



ESCOLA SUPERIOR NÁUTICA INFANTE D. HENRIQUE

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MARÍTIMA

# Adoção de Políticas Avançadas de Manutenção em Parques Eólicos

**Paulo Miguel Ribeiro Barata**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

**Engenharia de Máquinas Marítimas**

Orientador: Professor Doutor Luís Mendonça

**Setembro de 2019**



**Escola Superior Náutica Infante D. Henrique**

Departamento de Engenharia Marítima (DEM)

Av. Engenheiro Bonneville Franco

2770-058 PAÇO DE ARCOS

Tel.: 214 460 010

[info@enautica.pt](mailto:info@enautica.pt)



# Agradecimentos

---

Dirijo os meus sinceros agradecimentos a todos os que contribuíram de forma direta ou indireta para a realização desta tese.

Um agradecimento muito especial ao Professor Doutor Luís Mendonça, meu orientador, no que se refere ao rigor científico exigido na orientação da presente dissertação, a qual decorreu de forma inexcelável, não esquecendo de referir a sua total disponibilidade para esclarecimento de dúvidas pontuais.

Ao meu colega, Doutor Miguel Angel Rodriguez Lopez pelo apoio prestado durante todo este processo.

Não poderia deixar de agradecer à Acciona Energia, cujo apoio foi decisivo para a realização da investigação realizada, através da disponibilização dos dados do aerogerador para o caso de estudo.

A todos os meus amigos que foram incansáveis, que me incentivaram sempre e animaram nos momentos mais desafiantes. Em especial ao Eng. Sérgio Mota Ferreira.

Por último, quero agradecer à minha família, pelo seu constante apoio e incentivo, particularmente nos momentos mais difíceis.

Paulo Miguel Ribeiro Barata



A utilização de recursos energéticos renováveis apresenta-se como um caminho vital para a humanidade alcançar um desenvolvimento sustentável. Neste caminho, a energia eólica surge como um dos principais vetores de orientação, tendo evoluído de forma quase exponencial nos últimos anos.

No entanto, apesar da sua relativa maturidade, esta tecnologia enfrenta ainda alguns problemas e desafios. Não obstante a experiência, adquirida nos últimos trinta anos e dos esforços para melhorar a fiabilidade operacional das turbinas eólicas, as taxas de falha ainda se apresentam elevadas.

Face às correntes práticas de manutenção das turbinas e às características de falha que vão ocorrendo (por vezes catastróficas), existe por isso, a necessidade de adotar as estratégias de manutenção das turbinas eólicas mais avançadas e simultaneamente reduzir os custos operacionais durante o ciclo de vida, de modo a maximizar o retorno do investimento.

Com este intuito, o presente trabalho de dissertação visa a aplicação de técnicas da inteligência artificial no auxílio à manutenção aplicada a turbinas eólicas. Assim, foi estudada a aplicação de redes neuronais na deteção de possíveis avarias em componentes vitais da turbina.

Essas redes foram modeladas com dados reais disponibilizados pelo Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA) implantado num equipamento real.

As redes neuronais são ferramentas informáticas ideais para trabalhar com muita informação, sendo que a sua aplicação depende da qualidade e quantidade dos dados.

O equipamento de estudo utilizado nesta tese foi um aerogerador atualmente em funcionamento num parque eólico, representativo de um modelo instalado em grande número na frota portuguesa de turbinas eólicas instaladas.

Os resultados obtidos neste trabalho, com a aplicação de redes neuronais para a previsão de avarias em rolamentos de apoio do eixo principal do aerogerador do parque eólico de estudo, provam que é possível realizar uma deteção de avaria, podendo assim ser adequados os programas de manutenção.

Como base em todo o estudo realizado, foi elaborada uma ferramenta de diagnóstico de avaria que através de uma análise à distância se propõe servir de apoio à decisão das ações de manutenção dos operadores destes equipamentos.

**Palavras-chave:** Energia eólica, avarias de aerogeradores, redes neuronais, deteção automática à distância de avarias, manutenção de aerogeradores.

# Abstract

---

The use of renewable energy resources is a vital path for humanity to achieve sustainable development. In this way, wind energy emerges as one of the main orientation vectors, having evolved almost exponentially in recent years.

However, despite its relative maturity, this technology still faces some problems and challenges. Despite the experience gained over the past 30 years and efforts to improve the operational reliability of wind turbines, failure rates are still high.

Given the current maintenance of turbines strategies and some catastrophic failures that occurred, therefore there is a need to adopt more advanced wind turbine maintenance strategies while reducing operating costs over the life cycle, to maximize the return on investment.

To this end, the present dissertation aims to apply artificial intelligence techniques to aid the maintenance applied to wind turbines. Thus, the application of neural networks to detect possible damage to vital turbine components was studied.

These networks were developed with real data provided by the Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) deployed on real equipment.

The study equipment used in this thesis was a wind turbine currently operating in a wind farm, representative of a model installed in large numbers in the Portuguese fleet of installed wind turbines.

The results obtained in this work, with the application of neural networks for the prediction of failures in main bearings of the studied wind turbine, prove that it is possible to perform a fault detection, so that maintenance programs may be appropriate.

As a basis for the whole study, a malfunction diagnosis tool was developed that through automatic remote fault detection proposes to support the decision of the maintenance actions of the operators of these equipment's.

**Keywords:** Wind energy, wind turbine failures, neural networks, automatic remote fault detection, wind turbine maintenance.



## Aerogeradores – Conceitos

$A$	Área de varrimento das pás do rotor [ $m^2$ ]
$C_p$	Coefficiente de potência eólica
$C_{p_{total}}$	Coefficiente de potência total
$D$	Diâmetro [ $m$ ]
$E_{cin}$	Energia cinética [ $J$ ] ( <i>Joule</i> )
$g$	Aceleração da gravidade [ $\frac{m}{s^2}$ ]
$g_0$	Aceleração da gravidade ao nível do solo
$l$	Comprimento das pás do rotor [ $m$ ]
$\dot{m}$	Caudal mássico [ $\frac{kg}{s}$ ]
$m$	Massa de ar [ $kg$ ]
$P_{ef}$	Potência efetiva [ $W$ ]
$P_w$	Potência eólica [ $W$ ]
$P_{me,out}$	Potência mecânica transferida ao veio [ $W$ ]
$p$	Pressão do ar [ $Nm^{-2}$ ] ( <i>Pascal</i> )
$p_0$	Pressão do ar ao nível do solo [ $Nm^{-2}$ ]
$R$	Constante universal dos gases perfeitos [ $\frac{J}{kgK}$ ]
$r$	Raio ao centro do cubo do rotor [ $m$ ]
$T$	Temperatura [ $K$ ] ( <i>Kelvin</i> )
$T_0$	Temperatura do ar ao nível do solo [ $K$ ]
$\bar{u}$	Velocidade média do ar [ $\frac{m}{s}$ ]
$z$	Altura acima da superfície da Terra [ $m$ ]
$\rho$	Densidade do ar [ $\frac{kg}{m^3}$ ]
$\eta_{gear}$	Eficiência da caixa multiplicadora
$\eta_{gen}$	Eficiência do gerador

$\eta_{ele}$	Eficiência elétrica do aerogerador
$\eta_T$	Eficiência total do aerogerador
$a$	Fator axial de indução

## Aerogeradores – Aerodinâmica das pás do rotor

$\vec{F}_D$	Força de arrasto
$\vec{F}_{tot}$	Força total
$\vec{F}_T$	Força responsável pela rotação da turbina
$\vec{F}_N$	Impulso axial
$\vec{F}_L$	Força de sustentação
$r$	Raio ao centro do cubo do rotor [ $m$ ]
$\vec{V}_0$	Velocidade do vento que atinge a turbina
$\vec{V}_{rot}$	Velocidade rotacional
$\vec{V}_{rel}$	Velocidade relativa
$\vec{W}$	Velocidade induzida
$a'$	Fator axial de indução pela rotação
$\omega$	velocidade de rotação [ $\frac{rad}{s}$ ]

## Modelação

$b$	<i>Bias</i>
$dd$	Dia
$mrwSmpAng$	Ângulo de ataque das pás do rotor
$mrwSmpNRot$	Velocidade do rotor [ $rpm$ ]
$mrwSmpP$	Potência ativa [ $W$ ]
$mrwSmpVWi$	Velocidade do vento [ $\frac{m}{s}$ ]
$mr82A0$	Temperatura no interior do cubo do rotor [ $^{\circ}C$ ]
$mr82A15$	Temperatura do rotor do gerador – Posição 1 [ $^{\circ}C$ ]

<i>mr82A16</i>	Temperatura do rotor do gerador – Posição 2 [°C]
<i>mr82A17</i>	Temperatura do estator do gerador – Posição 1 [°C]
<i>mr82A18</i>	Temperatura do estator do gerador – Posição 2 [°C]
<i>mr82A19</i>	Temperatura exterior ao nível da <i>nacelle</i> [°C]
<i>mr82A20</i>	Temperatura no interior da <i>nacelle</i> [°C]
<i>mr82A1</i>	Temperatura no rolamento de apoio dianteiro do eixo principal [°C]
<i>mr82A2</i>	Temperatura no rolamento de apoio traseiro do eixo principal [°C]
<i>mm</i>	Mês
<i>R</i>	Fator de correlação linear
<i>t</i>	Varável tempo
<i>w</i>	Peso sinapses
<i>x</i>	Vetor valores de entrada
<i>x<sub>Nmax</sub></i>	Limite superior do intervalo de normalização das variáveis de entrada
<i>x<sub>Nmin</sub></i>	Limite inferior do intervalo de normalização das variáveis de entrada
<i>x<sub>min</sub></i>	Valor mínimo da variável de entrada
<i>x<sub>max</sub></i>	Valor máximo da variável de entrada
<i>x<sub>N</sub></i>	Varável de entrada normalizada
<i>x<sub>média</sub></i>	Valor médio da variável de entrada
<i>Y</i>	Vetor valor saída
$\hat{y}_i$	Vetor valores estimados pela rede
<i>yyyy</i>	Ano
$\alpha$	Inclinação da função de ativação
$\sigma$	Desvio padrão



# Acrónimos

---

<b>AC</b>	Do inglês <i>Alternating Current</i> . Corrente Alternada
<b>CMS</b>	Do inglês <i>Condition Monitoring System</i> . Sistema de monitorização da condição de funcionamento de um equipamento
<b>CS</b>	Do inglês <i>Control System</i> . Sistema de controlo do aerogerador
<b>CSV</b>	Do inglês <i>Comma-separated values</i> . Ficheiro de texto separados por vírgulas
<b>DC</b>	Do inglês <i>Direct Current</i> . Corrente Contínua
<b>GEE</b>	Gases com efeito de estufa
<b>IGBT</b>	Do inglês <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> . Transístor Bipolar de Porta Isolada
<b>IR</b>	Do inglês <i>Infrared</i> . Infravermelhos
<b>MSE</b>	Do inglês <i>Mean Square Error</i> . Erro quadrático médio
<b>MAPE</b>	Do inglês <i>Mean Absolute Percentage Error</i> . Erro percentual médio absoluto
<b>OPEX</b>	Do inglês <i>Operational Expenditure</i> . Despesas Operacionais
<b>PWM</b>	Do inglês <i>Pulse Width Modulation</i> . Modulação por largura de pulso
<b>RMSE</b>	Do inglês <i>Root-Mean-Square Error</i> . Média quadrática do erro
<b>RNA</b>	Rede neuronal artificial
<b>SCADA</b>	Do inglês <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> . Sistema de Controlo e Aquisição de Dados
<b>WEC</b>	Do inglês <i>Wind Energy Converter</i> . Aerogerador



# Índice

---

Agradecimentos.....	i
Resumo .....	iii
Abstract .....	v
Nomenclatura.....	vii
Acrónimos .....	xi
Lista de Figuras .....	xvii
Lista de tabelas.....	xxiii
1 Introdução .....	1
1.1 Enquadramento.....	4
1.2 Objetivos.....	9
1.3 Estrutura da dissertação .....	9
2 Energia eólica .....	11
2.1 Definição .....	11
2.2 Fatores que influenciam o comportamento do vento.....	13
2.3 Medição do seu potencial de aproveitamento .....	14
3 Aerogeradores .....	17
3.1 Estado da arte.....	17
3.2 Conceitos.....	21
3.2.1 Potência eólica .....	21
3.2.2 Densidade do ar .....	23
3.2.3 Coeficiente de potência .....	24
3.2.4 Coeficiente de potência total e potência efetiva.....	25
3.2.5 Limite de <i>Betz</i> .....	25
3.2.6 Curva de potência de um aerogerador .....	27
3.3 Classificação de aerogeradores .....	29
3.3.1 Aerogeradores de eixo horizontal e aerogeradores de eixo vertical .....	29
3.3.2 Posicionamento do rotor em relação à direção do vento.....	31
3.3.3 Potência produzida .....	32

3.3.4	Configuração do seu trem de potência.....	32
3.3.5	Com ou sem ligação à rede elétrica.....	33
3.3.6	Local de instalação.....	34
3.4	Componentes do aerogerador.....	35
3.4.1	Rotor ( <i>Rotor</i> ).....	36
3.4.2	Cubo do rotor ( <i>Hub</i> ).....	37
3.4.2.1.	Pás do rotor ( <i>Rotor blades</i> ).....	37
3.4.2.2.	Sistema de controlo do ângulo de ataque das pás ( <i>Pitch system</i> ).....	42
3.4.3	Cabine ( <i>nacelle</i> ).....	44
3.4.3.1.	Trem de potência ( <i>Drive train</i> ).....	46
3.4.3.2.	Caixa multiplicadora ( <i>Gearbox</i> ).....	47
3.4.3.3.	Gerador ( <i>Generator</i> ).....	49
3.4.4	Sistema de orientação ( <i>Yaw system</i> ).....	53
3.4.5	Sistema de controlo ( <i>Control system</i> ).....	55
3.4.6	Torre ( <i>Tower</i> ).....	58
3.4.7	Fundação ( <i>Foundation</i> ).....	59
4	Manutenção de aerogeradores.....	61
4.1	Manutenção em sistemas genéricos.....	61
4.2	Manutenção em aerogeradores.....	64
4.2.1	Avárias em aerogeradores.....	66
4.2.1.1.	Avária nas pás do rotor.....	69
4.2.1.2.	Avárias no trem de potência – Rolamentos.....	73
4.2.1.3.	Avárias na Caixa Multiplicadora.....	76
4.2.1.4.	Avárias no Gerador.....	80
4.3	Manutenção preventiva condicionada em aerogeradores.....	83
4.3.1	Análise de vibrações.....	84
4.3.2	Análise de óleos lubrificantes.....	88
4.3.3	Análise acústica.....	90
4.3.4	Termografia.....	91
4.3.5	Parâmetros eletromecânicos.....	92
4.4	Manutenção condicionada baseada em dados SCADA.....	92
5	Redes neuronais.....	99
5.1	Introdução.....	99
5.2	Rede neuronal cerebral.....	99
5.3	Rede neuronal artificial.....	101
5.4	Arquitetura das redes neuronais artificiais.....	103
5.5	Aprendizagem de redes neuronais artificiais.....	105

5.6	Algoritmo <i>backpropagation</i> .....	105
5.7	Redes neuronais dinâmicas .....	106
5.8	Treino de redes neuronais .....	107
5.9	Vantagens da utilização das redes neuronais artificiais .....	107
6	Dados e Metodologia .....	109
6.1	Origem dos dados.....	109
6.2	Dados disponibilizados .....	110
6.3	Metodologia desenvolvida .....	112
6.4	Modelo de funcionamento normal.....	113
6.4.1	Dados SCADA .....	113
6.4.2	Pré-processamento dos dados.....	117
6.4.3	Seleção das variáveis de entrada de saída dos modelos .....	121
6.4.4	Padronização de Variáveis.....	122
6.4.5	Estimadores Data – Hora.....	124
6.4.6	Desenvolvimento das redes neuronais .....	125
6.4.7	Validação dos modelos criados.....	136
6.5	Desenvolvimento do indicador de falha .....	141
6.6	Desenvolvimento da aplicação <i>Wind Turbine Predictive Dashboard</i> .....	151
7	Conclusões e trabalho futuro.....	157
7.1	Conclusões.....	157
7.2	Desenvolvimentos futuros .....	161
	Bibliografia .....	163
	Anexos .....	171
	Anexo A Dados técnicos do aerogerador <i>Enercon E82</i> .....	173
	Anexo B Esquema unifilar do Parque Eólico utilizado neste trabalho.....	178
	Anexo C Varáveis disponibilizadas pelo SCADA com CS82.....	179



# Lista de Figuras

---

<b>Figura 1.1:</b> Decomposição de custo na construção de um parque eólico [1].....	2
<b>Figura 1.2:</b> Panorama mundial da energia primária [3]. .....	4
<b>Figura 1.3:</b> Evolução das emissões de gases com efeito de estufa [3].....	5
<b>Figura 1.4:</b> Cota de energia renovável na produção de eletricidade a nível global [4]. .....	5
<b>Figura 1.5:</b> Ranking da penetração de energia solar e eólica na geração total de eletricidade até 2017 [4].....	6
<b>Figura 1.6:</b> Evolução da potência instalada do parque electroprodutor português do ano 2000 a 2017 [5].....	7
<b>Figura 1.7:</b> Panorama da produção elétrica de Portugal em 2017 [5]. .....	7
<b>Figura 1.8:</b> Parques eólicos em Portugal em 2017 em função da potência instalada e distribuição por regiões [MW] [6].....	8
<b>Figura 2.1:</b> Parque eólico em Portugal [7].....	11
<b>Figura 2.2:</b> Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar [10].....	12
<b>Figura 2.3:</b> Comportamento do vento pela influência das características do terreno [10]....	14
<b>Figura 2.4:</b> Torre meteorológica para avaliação de recurso eólico [11].....	15
<b>Figura 2.5:</b> Evolução mensal da velocidade e potência disponível no vento. ....	15
<b>Figura 2.6:</b> Rosa-dos-ventos e histograma de velocidades.....	16
<b>Figura 2.7:</b> Layout do parque eólico [12].....	16
<b>Figura 3.1:</b> Aerogerador de <i>Charles F. Brush</i> [13]. .....	18
<b>Figura 3.2:</b> Turbina eólica <i>Gedser</i> [14].....	19
<b>Figura 3.3:</b> Dois aerogeradores do modelo E126 da <i>Enercon</i> , instalados na Alemanha [17].	20
<b>Figura 3.4:</b> Aerogerador GE <i>Haliade – X</i> [18].....	20
<b>Figura 3.5:</b> Evolução na capacidade dos aerogeradores até aos dias de hoje e perspectivas até 2025 [19].....	21
<b>Figura 3.6:</b> Área de varrimento das pás da turbina eólica [20]. .....	23
<b>Figura 3.7:</b> Fluxo de ar através de um aerogerador [20]. .....	26

<b>Figura 3.8:</b> Coeficiente de potência em função do fator axial de indução.....	27
<b>Figura 3.9:</b> Curva de potência típica de um aerogerador [20].....	28
<b>Figura 3.10:</b> Curva de potência aerogerador <i>Enercon</i> , modelo E82 [22].....	28
<b>Figura 3.11:</b> Turbinas de eixo vertical (à esquerda) e de eixo horizontal (à direita) [23]....	30
<b>Figura 3.12:</b> Diversos tipos de turbinas de eixo vertical [20].....	30
<b>Figura 3.13:</b> Diferença entre uma turbina eólica <i>downwind</i> e uma turbina <i>upwind</i> [24].....	31
<b>Figura 3.14:</b> Aerogerador com conceito <i>direct drive</i> do fabricante <i>Enercon</i> [25].....	33
<b>Figura 3.15:</b> Aerogerador com conceito <i>geared drive</i> [26].....	33
<b>Figura 3.16:</b> Turbina eólica de pequena dimensão associada a painéis fotovoltaicos [27]....	34
<b>Figura 3.17:</b> <i>Layout</i> de um parque eólico <i>offshore</i> [28]. .....	35
<b>Figura 3.18:</b> Aerogerador. ....	36
<b>Figura 3.19:</b> Cubo do rotor de um aerogerador da <i>Enercon</i> [29].....	37
<b>Figura 3.20:</b> Modelo do fluxo de ar através da turbina eólica [21].....	38
<b>Figura 3.21:</b> Aerofólio da pá de um aerogerador.....	38
<b>Figura 3.22:</b> Representação vetorial das velocidades relevantes. ....	39
<b>Figura 3.23:</b> Forças aplicadas na pá de uma turbina eólica.....	40
<b>Figura 3.24:</b> Decomposição vetorial da força total.....	40
<b>Figura 3.25:</b> Secção da pá de uma turbina eólica [30].....	41
<b>Figura 3.26:</b> Sistema de controlo do ângulo de ataque das pás do tipo hidráulico [20].....	43
<b>Figura 3.27:</b> Sistema de controlo do ângulo de ataque das pás do tipo elétrico [20]. ....	43
<b>Figura 3.28:</b> Aerogerador do tipo <i>geared drive</i> do fabricante <i>Repower</i> [31].....	45
<b>Figura 3.29:</b> Aerogerador do tipo <i>direct drive</i> do fabricante <i>Enercon</i> [32]. ....	46
<b>Figura 3.30:</b> Engrenagem de dentes retos (a), engrenagem helicoidal (b) e helicoidal dupla (c) [33].....	48
<b>Figura 3.31:</b> Caixas multiplicadoras para aerogeradores com engrenagens do tipo .....	48
<b>Figura 3.32:</b> Trem de engrenagens de uma caixa multiplicadora para um aerogerador [36]. .....	49
<b>Figura 3.33:</b> Acoplamento com limitador de binário utilizado em aerogeradores [37]. ....	49
<b>Figura 3.34:</b> Esquema de princípio de um aerogerador síncrono da <i>Enercon</i> [38]. ....	50

<b>Figura 3.35:</b> Curvas características binário-velocidade para diferentes valores da resistência do rotor [39].	52
<b>Figura 3.36:</b> Esquema de ligações da máquina de indução duplamente alimentada [40].	52
<b>Figura 3.37:</b> Sistema de orientação ( <i>yaw system</i> ) [41].	54
<b>Figura 3.38:</b> Sensor de posição da <i>nacelle</i> [41].	54
<b>Figura 3.39:</b> Arquitetura do sistema <i>Enercon</i> SCADA [43].	57
<b>Figura 3.40:</b> Interface para o operador do fabricante <i>Enercon</i> [43].	57
<b>Figura 3.41:</b> Painéis de navegação do software SCADA do fabricante <i>Enercon</i> [44].	58
<b>Figura 3.42:</b> Exemplos de torres tubulares para aerogeradores [45].	58
<b>Figura 3.43:</b> Aerogeradores com torre de treliça [46].	59
<b>Figura 3.44:</b> Fundação para uma turbina eólica <i>onshore</i> [48].	59
<b>Figura 3.45:</b> Diversos tipos de fundação para turbinas eólicas <i>offshore</i> [49].	60
<b>Figura 4.1:</b> Comparação entre os três tipos de manutenção no tempo [50].	65
<b>Figura 4.2:</b> Taxa de avarias e tempo de paragem dos parques alemães [31].	67
<b>Figura 4.3:</b> Taxa de falhas durante o tempo de operação [31].	68
<b>Figura 4.4:</b> Taxa de avarias e o tempo de paragem associado às falhas, conforme sejam consideradas menores ou maiores [52].	69
<b>Figura 4.5:</b> Modelo de um desequilíbrio das pás [53].	70
<b>Figura 4.6:</b> Proteção contra descargas atmosféricas nas turbinas eólicas modernas [54].	72
<b>Figura 4.7:</b> Exemplos de avarias em pás de rotor [55].	72
<b>Figura 4.8:</b> Rolamentos do veio principal danificados provenientes de aerogeradores de diversas classes de potência [58].	75
<b>Figura 4.9:</b> Esforços a que o rolamento de apoio está sujeito [58].	75
<b>Figura 4.10:</b> Comparação geométrica do rolamento da série 230/600 com um rolamento da série 240/600.	76
<b>Figura 4.11:</b> Causas de avaria em caixas de engrenagens [60].	77
<b>Figura 4.12:</b> Incêndio em aerogerador provocado por rotura da caixa multiplicadora [61].	78
<b>Figura 4.13:</b> Rolamento danificado retirado de uma caixa multiplicadora [63].	80
<b>Figura 4.14:</b> Gerador assíncrono duplamente alimentado que equipa um aerogerador [65].	81
<b>Figura 4.15:</b> Origem das falhas nos geradores elétricos [64].	81

<b>Figura 4.16:</b> Avarias mais frequentes nos geradores elétricos e suas causas [64].	82
<b>Figura 4.17:</b> Incêndio num aerogerador provocado por avaria do seu gerador [61].	83
<b>Figura 4.18:</b> CMS baseado em análise de vibração [66].	85
<b>Figura 4.19:</b> Passagem do sinal no tempo para um espectro de frequência [67].	86
<b>Figura 4.20:</b> Passagem do espectro de frequência para um sinal no tempo [67].	86
<b>Figura 4.21:</b> Espectro de frequência de uma engrenagem da etapa de alta velocidade de uma caixa multiplicadora de uma turbina eólica [66].	87
<b>Figura 4.22:</b> Parâmetros que afetam as características do óleo lubrificante [66].	89
<b>Figura 4.23:</b> Exemplo de sensor de avaliação da qualidade de óleo [68].	90
<b>Figura 4.24:</b> Localização dos rolamentos de apoio do eixo principal.	94
<b>Figura 4.25:</b> Fabricantes de aerogeradores instalados em Portugal até Dezembro de 2017 [6].	96
<b>Figura 4.26:</b> Rolamento frontal danificado aerogerador <i>Enercon</i> do modelo E66.	97
<b>Figura 5.1:</b> Esquema representativo de um neurónio biológico típico [78].	100
<b>Figura 5.2:</b> Modelo simplificado de um neurónio de uma rede neuronal artificial [77].	101
<b>Figura 5.3:</b> Funções de ativação utilizadas em redes neuronais artificiais [77].	103
<b>Figura 5.4:</b> Rede de única camada (a) e rede de duas camadas (b).	104
<b>Figura 5.5:</b> Arquiteturas de redes neuronais artificiais [77].	104
<b>Figura 5.6:</b> Rede neuronal com realimentação do output como novo input e no caso concreto com o valor da saída nos dois períodos anteriores.	107
<b>Figura 6.1:</b> Infraestrutura de SCADA instalada no parque eólico [43].	110
<b>Figura 6.2:</b> Representação gráfica de variáveis de funcionamento do aerogerador.	117
<b>Figura 6.3:</b> Representação gráfica de variáveis de temperatura.	118
<b>Figura 6.4:</b> Representação gráfica de variáveis de temperatura do gerador.	118
<b>Figura 6.5:</b> Exemplos de <i>outliers</i> presentes nos dados.	119
<b>Figura 6.6:</b> Diferença qualitativa entre dados de temperatura, antes (a) e depois da estratégia aplicada (b).	120
<b>Figura 6.7:</b> Variável auxiliar criada para representar o padrão cíclico de horas num dia no período do treino.	124

<b>Figura 6.8:</b> Variável auxiliar criada para representar o padrão dos meses do ano no período de treino.....	125
<b>Figura 6.9:</b> Representação gráfica de parâmetros de desempenho das redes neurais desenvolvidas. ....	134
<b>Figura 6.10:</b> Desempenho de <i>mr82A1_NNTool</i> com os todos os dados da amostra. ....	135
<b>Figura 6.11:</b> Desempenho de <i>mr82A2_NNTool</i> com os todos os dados da amostra. ....	135
<b>Figura 6.12:</b> Algoritmo desenvolvido para obtenção do modelo funcionamento normal do componente.....	137
<b>Figura 6.13:</b> Respostas dos modelos alimentados com dados do período entre 1 de Fevereiro 2019 a 15 de Fevereiro de 2019.....	138
<b>Figura 6.14:</b> Respostas dos modelos alimentados com dados do período entre 1 de Abril 2019 a 15 de Abril de 2019.....	139
<b>Figura 6.15:</b> Falso alarme gerado por estratégia baseada apenas no erro do modelo num ponto do intervalo de tempo (10 minutos). ....	141
<b>Figura 6.16:</b> Algoritmo de cálculo da média segundo o método da janela deslizante, com o comprimento dessa janela, fixado em 4 unidades. ....	143
<b>Figura 6.17:</b> Indicador de falha aplicado aos dados de 2018 para o rolamento frontal.....	145
<b>Figura 6.18:</b> Indicador de falha aplicado aos dados de 2018 para o rolamento traseiro. ...	145
<b>Figura 6.19:</b> Aplicação do indicador de falha aos dados de operação do aerogerador em 2019 – Rolamento Frontal.....	147
<b>Figura 6.20:</b> Aplicação do indicador de falha aos dados de operação do aerogerador em 2019 – Rolamento traseiro.....	148
<b>Figura 6.21:</b> Resposta do indicador de falha a avarias induzidas ( <i>offset</i> 10%) – Rolamento frontal. ....	149
<b>Figura 6.22:</b> Resposta do indicador de falha a avarias induzidas ( <i>offset</i> 10%) – Rolamento traseiro.....	150
<b>Figura 6.23:</b> Resposta do indicador a avaria induzida ( <i>offset</i> 20%).....	151
<b>Figura 6.24:</b> <i>Layout</i> da aplicação <i>Wind Turbine Predictive Dashboard</i> . ....	152
<b>Figura 6.25:</b> Algoritmo programa <i>FailureDetectTool</i> .....	153
<b>Figura 6.26:</b> Seletores instalados na aplicação. ....	155

**Figura A.1:** Visualização completa do aerogerador *Enercon* E82 utilizado neste trabalho.  
..... 173

# Lista de tabelas

---

<b>Tabela 1:</b> Capacidade geradora e número de aerogeradores em Portugal 2017 [6].....	8
<b>Tabela 2:</b> Classificação das turbinas eólicas em função da potência produzida.....	32
<b>Tabela 3:</b> Comparação de métodos de manutenção [50].....	63
<b>Tabela 4:</b> Visão geral de sensores disponíveis comercialmente para turbinas eólicas para monitorização de condições de óleo lubrificante [66].....	90
<b>Tabela 5:</b> Características dos rolamentos instalado no aerogerador. ....	94
<b>Tabela 6:</b> Variáveis de funcionamento do aerogerador. ....	111
<b>Tabela 7:</b> Variáveis de temperaturas de diversos componentes do aerogerador. ....	112
<b>Tabela 8:</b> Codificação das variáveis de funcionamento do aerogerador.....	115
<b>Tabela 9:</b> Codificação das variáveis de temperatura componentes do aerogerador.....	115
<b>Tabela 10:</b> Seleção inicial de variáveis de entrada nos modelos. ....	122
<b>Tabela 11:</b> Variáveis de saída dos modelos desenvolvidos.....	122
<b>Tabela 12:</b> Resultados de desempenho em função da arquitetura de rede. ....	129
<b>Tabela 13:</b> Variáveis referentes às temperaturas do gerador.....	130
<b>Tabela 14:</b> Resultados de desempenho com novo conjunto de variáveis de entrada.....	131
<b>Tabela 15:</b> Seleção final de variáveis de entrada nos modelos.....	131
<b>Tabela 16:</b> Resultados de desempenho com aumento do conjunto de treino. ....	133
<b>Tabela 17:</b> Valores reais de temperatura <i>versus</i> valores em avaria.....	150
<b>Tabela A.1:</b> Valores de potência do aerogerador <i>Enercon</i> E82 utilizado neste trabalho...	175
<b>Tabela A.2:</b> Características do rotor do aerogerador <i>Enercon</i> E82 utilizado neste trabalho. ....	176
<b>Tabela A.3:</b> Características do gerador do aerogerador <i>Enercon</i> E82 utilizado neste trabalho. ....	177
<b>Tabela A.4:</b> Dimensões e pesos do aerogerador <i>Enercon</i> E82 utilizado neste trabalho. ....	177

<b>Tabela C.1:</b> Variáveis de operação do aerogerador disponibilizadas pelo sistema SCADA com sistema contro CS82 ( <i>ficheiro *.wsd</i> ).....	179
<b>Tabela C.2:</b> Variáveis de temperatura disponibilizadas pelo sistema SCADA com sistema de controlo CS82 ( <i>ficheiro *.84d</i> ).....	181
<b>Tabela C.3:</b> Variáveis de temperatura dos inversores disponibilizadas pelo sistema SCADA com sistema de controlo CS82 ( <i>ficheiro *.85d</i> ). ....	183

# Capítulo 1

## Introdução

Define-se como parque eólico todo aquele centro electroprodutor que utiliza como fonte de energia primária a energia cinética contida no vento para a produção de energia elétrica.

Para que tal aconteça, é necessário que o parque eólico seja constituído por alguns elementos essenciais, nomeadamente, um ou mais aerogeradores, uma infraestrutura elétrica que liga esses aerogeradores conforme o projeto a uma subestação ou posto de seccionamento, que por sua vez liga à rede elétrica recetora e por fim, uma rede viária que ligará todos estes elementos.

De qualquer maneira, o único elemento que é omnipresente em qualquer instalação é o aerogerador, independentemente da dimensão do parque eólico, do tipo de infraestrutura elétrica e da existência ou não de uma rede viária.

Em termos de investimento para a construção de um parque eólico, o custo do aerogerador é o que mais pesa em toda a equação.

Consultando [1] verifica-se que o peso no custo de um projeto eólico o aerogerador representa em média 70 a 80% do custo total, quaisquer que sejam as latitudes onde o projeto se implante, como se pode verificar na **Figura 1.1**.

Em termos de estimativa de vida útil para um projeto eólico, o valor de 20 anos continua aos dias de hoje a ser a um valor de referência.

Sendo como já vimos, o ativo mais oneroso do parque eólico, quer seja em termos de custo do investimento para a sua instalação, como também, no custo de o manter ao longo da sua vida útil, estratégias de manutenção adequadas têm de ser utilizadas.

Sendo uma indústria relativamente recente, com cerca de 25 anos de integração mais vincada no setor da produção de energia elétrica, não tem por isso sobre si toda a experiência já adquirida em termos de manutenção que outros equipamentos utilizados na produção de energia elétrica o têm. Destacando-se neste aspeto, toda a produção de eletricidade de origem térmica e hídrica.

Em termos da manutenção de turbinas eólicas, esta ainda se encontra muito baseada em estratégias de manutenção preventiva. Gradualmente, têm vindo a ser introduzidas políticas de manutenção condicionada, também denominada de preditiva, baseadas essencialmente em análise de vibrações, que permite, quer aos fabricantes, quer aos operadores destes equipamentos, obter um conhecimento mais aprofundado do estado do mesmo e assim adequar a sua estratégia de manutenção.



**Figura 1.1:** Decomposição de custo na construção de um parque eólico [1].

Em relação aos restantes componentes do parque eólico e referindo concretamente à infraestrutura elétrica, esta já se encontra operando sobre bases sólidas de conhecimento na manutenção desses mesmo equipamentos, os quais operam com elevadas taxas de fiabilidade a que o conhecimento adquirido ao longo de anos o foi permitindo, referindo concretamente os transformadores de tensão, toda a aparelhagem de média ou de alta tensão, etc. Estes equipamentos já se encontram em operação baseados em estratégias de manutenção amplamente testadas, quer sejam estratégias de manutenção preventiva e preditiva.

Além dos aspetos económicos antes referidos, a manutenção de um aerogerador, reveste-se de uma série de desafios colocados aos seus operadores, os quais são decorrentes de uma série de fatores operacionais. Nomeadamente, a sua habitual instalação em locais remotos, o seu difícil acesso, condições ambientais de elevada agressividade essencialmente associados a ventos fortes, chuva, humidade, etc.

Destaca-se também, como uma dificuldade associada à manutenção dos diversos componentes constituintes destes equipamentos, a própria altura a que se encontram instalados, atingindo-se hoje já alturas de torre de suporte do aerogerador de 130 metros. O reduzido espaço onde se encontram estes componentes instalados, colocam também desafios próprios à sua manutenção.

Por fim, destaca-se também a distância a que os aerogeradores / parques eólicos habitualmente se encontram dos centros de gestão de manutenção e dos seus operadores.

Outro dos aspetos que se salienta, é o facto de se assistir a uma cada vez maior digitalização de toda a indústria eólica e mais concretamente, na utilização desta referida digitalização na manutenção deste tipo de equipamentos. Cada vez mais a sofisticação dos sistemas de supervisão e aquisição de dados (SCADA), permitem a recolha de um número elevado de variáveis de funcionamento dos aerogeradores, dados esses que ainda não estão a ser amplamente utilizados para adoção de estratégias mais avançadas de manutenção.

Devido ao aumento da idade dos aerogeradores e o fim da garantia dos mesmos, torna-se essencial apostar em ferramentas que permitam monitorizar os equipamentos e realizar assim um planeamento mais seguro das ações de manutenção a levar a cabo.

Face a este cenário, a presente dissertação integra-se no estudo da utilização de inteligência artificial com o intuito de permitir a adoção de políticas de manutenção a aerogeradores que ajudem os operadores a colmatar as dificuldades antes apontadas e assim adequar a planificação e realização das ações de manutenção de maneira mais adequada, permitindo a estes uma deteção antecipada de falha nos componentes principais do aerogerador.

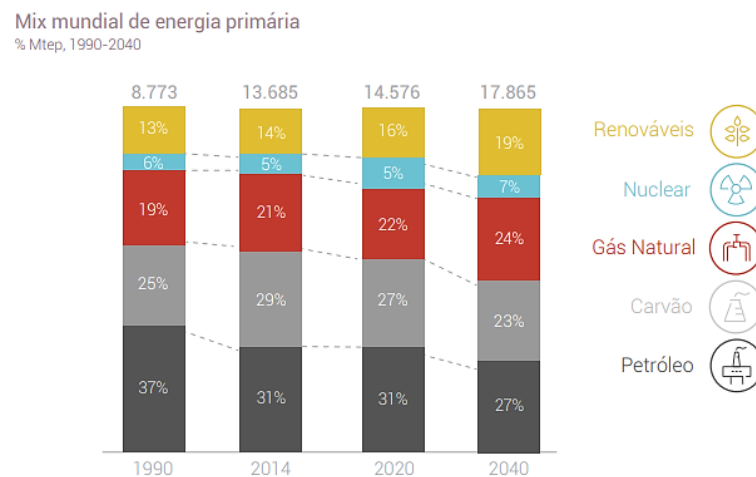
Pretendeu-se, através da utilização dos dados do sistema SCADA, os quais alimentando modelos baseados em redes neuronais, elaborar uma ferramenta de diagnóstico do funcionamento de determinados componentes do aerogerador, no caso concreto aos rolamentos principais de apoio do eixo principal, permitindo com a utilização desta ferramenta, adequar a estratégia de manutenção baseada nos novos paradigmas que a inteligência artificial quando aplicada a grandes quantidades de dados o permite.

## 1.1 Enquadramento

De acordo com [2] as alterações climáticas representam um dos maiores desafios da atualidade para a Humanidade. Desde alterações aos padrões climáticos, aumento do nível do mar, cheias, alterações ao nível da produção agrícola. Todos estes impactos vêm-se a sentir a um nível global com uma escala sem precedentes.

A emissão de gases com efeito de estufa (GEE), maioritariamente provenientes da queima de combustíveis de origem fóssil, são apontados como o principal fator das alterações climáticas.

Consultando [3] verifica-se que o panorama mundial da energia primária continua a ser dominado pelos combustíveis de origem fóssil, maioritariamente o petróleo, carvão e o gás natural e observado na **Figura 1.2**.



**Figura 1.2:** Panorama mundial da energia primária [3].

A este ritmo, as emissões de gases com efeito de estufa deverão continuar a aumentar, mas a um ritmo inferior ao das duas últimas décadas, como pode ser observado na **Figura 1.3**.

Entre 1971 e 2014 as emissões aumentaram a uma média de 2% ao ano, sendo esperado que esta taxa desça para 0,4% nos próximos 25 anos. Contudo, a evolução deverá estar claramente acima da trajetória que limita o aumento da temperatura global do planeta a 2°C [3].

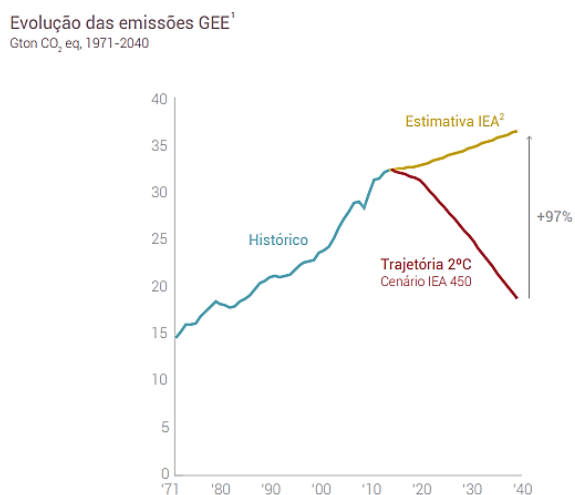
Facilmente se depreende que existe a necessidade de uma descarbonização da economia de modo a ser possível o cumprimento de metas estabelecidas para o combate às alterações climáticas.

Neste campo, o peso da produção de eletricidade continua a ser elevado, em especial para utilização na indústria e nos edifícios e observável na **Figura 1.4**.

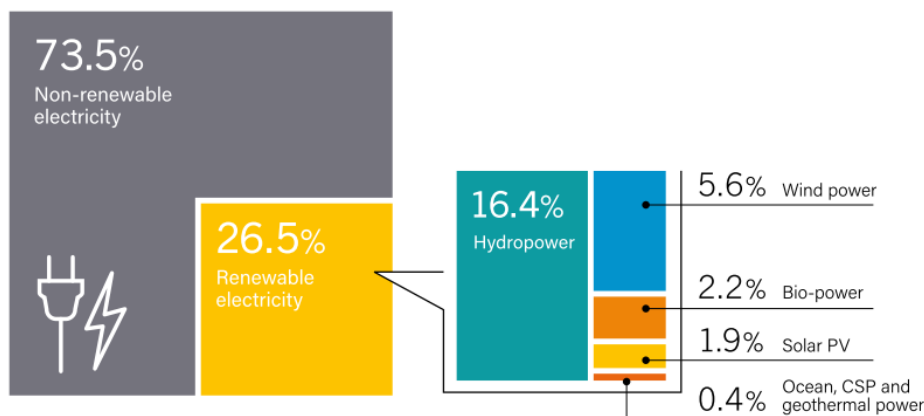
Considerando que todas as previsões, apontam para um aumento da eletrificação da economia, torna-se por isso um objetivo crucial garantir a descarbonização desta.

Assim, a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis tornou-se um vetor primordial na obtenção desse objetivo.

De acordo com [4] a penetração a nível global de eletricidade de origem renovável cifrou-se no final de 2017 em 26,5%, onde se destaca a produção hidráulica com 16,4% seguida da produção eólica com uma cota de 5,6%.



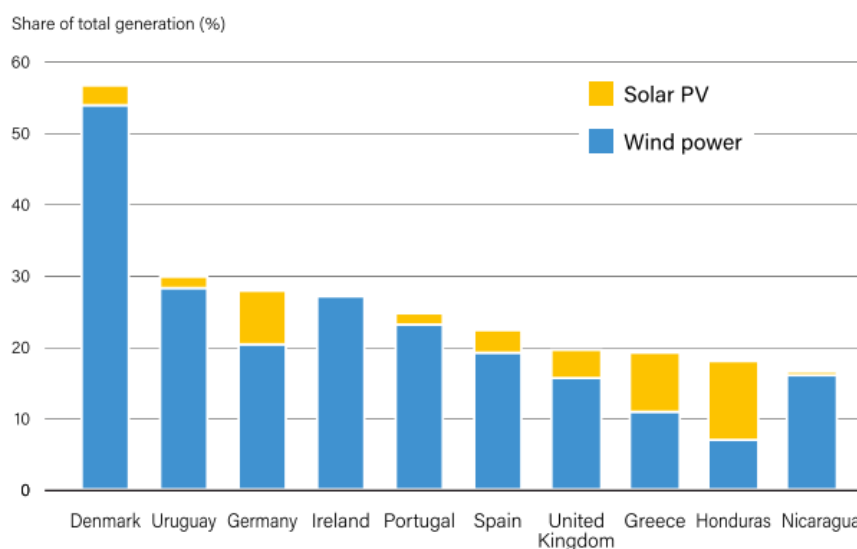
**Figura 1.3:** Evolução das emissões de gases com efeito de estufa [3].



**Figura 1.4:** Cota de energia renovável na produção de eletricidade a nível global [4].

Estando esta dissertação inserida no âmbito da manutenção de equipamentos que operam com recurso a energias renováveis, mais concretamente a energia eólica, interessa, pois, saber como se encontra Portugal em termos de penetração dessa fonte de energia.

Em termos de energia eólica, Portugal encontra-se na linha da frente em termos de penetração desta fonte de energia no panorama energético, mais concretamente na sua utilização na produção de eletricidade.



**Figura 1.5:** Ranking da penetração de energia solar e eólica na geração total de eletricidade até 2017 [4].

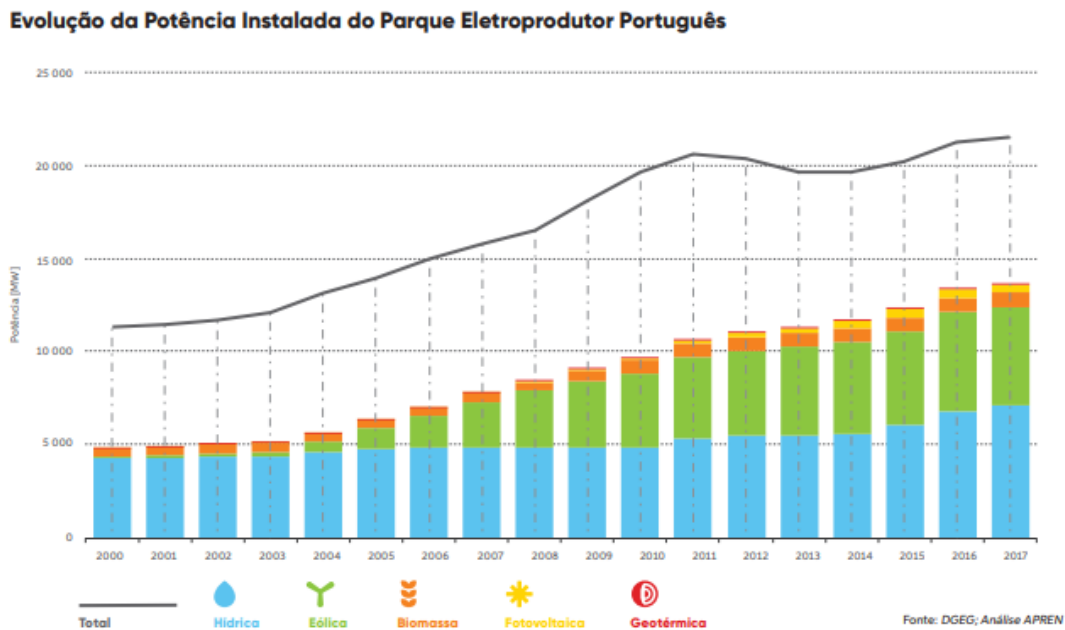
Como se pode observar na **Figura 1.5**, Portugal encontra-se no Top 5 de países com maior penetração destas duas fontes de energia renovável na sua geração de eletricidade, destacando-se a produção eólica com valores a rondarem os 22% dessa cota.

Entre os anos 2000 e 2007, a potência instalada nos centros electroprodutores renováveis aumentou de 3,9 GW para 13,7 GW, visível na **Figura 1.6**, com um crescimento médio anual a rondar os 8%.

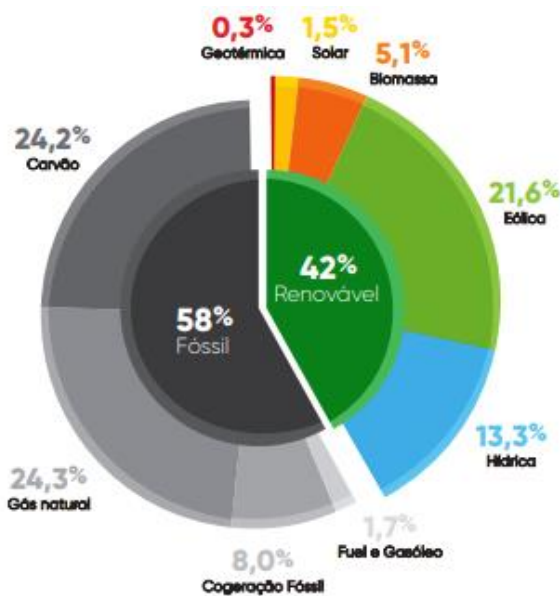
O acréscimo de potência renovável, é especialmente notório período compreendido entre os anos de 2004 a 2011, com a entrada em operação de vários parques eólicos.

Por outro lado, a potência elétrica a partir de fontes fósseis tem vindo a registar uma redução desde 2011, refletindo assim o empenho do Estado Português na alteração do seu paradigma energético como se pode observar pela análise da **Figura 1.7** [5].

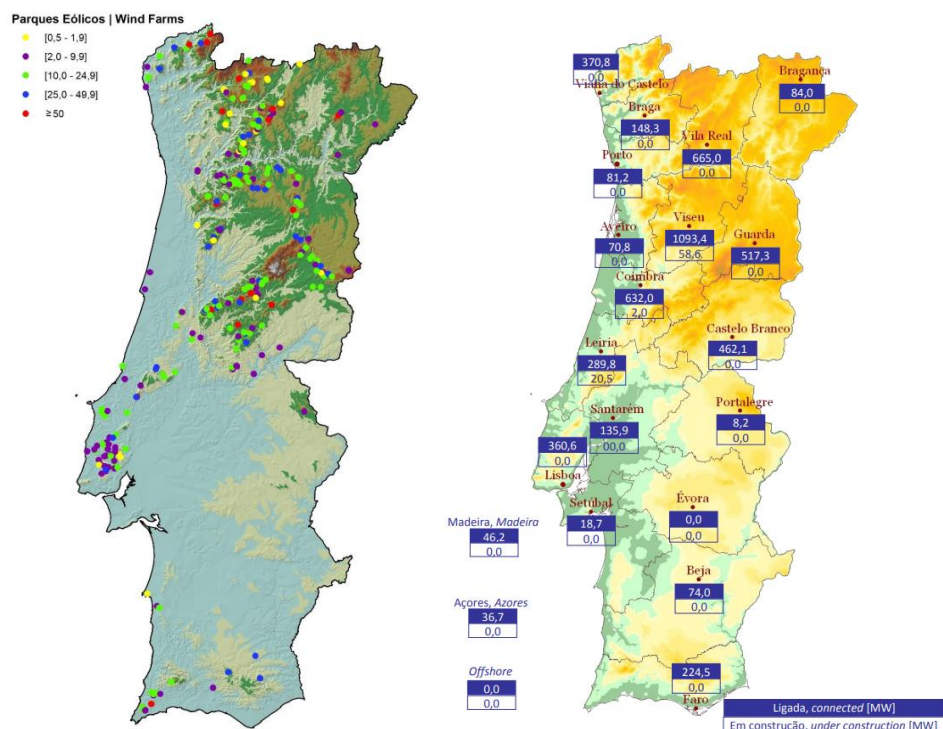
Assistiu-se por isso, à profusão da instalação de parque eólicos em território nacional, nos locais que apresentam melhor recurso. Aqui destaca-se como polos dinamizadores, a zona Norte, Beiras e zona Oeste, como pode ser observado na **Figura 1.8** [6]



**Figura 1.6:** Evolução da potência instalada do parque electroprodutor português do ano 2000 a 2017 [5].



**Figura 1.7:** Panorama da produção elétrica de Portugal em 2017 [5].



**Figura 1.8:** Parques eólicos em Portugal em 2017 em função da potência instalada e distribuição por regiões [MW] [6].

Consultando a **Tabela 1**, e que tem por base dados compilados até ao ano de 2017, encontravam-se ligados à rede um total de 5322 MW de potência eólica, composta por uma frota de 2728 aerogeradores.

Considerando ainda a potência que se encontra em construção, 2017 terminou com uma potência eólica instalada de 5407 MW com uma frota total de 2759 aerogeradores [6].

**Tabela 1:** Capacidade geradora e número de aerogeradores em Portugal 2017 [6].

CENTRAIS EÓLICAS EM PORTUGAL WIND FARMS IN PORTUGAL	Ligados à rede Grid connected		Em construção Under construction		TOTAL Total	
	MW	Aerog. WECs	MW	Aerog. WECs	MW	Aerog. WECs
<b>CONTINENTE MAINLAND</b>	5 239,6	2 613	85,2	31	5324,8	2 644
<b>MADEIRA MADEIRA</b>	46,2	60	0,0	0	46,2	60
<b>AÇORES AZORES</b>	36,7	55	0,0	0	36,7	55
<b>OFFSHORE</b>	0,0	0	0,0	0	0,0	0
<b>TOTAL TOTAL</b>	5 322,5	2 728	85,2	31	5407,7	2759

Com base no enquadramento antes exposto, fazendo face ao número elevado de turbinas eólicas instaladas em Portugal, torna-se pertinente o desenvolvimento e adoção de novas políticas e metodologias de manutenção de aerogeradores, de modo a contribuir para a otimização deste recurso.

## 1.2 Objetivos

Tendo em conta a crescente aposta nas energias renováveis, em especial na energia eólica, onde se verificou uma tendência na duplicação da capacidade instalada a cada três anos, o objetivo global deste trabalho consistiu na utilização da inteligência artificial no apoio à manutenção.

Face às correntes práticas de manutenção das turbinas e parques eólicos e às características das falhas que ocorrem, por vezes catastróficas, existe necessidade de adotar estratégias avançadas, as quais integradas na crescente digitalização desta indústria, conseguir-se a redução das despesas operacionais (OPEX) durante todo o ciclo de vida, maximizando o retorno do investimento e melhorando a fiabilidade destes equipamentos.

Como objetivos, enumeram-se os seguintes:

- Sintetizar a atual posição e desenvolvimento da Energia Eólica;
- Descrever e identificar os subsistemas e principais componentes de uma turbina eólica;
- Descrever as atuais práticas de manutenção aplicadas às turbinas eólicas;
- Desenvolvimento de uma ferramenta de apoio à manutenção.

## 1.3 Estrutura da dissertação

Este trabalho de dissertação está estruturado em sete capítulos. Para ser obtido um melhor entendimento da sua organização, é apresentado de seguida um resumo de cada um destes capítulos.

- **Capítulo 1, Introdução:** Apresenta-se ao leitor o trabalho realizado. É feita uma introdução à dissertação, como também são apresentados os objetivos da mesma e por fim, a sua estrutura;
- **Capítulo 2, A energia eólica:** Neste capítulo apresenta-se uma definição de energia eólica, como se formam os ventos, os fatores que influenciam a sua formação, finalizando-se este capítulo com a apresentação de uma série de conceitos teóricos fundamentais nesta área de conhecimento;

- **Capítulo 3, Aerogeradores:** Neste capítulo é apresentada uma descrição do funcionamento de um aerogerador e apresentados os seus principais componentes;
- **Capítulo 4, Manutenção de aerogeradores:** Neste capítulo é apresentado o estado da arte sobre manutenção de aerogeradores;
- **Capítulo 5, Redes Neurais:** Neste capítulo é apresentado o conceito de rede neuronal;
- **Capítulo 6, Dados e Metodologia:** Neste capítulo é apresentado todo o desenvolvimento realizado para a obtenção da ferramenta de diagnóstico que se propôs desenvolver;
- **Capítulo 7, Conclusões e trabalho futuro:** Neste capítulo são tecidas as principais conclusões em função do trabalho desenvolvido e dos resultados apresentados no capítulo 6, bem como, perspectivadas as principais direções para futuros desenvolvimentos.

## Capítulo 2

# Energia eólica

---

Neste capítulo é desenvolvido o conceito de energia eólica. Na sua secção 2.1 é apresentada a sua definição, como se formam os ventos na atmosfera. Na secção 2.2, são apresentados os principais fatores que influenciam o comportamento do vento e por fim, na secção 2.3, é apresentado como é avaliado o seu potencial de aproveitamento.

### 2.1 Definição

Energia eólica significa o processo a partir do qual o vento é utilizado para produzir energia mecânica ou elétrica. Um exemplo disso, pode ser observado na **Figura 2.1**, onde podemos ver um parque eólico instalado em Portugal.

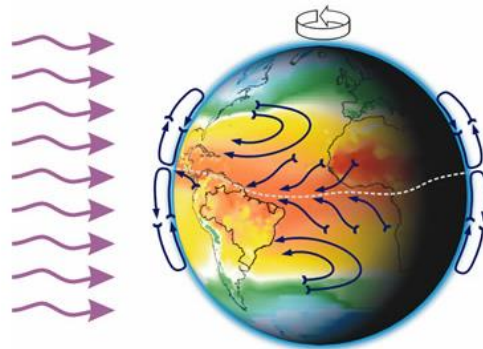


**Figura 2.1:** Parque eólico em Portugal [7].

O vento é o movimento de massas de ar, provocado por um aquecimento diferenciado das zonas da atmosfera resultado do movimento de rotação da Terra que cria a força de *Coriolis* e pela orientação dos raios solares [8].

Como este movimento é um processo permanente, torna a relevância desta forma de energia de elevado nível, dada a sua durabilidade e o facto de ser renovável [9].

As regiões tropicais ao receberem os raios solares praticamente na perpendicular, provocam um aquecimento maior quando comparado com as regiões polares. Como consequência deste fenómeno, o ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo depois substituído por massas de ar mais frio que se desloca das regiões polares. Este deslocamento de massas de ar determina a formação dos ventos, como pode ser observado na **Figura 2.2**.



**Figura 2.2:** Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar [10].

Existem locais no planeta onde os ventos nunca cessam de “soprar”, dado que os mecanismos que os fazem surgir (aquecimento no equador e arrefecimento nos polos) estão sempre presentes na natureza. Denomina-se estes ventos por planetários ou constantes, podendo ser classificados em:

- **Alísios:** ventos que sopram dos trópicos para o equador, em baixas altitudes;
- **Contra-Alísios:** ventos que sopram do Equador para os polos, em altas altitudes;
- **Ventos do Oeste:** ventos que sopram dos trópicos para os polos;
- **Polares:** ventos frios que sopram dos polos para as zonas temperadas.

Sabendo-se que, a terra está inclinada em cerca de  $23,5^\circ$  em relação ao plano da sua órbita em redor do sol, este facto traduz-se em variações sazonais na distribuição da radiação solar recebida, tendo como consequência, variações sazonais na duração e intensidade do vento.

Consequentemente, ocorrem ventos sazonais periódicos ou continentais, designadamente monções e brisas. Os ventos periódicos que mudam de direção numa base semestral são denominados de monções. Neste tipo de ventos, a cada estação do ano, o vento muda de direção (normalmente em sentido contrário). Em função da capacidade refletora, absorvedora e de emissão do calor do sol, típica de cada superfície (mar, continente, etc.), aparecem as brisas (ventos periódicos) que, tipicamente circulam do mar para o continente e vice-versa.

Especificamente durante o dia, devido à terra aquecer mais rapidamente do que o mar (reflete mais raios solares), o ar circula do mar para terra, formando-se a chamada brisa marítima. À noite, devido ao facto de a terra arrefecer mais rapidamente, o ar circula na direção oposta, formando-se assim uma brisa terrestre. Como o diferencial de temperatura noturno entre o mar e a terra é menor, a brisa terrestre tende a ser de menor intensidade que a brisa marítima. Em termos locais acontece um processo idêntico, sobreposto ao descrito anteriormente, os ventos locais. Normalmente, devido ao relevo da superfície terrestre, a sua forma mais expressiva acontece nos vales e montanhas: De dia, o ar quente das encostas das montanhas sobe e o ar frio desce sobre o vale para tomar o lugar do ar que subiu; De noite, a direção do vento muda de sentido [10].

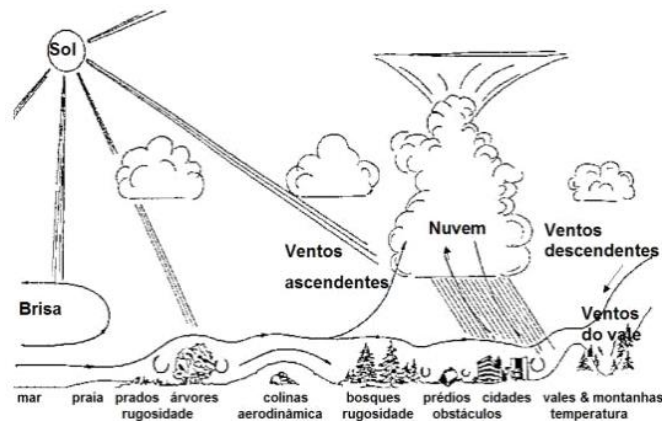
Em complemento ao sistema de geração dos ventos descrito acima, encontram-se os ventos locais, que são originados por outros mecanismos mais específicos. São ventos que sopram em determinadas regiões e são resultantes das condições locais, que os tornam bastante individualizados. A mais conhecida manifestação local dos ventos é observada nos vales e montanhas. Durante o dia, o ar quente nas encostas da montanha eleva-se e o ar mais frio desce sobre o vale para substituir o ar que subiu. No período noturno, a direção em que sopram os ventos é novamente revertida, e o ar frio das montanhas desce e acumula-se nos vales [10].

## 2.2 Fatores que influenciam o comportamento do vento

O comportamento estatístico do vento ao longo do dia é um fator que é influenciado pela variação de velocidade do vento ao longo do tempo. As características urográficas de uma região influenciam também o comportamento dos ventos uma vez que, numa determinada área, podem ocorrer diferenças de velocidade, ocasionando a redução ou aceleração na velocidade do vento. Além das variações da urografia, assim como da rugosidade do solo, a velocidade também varia o seu comportamento com a altura.

Tendo em vista que a velocidade do vento pode variar significativamente em curtas distâncias (algumas centenas de metros), os procedimentos para avaliar o local no qual se deseja instalar aerogeradores, devem levar em consideração todos os parâmetros regionais que influenciam nas condições do vento. Entre os principais fatores de influência no regime dos ventos e apresentados na **Figura 2.3**, destacam-se:

- A variação da velocidade com a altura;
- A rugosidade do terreno, que é caracterizada pela vegetação, utilização do solo e construções nele presentes;
- Presença de obstáculos nas redondezas;
- Relevo que pode causar efeito de aceleração ou desaceleração no escoamento do ar.



**Figura 2.3:** Comportamento do vento pela influência das características do terreno [10].

### 2.3 Medição do seu potencial de aproveitamento

Para o aproveitamento da energia do vento através dos geradores eólicos é necessário, na maioria dos casos, fazer um estudo prévio durante algum tempo, do regime de ventos, determinando assim os diferentes regimes de variação temporal do vento, nomeadamente, variações anuais, sazonais, diárias e de curta duração.

Para fazer as medições das características do vento na zona em estudo, são colocadas no local, por norma, pelo menos duas torres de medição (torres meteorológicas), localizadas no início e no fim do parque.

É essencial colocar estas torres meteorológicas nos locais adequados, tal que reproduzam as condições de funcionamento do futuro parque eólico. Um desses exemplos pode ser observado na **Figura 2.4**.

Com a realização destes estudos, pretende-se essencialmente:

1. Efetuar uma caracterização do vento e estimativa da produção anual de eletricidade do modo mais exato e preciso;
2. Seleção dos melhores locais para o desenvolvimento de projeto;
3. Definição do design do parque e seleção de tecnologia a instalar;
4. Análise da localização de aerogeradores para - dentro das restrições conhecidas - minimizar perdas por efeito de esteira, ruído ou *shadow flicker*<sup>1</sup>.

---

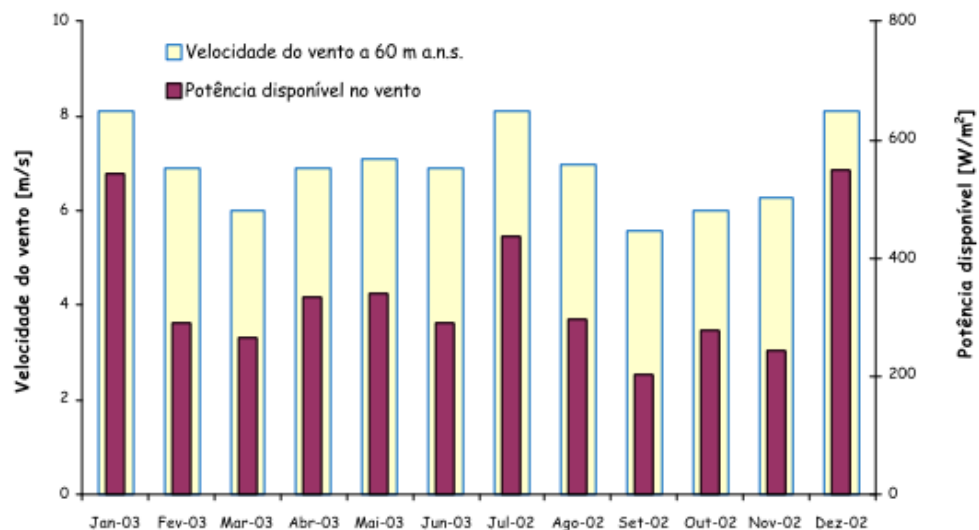
<sup>1</sup> Efeito de sombra.



**Figura 2.4:** Torre meteorológica para avaliação de recurso eólico [11].

Terminadas as campanhas de medição, são elaborados os relatórios que permitem avaliar o potencial eólico do local.

Alguns dados presentes nesses relatórios, é apresentada na **Figura 2.5** e na **Figura 2.6**.



**Figura 2.5:** Evolução mensal da velocidade e potência disponível no vento.

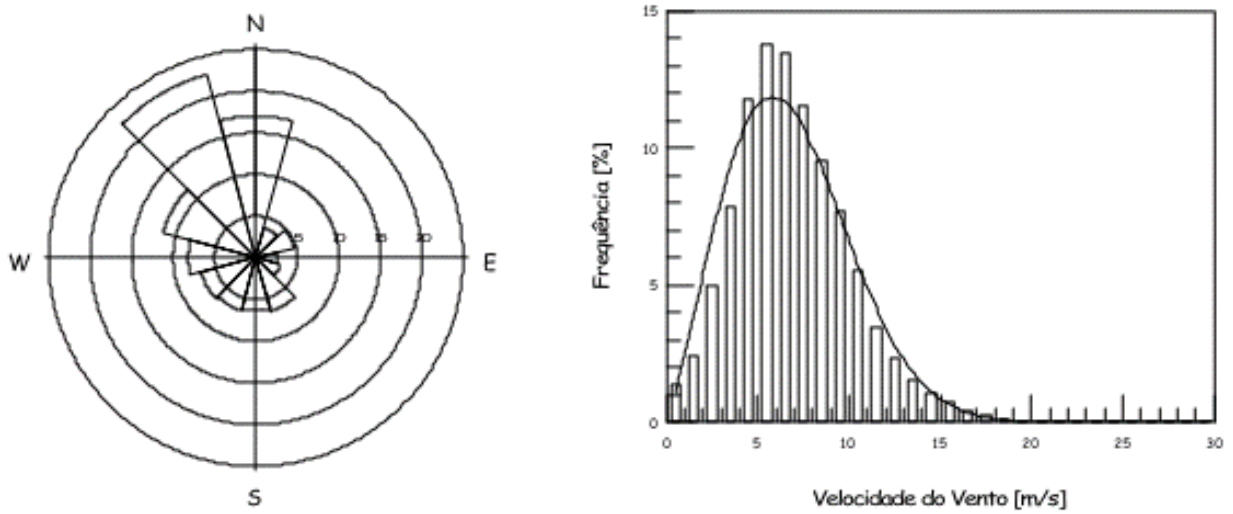


Figura 2.6: Rosa-dos-ventos e histograma de velocidades.

O resultado final do estudo determina o posicionamento dos futuros aerogeradores, como pode ser observado na Figura 2.7.

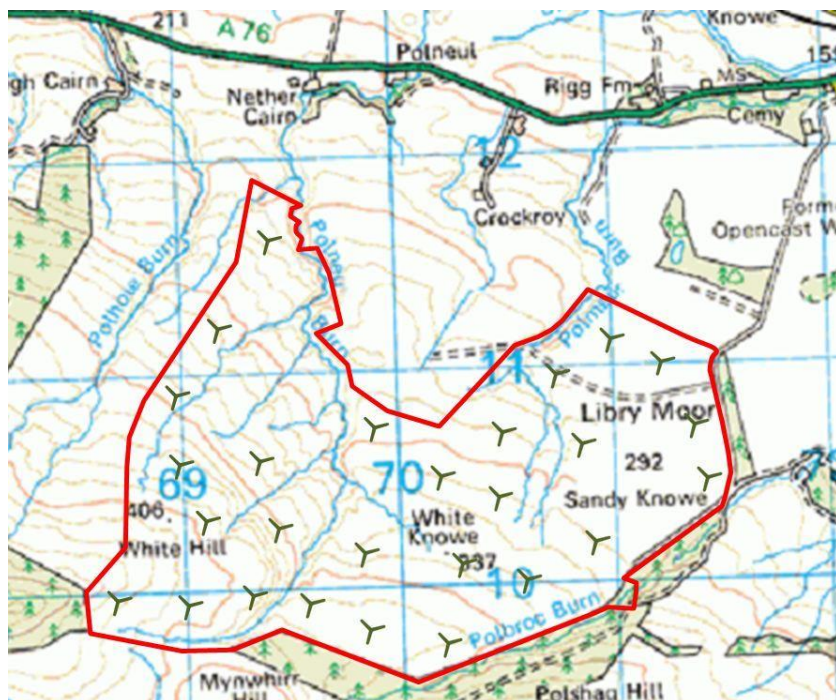


Figura 2.7: Layout do parque eólico [12].

## Capítulo 3

# Aerogeradores

---

Neste capítulo é apresentado ao leitor o aerogerador. Inicia-se na secção 3.1, onde é apresentado o Estado da Arte desta tecnologia, desde os seus primórdios até à atualidade. Na secção 3.2, são apresentados os conceitos fundamentais em que se baseia esta tecnologia. Na secção 3.3 é apresentada a classificação dos aerogeradores. Finalizando este capítulo, na secção 3.4 onde é apresentado ao leitor os principais componentes que compõem um aerogerador e neste caso concreto aerogeradores de exploração comercial.

### 3.1 Estado da arte

As primeiras referências na aplicação de uma turbina eólica para gerar eletricidade, remontam aos finais do século XIX. Durante os anos de 1887-1888, *Charles F. Brush* construiu o que atualmente se considera a primeira turbina eólica para geração de eletricidade, esta pode ser observada na **Figura 3.1**. Esta turbina, cujas dimensões eram consideráveis, apresentava um rotor de diâmetro de 17 metros. A turbina funcionou durante 20 anos e utilizava um gerador de corrente contínua (DC) para carregar um banco de baterias colocadas na cave de sua casa. Apesar do tamanho da turbina, o gerador produzia apenas 12 kWh. Isto devia-se ao facto de as turbinas terem uma velocidade de rotação reduzida e um peso elevado [13].

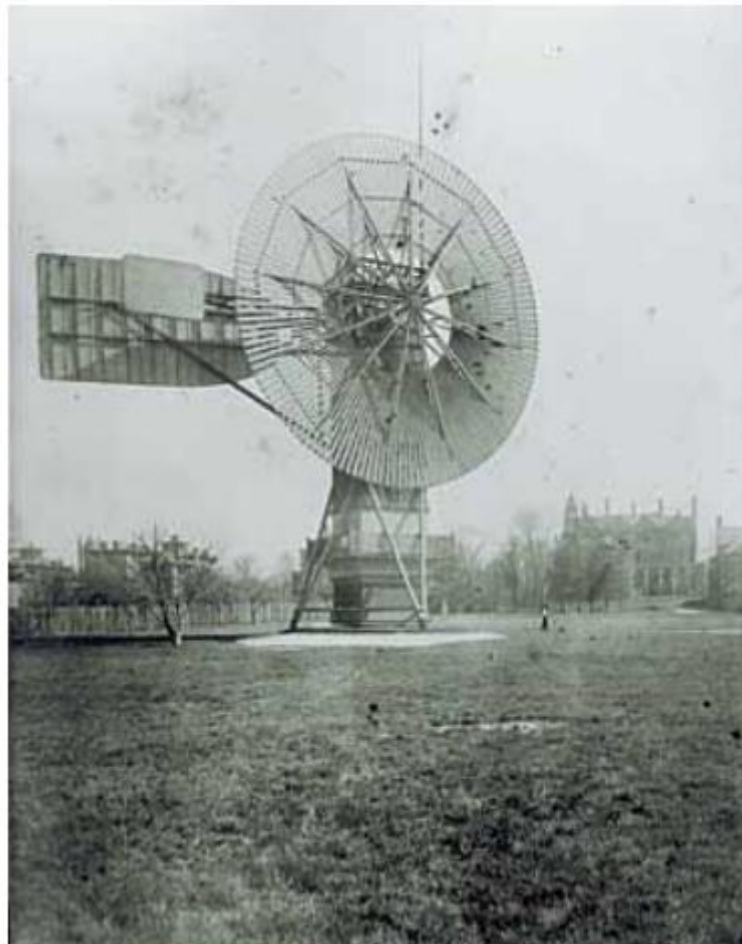
Em simultâneo, o dinamarquês *Poul la Cour* descobriu que as turbinas eólicas com poucas pás no rotor eram mais eficientes para a produção de eletricidade, em virtude de atingirem uma velocidade de rotação mais elevada. *Poul la Cour* (1846-1908), que era originalmente um meteorologista, acabou por se transformar num dos pioneiros da aerodinâmica moderna, construindo as primeiras turbinas eólicas. Construiu também um túnel de vento onde efetuava experiências nos domínios da aerodinâmica. É também dele, a primeira publicação no mundo dedicada à energia eólica. As suas turbinas eólicas tinham valores típicos de potência compreendidos entre 20 a 35 kW [14].

Entre os anos de 1940 e 1956, realizam-se desenvolvimentos importantes, a nível aerodinâmico e ao nível dos materiais utilizados, impulsionados pelos desenvolvimentos ocorridos na indústria bélica surgida da 2<sup>a</sup> Guerra Mundial. Este desenvolvimento permitiu o

aparecimento de novos aerogeradores. Em 1951, o gerador DC foi substituído por um gerador assíncrono de corrente alternada (AC), de 35 kW.

O engenheiro *Johannes Juul* foi um dos primeiros alunos de *Poul La Cour*, quando este lecionava os seus cursos para *Wind Electricians* em 1904. Na década de 1950 (1956-57), *Johannes Juul* tornou-se pioneiro no desenvolvimento da primeira turbina eólica, utilizando um gerador AC e ligou-a à rede elétrica. Esta inovadora turbina eólica, denominada *Gedser* e apresentada na **Figura 3.2**, produzia uma potência de 200 kW, tinha três pás, um sistema eletromecânico capaz de orientar a turbina com o vento e um gerador AC. Foi um projeto pioneiro, influenciando decisivamente o desenvolvimento das turbinas eólicas modernas [14].

As primeiras turbinas eólicas desenvolvidas para comercialização tinham potências nominais entre 10 kW e 50 kW. No início da década de 1990, a capacidade de geração aumentou para valores entre 100 kW e 300 kW.



**Figura 3.1:** Aerogerador de *Charles F. Brush* [13].

Em 1995, foram desenvolvidos avanços que permitiram chegar a valores de potência entre os 300 kW e os 750 kW. Apenas dois anos mais tarde, foram comercializadas turbinas com potências nominais entre 1 MW e 1,5 MW, surgindo assim as primeiras turbinas de grande porte.

Todo o desenvolvimento nos diversos domínios da engenharia, onde se destacam os desenvolvimentos ao nível da eletrónica de potência, resistência dos materiais, aerodinâmica, sistemas de informação, têm sido aplicados no desenvolvimento de turbinas eólicas cada vez mais potentes e eficientes.

Em 2007, o fabricante alemão *Enercon* lança no mercado o aerogerador com maior capacidade até aquela data. É o modelo E126 de 7,58 MW, o qual é apresentado na **Figura 3.3**. Este aerogerador tem um rotor com 127 m de diâmetro e uma torre que pode atingir os 135 m de altura cingindo-se apenas a aplicações em terra. Este modelo de turbina foi um marco histórico em termos do salto de potência que até ao momento era dominado por máquinas da classe dos 2 MW. Este modelo de turbina sofreu uma redução de potência sendo atualmente comercializado na classe dos 4 MW [15].



**Figura 3.2:** Turbina eólica *Gedser* [14].

A nível da instalação de turbinas eólicas no mar, o fabricante dinamarquês *VESTAS* criou em 2014 o modelo V164 com uma potência nominal de 8 MW. Esta turbina é atualmente comercializada com uma potência de 10 MW, estando única e exclusivamente disponível para instalação no mar [16]. É ao momento, uma das turbinas eólicas de maior potência em funcionamento. Foi recentemente ultrapassada pela concorrente *General Electric* com o seu modelo *Haliade-X*, apresentado na **Figura 3.4**, sendo exclusivamente para aplicações *offshore*, desenvolvendo uma potência de 12 MW.

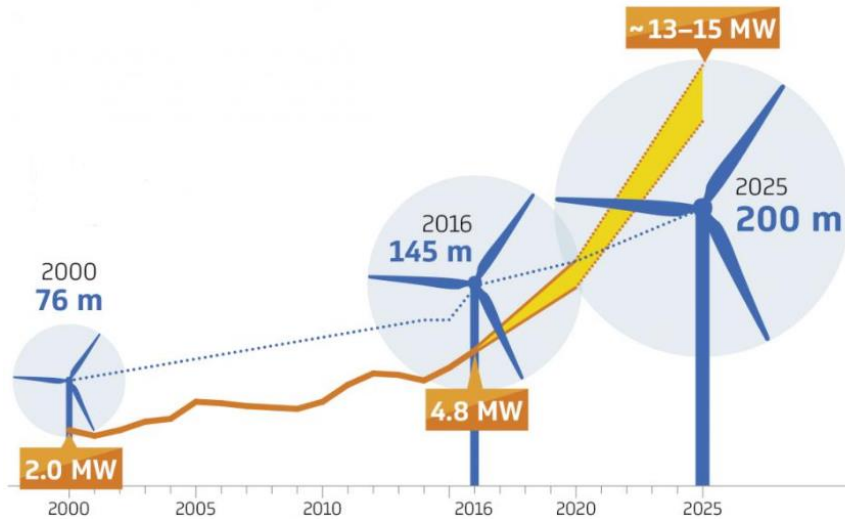
Apresenta-se, na **Figura 3.5**, a evolução de tamanho e da potência desenvolvida que ocorreu nos aerogeradores nos últimos anos. É expectável uma continuação no aumento da potência dos aerogeradores num futuro próximo, beneficiando de todos os conhecimentos adquiridos em diversos domínios já referidos anteriormente.



**Figura 3.3:** Dois aerogeradores do modelo E126 da *Enercon*, instalados na Alemanha [17].



**Figura 3.4:** Aerogerador GE *Haliade – X* [18].



**Figura 3.5:** Evolução na capacidade dos aerogeradores até aos dias de hoje e perspetivas até 2025 [19].

## 3.2 Conceitos

Como já referido, a energia eólica é a transformação da energia cinética do vento em energia útil.

As pás da turbina eólica recebem esta energia cinética, que é então transformada em outras formas de energia, mecânicas ou elétricas, dependendo da nossa utilização final, sendo no caso concreto de um parque eólico em energia elétrica. A eficiência da conversão do vento em energia útil depende muito da eficiência com que o rotor interage com o vento. Nesta secção, abordaremos os princípios fundamentais envolvidos neste processo de conversão da energia eólica.

### 3.2.1 Potência eólica

Existe energia cinética sempre que um objeto de uma determinada massa está em movimento, quer seja um movimento de translação ou de rotação [20]. Quando o ar está em movimento, a energia cinética decorrente é determinada por:

$$E_{cin} = \frac{1}{2} m \bar{u}^2 \left[ \frac{kgm^2}{s^2} = J (Joule) \right] \quad (1)$$

onde  $m$  representa a massa de ar [kg] e  $\bar{u}$  a velocidade média desse mesmo ar num determinado intervalo de tempo  $\left[ \frac{m}{s} \right]$ .

Derivando a energia cinética em ordem ao tempo obtém-se potência eólica [20], calculada através da seguinte expressão:

$$P_w = \frac{dE_{cin}}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} \bar{u}^2 = \frac{1}{2} \dot{m} \bar{u}^2 [W] \quad (2)$$

Quando o vento passa pela turbina eólica e coloca a mesma em movimento de rotação, o caudal mássico que por ela passa, representado por  $\dot{m}$  é calculada através da seguinte expressão:

$$\dot{m} = \rho A \bar{u} \left[ \frac{kg}{s} \right] \quad (3)$$

em que  $\rho$  é a densidade do ar, ou seja, massa por unidade de volume [ $kg/m^3$ ] e  $A$  a área de varrimento das pás [ $m^2$ ] e apresentada na **Figura 3.6** calculada através da seguinte expressão:

$$A = \pi[(l + r)^2 - r^2] = \pi l(l + 2r) [m^2] \quad (4)$$

onde  $l$  é o comprimento das pás [ $m$ ] e  $r$  o raio ao centro do cubo [ $m$ ] onde esta está instalada.

Assim, duplicando o comprimento das pás. A área de varrimento aumenta num fator de 4. Quando  $l \gg 2r$ ,  $A \approx \pi l^2$  [20].

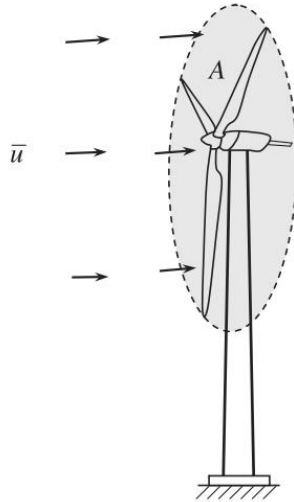
Substituindo (3) em (2) e também aplicando (4), obtém-se que a potência eólica  $P_w$ , sendo expressa por:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho [\pi l(l + 2r)] \bar{u}^3 [W] \quad (5)$$

Analisando (5), verifica-se que a potência disponível é fortemente dependente da velocidade do vento: quando esta duplica, a potência aumenta oito vezes, mas duplicando a área de varrimento das pás da turbina, o aumento é só de duas vezes. Por outro lado, se a velocidade do vento desce para metade, a potência reduz-se a 12,5%.

Tudo isto explica a importância crítica da colocação das turbinas em locais com velocidades do vento elevadas impactante no sucesso económico dos projetos de energia eólica.

Verifica-se que como a potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade média do vento, uma variação pequena dessa mesma velocidade resulta num aumento substancial dessa potencia [20].



**Figura 3.6:** Área de varrimento das pás da turbina eólica [20].

### 3.2.2 Densidade do ar

A densidade do ar  $\rho$ <sup>2</sup> é outro dos parâmetros que influencia diretamente a potência eólica, a qual é calculada através da seguinte expressão:

$$\rho = \frac{p}{RT} \text{ [kg/m}^3\text{]} \quad (6)$$

onde  $p$  é a pressão do ar no local em [Pa] (*Pascal*)<sup>3</sup>,  $R$  é a constante do gás (287 J/kgK para o ar) e  $T$  a temperatura no local em [K] (*kelvin*)<sup>4</sup> [21].

Sempre que não existe movimento vertical, a diferença de pressão entre duas altitudes é causada pelo peso da massa de ar entre elas e determinada por:

$$dp = -\rho g dz \quad (7)$$

onde  $g$  é a aceleração da gravidade [ $m/s^2$ ]. Combinando (6) e (7), ficamos com:

$$\frac{dp}{p} = -\frac{g}{RT} dz \quad (8)$$

---

<sup>2</sup>  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$  em condições de pressão e temperatura normais.

<sup>3</sup> *Pascal* = [ $Nm^{-2}$ ]

<sup>4</sup>  $K = 273,15 + C^0$

A aceleração da gravidade  $g$  diminui com a altura acima da superfície da Terra  $z$  e calculada através da seguinte expressão:

$$g = g_0 \left(1 - \frac{4z}{D}\right) \quad (9)$$

onde  $g_0$  é a aceleração da gravidade ao nível do solo e  $D$  o diâmetro da Terra [m]. Contudo, para a aceleração da gravidade  $g$  a variação na altura pode ser desprezada porque  $D$  é muito maior que  $4z$  [21].

Adicionalmente, a temperatura é inversamente proporcional com a altitude. Assumindo que  $dT/dz = c$ , deduz-se que,

$$p = p_0 \left(\frac{T}{T_0}\right)^{-\frac{g}{cR}} \quad (10)$$

onde  $p_0$  e  $T_0$  são a pressão do ar e a temperatura no solo respetivamente.

Combinando (6) e (10), obtém-se:

$$\rho = \rho_0 \left(\frac{T}{T_0}\right)^{-\left(\frac{g}{cR+1}\right)} = \rho_0 \left(1 + \frac{cz}{T_0}\right)^{-\left(\frac{g}{cR+1}\right)} \quad (11)$$

### 3.2.3 Coeficiente de potência

A conversão da energia contida no vento em energia elétrica envolve duas fases [21]:

Na primeira fase, a energia cinética do vento é convertida em energia mecânica para fazer rodar o veio do aerogerador. Nesta fase, o componente crítico envolvido nesta conversão são as pás do rotor. Daí que o seu projeto é maximizado para este efeito.

O coeficiente de potência  $C_p$  dá a indicação de quão eficiente é a conversão de energia nesta primeira fase, sendo definido como sendo o rácio entre a potência mecânica transferida ao veio e a potência eólica disponível, determinando-se o seu valor a partir de:

$$C_p = \frac{P_{me,out}}{P_w} = \frac{P_{me,out}}{(1/2)\rho A \bar{u}^3} \quad (12)$$

Atendendo ao facto de existirem diversos fatores que induzem perdas nesta conversão de energia, por exemplo, efeito da ponta da pá, efeito da raiz da pá, efeitos de esteira, etc., pelo

que o coeficiente de potência real  $C_p$  é substancialmente inferior ao teórico, normalmente cifrando-se em valores entre os 30% a 45% [21].

### 3.2.4 Coeficiente de potência total e potência efetiva

Na segunda fase de conversão de energia, a energia mecânica capturada ao vento pelas pás é agora convertida em energia elétrica através do gerador. Nesta fase, a eficiência é determinada por diversos fatores:

- Eficiência da caixa multiplicadora de velocidade (se existir)  $\eta_{gear}$  - As perdas de potência através da caixa multiplicadora, podem ser classificadas entre perdas dependentes da potência desenvolvida e por perdas que não dependem desta. As perdas que estão dependentes da potência desenvolvida, estão relacionadas com perdas por fricção que ocorre no engrenamento dos dentes das engrenagens e por perdas nos rolamentos dos veios de engrenagem. As perdas que não dependem da potência desenvolvida, são essencialmente causadas pelo próprio funcionamento do sistema de lubrificação.
- Eficiência do gerador elétrico  $\eta_{gen}$  - As perdas de potência através do gerador estão relacionadas com as perdas elétricas e mecânicas associadas a este. Nestas, estão incluídas as perdas no cobre, ferro, fricção, entre outras.
- Eficiência elétrica  $\eta_{ele}$  - Engloba todas as perdas no conversor, cabos, equipamento elétrico, controlos, etc.

Como tal, a eficiência total na conversão da energia eólica disponível e a eletricidade disponibilizada na rede  $\eta_T$  é calculada através da seguinte expressão [21]:

$$\eta_t = C_p \eta_{gear} \eta_{gen} \eta_{ele} \quad (13)$$

A potência efetiva desenvolvida pela turbina e entregue à rede é calculada através da seguinte expressão [21]:

$$P_{ef} = C_p \eta_{gear} \eta_{gen} \eta_{ele} P_w = \eta_t P_w = \frac{1}{2} (\eta_t \rho A \bar{u}^3) [W] \quad (14)$$

### 3.2.5 Limite de Betz

O limite de *Betz*, ou a lei de *Betz* como também é conhecida, calcula a potência máxima que pode ser extraída a partir do vento, por uma turbina eólica, independentemente da sua conceção. Foi publicada em 1919, pelo físico alemão *Albert Betz*. Esta lei deriva dos princípios

de conservação de massa e da mecânica de fluidos. De acordo com a lei de *Betz*, em nenhuma turbina eólica se consegue extrair mais do que  $16/27$  (59,26%) da energia cinética do vento a que ela atinge, denominando-se como o coeficiente de *Betz* [20].

Recorrendo à **Figura 3.7**,  $\bar{u}_1$  e  $\bar{u}_4$  representam a velocidade média do vento em locais suficientemente afastados do aerogerador;  $\bar{u}_2$  e  $\bar{u}_3$  representam a velocidade média do vento junto aos bordos de ataque e de saída das pás respectivamente. Assumindo que não existe variação na velocidade do vento ao atravessar as pás (i.e.  $\bar{u}_2 = \bar{u}_3$ ) e que as pressões nos locais mais afastados da turbina são iguais à sua pressão estática (i.e.  $p_1 = p_4 = p$ ), deduzindo assim,

$$p_2 - p_3 = \frac{1}{2} \rho (\bar{u}_1^2 - \bar{u}_4^2) \quad (15)$$

sendo também,

$$\bar{u}_2 - \bar{u}_3 = \frac{1}{2} (\bar{u}_1 + \bar{u}_4) \quad (16)$$

Assim, a potência mecânica capturada ao vento pelas pás do aerogerador é calculada através da seguinte expressão:

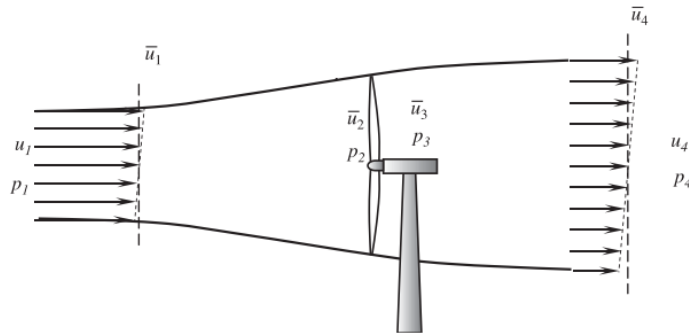
$$P_{me,out} = \frac{1}{2} \rho A \bar{u}_2 (\bar{u}_1^2 - \bar{u}_4^2) = \frac{1}{2} \rho A \bar{u}_1^3 4a(1-a)^2 \quad (17)$$

onde  $a$  é o fator axial de indução (*axial induction factor*), e determinado por:

$$a = \frac{\bar{u}_1 - \bar{u}_2}{\bar{u}_1} \quad (18)$$

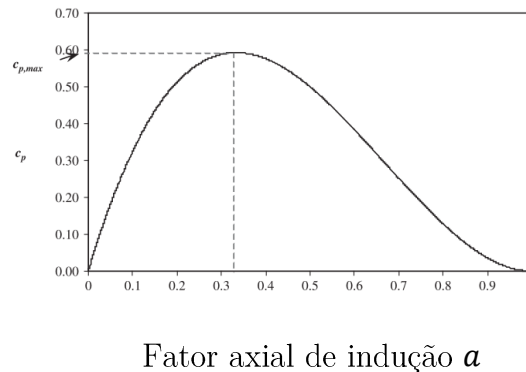
Substituindo (17) em (12) (onde  $\bar{u}_1 = \bar{u}$ ) e após diversas manipulações, resulta:

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad (19)$$



**Figura 3.7:** Fluxo de ar através de um aerogerador [20].

Verificando-se assim que o coeficiente de potência é apenas função do fluxo de indução axial  $a$ . Assim, o coeficiente de potência máximo, atinge o seu limite no valor de 59,26% quando  $a = 1/3$  como pode ser observado na **Figura 3.8** [20].



**Figura 3.8:** Coeficiente de potência em função do fator axial de indução.

### 3.2.6 Curva de potência de um aerogerador

Como pode ser observado em (14), a potência elétrica efetiva disponibilizada pelo aerogerador  $P_{ef}$  é diretamente proporcional à potência eólica disponível  $P_w$  e à eficiência total do aerogerador  $\eta_t$ .

A curva de potência de um aerogerador é uma representação gráfica ou tabelar do valor da potência desenvolvida pelo aerogerador (potência elétrica ou percentagem do seu valor de potência nominal) em função do valor médio da velocidade do vento.

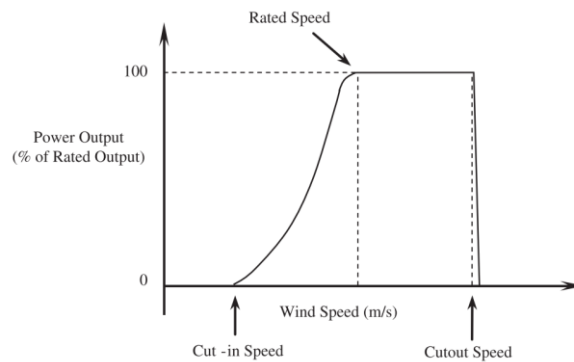
As curvas de potência, são normalmente obtidas a partir de medições em campo.

Como se pode observar na **Figura 3.9**, a qual representa uma curva de potência genérica de um aerogerador, este começa a produzir com uma velocidade média do vento relativamente baixa, definindo-se este ponto como velocidade de entrada em produção (*Cut-in speed*).

Na medida em que a velocidade do vento aumenta, assim aumenta a potencia produzida pelo aerogerador até se atingir um ponto onde a sua potência nominal é atingida, sendo também este ponto onde é determinada a velocidade de vento nominal (*Rated speed*).

Atingida a potência nominal, correspondentemente a velocidade de vento nominal, qualquer acréscimo no valor deste último, não corresponderá a um aumento da potência disponibilizada pelo aerogerador.

É função do sistema de controlo, a manutenção do funcionamento do aerogerador de modo a que este faça o aproveitamento máximo da energia contida no vento.



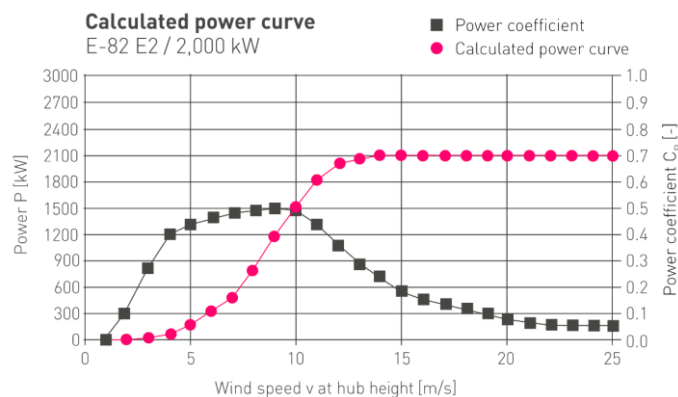
**Figura 3.9:** Curva de potência típica de um aerogerador [20].

Caso a velocidade do vento suba a valores que potencialmente possam danificar o aerogerador, o sistema de controlo interrompe de imediato o seu funcionamento.

A velocidade de vento a que esta situação sucede é definida pelo fabricante do aerogerador sendo que, a velocidade típica de paragem (*Cut-out speed*) da maior parte das turbinas acontece na faixa dos 20~25 [m/s]. De qualquer maneira, alguns fabricantes, já estendem este valor até aos 30 [m/s] através de apuradas estratégias do sistema de controlo do aerogerador sendo, ainda uma minoria.

Definindo-se o intervalo entre os valores de *cut-in speed* e *cut-out speed* como os limites de operação do aerogerador.

Na **Figura 3.10**, é apresentada a curva de potência de um aerogerador do fabricante *Enercon*, modelo E82 [22]. Simultaneamente, também está representado o coeficiente de potência, conceito que foi desenvolvido na secção 3.2.3 (pág.24).



**Figura 3.10:** Curva de potência aerogerador *Enercon*, modelo E82 [22].

### 3.3 Classificação de aerogeradores

Os aerogeradores podem ser classificados de acordo com diversos critérios. Destes, destaca-se a configuração do seu gerador, direção do vento relativamente ao rotor, potência produzida, configuração do trem de potência, se estão ligados à rede elétrica ou são para funcionamento isolado desta e por fim pelo seu local de instalação.

De referir que diversos aspetos, nomeadamente ao nível de componentes do aerogerador referidos nesta secção, serão abordados de um ponto de vista técnico na secção 3.4.

#### 3.3.1 Aerogeradores de eixo horizontal e aerogeradores de eixo vertical

Uma das classificações preponderantes na indústria eólica, prende-se com a orientação do eixo motriz da turbina em relação ao solo. Tal característica, é perfeitamente distintiva quanto ao tipo de turbina em causa.

Uma turbina de eixo horizontal tem as pás a girar num eixo paralelo ao solo. Uma turbina de eixo vertical tem as pás a girar num eixo perpendicular ao solo. Em cada um dos dois tipos de turbinas há uma variedade de arranjos possíveis que são adotados pelos diversos fabricantes (número de pás, formato das pás, etc.).

A turbina de eixo horizontal é a mais comum comercialmente, já que normalmente é mais eficiente no aproveitamento da energia do vento. Rotores de três pás são os mais comuns, pois constituem um bom compromisso entre coeficiente de potência, custo e velocidade de rotação, bem como uma melhor estética comparada às turbinas de duas pás. Apesar dos rotores com duas pás serem mais eficientes, são mais instáveis e propensos a turbulências, trazendo risco a sua estrutura, o que não acontece nos rotores de três pás que são muito mais estáveis, reduzindo o seu custo e possibilitando a construção de aerogeradores de mais de 100 metros de altura e com uma potência que pode chegar a 12 MW.

Em relação às turbinas de eixo vertical, a sua principal vantagem é não necessitarem de mecanismo de controlo de direção, simplificando bastante os mecanismos de transmissão de potência; como desvantagem, apresentam o facto das pás, devido ao movimento de rotação, verem constantemente alterados os ângulos de ataque e de deslocamento em relação à direção dos ventos, gerando forças resultantes alternadas, o que, para além de limitar o seu rendimento, causa vibrações acentuadas em toda a estrutura. As turbinas de eixo vertical utilizam, na sua maioria, o rotor *Darrieus*. Podem ainda ser equipadas com o rotor *Savonius*, que se adequa a velocidades mais baixas do vento, contudo, têm uma baixa eficiência [20].

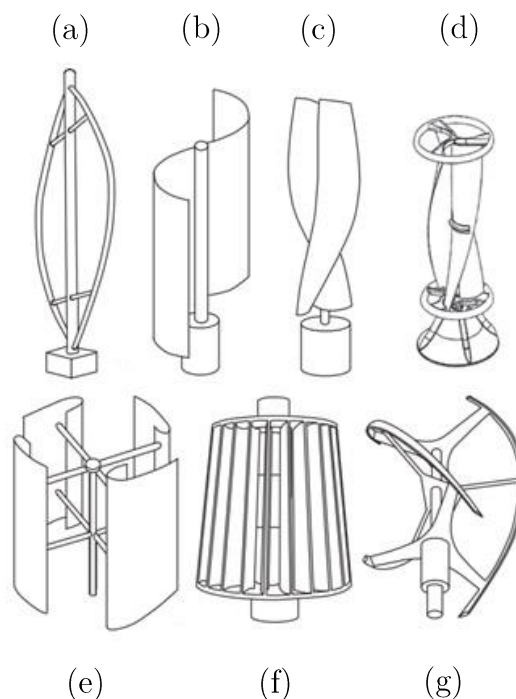
Este tipo de aerogeradores é especialmente indicado para meios urbanos porque além de serem silenciosos, aproveitam o vento mesmo que a direção deste não seja constante e haja a formação de vórtices, o que acontece frequentemente em áreas com edifícios, árvores e outros obstáculos.

Observando a **Figura 3.11** facilmente se distingue entre uma turbina eólica de eixo vertical e uma turbina eólica de eixo horizontal.



**Figura 3.11:** Turbinas de eixo vertical (à esquerda) e de eixo horizontal (à direita) [23].

Na **Figura 3.12**, apresentam-se diversos tipos de turbinas de eixo vertical.



**Figura 3.12:** Diversos tipos de turbinas de eixo vertical [20].

(a) *Darrius*; (b) *Savonius*; (c) *Solarwind*<sup>TM</sup>; (d) *Helical*; (e) *Noguchi*; (f) *Maglev*; (g) *Cochrane*

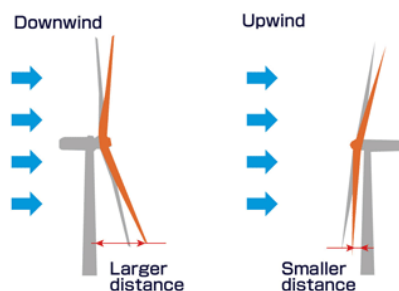
Uma das particularidades das turbinas de eixo horizontal, contrariamente às de eixo vertical, é que as primeiras não estão alinhadas intrinsecamente como vento, sendo por isso necessário um mecanismo que permita o posicionamento paralelo do eixo do rotor em relação à direção do vento, para um melhor aproveitamento global, principalmente onde existe muita mudança na direção dos ventos. O alinhamento da turbina com a direção do vento, pode ser obtido através de diversas técnicas, que por sua vez dependem do porte da turbina:

- Direcionamento com auxílio de leme aéreo - Por razões mecânicas só pode ser utilizado em turbinas de pequeno porte;
- Direcionamento motorizado - Atualmente, o mais utilizado, tem duas configurações:
  - Efetuado através de um pequeno rotor de eixo horizontal, perpendicular ao eixo do rotor principal que, através de uma caixa redutora de velocidade, move a *nacelle* e o rotor até que este esteja paralelo ao sentido do vento. Este mecanismo era muito utilizado nos antigos moinhos de vento;
  - Efetuado através de um acionamento elétrico ou hidráulico, onde o eixo do rotor é posicionado paralelamente ao sentido dos ventos. Este mecanismo é o mais utilizado em turbinas de eixo horizontal de grande porte.

### 3.3.2 Posicionamento do rotor em relação à direção do vento

Esta classificação, cinge-se apenas às turbinas de eixo horizontal, as quais e como observado na **Figura 3.13**, podem ser classificadas de turbinas de acordo com:

- Rotor a barlavento (*upwind rotor*) - O rotor está a montante da torre, à frente, captando o vento pela parte da frente;
- Rotor a sotavento (*downwind rotor*) - O rotor está a jusante, atrás, captando o vento pela parte de trás.



**Figura 3.13:** Diferença entre uma turbina eólica *downwind* e uma turbina *upwind* [24].

De referir que a solução *upwind rotor* domina completamente o mercado das turbinas eólicas de exploração comercial.

### 3.3.3 Potência produzida

Em relação à capacidade do aerogerador, existe algum consenso quanto à seguinte classificação [20] a qual pode ser sintetizada na **Tabela 2**:

**Tabela 2:** Classificação das turbinas eólicas em função da potência produzida.

Porte	Potência	Utilização
Pequeno	Até 100kW	Consumo local, com eventual fornecimento à rede da energia excedente
Médio	De 100kW a 1MW	Consumo local ou só fornecimento de energia à rede
Grande	Superior a 1MW	Fornecimento de energia à rede

### 3.3.4 Configuração do seu trem de potência

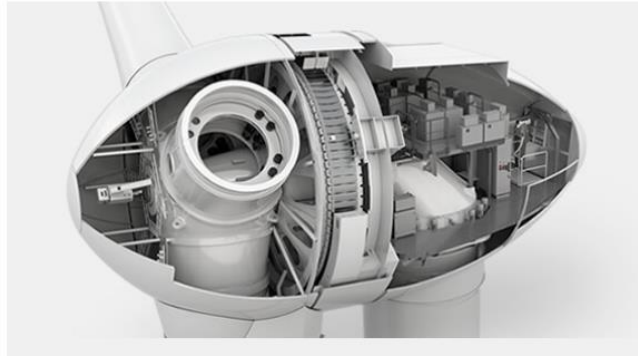
Em termos de configuração do trem de potência, podemos ter aerogeradores com acoplamento direto do eixo de potência ao gerador (*direct drive wind turbines*) ou aerogeradores com acoplamento do eixo de potência ao gerador por intermédio de uma caixa multiplicadora de velocidade (*geared drive wind turbines*). De uma forma mais simples, classifica-se entre aerogeradores com ou sem caixa multiplicadora.

Para aumentar a velocidade de rotação do rotor do gerador de modo a se obter uma maior potência, uma turbina eólica de acionamento por intermédio de uma caixa multiplicadora usa uma caixa de velocidades com múltiplos estágios para converter a baixa velocidade de rotação do rotor das pás para uma velocidade alta aplicada ao rotor do gerador. As vantagens dos sistemas equipados com caixa multiplicadora incluem menor custo e menor tamanho e peso.

No entanto, a utilização de uma caixa multiplicadora pode significativamente diminuir a fiabilidade da turbina eólica e aumentar o nível de ruído da turbina assim como, originar/potenciar um aumento das perdas mecânicas.

Ao eliminar a caixa de engrenagens de múltiplos estágios de um aerogerador, o eixo do gerador é conectado diretamente ao rotor das pás. Portanto, o conceito de acionamento direto é superior em termos de eficiência energética, fiabilidade e simplicidade de projeto.

Nas **Figura 3.14** e **Figura 3.15** são apresentados os dois conceitos antes referidos. Na **Figura 3.14** está representado um aerogerador de tecnologia acoplamento direto (*direct drive*) ao passo que, na **Figura 3.15** está apresentado um aerogerador equipado com caixa multiplicadora (*geared drive*), perfeitamente visível ao centro da imagem.



**Figura 3.14:** Aerogerador com conceito *direct drive* do fabricante *Enercon* [25].



**Figura 3.15:** Aerogerador com conceito *geared drive* [26].

### 3.3.5 Com ou sem ligação à rede elétrica

Esta classificação, reflete a conceção do aerogerador para este funcionar ligado à rede elétrica ou fora desta.

A maioria das turbinas eólicas de média dimensão e a quase totalidade das turbinas de grande dimensão são concebidas para um funcionamento ligado à rede elétrica, entregando nesta energia por si produzida.

Pelo contrário, as turbinas de pequena dimensão são concebidas para um funcionamento não ligado com a rede elétrica em aplicações residências, torres de telecomunicações e outros fins muito específicos.

No entanto, como fonte de energia intermitente, a energia produzida a partir de turbinas eólicas fora da rede pode mudar drasticamente durante um curto período de tempo e sem aviso prévio.

Conseqüentemente, as turbinas eólicas para utilização fora da rede e para melhorar a estabilidade do fornecimento de energia são geralmente usadas em associação com baterias, geradores a diesel e sistemas fotovoltaicos, sendo um exemplo deste último, apresentado na **Figura 3.16**.



**Figura 3.16:** Turbina eólica de pequena dimensão associada a painéis fotovoltaicos [27].

### 3.3.6 Local de instalação

As turbinas eólicas podem ser instaladas em terra (*onshore wind turbine*) ou no mar (*offshore wind turbine*).

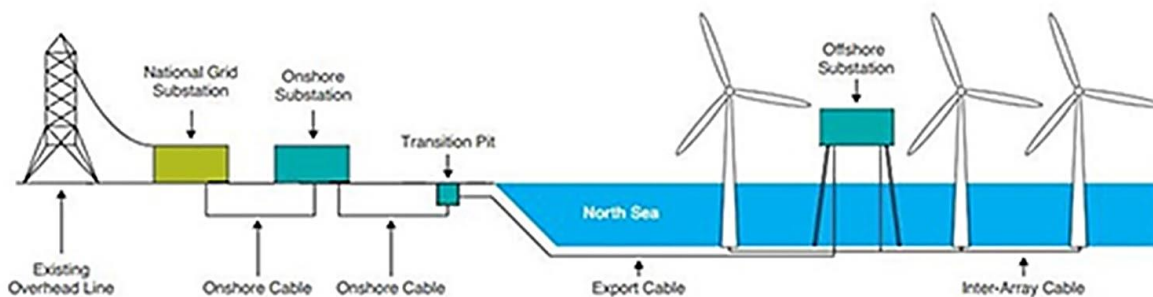
A produção de energia eólica *onshore* e *offshore*, tem diferenças substanciais, não só na localização geográfica, mas também em questões técnicas e económicas. O recurso eólico disponível, o custo da instalação e a tecnologia das turbinas eólicas são algumas dessas questões.

Normalmente, os recursos eólicos *offshore* são superiores, quantitativamente e qualitativamente em relação aos recursos eólicos *onshore*, uma vez que, as condições do vento são mais favoráveis. A rugosidade do mar apresenta valores mais baixos que a rugosidade em terra, o que faz com que a variação da velocidade do vento com a altura seja pequena, logo,

sem necessidade de torres elevadas. Por outro lado, o vento no mar é menos turbulento do que em terra, contribuindo assim para um ciclo de vida útil mais prolongado para as turbinas.

Outra diferença significativa entre a produção de energia eólica *onshore* e *offshore* é o custo das instalações. O custo das estruturas de fundação dos parques eólicos *offshore* é muito superior aos parques eólicos *onshore*. A competitividade da produção de energia eólica *offshore* está dependente da resolução dos problemas de instalação destas turbinas em águas profundas. A construção das fundações é difícil e dispendiosa. O custo das instalações de ligação à rede é também mais elevado nas instalações *offshore*.

Um *layout* típico de um parque eólico *offshore*, pode ser observado na **Figura 3.17**.



**Figura 3.17:** *Layout* de um parque eólico *offshore* [28].

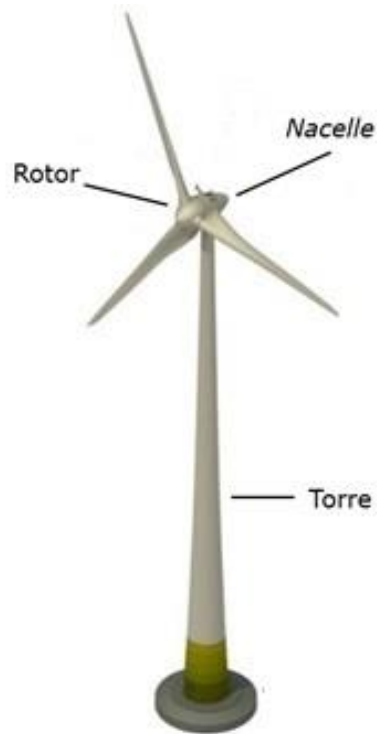
A tecnologia das turbinas eólicas usadas em parques eólicos *onshore* e *offshore* é muito semelhante. A principal diferença reside na sua potência e sistemas de controlo com redundâncias. Devido ao recurso eólico superior, os parques *offshore* usam turbinas com maior potência instalada, em comparação com os parques *onshore*. A interligação dos parques eólicos *offshore* à rede elétrica é semelhante à dos parques eólicos *onshore*. Normalmente, os parques eólicos *offshore* são ligados a uma subestação localizada em terra utilizando cabos submarinos.

### 3.4 Componentes do aerogerador

No âmbito desta dissertação será abordada apenas a turbina eólica de eixo horizontal, já que se trata da configuração mais comum, dominando quase por completo o mercado comercial das turbinas eólicas para exploração comercial.

Exteriormente, uma turbina eólica é constituída por três componentes principais: rotor (*rotor*), a cabine (*nacelle*) e a torre (*tower*), facilmente distinguíveis observando a **Figura 3.18**.

Contudo, a constituição de um aerogerador é bem mais complexa do que apenas reduzida aos três componentes antes mencionados.



**Figura 3.18:** Aerogerador.

### 3.4.1 Rotor (*Rotor*)

O rotor é responsável por transformar a energia cinética do vento em movimento circular do eixo principal. Normalmente, é constituído por três pás (na maioria das instalações), cubo do rotor (*hub*) e sistema de controlo do ângulo de ataque das pás (*pitch system*).

O sistema de controlo do ângulo de ataque das pás integra o mecanismo de controlo de potência das turbinas eólicas. Isto é conseguido, com a alteração do ângulo de ataque das pás do rotor, ajustando aerodinamicamente o regime de funcionamento da turbina de modo a regular o nível de energia eólica captada, sendo este sistema abordado na secção 3.4.2.2.

### 3.4.2 Cubo do rotor (*Hub*)

O cubo do rotor é o componente da turbina eólica que efetua a ligação das pás ao eixo principal e por sua vez ao restante trem de potência. A sua função estrutural é resistir às tensões de impulso do rotor, às tensões de impulso de cada uma das pás, aos movimentos gerados pelas pás e à transmissão de vibrações geradas pelos vários regimes de operação, característicos do funcionamento das turbinas eólicas. A ligação das pás ao rotor efetua-se por meio de ligações aparafusadas. Devido à complexa geometria do cubo, convencionou-se que a sua produção seja realizada em ferro fundido vazado em moldes. Um exemplo de um cubo de rotor pode ser visualizado na **Figura 3.19**.



**Figura 3.19:** Cubo do rotor de um aerogerador da *Enercon* [29].

#### 3.4.2.1. Pás do rotor (*Rotor blades*)

Como já apresentado, as turbinas eólicas extraem a energia cinética contida no vento por intermédio das forças de origem aerodinâmica geradas nas pás do rotor, sendo este componente um elemento distintivo do desenho do aerogerador.

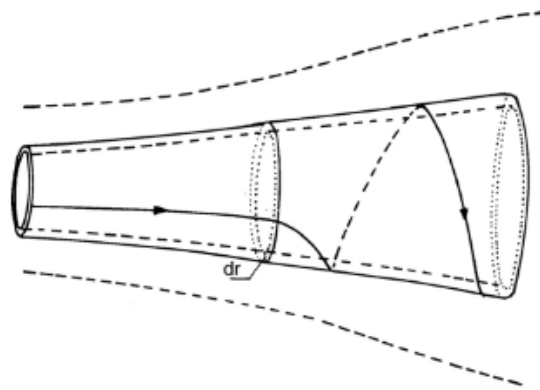
Como referido na secção 3.2.3 (pág.24) a energia cinética do vento é convertida numa primeira fase em energia mecânica para fazer rodar o veio do aerogerador. Nesta fase, o componente crítico envolvido nesta conversão são as pás do rotor. Importa por isso, entender o seu princípio de funcionamento, nomeadamente como se comporta o fluxo de ar que por elas passa assim como as forças que nelas atuam e por fim as suas características construtivas.

Os conceitos apresentados na secção 3.2 (pág.21) basearam-se na teoria do momento linear, sendo uma das premissas desse modelo, que nenhuma rotação seja transmitida ao fluído.

Esta análise pode ser estendida, considerando que o rotor em movimento de rotação gera no ar um momento angular, o qual está relacionado com o binário do rotor.

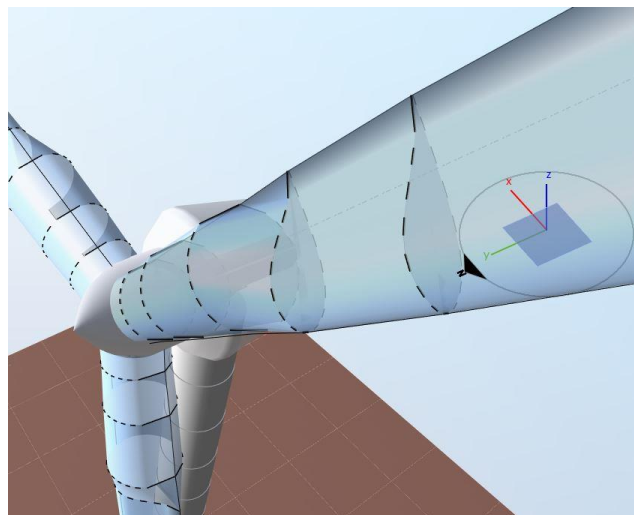
No caso do rotor da turbina se encontrar em movimento, o fluído na parte posterior das pás roda na direção oposta à do rotor em reação ao binário exercido pelo fluído no rotor.

Um modelo deste comportamento pode ser observado na **Figura 3.20**.



**Figura 3.20:** Modelo do fluxo de ar através da turbina eólica [21].

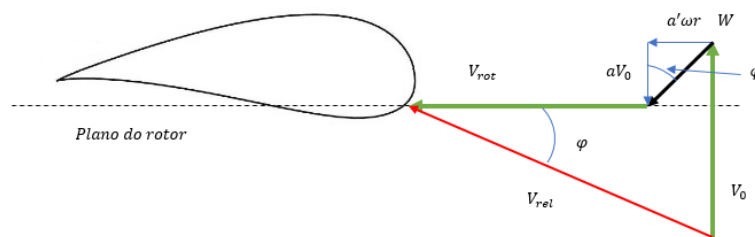
Na **Figura 3.21** é apresentado a secção de aerofólio de uma pá do rotor de um aerogerador.



**Figura 3.21:** Aerofólio da pá de um aerogerador.

O fluxo em torno da secção da pá de um aerogerador, pode ser analisado recorrendo a um triângulo de velocidade aplicado a uma secção de aerofólio, onde estarão decompostas em termos vectoriais as componentes de velocidade e que pode ser observado na **Figura 3.22**.

De referir que, as simulações apresentadas na **Figura 3.21** e posteriormente na **Figura 3.24**, foram elaboradas com recurso ao software ASHES (*Aero-Servo-Hydro-Elastic-Simulation*) na sua versão de utilização gratuita, desenvolvido pela empresa Simis em 2013, a qual é uma empresa originária do *campus* da Universidade Norueguesa de Ciência e Tecnologia.



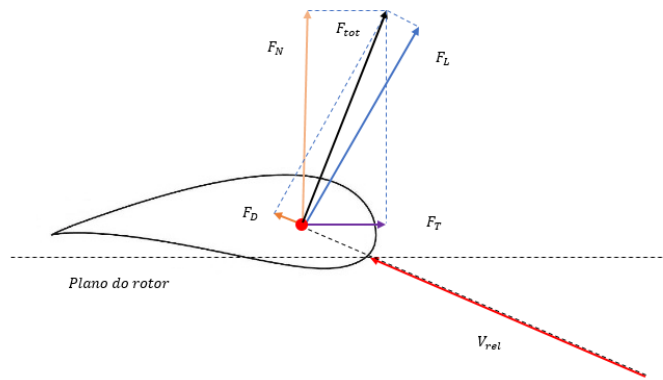
**Figura 3.22:** Representação vetorial das velocidades relevantes.

Recorrendo à **Figura 3.22**, considerando a linha que representa o plano de rotação do rotor da turbina, existe uma componente  $\vec{V}_0$  que representa o vetor velocidade do vento que atinge a turbina. Como o fluxo de ar abranda ao atingir o rotor, existirá um efeito de indução pelo que a turbina não receberá a totalidade da velocidade  $\vec{V}_0$  mas apenas uma parte dela.

Devido ao facto da turbina se encontrar a rodar, existirá uma componente, denominada de velocidade rotacional  $\vec{V}_{rot}$  calculada por  $\omega r$  onde  $\omega$  representa a velocidade de rotação [ $\frac{rad}{s}$ ] e  $r$  é a distância ao centro do cubo do rotor [ $m$ ] e pelo facto de existir o efeito de indução anteriormente referido não será apenas  $\omega r$  mas sim o produto desta componente por  $a' \omega r$  em que  $a'$  denomina-se de fator de indução pela rotação.

Somando vectorialmente a velocidade rotacional  $\vec{V}_{rot}$  com a velocidade induzida  $\vec{W}$  e a velocidade do vento que atinge a turbina  $\vec{V}_0$ , obtém-se a velocidade relativa  $\vec{V}_{rel}$ .

Após ser determinada a velocidade relativa, podem ser determinadas as forças aplicadas à pá da turbina eólica e que estão vectorialmente representadas na **Figura 3.23**.



**Figura 3.23:** Forças aplicadas na pá de uma turbina eólica.

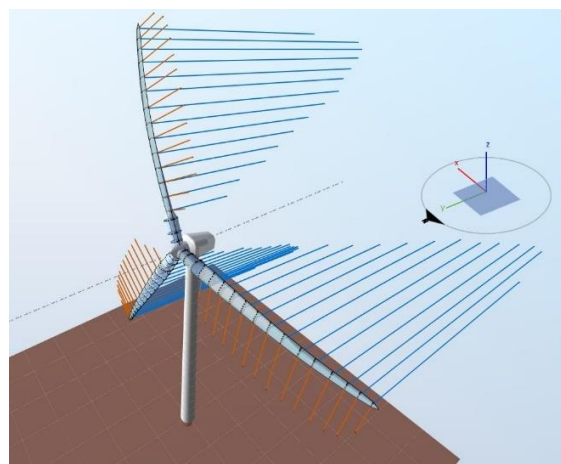
A primeira força determinada é a sustentação (*lift force*)  $\vec{F}_L$  a qual é perpendicular ao vetor velocidade relativa  $\vec{V}_{rel}$ . O termo sustentação decorre da analogia com a aerodinâmica das asas de um avião e é a força que seguindo a mesma analogia, permite o avião levantar voo.

A outra força presente é denominada de força de arrasto (*drag force*)  $\vec{F}_D$  que tem o sentido do vetor velocidade relativa e a sua dimensão em relação à sustentação é substancialmente menor.

Somando vectorialmente a sustentação com o arrasto obtém-se a força total  $\vec{F}_{tot}$ .

A partir da determinação desta força total, interessa saber qual a força responsável pela rotação da turbina  $\vec{F}_T$ . Esta força é a projecção da força total  $\vec{F}_{tot}$  no plano de rotação do rotor.

A outra componente da força total  $\vec{F}_{tot}$  denomina-se de impulso axial da turbina  $\vec{F}_N$  é a força responsável por “empurrar” a turbina para trás e apresentadas na **Figura 3.24**.



**Figura 3.24:** Decomposição vectorial da força total.

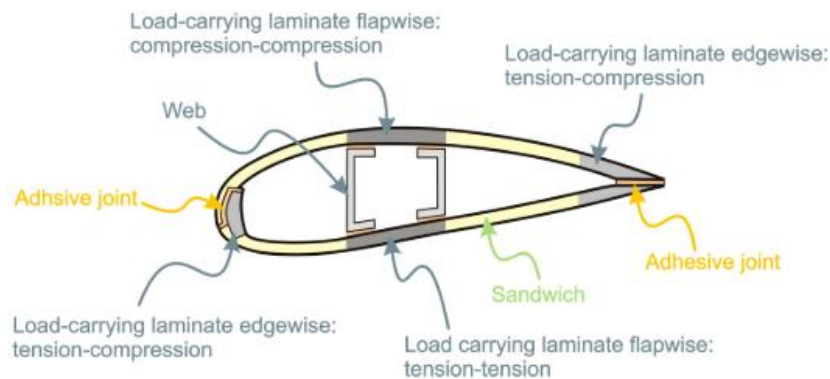
$\vec{F}_T$  (laranja) e  $\vec{F}_N$  (azul) em ambiente de simulação

Em termos construtivos deve ser referido que as pás do rotor, são de todos os componentes construídos com materiais compósitos, os que necessitam de maior resistência.

Uma pá de uma turbina eólica é composta por duas faces, uma face do lado de baixa pressão (*suction side*) e outra do lado de alta pressão (*pressure side*), ligadas por uma ou mais longarinas de reforço. Podemos observar isso na **Figura 3.25**, onde está representado a secção da pá de uma turbina eólica

Em termos do tipo de cargas a que a pá está sujeita, assiste-se no lado de pressão a tração e no lado de baixa pressão a compressão.

Os diferentes tipos de carregamento cíclico que existem nos vários locais nas pás, sugerem que pode ser vantajoso usar diferentes materiais para as diferentes partes constituintes da pá.



**Figura 3.25:** Secção da pá de uma turbina eólica [30].

Uma das principais tendências no desenvolvimento de turbinas eólicas é o aumento no tamanho. Aumentar o tamanho é motivado pelo desejo de reduzir o custo de energia.

Com o aumento do tamanho, o peso das pás do rotor aumenta. Também as pás mais longas defletem mais, de modo que, a rigidez estrutural para garantir a folga da ponta da pá, evitando que a mesma atinja a torre assumindo por isso uma importância crescente.

Assim, do ponto de vista dos materiais, a relação rigidez-peso é de grande importância. Além disso, com a turbina projetada para operar por 20 a 25 anos, o comportamento em fadiga a elevado número de ciclos (superior a 100 milhões de ciclos de carga) de materiais compósitos e interfaces entre os materiais são de grande importância [21].

### 3.4.2.2. Sistema de controlo do ângulo de ataque das pás (*Pitch system*)

O sistema de controlo do ângulo de ataque das pás do rotor é um dos sistemas vitais do aerogerador. Este sistema não somente está encarregue da regulação do ângulo de ataque das pás (*pitch angle*) de modo a maximizar a eficiência da turbina e garantir um funcionamento o mais estabilizado possível, mas é também um sistema de segurança em caso de a turbina estar a ser atingida por ventos elevados ou situações de paragem de emergência.

Em caso de falha na rede elétrica recetora onde o aerogerador se encontra ligado, o sistema de controlo tem de garantir que as pás do rotor voltam à posição  $90^\circ$  utilizando para isso, quer sistemas de *backup* por baterias válido para sistemas do tipo elétrico, quer por sistemas de armazenamento de pressão por intermédio de acumuladores, válido para sistemas do tipo hidráulico.

Os primeiros sistemas de controlo de ângulo de ataque das pás do rotor, baseavam-se num sistema único de atuador. para operação de todas as pás em simultâneo. Contudo, este sistema não satisfazia os requisitos de regulação do ângulo, em especial para as turbinas de maior porte que estavam a ser desenvolvidas, o qual acarretava utilização de pás de maior comprimento assim como, alturas de torre superiores.

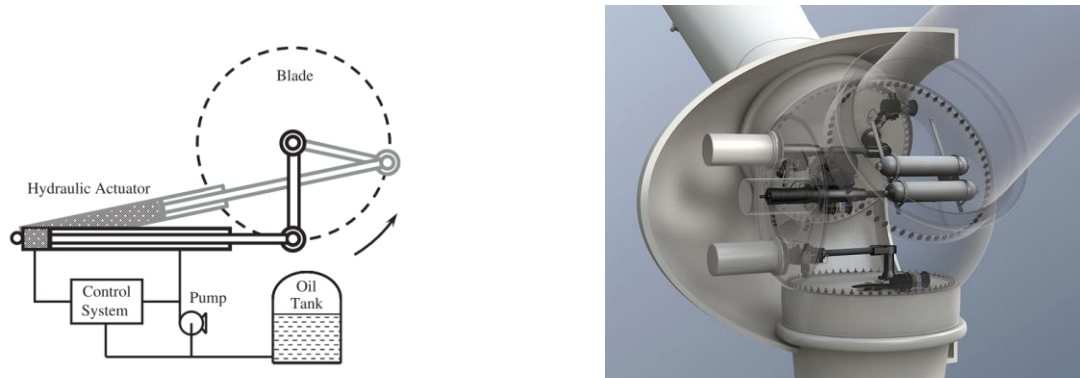
Assim, foram desenvolvidos e implementados sistemas que permitem um controlo do ângulo individualmente por pá, permitindo assim o controlo da carga a que cada uma das pás está sujeita em função do perfil de carga assimétrico que a mesma tem de suportar. Neste sistema, cada uma das pás está equipado como o seu próprio sistema de controlo de ângulo, composto por atuador, sensores diversos de posição e respetivo controlador.

Atualmente, existem dois sistemas que são os eleitos para regulação do ângulo das pás de uma turbina eólica: o sistema de atuação hidráulico (*hydraulic pitch system*) e o sistema de atuação elétrico (*electric controlled pitch system*).

Como apresentado na **Figura 3.26**, o sistema de controlo do tipo hidráulico utiliza um atuador hidráulico ligado a um tirante para rodar a pá em torno do seu eixo. As vantagens mais significativas deste sistema residem na sua potência de atuação, inexistência de uma caixa redutora e o seu sistema de atuação em caso de emergência ser robusto e fiável. Atendendo a estas vantagens apontadas, este tipo de sistema tem dominado o mercado dos aerogeradores, em especial no mercado europeu e norte-americano.

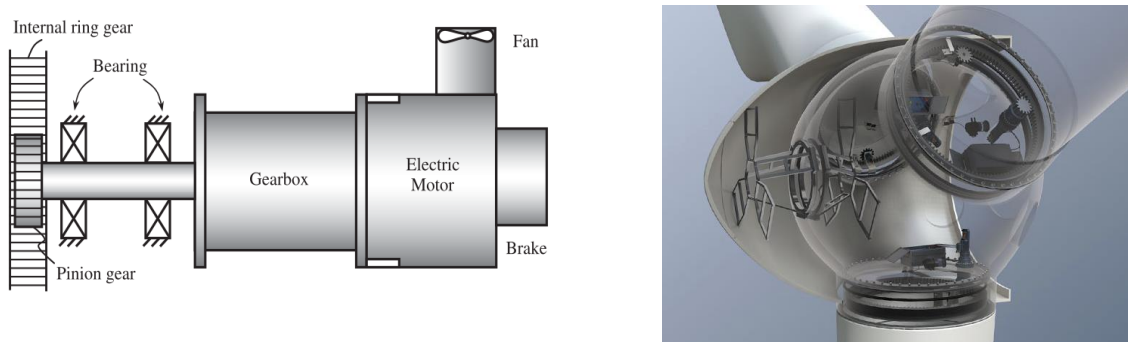
De qualquer maneira este sistema tem vindo a ser gradualmente substituído nos novos projetos de turbinas pelo sistema elétrico. Este último, apresenta vantagens significativas em relação à eficiência já que os sistemas hidráulicos requerem uma bomba elétrica em

funcionamento permanente, a fim de assegurar que o óleo hidráulico seja mantido sob alta pressão para assegurar uma rápida e eficiente resposta do sistema, assim como evita o risco de poluição presente nos sistemas hidráulicos em caso de fuga do fluido hidráulico, quer seja em situação de avaria ou de manutenção.



**Figura 3.26:** Sistema de controlo do ângulo de ataque das pás do tipo hidráulico [20].

Num sistema de controlo de ângulo do tipo elétrico, apresentado na **Figura 3.27**, o motor está ligado a uma caixa redutora que reduz a velocidade de rotação deste para a velocidade de rotação desejada da pá. Mecanicamente o sistema baseia-se no conceito pinhão cremalheira, sendo o primeiro localizado na saída do conjunto motor-reductor e o segundo solidamente ligado ao adaptador no cubo do rotor (*blade adapter*) onde se encontra aparafusada a pá.



**Figura 3.27:** Sistema de controlo do ângulo de ataque das pás do tipo elétrico [20].

A utilização de sistemas de controlo do tipo elétrico, aumenta a rapidez e sensibilidade do movimento de ajuste do ângulo da pá. Pese embora as vantagens dos sistemas elétricos, a sua operação em modo de emergência é assegurada por grupos de baterias ou condensadores

que constituem a principal desvantagem deste, dada que a sua vida útil é de dois ou três anos, dependendo dos fabricantes e condições atmosféricas do local onde a turbina se encontra instalada. Passado este período, estes componentes têm obrigatoriamente de ser substituídos, o que não é uma ação fácil dado o seu peso e dimensão.

Para aumentar a fiabilidade do sistema, alguns fabricantes recorrem à utilização de sistema redundantes, nomeadamente em turbinas de elevada dimensão e em aplicações *offshore*.

### 3.4.3 Cabine (*nacelle*)

Fazendo uma analogia com a indústria naval, pode-se dizer que a *nacelle* está para a turbina eólica assim como, a casa da máquina está para o navio.

Assim, a *nacelle* tem como funções principais, o suportar os principais componentes da turbina eólica e transferir para a torre através do rolamento do sistema de orientação de azimute as cargas aplicadas. Também tem a função de proteger e isolar do meio exterior os componentes necessários ao funcionamento da turbina através do involucro exterior.

A aparência externa da turbina é determinada, pela forma da *nacelle*. A sua forma tem pouca influência na ação do vento, dada a sua posição em relação ao rotor. Sendo que, a circulação do fluxo à sua volta apenas poderá influenciar o funcionamento do anemómetro.

Apesar da *nacelle* não requerer formas aerodinâmicas para que a turbina opere eficientemente, recentemente, foram feitos esforços por parte dos fabricantes para as tornar esteticamente mais atrativas.

De qualquer maneira, existe um fator que determina radicalmente a forma da *nacelle*. Esse fator é a configuração do trem de potência do aerogerador e já referido na secção 3.3.4 (pág.32).

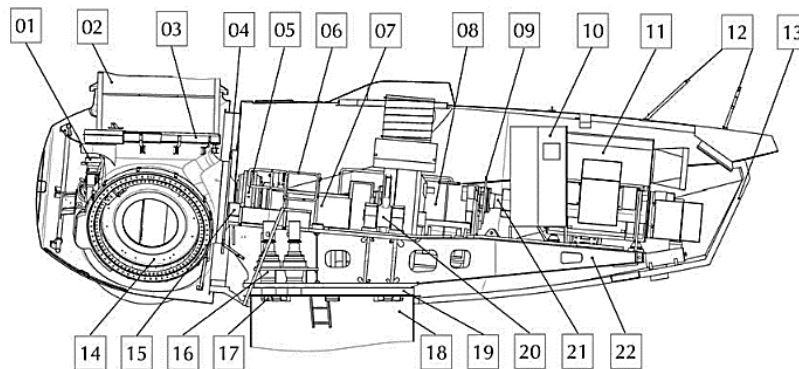
Assim a *nacelle* de um aerogerador com uma configuração de trem de potência do tipo *geared drive* difere radicalmente de um aerogerador do tipo *direct drive*. Tal diferença, pode ser observada nas **Figura 3.28** e **Figura 3.29**. Facilmente se distingue uma forma paralelepípedica no caso da primeira e uma forma mais esférica na segunda.

O chassis da *nacelle* pode ser fabricado através de construção soldada composta por longarinas e travessas, ou forjado a partir de uma liga especial de ferro fundido, de modo a apresentar melhor comportamento à fadiga.

Embora se possam usar os métodos de análise convencionais para projetar o chassis quando sujeito a cargas extremas, a sua geometria complexa torna a análise por elementos finitos, a ferramenta ideal para a conceção e cálculos de concentração de cargas à fadiga.

Em relação ao involucro (*casing*), este é atualmente construído a partir de materiais compósitos de fibra de vidro reforçada ou em alumínio. Este deve ser concebido de modo a fornecer isolamento adequado em relação a temperatura, humidade, propagação do som e os agentes do meio ambiente.

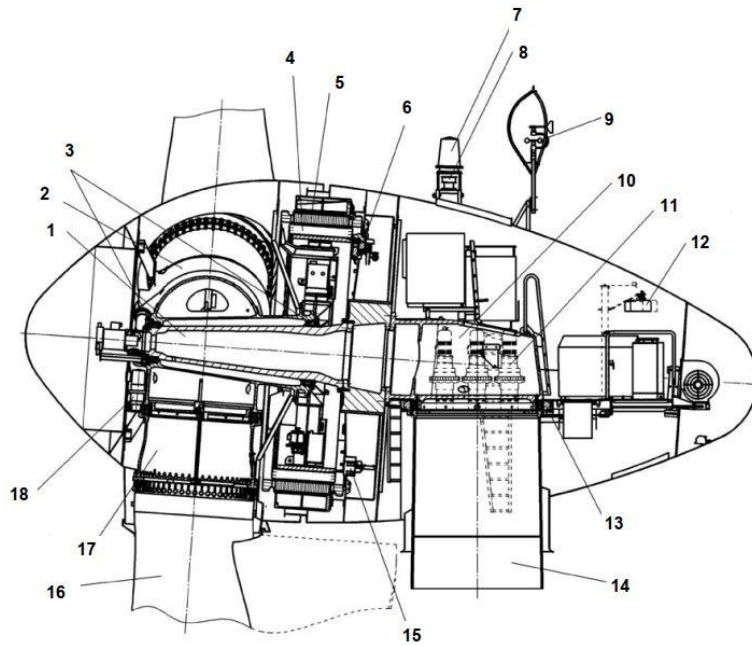
Atualmente, as “nacelles” são dimensionadas de modo a facultar o espaço mínimo necessário para a instalação, acessibilidades e realização das ações de manutenção ao longo da vida útil do aerogerador.



**Figura 3.28:** Aerogerador do tipo *geared drive* do fabricante *Repower* [31].

Legenda:

Item	Componente	Item	Componente
01	Sistema de Controlo do passo	12	Mastro sensores meteorológicos
02	Pá do rotor	13	Nacelle
03	Rolamento da pá do rotor	14	Cubo do rotor
04	Sistema de bloqueio do eixo lento	15	Parafusos bloqueio do rotor
05	Rolamento principal de apoio	16	Moto-reductor azimutal
06	Porta de acesso ao rotor	17	Sistema de bloqueio azimutal
07	Eixo lento	18	Torre do aerogerador
08	Caixa multiplicadora	19	Rolamento apoio da nacelle
09	Sistema de travagem do eixo lento	20	Apoio caixa multiplicadora
10	Armário de controlo	21	Acoplamento
11	Gerador	22	Chassis



**Figura 3.29:** Aerogerador do tipo *direct drive* do fabricante *Enercon* [32].

Legenda:

Item	Componente	Item	Componente
1	Eixo principal	10	Apoio principal da “nacelle”
2	Cubo do rotor	11	Moto-reductor azimutal
3	Rolamentos principais de apoio	12	Guincho de carga
4	Rotor do gerador	13	Rolamento de movimento azimutal
5	Estator do gerador	14	Torre do aerogerador
6	Estrutura suporte do gerador	15	Travão do rotor
7	Sinalização aeronáutica	16	Pá do rotor
8	Suporte sinalização aeronáutica	17	Flange de ligação da pá
9	Mastro sensores meteorológicos	18	Moto-reductor ângulo de passo da pá

### 3.4.3.1. Trem de potência (*Drive train*)

O trem de potência está essencialmente associado aos aerogeradores equipados com caixa multiplicadora (*geared drive wind turbine*). Nos aerogeradores do tipo *direct drive* o rotor está solidamente ligado ao gerador, não se referindo a trem de potência.

Assim e em relação às turbinas com caixa multiplicadora, o seu trem de potência engloba todos os componentes em rotação do cubo do rotor ao gerador elétrico e é constituído pelos seguintes componentes:

- Rolamentos principais;
- Veio principal;
- Acoplamento entre o veio principal e a caixa multiplicadora;
- Caixa multiplicadora;
- Travão mecânico;
- Acoplamento com limitação de binário entre a caixa multiplicadora e o gerador.

A caixa multiplicadora será abordada de seguida. Esta opção, decorre da preponderância deste componente na turbina eólica.

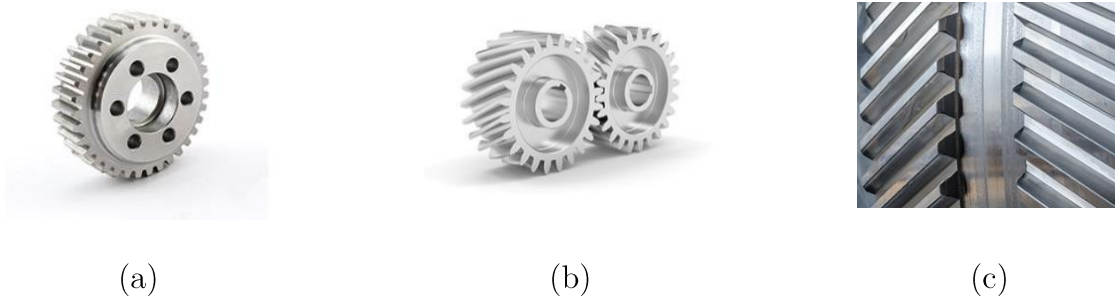
### 3.4.3.2. Caixa multiplicadora (*Gearbox*)

A caixa multiplicadora encontra-se no interior da *nacelle*, entre o rotor e o gerador. Nos aerogeradores em que marcam presença, são um dos principais componentes. A sua função é adequar a velocidade de rotação das pás do rotor à velocidade de rotação do gerador [9].

O componente principal da caixa multiplicadora são as engrenagens.

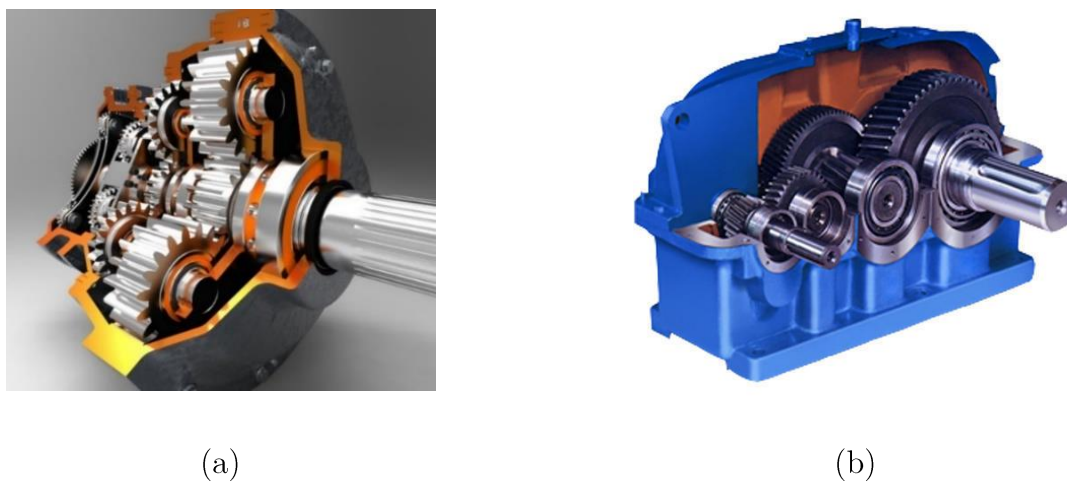
Os tipos de engrenagens mais utilizadas, são as de engrenagens de dentes retos, as engrenagens de dentes helicoidais e as engrenagens de dentes helicoidais duplos e apresentados na **Figura 3.30**.

- Engrenagem de dentes retos (*straight gears*): têm rodas dentadas cilíndricas com dentes paralelos aos eixos;
- Engrenagem helicoidal (*helical gears*): os dentes estão em hélice, isto é, alinhados segundo um ângulo com o eixo do veio;
- Engrenagem helicoidal dupla (*double helical gears*): têm dois conjuntos de dentes helicoidais em cada uma das rodas.



**Figura 3.30:** Engrenagem de dentes retos (a), engrenagem helicoidal (b) e helicoidal dupla (c) [33].

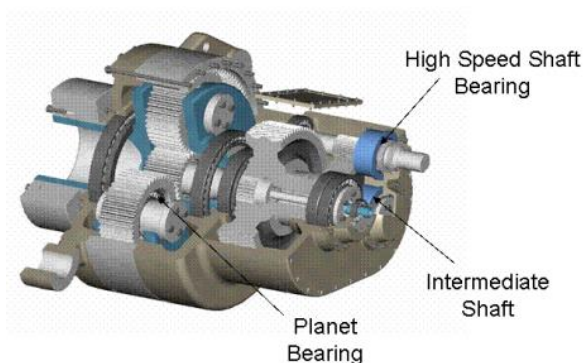
Estas engrenagens simples podem ser combinadas de forma a criar novas configurações mais complexas, dependendo do tipo de aplicação a que se destinam. Para aplicações em turbinas eólicas, as combinações mais usadas são as representadas na **Figura 3.31**, a onde identificamos a configuração planetária e a configuração paralela.



**Figura 3.31:** Caixas multiplicadoras para aerogeradores com engrenagens do tipo planetária (a) e paralela (b) [34].

Atualmente, as caixas multiplicadoras com engrenagens planetárias são as mais usuais na indústria eólica. Apesar de mais complexas, possuem algumas vantagens em termos de dimensão e peso [35].

Este tipo de caixa multiplicadora é composto por uma engrenagem central e várias engrenagens em volta, denominadas de planetárias, normalmente em número de três. A **Figura 3.32** apresenta uma caixa multiplicadora desse tipo [35].



**Figura 3.32:** Trem de engrenagens de uma caixa multiplicadora para um aerogerador [36].

A engrenagem central roda à velocidade imposta pelas pás do aerogerador (*low speed shaft*), enquanto as três engrenagens mais pequenas fazem o aumento da velocidade. O eixo associado ao nível de velocidade mais elevado (*high speed shaft*) é o que vai estar acoplado ao gerador elétrico através de um acoplamento com limitador de binário apresentado na **Figura 3.33** com a função de proteger todo o trem de potência de fenómenos transientes durante o funcionamento da turbina que ocorrem por paragens de emergência, pela inércia do gerador, etc.



**Figura 3.33:** Acoplamento com limitador de binário utilizado em aerogeradores [37].

### 3.4.3.3. Gerador (*Generator*)

Como já abordado nesta dissertação, um aerogerador é um equipamento destinado a converter a energia cinética contida no vento em energia elétrica. Efetivamente, a energia cinética do ar em movimento, fornece energia mecânica ao rotor, que através de um sistema

de transmissão mecânica, faz rodar o rotor de um gerador, que converte a energia mecânica de rotação em energia elétrica.

Para converter a energia mecânica disponível no eixo do rotor, podem usar-se máquinas elétricas de dois tipos. São as seguintes:

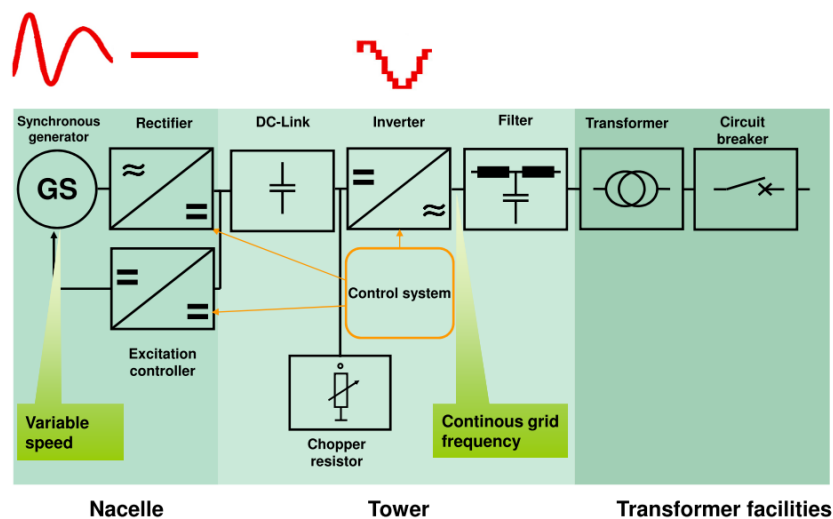
- Máquina de Corrente Contínua;
- Máquina de Corrente Alternada:
  - Máquina Síncrona;
  - Máquina de Indução ou Assíncrona.

No âmbito desta dissertação, apenas serão abordadas as máquinas síncronas e as máquinas de indução assíncronas com gerador duplamente alimentado, já que constituem a quase totalidade da frota de aerogeradores da atualidade.

Em relação à máquina síncrona, os geradores eólicos deste tipo não possuem caixa de engrenagens, pelo que a velocidade de rotação do rotor é idêntica à velocidade de rotação da turbina. Tipicamente a velocidade de rotação da turbina (e do rotor da máquina síncrona) varia entre 17 rpm e 36 rpm, pelo que a máquina possui um número de pares de polos elevado.

O expoente máximo da utilização deste tipo de tecnologia é a empresa *Enercon*, que assenta toda a sua oferta de aerogeradores neste tipo de solução.

Na **Figura 3.34** pode ser observada uma representação esquemática do funcionamento de um aerogerador da *Enercon*.



**Figura 3.34:** Esquema de princípio de um aerogerador síncrono da *Enercon* [38].

O estator da máquina síncrona tem seis fases e encontra-se ligado a dois sistemas de conversão AC→DC→AC independentes. O paralelo entre os dois sistemas de conversão é efetuado à saída dos conversores DC/AC (conversores de rede) que se encontram ligados ao transformador elevador de tensão [38].

Cada um dos conversores AC→DC ligados ao gerador (conversores de gerador) é constituído por um conversor em ponte paralelo duplo equipado com 6 tirístores. Estes tirístores funcionam com um ângulo de disparo constante.

A tensão contínua aos terminais do condensador, colocado em paralelo com os conversores, deve ser regulada para um valor constante. Para valores baixos da velocidade do rotor, o sistema de excitação da máquina síncrona não tem capacidade para assegurar aquele valor, sendo necessário recorrer a uma bobine para esse efeito, denominada de “*chopper*” (conversor DC→DC), instalado entre o gerador e o condensador, o qual é desligado quando a velocidade do rotor excede um determinado valor [38].

O conversor de rede é um conversor em ponte paralelo duplo equipado com IGBT's, com um sistema de comando por modulação da largura do impulso (PWM). Este conversor controla a potência ativa injetada na rede e o fator de potência. O controlo de potência ativa no conversor de rede permite a imposição de um binário eletromagnético (resistente) ao gerador, tornando assim possível o controlo da velocidade de rotação do aerogerador, por forma a obter a velocidade específica ótima da ponta da pá, para cada valor da velocidade de vento [38].

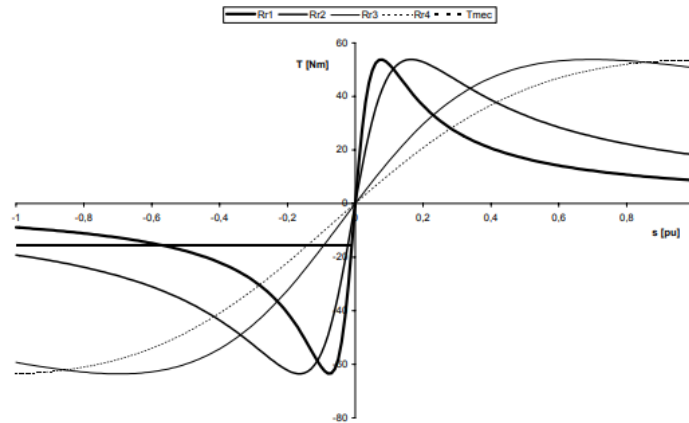
As máquinas de indução duplamente alimentadas, baseiam o seu funcionamento na possibilidade de controlar a sua velocidade por variação da resistência do rotor.

Na **Figura 3.35**, temos ilustrado a variação das curvas de binário/deslizamento da máquina de indução devido à variação de uma resistência ligada em série com a do enrolamento do rotor [39].

Se em lugar de uma resistência variável, se instalar um sistema de conversão eletrónico AC→DC→AC ligado ao rotor, é possível extrair a potência ativa pelo rotor da máquina e, assim, controlar a velocidade. É o método de obter energia da máquina de indução pelo enrolamento do rotor.

O modo de funcionamento das máquinas de indução duplamente alimentadas utilizadas nos aerogeradores, baseia-se no princípio acima descrito: para escorregamentos negativos, até se atingir a intensidade de corrente nominal do estator da máquina, a potência extraída pelo rotor da máquina é controlada por forma a otimizar a velocidade específica da ponta da pá do rotor,  $\lambda$ , e assim maximizar o valor do coeficiente de potência,  $C_p$ , da turbina [39].

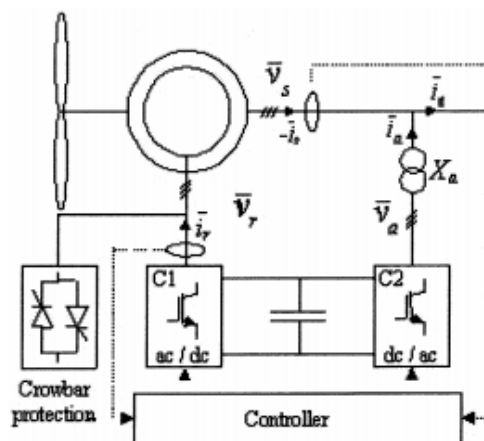
Para escorregamentos negativos, superiores (em módulo) àquele em que a intensidade da corrente no estator atinge o valor nominal, a potência ativa no estator e rotor permanecem constantes. Este princípio do controlo da velocidade por aproveitamento da energia de escorregamento, leva a que esta máquina possa funcionar como gerador para escorregamentos positivos.



**Figura 3.35:** Curvas características binário-velocidade para diferentes valores da resistência do rotor [39].

Na **Figura 3.36**, apresenta-se o esquema de princípio da máquina de indução duplamente alimentada.

O estator da máquina de indução encontra-se diretamente ligado à rede elétrica; o rotor está ligado à rede através de um sistema de conversão AC→DC→AC e de um transformador elevador.



**Figura 3.36:** Esquema de ligações da máquina de indução duplamente alimentada [40].

O princípio de funcionamento do sistema de controlo por modulação de largura de impulso pode impor uma forma de onda aproximadamente sinusoidal, com frequência, amplitude e fase ajustável aos terminais AC dos conversores. Esta propriedade do sistema de controlo por modulação de largura de impulso permite dispensar a utilização de baterias de condensadores na grande maioria dos casos. Tipicamente, os fabricantes asseguram um controlo do fator de potência entre cerca de 0,9 indutivo e cerca de 0,9 capacitivo aos terminais da máquina.

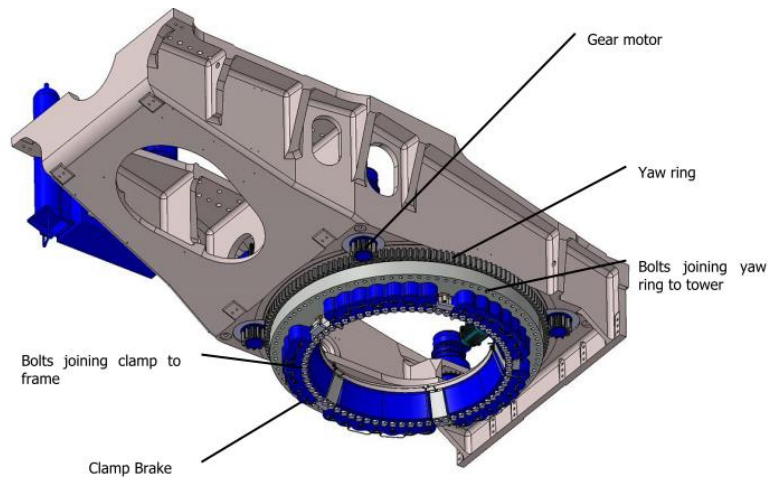
O objetivo do sistema de controlo dos conversores eletrónicos AC→DC→AC é garantir a maximização do coeficiente de potência da turbina, principalmente na região característica da potência em função do vento e onde a potência não é controlada. Além disso, os sistemas de controlo dos conversores permitem manter um determinado valor do fator de potência no ponto de interligação da máquina de indução duplamente alimentada com a rede de energia elétrica.

Na região característica em que a potência da turbina é controlada, o sistema de controlo dos conversores AC→DC→AC mantém constante a potência total, extraída pelo estator e rotor da máquina, complementada pelo sistema de controlo do ângulo de passo das pás do rotor. Pode-se, portanto, concluir que o sistema de controlo dos geradores eólicos, do tipo máquinas de indução duplamente alimentadas, pode maximizar a energia elétrica entregue à rede numa ampla gama de variação da velocidade do vento [39][40].

#### 3.4.4 Sistema de orientação (*Yaw system*)

O sistema de orientação da *nacelle* (*yaw system*) é o mecanismo cuja função, tal como o nome indica é rodar a *nacelle* em torno do seu eixo vertical, i.e., a torre, de modo a manter a turbina eólica orientada de frente para o vento, maximizando assim a conversão de energia.

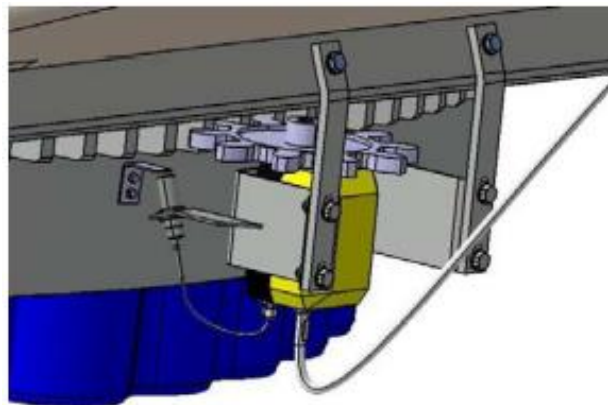
Este sistema consiste num número determinado de motores, elétricos ou hidráulicos (a solução elétrica é a mais utilizada), montado no chassis da *nacelle*, os quais, através de caixa redutora, movem um pinhão. Este pinhão, ataca diretamente na roda de coroa que se encontra solidamente ligada à torre (*yaw ring*). Este mecanismo encontra-se apresentado na **Figura 3.37**.



**Figura 3.37:** Sistema de orientação (*yaw system*) [41].

O sensor de direção do vento mede e envia esta informação ao sistema de controlo, que, em função de um algoritmo específico determina quais as operações a serem levadas a cabo pelo sistema de orientação, de modo a maximizar a conversão de energia pela turbina eólica.

Após completado o movimento de alinhamento é ativado o travão do sistema (*clamp break*) o qual mantém a *nacelle* travada na posição pretendida evitando assim esforços nos conjuntos moto-redutores. A posição da *nacelle*, habitualmente em relação ao Norte geográfico, é determinada pelo sensor de posição o qual pode ser observado na **Figura 3.38**.



**Figura 3.38:** Sensor de posição da *nacelle* [41].

### 3.4.5 Sistema de controlo (*Control system*)

A norma (IEC 61400-1) define o sistema de controlo eletrónico de um aerogerador como [42]:

*“um sistema que recebe informação sobre as condições da turbina e/ou do seu ambiente de operação, ajustando a turbina, de modo a mantê-la dentro dos seus limites de operação”*

Para este efeito, os diversos sensores instalados, fornecem *inputs* a uma unidade central de comando o qual, consoante o fabricante, pode estar localizado no interior da *nacelle* ou na base do aerogerador. O *software* presente nesta unidade, avalia e fornece *outputs* aos diversos atuadores instalados na turbina. Estes atuadores podem ser hidráulicos, elétricos, controladores de binário, elétricos, etc. Cabendo também à unidade central de comando, gerir o funcionamento da turbina nas regiões de operação descritas na secção 3.2.6 (pág.34).

Como exemplo de alguns dos sensores presentes num aerogerador, temos: anemómetro, sensor de direção do vento, diversos sensores de temperatura e pressão, sensor de velocidade de rotação do rotor, sensor de ângulo do passo das pás, sensor de posição do sistema de orientação da *nacelle* entre outros.

Intimamente ligado com o sistema de controlo do aerogerador, encontra-se o sistema SCADA do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition* traduzido em português por Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados.

Este sistema atua como um “sistema central”, dado que interliga todas as turbinas eólicas existentes no parque eólico, a subestação e os dados meteorológicos, a um computador central.

Este computador e o sistema de comunicação associado, permitem ao operador supervisionar o comportamento de todas as turbinas e restantes sistemas do parque eólico. O sistema SCADA mantém um registo de toda a atividade, habitualmente num período de amostragem de 10 minutos ou outros intervalos de tempo.

Regista igualmente o valor de energia produzido, disponibilidade, erros e sinais de falha, os quais servem de base para questões de garantia de fornecimento e eventuais reclamações.

O sistema SCADA, tem também que implementar todos os requisitos do contrato de ligação à rede elétrica recetora, de modo a controlar a produção de potência reativa, a tensão da rede, o controlo de frequência ou limitar a potência de saída, em resposta às instruções do operador da rede.

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

As funções principais deste sistema são:

- **Aquisição de dados** – Permite a aquisição de dados a partir de sensores instalados nos equipamentos quer sejam os aerogeradores como outros equipamentos instalados no parque eólico, tais como: subestação elétrica, torre meteorológica, sistema de intrusão, etc. Permite adquirir o estado do sistema, medindo e indicando valores de grandezas através de uma leitura cíclica;
- **Monitorização e processamento de eventos** – Processa-se a monitorização do estado, monitorização de limites de operação e processamento desses limites onde todos os acontecimentos detetados são processados e armazenados na base de dados;
- **Funções de controlo** – Esta função permite controlar individualmente cada equipamento controlado a partir do centro de controlo.

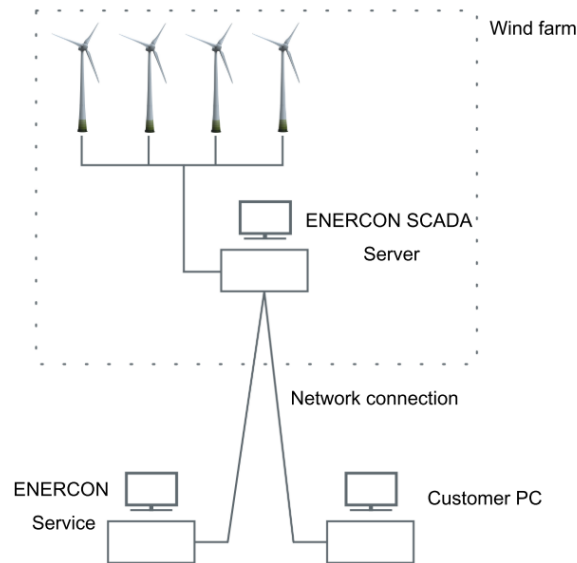
Em termos de potencialidades e desempenho destes sistemas, a evolução tem sido exponencial.

Com o advento de uma computação cada vez mais potente, associadas às melhorias em termos de comunicações de banda larga de diversas tecnologias (3G, 4G, *rádio-link*, micro-ondas, fibra ótica, etc.) tem permitido que os sistemas recolham, processam e transmitam um número substancial de informação, permitindo uma exploração técnica do parque eólico cada vez mais precisa e eficiente.

Aquilo que era um *standard* da indústria, o qual se baseava na recolha de um reduzido número de variáveis de funcionamento em médias de 10 minutos, foi substituído por sistemas que armazenam elevado número de variáveis em diversos períodos de amostragem, habitualmente de um segundo, ou um minuto, apresentando mesmo os valores mínimo, máximo e desvio padrão de cada uma dessas variáveis.

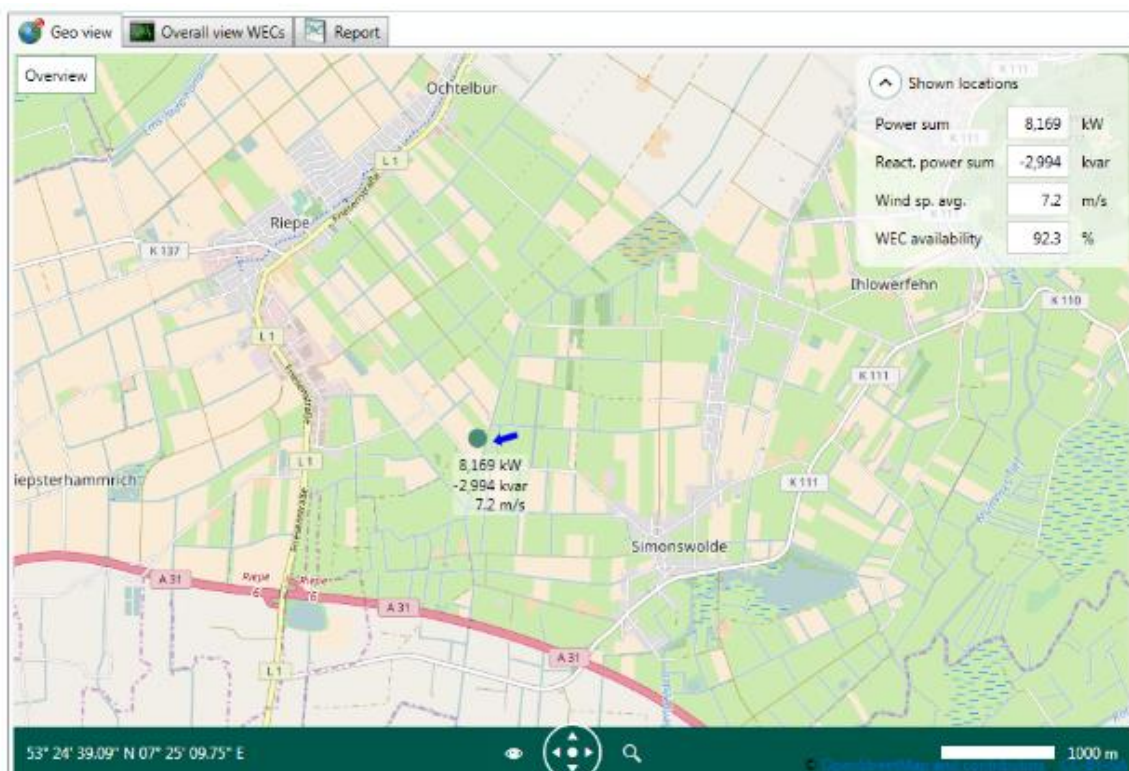
Parte integrante deste sistema é a interface com o utilizador, o qual à semelhança da evolução das potencialidades técnicas, tem sofrido evoluções substanciais quanto à agradabilidade na sua apresentação e facilidade de utilização.

Na **Figura 3.39**, está representada a arquitetura do sistema SCADA proposto pela *Enercon*.

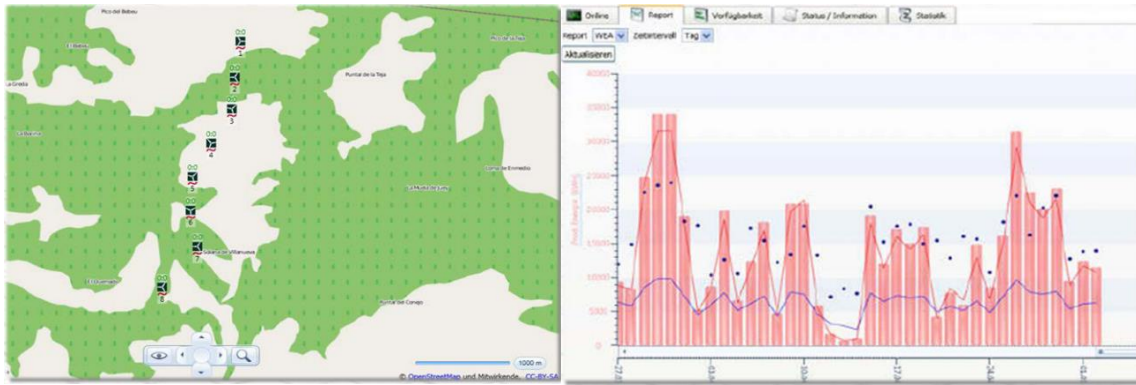


**Figura 3.39:** Arquitetura do sistema *Enercon SCADA* [43].

Na **Figura 3.40** é apresentada a interface com o operador do fabricante *Enercon*. Na **Figura 3.41** são apresentados mais dois painéis de navegação do software de SCADA do mesmo fabricante.



**Figura 3.40:** Interface para o operador do fabricante *Enercon* [43].



**Figura 3.41:** Painéis de navegação do software SCADA do fabricante *Enercon* [44].

### 3.4.6 Torre (*Tower*)

A torre tem como função, suportar a *nacelle* e elevar o rotor até uma cota em que a velocidade do vento é maior e menos perturbada do que junto ao solo. As torres modernas podem ter mais de oitenta metros de altura, pelo que, a estrutura tem de ser dimensionada para suportar cargas significativas, bem como para resistir a uma exposição em condições ambientais adversas ao longo da sua vida útil, estimada em cerca de vinte anos. Os fabricantes têm-se dividido entre dois tipos de torres, tubulares e de treliça metálica.

Para fabricar as torres tubulares pode usar-se aço ou betão, sendo os diversos troços montados no local com o auxílio de uma grua e visível na **Figura 3.42(b)** no que se refere à de betão e onde se observa na **Figura 3.42(a)** a sua congénere construída em aço. Estas torres tubulares são mais seguras para ações de manutenção, dada a escada interior para aceder à plataforma da *nacelle*.



(a)

(b)

**Figura 3.42:** Exemplos de torres tubulares para aerogeradores [45].

Torre de aço (a), torre de betão (b).

As torres de treliça metálica são mais baratas, as fundações são mais ligeiras e o efeito de sombra da torre é atenuado. Contudo, têm vindo a ser progressivamente abandonadas devido a questões de impacto visual como observado na **Figura 3.43**.



**Figura 3.43:** Aerogeradores com torre de treliça [46].

### 3.4.7 Fundação (*Foundation*)

A fundação de uma turbina tem como função, mantê-la numa posição ereta e estável, mesmo em condições meteorológicas extremas. A fundação transfere as forças de todas as cargas geradas para o solo circundante.

Enquanto as turbinas eólicas *onshore* necessitam de grandes estruturas de fundações em betão armado, como é facilmente observado na **Figura 3.44**, as turbinas eólicas offshore necessitam de diferentes tipos de estruturas de fundações, dependendo da profundidade e das características do fundo do mar.

Na **Figura 3.45**, são apresentadas estruturas das fundações das turbinas eólicas offshore as quais podem ser: monopilar “*mono-piles*”, tripodes “*tripods*”, base gravitacional de betão “*concrete gravity based*” ou de suporte flutuante “*floating support*” [47].



**Figura 3.44:** Fundação para uma turbina eólica *onshore* [48].

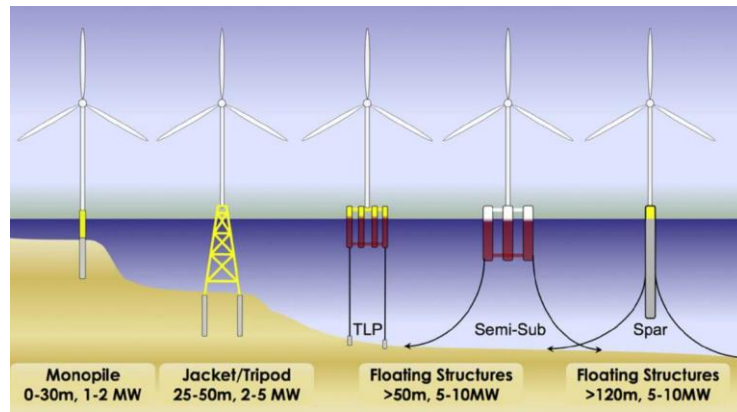


Figura 3.45: Diversos tipos de fundação para turbinas eólicas *offshore* [49].

## Capítulo 4

# Manutenção de aerogeradores

---

A manutenção de aerogeradores é abordada neste capítulo. Na sua secção 4.1, é desenvolvido o conceito de manutenção aplicado a sistemas genéricos. Na secção 4.2, já se aborda a manutenção focada nos aerogeradores. Na secção 4.3, desenvolve-se o tema da manutenção preventiva condicionado, ou também de denominada de preditiva, a qual é uma área que tem cada vez mais relevância, não somente na indústria em geral como na indústria eólica em particular. Este capítulo termina na secção 4.4, onde é abordada a temática da manutenção condicionada com base em dados SCADA, a qual é a área onde esta tese se insere.

### 4.1 Manutenção em sistemas genéricos

Todos os equipamentos sofrem desgaste, quer em utilização normal quer intensiva. Para o desempenho se manter dentro de um patamar de rendimento adequado, é necessário que as suas condições de funcionamento sejam as mais apropriadas. Este aspeto significa que, ao longo do seu ciclo de vida, os equipamentos necessitam de intervenções para colocar as suas condições de funcionamento dentro dos parâmetros adequados. A denominação "intervenções" significa, ações planeadas, não planeadas, reparações, inspeções e todas as operações desta natureza. Todas estas ações fazem parte da atividade de manutenção, que corresponde a um conjunto de ações necessárias a garantir o bom desempenho dos equipamentos em funcionamento.

Quando bem gerida, a manutenção é um fator relevante na economia de uma empresa, capaz de alterar índices de produtividade, níveis de qualidade de processos, diminuição de produtos defeituosos, e aumento da confiança dos clientes. Devido à evolução da sociedade, surgem novos desafios e novos obstáculos, tais como o custo, a escassez das energias não renováveis e a preservação do meio ambiente, entre outros. Todos estes fatores alavancam a manutenção para um novo patamar - eficácia económica. A manutenção, logicamente, tem associados custos de peças-de-reserva, de mão-de-obra, de contratos com terceiros, de deslocações, de utilização de ferramentas, etc. Esta gestão financeira é preponderante na eficácia de uma organização, quer na escolha da altura certa da intervenção (nem demasiado cedo, nem demasiado tarde) quer na análise dos gastos desnecessários.

Associado à manutenção têm-se o tempo de intervenção, tempo de paragem do equipamento por avaria - tempo de indisponibilidade, os custos das reparações discriminados entre custos internos, externos, entre outros dados. Evidentemente, uma boa manutenção ajuda a minimizar as avarias, prevenindo imobilizações e aumentando o tempo de disponibilidade dos equipamentos.

A poupança oriunda de uma ausência de manutenção é facilmente superada pela ineficiência do desempenho dos equipamentos, nomeadamente:

- Por uma produtividade imperfeita, devido à deficiente prestação dos equipamentos;
- Por existirem paragens mais frequentes;
- Pelo aumento dos defeitos dos produtos e, por consequência, depreciação da imagem junto dos clientes;
- Perigo para a operação do equipamento por parte de quem o opera ou até da comunidade.

A manutenção, normalmente, é dividida em vários tipos, de acordo com a natureza da intervenção:

- **Manutenção Corretiva** - Trata-se de a intervenção depois da ocorrência de uma avaria e tem como objetivo restaurar o ativo para uma condição em que pode funcionar como pretendido, quer pela sua reparação ou por substituição. Isto não significa que a manutenção corretiva é apenas relevante quando nenhuma outra estratégia é adotada. Pode ser usada como estratégia por si só, ou juntamente com outras estratégias de manutenção ativas. Esta abordagem é ideal para equipamentos de baixa prioridade, ou seja, sem os quais as operações da empresa podem continuar o seu funcionamento normal. O mesmo se aplica a equipamentos de menor valor, cuja manutenção ou monitorização regular poderiam acabar por ser mais caras do que a simples reparação ou substituição depois da ocorrência de falhas;
- **Manutenção Preventiva Sistemática** - Efetuada de forma periódica, incluindo, normalmente, inspeção e elaboração de trabalhos pré-estabelecidos. A periodicidade pode ser baseada num ou em vários parâmetros de funcionamento, tais como, horas de trabalho, número de peças produzidas, número de quilómetros percorridos, entre outros;
- **Manutenção Preventiva Condicionada** - Efetuada em função do estado do equipamento, sendo a intervenção realizada caso determinado parâmetro atinja um valor limite previamente definido.

No caso da manutenção preventiva condicionada, esta incorpora os seguintes passos para a sua implementação:

- Identificação do tipo de variável de controlo - Através de variáveis de funcionamento do equipamento que traduzem a sua condição (temperatura, vibração, estado do óleo, potência produzida, etc.), e que permitem determinar, com antecedência, a possibilidade de uma avaria futura;
- Determinação das consequências - Identificar o que pode acontecer se não houver intervenção de manutenção e determinação de eventuais falhas futuras por análise do comportamento das curvas das variáveis em monitorização.

A **Tabela 3** apresenta uma comparação entre os métodos de manutenção referidos anteriormente, apresentando para isso, as vantagens e desvantagens de cada um deles.

**Tabela 3:** Comparação de métodos de manutenção [50].

<b>Método</b>	<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
<b>Manutenção Corretiva</b>	Baixos custos de manutenção durante a operação; Componentes serão usados o tempo máximo de vida.	Alto risco de danos consequentes, resultantes de excessivos tempos de paragem; A logística das peças sobresselentes é complexa; A reposição de peças sobresselentes é provavelmente longa.
<b>Manutenção Preventiva Sistemática</b>	É expectável um baixo tempo de paragem; A manutenção pode ser planeada; A logística de peças sobresselentes é facilitada.	Os componentes não serão usados até ao seu tempo máximo de vida; Os custos de manutenção são mais elevados quando comparados com a manutenção corretiva.
<b>Manutenção Preventiva Condicionada</b>	Os componentes serão usados quase até ao fim do seu tempo de vida; É expectável um tempo de paragem reduzido; A manutenção pode ser planeada; A logística de peças sobresselentes é fácil, dado que as anomalias podem ser detetadas antecipadamente.	É requerida informação fiável sobre o tempo de vida restante dos componentes; É requerido um elevado esforço computacional (hardware e software) de monitorização; É difícil a identificação das condições limite adequadas.

## 4.2 Manutenção em aerogeradores

Os primeiros esquemas de manutenção aplicados aos aerogeradores eram baseados em técnicas corretivas, isto é, os mesmos manter-se-iam em operação até que ocorresse uma avaria.

Na medida em que as máquinas foram crescendo em termos de potência, preço e complexidade, esta estratégia deixou de fazer sentido, sendo implantadas estratégias de manutenção baseadas nos métodos referidos na secção 4.1 (pág.61)[50].

Assim, os métodos de manutenção aplicados às turbinas eólicas continuam a poder ser divididos em três categorias: manutenção corretiva, manutenção preventiva sistemática e manutenção preventiva condicionada.

As ações de manutenção corretiva nas turbinas eólicas constituem uma resposta para falhas nos equipamentos devido a erros humanos, fenómenos atmosféricos, falhas de conceção ou falhas dos componentes. O conhecimento da necessidade destas ações ocorre durante as inspeções de rotina ou, quando o sistema de controlo retira a turbina de operação perante uma falha. Por outro lado, as ações de manutenção preventiva são planeadas de forma a incluir verificações de rotina e testes aos equipamentos. Estes serviços de manutenção são normalmente bianuais, os quais, compreendem um grande número de verificações, de modo a avaliar o estado operacional de cada turbina e atualizar os seus registos de manutenção.

São postas em prática com o auxílio de uma lista de verificação ou *checklists*<sup>5</sup>, e incluem atividades como: verificação à caixa multiplicadora (caso exista), aos níveis de óleo do sistema hidráulico (caso exista), lubrificação manual de componentes, enchimento de sistemas automáticos de lubrificação (caso existam), inspeção de fugas de óleo, inspeção ao conversor de frequência, inspeção dos cabos que descem pela torre e dos seus sistemas de suporte, observação da turbina em operação com o propósito de verificar a ausência de vibrações anormais, do sistema de transmissão e inspeção do disco do travão. Poderá incluir outras atividades como a verificação das diversas ligações entre componentes, tais como: a ligação das pás, a ligação da caixa multiplicadora à *nacelle*, as ligações aparafusadas na base da torre, o desempenho do sistema de orientação da *nacelle*, a solidez da ligação dos cabos, a aferição da calibração do sistema de *pitch* entre outros.

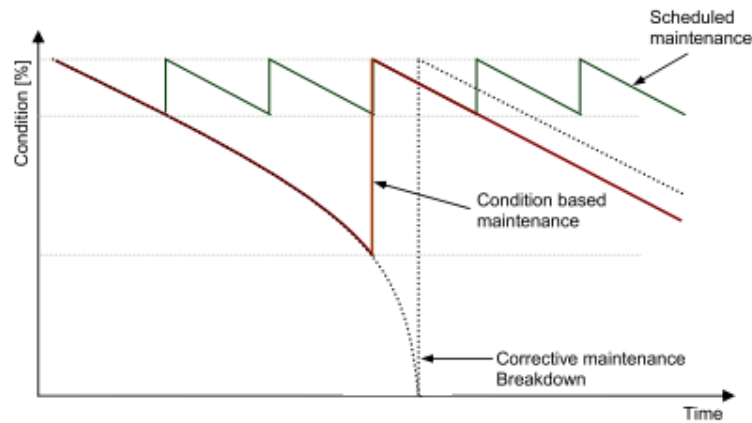
As estratégias de manutenção dos aerogeradores são definidas pelos fabricantes dos mesmos quando asseguram a sua manutenção. Normalmente, as mesmas estratégias são seguidas pelos operadores dos parques eólicos quando são eles próprios responsáveis pela

---

<sup>5</sup> *Checklist* - do inglês para Lista de Verificação.

manutenção desses equipamentos. Estas estratégias têm como objetivo, maximizar a disponibilidade das máquinas e minimizar os encargos decorrentes da manutenção.

Na **Figura 4.1** está representada graficamente a comparação entre os vários tipos de manutenção possíveis [50].



**Figura 4.1:** Comparação entre os três tipos de manutenção no tempo [50].

(Corretiva, Preventiva Sistemática e Preventiva Condicionada)

Com já referido, atualmente a manutenção dos aerogeradores continua essencialmente a ser baseada no tempo. A grande maioria dos fabricantes preconiza duas ações de manutenção, numa base semestral e são executadas da seguinte forma: uma das manutenções, mais rápida decorrente do menor número de tarefas a realizar, designada por manutenção menor, muito focada em ações de inspeção visual do equipamento, e uma mais aprofundada, designada por manutenção maior com um elevado número de tarefas a executar.

No entanto, como complemento, mais recentemente começaram a ser desenvolvidas estratégias baseadas no conhecimento do estado dos equipamentos, de forma a otimizar a gestão da manutenção. A principal finalidade da otimização da manutenção é determinar a estratégia de manutenção que forneça o melhor equilíbrio entre custos de manutenção e as consequências da não realização das ações. Num parque eólico, os diversos aerogeradores estão sujeitos a regimes de carga diferentes logo, os componentes constituintes do aerogerador deverão ter um desgaste diferente de máquina para máquina. Basear única e exclusivamente as ações de manutenção em ações de manutenção preventiva sistemática começou a não ser a estratégia adequada começando por isso a serem integradas algumas técnicas de manutenção preventiva condicionada nos aerogeradores.

Antes de ser abordado os métodos de manutenção preventiva condicionada aplicados a aerogeradores, o qual será abordado na secção 4.3 (pág.83), torna-se fundamental antes identificar as avarias mais importantes que ocorrem nos mesmos. Pois apesar da sua maturidade, esta tecnologia continua a apresentar alguns problemas e desafios. A experiência adquirida nos últimos trinta anos aliada ao esforço para melhorar a fiabilidade operacional das turbinas não tem conseguido solucionar a elevada taxa de falhas em alguns componentes. Todos os componentes são sujeitos a amplos testes de fabrico de forma a garantir uma qualidade elevada. No entanto, o rápido aumento da potência das turbinas e a necessidade de fornecer o mercado com esta tecnologia não terá dado o tempo necessário para o amadurecimento de alguns componentes.

#### 4.2.1 Avarias em aerogeradores

Existem fundamentalmente três tipos de anomalias que podem ocorrer num aerogerador:

- Eléctricas;
- Electrónicas;
- Mecânicas.

As falhas eléctricas ocorrem com alguma frequência, no entanto, são as mais inesperadas já que os equipamentos em causa, são amplamente conhecidos e estudados, nomeadamente motores assíncronos, relés, contactores, etc.

As falhas electrónicas têm uma taxa de ocorrência superior à taxa de ocorrência das falhas eléctricas. Estão frequentemente relacionadas com sensores e cartas electrónicas. Estas falhas podem ser provocadas por efeito das descargas atmosféricas ou outros fenómenos de origem semelhante. Quando ocorrem este tipo de problemas, a solução passa por substituir o componente. Existe um grande número de sensores num aerogerador dando informação, por exemplo, do sistema de orientação, do sistema hidráulico, diversas temperaturas, da rotação, do gerador, do sistema de ajuste do ângulo de ataque das pás do rotor, etc. e como tal sujeito a possíveis avarias.

As falhas mecânicas estão associadas às falhas ocorridas nas caixas de engrenagens, quer seja na caixa multiplicadora, quer seja nas diversas caixas reductoras, existentes i.e., no sistema de orientação da *nacelle* ou no sistema de ajuste do ângulo das pás quando este é do tipo eléctrico, nas pás e no sistema hidráulico. Fissuras nas caixas de engrenagens e danos nas pás do rotor, causados por efeitos atmosféricos, são os problemas mais usuais. Relativamente à caixa multiplicadora, o aumento do tamanho das torres e das pás permite a captação de ventos

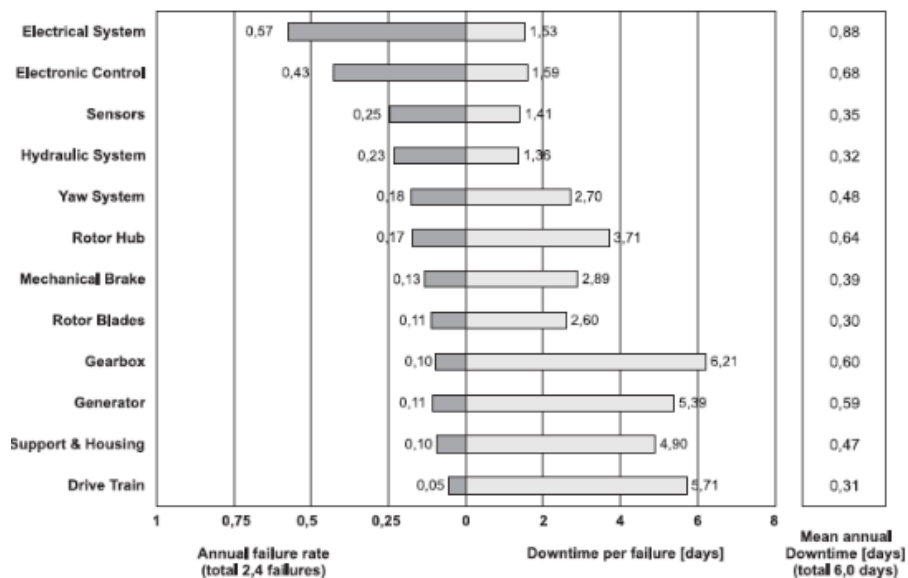
com velocidades mais elevadas e, conseqüentemente, as forças aplicadas às rodas dentadas são maiores, o que pode levar à rotura dos materiais.

Quanto às pás, os estragos provocados pelas descargas atmosféricas são os mais comuns, referindo ainda, que este sistema sofre vibrações contínuas e forças centrífugas que acentuam a sua fragilidade.

Existem vários estudos efetuados em parques eólicos com o objetivo de se determinar as avarias mais frequentes e o tempo de paragem associado, provocado por estas avarias. Estes estudos são baseados em registos de dados e relatórios elaborados pelas equipas de manutenção dos parques eólicos.

Um estudo bastante conceituado na industria é um estudo levado a cabo pelo ISET *Fraunhofer - Institute for Wind Energy and Energy Systems Technology* [51][52], foram analisados 193000 relatórios de operação mensais e 64000 relatórios de manutenção e reparação, feitos pelas equipas de manutenção em 1500 turbinas eólicas instaladas em parques eólicos na Alemanha, durante 10 anos. O objetivo foi determinar a influência das condições meteorológicas, no funcionamento das turbinas eólicas.

A taxa de avarias e o tempo de paragem associado estão representados na **Figura 4.2**. Enquanto alguns tipos de falhas provocam tempos de paragem muito curtos, apesar do número de ocorrências ser elevado, como é o caso das avarias no sistema elétrico, outras, como as avarias na caixa multiplicadora, gerador, pás do rotor e trem de potência levam a tempos de paragem mais longos apesar do seu menor número de ocorrências.

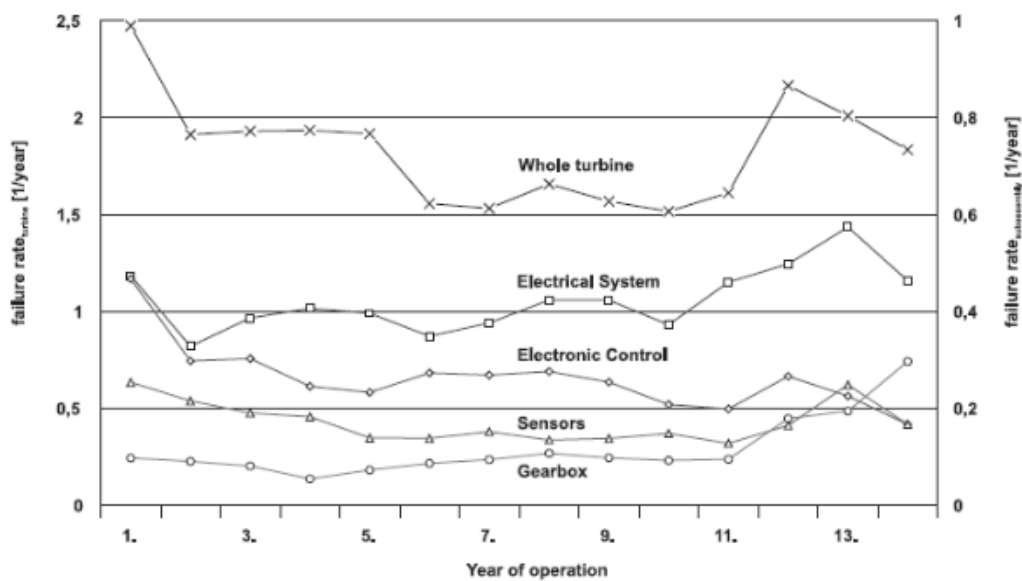


**Figura 4.2:** Taxa de avarias e tempo de paragem dos parques alemães [31].

De acordo com o mesmo estudo, verifica-se que para alguns componentes a taxa de falhas tem vindo a decrescer com o tempo, por exemplo, o sistema de controlo, enquanto noutros, como o sistema elétrico, acontece o contrário.

A **Figura 4.3** apresenta o desenvolvimento da taxa de falhas durante o tempo de operação [31].

Segundo [52] as falhas podem ser classificadas quanto ao tempo de paragem originado, em duas classes. Todas as falhas que originem tempos de paragem inferiores a um dia podem ser classificadas como falhas menores, enquanto todas as outras falhas são classificadas como maiores.



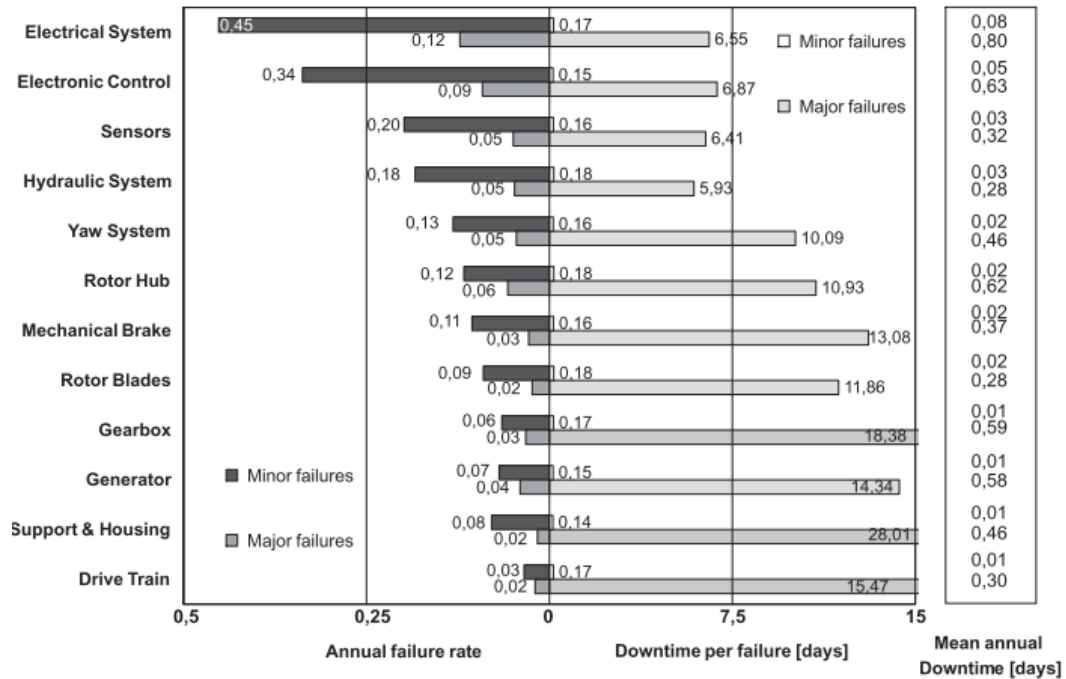
**Figura 4.3:** Taxa de falhas durante o tempo de operação [31].

Nos parques eólicos *onshore*, as falhas menores representam 75% do total de falhas e são responsáveis por apenas 5% do tempo de paragem das turbinas, enquanto as falhas maiores, que representam 25% do total de falhas, são responsáveis pelos restantes 95% de tempo de paragem das turbinas. Para as instalações *offshore*, é expectável que as falhas tenham o mesmo comportamento, no entanto, o tempo de paragem associado é superior, devido às dificuldades de acesso aos equipamentos. A **Figura 4.4** representa a taxa de avarias e o tempo de paragem associado às falhas, conforme sejam consideradas menores ou maiores.

Com base no antes exposto, torna-se claro que as pás, avarias no trem de potência destacando-se os rolamentos de apoio, a caixa multiplicadora e o gerador elétrico são os quatro componentes de uma turbina eólica que originam tempos de paragem mais prolongados considerando-se por isso como os componentes críticos do aerogerador e que os métodos de

manutenção preventiva condicionada aplicados nos aerogeradores devem prestar especial atenção a estes componentes.

No caso concreto desta tese, foi dada atenção às falhas nos rolamentos de apoio do eixo principal de um aerogerador do tipo *direct drive*, tendo sido criada uma ferramenta baseada em técnicas de inteligência artificial para a monitorização da sua condição de funcionamento, concretamente através da utilização de redes neurais para permitir uma deteção atempada de falha nestes componentes e que adiante será em detalhe abordada.



**Figura 4.4:** Taxa de avarias e o tempo de paragem associado às falhas, conforme sejam consideradas menores ou maiores [52].

#### 4.2.1.1. Avaria nas pás do rotor

Como comprovam diversos estudos e experiência operacional, mesmo em condições de operação normal, as pás são componentes sujeitos a falhas. Estas falhas podem surgir em virtude dos esforços a que as mesmas estão sujeitas ou em consequência de fenómenos atmosféricos. A elevada altitude em que os parques eólicos estão instalados, pode levar a acumulação de gelo nas pás, provocando danos nas mesmas. Outro aspeto que deve ser levado em conta é a acumulação de sujidade, como poeira ou insetos, que aumenta a rugosidade da superfície das pás, provocando uma diminuição da potência do aerogerador devido à redução do desempenho aerodinâmico do perfil da pá.

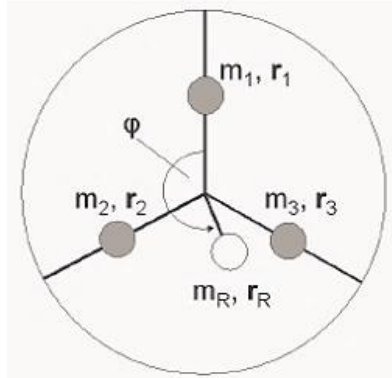
São várias as forças cíclicas que atuam sobre as pás de uma turbina eólica, como:

- Aerodinâmica (criada pela sustentação e arrasto das pás);
- Gravitacional (provocada pela força da gravidade);
- Centrífuga (provocada pelo movimento de rotação das pás);
- Giroscópica (resultam do movimento de orientação da *nacelle* durante a operação);
- Operacional (resultam do ajuste do ângulo de ataque, movimento de orientação da *nacelle*, arranque e paragem do aerogerador).

Todas estas forças contribuem para fenómenos de fadiga dos materiais e, conseqüentemente, levam à paragem da turbina.

Uma turbina eólica é constituída, normalmente, por três pás, criando-se um sistema equilibrado. Qualquer alteração na massa das pás, origina um desequilíbrio no sistema, originando uma redução no desempenho do mesmo, provocando vibrações indesejáveis, que podem levar à sua paragem.

A **Figura 4.5** apresenta o modelo simplificado de um rotor constituído por três pás, usado para estudar o comportamento destas em situação de desequilíbrio de massas.



**Figura 4.5:** Modelo de um desequilíbrio das pás [53].

Em condições de operação normal, em que as massas ( $m_i$ ) estão perfeitamente equilibradas, verificam-se as condições de equilíbrio. Onde,

$$m_1 \times r_1 = m_2 \times r_2 = m_3 \times r_3 \quad (20)$$

Nestas condições, o valor absoluto das forças centrífugas ( $F_{ci}$ ) é igual para cada pá e devido à geometria simétrica do rotor, a soma dos três vetores será zero [53].

$$F_{c1} + F_{c2} + F_{c3} = 0 \quad (21)$$

Qualquer alteração dos parâmetros,  $(m_i \vee r_i)$ , origina o desequilíbrio do rotor. A massa  $(m_i)$  altera-se se, por exemplo, se houver uma infiltração de água para o interior da pá, enquanto, o raio  $(r_i)$  altera-se se existirem acessórios soltos no interior da pá.

Existem, no entanto, outras causas para o desequilíbrio de massas, como sejam os defeitos de fabrico ou problemas relacionados com os materiais usados.

O desequilíbrio de massas pode ser descrito por uma massa virtual  $(m_R)$  a uma distância virtual  $(r_R)$ . Esta massa irá induzir uma força centrífuga resultante, no eixo do rotor e, daí, transmitida à *nacelle* e à torre.

A assimetria aerodinâmica do rotor é causada, quando as pás têm comportamentos aerodinâmicos diferentes. Por exemplo, se o ângulo de ataque de uma pá é diferente das demais por desajuste no sistema de *pitch*. As forças periódicas que surgem devido à assimetria aerodinâmica das pás e do rotor, podem gerar dois tipos diferentes de oscilação na *nacelle*. A primeira, uma oscilação na direção do eixo do rotor, também designada por oscilação axial, e uma segunda, designada por oscilação torsional, em torno do eixo da torre vertical. A causa destes dois tipos de oscilação está relacionada com os momentos de flexão da *nacelle* e da torre. Para a oscilação axial, o momento de flexão é máximo quando a pá está na posição vertical. Para a oscilação torsional, o momento de flexão é máximo quando a pá está na posição horizontal

As descargas atmosféricas que frequentemente atingem as pás, podem causar estragos nas mesmas, por exemplo, fissuras ou em casos extremos, a sua destruição. As fissuras nas pás, que com o tempo vão aumentar, diminuem o desempenho aerodinâmico da pá, e conseqüentemente, o rendimento da turbina eólica.

A proteção das pás contra as descargas atmosféricas é feita através de pequenos discos de cobre, que funcionam como recetor da descarga e que estão ligados a um condutor de alumínio que percorre o interior da pá, o qual liga ao sistema de proteção contradescargas atmosféricas do aerogerador.

Estão representados na **Figura 4.6**, de acordo com a Norma IEC 61400-24 [54], as várias metodologias utilizadas para a proteção das pás contra descargas atmosféricas nas turbinas eólicas modernas.

Na **Figura 4.7**, são apresentados alguns exemplos de danos que habitualmente surgem nas pás do rotor.



#### 4.2.1.2. Avarias no trem de potência – Rolamentos

Como já referido, dados estatísticos mostram que os maiores tempos de paragem por problemas em turbinas eólicas estão relacionados com avarias nos rolamentos.

O seu funcionamento contínuo e em condições de carga severas e muito variáveis fazem com que frequentemente operem com uma lubrificação intermitente. Todas as forças geradas pelo vento influenciam diretamente a operação dos rolamentos. Elevadas forças dinâmicas com picos extremos e cargas mínimas, mudanças bruscas de carga e elevadas variações de temperatura, impõem importantes solicitações ao lubrificante no interior de um rolamento.

Os efeitos causados nas pistas dos rolamentos em resultado de uma exposição prolongada a vibrações, assim como, o risco de passagem de corrente elétrica através deles, representam um outro grande desafio no estudo tribológico de rolamentos, para a resolução destes incidentes.

Sabe-se que pelo menos 60% das avarias prematuras em rolamentos ocorrem na sequência de uma lubrificação inadequada [56]. Assim, atribui-se ao lubrificante uma função vital no desempenho e vida útil dos rolamentos. Um lubrificante corretamente selecionado para responder a condições de operação especiais, formará uma película separando as superfícies que estão em carga e sujeitas a atrito, protegendo-as contra o desgaste. Além disso, o lubrificante atua também como dissipador de calor, retira e transporta do contacto todas as partículas contaminantes (partículas de desgaste ou outras) e preenche vedantes tipo labirinto. Quando o lubrificante falha numa destas funções, inicia-se um processo de avaria, que num estado avançado resulta em danos críticos que levam a reparações e tempos de inatividade dispendiosos para um parque eólico. Existem inúmeras causas para a falha de um lubrificante, incluindo:

- quantidade de lubrificante (excesso ou défice);
- viscosidade inadequada;
- aditivação inadequada;
- degradação do lubrificante devido a serviço prolongado;
- temperaturas excessivas;
- contaminação;
- uso de massa quando as condições exigem o uso de um óleo;
- lubrificante incorreto para a aplicação específica.

Quando o desgaste excessivo nos elementos rolantes, anéis e gaiolas ocorre, resulta um sobreaquecimento e subsequente falha catastrófica. Além disso, se um rolamento estiver sujeito

a uma lubrificação insuficiente ou se o lubrificante tiver perdido suas propriedades lubrificantes, não será possível gerar uma película de óleo com capacidade de suporte carga suficiente.

O resultado é o contacto metal - metal entre elementos rolantes e pistas de rolamento, levando a danos na superfície.

Outras das avarias que sucedem nos rolamentos e em especial do trem de potência dos aerogeradores equipados com caixa multiplicadora são as avarias resultantes de erro de desenho do sistema de chumaceiras de apoio do eixo lento.

É aceite que a utilização de rolamentos de rolos nas chumaceiras do veio principal dos aerogeradores da classe Multi-MW não é solução de projeto ideal [57]. Esta opção, teve como objetivo impedir que à caixa multiplicadora fossem aplicados outros esforços que não apenas o binário de torção do veio principal.

A esta conclusão chegou-se, pelo facto de haver um elevado número de rolamentos que vão apresentando danos, os quais são considerados prematuros, considerando o seu tempo de vida expectável calculado ainda na fase de projeto do aerogerador (20 anos).

Os danos que têm vindo a ser encontrados não são o “clássico” dano por fadiga dos elementos rolantes ou desgaste. O que tem vindo a ser encontrado é deterioração provocada por “*micropitting*”<sup>6</sup>.

O “*micropitting*” é causado pela interação resultante entre a pista e o elemento rolante o qual provoca desgaste abrasivo desses mesmos elementos culminando na avaria do rolamento podendo ser observados alguns exemplos na **Figura 4.8**.

Diversos estudos corroboraram, que a falha nestes rolamentos em particular, está relacionada com o desenho do sistema de chumaceiras de apoio do veio principal.

Assim sendo, verificou-se que numa típica aplicação de rolamentos de rolos em chumaceiras de apoio do veio principal de aerogeradores, todas as cargas axiais que sujeitam o veio apenas são suportadas em grande medida pela fila de rolos interior (*downwind*) e que a fila exterior (*upwind*) suporta um valor de carga substancialmente inferior, como pode ser observado na **Figura 4.9**.

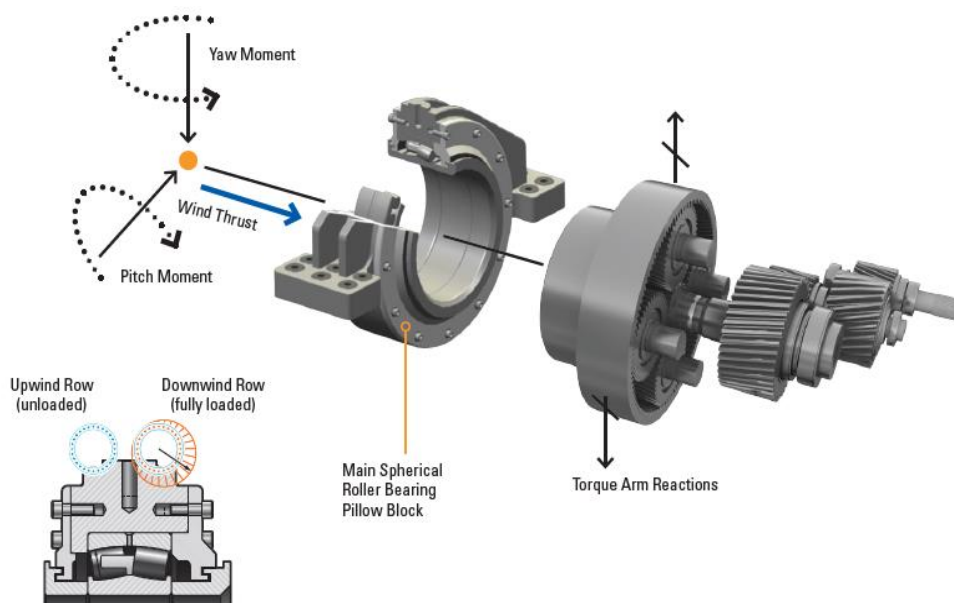
---

<sup>6</sup> *Micropitting* - Fenómeno de corrosão numa superfície causada por fadiga na mesma.



**Figura 4.8:** Rolamentos do veio principal danificados provenientes de aerogeradores de diversas classes de potência [58].

Com as elevadas cargas a que estes rolamentos estão sujeitos, cargas essas que não são suportadas de igual maneira pelo conjunto de rolos, associado ao elevado número de ciclos de *stress* e redução ou eliminação por completo da camada de lubrificante na fila “*downwind*” que levará ao desenvolvimento de “*micropitting*”, potenciado quando surgem situações de deslizar dos rolos na pista.

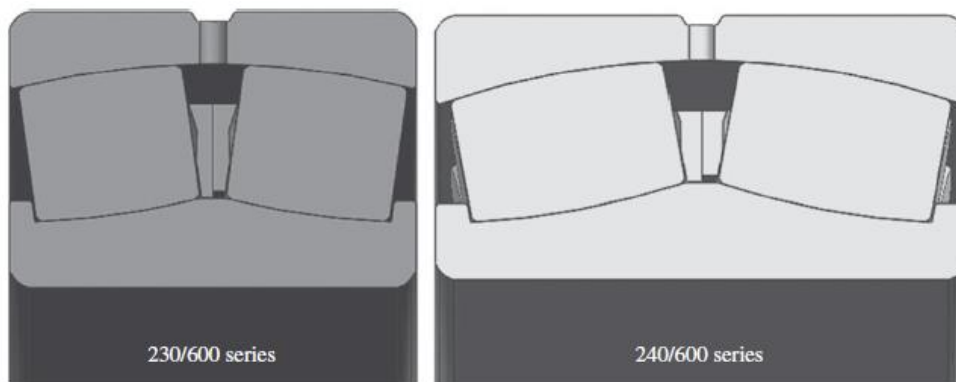


**Figura 4.9:** Esforços a que o rolamento de apoio está sujeito [58].

Em último caso, tem-se assistido à destruição por completo das gaiolas e em algumas vezes à avaria catastrófica do rolamento.

A resposta da indústria a este problema, tem sido proceder à substituição em campo dos típicos rolamentos da série 230/600 amplamente utilizados pela frota mundial de aerogeradores por rolamentos da série 240/600, como pode ser observado na **Figura 4.10**, que como a designação indica, possuem rolos de comprimento superior, de modo a distribuir a carga por uma superfície maior, numa tentativa de aumentar o ciclo de vida do rolamento.

Contudo e apesar desta alteração, continuam a surgir dúvidas quanto à efetividade da mesma já que o problema principal de deterioração do rolamento não é a clássica fadiga dos elementos rolantes, mas sim o “*micropitting*” que continuará a existir já que o problema base se encontra no facto da fila “*downwind*” continuar a ser a que suporta a quase totalidade da carga aplicada ao veio principal.

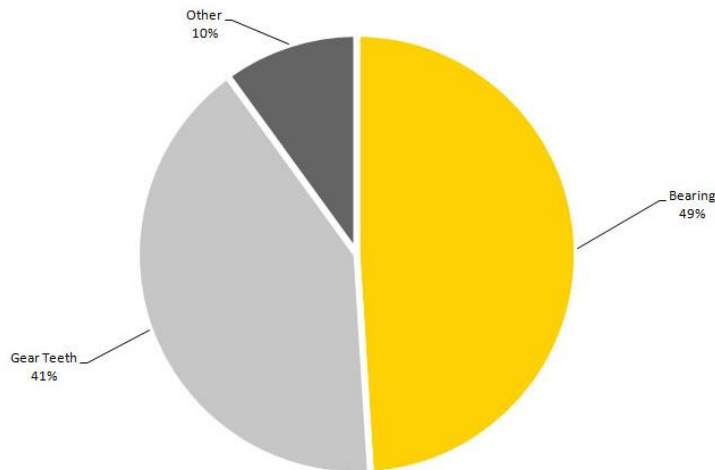


**Figura 4.10:** Comparação geométrica do rolamento da série 230/600 com um rolamento da série 240/600.

#### 4.2.1.3. Avarias na Caixa Multiplicadora

Como referido na secção 3.4.3.2 (pág.47), a caixa multiplicadora quando existe, caracteriza-se por ser um componente puramente mecânico, com várias partes rotativas.

Analisando a **Figura 4.11**, verificamos que as principais causas de avarias ocorrem numa grande percentagem devido a falhas nos rolamentos e também por danos nos dentes das engrenagens [59].



**Figura 4.11:** Causas de avaria em caixas de engrenagens [60].

Exceto em alguns casos, quer seja por problemas na concepção ou defeitos no equipamento, normalmente as modernas caixas multiplicadoras não falham nos primeiros anos de operação.

As turbinas da classe 1,5 a 3 MW foram construídas com a experiência adquirida sobre caixas mais pequenas, onde as avarias eram um problema crónico. O design das caixas foi melhorando, permitindo que as mesmas funcionem corretamente nos primeiros anos de operação.

No entanto, inspeções realizadas após três a cinco anos de operação, mostram que o desgaste deste componente do aerogerador, leva normalmente a falhas graves, que originam grandes reparações ou em último caso a sua substituição [59].

Com efeito, as falhas nas caixas multiplicadoras são consideradas como uma das causas mais graves de degradação de uma turbina eólica, e isto, por duas razões. Primeiro, devido ao alto custo de reparação ou substituição deste componente e por outro lado, por causa do tempo de inatividade resultante. A substituição deste equipamento representa cerca de 10% do custo total da turbina eólica. Acresce ainda os custos de transporte do equipamento para o local, o aluguer de gruas e o custo da mão-de-obra empregue na substituição [59]. Em situações extremas, avarias na caixa multiplicadora podem resultar na destruição do aerogerador decorrente do risco de incêndio resultante da elevada quantidade de óleo existente no seu interior (aproximadamente 400lts.) como pode ser observado na **Figura 4.12**.



**Figura 4.12:** Incêndio em aerogerador provocado por rotura da caixa multiplicadora [61].

Ao analisar a **Figura 4.12**, atente-se ao pormenor do óleo lubrificante da caixa multiplicadora a ser expelido em combustão, provocando um incêndio no solo.

De acordo com [60] normalmente, as avarias nas engrenagens são precedidas por avarias nos rolamentos. Isto pode parecer surpreendente, dado que os rolamentos usados nas caixas de engrenagens estão sujeitos a menos esforços que as engrenagens. As engrenagens têm um substancial deslizamento no contacto com os dentes e significativas tensões de flexão nos dentes. No entanto, os rolamentos operam sob elevadas pressões de contacto e são suscetíveis aos efeitos de pequenas partículas de detritos no lubrificante, proveniente do desgaste das peças. Sendo este, um dos motivos pelos quais os rolamentos se avariam antes das engrenagens.

Excluindo os erros de conceção da caixa multiplicadora, os erros de fabricação desta, são muito reduzidos. Há casos em que foram detetados pequenos erros de fabricação ou deficiências menores, no entanto, as investigações mostraram que tiveram pouca ou nenhuma importância na avaria em si.

As causas que mais influenciam o aparecimento de falhas na caixa multiplicadora são os desalinhamentos, falhas nos rolamentos, diferenças de temperatura em operação, as vibrações laterais e torsionais, a possibilidade de cargas inesperadas e a lubrificação.

Os desalinhamentos afetam tanto as engrenagens como os rolamentos, e são a causa mais comum de falha. Nas engrenagens revela-se no prematuro “*micropitting*” numa das extremidades do dente, enquanto nos rolamentos apresentam-se como sulcos. O “*micropitting*” aparece quando as tensões de contacto se desenvolvem junto à superfície. Os fatores que contribuem para o seu aparecimento são a espessura de filme lubrificante insuficiente, a

rugosidade excessiva das superfícies e a existência de partículas de grandes dimensões no lubrificante.

As causas de desalinhamento podem ser estáticas, devido a erros de fabricação ou de conceção, ou dinâmicas, devido a deformações elásticas dos componentes sob carga.

Os rolamentos são bastante sensíveis a vários efeitos, tais como, os desalinhamentos, os detritos e os contaminantes, as deficiências na lubrificação, as vibrações e descargas elétricas. São também suscetíveis a danos provocados por forças excessivas durante a montagem dos acoplamentos.

A instabilidade térmica manifesta-se quando a falha se deve à grande diferença de temperatura entre o eixo interior do rolamento e a caixa em seu torno. A expansão térmica diferencial provoca folga no rolamento e este torna-se pré-carregado. Este fenómeno originará um aumento da temperatura diferencial.

A probabilidade de ocorrência de falhas, por causa das vibrações (torsionais e laterais), nas caixas de engrenagens, é cada vez maior. A tendência geral encaminha-se para máquinas de maior potência, com maiores velocidades e maiores tensões. Quando todas as massas relevantes são conhecidas, a análise é simples, no entanto, em turbinas eólicas a situação é diferente.

As cargas inesperadas podem ocorrer por uma série de razões. Excesso de velocidade da máquina, causado pelas rajadas de vento ou devido a falhas na rede elétrica recetora, grandes variações de binário a velocidades baixas e cargas extremas, fazem com que a caixa de engrenagens fique sujeita a cargas, várias vezes superiores ao binário nominal, podendo provocar uma falha grave no equipamento. O bom desempenho de uma caixa de engrenagens está fortemente relacionado com uma boa lubrificação. Para que isso aconteça, deverá ser tomada em consideração, entre outras, o local em que a turbina eólica irá ser instalada, dado que, a temperatura ambiente tem um papel relevante no comportamento do óleo. Quando a turbina eólica opera a temperaturas muito baixas, a tendência é para que o óleo aumentar substancialmente a sua viscosidade, dificultando a lubrificação de todos os elementos constituintes da caixa de engrenagens. Se por outro lado, o óleo aquecer demasiado, as suas características irão deteriorar-se.

A taxa de avarias dos rolamentos de uma caixa de engrenagens é dependente do tipo de rolamento. Os componentes com uma taxa de avarias mais elevada são os rolamentos dos veios planetários, os rolamentos do veio intermédio e os rolamentos do veio de alta velocidade.

Já os componentes com uma taxa de avarias mais baixa, são os rolamentos presentes na etapa primária da caixa multiplicadora, sendo um exemplo disso mesmo apresentado na **Figura 4.13** [62].

Os sintomas mais comuns que indiciam anomalias nas caixas multiplicadoras são: o desgaste das rodas dentadas e dos rolamentos, o aumento de temperatura, o ruído e as vibrações.



**Figura 4.13:** Rolamento danificado retirado de uma caixa multiplicadora [63].

#### 4.2.1.4. Avarias no Gerador

O gerador elétrico é um elemento preponderante numa turbina eólica e as suas avarias provocam tempos de paragem elevados. Os fabricantes destes equipamentos estão sob pressão, para diminuir os custos de manutenção e evitar paragens não programadas, que resultam na perda de produção e receita.

O gerador elétrico é considerado como uma máquina robusta, muito desenvolvida e testada, no entanto, as falhas elétricas ocorrem com alguma frequência. Esperava-se que estes equipamentos não apresentassem problemas elétricos relevantes, no entanto, a realidade demonstra o oposto.

A **Figura 4.14** mostra um gerador assíncrono duplamente alimentado que equipa um aerogerador.

O gerador elétrico, como qualquer máquina elétrica rotativa, é submetido a forças eletromagnéticas e mecânicas durante o seu funcionamento.

A sua construção determina que a interação entre estas forças, em condições normais de funcionamento, tem um comportamento estável, com o mínimo de vibrações e ruído.

Quando a falha ocorre, perde-se o equilíbrio entre estas forças, o que leva a um aumento considerável das vibrações e ruído [64].

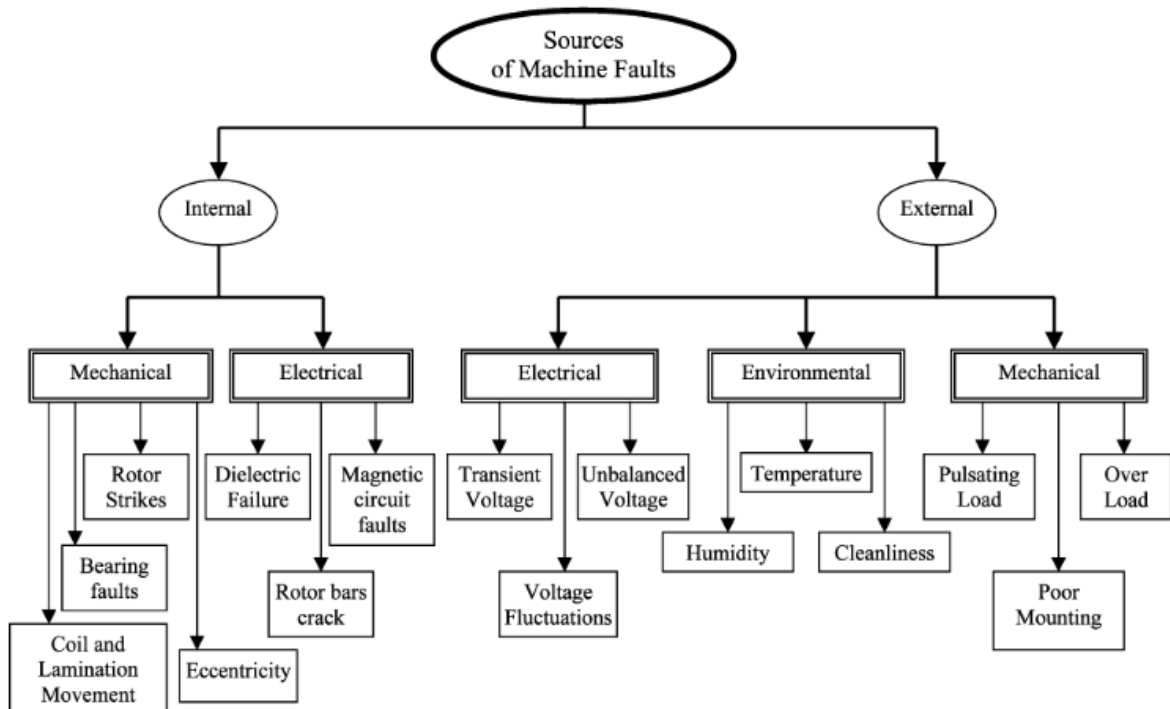
As falhas no gerador elétrico podem ser classificadas em dois tipos: mecânicas e elétricas.

As origens das falhas podem ser internas ou externas (razões ambientais), como apresentado na **Figura 4.15** [64].



**Figura 4.14:** Gerador assíncrono duplamente alimentado que equipa um aerogerador [65].

As falhas internas, podem ser classificadas, de acordo, com a sua origem (elétrica ou mecânica) ou pela sua localização, podendo se localizar no estator ou no rotor.



**Figura 4.15:** Origem das falhas nos geradores elétricos [64].

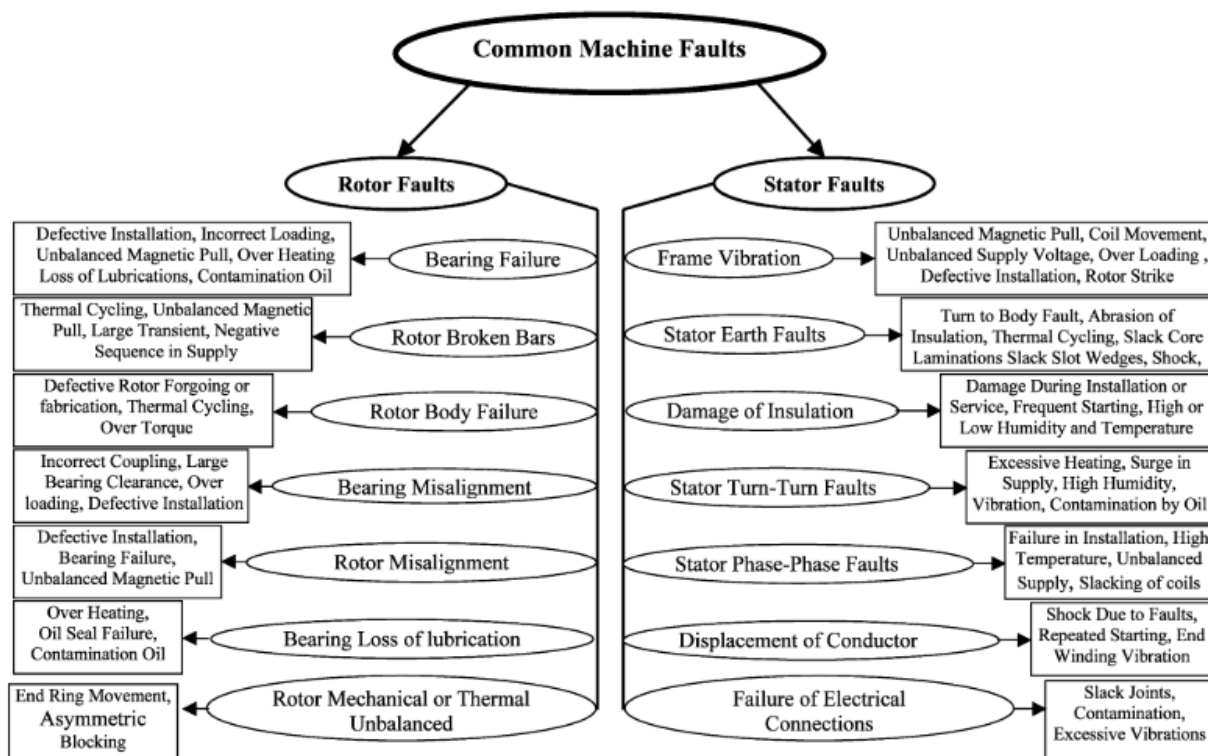
Outro tipo de falhas, como as falhas nos rolamentos, estão associadas às falhas no rotor, visto serem partes móveis, conforme apresentado na **Figura 4.16** [64].

A maioria das máquinas elétricas usa rolamentos. Cada rolamento é constituído por dois anéis, um interior e outro exterior. Entre os dois anéis, é colocado em “pistas” um conjunto de esferas ou rolos. Mesmo em condições normais de funcionamento, as falhas por fadiga podem acontecer, provocando um aumento da vibração e do ruído. Estas falhas podem dever-se à contaminação do lubrificante, à corrosão por ação da humidade, à lubrificação inadequada provocando aquecimento e abrasão ou à instalação inadequada dos rolamentos.

Normalmente, as falhas no estator estão relacionadas com o abaixamento da resistência de isolamento. As principais causas podem estar relacionadas com altas temperaturas, humidade, sujidade e outros materiais poluentes ou danos mecânicos.

Outro problema que afeta os geradores é a sua excentricidade. Isto significa que o espaço existente entre o estator e o rotor não é simétrico, geralmente provocando assimetrias elétricas nos geradores.

Quando a excentricidade é grande, as forças radiais resultantes vão estar em desequilíbrio, o que pode provocar o contacto entre o estator e o rotor, resultando em danos para ambos.



**Figura 4.16:** Avarias mais frequentes nos geradores elétricos e suas causas [64].

Grande parte das anomalias que podem ocorrer no gerador tem como característica o aumento da temperatura devido à existência de pontos quentes ou arco elétrico no contacto entre escovas e anéis e que em algumas situações mais graves podem resultar em incêndio, destruindo por completo o aerogerador. Um exemplo de uma situação deste tipo, pode ser observado na **Figura 4.17**.



**Figura 4.17:** Incêndio num aerogerador provocado por avaria do seu gerador [61].

(Situação ocorrida em Portugal)

### 4.3 Manutenção preventiva condicionada em aerogeradores

Sistemas de manutenção preventiva condicionada ou CMS como são vulgarmente conhecidos, então solidamente implantados em diversos setores da indústria. Contudo, a sua aplicação em turbinas eólicas acarreta desafios particulares já que são equipamentos sujeitos a alterações de carga e velocidade frequentes assim como uma interação bastante dinâmica dos seus componentes constituintes, os quais influenciam os dados medidos pelo CMS como já anteriormente referido na secção 4.2 (pág.64).

Atualmente, os CMS disponíveis comercialmente para turbinas eólicas são predominantemente sistemas baseados em análise de vibração que monitorizam os componentes do trem de potência, como os rolamentos principais, a caixa de engrenagem (rolamentos, eixos, rodas de engrenagem), os rolamentos do gerador e algumas vezes as oscilações de torre. O sistema de monitorização baseado em vibração tem-se vindo a estabelecer em turbinas eólicas e tem provado sua utilidade na prática, de modo que eles são recomendados como equipamento padrão para turbinas eólicas de elevado porte e aplicações *offshore* [66]. A tendência para turbinas maiores, que implica investimentos económicos ainda mais elevados, e para a instalação em locais com acessibilidade limitada, bem como a necessidade de

manutenção otimizada em termos de custos, sugere a extensão do CMS para componentes adicionais de turbinas eólicas.

Entre os sistemas disponíveis no mercado estão, além dos baseados em análise da vibração, sistemas complementares de contagem de partículas presentes no óleo de lubrificação da caixa multiplicadora e começam a surgir os primeiros sistemas de avaliação da integridade estrutural das pás do rotor, assim como da torre [66].

Sistemas de monitorização da condição para os equipamentos eletrônicos onde se destaca o conversor principal, assim como para os sistemas de orientação e ajuste do ângulo das pás ainda estão em fase de investigação e desenvolvimento [66].

Como já referido, as soluções de CMS mais implementadas nas turbinas eólicas, são a análise de vibrações e análise de óleos lubrificantes, as quais serão analisadas em maior detalhe nas secções seguintes. Será também, feita referência à termografia, que apesar de não existir como equipamento fixo aplicado em turbinas eólicas é por vezes utilizado como método pontual para deteção de falhas.

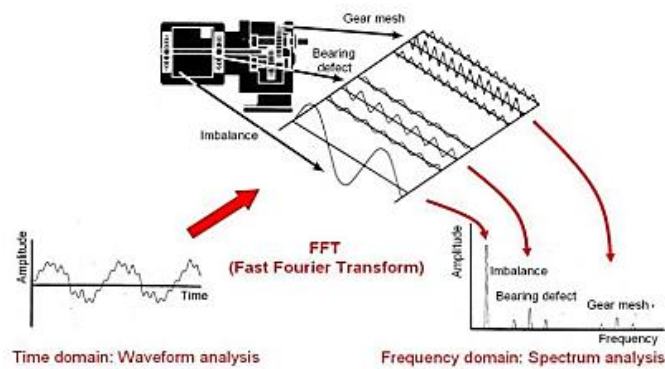
Por fim é abordado o método de análise de parâmetros eletromecânicos apenas como referência, já que se trata de um método, que se encontra em fase de desenvolvimento em centros de investigação.

#### 4.3.1 Análise de vibrações

O CMS baseado em análise de vibração é o sistema mais difundido na indústria eólica para monitorização da condição dos componentes do trem de potência da máquina.

Este sistema baseia-se no princípio de que a maioria dos danos em máquinas rotativas leva à ocorrência de vibração excessiva e que cada defeito mecânico gera um padrão de vibração único e distintivo.

A **Figura 4.18** ilustra como a forma temporal de um sinal de vibração é decomposto nas suas componentes espectrais e como as frequências características no espectro resultante podem ser relacionadas aos componentes da máquina.



**Figura 4.18:** CMS baseado em análise de vibração [66].

Os sensores aplicados para monitorização da condição baseada em vibração incluem acelerómetros, transdutores de velocidade, bem como transdutores de deslocamento ou distância. Contudo, a maioria dos sensores usados para CMS baseados em análise de vibração são acelerómetros, que são instalados em diferentes posições no trem de potência.

Particularmente para o CMS em turbinas eólicas, diferentes tipos de acelerómetros são usados desde a uma gama de frequência muito baixa até a uma gama de alta frequência. A seleção de um sensor requer a consideração não apenas da faixa de frequência, mas também da faixa resposta dinâmica e da sensibilidade do sensor.

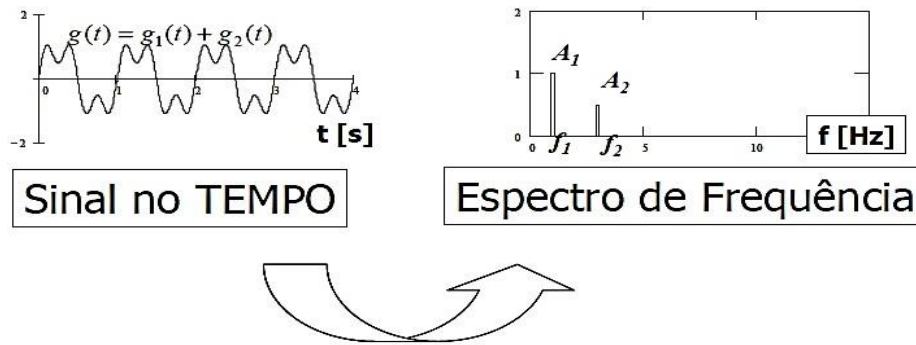
Em termos do processamento dos sinais medidos pode ser processado de diversas maneiras (no domínio do tempo ou no domínio da frequência).

Para o domínio do tempo, a análise pode-se basear em métodos de análise estatística, de tendência, demodulação de amplitude, entre outras.

No capítulo da análise no domínio da frequência, destaca-se a utilização das Transformadas de *Fourier*<sup>7</sup> e que a sua discretização permite o cálculo do espectro de frequência a partir do sinal no tempo como observado na **Figura 4.19**.

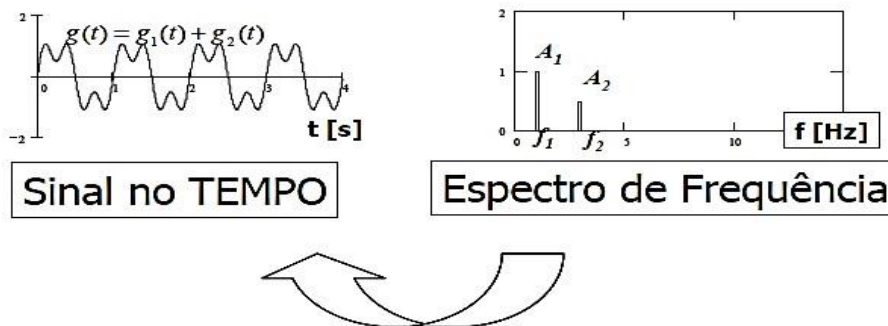
---

<sup>7</sup> *Jean Baptiste Joseph Fourier* (1768-1830) foi um famoso matemático francês que provou que uma função periódica  $g(t)$  qualquer, de período  $T$ , pode ser representada como uma soma de funções sinusoidais e cossenoidais, cada uma com amplitude, frequência e fase apropriada, daí o nome em sua homenagem.



**Figura 4.19:** Passagem do sinal no tempo para um espectro de frequência [67].

Ou a reconstituição do sinal no tempo a partir do espectro como pode ser observado na **Figura 4.20**.



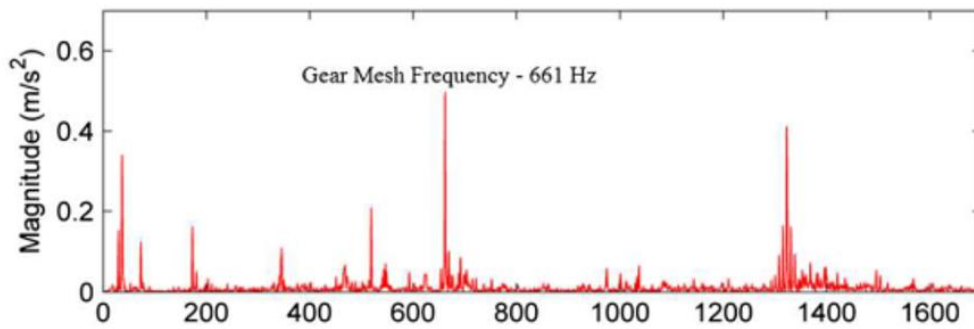
**Figura 4.20:** Passagem do espectro de frequência para um sinal no tempo [67].

A transformada rápida de *Fourier* ou *Fast Fourier Transform* (FFT), é o nome que se dá à Transformada Discreta de *Fourier* quando é calculada segundo um algoritmo eficiente e computacional, foi desenvolvido nos anos 60, sendo que, hoje é implementado em todos os analisadores de vibrações, onde um exemplo disso é apresentado na **Figura 4.21** o qual é retirado do relatório gerado por um desses equipamentos e no caso contrato na análise de uma engrenagem da etapa de alta velocidade de uma caixa multiplicadora de uma turbina eólica.

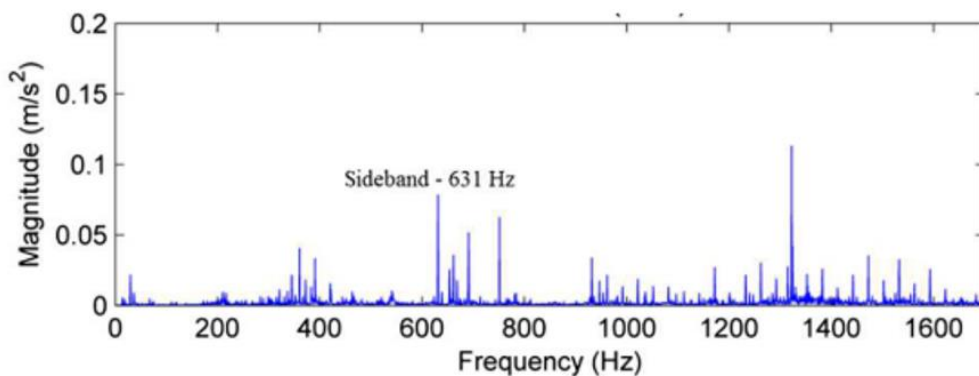
Devido ao fato de que a interpretação dos dados do CMS requer conhecimento especializado específico, a monitorização da condição baseada em análise de vibração é geralmente realizada a partir de centros de engenharia especializados. Em caso de observações anormais, o operador da turbina eólica é informado por meio de um relatório de diagnóstico proveniente desses centros.

Estes relatórios padronizados indicam possíveis componentes defeituosos com base nos sinais dos sensores instalados nas turbinas monitorizadas. Um procedimento comum é o uso de um código de cores para indicar a condição de um componente que envia uma recomendação

geral, incluindo inspeção ou atenção especial. É então, da responsabilidade do operador verificar o diagnóstico por meio de inspeção de componentes e tomar medidas preventivas para evitar uma falha.



(a)



(b)

**Figura 4.21:** Espectro de frequência de uma engrenagem da etapa de alta velocidade de uma caixa multiplicadora de uma turbina eólica [66].

Em bom estado (a) e degradada (b).

Esta abordagem é afetada por vários desafios. Uma das dificuldades mais relevantes é a troca de informações tipicamente muito limitada entre o operador e os prestadores de serviços de monitorização. Em muitos casos, o centro de engenharia não recebe nenhum *feedback* sobre os resultados da inspeção ou medidas tomadas em campo após um alarme ter sido relatado.

Essa falta de fluxo de informações dificulta a avaliação do desempenho de deteção de falhas do CMS, o que resulta numa base limitada ou ausente para a melhoria do processo de monitorização.

Além disso, um desafio resultante da falta de troca de informações está relacionado ao fato de que a análise da condição baseada em vibração requer conhecimento detalhado da configuração específica da turbina eólica. Caso o fornecedor de serviços de monitorização de condição, não seja informado sobre mudanças em componentes relevantes do aerogerador, ocorrida em campo, isso pode afetar negativamente a análise de condição.

Alguns operadores de turbinas eólicas realizam a avaliação de seus sinais CMS internamente. Essa abordagem pode ser benéfica, já que nenhuma terceira parte está envolvida, o que normalmente facilita a comunicação. Por outro lado, isso implica um esforço adicional para desenvolver os conhecimentos necessários para realizar um diagnóstico fundamentado dos sinais do CMS, incluindo pessoal e software.

#### 4.3.2 Análise de óleos lubrificantes

Em turbinas eólicas, a monitorização das condições de óleo lubrificante é aplicada essencialmente à caixa multiplicadora. Neste contexto, é importante distinguir entre dois objetivos diferentes: Por um lado, as propriedades do óleo lubrificante, estão sendo monitorizadas a fim de avaliar a qualidade deste, incluindo também, a eficácia do sistema de filtragem e por fim determinar a necessidade da mudança da carga de óleo. Por outro lado, informação obtida do conteúdo de partículas de desgaste, pode indicar falhas em desenvolvimento nos componentes mecânicos da caixa e portanto, pode contribuir para monitorizar a condição desses componentes. Também é importante distinguir entre a monitorização *offline* e *online*.

A recolha regular de amostras de óleo e a análise laboratorial do óleo da caixa de engrenagens é uma técnica *offline* para a monitorização de condições de óleo. Sendo por isso, uma parte da manutenção de turbinas eólicas e já é uma prática amplamente implementada.

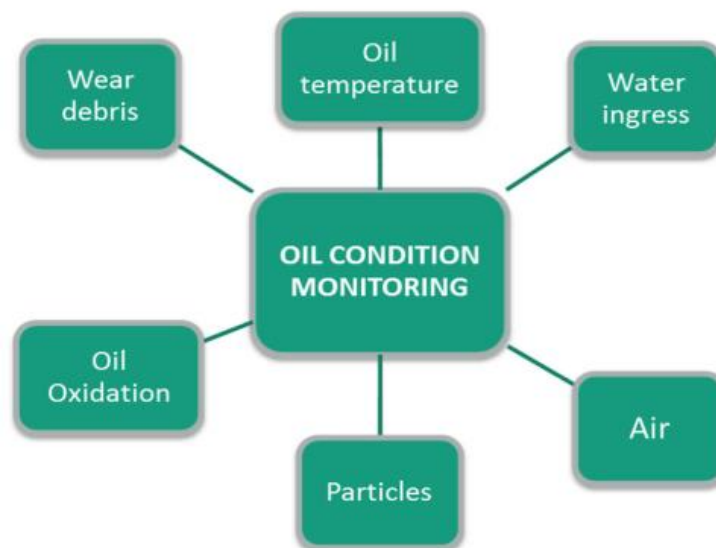
Em contraste, assiste-se ao desenvolvimento de soluções que permitem a monitorização em contínuo do estado do óleo lubrificante em operação com a designação de monitorização *online*.

O mercado oferece uma ampla gama de produtos para monitorização da condição do óleo lubrificante. Os sensores instalados para o sistema aplicado em turbinas eólicas, onde um exemplo de um desses equipamentos é apresentado na **Figura 4.23**, incluem principalmente sensores para medir pressão, temperatura e contagem de partículas. Há uma variedade de parâmetros, que têm um efeito negativo no desempenho do óleo e podem, portanto, causar problemas no trem de potência.

A **Figura 4.22** resume os parâmetros mais relevantes, que estão a afetar as propriedades do óleo e, portanto, de interesse para um sistema de monitorização da condição do óleo lubrificante.

Contadores de partículas para detetar partículas resultantes de desgaste ganharam maior interesse dos fabricantes de turbinas eólicas, já que o seu custo é acessível e a sua instalação é relativamente simples.

No que diz respeito aos sensores de concentração de partículas de diversos materiais, a sua implementação não é muito alargada, uma vez que estes sensores são mais caros e a sua instalação requer um sistema de condicionamento que inclui uma bomba, o que implica uma instalação mais complexa envolvendo custos mais elevados.



**Figura 4.22:** Parâmetros que afetam as características do óleo lubrificante [66].

A **Tabela 4**, apresenta o estado da arte em termos dos sensores disponíveis para aplicação em sistemas de monitorização do estado do óleo lubrificante [45].

Como pode ser observado pela análise da **Tabela 4**, atualmente, a validação de sensores de óleo desempenha um papel fundamental para sua implementação em turbinas eólicas e utilização no processo de manutenção.

O teste de sensores em condições realistas, para avaliar seu desempenho de deteção é um passo importante para uma implementação massiva em turbinas eólicas. O desenvolvimento de técnicas de diagnóstico e integração com a análise de vibrações também desempenham um papel significativo.

**Tabela 4:** Visão geral de sensores disponíveis comercialmente para turbinas eólicas para monitorização de condições de óleo lubrificante [66].

Type of sensor	Output signal	Status of implementation in wind turbines
Water-content sensors	Water saturation (%)	Only laboratory tests, validation for wind turbines required
Particles-concentration sensors	Particles size distribution according to ISO 4406	Laboratory tests and experimental test in a wind turbine
Wear-debris sensors	Quantity of particles per unit of time and size	Part of standard CMS of some wind turbine manufactures
Dielectric constant sensors	Dielectric constant	Laboratory tests for several industry applications
Viscosity sensors	Kinematic viscosity	Laboratory tests for wind turbine applications
Oil-properties sensors	Viscosity, temperature, density, dielectric constant	Experimental test in some wind turbines
Oil-quality sensors	Color code, quality index	Laboratory tests for wind turbine applications



**Figura 4.23:** Exemplo de sensor de avaliação da qualidade de óleo [68].

### 4.3.3 Análise acústica

Este tipo de CMS baseia-se em emissões acústicas que são ondas elásticas transientes de alta frequência geradas pela libertação repentina de energia devido a tensão ou dano dentro ou na superfície de um material sólido, ou pela interação de dois meios em movimento relativo.

A monitorização de condição baseada em análise acústica depende de sensores piezelétricos montados na superfície dos equipamentos, para detetar e localizar a origem dessas

ondas dentro de uma estrutura. O sinal pode ser caracterizado em termos de amplitude e energia. A faixa de frequência utilizada está tipicamente na faixa dos ultrassons.

O foco principal da aplicação deste método em turbinas eólicas é a detecção e propagação de fissuras.

Além disso, a análise de ondas ultrassônicas, pode ser usada para detetar anormalidades na espessura do filme de lubrificação em rolamentos. Esta técnica poderia apresentar algumas capacidades acrescidas de detecção antecipada de falhas em comparação com outras abordagens, como a análise de vibração. No entanto, alguns problemas práticos relacionados com o ruído de outros equipamentos podem complicar a sua implementação devido à redução da qualidade nos sinais de saída [66].

#### 4.3.4 Termografia

A termografia é um método de monitorização não intrusivo baseado em transmissores de temperatura por infravermelho (IR) ou câmaras de imagem térmica de alta resolução (câmaras de infravermelhos). Os sensores ou câmaras precisam ser montados perto do componente a monitorizar para obter resultados confiáveis. Este método foi implementado para monitorizar vários tipos de instalações e máquinas noutros campos de aplicação, incluindo centrais térmicas.

A termografia é geralmente realizada manualmente durante a operação do equipamento mecânico ou elétrico. Isto é particularmente difícil para as turbinas eólicas devido a razões de segurança. Alguns estudos foram realizados para determinação do potencial de aplicação desta tecnologia em turbinas eólicas. Os resultados mostram que a termografia pode ser aplicada especialmente para a monitorização:

- Sistemas elétricos (eletrónica de potência, sistema de controlo);
- Transformador de potência;
- Proteção contra incendio na *nacelle*

A termografia é considerada um método complementar adequado para melhorar as capacidades de detecção de falhas. Ele também pode ser usado durante o comissionamento dos equipamentos, inspeções de serviço, entre outros.

No entanto, devido ao alto custo das câmaras é improvável que a termografia ganhe muita importância para se tornar um sistema de monitorização de condição parte integrante das turbinas eólicas num futuro próximo.

### 4.3.5 Parâmetros eletromecânicos

Uma variedade de diferentes grandezas elétricas e mecânicas medidas em turbinas eólicas podem potencialmente ser utilizadas para realizar diagnósticos de falhas. Alguns estudos, analisaram o binário e a potência gerados, com as séries de dados tomadas em campo cruzados com dados recolhidos a partir de testes realizados em banco de ensaio para assim, detetar falhas nos enrolamentos do gerador, rotor ou desequilíbrio elétrico.

No entanto, existem ainda alguns desafios para o uso dos sinais de corrente/potência para monitorização e deteção de falhas em turbinas eólicas. A informação útil em sinais de corrente e/ou tensão possui estatísticas não estacionárias, devido à condição de funcionamento a velocidade variável. Isto constitui um problema, uma vez que não é fácil extrair “assinaturas” de avarias de dados não estacionários de corrente e tensão através dos métodos de análise tradicionais. Portanto, a informação útil em sinais de corrente e tensão que pode ser usada em monitorização deste tipo tem, normalmente, uma reduzida relação de sinal-ruído (SNR), o que faz com que este tipo de monitorização e deteção de avarias seja difícil [66].

## 4.4 Manutenção condicionada baseada em dados SCADA

Como já abordado na secção 3.4.5 (pág.55), as variáveis de operação de praticamente todas as turbinas eólicas em operação nos dias de hoje são recolhidas e armazenadas pelo SCADA, os quais efetuam integrações dos valores dessas variáveis em amostragens de 10 minutos ou outras ainda menores. O número de sinais disponíveis para o operador da turbina varia consideravelmente entre turbinas de diferentes fabricantes e mesmo entre gerações de turbinas do mesmo fabricante. O conjunto mínimo de dados normalmente inclui valores médios de 10 minutos das seguintes variáveis:

- Velocidade do vento
- Direção do vento
- Potência Ativa
- Potência Reativa
- Temperatura ambiente
- Ângulo de ataque das pás do rotor
- Velocidade de rotação (rotor e/ou gerador)

Contudo, em turbinas eólicas modernas, os dados SCADA compreendem frequentemente centenas de sinais, incluindo valores de temperatura de uma variedade de componentes, dados de pressão e do sistema de lubrificação da caixa multiplicadora (quando existe), grandezas elétricas como correntes e tensões ou valores do sistema de *pitch*, vibração de torre, etc.

Os dados SCADA atualmente disponibilizados nas mais recentes tecnologias, contêm não apenas valores médios de 10 minutos, mas também valores mínimo, máximo e desvio-padrão para cada intervalo e inclusive para períodos de amostragem inferiores, como já referido na secção 3.4.5 (pág.55).

O fato de que estes dados já estão sendo armazenados e disponíveis para o operador, sugere utilizá-los para fins de monitorização da condição dos componentes principais da turbina.

Pesquisas neste sentido, têm sido realizadas nos anos mais recentes para desenvolver métodos com essa finalidade e para investigar o desempenho desses métodos na detecção de falhas, possibilitando assim, a adoção de estratégias de manutenção baseadas na utilização de dados provenientes do SCADA.

De acordo com a revisão bibliográfica neste tópico, as abordagens para a utilização de dados SCADA numa estratégia de manutenção condicionada aplicada a aerogeradores pode ser agrupada nas seguintes categorias: Análise de tendência, Redes Neurais Artificiais (RNA), modelos de lógica *Fuzzy* e Modelos Físicos.

Consultando [69] é-nos apresentado um estudo onde através de modelos baseados em lógica *Fuzzy* permite a criação de um estimador para a velocidade do vento para aferição de desempenho de uma turbina eólica.

De [70] verifica-se a análise da utilização de dados do sistema SCADA numa perspectiva de utilização em estratégia de manutenção condicionada através da utilização de métodos de análise de dados recolhidos em aerogeradores de tecnologia *geared drive*, ou seja equipadas com caixa multiplicadora. O autor deste estudo fez uma comparação dos diferentes métodos utilizados.

Já em [71] fazendo uso de dados do sistema SCADA e utilizando um modelo de rede neuronal elaborar um método de detecção de falha no rolamento do eixo lento de um aerogerador do conceito também *geared drive*.

Em [72] utilizando dados do sistema SCADA e aplicando modelo de redes neuronais é pretendido elaborar uma ferramenta que permita a detecção de falha nos rolamentos do gerador de uma frota de aerogeradores existentes em dois parques eólicos localizados na China.

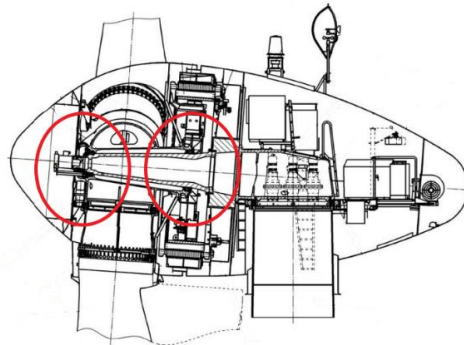
De [73] constata-se a utilização das grandezas elétricas provenientes do conversor de potência, nomeadamente a assinatura de corrente e frequência e com recurso a modelos de redes neuronais estudar a sua aplicabilidade na detecção de falhas em geradores elétricos das turbinas eólicas.

De toda a literatura revista, destacando [42][43][44][45][46][74][75], facilmente se conclui da importância que atualmente está a ser dada na avaliação da aplicabilidade da criação de ferramentas de diagnóstico de avarias em aerogeradores através da utilização dos dados obtidos do sistema SCADA, indo a presente dissertação nesse sentido também.

A utilização destes dados em conjunto com ferramentas de inteligência artificial, tem trazido ao longo dos últimos anos e em especial dos últimos dois, desenvolvimentos assinaláveis, tornando-se um dos vetores principais do desenvolvimento das novas estratégias de manutenção em aerogeradores.

Como já referido na introdução da presente tese, esta pretende estudar e desenvolver uma estratégia de manutenção, aplicada a dois componentes vitais de um aerogerador atual.

Os componentes escolhidos, foram os rolamentos de apoio dianteiro e traseiro do eixo principal do aerogerador *Enercon* modelo E82 de 2MW de potência e cujo as suas características na integra, podem ser consultadas no Anexo A. A localização dos referidos rolamentos no aerogerador, encontram-se assinalados na **Figura 4.24**. Estes rolamentos são do fabricante SKF e as suas características são apresentadas na **Tabela 5**.



**Figura 4.24:** Localização dos rolamentos de apoio do eixo principal.

**Tabela 5:** Características dos rolamentos instalado no aerogerador.

Posição	Tipo	Referência
Rolamento frontal	Dupla fila de rolos cónicos	BT2-8168/HA1VK443
Rolamento traseiro	Rolos cilíndricos	BC1-8033/HB1VK443

O desenvolvimento desta nova estratégia inicia-se com a elaboração de ferramentas de aquisição dos dados de SCADA do aerogerador, seguindo-se a elaboração de ferramentas de pré-processamento desses dados, onde serão desenvolvidos algoritmos para a análise e correção de todas as situações neles presentes as quais configurem erros e que prejudicam uma análise com a qualidade adequada que a mesma exige. Especial atenção é dada no sentido de corrigir períodos com falta de dados e presença de *outliers*.

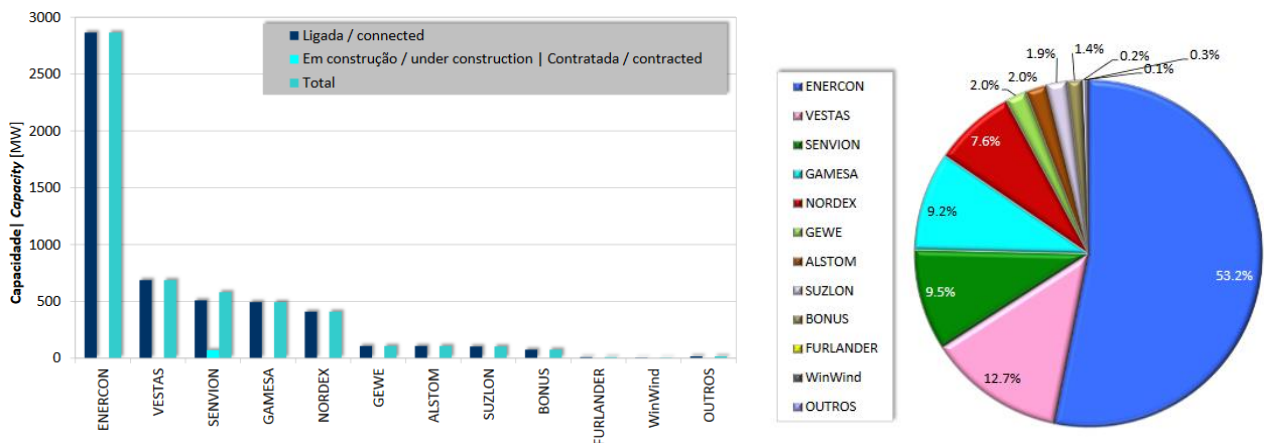
Após este pré-processamento, são desenvolvidos os modelos de funcionamento normal dos componentes estudados. Estes modelos, são desenvolvidos com o recurso a redes neuronais, os quais depois de validados serão a base para o desenvolvimento de uma ferramenta de diagnóstico, a qual alimentada por dados em tempo real e com recurso a um indicador de falha desenvolvido e dimensionado no âmbito desta tese, permitirá a deteção atempada de possíveis falhas nesses componentes. Tornando-se assim, num auxiliar na tomada de decisões de manutenção dos componentes antes referidos.

Em termos de revisão bibliográfica relacionada com aplicação de modelos baseados em redes neuronais a rolamentos de apoio do eixo principal, apenas foi encontrado um artigo científico, denominado *Automatic Fault Prediction of Wind Turbine Main Bearing Based on SCADA Data and Artificial Neural Network* [76] revelando que em relação a rolamentos que operam a muito baixa velocidade, como é o caso, ainda não está a ter uma aplicabilidade comparável com a que já acontece com os rolamentos do eixo rápido das caixas multiplicadoras presentes no aerogeradores do tipo *geared drive*.

A escolha destes componentes em particular para a realização desta dissertação não foi por isso aleatória. Ficando-se a dever essencialmente às seguintes razões:

1. Os componentes em causa, são vitais para a operação do aerogerador. Observando a **Figura 4.24**, facilmente se verifica que os rolamentos referidos, têm de suportar toda a carga do gerador síncrono, cubo do rotor e respetivas pás, além do esforço axial que é transmitido durante o funcionamento do aerogerador e já apresentado na secção 3.4.2.1 (pág.37);
2. Este modelo de aerogerador, representa um número de unidades instaladas importante, na frota operada pelo autor desta dissertação;
3. Não somente o modelo do aerogerador foi considerado, mas também o facto de que outros modelos do mesmo fabricante assentam no mesmo conceito *direct drive* sendo que a frota do operador também apresentar um número elevado desses outros modelos;

4. Os aerogeradores da *Enercon* representam cerca de 53% de toda a frota de aerogeradores instalados em Portugal com perto de 2,8 GW instalados, como pode ser observado na **Figura 4.25** [6];
5. O custo de substituição de um destes rolamentos é das intervenções de manutenção mais dispendiosas de realizar no aerogerador, não somente pelo custo do componente em si, mas pelos custos logísticos associados à sua substituição, onde se destacam os custos de mão de obra, ferramentas, gruas, etc.
6. O tempo de imobilização de um aerogerador, que apresente alguma avaria nestes componentes será sempre elevado, acarretando elevadas perdas de exploração para o operador;
7. A monitorização da condição de funcionamento destes rolamentos, baseia-se essencialmente na monitorização da sua temperatura de funcionamento;
8. Dificuldade de aplicação de sistemas de análise de vibrações a este tipo de condições de operação destes rolamentos;
9. Apesar dos componentes escolhidos, pertencerem a um aerogerador do tipo *direct drive* o este mesmo estudo pode ser aplicado aos rolamentos presentes no trem de potência de aerogeradores do tipo *geared drive*, os quais, são sujeitos a esforços semelhantes.



**Figura 4.25:** Fabricantes de aerogeradores instalados em Portugal até Dezembro de 2017 [6].

Como referido anteriormente, a monitorização da condição destes componentes, baseia-se na monitorização da sua temperatura de funcionamento. O sistema de controlo do aerogerador, tem definido no seu algoritmo de controlo, um alarme de temperatura elevada, o qual, é acionado quando o rolamento atinge os 75 graus *Celsius*.

Existe um outro alarme definido, o qual é ativado sempre que a temperatura de funcionamento do rolamento supera em 45 graus *Celsius* a temperatura no interior da *nacelle*. Avarias nestes componentes, podem por vezes ser detetadas por alterações de níveis de frequência em sensores de vibração instalados na *nacelle*. Contudo, nem sempre estas alterações são visíveis, mesmo que os componentes apresentem já danos consideráveis.

Esta dificuldade de deteção de avaria, esteve presente aquando do evento ocorrido num dos equipamentos operados, o qual apresentava danos consideráveis no rolamento frontal e só apenas durante uma ação de manutenção preventiva ao aerogerador, em que foi detetado um ruído de funcionamento elevado é que se verificou que era provocado por danos substanciais no referido rolamento. Nesta situação, as restantes medidas de avaliação da condição de funcionamento não foram capazes de detetar a avaria.

Como se pode observar na **Figura 4.26**, os danos no rolamento frontal eram já bastante substanciais.

Por estes danos, o aerogerador em causa esteve imobilizado durante dois meses, com elevadas perdas de exploração para o proprietário da instalação.



**Figura 4.26:** Rolamento frontal danificado aerogerador *Enercon* do modelo E66.

Fonte: Fotografias obtidas durante a atividade profissional do autor desta dissertação



# Capítulo 5

## Redes neuronais

---

Neste capítulo é desenvolvido o tema das redes neuronais como técnica de inteligência artificial. Na secção 5.1, é feita uma introdução ao leitor sobre o tema. Segue-se a secção 5.2, onde é feita uma descrição da rede neuronal cerebral onde a sua congénere computacional se baseou, sendo depois abordado na secção 5.3. Na secção 5.4, são apresentadas diversas arquiteturas de RNA. Na secção 5.5, é desenvolvido o conceito de aprendizagem das RNA concretamente os dois métodos possíveis e na secção 5.6 é apresentado, um dos algoritmos mais utilizados para este fim, nomeadamente o algoritmo *backpropagation*. Na secção 5.8 o treino das RNA é abordado. O capítulo finaliza na secção 5.9, onde são apresentadas as vantagens na utilização das RNA.

### 5.1 Introdução

Redes neuronais artificiais (RNA) são instrumentos computacionais capazes de modelarem complexos sistemas constituídos por múltiplas entradas e múltiplas saídas e que apresentem características não-lineares, tornando-se por isso ferramentas poderosas aplicadas na modelação de sistemas, com vantagens significativas quando em comparação com outras técnicas mais convencionais de modelação [77].

Uma rede neuronal artificial é composta por várias unidades de processamento: os nós e as conexões que ligam os nós. O comportamento inteligente de uma rede neuronal artificial provém das interações entre as unidades de processamento da rede. Assim, à semelhança do cérebro humano, as redes neuronais artificiais detêm a capacidade de aprender e de reagirem perante as mais adversas situações apresentadas, bem como adquirir informação através da experiência e da observação.

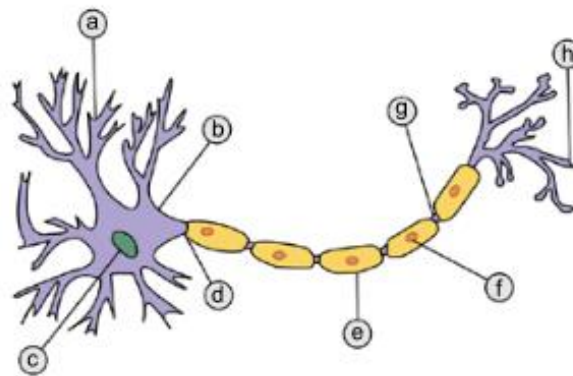
### 5.2 Rede neuronal cerebral

Uma rede neuronal cerebral possui inúmeros neurónios interligados entre si. Sendo o neurónio a estrutura básica do sistema nervoso, comum à maioria dos vertebrados.

Os neurónios são células altamente estimuláveis, que processam e transmitem informação através de sinais eletroquímicos.

Uma das suas características é a capacidade das suas membranas plasmáticas gerarem impulsos nervosos. A maioria dos neurónios, tipicamente, possui o corpo celular e dois tipos de prolongamentos citoplasmáticos, as dendrites e os axónios [78]. Na **Figura 5.1** pode-se visualizar a estrutura de um neurónio biológico.

Os neurónios encontram-se muito próximos uns dos outros e a informação é transmitida em forma de impulsos elétricos, através das sinapses. As sinapses são pontos de contacto entre os dendritos e as extremidades dos axónios. Estes impulsos elétricos circulam a alta velocidade, através dos axónios que interligam os neurónios até que uma reação seja transmitida aos atuadores musculares.



**Figura 5.1:** Esquema representativo de um neurónio biológico típico [78].

- (a) Dendrite; (b) Soma; (c) Núcleo; (d) Axónio; (e) Bainha de mielina;
- (f) Célula de *Schwann*; (g) Nódulo de *Ranvier*; (h) Axónio terminal

Um axónio normal pode gerar mais de 1000 ligações sinápticas com outros neurónios, demonstrando assim a complexidade deste sistema [78].

Os neurónios cerebrais podem ser classificados, quanto à sua função, em três categorias: os neurónios motores, que são responsáveis pela transmissão de informação aos músculos e glândulas; os neurónios sensores, cuja funcionalidade é levar informação sensorial e de coordenação motora e, por fim, os interneuronais cuja função consiste em proteger e realizar a conexão com os outros neurónios [77]. A existência desta classificação leva a que os neurónios estejam organizados por camadas. Na camada de entrada, estão os neurónios sensoriais, na camada intermédia encontram-se os neurónios que executam as operações inerentes aos estímulos e na camada de saída estão os neurónios motores que executam as ações de cada estímulo [78].

### 5.3 Rede neuronal artificial

Com já referido, uma rede neuronal artificial é um modelo computacional inspirado no funcionamento dos neurónios cerebrais.

A rede neuronal artificial simula o sistema nervoso biológico através de uma ferramenta informática, que por meio de relações matemáticas processa a informação de entrada, respondendo aos sinais externos dados [77].

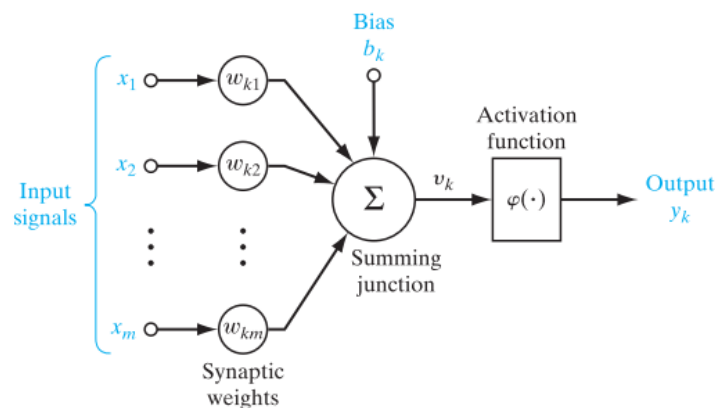
As redes neurais, a partir dos dados de entrada, têm como função determinar qual a relação existente entre eles. As redes neurais artificiais necessitam de um processo de aprendizagem, tal como o cérebro humano.

Este processo de aprendizagem irá permitir à rede melhorar o seu desempenho, pelo que o conjunto de dados de treino é muito importante, uma vez que tem influência direta nos resultados a obter [77].

Para o funcionamento da rede neuronal é essencial uma unidade de processamento de informação, denominada por neurónio. O neurónio artificial é o componente básico das redes neurais artificiais.

Tal como o neurónio biológico, o neurónio artificial possui um ou mais sinais de entrada e apenas um sinal de saída. Os sinais de entrada devem chegar até ao neurónio simultaneamente, isto é, todas as informações devem chegar ao núcleo do neurónio artificial ao mesmo tempo [77].

Na **Figura 5.2**, apresenta-se o modelo simplificado de um neurónio que constitui a base para a criação de redes neurais artificiais.



**Figura 5.2:** Modelo simplificado de um neurónio de uma rede neuronal artificial [77].

Analisando o modelo apresentado, identificam-se três elementos básicos:

- a) Um conjunto de sinais de entrada (*input signals*), Especificamente,  $x_1, x_2, \dots, x_m$  são os sinais de entrada,  $w_{k1}, w_{k2}, \dots, w_{km}$  são os respectivos pesos das sinapses (*synaptic weights*) do neurónio  $k$  ou seja, estes pesos representam a importância que cada sinal de entrada  $x_m$  tem no processo. Relativamente ao significado da referência  $w_{km}$ ,  $k$  refere-se ao neurónio em causa e o segundo subscrito refere-se à extremidade da entrada do elo de ligação;
- b) Um elemento somador (*summing junction*) o qual junta todos os sinais de entrada já ponderados pelos respectivos pesos. O neurónio verifica então se o valor resultante da soma entre os produtos dos sinais de entrada pelos respectivos pesos atingiu ou não um valor pré-determinado, designado de limiar. Se o valor calculado atingiu esse limiar, o mesmo é transferido através da sua saída. Caso contrário, se o valor não atingiu o limiar, o sinal não será transferido;
- c) Uma função de ativação (*activation function*) através da qual o neurónio decide o que fazer com o resultado da soma das entradas (ativar ou não), limitando a amplitude do sinal de saída de um neurónio. Caracteristicamente, o intervalo de amplitude normalizada da saída de um neurónio é de  $[0,1]$  ou  $[-1,1]$ .

De referir também que o modelo representado na **Figura 5.2** inclui também uma *bias* externa, representada por  $b_k$ . Esta tem o efeito de aumentar ou diminuir a entrada na função de ativação em função de ser positiva ou negativa, respetivamente [77].

Matematicamente, um neurónio é descrito pelo seguinte par de equações [77]:

$$u_k = \sum_{j=1}^m w_{kj}x_j \quad (22)$$

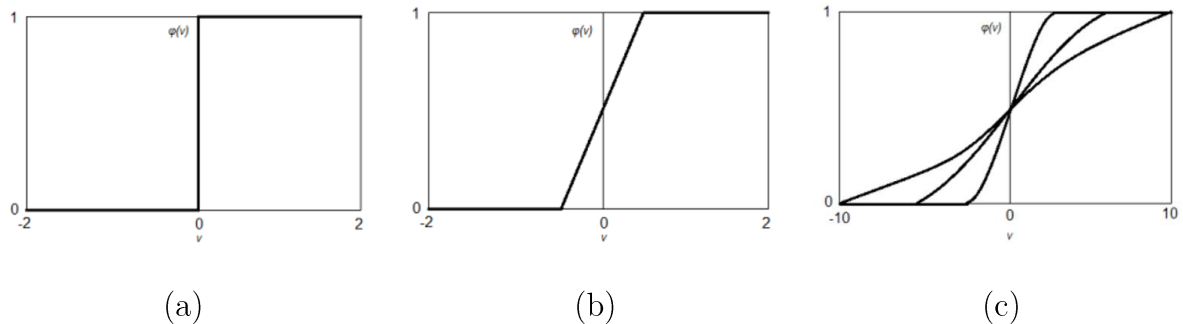
$$y_k = \varphi(u_k + b_k) \quad (23)$$

A função de ativação no modelo artificial do neurónio é muito importante, porque é ela que define o sinal de saída, de acordo com os sinais de entrada. Para realizar esta função utilizam-se normalmente três tipos de funções: a função limiar (*Threshold function*), função linear (*Linear function*) e por fim, a função sigmoide (*Sigmoid Function*), sendo esta a última a mais usada nas aplicações onde são utilizadas redes neuronais artificiais para resolução de problemas de modelação de sistemas não-lineares, sendo a sua representação matemática é dada por [77]:

$$\varphi(v) = \frac{1}{1 + e^{(-av)}} \quad (24)$$

onde  $a$  representa a inclinação da função. Para valores de  $a$  muito elevados, esta função torna-se semelhante à função limiar.

As funções mencionadas anteriormente, são apresentadas graficamente na **Figura 5.3**.



**Figura 5.3:** Funções de ativação utilizadas em redes neuronais artificiais [77].

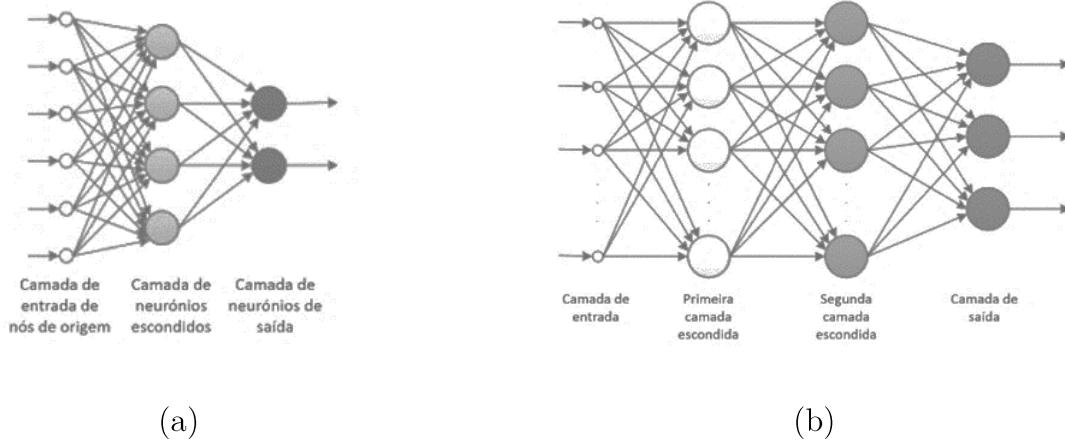
(a) Função limiar, (b) Função linear e (c) Função sigmoide para diferentes valores do parâmetro de inclinação  $a$

## 5.4 Arquitetura das redes neuronais artificiais

Numa conexão de neurónios estes estão organizados em forma de camadas, onde existe sempre uma camada de entrada e uma de saída. Usualmente, as camadas são classificadas em três grupos: camadas de entrada (*input layer*) onde os padrões são apresentados à rede; camadas intermédias ou escondidas (*hidden layer*) onde é feita a maior parte do processamento através das conexões ponderadas; camada de saída (*output layer*) onde o resultado final é determinado e apresentado.

Uma rede neuronal pode ter uma ou várias camadas. As redes que possuem uma única camada são as redes que apenas têm uma camada entre a camada de entrada e a de saída da rede. Em contraste, as redes de multicamadas, como o próprio nome indica, apresentam mais de uma camada, entre as camadas de entrada e saída.

Todavia no meio destas camadas podem estar uma ou mais camadas escondidas, **Figura 5.4**. Assim, existe uma relação direta entre o número de camadas e o número de neurónios em cada camada e a complexidade da rede e por consequência o desempenho desta.

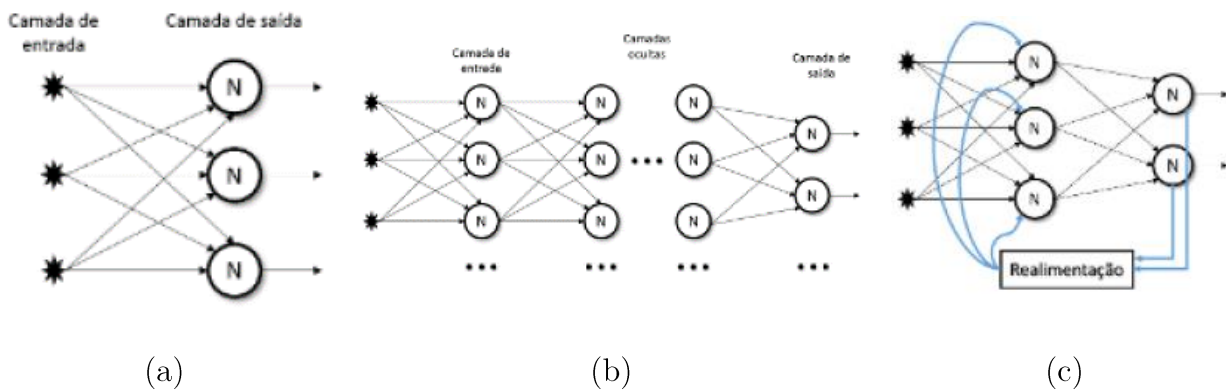


**Figura 5.4:** Rede de única camada (a) e rede de duas camadas (b).

Algumas arquiteturas de redes neurais são apresentadas na **Figura 5.5**, de acordo com a forma como os neurónios estão ligados entre as diversas camadas [79]:

**Rede *feedforward*:** rede onde os dados circulam numa única direção, partindo da camada de entrada para a camada de saída. Estas redes são um mapeamento estático entre as entradas e saídas, que permitem refletir uma relação linear simples ou uma relação não-linear. Uma aplicação típica para as redes neurais artificiais *feedforward* é o desenvolvimento de modelos não-lineares usados para o reconhecimento e classificação de padrões.

**Rede *feedback* (cíclica, recorrente ou realimentada):** utilizam as suas saídas para alimentar as próprias entradas, em que os níveis de ativação da rede formam um sistema dinâmico. Uma vez que esta rede cíclica pode admitir memória de curto prazo, torna-se mais interessante como modelo de “cérebro” computacional.



**Figura 5.5:** Arquiteturas de redes neurais artificiais [77].

Rede *feedforward* (a), rede *feedforward* multicamada (b) e uma rede recorrente ou realimentada (c).

## 5.5 Aprendizagem de redes neurais artificiais

O comportamento inteligente das redes neurais resulta das interações entre as suas unidades de processamento. Estas possuem a capacidade de aprender por exemplos e são capazes de extrair regras básicas a partir de dados reais, diferindo da programação computacional. A aprendizagem ocorre quando é atingida uma solução generalizada para uma classe de problemas, isto é, a rede procura extrair informações relevantes de padrões de informação, moldando uma representação própria. Logo, um conjunto de procedimentos definidos para ajustar os parâmetros de uma rede neuronal artificial, com a finalidade da mesma aprender uma determinada função, é chamado de algoritmo de aprendizagem podendo ser categorizado em dois métodos distintos [79].

**Aprendizagem supervisionada:** a rede é treinada apresentando-lhe sinais de entrada e de saída. O treino está completo quando a rede neuronal alcança uma determinada precisão na estimação das saídas para uma dada sequência de entradas. Em caso de erro, a rede tenta corrigi-lo até que a mesma forneça uma saída igual à saída desejada. Neste método de aprendizagem o fluxo corrente de erros de todos os elementos em processamento é minimizado, pois os pesos das conexões são ajustados continuamente até que a rede alcance uma certa precisão [77] .

Esses ajustes podem ser feitos através do algoritmo de retro propagação (*backpropagation*), que será explicado adiante.

**Aprendizagem não supervisionada:** a rede aprende sem a necessidade de treino prévio, por isso, a saída desejada é obtida através de entradas repetitivas até que a rede retenha o conhecimento. Neste modelo, a rede não suporta influências externas para ajustar o peso de cada variável, possuindo informações próprias de como se organizar internamente. É então suposto que exista a redundância de dados, para que a rede encontre padrões ou características dos dados. Um sinónimo para aprendizagem não-supervisionada é aglomeração (*clustering*) [77].

## 5.6 Algoritmo *backpropagation*

O algoritmo de aprendizagem mais utilizado no treino das redes neurais multicamadas é o denominado na literatura por *backpropagation*.

O algoritmo *backpropagation* consiste numa propagação positiva do sinal funcional e numa retropropagação do erro. Quando se dá a propagação positiva do sinal funcional, os pesos da rede são mantidos fixos e o seu efeito propaga-se através da rede, camada por camada, até

produzir o conjunto de saída a qual será a resposta da rede. Quando se dá a retropropagação do erro, os pesos da rede são ajustados de acordo com uma regra de correção de erro e o sinal é propagado para trás através da rede [79] [80].

Durante o treino com o algoritmo *backpropagation*, a rede opera numa sequência de dois passos:

1. Um padrão é apresentado à camada de entrada da rede. A atividade resultante flui através da rede, camada por camada, até que a resposta seja produzida pela camada de saída;
2. A saída obtida é comparada com a saída desejada. O algoritmo consiste em calcular o erro na saída da rede e retro propagar pela rede, modificando os pesos para minimizar o erro da próxima saída. Sendo que o sinal de erro é propagado em sentido oposto ao de propagação do sinal funcional, dá-se o nome de retropropagação do erro.

É importante assinalar que cada padrão de entrada é apresentado à rede em blocos, ajustando aos poucos os pesos da rede, antes de passar para o próximo padrão de entrada. Se a rede corrigir perfeitamente os erros antes de lhe ser apresentada o próximo padrão de entrada, a rede neuronal perderá a capacidade de generalização a fim de encontrar uma solução que satisfaça todo o conjunto de dados de entrada [77].

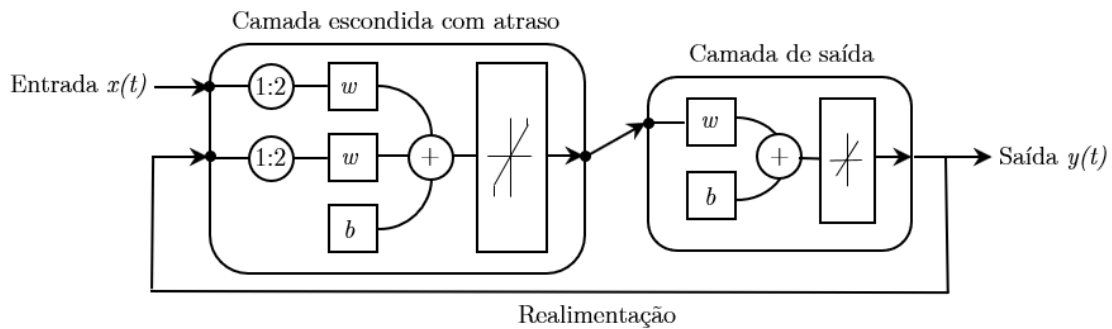
## 5.7 Redes neuronais dinâmicas

As redes neuronais podem ser classificadas como estáticas ou dinâmicas. As redes neuronais estáticas não têm elementos de feedback, ou seja, o output é calculado diretamente a partir do *input*. No caso das redes neuronais dinâmicas o *output* depende ainda de *inputs*, *outputs* ou estados anteriores da rede. Estas redes caracterizam-se pela utilização de variáveis de entrada sequenciais, podendo também ser definido um certo atraso, tanto nas variáveis de entrada como nas de saída [80], no caso da modelação de dados representativos de um sistema dinâmico.

Na rede neuronal da **Figura 5.6** apresenta-se um exemplo de uma rede neuronal dinâmica, a função de ativação da camada exterior é linear, garantindo que o *output* não é limitado, enquanto a camada interior é caracterizada por uma função não linear (sigmoide), permitindo que a rede identifique as relações existentes entre as variáveis de entrada e de saída.

O algoritmo de treino de redes neuronais pode ser de dois tipos diferentes: o incremental e o *batch*. No treino incremental os pesos da rede são atualizados cada vez que o novo *input* é

introduzido na rede; no treino *batch* os pesos são atualizados apenas depois de todos os inputs terem sido introduzidos [80].



**Figura 5.6:** Rede neuronal com realimentação do output como novo input e no caso concreto com o valor da saída nos dois períodos anteriores.

As redes neurais dinâmicas são geralmente mais robustas que as estáticas, no entanto requerem mais trabalho no que diz respeito à fase de treino. Como as redes neurais dinâmicas têm memória, podem ser treinadas de forma a aprender padrões sequenciais ou que variam no tempo.

## 5.8 Treino de redes neurais

O treino de redes neurais é de extrema importância, na medida em que garante a eficácia e coerência da previsão, independentemente da diversidade dos inputs, através da criação de uma cadeia de pesos e de uma malha de relações que vão sendo ajustadas até se atingir o resultado desejado. Os dados utilizados para o treino da rede devem representar uma amostra credível do caso estudado para que o desempenho da rede seja otimizado [80].

No processo do treino tem que se ter em atenção o *overtraining* ou também denominado por *overfitting*, ou seja, impedir que se atinja um número de iterações demasiado elevado que viciando a rede nos dados de treino, afetando a sua capacidade de generalização. Este fenómeno ocorre quando o modelo ajusta os pesos em demasia ao conjunto de dados de treino, perdendo capacidade de generalização. Para evitar tal situação, os dados fornecidos devem ser o mais variados possível e contemplar um vasto domínio para que a rede não perca representatividade.

## 5.9 Vantagens da utilização das redes neurais artificiais

O poder de abstração das redes neurais artificiais deve-se à sua estrutura paralela e à capacidade de aprendizagem das mesmas. A estrutura paralela advém da existência de muitos neurónios ligados numa estrutura de pesos de conexão e com facilidade de adaptação.

A estrutura paralela é desejável uma vez que permite a tolerância à falha, pois se um ou vários neurónios falhar, os efeitos na rede como um todo não serão significativos para o desempenho da rede, dado que existe outro caminho de ligação entre os neurónios que pode iludir a falha [77].

Uma das principais características das redes neuronais artificiais é a capacidade de aprender através de exemplos e através deles generalizar, ou seja reconhecer similitude em elementos que não tinham sido apresentados antes, possibilitando a produção de resultado aceitável oriundo de um input, que lhes é novo [77].

De acordo com [77] as propriedades e capacidades potenciadas pelo uso de redes neuronais artificiais são:

- a) **Não-linearidade:** um neurónio artificial pode ser linear ou não linear. Se existir pelo menos um neurónio não linear, a rede neuronal poderá ter a capacidade de mapear uma função não-linear. Uma rede neuronal artificial feita de uma interconexão de neurónios não-lineares, é em si não-linear;
- b) **Mapeamento de entrada-saída:** ilustra o que acontece no método de aprendizagem supervisionada, em que a rede é treinada repetidamente. Este treino, consiste na apresentação de conjunto de dados à rede, em que cada conjunto corresponde a um sinal de entrada, e a resposta desejada correspondente. Este treino é repetido até que a diferença entre a resposta pretendida e a resposta real dada pela rede seja mínima. Assim, a rede aprende com os dados fornecidos ao construir um mapeamento de entrada-saída para o problema considerado. Podendo por isso, funcionar como um gerador de função genérica;
- c) **Adaptabilidade:** as redes neuronais têm a capacidade interna de adaptarem as suas forças de ligação às mudanças em seu redor. Mesmo uma rede que esteja habituada a funcionar num determinado ambiente, consegue facilmente ser treinada e lidar com alterações do mesmo. Além disso, uma rede neuronal artificial pode modificar as suas ligações interneuronais em tempo real, caso opere num ambiente não-estacionário, ou seja, um ambiente onde as estatísticas possam mudar com o tempo;
- d) **Resposta a evidências:** em relação à classificação de padrões, uma rede neuronal pode indicar qual padrão escolher, bem como o nível de confiança nesta escolha. A confiança na tomada de decisão pode ser usada para rejeitar padrões ambíguos, melhorando o desempenho da classificação da rede.
- e) **Tolerância a falhas:** uma deficiência num neurónio não causa uma falha na rede toda.

## Capítulo 6

# Dados e Metodologia

---

Neste capítulo é descrita com especial cuidado toda a metodologia desenvolvida com o presente trabalho no sentido de criar uma nova estratégia de manutenção para os componentes escolhidos. Como já referido anteriormente, a estratégia a desenvolver basear-se-ia na utilização de dados provenientes do SCADA os quais alimentando modelos baseados em redes neuronais, elaborar uma ferramenta de diagnóstico do funcionamento de desses componentes do aerogerador, no caso concreto aos rolamentos principais de apoio do eixo principal, permitindo com a utilização desta ferramenta adequar a estratégia de manutenção baseada nos novos paradigmas que a inteligência artificial aplicada a grandes quantidades de dados o permite. Assim, na secção 6.1, é apresentado ao leitor donde são originários os dados que foram utilizados no trabalho. Na secção 6.2, são descritos os dados que estão disponíveis para utilização, assim como as suas características e particularidades. Na secção 6.3, é feita uma apresentação da metodologia que irá ser utilizada. A secção 6.4, é onde é descrito como foi desenvolvido o modelo de funcionamento normal de cada um dos componentes e todas as etapas que foram necessárias cumprir para a obtenção de um resultado final adequado ao que se pretendia desenvolver. Na secção 6.5, é descrito o processo de desenvolvimento de um indicador de falha para integração na ferramenta de diagnóstico e que se trata de uma das peças vitais à sua viabilidade como aplicação para ambiente de produção. O capítulo termina na secção 6.6, onde é apresentado ao leitor a aplicação que foi desenvolvida onde está integrada todos os componentes desenvolvidos neste estudo e já apresentados nas secções anteriores deste capítulo.

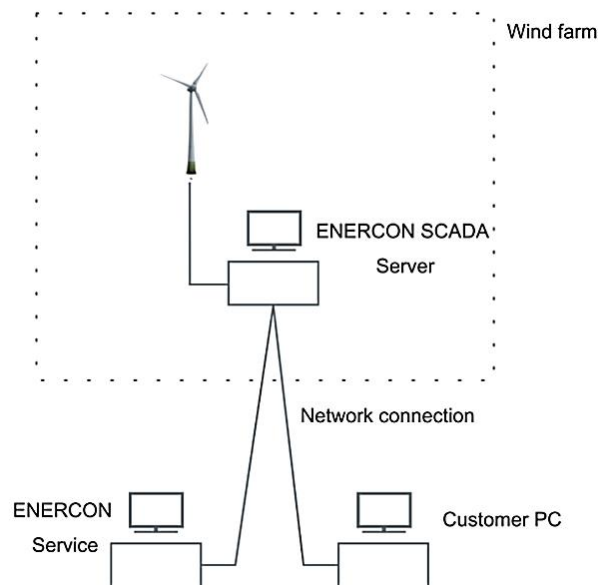
### 6.1 Origem dos dados

Os dados utilizados nesta tese, são provenientes de um parque eólico em operação, instalado em Portugal Continental, constituído por um aerogerador do fabricante *Enercon*, modelo E82 de 2 MW de potência nominal, o qual se encontra ligado à rede elétrica nacional, ao nível dos 30kV. O esquema unifilar da instalação, pode ser consultado no Anexo B.

Como já referido anteriormente, este modelo de aerogerador é do tipo *direct drive*, velocidade variável, controlo de ângulo de ataque das pás do rotor do tipo elétrico, com um diâmetro de rotor de 82 m, assente numa torre de aço de 78 m.

No parque eólico encontra-se instalado um computador de SCADA (*Enercon SCADA Server*) com funções de operação do aerogerador e onde são armazenados os dados das diversas variáveis de funcionamento do mesmo.

A solução de SCADA, implementada no parque eólico que serviu de estudo, pode ser observado na **Figura 6.1**



**Figura 6.1:** Infraestrutura de SCADA instalada no parque eólico [43].

Remotamente, existe um servidor do operador (*Customer PC*) o qual, fazendo uso de uma ligação *4G* recolhe diariamente os ficheiros de dados do computador SCADA do parque eólico. Os ficheiros recolhidos, vão desde ficheiros com as paragens do aerogerador, variáveis de funcionamento numa base de valor médio de 10 minutos, valores de produção, valores de disponibilidade do equipamento, entre outros.

## 6.2 Dados disponibilizados

Como anteriormente referido, o servidor do operador efetua diariamente a descarga de ficheiros de dados provenientes do computador de SCADA instalado no parque eólico.

Estes ficheiros, de formato *dBase IV*, são gerados com a seguinte estrutura:

- Dados de 10 minutos
- Dados diários
- Dados semanais
- Dados mensais
- Dados anuais
- Dados de estado operativo do aerogerador

No presente estudo, foram utilizados os dados de 10 minutos das variáveis operativas do aerogerador, as quais podem ser agrupados em dois tipos:

1. Variáveis de funcionamento do aerogerador;
2. Variáveis de temperaturas de diversos componentes do aerogerador.

Em relação às variáveis de funcionamento do aerogerador disponibilizadas pelo SCADA, algumas delas são apresentadas na **Tabela 6**.

**Tabela 6:** Variáveis de funcionamento do aerogerador.

Variável	Unidade de medida	Símbolo
Posição angular da <i>nacelle</i> <sup>8</sup>	grau <sup>9</sup>	°
Ângulo de ataque das pás do rotor	grau	°
Velocidade do rotor	metro por segundo	m/s
Potência ativa	quilowatt	kW
Velocidade do vento	metro por segundo	m/s

Já em relação às variáveis de temperatura disponibilizadas pelo SCADA, algumas delas são apresentadas na **Tabela 7**.

---

<sup>8</sup> Em relação ao Norte geográfico.

<sup>9</sup> O grau (símbolo: °), é uma medida de ângulos planos correspondendo a 1/360 de uma circunferência.

**Tabela 7:** Variáveis de temperaturas de diversos componentes do aerogerador.

Variável	Unidade de medida	Símbolo
Temperatura no interior do cubo do rotor	grau <i>Celsius</i>	°C
Temperatura no rolamento de apoio dianteiro do eixo principal	grau <i>Celsius</i>	°C
Temperatura no rolamento de apoio traseiro do eixo principal	grau <i>Celsius</i>	°C
Temperatura do rotor do gerador – Posição 1	grau <i>Celsius</i>	°C
Temperatura do rotor do gerador – Posição 2	grau <i>Celsius</i>	°C
Temperatura do estator do gerador – Posição 1	grau <i>Celsius</i>	°C
Temperatura do estator do gerador – Posição 2	grau <i>Celsius</i>	°C
Temperatura no interior da <i>nacelle</i>	grau <i>Celsius</i>	°C
Temperatura exterior ao nível da <i>nacelle</i>	grau <i>Celsius</i>	°C
Temperatura exterior ao nível do solo	grau <i>Celsius</i>	°C
Temperatura no interior da torre	grau <i>Celsius</i>	°C

A totalidade das variáveis disponibilizadas pelo sistema, assim como, as suas respetivas codificações, podem ser consultadas no Anexo C.

### 6.3 Metodologia desenvolvida

Como já referido anteriormente, pretendeu-se com este trabalho desenvolver um conceito, baseado em técnicas de inteligência artificial, concretamente utilizando redes neuronais, para deteção antecipada de possíveis falhas em determinados componentes de um aerogerador, neste caso e como já referido, nos rolamentos de apoio do eixo principal de um aerogerador de conceito *direct drive* e já assinalados na **Figura 4.24** (pág.94), permitindo assim, a adoção de uma nova estratégia de manutenção a esses componentes.

Baseada em toda a revisão bibliográfica realizada e já apontada na secção 4.4 (pág.92) e pelo estudo teórico do tema redes neuronais apresentado no capítulo 5, foi desenvolvida a metodologia que seria utilizada para o desenvolvimento da nova estratégia de manutenção.

A metodologia foi direcionada em três vetores principais:

1. Desenvolvimento do modelo de funcionamento normal dos componentes, modelo esse desenvolvido com recurso a redes neuronais para:
  - a. Rolamento de apoio do eixo principal - frontal
  - b. Rolamento de apoio do eixo principal – traseiro
2. Desenvolvimento de um indicador de falha dos componentes escolhidos;
3. Criação de uma ferramenta de diagnóstico.

A ferramenta de software escolhida para o desenvolvimento da metodologia foi o MATLAB<sup>10</sup>, já que o mesmo integra uma série de funcionalidades no campo da inteligência artificial, concretamente a ferramenta de redes neuronais e diversas funções de análise de elevada quantidade de dados.

## 6.4 Modelo de funcionamento normal

O concretizar do primeiro vetor da metodologia desenvolvida, parte do estabelecimento do modelo que caracteriza o funcionamento normal dos componentes que foram selecionados.

Com seu desenvolvimento, obtém-se a ferramenta que permite estimar o valor da temperatura de funcionamento dos rolamentos referidos e apresentado nesta secção.

### 6.4.1 Dados SCADA

Para o desenvolvimento do modelo de funcionamento normal dos componentes escolhidos, foi decidido utilizar os dados de 10 minutos de todo o ano de 2018. A escolha deste período em concreto, ficou-se a dever às seguintes razões:

1. Só a partir do final de 2017 é que o sistema *Enercon* SCADA começou a gerar e armazenar ficheiros com dados de 10 minutos das temperaturas de diversos componentes do aerogerador, onde se incluem neste caso, as temperaturas de ambos os rolamentos escolhidos, sendo esta uma condição necessária para o desenvolvimento deste estudo;

---

<sup>10</sup> MATLAB (MATrix LABoratory) trata-se de um software interativo de alto desempenho voltado para o cálculo numérico. Página internet oficial: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>

2. O ano de operação de 2018 do aerogerador, foi caracterizado por ser um ano de funcionamento operativo excelente, validado pelos seguintes parâmetros:
  - a. Disponibilidade técnica do equipamento<sup>11</sup>: **99,19%**
  - b. Tempo de paragem em condição de avaria: **71h: 08m**
3. Durante as ações de manutenção realizadas, não foram encontrados quaisquer sinais de degradação do estado dos componentes em estudo, considerando-se por isso, em bom estado de operação.

Em termos de ficheiros gerados pelo sistema, são disponibilizados os seguintes ficheiros de 10 minutos [43]:

- Um ficheiro de dados de funcionamento do aerogerador, de extensão \*.*wsd*, gerados com a seguinte estrutura no nome *yyyymmdd.wsd* com:
  - *yyyy* – ano
  - *mm* – mês (de 01 a 12)
  - *dd* – dia (de 01 a 31)
- Um ficheiro de dados de temperaturas de diversos componentes do aerogerador, de extensão \*.*84d* gerados com a seguinte estrutura no nome *yyyymmdd.84d* com:
  - *yyyy* – ano
  - *mm* – mês (de 01 a 12)
  - *dd* – dia (de 1 a 31)
- Um ficheiro de dados de temperaturas de diversos componentes dos inversores DC/AC, de extensão \*.*85d* gerados com a seguinte estrutura no nome *yyyymmdd.85d* com:
  - *yyyy* – ano
  - *mm* – mês (de 01 a 12)
  - *dd* – dia (de 01 a 31)

---

<sup>11</sup> Disponibilidade Técnica é a percentagem de tempo em que o aerogerador esteve disponível para exercer a sua função, excluindo o tempo em que esteve parado para manutenção ou por outro motivo qualquer. Considerando 8760h no ano.

Para o presente estudo, foram disponibilizados os dados provenientes dos ficheiros de dados de funcionamento *yyyymmdd.wsd* e da temperatura dos componentes do aerogerador *yyyymmdd.84d* no período compreendido entre as 0 horas do dia 1 de Janeiro de 2018 até as 23:50 do dia 31 de Dezembro de 2018.

As variáveis armazenadas, apresentam uma determinada codificação em relação ao seu nome e algumas delas são apresentadas na **Tabela 8** e na **Tabela 9**, onde também é apresentada a unidade de medida e formato de leitura.

**Tabela 8:** Codificação das variáveis de funcionamento do aerogerador.

Codificação	Variável	Unidade de medida	Formato
<i>mrwAbGoPos</i>	Posição angular da <i>nacelle</i>	grau	Decimal
<i>mrwSmpAng</i>	Ângulo de ataque das pás do rotor	grau	Decimal
<i>mrwSmpNRot</i>	Velocidade do rotor	rpm	Decimal
<i>mrwSmpP</i>	Potência ativa	kW	Inteiro
<i>mrwSmpVWi</i>	Velocidade do vento	m/s	Decimal

**Tabela 9:** Codificação das variáveis de temperatura componentes do aerogerador.

Codificação	Variável	Unidade de medida	Formato
<i>mr82A0</i>	Temperatura no interior do cubo do rotor	°C	Inteiro
<i>mr82A1</i>	Temperatura no rolamento de apoio dianteiro do eixo principal	°C	Inteiro
<i>mr82A2</i>	Temperatura no rolamento de apoio traseiro do eixo principal	°C	Inteiro
<i>mr82A15</i>	Temperatura do rotor do gerador - Posição 1	°C	Inteiro
<i>mr82A16</i>	Temperatura do rotor do gerador - Posição 2	°C	Inteiro

Continúa na página seguinte

Codificação	Variável	Unidade de medida	Formato
<i>mr82A17</i>	Temperatura do estator do gerador - Posição 1	°C	Inteiro
<i>mr82A18</i>	Temperatura do estator do gerador - Posição 2	°C	Inteiro
<i>mr82A19</i>	Temperatura exterior ao nível da <i>nacelle</i>	°C	Inteiro
<i>mr82A20</i>	Temperatura no interior da <i>nacelle</i>	°C	Inteiro
<i>mr82A36</i>	Temperatura exterior ao nível do solo	°C	Inteiro
<i>mr82A37</i>	Temperatura no interior da torre	°C	Inteiro

Escolhidos os ficheiros a utilizar no treino das redes neuronais que iriam ser criadas, foi desenvolvido código em MATLAB, para que este fizesse a importação automaticamente desses ficheiros e serem utilizados a partir daí. A importação automática justificou-se, já que o número de ficheiros a importar era de tal forma elevado que não era viável a sua importação manual, pois estamos na presença de dois ficheiros (*yyyymmdd.wsd* e *yyyymmdd.84d*) gerados por dia, durante um ano, ou seja, 730 ficheiros.

Alem desta condicionante, foi sempre objetivo presente na realização deste trabalho, que o mesmo fosse no sentido do desenvolvimento no seu estágio final, de uma ferramenta de diagnostico que funcionasse em ambiente de produção pelo que a importação automática de dados seria a primeira fase de desenvolvimento dessa ferramenta.

A primeira abordagem foi utilizar o MATLAB para fazer essa importação diretamente do servidor de armazenamento dos dados. Contudo, a importação direta começou a revelar alguma dificuldade já que o MATLAB apresentava incorreções na interpretação dos dados presentes nos ficheiros, nomeadamente ao nível dos campos data e hora.

Para solucionar esta dificuldade, foi desenvolvida uma ferramenta em *Visual Basic* para *Microsoft Excel* a qual importa diretamente os ficheiros diários de 10 minutos recolhidos no servidor local, efetua diversas operações de configuração dos campos onde se encontram as diversas varáveis, agrupa num ficheiro mensal e por fim o grava no servidor, em formato *CSV* com um nome formatado. Com esta solução, o MATLAB importa diretamente estes ficheiros *CSV* sem o mínimo de dificuldade de interpretação dos campos neles presentes. Esta aplicação, é automaticamente iniciada uma vez por dia, sempre à mesma hora no servidor de dados do operador.

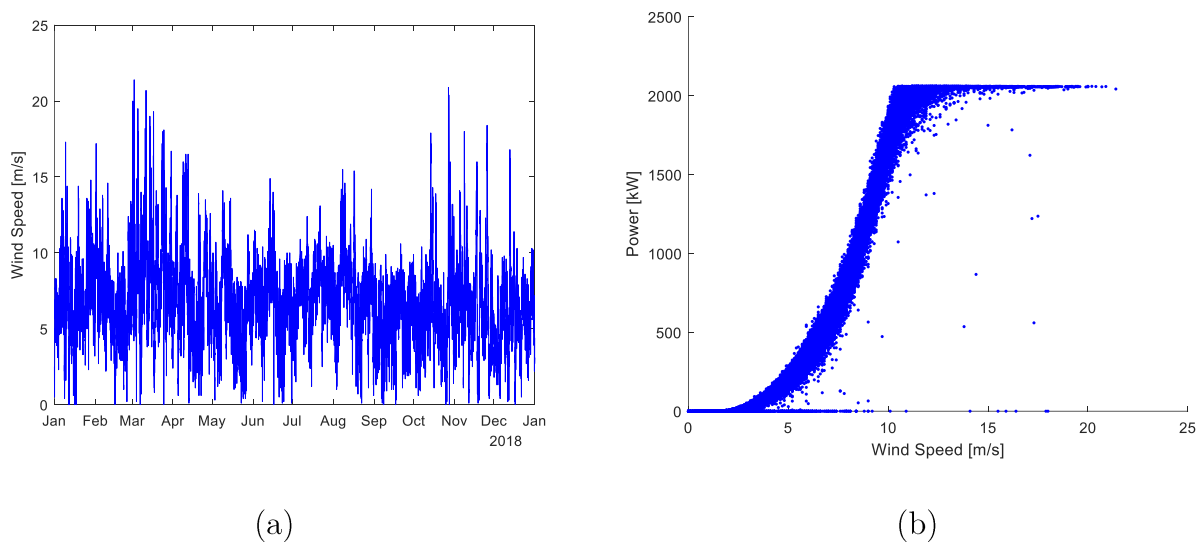
Assim, foram importados os ficheiros *\*.wsd* e *\*.84d* referentes ao ano de 2018. De referir, que a ferramenta de importação e conversão dos ficheiros em formato *CSV* e atendendo à potencialidade que dispõe, ficou em regime de produção no servidor de dados, efetuando a mesma operação para todos os restantes parques eólicos pertencentes ao operador, sendo utilizados os ficheiros criados nas mais diversas análises de desempenho do portfólio de aerogeradores da frota deste.

### 6.4.2 Pré-processamento dos dados

Efetuada a importação dos ficheiros de dados que serão utilizados no treino das redes neuronais, torna-se necessário efetuar um pré-processamento desses dados, pois a qualidade dos resultados obtidos depende da qualidade intrínseca do conjunto de dados de treino usado.

A primeira operação de pré-processamento de dados, foi a combinação dos ficheiros importados (dados de funcionamento e temperaturas) numa matriz de dados única para alimentação da rede neuronal. Recorreu-se à função MATLAB *synchronize* a qual sincronizou ambas as matrizes na mesma base de tempo. O resultado final foi uma matriz com 52438 linhas, correspondentes aos intervalos de tempo de 10 minutos de duração, por 19 colunas correspondentes às variáveis medidas.

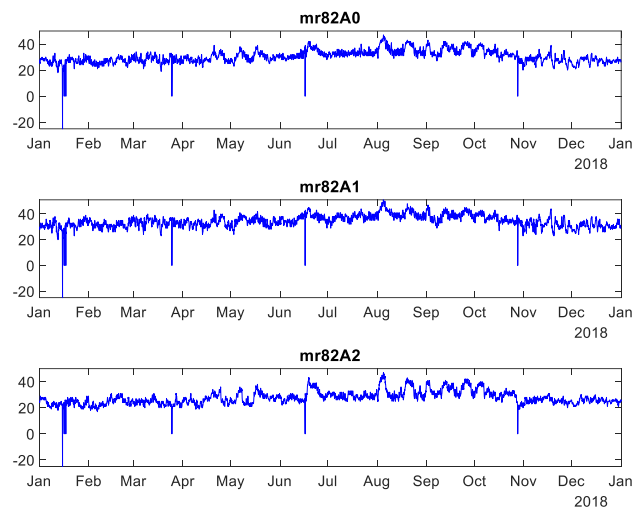
Na **Figura 6.2**, **Figura 6.3** e **Figura 6.4** podem ser observadas as representações gráficas de algumas das variáveis.



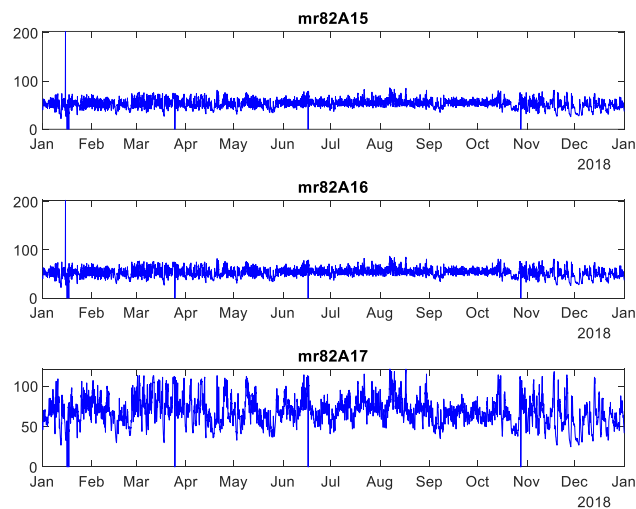
**Figura 6.2:** Representação gráfica de variáveis de funcionamento do aerogerador.

Em (a), observa-se a velocidade do vento durante o ano de 2018 e em (b) a curva de potência do aerogerador durante esse mesmo período, sendo o conceito desta última, já sido abordado na secção 3.2.6 (pág.27).

Na **Figura 6.3**, é apresentada a temperatura no interior do cubo do rotor (*mr82A0*), a temperatura no rolamento de apoio frontal (*mr82A1*) e a temperatura no rolamento de apoio traseiro (*mr82A2*). Já na **Figura 6.4**, é apresentada a temperatura do rotor do gerador lida pelo sensor 1 (*mr82A15*), a temperatura do rotor do gerador lida pelo sensor 2 (*mr82A16*) e a temperatura do estator do gerador lida pelo sensor 1 (*mr82A17*).



**Figura 6.3:** Representação gráfica de variáveis de temperatura.



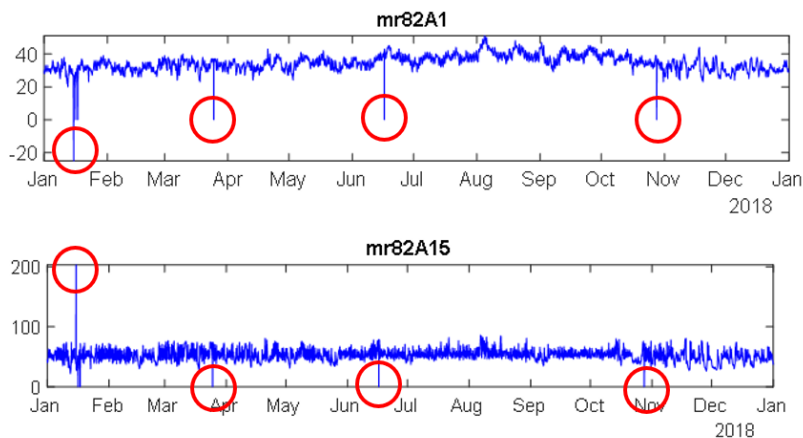
**Figura 6.4:** Representação gráfica de variáveis de temperatura do gerador.

Reiterando a necessidade de ser garantido qualidade nos dados que vão ser utilizados no treino da rede neuronal, facilmente se verifica analisando as figuras anteriores, que existem alguns dados que facilmente se destacam dos restantes, apresentando um grande afastamento em relação aos demais da amostra, sendo denominados estes valores como *outliers*.

Na **Figura 6.5** são apresentados alguns exemplos de *outliers* que se encontravam presentes nos dados importados.

Tornou-se por isso fundamental, desenvolver uma estratégia de deteção e remoção automática desses *outliers* presentes nos dados que servirão para treino da rede neuronal.

Assim, a segunda fase do pré-processamento dos dados passou pelo desenvolvimento de uma série de procedimentos, que garantissem que o conjunto de dados final resultante e que será utilizado no treino da rede tenha a maior qualidade possível.



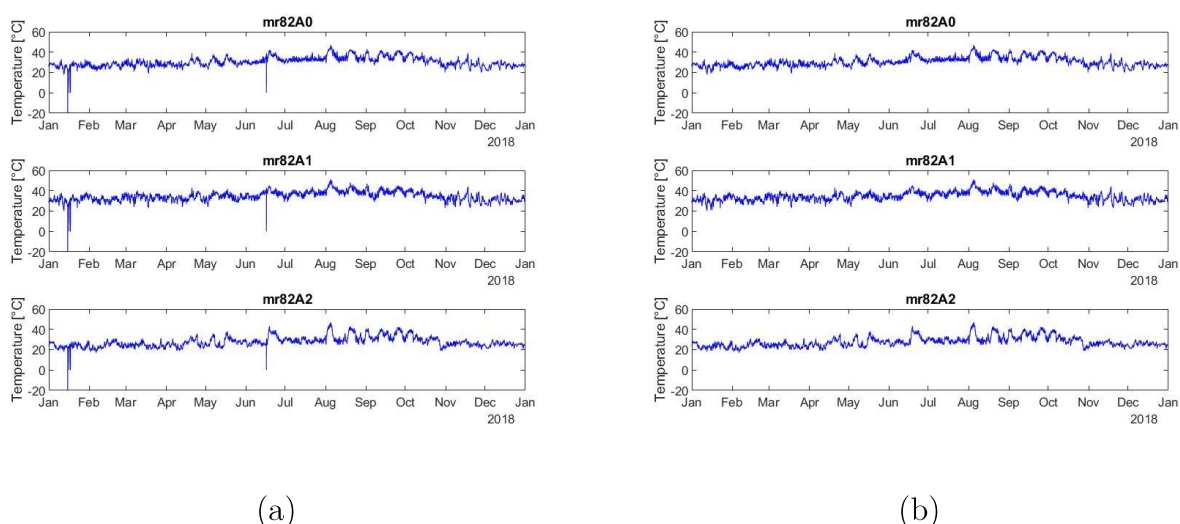
**Figura 6.5:** Exemplos de *outliers* presentes nos dados.

O conjunto de dados passou pelas seguintes operações:

1. Verificação se os dados estão cronologicamente ordenados e correção da ordem cronológica se necessário;
2. Verificação se existem períodos de dados em falta. Tratando-se apenas de um período de 10 minutos em falta, esse período é preenchido com o valor médio entre o período anterior e o seguinte. Em caso dos períodos em falta, serem superiores a um período de 10 minutos, não são preenchidos com valores já que, atendendo à variabilidade de funcionamento do aerogerador introduzir valores calculados por métodos estatísticos acrescentariam erros ao conjunto de dados;

3. Verificação da existência de períodos com dados corrompidos. Esta opção baseia-se no facto de que o sistema *Enercon* SCADA associar a cada período de 10 minutos uma variável denominada de *error*, que caso seja diferente do valor zero indica que os dados estão corrompidos, estando o código desenvolvido, habilitado a remover essas linhas de dados;
4. Remoção dos períodos de dados em que o aerogerador se encontra parado em avaria ou manutenção. Neste caso, o código desenvolvido remove todos os períodos onde a potência ativa é de valor zero e a velocidade de vento está acima do *cut-in speed*;
5. Extração de *outliers* baseada numa estratégia desenvolvida, utilizando métodos estatísticos onde são aplicados os conceitos de valor médio, mediana e valor absoluto.

Depois de aplicada esta segunda fase de pré-processamento de dados, um exemplo do resultado final pode ser observado na **Figura 6.6**, sendo as diferenças notórias.



**Figura 6.6:** Diferença qualitativa entre dados de temperatura, antes (a) e depois da estratégia aplicada (b).

Em termos numéricos, de um conjunto de dados inicial composto por 52438 intervalos de 10 minutos referentes ao ano de 2018, resultou num conjunto de dados com 50899 intervalos de 10 minutos.

Finalizada esta operação, o código desenvolvido grava no diretório previamente selecionado para armazenamento dos dados a utilizar no desenvolvimento dos modelos, em formato *CSV*, prontos a serem utilizados automaticamente pelas redes neuronais desenvolvidas, correspondendo a uma rede para modelação da temperatura do rolamento de apoio principal frontal e outra rede para a modelação do congénere traseiro.

### 6.4.3 Seleção das variáveis de entrada de saída dos modelos

Como referido anteriormente, serão desenvolvidas duas redes neuronais para a criação de modelos da temperatura de funcionamento dos dois rolamentos principais de apoio do aerogerador em estudo.

Para tal, recorreu-se à utilização de redes neuronais artificiais com topologia *feedforward* cujo conceito foi apresentado na secção 5.4 (pág.103), pois são uma topologia de rede adequada à modelação do relacionamento entre um conjunto de variáveis de entrada e uma ou mais variáveis de saída. Por outras palavras, este tipo de rede é adequado para qualquer problema de mapeamento funcional onde se pretende saber como um numero de variáveis de entrada afeta a variável de saída [77].

A primeira fase de desenvolvimento de ambas a redes neuronais, passou por uma seleção das variáveis de entrada relevantes para os modelos, sendo que as respetivas saídas de ambos modelos seriam a temperatura do rolamento de apoio do eixo principal, respetivamente dianteiro e traseiro.

Existem muitas variáveis de funcionamento associadas ao estado de condição da turbina eólica assim como, ao seu desempenho, as quais são armazenadas nos dados de SCADA. Contudo, apenas uma pequena parte influencia a temperatura dos rolamentos de apoio do eixo principal e como tal, com potencial de utilização na construção dos seus respetivos modelos.

Nalguma bibliografia, pode ser consultada a construção do modelo de comportamento normal de turbinas eólicas equipadas com caixa multiplicadora de velocidade fazendo uso das variáveis de potência ativa, temperatura no interior da *nacelle*, estado de funcionamento da ventilação [81][82]. Contudo, não foram encontradas durante a investigação para este trabalho, literatura especificamente aplicada na seleção de variáveis para modelação com recurso a redes neuronais aplicada a rolamentos de eixo principal de turbinas eólicas de conceito *direct drive*.

Assim, baseado na experiência de operação e manutenção deste tipo de equipamento por parte do autor, foram inicialmente seleccionadas como variáveis de entrada a serem utilizadas para construção dos modelos de comportamento normal dos componentes alvo de estudo, as variáveis de funcionamento apresentadas na **Tabela 10**.

A escolha baseou-se no facto de utilizar as variáveis de maior relevo no funcionamento do aerogerador, nomeadamente a sua potência ativa, velocidade do vento, ângulo de ataque das pás do rotor e velocidade do rotor, variáveis essas medidas por sensores de elevada qualidade, que garantem uma leitura fiável e precisa das mesmas, associando-se a estas, as temperaturas que poderiam correlacionar-se com a temperatura dos rolamentos em causa.

Como referido anteriormente, a escolha das variáveis baseou-se num critério empírico pelo que, basear o critério de escolha de variáveis de entrada nos modelos em algum método científico poderá ser objetivo de trabalho futuro a desenvolver.

**Tabela 10:** Seleção inicial de variáveis de entrada nos modelos.

Codificação	Variável
<i>mrwSmpAng</i>	Ângulo de ataque das pás do rotor
<i>mrwSmpNRot</i>	Velocidade do rotor
<i>mrwSmpP</i>	Potência ativa
<i>mrwSmpVWi</i>	Velocidade do vento
<i>mr82A0</i>	Temperatura no interior do cubo do rotor
<i>mr82A19</i>	Temperatura exterior ao nível da <i>nacelle</i>
<i>mr82A20</i>	Temperatura no interior da <i>nacelle</i>

Na **Tabela 11** são apresentadas as variáveis de saída dos modelos a desenvolver.

**Tabela 11:** Variáveis de saída dos modelos desenvolvidos.

Codificação	Variável
<i>mr82A1</i>	Temperatura no rolamento de apoio dianteiro do eixo principal
<i>mr82A2</i>	Temperatura no rolamento de apoio traseiro do eixo principal

#### 6.4.4 Padronização de Variáveis

Como as variáveis de entrada nas redes neuronais acima referidas, apresentam unidades, escalas e naturezas diferentes. Um exemplo disso é o valor da potência ativa da turbina eólica, que pode ir de um valor de 0 kW até 2000kW enquanto o ângulo de ataque das pás do rotor varia entre 0 e 90 graus. Torna-se por isso necessário, que os seus valores sejam padronizados para evitar que os neurónios das camadas escondidas com funções de ativação sigmoidais utilizadas neste trabalho, não operem na região de saturação e que os valores de grandezas

diferentes não vão influenciar de maneira diversa os ajustes dos pesos e *bias* da rede neuronal durante o treino desta.

As saídas do modelo também devem ser padronizadas para que seja possível, o correto mapeamento entre as entradas normalizadas e as saídas correspondentes.

No presente trabalho utilizou-se uma padronização para que todos os valores de cada variável sejam representados numa distribuição com uma média de 0 e um desvio padrão de 1, calculado a partir de:

$$x' = \frac{x - x_{média}}{\sigma} \quad (25)$$

onde  $x$  é o valor original da variável,  $x_{média}$  a sua média e  $\sigma$  o seu desvio padrão.

Para tal, foi desenvolvida uma função em código MATLAB que efetua esta padronização em todas as variáveis envolvidas no processo e armazena o fator de padronização de cada uma delas numa matriz para utilização *a posteriori* na inversão do processo, de maneira a apresentar os resultados na escala original e para ser utilizado quando a ferramenta de diagnóstico desenvolvida é alimentada com os dados de funcionamento em tempo real do aerogerador e os aplicará aos modelos desenvolvidos.

Consultando [83], verificou-se que o MATLAB aplica por defeito na fase de treino da rede neuronal, uma estratégia de normalização dos dados os quais são ajustados para se situarem dentro intervalo  $[-1,+1]$  (valores por defeito) realizada por meio da função *mapminmax*, determinado por:

$$x_N = \frac{(x_{Nmax} - x_{Nmin})(x - x_{min})}{x_{max} - x_{min}} + x_{Nmin} \quad (26)$$

em que  $x_{Nmax}$  e  $x_{Nmin}$  correspondem aos extremos do intervalo da normalização escolhido, por exemplo  $[-1,+1]$  respetivamente,  $x_{max}$  e  $x_{min}$  são os valores máximo e mínimo de cada variável da amostra de treino e  $x_N$  é o valor normalizado.

### 6.4.5 Estimadores Data – Hora

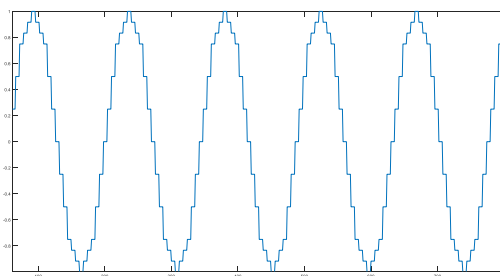
Como observado na secção 6.4.2 (pág.117), os dados utilizados estão ordenados cronologicamente por data e hora, em intervalos de 10 minutos. Contudo, os algoritmos de treino de redes neuronais não entendem campos de valor data ou hora. Eles só entendem relações de números na linha do vetor que os alimentam. Então, se eles virem os valores 1, 10 e 12 correspondentes a hora, os algoritmos assumirão incorretamente, que 12 é muito mais próximo de 10 do que 1. Entretanto, sabemos que a variável de tempo é cíclica e que 12 é na verdade mais próxima de 1 do que 10. Para representar isso com mais precisão, desenvolveu-se uma função em código MATLAB a qual cria variáveis auxiliares e que são concatenadas à matriz valores de entrada da rede onde dá indicação a esta, da hora do dia e do mês em que se encontra, de modo a esta ter um entendimento correto da distribuição dos valores que alimentam a rede, nomeadamente associando às temperaturas, tanto com a hora do dia como como à estação do ano (mês do ano) em que se encontra.

Resumindo, com o desenvolvimento desta função pretendeu-se traduzir o padrão cíclico associado a tempo, em padrões que a rede os entenda.

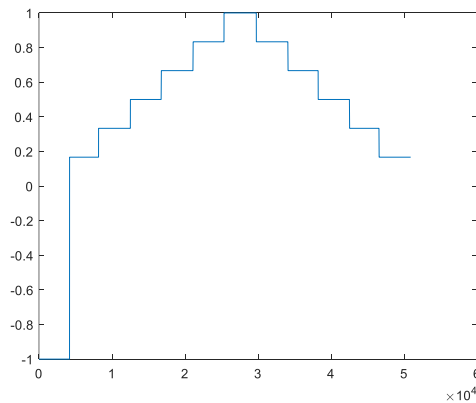
Em relação à hora do dia, a função pretendeu atribuir um peso a cada hora, considerando que às 16 horas se atingirá o valor máximo na temperatura ambiente e que às 3 horas o seu valor mais baixo. O mesmo é aplicado em relação aos meses do ano, atribuindo um peso máximo em Julho como mês com as temperaturas máximas e Janeiro as mínimas.

Na **Figura 6.7** e **Figura 6.8** é apresentada graficamente, o resultado dos padrões criados pela função desenvolvida e que foram concatenados à matriz de valores de entrada na rede.

Por razões de dimensão, na **Figura 6.7**, apenas está representado um curto período de tempo, concretamente, 800 intervalos de 10 minutos. Tendo sido aplicado este padrão à totalidade da matriz com dados de entrada.



**Figura 6.7:** Variável auxiliar criada para representar o padrão cíclico de horas num dia no período do treino.



**Figura 6.8:** Variável auxiliar criada para representar o padrão dos meses do ano no período de treino.

#### 6.4.6 Desenvolvimento das redes neuronais

Ultrapassadas as etapas anteriores, seguiu-se o desenvolvimento das redes neuronais que serviram para a criação dos modelos de temperatura dos rolamentos de apoio do eixo principal.

Como já referido, a arquitetura a ser usada é a de uma rede neuronal artificial alimentada diretamente (*feedforward neural network*), caracterizada por ter múltiplas camadas por isso podendo ser denominada de *multilayer perceptron* [77]. Esta rede possui normalmente três camadas processando-se nesta sequência: a informação entra na camada de entrada, sendo depois processada na camada oculta e por fim é produzida uma previsão para a variável de saída na camada correspondente.

Depois de escolhida a arquitetura, deve-se ter em consideração o número de neurónios a seleccionar para cada camada.

Na camada de entrada, o número de neurónios é igual ao número de variáveis seleccionadas para a entrada na rede.

Relativamente à camada oculta, é de referir que as redes neuronais podem possuir uma ou mais camadas deste tipo e cada uma pode possuir vários neurónios.

Decidir o número de camadas ocultas assim como, o número de neurónios presentes no seu interior é uma parte muito importante da decisão sobre a arquitetura da rede neuronal a implementar.

Embora essas camadas não interajam diretamente com o ambiente exterior, elas exercem uma tremenda influência na saída final.

Considerando [84][85][86][87], verificou-se que não existe um consenso em relação à determinação do número adequado de camadas ocultas e respetivo número de neurónios em cada uma delas.

Em relação ao número de camadas ocultas e consultando [87] entre outros, indicam que duas ou menos camadas geralmente serão suficientes com conjuntos de dados simples. No entanto, com conjuntos de dados complexos envolvendo séries temporais ou visão computacional, camadas adicionais podem ser úteis.

Em relação ao número de neurónios presentes nas camadas ocultas, a sua determinação deverá ser adequada de maneira a evitar dois fenómenos que podem suceder durante o desenvolvimento de redes neuronais. Usar um número reduzido de neurónios nas camadas ocultas resultará num fenómeno denominado de *underfitting*. O *underfitting* ocorre quando o número de neurónios na camada oculta não é suficiente para detetar adequadamente as relações presentes num conjunto de dados complicado.

Inversamente, usar um número elevado de neurónios nas camadas ocultas pode resultar em vários problemas. Primeiro, muitos neurónios nas camadas ocultas podem resultar no fenómeno de *overfitting*. O *overfitting* ocorre quando a rede neuronal tem tanta capacidade de processamento de informação que a quantidade limitada de informação contida no conjunto de treino não é suficiente para treinar todos os neurónios nas camadas ocultas. Um segundo problema pode ocorrer mesmo quando os dados de treino são suficientes. Um número excessivamente grande de neurónios nas camadas ocultas pode aumentar o tempo necessário para treinar a rede. A quantidade de tempo de treino pode aumentar a ponto de ser impossível treinar adequadamente a rede neuronal. Obviamente, algum compromisso deve ser alcançado na determinação do número adequado de neurónios presentes nas camadas ocultas.

Assim, algumas regras empíricas foram consultadas na revisão bibliográfica para a determinação do número de neurónios presentes na ou nas camadas ocultas e que são apresentadas de seguida [87]

- O número de neurónios ocultos deve estar compreendido entre o tamanho da camada de entrada e o tamanho da camada de saída;
- O número de neurónios ocultos deve ser  $2/3$  do tamanho da camada de entrada, mais o tamanho da camada de saída;
- O número de neurónios ocultos deve ser menor que o dobro do tamanho da camada de entrada.

Estas três regras apresentadas para a determinação do número de neurónios das camadas ocultas, forneceram um ponto de partida no desenvolvimento das redes neuronais do presente trabalho.

Assim, decidiu-se implementar ambas as redes neuronais com uma arquitetura de três camadas ocultas, onde se variou o número neurónios constituintes, para assim determinar a melhor arquitetura, baseando-se no desempenho obtido após o treino da rede.

O treino das redes realizou-se em *batch*, com utilização do algoritmo de otimização *Levenberg-Marquardt*. O desempenho final da rede e conseqüentemente a qualidade do modelo desenvolvido é avaliado perante a apresentação às redes da totalidade dos dados da amostra, com base em três indicadores. O primeiro indicador foi o erro quadrático médio (*MSE*) (*mean square error*), mede a média dos quadrados dos erros - isto é, a diferença quadrática média entre os valores estimados e o valor real a partir de uma amostra de  $n$  pontos de dados em todas as variáveis, onde o *output* estimado pela rede neuronal, representado por  $\hat{Y}_i$  e o valor real representado por  $Y_i$ , calculado através da seguinte expressão:

$$MSE = \frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - Y_i)^2 \quad (27)$$

Seguindo-se a média quadrática do erro (*RMSE*) (*root mean squared error*) e o qual é calculado através da seguinte expressão:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - Y_i)^2} \quad (28)$$

Por fim, foi também calculado o erro percentual médio absoluto (*MAPE*) (*mean absolute percentagem error*) o qual expressa a precisão do desempenho da rede em valor percentual e calculado através da seguinte expressão:

$$MAPE = \frac{100\%}{n} \times \sum_{i=1}^n \left| \frac{\hat{Y}_i - Y_i}{Y_i} \right| \quad (29)$$

Estabeleceu-se como critério de avaliação do desempenho das redes, valores de *MSE* e *RMSE* inferiores a 1°C e de *MAPE* no intervalo compreendido entre 1 a 1,5%. Em relação aos primeiros dois indicadores, a decisão baseou-se no facto de que o valor medido das temperaturas ser gravado nos ficheiros em formato inteiro ou seja com intervalos entre temperaturas de 1°C e em relação ao terceiro indicador o valor foi escolhido empiricamente como um valor adequado para a precisão que se pretende desenvolver a este nível.

Uma técnica usada com a finalidade de tornar a rede com melhor capacidade de generalização, e que foi adotada no presente trabalho, é a validação cruzada. Ela consiste em subdividir a amostra de treino, em treino propriamente dito, validação e teste.

Neste trabalho, as proporções dessas amostras foram 70%, 15% e 15%, respetivamente treino, validação e teste.

Durante o treino é apresentada periodicamente à rede a amostra de validação e esse é interrompido assim que o erro da amostra de validação começa a aumentar. Neste instante os pesos e *bias* são fixados [83]. Passo subsequente, o desempenho da rede é avaliado na amostra de teste, conforme procedimento anteriormente descrito.

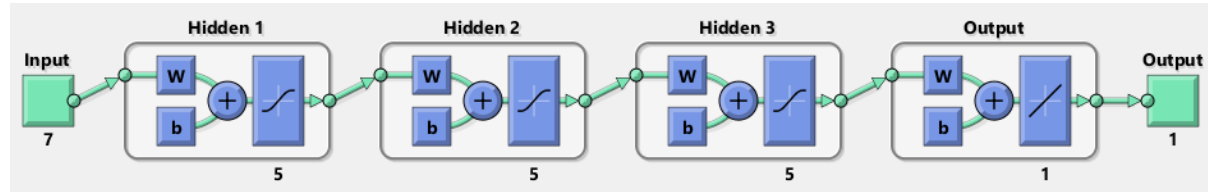
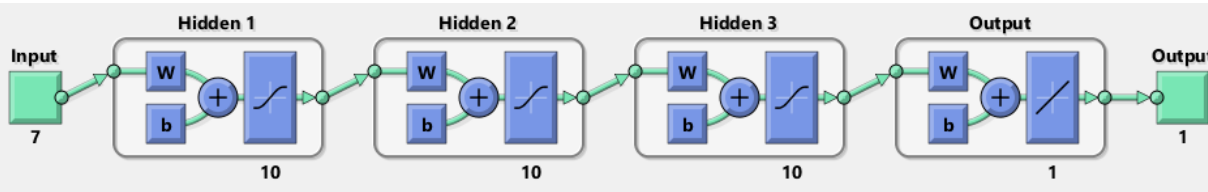
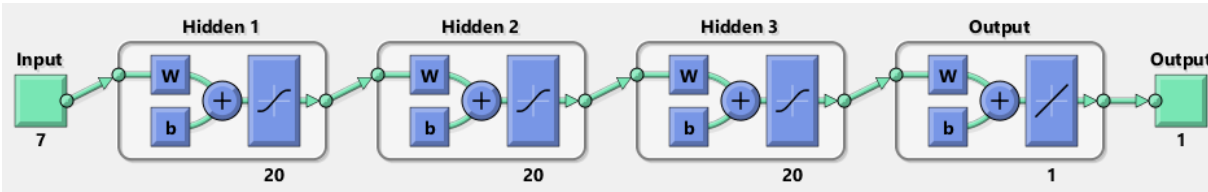
A desvantagem da validação cruzada é a quantidade de amostra exigida para validação e que poderia ser usada no treino e teste.

Como referido anteriormente, pretendeu-se desenvolver uma rede neuronal que modelasse o comportamento da temperatura de cada um dos rolamentos de apoio do eixo principal. Às mesmas atribuiu-se o nome de *mr82A1\_NNTool* e *mr82A2\_NNTool*, respetivamente para o rolamento dianteiro e traseiro.

Para uma correta avaliação, foram testadas três arquiteturas de rede para cada, variando o número de neurónios presentes nas camadas ocultas, iniciando com uma arquitetura de menor complexidade com 5 neurónios e aumentando a complexidade com respetivamente 10 e 20 neurónios.

Os resultados de desempenho das diversas redes testadas, são apresentadas na **Tabela 12**.

Tabela 12: Resultados de desempenho em função da arquitetura de rede.

			
Modelo	Desempenho 5 neurónios		
	<i>MSE</i> [°C]	<i>RMSE</i> [°C]	<i>MAPE</i> [%]
<i>mr82A1_NNTool</i>	3,519	1,876	4,69
<i>mr82A2_NNTool</i>	3,326	1,824	3,98
			
Modelo	Desempenho 10 neurónios		
	<i>MSE</i> [°C]	<i>RMSE</i> [°C]	<i>MAPE</i> [%]
<i>mr82A1_NNTool</i>	3,201	1,789	4,41
<i>mr82A2_NNTool</i>	3,090	1,758	3,81
			
Modelo	Desempenho 20 neurónios		
	<i>MSE</i> [°C]	<i>RMSE</i> [°C]	<i>MAPE</i> [%]
<i>mr82A1_NNTool</i>	2,724	1,650	4,03
<i>mr82A2_NNTool</i>	2,801	1,674	3,60

Com base nos resultados obtidos, tomou-se a decisão de optar pela arquitetura de maior complexidade, ou seja, a que apresentava um número superior de neurónios nas camadas ocultas já que a mesma apresentava os melhores indicadores de desempenho na aproximação dos dados.

Escolhida a arquitetura das redes neuronais, o trabalho evoluiu no sentido de melhorar o desempenho das mesmas, já que não estavam a atingir os critérios de desempenho previamente estabelecidos e anteriormente mencionados.

A estratégia de incremento do desempenho centrou-se em dois vetores:

1. Associar outras variáveis de funcionamento do aerogerador como variáveis de entrada dos modelos;
2. Aumentar o conjunto de dados de treino

Em relação ao primeiro vetor e como referido na secção 6.4.3 (pág.122), foram definidas inicialmente um conjunto de variáveis de entrada segundo um conceito baseado na experiência de operação destes equipamentos. No mesmo sentido, foi de novo analisada a lista de variáveis disponibilizadas e decidido associar ao conjunto inicial, as variáveis de funcionamento do gerador síncrono, nomeadamente a temperatura do rotor e do estator e que podem ser consultadas na **Tabela 13**.

**Tabela 13:** Varáveis referentes às temperaturas do gerador.

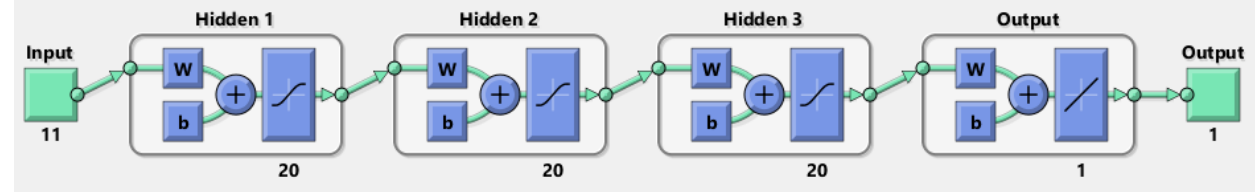
<b>Codificação</b>	<b>Variável</b>
<i>mr82A15</i>	Temperatura do rotor do gerador – Posição 1
<i>mr82A16</i>	Temperatura do rotor do gerador – Posição 2
<i>mr82A17</i>	Temperatura do estator do gerador – Posição 1
<i>mr82A18</i>	Temperatura do estator do gerador – Posição 2

Associando as variáveis acima referidas ao conjunto inicial, procedeu-se de novo ao treino de ambas as redes, obtendo-se os valores de desempenho apresentados na **Tabela 14**.

Verificando-se assim, que os indicadores de desempenho obtidos, são substancialmente superiores em termos qualitativos, quando comparados com os iniciais e que foram

apresentados na **Tabela 12**, estando já dentro dos critérios de *MSE* e *RMSE* estabelecidos, contudo, ainda não em relação ao *MAPE*.

**Tabela 14:** Resultados de desempenho com novo conjunto de variáveis de entrada.



Modelo	Desempenho com novo conjunto de variáveis de entrada		
	<i>MSE</i> [°C]	<i>RMSE</i> [°C]	<i>MAPE</i> [%]
<i>mr82A1_NNTool</i>	0,464	0,682	1,63
<i>mr82A2_NNTool</i>	0,556	0,746	1,54

Com base nestes resultados, foi assim assumido como conjunto definitivo de variáveis de entradas nas redes neurais, as variáveis apresentadas na **Tabela 15**.

**Tabela 15:** Seleção final de variáveis de entrada nos modelos.

Codificação	Variável
<i>mrwSmpAng</i>	Ângulo de ataque das pás do rotor
<i>mrwSmpNRot</i>	Velocidade do rotor
<i>mrwSmpP</i>	Potência ativa
<i>mrwSmpVWi</i>	Velocidade do vento
<i>mr82A0</i>	Temperatura no interior do cubo do rotor
<i>mr82A15</i>	Temperatura do rotor do gerador – Posição 1
<i>mr82A16</i>	Temperatura do rotor do gerador – Posição 2
<i>mr82A17</i>	Temperatura do estator do gerador – Posição 1
<i>mr82A18</i>	Temperatura do estator do gerador – Posição 2
<i>mr82A19</i>	Temperatura exterior ao nível da <i>nacelle</i>
<i>mr82A20</i>	Temperatura no interior da <i>nacelle</i>

Terminada a seleção das variáveis de entrada, o trabalho prosseguiu no segundo vetor antes referido de maneira a ser obtido um resultado que cumprisse os três critérios de desempenho estabelecidos (*MSE*, *RMSE* e *MAPE*). Para tal, considerando [84][85] constata-se que ter mais dados de treino promove o aumento do desempenho do modelo que estejamos criar baseado em técnicas de inteligência artificial e no caso concreto baseados em redes neurais.

Existem várias técnicas para atingir o objetivo de obter mais dados, sendo a mais óbvia a obtenção de um maior conjunto de dados na fonte dos mesmos. No caso em concreto, isto não era possível pois o conjunto de dados possíveis de serem utilizados estava limitado apenas ao ano de 2018.

Outra hipótese, é o “criar” artificialmente de dados baseados nos já existentes, [84][85] tendo sido esta a opção tomada no presente trabalho. Outra técnica de incremento do desempenho, já tinha sido desenvolvida e aplicada, referindo concretamente a padronização dos dados e já abordada na secção 6.4.4 (pág.124).

Assim, foi adicionado ao código desenvolvido, a funcionalidade de aumento artificial dos dados de entrada na rede já existentes, consistindo na concatenação à matriz original de novas matrizes de dados, baseadas na primeira e desfasadas em múltiplos de um intervalo de tempo de 10 minutos.

Não havendo dificuldades em termos computacionais, foi decido concatenar à matriz inicial, matrizes de dados correspondentes aos 4 períodos anteriores de variáveis de entrada, ou seja, em  $t$ ,  $t-1$ ,  $t-2$ ,  $t-3$  e  $t-4$ . Esta decisão, foi baseada numa série de testes de desempenho das redes neurais, tendo sido a que melhor resultado obteve em termos de desempenho e tempo computacional.

O conjunto de treino passou de uma matriz de dados de entrada com 11 colunas para uma matriz de dados de entrada na rede de 55 colunas, todos eles relacionados entre si, culminando em indicadores de desempenho superiores a todos os anteriores e apresentados na **Tabela 16**.

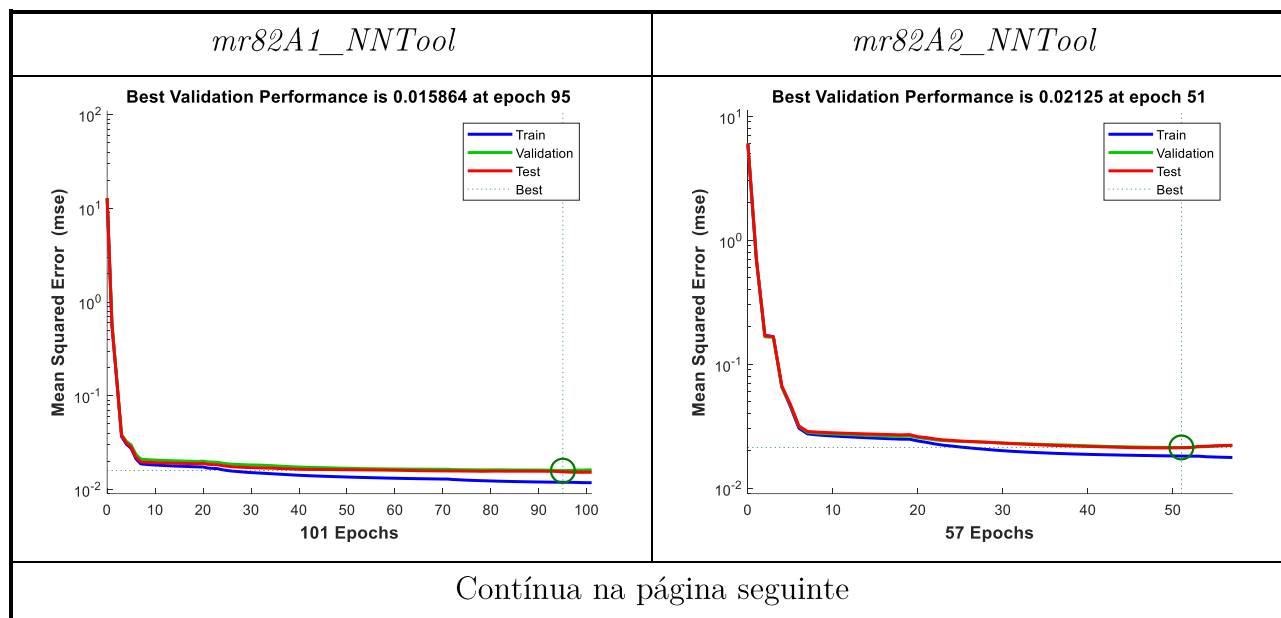
Na **Figura 6.9**, são apresentadas outras análises realizadas referentes ao desempenho da arquitetura definida, podendo analisar-se graficamente o desempenho da validação, do treino e do teste. Esta análise deve ser feita, pois caso a curva de teste aumente significativamente antes da curva de validação aumentar, então é possível que alguns sobre ajustes (*overtraining*) possam ter ocorrido, sendo aí considerado o critério de paragem. Ao centro, apresenta-se o histograma dos erros de previsão.

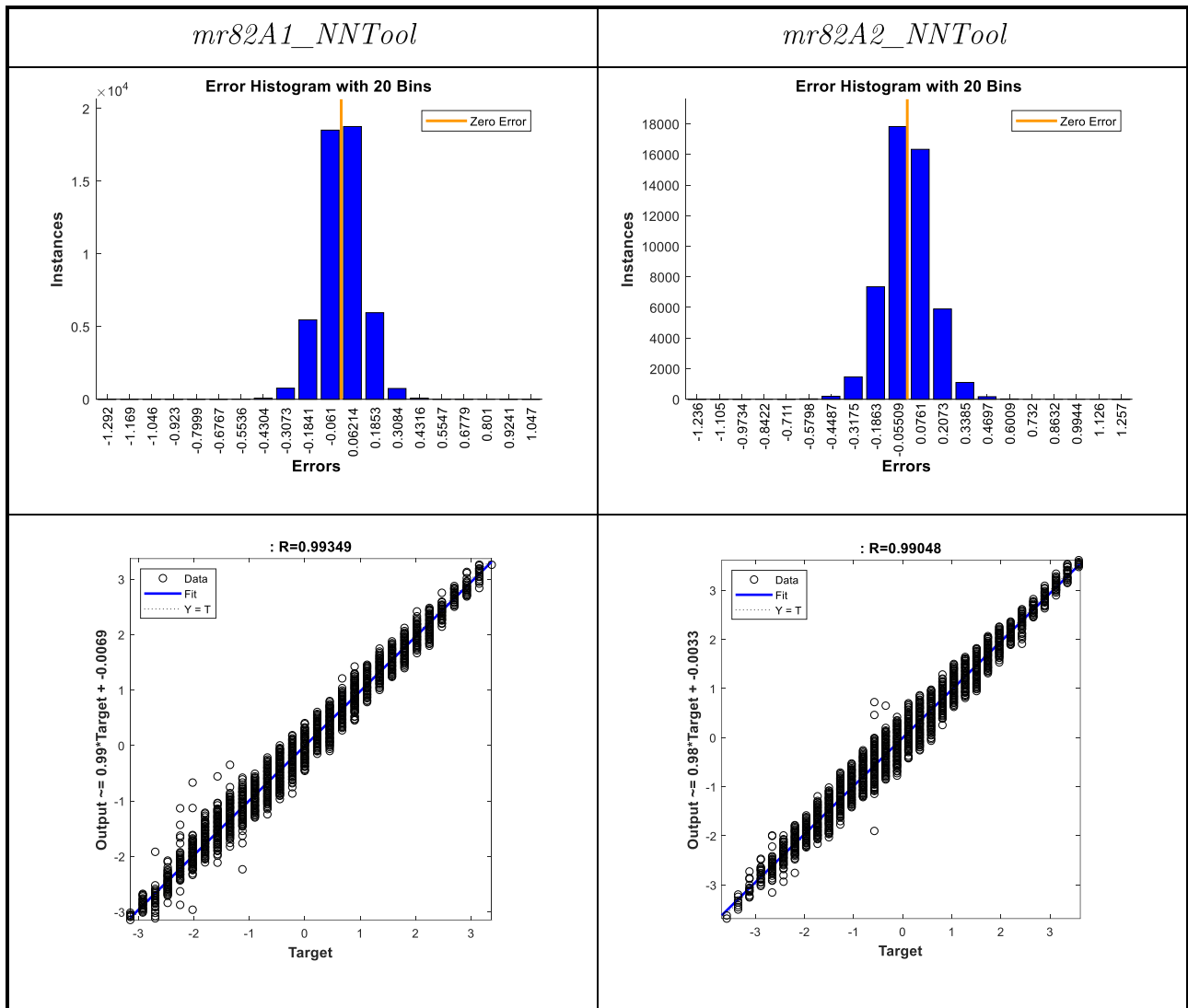
Tabela 16: Resultados de desempenho com aumento do conjunto de treino.

Modelo	Desempenho com aumento do conjunto de treino		
	<i>MSE</i> [°C]	<i>RMSE</i> [°C]	<i>MAPE</i> [%]
<i>mr82A1_NNTool</i>	0,387	0,622	1,03
<i>mr82A2_NNTool</i>	0,505	0,711	1,06

Aqui o valor máximo deverá estar na zona do “erro zero” e rapidamente decrescer em ambos os sentidos. É também possível avaliar a qualidade da rede através dos gráficos de regressão, ao analisar a relação entre os outputs e os valores reais.

A linha sólida representa a melhor linha de regressão de ajuste linear entre os resultados e os valores alvo. O valor de  $R$  é uma indicação da relação entre os *outputs* e os alvos. Se  $R = 1$ , isso indica que há uma relação linear exata entre os outputs e os valores alvo. Se  $R$  é próximo de zero, então não há uma relação linear entre os dados.





**Figura 6.9:** Representação gráfica de parâmetros de desempenho das redes neurais desenvolvidas.

Seguidamente e para avaliar a qualidade das redes desenvolvidas, foi avaliada a sua resposta, quando alimentadas com todos os dados da amostra de treino, já que como referido anteriormente apenas tinha sido utilizada 70% da amostra para treino das mesmas.

O desempenho pode ser observado na **Figura 6.10** e **Figura 6.11** onde também são apresentados os valores dos indicadores de desempenho, respetivamente do *MSE*, *RMSE* e *MAPE*.

Com base nos resultados obtidos, considera-se que os mesmos apresentam uma qualidade assinalável na modelação da temperatura dos rolamentos de apoio do eixo principal.

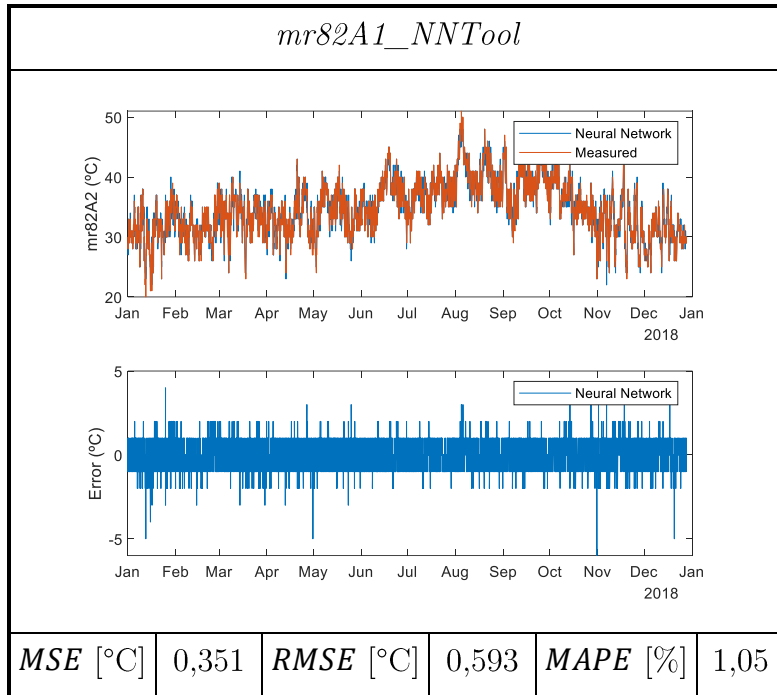


Figura 6.10: Desempenho de *mr82A1\_NNTool* com os todos os dados da amostra.

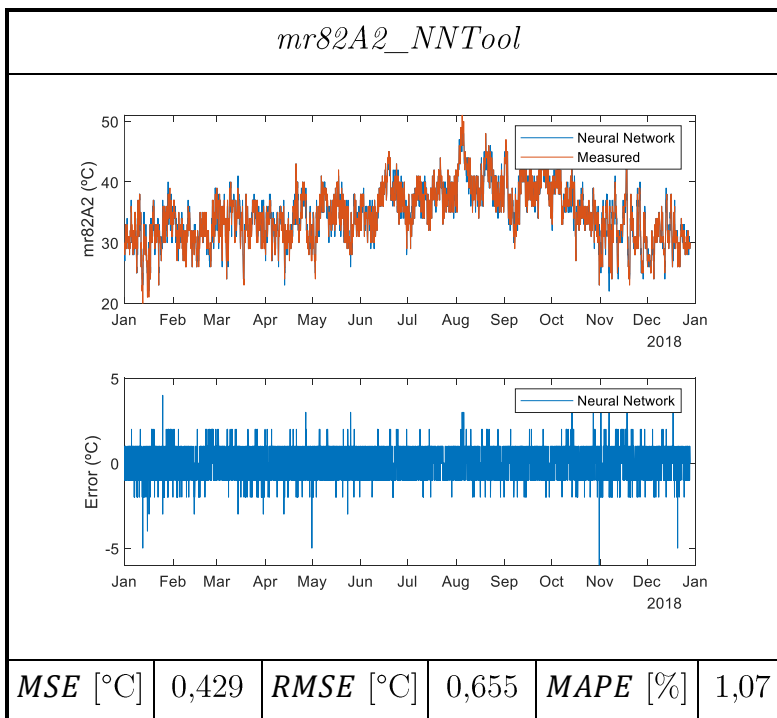


Figura 6.11: Desempenho de *mr82A2\_NNTool* com os todos os dados da amostra.

Na **Figura 6.12** apresenta-se o algoritmo com a metodologia que foi desenvolvida para a criação do modelo de funcionamento normal dos componentes.

Desenvolvidas e selecionadas as redes que melhores desempenhos obtiveram, o código foi desenvolvido no sentido de criar as funções MATLAB correspondentes às redes criadas e que serão utilizadas para a criação da ferramenta de diagnóstico de avaria que se propôs desenvolver com o presente trabalho.

Para tal foram criadas as funções *mr82A1\_NNFunction* e *mr82A2\_NNFunction* respetivamente para o rolamento dianteiro e traseiro e que serão alimentadas por dados em tempo real e farão a previsão do valor da temperatura de ambos nesse momento.

#### 6.4.7 Validação dos modelos criados

Desenvolvidos os modelos e de maneira a testar o seu desempenho, a estes começaram a ser fornecidos dados que nunca tinham lhes sido fornecidos. Concretamente, começaram a ser testados com dados de 2019, tendo os modelos e como já referido anteriormente, sido criados baseados em dados de 2018.

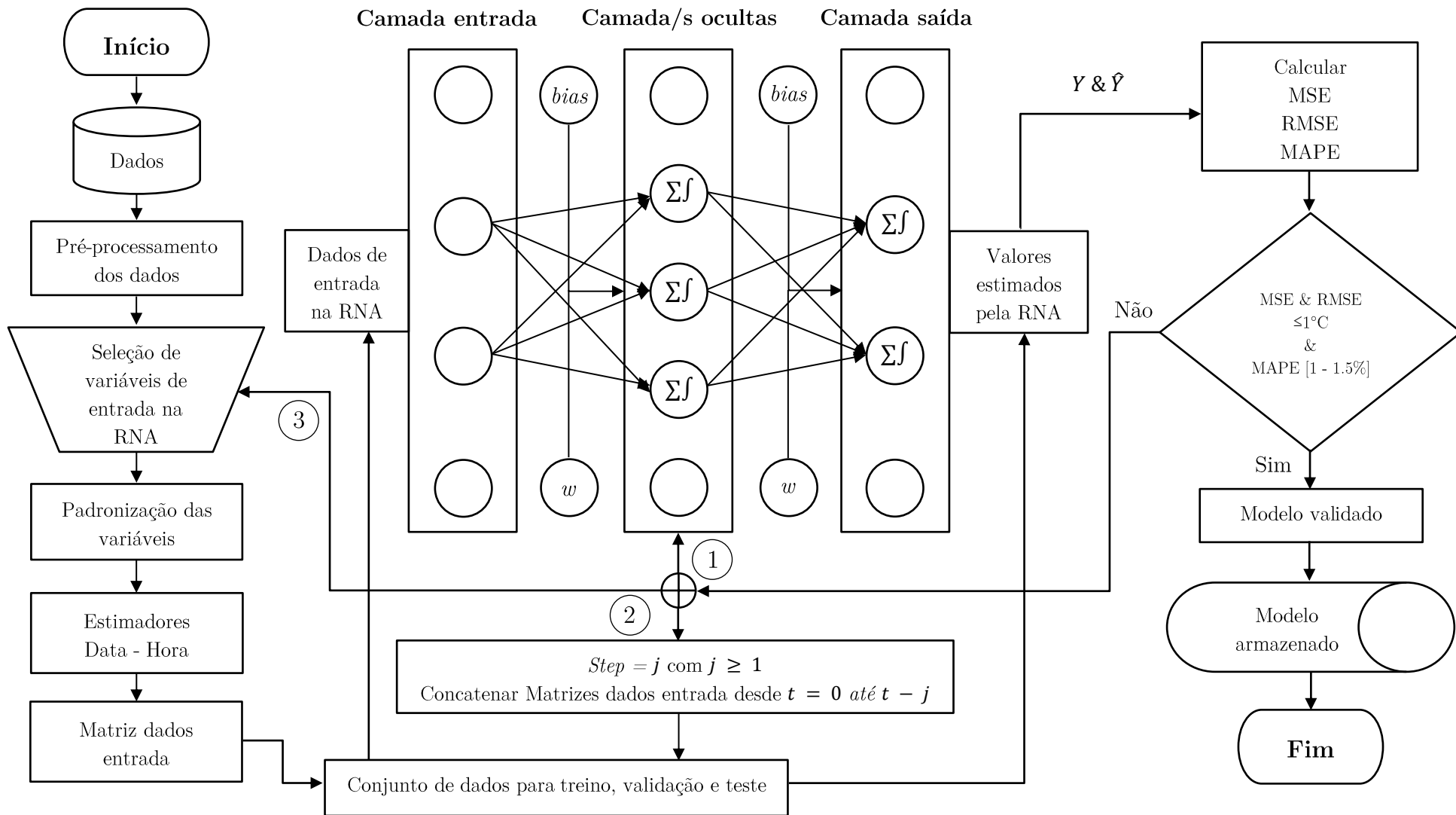
Aleatoriamente, os modelos foram alimentados com lotes de dados correspondentes a 15 dias de funcionamento do aerogerador e posteriormente, avaliado o desempenho da sua resposta, com base nos indicadores de desempenho já antes abordados (*MSE*, *RMSE* e *MAPE*).

Na **Figura 6.13** e **Figura 6.14** é apresentada a resposta de ambos os modelos desenvolvidos, quando alimentados por dados compreendidos entre dois períodos aleatórios do ano de 2019.

Analisando, tanto graficamente como numericamente através dos indicadores de desempenho, verifica-se que a resposta apresenta bastante qualidade. Graficamente é perfeitamente visível que a previsão de ambos os modelos acompanham a dinâmica dos valores reais assim como, os indicadores de desempenho apresentam valores da ordem de um grau *Celsius* no caso do *MSE* e *RMSE* e no caso do *MAPE*, dentro do intervalo estabelecido [1 – 1,5%].

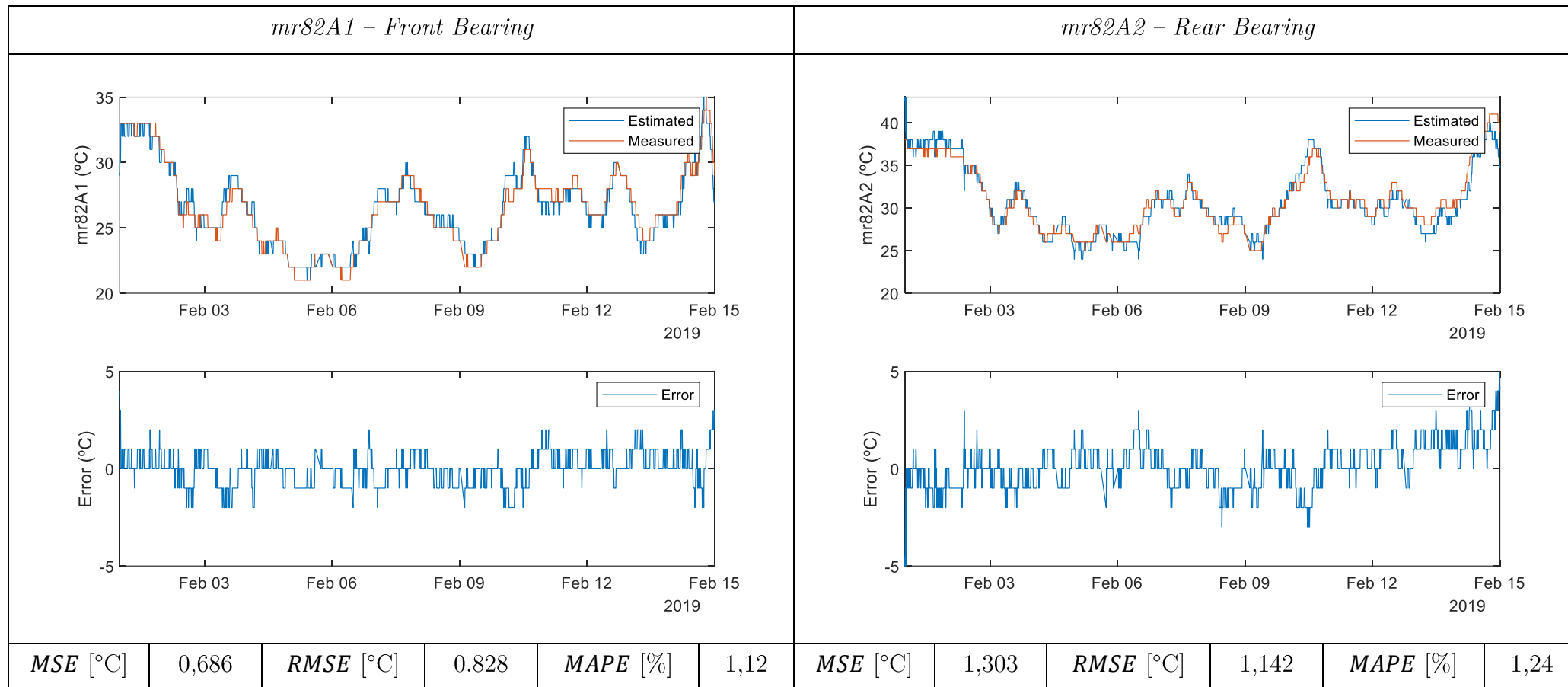
Vários outros lotes de dados foram apresentados aos modelos, obtendo-se resultados semelhantes aos apresentados anteriormente.

Com base nos resultados obtidos, deu-se por validada a qualidade de ambos os modelos criados, sendo estes os componentes vitais da ferramenta de diagnóstico que se pretendeu desenvolver.

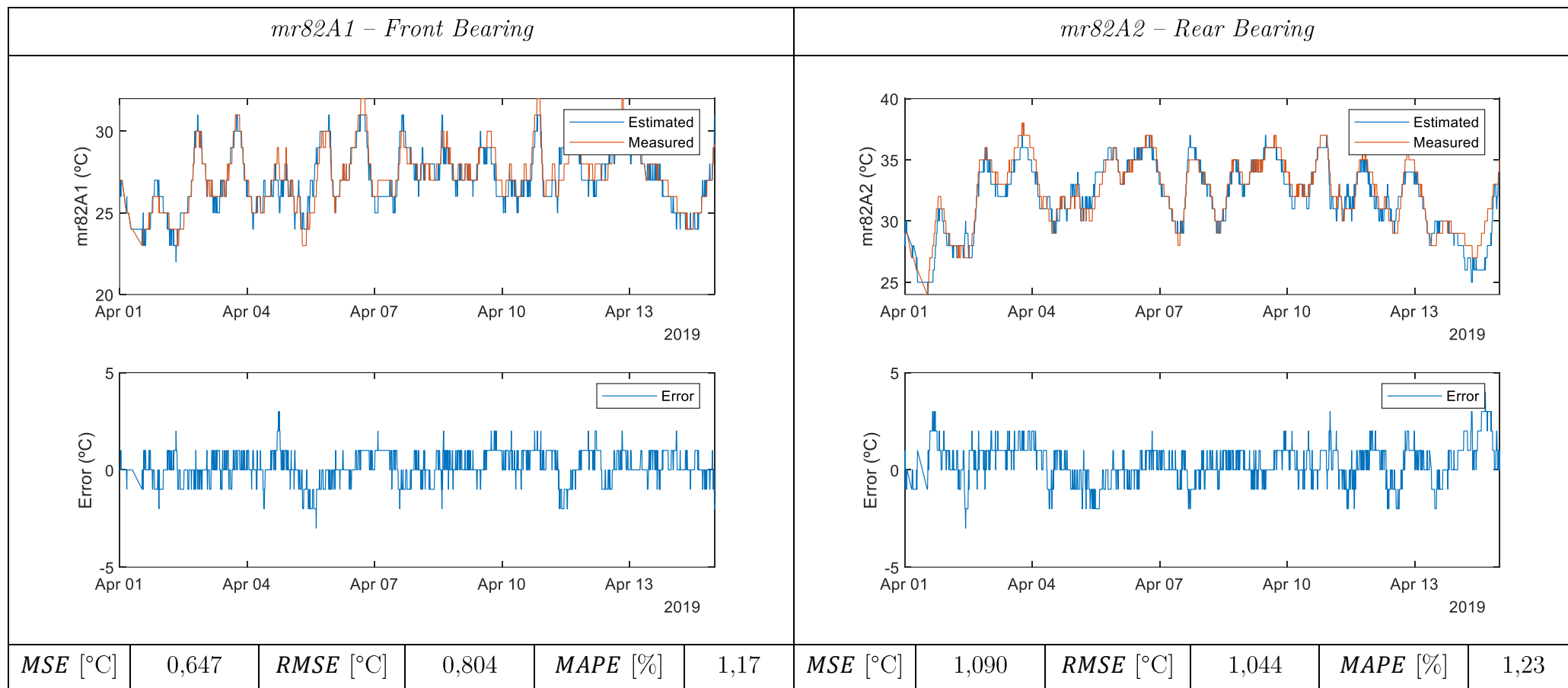


**Figura 6.12:** Algoritmo desenvolvido para obtenção do modelo funcionamento normal do componente.

- ① Ajuste:  
 ➤ N<sup>o</sup> camadas ocultas  
 ➤ N<sup>o</sup> neurónios
- ② Aumentar dados entrada na RNA
- ③ Ajuste seleção variáveis de entrada



**Figura 6.13:** Respostas dos modelos alimentados com dados do período entre 1 de Fevereiro 2019 a 15 de Fevereiro de 2019.



**Figura 6.14:** Respostas dos modelos alimentados com dados do período entre 1 de Abril 2019 a 15 de Abril de 2019.

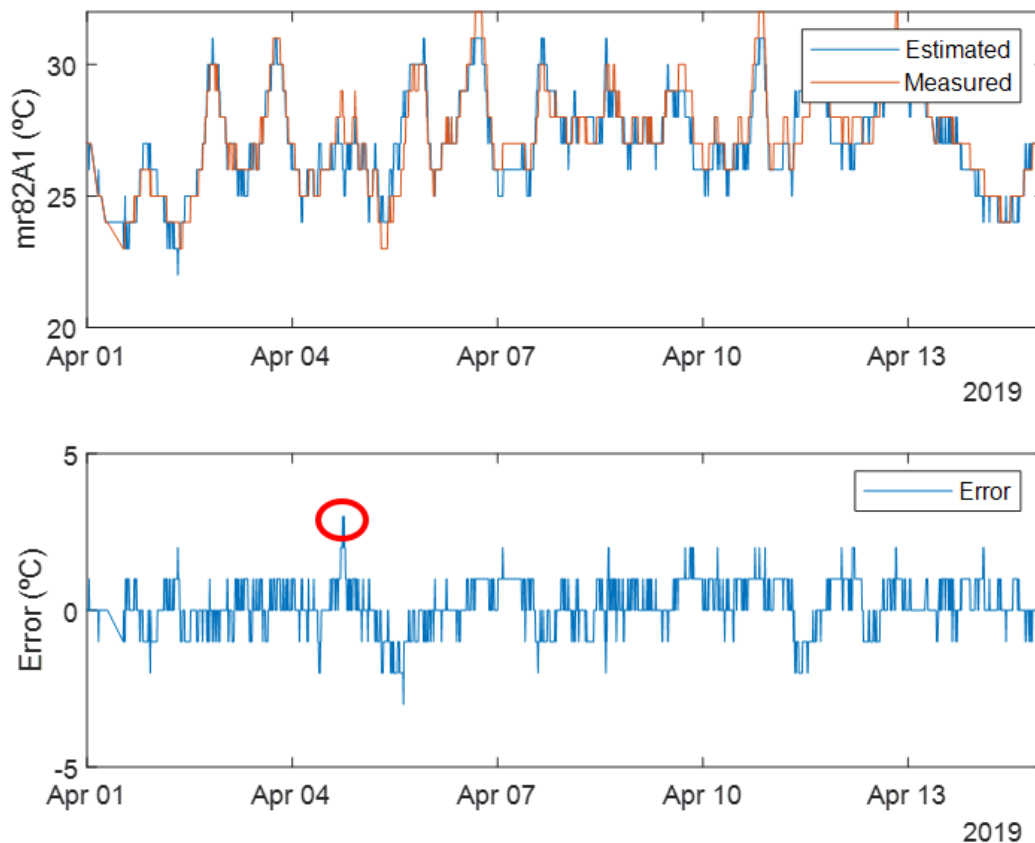
[Esta página foi intencionalmente deixada em branco]

## 6.5 Desenvolvimento do indicador de falha

Com base no desenvolvido e apresentado nas secções 6.4.6 (pág.125) e 6.4.7 (pág.136), poder-se-ia concluir, que uma estratégia para a deteção de falha nos rolamentos de apoios do eixo principal do aerogerador poderia ser baseada na análise da diferença entre a temperatura estimada pelos modelos e a real efetivamente medida.

No entanto, se for fixado um valor fixo de alarme, por exemplo, nos 3°C de diferença entre o medido e o previsto pelo modelo, denominado também por resíduo do modelo, o qual gera um alarme automático enviado ao operador do parque eólico, que é a função esperada por este, haverá alarmes falsos, como pode ser observado a título de exemplo na **Figura 6.15**, assinalado pelo círculo a vermelho.

Este fenómeno é comum surgir, devido à mudança repentina das condições de funcionamento típicas das turbinas eólicas.



**Figura 6.15:** Falso alarme gerado por estratégia baseada apenas no erro do modelo num ponto do intervalo de tempo (10 minutos).

Para evitar falsos alarmes, um limite fixo do erro não pode ser usado diretamente.

Considerando [76] verifica-se que os autores encontraram a mesma dificuldade em estabelecer um critério de alarme baseado simplesmente no valor do erro decorrente da diferença entre a temperatura real e a estimada pelo seu modelo. Como tal, estes autores desenvolveram um critério de alarme baseado no tempo em que esse erro se mantinha ao longo de um intervalo de tempo pré-determinado.

Em relação a esse trabalho, o presente trabalho tem uma diferença substancial, que se prende com o facto que foi tomada a decisão de não utilizar na criação de ambos os modelos como variável de entrada, o valor estimado no instante anterior da temperatura de ambos os rolamentos, de maneira a tornar os modelos robustos para poderem estimar a temperatura completamente independentes do valor medido no instante ou instantes anteriores da variável de saída.

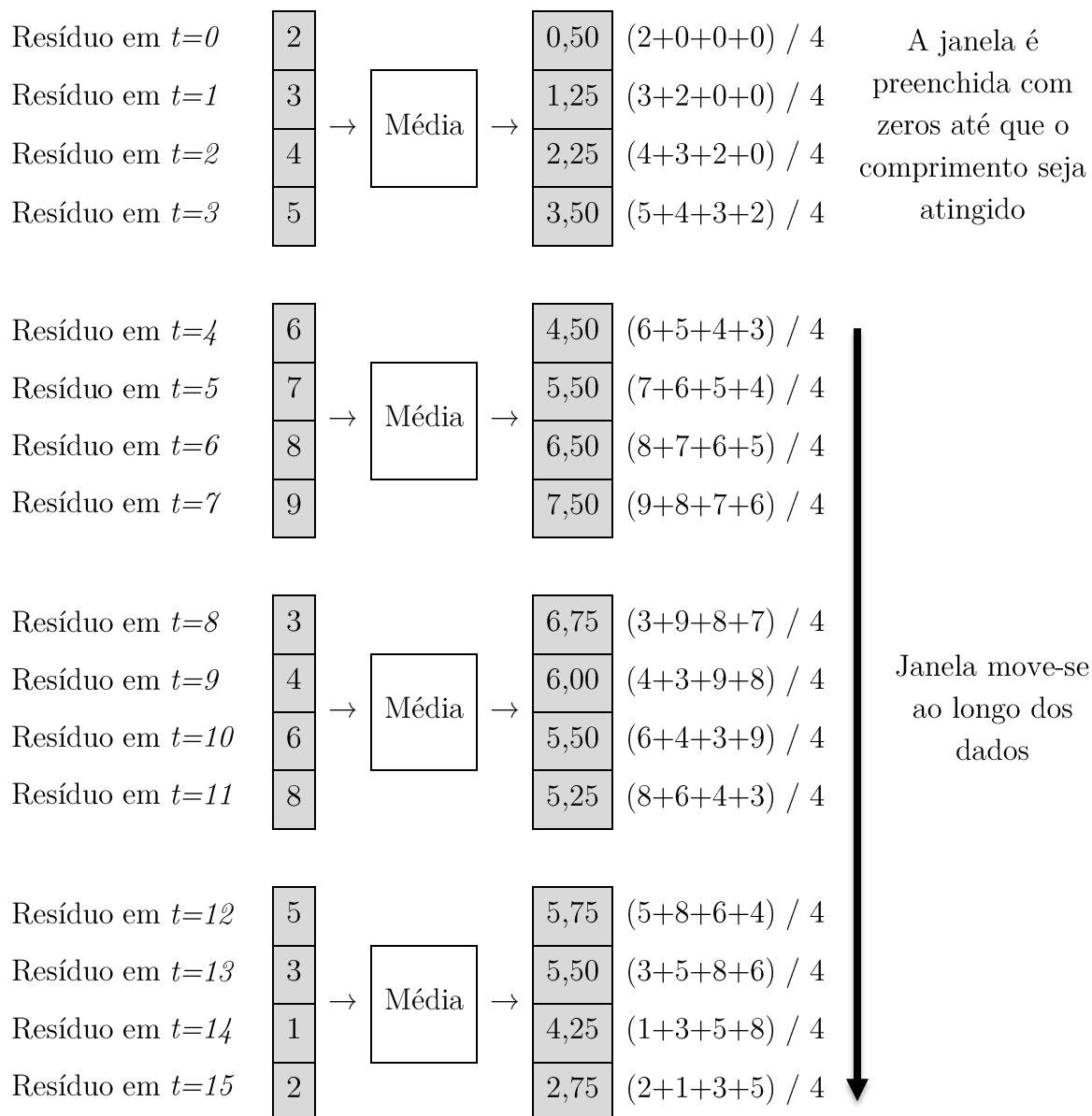
Na semelhança de [76] e pelas razões já referidas, em vez de basear o critério de alarme no valor da diferença entre a temperatura estimada e a efetivamente medida a cada intervalo de 10 minutos, foi desenvolvido neste trabalho, um indicador de falha adequado a essa função, o qual baseado em medidas amostrais adequadas, aplicadas à diferença entre o valor de temperatura estimado pelo modelo e o seu valor efetivo é determinado se um alarme é gerado.

Como medidas amostrais, utilizou-se uma das medidas de localização possíveis, concretamente a média para localizar o centro da amostra e uma das medidas de dispersão, concretamente o desvio padrão, para medir a variabilidade dos dados. Sendo o indicador de falha, definido pelo do produto de ambas calculadas segundo o método da janela deslizante (*Sliding Window Method*).

No método da janela deslizante, uma janela de comprimento especificado, *Len*, move-se sobre os dados, amostra por amostra, e a medida amostral utilizada é calculada sobre os dados na janela. A saída para cada amostra de entrada é a estatística sobre a janela da amostra atual e as amostras anteriores do *Len - 1*. Na primeira etapa, para calcular as primeiras saídas *Len - 1* quando a janela ainda não possui dados suficientes, o algoritmo preenche a janela com zeros. Nas etapas de tempo subsequentes, para preencher a janela, o algoritmo usa amostras do quadro de dados anterior.

Na **Figura 6.16**, é apresentado o algoritmo utilizado pelo método da janela deslizante, aplicado à determinação média com uma dimensão a título de exemplo de 4 unidades.

O procedimento aplicado ao desvio padrão será o mesmo, alterando apenas fórmula de cálculo que permite o determinar.



**Figura 6.16:** Algoritmo de cálculo da média segundo o método da janela deslizante, com o comprimento dessa janela, fixado em 4 unidades.

A escolha da média, deveu-se simplesmente a ser a medida mais vulgarmente utilizada para localização do centro de uma amostra.

Em relação ao desvio padrão é uma medida de dispersão bastante utilizada e o seu valor reflete a variabilidade das observações em relação ao valor da média. A dispersão das observações que constituem uma amostra pode ser caracterizada pelos desvios de cada observação em relação ao valor médio, podendo tomar valores positivos ou negativos, e o somatório dos desvios de cada observação em relação ao valor médio da amostra é zero.

Contudo, os desvios ao quadrado, tomam sempre um valor positivo, e a respetiva média é a variância da amostra. Se existir uma grande dispersão das observações a variância é grande. Se os valores de cada uma das observações forem próximos da média a variância é pequena. Uma vez que a variância é obtida a partir dos quadrados dos desvios, esta exprime-se na unidade da variável ao quadrado. O desvio padrão é a raiz quadrada da variância, pelo que as suas unidades são as mesmas da média da variável, daí a sua utilidade.

A magnitude do desvio padrão depende da dispersão das observações relativamente à média, não variando com o aumento do tamanho das amostras. Com base nisto, entendeu-se que em condições de operação normais do aerogerador, o produto de ambas as medidas, ou seja, o indicador de falha deverá apresentar um valor próximo de zero.

Em termos do código MATLAB desenvolvido, ao mesmo foi incorporado o cálculo do indicador de falha anteriormente definido, o qual, foi baseado fundamentalmente na aplicação das funções MATLAB *movmean* e *movstd* ao vetor onde é armazenado o valor da diferença entre o valor de temperatura estimada pelo modelo e os valor de temperatura efetivamente medido em ambos os rolamentos.

Em relação à dimensão da janela de dados, foram efetuados diversos testes e concluiu-se que a dimensão que permitia uma estabilidade adequada nos resultados obtidos, correspondia a uma duração dessa janela de 14 dias.

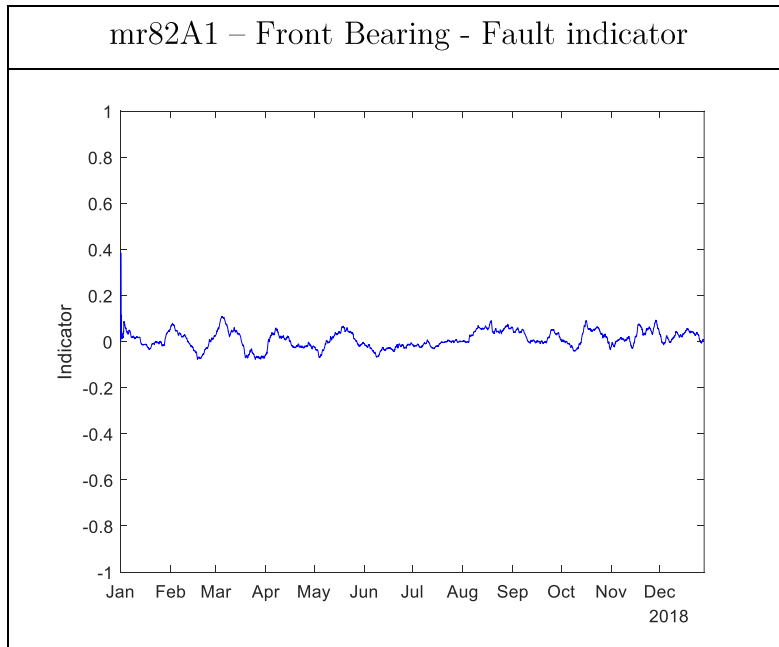
Assim e determinada a dimensão da janela ideal, foi calculado o valor do indicador de falha a todo o conjunto de dados que serviram para o treino de ambas as redes, dados esses que foram considerados em como o aerogerador se encontrava em condições normais de operação.

Os resultados obtidos podem ser observados na **Figura 6.17 e Figura 6.18**. Os valores obtidos, apresentam-se em ambos os rolamentos próximos do zero, corroborando mais uma vez, tanto a qualidade dos dados, como a qualidade dos modelos desenvolvidos assim como, a viabilidade do indicador de falha desenvolvido.

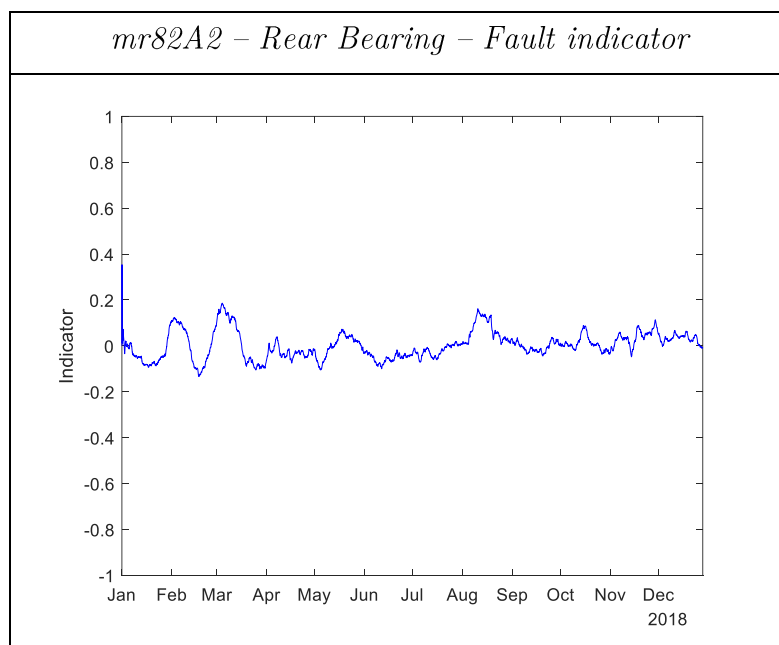
Seguidamente, procedeu-se à aplicação do indicador de falha desenvolvido, aos dados de operação do aerogerador referentes a 2019.

O mesmo pode ser observado na **Figura 6.19** e na **Figura 6.20** concluindo-se que o comportamento do indicador de falha é semelhante ao comportamento já apresentado, quando este foi aplicado aos dados de 2018.

Na **Figura 6.19** e **Figura 6.20** encontra-se representada os valores que se consideraram como valores de aviso (*warning level*) e alarme (*alarm level*). A fixação destes valores, será abordada de seguida, aquando da validação da robustez do indicador na deteção de eventuais falhas nos rolamentos.



**Figura 6.17:** Indicador de falha aplicado aos dados de 2018 para o rolamento frontal.



**Figura 6.18:** Indicador de falha aplicado aos dados de 2018 para o rolamento traseiro.

[Esta página foi intencionalmente deixada em branco]

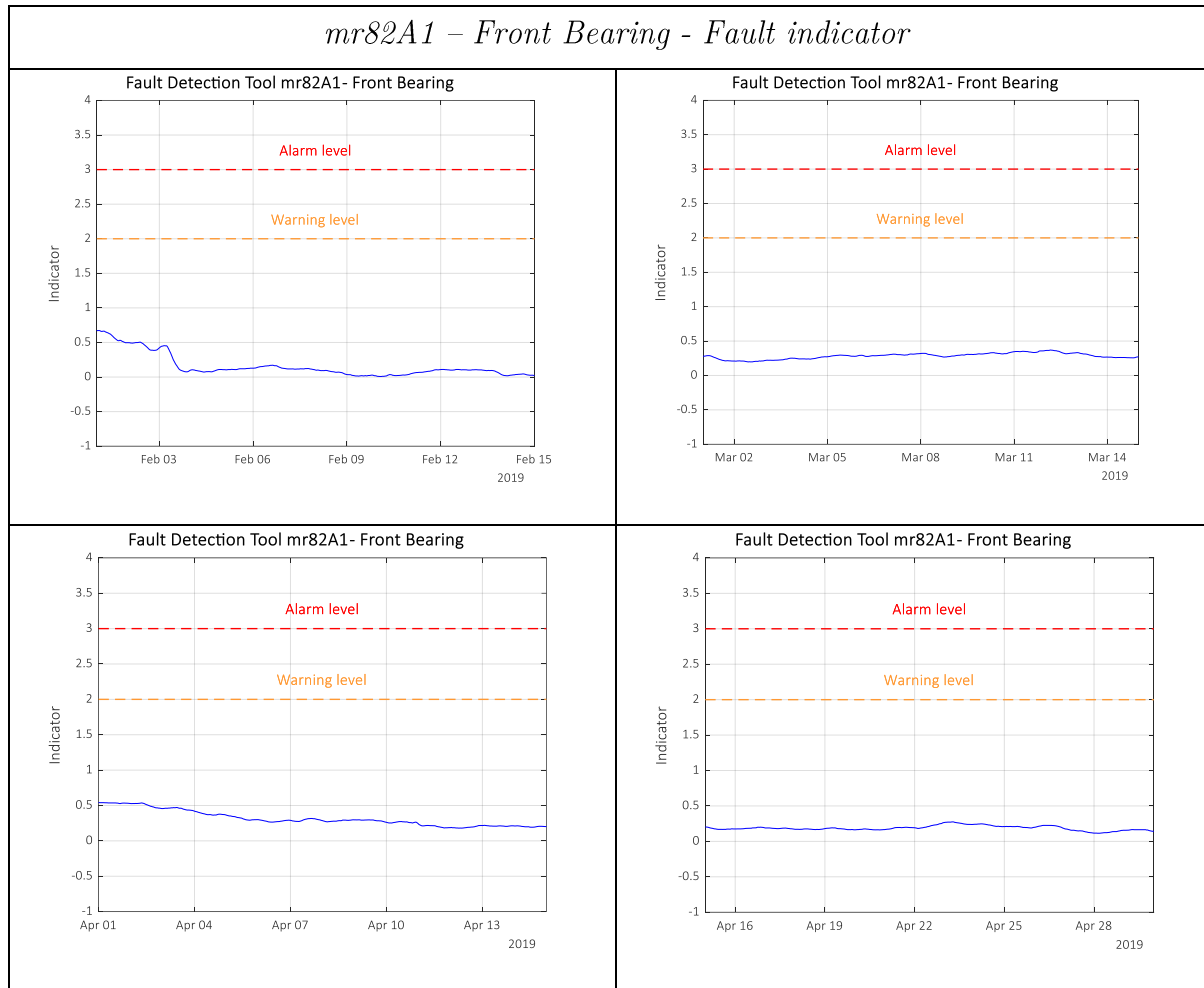
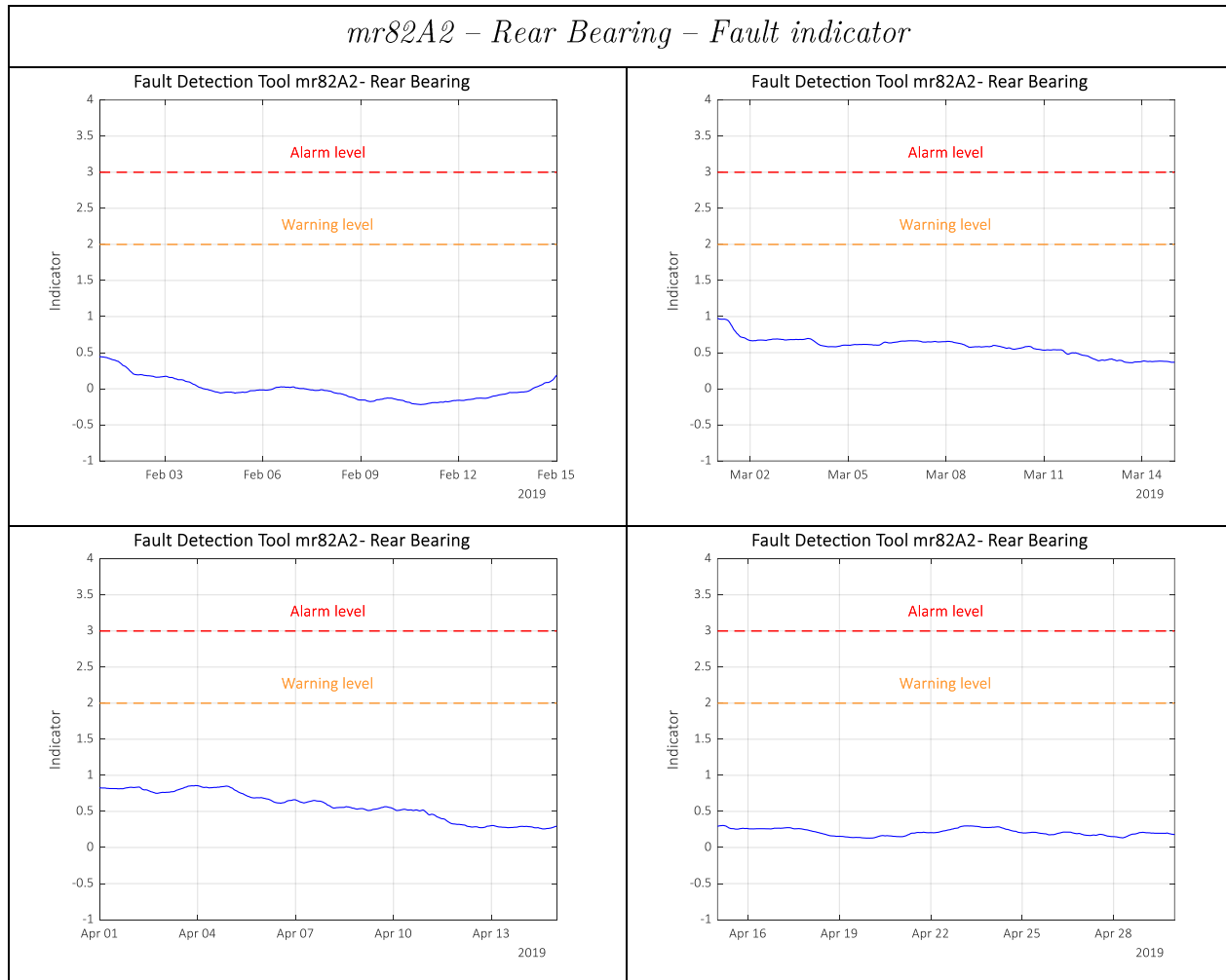


Figura 6.19: Aplicação do indicador de falha aos dados de operação do aerogerador em 2019 – Rolamento Frontal.

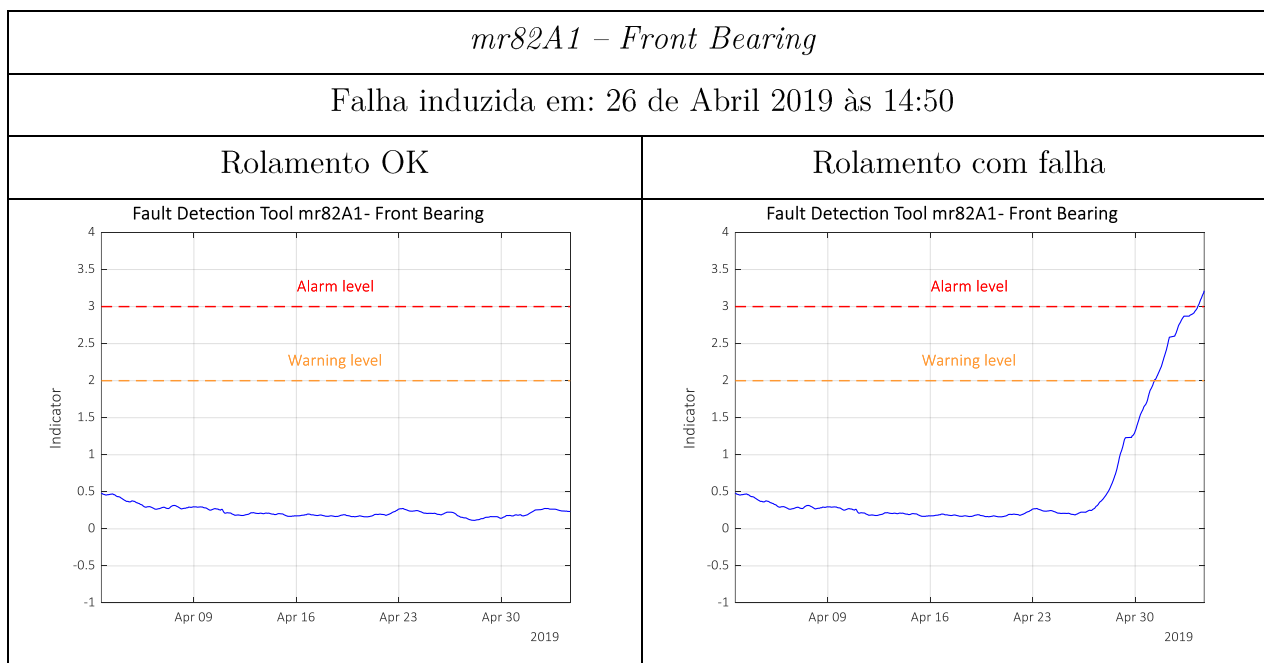


**Figura 6.20:** Aplicação do indicador de falha aos dados de operação do aerogerador em 2019 – Rolamento traseiro.

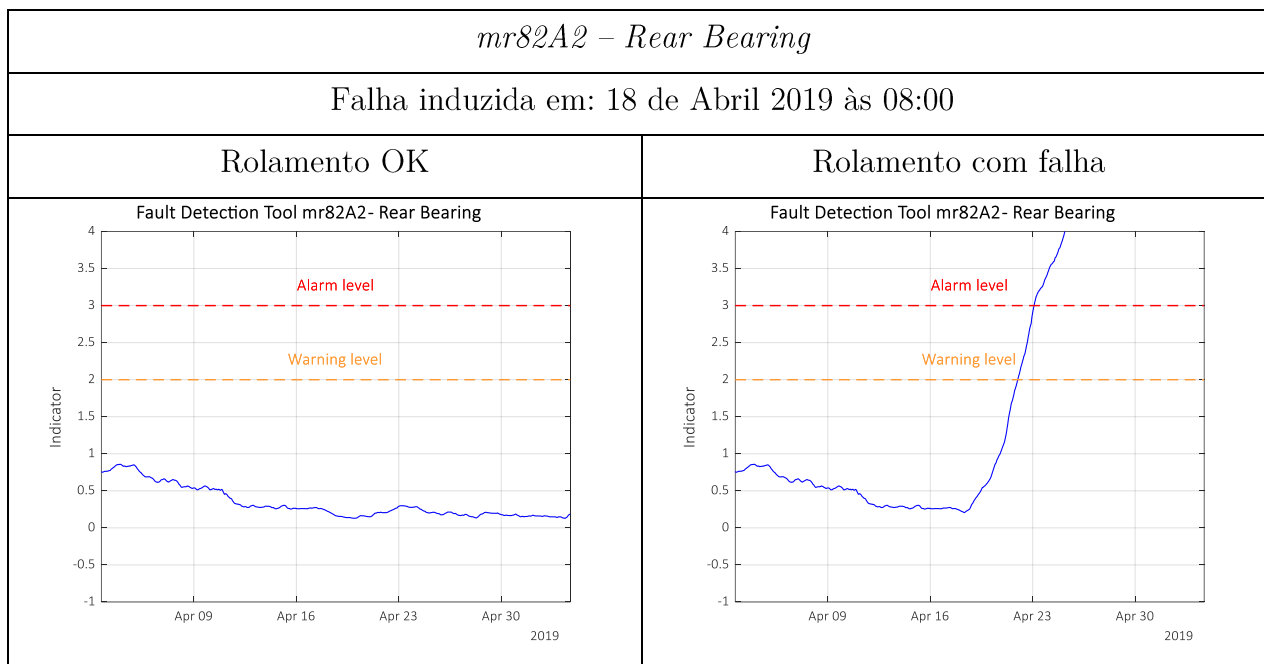
Desenvolvido o indicador de falha, foi necessário proceder à sua efetiva validação num cenário de eventual desvio da temperatura de operação de ambos os rolamentos. Não havendo disponíveis dados de operação do aerogerador em causa, aquando de uma falha dos componentes analisados, foi desenvolvido um algoritmo que simula um eventual desvio na temperatura real do rolamento em 10% simulando um possível dano físico na estrutura constituinte do rolamento ou eventualmente um erro no sistema de aquisição de temperatura que provoque um *offset* na medida de temperatura adquirida pelo sensor e registada pelo sistema de controlo do aerogerador.

Como já referido anteriormente, observando a **Figura 6.21** e **Figura 6.22** verifica-se a presença de valores de aviso (*warning level*) e de alarme (*alarm level*) presentes nos gráficos, com valores respetivamente de 2 e 3 vezes do valor do indicador de falha. Estes valores foram escolhidos empiricamente e podem ser ajustados em função do grau de conservadorismo na avaliação da condição de ambos os rolamentos por parte do operador do equipamento.

Verifica-se analisando as mesmas figuras, que o indicador de falha promoveu a ativação do alarme cerca de 4 dias após a avaria ter sido induzida. De qualquer maneira, observando a evolução gráfica do indicador, assiste-se a uma alteração imediata do comportamento do indicador assim que a avaria é induzida.



**Figura 6.21:** Resposta do indicador de falha a avarias induzidas (*offset* 10%) – Rolamento frontal.



**Figura 6.22:** Resposta do indicador de falha a avarias induzidas (*offset* 10%) – Rolamento traseiro.

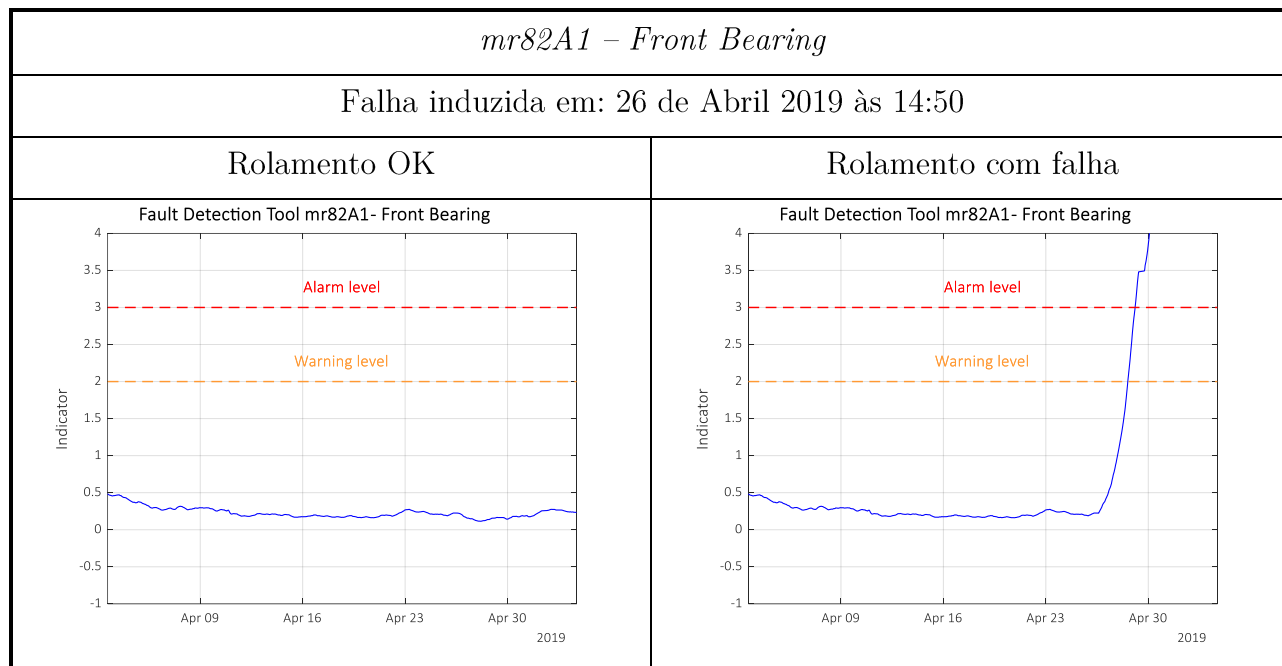
Em termos numéricos e consultando a **Tabela 17**, verifica-se que o indicador de falha desenvolvido, foi capaz de detetar desvios de temperatura de cerca de 3°C, correspondentes aos 10% de aumento na temperatura injetados como avaria.

**Tabela 17:** Valores reais de temperatura *versus* valores em avaria.

Rolamento	Falha induzida em:	Temperatura real [°C]	Temperatura em avaria [°C]
<i>mr82A1</i>	26 de Abril 2019 às 14:50	27	30
<i>mr82A2</i>	18 de Abril 2019 às 08:00	26	28

Aumentando o *offset* de indução de falha em mais 10%, ou seja, um aumento na ordem dos 6°C a resposta do indicador continua a ser imediata e o nível de aviso previamente estabelecido é atingido no espaço de 2 dias como pode ser observado na **Figura 6.23** indicando que a rapidez da resposta do indicador de falha, está intimamente ligado com o grau de severidade da avaria.

Diversos outros testes foram realizados, tendo-se obtido em todos eles resultados semelhantes, validando assim o indicador de falha desenvolvido para a deteção de falhas nos rolamentos de apoio do eixo principal em aerogeradores do modelo estudado.



**Figura 6.23:** Resposta do indicador a avaria induzida (*offset* 20%).

## 6.6 Desenvolvimento da aplicação *Wind Turbine Predictive Dashboard*

Com base em todos os desenvolvimentos anteriores, o trabalho evoluiu no sentido de ser desenvolvido um programa (*script*) em MATLAB que permitisse a partir dos dados de 10 minutos que são regularmente descarregados do SCADA, aplicar esses dados nos modelos criados e com recurso ao indicador de falha também desenvolvido neste âmbito, avaliar o estado de condição dos rolamentos alvo de estudo.

Assim sendo, foi escrito o código MATLAB que deu origem ao *script FailureDetectTool*.

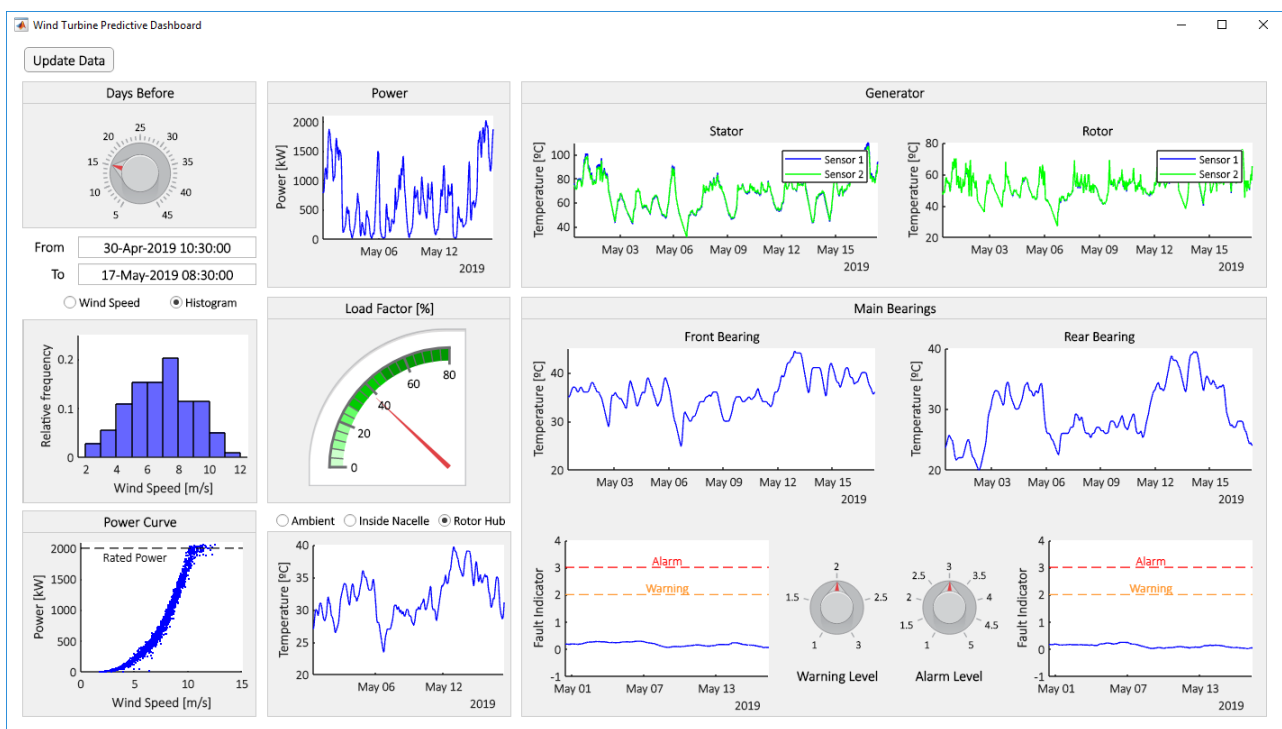
Na **Figura 6.25** é apresentado o algoritmo que esteve na base do desenvolvimento do programa mencionado.

Como referido anteriormente, todos os algoritmos, blocos de código e funções foram desenvolvidos em ambiente MATLAB. Contudo, a sua utilização diretamente a partir desse ambiente de desenvolvimento não é amigável para o utilizador final em ambiente de produção.

Esteve sempre presente como objetivo deste trabalho, ser desenvolvida uma aplicação que fizesse utilização de todos os conceitos desenvolvidos e que permitisse a sua utilização de forma simples. Assim, recorrendo à biblioteca de ferramentas do MATLAB, concretamente à ferramenta *App Designer*, foi desenvolvida uma aplicação, denominada *Wind Turbine Predictive Dashboard* em modo *standalone*<sup>12</sup> e que pode ser instalada em qualquer computador, apenas exigindo a presença neste, da biblioteca *MATLAB Runtime* e que pode ser descarregada gratuitamente e sem restrições de licenciamento em:

<https://www.mathworks.com/products/compiler/MATLAB-runtime.html>

Todo o código desenvolvido anteriormente, foi de novo reescrito e compilado no novo ambiente de desenvolvimento, resultando na aplicação cujo *layout* pode ser observado na **Figura 6.24**.



**Figura 6.24:** *Layout da aplicação Wind Turbine Predictive Dashboard.*

<sup>12</sup> para seu funcionamento não necessita de um software auxiliar, como um interpretador, sob o qual terão de ser executados.



Figura 6.25: Algoritmo programa *FailureDetectTool*.

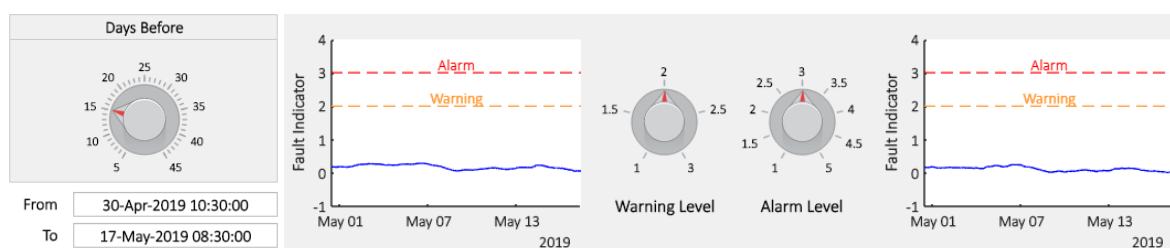
[Esta página foi intencionalmente deixada em branco]

Nesta aplicação o operador tem acesso a informação relevante do desempenho do aerogerador, com especial foco na monitorização da condição dos rolamentos de apoio do eixo principal (*main bearings*), alvo de estudo do presente trabalho.

É apresentado ao operador, a seguinte informação:

- Potência ativa;
- Velocidade do vento;
- Histograma da velocidade do vento;
- Curva de potência do aerogerador;
- Fator de capacidade do aerogerador;
- Temperatura de:
  - Exterior da *nacelle*;
  - Interior da *nacelle*;
  - Interior do cubo do rotor;
- Temperaturas do gerador:
  - Estator (2 sensores);
  - Rotor (2 sensores);
- Temperatura dos rolamentos de apoio do eixo principal:
  - Frontal;
  - Traseiro;
- Indicador de falha dos rolamentos de apoio do eixo principal.

É dado ao operador a possibilidade de seleção do intervalo de tempo de análise, que vai desde os últimos 5 dias até aos 45 dias assim como, definição dos valores de aviso e alarme em ambos os rolamentos.



**Figura 6.26:** Seletores instalados na aplicação.

Esta aplicação, utiliza os dados que estão a ser regularmente descarregados pelo sistema de aquisição de dados e automaticamente procede a atualização dos resultados. De referir, que a aplicação desenvolvida, encontra-se presentemente instalada num dos servidores do promotor eólico, estando de momento em funcionamento permanente, a monitorizar o aerogerador que esteve na base do estudo apresentado neste trabalho.



## Capítulo 7

# Conclusões e trabalho futuro

---

### 7.1 Conclusões

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

Em termos de energia eólica, Portugal encontra-se na linha da frente em termos de penetração desta fonte de energia no panorama energético, mais concretamente na sua utilização na produção de eletricidade encontrando-se no Top 5 de países com maior penetração destas duas fontes de energia renovável na sua geração de eletricidade. Destacando-se a produção eólica com valores a rondarem os 22% dessa cota.

No final de 2017, encontravam-se ligados à rede um total de 5322 MW de potência eólica, composta por uma frota de 2728 aerogeradores.

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

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

Com base em projetos científicos que disponibilizam resumos de dados de operação e manutenção de aerogeradores através da publicação de relatórios periódicos, os quais servem

como base de apoio para artigos científicos, avaliou-se uma frota de turbinas eólicas, e os seus componentes críticos foram identificados. A caixa multiplicadora o trem de potência e o gerador são os componentes considerados críticos, na medida em que originam os maiores tempos de indisponibilidade por falha, quando comparados com os outros componentes.

Atualmente a manutenção reage a novas expectativas como a necessidade de contenção de custos e a questões da produtividade ou ainda à crescente consciencialização do quanto uma falha do equipamento pode afetar a segurança e o meio ambiente. As atuais técnicas de controlo da condição ainda enfrentam desafios particulares quando aplicadas às turbinas eólicas. Na fase inicial, as falhas por vezes não são detetadas e as falhas catastróficas sucedem-se. Estas falhas estão na origem da substituição de todo o subsistema, traduzindo-se em longos períodos de indisponibilidade com perdas de produtividade e competitividade.

Face às atuais e correntes práticas de manutenção e às características das falhas, existe a necessidade de otimizar as estratégias de manutenção apropriadas às turbinas eólicas, de modo a evitar falhas catastróficas e permitir reduzir os custos operacionais durante o ciclo de vida, de forma a maximizar o retorno do investimento nos parques eólicos.

Os métodos de monitorização e deteção de falhas são recentes, no entanto já se encontram desenvolvidas e em investigação algumas soluções que permitam ajudar os operadores dos parques eólicos e às suas empresas na manutenção dos mesmos. Estas ferramentas possuem em comum o facto de usufruírem dos dados fornecidos pelos sistemas SCADA implementados nos parques eólicos, devendo estas medidas serem analisadas da melhor forma possível de modo a prevenir futuras avarias.

Os trabalhos científicos nesta matéria, assim como as ferramentas desenvolvidas centram-se essencialmente na deteção de avarias em componentes das caixas multiplicadora, com especial foco nos rolamentos do eixo rápido. Apenas foi encontrada uma referência à utilização de redes neuronais para deteção de avaria nos rolamentos de apoio do eixo principal, tonando-se por isso este trabalho uma mais valia, já que desenvolveu uma nova metodologia de deteção de falha para esse componente.

Constata-se que as redes neuronais são uma ferramenta potentíssima na análise de grandes quantidades de dados bem como em definir relações entre os dados que seriam impossíveis de descobrir somente pela análise humana. As redes neuronais baseiam-se no funcionamento do cérebro humano, simulando a transferência de informação entre os neurónios, atribuindo diferentes pesos a cada ligação de acordo com a sua relevância para o resultado final. As redes neuronais possuem diversas arquiteturas e métodos de treino, cada um com

uma utilidade diferente, devendo-se usar sempre aquele que for mais adequado ao fim que se pretende.

O treino da rede é extremamente importante, pois um treino que não seja bem realizado pode levar a resultados errados e a conclusões erradas. Quanto maior for a dimensão dos dados de treino melhor será o resultado final, no entanto maior será também a possibilidade de os dados possuírem erros e ruído e com isso realizar um treino que introduza erros na rede neuronal fazendo com que ela depois considere um estado errático como normal. Por outro lado, também se deve ter em conta o facto de que um treino excessivo possa levar a que a rede perca a sua capacidade de generalizar, pelo que de acordo com o objetivo se deve analisar muito bem o conjunto de treino a ser utilizado.

Verificou-se ao longo das simulações a grande importância do conjunto de treino. Este deve ser criteriosamente selecionado para não conter dados com erros que traduzam mal o estado de funcionamento dos equipamentos. Neste sentido, destaca-se a importância da realização de um pré-processamento dos dados adequado. Para além disso deve ter uma dimensão considerável, pois quanto maior for a dimensão da informação maior e melhor será o treino da rede, obtendo-se assim valores mais fiáveis e mais acertados para a temperatura do rolamento de apoio do eixo principal do aerogerador.

Pode-se afirmar que o recurso a este tipo de ferramentas é viável e poderá ser adotado no futuro pelos responsáveis dos parques eólicos, sendo um exemplo disso a ferramenta desenvolvida neste trabalho, a qual está neste momento em aplicação num dos ativos do promotor eólico.

Esta ferramenta pode ainda ser uma mais-valia para monitorização de equipamentos em turbinas eólicas *offshore*, pois a sua localização é de difícil acesso e uma monitorização à distância com cada vez mais funcionalidades é uma mais valia. De referir ainda, que esta ferramenta não necessita da instalação de equipamentos adicionais nos aerogeradores, o que é mais uma vantagem, por não advir custos extras no que diz respeito a esta situação.

O método aqui desenvolvido pode também acrescentar valor para as equipas de manutenção, já que constitui um grande auxílio na programação das ações de manutenção, levando a que sejam diminuídos o tempo de inatividade e o custo associado às paragens.

A arquitetura de rede montada, permite estimar a temperatura de funcionamento de ambos os rolamentos escolhidos independentemente do valor real medido. Permitindo assim, ter uma completa independência da variável medida, possibilitando a deteção de avarias associadas a erros de leitura provocados por avaria dos sensores de temperatura montados nestes componentes.

A rapidez com o que o indicador de falha desenvolvido, aponta desvios entre o valor medido e o valor estimado, permite rapidamente o vislumbrar por parte do operador, da existência de uma potencial falha no componente. Quer seja ela, por erro de leitura ou como por falha mecânica a se desenvolver. Sendo as anteriores estratégias de monitorização da condição de funcionamento destes componentes, baseadas essencialmente na análise da evolução da temperatura de funcionamento destes rolamentos, ocasiona que pequenos e graduais aumentos de temperatura não sejam detetados ou associados a potenciais danos em desenvolvimento tornando-se por isso uma mais valia.

De seguida apresenta-se em resumo, as principais vantagens que esta ferramenta de deteção de avarias em rolamentos de apoio do eixo principal pode trazer para a monitorização dos aerogeradores:

- Deteção de avarias antes da sua ocorrência, o que permite um melhor planeamento das ações de manutenção;
- Não necessita de instalação de equipamentos adicionais nos aerogeradores. Faz uso da informação já recolhida pelo sistema SCADA;
- Monitorização em tempo real;
- Visualização da eficácia das ações de manutenção, ou seja, permite aferir se as ações de manutenção foram bem efetuadas;
- Apesar de ter sido desenvolvida para um caso concreto dos rolamentos de apoio do eixo principal de um gerador do tipo *direct drive*, o mesmo conceito pode ser aplicado a eixos lentos de aerogeradores do tipo *geared drive*, já que se trata de rolamentos do mesmo tipo e sujeitos a esforços semelhantes;
- A aplicação desenvolvida, funciona recorrendo a uma biblioteca de software disponibilizada gratuitamente e sem restrições de licenciamento. Podendo por isso, ser instalada em qualquer computador;
- Em termos de exigências computacionais, a aplicação desenvolvida é suportada por computadores com as especificações habitualmente encontradas em soluções correntes;
- As aplicações desenvolvidas, fazem uso dos dados importados diretamente dos computadores de SCADA do parque eólico. Não havendo por isso a necessidade de recorrer a bases de dados adicionais.

## 7.2 Desenvolvimentos futuros

Um dos primeiros desenvolvimentos futuros deste trabalho, será o refazer de todos os programas para serem aplicados aos restantes aerogeradores deste modelo em concreto (*Enercon E82*) pertencentes à frota do operador.

Outro desenvolvimento será passar de uma plataforma *Windows* para uma plataforma via *Browser*, com possibilidade de gerar o envio de alarmes por email, para uma lista de distribuição previamente estabelecida.

Serão também desenvolvidos modelos de funcionamento para os restantes modelos de aerogerador pertencentes à frota do operador, a referir *Enercon E40*, *E66* e *E70* e consequente integração na ferramenta já desenvolvida.

Em termos académicos e como já referido anteriormente, será estudado a possibilidade do desenvolvimento de um método, baseado em critérios científicos para a escolha das variáveis de entrada nos modelos.

Por fim, prevê-se usar esta metodologia aplicada à monitorização de outros componentes de aerogeradores e com base nos resultados obtidos, verificar se esta ferramenta pode ser usada com esse intuito.



# Bibliografia

- [1] I. Renewable Energy Agency, *Renewable Power Generation Costs in 2017 ACKNOWLEDGEMENTS*. 2018.
- [2] «Climate Change United Nations». [Online]. Disponível em: <http://www.un.org/en/sections/issues-depth/climate-change/>. [Acedido: 17-Nov-2018].
- [3] EDP, «Contexto energético mundial e europeu», Lisboa, 2017.
- [4] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, «Ren21: Renewables 2018 global status report», 2018.
- [5] APREN, «ELETRICIDADE RENOVÁVEL EM REVISTA», 2017.
- [6] APREN & INEGI, «Parques Eólicos em Portugal Wind Farms in Portugal Dezembro de 2017», 2017.
- [7] «ACCIONA en Portugal». [Online]. Disponível em: <https://www.acciona-energia.com/in-the-world/europe/portugal/>. [Acedido: 25-Nov-2018].
- [8] APREN, «Energias Renováveis». [Online]. Disponível em: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/o-que-sao>. [Acedido: 18-Nov-2018].
- [9] R. M. G. Castro, «Introdução à energia eólica», 2005.
- [10] CRESESB-Centro de Referência para Energia Solar e Eólica, «O Recurso Eólico». [Online]. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&cid=211](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=211). [Acedido: 18-Nov-2018].
- [11] «WindUp». [Online]. Disponível em: <http://www.windup.pt/index.aspx?p=MenuPage&MenuId=196>. [Acedido: 26-Nov-2018].
- [12] «Sandy Knowe Approximate Turbine Layout | Sandy Knowe Wind Farm». [Online]. Disponível em: <https://sandyknowewindfarm.com/sandy-knowe-approx-turbine-layout/>. [Acedido: 26-Nov-2018].
- [13] «Wind turbines through history». [Online]. Disponível em: <http://www.telosnet.com/wind/20th.html>. [Acedido: 27-Nov-2018].
- [14] S. Krohn, «Danish Wind Turbines: An Industrial Success Story», 2002.
- [15] «E-126 EP4». [Online]. Disponível em: <https://www.enercon.de/en/products/ep-4/e->

- 126-ep4/. [Acedido: 27-Nov-2018].
- [16] «V164». [Online]. Disponível em: <http://www.mhivestastoffshore.com/innovations/>. [Acedido: 27-Nov-2018].
- [17] «E126 Germany». [Online]. Disponível em: [https://www.enercon.de/en/references/references-detail/cc\\_referenzen/show/Referenzen/neuharlingersiel/](https://www.enercon.de/en/references/references-detail/cc_referenzen/show/Referenzen/neuharlingersiel/). [Acedido: 27-Nov-2018].
- [18] «World's Most Powerful Offshore Wind Turbine: Haliade-X 12 MW | GE Renewable Energy». [Online]. Disponível em: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>. [Acedido: 27-Nov-2018].
- [19] «Offshore wind power in Germany | Clean Energy Wire». [Online]. Disponível em: <https://www.cleanenergywire.org/dossiers/offshore-wind-power-germany>. [Acedido: 28-Nov-2018].
- [20] W. Tong, *Fundamentals of wind energy*, vol. 54. Virginia, USA: WIT Transactions on State of the Art in Science and Engineering, 2012.
- [21] A. I. Manwell, J.F.; McGowan, J.G.; Rogers, *Wind Energy Explained Theory, Design and Application*. 2009.
- [22] «E-82». [Online]. Disponível em: <https://www.enercon.de/en/products/ep-2/e-82/>. [Acedido: 26-Nov-2018].
- [23] «How Do Wind Turbines Work? | Department of Energy». [Online]. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/wind/how-do-wind-turbines-work>. [Acedido: 28-Nov-2018].
- [24] «Wind Turbine». [Online]. Disponível em: <http://www.hitachi.com/products/energy/wind/>. [Acedido: 29-Nov-2018].
- [25] «Technology». [Online]. Disponível em: <https://www.enercon.de/en/technology/>. [Acedido: 29-Nov-2019].
- [26] «Product groups | Bosch Rexroth AG». [Online]. Disponível em: <https://www.boschrexroth.com/en/xc/products/product-groups/index>. [Acedido: 29-Nov-2018].
- [27] «Hybrid power Systems - Solar and wind hybrid systems - Solar Online Australia». [Online]. Disponível em: [https://www.solaronline.com.au/solar\\_wind\\_hybrid\\_systems.html](https://www.solaronline.com.au/solar_wind_hybrid_systems.html). [Acedido: 29-Nov-2018].
- [28] «Learn Ship Design: Unconventional Offshore Structures-Wind Farms». [Online].

Disponível em: <https://lshipdesign.blogspot.com/2016/09/unconventional-offshore-structures-wind.html>. [Acedido: 29-Nov-2018].

- [29] «E-115 EP3 3,000 kW / 4,000 kW [www.enercon.de](http://www.enercon.de)».
- [30] P. M. M. Das e R. S. Amano, «Basic Theory for Wind Turbine Blade Aerodynamics», vol. 81, pp. 11–23, 2014.
- [31] R. Mm, D. P.- Wt, e R. Mm, «REpower MM82 Product Description». pp. 1–28, 2011.
- [32] S. Anlas, «Enercon E82 Technical Description». pp. 1–17, 2005.
- [33] «The Different Types of Gears | Rexnord». [Online]. Disponível em: <https://www.rexnord.com/blog/articles/types-of-gears>. [Acedido: 01-Dez-2018].
- [34] «Planetary Gearbox | 3D CAD Model Library | GrabCAD». [Online]. Disponível em: <https://grabcad.com/library/planetary-gearbox>. [Acedido: 01-Dez-2018].
- [35] R. F. Mesquita Brandão, J. A. Beleza Carvalho, e F. P. MacIel Barbosa, «Forecast of faults in a wind turbine gearbox», *Proc. 9th Int. Conf. ELEKTRO 2012*, n. May, pp. 170–173, 2012.
- [36] W. Musial, S. Butterfield, e B. McNiff, «Improving Wind Turbine Gearbox Reliability: Preprint», 2007.
- [37] «Wind Power». [Online]. Disponível em: <https://www.ktr.com/en/industries/wind-power/>. [Acedido: 01-Dez-2018].
- [38] A. Lührs e H. Wegmann, «How power is routed through the turbine», 2007.
- [39] J. M. Ferreira De, J. Rui, e M. G. Castro, «EQUIPAMENTO ELÉCTRICO DOS GERADORES EÓLICOS», 2004.
- [40] J. B. Ekanayake *et al.*, «Dynamic Modeling of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbines», *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 18, n. 2, 2003.
- [41] A. A. Jmo, F. Del, S. D. E. Giro, e D. D. E. Componentes, «FICHA TÉCNICA SISTEMA DE GIRO G8X , DESCRIPCIÓN Y MANTENIMIENTO», 2007.
- [42] I. E. Commission, «Wind Turbine—Part 1: Design Requirements, IEC 61400-1», vol. 3, p. 60, 2005.
- [43] M. Prast, «Operating Instructions ENERCON SCADA Remote 3 Software Version 3.5.0». ENERCON Gmbh, Aurich, 2018.
- [44] I. Touani, «Using ENERCON SCADA For WEC Monitoring». 2016.

- [45] «Lagerwey Wind». [Online]. Disponível em: <https://www.lagerwey.com/technology/tower/>. [Acedido: 02-Dez-2018].
- [46] «Repotenciacion de Parque Eólico». [Online]. Disponível em: <https://www.seo.org/2017/04/21/la-repotenciacion-de-un-parque-eolico-en-tarifa-podria-tener-un-grave-impacto-sobre-las-aves/>. [Acedido: 02-Dez-2018].
- [47] D. Miguel e M. Raposo, «Estudo da solução da Eólica Offshore», IST, 2014.
- [48] «Road construction, foundation placement, turbine erection (photos) | Wind Energy Impacts and Issues». [Online]. Disponível em: <https://www.wind-watch.org/documents/road-construction-foundation-placement-turbine-erection/>. [Acedido: 02-Dez-2018].
- [49] «Windpower Articles». [Online]. Disponível em: <https://www.windpowerengineering.com/projects/offshore-wind/foundations-that-float/>. [Acedido: 02-Dez-2018].
- [50] J. Ribrant, «Reliability performance and maintenance - A survey of failures in wind power systems», KTH School of Electrical Engineering, 2006.
- [51] P. J. Tavner, D. M. Greenwood, M. W. G. Whittle, R. Gindele, S. Faulstich, e B. Hahn, «Study of effects of weather and location on wind turbine failure rates», *Eur. Wind Energy Conf. (EWEC 2010)*, n. April 20-23, 2010.
- [52] S. Faulstich, B. Hahn, e P. J. Tavner, «Wind turbine downtime and its importance for offshore deployment», *Wind Energy*, vol. 14, n. 3, pp. 327–337, 2011.
- [53] P. Caselitz e J. Giebardt, «Rotor Condition Monitoring for Improved Operational Safety of Offshore Wind Energy Converters», *J. Sol. Energy Eng. Asme - J SOL ENERGY ENG*, vol. 127, 2005.
- [54] J. Montanyà *et al.*, «The update of IEC 61400-24 lightning protection of wind turbines Lightning Protection THE UPDATE OF IEC 61400-24 LIGHTNING PROTECTION OF WIND TURBINES», n. March 2014, 2008.
- [55] A. Branner, Kim; Ghadirian, «Database about blade faults Department of Wind Energy E Report 2014», pp. 8–13, 2014.
- [56] W. Weu, E. Retrofitting, R. E. Repowering, V. Resistance, e D. Drive, «The Wind Energy Operations & Maintenance Report 2016», 2016.
- [57] M. N. Kotzalas e G. L. Doll, «Tribological advancements for reliable wind turbine performance», *Philos. Trans. R. Soc. A Math. Phys. Eng. Sci.*, vol. 368, n. 1929, pp. 4829–4850, 2010.

- [58] A. J. Fierro, «Improving Bearing Life in Wind Turbine Main Shafts and Gearboxes», 2017.
- [59] «Wind Turbine Gearbox Reliability: - Renewable Energy World». [Online]. Disponível em: <https://www.renewableenergyworld.com/articles/print/volume-13/issue-3/wind-power/wind-turbine-gearbox-reliability.html>. [Acedido: 28-Dez-2018].
- [60] «Solving Gearbox and Gear Problems – Neale Consulting Engineers». [Online]. Disponível em: <http://www.tribology.co.uk/articles-papers/gearbox-gear-problems/>. [Acedido: 28-Dez-2018].
- [61] «Dramatic material failure on wind turbines». [Online]. Disponível em: <http://www.dierk-raabe.com/dramatic-material-failure/windmills/>. [Acedido: 04-Dez-2018].
- [62] Y. Feng, Y. Qiu, C. J. Crabtree, H. Long, e P. J. Tavner, «USE OF SCADA AND CMS SIGNALS FOR FAILURE DETECTION AND DIAGNOSIS OF A WIND TURBINE GEARBOX», *EWEA 2011*, 2011.
- [63] P. J. Blau, L. R. Walker, H. Xu, R. J. Parten, J. Qu, e T. Geer, «Wear Analysis of Wind Turbine Gearbox Bearings», Oak Ridge, Tennessee, 2010.
- [64] S. ' Ad, A. S. Al Kazzaz, e G. K. Singh, «Experimental investigations on induction machine condition monitoring and fault diagnosis using digital signal processing techniques», 2002.
- [65] «wind generator Indar». [Online]. Disponível em: [https://www.ingeteam.com/indar/en-us/electric-generators/wind-generators/pc30\\_10\\_186/indar-dfig-series.aspx](https://www.ingeteam.com/indar/en-us/electric-generators/wind-generators/pc30_10_186/indar-dfig-series.aspx). [Acedido: 04-Dez-2018].
- [66] D. Coronado e K. Fischer, «Condition Monitoring of Wind Turbines: State of the Art, User Experience and Recommendations», *Fraunhofer IWES Publ.*, n. January, 2015.
- [67] SPECMAN, Ed., *Manual do Curso Técnico «Analista de Vibrações - Categoria II»*. Lisboa: MOBIUS Institute, 2005.
- [68] «Systems for oil quality monitoring - ifm electronic». [Online]. Disponível em: [https://www.ifm.com/gb/en/category/070/070\\_040](https://www.ifm.com/gb/en/category/070/070_040). [Acedido: 06-Dez-2018].
- [69] A. Naba e A. Nadhir, «Power curve based-fuzzy wind speed estimation in wind energy conversion systems», *J. Adv. Comput. Intell. Intell. Informatics*, vol. 22, n. 1, pp. 76–87, 2018.
- [70] J. Tautz-Weinert e S. J. Watson, «Using SCADA data for wind turbine condition

- monitoring – a review», *IET Renew. Power Gener.*, vol. 11, n. 4, pp. 382–394, 2017.
- [71] Z. Y. Zhang e K. S. Wang, «Wind turbine fault detection based on SCADA data analysis using ANN», *Adv. Manuf.*, vol. 2, n. 1, pp. 70–78, 2014.
- [72] Y. Zhao, D. Li, A. Dong, D. Kang, Q. Lv, e L. Shang, «Fault prediction and diagnosis of wind turbine generators using SCADA data», 2017.
- [73] R. K. Ibrahim, J. Tautz-Weinert, e S. J. Watson, «Neural networks for wind turbine fault detection via current signature analysis», *Present. Wind Eur. Summit 2016*, 2016.
- [74] A. Boley, «Automatic wind turbine operation analysis through neural networks», KTH, 2017.
- [75] P. Cross e X. Ma, «Model-based and fuzzy logic approaches to condition monitoring of operational wind turbines», 2015.
- [76] Z. Zhang, «Automatic Fault Prediction of Wind Turbine Main Bearing Based on SCADA Data and Artificial Neural Network», 2018.
- [77] S. Hawkin, *Neural Networks and Learning Machines, Third Edition*. Hamilton, Ontario, Canada: Prentice Hall, 2014.
- [78] C. Moreira, «Neurónio», vol. 1, pp. 1–3, 2013.
- [79] B. Krose e P. Van Der Smagt, *An Introduction to Neural Networks*, n. November. The University of Amsterdam, 1996.
- [80] H. Demuth e M. Beale, «Neural Network Toolbox», *Math Work.*, pp. 5–25, 2013.
- [81] M. C. Garcia, M. A. Sanz-Bobi, e J. del Pico, «SIMAP: Intelligent System for Predictive Maintenance: Application to the health condition monitoring of a wind turbine gearbox», *Comput. Ind.*, vol. 57, n. 6, pp. 552–568, Ago. 2006.
- [82] J. Tautz-Weinert e S. J. Watson, «Using SCADA data for wind turbine condition monitoring – a review», 2017.
- [83] M. H. Beale, M. T. Hagan, e H. B. Demuth, *Neural Network Toolbox 7*. MathWorks, 2010.
- [84] «How To Improve Deep Learning Performance». [Online]. Disponível em: <https://machinelearningmastery.com/improve-deep-learning-performance/>. [Acedido: 28-Abr-2019].
- [85] P. Domingos, «A few useful things to know about machine learning», *Commun. ACM*, vol. 55, n. 10, p. 78, 2012.

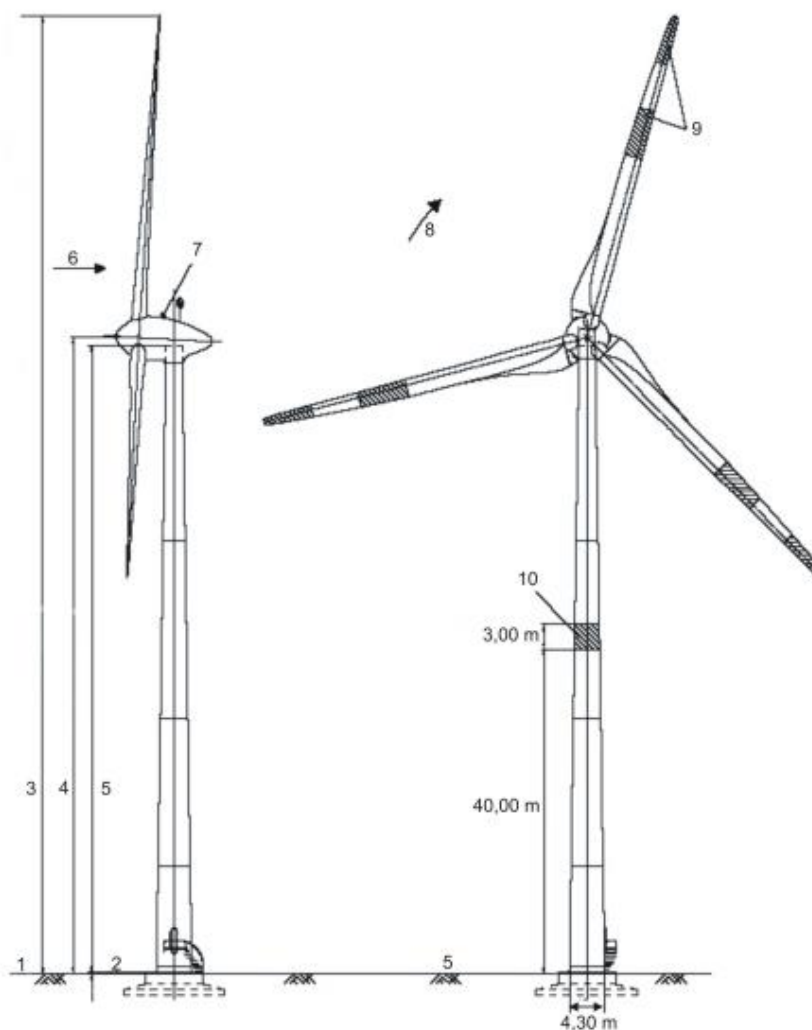
- [86] F. S. Panchal e M. Panchal, «Review on Methods of Selecting Number of Hidden Nodes in Artificial Neural Network», *Int. J. Comput. Sci. Mob. Comput.*, vol. 3, n. 11, pp. 455–464, 2014.
- [87] K. Hornik, «Approximation capabilities of multilayer feedforward networks», *Neural Networks*, vol. 4, n. 2, pp. 251–257, 1991.
-







## Anexo A Dados técnicos do aerogerador *Enercon E82*.



Legenda:

- |   |                           |    |   |
|---|---------------------------|----|---|
| 1 | Nível do solo             | 6  | Direção do vento  |
| 2 | Lado superior da fundação | 7  | Sinalização aeronáutica                                   |
| 3 | Altura total 119,30 m     | 8  | Direção de rotação  |
| 4 | Altura do cubo 78,30 m    | 9  | Sinalização de dia opcional – pintura vermelha            |
| 5 | Altura da torre 77,10 m   | 10 | Sinalização de dia opcional – pintura vermelha (RAL 3020) |

**Figura A.1:** Visualização completa do aerogerador *Enercon E82* utilizado neste trabalho.  
(torre com 77 m, altura do cubo 78 m)



**Tabela A.1:** Valores de potência do aerogerador *Enercon E82* utilizado neste trabalho.

<b>Característica</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Potência nominal	2000	kW
Velocidade de vento nominal	14	m/s
Velocidade de arranque	2,5	m/s
Velocidade de paragem (controlo de tempestade ativado)	25	m/s
Potência de saída com controlo de tempestade ativado até aprox.	34	m/s
Velocidade do rotor com potência de saída	6 a 18	rpm
Consumo próprio durante paragem (sistema de degelo desativado)	10	kW
Consumo adicional devido ao sistema de degelo, quando existente	86,4	kW

**Tabela A.2:** Características do rotor do aerogerador *Enercon* E82 utilizado neste trabalho.

<b>Característica</b>	<b>Tipo</b>
Diâmetro	82 m
Área varrida pelas pás	5281 m <sup>2</sup>
Velocidade na ponta das pás	aprox. 78 m/s à velocidade nominal
Número de pás	3
Material da pá	PRFV/resina epóxi/madeira
Sentido de rotação	Horária
Orientação	Na parte frontal da torre
Ângulo do eixo do <i>hub</i>	5° na horizontal
Ângulo cônico	0°
Controlo do ângulo de <i>pitch</i>	Sistema <i>Enercon</i> de regulação individual das pás de acionamento eletromecânico
Controlo do <i>yaw</i>	Ativo, 6 acionamentos eletromecânicos
Travão	Aerodinâmico através do controlo do <i>pitch</i>
Travão auxiliar	Eletromecânico, disco de travão em calha de aço
Bloqueio	3 pernos de bloqueio hidráulicos, que bloqueiam a cada 15°
<i>Hub</i>	Gira sob o eixo principal
Rolamentos eixo principal	Rolamento de rolos cilíndricos / rolamento de rolos cônicos de duas filas

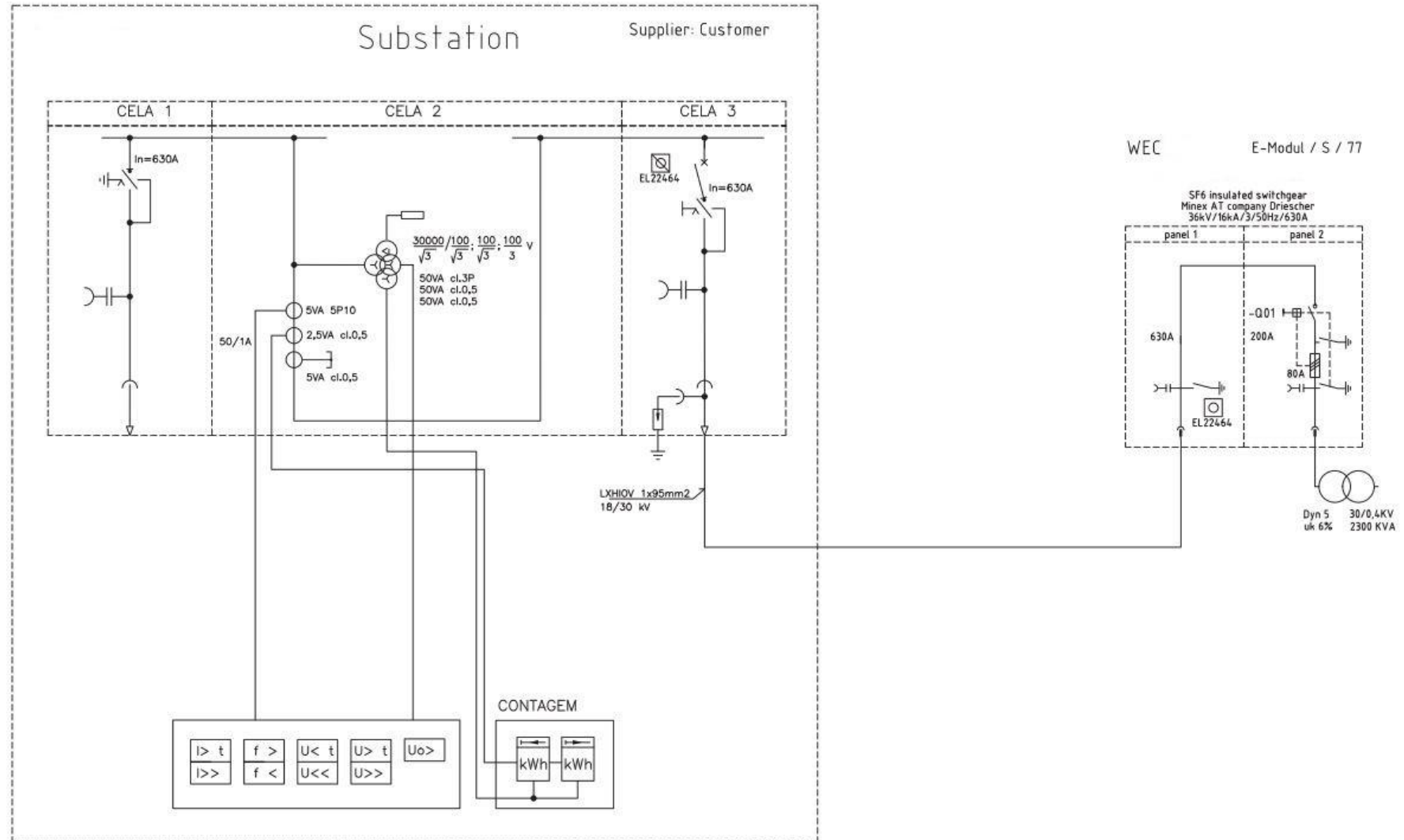
**Tabela A.3:** Características do gerador do aerogerador *Enercon* E82 utilizado neste trabalho.

<b>Característica</b>	<b>Tipo</b>
Tipo	Gerador em anel <i>Enercon</i> , síncrono
Quantidade de polos	72
Caixa multiplicadora	Sem caixa multiplicadora, <i>direct drive</i>
Sistema de arrefecimento	Arrefecimento
Transformação da corrente para alimentar a rede	Conversor <i>Enercon</i>

**Tabela A.4:** Dimensões e pesos do aerogerador *Enercon* E82 utilizado neste trabalho.

<b>Dimensões</b>			<b>Pesos</b>		
<b>Característica</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>	<b>Característica</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Comprimento da pá do rotor	38,8	m	<i>Nacelle</i> sem gerador e rotor	aprox. 19	t
Diâmetro do gerador	4960	mm	Pá individual	aprox. 8	t
Diâmetro máximo da <i>nacelle</i>	4990	mm	Rotor completo incl. eixo principal, sem gerador	aprox. 56	t
Comprimento da <i>nacelle</i>	11734	mm	Gerador	aprox. 61	t
Incl. casa das máquinas (sem gerador)	5781	mm	Total <i>nacelle</i>	aprox. 136	t

Anexo B Esquema unifilar do Parque Eólico utilizado neste trabalho.



## Anexo C Varáveis disponibilizadas pelo SCADA com CS82.

**Tabela C.1:** Variáveis de operação do aerogerador disponibilizadas pelo sistema SCADA com sistema contro CS82 (*ficheiro \*.wsd*).

<b>Codificação</b>	<b>Variável</b>	<b>Unidade</b>	<b>Formato</b>
<i>Date</i>	Data		AAAAMMDD <sup>13</sup>
<i>error</i>	Percentagem erro no período de integração dos dados	%	Inteiro
<i>Hora</i>	Hora	hora	Inteiro
<i>Minute</i>	Minuto	minuto	Inteiro
<i>Second</i>	Segundo	segundo	Inteiro
<i>arwAbW</i>	Energia produzida	kWh	Inteiro
<i>mrwAbGoPos</i>	Posição angular da <i>nacelle</i> - média	grau	Decimal
<i>mrwSmpAng</i>	Ângulo de ataque das pás do rotor A, B e C - média	grau	Decimal
<i>mrwSmpNRot</i>	Velocidade do rotor - média	rpm	Decimal
<i>mrwSmpP</i>	Potência ativa - média	kW	Inteiro

Continua na página seguinte

13

- AAAA é o ano com 4 dígitos.
- MM é o mês com 2 dígitos.
- DD é o dia com 2 dígitos.

<b>Codificação</b>	<b>Variável</b>	<b>Unidade</b>	<b>Formato</b>
<i>mrwSmpVWi</i>	Velocidade do vento - média	m/s	Decimal
<i>mrwSmpBriN</i>	Luminosidade ambiente	lux	Inteiro
<i>mrwSmpLIcA</i>	Possibilidade de gelo	%	Inteiro
<i>mrwSmpPext</i>	Potência ativa limitação exterior - média	kW	Inteiro
<i>mrwSmpPwin</i>	Potência ativa teórica - média	kW	Inteiro
<i>mrwSmpQ</i>	Potência reativa	kvar	Inteiro
<i>mrwSmpRai</i>	Precipitação - média	mm/min	Inteiro
<i>mrwSmpVisR</i>	Visibilidade - média	km	Inteiro
<i>PlantNo</i>	Nº do Aerogerador		Inteiro
<i>irwSmpNRot</i>	Velocidade do rotor – mínimo	m/s	Decimal
<i>irwSmpP</i>	Potência ativa – mínimo	kW	Inteiro
<i>irwSmpQ</i>	Potência reativa – mínimo	kvar	Inteiro
<i>irwSmpRai</i>	Precipitação – mínimo	mm/min	Inteiro
<i>irwSmpVisR</i>	Visibilidade – mínimo	km	Inteiro
<i>irwSmpVWi</i>	Velocidade do vento – mínimo	m/s	Decimal
<i>prwSmpNRot</i>	Velocidade do rotor – máximo	rpm	Decimal

Contínua na página seguinte

<b>Codificação</b>	<b>Variável</b>	<b>Unidade</b>	<b>Formato</b>
<i>prwSmpP</i>	Potência ativa – máximo	kW	Inteiro
<i>prwSmpQ</i>	Potência reativa – máximo	kvar	Inteiro
<i>prwSmpRai</i>	Precipitação – máximo	mm/min	Inteiro
<i>prwSmpVisR</i>	Visibilidade – máximo	km	Inteiro
<i>prwSmpVWi</i>	Velocidade do vento – máximo	m/s	Decimal
<i>Sample</i>	Nº de amostras		Inteiro

**Tabela C.2:** Variáveis de temperatura disponibilizadas pelo sistema SCADA com sistema de controlo CS82 (*ficheiro \*.84d*).

<b>Codificação</b>	<b>Variável</b>	<b>Unidade</b>	<b>Formato</b>
<i>Date</i>	Data		AAAAMMDD
<i>error</i>	Percentagem erro no período de integração dos dados	%	Inteiro
<i>Hora</i>	Hora	hora	Inteiro
<i>Minute</i>	Minuto	minuto	Inteiro
<i>mr82A0</i>	Temperatura no interior do cubo do rotor	°C	Inteiro
<i>mr82A1</i>	Temperatura no rolamento de apoio dianteiro do eixo principal	°C	Inteiro
<i>mr82A2</i>	Temperatura no rolamento de apoio traseiro do eixo principal	°C	Inteiro

Continua na página seguinte

<b>Codificação</b>	<b>Variável</b>	<b>Unidade</b>	<b>Formato</b>
<i>mr82A6</i>	Temperatura no dissipador de calor presente no armário de controlo ângulo da pá A	°C	Inteiro
<i>mr82A7</i>	Temperatura no dissipador de calor presente no armário de controlo ângulo da pá B	°C	Inteiro
<i>mr82A8</i>	Temperatura no dissipador de calor presente no armário de controlo ângulo da pá C	°C	Inteiro
<i>mr82A9</i>	Temperatura no armário de controlo ângulo da pá A	°C	Inteiro
<i>mr82A10</i>	Temperatura no armário de controlo ângulo da pá B	°C	Inteiro
<i>mr82A11</i>	Temperatura no armário de controlo ângulo da pá C	°C	Inteiro
<i>mr82A12</i>	Temperatura no interior da pá A	°C	Inteiro
<i>mr82A13</i>	Temperatura no interior da pá B	°C	Inteiro
<i>mr82A14</i>	Temperatura no interior da pá C	°C	Inteiro
<i>mr82A15</i>	Temperatura do rotor do gerador - Posição 1	°C	Inteiro
<i>mr82A16</i>	Temperatura do rotor do gerador - Posição 2	°C	Inteiro
<i>mr82A17</i>	Temperatura do estator do gerador - Posição 1	°C	Inteiro
<i>mr82A18</i>	Temperatura do estator do gerador - Posição 2	°C	Inteiro
<i>mr82A20</i>	Temperatura no interior da <i>nacelle</i>	°C	Inteiro
<i>mr82A21</i>	Temperatura no interior do armário de controlo da <i>nacelle</i>	°C	Inteiro
<i>mr82A22</i>	Temperatura no dissipador do armário retificador – Posição 1	°C	Inteiro

Continua na página seguinte

<b>Codificação</b>	<b>Variável</b>	<b>Unidade</b>	<b>Formato</b>
<i>mr82A23</i>	Temperatura no dissipador do armário retificador – Posição 2	°C	Inteiro
<i>mr82A24</i>	Temperatura no interior do armário retificador	°C	Inteiro
<i>mr82A25</i>	Temperatura no dissipador do armário excitação do gerador	°C	Inteiro
<i>mr82A36</i>	Temperatura exterior ao nível do solo	°C	Inteiro
<i>mr82A37</i>	Temperatura no interior da torre	°C	Inteiro
<i>mr82A38</i>	Temperatura no interior do armário de controlo	°C	Inteiro
<i>mr82A39</i>	Temperatura do transformador	°C	Inteiro

**Tabela C.3:** Variáveis de temperatura dos inversores disponibilizadas pelo sistema SCADA com sistema de controlo CS82 (*ficheiro \*.85d*).

<b>Codificação</b>	<b>Variável</b>	<b>Unidade</b>	<b>Formato</b>
<i>Date</i>	Data		AAAAMMDD
<i>error</i>	Percentagem erro no período de integração dos dados	%	Inteiro
<i>Minute</i>	Minuto	minuto	Inteiro
<i>Second</i>	Segundo	segundo	Inteiro
<i>mr82A48</i>	Temperatura Inversor 1 – Sistema 1	°C	Inteiro
<i>mr82A57</i>	Temperatura Inversor 2 – Sistema 1	°C	Inteiro

Continua na página seguinte

<b>Codificação</b>	<b>Variável</b>	<b>Unidade</b>	<b>Formato</b>
<i>mr82A66</i>	Temperatura Inversor 3 – Sistema 1	°C	Inteiro
<i>mr82A75</i>	Temperatura Inversor 4 – Sistema 1	°C	Inteiro
<i>mr82A84</i>	Temperatura Inversor 5 – Sistema 1	°C	Inteiro
<i>mr82A93</i>	Temperatura Inversor 6 – Sistema 1	°C	Inteiro
<i>mr82A111</i>	Temperatura Inversor 1 – Sistema 2	°C	Inteiro
<i>mr82A120</i>	Temperatura Inversor 2 – Sistema 2	°C	Inteiro
<i>mr82A129</i>	Temperatura Inversor 3 – Sistema 2	°C	Inteiro
<i>mr82A138</i>	Temperatura Inversor 4 – Sistema 2	°C	Inteiro

