



UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR

**Estudo dos Componentes, Mecanismos de Controlo e Modelos
Probabilísticos de Fiabilidade de Sistemas de Energia Eólica**

Dinis dos Santos Costa

(Licenciado)

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Electromecânica

Orientador: Doutor João Paulo da Silva Catalão

Junho 2010

Dissertação realizada sob orientação de
Professor Doutor Eng.º João Paulo da Silva Catalão

Professor Auxiliar do
Departamento de Engenharia Electromecânica da
UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR

Aos meus Pais e Irmão

Resumo

Esta dissertação incide sobre o tema dos componentes, controlo e fiabilidade de sistemas de energia eólica. Um dos objectivos desta dissertação é o estudo dos principais componentes constituintes de um sistema de energia eólica, desde os que se encontram no interior do aerogerador, até se chegar à rede eléctrica. Para além do estudo dos principais componentes, esta dissertação também tem como objectivos analisar os diversos tipos de controlo, tais como o controlo stall, pitch e yaw, e estudar a fiabilidade do sistema. Os estudos de fiabilidade podem ser realizados através de métodos determinísticos ou probabilísticos. O tipo de estudo utilizado nesta dissertação é do tipo probabilístico, e os respectivos índices referidos para o estudo da fiabilidade de um sistema de energia eólica são o LOLP (Loss of Load Probability) e o LOLE (Loss of Load Expectation).

Palavras-chave

Sistemas de Energia Eólica

Componentes

Controlo

Fiabilidade

Abstract

This dissertation focuses on the subject of components, control and reliability of wind energy systems. One of the objectives of this dissertation is the study of the main components of a wind energy system, ranging from those contained within the wind turbine, to the electrical grid. In addition to the study of the main components, this dissertation also has two objectives: to examine the various types of control, such as the stall, pitch and yaw, and the study of the system reliability. The reliability studies may be achieved through deterministic or probabilistic methods. The type of study used in this dissertation is the probabilistic type, and the respective indices referred to the reliability study of the wind energy system are the LOLP (Loss of Load Probability) and the LOLE (Loss of Load Expectation).

Keywords

Wind Energy Systems

Components

Control

Reliability

Agradecimentos

Ao Professor Doutor João Paulo da Silva Catalão, Professor Auxiliar no Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, principal responsável como orientador científico, desejo expressar o meu agradecimento pela oportunidade de desenvolvimento desde trabalho e orientação, compreensão, amizade e constante disponibilidade durante a realização desta dissertação.

Aos meus pais e irmão, que durante toda a minha vida me apoiaram na minha formação académica, profissional e pessoal.

Ao meu avô (in memoriam).

E a todos aqueles que contribuíram directa ou indirectamente para a elaboração desta dissertação desejo ainda expressar o meu agradecimento.

Índice

Capítulo 1	Introdução	1
	1.1 Enquadramento	2
	1.2 Motivação	7
	1.3 Estado da Arte	8
	1.4 Organização do Texto	13
	1.5 Notação	14
Capítulo 2	Generalidades sobre Energia Eólica	15
	2.1 Introdução	16
	2.2 Capacidade Instalada	19
	2.3 Recurso Eólico	23
	2.4 Potência Eólica	35
	2.5 Característica Eléctrica dos Sistemas de Energia Eólica	44
	2.6 Integração da Produção Eólica na Rede Eléctrica	45
	2.7 Aplicações dos Sistemas de Energia Eólica	48
Capítulo 3	Componentes de Sistemas de Energia Eólica	52
	3.1 Introdução	53
	3.2 Rotor	56
	3.3 <i>Nacelle</i>	66
	3.4 Torre	87
	3.5 Fundação	91
Capítulo 4	Controlo de Sistemas de Energia Eólica	93
	4.1 Introdução	94
	4.2 Controlo <i>Stall</i>	98
	4.3 Controlo <i>Pitch</i>	101
	4.4 Controlo <i>Yaw</i>	105
	4.5 Controlo de Potência	106

Capítulo 5	Fiabilidade de Sistemas de Energia Eólica	109
5.1	Introdução	110
5.2	Manutenção de Sistemas de Energia Eólica	112
5.3	Generalidades sobre Fiabilidade	117
5.4	Fiabilidade em Sistemas Eléctricos de Energia	120
5.5	Fiabilidade de Sistemas de Produção	124
Capítulo 6	Conclusão	137
6.1	Contribuições	138
6.2	Direcções de Investigação	143
	 Referências Bibliográficas	 144
	 Anexos	 153

Lista de Figuras

Figura 1.1	Energias Renováveis para 2010	2
Figura 1.2	Sistema de energia eólica.....	3
Figura 1.3	Componentes básicos de uma turbina eólica.....	4
Figura 1.4	Relação entre o diâmetro típico do rotor e a potência nominal da turbina.....	9
Figura 2.1	Desenvolvimento das máquinas comerciais	16
Figura 2.2	Previsão da energia eólica a nível Mundial	20
Figura 2.3	Capacidade eólica mundial nos finais de 2008 por continente	21
Figura 2.4	Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar	23
Figura 2.5	Atlas Europeu do Vento	25
Figura 2.6	Velocidade média horizontal [m/s] (à esquerda) e campo vectorial médio da velocidade horizontal (à direita), à altura de 60 metro	26
Figura 2.7	Densidade espectral de energia	27
Figura 2.8	Frequência de ocorrência de velocidade médias horárias do vento	29
Figura 2.9	Turbulência	33
Figura 2.10	Efeito de esteira	34

Figura 2.11	Turbina de eixo horizontal (à esquerda) e de eixo vertical do tipo <i>Darrieus</i> (à direita)	36
Figura 2.12	Volume que o vento ocupa ao passar pelo rotor de um aerogerador	37
Figura 2.13	Identificação da velocidade v e v_0	38
Figura 2.14	Eficiência do rotor versus (v_0/v)	40
Figura 2.15	Eficiência do rotor versus a relação de velocidades na pá para rotores com diferentes números de pás	41
Figura 2.16	Característica eléctrica de um aerogerador de 660 kW	44
Figura 2.17	Defeito na rede (<i>defaults</i>)	47
Figura 3.1	Turbina eólica de eixo vertical do tipo <i>Darrieus</i>	53
Figura 3.2	Micro geradores eólicos: (a) Cabo Verde, 500 W; (b) Holanda, 5 kW; (c) TURBAN, 2,5kW; (d) Aerogerador didáctico, 1W	54
Figura 3.3	Turbina eólica de eixo horizontal	55
Figura 3.4	Diagrama de blocos de uma turbina eólica interligada à rede e com uma interface eléctrica	56
Figura 3.5	<i>Tilt angle</i> de um rotor com duas pás	57
Figura 3.6	Variação de C_p com λ	60
Figura 3.7	Sistema de forças presentes num perfil alar	60
Figura 3.8	Coeficiente de sustentação (a) e coeficiente de arrastamento (b) em função do ângulo de ataque α	62

Figura 3.9	Arranjo típico do rolamento do <i>pitch</i>	63
Figura 3.10	Tipos de rolamentos: (a) fila simples com cilindros cruzados; (b) fila simples com esferas; (c) fila dupla com esferas; (d) fila tripla com cilindros	64
Figura 3.11	Tipos de cubos do rotor: (a) tri-cilindrico; (b) esférico	65
Figura 3.12	Cubo do rotor esférico da turbina de 1,5 MW da NEG Micon com regulação <i>Stall</i> durante a instalação	66
Figura 3.13	Componentes constituintes da <i>nacelle</i>	67
Figura 3.14	Rolamento autocompensador de cilindros	68
Figura 3.15	Travão mecânico do eixo de alta velocidade	69
Figura 3.16	Engrenagens simples, helicoidais e dupla helicoidais	70
Figura 3.17	Princípio das engrenagens planetárias: com anel exterior fixo, três engrenagens planetárias que giram e uma engrenagem central	71
Figura 3.18	Tipos de engrenagens raramente ou nunca utilizadas em turbinas eólicas.....	71
Figura 3.19	Velocidade do rotor versus potência com duas velocidades do vento diferentes.....	73
Figura 3.20	Esquemas básicos de turbinas eólicas: a) Gerador síncrono de rotor bobinado ligado directamente à rede eléctrica; b) Gerador síncrono de rotor bobinado com conversor CA/CC/CA; c) Gerador síncrono de ímanes permanentes com conversor CA/CC/CA; d) Gerador síncrono de ímanes permanentes com conversor CA/CA.....	75

Figura 3.21	Esquemas básicos de turbinas eólicas: a) Gerador assíncrono de rotor em gaiola de esquilo; b) Gerador assíncrono de rotor em gaiola de esquilo com conversor CA/CC/CA; c) Gerador assíncrono de rotor em gaiola de esquilo com conversor CA/CA.....	76
Figura 3.22	Esquemas básicos de turbinas eólicas: a) Gerador assíncrono de rotor bobinado com controlo de binário; b) Gerador assíncrono de rotor bobinado com circuito de extracção de potência pelo rotor.....	77
Figura 3.23	Circuito equivalente de uma máquina de indução	78
Figura 3.24	Variação da potência activa com o escorregamento para uma máquina de indução de 1 MW	79
Figura 3.25	Variação da potência reactiva com o escorregamento para uma máquina de indução de 1 MW	79
Figura 3.26	Diagrama de círculo para uma máquina de indução de 1 MW	80
Figura 3.27	Diversas formas das ondas da tensão para o <i>softstarter</i>	81
Figura 3.28	Banco de condensadores conectado à turbina eólica para compensar a potência reactiva.....	82
Figura 3.29	Potência reactiva em função da potência activa. Compensação da potência reactiva utilizando um banco de condensadores.....	82
Figura 3.30	Estruturas básicas de conversores de frequência	83
Figura 3.31	Mecanismo de orientação direcciona (<i>Yaw</i>) envolvendo um rolamento de giro.....	85
Figura 3.32	Tipos de rolamentos utilizados no sistema de orientação direcciona (<i>Yaw</i>): a) Rolamento simples de esferas; b) <i>Slide plates</i>	85

Figura 3.33	Sensores de direcção e anemómetros: a) Sensor de direcção (à esquerda) e anemómetro de copos (à direita); b) Anemómetro sónico.	86
Figura 3.34	Luz de navegação permanente nocturna	87
Figura 3.35	Diversos tipos de torres: a) Torre tubular de aço; b) Torre tubular de betão; c) Torre entrelaçada; d) Torre de três pernas; e) Torre presa com cabos.	87
Figura 3.36	Percurso da energia eólica desde o aerogerador até à rede eléctrica.	89
Figura 3.37	Transformadores e entradas das torres: a) Transformador redutor para 400 V; b) Transformador elevador para 20 000 V; c) Transformador interior à torre; d) Torre com transformador interior (vista de fora); e) Torre com transformador exterior.	90
Figura 3.38	Transformadores: a) Transformador elevador para 60 000 V; b) Transformador elevador para 220 000 V.	90
Figura 3.39	Tipos de lajes de fundação: a) Laje plana; b) Torre com pedestal; c) Torre encastrada na laje de fundação; d) Laje ancorada por rochas	92
Figura 3.40	Tipos de fundações multi e mono pilares: a) Fundação multi pilar; b) Fundação mono pilar sólido; c) Fundação mono pilar oco; d) Fundação para torres de aço entrelaçadas.	92
Figura 4.1	Efeito que a velocidade de rotação provoca na potência de saída do gerador.	94
Figura 4.2	Fluxo separado (<i>stall</i>) em volta do perfil.	99
Figura 4.3	Curva de potência típica de um aerogerador com controlo <i>stall</i>	100

Figura 4.4	Potência de saída de um gerador de 60 kW com controlo de <i>pitch</i> para diferentes ângulos de passo (β).....	102
Figura 4.5	Fluxo aderente em volta do perfil.....	102
Figura 4.6	Curva de potência típica de um aerogerador com controlo de passo (<i>pitch</i>).....	104
Figura 4.7	Sistemas de <i>pitch</i> : a) actuador hidráulico único para todas as pás localizado na <i>nacelle</i> ; b) actuador hidráulico para cada pá; c) motor eléctrico para cada pá.....	104
Figura 4.8	Controlo de <i>pitch</i> passivo da pá, utilizando parafuso e mola no eixo	105
Figura 4.9	Variação de C_p com λ parametrizada para $\beta = 0$, $\beta = 10^\circ$ e $\beta = 25^\circ$	107
Figura 4.10	Variação do ângulo de <i>pitch</i> (β) com a velocidade do vento (u).....	108
Figura 5.1	Exemplo de um <i>worksheet</i>	111
Figura 5.2	Avárias mais frequentes dos componentes constituintes de um aerogerador.....	114
Figura 5.3	Padrão geral de distribuição de avárias (curva da banheira)	119
Figura 5.4	Métodos de fiabilidade de um sistema eléctrico de energia.....	121
Figura 5.5	Representação gráfica do funcionamento de um grupo em função do tempo	123
Figura 5.6	Dados sobre fiabilidade: a) dados de MTBF de aerogeradores Alemães e Dinamarqueses; b) dados de MTTR de aerogeradores Alemães	123
Figura 5.7	Diagrama classificado de pontas diárias	130

Figura 5.8	Evolução do LOLP de um hipotético sistema eléctrico de energia	131
Figura 5.9	Curvas probabilísticas: a) curva da distribuição normal dividida em sete intervalos; b) diagrama de cargas probabilístico, representado por sete curvas.	132
Figura 5.10	Métodos aproximados para a consideração da manutenção no cálculo do LOLP.	133

Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Capacidade eólica instalada na UE	22
Tabela 2.2	Valores típicos para z_0	31
Tabela 3.1	Regime de funcionamento dos perfis alares	63
Tabela 5.1	Sistema constituído por três grupos	125
Tabela 5.2	Probabilidades de CFS do grupo 1 e 2	125
Tabela 5.3	Probabilidades de CFS do grupo 3	125
Tabela 5.4	Probabilidades das CFS do grupo 1, 2 e 3	126
Tabela 5.5	Probabilidades de CFS do sistema	126
Tabela 5.6	Dados dos grupos	127
Tabela 5.7	Probabilidades de CFS do sistema constituído pelos quatro grupos	127

Lista de Siglas

AAF	Análise da Árvore de Falhas
AC	Corrente Alternada
AEV	Atlas Europeu do Vento
AIEE	<i>American Institute of Electrical Engineers</i>
CC	Crédito de Capacidade (<i>Capacity Credit</i>)
CE	Comissão Europeia
CFS	Capacidade Fora de Serviço
COCPT	<i>Capacity Outage Cumulative Probability Table</i>
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DC	Corrente Contínua
EDP	Electricidade de Portugal
EENS	<i>Expected Energy Not Served</i>
ELCC	<i>Effective Load Carrying Capacity</i> (Factor Efectivo de Capacidade de Suporte de Carga)
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
FC	Factor de capacidade (<i>Capacity Factor</i>)
fdp	Função Densidade de Probabilidade

FEE	<i>France Énergie Éolienne</i>
FER	Fontes de Energia Renováveis
FMEA	Análise dos Modos e Efeitos da Falha
FOR	<i>Forced Outage Rate</i>
GEE	Gases de Efeito de Estufa
GRP	<i>Glass Reinforced Plastic</i>
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
IGBT	Transístor bipolar com terminal de comando isolado (<i>Insulated Gate Bipolar Transístor</i>)
INETI	Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
LOEE	<i>Loss of Energy Expectation</i>
LOEP	<i>Loss of Energy Probability</i>
LOLD	<i>Loss of Load Duration</i>
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>
LOLF	<i>Loss of Load Frequency</i>
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
MCE	<i>Effective Capacity Method</i> (Método de Capacidade Efectiva)
MCF	<i>Firm Capacity Method</i> (Método de Capacidade Firme)

MTBF	Tempo médio entre avarias (<i>Mean Time Between Failures</i>)
MTTF	Tempo médio de funcionamento (<i>Mean Time To Failure</i>)
MTTR	Tempo médio de reparação (<i>Mean Time To Repair</i>)
PI	<i>Proportional Integral</i>
PID	<i>Proportional Integral Differential</i>
RCM	Manutenção centrada na fiabilidade (<i>Reliability Centred Maintenance</i>)
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEE	Sistema Eléctrico de Energia
SER	Sindicato das Energias Renováveis (<i>Syndicat des Énergies Renouvelables</i>)
SMIT	<i>Terology Integrated Modular System</i>
SPES	Sociedade Portuguesa de Energia Solar
SWECS	<i>Small Wind Energy Conversion Systems</i>
TEH	Turbina Eólica de Eixo Horizontal
TEV	Turbina Eólica de Eixo Vertical
TSO	<i>Transmission System Operators</i>
TSR	Razão de velocidades na pá (<i>Tip Speed Ratio</i>)
UE	União Europeia
WWEA	<i>World Wind Energy Association</i>

Lista de Símbolos

Índices

a	Atrito
c	Cinética
cond	Condensador
disp	Disponível
D	Arrastamento (drag)
ef	Efectiva
eff	Eficaz
eq	Equivalente
gen	Gerador
grid	Rede eléctrica
L	Sustentação (lift)
ma	Média anual
max	Máximo
min	Mínimo
P	Potência
r	Rotor

R	Referência
s	Sincronismo
t	Tangencial
T	Total
VK	<i>Von Karman</i>

Constantes e variáveis

A	Área
A_{ef}	Área efectiva
A_T	Área total
c	Parâmetro de escala com as dimensões de velocidade
C	Capacidade da nova unidade fora de serviço
C_D	Coefficiente de arrastamento (<i>drag</i>)
C_L	Coefficiente de sustentação (<i>lift</i>)
C_P	Coefficiente de potência
d	Distância
D	Diâmetro

E_C	Energia cinética
f	Frequência
H_m	Altitude
I	Intensidade da corrente eléctrica
I_{eff}	Intensidade da corrente eléctrica eficaz
I_u	Intensidade da turbulência
K	Ganho
k	Parâmetro de forma sem dimensões
k_{VK}	Constante de <i>Von Karman</i>
L	Ponta de carga
m	Massa
n	Velocidade do gerador eléctrico
n_r	Velocidade do rotor do gerador eléctrico
n_s	Velocidade de sincronismo do gerador eléctrico
P	Potência
p	Pressão
P_{com}	Potência total do sistema de energia eólica

P_{disp}	Potência disponível
$P_{eólica}$	Potência eólica instalada
P_i	Probabilidade do sistema se encontrar no estado i
$P_{máx}$	Potência máxima
po	Porosidade
P_{sem}	Potência total do sistema de produção sem produção eólica
q	Número de par de pólos do gerador eléctrico
Q	Potência reactiva
Q_{condi}	Potência reactiva do condensador índice i
Q_{gen}	Potência reactiva consumida pelo gerador
Q_{grid}	Potência reactiva da rede eléctrica
r	Raio
R	Constante dos gases ($R=8,314 \text{ J mol}^{-1} \text{ K}^{-1}$)
s	Escorregamento
t	Tempo
T	Temperatura
$T_{\omega,máx}$	Binário mecânico máximo
U	Tensão

u_a	Velocidade de atrito
U_{eff}	Tensão eficaz
u_{ma}	Velocidade média anual do vento
\bar{u}	Velocidade média do vento
V	Volume
v	Velocidade do vento
v_0	Velocidade do vento à saída das pás do aerogerador
X	Estado correspondente a uma capacidade fora de serviço X
x	FOR da nova unidade
\bar{x}	Valor médio
X_i	Estado correspondente a uma capacidade fora de serviço X_i
X_{max}	Capacidade total instalada
z	Altura em questão
z_0	Comprimento característico da rugosidade do solo
z_R	Altura de referência
α	Ângulo de ataque
β	Ângulo de passo (<i>pitch</i>)
λ	Taxa de avarias

μ	Taxa de reparação
ρ	Massa específica
σ	Desvio padrão
σ_u^2	Variância
ω	Velocidade angular
ω_r	Velocidade angular do rotor
ω_{st}	Velocidade angular do estator
ω_t	Velocidade angular tangencial

Funções

$f(s)$	Função densidade de probabilidade (fdp)
$f(\bar{u})$	Função densidade de probabilidade de <i>Weibull</i>
$I_u(z)$	Intensidade da turbulência
$P(L > X_{max} - X_i)$	Probabilidade da ponta de carga L exceder a capacidade disponível no estado i
$P(T \leq t)$	Probabilidade de um componente avariar até ao tempo t
$P(T > t)$	Probabilidade de um componente sobreviver funcionando para além do tempo t

$P(X_i)$	Probabilidade de perda da capacidade X_i
$P_{com}(X)$	Probabilidade associada ao estado X após a adição de C
$P_{sem}(X)$	Probabilidade associada ao estado X na tabela anterior à adição de C
$P_{sem}(X-C)$	Probabilidade associada ao estado $X-C$ na tabela anterior à adição de C
$Q(t)$	Não-fiabilidade
$R(t)$	Fiabilidade
$u(t)$	Função velocidade do vento
$u'(t)$	Turbulência
$\bar{u}(z)$	Velocidade média do vento à altura z
$\bar{u}(z_R)$	Velocidade média do vento à altura de referência z_R
Γ	Função <i>Gamma</i>
$\lambda(t)$	Taxa de avarias

CAPÍTULO 1

Introdução

Neste capítulo é apresentado o enquadramento do trabalho, e apontam-se as razões que motivaram a abordagem do tema da dissertação. Apresenta-se também uma revisão bibliográfica efectuada no âmbito desta dissertação, e descreve-se a forma como o texto está organizado, assim como a notação utilizada.

1.1 Enquadramento

Nestes últimos anos tem-se vindo a verificar um aumento significativo da utilização de energias renováveis por várias razões, aumento do consumo energético, económicas, mas principalmente pelos problemas ambientais. Com a aplicação de fontes de energias renováveis diminui-se a utilização de combustíveis fósseis para geração de energia eléctrica e conseqüentemente reduz-se o efeito de estufa. Esta incorporação de fontes de energias renováveis visa cumprir aquilo que foi estabelecido na Convenção Sobre as Alterações Climáticas em 1997, que a comunidade internacional denomina por Protocolo de Quioto. Este tem como objectivo a redução das emissões de gases poluentes para a atmosfera em 5%, em relação aos níveis de 1990.

Com a ratificação do Protocolo de Quioto, foram aceites níveis de redução de Gases de Efeito de Estufa (GEE) pelos países que o ratificaram. No contexto da Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho n.º 2001/77/CE, de 27 de Setembro de 2001, Portugal estabeleceu como meta para 2010 aumentar o contributo das energias renováveis para 45% do consumo bruto nacional de electricidade, assegurado exclusivamente por fontes de energia renováveis, como é apresentado na Figura 1.1.

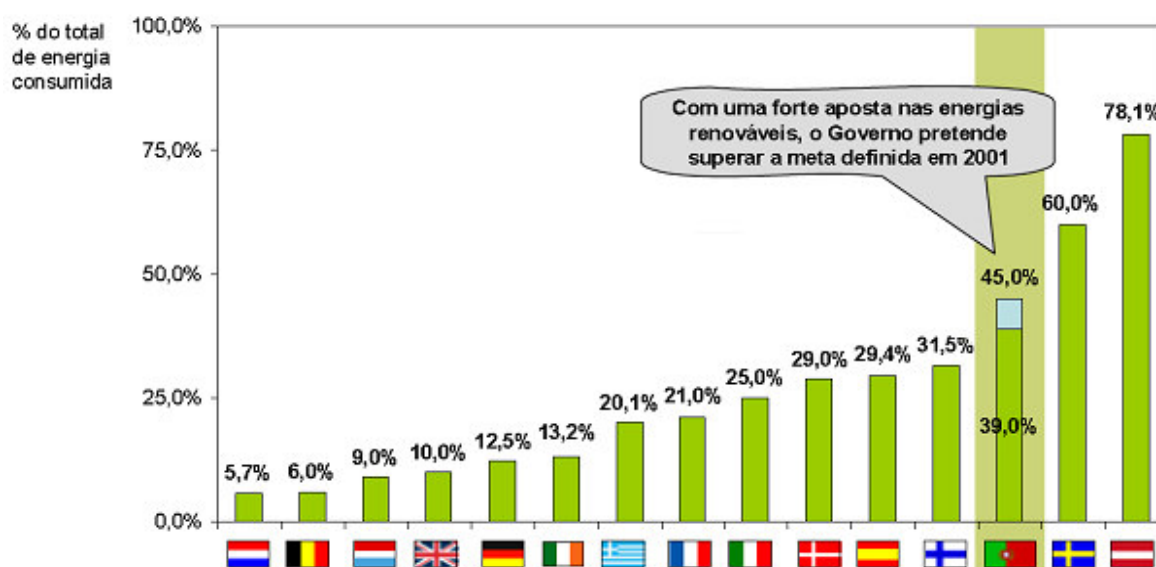


Figura 1.1 – Energias Renováveis para 2010 [Pousinho09].

Portugal é um país que tem uma enorme dependência externa em termos de energia primária, superior à média da União Europeia e dos países similares (importa cerca de 85% de toda a energia que consome). Portanto, é importante para o país desenvolver formas alternativas de produção de energia eléctrica que não contribuam para as emissões de poluentes para a atmosfera.

Com o intuito em reduzir problemas ambientais, desenvolveram-se vários tipos de geração de energia eléctrica. Um dos tipos de geração de energia eléctrica que foi desenvolvido foi a geração de energia recorrendo à força do vento, a energia eólica. Esta energia é definida como a energia cinética contida nas massas de ar em movimento.

Esta dissertação aborda principalmente os sistemas de energia eólica interligados à rede, mas podem ser também sistemas isolados ou híbridos. Um sistema eólico é constituído por vários componentes, como se pode observar na Figura 1.2, que devem trabalhar em perfeita harmonia, de forma a propiciar um maior rendimento final.

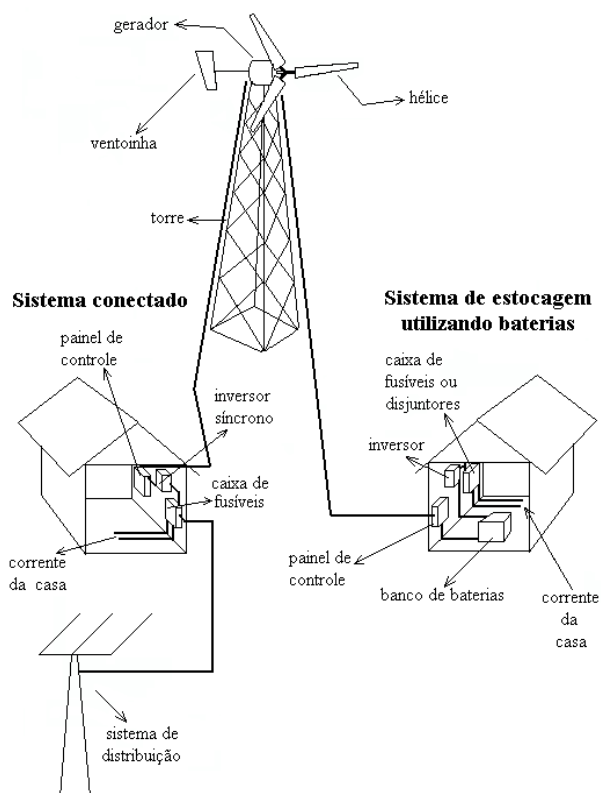


Figura 1.2 – Sistema de energia eólica [Santos06].

Esses diversos componentes que constituem um sistema de energia eólica são abordados ao longo desta dissertação, mas para além dos componentes representados na Figura 1.2, também são abordados e analisados os componentes desde o vento a embater nas pás do aerogerador, até à energia eléctrica chegar à distribuição. Isto engloba as pás, o interior de um aerogerador (Figura 1.3), o sistema de controlo, armazenamento, protecção e vários acessórios.

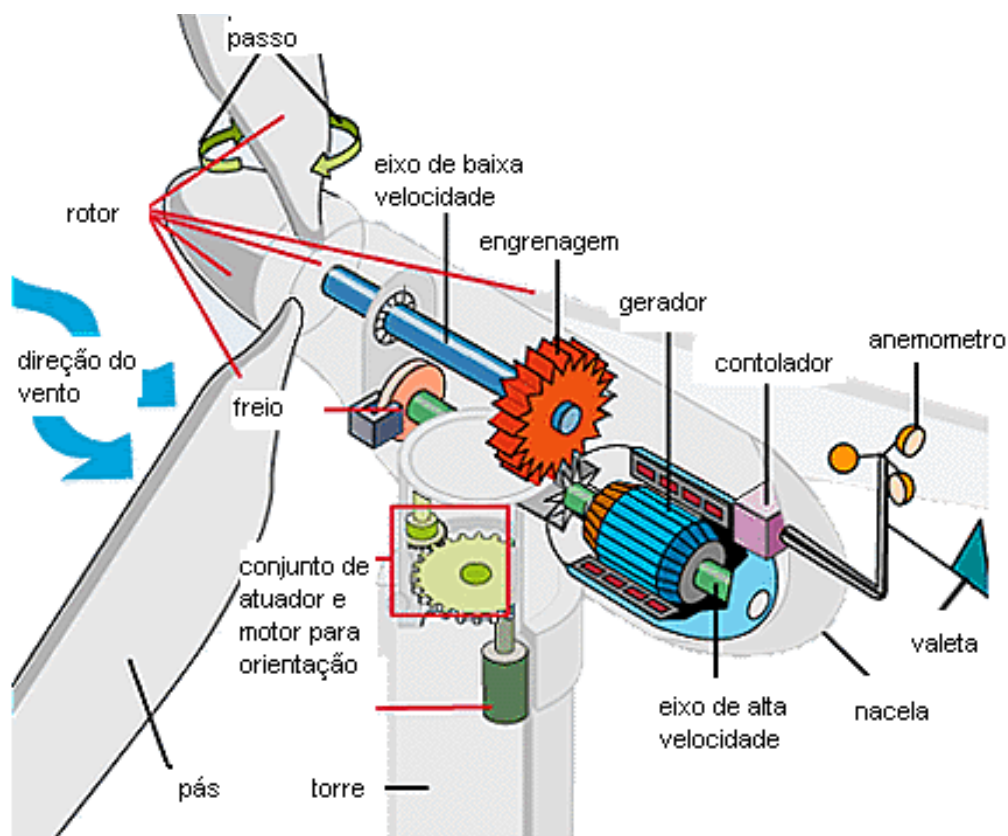


Figura 1.3 – Componentes básicos de uma turbina eólica [Fonseca08].

O sistema de protecção de um sistema de energia eólica engloba vários disjuntores e relés para proteger os diversos equipamentos. Existem diversos botões de emergência ao longo da torre e na *nacelle* para parar instantaneamente o aerogerador, um sistema de vibrações que envia informação para o controlador e desliga o aerogerador caso haja vibrações elevadas. Os controladores são elementos de protecção, pois protegem o sistema de energia eólica de diversas formas:

- Caso o vento seja muito forte, o sistema de controlador ajusta o passo (*pitch*) adequadamente para não haver sobreaquecimento do gerador;

- Caso o vento mude de direcção, o sistema de controlador ajusta a posição da *nacelle*;
- Controlam os níveis das baterias de armazenamento de energia;

Mais concretamente, o sistema de controlo de uma turbina eólica é constituído por uma série de sensores, actuadores e um sistema composto de hardware e software que processa os sinais de entrada dos sensores e gera sinais de saída para os actuadores. Os sensores podem ser, por exemplo, um anemómetro, um sensor que detecta a direcção do vento (tipo cata-vento), um sensor de velocidade do rotor, um sensor de energia eléctrica, sensor de posição do *pitch* e do *yaw* (*encoder*), sensores de vibração, de temperatura, de nível do óleo e de pressão hidráulica, entre outros [Burton01]. Por fim, nesta dissertação é estudada a fiabilidade de um sistema de energia eólica.

A produção de energia eólica é considerada uma fonte de energia menos fiável do que as convencionais centrais térmicas, uma vez que o recurso disponível pode variar muito ao longo do ano e mesmo ao longo do dia e o seu uso está confinado a locais onde se verifiquem ventos fortes e relativamente constantes. Assim, quando se pretende fazer um investimento num parque eólico é necessário avaliar o recurso disponível, avaliando as velocidades e direcções dos ventos predominantes e a intermitência dos mesmos. O comportamento da produção eólica, nomeadamente a sua intermitência, terá que ser ponderada no planeamento e operação do sistema eléctrico [Almeida08].

Como se pode ver na Figura 1.3, existem diversos sistemas mecânicos constituintes num aerogerador:

- Transmissão: cubo do rotor, eixo, engrenagens, acoplamentos, travões, rolamentos e gerador;
- Sistema de controlo mecânico: sistema de *pitch*, sistema de *yaw*, sistema de *teeter* (baloioçar do cubo do rotor), sistemas hidráulicos e pneumáticos.

Introdução

Estes sistemas mecânicos estão sujeitos ao desgaste durante o seu funcionamento, tais como, a corrosão e a coloração cinza nos dentes das engrenagens por motivo de fraca lubrificação. Devem ainda efectuar-se diversas inspecções a demais componentes constituintes do aerogerador, tais como, à base da turbina, portas e acessos, apertos estruturais, linha de segurança, ruídos e vibrações, corrosão da pintura, rachas, fissuras, soldas, travões, ventiladores e sistema eléctrico.

Os aspectos como o atrito, lubrificação, bem como o tratamento das superfícies, são elementos essenciais para a segurança mecânica.

Torna-se necessário efectuar uma manutenção adequada e intervenções nos demais componentes constituintes do aerogerador para que a fiabilidade do conjunto seja maximizada o máximo possível.

Quando algo não corre como o previsto pode efectuar-se uma análise do sistema a partir de uma análise da árvore de falhas. O diagrama da árvore de falhas é composto por um evento de topo e vários eventos de base e podem ser quantificados em termos de probabilidade ou frequência de ocorrência [Guidelines02].

Para efectuar a gestão da manutenção, existem diversos *softwares* disponíveis no mercado que estão organizados à volta de uma base de dados, permitindo programar e monitorizar sob os três aspectos técnico, orçamental e organizativo, todas as actividades do serviço de manutenção e os meios desta actividade (serviços, máquinas, equipamentos, mão-de-obra, entre outros) a partir de terminais disseminados nos gabinetes técnicos, oficinais e armazéns de *stocks* [Gabriel85].

Actualmente, com o crescente aumento de potência eólica instalada, torna-se necessário estudar o impacte que esta tem na fiabilidade do sistema eléctrico de energia.

1.2 Motivação

Hoje em dia, e cada vez mais, a procura energética apresenta um crescimento vertiginoso para atender às necessidades da humanidade. Com intuito de reduzir as alterações climáticas, o homem tem-se voltado para a natureza procurando alternativas energéticas capazes de fornecer a energia para sustentar o seu desenvolvimento social e tecnológico. Desta forma, as alternativas energéticas provenientes dos recursos naturais renováveis estão a ser novamente utilizadas e em grande escala.

A geração da energia eléctrica sem qualquer processo de combustão ou etapa de transformação térmica constitui um procedimento favorável para o meio ambiente, por ser limpo e sem contaminação. A utilização deste procedimento em larga escala minimiza os impactes gerados pelos combustíveis fósseis durante a sua extracção, transformação, transporte e combustão.

O aproveitamento da energia eólica para a geração de electricidade apresenta incidência nula sobre as características físico-químicas do solo, uma vez que não produz contaminantes para o meio, nem envolve grandes movimentos de terras [Fonseca08].

A energia eólica constitui uma fonte de energia limpa e barata que pode competir em rentabilidade com outras fontes energéticas tradicionais como as centrais térmicas de carvão, considerado tradicionalmente como o combustível mais barato, e as centrais nucleares, levando em conta os custos de reparação dos danos ambientais.

É possível verificar que as paisagens estão a adquirir uma nova imagem, ou seja, a implementação de grandes parques eólicos para produção de energia eléctrica nos penhascos e planícies de todo o mundo, principalmente nos países mais desenvolvidos.

Com a implementação de parques eólicos, a geração de energia eléctrica é muito mais limpa comparada com outros meios de produção de energia eléctrica e também gera muitos postos de trabalho, o que é muito importante actualmente com a crise energética e financeira que o mundo atravessa.

1.3 Estado da Arte

Após o choque petrolífero de 1973, muitos países iniciaram programas de investigação e desenvolvimento no âmbito do aproveitamento da energia do vento para a produção de energia eléctrica. Um programa de energia eólica particularmente significativo foi iniciado nos EUA em 1973, cujo primeiro resultado visível foi a instalação em 1975 perto de *Cleveland, Ohio*, da primeira turbina eólica da era moderna – a *Mod 0* com um rotor constituído por duas pás com 38 metros de diâmetro e 100 kW de potência. A experiência de operação acumulada com esta turbina, e com mais quatro entretanto instaladas entre 1977 e 1980, permitiu concluir acerca da viabilidade da sua exploração em modo abandonado. Em 1981, um passo seguinte no desenvolvimento de turbinas de grandes dimensões, nos EUA, foi dado com a instalação da turbina *Boeing Mod 2* de 91 metros de diâmetro e 2,5 MW de potência, incorporando os mais recentes progressos tecnológicos conseguidos até à data. Por esta altura formam-se os primeiros consórcios entre empresas americanas e europeias, nomeadamente suecas e alemãs, em programas de investigação e desenvolvimento de turbinas de grande potência. Exemplos importante desta cooperação foram as turbinas americano-suecas *WTS3* (3 MW) e *WTS4* (4 MW) instaladas em 1982 [Armstrong95].

Os resultados dos programas de investigação em grandes máquinas permitiram desenvolver a indústria da energia eólica que, naturalmente, se iniciou com turbinas de dimensão muito inferior às actuais. As primeiras turbinas eólicas comerciais foram instaladas no início dos anos 80, tanto na Europa (principalmente na Dinamarca e Holanda) como nos EUA (em particular na Califórnia), tendo entre 10 a 20 metros de diâmetro e potências de 50 a 100 kW. Particularmente importante no quadro do desenvolvimento da energia eólica, foi a política de incentivo à disseminação das energias renováveis promovida pelas autoridades do estado da Califórnia, que conjuntamente com os elevados valores registados para a velocidade do vento em alguns locais deste estado, estimulou o rápido desenvolvimento de parques eólicos financiados por entidades privadas.

Em 1987 a potência instalada em sistemas de conversão de energia eólica era de 1500 MW fornecidos por cerca de 15.000 turbinas eólicas, a maior parte delas com diâmetros entre 15 a 25 metros [Castro07]. A experiência muito positiva de operação com turbinas mais pequenas, em conjunto com os frutos dos programas de investigação, levou a que a dimensão das turbinas eólicas comerciais não tenha parado de crescer. No início dos anos 90, a capacidade *standard* das turbinas era da ordem dos 300 kW, em 2006 situava-se na gama dos 1,5 a 2 MW, e actualmente, as maiores turbinas apresentam uma potência nominal de 5 MW (Repower 5M) e de 6 MW (Enercon E 126 e E112). A Figura 1.4 relaciona, apenas a título indicativo, o diâmetro típico do rotor com a potência nominal da turbina. Uma turbina *standard* actual de 2 MW tem um diâmetro das pás do rotor da ordem de 80 metros, e a Enercon E-126 de 6 MW tem cerca de 126 metros [S12].

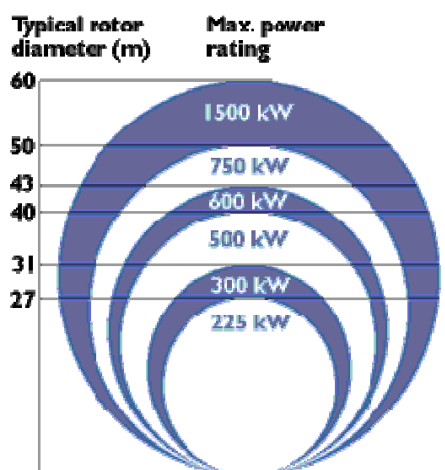


Figura 1.4 – Relação entre o diâmetro típico do rotor e a potência nominal da turbina [Castro07].

Num primeiro impacte, pode parecer que o aumento do tamanho das turbinas não seja benéfico do ponto de vista visual, mas é enormemente vantajoso, tanto do ponto de vista económico como ambiental, pois para um determinado local, quanto maior for a potência unitária maior será a energia produzida. Isto leva a que as infra-estruturas eléctricas e de construção civil sejam muito melhor aproveitadas, ou seja, leva a uma redução do número de rotores em movimento e por conseguinte, diminui o impacte visual.

Os programas de investigação permitiram uniformizar o mercado da energia eólica. Actualmente, quanto à oferta comercial dos fabricantes, verifica-se o completo domínio de turbinas de eixo horizontal relativamente às de eixo vertical, e os rotores de três pás em relação aos de duas e até mesmo de uma pá. Apesar desta uniformização, subsiste ainda um conjunto de questões de projecto que não está consensualizado. Como por exemplo, os materiais utilizados na manufactura das pás e da torre, o tipo de rotor (flexível ou rígido), o sistema de controlo da potência para velocidades do vento acima da nominal (regulação do passo das pás ou entrada em perda aerodinâmica), o tipo de gerador eléctrico (síncrono ou assíncrono com interface electrónica de ligação à rede ou assíncrono directamente ligado à rede), o modo de exploração (velocidade fixa ou variável) [Feuchtwang95].

Quanto ao sistema de controlo para velocidades do vento acima da nominal, como referido, existem dois métodos usuais para a limitação da potência para turbinas eólicas de velocidade variável. O primeiro método é o de conduzir a máquina ao ponto de *stall*, ou seja, por perda aerodinâmica. Em geral, este método requer um complexo sistema de controlo e não tem sido profundamente estudado como uma alternativa para a limitação da potência. O segundo método utilizado é o do controlo de passo (*pitch*) das pás. A base deste método é a redução da frente de ataque da pá para o vento, reduzindo assim o binário submetido ao rotor [Cárdenas95].

Um dos factores que afecta significativamente o desempenho do controlador é a inércia do rotor [Munz95].

Inicialmente, aquando os primeiros estudos de fiabilidade, os índices de fiabilidade de cada parte do sistema eram encontrados sem ter em consideração a influência que as restantes partes tinham no seu cálculo. Actualmente, procuram-se encontrar índices globais que tenham em consideração os índices das diferentes partes constituintes do sistema.

Em 1934 surgem os primeiros trabalhos publicados sobre a aplicação de métodos probabilísticos ao estudo da fiabilidade em sistemas eléctricos de energia, embora técnicas eficientes só tenham surgido em 1947. Em 1948 é fundado um grupo no AIEE com o objectivo de desenvolver e aplicar técnicas probabilísticas na análise de sistemas eléctricos de energia. Em 1949 este grupo publica o primeiro trabalho com taxas de avaria de componentes eléctricos e em 1960 publicam dois artigos sobre o LOLP (*Loss of Load Probability Method*) e sobre o Método da Frequência e Duração.

Os estudos de fiabilidade do sistema girante de produção, sistema de transporte e distribuição e sistema composto, são mais recentes. No entanto, verifica-se um grande dinamismo, pelo número de trabalhos publicados [Araújo07].

As técnicas de monitorização maioritariamente utilizadas para a análise de avarias baseiam-se em análise de vibrações, óleo, termografia, condições físicas dos materiais, acústica (já foram realizados alguns estudos para prever qual o ruído acústico produzido por uma turbina eólica [Morris04]), efeitos eléctricos, parâmetros do processo, inspecção visual, desempenho do sistema, sinais dos sensores, tensões mecânicas, entre outras [Verbruggen03].

Para manter o bom funcionamento de um parque eólico, quer seja *onshore* ou *offshore* diferenciando os dois ambientes em que estão inseridos, é necessário que haja uma monitorização adequada, ou seja, uma manutenção cautelosa para o bom funcionamento dos componentes e aumentar tanto a taxa média de disponibilidade como a vida útil estimada do parque eólico, reduzindo assim outros tipos de produção de energia. Para realizar essa monitorização, existem várias técnicas catalogadas em três grandes metodologias: a utilização de métodos estatísticos, o uso de modelos adequados para o processo em causa ou então a utilização de metodologias de inteligência artificial. Estes métodos são um pouco elaborados, mas todos eles apresentam erros de previsão. Actualmente, os novos métodos incluem medidas on-line da meteorologia, utilizando algoritmos baseados em previsões de séries temporais e tecnologia sem fios para transmitir os sinais.

As condições meteorológicas e as características construtivas dos geradores eólicos são apenas algumas variáveis que têm de se ter em conta nos modelos que estão em desenvolvimento, mas se essas condições são importantes, também é muito importante recolher, tratar e ler dados dos diversos sensores colocados nos aerogeradores, que, devido à sua dispersão geográfica e a dificuldade de transporte, devem ser resolvidos de forma adequada e conjugado com os algoritmos utilizados.

Actualmente existe um sistema integrado de gestão de manutenção designado de SMIT (*Terology Integrated Modular System*). O principal objectivo é de realizar a detecção de falhas através de dados on-line de instrumentação, técnicas de acústica, técnicas de vibração, imagens por infravermelhos, medição de tensões nos materiais, inteligência artificial, entre outros [Fonseca08a].

Para além do *software* SMIT existem outros diversos *softwares* que gerem a manutenção, como por exemplo o *ManWinWin*, *Sigma2008*, *GTM*, *ENGEMAN*, *CWORKS*, entre outros.

Em suma, pode afirmar-se que a tecnologia dos sistemas de conversão de energia eólica atingiu já um estado de maturidade apreciável, sendo que, os equipamentos são considerados fiáveis com taxas médias de disponibilidade superiores a 90%, e duradouros, com vidas úteis estimadas em cerca de 20 anos. É actualmente claro que a penetração dos conversores eólicos, quer directamente ligados aos grandes sistemas de energia eléctrica, quer em paralelo com sistemas diesel em locais remotos, têm uma trajectória sustentadamente crescente. Num futuro próximo, uma das áreas onde se registarão maiores avanços a nível de aproveitamento de energia eólica será certamente a instalação de turbinas *offshore*. A tendência para o aumento da potência unitária, 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. Actualmente, a Dinamarca lidera a instalação de turbinas eólicas *offshore* [Castro07].

1.4 Organização do Texto

O objectivo desta dissertação é o estudo dos principais componentes constituintes dos sistemas de energia eólica, os diversos tipos de controlo, e a fiabilidade do sistema. O texto da dissertação está organizado em seis capítulos.

No segundo capítulo, apresentam-se os pontos fortes e fracos dos sistemas de energia eólica, e analisa-se a capacidade instalada tanto a nível mundial, como a nível europeu, e em Portugal. É abordado também o recurso eólico e de que forma é afectada a potência eólica. Ainda, é referida a característica eléctrica dos sistemas de energia eólica, a sua integração na rede eléctrica, bem como diversas aplicações.

No terceiro capítulo, apresentam-se e analisam-se os diversos componentes constituintes dos sistemas de energia eólica. Um aerogerador é basicamente constituído, de uma forma macroscópica, pelo rotor, *nacelle* e torre, e está fixo ao solo através da sua fundação. Todos estes componentes e os seus constituintes internos principais são analisados, bem como diversos outros componentes principais até chegarem à rede eléctrica.

No quarto capítulo, apresentam-se e analisam-se os diversos tipos de controlo dos sistemas de energia eólica, tais como, o controlo *stall*, *pitch* e *yaw*. Por outro lado, é também analisado o controlo da potência através da influência do sistema de *stall* e *pitch*.

No quinto capítulo, é apresentada a fiabilidade de sistemas de energia eólica. Refere-se a importância de uma manutenção adequada de sistemas de energia eólica, e procura-se dar a entender o que é a fiabilidade de um sistema eléctrico de energia, assim como enunciar alguns métodos para incorporar a produção eólica nesses estudos de fiabilidade.

No sexto capítulo, enuncia-se uma síntese do trabalho e apresentam-se as principais conclusões que se extraíram da investigação desenvolvida. Apontam-se ainda algumas direcções de investigação relevantes no âmbito do trabalho desenvolvido.

1.5 Notação

Em cada um dos capítulos desta dissertação é utilizada a notação mais usual na literatura especializada, harmonizando, sempre que possível, aspectos comuns a todos os capítulos. Contudo, quando necessário, em cada um dos capítulos é utilizada uma notação apropriada. As expressões matemáticas, figuras e tabelas são identificadas com referência ao capítulo em que são apresentadas e são numeradas de forma sequencial no capítulo respectivo, sendo a numeração reiniciada quando se transita para o capítulo seguinte. A identificação de expressões matemáticas é efectuada através de parênteses curvos () e a identificação de referências bibliográficas é efectuada através de parênteses rectos [].

CAPÍTULO 2

Generalidades sobre Energia Eólica

Neste capítulo, apresentam-se os pontos fortes e fracos dos sistemas de energia eólica, e analisa-se a capacidade instalada tanto a nível mundial, como a nível europeu, e em Portugal. É abordado também o recurso eólico e de que forma é afectada a potência eólica. Ainda, é referida a característica eléctrica dos sistemas de energia eólica, a sua integração na rede eléctrica, bem como diversas aplicações.

2.1 Introdução

Com o aumento mundial do consumo energético, é necessário que as energias renováveis, mais propriamente a energia eólica, aumentem face à diminuição dos recursos não renováveis. Na Europa, o aumento do consumo de energia previsto será de 51% entre 2000 e 2030 (em todo o Mundo será de 60% até 2030), o que colocará em questão a segurança do abastecimento e requererá um investimento na produção de energia na ordem dos 625 biliões de euros.

Os sistemas de energia eólica tiveram nestes últimos anos um crescimento significativo devido principalmente à crise energética, económica e também pela preservação ambiental, pois é uma energia obtida por fontes naturais e inesgotáveis. A energia eólica apresenta-se actualmente como a maior fonte de energia em crescimento no Mundo, como uma taxa média de crescimento anual na ordem dos 26% desde 1990 [Almeida08].

Na Figura 2.1 pode observar-se que a capacidade ao longo dos anos tem vindo a aumentar significativamente, de igual modo para o diâmetro do rotor, mas mais suavemente. Em contrapartida, o preço por kWh, ao contrário da capacidade e do diâmetro, tem vindo a diminuir.

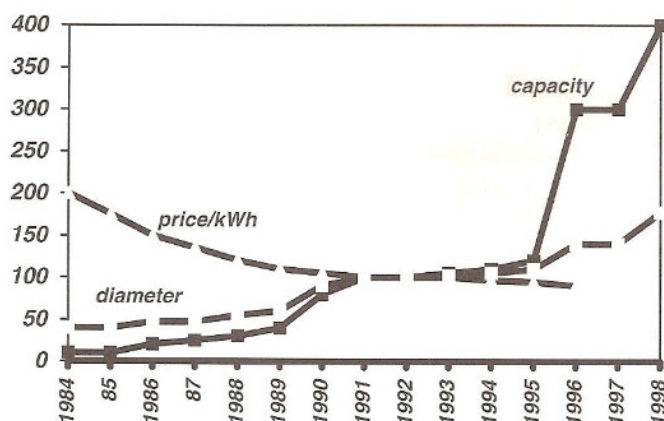


Figura 2.1 – Desenvolvimento das máquinas comerciais [EWEA99].

Por definição, a energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento, o vento. Essa energia pode ser transformada em energia mecânica utilizando turbinas eólicas, para a geração de electricidade.

Como já foi referido, a energia eólica é uma energia limpa, inesgotável e globalmente disponível (muitos países têm maior potencial eólico que outros). Em acréscimo, é um recurso endógeno, pelo que o seu aproveitamento pode desempenhar um papel decisivo na redução da dependência energética do exterior e no balanço da factura energética. Para além disso, contribui para a diversificação das fontes energéticas e favorece a geração de energia descentralizada. Tal repercute-se beneficemente no desempenho do sistema de distribuição de energia eléctrica, melhorando a segurança de abastecimento, aumentando a fiabilidade e reduzindo as perdas, por um lado porque a geração de energia se dá mais próximo dos locais de consumo, por outro porque o esforço a que os sistemas de transmissão de energia estão sujeitos é menor. Importa igualmente referir que os sistemas eólicos estão entre os sistemas de produção de energia eléctrica mais seguros.

O número de postos de trabalho criados durante a fase de construção de um sistema de energia eólica pode consistir também num outro impacte favorável associado ao desenvolvimento da energia eólica. Contudo, é preciso frisar que, finda a construção, o número de postos de trabalho permanentes é reduzido. As rendas recebidas pelos proprietários dos terrenos onde o parque eólico é instalado representam outro impacte favorável, todavia restrito ao proprietário do terreno. Actualmente, discute-se a possibilidade e forma de repartição pelos proprietários dos terrenos adjacentes desse benefício, já que estes passam a estar sujeitos aos impactes desfavoráveis associados à instalação dos aerogeradores nas proximidades sem daí tirarem qualquer benefício directo [Simão04].

Para além da energia eólica ter associados benefícios ambientais, a tecnologia não é inteiramente isenta de impactes. Com efeito, impactes à escala local têm levado algumas pessoas a declararem-se contra a energia eólica e outras a mudar a sua atitude favorável relativamente à energia eólica em face da perspectiva de construção de um empreendimento eólico em seu redor. Em seguida, referem-se os impactes mais importantes associados à energia eólica, e os argumentos frequentemente utilizados para rebater esses impactes.

Devido ao espaçamento mínimo entre aerogeradores imposto por razões técnicas (cinco vezes o comprimento das pás), a área ocupada por um parque eólico pode ser significativa. Todavia, apenas 1% dessa área é ocupada pelas fundações dos aerogeradores e pelos acessos. Os restantes 99% permanecem livres para serem utilizados, como por exemplo, para agricultura, pastagens, entre outros. O maior impacto associado às turbinas eólicas acontece durante a fase da construção devido à necessidade de movimentação de terras para a construção das fundações, dos acessos e das valas para a passagem dos cabos. Após o período de construção (relativamente curto: menos de 6 meses para um parque de 10 MW), a recuperação da cobertura do solo faz-se de forma rápida, podendo ser auxiliada pela realização de sementeiras. Assim, a instalação de parques eólicos não afecta significativamente o habitat natural.

Por outro lado, a verticalidade dos aerogeradores e a rotação das pás constitui obviamente uma intrusão visual na paisagem, contudo, o impacto visual que provocam é uma questão de gosto pessoal. É impossível esconder um aerogerador. No entanto, podem ser tomadas medidas para minimizar o seu impacto visual, como por exemplo, a selecção da cor para os aerogeradores e das pás. De forma a evitar o incomodativo efeito de sombra intermitente devido à incidência do sol sobre as pás em movimento, cores opacas devem ser utilizadas para as pás. Vale a pena ainda referir que os postes que suportam as linhas de transporte de energia, e que existem um pouco por toda a parte, são igualmente intrusivos.

O ruído produzido pelos aerogeradores é outro argumento apontado contra a penetração da energia eólica. Apesar de no passado os aerogeradores terem sido realmente ruidosos, actualmente, são incrivelmente silenciosos, inclusive mais silenciosos que a grande parte dos ruídos em ambiente residencial. É hoje totalmente possível manter uma conversa a um tom normal junto à base de um aerogerador. O ruído emitido pelos aerogeradores decresce entre os 50 dB junto à base, os 40 dB a 200 m de distância e os 35 dB a 450 m. Os 40 dB correspondem a um nível de ruído não nocivo para o Homem.

A interferência dos aerogeradores com algumas aves, em especial aves de rapina ou de hábitos migratórios, tem sido um factor bastante explorado pela imprensa. Evidências indicam todavia que esse inconveniente é muito menor do que se quer fazer crer e que não tem expressão quando comparado com o provocado pela construção de linhas de alta tensão. A forma de evitar estes incidentes é através da escolha criteriosa do local de instalação, evitando rotas de migração.

Os aerogeradores em movimento podem reflectir ondas magnéticas, perturbando sistemas de telecomunicações. Estudos mais detalhados são, portanto, recomendados sempre que parques eólicos estejam propostos para as proximidades de aeroportos, zonas militares, repetidores de sinais de rádio e televisão, entre outros.

Em suma, é extremamente importante que os projectos da localização de parques eólicos sejam adequadamente estudados e integrados na paisagem, para que as comunidades locais colaborem e fiquem satisfeitas, obtendo assim um apoio público e geral para esta nova forma de energia [Simão04].

2.2 Capacidade Instalada

Actualmente, e como já foi referido anteriormente, verifica-se que a cada momento a nível mundial o potencial eólico instalado aumenta significativamente para cobrir o aumento do consumo energético.

Em 1997, o Livro Branco da Comissão Europeia sobre fontes de energia renovável definiu como principal objectivo duplicar a quota de energias renováveis na União Europeia no sector, de 6 para 12% até 2010 (*European Commission*, 1997, pág. 10). Por outro lado, o relatório *Wind Force 12* (GWEC – *Global Wind Energy Council*) conclui que não existe nenhum impedimento técnico, de recursos ou económico para que 12% do consumo energético mundial seja fornecido a partir de energia eólica em 2020. Posteriormente, em 2004 outro relatório publicado (*European Renewable Energy Council*, 2004), refere que esta meta pode elevar-se para os 20% em 2020.

Segundo o relatório do *World Wind Energy* 2008, após 59024 MW em 2005, 74151 MW em 2006, e 93927 MW em 2007, a capacidade instalada a nível mundial atingiu 120550 MW, dos quais cerca de 27261 MW foram adicionados em 2008. Só em 2008 a energia eólica obteve um aumento na ordem dos 28% e todas as turbinas eólicas instaladas até ao final do ano em questão estavam a gerar 260 TWh por ano, o que equivale a mais de 1,5% do consumo global de energia eléctrica.

Em finais de 2009, segundo o GWEC, a capacidade instalada a nível Mundial era de 157899 MW, dos quais 37466 MW foram adicionados em 2009, cerca de 30% mais que em 2008. No Anexo A pode observar-se com mais pormenor a capacidade instalada em cada país a nível Mundial, entre 2008 e 2009.

Com o desenvolvimento acelerado que se tem observado, e com as novas políticas de desenvolvimento, uma capacidade global de mais de 1500000 MW é possível até o ano de 2020, tal como se pode observar na Figura 2.2 [WWEA09].

Se a cada instante o potencial eólico a nível mundial não pára de aumentar, a nível Europeu este potencial também ainda não chegou ao seu apogeu, muito longe disso, não pára de se desenvolver dia após dia. Na Figura 2.3 pode verificar-se que a Europa é o continente com maior capacidade instalada a nível mundial (dados de 2008, retirados da *WWEA*).

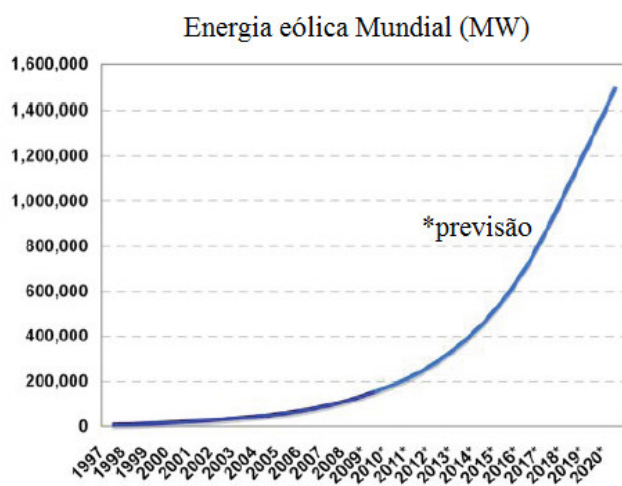


Figura 2.2 – Previsão da energia eólica a nível Mundial [WWEA09].

Apesar da Europa em 2008 ter 54,6% da capacidade instalada, este valor tem vindo a cair, pois em 2006 era de 65,5% e em 2007 era de 61,0%. Este valor percentual tem vindo a diminuir não porque a Europa deixasse de investir em energia eólica, mas sim porque a América do Norte e a Ásia têm investido ainda mais que o habitual neste novo tipo de geração de energia eléctrica (*Rapport Mondial 2008 sur l'Energie Eolienne*, pág. 8 e 9).

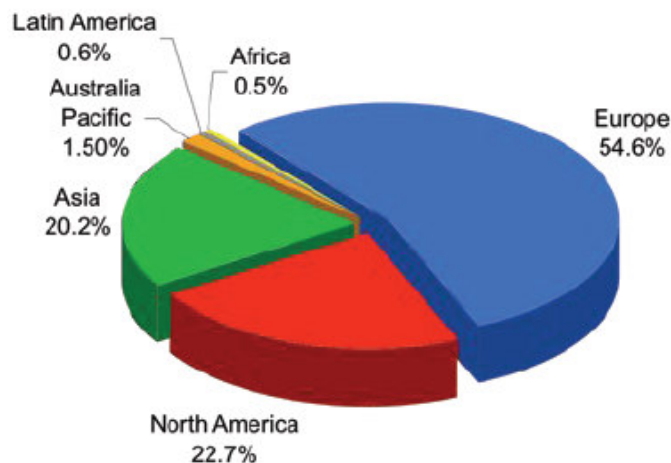


Figura 2.3 – Capacidade eólica mundial nos finais de 2008 por continente [WWEA09].

Em 2008, na União Europeia, foi instalada mais potência eólica do que qualquer outra tecnologia de geração eléctrica. Estatísticas divulgadas, segundo a *European Wind Energy Association (EWEA)*, revelam que 43% de toda a nova capacidade de geração de electricidade construída na União Europeia foi a energia eólica, ultrapassando todas as outras tecnologias, incluindo o gás, carvão e energia nuclear.

No final de 2008, na União Europeia, havia um total de 64719 MW de capacidade instalada de energia eólica, cerca de 15% superior ao de 2007. Por outro lado, no final de 2009, observou-se uma capacidade instalada de 74767 MW. Em 2009, tal como aconteceu de 2007 para 2008, houve um incremento na ordem dos 15% em relação a 2008 na capacidade instalada a nível Europeu. Na Tabela 2.1 podem observar-se as diferentes capacidades instaladas em cada país da União Europeia, só em Portugal em 2009 houve um acréscimo de 673 MW, menos 5% do que aquilo que foi instalado em 2008. No Anexo B podem observar-se as diferentes capacidades instaladas desde 1996 até 2009, e a localização dos diversos parques eólicos em território nacional.

Segundo a REN, no primeiro semestre de 2009 as novas instalações ligadas à rede eléctrica tinham uma potência eólica total de 3148 MW. A potência eólica instalada representava 19% da potência total ligada à rede pública [REN09].

Tabela 2.1 Capacidade eólica instalada na UE [EWEA10].

	Installed 2008	End 2008	Installed 2009	End 2009
EU Capacity (MW)				
Austria	14	995	0	995
Belgium	135	415	149	563
Bulgaria	63	120	57	177
Cyprus	0	0	0	0
Czech Republic	34	150	44	192
Denmark	60	3,163	334	3,465
Estonia	19	78	64	142
Finland	33	143	4	146
France	950	3,404	1,088	4,492
Germany	1665	23,903	1,917	25,777
Greece	114	985	102	1,087
Hungary	62	127	74	201
Ireland	232	1,027	233	1,260
Italy	1010	3,736	1,114	4,850
Latvia	0	27	2	28
Lithuania	3	54	37	91
Luxembourg	0	35	0	35
Malta	0	0	0	0
Netherlands	500	2,225	39	2,229
Poland	268	544	181	725
Portugal	712	2,862	673	3,535
Romania	3	11	3	14
Slovakia	0	3	0	3
Slovenia	0	0	0	0
Spain	1558	16,689	2,459	19,149
Sweden	262	1,048	512	1,560
United Kingdom	569	2,974	1,077	4,051
Total EU-27	8,268	64,719	10,163	74,767
Total EU-15	7,815	63,604	9,702	73,194
Total EU-12	453	1,115	461	1,574
Of which offshore and near shore	374	1,479	582	2,061

2.3 Recurso Eólico

O recurso que consegue movimentar os aerogeradores para produzir energia eléctrica é o vento. Os ventos são provocados por diferentes incidências de radiação solar na superfície terrestre, sendo estas incidências maiores nas zonas equatoriais que nas zonas polares. Estas diferenças de temperatura originam diferenças de pressão na superfície terrestre, e por conseguinte as deslocações de massas de ar, tal como se pode observar na Figura 2.4.

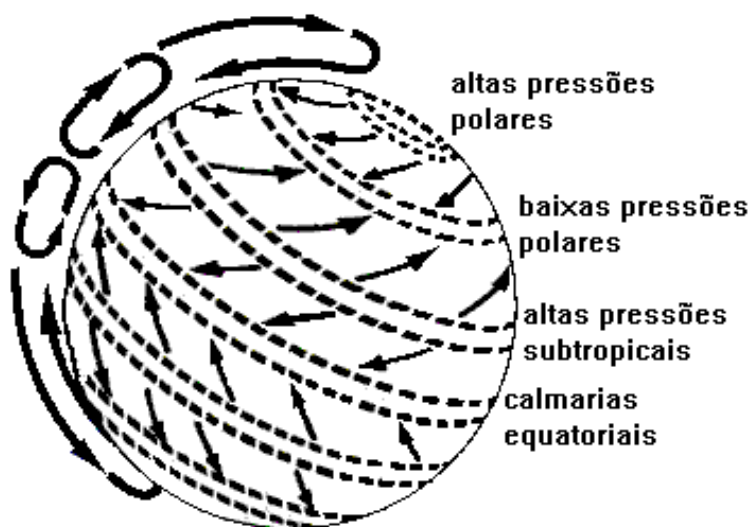


Figura 2.4 Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar [Brito06].

Durante o dia as massas de ar presentes no solo são mais aquecidas pelo Sol do que as massas presentes no oceano, o que explica a ocorrência de deslocamentos de ar do interior para a costa e no sentido contrário durante a noite. Assim, a velocidade do vento é dependente da diferença de temperatura entre a terra e o oceano, variando entre o dia e a noite e ao longo das estações do ano.

Estima-se que aproximadamente 2% da energia solar que incide na superfície terrestre é transformada em energia cinética dos ventos, e que 35% desta energia é dissipada numa camada atmosférica de um quilómetro de espessura a contar do solo terrestre [Bizec80].

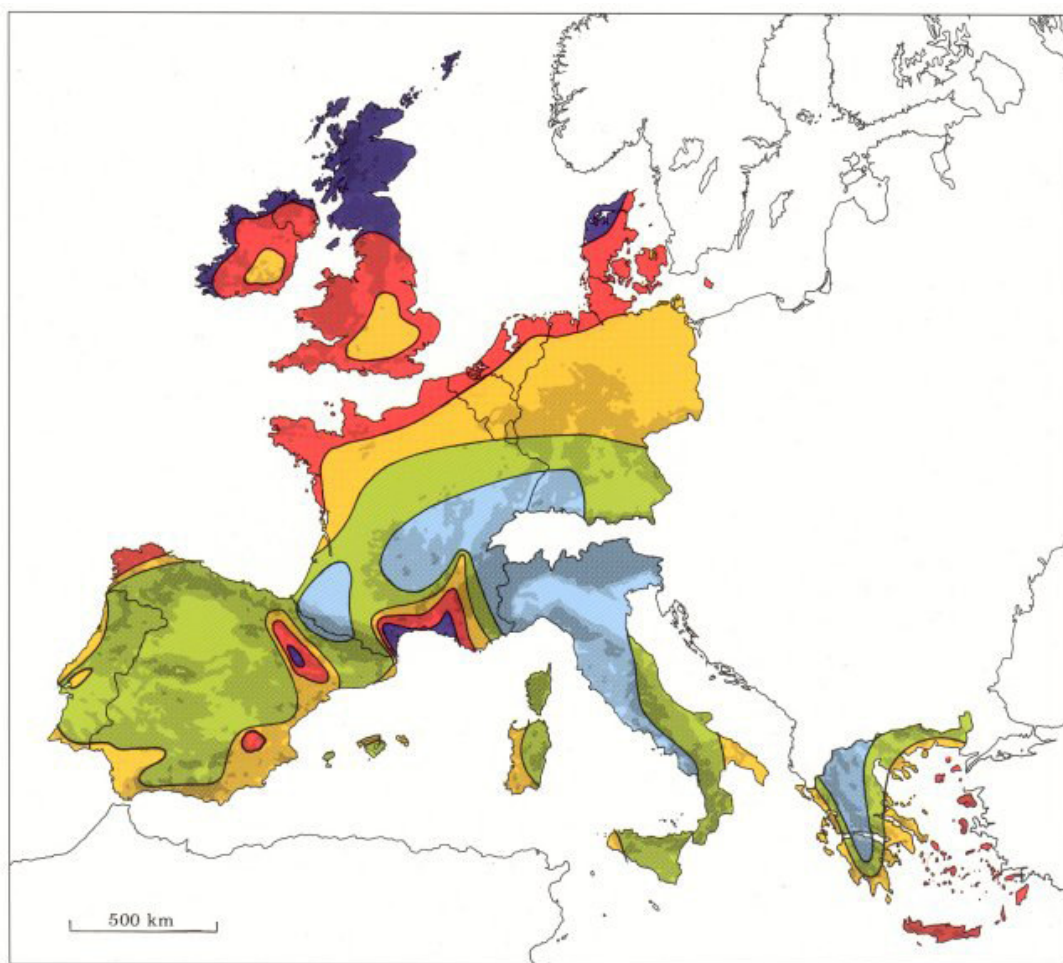
Os ventos mais fortes, mais constantes e mais persistentes ocorrem a cerca de 10 km da superfície terrestre, mas como não é possível colocar as turbinas eólicas nessas zonas, o espaço de interesse encontra-se limitado a algumas dezenas de metros na atmosfera. A estas alturas, o vento é directamente afectado pela fricção na superfície, o que provoca uma diminuição da sua velocidade.

Os ventos podem ser classificados de acordo com as suas origens e dividem-se em três tipos:

- Ventos globais – são ventos que sobem do equador para os pólos e na realidade são considerados como ventos geostróficos que ocorrem a partir da altitude dos 1000 metros. A velocidade destes ventos pode ser medida por balões meteorológicos.
- Ventos de superfície – são ventos muito influenciados pela superfície terrestre até altitudes de 100 metros. A intensidade do vento é reduzida pela rugosidade e obstáculos da superfície da terra e as direcções perto da superfície são diferentes das dos ventos geostróficos, devido à rotação da terra.
- Ventos locais - os ventos locais podem ser subdivididos em dois tipos, brisas marinhas e ventos da montanha ou vale. Apesar da importância dos ventos locais na determinação dos ventos dominantes numa determinada área, as condições climáticas locais podem influenciar as direcções do vento. A direcção do vento é influenciada pela soma dos efeitos globais e locais. Quando os ventos globais são suaves, os ventos locais podem dominar o regime de ventos.

Assim sendo, para instalar os parques eólicos é necessário proceder a uma avaliação correcta do potencial eólico de forma a encontrar a melhor localização [Santos06].

Em 1989 foi publicado o Atlas Europeu do Vento (AEV) cujos dados foram recolhidos de estações meteorológicas e depois corrigidos de forma a terem em conta os efeitos da topografia e extrapolados para outras áreas. Este atlas, como se pode ver na Figura 2.5, apresenta uma panorâmica geral do recurso eólico na Europa Ocidental em termos de velocidade média (m/s) e densidade de potência (W/m^2) médias anuais, à altura de 50 metros.



Wind resources ¹ at 50 metres above ground level for five different topographic conditions										
	Sheltered terrain ²		Open plain ³		At a sea coast ⁴		Open sea ⁵		Hills and ridges ⁶	
	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}	$m s^{-1}$	Wm^{-2}
Dark Blue	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
Red	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
Yellow	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
Green	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
Light Blue	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

Figura 2.5 – Atlas Europeu do Vento [S1].

Observando a Figura 2.5, verifica-se que as zonas mais ventosas situam-se a norte do Reino Unido assim como nas costas norte/oeste do continente Europeu. Por outro lado, o norte de Itália e sul de França correspondem a zonas menos favorecidas em termos de recurso eólico, e Portugal continental apresenta-se a um nível intermédio. Na Figura 2.6 pode observar-se mais detalhadamente a panorâmica geral do recurso eólico em Portugal em termos de velocidade média horizontal (m/s) e campo vectorial médio da velocidade horizontal, à altura de 60 metros.

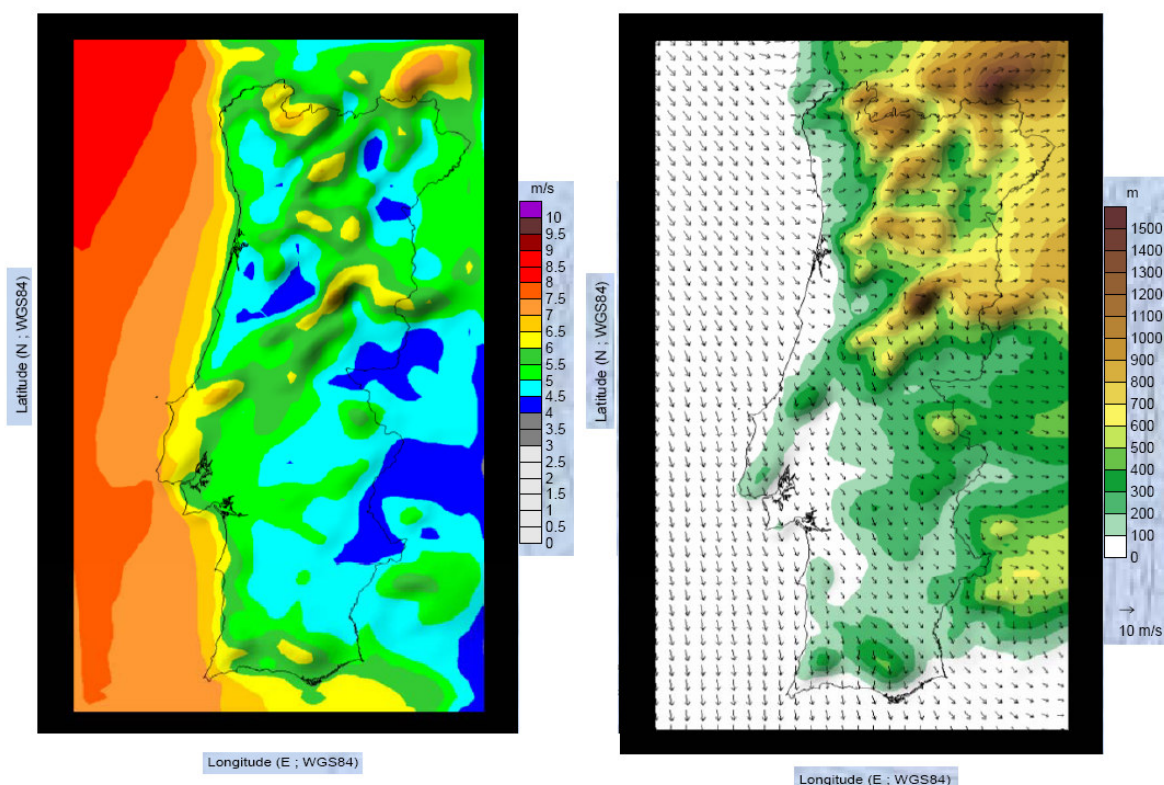


Figura 2.6 – Velocidade média horizontal [m/s] (à esquerda) e campo vectorial médio da velocidade horizontal (à direita), à altura de 60 metros [Estanqueiro07].

A velocidade e a direcção do vento estão constantemente a variar ao longo do tempo e podem ser facilmente registadas com um anemómetro. O vento pode ser também analisado no domínio da frequência. A representação espectral do vento corresponde à energia cinética associada à componente horizontal da velocidade do vento. À função obtida a partir de um número significativo de medidas, pelo menos de um ano, dá-se o nome de densidade espectral de energia, tal como está representado na Figura 2.7.

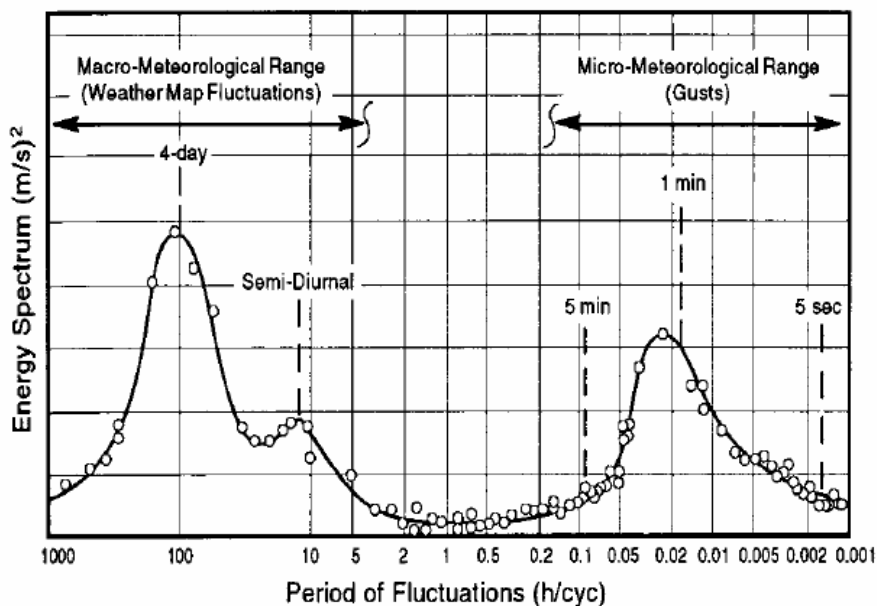


Figura 2.7 – Densidade espectral de energia [Falcão07].

A Figura 2.7 mostra, para um caso típico, o espectro de energia das flutuações de velocidade do vento na atmosfera. A variável associada às ordenadas é representativa da amplitude das flutuações de velocidade para cada valor do período (na figura, entre 1000 horas = 42 dias e 0,001 hora = 3,6 s).

O espectro do vento é válido apenas para caracterizar a zona onde se realizaram as medições, no entanto, tem-se vindo a constatar que a sua forma geral se mantém constante. Pode verificar-se, na Figura 2.7, a existência de dois picos de energia e de um vale formado por três zonas distintas:

- Zona macrometeorológica – associada a frequências baixas, pode-se prolongar por períodos de alguns dias e está relacionada com o movimento de grandes massas de ar, como depressões ou anti-ciclones.
- Zona micrometeorológica – associada a frequências elevadas, tem a duração de alguns segundos e está relacionada com a turbulência atmosférica.
- Zona de vazio espectral – corresponde a períodos de 10 minutos a 2 horas e está relacionada a zonas de espectro com muita pouca energia.

A turbulência atmosférica é considerada um factor muito importante no projecto de turbinas eólicas, uma vez que as variações súbitas da direcção do vento afectam a conversão de energia e submete as turbinas a grandes esforços. A variabilidade do vento faz com que a potência eléctrica também seja variável, embora numa gama de frequências mais estreita porque a turbina funciona como um filtro passa-baixo. O carácter aleatório desta característica do vento obriga à utilização de processos que descrevam estatisticamente essa variação [Araújo07].

Uma vez que existe uma zona de muito pouca energia, ou seja a zona de vazio espectral, podem-se dividir as duas componentes do vento e encarar a turbulência como uma perturbação ao escoamento quase estacionário caracterizado por uma velocidade média. A função velocidade do vento $u(t)$ será dada por:

$$u(t) = \bar{u} + u'(t) \quad (2.1)$$

Na equação 2.1, \bar{u} representa a velocidade média e $u'(t)$ representa a turbulência.

A velocidade média pode ser determinada com base num período que caía dentro do vazio espectral, normalmente entre 20 minutos e 1 hora. Representa o regime quase estacionário de energia disponível para a turbina. A turbulência afecta indirectamente a energia disponível, porque a turbina não reage a variações rápidas na velocidade ou na direcção do vento. Considerando apenas a velocidade média anual do vento, mascaramos todas as flutuações, o que pode afectar as estimativas da energia eléctrica produzida uma vez que a potência depende do cubo da velocidade do vento (como se pode ver no subcapítulo 2.4).

Quando estamos perante vento quase estacionário, o problema das variações lentas pode ser ultrapassado recorrendo a distribuições estatísticas do tipo densidade de probabilidade, isto é, a probabilidade da velocidade do vento ser igual a um determinado valor.

O número de ocorrências de cada velocidade média horária é contado e expresso em função do número total de horas do período em análise, idealmente de três anos, no mínimo, de forma a obter a descrição estatística do regime de ventos no local. Os registos resultantes são um conjunto de valores discretos e a densidade de probabilidade representa, mais precisamente, a probabilidade da velocidade do vento estar compreendida entre dois valores. O problema é então de definir uma largura da faixa delimitada por esses valores de forma a esta nem ser demasiada apertada e pesar excessivamente velocidades do vento que ocorram poucas vezes, nem demasiado larga e não serem contabilizados valores com peso significativo na distribuição de velocidades. Normalmente usa-se um valor de 1 m/s para a largura de banda, designada por classe de vento, como se pode observar na Figura 2.8.

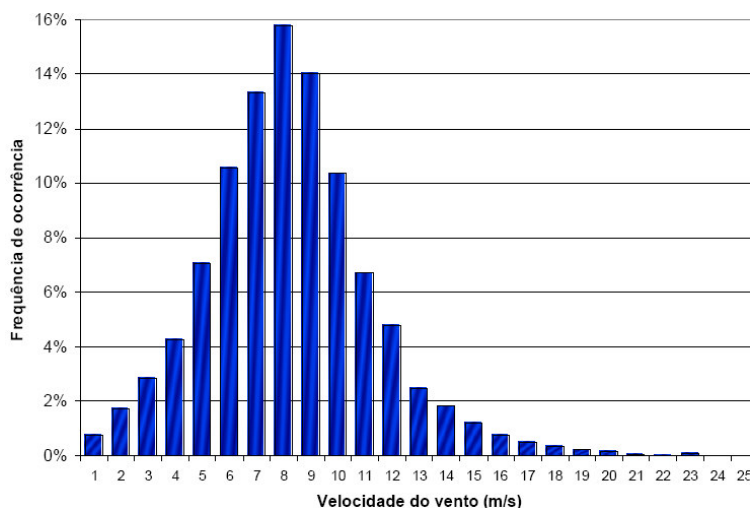


Figura 2.8 – Frequência de ocorrência de velocidade médias horárias do vento [Araújo07].

A expressão analítica que mais se adequa a descrever o regime de ventos é a distribuição de *Weibull*. A expressão matemática da função densidade de probabilidade de *Weibull*, $f(\bar{u})$ é:

$$f(\bar{u}) = \frac{k}{c} \left(\frac{\bar{u}}{c} \right)^{k-1} \exp \left\{ - \left[\left(\frac{\bar{u}}{c} \right)^k \right] \right\} \quad (2.2)$$

Em que, \bar{u} representa a velocidade média do vento, c é um parâmetro de escala com as dimensões de velocidade e k é um parâmetro de forma sem dimensões.

A velocidade média anual do vento u_{ma} é dada pela expressão 2.3:

$$u_{ma} = \int_0^{\infty} \bar{u} f(\bar{u}) d\bar{u} \quad (2.3)$$

No entanto, na prática têm-se distribuições discretas da velocidade média do vento em classes 1 m/s, o que nos conduz até à expressão:

$$u_{ma} = \sum_{u=0}^{\bar{u}_{\max}} \bar{u} f(\bar{u}) \quad (2.4)$$

A função *Gamma* – Γ relaciona os parâmetros c e k da distribuição de *Weibull* com as características da velocidade do vento, média anual e variância, através das seguintes expressões:

$$u_{ma} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.5)$$

$$\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right)^2 \right] \quad (2.6)$$

A função *Gamma* pode ser obtida através do comando $\text{exp}(\text{gammaln}(x))$ no *Excel* ou através do comando $\text{gamma}(x)$ no *Matlab* [Araújo07].

Por outro lado, o atrito entre a interação do vento na superfície terrestre resulta num retardamento da velocidade do vento provocado pelas camadas mais baixas nas camadas superiores, o que resulta numa variação da velocidade média do vento com a altura ao solo. O efeito da força de atrito é atenuado com a altura, até se anular a cerca de 2000 metros do solo. À zona caracterizada pela variação da velocidade do vento com a altura chama-se camada limite atmosférica. Ao nível do solo a condição fronteira obriga a que a velocidade média do escoamento seja nula e acima da zona limite atmosférica diz-se que a atmosfera é livre.

Chama-se camada superficial ou logarítmica à região da camada limite atmosférica que se estende até uma altura de cerca de 100 metros e é esta a região que tem interesse para os aerogeradores. Nesta zona, a topografia do terreno e a rugosidade do solo influenciam fortemente a velocidade do vento. Esta influência pode ser representada pela lei logarítmica de *Prandtl*:

$$\bar{u}(z) = \frac{u_a}{k_{VK}} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (2.7)$$

Na equação 2.7 $\bar{u}(z)$ representa a velocidade média do vento à altura z , u_a representa a velocidade de atrito, k_{VK} é a constante de *Von Karman*, cujo valor é 0,4 e, finalmente, z_0 representa o comprimento característico da rugosidade do solo (ver Tabela 2.2).

Tabela 2.2 Valores típicos para z_0 [Castro07].

Tipo de terreno	z_0 (m) min.	z_0 (m) max.
Lama/gelo	10^{-5}	$3 \cdot 10^{-3}$
Mar calmo	$2 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$
Areia	$2 \cdot 10^{-4}$	10^{-3}
Neve	10^{-3}	$6 \cdot 10^{-3}$
Campo de cereais	10^{-3}	10^{-2}
Relva baixa/estepes	10^{-2}	$4 \cdot 10^{-2}$
Descampados	$2 \cdot 10^{-2}$	$3 \cdot 10^{-2}$
Relva alta	$4 \cdot 10^{-2}$	10^{-1}
Terreno com árvores	10^{-1}	$3 \cdot 10^{-1}$
Floresta	10^{-1}	1
Povoação dos subúrbios	1	2
Centro da cidade	1	4

Como a velocidade de atrito, u_a , é difícil de calcular uma vez que esta varia com a rugosidade do solo, com a velocidade do vento e com as forças que se desenvolvem na atmosfera, utiliza-se na prática a equação seguinte:

$$\frac{\bar{u}(z)}{\bar{u}(z_R)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_R}{z_0}\right)} \quad (2.8)$$

Na equação 2.8, $\bar{u}(z_R)$ representa a velocidade média à altura de referência z_R . Esta equação aplica-se a terrenos planos e homogêneos e não tem em consideração o efeito da topografia, de obstáculos e modificações na rugosidade do terreno.

O valor de z_0 é influenciado pela variação do vento e flutua entre os meses de Inverno e de Verão, o que deve ser tomado em consideração.

A abordagem que foi seguida para a contabilização da rugosidade do terreno no AEV foi ligeiramente diferente, tendo-se optado por dividir os diferentes tipos de terrenos em classes características (Anexo C) [Castro07].

A análise do vento turbulento é mais difícil de se efectuar, uma vez que a turbulência atmosférica é uma característica do escoamento e não do fluído. A turbulência é completamente irregular, logo não pode ser analisada de uma forma determinística, tornando-se necessário utilizar técnicas recorrentes às estatísticas. A componente flutuante do vento pode conter energia significativa em frequências próximas das frequências de oscilação da estrutura da turbina eólica, e assim sendo, é necessário ter em atenção aos esforços que a turbina fica submetida e considerar a turbulência como um fenómeno determinante no projecto das turbinas eólicas. Nos estudos de turbulência representam-se os desvios da velocidade do vento, $u(t)$, em relação à velocidade média do regime quase estacionário, \bar{u} . A expressão da turbulência é dada pela variância, σ_u^2 :

$$\sigma_u^2 = \overline{u'^2} = \frac{1}{T} \int_{t_0 - \frac{T}{2}}^{t_0 + \frac{T}{2}} [u(t) - \bar{u}]^2 dt \quad (2.9)$$

A expressão da intensidade da turbulência, I_u , é dada por:

$$I_u = \frac{\sigma_u}{v} \quad (2.10)$$

em que v é a velocidade do vento.

No entanto, a variância varia mais rapidamente com a velocidade média do que com a altura, o que significa uma redução da turbulência com o aumento da altura. Na camada superficial é usual verificar-se a relação $\sigma_u = 2,5u_a$ o que permite escrever:

$$I_u(z) = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (2.11)$$

No projecto de turbinas eólicas é habitual elaborar-se o espectro de energia do vento a partir das medidas efectuadas ao longo do tempo. Desta forma, é possível identificar frequências associadas a um nível superior de energia e evitar que as turbinas sejam reproduzidas nos seus modos oscilatórios próprios [Araújo07].

O vento apresenta também características especiais que têm que ser consideradas nos projectos de aproveitamentos de energia eólica. Os obstáculos afectam o escoamento do vento na área envolvente ao obstáculo e provocam um abrandamento significativo da velocidade deste. A zona de turbulência pode-se estender até 3 vezes o tamanho do obstáculo e é mais intensa na parte a jusante do que a montante do obstáculo, como se pode observar na Figura 2.9.

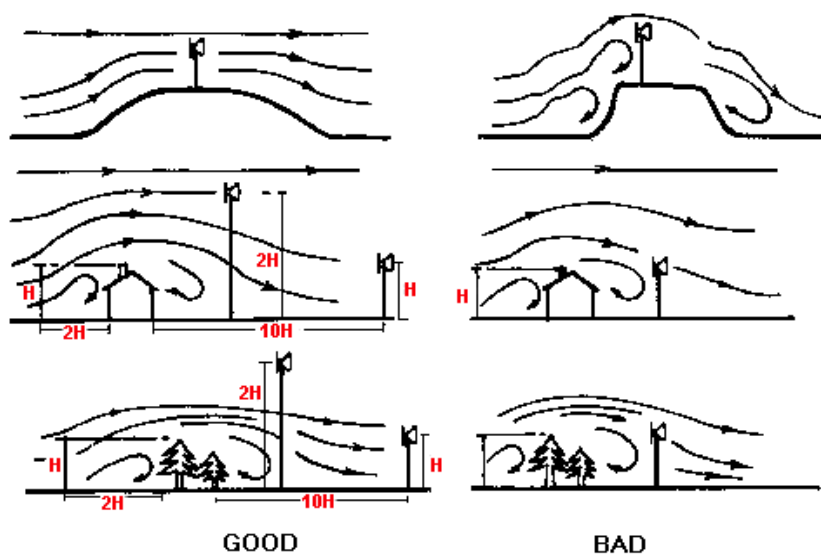


Figura 2.9 – Turbulência [Araújo07].

A diminuição da velocidade do vento depende das dimensões e da porosidade do obstáculo. A porosidade do objecto pode ser determinada através da expressão:

$$p_o = 1 - \frac{A_T}{A_{ef}} \quad (2.12)$$

Na Equação 2.12, A_T representa a área total ocupada pelo obstáculo e A_{ef} representa a sua área efectiva. Os edifícios têm porosidade nula enquanto nas árvores a porosidade varia de estação para estação consoante o número de folhas. Os obstáculos que se encontrem a menos de 1 km, medido segundo uma das direcções preponderantes, devem ser considerados no projecto de um aproveitamento eólico.

O efeito de esteira é outro aspecto a ter em atenção, uma vez que a jusante da turbina forma-se uma esteira de vento turbulento, como se pode observar na Figura 2.10. Desta forma, o vento na parte de trás da turbina apresenta um conteúdo energético bastante mais pobre em relação ao vento incidente. Por este motivo, é necessário dispor as turbinas no parque eólico para que este efeito seja minimizado. Normalmente, procuram-se espaçar as turbinas como se demonstra na Figura 2.10. A distância mínima entre duas turbinas é equivalente a três diâmetros do rotor. Na direcção do vento dominante a distância deve ser de cinco a nove vezes o diâmetro do rotor. Mesmo com estas medidas, estima-se uma perda de energia devido ao efeito de esteira de cerca de 5%.

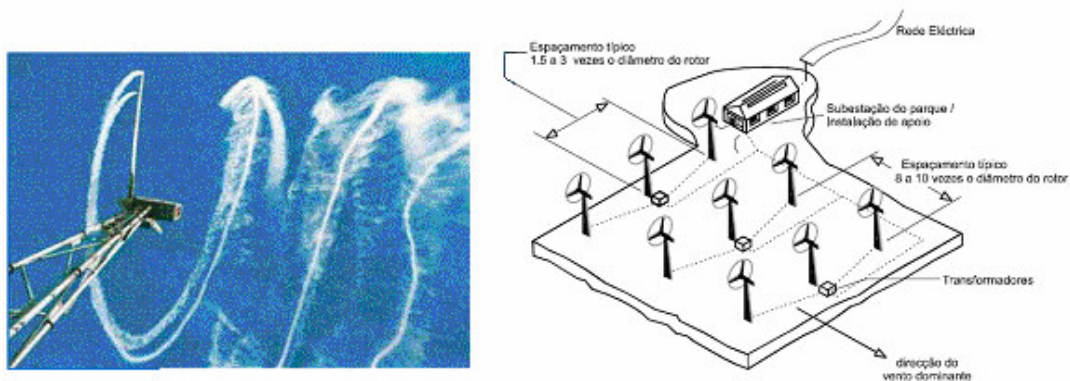


Figura 2.10 – Efeito de esteira [Araújo07].

A colocação da turbina entre duas colinas pode dar origem ao efeito túnel que consiste numa compressão do vento e num aceleração deste. Este fenómeno seria útil porque, em teoria, poder-se-ia aproveitar o aumento da velocidade do vento. No entanto, em colinas muito acidentadas, a turbulência anula as vantagens do efeito túnel e pode provocar problemas de fadiga nos materiais.

Usualmente as turbinas são instaladas perto do topo das colinas, porque a velocidade do vento nestes locais é superior que nas áreas periféricas. Isto deve-se à compressão que o vento sofre na zona onde sopra, e que, ao chegar ao topo da colina pode voltar a expandir-se pela ladeira a sotavento da colina. Caso a colina seja muito acidentada, pode formar-se turbulência e anular o efeito colina.

No mar, *offshore*, o vento apresenta condições particulares. As condições de rugosidade são algo variáveis devido a formação de ondas, no entanto, pode-se considerar, em geral, que a rugosidade na superfície da água apresenta valores baixos e os obstáculos são poucos. Desta forma, a velocidade do vento é mais estável, pelo que o vento não é sujeito a grandes mudanças de direcção, principalmente em altura, o que torna possível a utilização de turbinas mais baixas. Uma menor turbulência também faz esperar uma vida útil mais longa para as turbinas eólicas [Araújo07].

2.4 Potência Eólica

A turbina eólica captura a energia cinética do vento num rotor constituído por pás mecanicamente acopladas a um gerador eléctrico. Actualmente, estão disponíveis duas configurações distintas para a concepção de uma turbina, a configuração de eixo horizontal e a configuração de eixo vertical (Figura 2.11).

A turbina de eixo vertical tem a forma de um batedor de ovos, e é muitas vezes designada por rotor *Darrieus*. Tem sido utilizada no passado por causa da sua vantagem estrutural, ou seja, não precisa ajustar-se às mudanças de direcção do vento. No entanto, actualmente, é muito mais utilizada a turbina eólica de eixo horizontal.

Em excepção da forma do rotor, todos os outros demais componentes são os mesmos em ambos os projectos, com alguma diferença na sua colocação [Patel00].

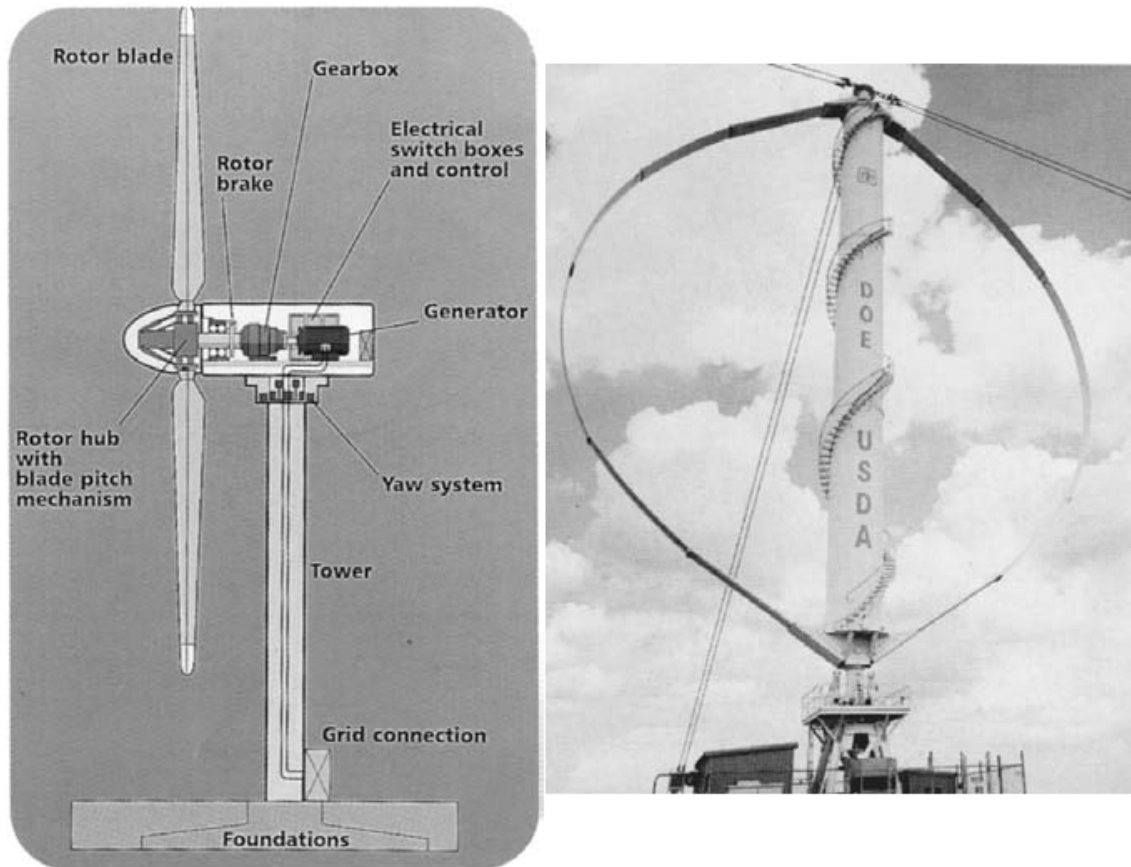


Figura 2.11 – Turbina de eixo horizontal (à esquerda) e de eixo vertical do tipo *Darrieus* (à direita) [Patel00].

Quanto à potência que o vento fornece ao aerogerador para a produção de energia eléctrica, está associada à energia cinética, E_c , de uma massa de ar, m , que se desloca a uma velocidade, v , e pode expressar-se da seguinte forma:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.12)$$

As massas de ar em movimento ao atravessar a secção plana transversal do rotor A , como está representado na Figura 2.12, ocupa um volume V .

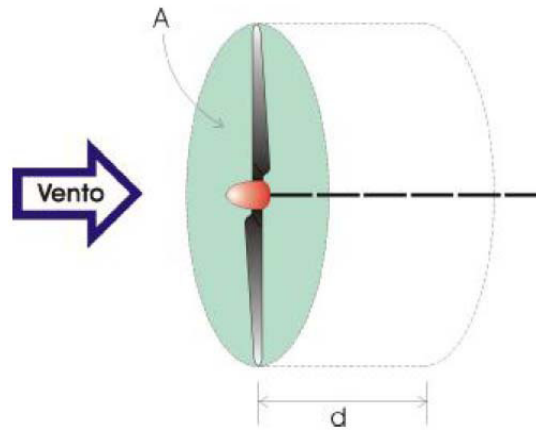


Figura 2.12 – Volume que o vento ocupa ao passar pelo rotor de um aerogerador [Araújo07].

O volume que o vento ocupa ao passar pelo rotor do aerogerador é:

$$V = Ad \quad (2.13)$$

Se for considerada a massa específica do ar $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$ em condições de pressão e temperatura normais obtém-se:

$$\rho = \frac{m}{V} \Leftrightarrow m = \rho V \Leftrightarrow m = \rho Ad \quad (2.14)$$

Se for substituído m da equação 2.14 na expressão 2.12, obtém-se:

$$E_C = \frac{1}{2}(\rho Ad)v^2 \quad (2.15)$$

Pode agora definir-se a equação para a potência disponível no vento P_{disp} , na unidade de tempo t :

$$P_{disp} = \frac{E_C}{t} = \frac{1}{2} \frac{(\rho Ad)}{t} v^2 \quad (2.16)$$

No entanto, a razão entre a distância d percorrida pelo vento e o tempo t gasto para percorre-la é a própria velocidade do vento, então:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.17)$$

Analisando a equação 2.17, verifica-se que a potência disponível é fortemente dependente da velocidade do vento, isto é, quando a velocidade do vento duplica a potência disponível no vento aumenta oito vezes. Por outro lado, se a velocidade do vento desce para metade, a potência disponível é reduzida de 12,5%.

Na realidade, a potência disponível no vento não é totalmente convertida em potência mecânica no veio do rotor da turbina. Caso assim fosse, o vento ao ultrapassar o plano das pás apresentaria uma velocidade nula; se isto acontecesse, não seria possível extrair nenhuma energia uma vez que também não entraria ar no rotor do aerogerador. O rendimento efectivo da conversão numa turbina eólica depende da velocidade do vento e é denominado por coeficiente de potência C_p .

A potência real extraída pelas pás do rotor tem de ter em conta a diferença de velocidades do vento entre o montante e o jusante, isto é, utilizando a equação 2.12 vem:

$$P = \frac{1}{2} \text{caudal mássico por segunda} \{v^2 - v_0^2\} \quad (2.18)$$

em que, P é a potência mecânica extraída pelo rotor, ou seja, a potência de saída da turbina eólica, v , é a velocidade do vento à entrada das pás do aerogerador e v_0 é a velocidade do vento à saída das pás do aerogerador, como se pode ver na Figura 2.13.

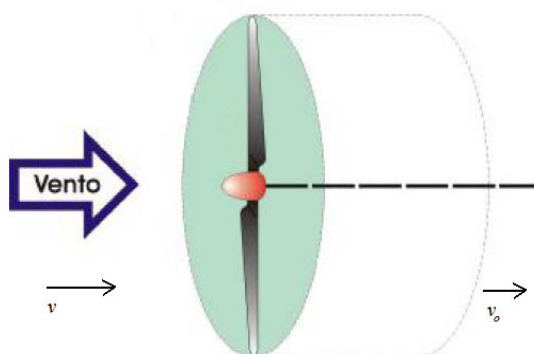


Figura 2.13 – Identificação da velocidade v e v_0 [Araújo07].

A velocidade do vento no plano das pás do rotor é descontínua de v para v_0 , no sentido macroscópico. A taxa de fluxo de massa ar através das lâminas rotativas é, portanto, como já foi visto, resultado da multiplicação da massa específica do ar (ρ) com a velocidade média do vento, ou seja:

$$\text{caudal mássico} = \rho A \frac{v + v_0}{2} \quad (2.19)$$

Então, aplicando a equação 2.19 na equação 2.18, a potência mecânica extraída pelo rotor é:

$$P = \frac{1}{2} \left[\rho A \frac{v + v_0}{2} \right] (v^2 - v_0^2) \quad (2.20)$$

Rearranjando algebricamente a equação 2.20 vem:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \frac{\left(1 + \frac{v_0}{v}\right) \left[1 - \left(\frac{v_0}{v}\right)^2\right]}{2} \quad (2.21)$$

A potência extraída através das pás de um aerogerador é usualmente expressa da seguinte forma:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (2.22)$$

onde,

$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{v_0}{v}\right) \left[1 - \left(\frac{v_0}{v}\right)^2\right]}{2} \quad (2.23)$$

O C_p é a fracção da energia eólica, a montante, que é capturada pelas pás do rotor. A restante energia é desperdiçada a jusante das pás do rotor. Como já foi visto, o factor C_p é chamado de coeficiente de potência do rotor, mas também pode ser designado de eficiência do rotor.

Para uma determinada velocidade do vento a montante, o valor de C_p depende somente da relação (v_o/v) . Para cada valor da relação (v_o/v) o coeficiente de potência toma um único valor, em que o valor máximo é de 0,59. Isto acontece quando a velocidade do vento a jusante é igual a um terço do montante, como se pode ver na Figura 2.14. Segundo esta condição a potência máxima que se consegue extrair das pás de um aerogerador é:

$$P_{máx} = \frac{1}{2} \rho A v^3 0.59 \quad (2.24)$$

A partir da expressão 2.24, pode ser calculado o binário mecânico máximo,

$T_{\omega, máx}$ [Lopes05]:

$$T_{\omega, máx} = \frac{P_{máx}}{\omega} \quad (2.25)$$

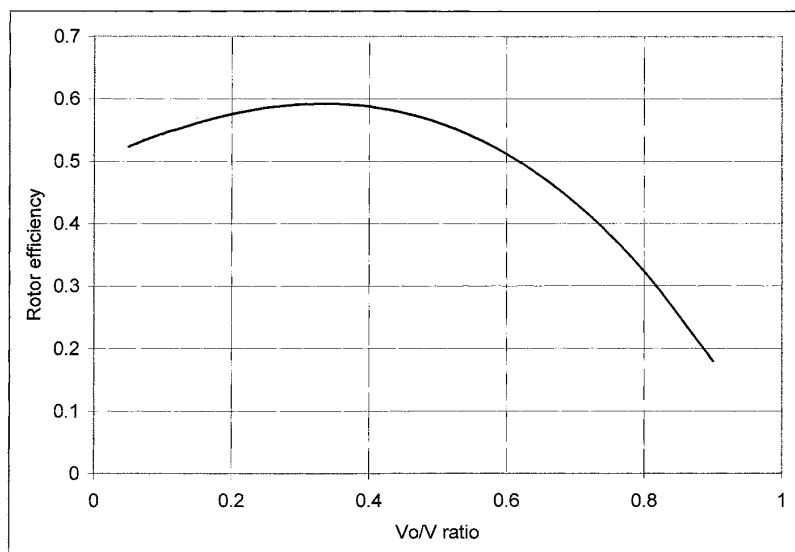


Figura 2.14 – Eficiência do rotor versus (v_o/v) [Patel00].

O valor máximo do coeficiente de potência, 0,59, é referente a uma formulação de 1919, realizada pelo físico Albert Betz, e conhecida como Lei de Betz.

Existem duas situações a ter em conta para entender a Lei de Betz: quanto maior for a extracção de energia cinética do vento pelo aerogerador, maior será a travagem que o vento sofre ao deixar o aerogerador (um aerogerador reduz a velocidade do vento até cerca de 2/3 da sua velocidade inicial), e se o ar ao passar pelo tubo de vento não tivesse nenhum impedimento, também não seria possível extrair energia do vento. Entre estas duas situações, existe um valor para o qual é mais eficiente a conversão da energia do vento em energia mecânica, e é designado por coeficiente de potência.

A Lei de Betz diz que só se pode converter menos de 16/27 (59,3%) da energia cinética em energia mecânica ao utilizar um aerogerador [Santos06].

Em projectos práticos, o valor de C_p está abaixo de 0,5 (Figura 2.15). Se for considerado o valor de 0,5 a eficiência do rotor, a potência máxima à saída da turbina torna-se uma expressão muito simples [Patel00]:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{1}{4} \rho A v^3 \quad (2.26)$$

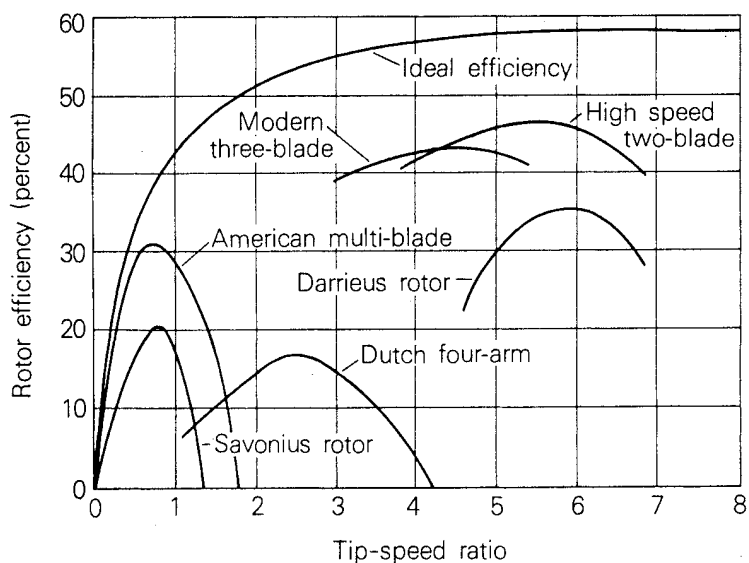


Figura 2.15 – Eficiência do rotor versus a relação de velocidades na pá para rotores com diferentes números de pás [Patel00].

Na Figura 2.15 verifica-se que os rotores com duas pás são os que têm maior eficiência.

Como foi visto anteriormente, o aerogerador obtém energia eléctrica convertendo a energia cinética do vento num binário que actua nas pás do rotor. A quantidade de energia transferida ao rotor pelo vento depende principalmente da massa específica do ar.

A energia cinética de um corpo em movimento é proporcional a sua massa, assim a energia cinética do vento depende da massa específica do ar e da sua massa por unidade de volume. Quanto mais denso é o ar, maior quantidade de energia a turbina recebe.

A potência derivada do vento varia linearmente com a massa específica do ar, ρ , que percorre as pás do aerogerador, com a pressão e temperatura de acordo com a Lei dos gases:

$$\rho = \frac{p}{RT} \quad (2.27)$$

em que p é a pressão do ar, T é a temperatura absoluta e R a constante dos gases ($R=8,314 \text{ J mol}^{-1} \text{ K}^{-1}$).

À pressão atmosférica, a massa específica do ar é de $1,225 \text{ kg/m}^3$. Mas com a altitude este valor varia, e conseqüentemente, a temperatura e a pressão. A grandes altitudes a pressão do ar diminui e o ar torna-se menos denso. Para uma altitude até 6000 metros medidos ao nível do mar, a seguinte expressão pode ser utilizada para determinar a massa específica do ar dependendo da altitude em questão H_m (m):

$$\rho = \rho_0 e^{-\left(\frac{0.297 H_m}{3048}\right)} \quad (2.28)$$

De uma forma mais simples, a equação 2.28 pode ser rearranjada algebricamente:

$$\rho = \rho_0 - 1.194 \cdot 10^{-4} \cdot H_m \quad (2.29)$$

A correcção da massa específica do ar em altitudes elevadas pode ser significativa. Por exemplo, a massa específica do ar à altitude de 2000 metros seria de 0,986 kg/m³, 20% inferior a 1,225 kg/m³, valor ao nível do mar [Patel00].

Como foi referido, a temperatura também varia com a altitude e pode ser utilizada a seguinte expressão para a determinar [Patel00]:

$$T = 15.5 - \frac{19.83 H_m}{3048} \text{ } ^\circ C \quad (2.30)$$

A área de varrimento das pás do rotor, ou, a área da circunferência onde o rotor actua fisicamente é que determina a quantidade de energia do vento que a turbina eólica é capaz de captar.

Para turbinas de eixo horizontal, as mais usuais (Figura 2.11), a área do rotor aumenta com o quadrado do raio, por exemplo, uma turbina duas vezes maior recebe quatro vezes mais energia:

$$A = \frac{\pi}{4} D^2 \quad (2.31)$$

em que D é o diâmetro do rotor.

Nas turbinas de eixo vertical (Figura 2.11), a área varrida pelo rotor é mais complexa de determinar, envolvendo integrais elípticas. Aproximando a forma das lâminas com uma parábola, leva à seguinte expressão mais simples [Patel00]:

$$A = \frac{2}{3} (\text{Largura máxima do rotor no centro}) (\text{Altura do rotor}) \quad (2.32)$$

A pressão do ar aumenta gradualmente à medida que as massas de ar (o vento) se aproximam do rotor, uma vez que o rotor actua como barreira ao vento. Na parte posterior do rotor a pressão cai imediatamente, estabilizando gradualmente à medida que se afasta. À medida que o vento se afasta do rotor, a turbulência do vento provoca misturas entre ventos de diferentes velocidades, ou seja, o vento mais lento mistura-se com o vento mais rápido da área circundante [Santos06].

2.5 Característica Eléctrica dos Sistemas de Energia Eólica

Os aerogeradores são projectados para gerarem a máxima potência a uma determinada velocidade do vento. Esta potência é conhecida como potência nominal do aerogerador e a velocidade do vento a que ela é atingida é designada de velocidade nominal do vento. Esta velocidade é ajustada de acordo com o regime de ventos no local, sendo habitual encontrar valores entre 12 a 15 m/s.

Na Figura 2.16 representa-se um exemplo de uma característica eléctrica, isto é, potência eléctrica Vs velocidade do vento, correspondente a um sistema de conversão de energia eólica com potência nominal de 660 kW.

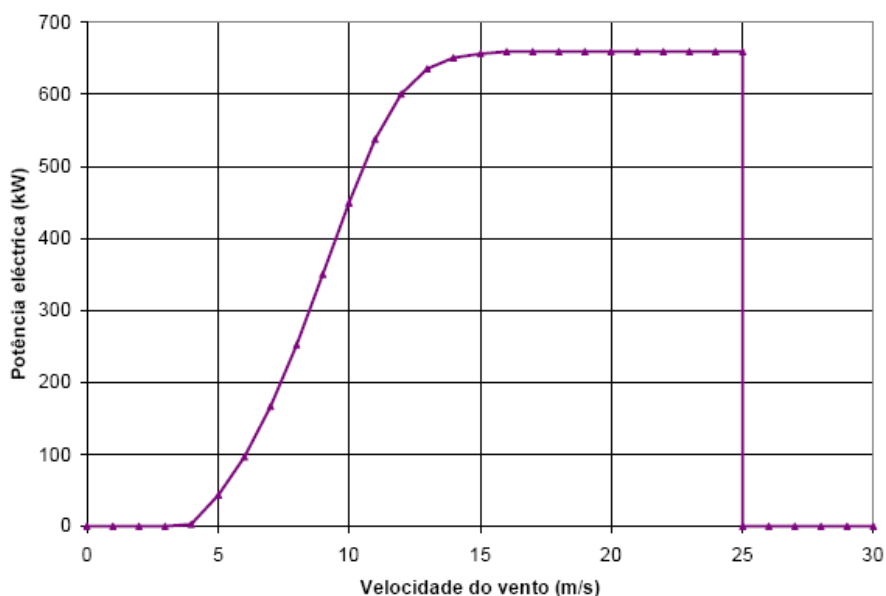


Figura 2.16 – Característica eléctrica de um aerogerador de 660 kW [Castro09].

Devido à lei de variação cúbica da potência com a velocidade do vento (como se viu no subcapítulo 2.4), para velocidades abaixo de um certo valor, em inglês designado de *cut-in wind speed*, (normalmente, cerca de 5 m/s, mas depende do local) não interessa extrair energia.

Pela mesma razão, para valores superiores à velocidade do vento nominal, em inglês designado de *rated wind speed*, não é económico aumentar a potência, pois isso obrigaria a robustecer da construção, e, do correspondente aumento no investimento. Caso acontecesse, apenas se tiraria partido durante poucas horas no ano, assim, a turbina é regulada para funcionar a potência constante, provocando-se, artificialmente, uma diminuição no rendimento da conversão.

Quando a velocidade do vento se torna perigosamente elevada, em inglês designado de *cut-out wind speed*, (superior a cerca de 25 a 30 m/s), a turbina é desligada por motivos de segurança [Castro09].

2.6 Integração da Produção Eólica na Rede Eléctrica

Há uns anos atrás, aquando da criação dos sistemas eléctricos, a produção de energia concentrava-se principalmente em grandes centrais produtoras e por isso estes não foram previstos para absorverem produção distribuída. Com a integração dos parques eólicos, quer na rede quer nos mercados de energia, teve-se a obrigação de lançar novas questões e obrigações ao estudo e desenvolvimento de novas regras e requisitos de interligação bem como de exploração da rede eléctrica.

Recentemente, devido ao incremento de injeção de energia proveniente da produção eólica na rede, vários países tiveram necessidade de alterar os seus regulamentos que regem o sector eléctrico para que estes passassem a incluir requisitos e regras a impor aos parques eólicos.

Nestes últimos anos, a produção eólica atingiu valores percentuais de potência instalada bastante significativos podendo causar graves problemas no caso de falha da tecnologia.

As principais questões relacionadas com a interligação dos parques eólicos à rede dizem respeito ao comportamento e desempenho das máquinas, visto que, uma falha da tecnologia pode causar graves problemas na rede. Estas devem ser robustas e seguras devendo garantir:

- A capacidade dos aerogeradores para resistirem às cavas de tensão (*ride through faults*) na rede;
- A resposta ao incremento e decréscimo de produção;
- A capacidade de funcionar como compensadores do factor de potência, produzindo energia reactiva (no Subcapítulo 3.3 expõe-se melhor este assunto);
- Boa resposta à variação da frequência (os aerogeradores têm que ter a capacidade de aumentar e diminuir a potência produzida assim como produzir ou absorver potência reactiva em respostas às variações de frequência da rede);
- A capacidade de realizar o chamado *black start* (que consiste num sistema capaz de isoladamente iniciar a injeção de potência e alimentar cargas de um sistema a funcionar em ilha após um colapso da rede).

Todas as normas e requisitos elaborados têm como finalidade garantir que a produção eólica contribua para a estabilidade da rede e para o seu correcto funcionamento. De país para país, a grande diferença encontra-se nos valores limite e de referência.

A Dinamarca e a Alemanha têm uma grande concentração de parques eólicos pelo que um distúrbio na rede do qual resulte uma queda de tensão ou frequência pode causar a saída em cascata dos parques eólicos, situação de grave efeito na rede. Na Figura 2.17 pode observar-se uma cava de tensão na rede eléctrica provocada por um defeito. Para evitar este cenário, os Operadores do Sistema (*Transmission System Operators – TSO's*) dinamarqueses e alemão impuseram o requisito dos parques permanecerem conectados durante um período de 100 e 150 milissegundos, respectivamente.

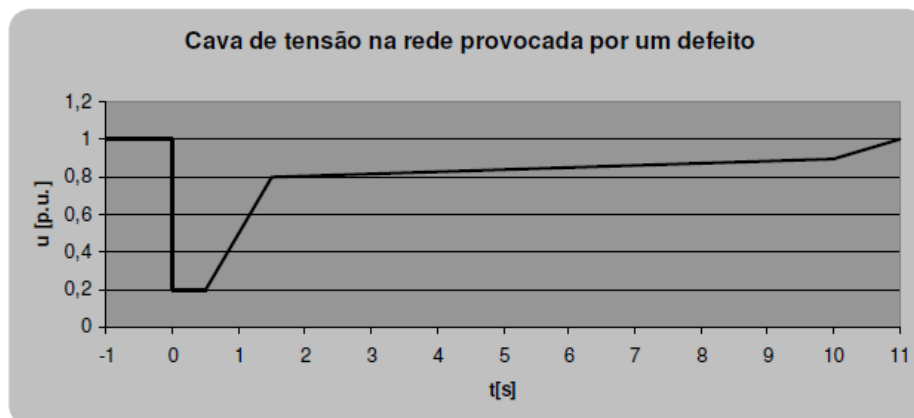


Figura 2.17 – Defeito na rede (*defaults*) [Almeida08].

Em Portugal, o requisito para os parques eólicos permanecerem conectados durante a ocorrência de cava situa-se nos 80 milissegundos, enquanto na Espanha, Irlanda e Estados Unidos os parques eólicos são obrigados a sobreviver às cavas de tensão por períodos de 500 e 650 milissegundos, respectivamente.

Outro requisito exigido é a continuidade de operação dos parques eólicos quando a frequência atinge valores fora dos limites mínimos e máximo. Esta situação corresponde ao momento em que há um déficit ou um excesso de injeção de energia produzida na rede. Os Operadores do Sistema (*TSO's*) pretendem que a produção eólica seja capaz de responder à variação de frequência aumentando ou diminuindo a produção nesses instantes. No que respeita à diminuição de produção não surgem grandes dificuldades em obter uma resposta em frequência. No entanto, quando é necessário aumentar a produção, se não existir recurso eólico disponível torna-se impraticável respeitar esse requerimento. Tal só será possível caso o parque eólico se encontre a funcionar aquém das suas capacidades.

Do ponto de vista económico, não é interessante ter um parque eólico que não aproveita por completo o recurso eólico existente e o desempenho das suas máquinas, por essa razão, esta condição não é bem acolhida entre os promotores. Esta situação levanta a questão do sobredimensionamento dos parques eólicos e da remuneração a nível do mercado dos aproveitamentos requisitados para fazer face à variação de frequência [Almeida08].

2.7 Aplicações dos Sistemas de Energia Eólica

Os sistemas de energia eólica têm três aplicações distintas: podem ser sistemas isolados, sistemas híbridos ou sistemas interligados à rede. Estes sistemas obedecem a uma configuração básica, que dependendo da aplicação, necessitam de uma unidade de controlo e/ou de uma unidade de armazenamento.

Os sistemas isolados são sistemas de pequeno porte e utilizam geralmente uma unidade de armazenamento de energia. Este armazenamento pode ser feito através de baterias ou na forma de energia potencial gravitacional com a finalidade de armazenar a água bombeada em reservatórios elevados para posterior utilização. Estes sistemas podem não utilizar uma unidade de armazenamento, como por exemplo no caso dos sistemas de irrigação onde toda a água bombeada é consumida. Os sistemas que utilizam baterias para armazenar a energia necessitam um controlador para verificar os níveis de carga destas. Por outro lado, para alimentar os dispositivos AC é necessário a utilização de um alternador.

Os sistemas híbridos são sistemas que apresentam mais de uma fonte de energia, tal como, aerogeradores, geradores de diesel, painéis fotovoltaicos, entre outras. Estas misturas de fontes de energia aumentam a complexidade do sistema, pois é necessário controlar todas as fontes para que haja máxima eficiência e optimização do fluxo de energia para o utilizador. Estes sistemas são geralmente utilizados em sistemas de médio porte e destinados a abastecer um maior número de utilizadores. As cargas destes sistemas são em AC, sendo portanto necessário utilizar um alternador.

Por fim, os sistemas interligados à rede não necessitam de baterias para armazenar a energia pois toda a energia produzida é entregue directamente à rede eléctrica. Estes sistemas apresentam três vantagens: redução de perdas, custo evitado da expansão de rede e a geração na hora de ponta quando o regime dos ventos coincide com o pico da curva de carga [Brito06].

Para entender um pouco melhor os diversos métodos para o armazenamento de energia, as formas de armazenagem indirecta da energia eólica podem ser divididas em dois grupos: eléctricas e mecânicas. A diferença entre elas reside no facto de na primeira (eléctrica) ser usado o excedente da electricidade gerada pela turbina para accionar os mecanismos de armazenagem, e na segunda (mecânica) serem utilizados mecanismos que usam forças de natureza mecânica para realizar a armazenagem.

No caso da energia eléctrica, existe o inconveniente de não poder ser armazenada exactamente na forma “eléctrica”. Desta forma, são utilizados alguns mecanismos para a armazenar sob outras formas que se apresentam em seguida:

- Bateria – a bateria é um conjunto de células electroquímicas capazes de armazenar a energia eléctrica sob a forma de energia química. Existem basicamente dois tipos de baterias electroquímicas: as recarregáveis e as não recarregáveis. As baterias recarregáveis são aquelas onde é possível reverter as reacções de oxidação redução dos componentes químicos da bateria para que se possa gerar energia novamente; e as não recarregáveis, são aquelas onde não é possível (ou é muito difícil) reverter a reacção. As baterias recarregáveis é que são utilizadas para o armazenamento da energia eólica (eléctrica), pois, uma vez que a bateria foi usada, pode ser recarregada usando o excedente produzido pela turbina eólica.
- Geração de H₂ – a energia eléctrica pode ser convertida e depois armazenada sob a forma de energia química do hidrogénio. A conversão dá-se pelo processo de electrólise da água, quando as moléculas da água são separadas, pela acção da corrente eléctrica, em átomos de hidrogénio e oxigénio e libertam energia. O hidrogénio, então, poderá ser armazenado para uma posterior utilização em células de combustíveis (que recombina o oxigénio do ar com o hidrogénio para gerar electricidade) de três formas diferentes: comprimido e engarrafado, liquefeito e armazenado em garrafas isoladas termicamente ou absorvido em hidratos metálicos.

- Calor – a armazenagem do excedente da energia eólica-eléctrica sob a forma de calor (energia térmica) pode ser feito através do uso de resistências. As resistências são componentes que transportam corrente eléctrica e, ao fazê-lo, aquecem e libertam calor. As resistências podem ser usadas, por exemplo, para aquecer água que fica armazenada num recipiente isolado termicamente ou na forma de vapor, para que o calor possa ser usado novamente mais tarde.
- Motor-bomba – neste tipo de armazenagem usa-se a energia eléctrica produzida pelo sistema eólico para alimentar uma bomba que faz a elevação da água para um reservatório a uma determinada altitude. A energia fica, então, armazenada sob a forma de energia potencial da massa de água armazenada que, quando for necessário, será libertada e poderá, por exemplo, accionar uma turbina geradora de electricidade.
- Motor-compressor – este mecanismo permite a armazenagem da energia eléctrica na forma de energia potencial do ar comprimido, que pode ser armazenada num reservatório próprio para uma posterior utilização no accionamento de turbinas, gerando novamente energia eléctrica.
- Motor-volante – o volante de inércia é uma roda que armazena a energia através do movimento rotativo (energia cinética) por um período de tempo “indeterminado”. A diferença entre um motor-volante e um volante-mecânico é apenas a forma de accionar o volante: no primeiro caso, o volante é accionado usando a energia eléctrica; e no segundo utiliza-se a energia mecânica [S2].

Para além da energia eléctrica ser armazenada, pode também ser aproveitado o movimento do rotor do aerogerador e armazenar a sua energia mecânica. Como a energia cinética dos ventos não pode ser armazenada sob a forma de energia cinética, então, tem de ser convertida noutra forma de energia para ser possível armazená-la. Em seguida são apresentados alguns exemplos de armazenagem de energia eólica convertida em energia mecânica:

- Calor – a armazenagem da energia eólica sob a forma de calor é conseguida pelo aquecimento mecânico da água através do movimento das “pás” dentro do reservatório. O atrito provocado pelo movimento das pás na água faz com que ela aqueça, transformando a energia eólica em energia térmica (calor). A armazenagem da água é feita num reservatório termicamente isolado e pode ser feita com a água no estado líquido (água quente) ou gasoso (vapor).
- Bomba hidráulica – este sistema de armazenagem da energia é composto por uma bomba ligada ao eixo de saída da turbina eólica. Quando a turbina atinge uma determinada velocidade de rotação acciona o mecanismo da bomba, que eleva uma certa quantidade de água para um reservatório situado a uma altura específica. Desta forma, armazena-se a energia mecânica sob a forma de energia potencial da massa de água armazenada. Quando for necessário, a água é libertada e acciona uma turbina hidráulica, para que a energia acumulada possa ser utilizada. Nestes casos, a turbina eólica costuma ser instalada muito perto da fonte de captação de água, e esta pode também ser armazenada simplesmente para o consumo, em detrimento da geração de energia eléctrica.
- Compressor (mecânico) – este tipo de armazenagem refere-se à conversão da energia mecânica em energia potencial armazenada sob a forma de ar comprimido (50 a 100 bar). A compressão é efectuada por um mecanismo que utiliza o movimento de rotação das pás da turbina para comprimir o ar. Depois de comprimido, o ar pode ser armazenado em reservatórios próprios, ou mesmo em estruturas geológicas que se encontrem vazias após terem sido exploradas para retirar os combustíveis fósseis nelas existentes. O ar armazenado pode depois ser utilizado para a produção de energia mecânica ou eléctrica.
- Volante mecânico – o funcionamento deste mecanismo baseia-se na conversão da energia eólica em energia cinética. A energia cinética existe no movimento de rotação do volante de inércia e pode, posteriormente, ser convertida noutra forma de energia [S3].

CAPÍTULO

3

Componentes de Sistemas de Energia Eólica

Neste capítulo, apresentam-se e analisam-se os diversos componentes constituintes dos sistemas de energia eólica. Um aerogerador é basicamente constituído, de uma forma macroscópica, pelo rotor, nacelle e torre, e está fixo ao solo através da sua fundação. Todos estes componentes e os seus constituintes internos principais são analisados, bem como diversos outros componentes principais até chegarem à rede eléctrica.

3.1 Introdução

Actualmente, existem dois tipos de turbinas eólicas disponíveis no mercado, a turbina eólica de eixo horizontal e a de eixo vertical, sendo esta última (TEV) a menos usual [Castro09].

As turbinas de eixo horizontal têm o mesmo princípio de funcionamento das modernas turbinas hídricas, uma vez que o escoamento é paralelo ao eixo de rotação das pás da turbina. Por outro lado, as turbinas de eixo vertical apresentam um princípio de funcionamento muito semelhante aos antigos moinhos de água, em que o escoamento, por sua vez, se apresenta segundo uma direcção perpendicular ao eixo de rotação. Na Figura 3.1, está apresentada uma turbina de eixo vertical do tipo *Darrieus* e os diversos componentes que a constituem. Para além da turbina de eixo vertical do tipo *Darrieus* existem também do tipo *Savonius* e a cicloturbina.

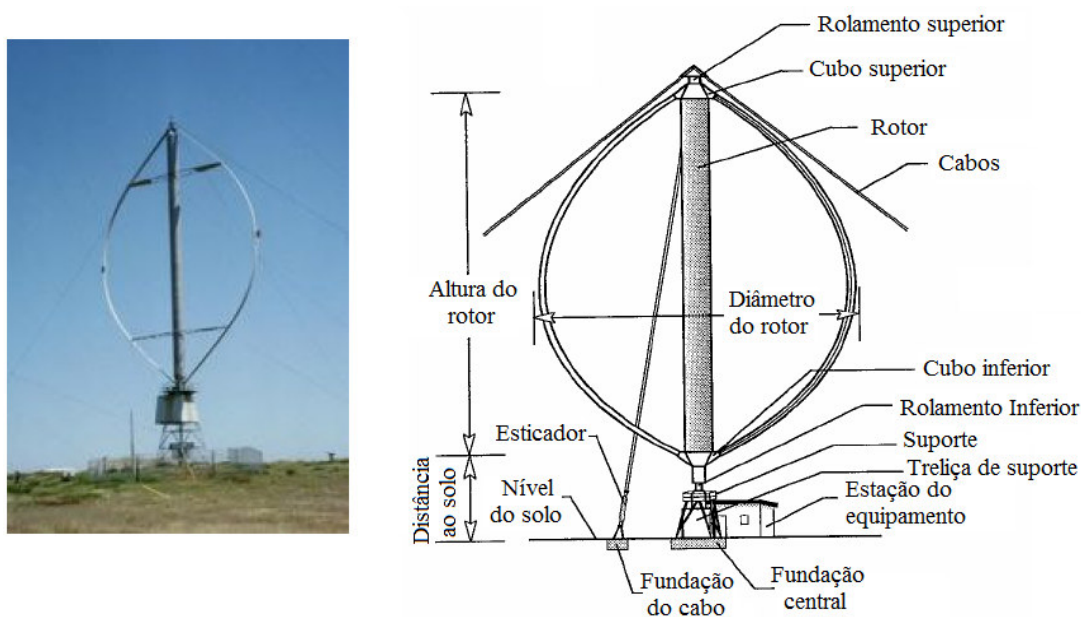


Figura 3.1 – Turbina eólica de eixo vertical do tipo Darrieus [Falcão07].

As principais vantagens que as turbinas de eixo vertical possuem são basicamente a simplicidade de concepção, a insensibilidade à direcção do vento (dispensando o mecanismo de orientação direccional “*Yaw*”) e a possibilidade de instalação junto ao solo de todo o equipamento de conversão da energia mecânica.

Quanto aos inconvenientes, a turbina de eixo vertical tem velocidades do vento baixas junto à base, tem a incapacidade de auto-arranque (necessita de meios exteriores de auxílio), possui a necessidade de utilização de espiras de suporte, e finalmente tem esforços dinâmicos acrescidos (devido ao comportamento inerentemente periódico).

Como já foi referido, no mercado estão disponíveis basicamente aerogeradores de eixo horizontal. Estes aerogeradores vão desde os 6 MW (Enercon E 126 e E112), a 1W para micro geradores eólicos.

O campo que apresenta grandes potencialidades de desenvolvimento é o das aplicações de pequena potência (máximo de alguns kW) em ambiente urbano, ligados à rede, ou em ambiente rural em sistema isolado. A turbina eólica de 1W pode ser utilizada tanto didacticamente, como para efectuar o carregamento de pilhas ou telemóveis.

Em Portugal foi desenvolvido, num projecto liderado pelo INETI, um micro gerador eólico – TURBAN – com uma potência de 2,5 kW. Na Figura 3.2 ilustram-se alguns exemplos deste tipo de equipamentos que se encontram em comercialização.

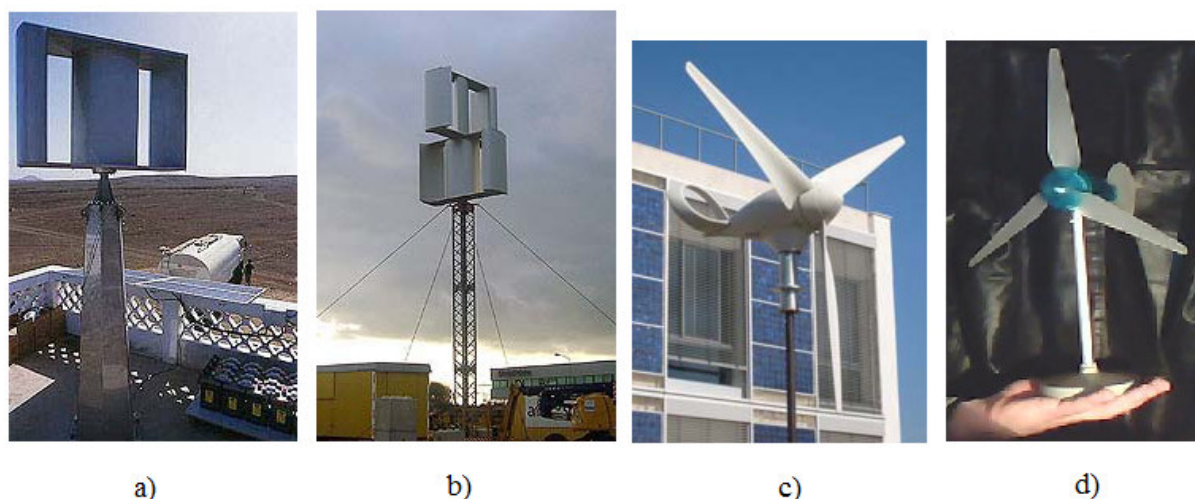


Figura 3.2 – Micro geradores eólicos: (a) Cabo Verde, 500 W [Castro09]; (b) Holanda, 5 kW [Castro09]; (c) TURBAN, 2,5kW [Castro09]; (d) Aerogerador didáctico, 1W.

Como se pode observar na Figura 3.2, os micro geradores eólicos apresentam tanto a forma de eixo vertical, como de eixo horizontal. A turbina de eixo vertical é composta por diversos componentes (Figura 3.1) que nas turbinas de eixo horizontal também são utilizados. Como as turbinas de eixo vertical são menos comuns, esta dissertação aborda mais pormenorizadamente os componentes interligados às turbinas de eixo horizontal. Na Figura 3.3 pode observar-se uma turbina de eixo horizontal e os seus principais diversos componentes constituintes.

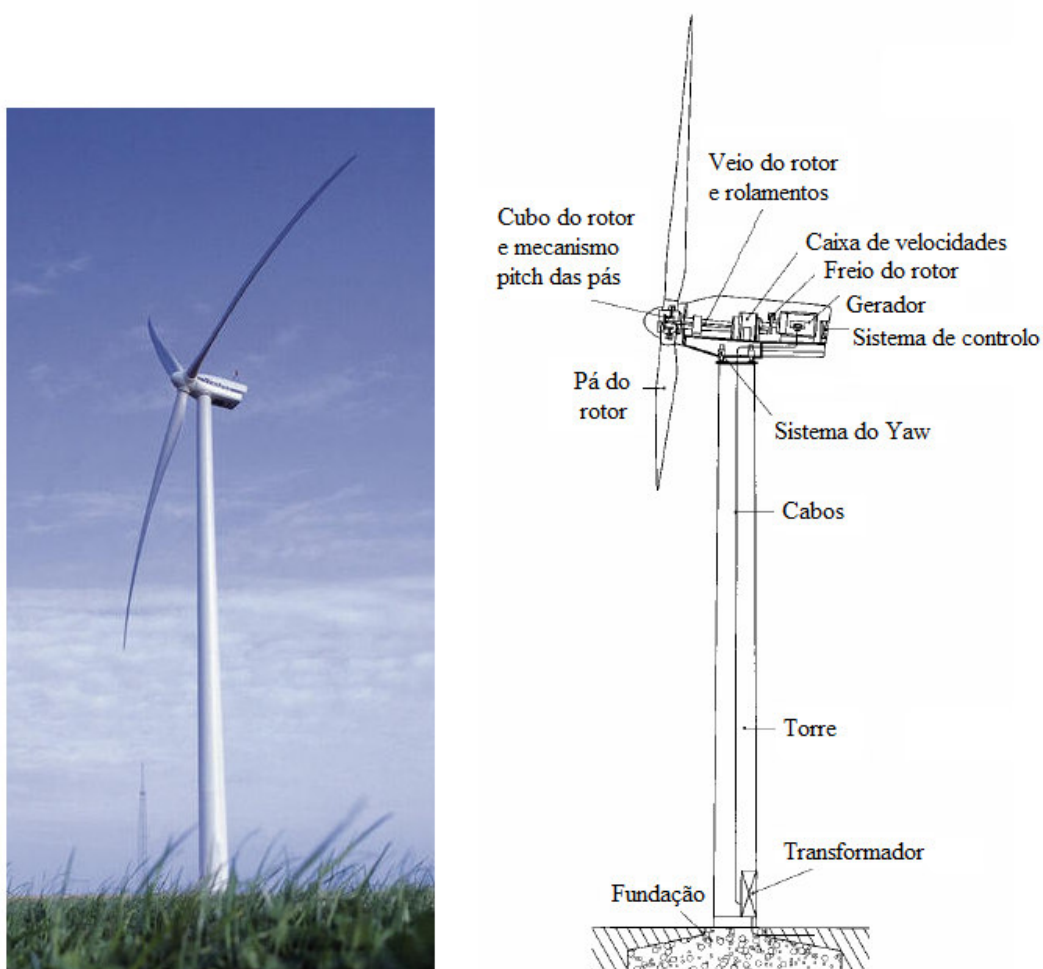


Figura 3.3 – Turbina eólica de eixo horizontal [Falcão07].

Observando a Figura 3.3 verifica-se que o sistema de conversão de energia eólica divide-se basicamente em três partes principais: o rotor, a *nacelle* e a torre.

Os componentes eléctricos mais importantes de um aerogerador interligado à rede estão representados no esquema de blocos da Figura 3.4.

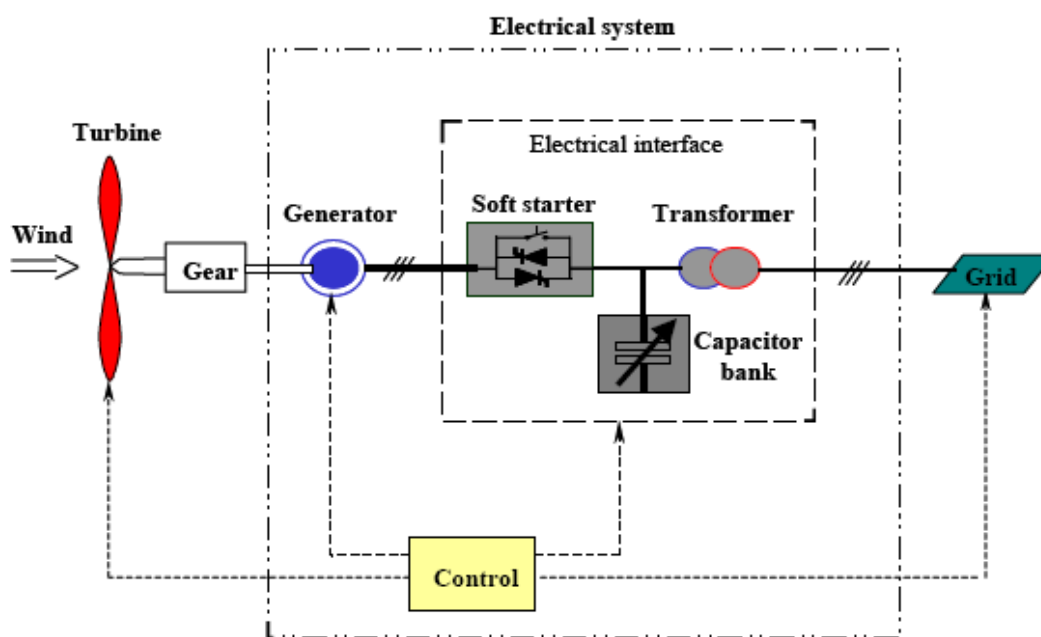


Figura 3.4 – Diagrama de blocos de uma turbina eólica interligada à rede e com uma interface eléctrica [Guidelines02].

Podem identificar-se os diversos componentes eléctricos na Figura 3.4, em que a caixa de velocidades, o gerador, o conversor de frequência e transformador estão localizados na *nacelle* (o transformador pode estar tanto localizado na *nacelle*, como na torre ou então fora do aerogerador; no Subcapítulo 3.4 aborda-se este assunto), quanto ao banco de condensadores, geralmente está localizado na torre do aerogerador.

3.2 Rotor

O rotor de um aerogerador tem acoplado a ele as pás, e pode ou não possuir motores eléctricos ou sistema hidráulico para regular o passo (*pitch*) das pás, de forma a estas usufruírem mais ou menos do vento dependendo da situação em questão. Para que a pá consiga efectuar o movimento do *pitch*, existe um rolamento que está dividido em duas partes, uma parte fixa à pá e a outra parte fixa ao cubo do rotor.

O projecto das pás do rotor, no qual a forma da pá e o ângulo de ataque em relação à direcção do vento têm uma influência determinante, beneficiou do conhecimento da tecnologia das asas dos aviões, que apresentam um funcionamento muito semelhante.

Em relação à superfície de ataque do vento incidente nas pás, o rotor pode ser colocado a montante (*upwind*), ou a jusante (*downwind*) da torre. A opção *upwind*, em que o vento ataca as pás pelo lado da frente, generalizou-se devido ao facto do vento incidente não ser perturbado pela torre. Por outro lado, a opção *downwind*, em que o vento ataca as pás pelo lado de trás, permite o auto alinhamento do rotor na direcção do vento, mas tem vindo a ser progressivamente abandonada, pois o escoamento é significativamente perturbado pela torre antes de incidir no rotor.

A solidez (*solidity*), é definida como sendo a razão entre a área total das pás e a área varrida pelas mesmas. Se o diâmetro e a solidez das pás forem mantidos constantes, o rendimento aumenta com o número de pás: isto acontece, porque diminuem as chamadas perdas de extremidade.

Estima-se que o acréscimo da energia capturada pelo vento é 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.

Por outro lado, é necessário que o cubo do rotor (local de fixação das pás) possa baloiçar (*teetering hub*), ou seja, o cubo do rotor tem de apresentar um determinado ângulo de inclinação relativamente à vertical (*tilt angle*), de forma a acomodar os desequilíbrios resultantes da passagem das pás em frente da torre. Esta questão assume uma enorme relevância para aerogeradores com rotor de duas pás. Na Figura 3.5 pode observar-se o *tilt angle* de um aerogerador constituído por duas pás.



Figura 3.5 – *Tilt angle* de um rotor com duas pás [Castro09].

Os rotores de uma só pá foram objecto de investigação, tendo sido construídos alguns protótipos, mas dada a sua natureza inerentemente desequilibrada, não conheceram desenvolvimento comercial.

A vida útil do rotor está relacionada com os esforços a que este fica sujeito e com as condições ambientais em que se insere, por exemplo, um aerogerador que se encontra em condições *offshore* tem de ter em conta que o ambiente em que se encontra é muito diferente do ambiente *onshore*. A selecção dos materiais utilizados na construção das pás das turbinas é, pois, uma operação muito delicada. Actualmente, a escolha dos materiais para as pás faz-se entre a madeira, os compostos sintéticos e os metais.

A madeira é o material de fabrico de pás de pequena dimensão (na ordem dos 5 metros de comprimento). Mais recentemente, a madeira passou a ser utilizada em técnicas avançadas de fabrico de materiais compósitos de madeira laminada, mas actualmente, há alguns fabricantes a usar estes materiais em turbinas de 40 metros de diâmetro.

Quanto aos compostos sintéticos, estes constituem os materiais mais utilizados nas pás das turbinas eólicas, nomeadamente, plásticos reforçados com fibra de vidro (GRP – *Glass Reinforced Plastic*). Estes materiais são relativamente baratos, robustos, resistem bem à fadiga, mas, principalmente, são facilmente moldáveis, o que é uma vantagem importante na fase de fabrico. Sob o ponto de vista das propriedades mecânicas, as fibras de carbono constituem a melhor opção, contudo, o seu preço elevado é ainda um obstáculo que se opõe a uma maior difusão.

Finalmente, em relação aos metais, o aço tem sido utilizado principalmente nas turbinas de maiores dimensões. Contudo, é um material denso, o que o torna consideravelmente pesado.

Em alternativa, alguns fabricantes optaram por ligas de alumínio que apresentam melhores propriedades mecânicas, mas têm a desvantagem da sua resistência à fadiga se deteriorar rapidamente.

Actualmente, a tendência aponta para o desenvolvimento na direcção de novos materiais compósitos híbridos, de forma a tirar partido das melhores características de cada um dos componentes, designadamente sob o ponto de vista do peso, robustez e resistência à fadiga.

Se o rotor rodar devagar, a perturbação induzida no escoamento pelo movimento do rotor é pequena. Mas, se o rotor rodar muito depressa, o vento encara o rotor como sendo uma parede. Deste modo, resulta que a velocidade de rotação deverá ser compatibilizada com a velocidade do vento, de forma a obter a máxima eficiência da conversão, ou seja, um coeficiente de potência C_P máximo.

A relação entre a velocidade linear (m/s) da extremidade da pá da turbina de raio r (m), que roda à velocidade ω_t (rad/s), e a velocidade do vento v (m/s), é caracterizada por um factor adimensional conhecido por razão de velocidades na pá ou velocidade específica na ponta da pá, λ , em inglês designado por *Tip Speed Ratio* (TSR).

$$\lambda = TSR = \frac{\omega_t r}{v} \quad (3.1)$$

Na Figura 3.6 pode observar-se uma curva experimental da variação do coeficiente de potência C_P com λ para uma turbina moderna. Pode observar-se que para manter o valor de C_P no máximo é necessário que a velocidade do rotor acompanhe as variações da velocidade do vento. Tal conformidade não é possível nos sistemas eólicos em que o gerador está directamente ligado à rede de frequência fixa que impõe, no caso do gerador assíncrono, uma velocidade aproximadamente constante. A consequência é que estes sistemas operam muitas vezes em regimes de funcionamento não óptimos.

O estudo teórico do comportamento dos aerogeradores ganha imenso se estiverem disponíveis expressões analíticas que descrevam o comportamento das grandezas relevantes. Para a variação de C_P com λ , uma das expressões analíticas mais reportadas na literatura é:

$$C_p = 0,22 \left(\frac{116}{\frac{1}{\lambda} - 0,035} - 5 \right) \exp \left(- \frac{12,5}{\frac{1}{\lambda} - 0,035} \right) \quad (3.2)$$

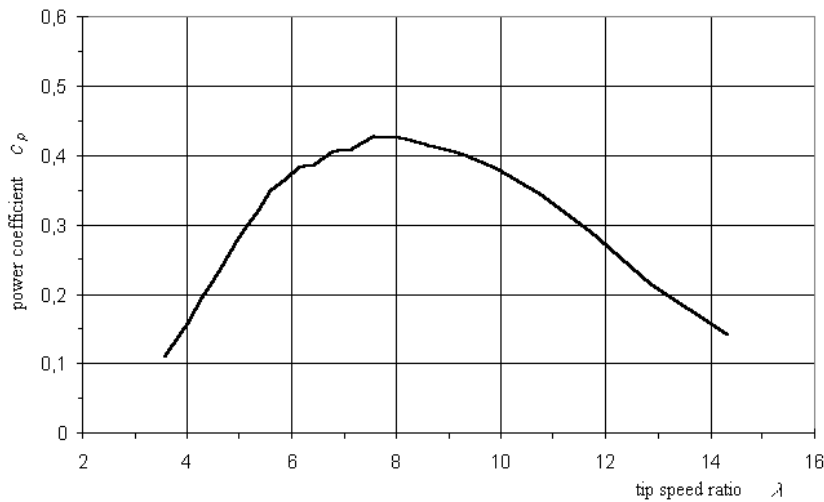


Figura 3.6 – Variação de C_p com λ [Castro09].

A geometria das pás do rotor, cuja secção recta tem a forma de um perfil alar, determina a quantidade de energia que é extraída por cada valor de velocidade do vento. A Figura 3.7 mostra as diferentes forças presentes num elemento do perfil alar.

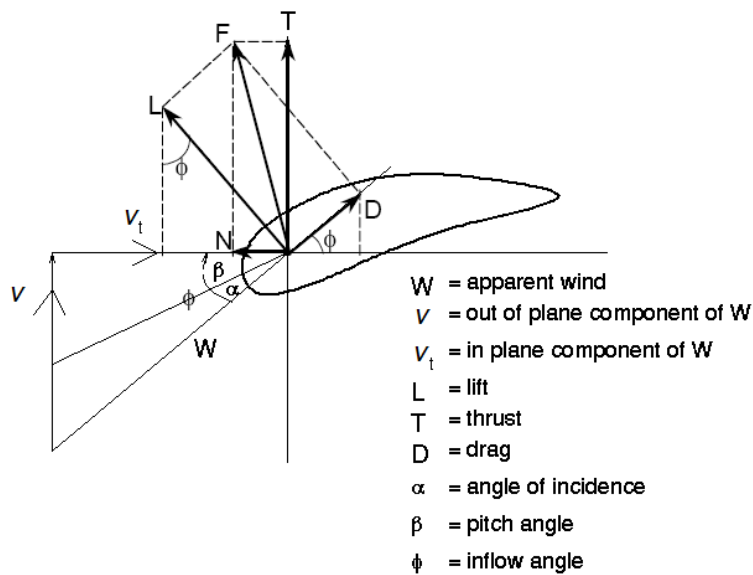


Figura 3.7 – Sistema de forças presentes num perfil alar [Castro09].

Com base à Figura 3.7, as grandezas intervenientes são as seguintes:

- O vector velocidade relativa do vento W que actua no elemento da pá resulta em duas componentes: a velocidade do vento v e a velocidade tangencial da pá $v_t = \omega_t r$.
- O ângulo de ataque α , é definido como sendo o ângulo entre a linha que une os bordos de entrada e de saída do perfil (linha de corda) e a velocidade relativa W .
- O ângulo de passo β , é o ângulo entre o plano de rotação da pá e a linha de corda
- O ângulo do escoamento ϕ , é a soma de α com β :

$$\phi = \alpha + \beta \quad (3.3)$$

- O vector força F pode ser decomposto em duas componentes: uma, actuando na mesma direcção da velocidade relativa, designa-se por força de arrastamento (*drag*) D ; a outra é perpendicular e designa-se por sustentação (*lift*) L .
- O vector força F pode ser igualmente decomposto na direcção do plano de rotação e na direcção perpendicular, obtendo-se a componente que contribui para o movimento da pá N , e a componente que contribui para o binário motor T . Estas forças podem ser, respectivamente, calculadas através de:

$$\begin{cases} N = L \sin(\phi) - D \cos(\phi) \\ T = L \cos(\phi) - D \sin(\phi) \end{cases} \quad (3.4)$$

É conveniente que o desempenho da pá possa ser descrito independentemente do seu tamanho e da velocidade com que está animada, portanto, é usual dividir a força de sustentação L e a força de arrastamento D pela força experimentada pela secção recta A de uma pá, animada da velocidade do vento v .

Obtém-se, respectivamente, o coeficiente de sustentação C_L e o coeficiente de arrastamento C_D :

$$\left\{ \begin{array}{l} C_L = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho v^2 A} \\ C_D = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho v^2 A} \end{array} \right. \quad (3.5)$$

Normalmente, apresentam-se as características das pás através das representações gráficas $C_L = f(\alpha)$ e $C_D = f(\alpha)$, como se pode observar na Figura 3.8. Estas representações são obtidas através de ensaios e medidas exaustivas efectuadas em túnel de vento e devem ser fornecidas pelo fabricante. Por exemplo, para os perfis geralmente utilizados em turbinas eólicas, verifica-se que o coeficiente de sustentação atinge o seu máximo para um ângulo de ataque de cerca de 10 a 15°, a partir do qual começa a decrescer. Por outro lado, o coeficiente de arrastamento mantém-se aproximadamente constante até quase atingir o ângulo de ataque para o qual o coeficiente de sustentação atinge o seu máximo. Para valores de α superiores, o coeficiente de arrastamento sofre um crescimento acentuado, no entanto, este coeficiente é mais difícil de calcular que o coeficiente de sustentação porque depende fortemente da rugosidade da pá e de efeitos de fricção do vento sobre ela.

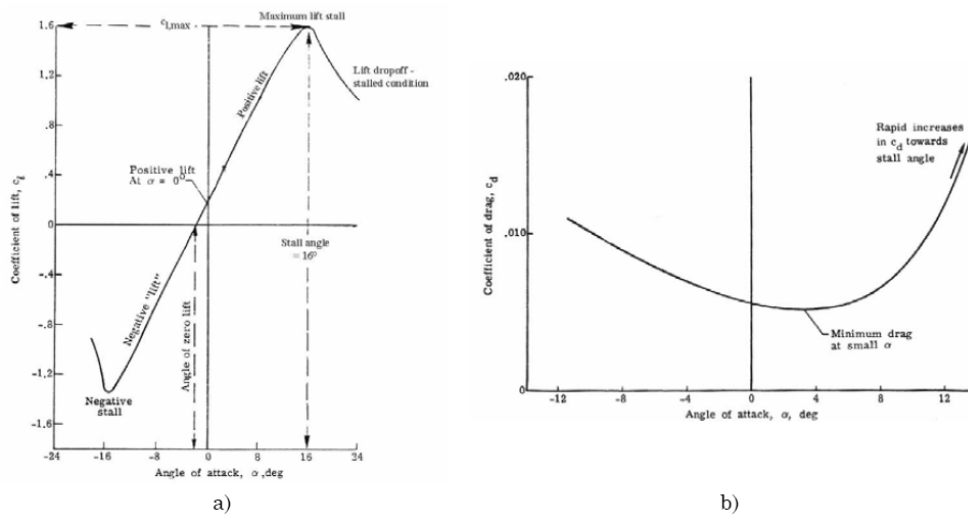


Figura 3.8 – Coeficiente de sustentação (a) e coeficiente de arrastamento (b) em função do ângulo de ataque α [Castro09].

Geralmente, o comportamento dos perfis alares em função do ângulo de ataque α pode ser dividido em três zonas de funcionamento, conforme se mostra na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Regime de funcionamento dos perfis alares [Castro09].

Ângulo de ataque α	Regime
$-15^\circ < \alpha < 15^\circ$	Linear
$15^\circ < \alpha < 30^\circ$	Desenvolvimento de perda (stall)
$30^\circ < \alpha < 90^\circ$	Travão

A fim de extrair do vento a máxima potência possível, a pá deve ser dimensionada para trabalhar com um ângulo de ataque, tal que a relação entre a sustentação e o arrastamento seja máxima [Castro09].

Como foi referido, a pá está acoplada ao cubo do rotor, mas para que esta consiga efectuar o movimento de *pitch* em torno do seu próprio eixo (para os aerogeradores com sistema de controlo *pitch*), possui um rolamento que está dividido em duas partes, uma parte anelar fixa à pá e a outra parte anelar fixa ao cubo do rotor. Na Figura 3.9 pode observar-se um arranjo típico em que o anel exterior do rolamento é fixo ao cubo do rotor e o interior fixo à pá.

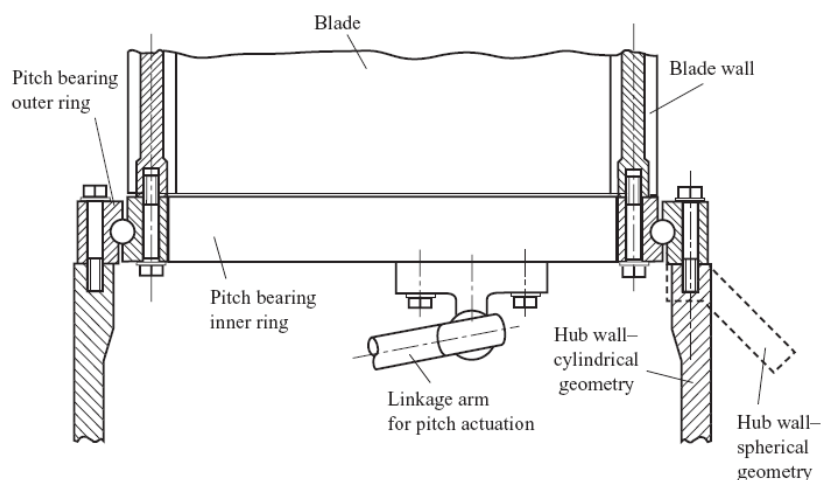


Figura 3.9 – Arranjo típico do rolamento do *pitch* [Burton01].

Podem ser utilizados diferentes tipos de rolamentos, que se classificam de acordo com os diversos elementos circulantes a fim de maximizar a sua capacidade de suportar tensões e momentos. Na Figura 3.10, podem ser observados diversos tipos de rolamentos utilizados no sistema de *pitch*.

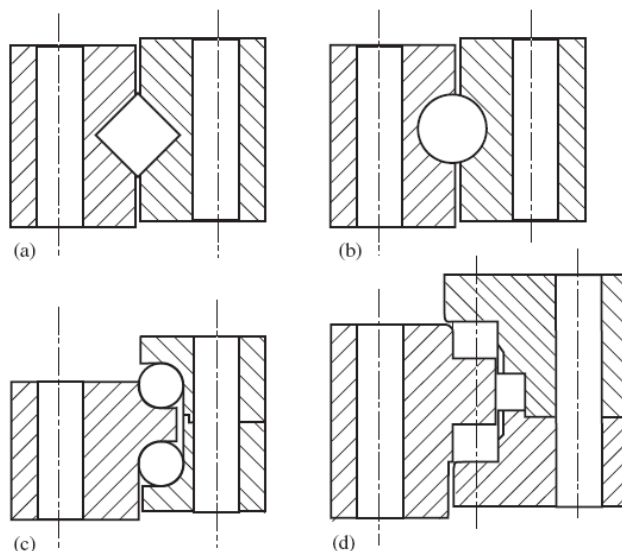


Figura 3.10 – Tipos de rolamentos [Burton01]: (a) fila simples com cilindros cruzados; (b) fila simples com esferas; (c) fila dupla com esferas; (d) fila tripla com cilindros.

O rolamento seleccionado para uma determinada aplicação deve ter a capacidade suficiente de resistir aos momentos flectores, proporcionando-lhe uma vida útil adequada perante a fadiga. Normalmente, os catálogos dos fabricantes já especificam os momentos flectores máximos que o rolamento está sujeito para um determinado valor de revoluções do rolamento, como por exemplo 30000 revoluções.

Para além disso, o desempenho dos rolamentos de anel são também extremamente dependentes do grau de distorção do rolamento sob carga, assim os fabricantes especificam normalmente também uma deformação máxima axial e inclinação dos elementos de fixação (parafusos) nas superfícies de contacto. Por exemplo, os valores limite dados pela Rothe Erde para um rolamento com fila simples e de esferas com um diâmetro de 1000 milímetros, são de 0,6 mm e 0,17° respectivamente [Burton01].

O cubo do rotor é um componente onde é efectuada a junção das pás e é no seu interior que se encontram os motores eléctricos ou o sistema hidráulico que são utilizados para efectuar o movimento de passo (*pitch*).

A geometria tridimensional relativamente complexa dos cubos dos rotores leva a que a sua fabricação seja feita com qualidade. Geralmente, o material escolhido para a sua manufactura é grafite esferoidal e ferro (*spheroidal graphite iron*).

Para aerogeradores constituídos por três pás, existem dois tipos de cubos: tri-cilindrico ou esférico. O tri-cilindrico é composto por três reservatórios cilíndricos concêntricos com os eixos das pás, por outro lado, o cubo esférico consiste simplesmente numa casca esférica com três entradas para o posicionamento das pás. Na Figura 3.11 são mostrados ambos os cubos do rotor, e na Figura 3.12 é ilustrado um cubo esférico real.

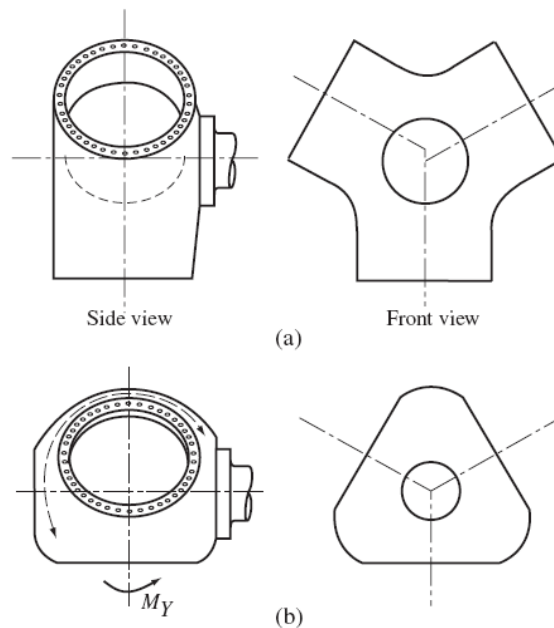


Figura 3.11 – Tipos de cubos do rotor [Burton01]: (a) tri-cilindrico; (b) esférico.

O cubo do rotor tem de possuir a capacidade de suportar as tensões e momentos flectores que as pás lhe transmitem e os efeitos da gravidade. Todos os componentes mecânicos estão sujeitos à fadiga, no entanto, ainda não há nenhum procedimento livre de imperfeições para ter em conta as flutuações das tensões para o cálculo da fadiga por causa das variações aleatórias dos esforços provocados pelo vento.

Existem três métodos para ter em conta na fadiga: o método da tensão máxima de corte (*Maximum Shear Method*) que permite utilizar a relação de *Goodman*; o método de *ASME Boiler and Pressure Vessel Code Method* que é muito similar ao primeiro método; e finalmente o método da energia de distorção (*Distortion Energy Method*) que é baseado na tensão de *Von Mises* [Burton01].



Figura 3.12 – Cubo do rotor esférico da turbina de 1,5 MW da NEG Micon com regulação *Stall* durante a instalação [Burton01].

3.3 *Nacelle*

A *nacelle* é a parte do aerogerador que possui no seu interior o maior número de componentes. Na *nacelle*, ou cabine em português, estão alojados o veio principal, o travão de disco, a caixa de velocidades (quando existe), o gerador eléctrico, o sistema de orientação direccional (*yaw*) e respectivos motores eléctricos, um sinal luminoso de navegação (em algumas), entre outros. Na Figura 3.13 estão representados os diversos componentes constituintes da *nacelle*.

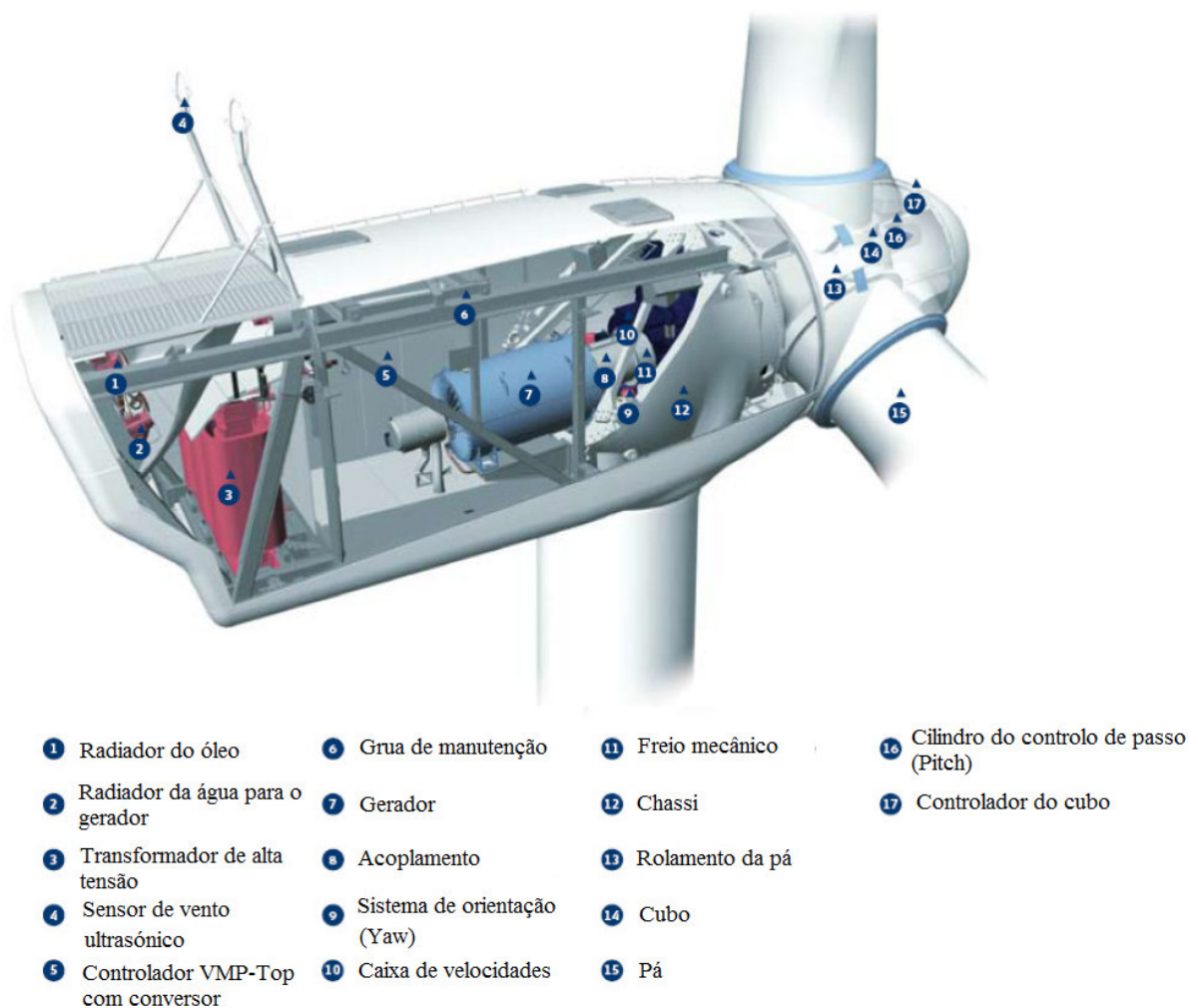


Figura 3.13 – Componentes constituintes da *nacelle*. [Falcão07].

O veio principal de baixa rotação transfere o binário mecânico primário que as pás lhe fornecem para a caixa de velocidades. Neste veio estão montadas as tubagens de controlo hidráulico dos travões aerodinâmicos, designados também por *spoilers*.

Em situações de emergência, devidas a falha no travão aerodinâmico ou para efectuar operações de manutenção, é usado um travão mecânico de disco. Este travão tanto pode estar situado no veio de baixa rotação como no veio de alta rotação, após a caixa de velocidades. Na segunda opção, o travão é menor e mais barato, uma vez que o binário de travagem a fornecer é menor. Contudo, na eventualidade de uma falha na caixa de velocidades, não há controlo sobre o rotor.

Para suportar o veio, o aerogerador possui rolamentos. Os rolamentos para além de suportarem o veio transmitem as reacções do rotor para a estrutura do aerogerador. Por causa das deformações significativas do veio, o tipo de rolamento frequentemente utilizado é do tipo autocompensador de cilindros. Na Figura 3.14 está representado um exemplo do rolamento em questão.

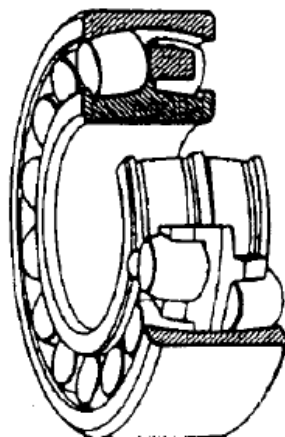


Figura 3.14 – Rolamento autocompensador de cilindros [Guidelines02].

Pode observar-se na Figura 3.14 que os rolamentos autocompensadores de cilindros possuem duas pistas inclinadas com um determinado ângulo em relação ao eixo do rolamento. Os rolamentos autocompensadores são insensíveis a erros em matéria de alinhamento do eixo em relação de onde está inserido e ao eixo de flexão. Além da alta capacidade de cargas radiais, estes tipos de rolamentos podem acomodar cargas axiais nos dois sentidos.

O ângulo das pistas do rolamento, dependendo da série do rolamento, é cerca de 1 a 2,5°. Isto é suficiente para compensar as deformações nos eixos e na estrutura causados pelas cargas do rotor e, posteriormente, para evitar cargas excessivas, o que resultaria em possíveis danos no rolamento.

Os rolamentos são aparafusados ao quadro principal, e podem ser utilizados dois rolamentos, dependendo do tipo de turbinas, ou então, utilizando apenas um, e a caixa de velocidades ficando a comportar-se como outro rolamento [Guidelines02].

Como já foi referido, o travão mecânico tem a função de parar o rotor, para efectuar a manutenção do aerogerador, mas também pode ser accionado quando haja vento muito forte ou em outros casos que assim o exija, como por exemplo quando é detectada uma falha do sistema aerodinâmico ou em alguma ocorrência de emergência. Na Figura 3.15 está representado um travão mecânico do eixo de alta velocidade.



Figura 3.15 – Travão mecânico do eixo de alta velocidade [Burton01].

Os travões mecânicos podem ser activos ou passivos, dependendo de como o sistema hidráulico do travão é aplicado. A travagem activa é quando a pressão do sistema hidráulico activamente empurra as pastilhas de travão contra o disco, por outro lado, a travagem passiva verifica-se quando a pressão do sistema hidráulico mantém uma mola apertada. Uma vez que a pressão é libertada, a mola também é libertada e empurra as pastilhas contra o disco.

Para além do travão mecânico, pode existir também um travão aerodinâmico ou um travão do gerador. Todos os tipos de travões estão sujeitos a desgaste e convém uma vigilância e manutenção cautelosa.

Existem normas que exigem uma quantidade específica de travões para levar o aerogerador a um estado de segurança quando necessário. A norma IEC61400-1 exige que o sistema de protecção inclua um ou mais sistemas de travagem, ou seja, travões mecânicos, eléctricos ou aerodinâmicos capazes de levar o rotor do aerogerador para um estado de segurança. Exige também que pelo menos um dos sistemas deve estar localizado no eixo de baixa velocidade. Por outro lado, a norma DS472 é mais rigorosa, exigindo pelo menos dois sistemas de travões à prova de falhas, e pelo menos um deles deve possuir uma unidade de travão aerodinâmico. Esta norma é válida para as condições ambientais da Dinamarca e para aerogeradores com um diâmetro de rotor superior a 5m [Guidelines02].

Quanto à caixa de velocidades (quando existe) está localizada entre o rotor e o gerador, e é necessária para adaptar a frequência do rotor da turbina, tipicamente da ordem de 0,33 Hz (20 rpm) ou 0,5 Hz (30 rpm), à frequência do gerador, isto é, da rede eléctrica de 50 Hz. A caixa de velocidades utilizada nos aerogeradores pode ser composta por diferentes tipos de engrenagens: engrenagens simples e helicoidais ou epicíclicas e planetárias.

As engrenagens simples e helicoidais são compostas por um par de engrenagens com eixos paralelos. As engrenagens simples têm os dentes paralelos ao eixo, e as engrenagens helicoidais têm os dentes helicoidais, ou seja, estão alinhados com um determinado ângulo em relação ao eixo. As engrenagens duplas helicoidais possuem dois conjuntos de dentes helicoidais em cada roda. Na Figura 3.16 podem observar-se os diversos tipos de engrenagens simples, helicoidais e duplas helicoidais.

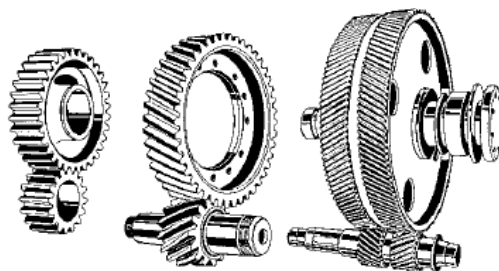


Figura 3.16 – Engrenagens simples, helicoidais e dupla helicoidais [Guidelines02].

Uma engrenagem epicíclica compreende uma engrenagem central ligada a um eixo central, e várias engrenagens planetárias engrenadas que giram em torno da engrenagem central. As engrenagens planetárias são montadas em hastes e mantidas em posição por uma barra portadora apoiada no eixo da engrenagem central. Um segundo eixo co-axial sustenta um anel dentado, cujos dentes se engatam aos das engrenagens planetárias. Várias razões de engrenamento podem ser obtidas, dependendo de qual componente permanece estacionário: a engrenagem interna, a externa ou o anel dentado. Numa caixa de velocidades epicíclica, os vários elementos são accionados ou bloqueados através de travões de atrito.

Uma vantagem das engrenagens epicíclicas é que os eixos de entrada e saída são concêntricos. Na Figura 3.17 pode observar-se o princípio de funcionamento das engrenagens epicíclicas e planetárias.

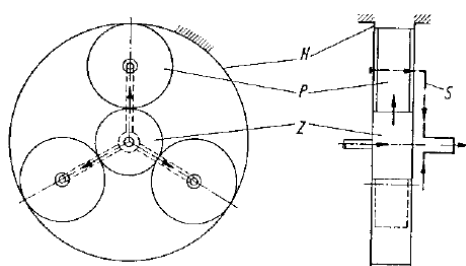


Figura 3.17 – Princípio das engrenagens planetárias: com anel exterior fixo, três engrenagens planetárias que giram e uma engrenagem central [Guidelines02].

Para a integralidade do assunto, existem outros tipos de engrenagens raramente ou nunca utilizadas em turbinas eólicas, essas engrenagens podem ser cónicas ou com parafuso sem fim. Na Figura 3.18 podem observar-se estes tipos de engrenagens [Guidelines02].

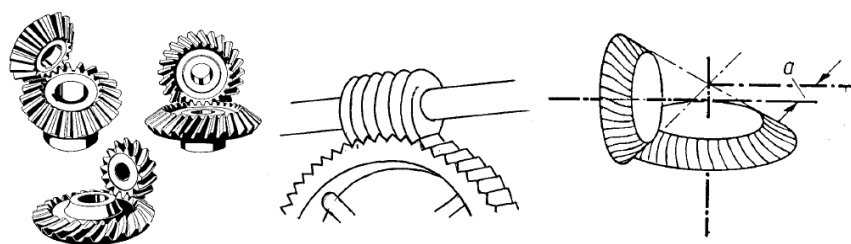


Figura 3.18 – Tipos de engrenagens raramente ou nunca utilizadas em turbinas eólicas [Guidelines02].

O gerador eléctrico converte a energia mecânica disponível no veio de alta rotação, que provem da caixa de velocidade (quando existe), em energia eléctrica. Pode ser do tipo "AC" ou "DC", caso converta a energia para a forma de corrente alternada ou contínua.

Nos tipos de geradores de corrente contínua (DC), a energia é convertida, tal como o nome indica para a forma directa ou contínua de corrente eléctrica e carrega uma bateria que acumula esta energia para uma utilização posterior. Esta forma de conversão é um pouco incómoda, uma vez que requer um número relativamente grande de baterias para que se possa ter uma quantidade de energia razoável num determinado local.

Para além disso, os utensílios domésticos e a grande parte dos aparelhos eléctricos e electrónicos são projectados para funcionarem ligados a corrente alternada. Assim, nos sistemas em que se utilizam geradores de corrente contínua, é necessário que se tenha ligado juntamente ao sistema, um inversor para que se possam utilizar directamente aparelhos eléctricos. Em compensação, esta forma permite que mesmo sem vento por algum tempo se tenha energia disponível.

Já os geradores de corrente alternada (AC) geram a electricidade, tal como diz o nome, na forma de corrente alternada e podem ser utilizados directamente nos aparelhos eléctricos e electrónicos do quotidiano. Existem dois tipos de geradores maioritariamente utilizados: o gerador síncrono e o gerador assíncrono [Santos06].

Tanto os geradores DC como os geradores AC podem funcionar como sistemas de velocidade variável ou sistemas de velocidade fixa.

As turbinas eólicas de velocidade fixa estão equipadas com um gerador de indução conectado directamente à rede eléctrica, o *softstarter* e um banco de condensadores. Com esta configuração, a turbina eólica gira a velocidade praticamente constante e fornece uma potência à rede eléctrica com uma frequência predeterminada (50 Hz ou 60 Hz).

As turbinas eólicas de velocidade fixa são mais simples em construção e, portanto, tendem a ser mais baratas do que a opção de velocidade variável. No entanto, como não se podem controlar as flutuações da velocidade do vento, a captação de energia não é tão eficiente como nos sistemas de velocidade variável.

Para a operação a velocidade constante, a potência máxima só pode ser alcançada com um valor de velocidade do vento, em que a turbina foi concebida. Isto é ilustrado na Figura 3.19, em que V_1 é a velocidade do vento de concepção em que a turbina opera a uma velocidade de N_1 e gera uma potência P_1 . A essa velocidade do vento, a turbina opera à sua potência máxima. Caso a velocidade varie de V_1 para V_2 , o sistema de velocidade fixa só pode operar a uma velocidade N_1 e assim fornecer uma potência P_2 . A potência de pico P_3 não é aproveitada pelo sistema uma vez que este só pode operar a uma velocidade fixa N_1 .

Por outro lado, se for possível operar em velocidade variável, o sistema pode ser projectado para rodar a uma velocidade N_2 com uma velocidade do vento V_2 e, conseqüentemente, gerar a potência máxima P_3 . Assim, a opção de velocidade variável permite à turbina eólica funcionar a uma ampla gama de velocidades do vento, e assim, a captação de energia pode ser maximizada. Isto é altamente benéfico em locais com grande flutuação de regimes de vento [Mathew06].

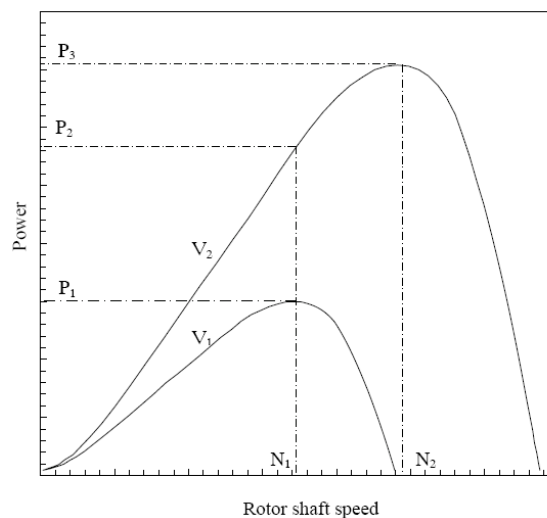


Figura 3.19 – Velocidade do rotor versus potência com duas velocidades do vento diferentes [Mathew06].

Existem dois tipos de geradores de corrente alternada (AC) maioritariamente utilizados, o gerador síncrono e o gerador assíncrono.

O gerador síncrono é excitado com uma corrente contínua (a grande diferença perante o gerador de indução) e opera a uma velocidade constante ditada pela frequência da rede e do número de par de pólos. A velocidade ditada pela frequência da rede e pelo número de par de pólos é também conhecida como a velocidade de sincronismo. O gerador síncrono possui uma clara vantagem em comparação com o gerador de indução, este não precisa de uma corrente de magnetização reactiva. No entanto, é muito mais caro e mais complicado mecanicamente.

O gerador síncrono é composto por um estator e por um rotor, e pode ser de dois tipos: de rotor bobinado ou de ímanes permanentes.

No estator encontram-se os enrolamentos onde é induzida a tensão pelo movimento do rotor, criando dessa mesma forma uma tensão e corrente alternada. Quanto ao rotor, este poderá ter um enrolamento (rotor bobinado), que é alimentado por corrente contínua, e que serve para criar um campo magnético no gerador, ou então poderá ser constituído por ímanes permanentes com o mesmo objectivo.

O gerador síncrono de rotor bobinado caracteriza-se por ser de velocidade fixa (Figura 3.20a), no entanto, com o auxílio da electrónica de potência, estes podem transformar-se em sistemas de velocidade variável. Utilizando-se circuitos conversores do tipo CA/CC/CA ou CA/CA, pode-se operar com velocidade variável e injectar potência reactiva de uma forma variável e controlada, dispensando a utilização de uma caixa de velocidades. Na Figura 3.20b pode observar-se um gerador síncrono de rotor bobinado com conversor CA/CC/CA.

Nos geradores em que o rotor é constituído por ímanes permanentes, não se utiliza caixa de velocidades e estes não necessitam de um circuito de excitação ao contrário do gerador síncrono de rotor bobinado, pois a excitação do rotor do gerador eléctrico é feita através de ímanes permanentes.

O gerador síncrono de ímanes permanentes pode operar com velocidade variável utilizando conversores do tipo CA/CC/CA (Figura 3.20c) ou CA/CA (Figura 3.20d) para estabelecerem a frequência do sinal eléctrico produzido e fornecerem energia reactiva [Ribeiro08].

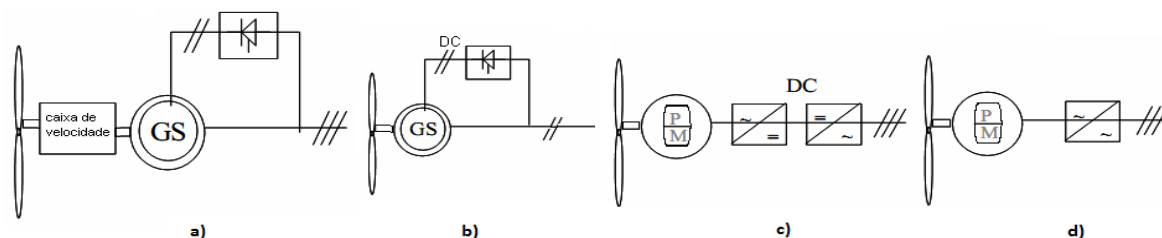


Figura 3.20 – Esquemas básicos de turbinas eólicas [Ribeiro08]: a) Gerador síncrono de rotor bobinado ligado directamente à rede eléctrica; b) Gerador síncrono de rotor bobinado com conversor CA/CC/CA; c) Gerador síncrono de ímanes permanentes com conversor CA/CC/CA; d) Gerador síncrono de ímanes permanentes com conversor CA/CA.

Quanto ao gerador assíncrono, permite “deslizamento”, ou seja, permite variações limitadas de rotação dentro da margem de escorregamento. Este tipo de gerador é o mais comum nas turbinas eólicas e possui várias vantagens, tais como a robustez. Para além de ser mais robusto, o gerador assíncrono, requer uma manutenção mínima e apresenta uma longa vida de operação. A sua robustez justifica-se por não existirem partes que se desgastam facilmente, tais como o comutador ou anéis e escovas. Para além disso, como é produzido em grande série, pode ser comprado a um preço relativamente baixo. Por outro lado, a principal desvantagem é que o estator é dependente de uma corrente de magnetização. Como o gerador assíncrono não contém ímanes permanentes e não é excitado separadamente, é obrigado a obter a corrente de excitação de algum lado, e por conseguinte consumir potência reactiva. A potência reactiva pode ser fornecida pela rede ou por exemplo pelo banco de condensadores. O campo magnético é estabelecido apenas quando o gerador está conectado à rede [Guidelines02].

Os geradores de indução podem ser de dois tipos, de rotor em gaiola de esquilo, ou de rotor bobinado. Ambos permitem a ligação directa à rede eléctrica, mas também podem ser utilizados conversores para a injeção na rede de potência reactiva de uma forma controlada e variável.

O gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo (*Squirrel Cage Induction Generator*) é o sistema mais antigo utilizado em unidades eólicas, e consiste num gerador eléctrico ligado directamente à rede eléctrica. O escorregamento, e consequentemente a velocidade, variam com o valor da potência gerada, contudo a variação de velocidade é pequena. Assim este sistema é classificado como sistema de velocidade fixa.

O gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo pode girar a duas velocidades diferentes, mas constantes, através da mudança do número de pólos do enrolamento do rotor, dependendo apenas da configuração dos enrolamentos. Este tipo de gerador (Figura 3.21a) também se distingue por apresentar um factor de potência indutivo, exigindo assim a introdução de condensadores de compensação. Um ponto forte deste gerador, ligado directamente à rede eléctrica, é a não poluição através da injeção de harmónicos na corrente.

No entanto, com este gerador também se podem utilizar conversores CA/CC/CA (Figura 3.21b) ou CA/CA (Figura 3.21c) de modo a injectar energia activa e reactiva de uma forma variável e controlada. Em contrapartida, a utilização de conversores insere componente harmónica na corrente. Aquando da utilização de sistemas conversores, a sua característica de funcionamento torna-se complexa, mas em contrapartida, adquire as vantagens dos sistemas de velocidade variável, ou seja, desempenho dinâmico superior, possibilidade de controlo de potência reactiva e extracção máxima de potência da turbina eólica.

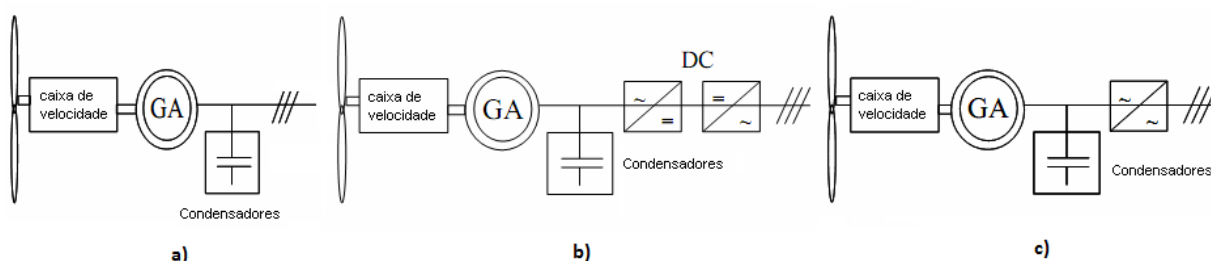


Figura 3.21 – Esquemas básicos de turbinas eólicas [Ribeiro08]: a) Gerador assíncrono de rotor em gaiola de esquilo; b) Gerador assíncrono de rotor em gaiola de esquilo com conversor CA/CC/CA; c) Gerador assíncrono de rotor em gaiola de esquilo com conversor CA/CA.

Para o gerador de indução de rotor bobinado existem duas configurações possíveis: uma em que o escorregamento (ou o binário) é controlado através de electrónica de potência no circuito do rotor (Figura 3.22a); e outra configuração, que é a ligação de um circuito de extracção de potência pelo rotor, em inglês conhecido como *double fed generator*) (Figura 3.22b).

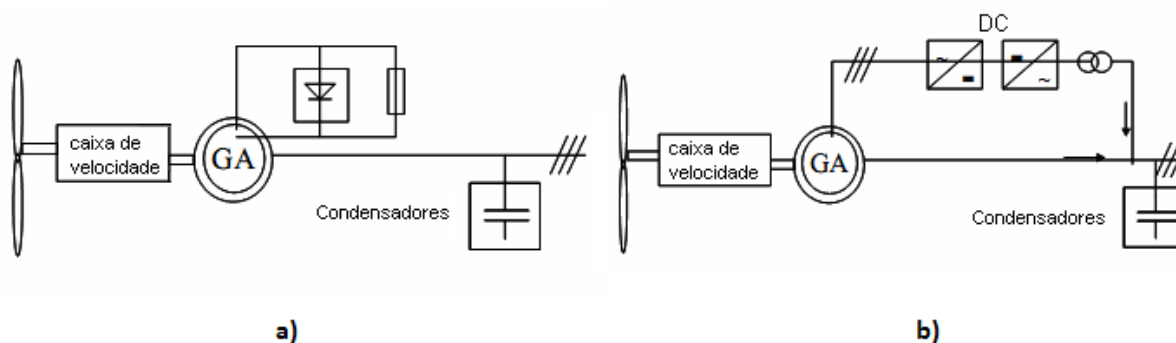


Figura 3.22 – Esquemas básicos de turbinas eólicas [Ribeiro08]: a) Gerador assíncrono de rotor bobinado com controlo de binário; b) Gerador assíncrono de rotor bobinado com circuito de extracção de potência pelo rotor.

O gerador assíncrono de rotor bobinado com circuito de extracção de potência pelo rotor apresenta um custo superior ao gerador de rotor bobinado com controlo de binário, devido à inserção de circuitos conversores, no entanto, caracteriza-se por poder funcionar como gerador mesmo com valores de escorregamento positivos.

Estes equipamentos possuem caixa de velocidade de forma a adaptarem a velocidade da turbina à velocidade de rotação da máquina de indução. No entanto ambos possuem as vantagens dos sistemas de velocidade variável, nomeadamente um maior rendimento, qualidade e segurança devido a um maior desempenho dinâmico e a uma maior extracção de potência do gerador eólico. Como desvantagem, como já foi referido, apresenta o facto de consumir energia reactiva, necessitando de compensação por bancos de condensadores [Ribeiro08].

A velocidade de sincronismo é dependente da frequência da rede e do número de pólos do gerador, e pode calcular-se através da seguinte expressão:

$$n_s = 60 \frac{f}{q} \quad (3.6)$$

Em que n_s é a velocidade de sincronismo em rpm, f é a frequência da rede em Hz e q é o número de par de pólos do gerador eléctrico.

O escorregamento é geralmente representado em valor percentual e pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} \quad (3.7)$$

A Figura 3.23 mostra o circuito equivalente convencional de uma máquina de indução (assíncrona) que pode ser utilizado para analisar o seu comportamento em estado estacionário.

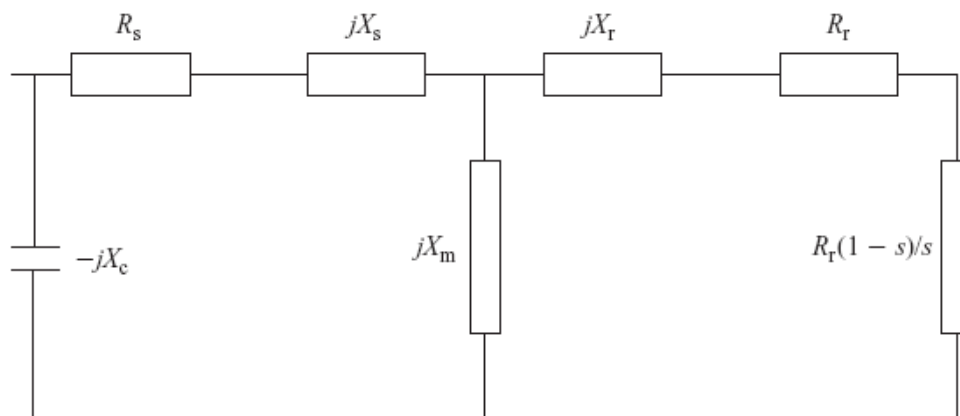


Figura 3.23 – Circuito equivalente de uma máquina de indução [Burton01].

Pode verificar-se a partir da expressão 3.7 que o escorregamento para funcionamento em motor é positivo ($n_r < n_s$) e negativo para o funcionamento em gerador ($n_r > n_s$). Caso o escorregamento seja zero (o gerador está em sincronismo), o gerador está parado (não produz binário). Se o escorregamento for “1”, significa que o rotor está bloqueado.

Na Figura 3.24 pode observar-se como a potência activa varia de acordo com o escorregamento para uma máquina de indução de 1 MW. A convenção foi escolhida com a corrente que flui no circuito na região de operação normal entre o ponto O e A. Quando gera 1 MW (ponto A) o deslizamento é de cerca de -0,8 por cento com o rotor a rodar mais rápido do que o campo do estator. Pode ser visto que a potência máxima que pode ser gerada é cerca de 1,3 MW.

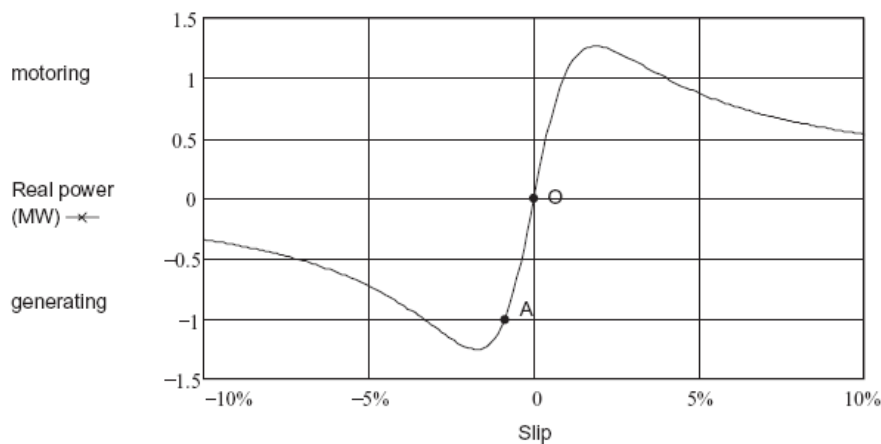


Figura 3.24 – Variação da potência activa com o escorregamento para uma máquina de indução de 1 MW [Burton01].

Por outro lado, na Figura 3.25, pode observa-se como a potência reactiva consumida pelo gerador varia com o escorregamento. A região de funcionamento normal é novamente de O a A. No ponto A (1 MW à saída), o gerador (com os condensadores de correcção de factor de potência fixos), tem cerca de 600 kVAr.

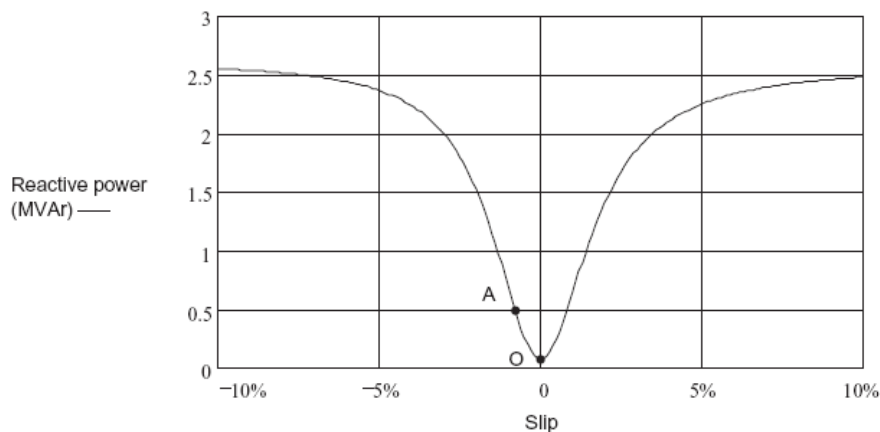


Figura 3.25 – Variação da potência reactiva com o escorregamento para uma máquina de indução de 1 MW [Burton01].

Verifica-se que a potência reactiva aumenta muito rapidamente, caso a potência suba acima do seu valor nominal. As Figuras 3.24 e 3.25 podem ser combinadas para obter o convencional “diagrama de círculo” de uma máquina de indução. O diagrama de círculo está representado na Figura 3.26, em que a região do gerador é novamente de O a A.

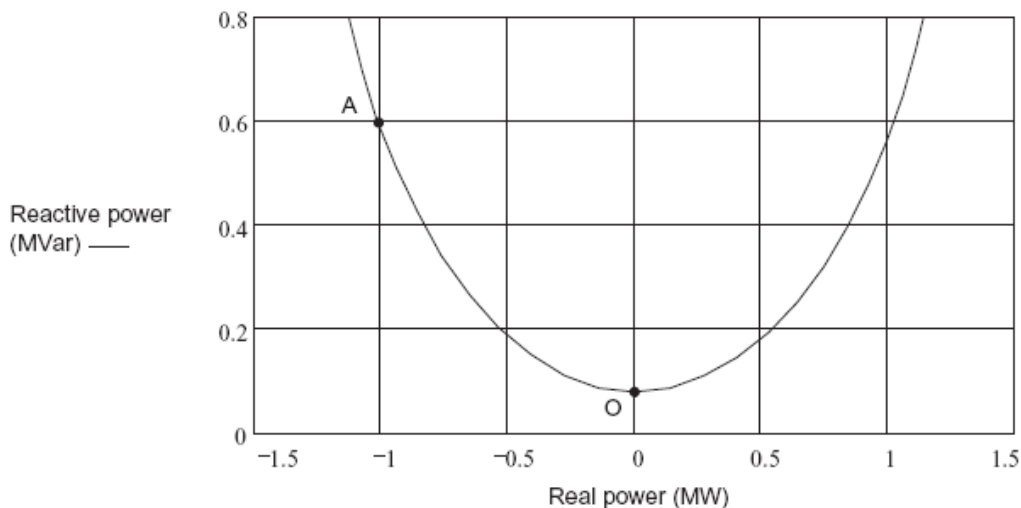


Figura 3.26 – Diagrama de círculo para uma máquina de indução de 1 MW [Burton01].

Para efectuar a ligação à rede, o gerador é conectado gradualmente a fim de limitar a corrente de partida. Essa conexão gradual é efectuada por um arranque suave, em inglês designado por *softstarter*. Sem o *softstarter* a corrente de partida pode ser até 7 a 8 vezes a corrente nominal, o que pode causar uma perturbação grave na rede. Com a utilização do *softstarter* a corrente de partida é limitada por tirístores.

Um tiristor é um semicondutor que tem dois estados: um de bloqueio e um estado de condução. A transição do bloqueio à condução é iniciada pelo fornecimento de um impulso de habilitação ao tiristor, designado por “disparo do tiristor”. O tiristor permanece no estado de condução, enquanto a corrente fluir no sentido positivo. Na Figura 3.27 pode observar-se a função do arranque suave, que está lentamente a "abrir" para a tensão ajustando o ângulo de disparo θ . Desta forma, o gerador está gradualmente a conectar-se à rede.

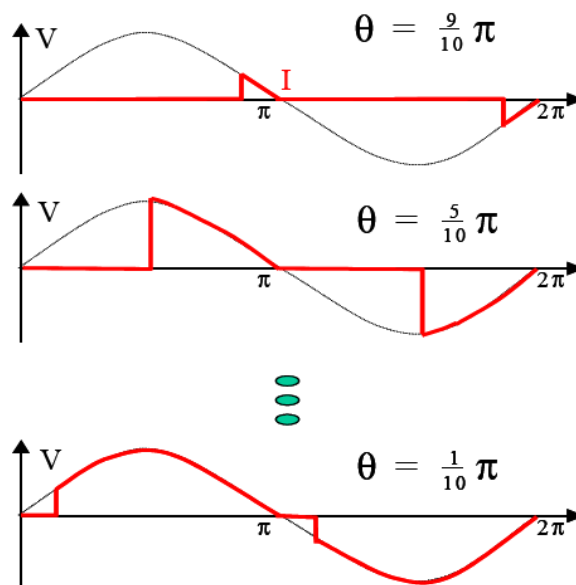


Figura 3.27 – Diversas formas das ondas da tensão para o *softstarter* [Guidelines02].

Após efectuada a ligação à rede, os tirístores são ignorados, a fim de evitar perdas. O *softstarter* permite reduzir o pico de corrente na ligação à rede e reduzir as quedas de tensão na rede.

Como já foi referido, o gerador de indução é um consumidor de potência reactiva enquanto produz potência activa. A potência activa P e reactiva Q podem ser expressas da seguinte forma:

$$P = \sqrt{3}U_{eff}I_{eff} \cos\phi \quad (3.8)$$

$$Q = \sqrt{3}U_{eff}I_{eff} \sin\phi \quad (3.9)$$

Em que U_{eff} é a tensão eficaz, I_{eff} é a corrente da linha eficaz e $\cos\phi$ o factor de potência.

A quantidade de potência reactiva consumida pelo gerador varia dependendo das condições do vento. Isto significa que se a velocidade do vento é elevada, a turbina eólica pode produzir mais energia activa, mas apenas se o gerador consumir mais energia reactiva.

Sem outros componentes eléctricos para fornecerem a potência reactiva ao gerador, a potência reactiva provem da rede. A potência reactiva fornecida pela rede faz com que as perdas de transmissão sejam maiores e pode, em algumas situações, fazer com que a rede fique instável. Para evitar isso, tal como já foi referido, existe um banco de condensadores que pode ser utilizado entre o gerador e a rede, e está geralmente localizado na *nacelle* ou na torre. Na Figura 3.28 pode observar-se o banco de condensadores conectado imediatamente após o gerador e antes da rede eléctrica.

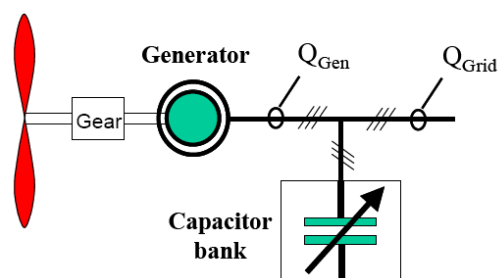


Figura 3.28 – Banco de condensadores conectado à turbina eólica para compensar a potência reactiva [Guidelines02].

A função do banco de condensadores é, localmente, fornecer energia reactiva $\sum_i Q_{cond_i}$ de forma que a potência reactiva retirada à rede (Q_{grid}) seja minimizada.

Assim, como a corrente extraída da rede diminui, as perdas na rede também decrescem. A Figura 3.29 ilustra o consumo de energia reactiva do gerador de indução Q_{gen} e como o uso de um banco de condensadores minimiza a energia reactiva absorvida da rede Q_{grid} , onde um certo número de condensadores são ligados ou desligados dependendo da necessidade de potência reactiva.

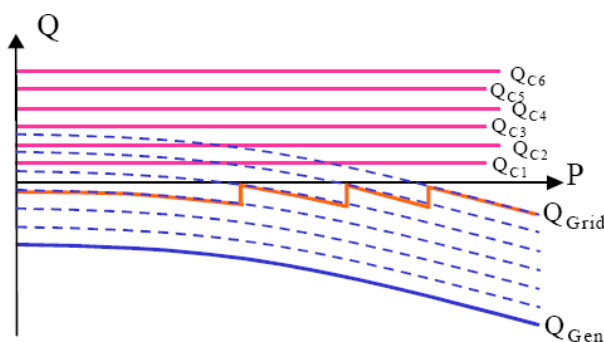


Figura 3.29 – Potência reactiva em função da potência activa. Compensação da potência reactiva utilizando um banco de condensadores [Guidelines02].

Actualmente, as turbinas eólicas possuem um dispositivo electrónico de energia que facilita a ligação entre dois sistemas eléctricos com frequências independentes e designa-se por conversor de frequência. Podem ser compostos por duas estruturas, conversores de corrente ou de tensão como se pode ver na Figura 3.30. O tipo de estrutura mais utilizada actualmente nos aerogeradores é o conversor de tensão.

Os conversores de frequência são dispositivos electrónicos que convertem a tensão da rede alternada sinusoidal, em tensão contínua e finalmente convertem esta última, numa tensão de amplitude e frequência variáveis.

Inerentemente ao projecto básico de um conversor de frequência, na entrada encontra-se o bloco rectificador, o circuito intermediário composto por um banco de condensadores electrolíticos e circuitos de filtragem de alta frequência e finalmente o bloco inversor, ou seja, o inversor na verdade é um bloco composto de transístores IGBT.

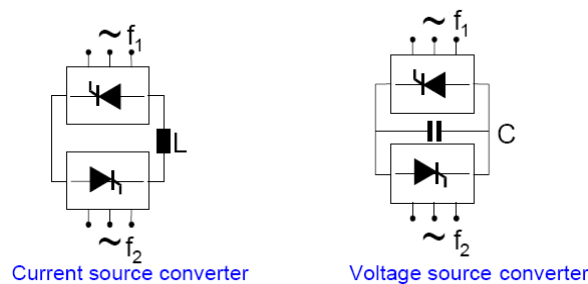


Figura 3.30 – Estruturas básicas de conversores de frequência [Guidelines02].

Os conversores de frequência têm vindo cada vez mais a ter um papel preponderante para o controlo de turbinas eólicas. As propriedades mais importantes são as seguintes:

- Frequência controlável – é a propriedade do conversor de frequência que tem a possibilidade única para ligar uma turbina eólica de velocidade variável à rede, permitindo a frequência do gerador ser diferente da frequência da rede. O conversor de frequência pode substituir o *softstarter* e o banco de condensadores, e é uma necessidade para turbinas sem caixa de velocidades.

- Potência reactiva controlável – é outra propriedade do conversor de frequência que torna possível melhorar a qualidade de energia. Controlando a potência reactiva cria-se uma estabilidade da tensão, reduz-se a oscilação, pode substituir o banco de condensadores e conseqüentemente ser usado como fonte de energia reactiva [Guidelines02].

Para além dos componentes referidos anteriormente, a *nacelle* possui também no seu interior um guindaste, ou grua de manutenção, que é bastante útil para diversas situações ligadas à manutenção. Todos os componentes com um peso considerável, como por exemplo as caixas de ferramentas, motores do *pitch*, motores do *yaw*, entre outros, são elevados para a *nacelle* com auxílio desta grua. Esta grua para além de ser útil para a elevação de material para manutenção ou substituição de equipamento, é também um componente ligado à segurança, uma vez que é utilizada para o caso que haja algum incêndio ou problemas na *nacelle*. Pessoal ligado à manutenção que se encontre encurralado na *nacelle* pode ser descido em segurança com o auxílio dessa grua para o nível do solo.

Para que a turbina eólica consiga extrair o máximo de energia, como já foi referido anteriormente, é necessário que o rotor fique alinhado com a direcção do vento. Para executar esta função, existe o mecanismo de orientação direcciona, constituído essencialmente por um motor eléctrico que acciona um pinhão montado sobre um eixo vertical através de uma caixa de redução. Esse pinhão interage com os dentes da engrenagem do anel de passo fixo aparafusado à torre, como está representado na Figura 3.31. Estes dentes da engrenagem podem ser tanto do lado interior como do lado exterior da torre, dependendo do arranjo dos rolamentos. Em face à informação recebida a partir do sensor de direcção do vento, este efectua um movimento de rotação da *nacelle* e do rotor até que a turbina fique adequadamente posicionada. Para além dessa função, o sistema de orientação direcciona (*Yaw*) permite também efectuar a descontração dos cabos de alimentação quando estes se encontram excessivamente torcidos [Burton01].

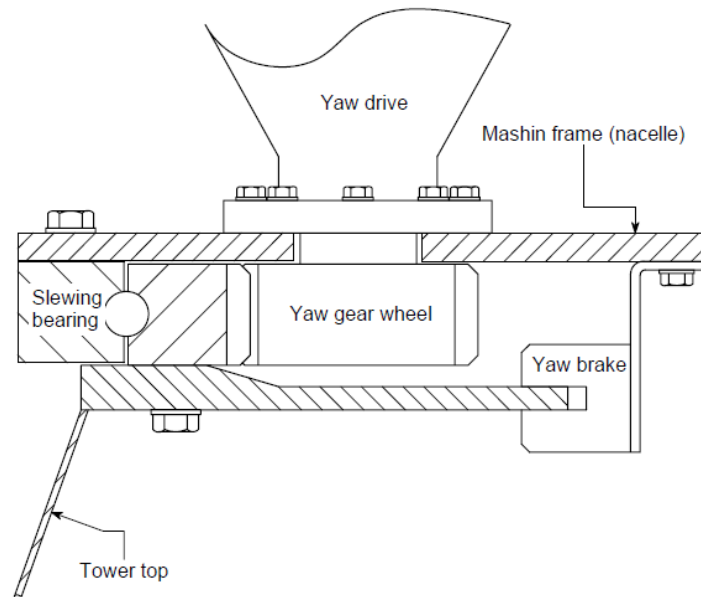


Figura 3.31 – Mecanismo de orientação direccional (*Yaw*) envolvendo um rolamento de giro [Guidelines02].

Durante a produção de energia, a turbulência do vento leva a pequenos erros inevitáveis do posicionamento e dá origem a um momento de binário sobre o eixo da torre. Para manter a *nacelle* na posição correcta e para poupar as engrenagens, é comum o sistema possuir um travão de disco ligado ao rolamento.

Este rolamento suporta a *nacelle* na horizontal e está localizado entre a *nacelle* e a torre, transmitindo as cargas provenientes do vento da *nacelle* para a torre. Pode optar-se entre duas soluções diferentes para o tipo de rolamento: rolamento de esferas (Figura3.32a) ou *slide plates* (Figura3.32b).

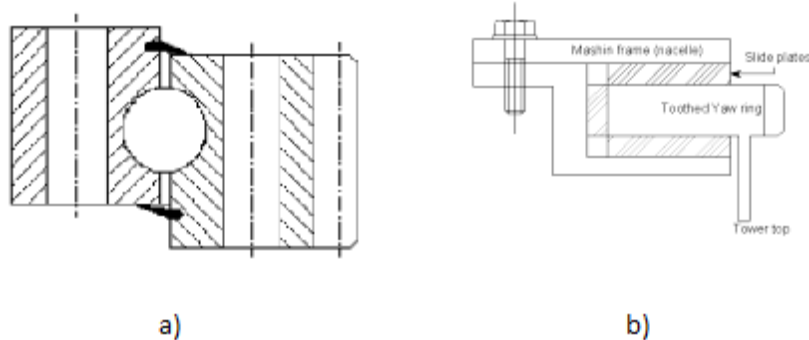


Figura 3.32 – Tipos de rolamentos utilizados no sistema de orientação direccional (*Yaw*) [Guidelines02]: a) Rolamento simples de esferas; b) *Slide plates*.

No cimo da *nacelle* está situado o anemómetro e o respectivo sensor de direcção. Os valores da velocidade do vento são utilizados pelo sistema de controlo para efectuar o controlo da turbina, nomeadamente, a entrada em funcionamento, a partir de aproximadamente 5 m/s, e a paragem, para ventos superiores a cerca de 25 m/s. Por outro lado, a informação da direcção do vento é utilizada como entrada do sistema de orientação direccional (*Yaw*) [Guidelines02].

Na Figura 3.33a pode observar-se o sensor de direcção e o anemómetro mais difundido, chamado de anemómetro de copos. Estes são utilizados para o controlo do posicionamento da *nacelle* e para obter informação sobre a velocidade do vento. Por outro lado, para recolher dados relativos à turbulência, é necessário um outro tipo de anemómetro mais sofisticado (e mais caro), designado por anemómetro sónico. O anemómetro sónico, representado na Figura 3.33b, dá informação simultânea sobre a velocidade e direcção do vento.

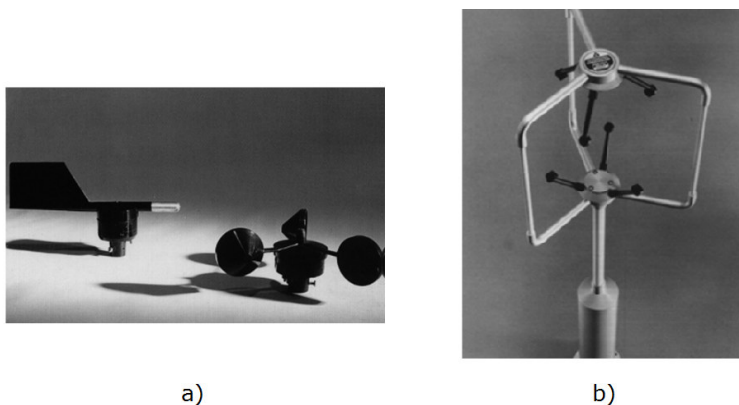


Figura 3.33 – Sensores de direcção e anemómetros [Castro09]: a) Sensor de direcção (à esquerda) e anemómetro de copos (à direita); b) Anemómetro sónico.

Para além destes sensores, alguns aerogeradores possuem também na parte superior da *nacelle* uma luz de navegação diurna e nocturna, em inglês designada por *navigation lights flash tube*. Durante o dia emite uma luz branca e durante a noite emite uma luz vermelha. Esta luz pode ainda ser intermitente ou permanente, dependendo do fabricante. A função da luz de navegação é para que o aerogerador seja detectável, como por exemplo para a aviação visualizar o obstáculo. Na Figura 3.34 pode observar-se a luz de navegação permanente nocturna no cimo da *nacelle*.



Figura 3.34 – Luz de navegação permanente nocturna.

3.4 Torre

A torre suporta a *nacelle* e eleva o rotor a um nível em que a velocidade do vento é maior e menos perturbada que junto ao solo.

Actualmente, as torres modernas, podem possuir mais de cem 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 principalmente dois tipos de torres: tubulares e entrelaçadas, embora haja outros diversos tipos de torres como se pode ver na Figura 3.35.

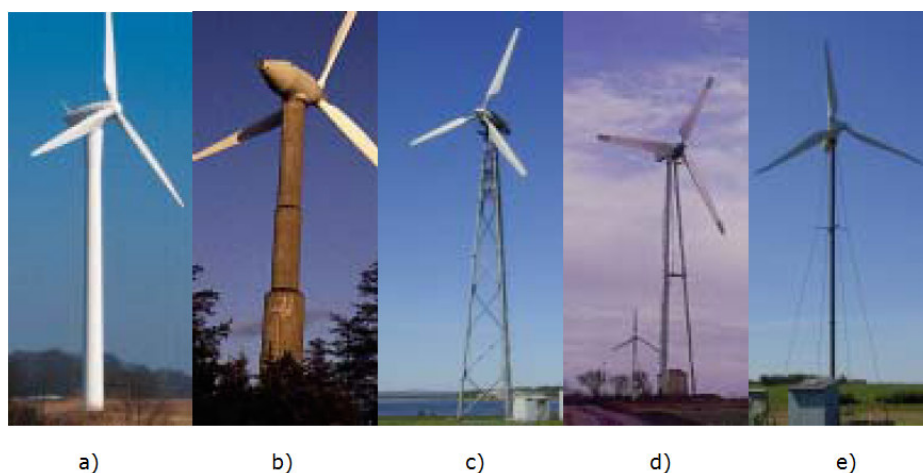


Figura 3.35 – Diversos tipos de torres [Guidelines02]: a) Torre tubular de aço; b) Torre tubular de betão; c) Torre entrelaçada; d) Torre de três pernas; e) Torre presa com cabos.

Para fabricar as torres tubulares pode usar-se aço ou betão, sendo, normalmente os diversos troços fixados no local com uma grua. Estas torres são mais seguras para o pessoal da manutenção, que pode usar tanto o elevador como uma escada que se encontram no interior da torre para aceder à plataforma da *nacelle*.

Por outro lado, 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 especialmente devido a questões ligadas com o impacto visual.

As torres presas com cabos são utilizadas para pequenos aerogeradores. A vantagem deste tipo de torre é a poupança de peso e redução dos custos. Quanto às desvantagens, incluem a dificuldade de acesso ao redor das torres, que as tornam menos adequadas para áreas agrícolas. Este tipo de torre tem um outro inconveniente que é de estar mais sujeita ao vandalismo, comprometendo assim a segurança.

Todos os tipos de torres são geralmente ligados à sua fundação de apoio por intermédio de uma ligação aparafusada ou soldada [Guidelines02].

Focando mais nas torres tubulares de aço, estas podem possuir no seu interior diversos tipos de componentes. Os diversos componentes podem ser, portinholas (com uma serie de contactores, disjuntores, entre outros), transformador, baterias (caso falte a energia eléctrica), interruptores de segurança (permitem parar o aerogerador instantaneamente), o banco de condensadores, escadas e/ou elevador, entre outros.

Os transformadores são utilizados para aumentar ou diminuir a tensão eléctrica que provem do gerador. Desde o gerador até à rede eléctrica, podem existir cerca de três transformadores, sendo que pelo menos um deles se encontra dentro do aerogerador. Na Figura 3.36 pode observar-se o percurso da energia eólica desde o aerogerador até à distribuição da energia na rede eléctrica.

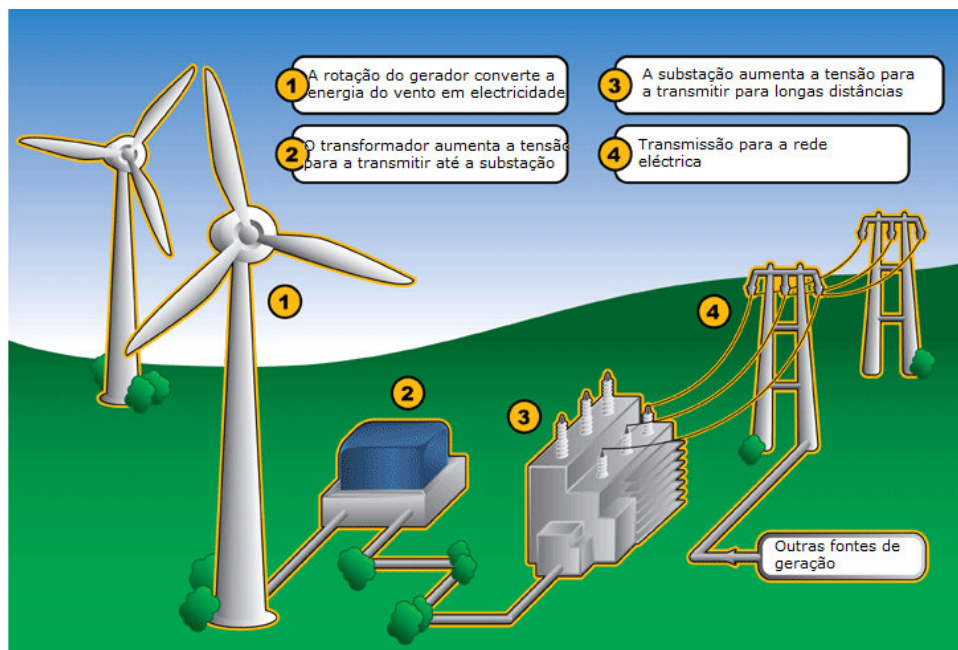


Figura 3.36 – Percurso da energia eólica desde o aerogerador até à rede eléctrica [S4].

Os valores enunciados podem variar de parque eólico para parque eólico. Por exemplo, os valores expostos em seguida são baseados no parque eólico de Penamacor (constituído maioritariamente por aerogeradores com cerca de 2 MW de potência). A tensão disponível aos terminais do gerador é de cerca de 700 V, mas para que a energia seja transportada até à rede eléctrica, esta tensão vai ter de ser elevada para diminuir as perdas por efeito de Joule. No interior do aerogerador, principalmente na parte inferior da torre, existe um transformador que baixa a tensão para cerca de 400 V (Figura 3.37a). Essa tensão vai servir para obter 230 V disponíveis para alimentar equipamento electrónico, como por exemplo um portátil para efectuar algum tipo de controlo sobre o aerogerador. Para além desse transformador, existe um outro que eleva a tensão para cerca de 20 000 V (Figura 3.37b), este segundo transformador pode estar localizado tanto no interior da torre do aerogerador, como no exterior. Caso o transformador esteja localizado no interior (Figura 3.37c), a entrada para a torre possui umas escadas e este encontra-se localizado junto ao nível do solo (Figura 3.37d). Se estiver localizado no exterior (Figura 3.37e), a entrada está localizada junto ao solo e existe uma pequena infra-estrutura que possui no seu interior o transformador.

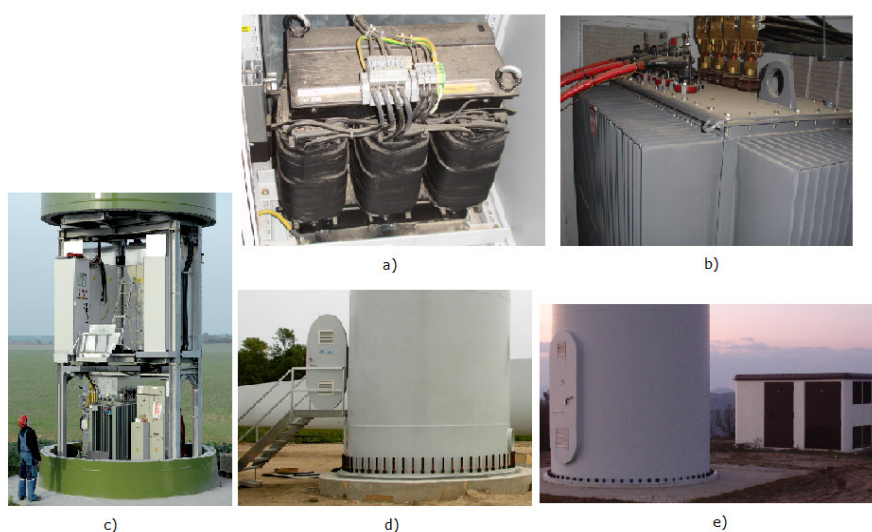


Figura 3.37 – Transformadores e entradas das torres: a) Transformador redutor para 400 V; b) Transformador elevador para 20 000 V; c) Transformador interior à torre [SER09]; d) Torre com transformador interior (vista de fora) [S6]; e) Torre com transformador exterior.

Todos os aerogeradores possuem estes dois transformadores, um para baixar e outro para elevar a tensão.

Depois de a tensão ser elevada para 20 000 V, proveniente de todos os aerogeradores, esta vai direccionada para um outro transformador e eleva-a para 60 000 V (Figura 3.38a), daí, é direccionada para a subestação onde finalmente é elevada para uma tensão de 220 000 V (Figura 3.38b) e colocada na rede eléctrica nacional. Dependendo do fabricante dos aerogeradores, a tensão pode ser 20 000/60 000 V ou então, 15 000/30 000 V.



Figura 3.38 – Transformadores: a) Transformador elevador para 60 000 V; b) Transformador elevador para 220 000 V.

3.5 Fundação

O projecto para a fundação de um aerogerador é muito importante, pois é muito afectada pelo momento de derrube da torre, em condições extremas de vento. Existem diferentes tipos de fundações, dependendo da qualidade do solo.

Existe uma variedade de fundações, que pode ser de laje, multi-pilar ou então mono-pilar. Estes tipos de fundações têm sido adoptadas para torres tubulares, como se pode ver na Figura 3.39, em que as fundações de laje são utilizadas quando o solo é forte, e as multi e mono-pilares são utilizadas para solos mais fracos (argilosos).

Na Figura 3.39a pode observar-se uma laje com espessura uniforme, em que a superfície superior fica um pouco acima do nível do solo, e é escolhida quando o alicerce está próximo da superfície do solo.

Por outro lado, na Figura 3.39b está representada uma torre com pedestal, que é utilizado quando o alicerce está a uma profundidade maior do que a espessura da laje.

Quanto à Figura 3.39c, é muito semelhante ao segundo tipo de laje, mas incorpora algumas modificações que podem ser aplicadas independentemente, como por exemplo a substituição do pedestal por uma torre embutida na laje.

Por fim, e a menos utilizada, na Figura 3.39d está representada uma laje ancorada por rochas. Este tipo de laje é de utilização ocasional, uma vez que requer empresas especializadas para a sua instalação. Esta fundação necessita de um acréscimo de peso para a gravidade contrabalançar os efeitos transmitidos pela torre e, assim, o tamanho da fundação pode ser significativamente reduzida.

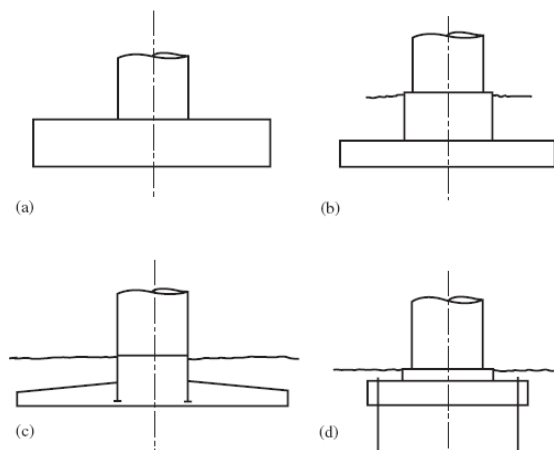


Figura 3.39 – Tipos de lajes de fundação [Burton01]: a) Laje plana; b) Torre com pedestal; c) Torre encastrada na laje de fundação; d) Laje ancorada por rochas.

Quando o solo é mais fraco, são utilizadas fundações multi ou mono pilares, como se pode ver na Figura 3.40, em que, um ou mais pilares são encabeçados na laje e soterrados no solo verticalmente. Pode observar-se na Figura 3.40a um conjunto de pilares (oito) cilíndricos dispostos em círculo. Na Figura 3.40b um único pilar sólido de betão, mas esta solução fica extremamente dispendiosa uma vez que é utilizado muito material. Para substituir a solução anterior, na Figura 3.40c observa-se um pilar oco, que é muito menos dispendioso que o sólido uma vez que utiliza muito menos material.

Para as torres de aço entrelaçadas (Figura 3.40d) são colocados pilares de betão para cada pé da torre, uma vez que os pés se encontram relativamente espaçados uns dos outros.

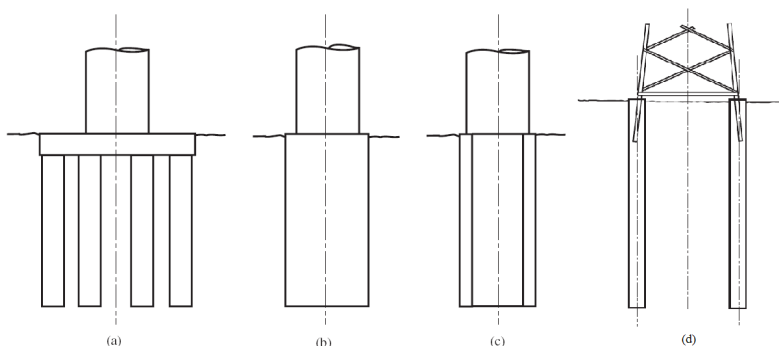


Figura 3.40 – Tipos de fundações multi e mono pilares [Burton01]: a) Fundação multi pilar; b) Fundação mono pilar sólido; c) Fundação mono pilar oco; d) Fundação para torres de aço entrelaçadas.

CAPÍTULO

4

Controlo de Sistemas de Energia Eólica

Neste capítulo, apresentam-se e analisam-se os diversos tipos de controlo dos sistemas de energia eólica, tais como, o controlo stall, pitch e yaw. Por outro lado, é também analisado o controlo da potência através da influência do sistema de stall e pitch.

4.1 Introdução

Os mecanismos de controlo têm diversos objectivos, tais como de permitir um funcionamento automático, acoplar ou desacoplar o gerador, orientação do rotor, controlo de velocidade, controlo de carga, controlo do passo (*pitch*), alertar os operadores de avarias ou necessidade de manutenção, entre outros. Pela variedade de tipos de controlos, existe uma enorme diversidade de mecanismos que podem ser mecânicos (velocidade, passo (*pitch*), travão), aerodinâmicos (posicionamento do rotor) ou electrónicos (controlo da carga). Por exemplo, o principal objectivo do controlador de passo (*pitch*) pode ser a limitação da potência ou da velocidade do rotor. A velocidade do vento, e consequentemente a velocidade do rotor, afecta enormemente a potência de saída do gerador. A Figura 4.1 demonstra a sensibilidade da potência de saída do gerador em relação à velocidade do vento, e verifica-se que a um acréscimo de 33% (de 45 rpm para 60 rpm) da velocidade do rotor resulta um aumento de 150% na potência de pico à saída do gerador.

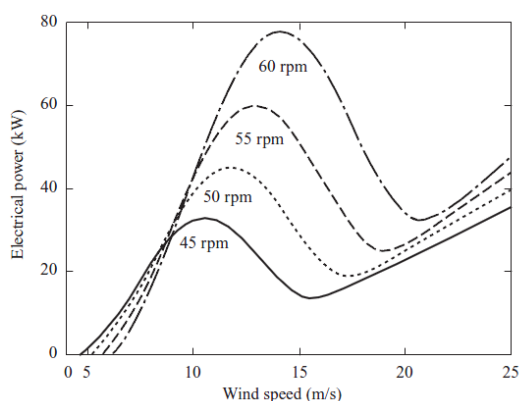


Figura 4.1 – Efeito que a velocidade de rotação provoca na potência de saída do gerador [Burton01].

O controlador pode ter um efeito muito importante nas cargas estruturais e vibrações, e é fundamental ter em consideração estas questões para o projecto do algoritmo de controlo. Por exemplo, a interacção do controlo de *pitch* influencia as cargas e vibrações das pás, do cubo do rotor, da torre, entre outros. A redução de algumas cargas são claramente compatíveis com o objectivo principal da limitação da potência para ventos excessivos, como por exemplo, a limitação da potência é claramente compatível com a redução de binário na caixa de velocidades [Burton01].

Actualmente, os modernos aerogeradores utilizam dois princípios diferentes de controlo aerodinâmico para limitar a extracção da potência à potência nominal do aerogerador. São designados de controlo *stall* e de controlo de passo (*pitch*).

No passado, a maioria dos aerogeradores usavam o controlo *stall* simples, mas entretanto, com o aumento do tamanho das máquinas, os fabricantes cada vez mais estão a optar pelo sistema de controlo de passo (*pitch*) que oferece maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas [Brito06].

De um modo geral, e como já foi referido, o sistema de controlo de uma turbina eólica é constituído por uma série de sensores, actuadores e um sistema composto de hardware e software que processa os sinais de entrada dos sensores e gera sinais de saída para os actuadores. Os sensores mais comuns nos aerogeradores são:

- Um anemómetro;
- Um sensor que detecta a direcção do vento, tipo cata-vento;
- Um sensor de velocidade do rotor;
- Um sensor de energia eléctrica;
- Um sensor de posição do *pitch* e do *yaw*;
- Sensores de vibração;
- Sensores de temperatura e de nível do óleo;
- Sensores de pressão hidráulica;
- Diversos interruptores e botões de pressão.

Quanto aos actuadores, podem ser, por exemplo, o sistema de *pitch* (hidráulico ou eléctrico), o controlo do binário do gerador, contactores do gerador, interruptores para activar o travão do veio, motores do sistema de *Yaw*, entre outros.

O controlador do aerogerador tem três funções: o sistema de segurança (*safety system*), o controlo de supervisão (*supervisory control*) e o controlo de malha fechada (*closed-loop control*). O sistema que processa os sinais de entrada dos sensores e gera sinais de saída para os actuadores, geralmente é um computador ou microprocessador, complementado pelo sistema de segurança (*safety system*) altamente confiável que deve ser capaz de substituir o funcionamento normal do aerogerador e levá-lo para um estado seguro aquando a ocorrência de algum problema grave.

O sistema de segurança (*safety system*) pode ser activado pelas seguintes razões:

- Excesso de velocidade do rotor;
- Informação proveniente do sensor de vibração, que pode significar a ocorrência de uma importante falha estrutural;
- Informação proveniente de um temporizador, que reinicializa a cada iteração do controlador. Caso a reinicialização não seja feita dentro de um determinado intervalo de tempo, significa que o controlador está com defeito e o sistema de segurança deve desligar o aerogerador;
- A partir de um botão de emergência (*stop button*) pressionado por um operador;
- Entre outras.

O controlador de supervisão (*supervisory controller*) verifica se cada etapa é concluída com êxito antes de prosseguir para a próxima, ou seja, passa de um estado operacional do aerogerador, para outro. Os estados operacionais são os seguintes:

- *Stand-by*, quando o aerogerador está disponível para entrar em funcionamento caso as condições externas assim o permitam;
- *Start-up*, quando o aerogerador está a efectuar o arranque para a produção de energia;

- Em produção de energia;
- *Shutdown*, quando o aerogerador está a efectuar a paragem de produção de energia;
- Aerogerador parado com erro.

É possível encarar outros estados, ou até pode ser útil subdividir alguns desses estados. O controlador de supervisão (*supervisory controller*) realiza a sequência correcta, bem como decide quando iniciar a mudança de um estado para o outro. Como por exemplo, a sequência para o controlo do arranque (*Start-up*) de um aerogerador com sistema de regulação de *pitch* pode consistir nos seguintes passos:

- Habilitação do actuador de *pitch*;
- Soltar o travão do veio;
- Ajustar o *pitch* para o arranque do aerogerador;
- Aguardar até a velocidade do rotor exceda um determinado valor;
- Efectuar o controlo de *pitch* de malha fechada (*closed-loop control*) dependendo da velocidade;
- Aumento da velocidade do gerador;
- Aguardar até a velocidade estabilizar;
- Fechar o circuito do gerador por intermédio de contactores;
- Efectuar o controlo de *pitch* de malha fechada (*closed-loop control*) dependendo da potência de saída;
- Ajustar-se à curva característica da potência.

Se qualquer tarefa não for efectuada dentro de um determinado espaço de tempo, ou se forem detectadas falhas, o controlador de supervisão (*supervisory controller*) deve efectuar a paragem do aerogerador em segurança.

O controlo de malha fechada (*closed-loop control*) consiste num sistema que ajusta automaticamente o estado operacional do aerogerador, a fim de manter predefinidas as características e regimes de funcionamento. Alguns exemplos de *loops* de controlo de malha fechada (*closed-loop control*) são os seguintes:

- Controlo do passo (*pitch*) da pá, a fim de regular a potência de saída do aerogerador para ventos superiores ao nominal;
- Controlo do passo (*pitch*) da pá, a fim de regular o arranque (*start-up*) e paragem (*shutdown*) do aerogerador;
- Controlo do binário do gerador, a fim de regular a velocidade de rotação de uma turbina de velocidade variável;
- Controlo dos motores do sistema *yaw*.

Alguns destes *loops* de controlo podem exigir respostas muito rápidas a fim de evitar que a turbina esteja a funcionar longe da sua curva de funcionamento correcto. Estes controladores devem ser projectados muito cuidadosamente e com um bom desempenho para que não haja efeitos prejudiciais sobre outros aspectos do funcionamento da turbina. Outros, como o caso do controlo de *yaw*, são normalmente bastante lentos e os projectos destes não são tão rigorosos [Burton01].

4.2 Controlo *Stall*

O controlo *stall* é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em ângulo de passo e não podem girar em torno do seu eixo longitudinal, isto significa que os actuadores de *pitch* não são necessários (embora possam ser necessários alguns meios de travagem aerodinâmica (*spoilers*, *aileron*s, entre outros), mesmo até para efectuar uma paragem de emergência).

O ângulo de passo é escolhido de forma que, para velocidades do vento superiores à velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor descola da superfície da pá (*stall*), reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto (ver a Figura 4.2). Sob todas as condições de ventos, superiores à velocidade nominal, o escoamento em torno dos perfis das pás do rotor é, pelo menos parcialmente, descolado da superfície produzindo menores forças de sustentação e elevadas forças de arrasto. Menores sustentações e maiores arrastos actuam contra um aumento da potência do rotor. Para evitar que o efeito *stall* ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência do rotor, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito.



Figura 4.2 – Fluxo separado (*stall*) em volta do perfil [Brito06].

As turbinas com controlo *stall* são mais simples do que as de controlo de passo (*pitch*) porque não necessitam de um sistema de mudança de passo.

Os aerogeradores com controlo *stall*, em comparação com os aerogeradores com controlo de passo (*pitch*) possuem, em princípio, as seguintes vantagens:

- Inexistência do sistema de controlo de passo;
- Estrutura do cubo do rotor simples;
- Menor manutenção devido a um número menor de peças móveis;
- Auto-confiabilidade do controlo de potência.

Porém, no arranque, quando a velocidade do vento é baixa, a turbina com controlo *stall* não tem binário de arranque suficiente. Torna-se necessário dispor de um motor auxiliar de arranque ou, então, usar o próprio gerador a funcionar como motor para levar o rotor até à velocidade adequada. No processo de paragem não é possível colocar as pás na posição ideal para esse efeito, a chamada posição de bandeira, pelo que é exigido um sistema complementar de travagem por meios aerodinâmicos, por exemplo, deflexão de *spoilers* [Castro07].

A nível mundial, o conceito de controlo através de *stall* domina. A maioria dos fabricantes utiliza esta possibilidade simples de controlo de potência, que necessita sempre de uma velocidade constante do rotor, geralmente dada pelo gerador de indução directamente acoplado à rede. Na Figura 4.3, pode observar-se uma curva de potência típica de um aerogerador com controlo *stall*.

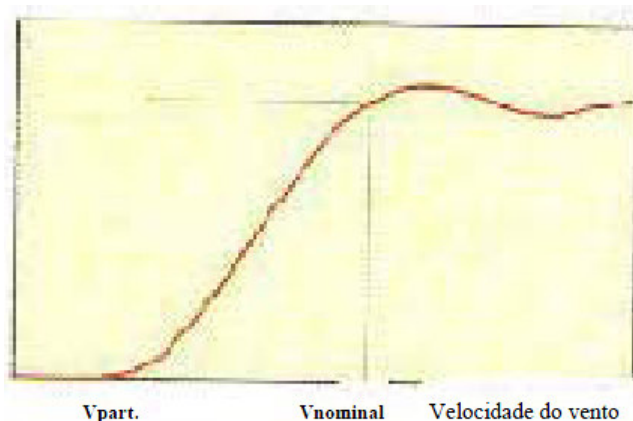


Figura 4.3 – Curva de potência típica de um aerogerador com controlo *stall* [Brito06].

Mais recentemente surgiu uma concepção que mistura os mecanismos de controlo por *stall* e de passo (*pitch*) (denominada por “*stall activo*”). Neste caso, o passo da pá do rotor gira na direcção do *stall* e não na direcção da posição de embandeiramento (menor sustentação), como é feito nos sistemas de passo normais [Brito06]. As vantagens deste sistema são:

- Necessidade de reduzidas mudanças no ângulo do passo;

- Possibilidade do controlo da potência sob condições de potência parcial (baixas velocidades de vento);
- A posição de embandeiramento das pás do rotor para cargas pequenas em situação de altas velocidades de vento.

4.3 Controlo *Pitch*

O controlo de passo (*pitch*) é um sistema activo que normalmente necessita de uma informação proveniente do controlador do sistema, cuja aplicação mais importante é do controlo da potência do gerador, e tem de possuir uma resposta relativamente rápida para atender às diversas necessidades. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal; por outras palavras, as pás mudam o seu ângulo de passo (β) para reduzir o ângulo de ataque. Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas actuantes e, conseqüentemente, a extracção de potência [Brito06]. Os objectivos principais do controlador de *pitch* podem ser:

- Regular o binário aerodinâmico para velocidades do vento acima da nominal;
- Minimizar os picos de binário na caixa de velocidade;
- Evitar a actividade excessiva do movimento de *pitch*;
- Minimizar as cargas transmitidas para a base da torre, controlando as vibrações da torre;
- Evitar danos nas pás e no cubo do rotor devido às cargas.

Na Figura 4.4 podem observar-se as diferentes curvas de potência de um aerogerador de 60 kW com controlo de *pitch* para diferentes ângulos de passo (β), em que a potência nominal de 60 kW é alcançada a uma velocidade do vento de 12 m/s. Pequenas mudanças do ângulo de passo podem resultar num efeito dramático na potência do gerador.

Os ajustes de ângulos positivos de passo resultam num aumento do ângulo de incidência, e os ajustes de ângulos negativos de passo resultam numa diminuição do ângulo de incidência (se o aerogerador for de configuração *stall* activo, o aumento do ângulo negativo de passo aumenta o ângulo de incidência até que o fenómeno de *stall* ocorra).

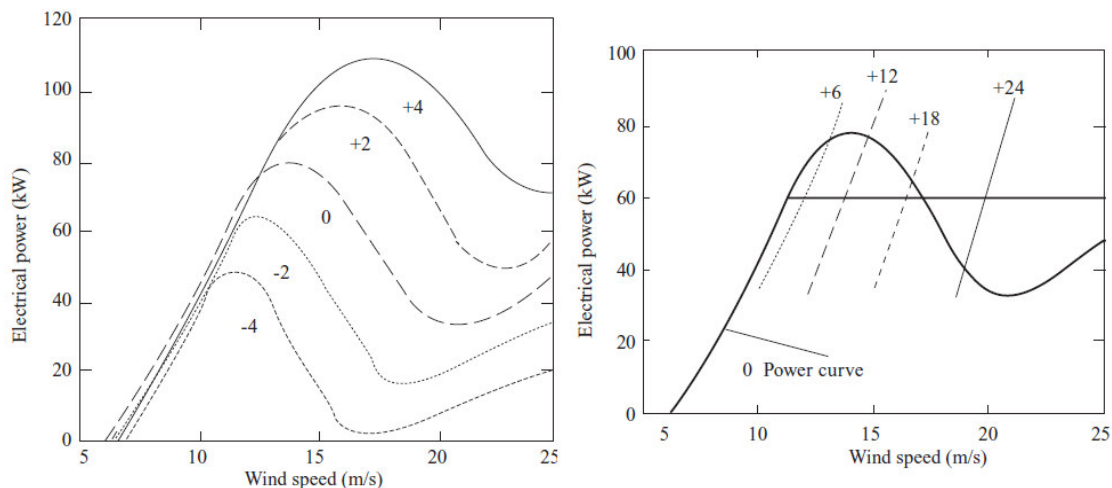


Figura 4.4 – Potência de saída de um gerador de 60 kW com controlo de *pitch* para diferentes ângulos de passo (β) [Burton01].

Um ângulo de passo de 90° geralmente é utilizado para parar o aerogerador, porque isso minimiza a velocidade de rotação do rotor e pode aplicar-se mais facilmente o travão [Burton01].

Para todas as velocidades do vento superiores à velocidade nominal, o ângulo é escolhido de forma que a turbina produza apenas a potência nominal. Perante todas as condições de vento, o escoamento em torno dos perfis das pás do rotor é bastante aderente à superfície (Figura 4.5), produzindo sustentação aerodinâmica e pequenas forças de arrasto.



Figura 4.5 – Fluxo aderente em volta do perfil [Brito06].

As turbinas com controlo de passo variável (*pitch*) são mais sofisticadas do que as de passo fixo, controladas por *stall*, porque estas necessitam de um sistema de variação de passo. Por outro lado, possuem certas vantagens:

- Permitem controlo activo de potência sob todas as condições de vento e também sob potências parciais;
- Alcançam a potência nominal mesmo sob condições de baixa massa específica do ar (grandes altitudes dos locais, altas temperaturas);
- Maior produção de energia sob as mesmas condições (sem diminuição da eficiência na adaptação ao *stall* da pá);
- Partida simples do rotor pela mudança do passo;
- Fortes travões desnecessários para paragens de emergência do rotor;
- Cargas das pás do rotor decrescentes com ventos a aumentarem acima da potência nominal;
- Posição de embandeiramento das pás do rotor para cargas pequenas em ventos extremos;
- Massas das pás do rotor menores levam a massas menores dos aerogeradores.

Na Alemanha cerca de 50% de todos os aerogeradores instalados são do tipo controlo de *pitch*, porque dois dos maiores fabricantes preferem este tipo de controlo de aerogeradores. Na Figura 4.6, pode observar-se uma curva típica de um aerogerador com controlo *pitch*.

Na nova geração das turbinas da classe do megawatt, muitos fabricantes mudaram para sistemas de controlo de *pitch* [Brito06].

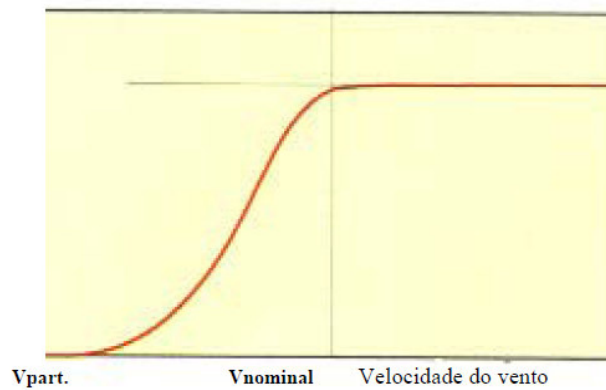


Figura 4.6 – Curva de potência típica de um aerogerador com controlo de passo (*pitch*) [Brito06].

Na Figura 4.7 pode observar-se a variedade de sistemas de passo que foi aprovada. Os actuadores podem ser do tipo eléctrico ou hidráulico, e as pás do rotor do aerogerador podem possuir um só actuador, ou então possuir um actuador para cada uma das pás.

Os sistemas que têm um actuador para cada uma das pás possuem a vantagem de desfrutar de vários sistemas de travagem aerodinâmica independentes para controlar o excesso de velocidade. Por outro lado, têm de possuir um controlo mais preciso do passo para evitar diferenças inaceitáveis do ângulo de *pitch* durante a operação normal, e os diversos cilindros hidráulicos e motores eléctricos encontram-se localizados no cubo do rotor, o que leva à introdução de peso extra no cubo do rotor, à dificuldade de acomodar fisicamente o actuador dentro do perfil da pá e à dificuldade de acesso para efectuar a manutenção.

Para os sistemas que possuam um só actuador hidráulico em comum para todas as pás, este possui a vantagem do cilindro hidráulico se encontrar localizado na *nacelle*.

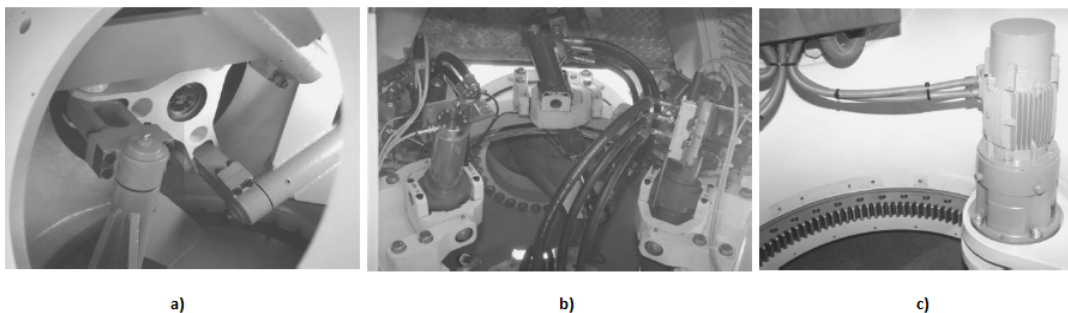


Figura 4.7 – Sistemas de *pitch* [Burton01]: a) actuador hidráulico único para todas as pás localizado na *nacelle*; b) actuador hidráulico para cada pá; c) motor eléctrico para cada pá.

Uma alternativa para o controlo de *pitch* é o controlo de *pitch* passivo para limitar a potência do gerador (ver Figura 4.8). Essa alternativa consiste na concepção de pás e/ou cubo que estão sujeitas à torção sobre a acção de cargas, a fim de alcançar mudanças desejadas de *pitch* dependendo da velocidade do vento. Infelizmente, é difícil alcançar esta concepção na prática porque a variação de torção necessária da pá com a velocidade do vento geralmente não coincide com a correspondente variação da carga na pá [Burton01].

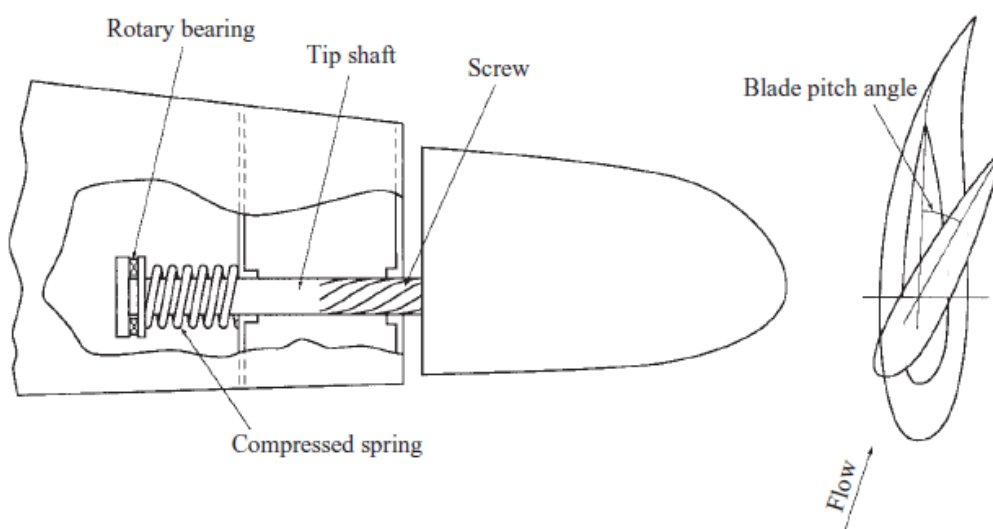


Figura 4.8 – Controlo de *pitch* passivo da pá, utilizando parafuso e mola no eixo [Burton01].

4.4 Controlo *Yaw*

A maioria das turbinas eólicas de eixo horizontal possui um mecanismo de controlo de *yaw* para manter a *nacelle* orientada no sentido do vento para um melhor aproveitamento da energia proveniente do vento. A utilização do controlo *yaw* para limitar a produção de energia é obviamente uma possibilidade interessante, e está a ser explorada com sucesso na Itália com o protótipo *Gamma60* com 60 m de diâmetro (com uma rotação de *yaw* impressionante de 8°/s). No entanto, existem dois factores que limitam a resposta rápida do sistema para controlar a potência de saída do gerador: o primeiro é o grande momento de inércia da *nacelle* e do rotor em torno do eixo do *yaw*, e o segundo é a relação entre a componente perpendicular da velocidade do vento do disco do rotor e o ângulo do *yaw*.

O segundo factor limitador da resposta do sistema *yaw* significa que em pequenos ângulos de *yaw* há uma mínima redução na potência de saída do gerador, mas, no caso do sistema de *pitch*, se houver uma alteração da mesma magnitude, a potência de saída do gerador pode cair para metade.

Para além das várias funções referidas do sistema *yaw*, este sistema também permite aliviar a torção dos cabos que passam da *nacelle* para a torre [Burton01].

4.5 Controlo de Potência

Como já foi referido anteriormente, há uma enorme necessidade de limitar a potência fornecida pela turbina eólica para valores acima da velocidade nominal do vento, valores estes que ocorrem um número limitado de horas por ano.

A regulação pode ser efectuada por meios passivos, isto é, desenhando o perfil das pás de modo a que entrem em perda aerodinâmica (*stall*) a partir de uma determinada velocidade do vento, sem necessidade de variação do passo, ou por meios activos, isto é, variando o passo das pás (*pitch*) do rotor (ver também os subcapítulos 4.2 e 4.3).

As turbinas *stall* têm as pás fixas, ou seja, não rodam em torno de um eixo longitudinal. Relativamente ao esquema da Figura 3.7, o ângulo de passo β é constante e a estratégia de controlo de potência assenta nas características aerodinâmicas das pás do rotor, que são projectadas para entrar em perda a partir de uma determinada velocidade do vento.

Uma vez que as pás estão colocadas a um determinado ângulo de passo fixo, quando o ângulo de ataque aumenta para além de um certo valor, a componente de sustentação diminui, ao mesmo tempo que as forças de arrasto passam a ser dominantes. Nestas condições, a componente T da força que contribui para o binário diminui (equação 3.4): diz-se, neste caso, que a pá entrou em perda (de sustentação). Há que notar que o ângulo de ataque aumenta quando a velocidade do vento aumenta, porque o rotor roda a uma velocidade constante (Ut é constante na Figura 3.7).

As turbinas com controlo *pitch* têm a possibilidade de rodar a pá em torno do seu eixo longitudinal, ou seja, variam o ângulo de passo das pás (β).

A expressão analítica da variação de λ com a velocidade do vento u da equação 3.2 pode ser modificada de modo a contabilizar a variação do ângulo de passo β . Uma das expressões mais referidas na literatura é:

$$C_p = 0,22 \left(\frac{116}{\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}} - 0,4\beta - 5 \right) \exp \left(- \frac{12,5}{\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}} \right) \quad (4.1)$$

Na Figura 4.9 pode observar-se claramente que, para um dado ângulo do passo da pá do rotor (β) existe um valor de velocidade específica (λ) que maximiza o C_p . Por outro lado, observa-se que o rendimento aerodinâmico máximo é obtido com $\beta = 0$ e que o mesmo rendimento diminui com o aumento do ângulo de passo (β). Aliás, a equação 3.2 foi obtida com $\beta = 0$ na equação 4.1.

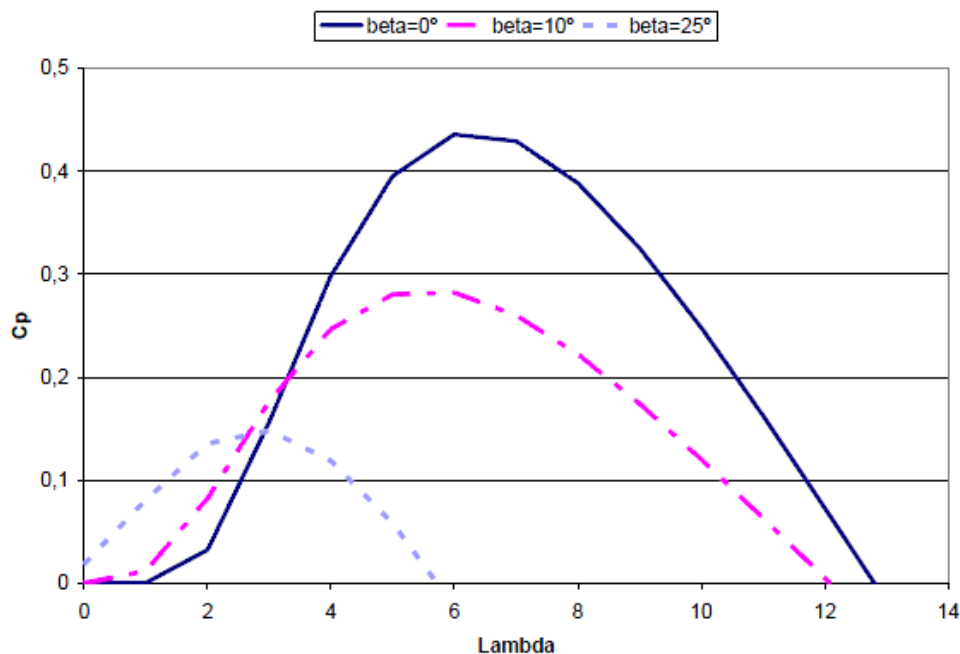


Figura 4.9 – Variação de C_p com λ parametrizada para $\beta = 0$, $\beta = 10^\circ$ e $\beta = 25^\circ$ [Castro07].

Nas turbinas do tipo *pitch* o sistema de controlo do passo da pá ajusta o ângulo (β), pelo que é possível controlar o valor de C_p . Este controlo só se encontra activo quando a turbina entra na zona de potência constante, ou seja, para valores da velocidade do vento superiores à velocidade nominal do vento (tipicamente acima dos 13-14 m/s). Para estas velocidades do vento, o sistema de controlo do passo actua de modo a que o binário motor produzido corresponda à potência nominal, isto é, provoca artificialmente, através de uma adequada inclinação da pá, uma diminuição do binário (equação 3.4). Na zona de velocidades do vento inferiores à velocidade nominal do vento, o ângulo de passo é mantido no valor zero. Teoricamente seria possível manter o valor de λ no seu valor óptimo (valor de λ para o qual C_p é máximo), controlando a velocidade do rotor da turbina em função da velocidade do vento, através do controlo do ângulo do passo das pás do rotor; contudo, verifica-se que o tempo de resposta do sistema de controlo do passo das pás do rotor é demasiadamente elevado para acompanhar as variações de velocidade do vento. Na prática, força-se a variação da velocidade do rotor da turbina, impondo um binário de carga à turbina que a conduza à rotação a uma velocidade tal que mantenha λ no valor óptimo. É este o princípio de funcionamento dos geradores eólicos de velocidade variável. A Figura 4.10 ilustra a variação de β com a velocidade do vento, u , para as turbinas com controlo de *pitch*. Fora da zona de controlo de potência o valor de β é nulo, dependendo o valor de C_p da velocidade específica da ponta da pá (λ) [Castro07].

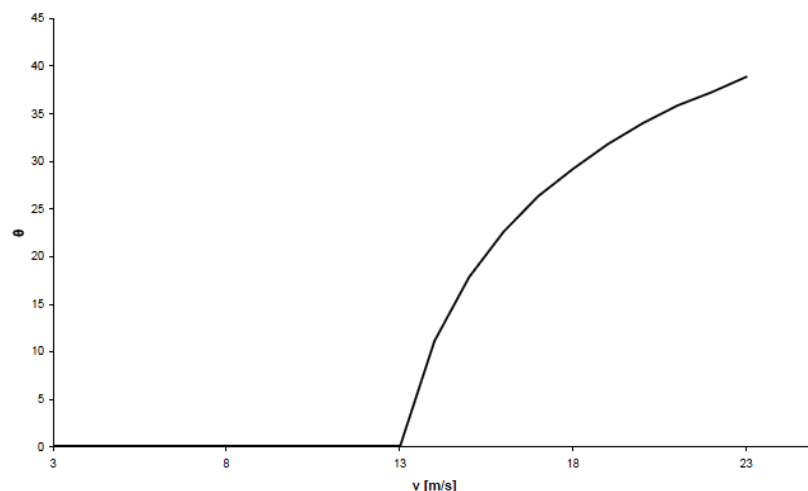


Figura 4.10 – Variação do ângulo de *pitch* (β) com a velocidade do vento (u) [Castro07].

CAPÍTULO

5

Fiabilidade de Sistemas de Energia Eólica

Neste capítulo, é apresentada a fiabilidade de sistemas de energia eólica. Refere-se a importância de uma manutenção adequada de sistemas de energia eólica, e procura-se dar a entender o que é a fiabilidade de um sistema eléctrico de energia, assim como enunciar alguns métodos para incorporar a produção eólica nesses estudos de fiabilidade.

5.1 Introdução

A fiabilidade dos sistemas eléctricos assume um papel preponderante no planeamento e operação dos sistemas eléctricos. Através da avaliação das avarias possíveis no sistema eléctrico, são determinadas as reservas adequadas ao sistema para que este se apresente com a qualidade e continuidade de serviço desejadas.

O planeamento da manutenção centrada na fiabilidade (RCM) de um sistema de energia eólica requer a adopção de uma sequência lógica de etapas:

1. Delimitação do sistema;
2. Análise funcional;
3. FMEA (Análise dos Modos e Efeitos da Falha);
4. Diagrama de decisão;
5. Plano de manutenção.

Para analisar os modos e efeitos em caso de falha, pode ser realizada uma análise dos efeitos, que é uma técnica de fiabilidade qualitativa para a análise sistemática dos sistemas mecânicos e eléctricos. A análise inclui a verificação de cada componente do sistema e da determinação de possíveis modos de falha e identificação dos seus efeitos sobre o sistema. A análise é baseada num *worksheet* (na Figura 5.1 está representado um exemplo de um *worksheet*) que relaciona sistematicamente todos os componentes do sistema, incluindo:

- Nome do componente;
- Função do componente;
- Possíveis modos de falha;
- Causas de falha;

- Como detectar as falhas;
- Efeitos da falha no funcionamento do sistema primário;
- Efeitos da falha sobre outros componentes;
- Medidas necessárias para reparar.

O modo de falhas e análise de efeitos pode ser complementado por uma análise de efeitos críticos, que é um procedimento que relaciona o modo de falhas com a sua frequência ou probabilidade de ocorrência de acordo com as suas consequências.

COMPONENT	FAILURE MODE	FAILURE CAUSE	FAILURE EFFECT	FAILURE DETECTION	FREQUENCY RATING	SEVERITY RATING
Valve	Leak past stem	Deteriorated seal	Oil leak	Visual by ROV	Low	Low
	Fails to close on command	Control system failure	Valve will not shut off flow	Flow does not shut off	Medium	Low

Figura 5.1 – Exemplo de um *worksheet* [Guidelines02].

Também se pode efectuar uma análise do sistema a partir de uma análise da árvore de falhas. O diagrama da árvore de falhas é composto por um evento de topo e vários eventos de base, que podem ser quantificados em termos de probabilidade ou frequência de ocorrência. No Anexo D está exposto mais pormenorizadamente este assunto [Guidelines02]. A análise de Modos e Efeitos de Falhas fornece informações muito importantes para este tipo de análise.

As avarias dos componentes constituintes do sistema eléctrico ocorrem de uma forma aleatória e por isso a fiabilidade do sistema é definida como sendo “a probabilidade de um sistema ser capaz de desempenhar as suas funções de forma adequada, num determinado período de tempo e nas condições de funcionamento especificadas” [Araújo07].

Os estudos de fiabilidade de sistemas que pretendem determinar qual a capacidade adequada ao sistema, podem ser executados de forma determinística ou probabilística.

As técnicas determinísticas consistem na avaliação de situações consideradas críticas através de uma análise prévia do sistema. Por outro lado, a análise probabilística é capaz de representar a natureza aleatória do sistema eléctrico, considerando um grande conjunto de situações críticas e as suas probabilidades de ocorrência. As metodologias probabilísticas poderão tomar em consideração não só o comportamento probabilístico que caracteriza o sistema produtor, mas também a evolução do sistema de consumo e as incertezas associadas.

5.2 Manutenção de Sistemas de Energia Eólica

Todos os equipamentos estão sujeitos ao desgaste, quer em utilização normal ou intensiva, e para que o seu desempenho se mantenha a um rendimento adequado é necessário efectuar determinadas intervenções. As intervenções referidas podem ser acções planeadas, não planeadas, reparações, inspecções, entre outras. Estas acções fazem parte da actividade de manutenção, que por definição, é “a combinação de todas as acções técnicas e administrativas, incluindo a supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em estado no qual possa desempenhar uma função requerida” [S14].

Quando bem gerida, a manutenção é um factor relevante na economia de uma empresa, capaz de alterar índices de produtividade, níveis de qualidade de processos, e conseqüentemente, diminuição de produtos defeituosos. Esta, ajuda a minimizar avarias e immobilizações dos equipamentos e conseqüentemente aumenta o tempo de disponibilidade. Por outro lado, quando se poupa na manutenção, os equipamentos possuem um menor desempenho, a produtividade é imperfeita, começam a existir paragens mais frequentes do que o habitual (maior indisponibilidade), e a imagem da empresa fica degradada aos olhos dos clientes.

Com a evolução da sociedade, torna-se necessário ultrapassar determinados desafios e obstáculos, tais como o custo, a escassez das energias não renováveis, preservação do ambiente, entre outros.

A manutenção tem associado a ela os custos de mão-de-obra, reserva de peças, contratos com terceiros, deslocações, utilizações de meios, ferramentas, entre outros.

A manutenção é dividida principalmente nos seguintes tipos, dependendo da natureza da intervenção:

- Manutenção não planeada – que consiste na intervenção de emergência após a avaria ocorrer. Este tipo de manutenção ocorre devido à falta de planeamento. Idealmente este tipo de manutenção só se deve aplicar a equipamentos com pouca importância na produção;
- Manutenção planeada preventiva – que é efectuada de forma periódica, incluindo, normalmente, inspecção e elaboração de trabalhos pré-estabelecidos. A periodicidade da manutenção deve ser baseada num ou em vários parâmetros de funcionamento, como por exemplo, em horas de trabalho;
- Manutenção planeada preditiva – que é efectuada em função do estado do equipamento, em que a intervenção é realizada caso algum parâmetro atinja o valor limite definido;
- Manutenção de melhoramento – surge do facto das outras formas de manutenção não poderem conferir aos equipamentos maior fiabilidade que a que é inerente ao seu projecto de construção. A única forma de melhorar a sua resistência à avaria é, portanto, modificar as suas características iniciais, por reconstrução, modificação ou substituição de partes, quer sejam recomendadas pelo fabricante, quer estudadas pelos técnicos, para corrigir eventuais defeitos ou omissões de origem [Nobre07].

Os componentes constituintes dos aerogeradores, estão sujeitos a forças elevadas, e necessitam de uma manutenção cuidada e regular. Segundo o relatório da Sandia, a operação de manutenção de aerogeradores representa cerca de 10 a 20 % do custo total do projecto, portanto, é muito importante efectuar uma manutenção planeada, seja preventiva, preditiva ou de melhoramento com o intuito de racionalizar os custos globais [Walford06].

Como já foi visto no Capítulo 3, existem diversos componentes que constituem um aerogerador e que devem funcionar em perfeita harmonia para um bom desempenho global. Geralmente, os aerogeradores não possuem redundâncias, o que significa que caso haja alguma falha o sistema pára, com os respectivos custos directos e indirectos associados. Na Figura 5.2 estão representadas as avarias em formato percentual mais habituais de acontecer num aerogerador.

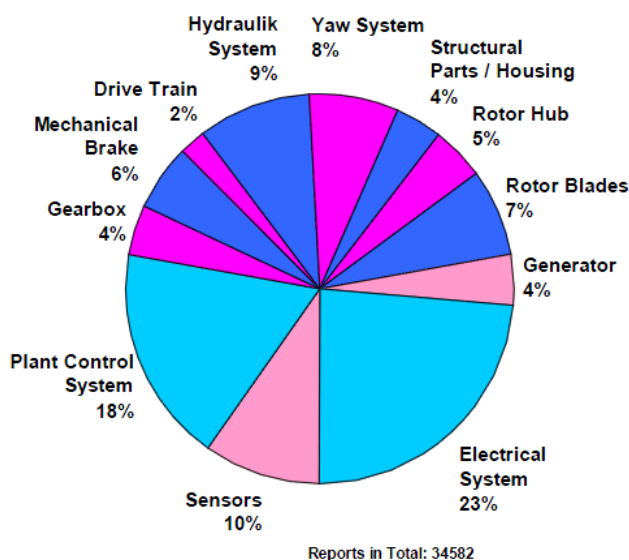


Figura 5.2 – Avarias mais frequentes dos componentes constituintes de um aerogerador [Berthold07].

Para além das taxas de insucesso, a paralisação das máquinas depois de uma avaria é um factor muito importante para descrever a fiabilidade de uma máquina. A duração do período de inactividade causada pelo mau funcionamento de um sistema depende dos trabalhos necessários de reparação, disponibilidade de peças de reposição, entre outros.

No passado, a reparação de um gerador, o cubo do rotor, caixa de velocidades ou pás, muitas vezes causavam períodos de paralisação de várias semanas [Berthold07].

De uma análise macroscópica, o aerogerador é constituído pelo rotor, *nacelle*, torre e a sua fundação. A torre é constituída geralmente por três andares, em que o primeiro (a contar de baixo para cima) possui a porta de acesso e, geralmente, está fixo por intermédio de parafusos à fundação. O segundo está fixo ao primeiro e terceiro andares entre si, e o último (terceiro) está fixo à *nacelle* (os elementos fixantes são parafusos). Nessas junções onde se estão a fixar os diferentes andares, com uma manutenção deficiente, geralmente, nota-se alguma corrosão entre as diversas junções dos andares.

Geralmente, todos os componentes referidos no Capítulo 3 devem estar submetidos a inspeções periódicas, e existem alguns aspectos relativamente importantes, tais como:

- Inspeção do betão da fundação e a corrosão da pintura no interior e exterior do aerogerador (geralmente documentada com fotografias);
- Verificar se as portas e acessos têm um bom funcionamento e limpeza do espaço e equipamento;
- Verificar os apertos dos diversos elementos fixadores (parafusos);
- Verificação do guincho localizado na *nacelle*, que permite aos técnicos descer em segurança caso o elevador avarie ou em caso de emergência;
- Deve verificar-se os ruídos e vibrações que provenham especialmente do rotor, gerador, estrutura e caixa de velocidades (caso exista);
- Verificar os diferentes componentes de travagem (travão de *pitch*, da *nacelle*, principal, entre outros);
- Verificação da cablagem e trocar os filtros dos ventiladores;

- Inspeção visual, ou através de equipamentos especiais de visão, termográfico, binóculos, entre outros, para determinar danos estruturais (rachas, fissuras e soldas);
- Trocar o óleo das engrenagens periodicamente verificando se existem fugas de fluidos e enviar amostras do óleo para análise em laboratório para aferir se existe alteração das qualidades (se houver partículas metálicas, significa que existem danos nos rolamentos);
- Trocar periodicamente a massa de lubrificação dos rolamentos e enviar para análise em laboratório a massa de lubrificação substituída.
- Verificar as temperaturas anormais de funcionamento (de óleos, equipamentos, etc.);
- Entre outros.

Como foi referido, deve-se ter especial atenção com os reapertos dos parafusos com chaves dinamométricas, cuja força de aperto é indicada pelo fabricante em Nm, ou quando estes estão partidos. Outro aspecto importante, e que já foi referido, são as vibrações, em que, para evitar a propagação das vibrações pela estrutura, o gerador está assente num bloco de borracha e o acoplamento entre o gerador e a caixa de velocidades também é constituído por peças de borracha. Algumas turbinas eólicas possuem na *nacelle* um sensor de vibrações do tipo pendular para determinar vibrações na estrutura.

Na indústria, os motores de indução têm uma grande aplicabilidade devido ao seu baixo custo, robustez e facilidade de manutenção. Uma das situações que causam futuras avarias é durante o arranque, que provoca grandes aquecimentos e elevados esforços mecânicos. Portanto, é necessário minimizar as paragens destes tipos de motores, maximizando o funcionamento destes através de uma política correcta de manutenção planeada.

A maioria das avarias relacionadas com os motores de indução tem a ver com as grandezas eléctricas e electromagnéticas envolvidas. No Anexo E estão apresentadas as avarias mais frequentes de ocorrer num motor de indução [S15].

De uma forma geral, estes são alguns passos que os responsáveis pela manutenção de parques eólicos devem executar, tendo especial atenção sempre que haja situações irregulares deve-se documentá-las através de fotografias, gráficos, imagens termográficas e reportadas à empresa responsável pela manutenção.

5.3 Generalidades sobre Fiabilidade

A fiabilidade, como já foi referido, é “a probabilidade de um sistema funcionar durante um dado período em condições definidas” [Nobre07].

O comportamento dos componentes pode ser caracterizado pelo tempo de funcionamento e avaria. Uma vez que as avarias acontecem aleatoriamente e sem previsão, os modelos utilizados para os estudos de fiabilidade são probabilísticos.

Seja T uma variável aleatória que representa o tempo de vida de um componente, $P(T \leq t)$ a probabilidade de um componente avariar até ao tempo t e $P(T > t)$ a probabilidade de um componente sobreviver funcionando para além do tempo t . Define-se a fiabilidade $R(t)$ (*reliability*) como:

$$R(t) = P(T > t) \quad (5.1)$$

Se for considerada $f(s)$ a função densidade de probabilidade (fdp) de T , obtém-se:

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(s) ds \quad (5.2)$$

Se for definida a não-fiabilidade ou probabilidade de avariar $Q(t)$ como:

$$Q(t) = 1 - R(t) \quad (5.3)$$

Obtém-se:

$$Q(t) = \int_0^t f(s)ds \quad (5.4)$$

$$\frac{dR(t)}{dt} = -f(t) \quad (5.5)$$

Outro parâmetro muito importante para os estudos de fiabilidade é a taxa de avarias $\lambda(t)$, que pode ser interpretada como o quociente entre o número de componentes que avariaram num dado período e o número total de componentes existentes no início desse período. A taxa de avarias pode também ser definida da forma seguinte:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{dR(t)}{R(t)dt} \quad (5.6)$$

Se a equação 5.6 for integrada:

$$\int_0^t \lambda(t)dt = \int_1^{R(t)} \frac{1}{R(t)} dR(t) \quad (5.7)$$

Obtém-se uma descrição da fiabilidade de um componente em função da taxa de avarias:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t)dt} \quad (5.8)$$

Se for considerado que a taxa de avarias é constante e independente do tempo, a taxa de avarias vem:

$$\lambda = \lambda(t) \quad (5.9)$$

E obtém-se:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (5.10)$$

Pode verificar-se na equação 5.10 que a fiabilidade segue uma distribuição exponencial. No entanto, a taxa de avarias nem sempre pode ser assumida como constante e independente do tempo (equação 5.9). Na Figura 5.3 pode observar-se a conhecida “curva da banheira”, que mostra a distribuição de avarias de uma larga gama de equipamentos.

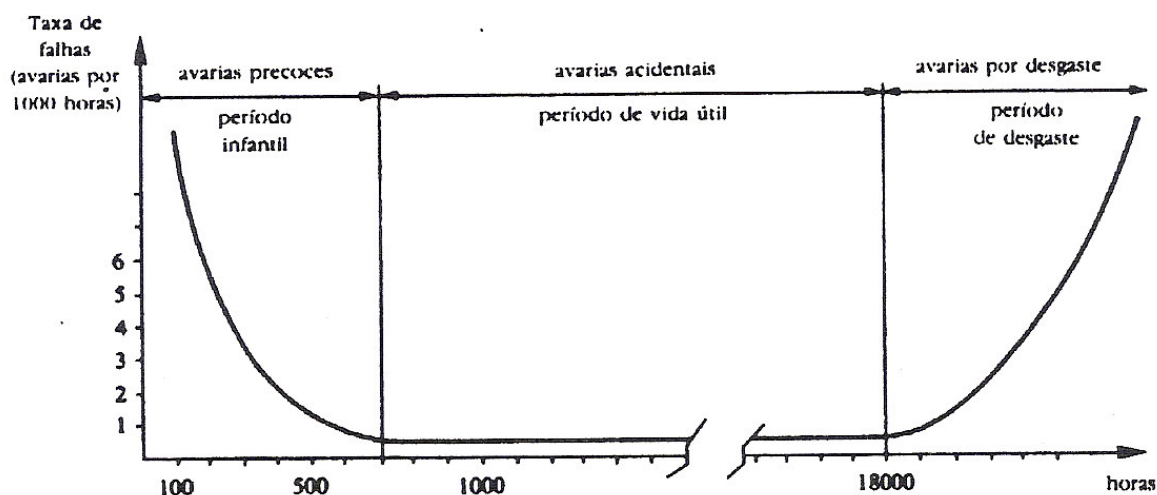


Figura 5.3 – Padrão geral de distribuição de avarias (curva da banheira) [Nobre07].

Observando a Figura 5.3 verifica-se que a taxa de avarias no início da curva, na infância, é elevada. Isto, normalmente, deve-se a pequenos problemas de afinação do próprio componente ou a pequenos defeitos que não foram detectados nos testes de fábrica, que são facilmente resolvidos. Por outro lado, é possível evitar ou adiar o período de velhice com uma manutenção adequada. Assim, a vida útil dos componentes é prolongada e pode-se assumir que a taxa de avarias se mantém constante [Araújo07].

Geralmente, o início da curva da banheira (período infantil) está associada a avarias de componentes eléctricos e electrónicos, e o final da curva (período de desgaste) está mais associado a componentes mecânicos.

5.4 Fiabilidade em Sistemas Eléctricos de Energia

Geralmente, um sistema eléctrico de energia é composto por um sistema de produção, uma rede de transporte e uma rede de distribuição de energia. Estes sistemas devem ser tratados de maneira distinta, tendo em conta o modo de exploração e o grau de importância. Por exemplo, os efeitos de uma avaria no sistema de produção são maiores do que numa avaria no sistema de distribuição.

Os estudos de fiabilidade em sistemas eléctricos de energia são geralmente divididos nas áreas seguintes:

- Fiabilidade do sistema de produção – capacidade estática;
- Fiabilidade do sistema de produção – capacidade girante;
- Fiabilidade do sistema de transporte;
- Fiabilidade do sistema de distribuição;
- Fiabilidade do sistema composto (produção/transporte).

A avaliação da capacidade estática (capacidade instalada) do sistema de produção é importante na determinação a médio e longo prazo da capacidade que se deve instalar no sistema, por outro lado, a avaliação da capacidade girante (a capacidade disponível para entrar em funcionamento num dado intervalo de tempo) é importante na determinação da reserva girante que o sistema deverá ter para satisfazer o consumo.

O sistema de produção com capacidade estática foi o primeiro alvo de estudos de fiabilidade devido aos grandes investimentos associados à instalação de novos grupos no sistema de produção e também pela simplicidade destes estudos. Actualmente, procuram-se encontrar índices globais que tenham em consideração os índices das diferentes partes do sistema. Quanto aos estudos de fiabilidade do sistema girante de produção, transporte, distribuição e composto, são mais recentes, no entanto, verifica-se um grande dinamismo, pelo número de trabalhos publicados.

Os estudos de fiabilidade podem ser basicamente realizados através de métodos determinísticos ou probabilísticos. Na Figura 5.4 pode observar-se um esquema com os diversos métodos de fiabilidade de um sistema eléctrico de energia.

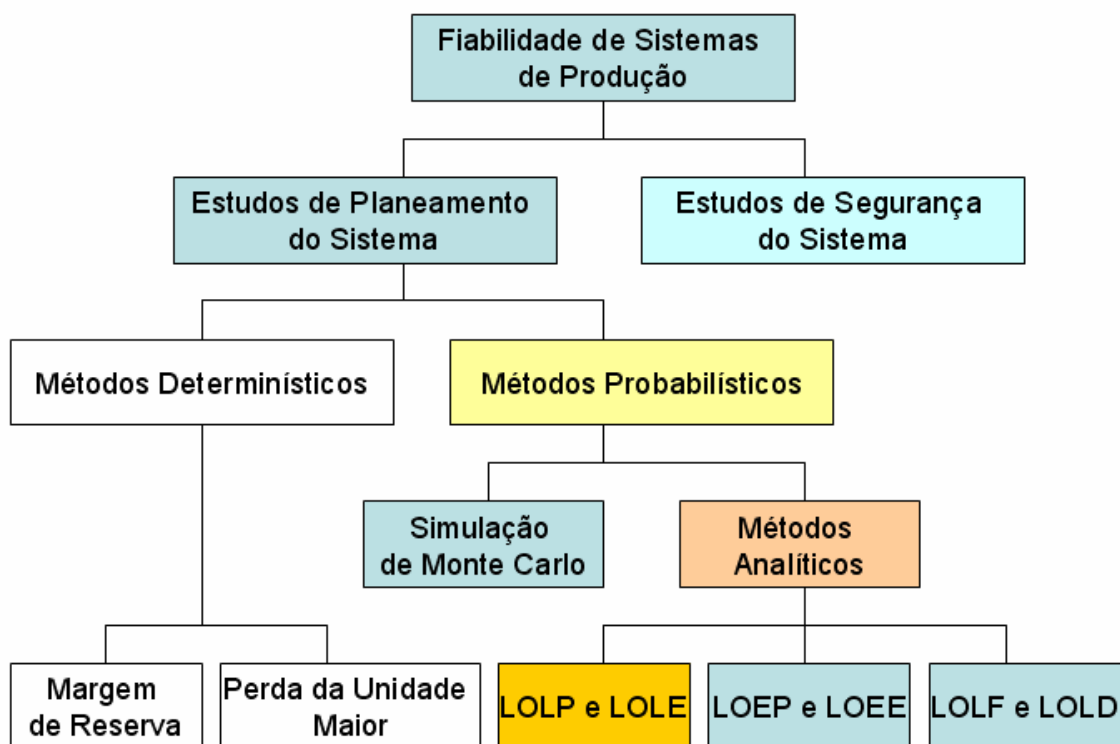


Figura 5.4 – Métodos de fiabilidade de um sistema eléctrico de energia [Araújo07].

Como já foi referido, os estudos de fiabilidade podem ser realizados através de métodos determinísticos ou probabilísticos. Os índices determinísticos mais comuns são o Margem de Reserva (*Reserve Margin*) e o Perda da Unidade Maior (*Loss of Largest Unit*). Quanto aos métodos probabilísticos, dividem-se na simulação de Monte Carlo e Métodos Analíticos. Os índices probabilísticos utilizados são, o LOLP (*Loss of Load Probability*), o LOLE (*Loss of Load Expectation*), o LOEP (*Loss of Energy Probability*), o LOEE (*Loss of Energy Expectation*), o EENS (*Expected Energy Not Served*), o LOLF (*Loss of Load Frequency*) e o LOD (*Loss of Load Duration*) [Araújo07].

Se forem considerados apenas dois estados, o de funcionamento e o de avaria, os estados podem ser definidos da seguinte forma:

Estado de funcionamento:

- Taxa de avarias: λ
- Função densidade de probabilidade:

$$f(s) = \lambda e^{-\lambda s} \quad (5.11)$$

- Tempo médio de funcionamento:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (5.12)$$

Estado de avaria:

- Taxa de reparação: μ
- Função densidade de probabilidade:

$$f(s) = \mu e^{-\mu s} \quad (5.13)$$

- Tempo médio de reparação:

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (5.14)$$

A probabilidade de um componente se encontrar fora de serviço (indisponibilidade) é definida pela FOR (*Forced Outage Rate*) e expressa-se da seguinte forma:

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{\text{tempo de avaria}}{\text{tempo de avaria} + \text{tempo de funcionamento}} \quad (5.15)$$

A FOR pode ser determinada tanto pela taxa de avarias e reparação, como pelo MTTR e MTTF, ou então pelos tempos de avaria e de funcionamento (como se pode ver na expressão 5.15). Na Figura 5.5 pode observar-se uma representação gráfica do funcionamento de um grupo em função do tempo.

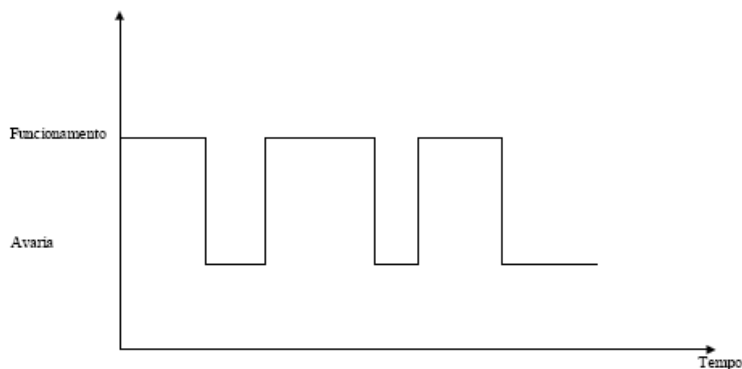


Figura 5.5 – Representação gráfica do funcionamento de um grupo em função do tempo [Araújo07].

Em contrapartida, para determinar a FOR a partir do MTTR e MTTF, na Figura 5.6 podem observar-se valores típicos para o MTBF e o MTTR de aerogeradores Alemães e Dinamarqueses. Verifica-se a existência de diferenças elevadas de funcionamento entre os diversos componentes.

Subassembly	German MTBF(h)	Danish MTBF(h)
Rotor blades	39,297	252,033
Air brake	180,078	1,286,050
Mechanical Brake	223,447	627,055
Main shaft	365,339	807,174
Gearbox	87,174	218,871
Generator	73,234	365,534
Yaw system	69,504	318,903
Electrical controls	39,205	175,561
Hydraulics	79,363	285,195
Grid or Electrical system	25,708	450,643
Mechanical or pitch control system	90,472	1,236,712
Other	25,449	51,871

a)

Component	MTTR(h)
Rotor blades	96
Air brake	72
Mechanical brake	96
Main Shaft	132
Gearbox	150
Generator	174
Yaw system	60
Electrical controls	46
Hydraulics	24
Grid or electrical system	36
Mechanical or pitch control system	60
Sensors	36
Rotor hub	84
Supporting Structure/Housing	72
Other	48

b)

Figura 5.6 – Dados sobre fiabilidade [Foley08]: a) dados de MTBF de aerogeradores Alemães e Dinamarqueses; b) dados de MTTR de aerogeradores Alemães.

As FOR dependem do tipo de grupo, da idade, da potência, da existência ou não de manutenção adequada, entre outros. A FOR de novos grupos terá de ser estimada por analogia com os existentes e por consulta em bases de dados internacionais e indicações dos fabricantes.

Um sistema é composto por vários componentes que podem encontrar-se em estados diferentes. Conhecendo os componentes que constituem o sistema, bem como os índices de probabilidade a estes associados, é possível modelizar o sistema e estudar o seu comportamento do ponto de vista probabilístico, ou seja, é possível determinar a probabilidade do sistema produtor responder às solicitações, com base na análise da probabilidade acumulada dos diferentes componentes se encontrarem fora de serviço [Almeida08].

5.5 Fiabilidade de Sistemas de Produção

Quando se efectua um estudo da fiabilidade de produção eólica, é avaliada a probabilidade de saída de serviço dos grupos geradores e qual a sua consequência a nível da alimentação das cargas em jogo.

Considerando um sistema constituído por diversos grupos geradores que se destinam a alimentar uma determinada carga, a probabilidade de cada um dos grupos se encontrar fora de serviço é dada, como já foi visto no subcapítulo anterior, pela FOR característica de cada um [Almeida08].

Para construir a tabela de Capacidades Fora de Serviço, CFS, de um sistema deve-se começar por considerar um sistema constituído apenas pelo grupo de menor potência e, posteriormente, incluindo os outros grupos por ordem crescente das suas potências.

Em seguida, é apresentado um exemplo meramente ilustrativo do método, constituído por três grupos cuja potência do primeiro e segundo grupo é de 5 MW e do terceiro grupo é de 10 MW. Quanto ao FOR de cada grupo é o seguinte, o primeiro e segundo grupo tem uma FOR de 0,1 e o terceiro grupo tem uma FOR de 0,2.

Na Tabela 5.1 podem observar-se de uma forma mais organizada os valores da potência e do FOR de cada grupo.

Tabela 5.1 Sistema constituído por três grupos.

Nº de grupos	Potência (MW)	FOR
2 (Grupo 1 e 2)	5	0.1
1 (Grupo 3)	10	0.2

Como o grupo 1 e 2 são os que têm menor potência, então são os primeiros a ser considerados, como se pode ver na Tabela 5.2.

Para além disso, como a potência e a FOR do grupo 2 é igual ao do grupo 1, a tabela de probabilidades de CFS do grupo 2 é igual à Tabela 5.2 do grupo 1.

Tabela 5.2 Probabilidades de CFS do grupo 1 e 2.

Estado do grupo 1 e 2	CFS (MW)	Probabilidade
Funcionar	0	0.9 _(P1)
Avariado	5	0.1 _(P2)

Em seguida, da mesma forma se constrói a Tabela 5.3 para o grupo 3.

Tabela 5.3 Probabilidades de CFS do grupo 3.

Estado do grupo 3	CFS (MW)	Probabilidade
Funcionar	0	0.8 _(P3)
Avariado	10	0.2 _(P4)

Combinando as tabelas de probabilidades do grupo 1, 2 e 3, obtém-se a tabela de probabilidades das CFS do grupo 1, 2 e 3 que estão representadas na Tabela 5.4

Tabela 5.4 Probabilidades das CFS do grupo 1, 2 e 3.

Estado do grupo 1	Estado do grupo 2	Estado do grupo 3	CFS (MW)	Probabilidade
Funcionar	Funcionar	Funcionar	0	0.648 $(P_1 \times P_1 \times P_3)$
Avariado	Funcionar	Funcionar	5	0.072 $(P_2 \times P_1 \times P_3)$
Funcionar	Avariado	Funcionar	5	0.072 $(P_1 \times P_2 \times P_3)$
Funcionar	Funcionar	Avariado	10	0.162 $(P_1 \times P_1 \times P_4)$
Avariado	Avariado	Funcionar	10	0.008 $(P_2 \times P_2 \times P_3)$
Avariado	Funcionar	Avariado	15	0.018 $(P_2 \times P_1 \times P_4)$
Funcionar	Avariado	Avariado	15	0.018 $(P_1 \times P_2 \times P_4)$
Avariado	Avariado	Avariado	20	0.002 $(P_2 \times P_2 \times P_4)$

Observando a Tabela 5.4, pode concluir-se que existem duas possibilidades para perder 5, 10 e 15 MW. Podem associar-se estes dois estados e construir uma tabela agregada de probabilidades de capacidades fora de serviço, como se pode observar na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 Probabilidades de CFS do sistema.

CFS (MW)	Probabilidade	Probabilidade acumulada
0	0.648	1
5	0.144	0.352
10	0.170	0.208
15	0.036	0.038
20	0.002	0.002

A probabilidade acumulada fornece a informação sobre uma capacidade ou qualquer outra superior se encontrar fora de serviço.

Quando se pretende adicionar um novo grupo ao sistema surgem, em consequência, novos estudos possíveis para as capacidades fora de serviço, resultantes das avarias deste novo grupo.

Regra geral, é necessário multiplicar os estados antigos, antes de adicionar o novo grupo, pela probabilidade do novo gerador estar a funcionar e adicionar, aos novos estados, a probabilidade do novo gerador estar avariado multiplicado pela probabilidade daquele estado anterior que, combinado com a saída forçada do novo gerador dá o valor em causa da capacidade fora de serviço.

Para exemplificar a inserção de um novo grupo num sistema já existente, considera-se um grupo com 20 MW de potência e um com uma FOR de 0,1, que se insere no sistema já existente do exemplo anterior. Na Tabela 5.6 podem ser observados os valores do novo sistema de uma forma mais esclarecedora.

Tabela 5.6 Dados dos grupos.

Nº de grupos	Potência (MW)	FOR
2 (Grupo 1e 2)	5	0.1
1 (Grupo 3)	10	0.2
1 (Novo grupo - Grupo 4)	20	0.1

Aplicando a regra geral referida atrás, com base na Tabela 5.5, obtém-se a Tabela 5.7 com as probabilidades das CFS do sistema constituído pelos quatro grupos.

Tabela 5.7 Probabilidades de CFS do sistema constituído pelos quatro grupos.

CFS (MW)	Estados antigos	Estados novos	Probabilidade	Probabilidade acumulada
0	0.648×0.9	-	0.583	1
5	0.144×0.9	-	0.130	0.417
10	0.170×0.9	-	0.153	0.287
15	0.036×0.9	-	0.032	0.134
20	$0.002 \times 0.9 +$	0.648×0.1	0.067	0.102
25	-	0.144×0.1	0.014	0.035
30	-	0.170×0.1	0.017	0.021
35	-	0.036×0.1	0.004	0.004
40	-	0.002×0.1	$0.0002 \approx 0$	0

Basicamente, este processo de adicionar e mesmo até remover um grupo de um sistema, é baseado nos princípios da probabilidade condicionada, cuja expressão principal é a seguinte:

$$P(A) = P(A \setminus B)P(B) + P(A \setminus \bar{B})P(\bar{B}) \quad (5.16)$$

A equação geral da probabilidade condicionada permite definir uma equação de aplicação sistemática para adicionar grupos a um sistema:

$$P_{com}(X) = P_{sem}(X)(1-x) + P_{sem}(X-C)x \quad (5.17)$$

Considerando um sistema constituído por n unidades, a expressão 5.17 toma a seguinte aparência:

$$P_{com}(X) = \sum_{i=1}^n P_i \cdot P_{sem}(X - C_i) \quad (5.18)$$

Em que P_i é a probabilidade do sistema se encontrar no estado i [Almeida08].

Por outro lado, a expressão 5.19 permite eliminar um grupo do sistema:

$$P_{sem}(X) = \frac{P_{com}(X) - P_{sem}(X-C)x}{1-x} \quad (5.19)$$

Na expressão 5.17, 5.18 e 5.19, X representa o estado correspondente a uma capacidade fora de serviço X , C representa a capacidade da nova unidade fora de serviço, x representa a FOR da nova unidade, $P_{sem}(X)$ representa a probabilidade associada ao estado X na tabela anterior à adição de C , $P_{sem}(X-C)$ representa a probabilidade associada ao estado $X-C$ na tabela anterior à adição de C e $P_{com}(X)$ representa a probabilidade associada ao estado X após a adição de C .

Para sistemas com um elevado número de grupos, a tabela das probabilidades de CFS pode crescer excessivamente dada a proliferação de estados possíveis, originada pelos valores díspares de potência dos vários grupos. Para controlar esta situação torna-se necessário arredondar e trincar a tabela em questão. Arredondar significa reduzir o número de estados, englobando a influência dos estados de valor intermédio nos estados adjacentes (quando se efectua um arredondamento é introduzido um erro, no entanto, se o arredondamento for ponderado estes erros são desprezáveis), existem várias técnicas de arredondamento, mas a mais usual é a da distribuição proporcional. Por outro lado, trincar significa desprezar os estados cujas probabilidades de ocorrência sejam inferiores a um determinado valor. Por exemplo, na Tabela 5.7 as capacidades de 35 e 40 MW fora de serviço seriam eliminadas se fosse estabelecido um limite de 0,01, uma vez que a probabilidade de ocorrência desses estados são 0,004 e 0,0002 [Araújo07].

Neste momento, pode-se dizer que está definido aquilo que se designa por COCPT (*Capacity Outage Cumulative Probability Table*), que representa a probabilidade de encontrar uma determinada capacidade de produção fora de serviço.

Baseado no COCPT é possível determinar o LOLP (*Loss of Load Probability*) e o LOLE (*Loss of Load Expectation*).

O LOLP (*Loss of Load Probability*) é definido como a probabilidade da potência instalada não ser suficiente para alimentar toda a carga, e a expressão que o define é:

$$LOLP = \sum_{i=1}^n P(X_i) P(L > X_{\max} - X_i) \quad (5.20)$$

Por outro lado, o LOLE (*Loss of Load Expectation*) indica a carga que o sistema não alimentará num dado período de tempo, geralmente considera-se um ano, e a expressão que o define é a seguinte:

$$LOLE = LOLP \times t \quad (5.21)$$

Na expressão 5.20, $P(X_i)$ representa a probabilidade de perda da capacidade X_i , X_{max} representa a capacidade total instalada, $P(L > X_{max} - X_i)$ representa a probabilidade de que a ponta de carga L exceda a capacidade disponível no estado i e n representa o número de estados. Na equação 5.21, geralmente considera-se $t=365$ dias.

O risco de perda de carga LOLE (*Loss of Load Expectation*) é facilmente calculado recorrendo às tabelas de capacidades fora de serviço e a diagramas de cargas (Figura 5.7).

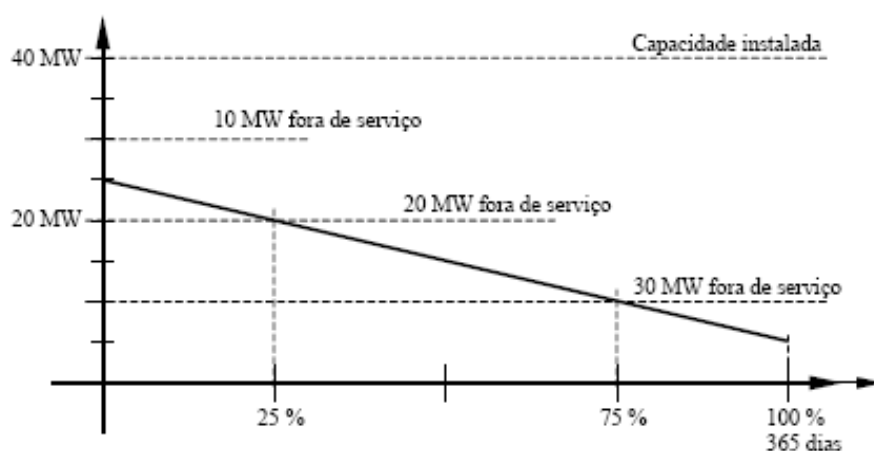


Figura 5.7 – Diagrama classificado de pontas diárias [Araújo07].

É importante referir que quando uma unidade está fora de serviço por motivos de avaria, existe uma capacidade fora de serviço. Se essa capacidade fora de serviço for inferior à capacidade em reserva do sistema, então não se origina nenhuma carga não alimentada pelo sistema.

Associando através da expressão 5.20 os valores das capacidades fora de serviço da Tabela 5.7 com o diagrama da Figura 5.7, obtém-se um determinado valor para o LOLP e LOLE:

$$LOLP = 0 \times 0.583 + 0 \times 0.130 + 0 \times 0.153 + 0 \times 0.032 + 0.25 \times 0.067 + 0.5 \times 0.014 + 0.75 \times 0.017 + 1 \times 0.004 + 1 \times 0 = 0.041$$

$$LOLE = 0.041 \times 365 = 14.97 \text{ dias/ano}$$

Analisando os valores obtidos para o LOLP e LOLE verifica-se que o valor obtido para o risco de perda de carga é um valor exageradamente excessivo. Na prática, geralmente, aceita-se um valor de 0,1 dias/ano, o que significa dizer que em média, em cada 10 em 10 anos há um dia em que o sistema não tem a capacidade de geração disponível para alimentar a ponta do diagrama de cargas.

Na Figura 5.8 pode observar-se um diagrama de um hipotético sistema eléctrico de energia com a evolução do risco de perda de carga (LOLP) ao longo de sucessivos anos, em que, geralmente a carga aumenta.

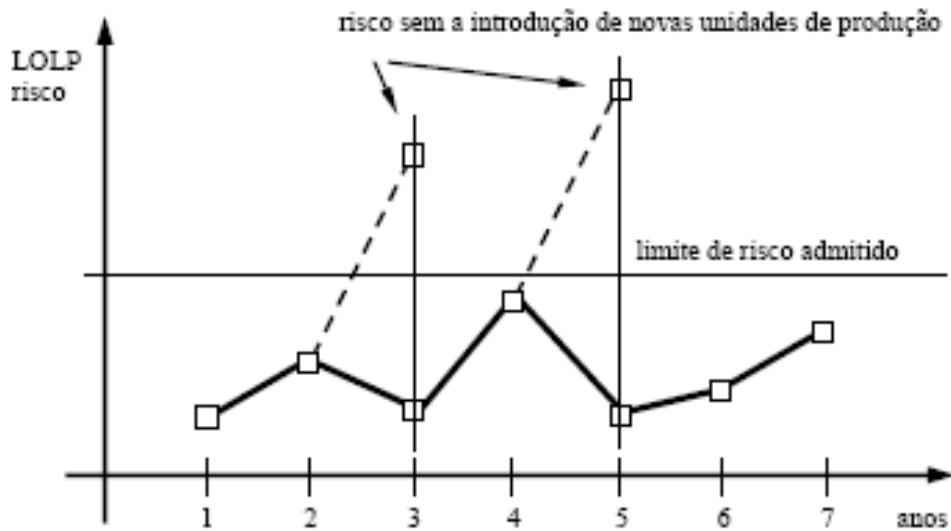


Figura 5.8 – Evolução do LOLP de um hipotético sistema eléctrico de energia [Araújo07].

Observando a Figura 5.8, verifica-se que o risco de perda de carga cresce ao longo do ano devido ao aumento da carga. Definindo um limite para o risco de perda de carga verifica-se que ao final de três e cinco anos esse limite é ultrapassado. É necessário, de forma a evitar que o limite de risco admitido seja ultrapassado, o reforço do sistema com a entrada em funcionamento de uma nova capacidade. A determinação dos anos de entrada em funcionamento de novos grupos é fundamental no planeamento do desenvolvimento do sistema, porque só assim se consegue fixar, atempadamente, datas de início dos projectos e empreitadas, reduzindo assim os seus custos.

Até agora foi considerado que a carga do sistema era conhecida com exactidão. Na prática, tal não acontece, e é com base em previsões da evolução do consumo em períodos anteriores de cargas que a carga alimentar é prevista. Este tipo de previsão é um exercício afectado de incertezas, o que provoca uma discrepância entre o valor previsto e o valor que na realidade se verifica. Para incluir a influência da incerteza no cálculo do LOLP é usual admitir-se que o erro cometido na previsão é descrito por uma distribuição normal em torno do valor médio (\bar{x}) da previsão. Na prática, a distribuição normal é dividida em sete classes ou intervalos, cinco dos quais apresentam a largura de um desvio padrão (σ) e os dois restantes correspondem às extremidades da distribuição normal. A cada intervalo está associado um valor de probabilidade obtido de uma tabela de distribuições normais (Figura 5.9 a)), e aos valores de cada intervalo é associado um diagrama de carga separados pelo desvio padrão (σ) (Figura 5.9 b)).

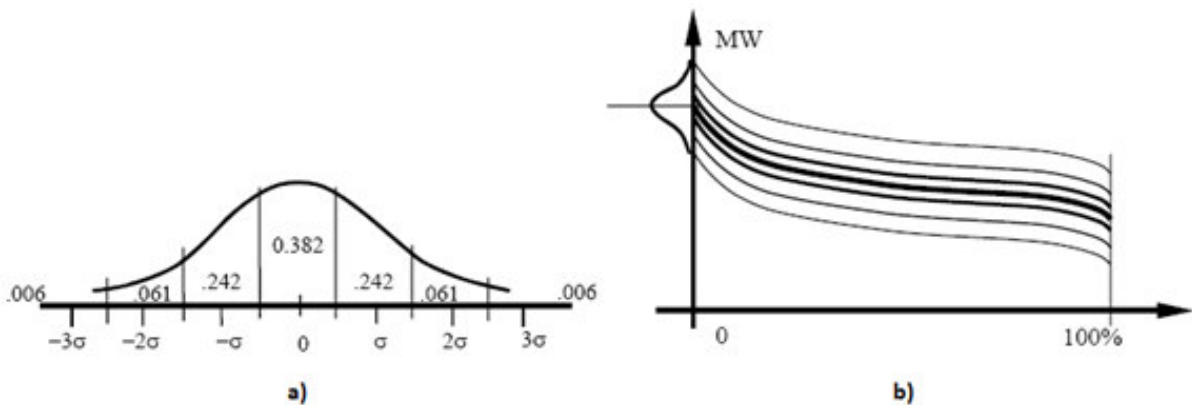


Figura 5.9 – Curvas probabilísticas [Araújo07]: a) curva da distribuição normal dividida em sete intervalos; b) diagrama de cargas probabilístico, representado por sete curvas.

A cada um dos sete diagramas de carga corresponde uma probabilidade de ocorrência P_j que conduz a um valor $LOLP_j$. O valor do LOLP, considerando a incerteza da carga, pode ser determinado pela seguinte expressão:

$$LOLP = \sum_{j=1}^7 (P_j \times LOLP_j) \quad (5.22)$$

Outra consideração que foi feita e que não está totalmente correcta é a questão do número de grupos se manter constante ao longo do ano, pois, na realidade, são retirados grupos para efectuar manutenção. Ao contrário da retirada de grupos por questões de avaria, a retirada de grupos por motivos de manutenção são eventos previamente programados.

Para determinar o valor do LOLP considerando as acções de manutenção, existe o método exacto, que consiste em modificar a tabela das probabilidades de capacidades fora de serviço, recorrendo à expressão 5.19 que permite remover da tabela uma unidade, o que se torna bastante demorado e trabalhoso. Por outro lado, para tornar este processo mais simples recorre-se a dois métodos alternativos, em que o primeiro consiste em subtrair a capacidade em manutenção da capacidade instalada, reduzindo-se a reserva, mas mantendo a tabela das probabilidades de capacidades fora de serviço intacta. O segundo método consiste em adicionar a capacidade em manutenção à carga. Na Figura 5.10 podem observar-se os dois métodos em questão.

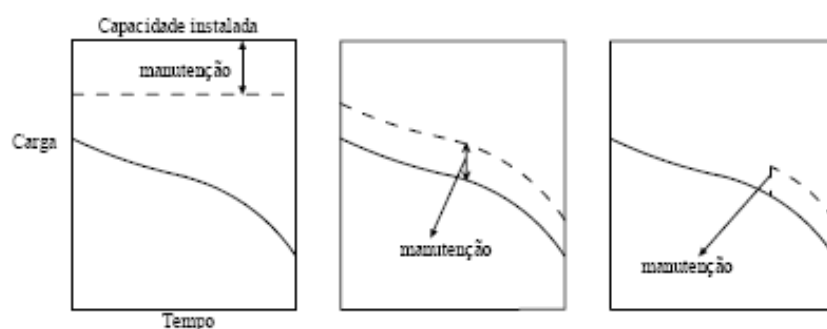


Figura 5.10 – Métodos aproximados para a consideração da manutenção no cálculo do LOLP [Araújo07].

Para sistemas eléctricos de energia constituídos apenas por geradores convencionais (geradores térmicos), dos quais se conhece o FOR, o risco de perda de carga pode ser calculado facilmente associando, através da expressão 5.20, a tabela das probabilidades de CFS e o diagrama de cargas, e é possível admitir que se a carga não é superior a capacidade instalada e que se não existem capacidades fora de serviço é possível alimentar essa carga. Em sistemas eléctricos de energia constituídos também por aerogeradores já não se pode admitir que é possível alimentar a carga, pois tem que se ter em conta a intermitência da velocidade do vento.

A disponibilidade das fontes de energia intermitentes não acompanha os picos do diagrama de cargas, e portanto, contribui para um decréscimo da fiabilidade do sistema. No entanto, existe um índice utilizado para estimar o valor equivalente de capacidade das fontes intermitentes, designado por Crédito de Capacidade, CC (*Capacity Credit*). O crédito de capacidade expressa a quantidade de produção convencional evitada ou substituída por produção eólica. Por exemplo, ao instalarem-se 1000 MW de energia eólica com um crédito de capacidade de 30% evita-se um investimento de 300 MW em energia convencional. Para determinar o crédito de capacidade, Van Wijk comparou dois sistemas de produção, um com produção eólica e outro sem produção eólica, através de métodos probabilísticos. O crédito de capacidade pode ser determinado pela seguinte expressão:

$$CC = 1 - \frac{P_{com} - P_{sem}}{P_{eólica}} \quad (5.23)$$

Em que, P_{com} representa a potência total do sistema de energia eólica, P_{sem} representa a potência total do sistema de produção sem produção eólica e $P_{eólica}$ representa a potência eólica instalada.

Pode-se determinar o crédito de capacidade por diversos métodos, a partir do Factor de Capacidade, Curvas de Fiabilidade ou Aproximação de Retrospecção.

No método mais simples utiliza-se o Factor de Capacidade FC (*Capacity Factor*). Este factor é utilizado para calcular uma aproximação grosseira do crédito de capacidade através da expressão 5.24.

$$FC = \frac{\sum_{i=1}^{8760} \text{Potência eólica gerada} / \text{hora}}{\text{Potência instalada (MW)} \times 8760} \quad (5.24)$$

Na expressão 5.24, o valor 8760 representa o número total de horas num ano, considerando que tem 365 dias.

O método que utiliza a Curva de Fiabilidade de um sistema eléctrico de energia para avaliar o crédito de capacidade do parque eólico é baseado numa aproximação gráfica. Começam-se por calcular os índices de fiabilidade, LOLE, do sistema sem considerar a produção eólica para vários valores de carga máxima anuais e traça-se o respectivo gráfico. Depois repete-se o mesmo processo subtraindo a produção eólica à carga. Obtém-se assim, duas curvas diferentes. Se for definido um limite máximo para o risco de perda de carga, a diferença entre os pontos resultantes da intercepção das duas curvas com esse limite é chamado de ELCC – *Effective Load Carrying Capacity*.

O ELCC pode ser determinado também por Aproximação Retrospectiva através de dois métodos ligeiramente diferentes. O primeiro é conhecido como Método de Capacidade Firme MCF (Firm Capacity Method) e compara o gerador eólico a um gerador ideal, perfeitamente de confiança. Por outro lado, o segundo método é o Método de Capacidade Efectiva MCE (Effective Capacity Method) que compara o gerador eólico a um gerador convencional.

Estes dois métodos podem ser usados para encontrar o ELCC e conseqüentemente a capacidade de crédito recorrendo a dados da produção eólica por hora recolhidos durante ano. O procedimento de cálculo é o seguinte:

- O sistema é modelado sem a produção eólica;
- As cargas são ajustadas de forma a alcançar o limite de risco de perda de carga;
- Uma vez alcançado o limite desejado é adicionado a produção eólica e o modelo é repetido;
- Com a integração da produção eólica o risco de perda de carga sofre um decréscimo. A produção eólica é de novo retirada do sistema;
- O gerador padrão (ideal para o método MCE e convencional para o método MCF) é adicionado ao sistema de forma gradual até que o risco de perda de carga calculado no ponto 4 seja alcançado;

- Com isto é encontrada a capacidade da unidade de referência que representa o ELCC da produção eólica.

Conhecendo o crédito de capacidade de um Parque Eólico pode-se estudar o impacto de vários níveis de penetração de produção eólica na fiabilidade do sistema de produção [Araújo07].

CAPÍTULO 6

Conclusão

Neste capítulo, enuncia-se uma síntese do trabalho e apresentam-se as principais conclusões que se extraíram da investigação desenvolvida. Apontam-se ainda algumas direcções de investigação relevantes no âmbito do trabalho desenvolvido.

6.1 Contribuições

Cada vez mais o consumo energético aumenta a cada momento que passa, e prevê-se a nível mundial um aumento na ordem dos 60% entre 2000 e 2030 [Almeida08]. Não só por essa razão, mas também por razões económicas e principalmente também por razões ambientais, que as energias renováveis estão a ser enormemente utilizadas, nomeadamente a energia eólica.

A energia eólica é uma energia limpa, inesgotável e globalmente disponível (alguns países têm maior potencial eólico que outros). Em acréscimo, é um recurso endógeno, pelo que o seu aproveitamento pode desempenhar um papel decisivo na redução da dependência energética vinda do exterior e ao balanço da factura energética. Para além disso, contribui para a diversificação das fontes energéticas e favorece a geração de energia descentralizada, pois, existe potencial eólico disponível por todo o país.

Por definição a energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento, o vento. Para que esta chegue a energia eléctrica, inicialmente, a energia vem na forma de energia cinética. Quando as massas de ar embatem nas pás do aerogerador, a energia cinética passa a mecânica, e como as pás estão acopladas ao veio do rotor e este ao veio do gerador, finalmente a energia passa para a forma de energia eléctrica.

Os sistemas de energia eólica podem ser ligados à rede eléctrica, híbridos ou então isolados.

Existem principalmente dois tipos de turbinas eólicas, turbinas eólicas de eixo vertical e turbinas eólicas de eixo horizontal, sendo o segundo tipo de turbinas o mais utilizado em todo o mundo com três pás, e rotores posicionados à frente da *nacelle* (*upwind*). A altura e diâmetro das turbinas têm crescido ano após ano. Desde 2004, as turbinas eólicas com potência igual ou superior a 2 MW têm dominado o mercado.

Conclusão

Actualmente, as maiores turbinas apresentam potência nominal de 5 MW (Repower 5M) e de 6 MW (Enercon E 126 e E112), diâmetro de 126 m (Enercon E 126 e Repower 5M) e altura do *hub* de 160 m (Fuhrländer FL 2500).

Os principais pontos positivos das turbinas de eixo vertical em relação às de eixo horizontal são principalmente a simplicidade de concepção, a insensibilidade à direcção do vento e a possibilidade de instalação junto ao solo de todo o equipamento de conversão da energia mecânica. Por outro lado, a turbina de eixo vertical tem velocidades do vento baixas junto à base e tem a incapacidade de auto-arranque.

Actualmente, no mercado, dominam duas concepções de aerogeradores: os aerogeradores de velocidade fixa e os de velocidade variável. Os tradicionais aerogeradores de velocidade fixa são conectados directamente à rede, com a velocidade do gerador mantida pela velocidade angular da rede eléctrica. Devido à falta de controlo sobre as potências activa e reactiva, a tecnologia de aerogeradores de velocidade fixa está cada vez mais a ser substituída pela de velocidade variável. O conceito de aerogeradores de velocidade variável só foi possível com a utilização de conversores electrónicos de potência AC-DC-AC.

Basicamente, uma turbina eólica é constituída pelo rotor, *nacelle* e a torre, e está fixa ao solo através da fundação.

O rotor é constituído pelas pás, geralmente três, acopladas ao cubo do rotor. As pás podem possuir motores eléctricos ou sistema hidráulico para regular o sistema de passo (*pitch*).

Quanto à *nacelle*, é o local onde se encontra o maior número de componentes. Esta possui o veio principal, o travão de disco, a caixa de velocidades (quando existe), o gerador eléctrico, o sistema de orientação direccional (*yaw*) e respectivos motores eléctricos, o guincho de manutenção, um sinal luminoso de navegação (em algumas), sensor de direcção e anemómetro (enviam informação para o controlador), entre outros.

Conclusão

Por outro lado, a torre suporta a *nacelle* e eleva o rotor a um nível em que a velocidade do vento é maior e menos perturbada. Existem diversos tipos de torres, que podem ser tubulares de aço, tubulares de betão, entrelaçadas, com três pernas ou presa com cabos. Actualmente, as torres mais utilizadas e que criam um menor impacte visual são as torres tubulares de aço. Todos os tipos de torres são usualmente ligados à sua fundação de apoio por intermédio de uma ligação aparafusada ou soldada.

Finalmente, a fundação é uma das partes mais importantes, pois esta é muito afectada pelo momento de derrube da torre, aquando condições extremas de vento. Existem diferentes tipos de fundações, dependendo do tipo de solo, para torres tubulares as fundações podem ser de laje, multi-pilar ou então mono-pilar. As fundações de laje são utilizadas quando o solo é forte, e as multi e mono-pilares são utilizadas para solos mais fracos (argilosos). Para as torres de aço entrelaçadas são colocados pilares de betão para cada pé da torre.

Como referido, no interior da *nacelle* encontra-se o gerador. O gerador pode ser de corrente contínua ou então de corrente alternada (síncrono ou assíncrono).

Os geradores de corrente continua (DC), geralmente são geradores que se utilizam em aplicações isoladas com o objectivo de carregar baterias que acumulam a energia produzida para uso posterior. Actualmente, utiliza-se preferencialmente um gerador síncrono com rectificador incorporado devido aos progressos da electrónica de potência e aos problemas inerentes às máquinas de corrente contínua. De um modo geral, a máquina de corrente contínua foi substituída pela máquina síncrona na operação como gerador, e pela máquina assíncrona aquando da necessidade da acção de um motor.

Os geradores de corrente alternada (AC) podem ser síncronos ou assíncronos.

Os geradores síncronos podem ser de dois tipos: de rotor bobinado ou de ímanes permanentes.

Conclusão

O gerador síncrono de rotor bobinado caracteriza-se por ser de velocidade fixa, no entanto com o auxílio da electrónica de potência, estes podem transformar-se em sistemas de velocidade variável, utilizando circuitos conversores do tipo CA/CC/CA ou CA/CA e injectar potência reactiva de uma forma variável e controlada, dispensando a utilização de uma caixa de velocidades. Por outro lado, o gerador síncrono de ímanes permanentes caracteriza-se por não utilizar caixa de velocidades e não carece de um circuito de excitação ao contrário do gerador síncrono de rotor bobinado. É um gerador que trabalha em baixa velocidade e pode operar com velocidade variável utilizando os conversores mencionados anteriormente para estabelecerem a frequência do sinal eléctrico produzido e fornecerem energia reactiva. Actualmente, a Siemens lançou um novo aerogerador directo SWT-3.0-101 com uma potência nominal de 3 MW e caracteriza-se por possuir apenas metade das peças de uma turbina eólica convencional e ainda menos de metade das partes rotativas. Este novo aerogerador carece de uma menor manutenção e permite aumentar a rentabilidade dos clientes [S5].

Quanto aos geradores assíncronos, em comparação com os geradores síncronos, caracterizam-se por permitirem escorregamento e não possuírem um campo de excitação. Este tipo de gerador também se distingue por apresentar um factor de potência indutivo, exigindo assim a introdução de condensadores de compensação.

O gerador assíncrono pode ser de dois tipos: de rotor em gaiola de esquilo ou de rotor bobinado. Ambos permitem a ligação directa à rede eléctrica, mas também podem ser utilizados conversores para a injeção na rede de potência reactiva de uma forma variável e controlada. O gerador assíncrono de rotor bobinado pode possuir duas configurações: uma em que o escorregamento (ou o binário) é controlado através de electrónica de potência no circuito do rotor; e outra configuração que é a ligação de um circuito de extracção de potência pelo rotor, conhecido como *double fed generator*. Estes equipamentos possuem caixa de velocidade de forma a adaptarem a velocidade da turbina à velocidade de rotação da máquina de indução.

Conclusão

Quanto ao tipo de controlo, um aerogerador pode possuir diversos tipos de controlo. Pode possuir o controlo *stall*, que basicamente o ângulo de passo é fixo e é escolhido de forma que, para velocidades do vento superiores à velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor descola da superfície. Pode ser controlo de passo (*pitch*), em que as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal e cuja aplicação mais importante é o controlo da potência do gerador. Por fim, para orientar a *nacelle*, no sentido do vento, os aerogeradores podem possuir o controlo de *yaw*.

Finalmente, a fiabilidade é um aspecto muito importante aquando a expansão de sistemas. Os estudos de fiabilidade podem ser realizados através de métodos determinísticos ou probabilísticos, embora os mais adequados para este tipo de estudos sejam os probabilísticos. Os índices referidos no trabalho para o estudo da fiabilidade de um sistema de energia eólica foram o LOLP (*Loss of Load Probability*) e o LOLE (*Loss of Load Expectation*).

Actualmente, a energia eólica apresenta-se como uma fonte de energia muito importante, tanto no panorama energético como no ambiental. Com o crescente aumento de potência eólica instalada, torna-se necessário estudar o impacte que esta tem na fiabilidade do sistema eléctrico de energia. Uma vez que a energia eólica é uma fonte de energia intermitente, é necessário determinar o Crédito de Capacidade que a produção eólica garante ao sistema eléctrico de energia. O Crédito de Capacidade expressa a quantidade de produção convencional evitada ou substituída por produção eólica.

O trabalho apresentado foi desenvolvido com o intuito de analisar os principais componentes constituintes de um sistema de energia eólica, os diversos tipos de controlo e a fiabilidade.

Com o aumento do preço do petróleo e com o objectivo de reduzir as facturas energéticas, a energia eólica, devido ao seu carácter renovável, apresenta-se cada vez mais como uma solução, contudo, é preciso apostar na eficiência energética e também na mudança dos comportamentos humanos.

6.2 Direcções de Investigação

Com base no trabalho realizado, haveria todo o interesse em analisar mais pormenorizadamente os componentes de um determinado modelo de aerogerador (por exemplo o novo aerogerador directo que a Siemens lançou, o SWT-3.0-101), ou então, analisar os componentes constituintes de um determinado parque eólico. Poder-se-ia também efectuar um estudo puramente mecânico, analisando a fadiga de vários componentes constituintes de um aerogerador em determinadas condições. Também seria igualmente interessante, por exemplo, efectuar o estudo da simulação dos esforços de torção e flexão presentes no veio da turbina.

Quanto à parte do controlo, seria importante realizar o estudo de um controlo de resposta um pouco mais rápida que o habitual, uma vez que os sistemas de controlo são elementos vitais para a sobrevivência de um aerogerador, pois o controlador pode ter um efeito muito importante nas cargas estruturais e vibrações. Também seria muito enriquecedor efectuar um algoritmo que combinasse o controlo de *pitch* com o controlo de *yaw* para o controlo da potência.

Finalmente, seria igualmente muito interessante aplicar as metodologias analisadas para determinar a fiabilidade de um sistema de produção real. Ou então, poder-se-ia utilizar o Modelo de Markov para representar os grupos eólicos e estudar o impacto que a produção eólica tem na fiabilidade do sistema de produção.

Referências Bibliográficas

- [Almeida08] Almeida, J.S.P., *Impacto na Fiabilidade do Sistema de Produção da Interligação de Parques Eólicos na Rede*, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, Fevereiro 2008.
- [Araújo07] Araújo, A.A.C., *Estudo da fiabilidade de um parque eólico*, projecto, seminário ou trabalho final de curso, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Portugal, Dezembro 2007.
- [Armstrong95] Armstrong, J.R.C., "Wind Turbine Configurations", *Wind Energy Conversion 1995 – Proc. of the 17th British Wind Energy Association Conf.*, Warwick, 19-21 July 1995.
- [Berthold07] Berthold, H., Michael, D., Kurt, R., "Reliability of Wind Turbines", Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Verein an der Universität Kassel, Germany, February 2007.
- [Bizec80] Bizec, René-François, *La Recherche sur les énergies nouvelles*, Éditions du Seuil La Recherche, Paris, France, 1980.
- [Brito06] Brito, S., Sérgio, *Energia Eólica Princípios e Aplicações*, CRESESB, Brasil, 2006.
- [Burton01] Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossanyi, E., *Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons, LTD, Chichester, England, 2001.
- [Cabrita06] Cabrita, C.P., *Manutenção Industrial. Novas Filosofias e Práticas*, Edição do Autor, Universidade da Beira Interior, Portugal, 2006.
- [Cabrita92] Cabrita, C.P., *Curso Geral de Máquinas Eléctricas*, Edição do Autor, IST, 1992.

Referências Bibliográficas

- [Cárdenas95] Cárdenas, R., Asher, G., Ray, W.F., "Adaptive pitch control for variable speed wind turbines", *Wind Energy Conversion 1995 – Proc. of the 17th British Wind Energy Association Conf.*, Warwick, 19-21 July 1995.
- [Castro07] Castro, M.G. Rui, *Energias Renováveis e Produção Descentralizada – Introdução à Energia Eólica*, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Março 2007 (edição 3).
- [Castro09] Castro, M.G. Rui, *Energias Renováveis e Produção Descentralizada – Introdução à Energia Eólica*, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, Março 2009 (edição 4).
- [CE98] CE – Comissão Europeia, Comunicação da Comissão, *Energia para o futuro: Fontes de Energia Renováveis*, Livro Branco para uma Estratégia e um Plano de Acção comunitários, 1998.
- [Clarke95] Clarke, P., "Health & safety on wind farms – the PowerGen approach", *Wind Energy Conversion 1995 – Proc. of the 17th British Wind Energy Association Conf.*, Warwick, 19-21 July 1995.
- [Estanqueiro07] Estanqueiro, A., *Energias Renováveis – Energia Eólica, Identificação e Caracterização do Recurso Eólico*, INETI, Portugal, 11 de Abril de 2007.
- [EWEA10] EWEA – The European Wind Energy Association, *Wind in Power – 2009 European Statistics*, February 2010.
- [EWEA99] EWEA – European Wind Energy Association, *A Plan for Action in Europe: Wind Energy – The Facts*, European Communities, 1999.

Referências Bibliográficas

- [Falcão07] Falcão, A., F., O., *Energias Renováveis – Energia Eólica*, Instituto Superior Técnico, Departamento de Engenharia Mecânica, Portugal, 2007.
- [Feuchtwang95] Feuchtwang, J.B., Infield, D.G., "Aerofoil profile selection for passive pitch control using self-twisting blades", *Wind Energy Conversion 1995 – Proc. of the 17th British Wind Energy Association Conf.*, Warwick, 19-21 July 1995.
- [Filho06] Filho, S.S., *Análise de Árvore de Falhas Considerando Incertezas na Definição dos Eventos Básicos*, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil, Setembro de 2006.
- [Foley08] Foley, J.T., Gutowski, T.G., "TurbSim: Reliability-based Wind Turbine Simulator", Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, May 2008.
- [Fonseca08] Fonseca, L.M., Fuzari, S., Pereira, T.L., *Tecnologias de aproveitamento da energia eólica*, Departamento de Engenharia Ambiental, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, Brasil, 2008.
- [Fonseca08a] Fonseca, I., Farinha, T., Barbosa, F., M., "On-condition maintenance of wind generators – from prediction algorithms to hardware for data acquisition and transmission", *WSEAS Transactions on Circuits and Systems*, Portugal, 2008.
- [Fonseca09] Fonseca, I., Farinha, T., Barbosa, F., M., "On-Condition Maintenance for Wind Turbines", *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, June 28th – July 2nd, Bucharest, Romania, 2009.
- [Gabriel85] Gabriel, M., Primor, Y., *Maintenance Assisté par Ordinateur*, Edições Masson, 1985.
- [Garrido94] Garrido, U.D., *Energias renovables y medio ambiente*, Universidad de Valladolid, Valladolid, España, 1994.

Referências Bibliográficas

- [Guidelines02] *Guidelines for Design of Wind Turbines*, DNV/Risø, Copenhagen, Denmark, 2002 (2nd Edition).
- [GWEC05] GWEC – Global Wind Energy Council, *Wind Force 12, A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020*, Greenpeace, Junho 2005.
- [Hunter95] Hunter, A.G., Morgan, O.W., "Farm applications for wind energy – a system model", *Wind Energy Conversion 1995 – Proc. of the 17th British Wind Energy Association Conf.*, Warwick, 19-21 July 1995.
- [INEGI09] INEGI – Motor de Inovação, *Parques Eólicos em Portugal*, Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, Universidade do Porto, Dezembro 2009.
- [Jenkins95] Jenkins, N., "Some aspects of the electrical integration of wind turbines", *Wind Energy Conversion 1995 – Proc. of the 17th British Wind Energy Association Conf.*, Warwick, 19-21 July 1995.
- [Jenkins95a] Jenkins, N.H.A., Graham, J.M.R., "Measurement and prediction of wind energy in association with buildings", *Wind Energy Conversion 1995 – Proc. of the 17th British Wind Energy Association Conf.*, Warwick, 19-21 July 1995.
- [Kidner95] Kidner, D.B., Dorey, M.J., "Visual landscape assessment of wind farms using a geographical information system", *Wind Energy Conversion 1995 – Proc. of the 17th British Wind Energy Association Conf.*, Warwick, 19-21 July 1995.
- [Leão09] Leão, R.P.S., Antunes, F.L.M., Lourenço, T.G.M., Andrade Jr., K.R., "A Comprehensive Overview on Wind Power Integration to the Power Grid", *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 7, No. 6, pp. 620-629, December 2009.

Referências Bibliográficas

- [Lopes05] Lopes, J., A., P., *Produção Distribuída e Energias Renováveis – Centrais Eólicas*, FEUP – Faculdade de engenharia, Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2004/2005.
- [Mathew06] Mathew, S., *Wind Energy - Fundamentals, Resource Analysis and Economics*, Springer, Berlin, Alemanha, 2006.
- [Morris04] Morris, P.J., Long, L.N., Brentner, K.S., “An aeroacoustic analysis of wind turbines”, *42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, Reno, Nevada, January 2004.
- [Munz95] Munz, H., Connor, B., Leithead, W.E., "Sensitivity of performance of stall regulated variable speed HAWTs to rotor inertia", *Wind Energy Conversion 1995 – Proc. of the 17th British Wind Energy Association Conf.*, Warwick, 19-21 July 1995.
- [Nobre07] Nobre, P., *Manutenção Industrial*, Edição do Autor, Universidade da Beira Interior, Portugal, 2007.
- [Patel00] Patel, M.R., *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, Boca Raton, Florida, 2000.
- [Paynter95] Paynter, R., Graham, M., "Wind turbine blade surface pressure measurement in the field", *Wind Energy Conversion 1995 – Proc. of the 17th British Wind Energy Association Conf.*, Warwick, 19-21 July 1995.
- [Pereira98] Pereira, M.C., *Energias Renováveis, a Opção Inadiável*, SPES, Lisboa, Portugal, 1998.
- [Pousinho09] Pousinho, H.M.I., *Nova Metodologia de Optimização da Exploração de Recursos Hídricos: Programação Não Linear Inteira Mista*, Dissertação de Mestrado, Universidade da Beira Interior, Portugal, Junho 2009.

Referências Bibliográficas

- [REN09] REN – Rede Eléctrica Nacional, *A Energia Eólica em Portugal - 1º Semestre de 2009*, Portugal, 2009.
- [Ribeiro08] Ribeiro, C.M.F., *Circuito de Interface para Ligação de um Gerador Eólico à Rede*, Escola de Engenharia, Universidade do Minho, Guimarães, Portugal, 2008.
- [Santos05] Santos, F.M.C.S., Nunes, M.V.A., Branco, T.M.M, Pinho, J.T., Araujo, R.G., Souza, H.M.S., "Avaliação de transitórios eletromecânicos produzidos por aerogeradores de magneto permanente em sistemas de energia eléctrica". *Proc. VI Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Eléctrica*, Belém, Pará, Brasil, Agosto 2005.
- [Santos06] Santos, A.A., Ramos, D.S., Santos, N.T.F., Oliveira, P.P., *Projecto de Geração de Energia Eólica*, Projecto de Graduação, Universidade Santa Cecília, Brasil, 2006.
- [SER09] SER – Syndicat des énergies renouvelables, *Le fonctionnement d'une éolienne*, FEE - France Énergie Éolienne, Paris, France, Février 2009.
- [Simão04] Simão, A.C.R., Densham, P.J., Rodrigues, J.MC., *Um Sistema Internet-SIG para a Promoção da Participação Pública e Apoio à Decisão. Aplicação à Localização de Parques Eólicos*, Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores de Coimbra, INESC - Coimbra, Portugal, 2004.
- [Stiebler08] Stiebler, M., *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*, Springer, Berlin, Germany, 2008.
- [Verbruggen03] Verbruggen, T.W., *Wind Turbine Operation & Maintenance based on Condition Monitoring WT-Ω*, ECN-C--03-047, April 2003.

Referências Bibliográficas

- [Walford06] Walford, C.A., "Wind Turbine Reliability: Understanding and Minimizing Wind Turbine Operation and Maintenance Costs", SANDIA REPORT, March 2006.
- [Watson95] Watson, G., "Synchronous sine wave inverters – the implications for SWECS", *Wind Energy Conversion 1995 – Proc. of the 17th British Wind Energy Association Conf.*, Warwick, 19-21 July 1995.
- [WWEA09] WWEA – World Wind Energy Association, Rapport Mondial 2008 sur l’Energie Eolienne, 8èmes Conférence et Salon Mondiaux de l’Energie Eolienne, *L’énergie éolienne pour les îles - Offshore et onshore*, Jeju Island, Corée du Sud, 23-25 de Junho 2009.
- [S1] <http://www.windatlas.dk/Europe/landmap.html>, acedido em: 28/09/2009.
- [S2] <http://www.infoescola.com/energia/armazenamento-da-energia-eletrica-energia-eolica/>, acedido em: 25/02/2010.
- [S3] <http://www.infoescola.com/energia/armazenamento-da-energia-mecanica-energia-eolica/>, acedido em: 25/02/2010.
- [S4] http://reich-chemistry.wikispaces.com/file/detail/WindDiagram_Lg.gif, acedido em: 15/03/2010.
- [S5] <http://www.renewableenergyfocus.com/view/5811/siemens-installs-3-mw-direct-drive-wind-turbine-prototype/>, acedido em: 26/05/2010.
- [S6] <http://blog.mlive.com/chronicle/2008/01/03windworkers.jpg>, acedido em: 15/03/2010.
- [S7] <http://apren.pt/>, acedido em: 26/04/2010.

Referências Bibliográficas

- [S8] <http://www.energiasrenovaveis.com>, acessado em: 28/04/2010.
- [S9] <http://www.ren.pt>, acessado em: 28/04/2010.
- [S10] <http://www.suzlon.com>, acessado em: 29/04/2010.
- [S11] <http://www.gamesa.es>, acessado em: 29/04/2010.
- [S12] <http://www.portal-energia.com/o-aerogerador-maior-do-mundo-com-7-mw/>, acessado em: 29/04/2010.
- [S13] <http://www.forma-te.com/mediateca/download-document/4788-analise-da-arvore-de-falhas.html>, acessado em: 02/05/2010.
- [S14] <http://pt.wikipedia.org/wiki/Manuten%C3%A7%C3%A3o>, acessado em: 03/05/2010.
- [S15] <http://www.bobinadoraoliveira.com/frmsetInfTecnica.htm>, acessado em: 06/05/2010.

Anexos

Anexo A – Potência global eólica instalada entre 2008/2009 (MW), segundo a GWEC – Global Wind Energy Council.

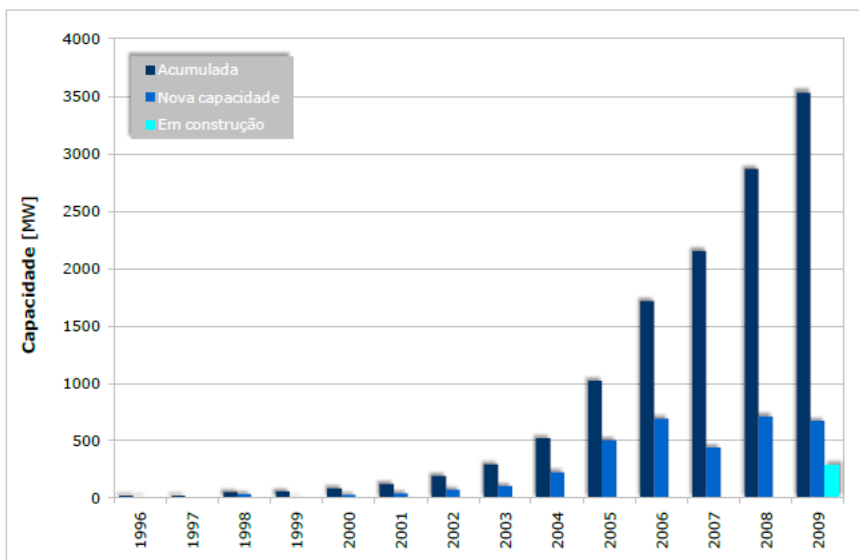
GLOBAL INSTALLED WIND POWER CAPACITY 2008/2009 (MW)				
		End 2008	New 2009	Total end 2009
AFRICA & MIDDLE EAST	Egypt	365	65	430
	Morocco	134	119	253
	Iran	85	7	91
	Tunisia	20	34	54
	Cap Verde	12	0	12
	South Africa	8	0	8
	Israel	8	0	8
	Kenya	0	5	5
	Other ¹⁾	4	0	4
	Total	635	230	865
ASIA	China	12,104	13,000	25,104
	India	9,655	1,271	10,926
	Japan	1,880	178	2,056
	Taiwan	358	78	436
	South Korea	236	112	348
	Philippines	33	0	33
	Other ²⁾	6	0	6
Total	24,272	14,639	38,909	
EUROPE	Germany	23,903	1,917	25,777
	Spain	16,689	2,459	19,149
	Italy	3,736	1,114	4,850
	France	3,404	1,088	4,492
	UK	2,974	1,077	4,051
	Portugal	2,862	673	3,535
	Denmark	3,163	334	3,465
	Netherlands	2,225	39	2,229
	Sweden	1,048	512	1,560
	Ireland	1,027	233	1,260
	Greece	985	102	1,087
	Austria	995	0	995
	Turkey	458	343	801
	Poland	544	181	725
	Belgium	415	149	563
	Rest of Europe ³⁾	1,313	304	1,614
	Total Europe	65,741	10,526	76,152
<i>of which EU-27 ⁴⁾</i>	<i>64,719</i>	<i>10,163</i>	<i>74,767</i>	
LATIN AMERICA & CARIBBEAN	Brazil	341	264	606
	Mexico	85	117	202
	Chile	20	148	168
	Costa Rica	74	50	123
	Nicaragua	0	40	40
	Caribbean	35	0	35
	Argentina	29	2	31
	Uruguay	20	0	20
	Jamaica	22	1	23
	Colombia	20	0	20
Others (5)	6	0	6	
Total	653	622	1,274	
NORTH AMERICA	USA	25,237	9,922	35,159
	Canada	2,369	950	3,319
	Total	27,606	10,872	38,478
PACIFIC REGION	Australia	1,306	406	1,712
	New Zealand	325	171	497
	Pacific Islands	12	0	12
Total	1,643	577	2,221	
WORLD TOTAL	120,550	37,466	157,899	

Source: GWEC

Anexo B – Capacidade eólica e localização dos diversos parques eólicos em território nacional [INEGI09].

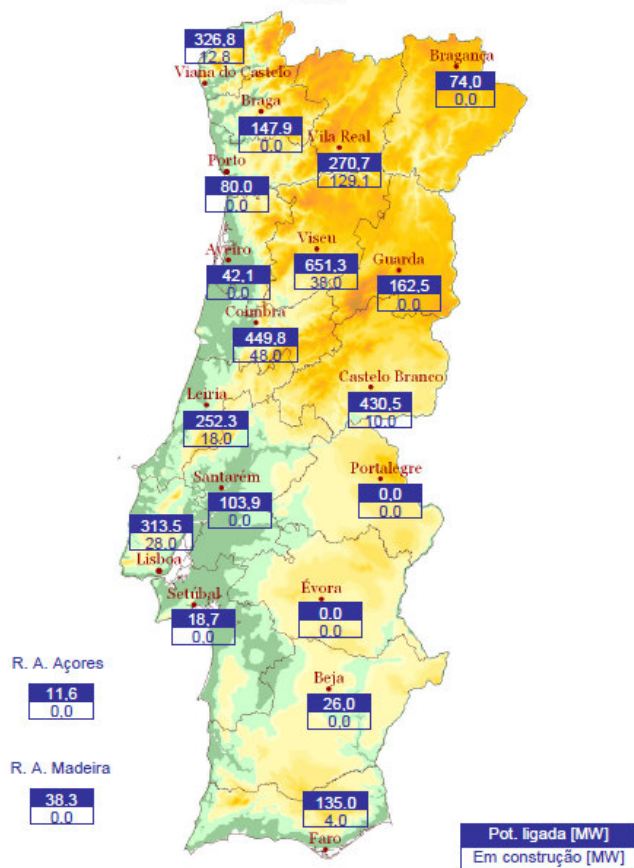
PORTUGAL

Capacidade geradora acumulada - Dez09



Potência por distritos e regiões autónomas

Dez09

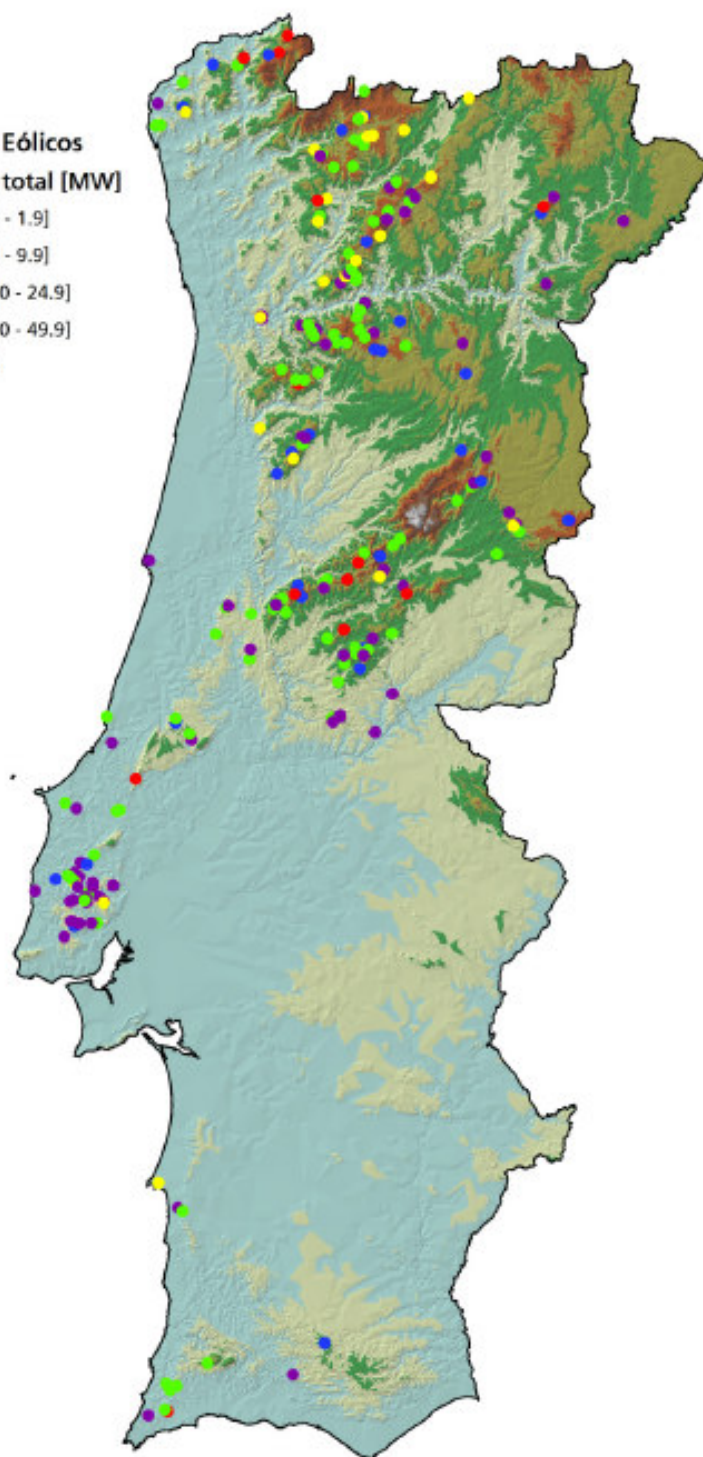


Localização dos parques eólicos

Dez09

Parques Eólicos Potência total [MW]

- [0.5 - 1.9]
- [2.0 - 9.9]
- [10.0 - 24.9]
- [25.0 - 49.9]
- >50



Anexo C – Rugosidade do terreno AEV [Araújo07].

Roughness Lengths

Roughness Class	Roughness Length m	Energy Index (per cent)	Landscape Type
0	0.0002	100	Water surface
0.5	0.0024	73	Completely open terrain with a smooth surface, e.g. concrete runways in airports, mowed grass, etc.
1	0.03	52	Open agricultural area without fences and hedgerows and very scattered buildings. Only softly rounded hills
1.5	0.055	45	Agricultural land with some houses and 8 metre tall sheltering hedgerows with a distance of approx. 1250 metres
2	0.1	39	Agricultural land with some houses and 8 metre tall sheltering hedgerows with a distance of approx. 500 metres
2.5	0.2	31	Agricultural land with many houses, shrubs and plants, or 8 metre tall sheltering hedgerows with a distance of approx. 250 metres
3	0.4	24	Villages, small towns, agricultural land with many or tall sheltering hedgerows, forests and very rough and uneven terrain
3.5	0.8	18	Larger cities with tall buildings
4	1.6	13	Very large cities with tall buildings and skyscrapers

Definitions according to the [European Wind Atlas, WAsP](#).

Anexo D – Análise da árvore de falhas [S13].

INTRODUÇÃO

O MÉTODO DEDUCTIVO

Igualmente aos métodos indutivos, os métodos dedutivos são muito utilizados nas análises de sistemas, porém, eles fornecem um enfoque mais efectivo e versátil para a análise preditiva de identificação dos riscos. Os conceitos básicos envolvidos podem ser usados para fazer avaliações simples e podem também ser usados para fazer avaliações quantitativas. Os custos de fazer este tipo de estudo aumentam proporcionalmente com a complexidade e o objectivo do trabalho, portanto é necessário um ponto de vista selectivo quando se planeia uma análise deste tipo para garantir que o seu custo se justifique pelos riscos que estão a ser identificados e avaliados.

O enfoque dedutivo começa com a definição do evento não desejado, um acidente imaginado ou real no caso de uma investigação, e organiza graficamente em forma sistemática todos os eventos conhecidos, falhas e acontecimentos (dentro do contexto do módulo do sistema estabelecido) que possam contribuir ou causar o acontecimento do evento não desejado.

A informação organizada dentro dos formulários da Análise Preliminar de Riscos ou Análise de Modos e Efeitos de Falhas fornecerão informações muito importantes para este tipo de análise. O modelo lógico mais comumente utilizado dentro das análises de segurança de sistemas é a Análise da Árvore de Falhas (AAF).

DESCRIÇÃO GERAL DO MÉTODO

A análise da Árvore de Falhas foi desenvolvida pelos engenheiros do Laboratório da Bell Telephone Company no início dos anos 60, e tem continuado a receber contínuas melhorias, especialmente na área de avaliação matemática.

Para os efeitos desta discussão, todos os exemplos são baseados nas técnicas actuais da AAF, porém, outros métodos e técnicas estão a ser desenvolvidas e utilizadas em aplicações específicas.

Em resumo, as cinco etapas básicas utilizadas na análise da árvore de falhas são:

- 1- Escolha do evento não desejado a ser analisado, e definir a configuração do sistema, módulo, ciclo de vida e ambiente do objectivo do estudo.
- 2- Obter informações, desenhos e qualquer outro tipo de informação disponível para ter um bom entendimento do sistema a ser analisado.
- 3- Construção do diagrama lógico da árvore de falhas.
- 4- Preparar um resumo das conclusões da análise da árvore de falhas para serem apresentadas e analisadas pela gerência.

CARACTERÍSTICAS

Objectivos: O principal objectivo da análise da árvore de falhas é identificar as combinações das falhas nos equipamentos, ou componentes de um sistema, ou erros humanos que podem resultar num acidente

Quando usar:

- a) Projecto. A AAF pode ser usada na fase de projecto de um sistema ou planta para descobrir modalidades de falhas ocultas, que resultam das combinações das falhas dos equipamentos ou componentes ou por erros de operação (humanos).
- b) Operação. A AAF incluindo características de procedimentos de operação e do operador, pode ser usada para o estudo de um sistema em operação, a fim de identificar combinações potenciais de falhas que possam causar acidentes.

Tipos de resultados: Uma lista dos conjuntos de falhas do equipamento e/ou operação que possam resultar num acidente específico. Estes conjuntos podem ser classificados qualitativamente de acordo com sua importância.

Natureza dos resultados: qualitativos, com potencial de ser quantitativos. A árvore de falhas pode ser avaliada quantitativamente quando as probabilidades de falhas dos componentes são conhecidas.

Informações necessárias:

- a) Completo conhecimento da operação e funcionamento dos componentes dos sistemas.
- b) Conhecimento das modalidades de falhas dos componentes do sistema e os efeitos sobre ele. Esta informação pode ser obtida de uma análise de FMEA.

Pessoal necessário: A análise da árvore de falhas deve ser realizada por um analista responsável com consultas a engenheiros e a pessoal com experiência no sistema incluído na análise. Uma análise mediante uma equipa é mais eficiente, cada membro da equipa concentrando-se numa árvore individual ou numa rama da árvore principal.

Tempo e custo: O tempo e custo necessário para realizar a análise dependerá em grande parte da complexidade do sistema a ser analisado, a gravidade das consequências e do nível da resolução determinado. A realização de uma pequena unidade de processo pode levar um dia ou mais com uma equipa experiente e com bastantes conhecimentos do sistema. Grandes acidentes potenciais e sistemas complexos podem precisar de uma semana ou mais.

APLICAÇÃO DO MÉTODO

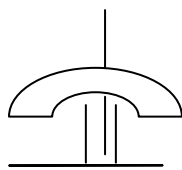
A AAF é uma ferramenta amplamente utilizada para a análise da segurança de sistemas. Uma das vantagens do método é a de ser muito sistemático e analisar todas as falhas que poderiam resultar num acidente.

A AAF possibilita a não ocorrência de um acidente quando fornece dados sobre as falhas do equipamento ou de operação (erro humano). Cada uma das causas imediatas é examinada, até que o analista tenha identificado todas as causas básicas do evento. A árvore de falhas é um diagrama que mostra a inter-relação lógica entre estas causas básicas e o ambiente.

O resultado da AAF é uma lista de combinações das falhas do equipamento ou de operação que são suficientes para identificar aquelas que são significativas para o desenvolvimento do evento. Estas combinações de falhas são conhecidas como Conjunto de Redução Mínima. Cada Conjunto de Redução Mínima é a menor redução de falhas que são suficientes para causar o acidente ou evento quando aquelas causas se apresentam simultaneamente.

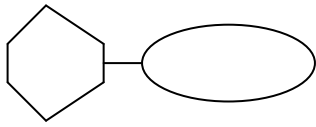
SÍMBOLOS LÓGICOS USADOS NA AAF

A realização da AAF é uma representação gráfica da inter-relação entre as falhas dos equipamentos ou de operação que podem resultar num acidente específico. Os símbolos mostrados a seguir são usados na construção da árvore para representar esta inter-relação.

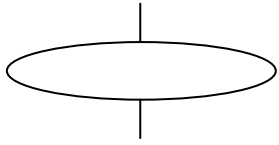


Porta “OU”: indica que a saída do evento ocorre quando há uma entrada de qualquer tipo.

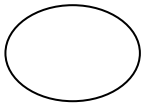
Porta “E”: indica que a saída do evento ocorre somente quando há uma entrada simultânea de todos os eventos.



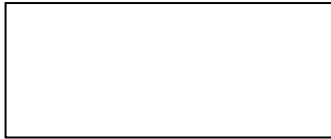
Porta de inibição: indica que a saída do evento ocorre quando acontece a entrada e a condição inibidora é satisfeita.



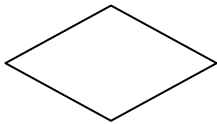
Porta de restrição: indica que a saída do evento ocorre quando a entrada acontece e o tempo específico de atraso ou restrição expirou.



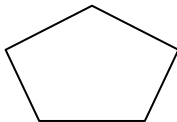
Evento básico: representa a falha básica do equipamento ou falha do sistema que não requer outras falhas ou defeitos adicionais.



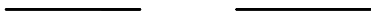
Evento intermediário: representa uma falha num evento resultado da interação com outras falhas que são desenvolvidas através de entradas lógicas como as acima descritas.



Evento não desenvolvido: representa uma falha que não é examinada mais, porque a informação não está disponível ou porque as suas consequências são insignificantes.



Evento externo: representa uma condição ou um evento que é suposto existir como uma condição limite do sistema para análise.



Transferências: indica que a árvore de falhas é desenvolvida de forma adicional em outras folhas. Os símbolos de transferência são identificados através de números ou letras.

DEFINIÇÕES DE TERMOS UTILIZADOS NA ANÁLISE DE ÁRVORE DE FALHAS

As falhas e defeitos dos equipamentos ou sistemas que são descritos na análise de árvore de falhas podem ser agrupados em três classes:

- 1- Falhas e defeitos primários
- 2- Falhas e defeitos secundários
- 3- Falhas e defeitos de comandos

1. Falhas e Defeitos Primários

São no sistema devido ao mal funcionamento de equipamentos que podem ocorrer no ambiente e condições para o qual o equipamento foi projectado, por exemplo: um selo da bomba centrífuga que se rompe nas condições normais de operação da bomba. As falhas primárias são de responsabilidade específica do equipamento e não podem ser atribuídas a outras causas ou condições externas.

2. Falhas e Defeitos Secundários

São falhas no sistema devido ao mau funcionamento que podem ocorrer em ambientes para o qual o mesmo não foi projectado, por exemplo: o selo da bomba centrífuga que se rompe por excesso de pressão devido a que a bomba ficou a funcionar com a descarga bloqueada. Essas falhas são atribuídas a causas ou condições externas.

3. Falhas e defeitos de comandos

São falhas no sistema devido ao mau funcionamento do equipamento no qual o comando opera, mas num tempo ou local errado, por exemplo: um alarme de alta temperatura que não funciona devido a uma falha no sensor de temperatura no processo. A falha do alarme é uma falha de comando e falha do sensor é uma falha primária.

GUIAS PARA USO DO MÉTODO ANALÍTICO

Existem quatro etapas na construção de uma árvore de falhas:

1. Definição do problema
2. Construção da árvore de falhas
3. Solução da árvore de falhas
4. Determinação do conjunto mínimo

1. Definição do Problema

A definição do problema consiste em:

- Definir o Evento Principal, que será o objectivo da análise da árvore de falhas.
- Definir as condições limites do análise incluindo:
 - a) Eventos não considerados.
 - b) Eventos considerados
 - c) Limites físicos do sistema
 - d) Nível de resolução
 - e) Outras suposições

a) Definir o evento principal

O evento principal é o mais importante aspecto da definição do sistema. Pode ser um evento ou acidente indesejável que afectará de forma significativa o desempenho do sistema. A definição desse evento deve ser a mais exacta possível. Deve indicar qual é a falha, onde acontece a falha e quando acontece a falha.

b) Definir os eventos considerados

É importante listar todos os eventos relacionados com o evento principal que serão considerados durante a análise do sistema, e as interfaces com outros sistemas de serviço ou suporte. Uma forma de definir esses eventos é analisar qual é sua contribuição para o desenvolvimento ou consequência do evento principal.

c) Definir os limites físicos do sistema

Devem ser definidos os limites físicos do sistema que será analisado, os quais englobam todos os equipamentos que deverão ser considerados na análise da árvore de falhas. Uma forma prática de definir os limites é marcar no fluxograma de processo os equipamentos que serão considerados.

d) Definir o nível de resolução

Junto com os limites físicos do sistema, o analista deve especificar o nível de resolução da análise, o qual determinará a quantidade de detalhes a serem incluídos na análise.

Por exemplo, um motor que opera uma válvula pneumática de controlo remoto pode ser incluído como um simples equipamento, ou pode ser descrito como diversos itens mecânicos (corpo, cilindro, etc.). Um factor a ser considerado na decisão do nível de resolução é a quantidade de detalhes disponíveis nas falhas do sistema, para isto, em casos de sistemas críticos, uma análise de modos e efeitos de falhas (FMEA) deverá ser realizada previamente.

e) Outras Suposições

O analista deve especificar outras suposições quando sejam necessárias para definir o sistema da forma mais completa possível, como por exemplo, o modo de operação do sistema, capacidade, etc.

2. Construção de Árvore de Falhas

A construção da árvore de falhas inicia-se com o Evento Principal e continua, nível a nível, até que todos os eventos relacionados com o evento principal tenham sido desenvolvidos até às suas causas básicas (Eventos Básicos)

O analista começa com o evento principal e no nível seguinte, determina as causas imediatas que causam o evento principal. Geralmente, estas não são causas básicas mas sim causas intermediárias que procuram um desenvolvimento adicional. Caso o analista possa determinar imediatamente as causas básicas do evento principal, o problema não é adequado (é simples demais) para se promover uma análise tão complicada como uma árvore de falhas, deverá ser usado um método mais simples e com menos custos.

Se forem exigidas todas as causas imediatas para a ocorrência do evento principal, então as causas serão ligadas ao evento através de uma porta lógica “E”, então, cada uma das causas imediatas são tratadas da mesma maneira que o evento principal e as suas causas imediatas, necessárias e suficientes, serão identificadas e indicadas na árvore de falhas com a entrada lógica adequada. Caso só uma das causas seja suficiente para que o evento principal aconteça, serão ligadas ao evento através de uma porta lógica “OU”.

REGRAS PARA CONSTRUÇÃO DA ÁRVORE DE FALHAS

Há diversas regras básicas que devem ser seguidas na construção de uma árvore de falhas, elas são as seguintes:

a) Registrar o evento de falha.

Escrever o evento dentro do símbolo correspondente com precisão e escrever um relato separado indicando como aconteceu, onde aconteceu e quando.

A condição “quando” indica o estado do sistema no tocante ao equipamento informando desta forma o porque do estado do equipamento que se encontra em situação de “falha”. Estes relatos devem ser os mais completos possíveis e o analista deve resistir a tentação de abreviá-lo ou utilizar palavras usadas só pelo pessoal da planta ou processo.

b) Avaliação do evento de falha

Ao se avaliar um evento de falha, deve-se fazer a pergunta:

-“Esta falha pode ser causada pelo mal funcionamento do equipamento?”

Se a resposta for sim, classificar o evento como “falha no estado do equipamento”. Se a resposta for não, classificar o evento como “falha do sistema”, esta classificação ajudará no desenvolvimento posterior da análise. Se o evento for classificado como falha do equipamento, acrescente uma entrada “OU” ao evento falho e procure as razões para esta falha de equipamento, sejam primárias ou secundárias. Caso o evento que falhou estiver nas “falhas do sistema” procure então as causas imediatas e necessárias para que aconteça o evento.

c) A regra “sem milagres”

Se o funcionamento normal do equipamento provocar uma sequência de falhas, considere então que o equipamento funciona normalmente. Jamais considere uma falha como “milagre”, ou totalmente não esperada.

d) A regra “complete toda a entrada de cada vez”

Todas as entradas necessárias para que aconteça um evento devem ser analisadas e registadas antes de se passar para um outro evento. A árvore de falhas deve ser completada em níveis e deve-se completar cada nível antes de iniciar a análise do próximo.

e) A regra do “não há entrada de evento para evento”

As entradas devem ser adequadamente definidas como eventos de falhas, e estarem ligadas sempre através de uma porta lógica.

As regras (C) e (E) têm por finalidade enfatizar o quão importante é ser esquemático e metódico ao construir uma árvore de falhas. Estas regras proíbem atalhos que levam a árvores incompletas ou mal analisadas.

3. Solução da Árvore de Falhas

A árvore de falhas acabada fornece muita informação útil através de uma demonstração gráfica e lógica da sequência de falhas que poderiam resultar num acidente, entretanto, excepto no caso de árvores de falhas muito simples, nem mesmo um analista experiente poderá identificar directamente da árvore de falhas, todas as combinações de falhas que levam ao acidente.

As árvores de falhas podem ser resolvidas através de métodos matemáticos, como a álgebra de Boole, ou mediante um método de resolução através de matrizes. Ambos os métodos dão como resultado as séries de cortes mínimos que indicam as combinações de falhas de equipamentos ou sistemas que podem resultar no evento principal. As séries mínimas de corte são úteis para hierarquizar os modos pelos quais o acidente pode ocorrer, e permitem quantificar a probabilidade de falha da árvore, caso se tenham as informações suficientes.

Não sendo o objectivo do estudo a solução das árvores de falhas, indica-se um método geral que se aplica para todas as soluções.

O método para a solução das árvores de falhas tem quatro etapas:

- a) Identificar exclusivamente todas as entradas e os eventos básicos
- b) Simplificar todas as entradas nos eventos básicos
- c) Retirar os eventos duplicados da árvore
- d) Suprimir todas as superséries (séries que contêm outra série como sub-série)

O evento básico (ou inicial) é sempre a primeira entrada da matriz e deve ser claramente definido no início da resolução.

HIERARQUIZAÇÃO DA SÉRIE DE CORTES MÍNIMOS

A hierarquização das séries de cortes mínimos é o passo final dos procedimentos analíticos da árvore de falhas. Para se fazer uma hierarquização qualitativa, podem ser considerados dois factores:

O primeiro é a importância estrutural, que é baseado no número de componentes de eventos básicos que se encontram em cada série de cortes mínimos. Por exemplo, uma série de corte mínimo de um evento é mais importante que uma série de cortes mínimos de dois eventos, uma de dois eventos é mais importante que uma de três, e assim adiante. Esta hierarquização significa que é mais provável que ocorra um evento que dois, dois que três, etc.

O segundo factor considera a hierarquização dentro de cada tamanho de série de corte mínimo, por exemplo, hierarquização das séries de cortes mínimos de dois eventos, baseado no tipo de evento que constitui a série. A regra geral que orienta esta hierarquização é:

1. Erro humano
2. Falhas dos equipamentos activos

3. Falhas nos equipamentos passivos

Esta hierarquização significa que os erros humanos têm mais probabilidade de acontecer que as falhas de equipamentos activos (em funcionamento) e que há mais probabilidades que aconteça uma falha num equipamento activo que num passivo (parado).

Utilizando esta regra numa lista de séries de cortes mínimos de dois eventos teríamos a hierarquia mostrada na lista a seguir:

Lista de hierarquia de eventos		
Hierarquia	Evento básico tipo 1	Evento básico tipo 2
1	Erro humano	Erro humano
2	Erro humano	Falha equipamento activo
3	Erro humano	Falha equipamento passivo
4	Falha de equipamento activo	Falha equipamento activo
5	Falha de equipamento activo	Falha equipamento passivo
6	Falha equipamento passivo	Falha equipamento passivo

Embora sugerida pela experiência, estas hierarquias podem diferir significativamente de sistema para sistema, com base em factores tais como qualidade do equipamento, revisões, manutenção preventiva, experiência dos operadores, etc.

O melhor método de hierarquização qualitativa consiste no facto do analista examine detalhadamente cada corte mínimo em particular e estabeleça a série mais importante com base na experiência real e operacional.

Anexo E – Avarias mais frequentes em motores de indução [S15].

Avarias	Causas prováveis
Marcha trepidante	<ul style="list-style-type: none"> • Carcaça mal fixa; • Acoplamento mal equilibrado; • Condutor de alimentação interrompido; • Corpo estranho no entreferro.
O motor não arranca	<ul style="list-style-type: none"> • Interrupção da alimentação; • As escovas não assentam sobre os anéis; • Tensão excessivamente baixa; • Interrupção no arrancador.
Arranque brusco	<ul style="list-style-type: none"> • Resistência demasiado baixa, no arranque (rotor bobinado); • Arrancador parcialmente interrompido ou com contactos queimados; • Arrancador mal ligado; • Curto-circuito entre espiras do enrolamento do rotor.
O motor arranca com dificuldade	<ul style="list-style-type: none"> • Tensão na rede muito baixa; • Queda de tensão excessiva nos condutores de alimentação; • Carga excessiva; • Um terminal do motor polifásico está ligado por erro ao neutro.
O motor produz um zumbido no arranque	<ul style="list-style-type: none"> • Resistências diferentes no reóstato de arranque; • Curto-circuito entre espiras do rotor; • Interrupção num enrolamento do rotor.
Aquecimento excessivo do motor, em funcionamento	<ul style="list-style-type: none"> • Carga excessiva; • Tensão demasiado elevada (perdas elevadas no ferro); • Tensão demasiado baixa (consumo excessivo de corrente); • Condutor de fase partido (consumo excessivo de corrente); • Interrupção num dos enrolamentos do estator (consumo excessivo de corrente).