros de Forma (β) e Escala (η)

A função taxa de avarias $\lambda(t)$ constitui uma das funções, que pode ser usada para representar as chamadas leis da vida dos bens. A curva $\lambda(t)$, representa a vulgarmente conhecida “curva da banheira”, exposta na Figura 41.

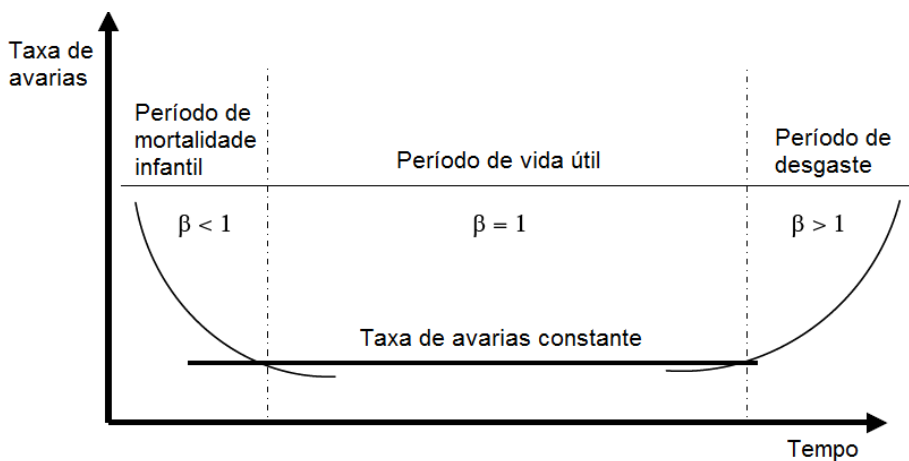


Figura 41 – Curva de mortalidade $\lambda(t)$ ou “Curva da banheira”, adaptado (Davidson et Hunsley, 1994)

Ao longo da vida de um componente, observam-se três fases distintas, consoante a taxa de avarias é decrescente, constante ou crescente. (Estas curvas representam isoladamente, os padrões associados às fases, ou, de forma contínua, a curva de vida dos componentes).

5.2.1 Período de Mortalidade Infantil ($\beta < 1$)

Nesta fase, o componente tenderá a exibir uma elevada taxa de avarias que, no entanto, decrescerá mais ou menos rapidamente, até à idade de início do período de vida útil. Neste período, a relativamente elevada taxa de avarias verificada, deve-se geralmente a: defeitos de fabrico (das peças constituintes dos componentes); defeitos de montagem (do próprio componente); ou a defeitos de instalação (do componente no sistema) (Carinhas, 2009). O parâmetro de forma (β) assume valores menores que um, i.e. ($\beta < 1$), característica desta fase inicial de vida do equipamento. A probabilidade de ocorrências é reduzida, à medida que o tempo de operação aumenta.

5.2.2 Período de Vida Útil ($\beta = 1$)

Ao entrar no período de vida útil verifica-se que a taxa de avarias estabilizará e passará a ser marcada pelo surgimento de avarias aleatórias, i.e., sem estarem associadas a uma lógica de ocorrência temporal – muito pouco frequentes, mas nunca totalmente ausentes. O parâmetro de forma (β), assume valores iguais a um e o traçado de $\lambda(t)$ na distribuição de *Weibull* toma a forma, com boa aproximação, da distribuição exponencial negativa. O valor de λ em vida útil é teoricamente constante, na prática, aproximando-se bastante desta idealização os equipamentos electrónicos, multi-peças, e de alguma complexidade. Em certas unidades de índole mais mecânica, podem notar-se ligeiros crescimentos graduais da taxa de avarias ao longo do tempo, ditados por efeitos ainda não acentuados de processos de envelhecimento, mas aos quais, para efeitos práticos e com erro tolerável, poder-se-á ser-lhes aplicado o modelo teórico de vida útil (Carinhas, 2009). O parâmetro (η) da distribuição de *Weibull* é um parâmetro de escala (ou vida característica). Este parâmetro de vida característica (η) corresponde ao valor (tempo, ciclos, actuações, etc.) onde o componente possui uma probabilidade de falha de 63,2%, ou uma fiabilidade de 36,8%. Em vida útil, este parâmetro: $(\eta) = (1/\lambda) = \text{Constante}$.

5.2.3 Período de Desgaste ($\beta > 1$)

Um incremento no padrão de falhas ($\beta > 1$), geralmente conhecido como a fase de desgaste, simboliza falhas que ocorrem numa fase final de vida do equipamento, i.e., a probabilidade de ocorrência das avarias, aumenta com o tempo de operação. Saliente-se que, na distribuição de *Weibull*, para ($1 < \beta < 2$) a curva $\lambda(t)$ é côncava, conseqüentemente, a taxa de avarias aumenta a um “ritmo” decrescente, à medida que o tempo de operação aumenta. Para ($\beta < 2$) a curva de $\lambda(t)$ torna-se então convexa, i.e., ritmo “crescente” no padrão.

5.3 Métodos de Estimação

O futuro é incerto, pelo que, o conceito de “risco” ou de “probabilidade” desempenha um papel com importância crescente em todos os domínios da Engenharia e das Ciências económicas e sociais. A “probabilidade” é, nestes casos, um substituto da “certeza” (Assis, 1997). Existem vários métodos para estimar a probabilidade, sendo os mais comuns os seguintes: a análise por regressão linear e o estimador de máxima verosimilhança. As características dos dados recolhidos têm influência, na escolha do método de estimação a ser usado. A análise por regressão linear é adequada para uma amostra de dados completos, ou seja, quando todos os equipamentos sob avaliação falham dentro do período considerado. No entanto, dados reais raramente obedecem a estas condições, muitas vezes são sujeitos a suspensões, i.e., o intervalo de tempo considerado, pode decorrer e terminar antes, de um item particular falhar. O estimador de máxima verosimilhança, toma em consideração as suspensões no processo de estimação, tornando este método mais rigoroso para dados com suspensões (Cohen, 1965).

Estimador de Máxima Verosimilhança

A função de verosimilhança é largamente baseada na função densidade de probabilidade (*pdf*) para uma dada distribuição. Como exemplo, considere-se uma *pdf* genérica, $f(x; \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k)$, onde (x) representa o tempo (tempo até à falha) e $(\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k)$ os parâmetros a ser estimados. Para uma distribuição de *Weibull* de dois parâmetros estes seriam o (β) e o (η) . Para dados de falha sem suspensões, a função *verosimilhança* (i.e., *Likelihood*), é dada através da equação (5-18) (Weibull, 2001).

$$L = \prod_{i=1}^n f(x_i; \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k) \quad (5-18)$$

Onde (n) é o número de dados de falhas e (x_i) o tempo total até à última falha. Para dados com suspensões a função verosimilhança (i.e., *Likelihood*), expressa-se através da equação (5-19), (Weibull, 2001).

$$L = \prod_{i=1}^n f(x_i; \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k) \times \prod_{j=1}^m [1 - F(y_j; \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k)] \quad (5-19)$$

Onde (m) é o número de dados de suspensões, (y_j) o tempo total até à última suspensão e $F(y_j; \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k)$ a função *probabilidade de falha*.

Capítulo 6 – Metodologia do *Risk-Based Inspection* e *Risk-Based Inspection and Maintenance*

O RBI e RBIM apresentam-se como uma resposta aos novos desafios colocados à Gestão da Manutenção moderna. Originalmente concebido pela e para a indústria petroquímica é um método de gestão de risco com o objectivo de gerir esforços num programa de inspecção. O objectivo do RBI/RBIM é avaliar qual a probabilidade e respectivas consequências, associadas a um determinado acontecimento indesejável, i.e., evento de falha. A combinação desta probabilidade com as consequências determinará o risco de operação. Se a combinação entre a probabilidade e consequência (risco) for inaceitável então uma acção de mitigação de modo a prevenir ou prever o evento (inspecção) é recomendável.

6.1 Inspeção

A inspecção⁽²⁵⁾, de acordo com Norma Portuguesa (NP EN 13306:2007), define-se como: *“Controlo de conformidade realizado através de medições, observações, testes ou calibrações das características significativas de um bem.”* A inspecção, encontra-se tradicionalmente mais vocacionada para os equipamentos estáticos sob pressão, tendo sido criadas algumas práticas recomendadas (RP) pela API, onde os vários mecanismos de falha são bem conhecidos. Podem salientar-se as (API RP 580) e (API RP 581), baseadas na metodologia RBI, onde são propostos passos para desenvolver um programa de inspecção.

6.2 Definição de Risco

O risco pode ser definido como a combinação da probabilidade de ocorrência, (frequência de ocorrência dum acontecimento, ou combinação de acontecimentos, que, podem conduzir a uma situação potencialmente perigosa) e pela consequência dessa situação potencialmente perigosa (Morais, 2005).

⁽²⁵⁾ - Nota: Geralmente a inspecção pode ser realizada antes, durante ou depois de outras actividades de manutenção (NP EN 13306:2007)

Na Norma (NP 4410:2004 - Sistemas de Gestão da Segurança e Saúde do Trabalho) o risco assume uma definição mais sucinta, sendo descrito como: “A combinação da probabilidade e da(s) consequência(s) da ocorrência de um determinado acontecimento perigoso.”

O risco obtém-se assim, através da seguinte expressão:

$$Risco = PoF \times CoF \quad (6-1)$$

- PoF – “Probability of Failure” - Probabilidade de falha;
- CoF – “Consequence of Failure” - Consequências da falha.

PoF – Probabilidade de Falha

A probabilidade de falha procura “medir”, até que ponto se pode esperar que ocorra um acontecimento; essa “medida”, constitui a probabilidade de um determinado acontecimento se realizar. Os dados estatísticos utilizados para estes cálculos, provêm normalmente: do histórico de O&M; dos equipamentos; dados de fabricantes; experiências equivalentes, etc. A probabilidade de falha pode ser determinada para futuros intervalos de tempo ou condições, assim como para as actuais. É importante que os utilizadores avaliem se o método utilizado para o cálculo do PoF é, de facto o adequado para a sua necessidade (API 580, 2007).

CoF – Consequências da Falha

Uma consequência é definida como o resultado da concretização de um evento indesejável, i.e., acontecimento de falha, (API 580, 2007). A análise de consequência num programa de RBI é executada para fornecer uma distinção entre os possíveis itens, considerados associados a um modo de falha. Ou seja, a análise da consequência deve ser uma estimativa repetitiva e simplificada do que poderá acontecer caso ocorra uma falha no equipamento que está a ser avaliado. Assim, o método escolhido para a análise da consequência deve ter a capacidade de fornecer uma relação entre diferentes níveis de consequências para os diferentes equipamentos. No âmbito do projecto RIMAP⁽²⁶⁾, são sugeridas três avaliações, expressas pela equação (6-2), numa metodologia para a determinação das CoF em cada uma destas áreas (ETED, 2002).

$$CoF = CoF_{(Saúde e Segurança)} + CoF_{(Ambiental)} + CoF_{(Negócio)} \quad (6-2)$$

⁽²⁶⁾ - O projecto Europeu RIMAP (*Risk Based Inspection and Maintenance Procedures*) conta com vários participantes, entre os quais, podem citar-se: ISQ, Bureau Veritas, VTT, Exxon Mobil Chemical, Siemens AG, Dow Chemical Company, Mitsui-Babcock, Corus, entre outros. Este projecto tem como alvo melhorar as correntes práticas de inspecção & manutenção na indústria e providenciar uma base para uma Norma Europeia de um “mínimo aceitável” para as práticas de RBI e RBIM.

As técnicas de RBI podem ser aplicadas, quer a um nível qualitativo, quer quantitativo, embora o método quantitativo forneça maior detalhe.

6.3 RBI Qualitativa

É um método que utiliza a experiência e o julgamento como a base para a análise de PoF e CoF. Os resultados da análise qualitativa do risco são dependentes da profundidade e objectivos da análise e da experiência dos analistas (API RP 580, 2002). Os itens analisados só precisam ser categorizados em amplas faixas ou classificados em relação a uma referência. É importante estabelecer um conjunto de regras para assegurar a coerência na categorização e classificação. Geralmente, uma análise qualitativa, utilizando faixas amplas, requer um nível mais elevado do julgamento, habilidade e compreensão para interpretar os resultados dessa mesma análise. Portanto, apesar da sua simplicidade é importante ter pessoas com conhecimentos e competências para desempenharem a análise RBI qualitativa (API RP 580, 2002).

A metodologia da análise qualitativa baseia-se nos seguintes passos:

- Listar os sistemas e componentes;
- Estimar a PoF;
- Estimar as consequências;
- Criar a matriz de Risco qualitativa.

6.4 RBI Quantitativa

Depois de realizada a avaliação qualitativa, onde o risco é analisado em termos de faixas amplas de PoF e CoF, estão reunidas as condições para proceder a uma avaliação quantitativa do risco, onde se atribuem valores de custos numéricos para a CoF.

A análise quantitativa de risco utiliza modelos lógicos representando combinações de eventos. Os modelos são avaliados probabilisticamente para fornecer cenários, tanto qualitativas quanto quantitativas sobre o nível de risco. Por isso, mais informações e dados detalhados são necessários para uma análise quantitativa de RBI. Deve ter-se igualmente em atenção que a caracterização qualitativa deve ser mais conservadora, em especial, devido a ser um método com um menor detalhe que o método quantitativo.

6.5 Matriz de Risco

A apresentação dos resultados numa matriz de risco é uma forma eficaz de mostrar a distribuição de riscos para os diferentes componentes numa unidade de processo.

Na matriz de risco as categorias de consequência e probabilidade são organizadas de tal modo que os componentes de risco mais alto estão em direcção ao canto superior direito, tal como representado na Figura 42.

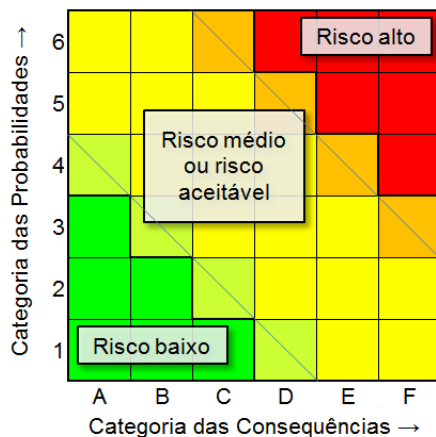


Figura 42 - Exemplo da matriz de risco, adaptado (API RP 580, 2002)

A matriz de risco pode ser expressa em termos da área da consequência ou consequência financeira (custos). Os equipamentos que se situarem no canto superior direito da matriz de risco provavelmente terão prioridade de inspecção porque têm maior risco. Da mesma forma, os itens que residem em direcção ao canto inferior esquerdo da matriz de risco tendem a ter prioridade de inspecção mais baixa porque esses itens têm o menor risco. Realizada a avaliação do risco é necessário aceitá-lo. A aceitação do risco deve basear-se num princípio definido.

Ao aplicar-se qualquer estratégia de RBI ou RBIM, torna-se absolutamente necessário compreender, quais são os valores dos critérios específicos de aceitação, bem como os aspectos relevantes de regulamentação. No entanto, em muitas situações, os valores de risco aceitáveis não são dados (Kauer *et al*, 2002).

O limite de risco admissível é definido como o nível de risco aceitável, para fins de planeamento da inspecção. A especificação do risco admissível é da responsabilidade do proprietário ou utilizador do equipamento/instalação. Um risco admissível pode ser desenvolvido com base em directrizes internas do proprietário ou operador para tolerância a risco. Muitas empresas têm critérios de risco corporativo nos quais definem níveis aceitáveis e prudentes da segurança, riscos ambientais e financeiros. Estes critérios de risco devem ser usados quando se tomam decisões baseadas em modelos de RBI e RBIM porque cada empresa pode ser diferente em termos de níveis de risco aceitável e assim as decisões de gestão de risco podem variar.

6.6 Princípios de Aceitação do Risco

Vão ser apresentados de seguida, alguns dos princípios de aceitação do risco: *As Low As Reasonably Practible* (ALARP), *Globalement Au Moins Aussi Bon* (GAMAB), *Mindestens Gleiche Sicherheit* (MGS).

Princípio: ALARP

O princípio ALARP é praticado no Reino Unido, e significa “O *mais baixo quanto razoavelmente praticável*”. Este princípio é geralmente utilizado na integridade de sistemas visando a segurança dos mesmos, e, baseia-se nos níveis de probabilidade de ocorrência e de severidade. Assim, para cada combinação de um nível de probabilidade de ocorrência com um nível de severidade é definido um limite máximo admissível de risco, que não deve ser excedido (Morais, 2005). Na Figura 43, estão representadas as regiões e as medidas a tomar em cada uma delas (NP EN 50126, 2000).

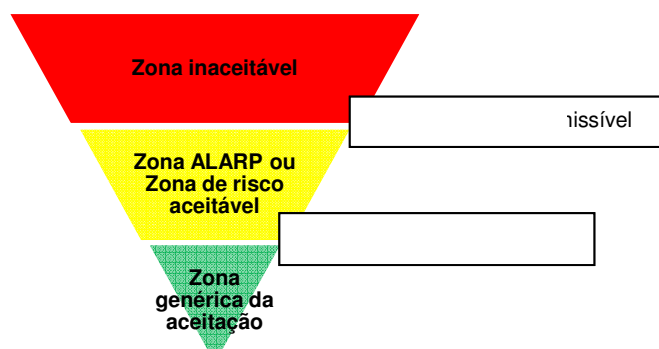


Figura 43 – Diagrama do princípio ALARP

O princípio pode ser representado por três zonas: zona inaceitável, zona ALARP ou zona de risco aceitável e zona de aceitação, definidas por dois limites de nível de risco: o limite máximo admissível de risco e o limite mínimo de risco. A zona inaceitável situa-se acima do limite máximo admissível de risco; a zona de aceitação situa-se abaixo do limite mínimo de risco; e a zona ALARP situa-se entre o limite máximo e o limite mínimo admissíveis.

Princípio GAMAB

O princípio GAMAB é praticado em França, significando “*Globalmente pelo menos tão bom*”. Este estabelece que todos os novos sistemas devem ter um nível de risco global pelo menos tão bom como aquele que qualquer sistema equivalente existente possui (NP EN 50126, 2000).

Princípio MGS

O princípio MGS é praticado na Alemanha e significa “*Mortalidade Endógena Mínima*”, baseando-se no risco individual. Este considera a menor taxa de mortalidade de pessoas para estabelecer a aceitação do risco. Desta forma, e como a taxa mínima de mortalidade, designada neste princípio como mortalidade mínima endógena, é de 2×10^{-4} por ano, para pessoas com mais de 15 anos de idade nos países desenvolvidos, o princípio estabelece que um sistema não deve contribuir com mais do que 5% para o risco de ocorrência de uma fatalidade a que um indivíduo que utiliza um sistema está sujeito. Assim, pode afirmar-se que um sistema não pode contribuir com mais de 1×10^{-5} por ano para a taxa de mortalidade de um indivíduo que utiliza o sistema (NP EN 50126, 2000).

6.7 Programa de Inspeção

Depois de se terem priorizado os componentes no tempo e seleccionado os que necessitam de uma consideração imediata, foca-se a atenção sobre a estratégia de inspeção para esses componentes. Conforme anteriormente referido, a especificação do risco admissível é da responsabilidade do proprietário ou utilizador do equipamento/instalação. As diferentes técnicas de inspeções utilizadas possuem diferentes níveis de eficácia e podem reduzir o risco de forma relativa, conforme ilustrado na Figura 44.

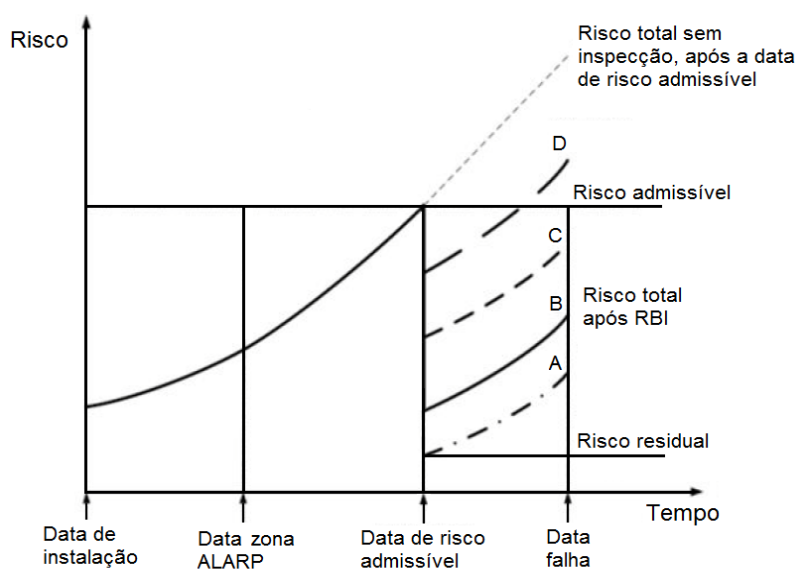


Figura 44 - Níveis de eficácia das inspeções

Neste exemplo, foi efectuada uma inspeção de nível B à data limite de risco admissível. Este nível de inspeção seria suficiente para reduzir o risco após a inspeção a um nível semelhante à data de instalação. No melhor cenário, uma inspeção de nível A, irá reduzir o valor do risco total ao nível de risco residual.

A inspecção só será eficaz se a técnica usada for capaz de detectar o mecanismo de deterioração e a sua severidade. Uma aplicação correcta das actividades de inspecção melhorará a capacidade do utilizador para prever os mecanismos de deterioração e taxas de deterioração associadas ao processo. Quanto melhor for a capacidade de prever menor será a incerteza de quando ocorrerá uma falha. Assim, as actividades de redução do risco podem ser feitas antes da altura em que a falha seja previsível.

Alguns operadores na indústria eólica empregam por vezes inspecções periódicas de modo a avaliar a condição dos equipamentos, estes intervalos são normalmente apenas baseados na própria experiência empírica. Existem no mercado diversas empresas que fornecem os seus serviços especializados de inspecção. Estas inspecções podem ser realizadas por diversos motivos, entre os quais podemos citar:

- Fins de garantia;
- Detectar a “real” condição dos componentes;
- Aferir danos e avaliação do valor;
- Seguros e processos jurídicos.

Estas inspecções são geralmente dispendiosas e intrusivas. Outra desvantagem desta avaliação de condição dos equipamentos é apenas ser realizada de forma periódica e pontual. Assim sendo, o estado de condição entre inspecções permanece uma incógnita, (Lu *et al*, 2009). Pese embora estas desvantagens, estas acções pontuais de manutenção permitem, com maior ou menor eficácia, aferir a condição dos componentes. As técnicas de inspecção geralmente a turbinas eólicas aplicadas são:

- Inspeção visual;
- Ensaio não destrutivo, e.g. líquidos penetrantes;
- Endoscopia por vídeo;
- Análise de vibrações “*offline*”;
- Teste de impedância aos circuitos;
- Testes por ultra-som;
- Teste de isolamento;
- Termografia;
- Análise dos óleos.

A estratégia de inspecção deve ser um processo iterativo para assegurar que as actividades são continuamente focadas, e, que os riscos são efectivamente reduzidos com a actividade implementada.

6.8 Actividades de Redução do Risco

A aplicação da avaliação do risco em planos de manutenção permite determinar o que inspeccionar, como inspeccionar, e, a extensão da inspecção. Se os riscos após inspecção forem considerados inaceitáveis, torna-se necessária a sua mitigação.

Como actividades de redução de risco podem-se citar:

- Reparação/Substituição, ou seja, quando o equipamento chega a um ponto onde o risco de falha não possa ser gerido até um nível aceitável, a reparação /substituição é a única maneira de reduzir o risco;
- “*Fitness for Service*”, i.e., este conceito permite a avaliação das falhas para determinar a aptidão para o serviço. Um procedimento para avaliar a aptidão para o serviço “*Fitness for Service*” do equipamento, pode ser feito com a norma (API RP 579). Este procedimento determina se o equipamento continua apto para executar as suas funções, em que condições e durante quanto tempo, com as falhas determinadas na inspecção. O “*Fitness for Service*” pode também ser usado para determinar qual a extensão das falhas, e, determinar inspecções futuras, que obrigam à reparação ou substituição do equipamento;
- *Re-design*, ou seja, modificação da concepção/projecto do equipamento. A modificação do equipamento em projecto pode permitir a redução da probabilidade de falha.
- Modificação dos parâmetros de operação, em certos casos, consegue-se diminuir a consequência e a probabilidade de falha, alterando-se as próprias condições de operação para condições menos perigosas.

Capítulo 7 - Estudo de Caso

Este capítulo engloba a análise de dados reais de falha correspondentes a três subsistemas considerados críticos num universo de 77 turbinas eólicas de 600 [kW] do mesmo fabricante, recolhidos a partir de quatro parques eólicos. Devido ao facto desta indústria ser extremamente competitiva, existe instituída no seu meio, uma forte política de confidencialidade⁽²⁷⁾, pelo que, alguns dos dados utilizados nesta dissertação obedecem a estas regras de propriedade da informação. Estes dados, são analisados com o software *Weibull++*. É apresentado um modelo baseado na análise de risco, adaptado do projecto RIMAP, com o fim de quantificar o risco associado às falhas catastróficas⁽²⁸⁾ destes subsistemas, i.e., consequências económicas, de saúde, segurança e ambientais.

7.1 Função, Funcionamento e Modos de Falha

São definidas três falhas funcionais, de acordo com a principal função da turbina eólica, estas definem-se como:

- Falha Funcional A - Perda total da capacidade de conversão de energia;
- Falha Funcional B - Perda parcial da capacidade de conversão de energia;
- Falha Funcional C - Excesso de velocidade.

Esta classificação permite identificar quais os subsistemas indispensáveis para a operação normal de uma turbina eólica, mais concretamente, os que contribuem para a perda total da capacidade de conversão de energia.

Conforme previamente referido em 3.11.7, consideram-se: a caixa de engrenagem, o gerador e o sistema de transmissão, os subsistemas críticos, na medida em que originam maiores “*downtimes*” por falha quando comparados com os outros componentes, dado que, conforme descrito em 3.6, representam igualmente uma parte significativa dos custos da turbina eólica.

⁽²⁷⁾ - O termo “Confidencialidade” foi definido pela Organização Internacional de Normalização (ISO) na Norma (ISO-17799) como: “*garantir que a informação seja acessível apenas àqueles autorizados a ter acesso*”.

⁽²⁸⁾ - O termo falhas catastróficas, significa neste contexto, falhas que estão para além do limite de reparação e requerem substituição total de todo o subsistema.

A função de uma turbina eólica é converter a energia cinética do vento em energia eléctrica dentro do limite de velocidade definido. Esta função requerida pode falhar conforme é apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 – Falhas funcionais e modos de falha para uma turbina eólica

Função	Falha Funcional	Modos de falha
Converter a energia cinética do vento em energia eléctrica dentro do limite de velocidade definido.	Falha Funcional (A) - Perda total da capacidade de conversão de energia	A1 - Falha nas Pás
		A2 - Falha no Cubo
		A3 - Falha do sistema de transmissão
		A4 - Falha do acoplamento Veio Princ. e Caixa de Engren.
		A5 - Falha da Caixa de Engrenagens
		A6 - Falha do Acoplamento Gerador e Caixa de Engren.
		A7 - Falha Gerador
		A8 - Falha do Sistema Meteorológico
		A9 - Activação prematura travão Mecânico
		A10 - Falha sistema Eléctrico
		A11 - Falha Torre
		A12 - Falha Fundações
	Falha Funcional (B) - Perda parcial da capacidade de conversão de energia	B1 - Fissuras nas Pás
		B2 - Deterioração rigidez base da Pá
		B3 - Desequilíbrio das Pás
		B4 - Acumulação de sujidade nas Pás
		B5 - Formação de Gelo nas Pás "Icing"
		B6 - Desalinhamento do Veio Principal
		B7 - Falhas no Sistema de Yaw
		B8 - Torção de cabos
		B9 - Erro na medição da velocidade do Vento
		B10 - Erro de medição na direcção do Vento
		B11 - Erro de medição da densidade do ar
		B12 - Falha do Controlador
	B13 - Falha do Sistema Hidráulico	
	Falha Funcional (C) - Excesso de velocidade	C1 - Falha do Sistema de Pitch
		C2 - Falha no Travão Mecânico
		C3 - Falha na conexão à rede

7.2 Recolha de Dados

Os dados reais de falha em estudo são provenientes de 77 turbinas eólicas de 600 [kW] do mesmo fabricante. As turbinas encontram-se divididas por quatro parques eólicos localizados numa dada região geográfica da Europa. O histórico de falhas críticas é referente às falhas: A3, A5 e A7 da tabela 7, e, foi obtido através do Sistema SCADA (referido em 3.11.5), em conjunto com os relatórios de falha da manutenção de modo a aferir o tipo de falha e os subsistemas possivelmente envolvidos. Estes dados reais de falhas encontram-se expostos nos Anexos C. Devido a motivos de confidencialidade estes parques eólicos foram denominados de A a D. A distribuição do número de turbinas eólicas pelos parques eólicos efectua-se da seguinte forma:

- Parque eólico A - (20 turbinas eólicas), e.g. (A-TE-1), (A-TE-2), ... (A-TE-20);
- Parque eólico B - (12 turbinas eólicas), e.g. (B-TE-1), (B-TE-2), ... (B-TE-12);
- Parque eólico C - (18 turbinas eólicas), e.g. (C-TE-1), (C-TE-2), ... (C-TE-18);
- Parque eólico D - (27 turbinas eólicas), e.g. (D-TE-1), (D-TE-2), ... (D-TE-27).

7.3 Análise dos Dados Reais

7.3.1 Testes de Aderência

Os dados serão analisados com o auxílio do software *Weibull ++7* da *Reliasoft*, disponibilizado pelo Instituto Superior de Engenharia de Lisboa (ISEL). Este software adapta os dados estatísticos a diversas distribuições estatísticas para efectuar a sua análise. De modo a determinar a distribuição estatística mais apropriada para a análise dos dados de falha efectua-se um teste de aderência. O teste de aderência recorre a três factores a fim de classificar as distribuições:

- Teste de Kolmogorov-Smirnov (RAVGOV);
- Coeficiente de correlação normalizado (RAVPLOT);
- Valor de máxima verosimilhança (RLKV).

Estes valores são então ponderados e combinados dentro de um valor global, (*DESV*), como mostra a Tabela 8. O valor de (*DESV*) mais baixo corresponde à distribuição mais apropriada a ser implementada.

Tabela 8 – Exemplo dos resultados do Teste de aderência

Teste de aderência - Rolamento do Veio Intermédio					
Distribuição & Ranks		Detalhes e análise			
Distribuição	Rank	RAVGOV	RAVPLOT	RLKV	DESV
Exponencial 1	10	1	11	11	700
Exponencial 2	9	1	10	10	640
Normal	5	1	7	6	410
Lognormal	7	2	5	7	480
Weibull 2	1	1	3	2	170
Weibull 3	3	1	6	5	350
Gama	6	6	1	4	450
Gama-G	2	3	4	1	210
Logística	8	1	8	8	320
Loglogística	4	5	2	3	370
Gumbel	10	4	9	9	700

Estes testes foram efectuados para todos os subsistemas em estudo e as respectivas tabelas encontram-se em Anexos. De modo a validar o teste de aderência, não se devem utilizar distribuições com diferenças de valores dos (*DESV*), superiores a 60 relativamente ao (*DESV*) mais baixo, característico da distribuição apropriada.

Na análise dos dados de falha, foi utilizando o estimador de máxima verosimilhança, i.e., *Maximum Likelihood Estimation* (MLE), visto que os dados incluem suspensões. O método utilizado para os intervalos de confiança, foi o da Matriz de *Fisher*, com um nível de confiança de 95%, tendo o método do Rank Mediano (MED), sido utilizado na avaliação estatística.

7.3.2 Distribuição de Weibull

Em praticamente todos os testes de aderência efectuados a distribuição de *Weibull* de dois parâmetros foi a distribuição mais apropriada a implementar. Nos casos em que esta distribuição não foi a mais recomendada a distribuição de *Weibull* de dois parâmetros não diferiu em mais de 60 no valor do (*DESV*) relativamente à distribuição apropriada. Assim, considera-se adequado implementar esta distribuição em todas as situações deste estudo de caso.

7.4 Resultados Obtidos

Os dados de falha apresentados são referentes a falhas catastróficas dos subsistemas críticos, nas quais, todo o subsistema teve que ser substituído, e.g. a caixa de engrenagens, foi substituída 8 vezes durante o período em estudo. No entanto, como se pode verificar, nem todas as falhas dos seus componentes se traduzem em falhas catastróficas. Os parâmetros de escala (β) e (η) dos subsistemas e componentes críticos, das turbinas eólicas de 600 [kW], foram estimados recorrendo ao software *Weibull ++7* da *ReliaSoft*.

Os resultados são apresentados na Tabela 9. O indicador estatístico "*Mean Life*" ou tempo médio entre falhas (*MTBF*)⁽²⁹⁾ para cada subsistemas e componentes críticos, é apresentado, na última coluna da Tabela 9.

Tabela 9 – Resumo parâmetros de escala β e η

SubSistemas	Componentes	Distribuição	Análise	Forma (β)	Escala (η) [dias]	Verosimilhança	Falhas	Suspensões	"Mean Life" [dias]
Caixa de Engrenagens (Substituição)		Weibull-2P	MLE	1,507	9683,85	-86,814	8	69	8736,88
	Rolamento do Veio de A. Veloc.	Weibull-2P	MLE	1,92	5483,63	-133,402	13	64	4864,39
	Rolamento do Veio Intermédio	Weibull-2P	MLE	2,199	5514,89	-104,504	10	67	4884,11
	Rodas Dentadas	Weibull-2P	MLE	1,976	5148,77	-142,418	14	63	4564,04
	Ligações Chaveta/Escatel	Weibull-2P	MLE	0,553	1532561	-24,19	2	75	2,58E+06
Gerador (Substituição)		Weibull-2P	MLE	1,111	17429	-98,698	9	68	1,68E+04
	Enrolamentos	Weibull-2P	MLE	1,002	16005,7	-128,216	12	65	1,60E+04
	Rolamentos	Weibull-2P	MLE	1,22	8767,72	-175,371	17	60	8211,78
Transmissão Mecânica (Substituição)		Weibull-2P	MLE	1,405	6222,69	-72,459	7	70	5667,8
	Rolamento Principal	Weibull-2P	MLE	1,371	4664,65	-108,975	11	66	4265,8
	Veio Principal	Weibull-2P	MLE	1,141	19168,7	-33,736	3	74	1,83E+04

⁽²⁹⁾ – Indicador estatístico, vulgarmente conhecido pelo acrónimo anglo-saxónico *MTBF* – "*Mean Time Between Failures*", aplica-se aos casos onde se encontram itens de natureza reparável. O *MTBF* em vida útil é constante e pode ser calculado através da expressão $MTBF = \eta = (1/\lambda)$. Assim em vida útil, (e.g. Enrolamentos do gerador) o *MTBF* será caracterizado por valores relativamente elevados, geralmente em várias ordens de grandeza relativamente ao período de fim de vida útil, assim para esta missão, $t = \eta = MTBF$, a Fiabilidade viria reduzida a: $R(t) = e^{-t/\eta} = 0,368$, i.e. 36,8%, ou 63,2% de probabilidade de falha.

7.4.1 Sistema de Transmissão

Os valores estimados dos parâmetros (β) e (η) para a transmissão mecânica são 1,405 e 6222,69, respectivamente. O valor (β) de 1,405 indica que este bem apresenta um padrão de falhas crescente. O parâmetro (η) indica que existe uma probabilidade de 63,2% de todas as transmissões mecânicas falharem dentro de 6222 dias, ou seja, cerca de 17 anos. A Figura 45 ilustra o gráfico da probabilidade de falha da distribuição de *Weibull*.

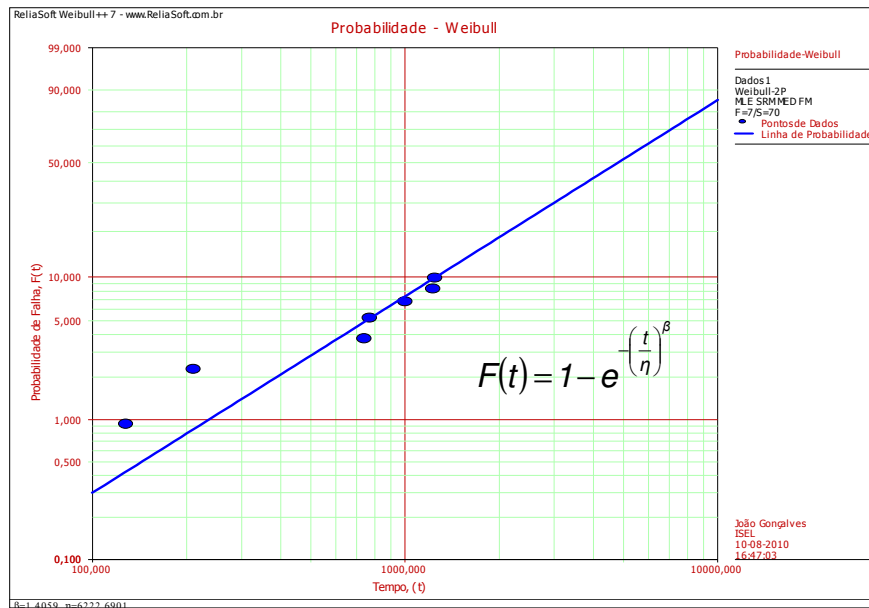


Figura 45 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull da transmissão mecânica

A função (*pdf*) apresenta-se traçada no gráfico da Figura 46.

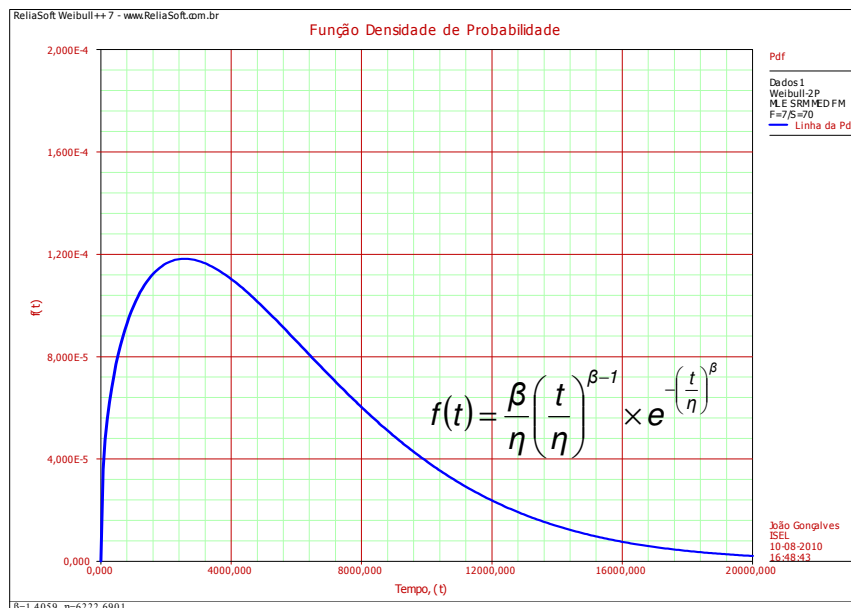


Figura 46 - Função densidade de probabilidade de falha da transmissão mecânica

Através da análise do gráfico verifica-se que a função se encontra desviada para a esquerda, com o valor máximo da *pdf* a surgir entre os 0 e os 4000 dias. A função taxa de avarias instantânea $\lambda(t)$ apresenta-se na Figura 47. Esta função mostra um aumento da taxa de falhas, mas apesar de o parâmetro (β) ser maior que um, a função não assume um claro padrão de desgaste. Esta evidência, demonstra a importância que estes gráficos assumem, como suporte aos valores dos parâmetros calculados.

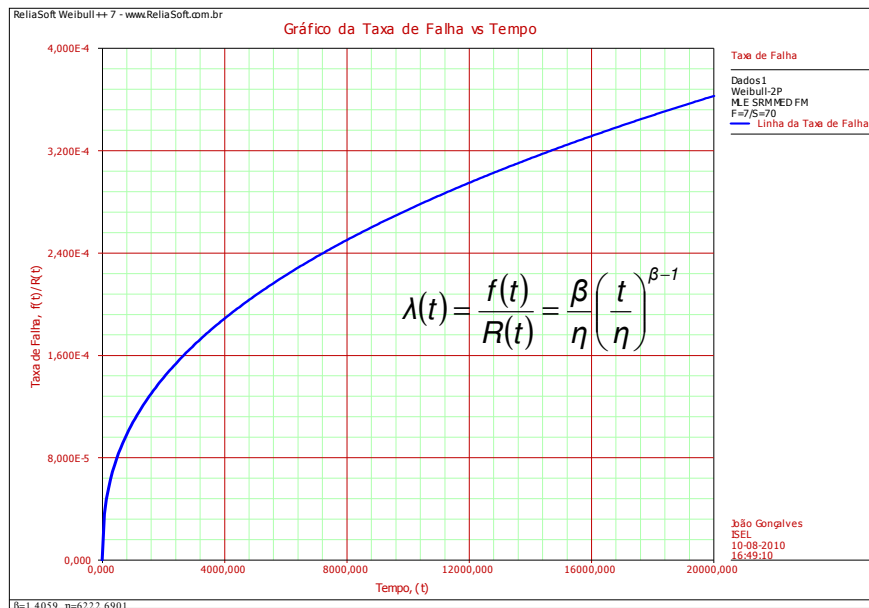


Figura 47 - Função taxa de avarias instantânea da transmissão mecânica

7.4.2 Caixa de Engrenagens

Os valores estimados, dos parâmetros (β) e (η) para a caixa de engrenagens são 1,504 e 9683,85, respectivamente. O valor (β) indica que este bem se encontra em fase de desgaste. O parâmetro (η) indica que existe uma probabilidade de 63,2% de todas as caixas de engrenagens falharem dentro de 9684 dias, ou seja cerca de 26 anos. Apesar dos fracos registos de informação dos modos de falha, o modo de falha predominante presente na caixa de engrenagens, parece ser a fadiga. Esta suposição é suportada pela avaliação dos dados de falhas, de alguns dos seus componentes. O rolamento do veio de alta velocidade, o rolamento do veio intermédio e as rodas dentadas, apresentam valores de (β) de 1,920, 2,199 e 1,976 respectivamente, o que indica uma clara fase de desgaste destes componentes.

Os valores elevados de (β), implicam uma baixa variabilidade, i.e., indicam que a falha poderá ocorrer dentro de um período de tempo relativamente pequeno. Este facto, não constitui por si só um problema desde que o correspondente valor do parâmetro de escala (η) seja alto o suficiente de modo a permitir uma fiabilidade aceitável (Weibull, 2001)

De facto, para bens reparáveis, componentes com valores elevados de (β) podem na realidade ser preferidos devido à falta de variabilidade associada a este padrão de falha o que pode aumentar a eficiência de um programa de manutenção preventiva (Weibull, (2001).

Em especial, o rolamento do veio intermédio apresenta-se com um factor de forma ($\beta=2,199$), o que faz com que a curva de $\lambda(t)$ se torna convexa, i.e., a taxa de avarias aumenta a uma taxa crescente, à medida que o tempo de operação aumenta. De notar ainda que o componente, ligações Chaveta/Escatel apresenta um valor do parâmetro de forma ($\beta=0,553$) o que pressupõe uma fase de mortalidade infantil com a probabilidade de ocorrências a ser reduzida à medida que o tempo de operação aumenta.

Em Anexos encontram-se as curvas das principais funções da Fiabilidade de todos os subsistemas e componentes em estudo. A Figura 48 ilustra o gráfico da probabilidade de falha da distribuição de *Weibull* da caixa de engrenagens.

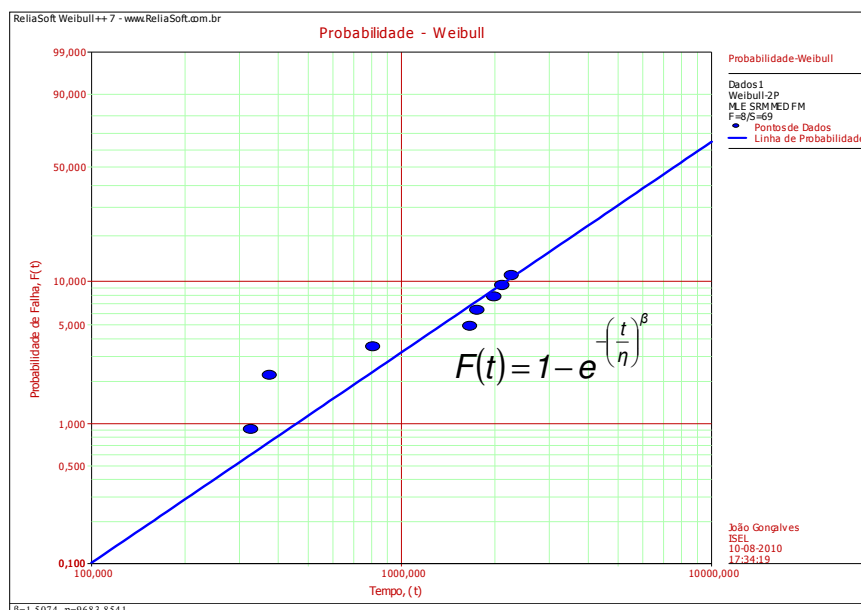


Figura 48 - Probabilidade de falha da distribuição Weibull da caixa de engrenagens

A função densidade de probabilidade de falha (*pdf*) e a função taxa de avarias da caixa de engrenagens encontram-se traçadas nas Figuras 49 e 50, respectivamente.

Através da análise do gráfico da *pdf* verifica-se que a função se encontra desviada para a esquerda com o valor máximo da *pdf* a surgir entre os 0 e os 6000 dias.

Como se pode analisar através da Figura 50, temos o parâmetro de forma: ($1 < \beta < 2$). Assim a curva $\lambda(t)$ é côncava, e conseqüentemente, a taxa de avarias aumenta a um “ritmo” decrescente, à medida que o tempo de operação aumenta.

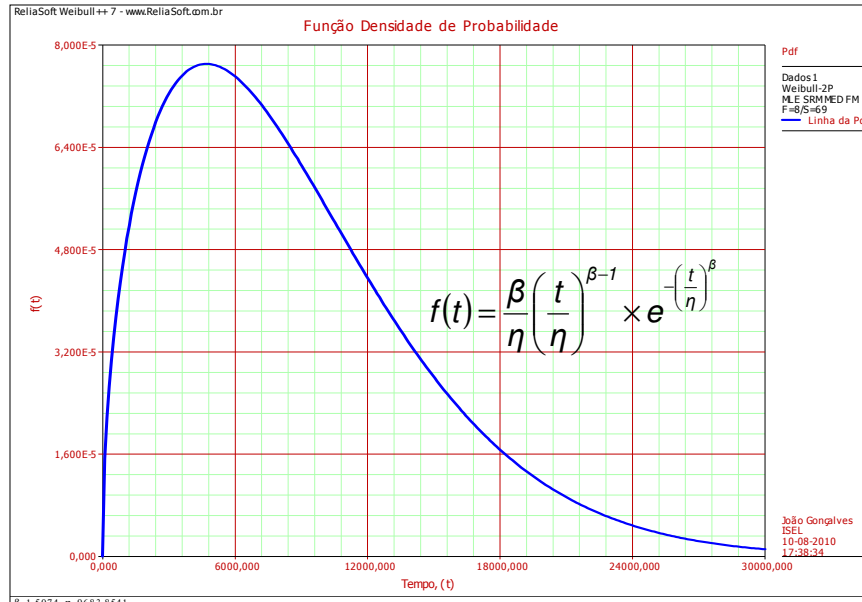


Figura 49 - Função densidade de probabilidade da caixa de engrenagens

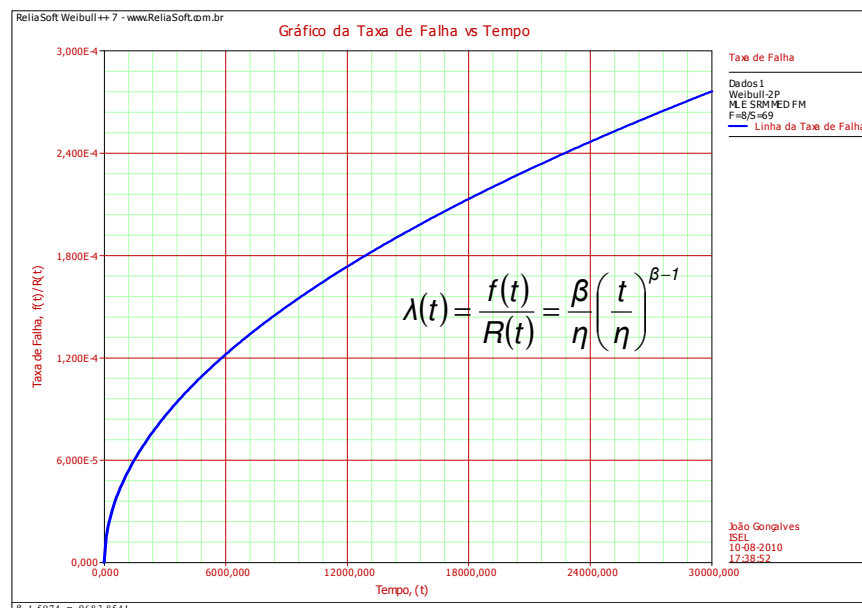


Figura 50 - Função taxa de avarias instantânea da caixa de engrenagens

7.4.3 Gerador

Os valores estimados dos parâmetros (β) e (η) para o gerador são 1,111 e 17429, respectivamente. O valor (β), apesar de ligeiramente maior que um, não implica que o gerador se encontra em fase de desgaste.

O valor do parâmetro de forma ($\beta=1.111$) indica a ocorrência de falhas aleatórias. O parâmetro (η) indica que existe uma probabilidade de 63,2% de todas os 77 geradores, falharem dentro de 17429 dias, ou seja dentro de 48 anos. As Figuras 51 e 52 ilustram os gráficos da probabilidade de falha da distribuição de *Weibull* e a função densidade de probabilidade de falha (pdf) do gerador, respectivamente.

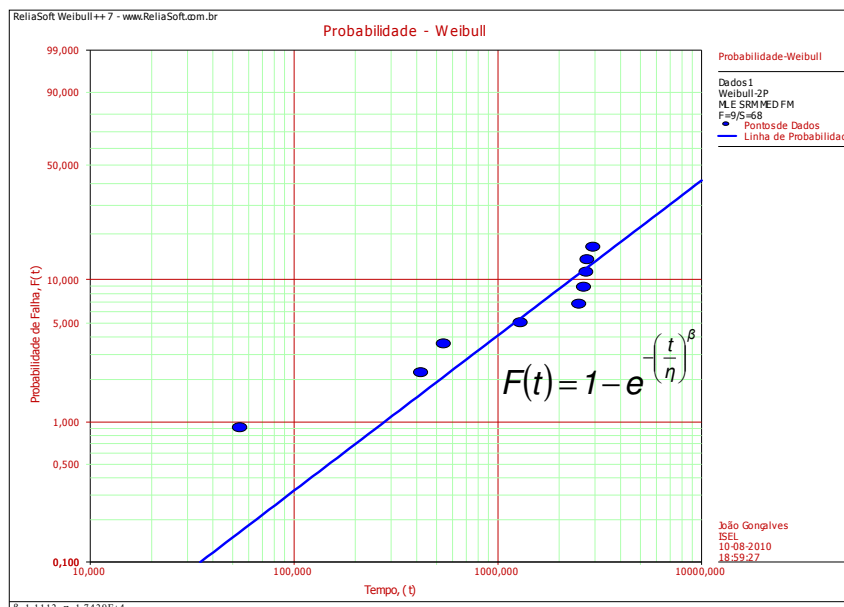


Figura 51 - Probabilidade de falha da distribuição Weibull do gerador

Através da análise do gráfico da pdf verifica-se que a função se encontra desviada para a esquerda com o valor máximo da pdf a surgir entre os 0 e os 12000 dias.

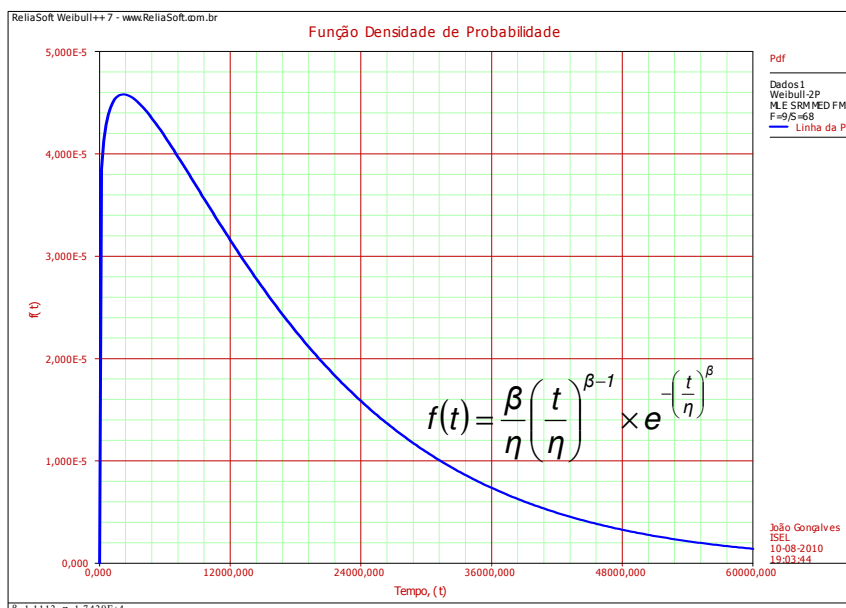


Figura 52 - Função densidade de probabilidade de falha do gerador

A função taxa de avarias instantânea $\lambda(t)$ apresenta-se na Figura 53. O seu traçado mostra uma taxa de avarias $\lambda(t)$ marcada por uma linha praticamente horizontal, i.e. constante, o que explica a aleatoriedade do padrão de falha, característico de um período de vida útil.

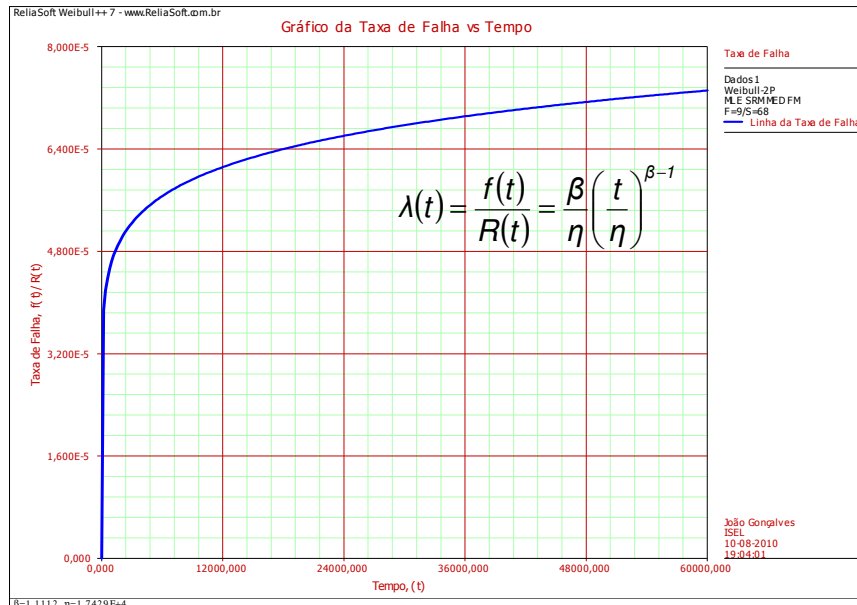


Figura 53 - Função taxa de falhas instantânea do gerador

Esta suposição pode ser igualmente suportada, pela avaliação dos dados dos seus componentes, e.g., os enrolamentos apresentam um valor de $(\beta=1.002)$. Neste caso, o valor de $(\eta=MTBF)$, ou seja, de acordo com a distribuição de *Weibull* existe uma probabilidade de 63,2%, que todos os enrolamentos das turbinas em estudo falhem dentro de 16005 dias, cerca de 43 anos, tendo em conta o actual padrão de distribuição das falhas.

O *MTBF*, calculado segundo o modelo de vida útil, é frequentemente divulgado pelos fabricantes dos equipamentos, e deverá ser exclusivamente encarado como um simples indicador de fiabilidade (Carinhas, 2009).

7.5 Probabilidade de Fiabilidade dos Subsistemas Críticos

Os parâmetros (β) e (η) previamente calculados, reflectem o comportamento do padrão de falhas registado. Através do software *Weibull ++7* foi calculada a probabilidade da fiabilidade destes subsistemas em relação à ocorrência destes eventos, i.e., falhas catastróficas. Na Tabela 10, apresentam-se as tendências de Fiabilidade destes subsistemas baseadas nos seus padrões de falha. Foi utilizado um intervalo de confiança de 95% para calcular os limites superior e inferior desta probabilidade de Fiabilidade. Na Figura 54 encontram-se traçadas as curvas de Fiabilidade destes subsistemas para vários tempos de missão ao longo de 20 anos, período de vida para o qual as turbinas eólicas são projectadas.

Tabela 10 - Cálculo da probabilidade de Fiabilidade nos vários tempos de missão dos subsistemas críticos das turbinas de 600 [kW]

[Anos]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
[Dias]	365	731	1096	1461	1826	2192	2557	2922	3287	3653	4018	4383	4748	5114	5479	5844	6209	6575	6940	7305	
Sistema de Transmissão	Superior	0,9955	0,9801	0,9596	0,9412	0,9267	0,9152	0,9056	0,8974	0,8902	0,8837	0,8777	0,8723	0,8672	0,8624	0,8579	0,8536	0,8495	0,8456	0,8419	0,8383
	Fiabilidade	0,9816	0,9519	0,9166	0,8778	0,8366	0,7940	0,7510	0,7079	0,6652	0,6232	0,5824	0,5428	0,5048	0,4682	0,4334	0,4003	0,3690	0,3394	0,3117	0,2857
	Inferior	0,9269	0,8866	0,8322	0,7553	0,6582	0,5488	0,4372	0,3319	0,2396	0,1639	0,1063	0,0651	0,0376	0,0205	0,0105	0,0050	0,0023	0,0009	0,0004	0,0001
Caixa de Engrenagens	Superior	0,9990	0,9946	0,9863	0,9747	0,9614	0,9481	0,9359	0,9252	0,9157	0,9072	0,8996	0,8927	0,8863	0,8804	0,8748	0,8696	0,8646	0,8598	0,8553	0,8510
	Fiabilidade	0,9929	0,9799	0,9632	0,9439	0,9223	0,8990	0,8743	0,8485	0,8219	0,7945	0,7668	0,7388	0,7107	0,6825	0,6546	0,6268	0,5995	0,5724	0,5460	0,5201
	Inferior	0,9502	0,9261	0,9032	0,8777	0,8468	0,8081	0,7613	0,7069	0,6461	0,5809	0,5136	0,4461	0,3805	0,3182	0,2611	0,2100	0,1654	0,1274	0,0960	0,0708
Gerador	Superior	0,9971	0,9905	0,9816	0,9714	0,9607	0,9502	0,9403	0,9311	0,9226	0,9149	0,9079	0,9014	0,8954	0,8898	0,8846	0,8797	0,8750	0,8706	0,8665	0,8625
	Fiabilidade	0,9865	0,9710	0,9548	0,9383	0,9217	0,9049	0,8882	0,8716	0,8550	0,8385	0,8221	0,8060	0,7900	0,7741	0,7585	0,7431	0,7279	0,7128	0,6981	0,6835
	Inferior	0,9383	0,9132	0,8915	0,8698	0,8471	0,8225	0,7960	0,7675	0,7372	0,7054	0,6725	0,6389	0,6048	0,5705	0,5364	0,5027	0,4696	0,4373	0,4060	0,3757

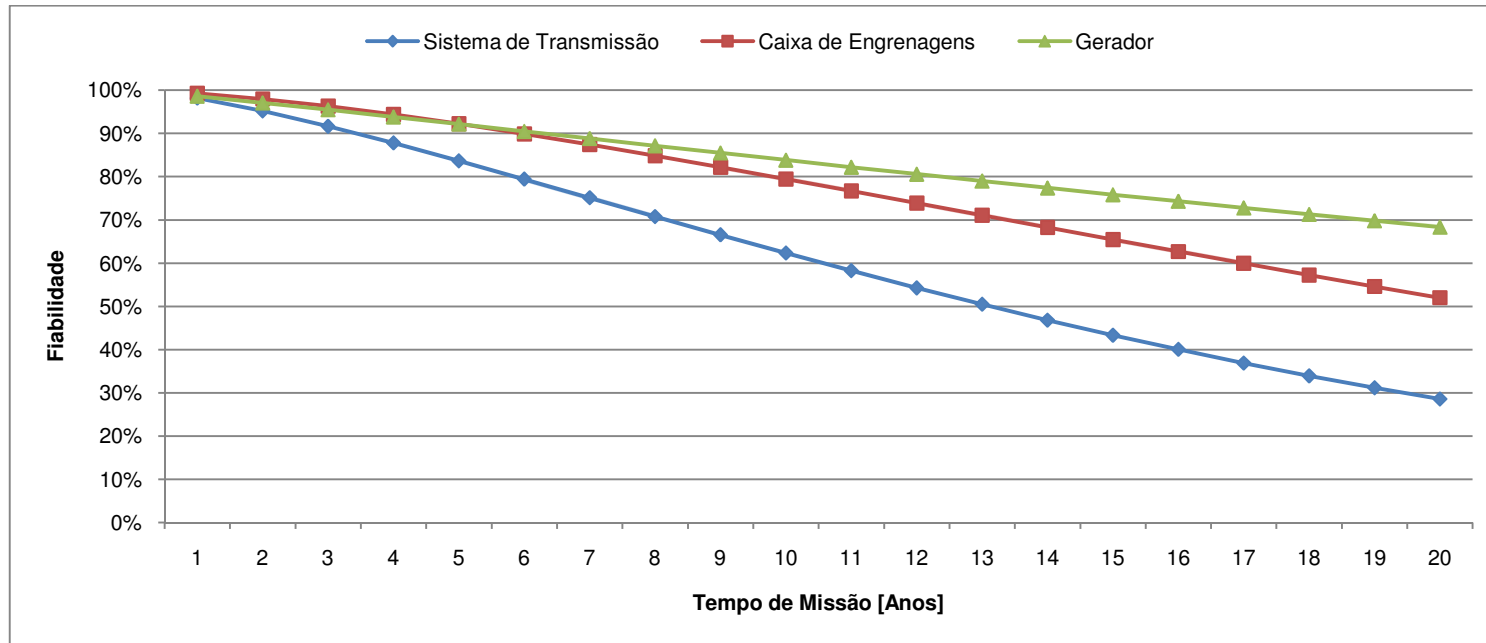


Figura 54 – Traçado das curvas de Fiabilidade dos subsistemas críticos das turbinas de 600 [kW]

A fiabilidade da caixa de engrenagens demonstra no final do primeiro ano de operação uma fiabilidade de 99,3%. Esta fiabilidade reduz-se para cerca de 52% no final dos 20 anos de vida útil. O gerador é, neste estudo, o subsistema com mais probabilidade de sucesso. Exibe uma Fiabilidade de 98,7% no primeiro ano, valor que se reduz para 68,4%, no final da vida útil. Ao considerar-se o limite inferior do intervalo de confiança, a Fiabilidade deste elemento sofre uma redução de 93,8% no primeiro ano, para cerca de 37,6% no final dos 20 anos. A Fiabilidade do sistema de transmissão reduz-se de 98,2% no primeiro ano para 28,6% no final dos 20 anos de vida útil. O sistema de transmissão é, neste estudo, o subsistema crítico menos fiável no que diz respeito à ocorrência destas falhas.

7.6 CoF - Consequências da Falha

7.6.1 CoF_(Ambiental)

Os efeitos produzidos por um evento indesejável de falha devem, sempre que possível, ser traduzidos em valores monetários, i.e. custos. Desta forma, as principais contribuições para a CoF_(Ambiental) encontram-se esquematizadas na Figura 55.

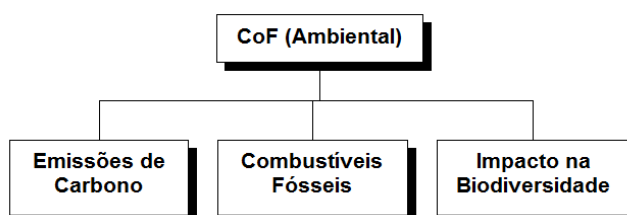


Figura 55 – Esquematização da CoF (Ambiental)

Os custos das Emissões de Carbono, conforme referido em 3.9.2, podem ser quantificados. De acordo com a EWEA, actualmente, a energia eólica evita em média 690 [g CO₂/kWh], e o preço médio⁽³⁰⁾ de CO₂ é de 25 [€/tCO₂]. Assim, em conformidade com a mesma fonte, o custo médio de CO₂, evitado pela produção de energia eólica é de 17,25 [€/MWh]. Segundo a EWEA, a energia eólica evita €42 milhões em combustíveis fósseis por cada [TWh] produzido, conforme referido em 3.9.2. Deste modo, 42 [€/MWh] de combustíveis fósseis são evitados pela produção através de energia eólica.

Conforme referido em 3.9.1, a criação de enquadramentos legislativos com a previsão de avaliações de impacte ambiental (AIA) e a própria evolução tecnológica das turbinas minimizam este efeito, pelo que, este pode ser considerado desprezável.

⁽³⁰⁾ - Preços considerados em (EWEA, 2009) e de acordo com a *European Trading System for CO₂* (ETS).

Assim, o $CoF_{(Ambiental)}$ fica reduzido a:

$$CoF_{(Ambiental)} = Custos_{(Emissões\ de\ Carbono)} + Custos_{(Combustíveis\ Fósseis)} \quad (7-1)$$

Estes custos, em exploração, podem ser calculados conforme mostrado na Tabela 11.

Tabela 11 - $CoF_{(Ambiental)}$

Emissões de Carbono			
Subsistemas	Sistema de transmissão	Caixa de Engrenagens	Gerador
Tempo de entrega [dias]	30	60	45
Potência instalada [MW]	0,6	0,6	0,6
Factor Capacidade [%]	33,00%	33,00%	33,00%
Nº de horas produção por dia [h]	7,92	7,92	7,92
Preço Co_2 por [MWh]	17,25 €	17,25 €	17,25 €
Custos (Emissões de Carbono) Total [€]	2.459,16 €	4.918,32 €	3.688,74 €
Combustíveis Fósseis			
Subsistemas	Sistema de transmissão	Caixa de Engrenagens	Gerador
Tempo de entrega [dias]	30	60	45
Potência instalada [MW]	0,6	0,6	0,6
Factor Capacidade [%]	33,00%	33,00%	33,00%
Nº de horas produção por dia [h]	7,92	7,92	7,92
Preço Comb.Fósseis por [MWh]	42,00 €	42,00 €	42,00 €
Custos (Combustíveis Fósseis) Total [€]	5.987,52 €	11.975,04 €	8.981,28 €
Subsistemas	Sistema de transmissão	Caixa de Engrenagens	Gerador
$CoF_{(Ambiental)}$ Total [€]	8.446,68 €	16.893,36 €	12.670,02 €

7.6.2 $CoF_{(Saúde\ e\ Segurança)}$

As principais contribuições para a $CoF_{(Saúde\ e\ Segurança)}$ encontram-se ilustradas na Figura 56.

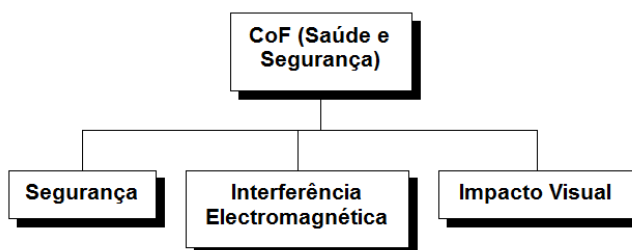


Figura 56 - Esquematização da $CoF_{(Saúde\ e\ Segurança)}$

Conforme referido em 3.8, as contribuições da segurança, interferência electromagnética e o impacto visual consideram-se desprezáveis. Para além de serem dificilmente quantificadas e traduzidas em custos, a construção dos parques eólicos em zonas de baixa densidade populacional minora estes riscos. Apesar de neste modelo em particular serem considerados desprezáveis, esta contribuição deve ser analisada caso a caso.

7.6.3 CoF (Negócio)

As principais contribuições para a CoF_(Negócio) encontram-se esquematizadas na Figura 57.

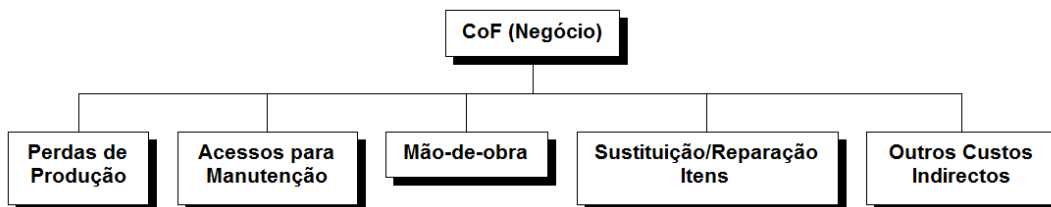


Figura 57 - Esquematização da CoF_(Negócio)

As perdas de produção dependem da potência instalada, do tarifário aplicado e do factor de capacidade instalado, conforme abordado em 3.7.2. Os custos dos subsistemas e das acções de manutenção, conforme Tabela 12, foram obtidos através de contactos estabelecidos com fornecedores, fabricantes e operadores. Os custos indirectos não se encontram associados com o processo, (e.g. custos administrativos, Marketing, etc.), pelo que, para este modelo se podem desprezar.

$$CoF_{(Negócio)} = Custos_{(NãoProd.)} + Custos_{(Acessos)} + Custos_{(Mão-de-obra)} + Custos_{(Substituição)} \quad (7-2)$$

Tabela 12 - CoF_(Negócio)

Custo Subsistemas			
Subsistemas	Sistema de transmissão	Caixa de Engrenagens	Gerador
Custo Subsistemas [€]	27.000,00 €	98.000,00 €	38.000,00 €
Custo Transporte aprox.	3.500,00 €	5.500,00 €	3.500,00 €
Custos (Subsistemas) Total [€]	30.500,00 €	103.500,00 €	41.500,00 €

Mão-de-obra			
Subsistemas	Sistema de transmissão	Caixa de Engrenagens	Gerador
Nº Pessoas Equipa Manutenção	2	2	2
Duração aproximada tarefa [dias]	2	3	2
Nº de horas de trabalho por dia [h]	8	8	8
Custo Mão-de-obra [€/h]	50,00 €	50,00 €	50,00 €
Custos (Mão-de-obra) Total [€]	1.600,00 €	2.400,00 €	1.600,00 €

Acessos			
Subsistemas	Sistema de transmissão	Caixa de Engrenagens	Gerador
Custo da Grua/Condutor [€/h]	250,00 €	250,00 €	250,00 €
Nº de horas de trabalho por dia [h]	24	24	24
Duração aproximada tarefa [dias]	3	4	3
Custos (Acessos) Total [€]	18.000,00 €	24.000,00 €	18.000,00 €

Perdas de Produção			
Subsistemas	Sistema de transmissão	Caixa de Engrenagens	Gerador
Tempo de entrega [dias]	30	60	45
Nº de horas por dia [h]	24	24	24
Potência instalada [MW]	0,6	0,6	0,6
Factor Capacidade [%]	33,00%	33,00%	33,00%
Nº de horas produção por dia [h]	7,92	7,92	7,92
Preço por [MWh]	70,00 €	70,00 €	70,00 €
Custos (Perdas de Produção) Total [€]	9.979,20 €	19.958,40 €	14.968,80 €

CoF (Negócio) Total [€]			
Subsistemas	Sistema de transmissão	Caixa de Engrenagens	Gerador
CoF (Negócio) Total [€]	60.079,20 €	149.858,40 €	76.068,80 €

7.6.4 CoF _(Total)

Assim, as três avaliações sugeridas no projecto RIMAP ficam reduzidas a duas, o que faz com que a determinação das CoF seja dada pela equação (7-3) e calculados na Tabela 13:

$$CoF_{(Total)} = CoF_{(Ambiental)} + CoF_{(Negócio)} \quad (7-3)$$

Tabela 13 - CoF _(Total)

Subsistemas	Sistema de transmissão	Caixa de Engrenagens	Gerador
CoF _(Ambiental) Total [€]	8.446,68 €	16.893,36 €	12.670,02 €
CoF _(Negócio) Total [€]	60.079,20 €	149.858,40 €	76.068,80 €
CoF _(Total) [€]	68.525,88 €	166.751,76 €	88.738,82 €

7.7 Evolução do Risco

Após a quantificação das consequências, i.e., a sua tradução em custos, pode-se então calcular os valores do risco. Como a probabilidade de falha (PoF), varia com o tempo de operação, o valor do risco vai igualmente variar, acompanhando o aumento da PoF. A Tabela 14 permite-nos verificar essa evolução.

Tabela 14 – Valores quantitativos do risco nos primeiros três anos de operação

Subsistemas	CoF _(Total) [€]	Fiabilidade (1ºAno)	PoF (1ºano)	Risco (1ºAno)
Sistema de transmissão	68.525,88 €	98,16%	1,84%	1.260,88
Caixa de Engrenagens	166.751,76 €	99,29%	0,71%	1.183,94
Gerador	88.738,82 €	98,65%	1,35%	1.197,97

Subsistemas	CoF _(Total) [€]	Fiabilidade (2ºAno)	PoF (2ºano)	Risco (2ºAno)
Sistema de transmissão	68.525,88 €	95,19%	4,81%	3.296,09
Caixa de Engrenagens	166.751,76 €	97,99%	2,01%	3.351,71
Gerador	88.738,82 €	97,10%	2,90%	2.573,43

Subsistemas	CoF _(Total) [€]	Fiabilidade (3ºAno)	PoF (3ºano)	Risco (3ºAno)
Sistema de transmissão	68.525,88 €	91,66%	8,34%	5.715,06
Caixa de Engrenagens	166.751,76 €	96,32%	3,68%	6.136,46
Gerador	88.738,82 €	95,48%	4,52%	4.010,99

7.8 Categorização do risco

A apresentação dos resultados numa matriz de risco, é uma forma eficaz de mostrar a distribuição dos vários tipos de risco. No caso de se tratar de uma matriz qualitativa a sua escala é apenas representativa de escalões. A especificação do risco admissível é da responsabilidade do investidor ou operador do equipamento ou parque eólico. Muitas empresas têm critérios de risco corporativo nas quais se definem níveis aceitáveis, i.e. prudentes. Estes critérios de risco devem ser usados quando se tomam decisões baseadas na metodologia RBI e RBIM. Dado que, em cada empresa este critério pode ser diferente, em termos de níveis de risco aceitável específico, as matrizes quantitativas reflectem esta realidade.

Em muitas situações os valores do risco aceitável não são dados (Kauer *et al*, 2002). A título de exemplo, considere-se a Tabela 15 associada à Figura 58, na qual se encontram representados os valores de risco e a sua evolução no tempo.

Tabela 15 – Atribuição de valores de risco

PoF		CoF	
1	<2%	A	<40.000€
2	2% ~ 3%	B	40.000€ ~ 80.000€
3	3% ~ 4%	C	80.000€ ~ 120.000€
4	4% ~ 5%	D	120.000€ ~ 165.000€
5	5% ~ 6%	E	165.000€ ~ 200.000€
6	>6%	F	>200.000€

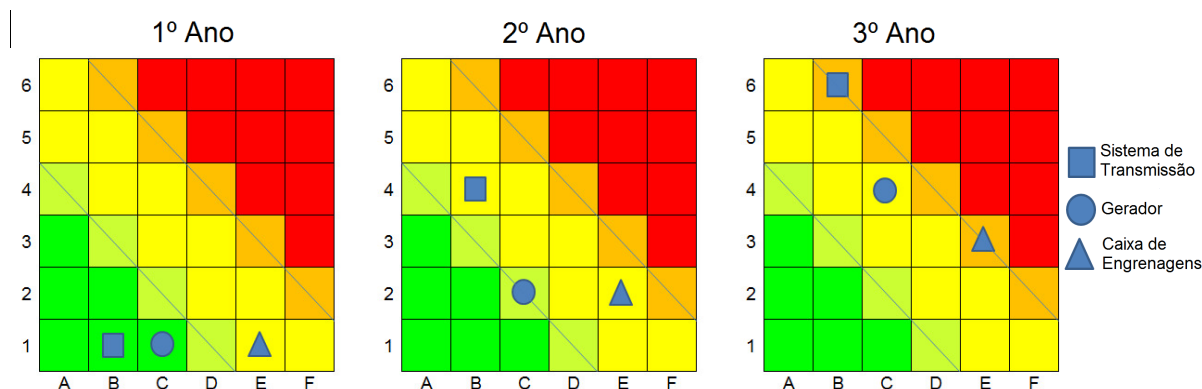


Figura 58 – Evolução do risco nos três primeiros anos

Conforme se pode verificar pela Figura 58, no terceiro ano de operação a caixa de engrenagens e o sistema de transmissão atingem o limite de risco admissível.

7.9 Planos de inspeção

“Tendo encontrado o melhor momento para se intervir no equipamento, constrói-se um modelo de decisão que junta as informações de engenharia dos componentes, expressa na curva “probabilidade de falha vs tempo” com os dados para cada cenário de decisão do programa de inspeção que se deseja analisar” (ASME, 2003).

Com base nos limites de risco aceitável, acções de manutenção i.e. inspeções específicas, devem ser realizadas, conforme referido em 6.7. Neste ponto são necessárias informações da probabilidade dos testes de detecção, i.e. da sua eficácia, algo que os inspectores ou fornecedores têm dificuldade em fornecer. Estas inspeções são efectuadas de modo a aferir o controlo de conformidade dos equipamentos. Tendo em conta o pior cenário pode-se vir a constatar que não se detecta a principal falha com o nível de fiabilidade requerido, portanto é necessário fazer-se a distinção entre as inspeções que nos “fazem sentir bem” e as que realmente “são boas” (ASME, 2003).

Capítulo 8 – Discussão e Conclusões

A actual dependência dos combustíveis fósseis e as emissões de poluentes tendem a ser reduzidas em todos os sectores de actividade. Novas directrizes na gestão dos recursos de energia para o desenvolvimento sustentável das sociedades têm como base as energias renováveis. A energia eólica surge, nos últimos anos, como uma das fontes de energia alternativa com maior viabilidade de exploração, sendo encarada como uma energia limpa em termos ambientais, e que não acarreta custos directos de produção.

Esta tecnologia tem evoluído de forma significativa verificando-se uma tendência na duplicação da capacidade instalada global a cada três anos com valores previstos de 203500 [MW] para 2010. No final de 2009, Portugal ocupava o nono lugar a nível mundial, com cerca de 3535 [MW] de potência eólica instalada e ligada à rede. Em Portugal estima-se que cada unidade de energia injectada na rede pública com origem em parques eólicos, é paga a um valor fixo que se situará em torno de 70 [€/MWh], durante um período máximo de 15 anos. Verificou-se que, de acordo com os investimentos totais médios actuais (1,228 Milhões [€/MW]), em sistemas de energia eólica, a rentabilidade é assegurada tipicamente a partir das 2000 horas de funcionamento anual equivalente à potência nominal, i.e., 22,83% do factor de Capacidade anual.

Pese embora, o uso de normas de *design* melhoradas, e da adesão dos fabricantes a estas novas práticas, as turbinas eólicas ainda não alcançam os vinte anos de tempo de vida útil esperado em projecto com a maioria dos componentes e subsistemas a exigirem substituições ou reparações significativas, antes do tempo de vida útil ser alcançado.

De modo a maximizar a potência extraída tem-se observado um aumento nas dimensões das turbinas instaladas. Este aumento é vantajoso do ponto de vista económico e ambiental implicando, no entanto, um crescente investimento inicial. Apesar da crescente experiência na indústria eólica, as taxas de falha ainda se apresentam elevadas, aumentando com o incremento verificado nas dimensões das turbinas. A falha de componentes representa a maior percentagem de todas as falhas, representando cerca de 42% do total.

Com base em projectos científicos que disponibilizam resumos de dados de O&M através da publicação de relatórios periódicos, os quais servem como base de apoio para artigos científicos, avaliou-se uma turbina eólica típica, e os seus componentes críticos foram identificados. A caixa de engrenagem, o gerador e o sistema de transmissão são os componentes considerados críticos, na medida em que originam os maiores tempos de indisponibilidade por falha, quando comparados com os outros componentes.

Actualmente a manutenção reage a novas expectativas como a necessidade de contenção de custos e a questões da produtividade ou ainda à crescente consciencialização do quanto uma falha do equipamento pode afectar a segurança e o meio ambiente. As actuais técnicas de controlo da condição ainda enfrentam desafios particulares quando aplicadas às turbinas eólicas. Na fase inicial, as falhas por vezes não são detectadas e as falhas catastróficas sucedem-se. Estas falhas estão na origem da substituição de todo o subsistema, traduzindo-se em longos períodos de indisponibilidade com perdas de produtividade e competitividade. Face às actuais e correntes práticas de manutenção e às características das falhas, existe a necessidade de otimizar as estratégias de manutenção apropriadas às turbinas eólicas, de modo a evitar falhas catastróficas e a permitir reduzir os custos durante o ciclo de vida, de forma a maximizar o retorno do investimento nos parques eólicos.

Definiu-se o risco como a combinação da probabilidade e da(s) consequência(s) da ocorrência de um determinado acontecimento perigoso.

Dados reais de falha dos componentes críticos, provenientes de setenta e sete turbinas do mesmo fabricante, foram analisados com recurso ao software *Weibull ++* da *Reliasof*. A distribuição de *Weibull* foi considerada apropriada e os parâmetros (β) e (η) foram calculados igualmente com a probabilidade de Fiabilidade destes eventos. Estas falhas foram avaliadas e quantificadas e as consequências económicas, ambientais e de saúde e segurança, traduzidas em termos financeiros de acordo com um modelo da RIMAP, i.e., $CoF = CoF_{(Saúde\ e\ Segurança)} + CoF_{(Ambiental)} + CoF_{(Negócio)}$. Foi, também e posteriormente, elaborado um “*ranking*” destas consequências. De acordo com este modelo, para o sistema de transmissão, caixa de engrenagens e gerador das turbinas em estudo, as consequências destes eventos implicam cerca de 68.000 €, 166.700€ e 88.700 €, respectivamente. Após a quantificação das consequências, foram calculados valores de risco. Como a probabilidade de falha (PoF), varia com o tempo de operação, o valor do risco vai igualmente variar, acompanhando o aumento da PoF.

Verificou-se que em muitas situações, os valores de risco aceitáveis não são dados. A especificação do risco admissível é da responsabilidade do investidor ou operador do equipamento ou parque eólico. A título de exemplo foram apresentados os resultados numa matriz de risco, desenvolvendo-se assim, uma ferramenta de apoio à decisão, baseada em modelos de RBI e RBIM aplicados a turbinas eólicas, nos quais mediante a especificação de risco admissível é aconselhado um conjunto de acções de inspecção e manutenção de forma a mitigar o risco. A Inspeção e Manutenção com base no risco constituem actualmente uma das ferramentas essenciais e mais eficazes para por em prática a aplicação dos princípios de análise de risco, como optimização no controlo de programas de inspecção e manutenção de equipamentos e parques.

Como conclusões finais realça-se:

- O sistema de transmissão, a caixa de engrenagem e o gerador são os considerados os subsistemas mais críticos de uma turbina eólica típica;
- As taxas de falha apresentam-se elevadas, como consequência das actuais práticas de Manutenção sendo necessário o desenvolvimento futuro da monitorização através de técnicas de controlo da condição;
- Com base em dados de falhas reais, foi calculada a probabilidade de falha para os subsistemas críticos, verificando-se que esta probabilidade evolui no tempo.
- Foram igualmente quantificadas e traduzidas em custos as consequências associadas a falhas dos subsistemas críticos;
- Como resultado final foi desenvolvida uma ferramenta de apoio à decisão, baseada em modelos de RBI (*Risk Based Inspection*) e RBIM (*Risk Based Inspection and Maintenance*).

Por fim, menciona-se o facto de, apesar da energia eólica se apresentar bem estabelecida, faltam ainda Normas comuns de O&M, bem como para a elaboração de uma estrutura uniforme de uma base de dados. Como este é um sector relativamente novo, extremamente competitivo, as empresas tendem a guardar os dados considerados relevantes.

A elaboração deste estudo permitiu, ainda, contribuir para a sugestão de trabalhos futuros, entre os quais se podem mencionar:

- Desenvolvimento de tecnologia necessária para a detecção eficiente e precisa de falhas em turbinas eólicas em operação;
- Estudar os mecanismos de deterioração de modo a implementar, aferir e categorizar as várias técnicas de inspecção específicas.

Bibliografia

ABS, (2004). *Guidance Notes on Reliability-Centred Maintenance*. American Bureau of Shipping. Houston.

Al-Ahmar, E., Benbouzid, M.E.H., Turri, S., (2008). *Wind Energy Conversion Systems Fault Diagnosis Using Wavelet Analysis*. International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.), Vol. 3, N. 4. PRAISE WORTHY PRIZE. 2009 ELSEVIER.

Alves, N. M. A., (2007). *Optimização da Capacidade Instalada em Parques Eólicos*. Tese de Mestrado em Gestão das Operações. Universidade de Aveiro.

Amirat, Y., Benbouzid, M.E.H., Al-Ahmar, E., et all. (2009). A brief status on condition monitoring and fault diagnosis in wind energy conversion systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 2629–2636. ELSEVIER.

URL:<http://www.sciencedirect.com>. Acedido em: 12 de Setembro de 2010.

Andersen, R.T. & Nery, L. (1990). *Reliability-Centred Maintenance: Management and Engineering Methods*. London: Elsevier Applied Science.

API, Recommended Practice 580, (2002). *Risk-Based Inspection*. American Petroleum Institute.

API, Recommended Practice 581, (2000). *Risk-Based Inspection Base Resource Document*. American Petroleum Institute.

ASME - American Society of Mechanical Engineers, (2003). *Risk-Based Methods for Equipment Life Management*. New York: ASME Internacional.

Assis, R., (1997). *Manutenção Centrada na Fiabilidade - Economia das decisões*. Lisboa: LIDEL – Edições Técnicas, Lda.

Bianchi, F. D. , Mantz R. J., Christiansen, C. F. (2004). Control of Variable-Speed Wind Turbines by LPV Gain Scheduling. *Wind Energy*, Vol. 7, 1–8.

URL: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/we.103/pdf>. Acedido em: 11 de Abril de 2010.

Biolat, G., (1977). *Marxismo e Meio Ambiente*. Lisboa: Ed. Seara Nova.

Burton, T., Sharpe D., Jenkins, N., (2001). *Wind Energy Handbook*. John Wiley and Sons. New York: Multi Science Publishing.

Caetano, R. F. D., (2009). *Desenvolvimento do Sistema de Gestão da Manutenção da CIPAN*. Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Química, IST, Lisboa: Instituto Superior Técnico.

Campbell, J. D., & Jardine, A. K. (2001). *Maintenance Excellence: Optimizing Equipment Life-Cycle Decisions*. New York: Marcel Dekker.

Carinhas, P.H., (2009). *Fiabilidade*. Lisboa: ISEL - Departamento de Engenharia Mecânica.

Carson, R., (1962). *Silent Spring*. New York: Houghton Mifflin.

Castro, R. M. G, (2009). *Introdução à energia eólica (edição 4)*. Lisboa: Instituto Superior Técnico.

Cohen, A.C., (1965). Maximum Likelihood estimation in the Weibull Distribution Based on Complete and on Censored Samples. *Technometrics*. Vol. 7, N.º 4, 579-588. Washington: American Statistical Association.

Conover, K., VandenBosche, J., Rhoads, H. and Smith, B (2000). Review of Operation and Maintenance Experience in the DOE-EPRI Wind Turbine Verification Program. Colorado: National Renewable Energy Laboratory.

Corotis, R.B., Ellis, J.H., Jiang, M., (2005). Modeling of risk-based inspection, maintenance and life-cycle cost with partially observable Markov decision processes. In: *Structure and Infrastructure Engineering*, Vol. 1, N.º 1, pp. 75 – 84. London: Taylor & Francis.

Corvellec, H., Boholm, A., (2008). The risk/no-risk rhetoric of environmental impact assessments (EIA): the case of offshore wind farms in Sweden. In: *Local Environment The International Journal of Justice and Sustainability* , Vol.13, No. 7, pp. 627–640. London: Routledge.

Costa, M.L., Rezende, M.C., Botelho, E.C., (2005). Estabelecimento do Ciclo de Cura de Pré-Impregnados Aeronáutico. *Polímeros: Ciência e tecnologia*, Vol. 15, Nº2, 224-231. Brasil: Revistas Científicas de América Latina e el Caribe de Portugal e Espanha.

Danish Wind Industry Association. URL: <http://www.windpower.org/en/>, Acedido em 14 Julho de 2010.

Davidson, J., Hunsley, C., (1994), *The Reliability of Mechanical Systems*. 2ª ed. London: Institute of Mechanical Engineers.

- Drachmann**, A.G., (1961), Heron's Windmill, *Centaurus*, 7, 145-151. Oxford: Ida Stamhuis.
- Drewry**, M. A., Georgiou, G.A., (2007). A review of NDT techniques for wind turbine, 137-141. Based on a paper presented at NDT 2006, the 45th Annual British Conference on NDT, Stratford-upon-Avon, UK. URL: www.ndt.net/search/docs.php3?id=4550. Acedido em 19 Novembro de 2009.
- Dutton** A.G., Bonnet P.A., Hogg P., Lleong Y.L., (2010) Novel materials and modelling for large wind turbine blades. *Journal of Power and Energy*, Vol. 224, No 2, pp 203-210. URL: <http://journals.pepublishing.com/content/0xm2111147p84j34/fulltext.pdf>. Acedido em: 29 de Janeiro de 2010.
- El-Hemaoui**, S., (2008). When the wind blows. *North American Clean Energy*. URL: <http://www.nacleanenergy.com/>. Acedido: 27 de Junho de 2010.
- Enbin**, C., Hahn, B., (2003). *Wind Energy Report Germany*, ISET.
- ETD** – European Technology Development (2002). Risk Based Management of Power Plant Equipment. *Proceedings of the International Seminar*. London: I A Shibli.
- Eurec** Agency, (2002). *The Future for Renewable Energy 2: Prospects and Directions*, Earthscan Publications Ltd.; 2nd edition.
- EWEA**, (2009). *The Economics of Wind Energy*, A report by the European Wind Energy Association. Soren Krohn.
- Falcão**, A. F. O., (2006). *Aerodinâmica das turbinas eólicas*. Lisboa: Instituto Superior Técnico - Departamento de Engenharia Mecânica.
- Faulstich**, S., Hahn, B., Lyding, P., Tavner, P., (2009). Reliability of offshore turbines – identifying risks by onshore experience. Germany: Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology (IWES), Kassel. URL: http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-1/publication/2009-014_Reliability_of_offshore_turbines-Paper.pdf. Acedido: 2 de Junho de 2010.
- Ferreira de Jesus**, J. M. O., Estanqueiro, A. I. L., Saraiva, J. A. G., Castro, R. M. G., (2001). Modelling Machine Interaction In A Wind Park. *With Regard To Stability And Regulation*. PO-. Mistral NATO SFS Programme III, Final Report. Lisboa: Instituto Superior Técnico.
- Ferreira de Jesus**, J. M., Castro, R. M. G., (2008). *Equipamento Eléctrico dos Geradores Eólicos*. Lisboa: Instituto Superior Técnico.

Ferreira, L. A., (1998). *Uma introdução à Manutenção*. Publindústria.

Fotuhi-Firuzabad, M., Salehi Dobakhshari, A., (2009). Reliability-based Selection of Wind Turbines for Large-Scale Wind Farms. *Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology (WASET)*, Vol. 37, ISSN 2070-3740. WASET.ORG.

Frazão, R., (2002). *Operacionalização do Desenvolvimento Sustentável ao nível da Empresa: dos Conceitos à Prática*. Amadora: Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação.

Freris, L. L., (1990). *Wind Energy Conversion Systems*. Sydney: Prentice Hall.

Fujiyama, K., Nagai, S., Akikuni, Y., Fujiwara, T., Furuya, K., Matsumoto, S., Takagi, K., Kawabata, T., (2004). Risk-based inspection and maintenance systems for steam turbines. *Pressure Vessels and Piping*, 81, 825–835. Stuttgart: ELSEVIER.

Garcia, M.C., Sanz-Bobi, M.A., Pico, J., (2006). SIMAP: Intelligent System for Predictive Maintenance Application to the health condition monitoring of a windturbine gearbox. *Computers in Industry* 57, 552–568. Amsterdam, The Netherlands: ELSEVIER.

Gasch, R., Twele, J., (2002). *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*. Solarpraxis.

Gerrad Hassan & Partners, Tractebel Energy Engineering, Riso National Laboratory, Kvaerner Oil & Gas, and Energi & Miljoe Undersoegelser (2001). Offshore Wind Energy Ready to Power a Sustainable Europe, *Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe: Final Report*. European Comission

Giebhardt, J., Caselitz, P., (2007). Advanced maintenance and repair for offshore wind farms using fault prediction techniques. Institute für Solare Energieversorgungstechnik (ISET). Kassel: Div. Energy Conversion and Control Engineering.

Gouveia, E.M., Manuel A. Matos, M.A., (2009). Evaluating operational risk in a power system with a large amount of wind power. *Electric Power Systems Research* 79, 734–739. Ontario Council of University Libraries: ELSEVIER.

Guo, H., Watson, S., Tavner, P., Xiang, J., (2009). Reliability analysis for wind turbines with incomplete failure data collected from after the date of initial installation. *Reliability Engineering and System Safety* 94, 1057–1063. Elsevier.

Gurit, *Wind Energy Composite Materials Handbook*.

URL:<http://www.gurit.com/page.asp?section=0001000100080019§ionTitle=Wind+Energy+Composite+Materials+Handbook>. Acedido em:12 de Julho de 2010.

Hameed, Z., Hong, Y.S., Cho, Y.M., Ahn, S. H., Song, C. K., (2009). Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13, 1–39. ELSEVIER.

Hassan, A. Y., Hill, D. R., (1986). *Islamic Technology: An illustrated history*. Cambridge University Press.

Hau, E., (2006). *Wind turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, 2 edition. Germany: Springer.

Henrik, L., Andersen, P., D.,(1999). Wind Turbines - Facts From 20 years of Technological Progress. European Wind Energy Conference: wind energy for the next millennium, pp-445-458.URL:<http://books.google.pt> . Acedido em: 17 de Junho de 2010.

Herberta, G.M. J. , Iniyar, S., Sreevalsanc, E., Rajapandian, S. (2007). A review of wind energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11, Issue 6,1117–1145. ELSEVIER.

Huang, Q., Jiang, D., Hong, L., Ding, Y. (2008). Application of wavelet neural networks on vibration fault diagnosis for wind turbine gearbox. *Lecture Notes in Computer Science*, vol. 5264 LNCS, PART 2, Advances in Neural Networks, pp. 313-320 [*Proc. 5th Int. Symposium on Neural Networks*, 2008]. Beijing: Department of Thermal Engineering, Tsinghua University.URL:<http://books.google.pt> . Acedido em: 19 de Setembro de 2010.

IEEE Std 100-1992, *IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms*. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers (ANSI).

Iniyar, S., Suganthi, L., Jagadeesan, T.R., (1996). Fault Analysis of Wind Turbine Generators in India. *College of Engineering, AnnaUniversity, Madras 600025. INDIA*, 772-775. URL:<http://www.sciencedirect.com>. Acedido em: 15 de Maio de 2010.

International Energy Agency, (2009). *IEA Wind Energy – Annual Report 2008*. URL: http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2008/01%20Chair.pdf. Acedido em: 25 de Junho de 2010.

Jasiūnienė, E., Raišutis, R., Šliteris, R., Voleišis, A., Jakas, M., (2008). Ultrasonic NDT of wind turbine blades using contact pulse-echo immersion test with moving water container, Vol.63, No.1., 29/32. ISSN 1392-2114 *ULTRAGARSAS (ULTRASOUND)*, Kaunas University of Technology, Studentu 50, LT-51368 Kaunas, Lithuania.

URL: http://www.ktu.lt/ultra/journal/pdf_63_3/Vol.63-No.3-2008_05-Jasiuniene.pdf. Acedido em: 17 de Abril de 2010.

Jasinski, J., Shawn, C. Noe, William, J., Selig, M. S., (1997). Wind turbine performance under icing conditions. *AIAA Meeting Papers on Disc, January 1997. A9715950, AIAA Paper 97-0977*. American Institute of Aeronautics and Astronautics. Illinois: Univ., Urbana. URL: <http://www.ae.illinois.edu/icing/papers/97/paper5.pdf>. Acedido em: 5 de Maio de 2010.

Jasiūnienė, E., Raišutis, R., Šliteris, R., Voleišis, A., Vladišauskas, A., Mitchard, D., Amos, M., (2009). NDT of wind turbine blades using adapted ultrasonic and radiographic techniques. DOI: 10.1784/Insight Vol. 51, No. 9, 477. British Institute of Non-Destructive Testing.

Journal of Quality in Maintenance Engineering (2010). Emerald.

URL: <http://www.emeraldinsight.com/journals.htm?issn=1355-2511>. Acedido em: 3 de Junho de 2010.

Juengert, A., Grosse, C.U., (2009). Inspection techniques for wind turbine blades using ultrasound and sound waves. *NDTCE'09, Non-Destructive Testing in Civil Engineering*. Nantes, France.

Jungert, A., (2008). Damage Detection in Wind Turbine Blades using two Different Acoustic Techniques. *NDT.net - The e-Journal of Nondestructive Testing*. URL: www.ndt.net/search/docs.php3?MainSource=25. Acedido em: 27 de Maio 2010.

Kauer, R., Fabbri, L., Giribone, R., Heerings, J., (2002). Risk Acceptance Criteria and Regulatory Aspects. *OMMI - Operation Maintenance and Materials Issue*, Vol.1 Issue 2. URL: <http://www.ommi.co.uk/PDF/Articles/61.pdf>. Acedido em: 17 de Julho de 2010.

Khan, F.I., Haddara, M.M., (2003). Risk-based maintenance (RBM): a quantitative approach for maintenance/inspection scheduling and planning. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 16, 561–573. ELSEVIER.

URL: <http://www.sciencedirect.com>. Acedido em: 05 de Março de 2010.

Khan, F.I., Haddara, M.R., (2004). Risk-based maintenance of ethylene oxide production facilities. *Journal of Hazardous Materials* A108, 147–159. ELSEVIER. URL: <http://www.engr.mun.ca/~fkhan/EN-8670/RBM-EO.pdf>. Acedido em: 15 de Abril de 2010.

Khan, F.I., Sadiq, R., Haddara, M.M., (2004). RISK-BASED INSPECTION AND MAINTENANCE (RBIM) Multi-attribute Decision-making with Aggregative Risk Analysis. *Process Safety and Environmental Protection*, 82(B6): 398–411. Institution of Chemical Engineers. URL: <http://www.sciencedirect.com> . Acedido em: 05 de Março de 2010.

Krohn, S., (2003). *Wind Turbines: How many blades. Danish Wind Industry Association*. URL: <http://guidedtour.windpower.org/en/tour/design/concepts.htm>. Acedido em: 05 de Março de 2010.

Kusiak, A., Li, W., Song, Z., (2010). Dynamic control of wind turbines. *Renewable Energy* 35, Issue 2, 456-463.ELSEVIER. URL:<http://www.sciencedirect.com>. Acedido em: 05 de Março de 2010.

Lu, B., Li, Y., Wu, X., Yang, Z. (2009). A Review of Recent Advances in Wind Turbine Condition Monitoring and Fault Diagnosis. USA: University of Wisconsin – Milwaukee Department of Mechanical Engineering. URL:http://nmcserver1.unl.edu/2009_PEMWA/content/PEMWA-125.pdf. Acedido em: 18 de Agosto de 2010.

MacMillin, P.E., Golovidov,O., Mason, W.H., Grossman, B.(1997). AIAA 97-0098 An MDO Investigation of the Impact of Practical Constraints on an HSCT Configuration. *AIAA, Aerospace Sciences Meeting & Exhibit, 35th, Reno, NV, Jan. 6-9, 1997*. Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, VA and R.T. Haftka University of Florida Gainesville. URL: http://www.aoe.vt.edu/~mason/Mason_f/AIAA97-0098.pdf. Acedido em: 2 de Junho de 2010.

Manwell, J. F., McGowan, J. G., Anthony L. R., (2009). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. Massachusetts: British Library. Copyrighted Material.

Meadows, D. H., (1972). *The Limits to Growth: A Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind*. United States: Universe Books. Copyrighted Material.

Mestre, A. C. C. M., (2006). *Tecnologias de Energias Renováveis aplicadas no Design para a Inovação e Sustentabilidade*. Dissertação apresentada na Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa para a obtenção do grau de Mestre em Bioenergia, Lisboa: UNL.

Moan, T., (2005). Reliability-based management of inspection, maintenance and repair of offshore structures, *Structure and Infrastructure Engineering*, Vol. 1, No. 1, 33 – 62. TAYLOR & FRANCIS.

Monchy, Francois (1991). *La fonction maintenance: formation à la gestion de la maintenance industrielle*. Paris: Masson.

Morais, L. (2005). *Desenvolvimento de Ferramentas para a aplicação da metodologia RAMS a equipamentos industriais*. Porto: FEUP.

Moreira, M. F. T., Martins, J. S., Afonso, J. L., (6-7 de Maio de 2004). Medidas Reguladoras, Normas e Legislação Portuguesa Aplicável às Energias Renováveis e Sugestões, *ENER'04 – Simpósio sobre Energias Renováveis em Portugal*, pp. 2.25-2.30. Figueira da Foz, Portugal. Coimbra: APDEE, 2004. (APDEE) Associação Portuguesa para a Promoção e Desenvolvimento da Engenharia Electrotécnica

Mortensen, N. G., Heathfield, D. N., Myllerup, L., Landberg, L., Rathmann, O., (2004). Getting Started with WASP 8. *Risø National Laboratory*. Roskilde. URL: <http://www.wasp.dk/download/DownloadFiles/General/Archive/Getting%20Started%20with%20WASP%208.pdf>. Acedido em: 11 de Abril de 2010.

Moubray, J. (2004). RCM II: *Reliability-centered Maintenance*. Oxford: Elsevier Butterworth.

Moubray, J. (1999). *RCMII – Reliability-Centered Maintenance* (2ª ed.). Oxford: Butterworth-Heinemann.

Nakajima, S. (1988). *Introduction to TPM - Total Productive Maintenance*. Cambridge. MA: Productivity Press.

NIMO – 239462, (2009). Development and Demonstration of a Novel Integrated Condition Monitoring System for Wind Turbines. *SEVENTH FRAMEWORK PROGRAMME THEME 7 ENERGY*. URL: http://www.nimoproject.eu/publications/pdfs/flyer_en.pdf. Acedido em: 19 de Junho de 2010.

NP 4410 (2004). *Sistemas de Gestão da Segurança e saúde do trabalho*. Caparica: Instituto Português da Qualidade.

NP EN ISO 9000 (2005) (Ed. 2) - *Sistemas de gestão da qualidade. Fundamentos e vocabulário*. Caparica: Instituto Português da Qualidade.

NP EN 13306 (2007). *Terminologia da manutenção*. Caparica: Instituto Português da Qualidade.

NP 4397 (2008). *Sistemas de gestão da segurança e saúde do trabalho*. Caparica: Instituto Português da Qualidade.

Novak, P., Ekelund, T., Jovik, I., Schmidbauer, B., (1995). *Modeling and control of variable-speed wind-turbine drive-system dynamics*. Control Eng. Lab., Chalmers Univ. of Technol., Goteborg.

Peneda, C., Frazão, R., (1997). *Eco-efficiency and Factor 10*, Workshop Pólo Tecnológico de Lisboa. Lisboa: INETI.

Pereira, J.F.D. (1996). *Modelos de Fiabilidade em Equipamentos Mecânicos*. Tese de doutoramento. F.E.U.P. Universidade do Porto.

Perry, T. O., (1899). *Experiments with Windmills*, US Geological Survey. Washington.

Rademakers, L. W., Verbruggen, T., (2002). Maintenance manager to control operation and maintenance of offshore wind farms, *International Journal of Environment and Sustainable Development*, 1(4), 370–378.

Raišutis, R., Jasiūnienė, E., Šlīteris, R., Vladišauskas, A., (2008). The review of non-destructive testing techniques suitable for inspection of the wind turbine blades. *ISSN 1392-2114 ULTRAGARSAS (ULTRASOUND)*, Vol.63, No.1, 2008, 26-30. ULTRAGARSAS Journal, Ultrasound Institute, Kaunas, Lithuania.

Raišutis, R., Jasiūnienė, E., Žukauskas, E., (2008). Ultrasonic NDT of wind turbine blades using guided waves. *ISSN 1392-2114 ULTRAGARSAS (ULTRASOUND)*, Vol.63, No.1, 2008, 7-11. ULTRAGARSAS Journal, Ultrasound Institute, Kaunas, Lithuania.

REN – Rede Eléctrica Nacional, (2009). A ENERGIA EÓLICA EM PORTUGAL -1º semestre de 2009.

URL:<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/EnergiaEolica/A%20Energia%20Eólica%20em%20Portugal%20-%202009.pdf>. Acedido em: 3 de Março de 2010.

Ribrant, J, (2006). Reliability performance and maintenance – A survey of failures in wind power systems. Master Thesis. Stockholm: KTH School of Electrical Engineering.

Ribrant, J., Bertling, L. M., (2007). Survey of Failures in Wind Power Systems with Focus on Swedish Wind Power Plants during 1997–2005. *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, VOL. 22, NO. 1, 167-173. USA: Institute of Electrical and Electronics.

Rodrigues, A., (2009). *Parques Eólicos em Portugal: Dezembro de 2009*. FEUP: Porto: Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial – INEGI.

Roque, A.A., (2002). *Controlo de Condição*. Lisboa: ISEL - Departamento de Engenharia Mecânica.

Rosas, P. A. C., Estanqueiro, A. I., (2003). *Guia de projecto eléctrico de centrais eólicas*. Vol.1, Recife: CDEE.

Schmidheiny, S., (1992). *Changing Course: A Global Business Perspective on Development and the Environment*. Massachusetts Institute of Technology - MIT Press.

Seebregts, A.J., Rademakers, L.W.M.M., Van den Horn, B.A., (1995). Reliability Analysis in Wind Turbine Engineering. *Microelectron. Reliab.*, Vol. 35, Nos 9-10, pp. 1285-1307. ELSEVIER.

Sherwin, D. (2000). A Review of Past and Current Overall Models for Maintenance Management. *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, Vol. 6 No.3, pp.138-64.

Spera, D.A., (1998). Fatigue Design in Wind Turbines. *Wind Turbine Technology-Fundamental Concepts in Wind turbine Engineering*. ASME Press.

Stenberg, A., (2010). Analys av vindkraftsstatistik i Finland. *Fakulteten för elektronik, kommunikation och automation*. Institutionen för elektroteknik.

Stiesdal, H., (1999). *The Wind Turbine Components and Operation*. Bonus Energy.

Thorpe, C., (2006). Condition-Based Maintenance for CVN-21and DD (x). Empfasis. URL: <http://www.empf.org/empfasis/july05/cbm705.htm>. Acedido 05 de Agosto de 2010.

Vadot, L., (1957). *Water Pumping by Windmills*, (translation of 'Le pompage de l'eau par eoliennes'), La Houille Blanche, Grenoble.

Verbruggen T.W., (2003). Wind Turbine Operation & Maintenance based on Condition Monitoring. *WT_Ω- final report, Technical Report*, ECN-C–03-047. Energy Centre Netherlands. URL: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03047.pdf>. Acedido em: 5 de Junho de 2010.

Weibull, (2001). The eMagazine for the Reliability Professional, Issue 9, 2001. ReliaSoft. URL:<http://www.weibull.com/hotwire/issue9/relbasics9.htm>. Acedido em: 19 de Julho de 2010.

Weigand, C. H., Lauw, H. K., Marckx, D. A., (1999). *Variable-Speed Generation Subsystem Using the Doubly Fed Generator*. NREL.

Windstats Newsletter, (2004). Causes of Downtime for 15,000 Wind Turbines in Germany. URL: <http://www.windstats.com/>. Acedido em: 3 de Julho de 2010.

World Energy Council, (2005). Technical report, world Energy Council. URL: http://www.worldenergy.org/wecgeis/publications/default/tech_papers/17th_congress/3_2-01.asp#heading5. Acedido em: 10 de Setembro de 2010.

Wraith, C., (2009). *Operating Wind Project Post Warranty*. AWEA – Windpower 2009.

WWEA, (2010). Large-scale Integration of Wind Power. *World Wind Energy Conference & Exhibition*, 15-17 Junho de 2010. Istanbul, Turkey. (WWEA) World Wind Energy Association. URL:http://www.wwindea.org/home/index.php?option=com_content&task=view&id=270&Itemid=68. Acedido em: 15 de Julho de 2010.

Yagi, S., NINOYU, N., (2008). Technical Trends in Wind Turbine Bearings. *NTN Technical Review*, No.76, 113-120.

URL:http://www.ntn.jp/english/products/review/pdf/NTN_TR76_en_p113_120.pdf. Acedido em: 3 de Junho de 2008

Glossário

O utilizador das Normas de Manutenção tem necessidade de definições formalmente correctas, para compreender os requisitos da Manutenção. Estes requisitos poderão ser de importância particular na redacção dos contractos de Manutenção.

Acção correctiva: Acção destinada a eliminar a causa de uma não conformidade detectada ou de outra situação indesejável. (NP 4397, 2008)

NOTA 1: Pode haver mais do que uma causa para uma não conformidade.

NOTA 2: As acções correctivas têm lugar para prevenir a recorrência, enquanto as acções preventivas têm como objectivo prevenir ocorrências.

NOTA 3: Adaptado da Norma [NP EN ISO 9000:2005].

Acção preventiva: Acção destinada a eliminar a causa de uma potencial não conformidade ou outra situação indesejável. (NP 4397, 2008)

NOTA 1: Pode haver mais do que uma causa para uma não conformidade.

NOTA 2: A acção preventiva é tomada para prevenir a ocorrência enquanto que a acção correctiva é tomada para prevenir a recorrência.

NOTA 3: Adaptado da Norma [NP EN ISO 9000:2005].

Análise de avaria: Exame lógico e sistemático de um bem que teve uma avaria, a fim de identificar e analisar o mecanismo da avaria, a sua causa e consequências. (NP EN 13306, 2007)

Análise de falha: Exame lógico e sistemático de um bem a fim de identificar e analisar a probabilidade, as causas e as consequências de potenciais estados de falhas. (NP EN 13306, 2007)

Auditoria: Processo sistemático independente e documentado para obter evidências de auditoria e respectiva avaliação objectiva com vista a determinar em que medida os critérios da auditoria são satisfeitos. (NP 4397, 2008)

NOTA 1: Independente não significa necessariamente externo à organização. Em muitos casos, particularmente em organizações de menor dimensão, a independência pode ser demonstrada pela ausência de responsabilidade sobre a actividade que está a ser examinada.

NOTA 2: Para orientação complementar em “evidência de auditoria” e “critérios de auditoria”, ver Norma [NP EN ISO 19011].

NOTA 3: Adaptado da Norma [NP EN ISO 9000:2005].

Avaliação do risco: Processo global de estimativa da grandeza do risco e de decisão sobre a sua aceitabilidade. (NP 4410, 2004)

Avaria: Cessação da aptidão de um bem para cumprir uma função requerida. (NP EN 13306, 2007)

NOTA 1: Depois da avaria o bem poderá estar em falha, total ou parcial.

NOTA 2: “Avaria” é um acontecimento. “Em falha” ou “avariado” é um estado.

Avaria por desgaste: Avaria cuja probabilidade de ocorrência aumenta com o tempo de funcionamento, com o número de utilização do bem ou com as solicitações que lhe são aplicadas. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: O desgaste é um fenómeno físico que conduz a uma perda de material ou a uma deformação do bem.

Avaria por envelhecimento: Avaria cuja probabilidade de ocorrência aumenta ao longo do tempo. Este tempo é independente do tempo de funcionamento do bem. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: O envelhecimento é um fenómeno físico que envolve uma modificação das características físicas e/ou químicas do material.

Bem: Qualquer elemento, componente, aparelho, subsistema, unidade funcional, equipamento ou sistema pode ser considerado individualmente. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: Um número de bens, por exemplo, ou uma amostra poderá ele próprio, ser considerado como um bem.

Bem de substituição (sobressalente): Bem destinado a substituir um bem correspondente, com vista a estabelecer a função requerida de origem. (NP EN 13306, 2007)

NOTA 1: O bem original poderá ser reparado posteriormente.

NOTA 2: Um bem de aplicação específica e/ou intermutável é frequentemente designado por peça de substituição ou peça de reserva.

Bem reparado: Bem reparável, reparado depois de uma avaria. (NP EN 13306, 2007)

Bem reparável: Um bem que, depois de uma avaria e sob determinadas condições, poderá ser repostado num estado em que poderá desempenhar a função requerida. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: As condições dadas podem ser económicas, ecológicas, técnicas e/ou outras.

Causa de avaria: Razão que origina a avaria. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: As razões poderão resultar de pelo menos um dos seguintes factores: avaria devida à concepção, à fabricação, à instalação, por má utilização, por falsa manobra e por manutenção desadequada.

Ciclo de vida: Intervalo de tempo que se inicia com a concepção e termina com a sua eliminação. (NP EN 13306, 2007)

Conformidade: Cumprimento por um produto, processo ou serviço de requisitos especificados. (NP EN 13306, 2007)

Controlo de condição: Actividade executada manual ou automaticamente com o objectivo de observar o estado actual de um bem. (NP EN 13306, 2007)

NOTA 1: O controlo de condição distingue-se da inspecção porque é utilizado para avaliar a evolução dos parâmetros do bem no tempo.

NOTA 2: O controlo de condição pode ser contínuo num intervalo de tempo ou efectuado após um número de operações.

NOTA 3: O controlo de condição é geralmente efectuado sobre um bem em estado de disponibilidade.

Custo do ciclo de vida: Todos os custos gerados durante o ciclo de vida do bem. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: Para um utilizador ou um proprietário, o custo total do ciclo de vida poderá incluir os custos de relativos à aquisição, operação, manutenção e eliminação do bem.

Degradação: Evolução irreversível de uma ou mais características de um bem relacionado com a passagem do tempo, a duração de utilização ou a uma causa externa. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: A degradação poderá conduzir à avaria.

Diagnóstico do estado de falha: Acções realizadas para detectar a falha, a sua localização e identificação da causa. (NP EN 13306, 2007)

Disponibilidade: Aptidão de um bem para cumprir uma função requerida sob determinadas condições, num dado instante ou durante um dado intervalo de tempo, assumindo que é assegurado o fornecimento dos recursos externos. (NP EN 13306, 2007)

NOTA 1: Esta aptidão depende da combinação da fiabilidade, da manutibilidade e da adequabilidade da manutenção.

NOTA 2: Os recursos externos necessários, exceptuando os da logística da manutenção, não afectam a disponibilidade do bem.

Durabilidade: Aptidão de um bem para cumprir uma função requerida, de acordo com condições de utilização e manutenção especificadas, até que seja atingido um estado limite. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: O estado limite de um bem poderá ser caracterizado pelo fim da sua vida útil, pela sua inadequação, por razões técnicas ou económicas, ou outros factores relevantes.

Em falha: Estado de um bem inapto para cumprir uma função requerida, excluindo a inaptidão devida à manutenção preventiva ou outras acções programadas, ou devida à falta de recursos externos. (NP EN 13306, 2007)

Em falha parcial: Estado de falha que pode permitir ao bem cumprir algumas, mas não todas as funções requeridas. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: Em alguns casos poderá ser possível utilizar o bem com desempenho limitado.

Ensaio de conformidade: Ensaio destinado a comprovar se uma característica ou uma propriedade de um bem está ou não de acordo com as especificações nominais. (NP EN 13306, 2007)

Ensaio de funcionamento: Acções efectuadas depois da realização das acções de manutenção, para verificar se o bem está em condições de cumprir a função requerida. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: O ensaio de funcionamento é geralmente executado depois de um estado de indisponibilidade.

Estado de disponibilidade: Estado de um bem caracterizado pelo facto que pode cumprir uma função requerida, assumindo que o fornecimento de recursos externos, eventualmente necessários, está assegurado. (NP EN 13306, 2007)

Estado de incapacidade: Estado de um bem caracterizado pela sua inaptidão para cumprir uma função requerida, seja qual for a razão. (NP EN 13306, 2007)

Estado de indisponibilidade: Estado de um bem caracterizado por um estado de falha ou por uma eventual incapacidade para desempenhar uma função requerida durante a manutenção preventiva. (NP EN 13306, 2007)

NOTA 1: Este estado está relacionado com a noção de disponibilidade.

NOTA 2: O estado de indisponibilidade é por vezes definido como estado de incapacidade interna.

Estado de risco: Estado de um bem em que se prevê que pode provocar danos corporais a pessoas, perdas materiais significativas ou outras consequências inaceitáveis. (NP EN 13306, 2007)

Estratégia de manutenção: Método de gestão para atingir os objectivos da manutenção. (NP EN 13306, 2007)

Fiabilidade: Aptidão de um bem para cumprir uma função requerida sob determinadas condições, durante um dado intervalo de tempo. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: O termo "fiabilidade", também é utilizado como uma medida de desempenho da fiabilidade e poderá também ser definido como uma probabilidade.

Função requerida: Função ou uma combinação de funções de um bem, consideradas como necessárias para fornecer um dado serviço. (NP EN 13306, 2007)

Gestão da manutenção: Todas as actividades de gestão que determinam os objectivos, a estratégia e as responsabilidades respeitantes à manutenção e que os implementam por diversos meios tais como o planeamento, o controlo e supervisão da manutenção e a melhoria de métodos na organização, incluindo os aspectos económicos. (NP EN 13306, 2007)

Inspeção: Controlo de conformidade realizado através de medições, observações, testes ou calibrações das características significativas de um bem. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: Geralmente a inspeção pode ser realizada antes, durante ou depois de outras actividades de manutenção.

Localização da falha: Acções realizadas para identificar a que nível de arborescência do bem em falha se situa a causa em falha. (NP EN 13306, 2007)

Manutenção: Combinação de todas as acções técnicas, administrativas e de gestão, durante o ciclo de vida de um bem, destinadas a mantê-lo ou repô-lo num estado em que ele pode desempenhar a função requerida.

Manutenção condicionada: Manutenção preventiva baseada na vigilância do funcionamento do bem e/ou dos parâmetros significativos desse funcionamento, integrando as acções daí decorrentes.

NOTA: A vigilância do funcionamento e dos parâmetros pode ser executada segundo um calendário, a pedido ou de modo contínuo.

Manutenção preditiva: Manutenção condicionada efectuada de acordo com as previsões extrapoladas da análise e da avaliação de parâmetros significativos da degradação do bem.

Manutenção de rotina: Actividades elementares de manutenção regulares ou repetitivas, que geralmente não requerem qualificações, autorizações ou ferramentas especiais.

NOTA: A manutenção de rotina poderá incluir, por exemplo, a limpeza, o reaperto de ligações, a verificação de níveis, a lubrificação, etc.

Manutenção preventiva: Manutenção efectuada a intervalos de tempo pré-determinados, ou de acordo com critérios prescritos, com a finalidade de reduzir a probabilidade de avaria ou de degradação do funcionamento de um bem.

Manutenção programada: Manutenção preventiva efectuada de acordo com um calendário pré-estabelecido ou de acordo com número definido de unidades de utilização.

Manutenção correctiva: Manutenção efectuada depois de uma avaria e destinada a repor um bem num estado em que pode realizar uma função requerida. (NP EN 13306, 2007)

Manutenção sistemática: Manutenção preventiva efectuada a intervalos de tempo preestabelecidos ou segundo um número definido de unidades de utilização mas sem controlo prévio do estado do bem. (NP EN 13306, 2007)

Manutibilidade: Aptidão de um bem, sob condições de utilização definidas, para ser mantido ou restaurado, de tal modo que possa cumprir uma função requerida, quando a manutenção é realizada em condições definidas, utilizando procedimentos prescritos. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: A "manutibilidade" é também utilizada como uma medida da manutibilidade.

Melhoria: Conjunto de medidas de natureza técnica, administrativa e de gestão, com o objectivo de melhorar a segurança de funcionamento de um bem, sem modificar a sua função requerida. (NP EN 13306, 2007)

Modificação: Conjunto de medidas de natureza técnica, administrativa e de gestão, com o objectivo de modificar a função de um bem. (NP EN 13306, 2007)

NOTA 1: Uma modificação não significa substituição por um bem equivalente.

NOTA 2: Uma modificação não é uma acção de manutenção, mas sim a mudança da função requerida de um bem para dar a este bem uma nova função requerida. As modificações poderão ter influência sobre a segurança de funcionamento ou sobre o desempenho do bem, ou sobre ambos.

Modo de falha: Maneira pela qual é verificada a incapacidade de um bem para cumprir uma função requerida. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: É desaconselhada a utilização do termo "modo de avaria" neste sentido.

Não conformidade: Não satisfação de um requisito. (NP 4397, 2008)

[NP EN ISO 9000:2005, 3.6.2]

Nível de arborescência: Nível de subdivisão de um bem do ponto de vista de uma acção de manutenção. (NP EN 13306, 2007)

NOTA 1: Exemplos de níveis de arborescência podem ser um sistema, um subsistema, um componente.

NOTA 2: O nível de arborescência depende da complexidade da construção do bem, acessibilidade a subsistemas, nível profissional do pessoal de manutenção, equipamentos de medida e ensaios, considerações de segurança, etc.

Objectivos da manutenção: Metas fixadas e aceites para as actividades de manutenção. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: Estas metas poderão incluir, por exemplo, a disponibilidade, os custos, a qualidade do produto, a preservação do ambiente, a segurança.

Organização: Companhia, sociedade, firma, empresa, autoridade ou instituição, ou parte ou combinação destas, de responsabilidade limitada ou com outro estatuto, pública ou privada, que tenha as suas próprias funções e actividades de gestão. (NP 4397, 2008)

NOTA 1: Para as organizações com mais de uma unidade operacional, cada uma destas unidades poderá ser definida como uma organização.

NOTA 2: Adaptado da Norma [NP EN ISO 14001:2004].

Paragem programada: Interrupção programada do funcionamento para realizar operações de manutenção ou outros fins. (NP EN 13306, 2007)

Perigo: Fonte ou situação com um potencial para o dano, em termos de lesões ou ferimentos para o corpo humano ou danos para a saúde, para o património, para o ambiente de trabalho, ou uma combinação destes. (NP 4410, 2004)

Período de taxas de avarias constante: Período na vida de um bem durante o qual a taxa de avarias é aproximadamente constante. (NP EN 13306, 2007)

Plano de manutenção: Conjunto estruturado de tarefas que compreendem as actividades, os procedimentos, os recursos e a duração necessária para executar a manutenção. (NP EN 13306, 2007)

Procedimento: Modo especificado de realizar uma actividade ou um processo. (NP 4397, 2008)

NOTA 1: Os procedimentos podem estar ou não documentados.

NOTA 2: Adaptado da Norma [NP EN ISO 9000:2005].

Redundância: Existência num bem, mais do que um meio num dado instante para cumprir uma função requerida. (IEEE Standard 100 – 1992)

Redundância activa: Redundância na qual está previsto, que todos os meios necessários para cumprir uma função requerida estejam simultaneamente em funcionamento. (IEEE Standard 100 – 1992)

Redundância passiva: Redundância na qual está previsto que só uma parte dos meios necessários para cumprir uma função requerida esteja em funcionamento, enquanto que o resto dos meios só será utilizado em caso de necessidade. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: Redundância passiva é muitas vezes referida como reserva instalada.

Registo: Documento que expressa resultados atingidos ou que fornece evidência das actividades realizadas. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: Adaptado da Norma [NP EN ISO 14001:2004].

Reparação: Acções físicas executadas para restabelecer a função requerida de um bem em estado de falha. (IEEE Standard 100 – 1992)

Reparação temporária: Acções físicas realizadas num bem em falha para lhe permitir cumprir a sua função durante um intervalo de tempo limitado, até que a sua reparação seja efectuada. (IEEE Standard 100 – 1992)

Requisito: Condição de aptidão que deve ser satisfeita ou possuída por um sistema ou um componente do sistema para satisfazer um contracto, norma, especificações ou outros documentos formalmente impostos. (IEEE Standard 100 – 1992)

Revisão: Conjunto completo de inspecções e de acções realizadas com o objectivo de manter o nível requerido de disponibilidade e segurança de um bem. (IEEE Standard 100 – 1992)

NOTA 1: Uma revisão poderá ser executada em intervalos de tempo pré-determinados ou após um número determinado de operações.

NOTA 2: Uma revisão poderá necessitar de uma desmontagem total ou parcial do bem.

Risco: Combinação da probabilidade e da(s) consequência(s) da ocorrência de um determinado acontecimento perigoso. (NP 4410, 2004)

Segurança de funcionamento: Conjunto das propriedades utilizadas para descreverem a disponibilidade e os factores que a condicionam: fiabilidade, manutibilidade e logística de manutenção. (NP 4410, 2004)

Nota: A segurança de funcionamento é uma noção geral sem carácter quantitativo.

Taxa de ocorrência de avarias: Número de avarias ocorridas num bem num dado intervalo de tempo, dividido por esse mesmo intervalo de tempo. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: Em alguns casos a unidade de tempo pode ser substituída por unidades de utilização.

Tempo acumulado de funcionamento até à avaria: Duração acumulada dos tempos de funcionamento de um bem, desde a primeira colocação em estado de disponibilidade até ao aparecimento de uma avaria, ou desde a sua reconstrução até à avaria seguinte. (NP EN 13306, 2007)

Tempo de disponibilidade: Intervalo de tempo durante o qual um bem está em estado de disponibilidade. (NP EN 13306, 2007)

Tempo de funcionamento: Intervalo de tempo durante o qual um bem cumpre a função requerida. (NP EN 13306, 2007)

Tempo de funcionamento entre avarias: Duração acumulada dos tempos de funcionamento entre duas avarias consecutivas de um bem. (NP EN 13306, 2007)

Tempo de indisponibilidade: Intervalo de tempo durante o qual um bem está em estado de indisponibilidade. (NP 4410, 2004)

Tempo de manutenção: Intervalo de tempo durante o qual é realizada, manual ou automaticamente, uma acção de manutenção sobre um bem, incluindo atrasos técnicos e logísticos. (NP 4410, 2004)

NOTA: A manutenção poderá ser executada enquanto o bem está a desempenhar a função requerida.

Tempo de manutenção correctiva: Parte do tempo de manutenção durante o qual a manutenção correctiva é efectuada num bem, incluindo atrasos técnicos e logísticos inerentes à manutenção correctiva. (NP EN 13306, 2007)

Tempo de manutenção preventiva: Parte do tempo de manutenção durante o qual é efectuada a manutenção preventiva num bem, incluindo atrasos técnicos e logísticos inerentes à manutenção preventiva. (NP EN 13306, 2007)

Tempo de reparação: Parte do tempo da manutenção activa, durante a qual uma reparação é realizada sobre um bem. (NP EN 13306, 2007)

Tempo de repouso: Intervalo de tempo durante o qual um bem está num estado de repouso. (NP EN 13306, 2007)

Tempo entre avarias (TBF - Time Between Failure): Intervalo de tempo de calendário entre duas avarias consecutivas de um mesmo bem. (NP EN 13306, 2007)

Tempo médio de funcionamento entre avarias: Previsão matemática do tempo de funcionamento entre avarias. (NP EN 13306, 2007)

Tempo médio de reparação: Previsão matemática do tempo de reparação. (NP EN 13306, 2007)

Tempo médio entre avarias: Previsão matemática do tempo de calendário entre avarias. (NP EN 13306, 2007)

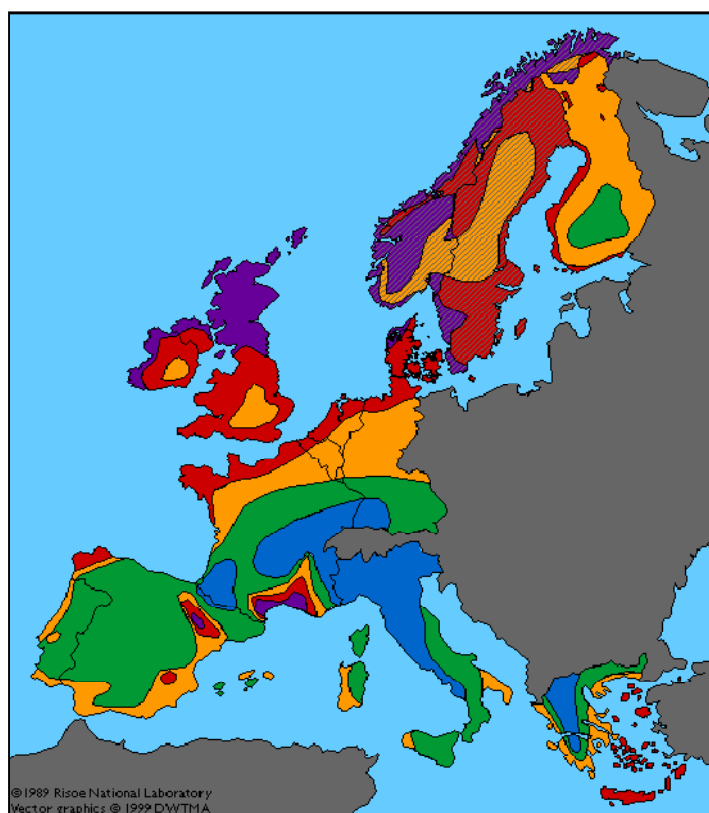
Vida útil: Intervalo de tempo, que sob determinadas condições, começa num dado instante e termina quando a taxa de avarias se torna inaceitável ou quando o bem é considerado irreparável na sequência de uma avaria ou por outras razões pertinentes. (NP EN 13306, 2007)

NOTA: Redundância passiva é muitas vezes referida como reserva instalada.

ANEXOS

[ANEXOS A - Capítulo 2] – O Atlas Europeu de Vento

Na Europa, uma das primeiras acções com vista à correcção da falta de informação para uma avaliação correcta do potencial eólico, foi a publicação, em 1989, do Atlas Europeu do Vento pelo *Risø National Laboratory*. Os dados foram obtidos a partir de estações meteorológicas seleccionadas, sendo depois corrigidos, embora de forma grosseira, para ter em conta os efeitos da topografia, e, finalmente, extrapolados para outras áreas. A Figura (A-1), retirada do Atlas Europeu do Vento (*Risø National Laboratory*), apresenta uma panorâmica geral do recurso eólico na Europa Ocidental, em termos da velocidade média [m/s] e da densidade de potências [W/m^2] médias anuais, à altura de 50 metros. Apesar de todas as suas limitações, o Atlas Europeu de Vento representou um esforço importante para produzir um instrumento de trabalho válido de avaliação do potencial eólico com vista à produção de energia eléctrica, (Castro 2009).

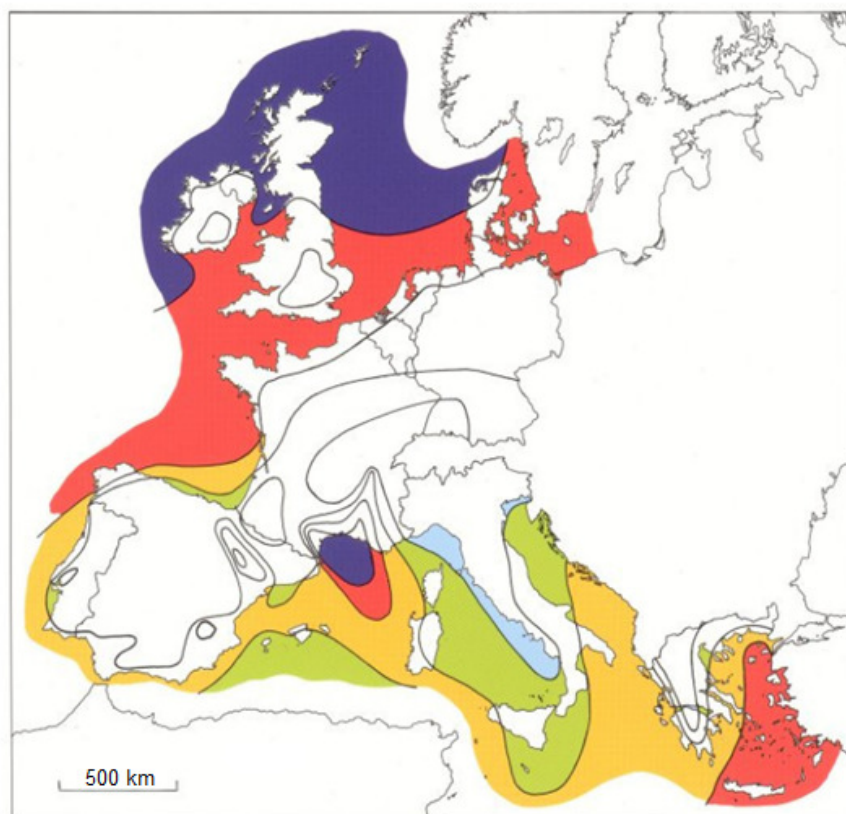


Recurso eólico disponível a 50 metros do solo									
Locais abrigados		Planícies		Costa marítima		Alto mar		Montanhas e cumes	
m/s	W/m^2	m/s	W/m^2	m/s	W/m^2	m/s	W/m^2	m/s	W/m^2
>6,0	>250	>7,5	>500	>8,5	>700	>9,0	>800	>11,5	>1800
5,0 - 6,0	150 - 250	6,5 - 7,5	300 - 500	7,0 - 8,5	400 - 700	8,0 - 9,0	600 - 800	10,0 - 11,5	1200 - 1800
4,5 - 5,0	100 - 150	5,5 - 6,5	200 - 300	6,0 - 7,0	250 - 400	7,0 - 8,0	400 - 600	8,5 - 10,0	700 - 1200
3,5 - 4,5	50 - 100	4,5 - 5,5	100 - 200	5,0 - 6,0	150 - 250	5,5 - 7,0	200 - 400	7,0 - 8,5	400 - 700
<3,5	<50	<4,5	<100	<5,0	<150	<5,5	<200	<7,0	<400
		>7,5							
		5,5 - 7,5							
		<5,5							

Figura A 1 - Atlas Europeu de Vento, adaptado (*Risø National Laboratory*)

[ANEXOS A - Capítulo 2] - O Atlas Europeu de Vento offshore

O recurso eólico offshore está mapeado no Atlas Europeu de Vento Offshore, (Risø National Laboratory), representado na Figura (A-2).



Recurso eólico em mar aberto (a mais de 10 km da costa) para cinco alturas diferentes										
	10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²
■	>8.0	>600	>8.5	>700	>9.0	>800	>10.0	>1100	>11.0	>1500
■	7.0-8.0	350-600	7.5-8.5	450-700	8.0-9.0	600-800	8.5-10.0	650-1100	9.5-11.0	900-1500
■	6.0-7.0	250-300	6.5-7.5	300-450	7.9-8.0	400-600	7.5-8.5	450-650	8.0-9.5	600-900
■	4.5-6.0	100-250	5.0-6.5	150-300	5.5-7.0	200-400	6.0-7.5	250-450	6.5-8.0	300-600
■	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	>6.0	<250	<6.5	<300

Figura A 2 - Atlas Europeu de Vento offshore, adaptado (Risø National Laboratory)

Pode observar-se que o recurso mais significativo se encontra em redor das ilhas Britânicas, que pode atingir, a 100 [m] de altura, velocidades médias anuais superiores a 10 [m/s]. Isto explica o interesse manifestado pelo Reino Unido no aproveitamento deste tipo de energia eólica. Em Portugal, o recurso eólico offshore apresenta valores intermédios, caracterizando-se a costa Portuguesa por velocidades médias do vento, a 100 [m] de altura, da ordem de 8 [m/s]. Estes valores são superiores às velocidades do vento registadas em terra.

[ANEXOS A - Capítulo 2] – O Atlas Português de Vento

Em Portugal, várias instituições, designadamente o INETI – Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, dedicaram-se também à realização sistemática de medições da velocidade do vento. O INETI tem publicada uma versão muito completa do Atlas Português de Vento [INETI], de que se apresenta um exemplo na Figura (A-3).

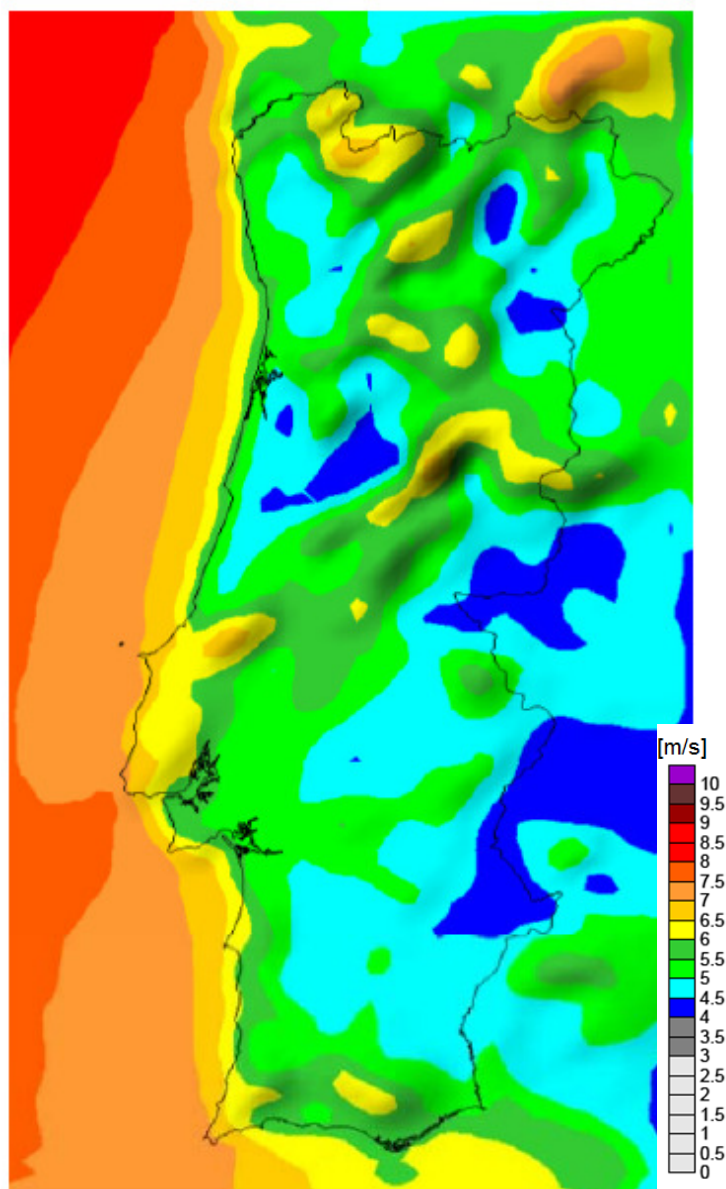


Figura A 3 – Atlas Português de Vento, adaptado (Castro 2009)

As maiores velocidades médias anuais (6 a 6,5 [m/s], a 60 [m] de altura) encontram-se junto ao litoral oeste, nomeadamente na zona centro, e em certas regiões do interior norte, (Castro, 2009).

[ANEXOS A - Capítulo 2] – Potência por distritos e regiões autónomas Dezembro 2009

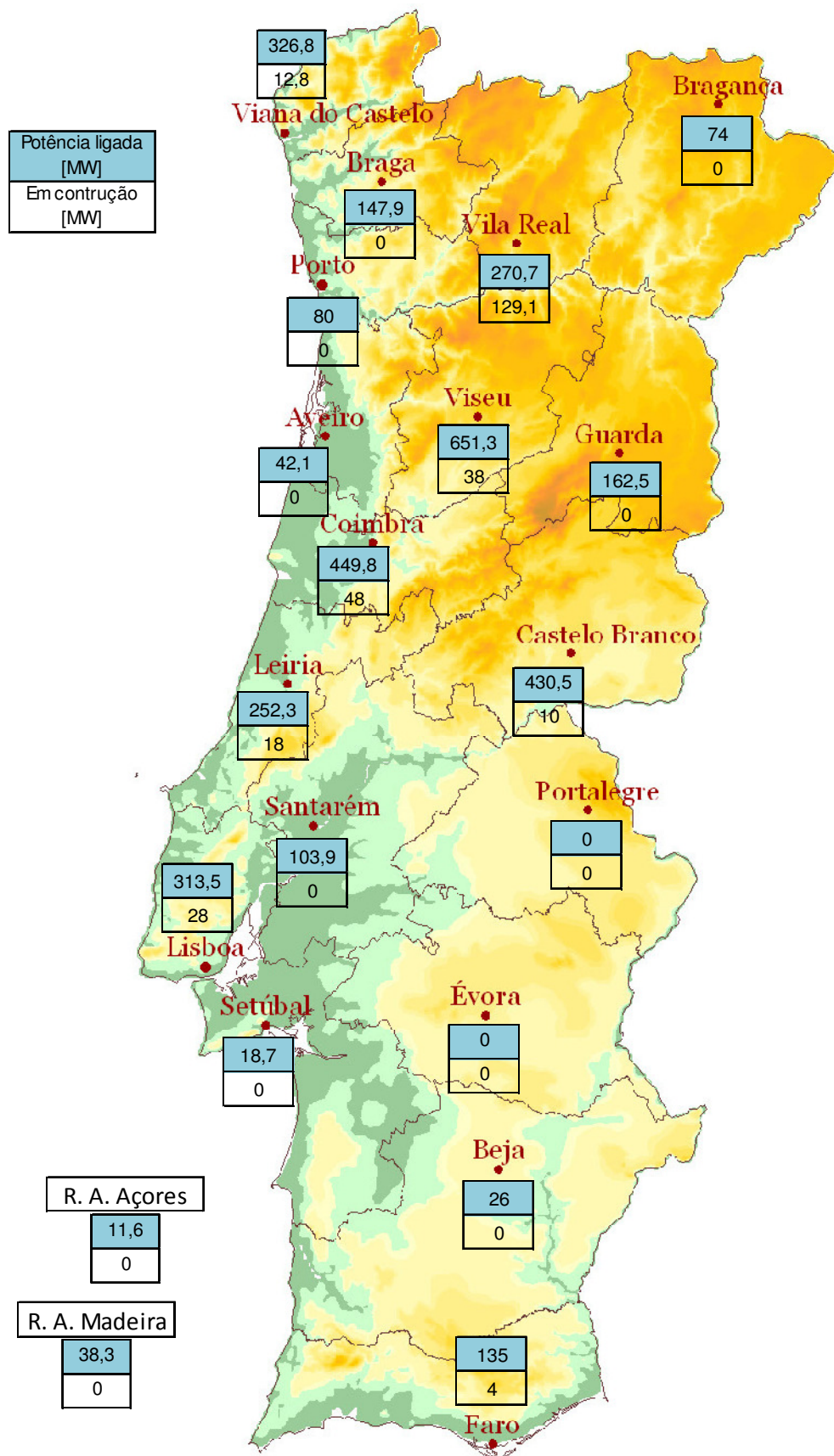


Figura A 4 – Potência por distritos e regiões autónomas em Dezembro 2009

[ANEXOS A - Capítulo 2] – Localização dos parques eólicos Dezembro 2009

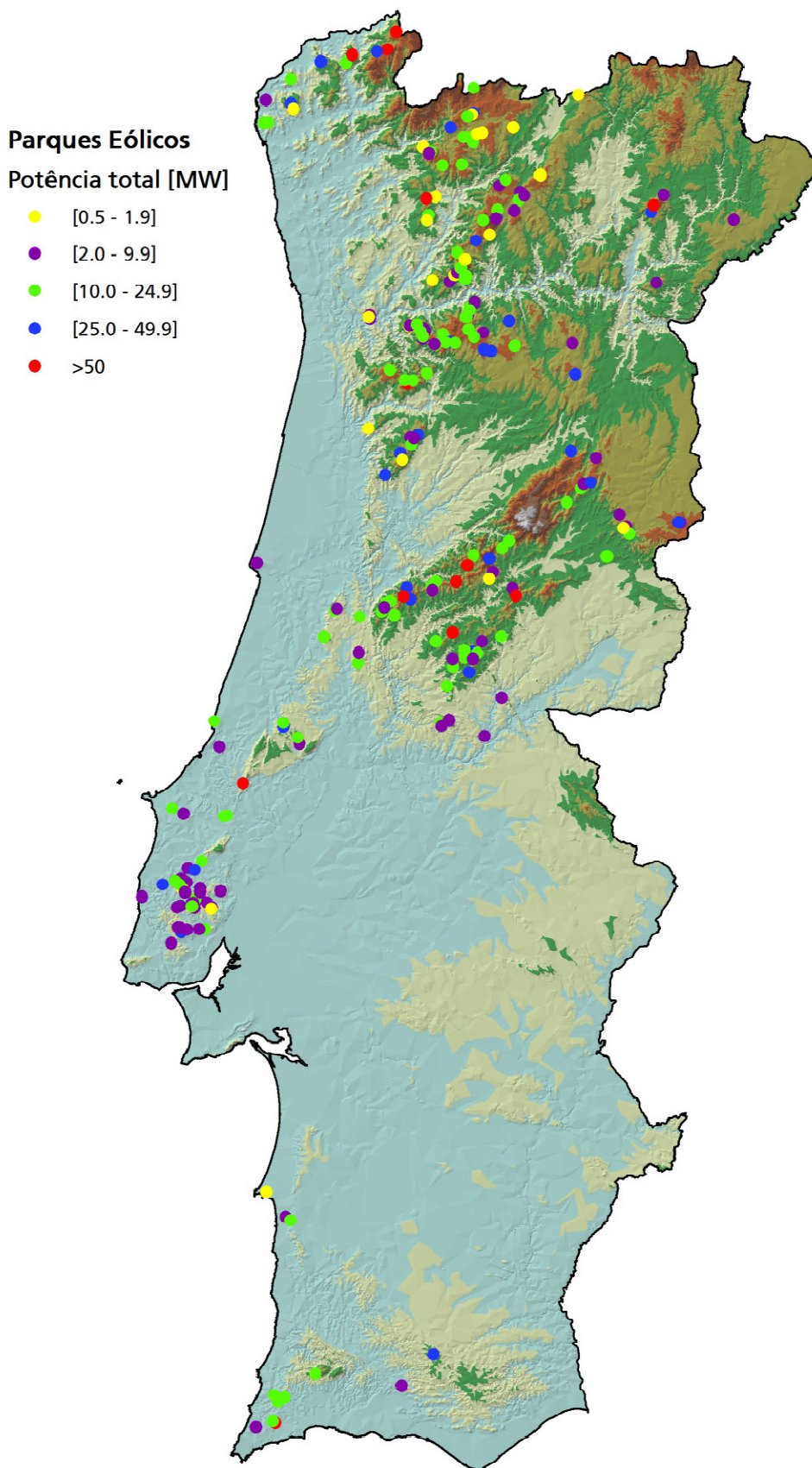


Figura A 5 – Localização dos parques eólicos Dezembro 2009

[ANEXOS A - Capítulo 2] - Continente - Dezembro 2009

Tabela A 1 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (1/7)

Nome	Distrito	Potência total [MW]	Nº de máquinas	Potência nominal [kW]	Fabricante	Modelo	Ligação à rede
ALTO ARGANIL	Coimbra	2	1	2000	ENERCON	E-82	2009
CINFÃES	Viseu	8	4	2000	ENERCON	E-82	2009
GUERREIROS (extensão)	Faro	2	1	2000	ENERCON	E-82	2009
BUSTELO	Vila Real	18	9	2000	ENERCON	E-82	2009
BAIRRO	Leiria	22	11	2000	ENERCON	E-82	2009
VILA NOVA II	Coimbra	24	12	2000	ENERCON	E-82	2009
BARROSO III	Vila Real	16	8	2000	ENERCON	E-82	2009
MARAVILHA II	Lisboa	4	2	2000	ENERCON	E-82	2009
MARAVILHA I	Lisboa	6	3	2000	ENERCON	E-82	2009
CHÃO DO GUILHADO	Vila Real	2	1	2000	ENERCON	E-82	2009
BAIÃO	Porto	6,3	3	2100	SUZLON	S-88	2009
VILA FRANCA DE XIRA	Lisboa	12,6	6	2100	SUZLON	S-88	2009
SERRA ALTA	Guarda	2	1	2000	REpower	MM92 Evo	2009
BARÃO DE S. JOÃO	Faro	50	25	2000	REpower	MM92	2009
SOBRADO	Viseu	8	4	2000	REpower	MM82 Evo	2009
ALTO DA FOLGOROSA	Lisboa	2	1	2000	REpower	MM92	2009
ESPINHAÇO DE CÃO	Faro	8	4	2000	REpower	MM92	2009
ARGANIL/TOUTIÇO	Coimbra	81	27	3000	VESTAS	V90	2009
CHÃO FALCÃO III	Leiria	20,7	9	2300	NORDEX	N90	2009
CHÃO FALCÃO II	Leiria	20,7	9	2300	NORDEX	N90	2009
LOUSÃ II	Coimbra	40	16	2500	NORDEX	N90	2009
SERRA DE BORNES	Bragança	60	24	2500	NORDEX	N90	2009
SERRA DO ALVÃO	Vila Real	40	20	2000	GAMESA	G87	2009
MOSQUEIROS II	Guarda	20	10	2000	ENERCON	E-82	2009
MOUGUEIRAS	Castelo Branco	8	4	2000	ENERCON	E-82	2009
BRAVO	Castelo Branco	16	8	2000	ENERCON	E-82	2009
PASSARINHO II	Lisboa	4	2	2000	ENERCON	E-82	2009
MILAGRES	Lisboa	6	3	2000	ENERCON	E-82	2009
SALGUEIROS-GUILHADO	Vila Real	8	4	2000	ENERCON	E-82	2009
BARROSO II	Vila Real	10	5	2000	ENERCON	E-82	2009
NEGRELO-GUILHADO	Vila Real	20	10	2000	ENERCON	E-82	2009
SABUGAL	Guarda	25,2	12	2100	SUZLON	S-88	2009
ALROTA (amp.)	Lisboa	1,7	1	1670	ECOTECNIA	ECO74	2009
SICÓ	Leiria	16	8	2000	ENERCON	E-82	2009
SERRA DO MÚ	Beja	12	6	2000	ENERCON	E-82	2009
CABEÇO RAINHA (Ref. Pot.)	Castelo Branco	6	3	2000	ENERCON	E-82	2009
CABEÇO RAINHA II	Castelo Branco	14	7	2000	ENERCON	E-82	2009
A. MINHO I -Corisco	Viana do Castelo	16	8	2000	ENERCON	E-82	2009
		2	1			E-70 E4	

[ANEXOS A - Capítulo 2] - Continente - Dezembro 2009

Tabela A 2 - Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (2/7)

Nome	Distrito	Potência total [MW]	Nº de máquinas	Potência nominal [kW]	Fabricante	Modelo	Ligação à rede
BORDEIRA	Faro	24	12	2000	ENERCON	E-82	2008
CABEÇO RAINHA II	Castelo Branco	8	4	2000	ENERCON	E-82	2008
		9,2	4	2300	ENERCON	E-70 E4	
GUERREIROS	Faro	12	6	2000	ENERCON	E-82	2008
TERRAS ALTAS DE FAFE (amp.)	Braga	26	12	2000	GAMESA	G87	2008
SERRA DO ALVÃO	Vila Real	2	1	2000	GAMESA	G87	2008
CHÃO FALCÃO II	Leiria	4,6	2	2300	NORDEX	N90	2008
LOUSÁ II	Coimbra	10	4	2500	NORDEX	N90	2008
RIBABELIDE	Viseu	14	7	2000	ENERCON	E-82	2008
SICÓ	Leiria	4	2	2000	ENERCON	E-82	2008
LAGOA D. JOÃO / PICÃO	Viseu	34	17	2000	ENERCON	E-82	2008
MAFÔMEDES	Porto	2,1	1	2100	SUZLON	S-88	2008
PENAMACOR 3B expansão	Guarda	14,7	7	2100	SUZLON	S-88	2008
MARVILA	Lisboa	12	6	2000	REpower	MM92	2008
ALTO DA FOLGOROSA	Lisboa	16	8	2000	REpower	MM92	2008
ESPINHAÇO DE CÃO	Faro	2	1	2000	REpower	MM92	2008
ARGANIL/TOUTIÇO	Coimbra	21	7	3000	VESTAS	V90	2008
ARADA -Aveloso	Viseu	6	3	2000	ENERCON	E-82	2008
ARADA -Picão	Viseu	22	11	2000	ENERCON	E-82	2008
ARADA -Carvalhosa	Viseu	34	17	2000	ENERCON	E-82	2008
ARADA -Arada	Viseu	50	25	2000	ENERCON	E-82	2008
RUIVÃES	Braga	0,9	1	850	VESTAS	V52	2008
SERRA DO MÚ	Beja	10	5	2000	ENERCON	E-82	2008
MAFÔMEDES	Porto	2,1	1	2100	SUZLON	S-88	2008
MOSQUEIROS	Guarda	8	4	2000	ENERCON	E-82	2008
Sr.º SOCORRO (ampl.)	Lisboa	2	1	2000	ENERCON	E-82	2008
TESTOS	Viseu	24	12	2000	ENERCON	E-82	2008
Gardunha	Castelo Branco	4	2	2000	ENERCON	E-70 E4	2008
		38	19			E-82	
TRANCOSO	Viseu	28	14	2000	ENERCON	E-82	2008
SARDINHA	Lisboa	26	13	2000	GAMESA	G87	2008
TENDAIS	Viseu	8	4	2000	ENERCON	E-82	2008
GUARDA (ampl.)	Guarda	4	2	2000	ENERCON	E-82	2008
A. MINHO I -Picos	Viana do Castelo	30	15	2000	ENERCON	E-82	2008
		22	11			E-70 E4	
A. MINHO I - Corisco	Viana do Castelo	40	20	2000	ENERCON	E-82	2008
		8	4			E-70 E4	
A. MINHO I -Sto António	Viana do Castelo	32	16	2000	ENERCON	E-70 E4	2008
A. MINHO I - Mend./Bustav	Viana do Castelo	26	13	2000	ENERCON	E-82	2008
		22	11			E-70 E4	
A. MINHO I - Picoto/SS	Viana do Castelo	10	5	2000	ENERCON	E-82	2008
		28	14			E-70 E4	

[ANEXOS A - Capítulo 2] - Continente - Dezembro 2009

Tabela A 3 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (3/7)

Nome	Distrito	Potência total [MW]	Nº de máquinas	Potência nominal [kW]	Fabricante	Modelo	Ligação à rede
ALTO MINHO I	Viana do Castelo	4	2	2000	ENERCON	E-70 E4	2007
LEOMIL	Viseu	16,1	7	2300	NORDEX	N90	2007
TENDAIS	Viseu	2	1	2000	ENERCON	E-82	2007
S. JOÃO 1	Coimbra	8,4	5	1670	ECOTECNIA	ECO74	2007
S. JOÃO 2	Coimbra	13,4	8	1670	ECOTECNIA	ECO74	2007
ORTIGA (ampl.)	Leiria	1,7	1	1670	ECOTECNIA	ECO74	2007
PENAMA A COR 2	Guarda	14,7	7	2100	SUZLON	S-88	2007
PENAMA COR 3B	Guarda	25,2	12	2100	SUZLON	S-88	2007
S. CRISTÓVÃO (ampl.)	Viseu	2	1	2000	VESTAS	V80	2007
S. MACÁRIO I	Viseu	11,5	5	2300	NORDEX	N90	2007
PICO ALTO	Faro	6	3	2000	ENERCON	E-82	2007
CHIQUEIRO	Castelo Branco	4	2	2000	VESTAS	V80	2007
ALVOAÇA	Castelo Branco	20	10	2000	ENERCON	E-70 E4	2007
PEDRAS LAVRADAS	Castelo Branco	16,1	7	2300	ENERCON	E-70 E4	2007
FELGAR	Bragança	8	4	2000	VESTAS	V80	2007
FANHÕES II	Lisboa	2	1	2000	GAMESA	G80	2007
ALMARGEM	Lisboa	6	3	2000	ENERCON	E-82	2007
CASAIS	Viseu	2	1	2000	ENERCON	E-82	2007
SAFRA / COENTRAL	Leiria	38,4	23	1670	ECOTECNIA	ECO74	2007
PINHAL INTERIOR II	Castelo Branco	26	13	2000	ENERCON	E-82	2007
CARAMULO	Viseu	6	3	2000	ENERCON	E-82	2007
GUARDA	Guarda	4	2	2000	ENERCON	E-82	2007
GARDUNHA	Castelo Branco	72	36	2000	ENERCON	E-82	2007
AZINHEIRA	Braga	14	7	2000	ENERCON	E-82	2007
NAVE	Viseu	38	19	2000	GAMESA	G90	2007
MOURISCA	Viseu	38	19	2000	GAMESA	G87	2007
ALTO DO MONÇÃO	Viseu	30	15	2000	GAMESA	G87	2007
PERDIGÃO	Castelo Branco	2	1	2000	ENERCON	E-82	2007
SOBRA L II	Lisboa	6	3	2000	GAMESA	G83	2007
S. PEDRO (Boneca)	Porto	2	1	2000	REpower	MM82	2007

[ANEXOS A - Capítulo 2] - Continente - Dezembro 2009

Tabela A 4 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (4/7)

Nome	Distrito	Potência total [MW]	Nº de máquinas	Potência nominal [kW]	Fabricante	Modelo	Ligação à rede
ALTO DO MONÇÃO	Viseu	2	1	2000	GAMESA	G87	2006
LOUSÃ	Coimbra	35	14	2500	GEWE	2,5	2006
JOGUINHO II	Lisboa	26	13	2000	REpower	MM82	2006
SAFRA / COENTRAL	Leiria	3,3	2	1670	ECOTECNIA	ECO74	2006
MADRINHA	Faro	10	5	2000	ENERCON	E-70 E4	2006
PENA MACOR 1	Castelo Branco	20	10	2000	GAMESA	G83	2006
PENA MACOR 3A	Castelo Branco	20	10	2000	GAMESA	G83	2006
CELA	Leiria	2	1	2000	REpower	MM82	2006
FANHÕES II	Lisboa	2	1	2000	GAMESA	G80	2006
PÔ	Lisboa	9,1	7	1300	BONUS	1,3	2006
PINHAL INTERIOR I	Castelo Branco	54	18	3000	VESTAS	V90	2006
SERRA D' EL REI	Leiria	21,7	13	1670	ECOTECNIA	ECO80	2006
ARRUDA I	Lisboa	6	3	2000	GAMESA	G83	2006
SOBRAL II	Lisboa	8	4	2000	GAMESA	G83	2006
ABOGALHEIRA	Porto	3,3	2	1670	ECOTECNIA	ECO80	2006
FREITA II	Aveiro	18,4	8	2300	NORDEX	N90	2006
FREITA I	Aveiro	18,4	8	2300	NORDEX	N90	2006
VIDEMONTE	Guarda	32	16	2000	GAMESA	G87	2006
ORTIGA	Leiria	11,7	7	1670	ECOTECNIA	ECO74	2006
CANDEEIROS (am p I.)	Leiria	33	11	3000	VESTAS	V90	2006
CHORIDA 2	Porto	0,8	1	800	ENERCON	E-48	2006
CHORIDA 1	Porto	0,6	1	600	ENERCON	E-48 600	2006
PLAINA DO VISO	Braga	1,2	2	600	ENERCON	E-48 600	2006
MAIROS I	Vila Real	2	1	2000	ENERCON	E-70 E4	2006
		0,6	1	600		E-48	
SERRA D'ARGA	Viana do Castelo	36	12	3000	VESTAS	V90	2006
Sr.º SOCORRO I	Lisboa	6	3	2000	ENERCON	E-70 E4	2006
VIDUAL / CARVALHAL	Coimbra	1	1	1000	WinWinD	WWD 1	2006
TERREIRO DAS BRUXAS	Guarda	1	1	1000	WinWinD	WWD 1	2006
VALÉRIOS	Lisboa	2	1	2000	REpower	MM82	2006
PRACANA	Santarém	2	1	2000	ENERCON	E-70 E4	2006
MAIROS II	Vila Real	0,6	1	600	ENERCON	E-48 600	2006
CASA DA LAGOA	Vila Real	0,6	1	600	ENERCON	E-48 600	2006
LEIRANCO	Vila Real	0,6	1	600	ENERCON	E-48 600	2006
PINHAL INTERIOR II	Castelo Branco	60	30	2000	ENERCON	E-70 E4	2006
CARAVELAS (ampl.)	Vila Real	0,6	1	600	ENERCON	E-48 600	2006
SEBOLIDO	Porto	0,8	1	800	ENERCON	E-48	2006
S. MAMEDE	Lisboa	6,9	3	2300	NORDEX	N90	2006
PENOUTA	Braga	0,8	1	800	ENERCON	E-48	2006
PAM PILHOSA	Coimbra	81	27	3000	VESTAS	V90	2006
ALTO DO SEIXAL	Vila Real	1,6	2	800	ENERCON	E-48	2006
VIDEIRA	Leiria	4	2	2000	ENERCON	E-70 E4	2006
CANDAL/COELHOIRA	Viseu	40	20	2000	ENERCON	E-70 E4	2006
CARAMULO	Viseu	84	42	2000	ENERCON	E-70 E4	2006
SEIXINHOS	Porto	10,4	8	1300	BONUS	1,3	2006
PENEDO RUIVO	Porto	10,4	8	1300	BONUS	1,3	2006

[ANEXOS A - Capítulo 2] - Continente - Dezembro 2009

Tabela A 5 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (5/7)

Nome	Distrito	Potência total [MW]	Nº de máquinas	Potência nominal [kW]	Fabricante	Modelo	Ligação à rede
PENEDO RUIVO	Porto	2,6	2	1300	BONUS	1,3	2005
VIDEIRA	Leiria	2	1	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
PINHAL INTERIOR II	Castelo Branco	4	2	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
ARCHEIRA 3	Lisboa	2	1	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
S. PEDRO	Vi seu	10	5	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
DONINHAS	Aveiro	0,8	1	800	ENERCON	E-48 800	2005
S. PAIO	Viana do Castelo	10	5	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
SANTA HELENA	Viseu	4	2	2000	REpower	MM82	2005
ALTO DO TALEFE (ampl.)	Viseu	1,5	1	1500	GEW E	GEW E-1,5s	2005
FONTE DA QUELHA (ampl.)	Viseu	1,5	1	1500	GEW E	GEW E-1,5s	2005
ALFARROBEIRA	Braga	0,6	1	600	ENERCON	E-48	2005
PORTAL DA FREITA II	Vila Real	0,6	1	600	ENERCON	E-48	2005
PAMPILHOSA	Coim bra	33	11	3000	VESTAS	V90	2005
ESPIGA	Viana do Castelo	6	3	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
PENA SUAR (ampl.)	Porto	6	3	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
LAMEIRA	Viseu	10,4	8	1300	BONUS	1,3	2005
SIRIGO	Viseu	4	2	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
CABRIL (ampl.)	Viseu	4	2	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
ARCELA	Lisboa	11,5	5	2300	NORDEX	N90	2005
DEGRA CIA S	Coimbra	20	10	2000	VESTAS	V80	2005
RABAÇAL	Coimbra	2	1	2000	VESTAS	V80	2005
AMARAL (am pl.)	Lisboa	2	1	2000	GAMESA	G80	2005
FANHÕES II	Lisboa	2	1	2000	GAMESA	G80	2005
BONECA II	Porto	8	4	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
MONTIJO	Lisboa	2	1	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
COSTA VICENTINA	Set úbal	10	5	2000	REpow er	MM82	2005
PASSARINHO	Lisboa	8	4	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
FANHÕES I	Lisboa	12	6	2000	GAMESA	G80	2005
CANDEEIROS	Santarém	78	26	3000	VESTAS	V90	2005
ACHADA	Lisboa	6,9	3	2300	NORDEX	N90	2005
VILA NOVA (am pl.)	Coim bra	6	3	2000	VESTAS	V80	2005
SERRA DA CA PUCHA	Lisboa	10	5	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
OUTEIRO	Vila Real	30	15	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
ARCHEIRA 4	Lisboa	0,6	1	600	ENERCON	E40/6,44	2005
CALDAS I	Lisboa	10	5	2000	GA M ESA	G83	2005
CHÃO FALCÃO	Leiria	34,5	15	2300	NORDEX	N90	2005
MALHADIZES	Coimbra	12	6	2000	ENERCON	E66/20,7	2005
CATEFICA	Lisboa	16	8	2000	GAMESA	G80	2005
TERRAS ALTAS DE FAPE	Braga	78	39	2000	GAMESA	G87	2005
ALAGOA DE CIMA	Viana do Castelo	12	8	1500	GEW E	GEW E-1,5s	2005
MEADAS	Viseu	9	3	3000	VESTAS	V90	2005
SERRA DA ESCUSA	Lisboa	2	2	1000	WinWinD	WWD 1	2005
CHAMINÉ	Setúbal	4,6	2	2300	NORDEX	N90	2005
VILAR CHÃO	Braga	2	1	2000	ENERCON	E-70 E4	2005
CARREÇO E OUTEIRO	Viana do Castelo	2,3	1	2300	NORDEX	N90	2005
TEIXEIRÓ	Porto	4	2	2000	REpower	MM82	2005
		2	1	600		MM70	

[ANEXOS A - Capítulo 2] - Continente - Dezembro 2009

Tabela A 6 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (6/7)

Nome	Distrito	Potência total [MW]	Nº de máquinas	Potência nominal [kW]	Fabricante	Modelo	Ligação à rede
CHAMINÉ	Setúbal	2,3	1	2300	NORDEX	N90	2004
TERRAS ALTAS DE FAFE	Braga	2	1	2000	GAMESA	G87	2004
CATEFICA	Lisboa	2	1	2000	GAMESA	G80	2004
TEIXEIRÓ	Porto	4	2	2000	REpower	MM82	2004
						MM70	
AMARAL 1	Lisboa	8	4	2000	GAMESA	G80	2004
ALAGOA DE CIMA	Viana do Castelo	1,5	1	1500	GEWE	GEW E-1,5s	2004
MOSTEIRO	Guarda	9,1	7	1300	BONUS	1,3	2004
Sr.ª DA VITÓRIA	Leiria	12	8	1500	GEWE	GEW E-1,5sl	2004
CARREÇO E OUTEIRO	Viana do Castelo	18,4	8	2300	NORDEX	N90	2004
AMÊNDOA	Santarém	14,9	9	1650	VESTAS	NM 82	2004
CASTANHEIRA	Bragança	4	2	2000	REpower	MM82	2004
MOINHO DE MANIQUE	Lisboa	2	2	2000	ENERCON	E66/20.7	2004
MOINHO DE MANIQUE	Lisboa	0,6	1	600	ENERCON	E40/6.44	2004
CADRAÇO	Viseu	1,2	1	1200	ENERCON	E-58	2004
AÇOR	Coimbra	20	10	2000	ENERCON	E-70 E4	2004
SERRA DA CABREIRA	Braga	20	10	2000	ENERCON	E-70 E4	2004
SERRA DE TODO O MUNDO	Lisboa	10	5	2000	VESTAS	V80	2004
RIBAMAR	Lisboa	6	3	2000	REpower	MM82	2004
DIRÃO DA RUA	Guarda	2	1	2000	ENERCON	E66/20.7	2004
		0,6	1	600		E40/6.44	
VILA NOVA	Coimbra	20	10	2000	VESTAS	V80	2004
BORNINHOS	Bragança	2	1	2000	ENERCON	E66/20,7	2004
LOM BA DA SEIXA II	Vila Real	12	8	1500	GEWE	GEW E-1,5s	2004
ARCHEIRA 2	Lisboa	2	1	2000	ENERCON	E66/20,7	2004
MOINHO VELHO	Lisboa	2	1	2000	ENERCON	E66/20,7	2004
PADRELA	Vila Real	7,5	5	1500	GEWE	GEW E-1,5s	2004
ALTO DO TALEFE	Viseu	12	8	1500	GEWE	GEW E-1,5s	2004
FONTE DA QUELHA	Viseu	12	8	1500	GEWE	GEW E-1,5s	2004
ALVÃO (amp.)	Vila Real	12	6	2000	ENERCON	E66/20,7	2004
BOLORES	Lisboa	5,2	4	1300	BONUS	1,3	2003
ARCIPRESTE	Viseu	0,6	1	600	ENERCON	E40/6,44	2003
PICOS VERDES II	Faro	10,5	7	1500	FURLANDER	M D70	2003
BONECA	Porto	0,6	1	600	ENERCON	E40/6,44	2003
AGUIEIRA	Vila Real	0,6	1	600	ENERCON	E40/6,44	2003
CABEÇO DA VACA II	Braga	1,2	2	600	ENERCON	E40/6,44	2003
VERGÃO	Castelo Branco	13	10	1300	NORDEX	N62	2003
TRANDEIRAS	Vila Real	18,2	14	1300	BONUS	BONUS 1300	2003
MEROICINHA	Vila Real	3	1	3000	VESTAS	V90	2003
		6	3	2000		V80	
SERRA D' A RGA	Viana do Castelo	0,6	1	600	ENERCON	E40/6,44	2003
ALTO DO CÔTO	Aveiro	4,5	5	900	NEG-M ICON	NM 900-52	2003
MOINHOS DO OESTE	Lisboa	4	2	2000	ENERCON	E66/20,7	2003
Sr.º do CASTELO II	Viseu	4	2	2000	ENERCON	E66/20,7	2003
BARROSO	Vila Real	18	9	2000	VESTAS	V80	2003
CABEÇO DA RAINHA (amp I.)	Castelo Branco	6	3	2000	ENERCON	E66/20,7	2003
BULGUEIRA	Vila Real	2,4	3	800	NORDEX	N50	2003
Sr.º do CASTELO I	Viseu	1,2	2	600	ENERCON	E40/6,44	2003
CÔTO DA ALDEIA	Vila Real	0,6	1	600	ENERCON	E40/6,44	2003
MORRO DE BOI	Vila Real	0,6	1	600	ENERCON	E40/6,44	2003

[ANEXOS A - Capítulo 2] - Continente - Dezembro 2009

Tabela A 7 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa (7/7)

Nome	Distrito	Potência total [MW]	Nº de máquinas	Potência nominal [kW]	Fabricante	Modelo	Ligação à rede
IGREJA NOVA (ampl.)	Lisboa	3,9	3	1300	NORDEX	N60	2002
PINHEIRO	Viseu	21,6	12	1800	ENERCON	E66	2002
JARMELEIRA	Lisboa	0,9	1	850	VESTAS	V52-850	2002
MAÇÃO III	Santarém	4,5	5	900	NEG-MICON	NM 900-52	2002
CABRIL	Viseu	16,2	9	1800	ENERCON	E66	2002
BIGORNE	Viseu	7	4	1750	VESTAS	V66-1,75	2002
ALVÃO	Vila Real	10,8	6	1800	ENERCON	E66	2002
ENERWATT	Lisboa	0,6	1	600	ENERCON	E40/6,44	2002
CABEÇO DA VACA	Braga	1,2	2	600	ENERCON	E40/6,44	2002
MALHADAS	Coimbra	9,9	15	660	VESTAS	V47	2001
LOMBA DA SEIXA I	Vila Real	13	10	1300	NORDEX	N60	2001
S. CRISTÓVÃO	Viseu	3,3	2	1650	VESTAS	V66-1,65	2001
CADAFAZ	Coimbra	10,2	17	600	ENERCON	E40/6,44	2001
MAÇÃO II	Santarém	2,3	3	750	NEG-MICON	NM 750-48	2000
CABEÇO RAINHA	Castelo Branco	10,2	17	600	ENERCON	E40/6,44	2000
CABEÇO ALTO	Vila Real	11,7	9	1300	NORDEX	N60	2000
ARCHEIRA	Lisboa	0,6	1	600	ENERCON	E40/6,44	2000
VENTOESTE	Lisboa	0,6	1	600	ENERCON	E40/6,44	2000
SÃO JOÃO	Lisboa	0,6	1	600	ENERCON	E40/6,44	2000
MONTE VENDAVAIS	Lisboa	0,6	1	600	ENERCON	E40/6,44	2000
MAÇÃO	Santarém	2,3	3	750	NEG-MICON	NM 750-48	1999
IGREJA NOVA	Lisboa	3,3	2	1650	VESTAS	V66-1,65	1999
CARAVELAS	Vila Real	0,6	1	600	ENERCON	E40/6,44	1999
PENA SUAR	Porto	10	20	500	ENERCON	E40	1998
VILA LOBOS	Viseu	10	20	500	ENERCON	E40	1998
FONTE MONTEIROS	Faro	10	20	500	MITSUBISHI	M HI-500	1998
PICOS VERDES I	Faro	2	4	500	ENERCON	E40	1998
PORTAL DA FREITA	Vila Real	0,5	1	500	ENERCON	E40	1998
FONTE DA MESA	Viseu	10,2	17	600	VESTAS	V42	1996
SINES	Setúbal	1,8	12	150	WINWORLD	W-2800/150	1992
LOUREL	Lisboa	0,02	1	20	AEROMAN	12/20	1985

[ANEXOS A - Capítulo 2] - Regiões Autónomas - Dezembro 2009

Tabela A 8 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por ordem cronológica inversa

Nome	Distrito	Potência total [MW]	Nº de máquinas	Potência nominal [kW]	Fabricante	Modelo	Ligação à rede
QUINTA DO LORDE	Madeira	2,6	3	850	VESTAS	V52	2009
LOIRAL	Madeira	5,1	6	850	VESTAS	V52	2009
PEDRAS	Madeira	10,2	12	850	VESTAS	V52	2009
PAÚL DA SERRA (ENEREEM)	Madeira	3,3	5	660	VESTAS	V47	2003
CANIÇAL (EEM)	Madeira	3,3	5	660	VESTAS	V47	2001
CABEÇO DO CARVALHO	Porto Santo	0,66	1	660	VESTAS	V47	2001
		0,45	2	225		V29	
CANIÇAL	Madeira	0,9	6	150	NORDTANK	NTK150	1993
PERFORM 2/S	Madeira	1,35	9	150	NORDTANK	NTK150	1993
PERFORM 2/N	Madeira	0,9	6	150	NORDTANK	NTK150	1993
PERFORM 1	Madeira	0,39	3	130	NORDTANK	NTK130	1992
PORTO SANTO	Porto Santo	0,27	9	30	AEROMAN	14/30	1985
SERRA DO CUME	Terceira	4,5	5	900	ENERCON	E-44	2008
PICO	Pico	1,8	6	300	ENERCON	E30	2005
LOMBA DOS FRADES	Faial	1,8	6	300	ENERCON	E30	2002
FIGUEIRAL	Santa Maria	0,9	3	300	ENERCON	E30	2002
BOCA DA VEREDA	Flores	0,6	2	300	ENERCON	E30	2002
SERRA BRANCA (ampl.)	Graciosa	0,6	2	300	ENERCON	E30	2002
PICO DA URZE (ampl. II)	São Jorge	0,6	2	300	ENERCON	E30	2002
PICO DA URZE (ampl.)	São Jorge	0,15	1	150	NORDTANK	NTK150	1994
SERRA BRANCA	Graciosa	0,2	2	100	NORDTANK	NTK150	1992
PICO DA URZE	São Jorge	0,4	4	100	NORDTANK	NTK150	1991
SANTA MARIA	Santa Maria	0,27	9	30	AEROMAN	14/30	1988

Continente - Dezembro 2009

Tabela A 9 – Parques /turbinas eólicas desligados da rede

Nome	Distrito	Potência total [MW]	Nº de máquinas	Potência nominal [kW]	Fabricante	Modelo	Ano saída serviço
FONTE MONTEIROS	Faro	-1	-2	500	MITSUBISHI	MHI-500	2004
FONTE MONTEIROS	Faro	-0,5	-1	500	MITSUBISHI	MHI-500	2002
LOUREL	Lisboa	-0,02	-1	20	AEROMAN	12/20	1999

Regiões Autónomas - Dezembro 2009

Tabela A 10 – Parques /turbinas eólicas desligados da rede

Nome	Distrito	Potência total [MW]	Nº de máquinas	Potência nominal [kW]	Fabricante	Modelo	Ano saída serviço
PERFORM 2/N	Madeira	-0,3	-2	150	NORDTANK	NTK150	2009
BICA DA CANA	Madeira	-0,9	-6	150	NORDTANK	NTK150	2008
CANIÇAL (EEM)	Madeira	-3,3	-5	660	VESTAS	V47	2003
PORTO SANTO	Madeira	-3,3	-9	30	AEROMAN	14/30	1996
PERFORM 2/N	Madeira	-0,27	-1	150	NORDTANK	NTK150	1993
SANTA MARIA	Santa Maria	-0,15	-9	30	AEROMAN	14/30	2001

[ANEXOS A - Capítulo 2] - Continente - Dezembro 2009

Tabela A 11 – Parques eólicos em construção e adjudicados

Nome	Distrito	Potência total [MW]	Nº de máquinas	Potência nominal [kW]	Fabricante	Modelo	Ligação à rede
SERRA DA BOA VIAGEM	Coimbra	6	3	2000	VESTAS	V90	constr.
FONTE DA MESA II	Viseu	10	5	2000	ENERCON	E-82	constr.
ARMAMAR	Viseu	26	13	2000	ENERCON	E-82	constr.
CONTIM	Vila Real	10	5	2000	ENERCON	E-82	constr.
CARREÇO E OUTEIRO II	Viana do Castelo	12	6	2000	ENERCON	E-82	constr.
FACHO COLMEIA	Vila Real	36	18	2000	ENERCON	E-82	constr.
CADAFAZ II	Coimbra	18	9	2000	ENERCON	E-82	constr.
MONTALEGRE	Vila Real	50	25	2000	ENERCON	E-82	constr.
SERAMENA	Lisboa	2	1	2000	ENERCON	E-82	constr.
ALVAIÁZERE	Leiria	18	9	2000	ENERCON	E-82	constr.
ALTO DO MARCO	Vila Real	12	6	2000	ENERCON	E-82	constr.
VALE DE GALEGOS	Lisboa	26	13	2000	ENERCON	E-82	constr.
LOMBA DO VALE	Vila Real	16,1	7	2300	NORDEX	N90	constr.
		5	2	2500			
ALTO ARGANIL	Castelo Branco	10	5	2000	ENERCON	E-82	constr.
	Coimbra	24	12				
GUERREIROS (extensão)	Faro	4	2	2000	ENERCON	E-82	constr.
TENDAIS	Viseu	2	1	2000	ENERCON	E-82	constr.

[ANEXOS A – Capítulo 2] - Offshore na Europa - Dezembro 2009

Tabela A 12 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por países (1/3)

BÉLGICA										
Nome	Localização	Capacidade [MW]	Nº de turbinas	Profundidade [m]	Distância à costa [km]	Ligação à rede	Fabricante	Operador	Tipo de fundações	Fornecedor das fundações
Thornton Bank phase 1	Off Zeebrugge	30	6	12 to 17	27 to 30	2008	Repower	C-power (RWE Innogy)	Gravity	Geo Sea

Total 30

DINAMARCA										
Nome	Localização	Capacidade [MW]	Nº de turbinas	Profundidade [m]	Distância à costa [km]	Ligação à rede	Fabricante	Operador	Tipo de fundações	Fornecedor das fundações
Vindeby	NW of Vindeby, Lolland	4,95	11	2,5 to 5	2,5	1991	Siemens	Dong Energy	Gravity	-
Tuno Knob	Off Aarhus, Kattegat Sea	5	10	0,8 to 4	6	1995	Vestas	Dong Energy	Gravity	-
Middelgrundten	Oresund, E of Copenhagen	40	20	2 to 6	2	2001	Siemens	Dong Energy	Gravity	MT Hojgaard
Horns Ver 1	NW of Esbjerg	160	80	6 to 14	14	2002	Vestas	Vattenfall, Dong	Jacket	SIF, Smulders, MTHS Entreprenor
Nysted	Off Rodsand, Lolland	165,6	72	6 to 10	6 to 10	2003	Siemens	E.On, Dong Energy	Gravity	Per Aarsleft
Samsø	Palludan Flak, S of Samsø	23	10	11 to 18	3,5	2003	Siemens	Samsø Kommune	Monopile	Bladt Industries
Frederikshavn	Frederikshavn Harbour	10,6	4	3	0,8	2003	Vestas, Bonus Nordex	Dong Energy	-	-
Horns Rev2	Blavandshuk	209	91	9 to 17	30	2009	Siemens	Dong Energy	Monopile	Bladt, Per Aarsleft & Bilfinger Berger
Storebaelt/Sproge	N of Sprogø	21	7	6 to 16	2	2009	Vestas	Sund & Baelt	Gravity	Per Aarsleft & Bilfinger Berger

Total 639,15

FINLÂNDIA										
Nome	Localização	Capacidade [MW]	Nº de turbinas	Profundidade [m]	Distância à costa [km]	Ligação à rede	Fabricante	Operador	Tipo de fundações	Fornecedor das fundações
Kemi Ajos phases 1+2	Ajos Harbour	24	8	3	<1	2008	WinWind	Pohjolan Voima	Gravity	-

Total 24

ALEMANHA										
Nome	Localização	Capacidade [MW]	Nº de turbinas	Profundidade [m]	Distância à costa [km]	Ligação à rede	Fabricante	Operador	Tipo de fundações	Fornecedor das fundações
Enova offshore - Emden	Sem River in Emden	4,5	1	-	<1	2004	Enercon	Enova, EWE	-	-
Breitling	Rostock Harbour	2,5	1	2	1	2006	Nordex	Nordex AG	-	-
Hooksiel	Hooksiel Harbour	5	1	2 to 8	0,4	2008	Bard	Bard-Group	Tripod	Bard
Alpha Ventus - Borkum West	N of Borkum	30*	6	30	43	2009	Multíbrido	DOTI (EWE, E.On, Vattenfall)	Tripod	Aker, BiFab

Total 42

[ANEXOS A – Capítulo 2] - Offshore na Europa - Dezembro 2009

Tabela A 13 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por países (2/3)

IRLANDA										
Nome	Localização	Capacidade [MW]	Nº de turbinas	Profundidade [m]	Distância à costa [km]	Ligação à rede	Fabricante	Operador	Tipo de fundações	Fornecedor das fundações
Arklow Bank	Off Arklow Co Wicklow	25,2	7	2.5 to 5	10	2004	GE	GE	Monopile	Sif, Smulders
Total		25,2								

HOLANDA										
Nome	Localização	Capacidade [MW]	Nº de turbinas	Profundidade [m]	Distância à costa [km]	Ligação à rede	Fabricante	Operador	Tipo de fundações	Fornecedor das fundações
Lely	Medemblik, IJsselmeer	2	4	7,5	0,75	1994	Nedwind	Nuon	Monopile	-
Irene Vorrink	Dronten IJsselmeer	16,8	28	2	0,03	1996	NordTank	Nuon	Monopile	-
Wind Farm Egmond aan Zee	Off Egmond aan Zee	108	38	19 to 22	8 to 12	2007	Vestas	NoordzeeWind	Monopile	Bladt
Prinses Amália	Off IJmuiden	120	60	19 to 24	23	2008	Vestas	Econcern, Eneco	Monopile	Sif, Smulders
Total		246,8								

NORUEGA										
Nome	Localização	Capacidade [MW]	Nº de turbinas	Profundidade [m]	Distância à costa [km]	Ligação à rede	Fabricante	Operador	Tipo de fundações	Fornecedor das fundações
Floating Hywind	Off Karmony	2,3	1	220	12	2009	Siemens	Statoil	Floating	-
Total		2,3								

SUÉCIA										
Nome	Localização	Capacidade [MW]	Nº de turbinas	Profundidade [m]	Distância à costa [km]	Ligação à rede	Fabricante	Operador	Tipo de fundações	Fornecedor das fundações
Bockstigen	Gotland	2,75	5	6 to 8	3	1998	NEG-Micon	-	Monopile	-
Utgrunden I	Kalmarsund	10,5	7	4 to 10	7	2001	GE	Vattenfall	Monopile	-
Yttre Stengrund	Kalmarsund	10	5	8 to 12	4	2002	NEG-Micon	Vattenfall	Monopile	-
Lillgrund	Oresund Straight	110,4	48	2,5 to 9	10	2007	Siemens	Vattenfall	Gravity	Hotchtief
Gässlingegrund	Vänern	30	10	4 to 10	4	2009	WinWind	Vindpark Väners	Gravity	PEAB
Total		163,65								

[ANEXOS A – Capítulo 2] - Offshore na Europa - Dezembro 2009

Tabela A 14 – Parques eólicos ligados à rede - Listagem por países (3/3)

REINO UNIDO										
Nome	Localização	Capacidade [MW]	Nº de turbinas	Profundidade [m]	Distância à costa [km]	Ligação à rede	Fabricante	Operador	Tipo de fundações	Fornecedor das fundações
Blyth Offshore	Blyth Harbour	4	2	6	1	2000	Vestas	E.On	Monopile	-
North Hoyle	Prestatyn and Rhyl	60	30	5 to 12	3 to 10	2003	Vestas	Npower (RWE Innogy)	Monopile	Sif, Smulders
Scroby Sands	NE of Greater Yarmouth	60	30	2 to 10	2,5	2004	Vestas	E.On	Monopile	-
Kentish flats	Off Withstable	90	30	5	8,5	2005	Vestas	Vattenfall	Monopile	MT Hojgaard, Sif, Smulders
Barrow	Off Walney Island	90	30	21 to 23	7	2006	Vestas	Dong, Centrica	Monopile	Sif, Smulders, KBR
Beatrice	Beatrice Oilfield, Moray Firth	10	2	40	25	2007	Repower	Scottish and Southern, Talisman	Jacket	BiFab
Burbo Bank	Crosby	90	25	10	5,2	2007	Siemens	Dong	Monopile	MT Hojgaard
Inner Dowsing	Ingoldmells / Skegness	97,2	27	10	5	2008	Siemens	Centrica	Monopile	MT Hojgaard
Lynn	Ingoldmells / Skegness	97,2	27	10	5,2	2008	Siemens	Centrica	Monopile	MT Hojgaard
Rhyl Flats	Rhyl	90	25	4 to 15	8	2009	Siemens	Npower (RWE)	Monopile	MT Hojgaard
Robin Rigg	Maryport, Rock Cliffe	90*	30	>5	9,5	2009	Vestas	E.On	Monopile	MT Hojgaard
Gunfleet Sands 1 and 2	Clacton-on-Sea	104,4*	29	2 to 15	7	2009	Siemens	Dong	Monopile	MT Hojgaard
Total		882,8								

CAPACIDADE TOTAL EU [MW] 2055,9

* - Parques eólicos parcialmente ligados à rede a 31 de Dezembro de 2009

[ANEXOS B – Capítulo 3] – Relatório de Falha *Elforks*

Rapportervärd incident
(Ifylles en per incident)

Anläggning: _____

Anläggningsnr: _____

Datum när felet är åtgärdat: _____

Total hindertid för denna incident: _____ timmar

Beskrivning av incidenten:

Rapporten ifylles, en per incident, när problemet är åtgärdat och vindkraftverket snurrar igen. Skickas till: Vindkraftstatistik, SwedPower AB, Box 527, 16216 Stockholm

1 Orsak		2 Berörd del	
A	<input type="checkbox"/>	Väder	H
1	<input type="checkbox"/>	extrem vind	1
2	<input type="checkbox"/>	is	2
3	<input type="checkbox"/>	åska	3
B	<input type="checkbox"/>	Utrustning och material	4
1	<input type="checkbox"/>	komponentfel / slitage	5
2	<input type="checkbox"/>	lösa delar	6
3	<input type="checkbox"/>	kontrollsystemet	7
4	<input type="checkbox"/>	kortslutning	I
5	<input type="checkbox"/>	felkonstruktion	Växellåda
C	<input type="checkbox"/>	Okänd	1
D	<input type="checkbox"/>	Annan (beskrives nedan)	2
			3
			4
			5
			6
			7
			J
			Mekanisk broms
			1
			2
			3
			4
			K
			Hydraulik
			1
			2
			3
			4
			L
			Girsystem
			1
			2
			3
			4
			M
			Strukturella delar
			1
			2
			3
			N
			Hela verket

3 Åtgärd	
A	<input type="checkbox"/>
B	<input type="checkbox"/>
C	<input type="checkbox"/>
	Byte av komponent
	Justering / rengöring
	Annat (beskrives nedan)

Figura B 1 – Relatório de falha, adaptado (Ribrant 2006)

[ANEXOS B – Capítulo 3] – Tabela dos dados *Elforsk* [2000-2004]

Tabela B 1 – Dados *Elforsk* relativos a frequências de falha e tempos de indisponibilidade⁽³¹⁾, adaptado (Ribrant et Bertling, 2007)

Componentes	Outros	Estrutura & Cobertura	Sistema de Yaw	Sistema Hidráulico	Travão Mecânico	Caixa de Engrenagens	Sensores	Sistema de Transmissão	Sistema de Controlo Electrónico	Sistema Eléctrico	Gerador	Pás do Rotor/(pitch)	Cubo do Rotor	Total
Tempo total de indisponibilidade por componente, 2000-2004 [horas]	2631	1874	20754	6918	1881	30286	8357	3788	28620	22395	13906	14743	50	156203
Tempo médio de indisponibilidade por ano [horas/ano]	526,2	374,8	4150,8	1383,6	376,2	6057,2	1671,4	757,6	5724	4479	2781,2	2948,6	10	31240,6
Tempo de indisponibilidade por ano por turbina [horas]	0,842594075	0,60016013	6,6465973	2,21553243	0,60240192	9,699279424	2,6763811	1,2131305	9,165732586	7,1721377	4,4534828	4,72153723	0,0160128	50,02498
Distribuição do tempo de indisponibilidade 2000-2004 [%]	1,684%	1,200%	13,287%	4,429%	1,204%	19,389%	5,350%	2,425%	18,322%	14,337%	8,903%	9,438%	0,032%	100,000%
Número total de falhas por componente 2000-2004	33	18	80	160	15	118	169	13	155	210	66	161	4	1202
Número médio de falhas por ano	6,6	3,6	16	32	3	23,6	33,8	2,6	31	42	13,2	32,2	0,8	240,4
Número médio de falhas por ano por turbina	0,010568455	0,00576461	0,0256205	0,05124099	0,00480384	0,037790232	0,0541233	0,00416333	0,049639712	0,0672538	0,0211369	0,05156125	0,001281	0,384948
Número médio de falhas por horas por turbina	1,20644E-06	6,5806E-07	2,925E-06	5,8494E-06	5,4838E-07	4,31395E-06	6,178E-06	4,7527E-07	5,66663E-06	7,677E-06	2,413E-06	5,886E-06	1,462E-07	4,394E-05
Distribuição de falhas 2000-2004 [%]	2,745%	1,498%	6,656%	13,311%	1,248%	9,817%	14,060%	1,082%	12,895%	17,471%	5,491%	13,394%	0,333%	100,000%
Tempo médio de indisponibilidade por falha 2000-2004	79,72727273	104,111111	259,425	43,2375	125,4	256,6610169	49,449704	291,384615	184,6451613	106,64286	210,69697	91,5714286	12,5	129,95258

⁽³¹⁾ - Dados *Elforsk* relativos ao período de [2000-2004] a um universo de 625 turbinas.

[ANEXOS B – Capítulo 3] – Tabela dos dados VTT [1996-2008]

Tabela B 2 – Dados VTT relativos a frequências de falha e tempos de indisponibilidade⁽³²⁾, adaptado (Stenberg, 2010)

Componentes	Estrutura & Cobertura	Sistema de Yaw	Sistema Hidráulico	Travão Mecânico	Caixa de engrenagens	Sensores	Rotor	Sistema de Controlo Electrónico	Sistema Eléctrico	Generator	Mecanismo de pitch	Grid connection	Sistema arrefecimento	Desconhecido	Outros	Total
Tempo total de indisponibilidade por componente, 1996-2008 [horas]	5410	6534	22714	15986	27703	10220	11168	6450	8827	14098	6038	6617	5043	4792	828	152428
Tempo médio de indisponibilidade por ano [horas/ano]	416,153846	502,615	1747,231	1229,692	2131	786,1538	859,1	496,1538462	679	1084,462	464,461538	509	387,923077	368,61538	63,692	11725,2
Tempo de indisponibilidade por ano por turbina [horas]	5,77991453	6,98077	24,26709	17,07906	29,59722	10,9188	11,93	6,891025641	9,430556	15,06197	6,4508547	7,0694444	5,38782051	5,1196581	0,8846	162,85
Distribuição do tempo de indisponibilidade 1996-2008 [%]	3,549%	4,287%	14,901%	10,488%	18,174%	6,705%	7,327%	4,232%	5,791%	9,249%	3,961%	4,341%	3,308%	3,144%	0,543%	100,000%
Número total de falhas por componente 1996-2008	14	41	185	47	67	99	27	59	99	69	74	42	33	17	25	898
Número médio de falhas por ano	1,07692308	3,15385	14,23077	3,615385	5,153846	7,615385	2,077	4,538461538	7,615385	5,307692	5,69230769	3,2307692	2,53846154	1,3076923	1,9231	69,0769
Número médio de falhas por ano por turbina	0,01495726	0,0438	0,19765	0,050214	0,071581	0,105769	0,029	0,063034188	0,105769	0,073718	0,07905983	0,0448718	0,03525641	0,0181624	0,0267	0,9594
Númro médio de falhas por horas por turbina	1,7075E-06	5E-06	2,26E-05	5,73E-06	8,17E-06	1,21E-05	3E-06	7,19568E-06	1,21E-05	8,42E-06	9,0251E-06	5,122E-06	4,0247E-06	2,073E-06	3E-06	0,00011
Distribuição de falhas 1996-2008 [%]	1,559%	4,566%	20,601%	5,234%	7,461%	11,024%	3,007%	6,570%	11,024%	7,684%	8,241%	4,677%	3,675%	1,893%	2,784%	100,000%
Tempo médio de indisponibilidade por falha 1996-2008	386,428571	159,366	122,7784	340,1277	413,4776	103,2323	413,6	109,3220339	89,16162	204,3188	81,5945946	157,54762	152,818182	281,88235	33,12	169,742

⁽³²⁾ - Dados VTT relativos ao período de [1996-2008] a um universo de 71 turbinas.

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Testes de aderência (1/3)

Tabela C 4 – Teste de aderência - Sistema de transmissão (castrófico)

Teste de aderência - Sistema de transmissão (castrófico)					
Distribuição & Ranks		Detalhes e análise			
Distribuição	Rank	RAVGOV	RAVPLOT	RLKV	DESV
Exponencial 1	8	1	9	8	530
Exponencial 2	2	3	11	1	280
Normal	6	1	1	9	500
Lognormal	5	1	10	7	490
Weibull 2	1	1	6	3	250
Weibull 3	9	5	4	6	540
Gama	7	6	8	4	520
Gama-G	3	4	7	2	330
Logística	11	1	2	11	610
Loglogística	4	2	5	5	380
Gumbel	10	1	3	10	570

Tabela C 5 – Teste de aderência - Rolamento Principal

Teste de aderência - Rolamento Principal					
Distribuição & Ranks		Detalhes e análise			
Distribuição	Rank	RAVGOV	RAVPLOT	RLKV	DESV
Exponencial 1	5	1	10	7	490
Exponencial 2	1	2	11	1	240
Normal	8	4	2	9	630
Lognormal	6	3	9	6	510
Weibull 2	2	1	6	3	250
Weibull 3	3	1	1	8	450
Gama	9	9	8	4	640
Gama-G	4	8	5	2	470
Logística	10	7	3	10	810
Loglogística	7	5	7	5	520
Gumbel	11	6	4	11	830

Tabela C 6 – Teste de aderência - Veio Principal

Teste de aderência - Veio Principal					
Distribuição & Ranks		Detalhes e análise			
Distribuição	Rank	RAVGOV	RAVPLOT	RLKV	DESV
Exponencial 1	6	1	4	6	380
Exponencial 2	1	1	8	1	170
Normal	9	1	9	9	580
Lognormal	7	1	6	7	450
Weibull 2	3	1	2	3	210
Weibull 3	8	1	7	8	510
Gama	4	1	3	4	270
Gama-G	2	1	5	2	190
Logística	11	1	10	11	690
Loglogística	5	1	1	5	300
Gumbel	10	1	11	10	650

Tabela C 7 – Teste de aderência - Caixa de engrenagens (catastrófica)

Teste de aderência - Caixa de engrenagens (catastrófica)					
Distribuição & Ranks		Detalhes e análise			
Distribuição	Rank	RAVGOV	RAVPLOT	RLKV	DESV
Exponencial 1	8	1	10	11	690
Exponencial 2	1	2	11	1	240
Normal	10	8	3	8	750
Lognormal	6	4	9	7	600
Weibull 2	2	1	5	4	290
Weibull 3	5	7	8	2	460
Gama	7	9	7	5	680
Gama-G	3	3	4	3	310
Logística	9	6	2	9	710
Loglogística	4	1	6	6	400
Gumbel	9	5	1	10	710

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Testes de aderência (2/3)

Tabela C 8 – Teste de aderência - Rolamento de Alta Velocidade

Teste de aderência - Rolamento de Alta Velocidade					
Distribuição & Ranks		Detalhes e análise			
Distribuição	Rank	RAVGOV	RAVPLOT	RLKV	DESV
Exponencial 1	10	1	11	11	700
Exponencial 2	6	1	10	6	440
Normal	3	1	3	4	270
Lognormal	11	4	9	10	750
Weibull 2	2	1	6	3	250
Weibull 3	4	5	4	2	340
Gama	9	6	8	7	670
Gama-G	1	2	7	1	200
Logística	8	1	2	9	510
Loglogística	5	3	5	5	420
Gumbel	7	1	1	8	450

Tabela C 9 – Teste de aderência - Rolamento do Veio Intermédio

Teste de aderência - Rolamento do Veio Intermédio					
Distribuição & Ranks		Detalhes e análise			
Distribuição	Rank	RAVGOV	RAVPLOT	RLKV	DESV
Exponencial 1	10	1	11	11	700
Exponencial 2	9	1	10	10	640
Normal	5	1	7	6	410
Lognormal	7	2	5	7	480
Weibull 2	1	1	3	2	170
Weibull 3	3	1	6	5	350
Gama	6	6	1	4	450
Gama-G	2	3	4	1	210
Logística	8	1	8	8	320
Loglogística	4	5	2	3	370
Gumbel	10	4	9	9	700

Tabela C 10 – Teste de aderência - Rodas Dentadas

Teste de aderência - Rodas Dentadas					
Distribuição & Ranks		Detalhes e análise			
Distribuição	Rank	RAVGOV	RAVPLOT	RLKV	DESV
Exponencial 1	10	6	11	11	900
Exponencial 2	8	2	10	9	630
Normal	3	1	2	4	260
Lognormal	8	1	9	10	630
Weibull 2	1	1	7	2	210
Weibull 3	5	5	1	3	360
Gama	9	7	8	6	660
Gama-G	2	3	6	1	230
Logística	6	1	3	7	420
Loglogística	4	1	5	5	340
Gumbel	7	4	4	8	600

Tabela C 11 – Ligações Chaveta/Escatel

Teste de aderência - Ligações Chaveta/Escatel					
Distribuição & Ranks		Detalhes e análise			
Distribuição	Rank	RAVGOV	RAVPLOT	RLKV	DESV
Exponencial 1	5	1	7	6	410
Exponencial 2	6	2	10	5	430
Normal	11	1	8	11	670
Lognormal	10	3	11	8	630
Weibull 2	3	1	4	3	230
Weibull 3	1	1	3	2	170
Gama	4	1	5	4	290
Gama-G	2	1	9	1	180
Logística	7	1	6	7	450
Loglogística	8	1	2	9	510
Gumbel	9	1	1	10	550

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Testes de aderência (3/3)

Tabela C 12 – Teste de aderência - Gerador (catastrófico)

Teste de aderência - Gerador (catastrófico)					
Distribuição & Ranks		Detalhes e análise			
Distribuição	Rank	RAVGOV	RAVPLOT	RLKV	DESV
Exponencial 1	7	6	5	5	540
Exponencial 2	3	5	11	1	360
Normal	9	4	3	9	440
Lognormal	10	1	10	11	690
Weibull 2	1	1	9	3	280
Weibull 3	4	2	4	6	420
Gama	7	7	6	4	540
Gama-G	2	3	7	2	290
Logística	8	1	2	10	560
Loglogística	6	1	8	7	470
Gumbel	5	1	1	8	450

Tabela C 13 – Teste de aderência – Enrolamentos

Teste de aderência – Enrolamentos					
Distribuição & Ranks		Detalhes e análise			
Distribuição	Rank	RAVGOV	RAVPLOT	RLKV	DESV
Exponencial 1	2	1	7	5	360
Exponencial 2	4	6	10	1	390
Normal	8	3	1	9	580
Lognormal	7	1	11	8	550
Weibull 2	2	2	8	4	360
Weibull 3	3	1	4	6	380
Gama	6	7	6	3	490
Gama-G	1	5	5	2	350
Logística	10	4	2	10	680
Loglogística	5	1	9	7	480
Gumbel	9	1	3	11	620

Tabela C 14 – Teste de aderência - Rolamentos do Gerador

Teste de aderência - Rolamentos do Gerador					
Distribuição & Ranks		Detalhes e análise			
Distribuição	Rank	RAVGOV	RAVPLOT	RLKV	DESV
Exponencial 1	6	6	8	7	670
Exponencial 2	3	7	6	2	440
Normal	7	3	11	9	680
Lognormal	10	8	4	8	760
Weibull 2	1	5	3	3	380
Weibull 3	9	9	7	6	730
Gama	5	11	1	4	650
Gama-G	4	10	5	1	500
Logística	6	2	9	10	670
Loglogística	2	4	2	5	430
Gumbel	8	1	10	11	690

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (1/22)

Transmissão Mecânica

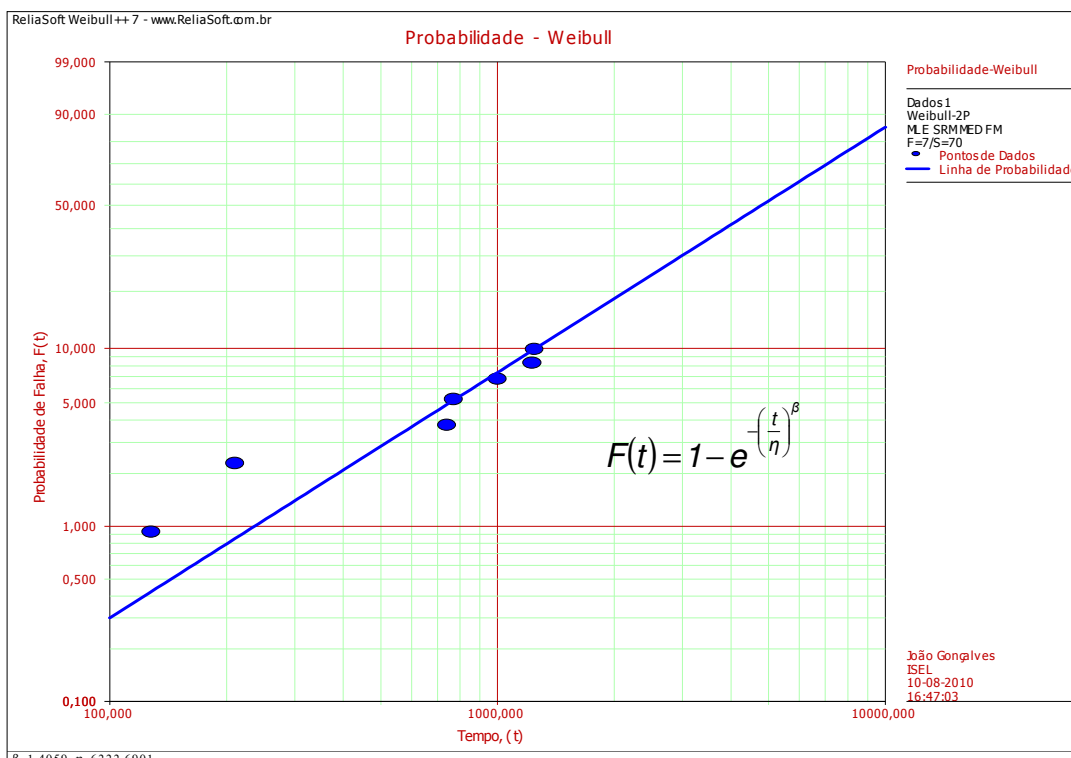


Figura C 1 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull da transmissão mecânica

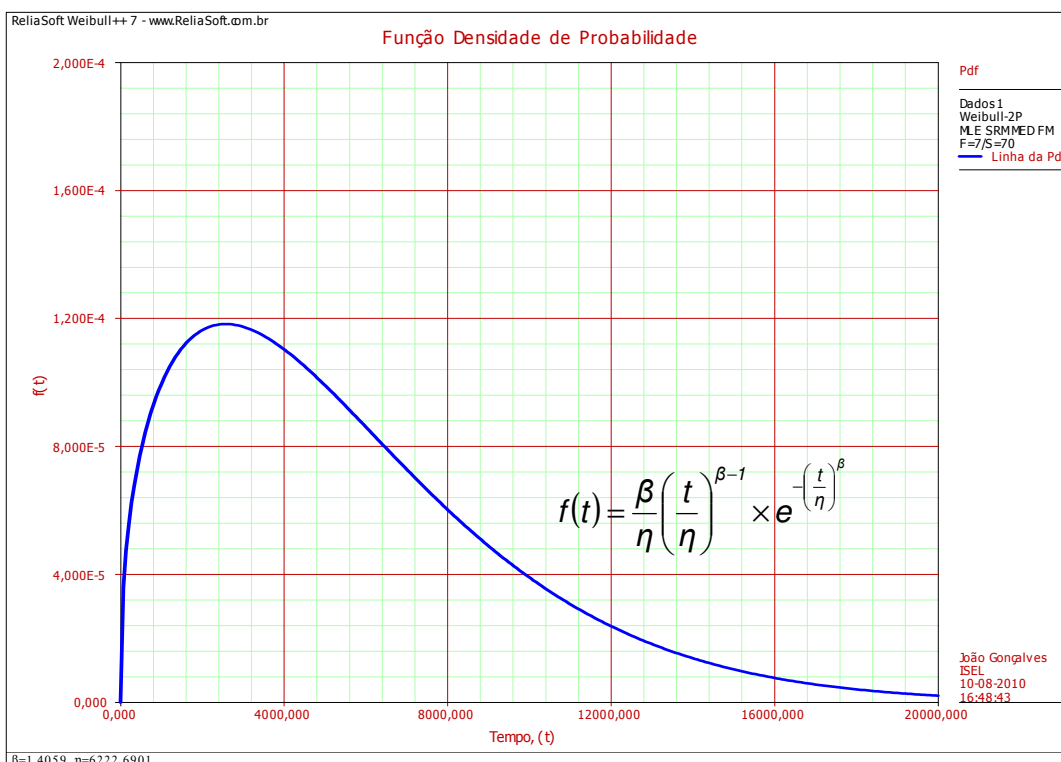


Figura C 2 – Função densidade de probabilidade de falha da transmissão mecânica

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (2/22)

Transmissão Mecânica

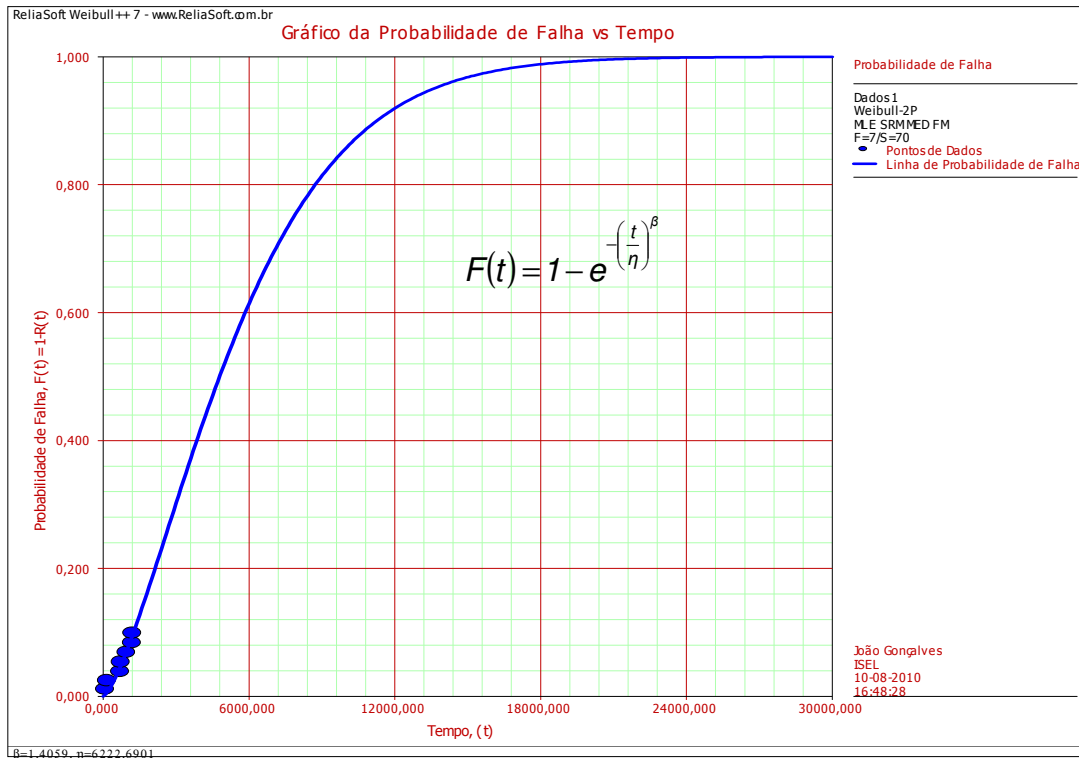


Figura C 3 – Função probabilidade de falha da transmissão mecânica

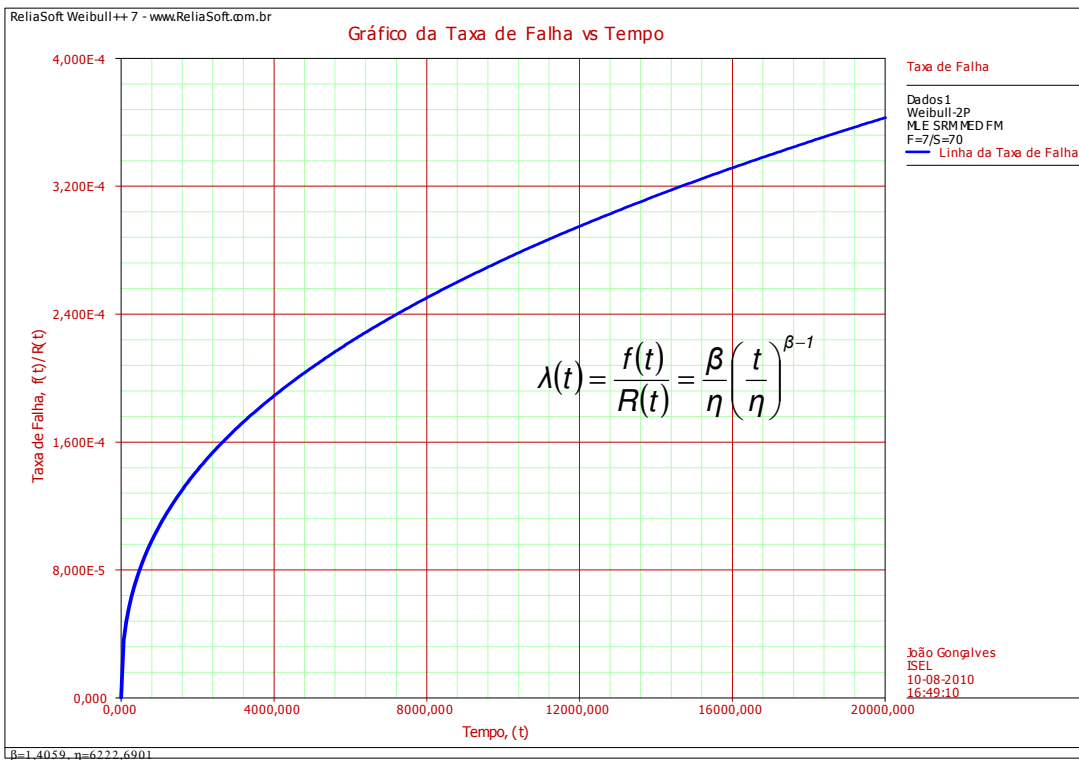


Figura C 4 – Função taxa de avarias instantânea da transmissão mecânica

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (3/22)

Rolamento Principal

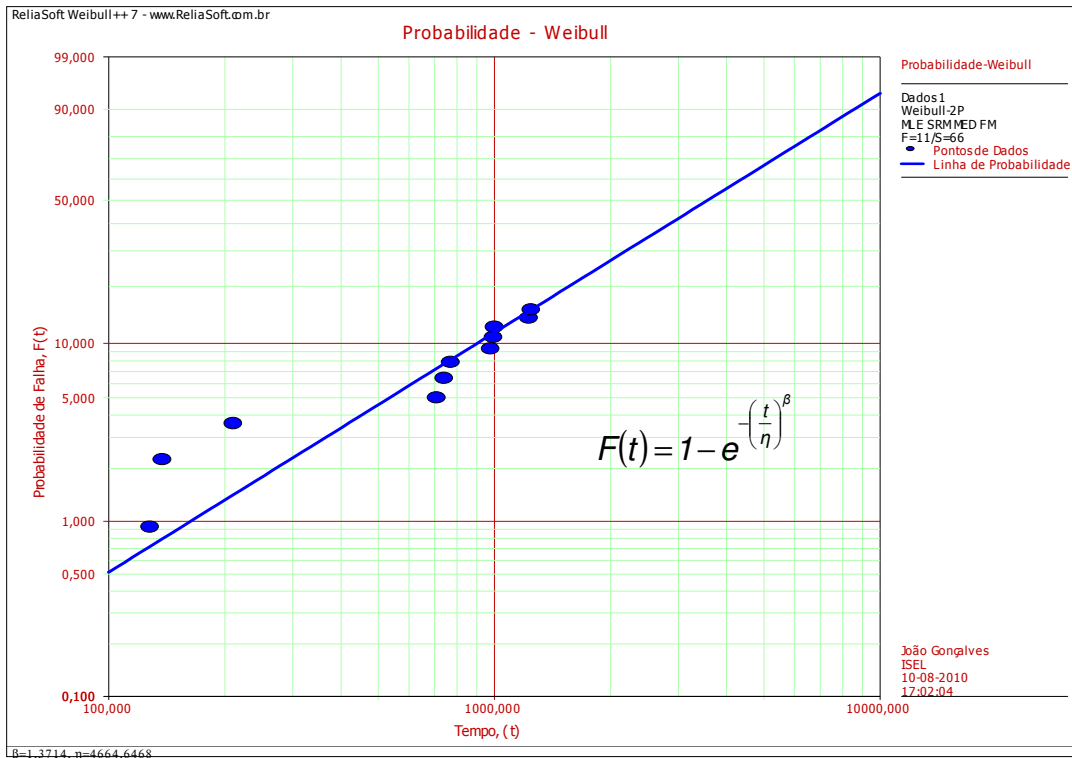


Figura C 5 - Probabilidade de falha da distribuição Weibull do Rolamento Principal

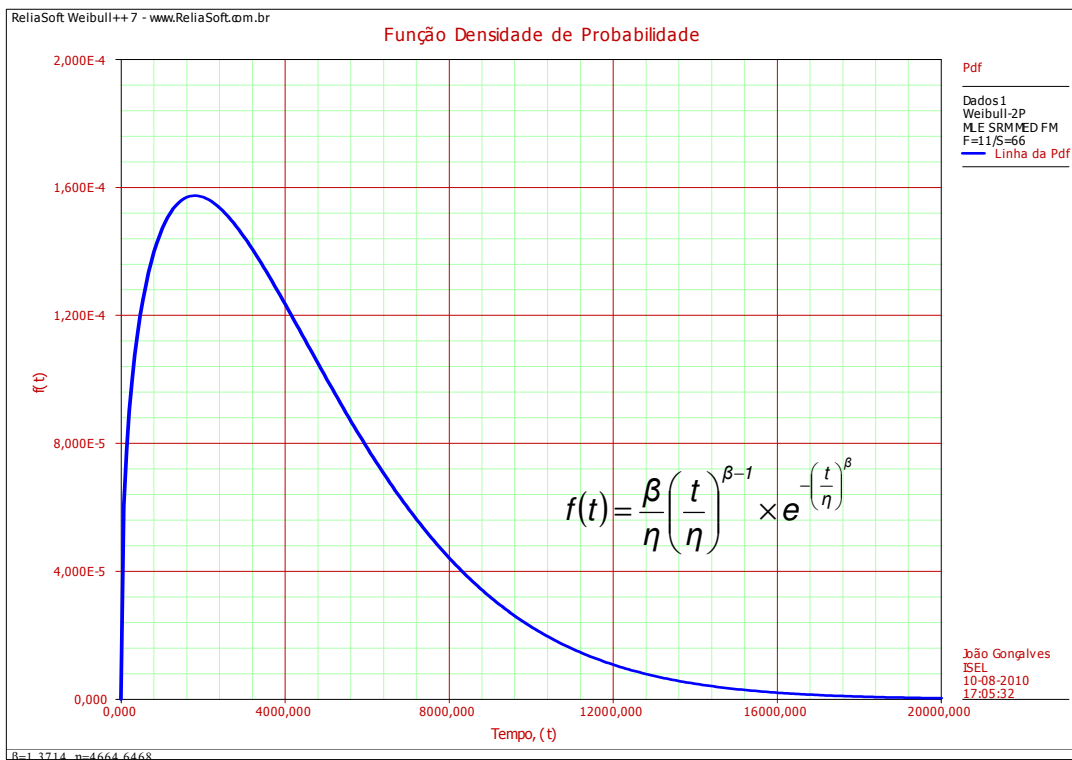


Figura C 6 – Função densidade de probabilidade de falha do Rolamento Principal

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (4/22)

Rolamento Principal

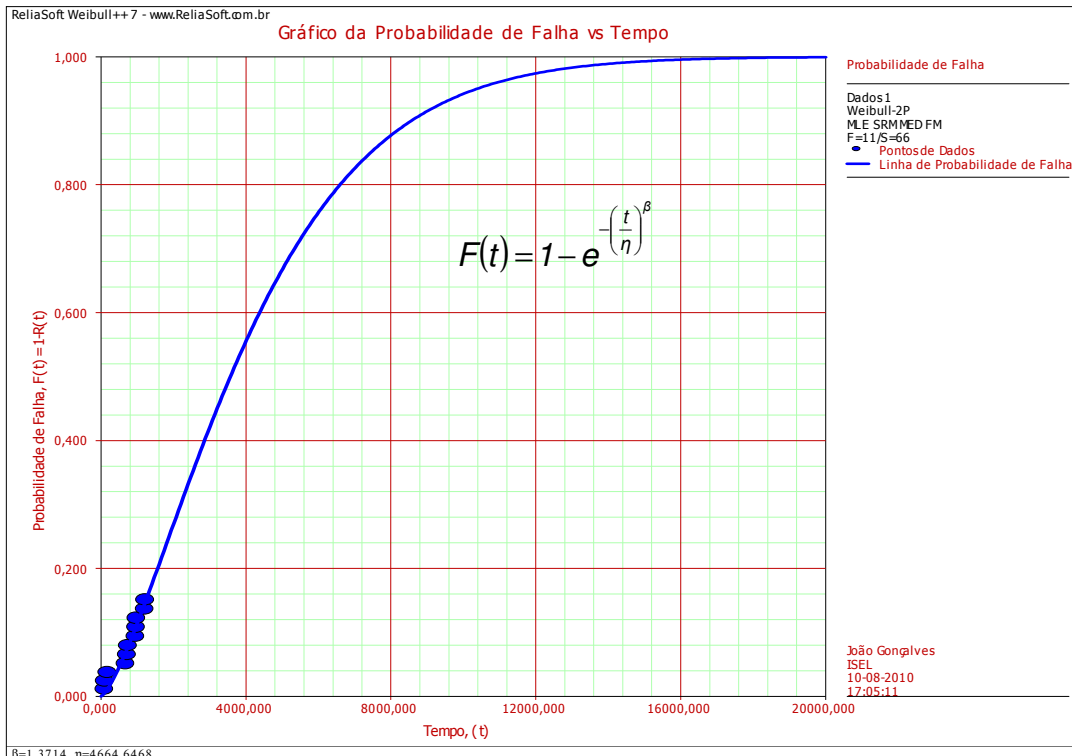


Figura C 7 – Função probabilidade de falha do Rolamento Principal

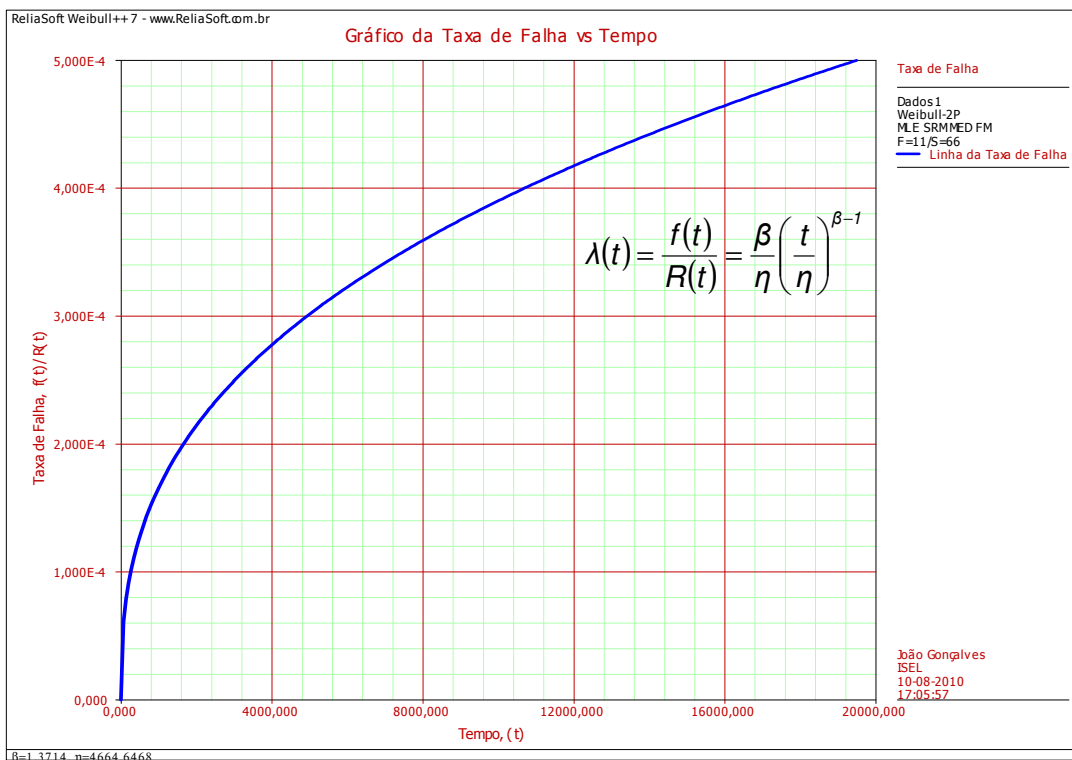


Figura C 8 – Função taxa de avarias instantânea do Rolamento Principal

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (5/22)

Veio Principal

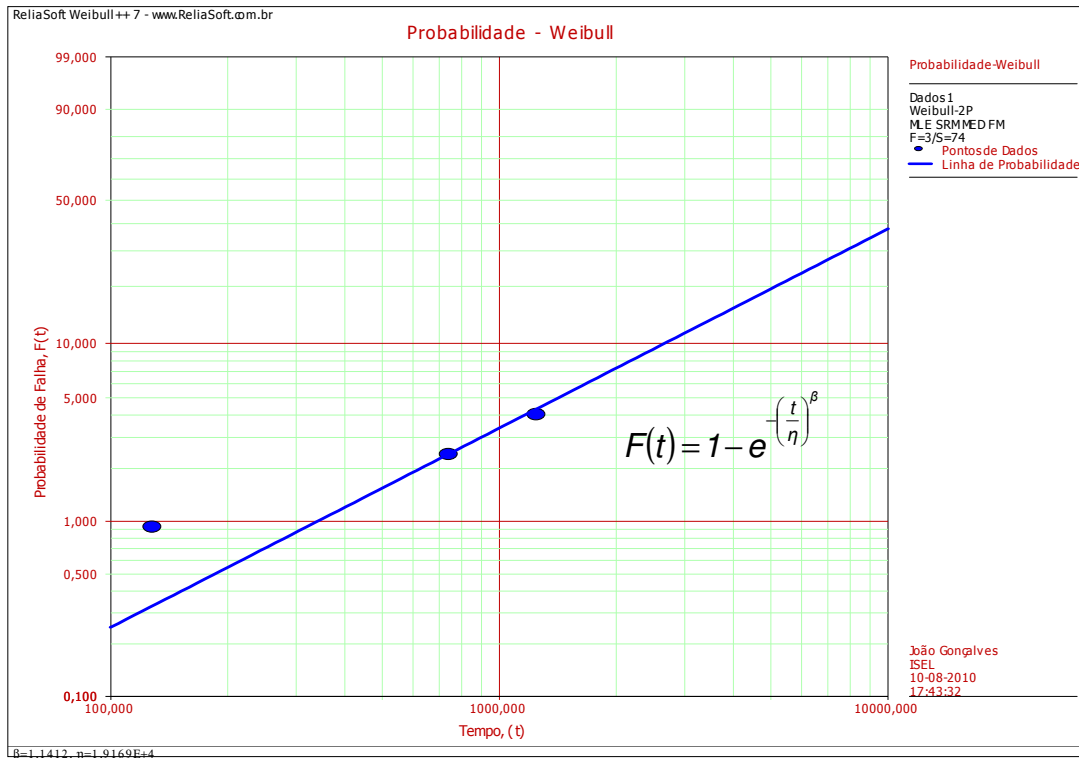


Figura C 9 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull do Veio Principal

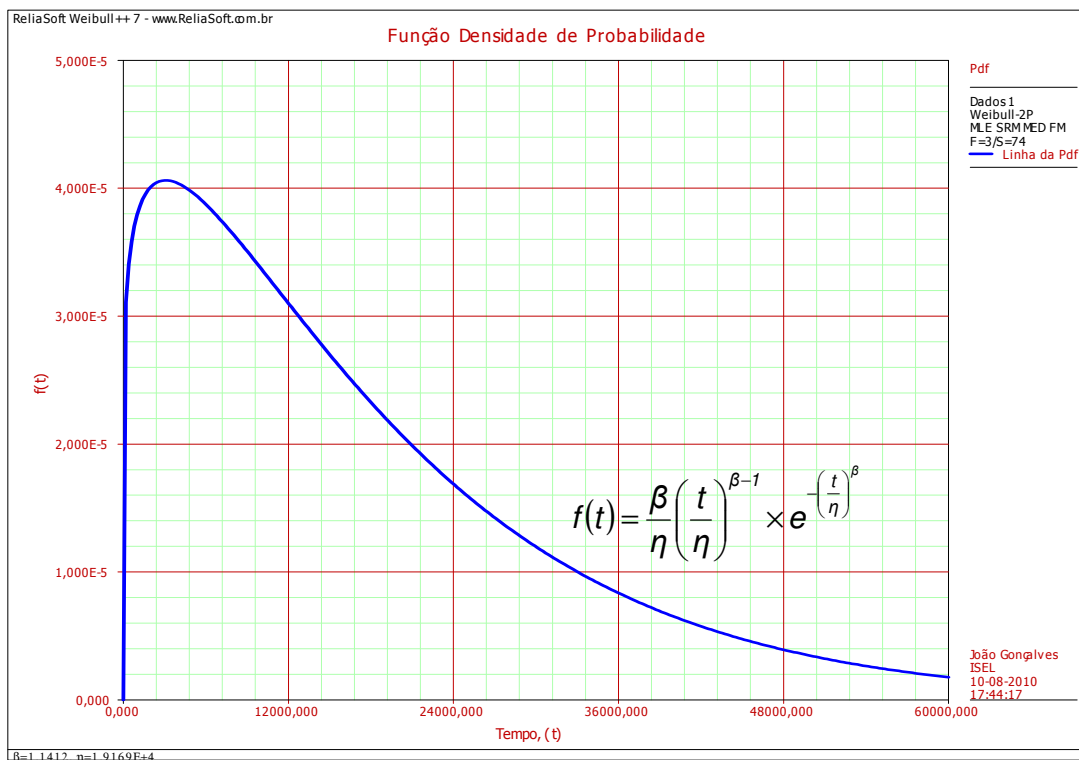


Figura C 10 – Função densidade de probabilidade de falha do Veio Principal

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (6/22)

Veio Principal

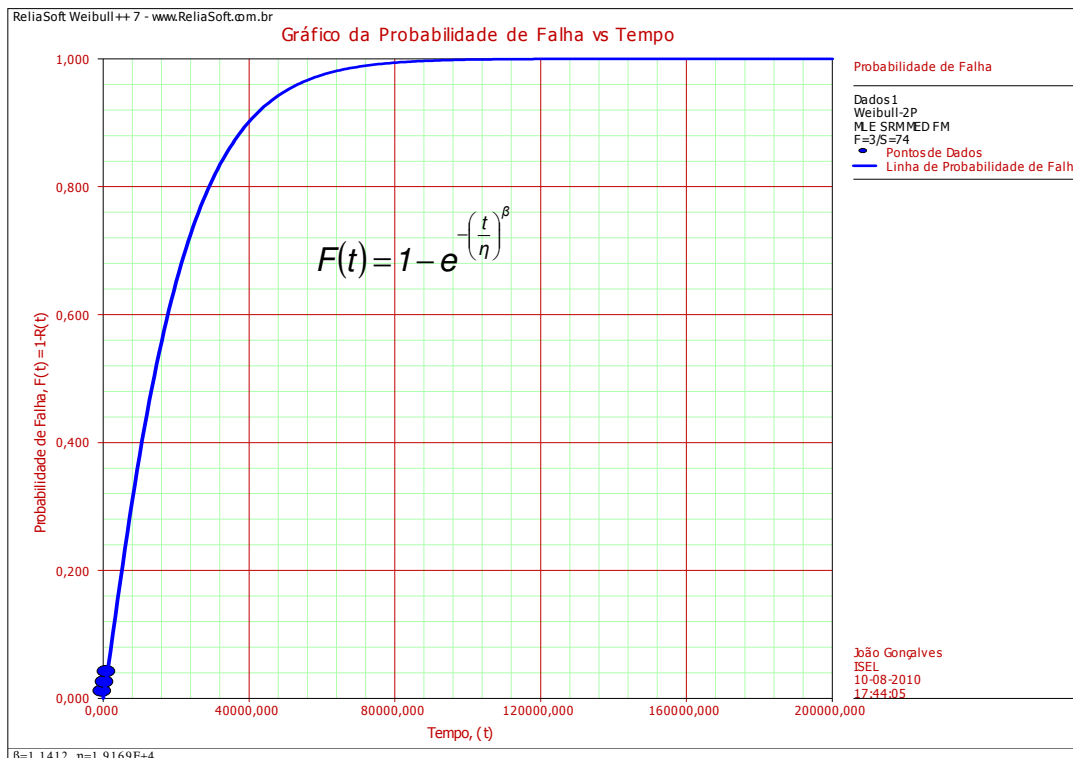


Figura C 11 - Função probabilidade de falha do Veio Principal

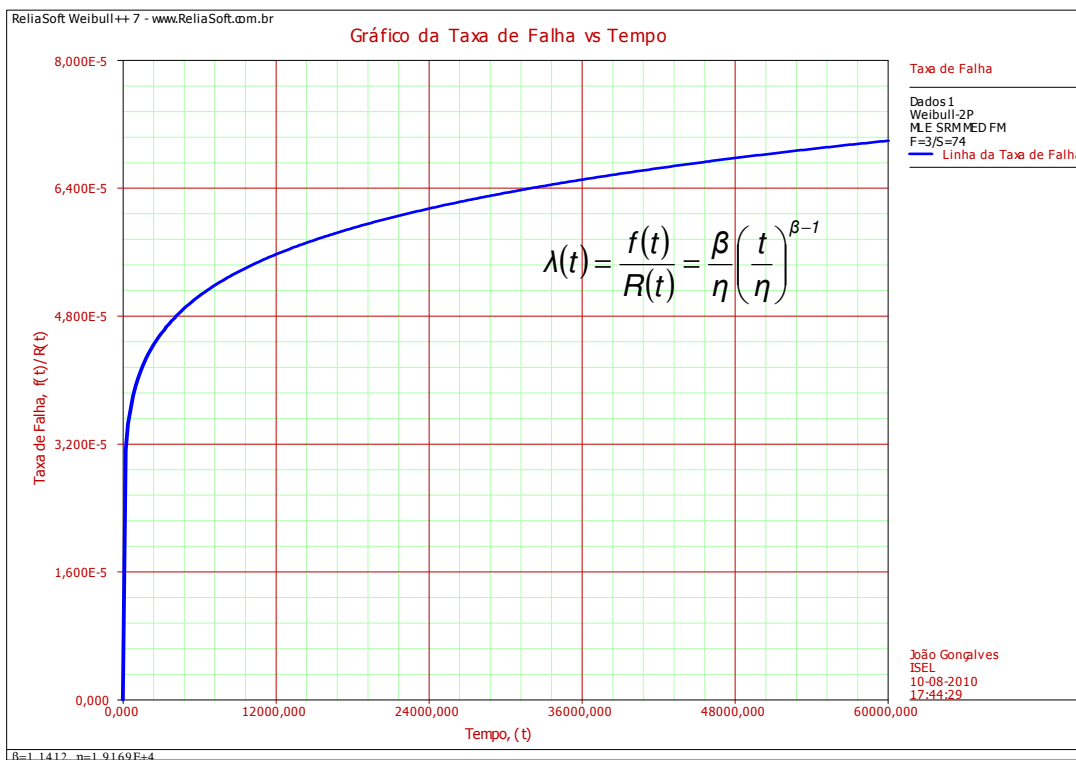


Figura C 12 - Função taxa de avarias instantânea do Veio Principal

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (7/22)

Caixa de Engrenagens

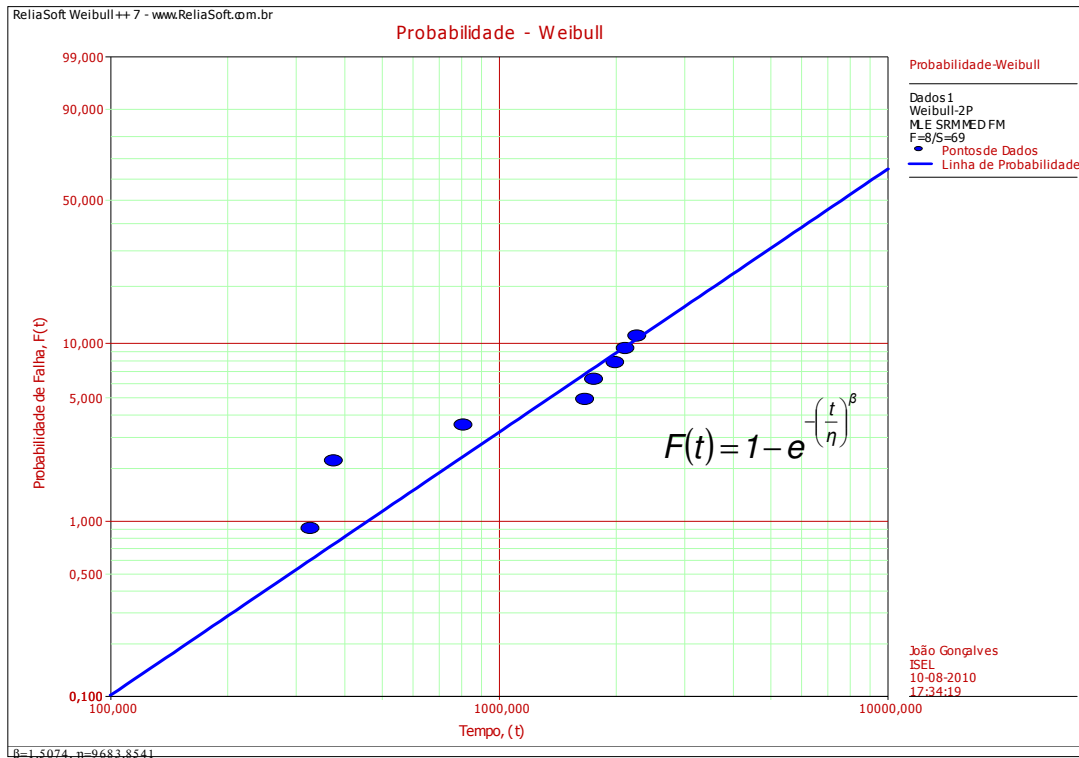


Figura C 13 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull da caixa de engrenagens

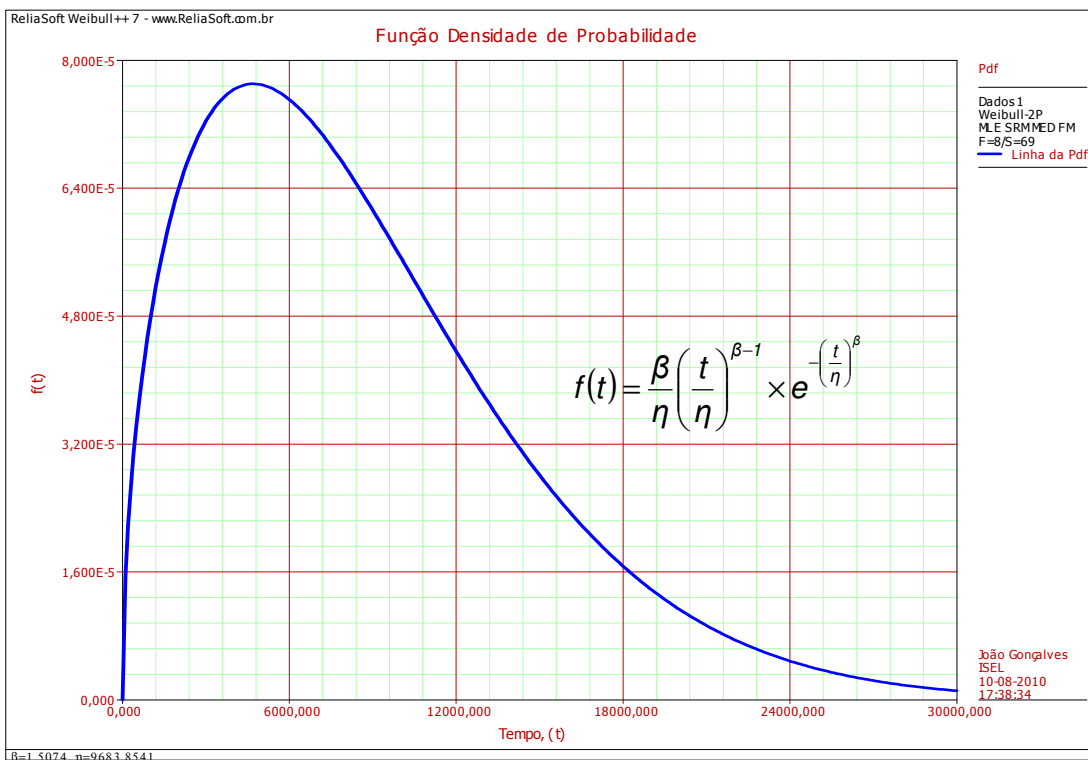


Figura C 14 – Função densidade de probabilidade de falha da transmissão mecânica

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (8/22)

Caixa de Engrenagens

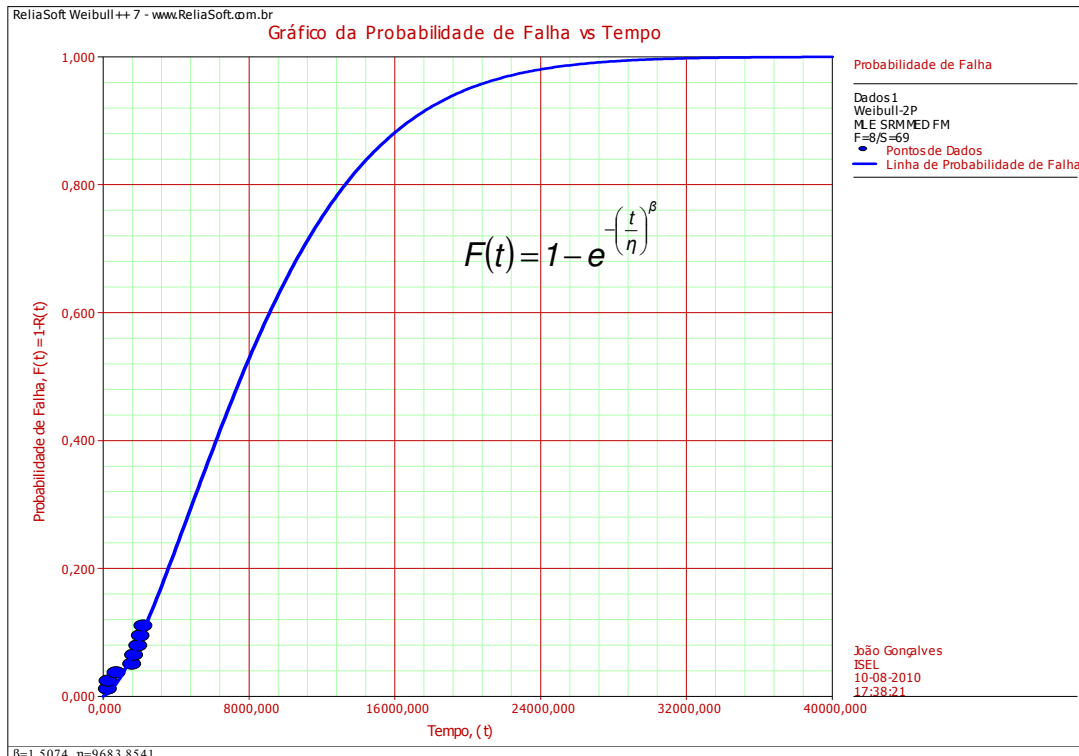


Figura C 15 – Função probabilidade de falha caixa de engrenagens

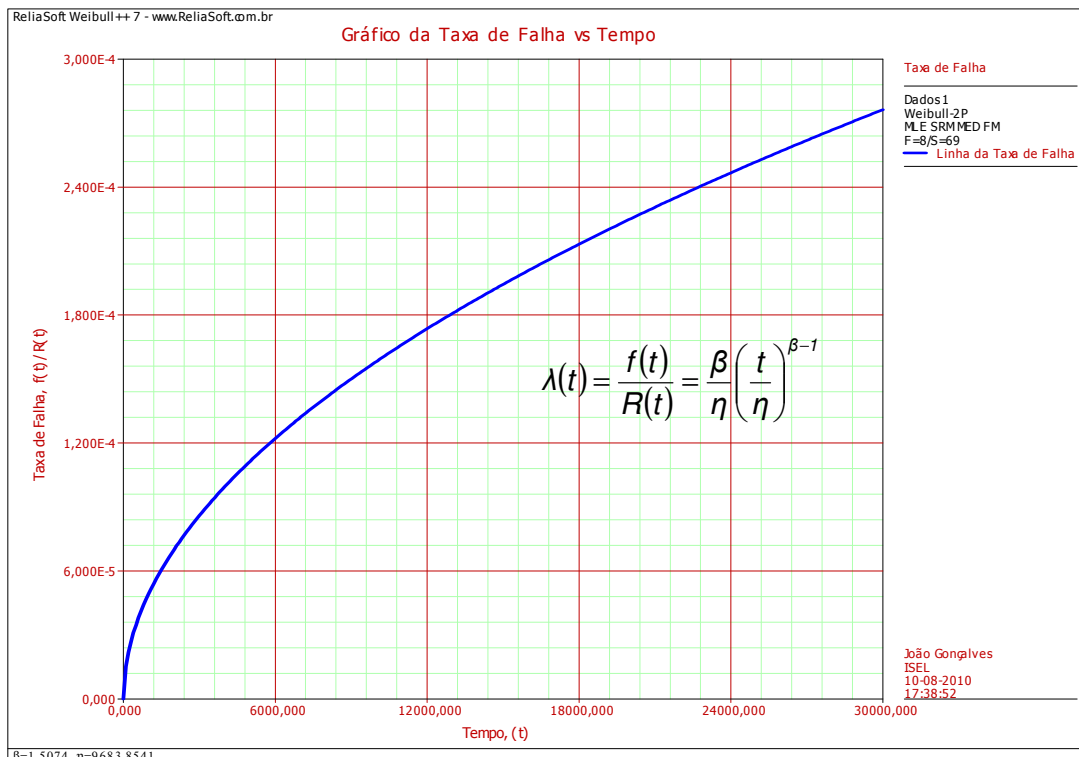


Figura C 16 – Função taxa de avarias instantânea da caixa de engrenagens

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (9/22)

Rolamento do Veio de Alta Velocidade

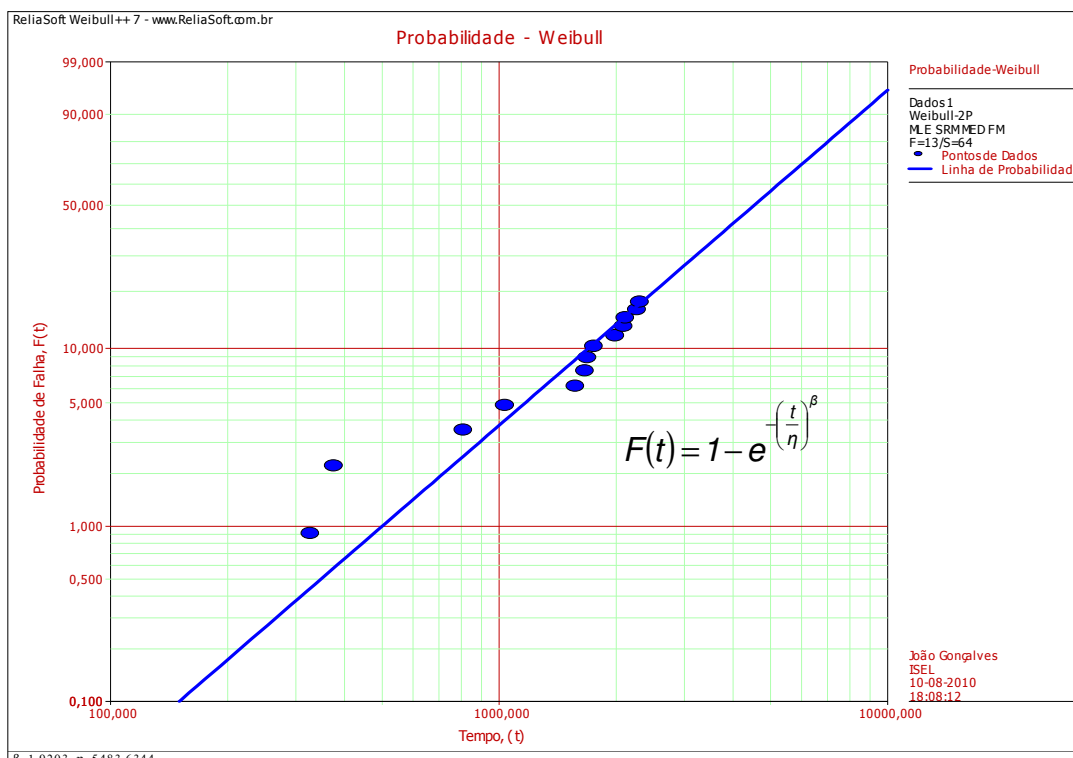


Figura C 17 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull do Rol. do Veio de Alta Velocidade

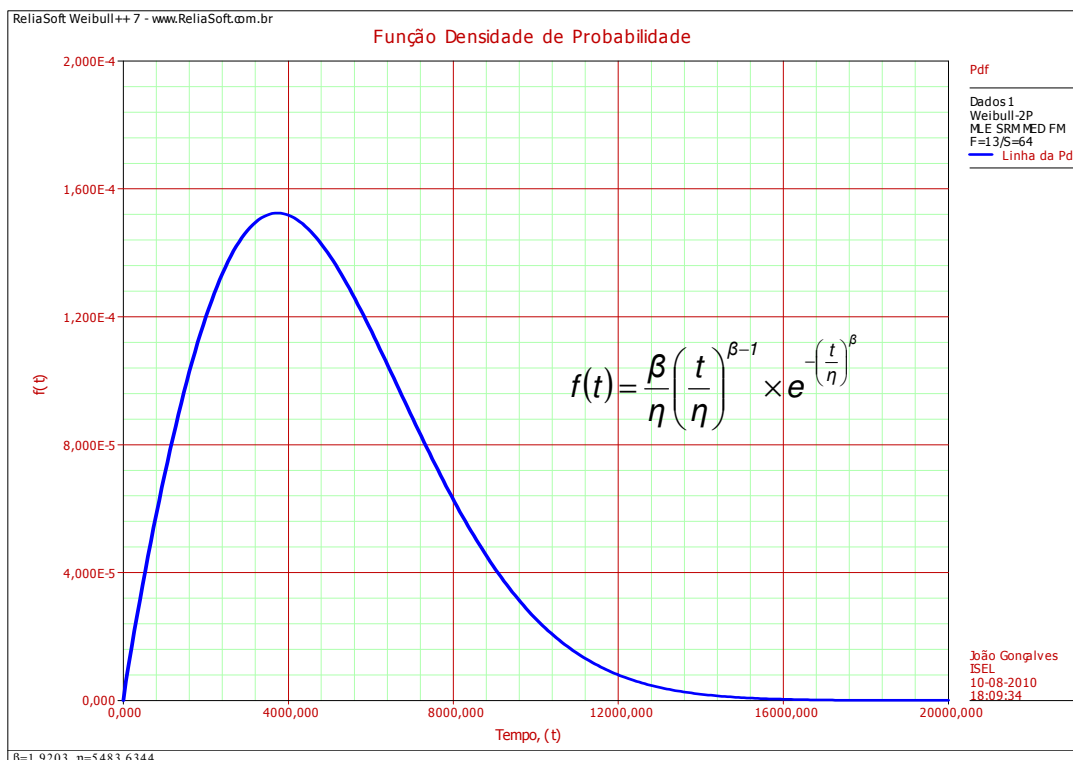


Figura C 18 – Função densidade de probabilidade de falha do Rolamento do Veio de Alta Velocidade

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (10/22)

Rolamento do Veio de Alta Velocidade

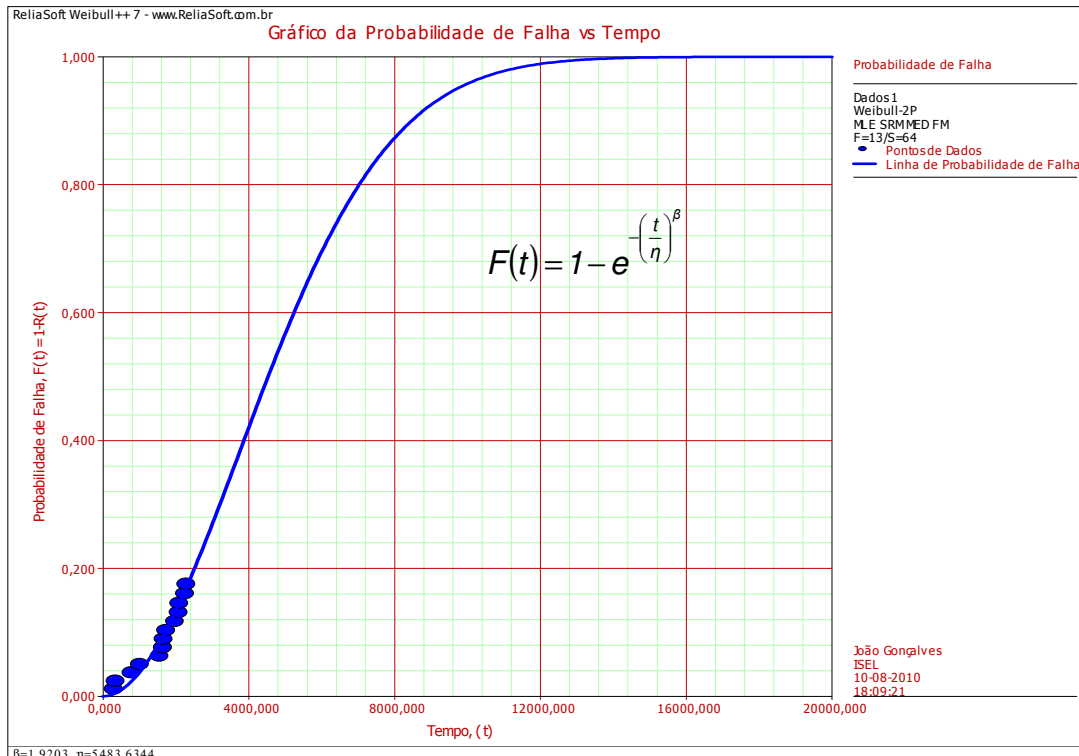


Figura C 19 – Função probabilidade de falha do Rolamento do Veio de Alta Velocidade

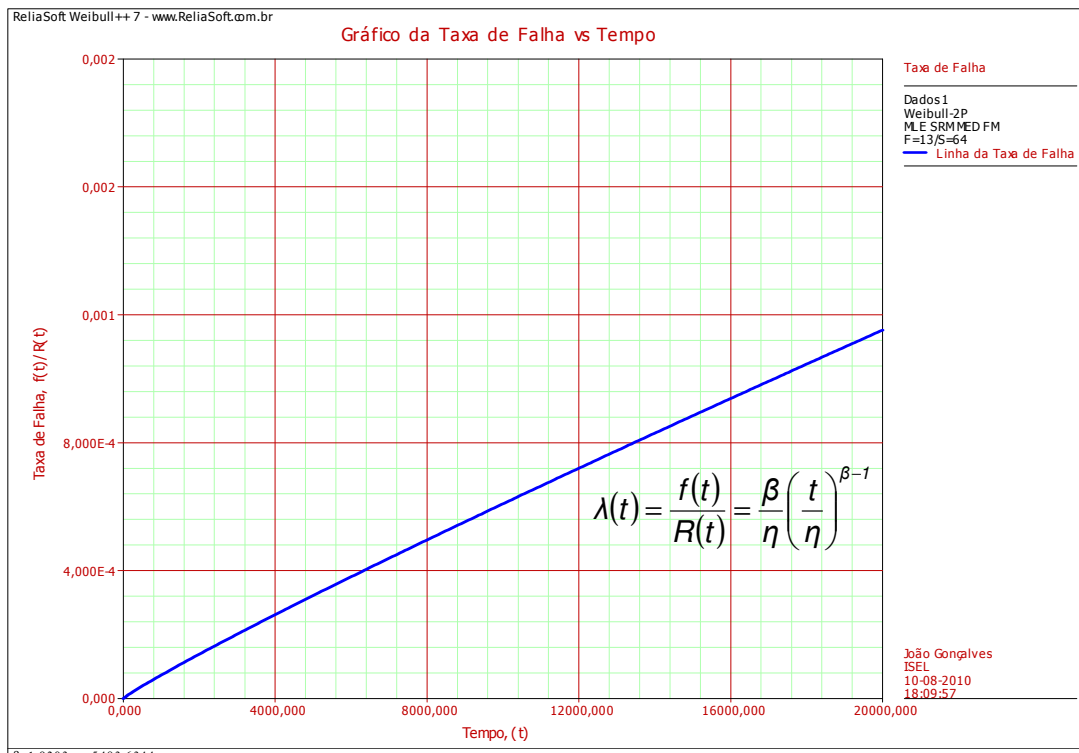


Figura C 20 – Função taxa de avarias instantânea do Rolamento do Veio de Alta Velocidade

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (11/22)

Rolamento do Veio Intermédio

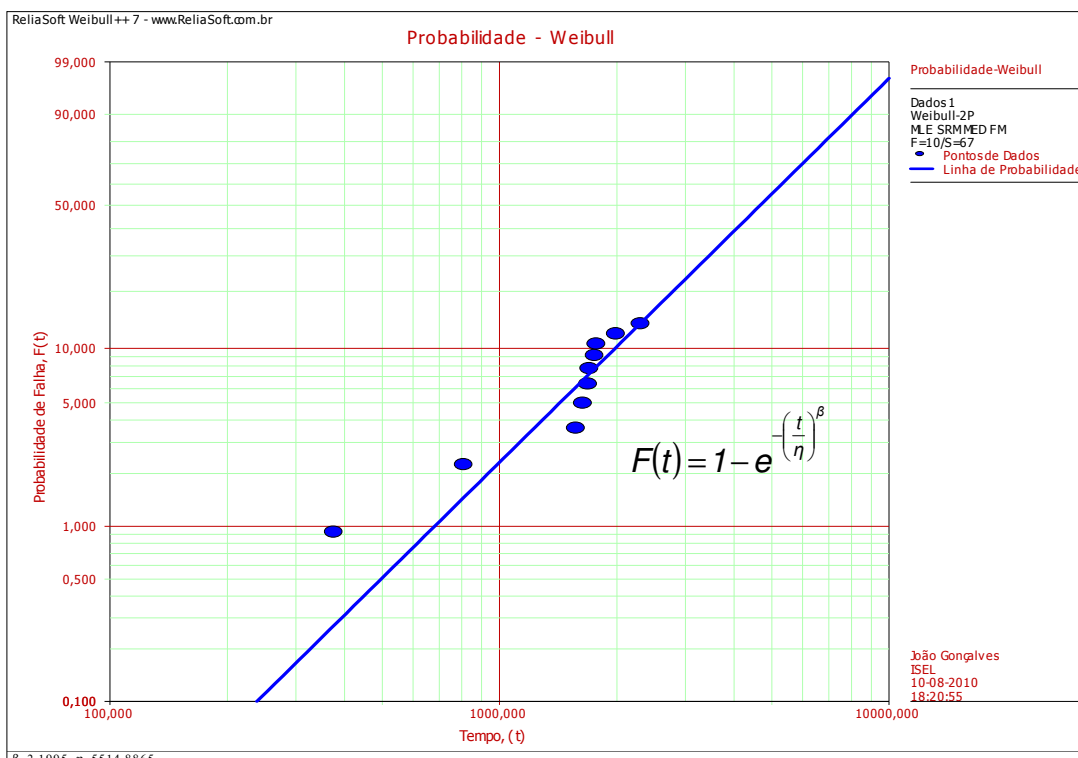


Figura C 21 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull do Rolamento do Veio Intermédio

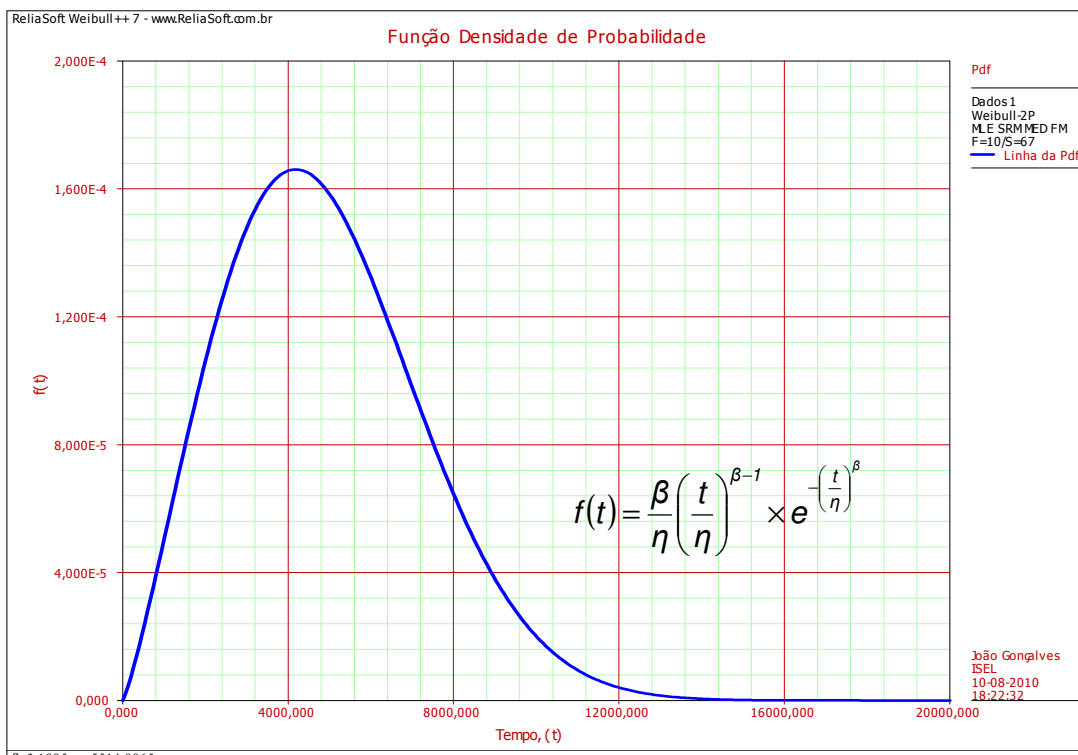


Figura C 22 – Função densidade de probabilidade de falha do Rolamento do Veio Intermédio

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (12/22)

Rolamento do Veio Intermédio

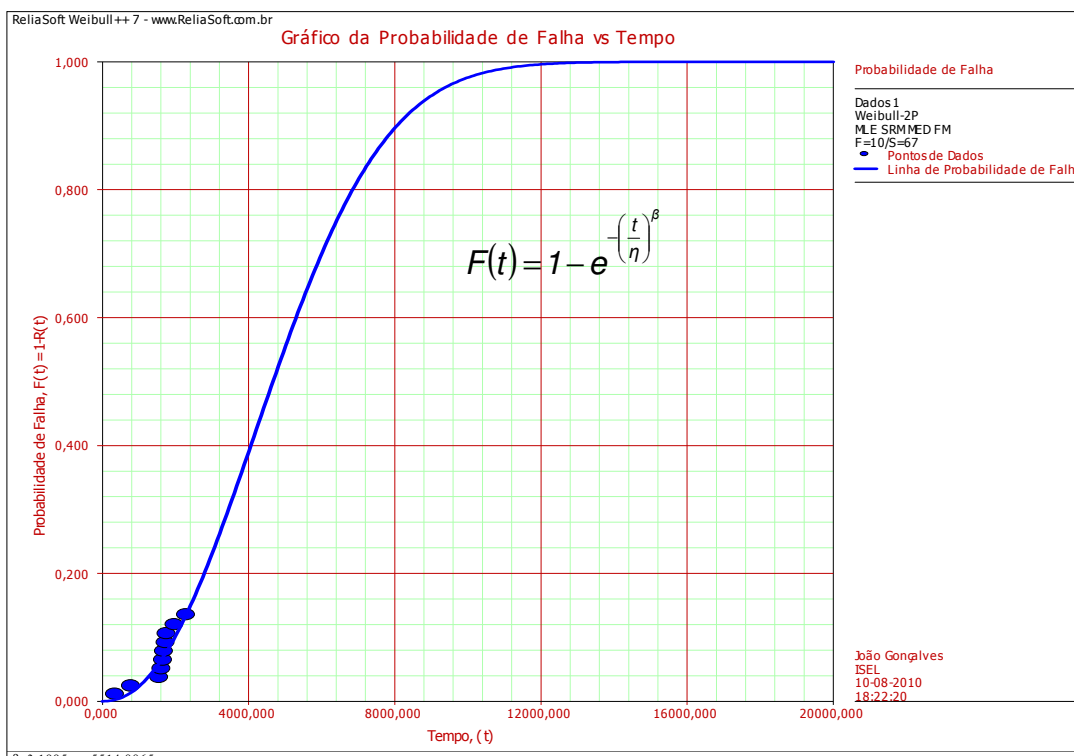


Figura C 23 – Função probabilidade de falha do Rolamento do Rolamento do Veio Intermédio

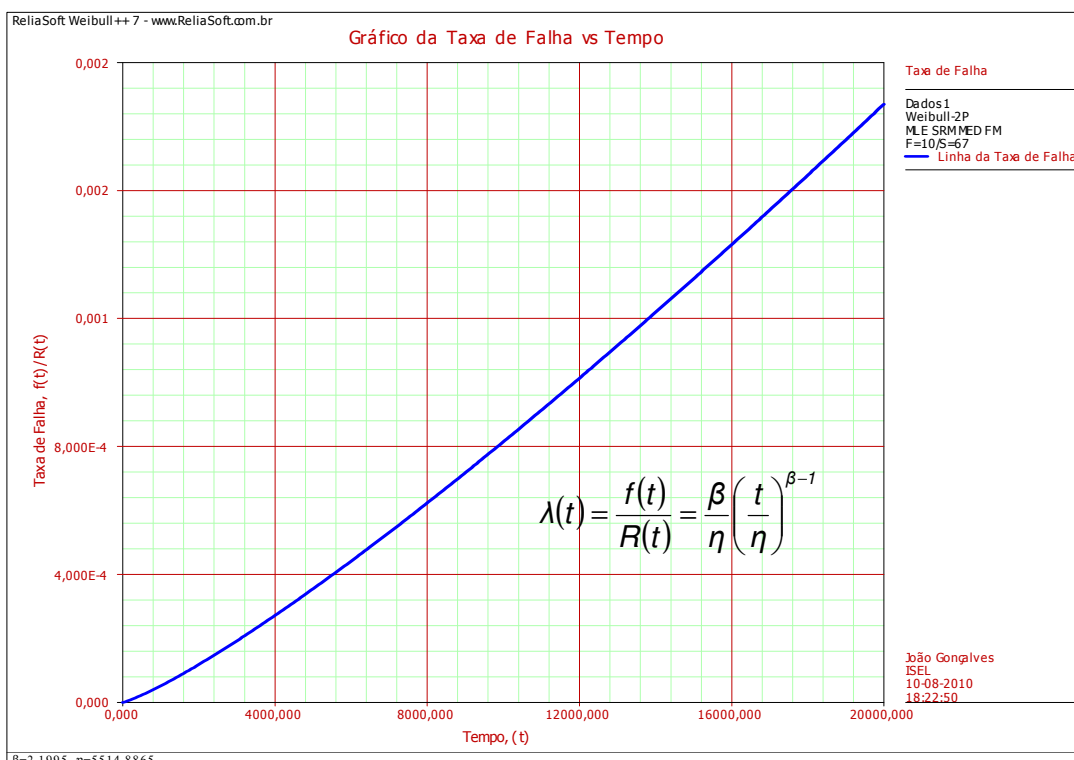


Figura C 24 – Função taxa de avarias instantânea do Rolamento do Veio Intermédio

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (13/22)

Rodas Dentadas

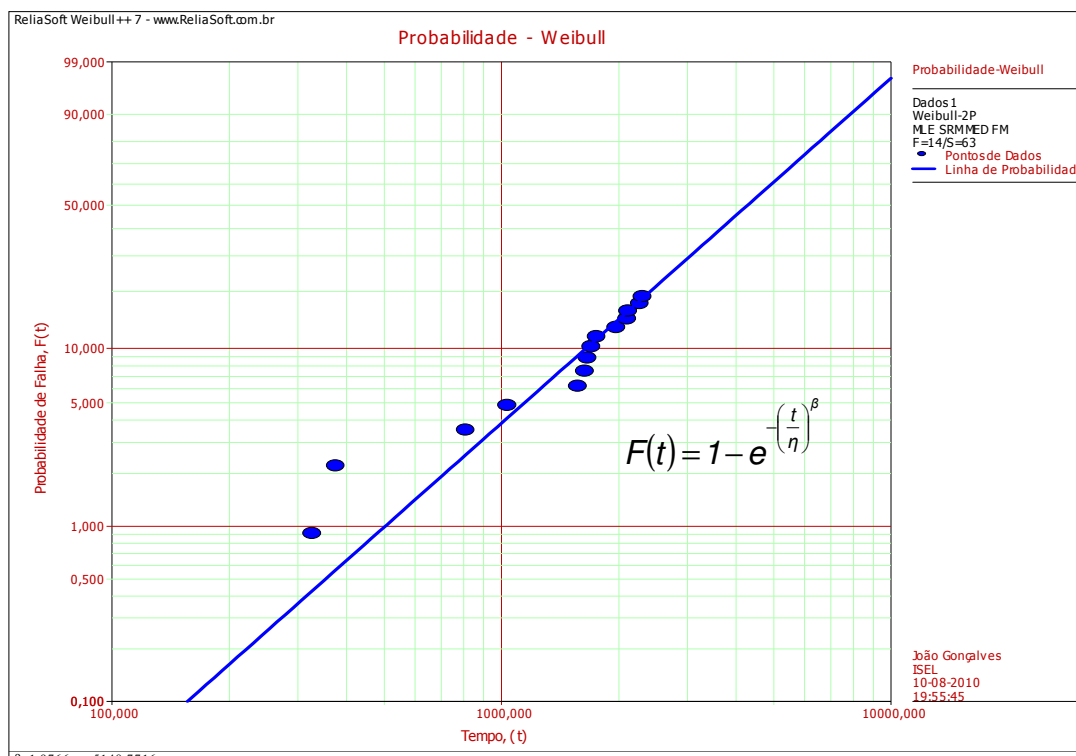


Figura C 25 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull do Rolamento das Rodas Dentadas

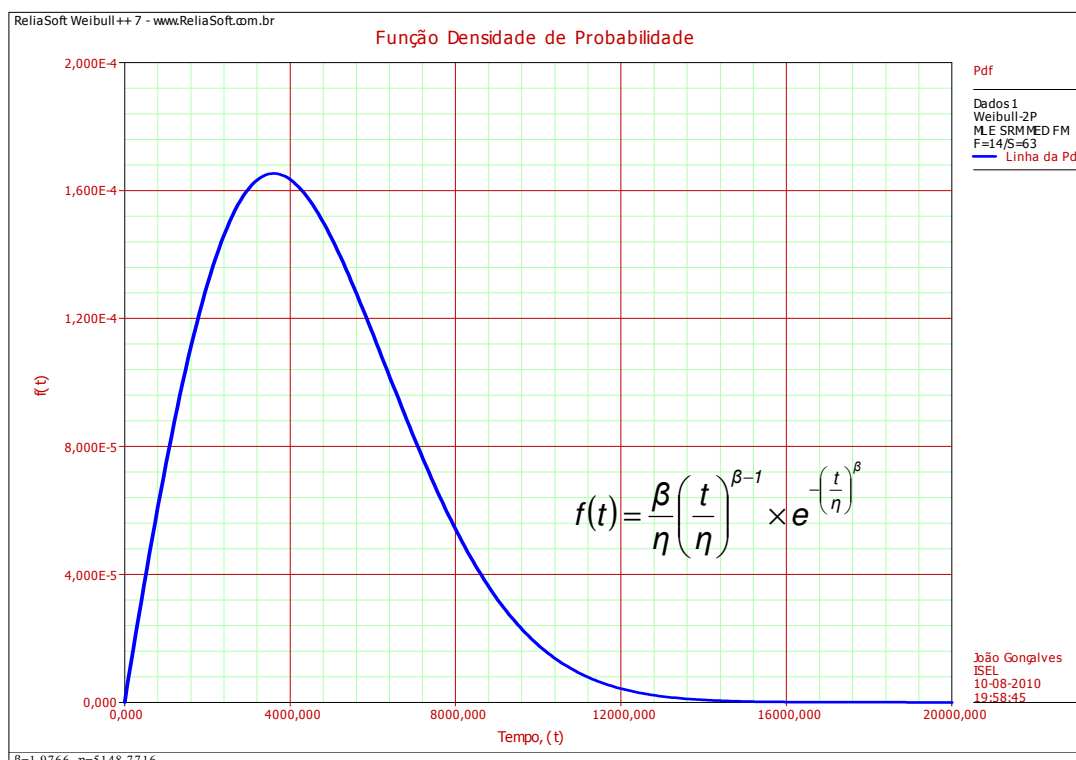


Figura C 26 – Função densidade de probabilidade de falha das Rodas Dentadas

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (14/22)

Rodas Dentadas

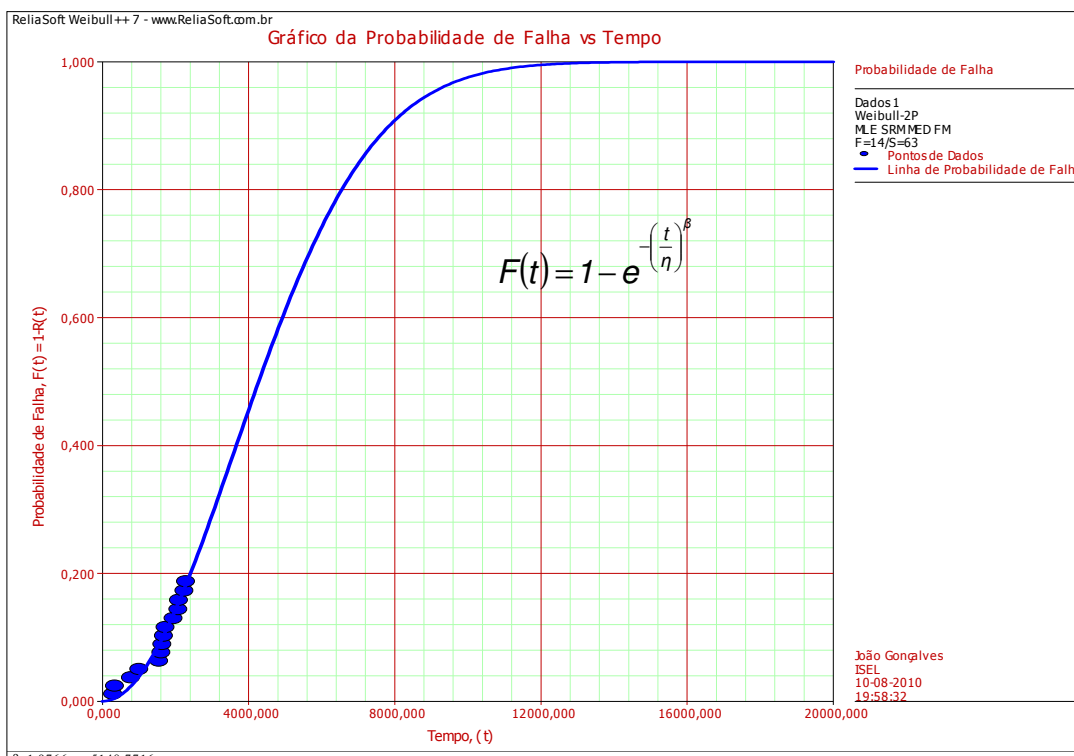


Figura C 27 – Função probabilidade de falha das Rodas Dentadas

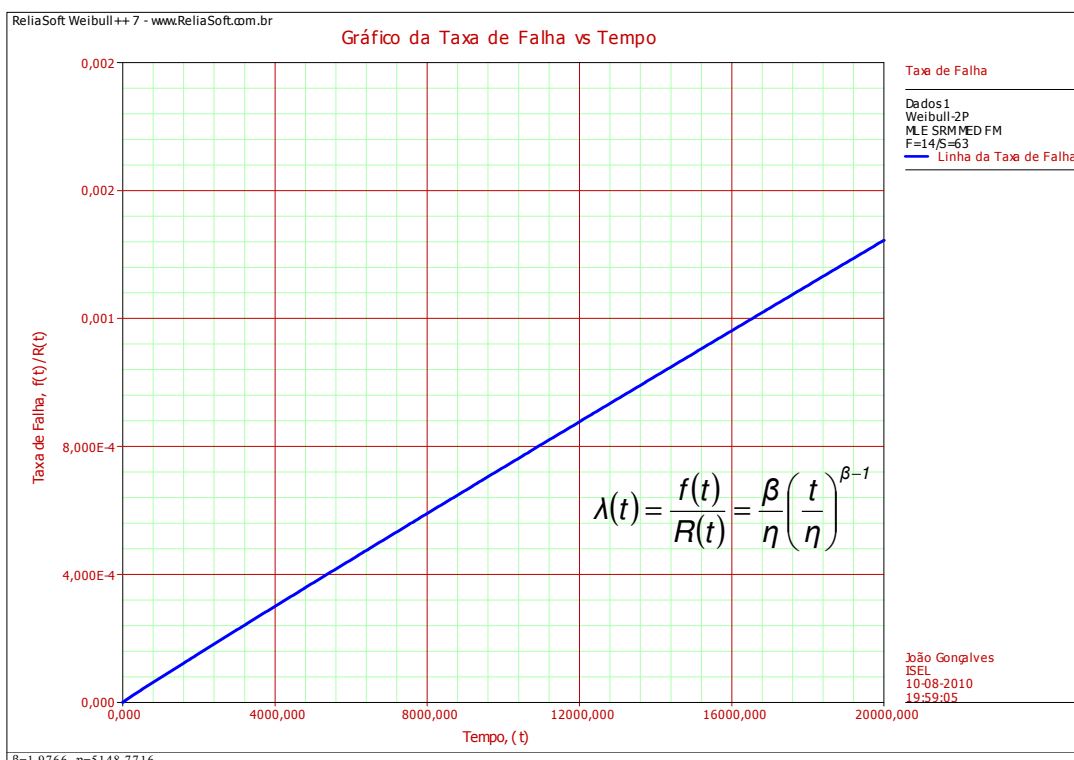


Figura C 28 – Função taxa de avarias instantânea das Rodas Dentadas

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (15/22)

Ligações Chaveta/Escatel

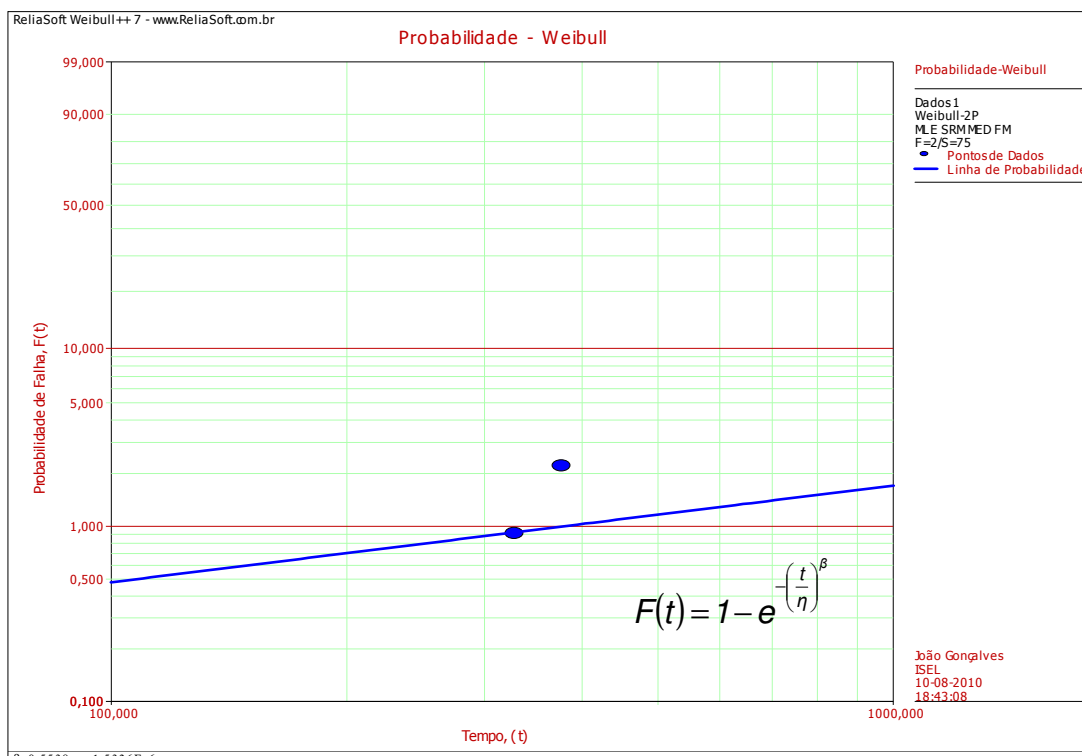


Figura C 29 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull das Ligações Chaveta/Escatel

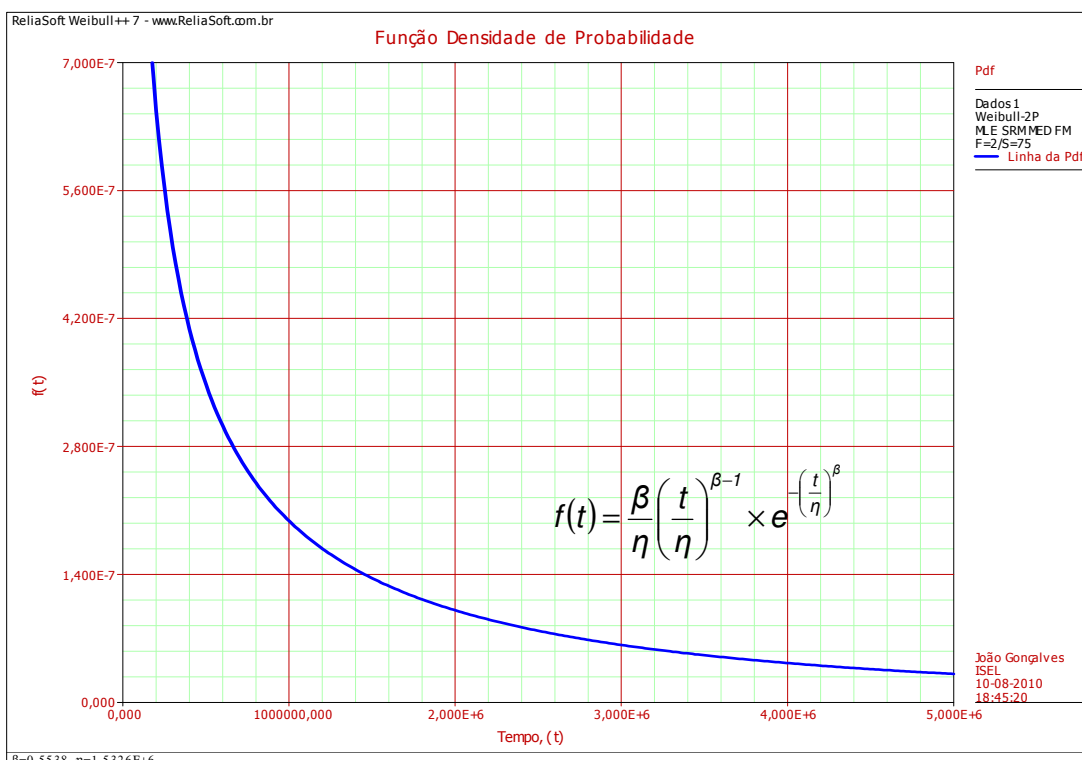


Figura C 30 – Função densidade de probabilidade das Ligações Chaveta/Escatel

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (16/22)

Ligações Chaveta/Escatel

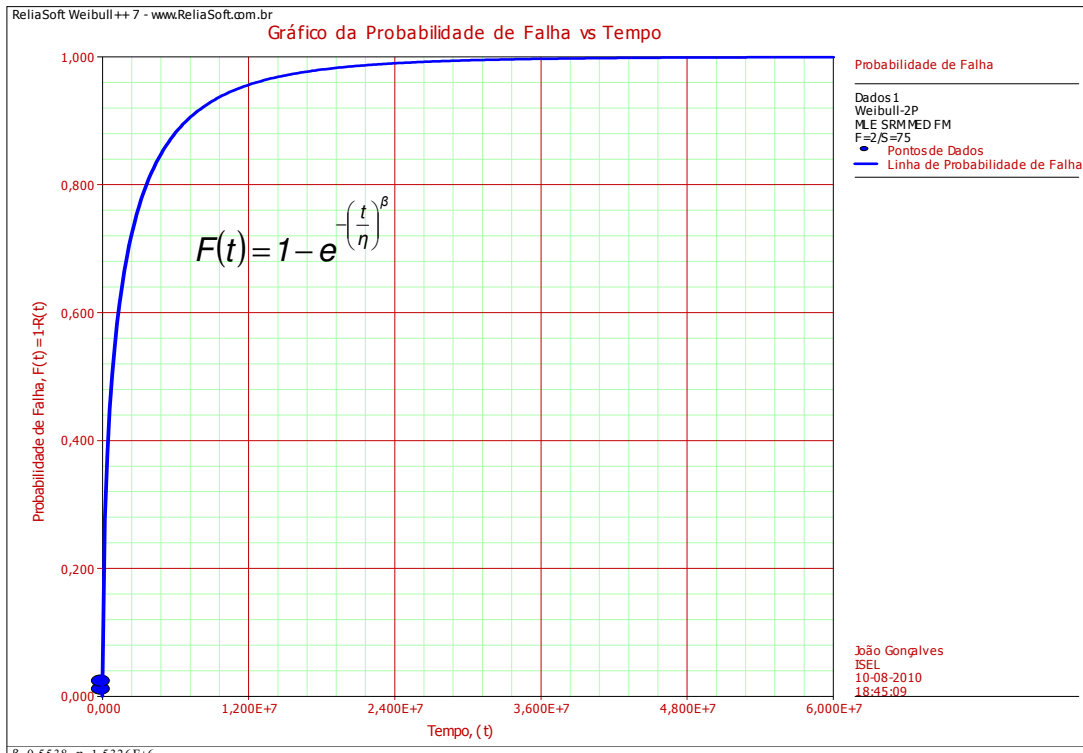


Figura C 31 – Função probabilidade de falha do Rolamento das Ligações Chaveta/Escatel

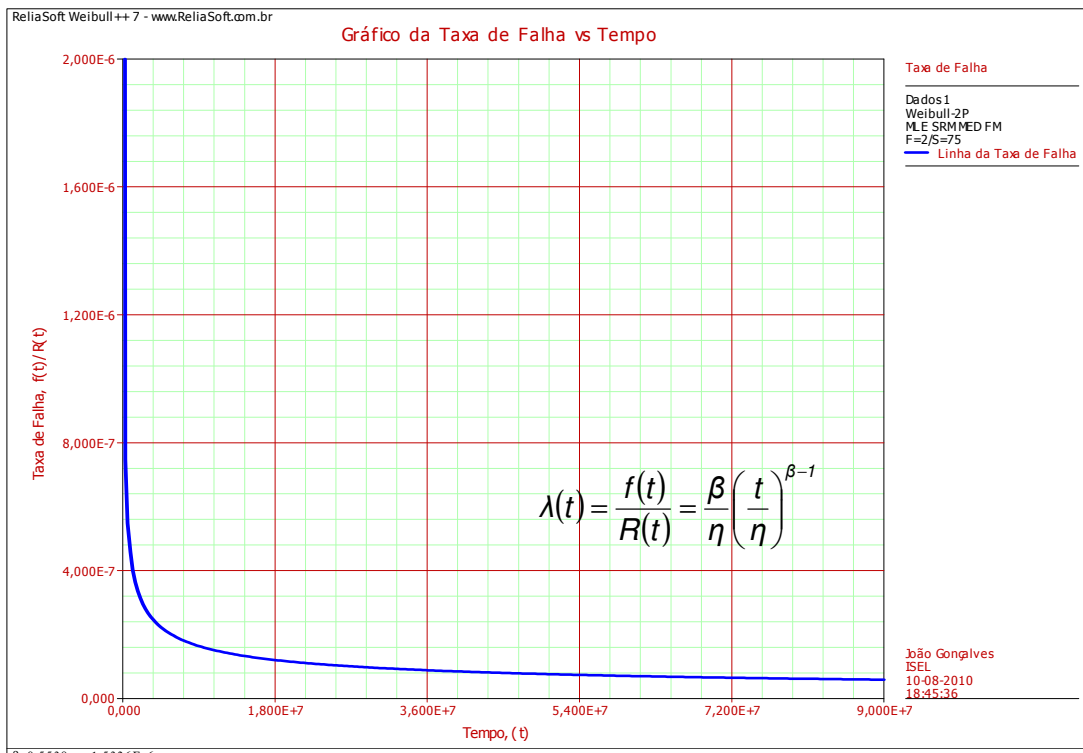


Figura C 32 – Função taxa de avarias instantânea do Rolamento das Ligações Chaveta/Escatel

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (17/22)

Gerador

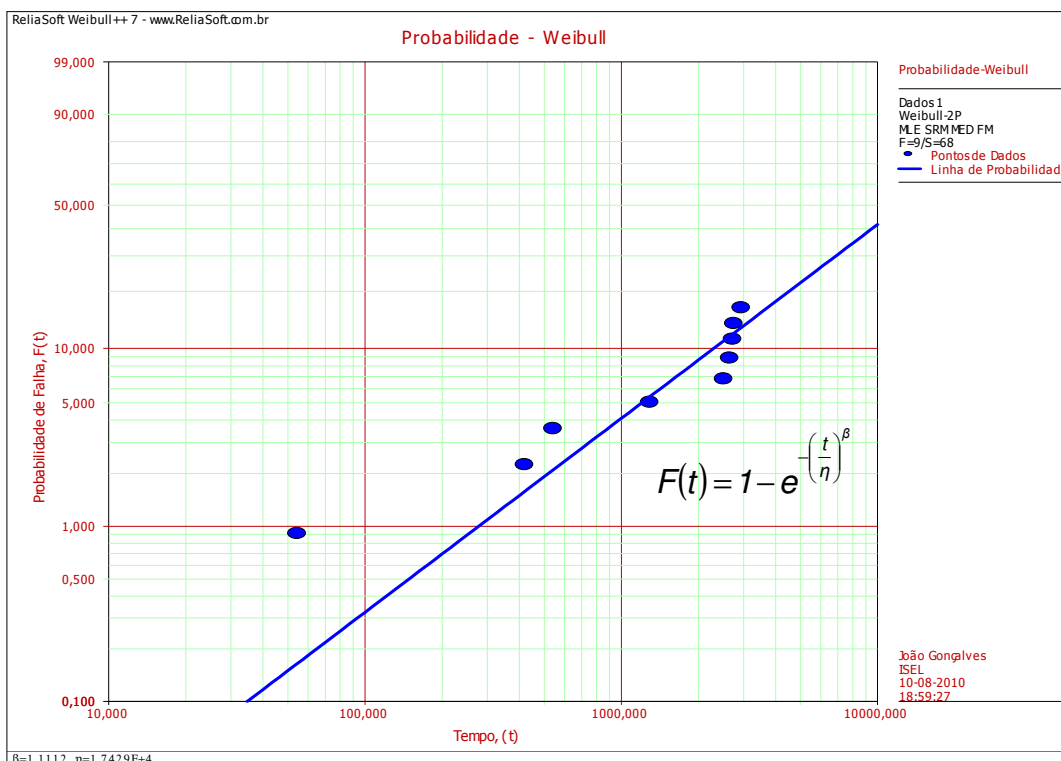


Figura C 33 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull do gerador

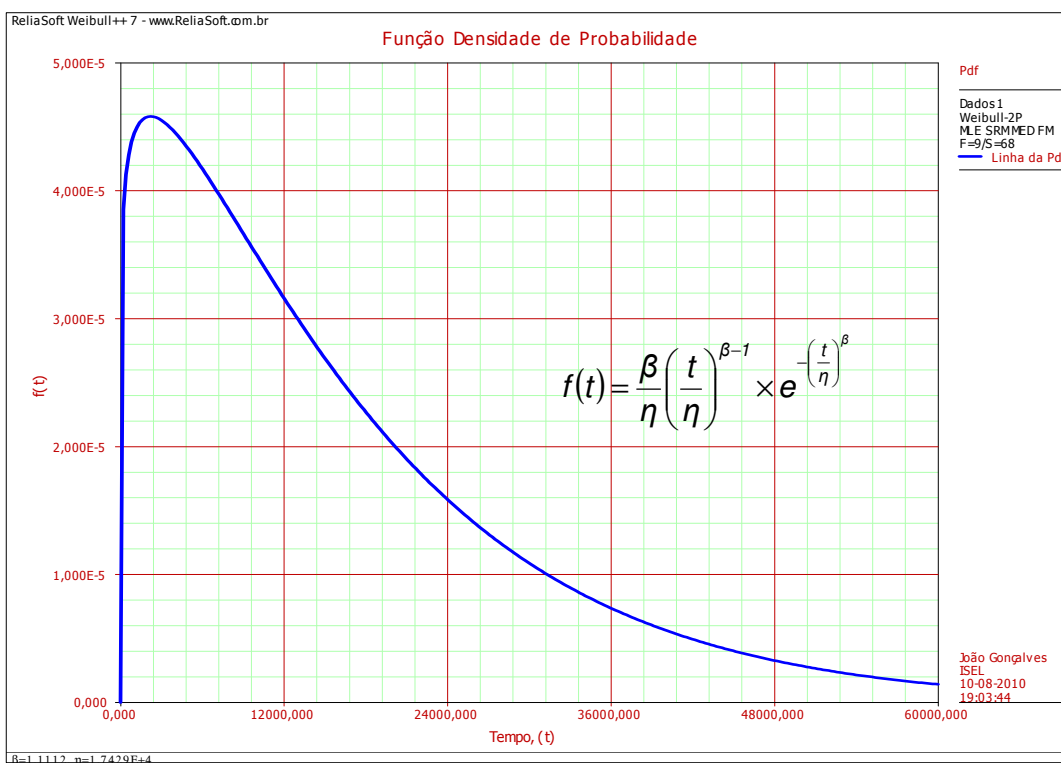


Figura C 34 – Função densidade de probabilidade de falha do gerador

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (18/22)

Gerador

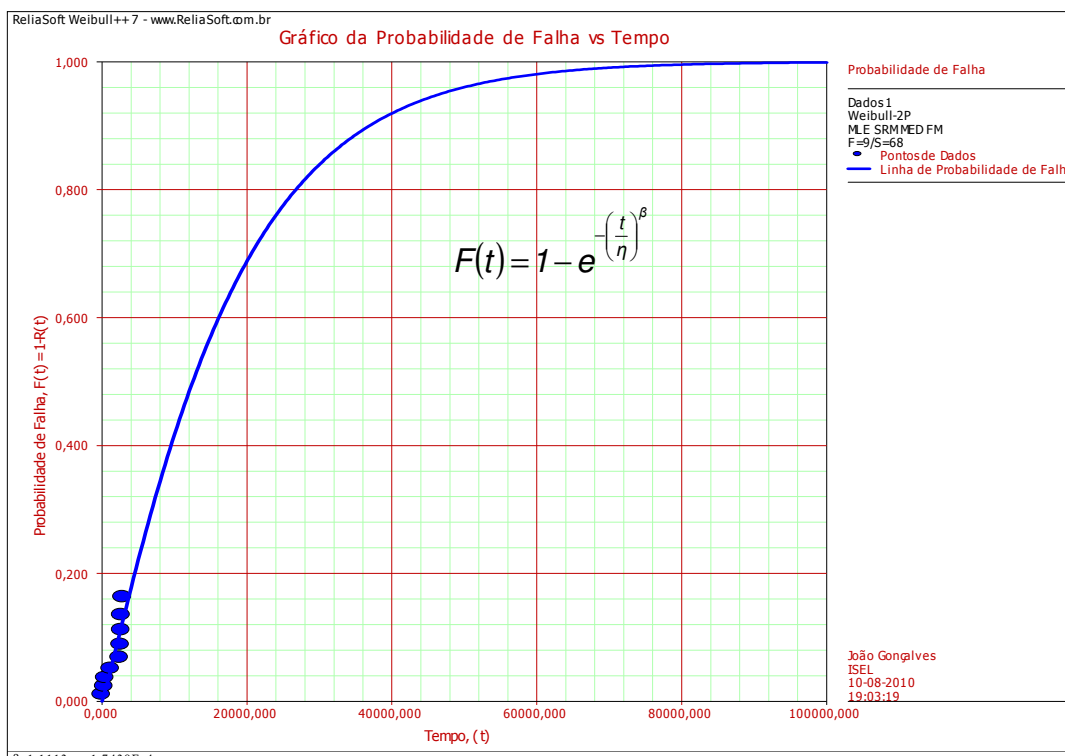


Figura C 35 – Função probabilidade de falha caixa de engrenagens

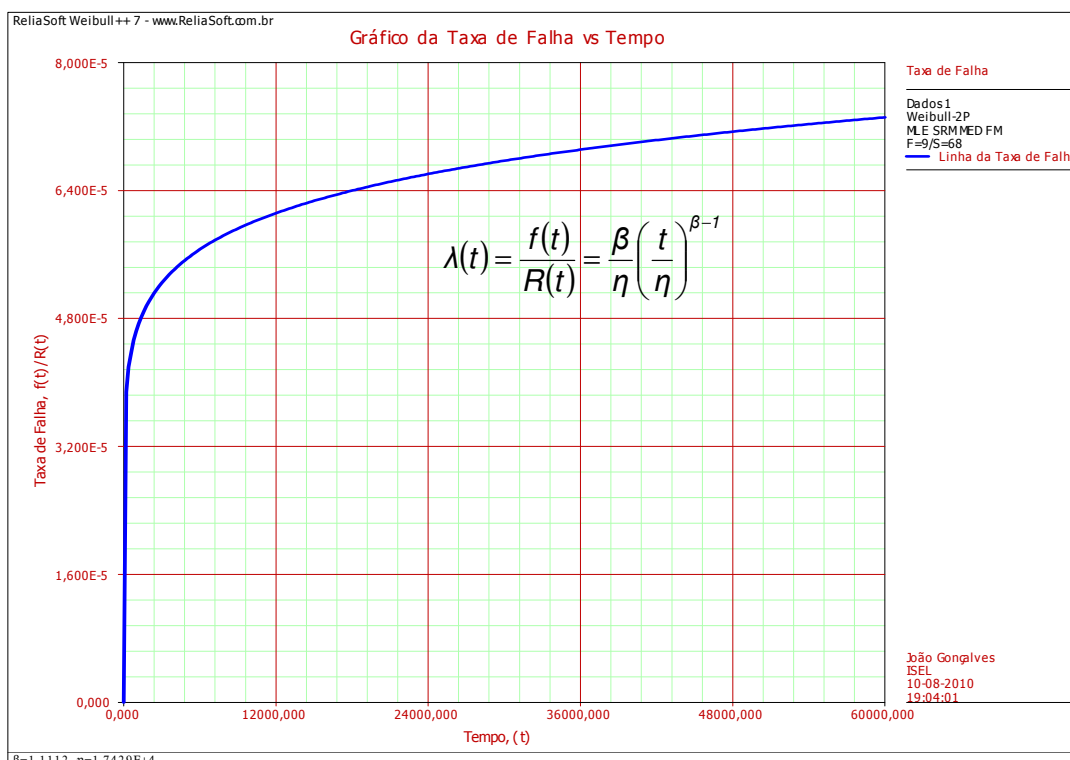


Figura C 36 – Função taxa de falhas instantânea do gerador

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (19/22)

Enrolamentos

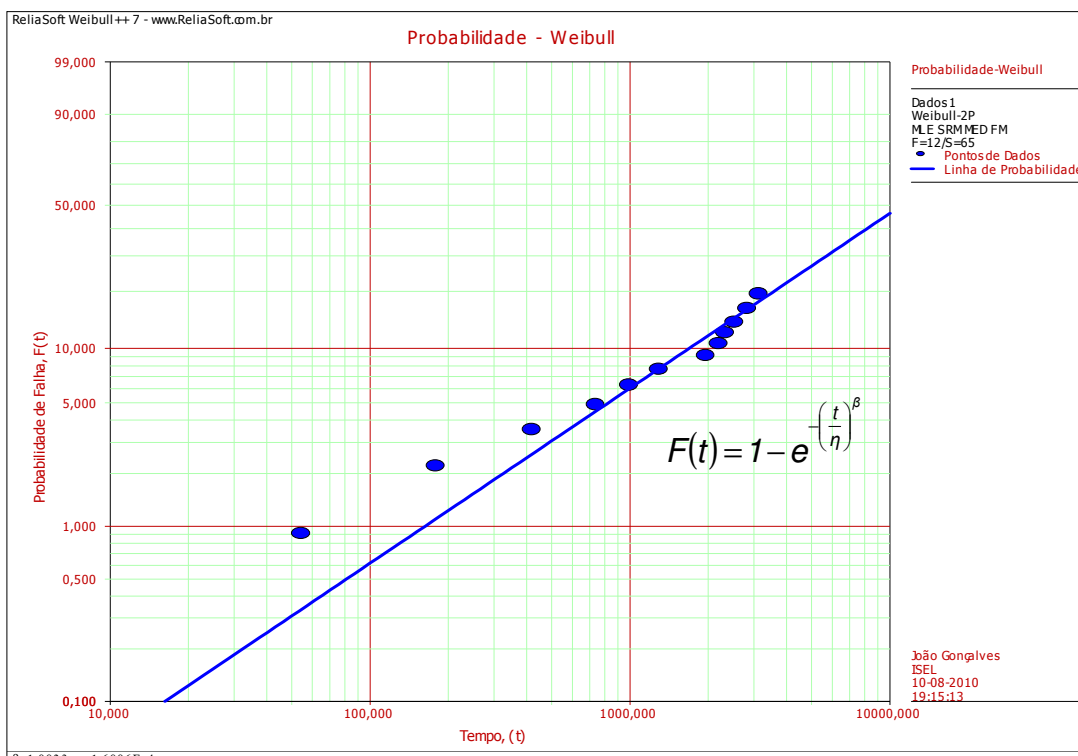


Figura C 37 – Probabilidade de falha da distribuição Weibull dos Enrolamentos

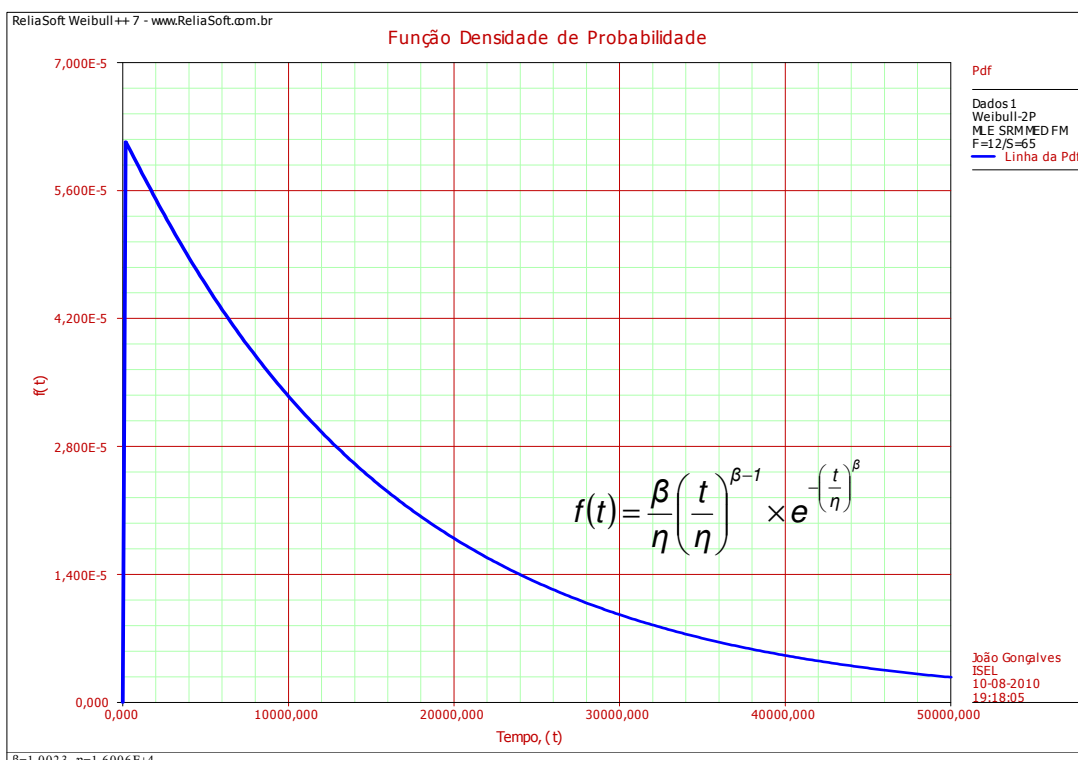


Figura C 38 – Função densidade de probabilidade de falha dos Enrolamentos

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (20/22)

Enrolamentos

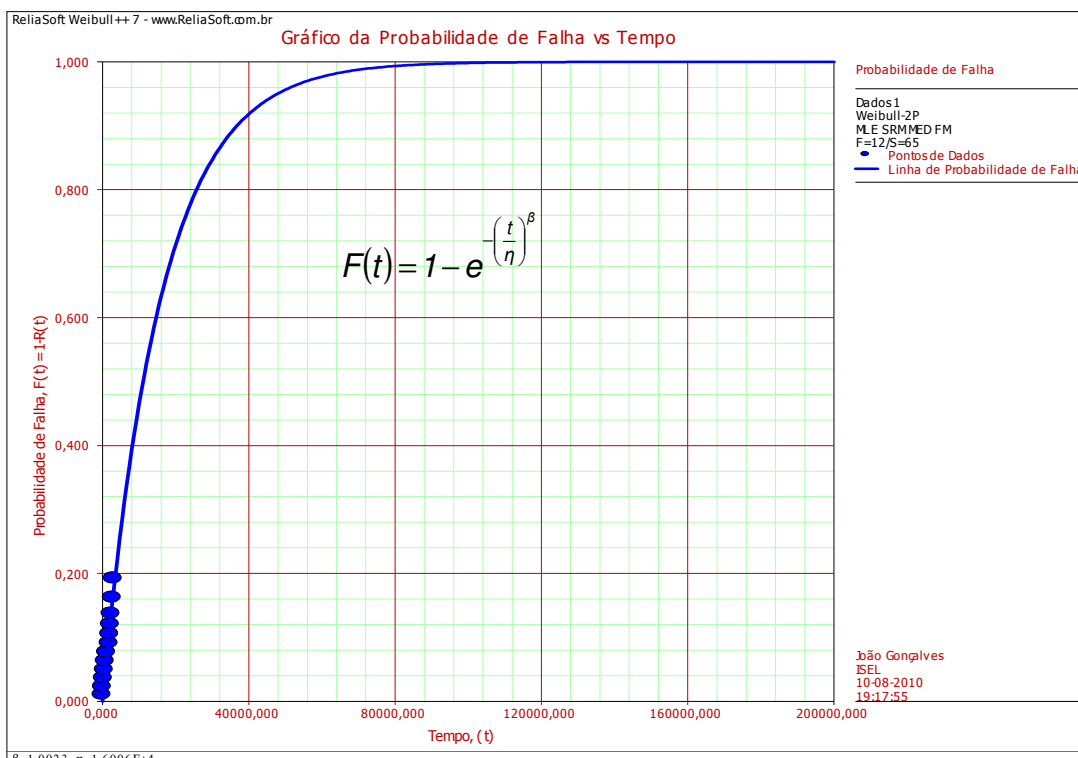


Figura C 39 - Função probabilidade de falha caixa dos Enrolamentos

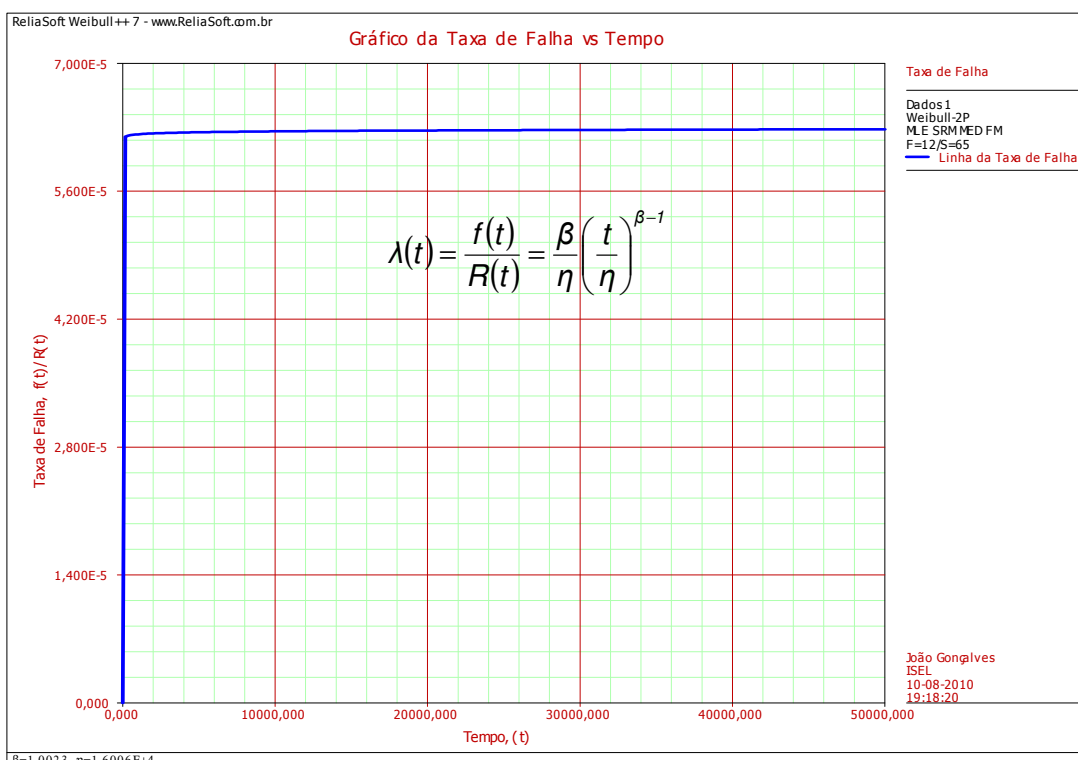


Figura C 40 – Função taxa de falhas instantânea dos Enrolamentos

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (21/22)

Rolamentos

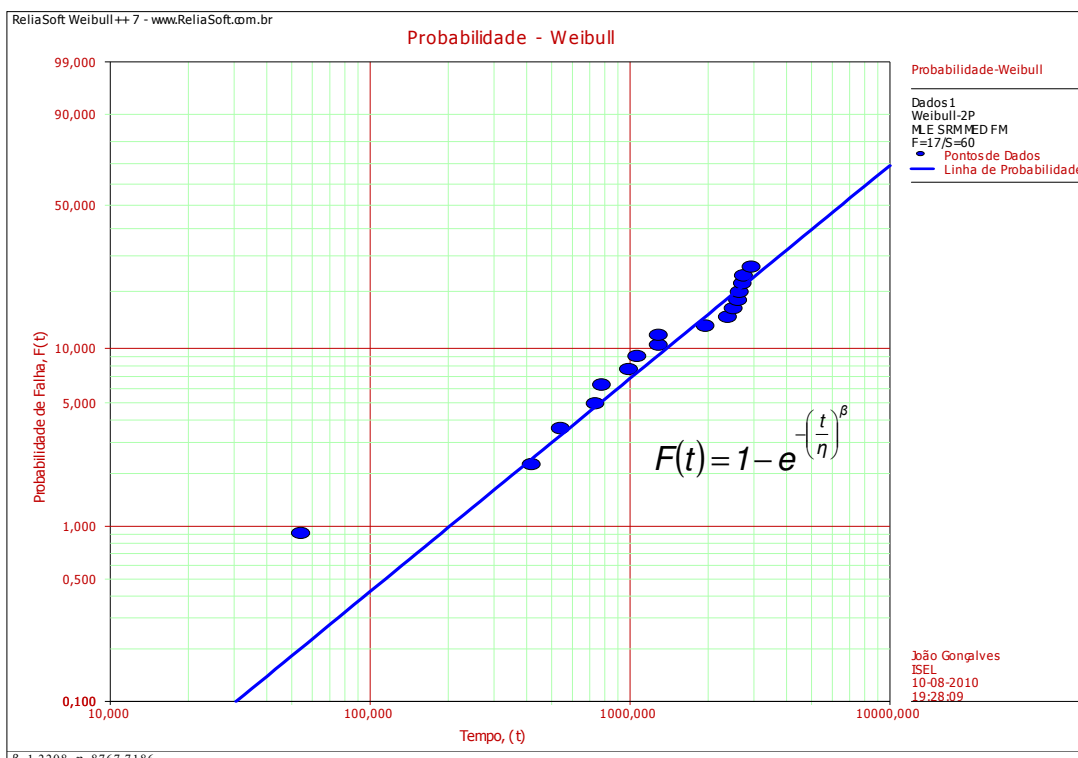


Figura C 41 - Probabilidade de falha da distribuição Weibull dos Rolamentos

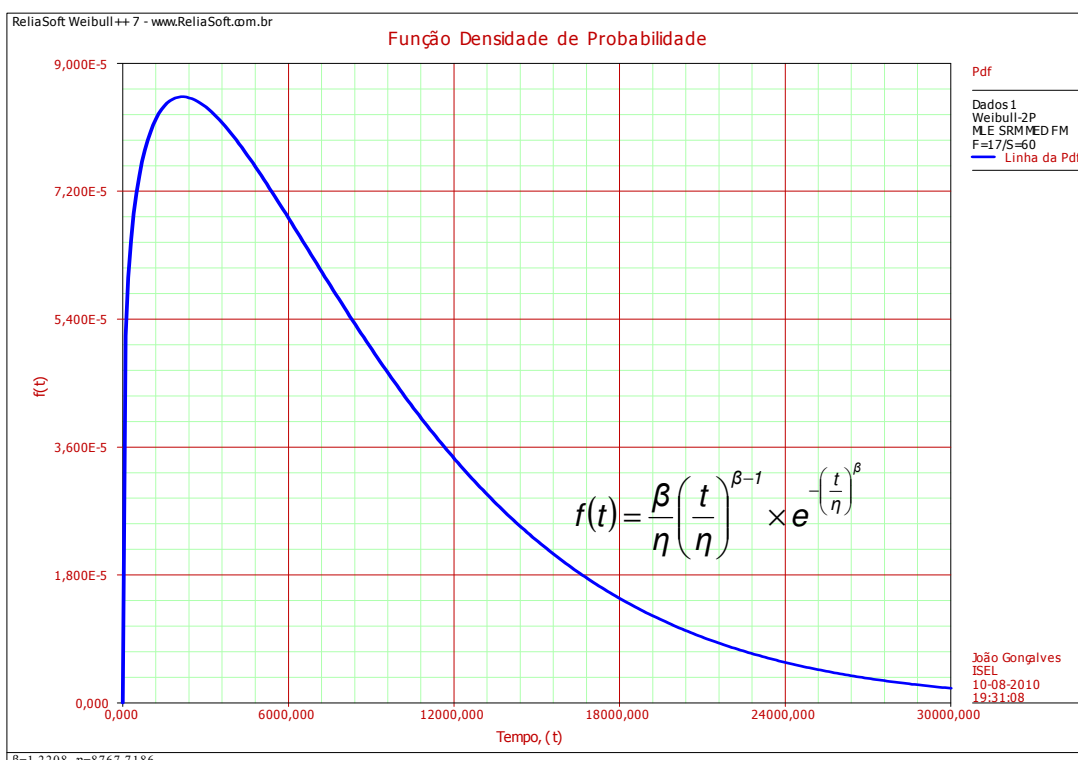


Figura C 42 – Função densidade de probabilidade de falha dos Enrolamentos

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Curvas das funções traçadas pelo Weibull ++7 (22/22)

Rolamentos

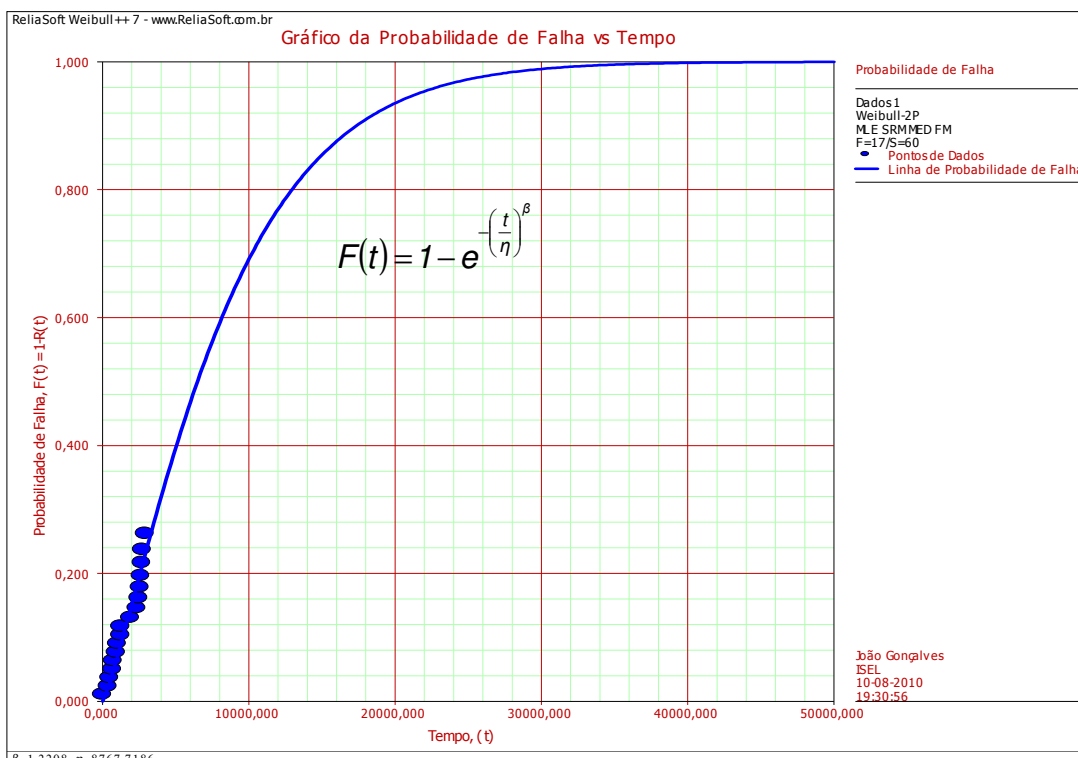


Figura C 43 – Função probabilidade de falha caixa dos Rolamentos

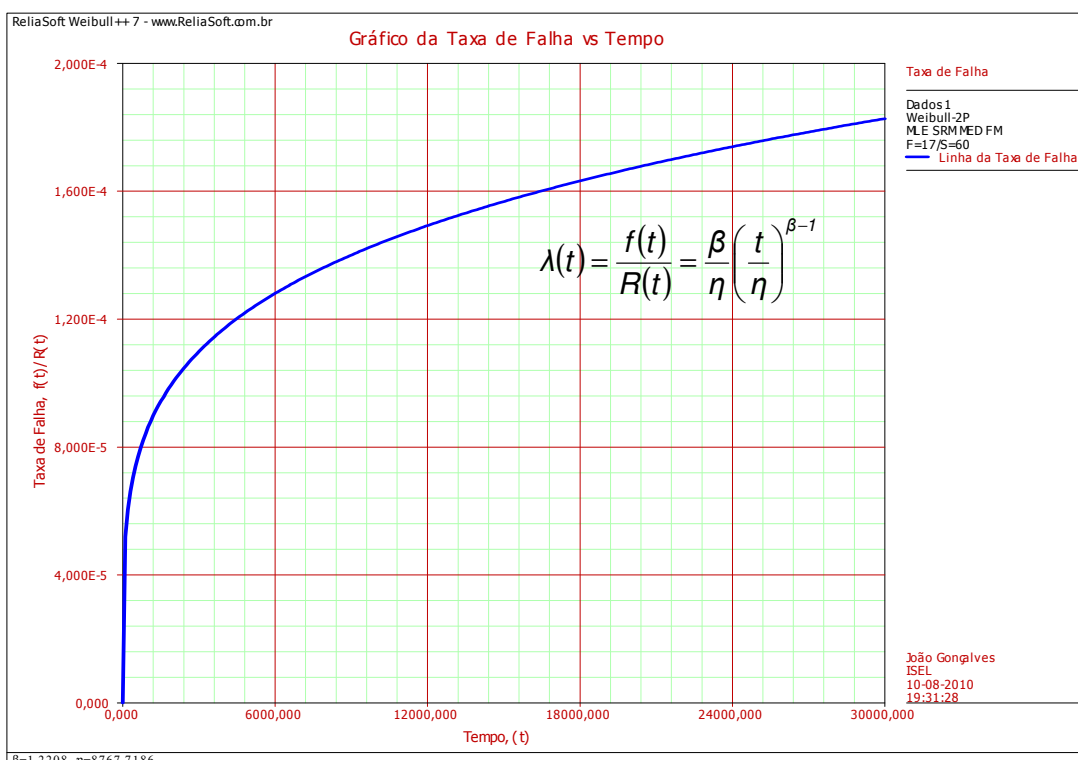
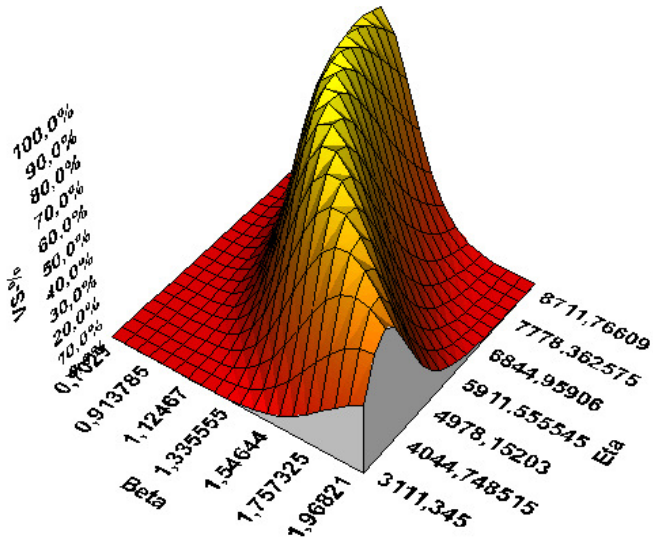


Figura C 44 – Função taxa de falhas instantânea dos Rolamentos

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Resumo dos dados do Weibull ++7 (1/3)

Tabela C 15 – Sumário de dados e superfície de verossimilhança do Sistema de Transmissão

Resumo dos dados do Weibull ++7 - Sistema de Transmissão																				
Usuário:	João Gonçalves																			
Empresa:	ISEL																			
Distribuição:	Weibull-2P																			
Análises:	MLE																			
Método do IC:	FM																			
Rank:	MED																			
Beta	1,4058728																			
Eta	6222,6901																			
Valor do LK	-72,459668																			
Falha \ Susp.	7 \ 70																			
<p>Superfície da Função Verossimilhança</p> 																				
Saída do Weibull++ 7:																				
Superior =	1,94E+04																			
Vida Média =	5667,8																			
Inferior =	1659,2737																			
Confiança =	2S @ 0,95																			
Intervalos de Confiança Utilizados:	2-Lados																			
Método do Intervalo de Confiança:	Matriz de Fisher																			
Nível de Confiança =	0,95																			
Tempo Final da Missão																				
[Anos]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
[Dias]	365	731	1096	1461	1826	2192	2557	2922	3287	3653	4018	4383	4748	5114	5479	5844	6209	6575	6940	7305
Período	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Superior =	0,9955	0,9801	0,9596	0,9412	0,9267	0,9152	0,9056	0,8974	0,8902	0,8837	0,8777	0,8723	0,8672	0,8624	0,8579	0,8536	0,8495	0,8456	0,8419	0,8383
Confiança =	0,9816	0,9519	0,9166	0,8778	0,8366	0,794	0,751	0,7079	0,6652	0,6232	0,5824	0,5428	0,5048	0,4682	0,4334	0,4003	0,369	0,3394	0,3117	0,2857
Inferior =	0,9269	0,8866	0,8322	0,7553	0,6582	0,5488	0,4372	0,3319	0,2396	0,1639	0,1063	0,0651	0,0376	0,0205	0,0105	0,005	0,0023	0,0009	0,0004	0,0001
Confiança =	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Resumo dos dados do Weibull ++7 (2/3)

Tabela C 16 – Sumário de dados e superfície de verossimilhança da Caixa de Engrenagens

Resumo dos dados do Weibull ++7 - Caixa de Engrenagens																				
Usuário:	João Gonçalves																			
Empresa:	ISEL																			
Distribuição:	Weibull-2P																			
Análises:	MLE																			
Método do IC:	FM																			
Rank:	MED																			
Beta	1,5074035																			
Eta	9683,8541																			
Valor do LK	-86,814225																			
Falha \ Susp.	8 \ 69																			
Superfície da Função Verossimilhança																				
Saída do Weibull++ 7:																				
Superior =	2,46E+04																			
Vida Média =	8736,8806																			
Inferior =	3103,378																			
Confiança =	2S @ 0,95																			
Intervalos de Confiança Utilizados:	2-Lados																			
Método do Intervalo de Confiança:	Matriz de Fisher																			
Nível de Confiança =	0,95																			
Tempo Final da Missão																				
[Anos]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
[Dias]	365	731	1096	1461	1826	2192	2557	2922	3287	3653	4018	4383	4748	5114	5479	5844	6209	6575	6940	7305
Período	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Superior =	0,999	0,9946	0,9863	0,9747	0,9614	0,9481	0,9359	0,9252	0,9157	0,9072	0,8996	0,8927	0,8863	0,8804	0,8748	0,8696	0,8646	0,8598	0,8553	0,851
Confiabilidade =	0,9929	0,9799	0,9632	0,9439	0,9223	0,899	0,8743	0,8485	0,8219	0,7945	0,7668	0,7388	0,7107	0,6825	0,6546	0,6268	0,5995	0,5724	0,546	0,5201
Inferior =	0,9502	0,9261	0,9032	0,8777	0,8468	0,8081	0,7613	0,7069	0,6461	0,5809	0,5136	0,4461	0,3805	0,3182	0,2611	0,21	0,1654	0,1274	0,096	0,0708
Confiança =	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95

[ANEXOS C – Capítulo 7] – Resumo dos dados do Weibull ++7 (3/3)

Tabela C 17 – Sumário de dados e superfície de verossimilhança do Gerador

Resumo dos dados do Weibull ++7 - Gerador

Usuário:	João Gonçalves
Empresa:	ISEL
Distribuição:	Weibull-2P
Análises:	MLE
Método do IC:	FM
Rank:	MED
Beta	1,1111685
Eta	17428,956
Valor do LK	-98,698718
Falha \ Susp.	9 \ 68

Saída do Weibull++ 7:	
Superior =	6,01E+04
Vida Média =	1,68E+04
Inferior =	4676,5779
Confiança =	2S @ 0,95
Intervalos de Confiança Utilizados:	2-Lados
Método do Intervalo de Confiança:	Matriz de Fisher
Nível de Confiança =	0,95

Tempo Final da Missão

[Anos]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
[Dias]	365	731	1096	1461	1826	2192	2557	2922	3287	3653	4018	4383	4748	5114	5479	5844	6209	6575	6940	7305
Período	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Superior =	0,9971	0,9905	0,9816	0,9714	0,9607	0,9502	0,9403	0,9311	0,9226	0,9149	0,9079	0,9014	0,8954	0,8898	0,8846	0,8797	0,875	0,8706	0,8665	0,8625
Confiança =	0,9865	0,971	0,9548	0,9383	0,9217	0,9049	0,8882	0,8716	0,855	0,8385	0,8221	0,806	0,79	0,7741	0,7585	0,7431	0,7279	0,7128	0,6981	0,6835
Inferior =	0,9383	0,9132	0,8915	0,8698	0,8471	0,8225	0,796	0,7675	0,7372	0,7054	0,6725	0,6389	0,6048	0,5705	0,5364	0,5027	0,4696	0,4373	0,406	0,3757
Confiança =	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95	2S @ 0,95

Superfície da Função Verossimilhança

