



**ISEL**

**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**  
**Área Departamental de Engenharia Mecânica**



## **Análise da potência observada num parque eólico nacional**

**RICARDO FILIPE CRESPO CASA NOVA**  
(Licenciado em Engenharia Mecânica)

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

Orientadores:

Doutora Alda Cristina Jesus Nunes de Carvalho  
Doutora Cláudia Dias Sequeira

Júri:

Presidente: Doutor João Manuel Ferreira Calado

Vogais:

Doutor Tiago Alexandre Narciso da Silva  
Doutora Alda Cristina Jesus Nunes de Carvalho

**Dezembro de 2017**



**ISEL**

**INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA**  
**Área Departamental de Engenharia Mecânica**

# **Análise da potência observada num parque eólico nacional**

**RICARDO FILIPE CRESPO CASA NOVA**  
(Licenciado em Engenharia Mecânica)

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

Orientadores:

Doutora Alda Cristina Jesus Nunes de Carvalho  
Doutora Cláudia Dias Sequeira

Júri:

Presidente: Doutor João Manuel Ferreira Calado

Vogais:

Doutor Tiago Alexandre Narciso da Silva  
Doutora Alda Cristina Jesus Nunes de Carvalho

**Dezembro de 2017**

# Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero agradecer à Professora Alda Carvalho pelos ensinamentos que me transmitiu ao longo destes meses, sendo sempre uma orientadora presente e disponível para esclarecer qualquer dúvida que surgisse ao longo do trabalho.

Queria, ainda, agradecer à Professora Cláudia Sequeira pela disponibilização dos dados reais para o caso de estudo.

Um agradecimento especial à Susana Lobo por ter estado sempre presente em todos os momentos difíceis pelos quais passei ao longo destes meses e à Madalena Crespo por toda ajuda prestada na realização deste trabalho.

Por fim, não poderia deixar de agradecer todo o apoio da família, principalmente dos meus pais que sempre estiveram presentes ao longo de toda a minha formação académica e que tornaram possível a minha graduação.

# Resumo

Com o crescimento acentuado do aproveitamento da energia eólica e os custos inerentes da mesma, revela-se fundamental evitar as falhas, permitindo a redução dos custos associados à manutenção das turbinas eólicas.

Com a realização deste trabalho desenvolveu-se uma ferramenta que, com base na análise estatística aos dados registados num parque eólico, permitiu modelar a curva de potência observada. O desenvolvimento desta ferramenta teve ainda como objetivo avaliar a influência das ações de manutenção na respetiva curva de potência, assim como a potência antes e após paragens para manutenção. Foi igualmente avaliada a evolução da potência e da velocidade do vento. A metodologia desenvolvida foi aplicada a um parque eólico na Pampilhosa da Serra.

A análise realizada permitiu confirmar a existência de desvios entre os valores observados e os valores anunciados pelo fabricante. Foram identificados dois regimes: desvios positivos entre potências para velocidades de vento inferiores a aproximadamente 9 m/s; e desvios negativos para uma gama de velocidades de vento acima desse valor. Para além disso, através da análise efetuada, não foi possível comprovar, de forma evidente, que as substituições analisadas tivessem influenciado a curva de potência.

**Palavras-chave:** curva de potência, turbina eólica, análise estatística, manutenção.

# Abstract

With the strong growth of the use of wind energy and its inherent costs, it is fundamental to avoid failures, leading to the reduction of maintenance costs regarding wind turbines.

To model the observed power curves, based on the statistical analysis of data collected in a wind farm, a tool is developed with the accomplishment of this work. The development of this tool also aims at evaluating the influence of maintenance operations in the corresponding power curve. The developed methodology is applied to a wind farm in Pampilhosa.

The analysis made possible to confirm the existence of deviations between the observed values and the ones announced by the manufacturer. Two regimes are identified, namely, positive deviations between power curves, for wind speed lower than approximately 9 m/s, and negative deviations for a range of wind speeds above this value. Moreover, through the performed analysis, it is not possible to prove, evidently, that replacements of given component have impact on the power curve.

**Keywords:** power curve, wind turbine, statistical analysis, maintenance.

# Índice

<b>1</b>	<b>Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1	Enquadramento histórico.....	1
1.2	Estado da arte .....	5
1.3	Objetivos e motivações .....	13
1.4	Estrutura .....	13
<b>2</b>	<b>Vento e turbinas eólicas</b> .....	<b>15</b>
2.1	Vento e circulação atmosférica .....	15
2.2	Tipos de turbinas e princípios de funcionamento .....	15
2.3	Componentes de uma turbina .....	16
2.4	Avárias em turbinas eólicas.....	23
2.5	Análise de curvas de potência.....	26
<b>3</b>	<b>Fundamentos de análise estatística</b> .....	<b>29</b>
3.1	Conceitos básicos de estatística .....	29
3.2	Representações gráficas de dados .....	30
3.3	Estatística amostral .....	37
3.4	Outras representações gráficas .....	48
<b>4</b>	<b>Caso de estudo</b> .....	<b>51</b>
4.1	Parque eólico da Pampilhosa da Serra .....	52
4.2	Turbina Vestas V90/3000 .....	54
4.3	Análise preliminar .....	55
4.4	Modelação da curva de potência observada.....	62
4.5	Comparação com o fabricante .....	66
4.6	Influência da manutenção nas curvas de potência .....	71
<b>5</b>	<b>Conclusões</b> .....	<b>93</b>
	Sugestões de trabalhos futuros .....	96
<b>6</b>	<b>Referências bibliográficas</b> .....	<b>97</b>
	<b>Anexos</b> .....	<b>102</b>
<b>A</b>	<b>Vestas V90/3000</b> .....	<b>103</b>
<b>B</b>	<b>Tabelas para exemplos do capítulo 3</b> .....	<b>104</b>

<b>C</b>	<b>Parque eólico da Pampilhosa da Serra .....</b>	<b>108</b>
<b>D</b>	<b>Distribuições de orientação de vento .....</b>	<b>110</b>
<b>E</b>	<b>Diagramas de dispersão e curvas de potência.....</b>	<b>112</b>
<b>F</b>	<b>Desvios – Potência teórica vs. Potência observada .....</b>	<b>124</b>
<b>G</b>	<b>Potência e velocidade de vento medianas mensais .....</b>	<b>126</b>
<b>H</b>	<b>Análise de substituições.....</b>	<b>132</b>

# Índice de figuras

Figura 1.1 - Moinho persa .....	1
Figura 1.2 – Moinho de vento português.....	2
Figura 1.3 – Turbina eólica Balaklava .....	2
Figura 1.4 - Evolução da produção eólica e equipamentos instalados em Portugal.....	3
Figura 1.5 – Distribuição de falhas em parques eólicos suecos entre 2000-2004 .....	6
Figura 1.6 – Distribuição dos tempos de paragem.....	6
Figura 1.7 – Taxa de falha e tempo de paragem .....	7
Figura 2.1 – Mecanismo de formação dos ventos .....	15
Figura 2.2 – Tipos de turbina de eixo horizontal ( <i>upwind</i> e <i>Downwind</i> ).....	16
Figura 2.3 – Componentes de uma turbina eólica .....	17
Figura 2.4 – Exterior e interior de uma <i>nacelle</i> de uma turbina eólica de 5 MW.....	17
Figura 2.5 – Tipos de cubo existentes .....	18
Figura 2.6 – Cubo do tipo rígido.....	18
Figura 2.7 – Perfil de pá de uma turbina eólica.....	19
Figura 2.8 – Vista de corte da <i>nacelle</i> [38].....	20
Figura 2.9 – Caixa multiplicadora Winergy – Vestas V80-2MW.....	21
Figura 2.10 – Anemómetro de copo.....	22
Figura 2.11 – Sistema de monitorização e controlo de dados .....	23
Figura 2.12 – Curva de potência típica .....	26
Figura 2.13 – Curva de potência teórica para diferentes valores de $\rho$ .....	28
Figura 3.1 – Diagrama de barras da variável qualitativa N.º de intervenções.....	31

Figura 3.2 – Diagrama de dispersão para os pares ( $v, P$ ). .....	34
Figura 3.3 – Evolução da potência e da velocidade medianas mensais.....	35
Figura 3.4 – Representação da direcção $x$ e do número complexo $z$ .....	36
Figura 3.5 – “Diagrama de rosa” (Turbina 13).....	37
Figura 3.6 – Diagrama de dispersão e coeficiente de correlação para o par ( $v, P$ ). .....	45
Figura 3.7 – <i>Boxplot</i> de velocidade de vento (Turbina 6).....	49
Figura 3.8 – <i>Boxplot</i> de velocidade de vento observada nas turbinas 6 e 9 .....	50
Figura 4.1 – Disposição e identificação das turbinas 6, 7, 9, 12 e 13 .....	53
Figura 4.2 – Disposição e identificação das turbinas 33, 35 e 37 .....	53
Figura 4.3 – Disposição e identificação das turbinas 20, 23, 25 e 31 .....	54
Figura 4.4 – Curva de potência do fabricante Vestas V90/3000 .....	55
Figura 4.5 – Distribuição de orientação de vento da Turbina 7.....	57
Figura 4.6 – Distribuição de orientação de vento da Turbina 13.....	57
Figura 4.7 – Distribuição de orientação de vento das turbinas 20 e 25. ....	58
Figura 4.8 – Distribuição de orientação de vento da Turbina 33.....	58
Figura 4.9 – <i>Boxplot</i> de velocidade de vento, com dados em bruto, para as 12 turbinas.....	59
Figura 4.10 – <i>Boxplot</i> de velocidade de vento dados filtrados.....	60
Figura 4.11 – <i>Boxplot</i> de potência observada para dados filtrados. ....	61
Figura 4.12 – Diagrama de dispersão real com dados em bruto. ....	63
Figura 4.13 – Diagrama de dispersão com dados filtrados.....	64
Figura 4.14 – <i>Boxplot</i> de potência observada em função da velocidade de vento.....	65
Figura 4.15 – Curvas de potência observada das 12 turbinas.....	66
Figura 4.16 – Curva de potência teórica Vestas V90/3000, $\rho = 1,09 \text{ kg/m}^3$ .....	67

Figura 4.17 – <i>Boxplot</i> de potência observada em função das classes de velocidade de vento vs. curva de potência teórica. ....	68
Figura 4.18 – Curvas de potência observada das 12 turbinas vs. curva de potência teórica. ....	69
Figura 4.19 – Curva de potência mediana observada vs. curva de potência teórica.....	69
Figura 4.20 – Desvio percentual entre a potência teórica e a potência real observada em função da velocidade do vento.....	70
Figura 4.21 – Potência mediana mensal das 12 turbinas nos anos de 2011, 2012 e 2013.....	73
Figura 4.22 – <i>Boxplot</i> de potência mediana mensal. ....	73
Figura 4.23 – Velocidade de vento mediana mensal das 12 turbinas em 2011, 2012 e 2013.....	74
Figura 4.24 – <i>Boxplot</i> de velocidade de vento mediana mensal.....	75
Figura 4.25 – Intervenções realizadas entre 2011 e 2013. ....	76
Figura 4.26 – Potência e velocidade de vento medianas diárias. ....	78
Figura 4.27 – Curvas de potência de 30/07/2011 a 30/08/2011 e de 02/09/2011 a 02/10/2011. ....	78
Figura 4.28 – Potência e velocidade de vento medianas diárias. ....	88
Figura 4.29 – Curvas de potência de 11/10/2012 a 11/11/2012 e de 19/11/2012 a 19/12/2012. ....	88
Figura 4.30 – Potência e velocidade de vento medianas diárias. ....	90
Figura 4.31 – Curvas de potência de 01/01/2011 a 26/01/2011 e de 03/02/2011 a 03/03/2011. ....	91

# Índice de tabelas

Tabela 3.1 – Frequências correspondentes à variável qualitativa <i>Turbina</i> . .....	31
Tabela 3.2 – Tabela de frequências da variável velocidade de vento (Turbina 6). .....	32
Tabela 3.3 – Tabela de frequências da variável direção de vento (Turbina 13). .....	36
Tabela 4.1 – Características técnicas do parque eólico. ....	53
Tabela 4.2 – Características técnicas Vestas V90/3000 .....	54
Tabela 4.3 – Resultados dos filtros aplicados. ....	56
Tabela 4.4 – Medidas descritivas de velocidade de vento, em m/s. ....	59
Tabela 4.5 – Medidas descritivas de velocidade de vento para dados filtrados. ....	60
Tabela 4.6 – Medidas descritivas de potência ativa, em kW para dados filtrados. ....	61
Tabela 4.7 – Desvios. ....	71
Tabela 4.8 – Coeficiente de correlação para os pares (Mediana mensal de velocidade de vento, Mediana mensal de potência observada). ....	72
Tabela 4.9 – Medidas descritivas de potência mediana mensal. ....	74
Tabela 4.10 – Medidas descritivas de velocidade de vento mediana mensal. ....	75
Tabela 4.11 – Intervenções analisadas. ....	77
Tabela 4.12 – Tabela de desvio da potência antes e após a intervenção. ....	79
Tabela 4.13 – Tabela de desvio da potência antes e após a intervenção .....	89
Tabela 4.14 – Tabela de desvio da potência antes e após a intervenção. ....	92

# Simbologia

$v$	velocidade	$m/s$
$P$	potência	$W$
$\rho$	densidade do ar	$kg/m^3$
$T$	temperatura	<i>Kelvin</i>
$\bar{x}$	média aritmética	<i>Adimensional</i>
$Mo$	moda	<i>Adimensional</i>
$\tilde{x}$	mediana	<i>Adimensional</i>
$Q_i$	quartil	<i>Adimensional</i>
$s^2$	Variância amostral	<i>Adimensional</i>
$s$	desvio padrão amostral	<i>Adimensional</i>
$CV$	coeficiente de variação	$\%$
$r$	coeficiente de correlação de Pearson	<i>Adimensional</i>
$\theta$	Direção angular	<i>rad</i>
$C_p$	coeficiente de assimetria de Pearson	<i>Adimensional</i>
$d_i$	diferença relativa entre potências	$\%$

# Lista de abreviaturas

<b>APREN</b>	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
<b>DGEG</b>	Direção-Geral de Energia e Geologia
<b>EWEA</b>	European Wind Energy Association
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission (Comissão Eletrotécnica Internacional)
<b>RNA</b>	Rede Neuronal Artificial
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition (Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados)
<b>WWEA</b>	World Wind Energy Association
<b>NDE</b>	Non-drive end (Lado oposto ao ataque)
<b>DE</b>	Drive end (Lado do ataque)
<b>WMEP</b>	Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm
<b>LWK</b>	Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein
<b>NWCC</b>	National Wind Coordinating Committee

# 1 Introdução

## 1.1 Enquadramento histórico

Acredita-se que foram os egípcios os primeiros a fazer uso prático do vento. Por volta do ano 2800 AC, começaram a utilizar velas nos seus barcos como forma de auxiliar a força desenvolvida pelos remos dos escravos [1].

Segundo os historiadores, as primeiras máquinas a utilizar a energia eólica surgiram no oriente. Já em 1700 A.C., era mencionado o uso de moinhos de vento para irrigação nas planícies da Mesopotâmia. Por volta de 200 A.C., surgiram na Pérsia os primeiros moinhos verticais (Figura 1.1) que permitiam a produção de potência mecânica a partir do vento. À semelhança destes, existem igualmente registos de utilização de moinhos verticais na China, mas que, contrariamente ao moinho persa, permitia uma utilização independentemente da direção do vento [2].

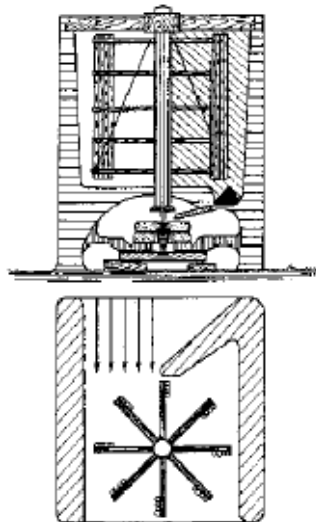


Figura 1.1 - Moinho persa [2].

Com o regresso das Cruzadas, surgiram na Europa os primeiros moinhos de vento. Distintos dos moinhos orientais nomeadamente por serem de eixo horizontal, estes fizeram o seu aparecimento apenas no século XII em Inglaterra, França e Holanda. Em Portugal a sua existência é citada num documento de 1303, mas é de admitir que a sua introdução tenha sido anterior.

O moinho de vento tipo mediterrânico, grupo ao qual pertence a maioria dos moinhos de vento portugueses (Figura 1.2), tomou uma forma particular, distinta da do norte da Europa, com telhado cónico e um número variável de velas de pano cuja origem bem se pode ir buscar no velame das embarcações [3].

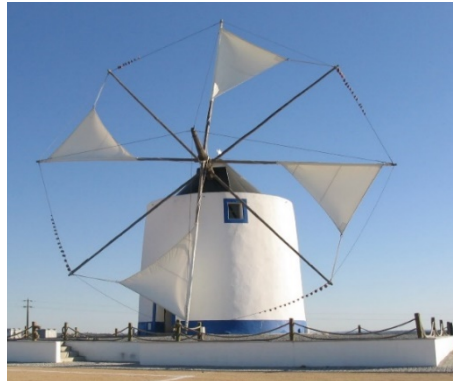


Figura 1.2 – Moinho de vento português [4].

Com a Revolução Industrial, surgiu, no final do Século XIX, a máquina a vapor, o que representou um importante marco na história da humanidade. O mundo tornou-se dependente de energia para sustentar o modo de vida que a sociedade adquiriu. Inicialmente, o carvão era a matéria-prima utilizada como fonte energética dos transportes terrestres (caminhos de ferro) e marítimos, para a produção de energia elétrica e sustentava toda a parte industrial da civilização. Com a descoberta do petróleo e da sua grande capacidade energética, verifica-se, então, um declínio na utilização da energia eólica. No entanto, com uma procura de energia elétrica cada vez maior, países com pequenas reservas de petróleo ou sem grandes rios viram-se obrigados a manter o desenvolvimento da energia eólica como forma de produção de energia elétrica. Em 1890, iniciou-se, na Dinamarca, um programa para o desenvolvimento e utilização em grande escala de turbinas eólicas de pequeno porte para produção de energia elétrica. Neste seguimento, os Estados Unidos prosseguiram, entre as décadas de trinta e sessenta, na expansão do uso de turbinas eólicas, de pequeno porte, destinadas ao fornecimento de energia elétrica em meios rurais isolados. Por outro lado, com o crescimento das redes elétricas, a Rússia investiu no desenvolvimento de turbinas eólicas de médio e grande porte conectadas diretamente à rede elétrica [1].

Um dos primeiros passos no desenvolvimento de turbinas eólicas de grande porte para aplicações elétricas ocorreu em 1931, com a primeira tentativa de ligar uma turbina eólica de corrente alternada a uma central termoelétrica. A turbina, localizada em Balaklava, era um modelo avançado de 100 kW conectado a uma central de 20 MW através de uma linha de transmissão de 6,3 kV com 30 km (Figura 1.3).



Figura 1.3 – Turbina eólica Balaklava [5].

Após o desenvolvimento deste modelo, surgiram outros modelos mais ambiciosos de 1 MW e 5 MW. No entanto, com a descoberta de novas reservas de petróleo, foram abandonados os projetos de turbinas eólicas de grande porte [5].

A Segunda Guerra Mundial (1939-1945) contribuiu para o desenvolvimento das turbinas eólicas de médio e grande porte, uma vez que os países faziam grandes esforços para economizar combustíveis fósseis. Neste período, os Estados Unidos desenvolveram um projeto de construção da maior turbina até então projetada. Tratava-se da turbina eólica Smith-Putnam cujo modelo apresentava 53,3 m de diâmetro, uma torre de 33,5 m de altura e duas pás de aço com 16 toneladas. Após o final da Segunda Guerra Mundial, os combustíveis fósseis voltaram a ser a principal fonte de energia a nível mundial. As turbinas eólicas tornavam-se, assim, pouco competitivas face a este cenário económico e os projetos em curso foram abandonados [7].

Com o choque petrolífero de 1973 a 1978, a necessidade de assegurar a diversidade e segurança no fornecimento energético, bem como a obrigação de proteger o meio ambiente levaram a um maior interesse pelas energias renováveis; fazendo com que países como os Estados Unidos, Alemanha e Suécia investissem em novos projetos para o desenvolvimento de turbinas de grandes dimensões. Nesta altura formam-se, então, parcerias entre empresas americanas e europeias em programas de investigação e desenvolvimento de turbinas de grande potência [2].

Em Portugal, a energia eólica começou a ser aproveitada para a produção de energia elétrica em 1986, com a construção do primeiro parque eólico na ilha de Porto Santo. Seguiram-se, depois, o parque eólico do Figueiral na ilha de Santa Maria, no arquipélago dos Açores, em 1988 e, finalmente, em Portugal continental, o parque eólico de Sines em 1992. Desde então, tem-se vislumbrado um crescimento progressivo da tecnologia eólica em Portugal. Grande parte da instalação de turbinas eólicas atuais decorreu entre 2005 e 2012, sendo esta tecnologia responsável pela produção de cerca de 12 TWh/ano desde 2013, como se pode verificar na Figura 1.4.

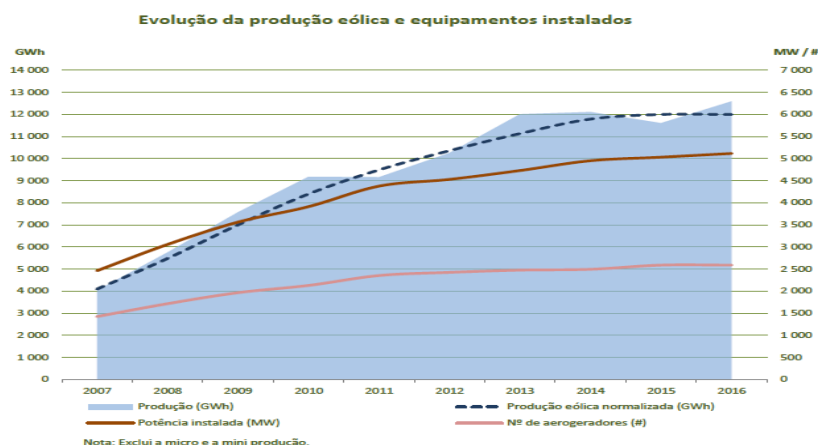


Figura 1.4 - Evolução da produção eólica e equipamentos instalados em Portugal [8].

Segundo os dados da DGEG, em julho de 2016, a potência eólica instalada em Portugal era de 5117 MW, distribuídos por 255 parques eólicos e 2590 turbinas [8].

Na implantação e desenvolvimento de um parque eólico é necessário, numa primeira fase, desenvolver estudos preliminares de forma a definir o local de implantação e o seu potencial eólico. Uma vez estabelecida a localização e conhecido o potencial eólico, o passo seguinte consiste na elaboração do projeto, tendo em consideração fatores como o fluxo de vento, a orografia do terreno, os equipamentos necessários e ainda o impacto ambiental. Apesar da maximização da produção ser o fator mais importante, nesta fase de projeto é imperativo ter em consideração as imposições normativas, uma vez que o seu licenciamento poderá ser reprovado se tais não forem respeitadas [9].

A nível internacional, foram definidas, ao longo dos anos, recomendações e normas para determinar o desempenho de potência das turbinas eólicas, tendo a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) vindo a apresentar diversos documentos normativos com o intuito de estabelecer uma norma internacionalmente aceite para a definição das características de desempenho de potência de turbinas eólicas. Entre estes documentos salienta-se a norma IEC 61400 de 2005 [10]. Esta norma estabelece os requisitos de projeto criados com o objetivo de assegurar que as turbinas eólicas são adequadamente projetadas, tendo em conta os riscos durante o período de vida estipulado. As especificações técnicas contidas na IEC 61400-12 definem os procedimentos a considerar na avaliação de desempenho de turbinas eólicas de eixo horizontal e esta subdivide-se em três partes:

- IEC 61400-12-1 – Determinação da curva de potência;
- IEC 61400-12-2 – Determinação da curva de potência com recurso a anemómetros instalados na *nacelle*;
- IEC 61400-12-3 – Avaliação do desempenho em potência de um parque eólico.

Sendo que Portugal apresenta bons valores médios de velocidade dos ventos em muitos locais, a produção de energia elétrica a partir de grandes parques eólicos, assim como por meio de médias e pequenas instalações, poderia ser uma solução para mitigar a dependência energética que Portugal possui em relação a outros países. Além disso, a contribuição dessas instalações para a produção de energia renovável e não poluente ajudaria Portugal a cumprir os compromissos assumidos quando da assinatura do Protocolo de Kyoto [11] e do Acordo de Paris no passado dia 12 de dezembro 2015.

Este crescente aumento da demanda de produção e evolução tecnológica levaram ao aumento da complexidade dos componentes, bem como dos custos associados aos mesmos. Como em qualquer outro tipo de negócio, a produção de energia através de parques eólicos, visa a maximização do lucro. Para que essa maximização seja efetiva são necessários sistemas fiáveis, com baixa taxa de avaria e consequentemente, taxas de disponibilidade elevadas.

As primeiras estratégias de manutenção, aplicadas aos sistemas eólicos, baseavam-se, essencialmente, em técnicas corretivas, isto é, as turbinas eólicas manter-se-iam em operação até ao aparecimento de uma falha. No entanto, à medida que estes equipamentos se foram desenvolvendo e massificando, esta estratégia deixou de fazer sentido. Começaram, então, a ser implementadas novas estratégias, que compreendiam inspeções periódicas, com vista a aferir o estado de funcionamento

das máquinas. As estratégias de manutenção implementadas atualmente, preveem a reparação ou substituição das peças com base no seu estado atual e no histórico de funcionamento da máquina, em vez de uma manutenção baseada nas condições médias de funcionamento previstas da máquina [12].

Tal como em qualquer tipo de máquinas, a manutenção é fundamental e isso também se aplica ao caso das turbinas eólicas. Estima-se que uma turbina eólica com 20 anos de serviço, numa instalação *onshore*, tenha custos de exploração e manutenção que rondam os 10 a 15% da sua capacidade produtiva. Neste tipo de sistemas, a diversidade de equipamentos é enorme, englobando equipamentos eletromecânicos, tais como o gerador, o transformador, diversos motores e ventiladores; e também equipamentos mecânicos, sendo exemplo disso a caixa multiplicador, os diversos rolamentos e os sistemas rotacionais [13]. Face às inúmeras turbinas eólicas instaladas em Portugal, e sendo impossível eliminar em definitivo a ocorrência de avarias, é da maior importância estudar os problemas mecânicos.

## 1.2 Estado da arte

Como forma de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, as fontes de energia renováveis receberam um grande impulso a nível mundial, sendo a energia eólica uma das responsáveis por este impulso. Nos últimos anos, a energia eólica tem tido um crescimento exponencial e a tendência é de continuar a aumentar.

A nível europeu, a diretiva 2009/28/EC estabeleceu as metas a serem cumpridas no que diz respeito à percentagem de procura energética satisfeita por energias renováveis, bem como o tempo limite para que essa cota seja atingida. Os objetivos estratégicos até 2020, no que diz respeito a alterações climáticas e sustentabilidade energética, são de se obter 20% da energia a partir de fontes renováveis, aumentar em 20% a eficiência energética e reduzir as emissões de gases com efeito de estufa em 20% relativamente aos níveis registados em 1990 [14]. Sendo que o objetivo, para Portugal, é que a produção de energia elétrica a partir de fontes eólicas atinja uma potência instalada de 5725 MW até 2020 e 6400 MW até 2030 [16]. Estas metas traduzem-se num investimento progressivo de desenvolvimento tecnológico e instalação de potência de forma a obter maior quota renovável na satisfação da procura.

### 1.2.1 Manutenção de sistemas eólicos

De modo a evitar as falhas e a permitir a redução dos custos associados à quebra de produção das turbinas eólicas, existe a necessidade de estudar os problemas mecânicos e de otimizar as estratégias de manutenção. Isto permitiria maximizar o retorno do investimento nos parques eólicos. Segundo o relatório da NWCC (*National Wind Coordinating Committee*), 75% dos custos totais com a manutenção de turbinas eólicas são relativos a intervenções não planeadas (corretivas). Pelo que, existem enormes oportunidades para reduzir os custos de manutenção não programada das turbinas

eólicas, através do uso das técnicas da manutenção preditiva, com um potencial de redução de custos de 50%, em média [17].

### 1.2.1.1 Componentes críticos

Tendo em conta os custos avultados que representam as intervenções não planeadas e de forma a adotar a estratégia de manutenção mais adequada é fundamental identificar os componentes mais problemáticos. Os vários estudos desenvolvidos neste sentido permitiram identificar os componentes críticos presentes numa turbina eólica.

Ribrant [18] analisou os dados estatísticos referentes às falhas de componentes, de cerca de 625 turbinas eólicas, instaladas nos parques eólicos suecos, num período compreendido entre 2000 e 2004. Na Figura 1.5 é possível observar a distribuição do número de falhas dos vários componentes em análise.

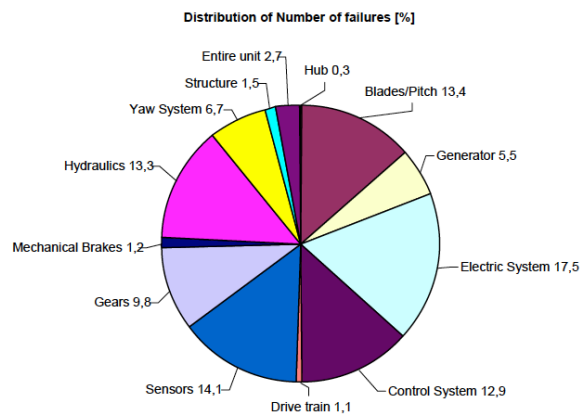


Figura 1.5 – Distribuição de falhas em parques eólicos suecos entre 2000-2004 [18].

Como se pode ver, a maioria das falhas está ligada ao sistema elétrico, seguindo-se os sensores, as pás e os respetivos componentes de controlo do ângulo de ataque (*pitch system*). Ainda no mesmo estudo, e para os mesmos dados, o autor analisou, igualmente, os tempos de paragem associados às falhas dos diversos componentes. Os resultados obtidos podem ser vistos na Figura 1.6.

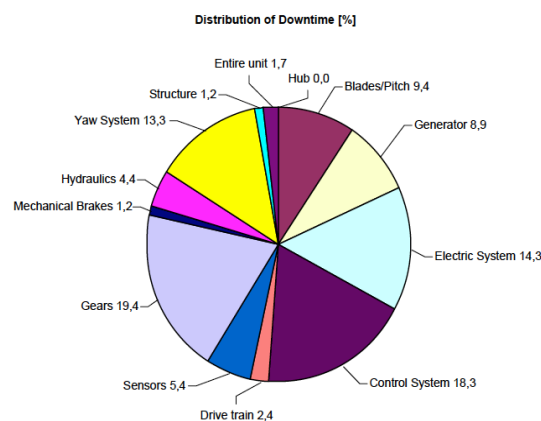


Figura 1.6 – Distribuição dos tempos de paragem [18].

Como se pode observar, o componente mais problemático, ou seja, aquele que provoca, em média, o tempo de paragem mais elevado, revela ser a caixa de engrenagens, seguida pelos sistemas de controlo e pelo sistema elétrico. É ainda de salientar que em alguns casos, como no caso da caixa de engrenagens, para além deste tipo de intervenção acontecer com alguma frequência também originam os maiores tempos de indisponibilidade (*downtimes*) por falha, quando comparados com os outros componentes.

Ainda neste seguimento, o trabalho desenvolvido por Sheng [19] permitiu determinar as causas de falha mais frequentes em turbinas eólicas, bem como as falhas que originam os tempos de paragem mais elevados. Este relatório apresenta uma análise dos dados recolhidos da LWK (*Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein*) e do WMEP (*Wissenschaftliches Messund Evaluierungsprogramm*). Os resultados obtidos podem ser observados na Figura 1.7.

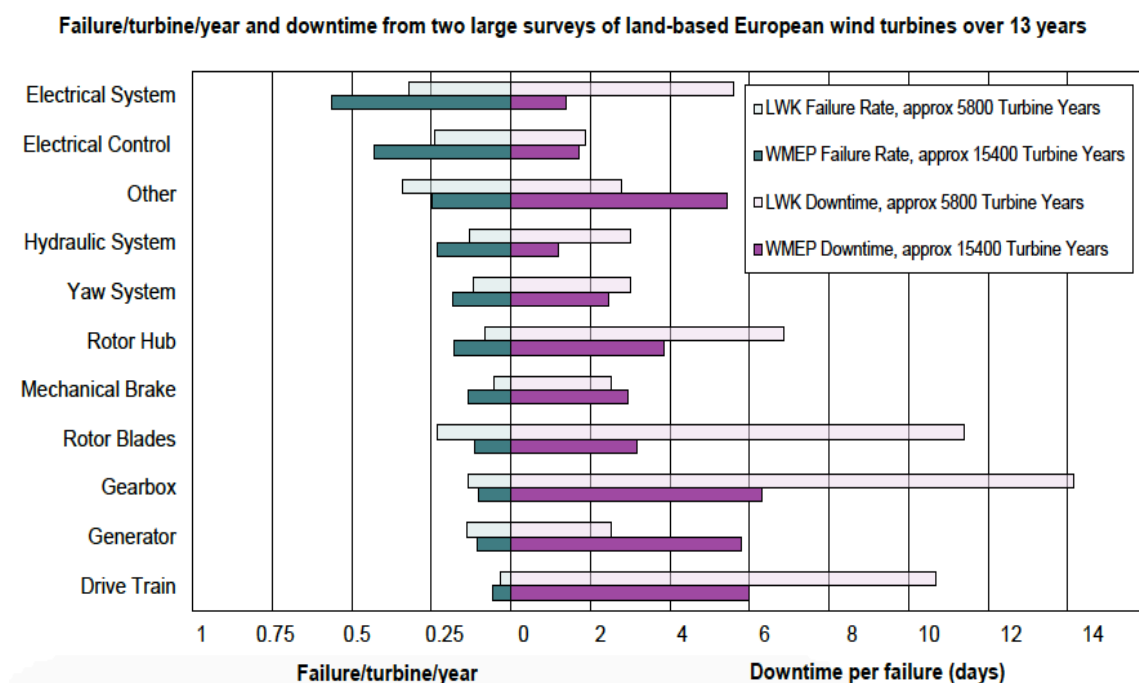


Figura 1.7 – Taxa de falha e tempo de paragem [19].

Verifica-se, assim, que o sistema elétrico apresenta a taxa de falha mais elevada. No entanto, a caixa de engrenagens é responsável pelos tempos de paragem mais longos. Este estudo conclui, ainda, que 75% das falhas representam 5% do tempo total de paragem do equipamento, devido a avarias e que os restantes 25% são responsáveis por 95% do tempo de paragem.

Os referidos estudos mostram que a caixa de engrenagem, o gerador e o sistema de transmissão são os componentes considerados críticos, uma vez que originam os maiores tempos de indisponibilidade por falha, quando comparados com os outros componentes.

### 1.2.1.2 Impacto na produção

Como visto anteriormente, 75% dos custos totais com a manutenção de turbinas eólicas são relativos a intervenções não planeadas. Os tempos de paragem associados a estas avarias e à sua reparação provocam avultados prejuízos na produção. Neste sentido, foram efetuados alguns estudos em parques eólicos, com o objetivo de quantificar o impacto, das avarias mais frequentes, na produção. Estes estudos, baseiam-se, essencialmente, em registos de dados e relatórios elaborados pelas equipas de manutenção dos parques eólicos.

Em Tavner et al. [20] utilizaram-se os dados recolhidos pelo *Windstats*, entre os anos de 1994 e 2004, para analisar a fiabilidade dos componentes das turbinas eólicas instaladas nos parques eólicos alemães e dinamarqueses. Os resultados obtidos revelam uma taxa de falhas de cerca de 120 horas por ano, nas turbinas da Alemanha; o que representa mais de 1,3% do tempo de paragem por ano, devido a falhas dos componentes.

No trabalho desenvolvido por Staffell e Green [21] foram analisados os dados referentes a 282 turbinas eólicas do Reino Unido, no período de 2002 a 2012. Verificou-se que a disponibilidade dos equipamentos não é constante ao longo do tempo. Segundo este estudo, as turbinas eólicas perdem 1,6% da sua capacidade de produção de energia por ano. Este nível de degradação, ao longo de vinte anos, reduz a produção eólica em 12%, aumentando o custo da eletricidade em 9%.

### 1.2.1.3 Técnicas de deteção de avarias

De uma forma geral, o principal objetivo da manutenção é evitar qualquer tipo de avaria. No entanto, pelo facto de existir um desgaste dos próprios componentes presentes nas turbinas eólicas, este objetivo nem sempre pode ser atingido. Com vista a reduzir ao máximo as intervenções não programadas e os custos inerentes, devido às falhas referidas anteriormente, têm vindo a ser implementadas, por parte das empresas, políticas de manutenção condicionada e as respetivas técnicas de monitorização.

Neste sentido, Verbruggen [22] realizou um estudo sobre os métodos mais utilizados na deteção e análise de avarias e a sua aplicação em turbinas eólicas. De acordo com o estudo realizado, as técnicas de monitorização mais usuais baseiam-se em análise de vibrações, análise de óleo, termografia, condições físicas dos materiais, acústica, efeitos elétricos, parâmetros processuais, inspeções visuais, desempenho do sistema e sinais de sensores. Segundo este autor, a análise de vibrações é a técnica mais utilizada em equipamentos rotativos, podendo ser utilizada para detetar e diagnosticar anomalias em veios, rolamentos, caixas de transmissão, compressores, motores, turbinas, bombas e geradores. Normalmente, o tipo de análise realizada depende da gama de frequências em que os defeitos se manifestam, sendo adequada a análise do deslocamento para as baixas frequências, da velocidade na gama média de frequência, da aceleração em alta-frequência e "*Spectral Emitted Energy*" em muito alta-frequência. No caso das turbinas eólicas, a análise de vibrações pode ser

utilizada para monitorizar as engrenagens e os rolamentos da caixa multiplicadora, os rolamentos do gerador e da torre.

Outro método, com grande aplicação na deteção de avarias em turbinas eólicas, é a análise e deteção de partículas em suspensão no óleo. Nas partes rotativas lubrificadas, a qualidade dos óleos é preponderante e verificada com regularidade. Esta técnica tem, essencialmente, dois objetivos: verificar a qualidade do óleo; e, em simultâneo, o estado de degradação das partes mecânicas lubrificadas. Geralmente, este procedimento é realizado através da recolha de amostras. Porém, existem casos onde são usados sensores para determinar o grau de contaminação do óleo, e a consequente necessidade de mudança do filtro, ou determinação de existências de peças com desgaste excessivo.

Apesar de ser maioritariamente utilizada na deteção de anomalias elétricas, a termografia pode, igualmente, revelar-se uma ferramenta a ter em consideração no controlo da condição, em equipamentos mecânicos. As principais falhas detetadas por este processo incluem os pontos quentes devido à degradação dos componentes, como no caso dos rolamentos.

A monitorização de parâmetros do processo é, igualmente, uma técnica muito usual e está diretamente relacionada com os sistemas de controlo. Para este fim, existem equipamentos de aquisição de dados que permitem monitorizar determinadas variáveis características de cada equipamento. Posteriormente, estes dados são comparados com os dados de funcionamento em regime normal, permitindo confirmar a existência ou não de uma avaria. As técnicas de comparação dos dados são variadíssimas e dependem, em concreto, do comportamento das variáveis. As metodologias existentes efetuam a deteção de avarias através da comparação com o valor médio, com o valor eficaz e/ou valor instantâneo. Outras metodologias efetuam esta deteção através da análise de frequência, de redes neuronais, de redes *neuro-fuzzy*, de lógica *fuzzy* e processamento de imagem, entre outras [23].

No entanto, de um modo geral, nenhuma das técnicas de controlo de condição pode ser considerada, de forma isolada, como absolutamente suficiente. Na realidade uma técnica pode cobrir uma larga gama de potenciais causas de avaria; porém, não será suficiente para garantir a deteção de todas as causas de degradação possíveis. Desta forma, é natural que haja complementaridade entre as diversas técnicas.

Nas modernas turbinas eólicas, a monitorização dos parâmetros de processo e deteção de avarias é feita através do sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Este sistema atua como “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 do parque eólico. O sistema SCADA mantém um registo de toda a atividade com uma taxa de contagem determinada, nomeadamente 10 minutos, o que permite ao operador determinar qual a ação corretiva a tomar, caso seja necessário. Regista igualmente o nível de energia produzido, disponibilidade, erros

e sinais de falha. Esta informação serve de base para questões de garantia e de reclamações. 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, o sistema SCADA também tem de implementar todos os requisitos do contrato de ligação. O sistema regista, ainda, as datas de ocorrência das falhas no sistema, deste modo, em conjunto com as ordens de trabalho de manutenção e os respetivos relatórios, é possível identificar o tipo específico de falha e os componentes envolvidos [24].

Neste sentido, Santiago [25] utilizou a curva de potência do fabricante, os dados SCADA e os dados históricos das intervenções das equipas de manutenção para avaliar o desempenho, e prever avarias em turbinas eólicas. A comparação entre as curvas de potência reais e a referência fornecida pelo fabricante permitiu avaliar o funcionamento das turbinas eólicas, e identificar aquelas com os piores desempenhos médios anuais. Através da análise dos registos das intervenções de manutenção foi possível associar os baixos desempenhos das turbinas mais problemáticas às anomalias registadas.

Igualmente nesse sentido, Jervell [26] tentou encontrar algumas explicações para o comportamento irregular do funcionamento das turbinas eólicas do parque em análise, nomeadamente em relação ao que era esperado em termos de energia elétrica produzida. Com esse objetivo, efetuou-se uma análise aos dados do vento, registados na estação de medição colocada no interior da área abrangida pelo parque eólico. Com recurso a programas de cálculo de condições de vento a partir de dados obtidos num determinado ponto, tentou-se estimar o regime de ventos nos locais onde estavam instaladas as turbinas. *A posteriori* realizou-se uma comparação dos resultados de forma a tentar identificar eventuais locais onde as condições de ventos sejam mais complexas. As medições de curta duração, realizadas com recurso à anemometria por ultra-sons, permitiram analisar detalhadamente o comportamento do escoamento dos ventos do parque eólico. *A posteriori*, pela análise dos registos de desempenho da curva de potência das turbinas, este estudo evidenciou algumas anomalias provocadas por flutuações do escoamento atmosférico ou por problemas mecânicos, tais como operações de manutenção.

### **1.2.2 Curvas de potência**

Devido à complexidade da dinâmica envolvente nas turbinas eólicas, surge, naturalmente, a necessidade de introduzir novos métodos que permitam estimar a produção energética destes equipamentos. O método apresentado por Milan [27] permite caracterizar o comportamento de qualquer turbina eólica, modelando a sua curva de potência dinâmica a partir dos valores de potência produzida. Embora se encontre ainda em desenvolvimento, o modelo apresentado oferece resultados promissores e bastante superiores aos obtidos através do procedimento imposto pela IEC; uma vez que pode ser aplicado a dados recolhidos num curto espaço de tempo, enquanto que o procedimento da IEC necessita de meses de recolha de dados. Uma das grandes vantagens desta abordagem é de permitir obter resultados específicos de cada turbina isoladamente, tornando-se, assim, possível comparar objetivamente as turbinas.

Ainda, como metodologia alternativa ao estudo da curva de potência de uma turbina eólica, Aguiar [28] averiguou a influência da orografia do terreno, os efeitos de esteira, o perfil de velocidade do vento e a intensidade média de turbulência no desempenho de turbinas eólicas tendo como base das estimativas as curvas de potência indicadas pelos fabricantes. Dos resultados obtidos constatou-se que a utilização de turbinas eólicas em locais com características de vento e terreno muito complexo pode conduzir a um desempenho e a uma produção energética significativamente inferiores às esperadas. A observação das características dos terrenos analisados neste estudo, permitiu concluir que os graus de variação da orografia estão associados à intensidade média de turbulência; sendo esta tanto maior quanto maior for a sua inclinação e influenciando, desta forma, a curva de potência.

Não sendo a energia eólica uma fonte de energia totalmente controlável, a sua integração nos sistemas de energia constitui um desafio, uma vez que a potência injetada poderá sofrer oscilações bruscas provocando um desequilíbrio na rede. Com o objetivo de compreender este tipo de fenômenos, Gonçalves [29] propôs um modelo para o cálculo da potência ativa através da interpolação do coeficiente de potência, rendimento da caixa de velocidades e rendimento do gerador; baseado na informação recolhida da velocidade do vento, orientação das turbinas, potência ativa e velocidade de rotação do rotor. Com base em métodos de estatística circular foi feita a análise da distribuição diária e anual da diferença entre a potência ativa observada e a potência ativa teórica. Além disso, de modo a obter um método interpolativo para a potência ativa de uma turbina Nordex N90/2300, foram utilizados métodos de interpolação polinomiais e Gaussianos. Por fim, com o fim de prever a produção anual de energia elétrica do parque, foram utilizadas funções de densidade de probabilidade acumulada não paramétricas, de modo a caracterizar a distribuição local do vento. Um resultado importante retirado deste estudo foi o facto de 6% da potência observada em condições operacionais reais se situar acima do limite superior da potência teórica do fabricante. No entanto, o estudo revela ainda que em alguns casos, a potência observada se situa abaixo da potência teórica. Pelo que se pode afirmar que estas poderão ter implicações no “rendimento financeiro” do capital investido, uma vez que a potência observada é inferior à teórica.

As curvas de potência teóricas fornecidas pelos fabricantes assumem condições meteorológicas e orografias ideais. No entanto, na prática, estas turbinas nunca são utilizadas em condições ideais e, por isso, as curvas de potência baseadas em dados reais podem ser substancialmente diferentes das curvas teóricas devido à localização da turbina, densidade do ar, distribuição de velocidade do vento, questões mecânicas e de controlo, bem como, devido a incerteza nas medições. Por este motivo, foram desenvolvidos vários métodos estatísticos, de forma a ajustar a curva de potência empírica de uma turbina eólica e podem ser divididos em métodos paramétricos e não-paramétricos [29]. Os métodos paramétricos são baseados em modelos matemáticos desenvolvidos por um grupo de funções com um número de parâmetros que descrevem a curva de potência da turbina eólica; por exemplo, modelos de regressão polinomial e modelos baseados em distribuições probabilísticas de quatro ou cinco parâmetros, como no caso descrito anteriormente. Porém, nenhum dos métodos referidos garante o melhor resultado em todos os casos. Isto é, para um determinado conjunto de dados, um método específico pode funcionar melhor, mas noutro conjunto de dados, outro método pode garantir melhores

resultados. É, por isso, importante averiguar o desempenho de diferentes procedimentos estatísticos no ajustamento da curva de potência com vista a decidir qual o método mais adequado.

Pelo motivo referido anteriormente, foram desenvolvidos vários estudos recorrendo a métodos não-paramétricos já que estes não impõem nenhum modelo pré-especificado e tentam produzir uma estimativa da curva de potência mais próxima dos dados observados. Estes métodos têm a grande vantagem de permitir modelar com grande precisão uma vasta gama de formas possíveis de curvas de potência, não necessitando de assumir uma estrutura ou distribuição específica para os dados. São exemplos de métodos não-paramétricos as redes neuronais e métodos de lógica *fuzzy*.

Com o objetivo de comparar os métodos paramétricos e os métodos não-paramétricos, Shokrzadeh et al. [30] modelaram a curva de potência de uma turbina eólica com base nos dados operacionais de potência produzida. Recorrendo a dois conjuntos de dados simulados, bem como a dados reais, avaliaram dois métodos paramétricos e dois métodos não-paramétricos. Nomeadamente, os modelos de regressão polinomial, regressão linear ponderada, *splines* de regressão e *splines* penalizados. Apesar de ser utilizado como método paramétrico de referência no ajustamento da curva de potência, este estudo demonstrou que os modelos de regressão polinomial possuem algumas limitações por serem muito sensíveis a valores atípicos. Segundo este estudo, o modelo de *splines* penalizados proposto permite escolher um único parâmetro e, assim, fornecer um bom ajustamento da curva de potência. Pelo que revela um melhor desempenho face aos outros métodos.

Um bom exemplo da lógica *fuzzy* aplicada na modelação da curva de potência de turbinas eólicas é descrito por T. Üstüntaş e A. Şahin [31]. A modelação da curva de potência da turbina eólica através de uma abordagem de lógica *fuzzy*, e a posterior comparação com a curva de potência obtida através do modelo estatístico dos mínimos quadrados, permitiram verificar que os resultados obtidos numa abordagem de lógica *fuzzy* são bastante mais satisfatórios.

Como visto anteriormente, um dos principais problemas na engenharia eólica reside na estimação da potência de saída das turbinas eólicas uma vez que estes dependem de diversas variáveis. Devido à relação não-linear entre a potência de saída de uma turbina eólica e as variáveis observáveis, as redes neuronais artificiais (RNA) mostram ser bastante adequadas na modelação de curvas de potência. F. Pelletier et al. [32] demonstraram que estas redes possuem a capacidade de manipular simultaneamente diversos parâmetros. Segundo o estudo realizado, foram modeladas, com sucesso, as curvas de potência baseadas em seis parâmetros diferentes. Através de uma rede neuronal de alimentação direta com um algoritmo de *back-propagation*, foi desenvolvida uma modelação por etapas. Na primeira fase, a potência de saída é modelada com a velocidade do vento e a densidade do ar e, uma vez obtida a solução convergente da primeira RNA, a potência é normalizada para a densidade média dos dados experimentais. Na segunda fase, a rede neuronal é modelada através da correlação entre os dados de potência determinados anteriormente e uma nova variável de interesse e assim sucessivamente com todas as variáveis relevantes. A comparação dos resultados desta técnica de modelação com os métodos paramétricos, e não-paramétricos, revela tratar-se de um método capaz

de modelar adequadamente o desempenho energético das turbinas eólicas, uma vez que permite incorporar vários parâmetros na sua análise.

### **1.3 Objetivos e motivações**

Como visto na secção anterior, os estudos desenvolvidos com base nas curvas de potência centram-se, essencialmente, em metodologias para a estimação das mesmas. Por outro lado, os estudos direccionados para a manutenção de turbinas eólicas centram-se nas técnicas de deteção de avarias, assim como na identificação dos componentes com maiores tempos de paragem e maiores taxas de avarias. Contudo, considerando os custos avultados que representam as substituições dos principais componentes, torna-se importante saber qual a influência dessas substituições nas curvas de potência. Este facto revela-se ainda mais pertinente, uma vez que a pesquisa bibliográfica realizada não permitiu evidenciar qualquer estudo que relacione a manutenção com a curva de potência das turbinas eólicas.

Assim, com o intuito de avaliar a influência, nas curvas de potência, da substituição dos componentes considerados mais relevantes foram recolhidos os dados referentes à potência ativa, à velocidade do vento, à velocidade de rotação do rotor e à direcção do vento. Os dados recolhidos das turbinas de um parque eólico na Pampilhosa da Serra contam com uma frequência de amostragem de 10 minutos, entre as 0h00 do dia 1 de janeiro de 2011 e as 24h00 do dia 31 de dezembro de 2013. Com os dados recolhidos, em cada turbina, é possível modelar a curva de potência nos períodos anteriores e posteriores às substituições. Com esta abordagem pretende-se verificar se houve ou não benefícios trazidos pela substituição do(s) componente(s), ou seja, se existe uma maior eficiência da turbina após a intervenção.

Par tal, este estudo visa criar, numa primeira fase, uma metodologia para determinar, aproximar e expressar analiticamente a curva de potência real observada. Numa segunda fase, pretende-se implementar esta metodologia no *software RStudio* e aplicá-la na análise de turbinas eólicas reais. Deste modo, procura-se que as empresas detentoras de parques eólicos usufruam de uma ferramenta que permita apoiar e ajustar as estratégias de manutenção.

### **1.4 Estrutura**

O presente trabalho encontra-se organizado em 5 capítulos. O Capítulo 1 apresenta o enquadramento histórico da utilização da energia proveniente do vento, o enquadramento histórico da manutenção em turbinas eólicas e o estado da arte da manutenção em sistemas eólicos. É ainda neste capítulo que se encontram os objetivos a que o estudo se propõe, bem como a estrutura e organização do próprio trabalho.

O Capítulo 2 apresenta uma breve descrição sobre o princípio de formação e a origem do vento. Seguidamente são enunciados os principais componentes presentes nas turbinas eólicas de eixo horizontal. Por fim é apresentado o suporte teórico no apoio à interpretação das curvas de potência.

O Capítulo 3 apresenta o enquadramento teórico estatístico. Este capítulo é, assim, dedicado à descrição das ferramentas estatísticas utilizadas no caso de estudo.

O Capítulo 4 é dedicado ao desenvolvimento do caso de estudo, fazendo-se uma descrição de um parque eólico na Pampilhosa da Serra e da turbina Vestas V90/300. Posteriormente, realizou-se uma validação dos dados utilizados e análise preliminar das variáveis mais importantes. Nas secções seguintes, encontra-se a metodologia utilizada na obtenção das curvas de potência observada. Por fim, a última secção deste capítulo, é dedicada ao estudo da influência das ações de manutenção na eficiência das curvas de potência.

No Capítulo 5 são apresentadas, de forma resumida, as conclusões do estudo realizado e sugeridos possíveis futuros trabalhos.

## 2 Vento e turbinas eólicas

### 2.1 Vento e circulação atmosférica

A denominação “vento” refere-se, comumente, ao movimento horizontal do ar, ou seja, paralelamente à superfície da Terra. O vento, como agente meteorológico, atua nas alterações das condições climáticas, sendo responsável pelo transporte de humidade e de energia na atmosfera. A energia do vento tem uma enorme capacidade destrutiva quando associada a fenómenos como furacões ou tornados. Porém, em condições adequadas, o vento pode ser uma fonte alternativa de energia através da conversão da sua energia cinética em energia elétrica.

A origem do vento provém da radiação solar. As regiões tropicais, estando mais próximas do sol, são mais aquecidas do que as regiões polares. Este fenómeno provoca um aquecimento não uniforme e, conseqüentemente, diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre. Por outro lado, o próprio movimento de rotação da Terra gera uma força de inércia denominada força de Coriolis, que obriga o vento a rodar no sentido anti-horário nas zonas de baixa pressão do hemisfério norte e no sentido horário no hemisfério sul. O ar quente nas baixas altitudes das regiões tropicais, sendo mais leve e menos denso, tende a subir em direção às camadas superiores da atmosfera. Por sua vez as massas de ar frio mais pesado e mais denso, que se deslocam das regiões polares, tendem a descer e ocupar o espaço deixado pelo ar quente [33]. É deste deslocamento de massas de ar que resulta a formação dos ventos, como representado na Figura 2.1.

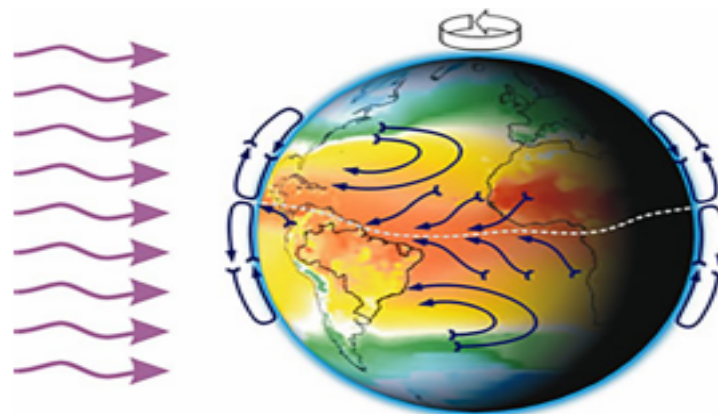


Figura 2.1 – Mecanismo de formação dos ventos [34].

### 2.2 Tipos de turbinas e princípios de funcionamento

As turbinas eólicas modernas seguem, essencialmente, duas configurações básicas, as turbinas de eixo vertical e as de eixo horizontal. Contudo, nas próximas secções será apenas feita a descrição das turbinas (e respetivos componentes) de eixo horizontal, uma vez que o modelo das turbinas abordadas no contexto deste trabalho tem esta configuração.

As turbinas eólicas de eixo horizontal, tal como o nome indica, caracterizam-se por possuírem o seu eixo rotacional na direção horizontal. Estas turbinas apresentam algumas desvantagens; nomeadamente, o facto de terem de ser orientadas segundo a direção do vento, necessitarem da colocação da caixa de velocidades e do gerador à altura do eixo de rotação e, por fim, por apresentarem limites de funcionamento, consoante a magnitude de velocidade do vento. Apesar das referidas desvantagens, atualmente, estas são turbinas de eleição na produção de energia elétrica uma vez que apresentam um maior coeficiente de potência, ou seja, uma maior eficiência [29].

As turbinas de eixo horizontal podem ser classificadas de acordo com a posição do rotor relativamente à torre, o diâmetro varrido pelas pás pode estar a montante do vento (*upwind*) ou a jusante do vento (*downwind*) [35], como representado na Figura 2.2.

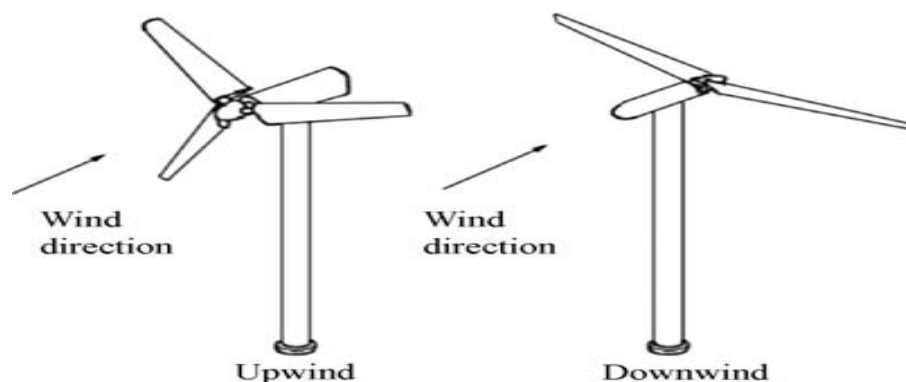


Figura 2.2 – Tipos de turbina de eixo horizontal (*upwind* e *Downwind*) [36].

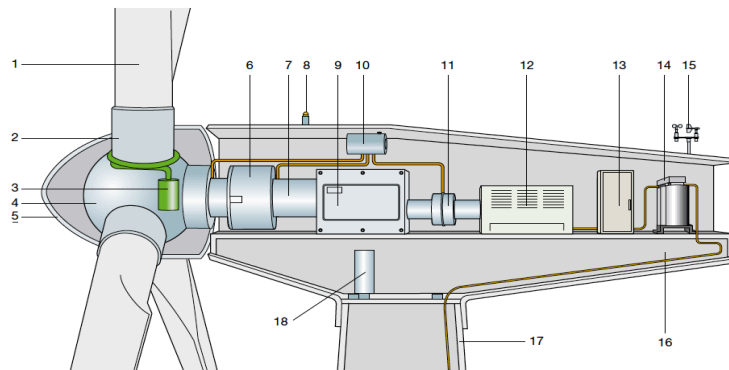
Nas turbinas *downwind* o vento incide na área de varredura do rotor na parte posterior da turbina eólica. A vantagem destas turbinas reside no facto de não necessitarem de mecanismos de orientação direcional em relação ao vento, permitindo um auto-alinhamento do rotor na direção do vento. Porém, a sua utilização tem vindo progressivamente a ser abandonada devido à perturbação no escoamento no rotor provocada pela torre.

Nas turbinas do tipo *upwind* o vento incide na área de varredura do rotor pela zona frontal da turbina, sendo a sua principal vantagem o facto de evitar a turbulência causada pela torre, motivo pelo qual, grande parte das turbinas atuais sejam do tipo *upwind*. As principais desvantagens são: a passagem periódica das pás pela torre, que causam uma variação de binário na turbina eólica, e a necessidade do mecanismo de orientação direcional, que provoca uma maior carga na torre comparado com as turbinas *downwind* [37].

## 2.3 Componentes de uma turbina

Na generalidade, as turbinas eólicas do tipo *upwind* são compostas por quatro componentes primários (torre, *nacelle*, cubo e pás) e por sub-componentes internos, como o rotor, o rolamento principal, a caixa multiplicadora, o gerador e pelos sistemas de travagem, orientação da *nacelle* e de medição da intensidade e direção do vento.

Os principais componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal encontram-se representados na Figura 2.3.



Legenda			
1.	Pá	10.	Travão mecânico
2.	Suporte da pá	11.	Dispositivo de arrefecimento hidráulico
3.	Controlador de ângulo de ataque	12.	Gerador
4.	Cubo	13.	Conversor e controlador de potência
5.	Cone	14.	Transformador
6.	Chumaceira principal	15.	Anemómetro e cata-vento
7.	Veio principal	16.	Nacelle
8.	Sinalização aérea	17.	Torre
9.	Caixa multiplicadora	18.	Dispositivo de rotação – <i>Yaw System</i>

Figura 2.3 – Componentes de uma turbina eólica (adaptado de [38]).

## Nacelle

A *nacelle* tem como principal função, proteger os componentes mecânicos e elétricos dos fatores climáticos. A sua estrutura de aço encontra-se apoiada sobre uma base móvel, permitindo uma orientação adequada de acordo com a direção do vento (*Yaw System*). A *nacelle* possui ainda uma abertura central, permitindo o acesso ao seu interior a partir da torre [39].

Na Figura 2.4, pode observar-se o exterior e o interior de uma *nacelle* de uma turbina eólica Vestas – V90/3000.



Figura 2.4 – Exterior e interior de uma *nacelle* de uma turbina eólica de 5 MW [36].

No exterior da *nacelle* encontram-se os sensores responsáveis pela medição dos parâmetros referentes ao vento, nomeadamente a sua orientação, através do cata-vento e a sua intensidade,

através do anemómetro. Estes instrumentos podem ser inspecionados por via de uma abertura existente na parte superior da *nacelle* [29].

## Cubo

O cubo é o componente de ligação entre as pás e o veio principal da turbina eólica. Uma vez que se encontra sujeito às elevadas cargas geradas pelas pás, este componente terá de oferecer grande resistência mecânica [29].

Existem essencialmente três tipos de cubos aplicados às turbinas de eixo horizontal modernas, a saber: rígido (*Rigid*), articulado (*Hinged*) e em balanço (*Teetering*) [36]. Como se pode verificar na Figura 2.5, os vários tipos de cubo distinguem-se pela orientação das pás segundo o plano transversal da turbina eólica de eixo horizontal. Contudo, será apenas feita a descrição do cubo do tipo rígido, uma vez que se trata do tipo de cubo instalado nas turbinas abordadas no contexto deste trabalho.

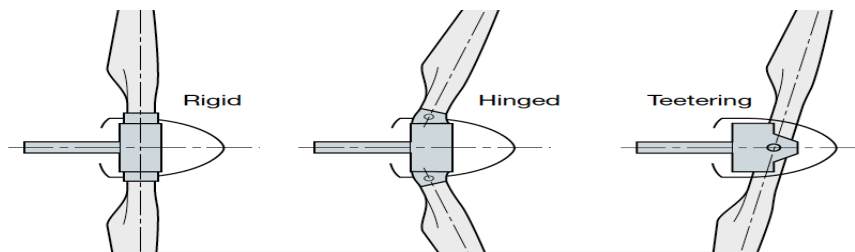


Figura 2.5 – Tipos de cubo existentes [40].

Este tipo de cubo é o mais comum nas turbinas de eixo horizontal e praticamente o único utilizado nas turbinas eólicas de três ou mais pás. Tal como o nome indica, o cubo do tipo rígido é concebido de forma a manter os principais componentes fixos em relação ao veio principal. No entanto, estes equipamentos, possuem um sistema que permite o ajustamento do ângulo de ataque das pás (*Pitch System*). Este sistema otimiza a produção de energia elétrica de acordo com a velocidade do vento, e pode pará-las quando a velocidade for inferior (*cut-in*) ou superior (*cut-out*) [36]. A estrutura principal é construída numa peça única e compacta, como exemplificado na Figura 2.6.



Figura 2.6 – Cubo do tipo rígido [36].

Este tipo de cubo deve acomodar os mecanismos e motores para o ajustamento do ângulo de ataque das pás, bem como os rolamentos para fixação das pás. Nas turbinas de grande porte, o acoplamento entre as pás e o cubo é feito por flanges aparafusadas [36].

## Pás

As pás das turbinas eólicas são dispositivos aerodinâmicos responsáveis pela interação com o vento, convertendo parte da sua energia cinética em trabalho mecânico (Figura 2.7).

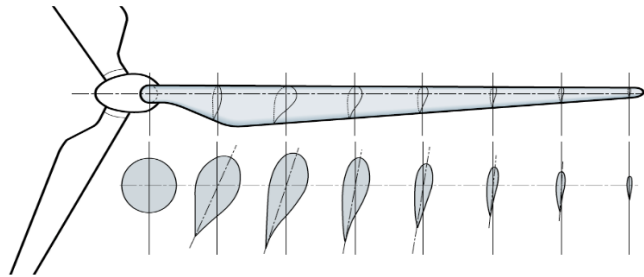


Figura 2.7 – Perfil de pá de uma turbina eólica [40].

Estes dispositivos são baseados no princípio da sustentação desenvolvido para as asas dos aviões, à qual se adiciona tecnologia própria, uma vez que as turbinas eólicas funcionam em condições adversas, com mudanças de direção e velocidade do vento [35].

## Rotor

O rotor é composto pelas pás, pelo controlador do ângulo de ataque das pás (*Pitch System*), pelo cubo e pelo cone que, além de melhorar o desempenho aerodinâmico do vento projetado ao redor da turbina, também ajuda a proteger os componentes internos.

O rotor é responsável pela captação da energia cinética presente no vento, transformando-a em energia mecânica de rotação. Este conjunto de componentes caracteriza-se pelo número e perfil das pás e orientação do ângulo de ataque em relação à direção do vento, pelo que a sua configuração influencia o rendimento global do sistema. Estima-se que o acréscimo na energia capturada do vento se situe entre os 3% e os 5%, quando se passa de duas para três pás. No entanto, esta percentagem torna-se progressivamente menor à medida que se aumenta o número de pás. Muito embora a solução com duas pás apresente benefícios relacionados com a diminuição do peso e dos custos, esta razão motivou que grande parte das turbinas, em operação atualmente, apresentem rotores de três pás [37].

## Sistema de transmissão mecânico

A transferência de energia mecânica entre o rotor e a caixa multiplicadora (*gearbox*) é assegurada pelo veio principal de baixa velocidade (*low speed shaft*). Este veio, apoiado em dois

rolamentos, é igualmente responsável pela transmissão das cargas suportadas pelo rotor para a estrutura da *nacelle* (Figura 2.8).

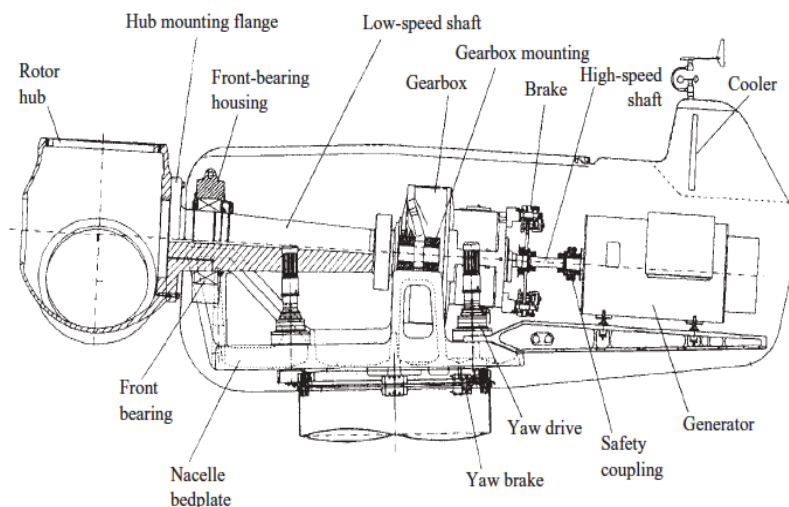


Figura 2.8 – Vista de corte da *nacelle* [38].

O rolamento dianteiro (*front bearing*), também designado por rolamento principal, encontra-se o mais próximo possível da flange de ligação ao cubo (*rotor hub*), de forma a minimizar o momento provocado pelo rotor em balanço. A caixa multiplicadora, instalada na outra extremidade do veio de baixa velocidade, incorpora o rolamento traseiro, reduzindo as cargas suportadas pelo mesmo [38].

### Caixa multiplicadora

A velocidade típica de rotação do rotor varia entre 10,5 rpm e 24,4 rpm, contudo a velocidade de rotação para o gerador varia entre 1500 rpm e 1950 rpm. A caixa multiplicadora é o órgão mecânico que liga o rotor da turbina ao rotor do gerador. A sua função é multiplicar a velocidade de rotação transmitida pelas pás ao veio de baixa velocidade, de forma que o veio de alta velocidade consiga transmitir uma velocidade de rotação que permita ao gerador funcionar. Isto é, a velocidade do vento induz uma determinada velocidade de rotação no veio de baixa velocidade. Tendo em conta a frequência da rede, esta velocidade tem que ser multiplicada para que o gerador consiga produzir à frequência da rede, tendo em conta o número de pólos do mesmo. A velocidade de sincronismo do rotor de um gerador de indução depende da frequência da rede e do número pólos, sendo que o número de pólos é definido de acordo com a velocidade de rotação da forma seguinte: 4 pólos = 1500 rpm; 6 pólos = 1000 rpm. A velocidade de sincronismo é assim inversamente proporcional ao número de polos, de forma a que a corrente elétrica gerada seja injetada na rede [41]. A caixa multiplicadora, presente nos sistemas eólicos modernos e cujo um exemplo pode ser visto na Figura 2.9, permite desta forma que a velocidade de rotação do gerador seja superior à velocidade de rotação do rotor.

Este sistema de transmissão deve ser projetado para suportar os esforços resultantes da variação de velocidade e direção do vento. No entanto, a caixa multiplicadora apresenta algumas

desvantagens que se traduzem por perdas de energia mecânica devidas a vibrações, atritos, ruídos e aquecimentos. Estas desvantagens implicam a utilização de sistemas de lubrificação no interior da *nacelle*. Estes sistemas de lubrificação são compostos pela bomba e o filtro de óleo, pelas resistências que permitem o aquecimento do óleo à entrada da caixa e, ainda, de ventiladores para o posterior arrefecimento do óleo hidráulico [36].

De referir, ainda que o sistema de lubrificação da caixa é assegurado através de uma bomba de óleo. O óleo bombeado do seu reservatório passa pelo permutador de calor antes de entrar novamente na caixa multiplicadora.



Figura 2.9 – Caixa multiplicadora Winergy – Vestas V80-2MW [39].

## Gerador

O gerador é o componente responsável pela conversão da energia mecânica de rotação em energia elétrica. O gerador pode ser ligado diretamente à rede elétrica através de um transformador ou ligado a conversores eletrónicos de potência. Dependendo da tensão nominal do gerador e do transformador, o gerador pode ser ligado à rede de baixa, média, alta ou muito alta tensão, sendo que o mais usual é encontrar os geradores ligados à rede de média tensão.

As turbinas eólicas conectadas à rede elétrica utilizam dois tipos de geradores trifásicos, de corrente alternada, para realizar a conversão de energia mecânica em energia elétrica: os geradores assíncronos (ou de indução) e os geradores síncronos. Porém, será apenas feita a descrição do gerador assíncrono, uma vez que se trata do tipo de gerador presente nas turbinas abordadas no contexto deste trabalho.

O termo “gerador de indução duplamente alimentado” é proveniente da sua topologia. Este tipo de gerador é assim designado por possuir tensão nos terminais do estator através da ligação à rede e nos terminais do rotor através da ligação dos mesmos a conversores eletrónicos de potência. Este sistema permite que o gerador funcione com velocidade variável, através do controlo de conversores eletrónicos de potência; podendo, assim, regular-se a potência de saída da máquina. Apesar desta enorme vantagem, este tipo de gerador apresenta a desvantagem de necessitar de uma caixa multiplicadora de velocidade, para além de ser dispendiosa, é alvo de um elevado número de intervenções de manutenção [42].

Outro tipo de gerador assíncrono utilizado nos sistemas eólicos é o de rotor bobinado. À semelhança da solução descrita anteriormente, este tipo de gerador, permite o controlo independente da potência ativa e reativa, assim como o controlo de velocidade em toda a gama de velocidades do gerador. Porém, apresenta a desvantagem de possuir caixa multiplicadora e conversores eletrónicos com potência nominal igual ao do gerador [41].

Por fim, resta referir que os rolamentos do gerador são lubrificados, de forma automática e independente com massa lubrificante.

### **Sistemas de medição da intensidade e direção do vento**

No topo superior da *nacelle*, encontram-se os sensores responsáveis pela medição da direção do vento (cata-vento) e sua intensidade (anemómetro). A medição da intensidade do vento é, geralmente, feita com recurso a anemómetro de copo, como o que se pode observa na Figura 2.10.



Figura 2.10 – Anemómetro de copo [36].

Este tipo de anemómetro é composto por três conchas que, sobe a ação do vento, giram em torno do seu eixo vertical. A velocidade de rotação do anemómetro, gerada pela intensidade do vento, é lida, normalmente de 10 em 10 minutos, pelo sistema automático de controlo, o que garante o posicionamento mais adequado da *nacelle*.

Associado ao anemómetro, encontra-se, geralmente, o cata-vento. Este sensor mede a direção do vento e é responsável por transmitir ao sistema de controlo a posição instantânea do vento. Isto permite à turbina eólica, manter-se orientada com o vento de forma a otimizar a energia cinética do vento, aumentando, desta forma, a potência elétrica produzida [35].

### **SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*)**

Trata-se de um sistema de aquisição, em tempo real, da informação inerente à produção, à velocidade, à direção do vento e à temperatura na *nacelle* e na caixa multiplicadora (Figura 2.11). O SCADA adquire e resume toda a informação dos sistemas de controlo de posição, sendo utilizado em diversas turbinas eólicas com o objetivo de controlar remotamente vários parâmetros, como a

orientação da *nacelle*, o posicionamento das pás, as paragens programadas para manutenção ou mesmo para controlar os ensaios, que decorreram na estrutura da turbina eólica [39].

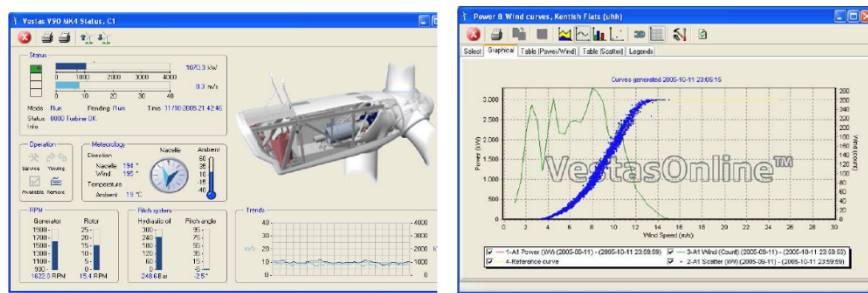


Figura 2.11 – Sistema de monitorização e controlo de dados [39].

## 2.4 Avarias em turbinas eólicas

Como visto na Secção 1.2.1, as avarias relacionadas com a caixa multiplicadora, bem como com o gerador, têm um impacto significativo nos custos de manutenção. Pela sua criticidade nos sistemas eólicos, torna-se importante estudar estes componentes de forma mais aprofundada.

### 2.4.1 Caixa multiplicadora

As falhas na caixa multiplicadora são consideradas como uma das causas mais graves de degradação de uma turbina eólica. Primeiro, devido ao alto custo de reparação ou substituição da própria caixa multiplicadora e, por outro lado, por causa do tempo de inatividade resultante. As principais avarias, que ocorrem na caixa multiplicadora, estão relacionadas com a degradação e a consequente falha das engrenagens e rolamentos. Estas avarias acontecem, geralmente, em consequência de uma deficiente lubrificação, desgaste dos materiais, falhas nos elementos rolantes e à quebra dos dentes das engrenagens [43].

#### 2.4.1.1 Desgaste das engrenagens da caixa multiplicadora

O desgaste das engrenagens, no interior da caixa multiplicadora, deve-se ao arranque progressivo do material superficial, à escala das rugosidades. Este fenómeno é originado por vários mecanismos, como a deformação plástica, a abrasão, a adesão e o desgaste químico. As partículas resultantes de micro adesões são geradas na fase de arranque ou paragem do equipamento. O desgaste com deposição consiste na remoção de material da chumaceira e a posterior deposição desse material noutro ponto da chumaceira. As principais causas, deste tipo de desgaste, são as sobrecargas, a perda de lubrificação e os desalinhamentos. Em relação ao desgaste por fadiga, este ocorre quando, em rolamentos, os contatos duram um elevado número de ciclos, formando-se partículas de desgaste devido à propagação de fendas de fadiga.

O desgaste das engrenagens da caixa multiplicadora está diretamente relacionado com a lubrificação, uma vez que o bom desempenho de uma caixa de engrenagens está fortemente

relacionado com uma boa lubrificação. Para que isso aconteça, deverá ser tomado 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 com uma película de óleo demasiado espessa, a tendência é para que o óleo se torne mais viscoso, dificultando a lubrificação de todos os elementos constituintes da caixa de engrenagens. Por outro lado, se a temperatura do óleo for demasiado elevada, as suas características irão deteriorar-se, havendo até o risco de combustão do óleo (*flash point*). Uma película de óleo demasiado fina implica, normalmente, o aumento do atrito entre duas superfícies, criando as condições favoráveis para o desenvolvimento de deformações plásticas. No entanto, as avarias das engrenagens que dependem da lubrificação raramente se devem ao lubrificante em si, uma vez que são quase sempre resultantes de uma seleção inadequada do lubrificante, de defeitos no sistema de lubrificação, da contaminação do próprio lubrificante ou de um doseamento erróneo [39].

Nas turbinas eólicas, as operações de manutenção em caixas multiplicadoras realizam-se de acordo com o plano de manutenção definido pelo fabricante. Estas operações de manutenção na caixa multiplicadora compreendem inspeções trimestrais, semestrais e anuais, do nível de ruído e de vibrações, do nível e da qualidade do óleo, da presença de limalhas e contaminação do mesmo, bem como da sujidade e pintura da própria caixa multiplicadora. Semestralmente é, ainda, realizada a recolha de uma amostra de óleo para análise. Esta amostra deverá ser retirada o mais rapidamente possível após a paragem, e sempre no mesmo ponto de recolha (antes do filtro de óleo). A amostra recolhida deve ser armazenada em recipiente próprio, sem contaminantes e com referência do tipo de óleo, número da máquina, horas de funcionamento do equipamento no momento da recolha e data da recolha. O óleo da caixa multiplicadora deve ser substituído de acordo com as indicações do fabricante (2-3 anos), ou após os resultados das análises, se os mesmos assim o determinarem. Anualmente é verificado o alinhamento entre o veio de saída da caixa multiplicadora e o gerador e ainda, substituídos os filtros de ar. Estas são apenas algumas das operações de manutenção que os responsáveis pela manutenção de um parque eólico devem analisar; sendo que, normalmente, sempre que existam situações anómalas, estas devem ser devidamente encaminhadas à empresa responsável pela manutenção [7].

A estratégia de manutenção, quando é assegurada pelos fabricantes das turbinas eólicas, é definida pelos mesmos e é característica para cada tipo de sistema. Há fabricantes que executam operações de manutenção trimestrais, sendo que, em cada trimestre, um sector da turbina é analisado. Outros propõem verificações semestrais, uma mais simples e outra mais profunda, com tempos de paragem maiores [11].

#### **2.4.1.2 Defeitos nos rolamentos da caixa multiplicadora**

Apesar de existirem tensões de flexão nos dentes, as engrenagens das caixas multiplicadoras têm um deslizamento substancial no contato entre os dentes das mesmas. Porém, os rolamentos no interior da caixa operam sob elevadas cargas de contato e são suscetíveis aos efeitos de pequenas partículas existentes no óleo lubrificante, provenientes do desgaste dos componentes. Por este motivo,

as avarias nas engrenagens da caixa multiplicadora são geralmente precedidas por falhas nos rolamentos.

As causas com maior influência no aparecimento de falhas nos rolamentos da caixa multiplicadora, são os desalinhamentos, a instabilidade térmica, as vibrações, a possibilidade de cargas inesperadas e a deficiente lubrificação. Os desalinhamentos, afetam tanto as engrenagens como os rolamentos e são a causa mais comum de falhas. Nos rolamentos, este fenómeno, é originado por erros de conceção ou fabricação ou, ainda, devido a deformações plásticas dos componentes sob carga e caracteriza-se pelo aparecimento de sulcos nas pistas dos rolamentos. A instabilidade térmica deve-se à grande diferença entre a temperatura do veio suportado pelo rolamento e a temperatura da própria caixa. Este fenómeno provoca um aumento da temperatura diferencial e a consequente falha do rolamento. O aparecimento de vibrações nos rolamentos, devido a defeitos nas pistas, nos elementos rolantes ou na gaiola, é causado por pré-cargas e tolerâncias dimensionais incorretas, por desalinhamentos, sobrecargas, montagens e vedações defeituosas e por uma lubrificação inadequada. As cargas inesperadas ocorrem, essencialmente, devido à velocidade excessiva da máquina, provocada pelos temporais ou devido a falhas na rede. Estas cargas devem-se, ainda, a grandes variações de binário a baixas velocidades e a cargas extremas; fazendo com que a caixa multiplicadora e os rolamentos fiquem sujeitos a cargas muito superiores à nominal, podendo provocar uma falha grave no equipamento [44].

#### **2.4.2 Gerador**

O gerador elétrico é um elemento fundamental numa turbina eólica e a suas avarias têm, como consequência, tempos de paragem elevados e avultados custos de reparação. Como em qualquer máquina elétrica rotativa, o gerador elétrico está submetido a forças mecânicas e eletromecânicas e durante o seu funcionamento. Em virtude da sua conceção, em condições normais de funcionamento, a interação entre estas forças tem um comportamento estável, com o mínimo de vibrações e ruído. No entanto, na presença de uma falha, este equilíbrio entre as forças deixa de ser estável, levando ao aumento do nível de vibrações e ruído [45].

As falhas no gerador elétrico podem ser classificadas em dois tipos: falhas mecânicas e falhas de origem elétrica. Segundo várias fontes, as falhas nos rolamentos e as quebras de isolamento no estator, provocam a maioria das avarias em geradores elétricos. Estes registos indicam que 40% das falhas em componentes de geradores, estão relacionadas com rolamentos, 38% com o estator e 10% com o rotor. Geralmente, estas falhas são provocadas pela contaminação com pequenas partículas, pela corrosão, por uma lubrificação deficiente ou devido à instalação inadequada dos rolamentos [46].

No que diz respeito às falhas no estator, estas estão relacionadas com a redução da resistência de isolamento e podem ser causadas por altas temperaturas, humidade, materiais poluentes ou danos mecânicos. Outro problema do estator de um gerador elétrico prende-se com os seus enrolamentos,

uma vez que as altas temperaturas, o desgaste, a vibração e o pó nas escovas de carbono, podem originar desequilíbrios entre as fases do enrolamento.

Por fim, é ainda de referir o problema de excentricidade. Se o espaço existente entre o rotor e o estator não for simétrico, irá provocar assimetrias elétricas no próprio gerador. Em casos extremos, quando a excentricidade é grande, as forças radiais resultantes ficam em desequilíbrio, podendo mesmo provocar o contacto entre o rotor e o estator [47].

## 2.5 Análise de curvas de potência

O potencial eólico é um aspeto de enorme importância no estudo da viabilidade de uma instalação. Através dele é possível determinar a potência, disponível no vento, capaz de ser convertida em energia elétrica pela turbina eólica. A quantificação desta energia é fundamental, quer no planeamento financeiro do projeto, quer na verificação do real funcionamento das turbinas implantadas.

Sendo a potência, disponível no vento, impossível de controlar, é primordial conseguir prever, de forma rigorosa, a potência de saída das turbinas eólicas. Neste sentido e tendo em conta o desempenho atual da produção de potência elétrica de uma turbina eólica, a curva de potência tem-se revelado uma poderosa ferramenta para estimar o processo de extração de energia.

### 2.5.1 Velocidades de arranque, nominal e de corte

A curva de potência de uma turbina eólica ilustra a relação entre duas grandezas, potência produzida e velocidade de vento, e pode ser vista sob a forma de gráfico; sendo que esta curva é diferente e específica para cada turbina.

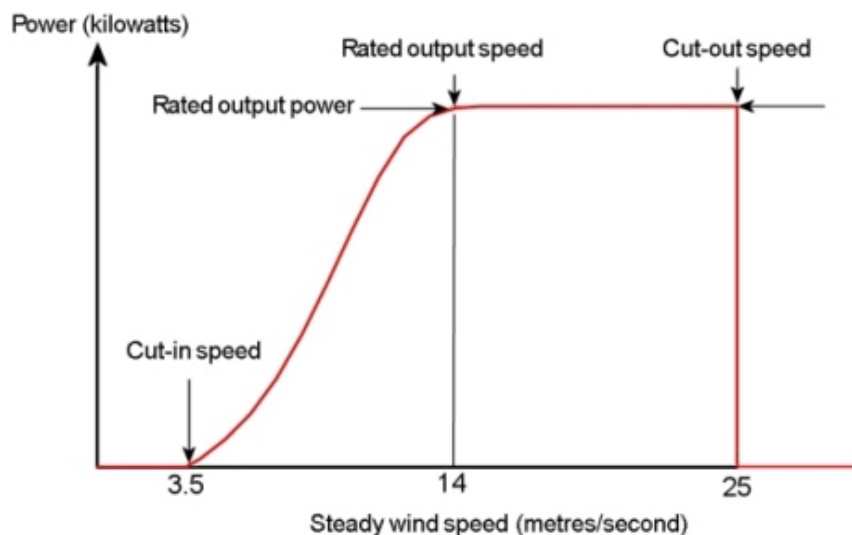


Figura 2.12 – Curva de potência típica [48].

Na Figura 2.12, é possível observar uma curva de potência típica. Como se pode ver, existem três pontos fundamentais representados na curva de potência, e que podem ser aplicados a qualquer turbina: a velocidade de *cut-in*, a velocidade nominal e a velocidade de *cut-out*. A velocidade de *cut-in*, situada, normalmente, entre os 3 m/s e o 4 m/s, corresponde à velocidade de arranque da turbina eólica. Denomina-se por velocidade nominal, a velocidade de vento que permite obter uma potência próxima da potência nominal e situa-se, geralmente, entre os 14 m/s e os 17 m/s. A curva de potência é, assim, dominada pela relação do cubo da velocidade do vento entre a potência inicial e a potência nominal. À velocidade de *cut-out*, o sistema de travagem é ativado e a turbina eólica, por questões de segurança relacionadas com os esforços mecânicos a que fica sujeito, é obrigado a parar. Isto ocorre, usualmente, para velocidades de vento superiores a 25 m/s [49].

### 2.5.2 Fatores que provocam alterações nas curvas de potência

A curva de potência de uma turbina eólica tem como objetivo definir a potência gerada para cada velocidade de vento a que a turbina é submetida. Isto permite, através do tratamento estatístico de dados de vento, prever o desempenho deste tipo de equipamento. Porém, as curvas fornecidas pelos fabricantes são, por vezes, muito diferentes das obtidas na realidade.

A densidade do ar ao nível do mar, a uma pressão atmosférica de 101,325 kPa (1 atm) e a uma temperatura de 288,15 K (15 °C) é de 1,225 kg/m<sup>3</sup>. Porém, a densidade do ar varia em função da temperatura,  $T$ , e da pressão,  $p$ , e ambas variam em função da altitude. A densidade do ar seco pode ser determinada através da lei dos gases ideais da Equação (2.1):

$$\rho = \frac{p}{RT} = 3,4837 \frac{p}{T} \quad (2.1)$$

em que  $R$  representa uma constante específica do gás ( $R_{Ar\ seco} = 287,058 \text{ J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ )

Isto implica que a densidade do ar varia de acordo com as condições atmosféricas locais e tem efeito na potência gerada por uma turbina eólica [36].

Como se pode ver na Figura 2.13, elaborada a partir dos dados constantes na Tabela A.1 do Anexo A, a curva de potência de uma turbina eólica varia de acordo com a densidade do ar e como tal, deve ser definida para a densidade média do local.

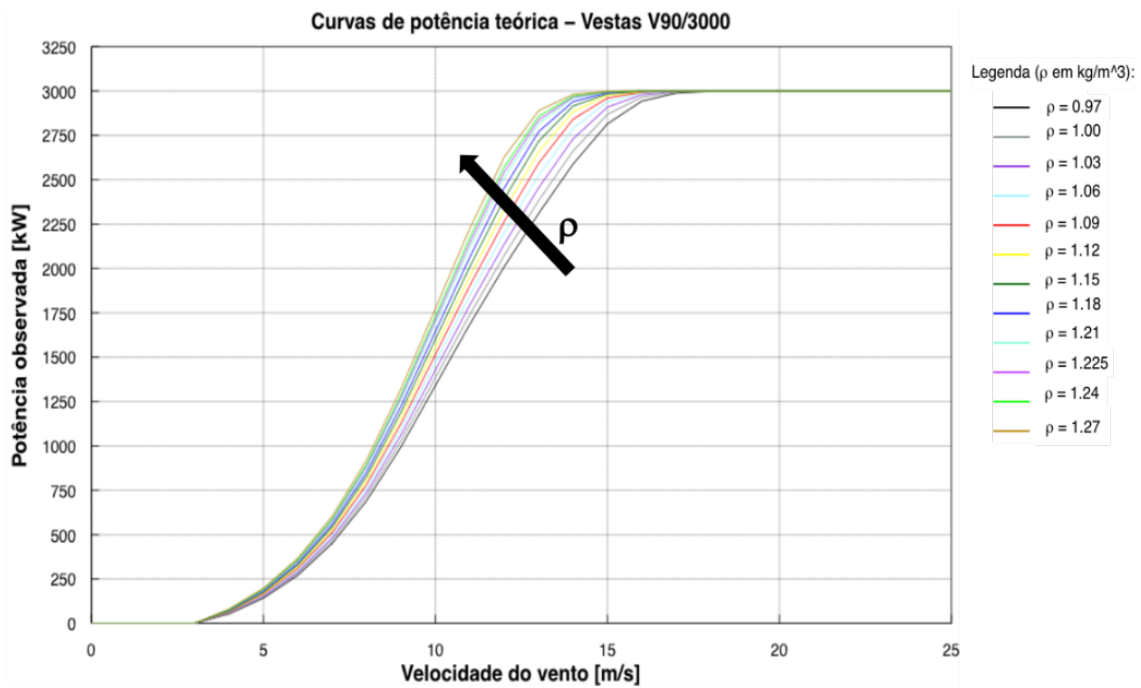


Figura 2.13 – Curva de potência teórica para diferentes valores de  $\rho$ .

Além do local onde são recolhidos os dados para a modelação da curva teórica e do local onde opera a turbina serem diferentes, há outras razões pelas quais podem existir desvios no comportamento normal da curva de potência. Nomeadamente a direção do vento, a rugosidade do terreno, a turbulência ou as falhas associadas aos componentes da própria turbina [49].

## 3 Fundamentos de análise estatística

Pode definir-se a Estatística como um ramo da matemática que agrega um conjunto de técnicas apropriadas para a recolha, a classificação, a apresentação e a interpretação de dados numéricos [50].

### 3.1 Conceitos básicos de estatística

O registo e a análise de dados têm sido, desde há muitos séculos, instrumento essencial à compreensão do mundo que nos rodeia. Com o avanço das técnicas estatísticas de análise de dados é possível encontrar padrões e tendências em coleções de dados provenientes de muitas fontes.

Perante uma coleção de dados, existem duas formas possíveis de abordar a sua análise consoante o objetivo que se pretende atingir. A estatística descritiva tem como objetivo explorar e encontrar padrões na coleção de dados através de ferramentas como tabelas, diagramas e medidas descritivas. Quando o objetivo é extrapolar para um universo mais vasto, os padrões encontrados nessa coleção de dados, a qual é parte (ou amostra) desse universo (ou população), recorre-se à análise estatística inferencial. Este tipo de análise consiste na análise de dados onde se propõem possíveis modelos probabilísticos para a forma como os dados referentes a toda a população se distribuem e se interligam. É com base nesses modelos que se infere da amostra para a população, ou seja, da parte para o todo.

O objetivo da estatística é, assim, o estudo de populações, isto é, conjuntos de indivíduos (não necessariamente pessoas) com características comuns, que se pretendam estudar. A uma característica comum, que assume valores diferentes de indivíduo para indivíduo, designa-se por variável. Sendo então o objetivo o estudo de uma (ou mais) característica(s) da população. Identifica-se população com a variável que se está a estudar, dizendo que a população é constituída por todos os valores que a variável pode assumir. Por exemplo, relativamente ao caso de estudo do presente trabalho diz-se que a população é constituída pelo conjunto de turbinas. O conjunto de valores que uma variável (ou característica) pode assumir é designada por espaço de resultados de uma observação que é registada, como por exemplo, o valor de velocidade de vento. Do mesmo modo identifica-se amostra como os valores observados para a variável em estudo, sobre alguns elementos da população.

Em estatística, uma variável é qualquer característica de um indivíduo ou objeto à qual se possa atribuir um número ou uma categoria. O indivíduo relativamente ao qual se recolhe a informação é designado por unidade observacional (ou observação) ou caso. Uma variável diz-se qualitativa se não for suscetível de medição ou contagem, mas unicamente de uma classificação, podendo assumir várias modalidades ou categorias. Por exemplo, os estados “avariada” e “não avariada” são variáveis qualitativas. Se só assumir duas categorias, diz-se binária. Uma variável diz-se quantitativa se se referir a uma característica que se possa contar ou medir. Por exemplo, o número de avarias registadas em cada uma das turbinas presentes num parque eólico escolhido ao acaso é uma variável quantitativa de

contagem, enquanto que a potência produzida por cada turbina é uma variável quantitativa de medição. As variáveis quantitativas de contagem, isto é, que se referem a características que só se podem contar e não se podem medir, designam-se também por variáveis quantitativas discretas; por sua vez, as variáveis quantitativas de medição, isto é, que se podem medir, também se designam por variáveis quantitativas contínuas. Estas designações são bastante importantes, pois a ferramenta estatística a utilizar, no estudo das variáveis, depende do tipo de variável em estudo [50].

## **3.2 Representações gráficas de dados**

Mesmo quando o objetivo é inferir para uma população mais vasta, é usual iniciar o estudo de uma coleção de dados com aquilo a que se chama análise exploratória ou estatística descritiva, que consiste na análise de dados onde os mesmos são organizados em tabelas e gráficos. O objetivo de organizar dados em tabelas e de os representar graficamente é fornecer uma informação visual rápida de padrões e tendências. A forma como se estruturam as tabelas e as representações gráficas mais adequadas depende do tipo de dados que temos para analisar e dos aspetos que se pretendem evidenciar [51]. Assim, considerando o tipo de dados a analisar no presente trabalho, as próximas secções irão apenas incidir sobre a organização e representação de dados qualitativos e dados quantitativos contínuos.

### **3.2.1 Tabelas e gráficos para dados qualitativos**

Os dados qualitativos são os que resultam da análise de variáveis qualitativas. Neste caso, cada unidade observacional assume a designação de uma categoria e não de uma grandeza quantitativa. Deste modo, a análise estatística deste tipo de dados resume-se à contagem do número de indivíduos em cada categoria e ao cálculo das respetivas percentagens. Considerando um conjunto de turbinas de um parque eólico, uma variável qualitativa poderá ser o estado de funcionamento de cada turbina, por exemplo “avariada” ou “não avariada”.

Uma vez escolhidas as categorias (ou classes) e antes de se passar à representação gráfica é, de um modo geral, necessário registar a informação numa tabela de frequências. Uma tabela de frequências representa a distribuição da variável na amostra em estudo, isto é, quais as categorias ou modalidades que assume, assim como a frequência (absoluta e/ou relativa) com que assume essas modalidades [51].

Por exemplo, o número de intervenções realizadas num conjunto de turbinas de um parque eólico distribui-se de acordo com a Tabela 3.1. Desta tabela facilmente se retira que o maior número de intervenções se verificou nas turbinas 6, 7 e 23, com um total de 25 intervenções registadas em cada uma destas turbinas. Em sentido oposto, na Turbina 13 foram registadas apenas 13 intervenções de manutenção.

Tabela 3.1 – Frequências correspondentes à variável qualitativa *Turbina*.

<b>Turbina</b>	<b><math>n_i</math></b>	<b><math>f_i</math></b>
6	25	0,098
7	25	0,098
9	19	0,075
12	23	0,090
13	24	0,094
20	22	0,086
23	25	0,098
25	13	0,051
31	19	0,075
33	19	0,075
35	22	0,086
37	19	0,075
TOTAL	255	1

Existem diversas formas de representações para variáveis qualitativas, como diagramas de pontos, diagramas circulares e diagramas de barras. Contudo, apenas irá ser feita a descrição do diagrama de barras, uma vez que se trata da representação gráfica utilizada no contexto deste trabalho, na representação de dados qualitativos. Este tipo de diagrama consiste em representar no eixo das abcissas as diferentes categorias qualitativas e as frequências (absoluta ou relativa) no eixo das ordenadas, através de uma barra com altura proporcional à frequência de cada categoria [52].

Na Figura 3.1 observa-se o diagrama de barras correspondente à tabela de frequências vista anteriormente (Tabela 3.1).

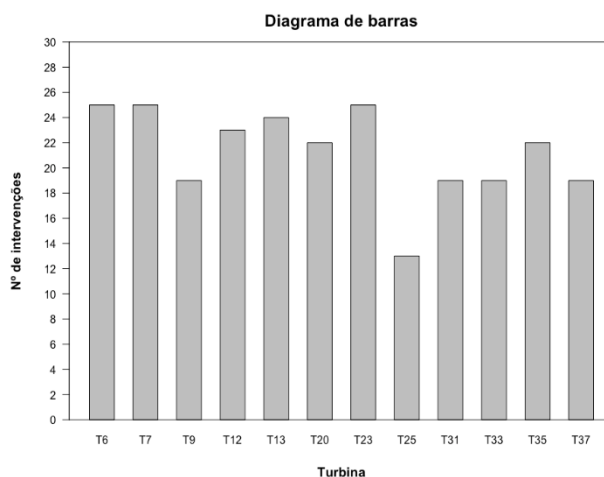


Figura 3.1 – Diagrama de barras da variável qualitativa N.º de intervenções.

A principal vantagem dos gráficos relativamente às tabelas de frequências está na sua rápida interpretação. Não só há uma percepção imediata de qual ou quais a(s) categoria(s) com maior frequência, como também se fica com uma noção bastante precisa de qual a ordem de grandeza de cada categoria relativamente às restantes. Assim, pela simples observação do gráfico, pode-se afirmar que a Turbina 25 é aquela que apresenta um menor número de intervenções realizadas. Verifica-se, igualmente, que existe alguma homogeneidade pois, tirando a Turbina 25, o número de avarias situa-se numa faixa compreendida entre as 18 e as 25 avarias.

### 3.2.2 Tabelas e gráficos para dados quantitativos contínuos

Dados quantitativos contínuos são todos os que resultam de medições. Por outras palavras, a variável em estudo é passível de ser medida com algum instrumento (relógio, termómetro, anemómetro, etc.) e os dados são constituídos pelos valores resultantes das medições efetuadas. Para este tipo de variável, qualquer valor num certo intervalo é um potencial candidato a aparecer na amostra, por isso são designadas por variáveis quantitativas contínuas [51].

No caso de estudo desenvolvido neste trabalho, as variáveis estudadas enquadram-se perfeitamente nesta definição, uma vez que tanto a velocidade e direção do vento, a potência observada e a velocidade de rotação do rotor podem assumir qualquer valor real num certo intervalo.

Uma característica comum a qualquer amostra cujos dados são de natureza contínua é a grande diversidade de valores que a constituem. Como tal, para se visualizar a forma como os dados se distribuem, de nada serve fazer uma tabela onde se registre a frequência de cada valor distinto (como se fez para os dados quantitativos discretos). A alternativa aqui é organizar os dados num número conveniente de classes (intervalos) que permita condensar a informação sem esconder o padrão subjacente. Não há regras rígidas para a forma como se constroem as classes, pois tal depende bastante da maneira como os dados se distribuem. Perante uma amostra de dados de tipo contínuo, o que se pretende com a subdivisão em classes é, exatamente, tornar patente a forma como esses dados se distribuem. Para dados que se distribuem de forma aproximadamente simétrica, é usual construir classes de igual comprimento (amplitude) recorrendo à regra de Sturges. No entanto, em muitas situações, principalmente em amostras muito enviesadas, como no caso do presente trabalho, o bom senso preside à escolha das classes [51]. Existem, porém, outros métodos, mas que não serão abordados no contexto deste trabalho.

Uma vez escolhidas as classes e antes de se passar à representação gráfica é, de um modo geral, necessário registar a informação numa tabela de frequências, à semelhança da tabela de frequências para variáveis qualitativas vista anteriormente. Por exemplo, na análise à velocidade de vento na Turbina 6, obteve-se a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Tabela de frequências da variável velocidade de vento (Turbina 6).

Velocidade de vento [m/s]	$n_i$	$f_i$
[8; 9[	3	0,021
[9; 10[	3	0,021
[10; 11[	8	0,056
[11; 12[	9	0,063
[12; 13[	26	0,181
[13; 14[	38	0,264
[14; 15[	27	0,188
[15; 16[	11	0,076
[16; 17[	4	0,028
[17; 18[	6	0,042
[18; 19[	8	0,056
[19; 20[	1	0,007
<b>TOTAL</b>	<b>144</b>	<b>1</b>

Esta tabela mostra as frequências absolutas e relativas para a variável velocidade de vento da Turbina 6, no dia 5 de janeiro de 2011. Esta amostra conta com uma frequência de amostragem de 10 minutos, resultando em 144 observações que podem ser consultadas na Tabela B.1 (Anexo B). Da análise à tabela de frequências (Tabela 3.2) observa-se que a frequência absoluta da classe [8; 9[ é 3, uma vez que existem apenas 3 valores com velocidades de vento maiores ou iguais a 8 m/s e menores que 9 m/s na amostra, e assim sucessivamente, para as restantes classes. Verifica-se, igualmente, que neste dia predominaram velocidade de vento entre 13 e 14 m/s.

- **Histogramas**

A representação gráfica de variáveis contínuas é, geralmente, obtida por meio de um diagrama de áreas designado por histograma [52]. Contudo, este tipo de representação gráfica de dados quantitativos contínuos não será utilizada no contexto do presente trabalho e, como tal, não será dado destaque a este tipo de representação gráfica.

### **3.2.3 Tabelas e gráficos para dados bivariados**

No contexto da produção de energia a partir de turbinas eólicas, entre outras variáveis, a velocidade do vento influencia diretamente a potência produzida por uma turbina eólica. Diz-se, por isso, que as variáveis velocidade de vento e potência produzida estão correlacionadas. De igual modo, estão correlacionadas as variáveis velocidade do vento e velocidade de rotação do rotor da turbina. Em alguns casos, o aumento do valor de uma das variáveis acarreta o aumento do valor na outra variável, diz-se então que é uma correlação positiva. Noutros casos, o aumento do valor de uma das variáveis leva à diminuição do valor na segunda variável. Nestes casos, diz-se que a correlação é negativa.

Exceto em alguns casos, geralmente é possível identificar uma das variáveis como sendo explicativa e a outra como sendo uma variável resposta. Por outras palavras, uma das variáveis é independente (ou explicativa) e a outra é dependente (ou resposta). Assim, a potência produzida é dependente da velocidade do vento; e não a velocidade do vento que depende da potência produzida. Em estatística, quando o objetivo do estudo é analisar a relação de dependência entre duas variáveis, o registo das observações tem de preservar o emparelhamento, obtendo-se assim uma amostra de dados bivariados. Já no caso dos dados multivariados, estes surgem quando se registam observações em mais do que uma variável (pelo que os dados bivariados são um caso particular de dados multivariados). Este tipo de dados também permite fazer um estudo univariado de cada uma das variáveis, como, por exemplo, fazer um estudo de correlação entre elas [51].

- **Diagrama de dispersão**

O diagrama de dispersão é uma representação gráfica de dados bivariados. Utiliza-se, especialmente, quando as duas variáveis em estudo são de tipo quantitativo contínuo. Cada par de dados  $(x,y)$  é representado, num sistema de eixos ortogonais, por um ponto de coordenadas  $(x,y)$ .

Obtém-se assim uma nuvem de pontos que permite avaliar de imediato se há ou não uma forte relação entre as duas variáveis [51].

Tomando como exemplo os dados de velocidade de vento e de potência observada referentes ao dia 5 de janeiro de 2011, para a Turbina 9. No diagrama de dispersão mostrado na Figura 3.2 estão representados os pares  $(v, P)$  retirados da Tabela B.2, considerando o período entre as 0h00 e as 8h00.

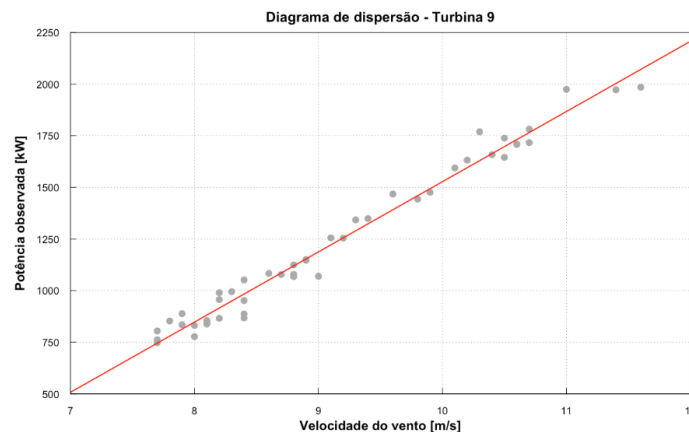


Figura 3.2 – Diagrama de dispersão para os pares  $(v, P)$ .

A nuvem de pontos apresenta-se um pouco dispersa, mas para velocidades de vento entre aproximadamente 7,5 e 11,5 m/s, não deixa de ser bem patente a sua forma alongada que se desenvolve em torno de uma reta com um declive positivo. Verifica-se, assim, uma tendência linear para que velocidades de vento mais elevadas produzam potências mais elevadas. O facto de existir esta tendência não significa que se tenha necessariamente uma potência observada mais elevada quando a velocidade de vento é mais elevada, mas que, de um modo geral, velocidades de vento mais elevadas produzem potências maiores.

Este tipo de representação é muito útil, pois permite realçar algumas propriedades entre os dados, nomeadamente no que diz respeito ao tipo de associação entre as variáveis representadas por  $X$  e  $Y$ . Quanto menos dispersa estiver a nuvem de pontos ao longo de uma reta, isto é, quanto maior for o grau de proximidade dos pontos a uma linha reta, maior será o grau de associação linear entre as variáveis. Esta associação pode ser medida numericamente com um coeficiente a que se dá o nome de coeficiente de correlação linear,  $r$ , e que será estudado mais adiante, na Secção 3.3.3 [51].

### 3.2.4 Gráfico de séries temporais

As representações gráficas referidas anteriormente, como os histogramas e diagramas de caixa, são métodos visuais muito úteis para mostrar a variabilidade dos dados. Contudo, a variável tempo é um fator importante de contribuição para a variabilidade dos dados, mas que não é considerado nos métodos gráficos citados. Uma série temporal ou sequência cronológica é um conjunto de dados, em que as observações foram registadas de acordo com a ordem em que ocorrem. Um gráfico de série temporal é um gráfico em que o eixo vertical representa o valor da variável observada e o eixo horizontal

representa o tempo. Quando as observações são representadas num gráfico deste tipo é possível, com alguma frequência, observar tendências, ciclos ou outras características gerais dos dados que, de outra forma, seriam impercetíveis [50].

Por exemplo, na Figura 3.3 são apresentadas as potências e velocidades de vento medianas mensais referentes à Turbina 37 de um parque eólico na Pampilhosa da Serra, ao longo de 3 anos.

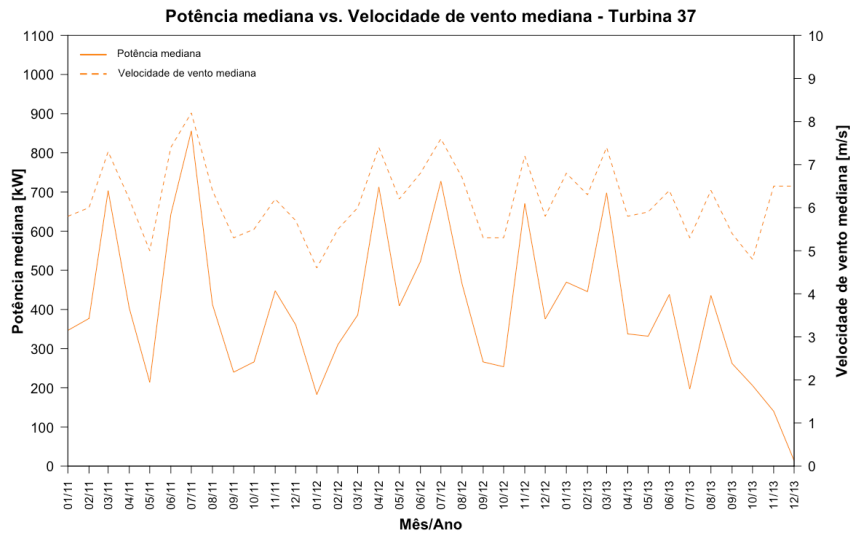


Figura 3.3 – Evolução da potência e da velocidade medianas mensais.

### 3.2.5 Representação gráfica de dados direcionais

É comum, nos diversos campos da ciência, surgirem problemas estatísticos em que os dados são recolhidos mediante medidas angulares, dando a orientação ou ângulos num plano (dados circulares) ou no espaço (dados esféricos). Estes dados podem ser obtidos de diversas formas, sendo os dois instrumentos clássicos que permitem realizar este tipo de medição, o compasso e o relógio. Entre as observações típicas medidas pelo primeiro método encontram-se, por exemplo, as medições das direções de vento estudadas no contexto deste trabalho.

Os dados circulares podem ser representados por pontos sobre a circunferência do círculo trigonométrico de raio unitário centrado na origem, assim como por vetores unitários entre a origem e os respetivos pontos. Contudo, existem outras formas de representar as direções, através de ângulos ou número complexos. Neste tipo de representação, é ainda necessário definir a “direção zero”, bem como o “sentido de rotação”. Desta forma, cada observação circular é especificada pelo ângulo que vai desde a “direção zero” até ao ponto no círculo dessa observação [53].

Cada ponto  $x$  do círculo pode ser representado por um ângulo  $\theta$  ou, de forma equivalente, por um número complexo unitário  $z$  e as direções expressas por

$$x = (\cos \theta, \sin \theta)^T \quad \text{e} \quad z = e^{i\theta} = \cos \theta + i \sin \theta \quad (3.1)$$

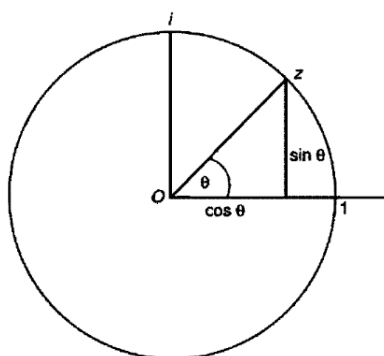


Figura 3.4 – Representação da direcção  $x$  e do número complexo  $z$  [53].

Como referido anteriormente, a forma como se estruturam as tabelas e as representações gráficas mais adequadas depende do tipo de dados em análise e do seu objetivo. Assim, no caso dos dados direcionais, as representações gráficas usadas no presente trabalho são os “diagramas de rosa” (ou *rose diagrams*).

#### “Diagrama de rosa” – *Rose Diagram*

Neste tipo de diagrama, a área de cada setor é proporcional à frequência da respetiva classe de direcção. Uma forma de conseguir essa proporcionalidade é, por exemplo, quando as classes tiverem dimensões idênticas, o raio de cada setor deverá ser proporcional à raiz quadrada da frequência mais relevante. Isto é, o maior setor vai determinar o tamanho dos setores menores. Desta forma consegue-se, com a representação gráfica, uma rápida e clara perceção da forma como os dados se distribuem no círculo, isto é, qual ou quais as direcções de vento predominantes [53]. Por exemplo, da análise à direcção de vento incidente na Turbina 13, obteve-se a Tabela 3.3. Esta tabela mostra as frequências absolutas para a variável direcção de vento da Turbina 13, no dia 1 de janeiro de 2011. Esta amostra conta com uma frequência de amostragem de 10 minutos, originando as 144 observações que podem ser consultadas na Tabela B.3 do Anexo B.

Tabela 3.3 – Tabela de frequências da variável direcção de vento (Turbina 13).

Direção do vento [°]	$n_i$	Direção do vento [°]	$n_i$
[0; 10[	4	[180; 190[	2
[10; 20[	1	[190; 200[	8
[20; 30[	1	[200; 210[	5
[30; 40[	0	[210; 220[	6
[40; 50[	0	[220; 230[	2
[50; 60[	0	[230; 240[	0
[60; 70[	1	[240; 250[	2
[70; 80[	0	[250; 260[	1
[80; 90[	1	[260; 270[	1
[90; 100[	1	[270; 280[	1
[100; 110[	2	[280; 290[	7
[110; 120[	3	[290; 300[	7
[120; 130[	2	[300; 310[	5
[130; 140[	0	[310; 320[	11
[140; 150[	0	[320; 330[	20
[150; 160[	0	[330; 340[	33
[160; 170[	1	[340; 350[	9
[170; 180[	0	[350; 360[	7

Na Figura 3.5 pode ver-se a aparência do “diagrama de rosa”, correspondente aos dados constantes na Tabela 3.3. Naturalmente, o número de setores presentes no diagrama é igual ao número de classes determinadas. Nesta figura, cada setor representa ângulos de ocorrência de ventos em grupos de 10 graus. O maior setor representa a maior frequência de ventos classe de ângulos representado. De salientar ainda que, no que diz respeito às direções Norte, Este, Sul e Oeste, estas referem-se, respetivamente, aos ângulos de 0°, 90°, 180° e 270° [54].

Através desta representação, facilmente se verifica que existe uma maior concentração de valores de orientação de vento entre 320° e 340°.

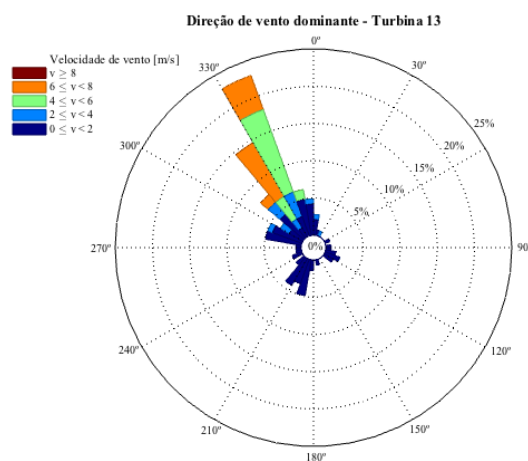


Figura 3.5 – “Diagrama de rosa” (Turbina 13).

Por outro lado, o gradiente de cores que representa as diferentes classes de velocidade de vento permite identificar, igualmente, que é entre 310° e 340° que se registam valores de velocidade de vento mais elevados.

### 3.3 Estatística descritiva

Na secção anterior foram apresentados alguns métodos para organizar a informação contida nos dados, através da utilização de gráficos e tabelas. Esta secção tem como objetivo apresentar outro processo de resumir a informação, através de algumas medidas calculadas a partir desses dados e às quais se dá o nome de estatística descritiva. Destas medidas distinguem-se, entre outras, as medidas de localização, nomeadamente as que localizam o centro da distribuição de dados, as medidas de dispersão, que medem a variabilidade dos dados, e as medidas de forma, que indicam a forma da distribuição.

#### 3.3.1 Medidas de localização

Dá-se o nome de medida de localização a qualquer característica amostral que seja informativa da ordem de grandeza dos dados que surgem na amostra. Na maioria das vezes interessa, unicamente, a localização da zona central da amostra, pois, em geral, é aí que se concentra a maior parte dos

valores, mas pode também ser importante dar informação sobre a ordem de grandeza dos valores que surgem nas caudas [51].

As medidas de localização central mais comuns são a média, a mediana e a moda. Contudo, esta última não foi aplicada no contexto deste trabalho, uma vez que se trata de uma medida de tendência central especialmente útil quando os valores ou as observações não são numéricos. Isto é, para variáveis qualitativas em que não é possível calcular a média ou a mediana [52].

- **Média aritmética –  $\bar{x}$**

A mais usada das características amostrais é decerto a média, definida pela Equação (3.2):

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (3.2)$$

Esta medida estatística serve muitas vezes como indicador privilegiado, resumindo num único valor todas as observações. No seu cálculo intervêm todos os valores,  $x_i$ , da amostra de dimensão  $n$  sendo, por isso, o ponto de equilíbrio das observações, e nesse sentido a localização central por excelência [51].

Por exemplo, na Tabela B.4 do Anexo B encontram-se os valores de velocidade de vento e potência observada na Turbina 6, entre as 16h00 e as 23:50 do dia 1 de janeiro de 2011. Esta amostra conta com uma frequência de amostragem de 10 minutos, que resulta em 48 observações para cada uma das variáveis. Assim, o cálculo da potência média é efetuado da seguinte forma:

$$\bar{x} = \frac{90,3 + 113,4 + \dots + 253,5 + 282,4}{48} = 231,4 \text{ kW}$$

O maior erudito à utilização da média como um indicador da localização da amostra, é a sua fraca robustez, já que é muito influenciada pelos valores extremos. No exemplo anterior, se a última observação fosse 10000 em vez de 282,4, a média passaria a ser 433,8 kW (superior a todos os valores da amostra). Deste exemplo se constata que a média constitui um bom resumo dos dados nos casos em que estes se distribuem de forma aproximadamente simétrica, com uma zona central de maior concentração e caudas que não se alonguem demasiado. Quando a distribuição dos dados não é aproximadamente simétrica, tem pouco interesse a utilização da média como centro da distribuição dos dados [51].

- **Moda**

Em amostras de dados qualitativos dá-se o nome de categoria modal ou, também, simplesmente, moda, à categoria com maior frequência. Esta mesma definição é usualmente utilizada também para dados quantitativos (discretos ou contínuos), ou seja, define-se moda como sendo a classe com maior frequência (dados agrupados). No caso de dados não agrupados, a moda amostral é dada pelo valor

com maior frequência. Assim, retomando o caso do exemplo anterior, a moda da amostra da Tabela B.4 do Anexo B será dada por  $M_0 = 241,4 \text{ kW}$ .

- **Mediana –  $\tilde{x}$**

A mediana é um valor que divide a amostra ordenada em dois conjuntos iguais, isto é, metade dos valores da amostra são não-superiores (menores ou iguais) à mediana e os restantes são não-inferiores (maiores ou iguais) à mediana. Por outras palavras, até à mediana (inclusive) está, pelo menos, 50% da amostra e para lá da mediana (inclusive) está também, pelo menos, 50% da amostra [51].

No cálculo da mediana é necessário, em primeiro lugar, ordenar as  $n$  observações de forma crescente. Uma vez ordenadas as observações, a mediana será então dada pela Equação (3.3), se  $n$  for ímpar:

$$\tilde{x} = x_{\frac{n+1}{2}:n} \quad (3.3)$$

ou, pela Equação (3.4), se  $n$  for par:

$$\tilde{x} = \frac{1}{2} \left( x_{\frac{n}{2}:n} + x_{\frac{n}{2}+1:n} \right) \quad (3.4)$$

Comparando a mediana com a média, facilmente se conclui que enquanto no cálculo da média basta alterar uma observação para que a média varie, a mediana é definida pela sua posição na sucessão ordenada de observações, isto é, a mediana ocupa o lugar central na sucessão das estatísticas de ordem. Por este motivo, a mediana está muito menos sujeita à influência de observações extremas, sendo uma medida mais robusta [52].

Desta forma, como a média é influenciada por valores extremos, se a distribuição dos dados for enviesada para a direita (por exemplo, alguns valores grandes como *outliers*), a média tende a ser maior que a mediana; se for aproximadamente simétrica, a média aproxima-se da mediana; e se for enviesada para a esquerda (por exemplo, alguns valores pequenos como *outliers*), a média tende a ser inferior à mediana [51].

Considere-se novamente a amostra da Tabela B.4 do Anexo B. Neste caso, como  $n$  é par ( $n = 48$ ), a potência mediana será dada pela média aritmética dos valores das observações  $x_{24:48}$  e  $x_{25:48}$ , da amostra ordenada por ordem crescente, ou seja:

$$\tilde{x} = \frac{1}{2} (229,7 + 230,4) = 229,6 \text{ kW}$$

Repare-se que a média é superior à mediana, o que acontece sobretudo devido aos valores de potência mais elevados e que inflacionam a média. Neste exemplo mostra-se que a mediana tem como

principal desvantagem o facto de, no seu cálculo, só fazer intervir 1 ou 2 valores da amostra. Porém, esta desvantagem torna-se uma vantagem, em comparação com a média, quando a distribuição da amostra é muito enviesada. A mediana é muito resistente e não é afetada pelos valores extremos [51].

- **Quartis**

Os quartis, utilizados na construção do diagrama de caixa (*boxplot*), definidos na Secção 3.4, são outras medidas de localização de alguns pontos de interesse, que não o centro de distribuição dos dados. Como se viu na definição da mediana, esta divide a amostra em duas partes com igual percentagem de elementos. O primeiro e terceiro quartil obtêm-se considerando cada uma dessas partes e calculando a respetiva mediana. Isto é, o primeiro quartil (ou quartil inferior),  $Q_1$ , é um valor abaixo do qual se encontram, aproximadamente, uma quarta parte (25%) das observações e, conseqüentemente, acima do qual se encontram, aproximadamente 75% das observações. O segundo quartil,  $Q_2$ , é um valor abaixo do qual se encontram, aproximadamente, metade (50%) das observações, ou seja, é exatamente igual à mediana. O terceiro quartil (ou quartil superior),  $Q_3$ , é um valor abaixo do qual se encontram, aproximadamente, 75% das observações [50].

Tal como sucede no cálculo da mediana, também na determinação do valor do primeiro quartil,  $Q_1$ , e do terceiro quartil,  $Q_3$ , é necessário, em primeiro lugar, ordenar as  $n$  observações de forma crescente. Uma vez ordenadas as observações, o primeiro quartil,  $Q_1$ , e o terceiro quartil,  $Q_3$ , serão então dado pela Equação (3.5):

$$\begin{cases} Q_1 = x_{\left(\frac{n+3}{4};n\right)} \\ Q_3 = x_{\left(\frac{3n+3}{4};n\right)} \end{cases} \quad (3.5)$$

Recorrendo, novamente, à amostra utilizada no exemplo do cálculo da média e reordenando de forma crescente os valores da Tabela B.4 verifica-se que o primeiro quartil,  $Q_1 = x_{(48+3)/4} = x_{13}$ , corresponde ao 13.º valor ordenado, ou seja,  $Q_1 = 195,1$  kW. Da mesma forma, o terceiro quartil,  $Q_3 = x_{(3*48+3)/4} = x_{37}$  corresponde ao 37.º valor ordenado, ou seja,  $Q_3 = 219,3$  kW. Deste exemplo se retira que os quartis são medidas de localização com algum interesse prático, pois permite localizar os 50% dos valores centrais dos dados [51].

- **Extremos**

Qualquer conjunto de dados tem dois extremos: o extremo máximo, que é o maior valor do conjunto de dados; e o extremo mínimo, que é o menor valor do conjunto de dados [51].

### 3.3.2 Medidas de dispersão

Na secção anterior foram estudadas medidas descritivas que procuram transmitir informação contida nos dados, em termos de localização de pontos importantes, como por exemplo, o centro da

distribuição dos dados. Porém, estas medidas fornecem informações parciais sobre um conjunto de dados ou uma distribuição, uma vez que diferentes amostras ou populações podem ter medidas de tendência central idênticas e apresentar diferenças entre si noutros aspetos importantes. As medidas de dispersão ou medidas de variação permitem conhecer a forma como os valores da variável estatística se distribuem em torno dos valores centrais. As medidas de dispersão mais comuns são a amplitude, a amplitude interquartil, o desvio padrão e o coeficiente de variação [51]. Contudo, no contexto deste trabalho, são apenas usadas as medidas de dispersão que se passam a apresentar.

- **Amplitude**

A amplitude representa a diferença entre o maior e o menor dos valores do conjunto de dados. A sua utilização como medida de dispersão é muito limitada, pois sendo uma medida que depende apenas dos valores externos, é instável, não sendo afetada pela dispersão dos valores internos [55].

- **Desvio padrão amostral – s**

Como visto anteriormente, quando a distribuição dos dados é aproximadamente simétrica, faz sentido recorrer à média como medida de localização do centro de distribuição dos dados. A média é uma medida de localização que, geralmente, indica um valor central da distribuição, entendido como o valor em torno do qual se distribuem os valores da amostra. Por isso, a média é, muitas vezes, usada como valor representativo de uma amostra de dados [52].

Da definição de média retira-se que

$$\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) = 0, \quad (3.6)$$

ou seja, a soma dos desvios em relação à média é nula.

Quando a medida de localização usada é a média, esta deve ser tomada para referenciar a dispersão das observações. Assim, uma medida de dispersão deve sintetizar o comportamento do conjunto de desvios em relação à média,  $x_i - \bar{x}$ . Porém, da Equação (3.6) advém que a soma dos desvios é igual a zero, pelo que ocorre tomar o quadrado dos desvios para não haver compensação entre os valores positivos e negativos. Deste modo, a variância amostral é dada por:

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \quad (3.7)$$

No entanto, esta medida de variabilidade tem um problema que é o facto de não vir nas mesmas unidades que os dados originais. Torna-se assim mais útil recorrer à raiz quadrada positiva da variância, designada por desvio padrão amostral,  $s$ , e dado por:

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (3.8)$$

Voltando novamente à amostra do exemplo usado no cálculo da média das potências observadas e que se encontram na Tabela B.4, tem-se que

$$\bar{x} = \frac{90,3 + 113,4 + \dots + 253,9 + 282,4}{48} = 231,4 \text{ kW}$$

pelo que

$$s^2 = \frac{1}{47} [(90,3 - 231,4)^2 + \dots + (282,4 - 231,4)^2] = 4633,2 \text{ kW}^2,$$

ou seja,

$$s = \sqrt{4633,2} = 68,1 \text{ kW}.$$

- **Amplitude interquartil**

Com visto anteriormente, a amplitude tem a grande desvantagem de ser muito sensível à existência de valores extremos. Por outro lado, e assim como no caso da média, o desvio padrão não é uma medida de dispersão resistente. Assim, para um conjunto de dados com valores discrepantes, uma medida de dispersão alternativa ao desvio padrão é uma medida denominada por amplitude interquartil. Esta medida que é, de certa forma, uma solução de compromisso, não é afetada, de um modo geral, pela existência de um pequeno número de valores demasiado grandes ou demasiado pequenos. A amplitude interquartil (*interquartile range*), *IQR*, é definida como sendo a diferença entre o terceiro quartil,  $Q_3$ , e o primeiro quartil,  $Q_1$ :

$$IQR = Q_3 - Q_1 \quad (3.9)$$

A amplitude interquartil, utilizada na construção do diagrama de caixa, dá informação sobre a amplitude do intervalo em que se encontram 50% das observações centrais. A amplitude interquartil será tanto maior, quanto maior variabilidade existir entre os dados. Se não houver variabilidade, isto é, se as observações forem todas iguais, então a amplitude interquartil será igual a zero. Porém, uma amplitude interquartil nula, não significa necessariamente que não existe variabilidade [51].

Por exemplo, na Secção 3.3.1 determinaram-se os quartis da amostra constituída pelas observações referentes à variável Potência Observada na Turbina 6, no dia 1 de janeiro de 2011, em

que o primeiro quartil,  $Q_1 = 195,1$  kW e o terceiro quartil,  $Q_3 = 270,7$  kW, de onde se retira uma amplitude interquartil de

$$IQR = Q_3 - Q_1 = 270,7 - 195,1 = 79,6 \text{ kW}$$

- **Coeficiente de variação – CV**

As medidas de dispersão até agora estudadas exprimem-se em unidades da mesma natureza da variável em estudo, ao mesmo tempo que traduzem variações absolutas. Por isso se consideram medidas de dispersão absolutas registada numa distribuição. Porém, a distribuição pode ser relativa. Com efeito considerar-se uma diferença de 10 kW numa mediação de 50 kW, ou uma mediação de 3000 kW, não tem o mesmo significado (relativo), embora a variação absoluta (10 kW) seja a mesma num e noutro caso. Por isso, no estudo da variação numa distribuição se recorre a medidas de dispersão relativa, que se exprimem em valores relativos, pois resultam do quociente entre uma medida de dispersão e uma medida de posição ou tendência central [55].

Uma outra vantagem do recurso às medidas de dispersão relativa, dado que se apresentam em valores abstratos, é possibilitar a comparação da dispersão entre duas distribuições em que as respetivas variáveis se exprimem em unidades de diferente natureza.

Considerando, por exemplo, os dados presentes na Tabela B.4, não seria possível comparar a dispersão nestas duas amostras pelas medidas vistas anteriormente. Na primeira variável, os valores exprimem-se em m/s, com velocidade de vento média de 5,2 m/s e desvio padrão 0,4 m/s. Na segunda variável, os valores exprimem-se em kW, com uma potência média de 231,4 kW e desvio padrão 68,1 kW. Desta forma, não é possível comparar os resultados obtidos, uma vez que se encontram expressos em unidades diferentes. Assim, existe a necessidade de recorrer a valores abstratos, dados por uma medida de dispersão relativa designada por coeficiente de variação dado por

$$CV = \frac{s}{|\bar{x}|} * 100 \% \quad (3.10)$$

Determinando, agora, o coeficiente de variação em cada um dos casos através da Equação (3.10), tem-se que

$$CV_v = \frac{0.4}{|5,2|} * 100 = 7,7\%$$

$$CV_p = \frac{68.1}{|231,4|} * 100 = 29,4\%$$

O primeiro caso apresenta um desvio padrão que traduz, aproximadamente, 7,7% da média, enquanto que o segundo caso apresenta um desvio padrão que traduz, em módulo, aproximadamente,

29,4% da média. Isto significa a existência de maior dispersão da potência observada, comparativamente à velocidade de vento. Como se verifica, o coeficiente de variação é independente da unidade em que se exprime a variável e permite a comparação entre duas ou mais distribuições. Esta medida de dispersão relativa permite, assim, a comparação de distribuições considerando a relação entre o desvio padrão e a média aritmética.

### 3.3.3 Medidas de associação

As medidas localização e de dispersão fornecem informação básica relativa a dados univariados. No entanto, no tratamento de dados bivariados existe, normalmente, um interesse numa possível ligação entre as variáveis. As referidas medidas não são suficientes para dar essa relação. Nestes casos, em que é necessário trabalhar simultaneamente com os valores de duas variáveis e se pretende saber a relação entre as mesmas, recorre-se a medidas de associação tais como o coeficiente de correlação.

- **Coeficiente de correlação linear –  $r$**

Como visto na Secção 3.2.3, uma forma de representar dados bivariados é através do diagrama de dispersão, em que cada par de dados  $(x_i, y_i)$  é representado, num sistema de eixos ortogonais, por um ponto de coordenada  $(x, y)$ . Obtém-se, assim, uma nuvem de pontos que permite avaliar de imediato se existe ou não uma associação entre as duas variáveis. Contudo, uma vez que a análise visual do diagrama de dispersão é muito subjetiva, são necessárias medidas mais precisas e objetivas.

Quando duas variáveis estão ligadas por uma relação estatística diz-se que existe correlação. Indica-se, assim, que os fenómenos não estão indissolvelmente ligados, mas sim, que a intensidade de um é acompanhada tendencialmente pela intensidade do outro, no mesmo sentido ou em sentido inverso.

Tal como se definiu o conceito de variância amostral para avaliar a dispersão de uma amostra de dados relativos a uma variável, é agora necessário dispor de outro conceito que permita avaliar a variação conjunta de duas variáveis. Este conceito é o de covariância da coleção de dados de observações de um par de variáveis e é dado pela Equação (3.11):

$$s_{xy} = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}). \quad (3.11)$$

Como  $x_i - \bar{x}$  e  $y_i - \bar{y}$  são, respetivamente, os desvios das observações das variáveis  $x$  e  $y$  em relação às suas médias, facilmente se verifica que a covariância é a média dos produtos daqueles desvios.

Contudo, na avaliação do grau de associação entre suas variáveis, a covariância apresenta, desde logo, uma limitação importante. O valor que vai assumir depende não só da variação conjunta

das variáveis como também dos valores absolutos que estas variáveis assumem. Para obviar a esta situação e padronizar a medida define-se o coeficiente de correlação de Pearson (ou, simplesmente, coeficiente de correlação) através de

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (3.12)$$

em que

$$-1 \leq r \leq 1. \quad (3.13)$$

O coeficiente de correlação linear,  $r$ , é a medida numérica da força da relação linear entre duas variáveis. Este coeficiente reflete o efeito que a alteração de uma variável produz na outra. Como definido pela Equação (3.13), o coeficiente de correlação linear assume sempre um valor entre -1 e +1, em que o valor +1 representa uma correlação linear positiva perfeita e o valor -1 representa uma correlação linear negativa perfeita. Por outro lado, quando o valor do coeficiente de correlação linear for próximo de zero, conclui-se que existe pouca ou nenhuma correlação linear. Importante referir que, se os valores da variável  $y$  aumentarem à medida que os valores da variável  $x$  aumentam, o valor de  $r$  será positivo, e diz-se que se trata de uma correlação positiva. Em sentido oposto, se os valores da variável  $y$  diminuírem à medida que os valores da variável  $x$  aumentam, o valor de  $r$  será negativo, e diz-se que se trata de uma correlação negativa. Desta forma, o coeficiente de correlação linear mede a maior ou menor força com que as variáveis se associam, quer positiva, quer negativamente [52].

Retomando o diagrama de dispersão da Secção 3.2.3 (Figura 3.2), adaptado aqui à Figura 3.6, uma vez que o mesmo ajuda a interpretar o significado de coeficiente de correlação.

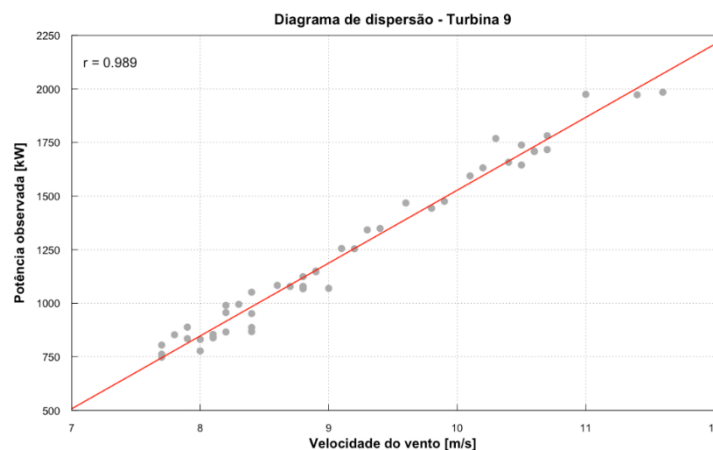


Figura 3.6 – Diagrama de dispersão e coeficiente de correlação para o par  $(v, P)$ .

Neste caso, os dados dispõem-se numa mancha aproximadamente linear e com declive positivo, indicando uma tendência para que valores de velocidade mais elevados permitam obter valores de potência observada maiores. Desta forma, obtém-se naturalmente um valor positivo elevado para o coeficiente de correlação linear,  $r = 0.989$ , concluindo-se que, como seria de esperar, as variáveis

velocidade de vento e potência observada têm uma correlação linear positiva forte. Por outras palavras, isto significa que o valor de potência observada é fortemente influenciado pela velocidade de vento, no sentido positivo.

### 3.3.4 Medidas de assimetria

Pode dizer-se que assimetria é o desvio ou afastamento da simetria de uma distribuição de dados. Uma distribuição simétrica é aquela onde as frequências se distribuem simetricamente em relação a um eixo central (eixo de simetria) [55].

Conhecer o tipo e a intensidade da assimetria de um determinado conjunto de dados permite saber de que forma os dados se distribuem em relação a um eixo central. Por exemplo, nos diagramas de caixa descritos mais à frente na Secção 3.4, uma distribuição com uma assimetria positiva indica que, apesar da alta concentração de valores mais baixos, a mediana será influenciada pelos valores mais baixos e deslocar-se-á nessa direção (para baixo ou para a esquerda). Em sentido contrário, se uma distribuição tiver uma assimetria negativa, a mediana deslocar-se-á na direção dos valores mais elevados (para cima ou para a direita). Desta forma, se a linha que representa a mediana não for equidistante em relação aos extremos significa que os dados são assimétricos. Tal facto significa que a existência de assimetria é graficamente reconhecível, através da circunstância da mediana se encontrar deslocada relativamente ao eixo de simetria. Se a mediana se situar à esquerda (ou abaixo) do eixo de simetria, diz-se que a distribuição tem um enviesamento à direita ou que se trata de uma distribuição assimétrica positiva. Se a mediana se situar à direita (ou acima) do eixo de simetria, então trata-se de um enviesamento à esquerda, ou seja, uma distribuição assimétrica negativa.

É evidente, porém, que a visualização do gráfico só é esclarecedora nos casos em que, o deslocamento da mediana relativamente ao eixo de simetria, for significativo. Nos restantes casos, torna-se necessário quantificar de forma precisa a assimetria através das indicações fornecidas pelas medidas de assimetria. Um dos processos, baseado nas medidas descritivas descritas na Secção 3.3.1, consiste na comparação entre os valores da média, da mediana e da moda. Se os valores destas três medidas forem iguais, significa que se trata de uma distribuição simétrica. Já no caso de serem todas diferentes, pode concluir-se que se trata de uma distribuição assimétrica. Efetivamente, quando uma distribuição é assimétrica esses três valores não são coincidentes e apresentam-se, de um modo geral, segundo uma dada ordem. Se o valor da mediana for superior à média e inferior à moda ( $\bar{x} < \tilde{x} < Mo$ ), a assimetria diz-se negativa ou à esquerda. No caso oposto, ou seja, se a mediana for inferior à média e superior à moda ( $\bar{x} > \tilde{x} > Mo$ ), então a assimetria diz-se positiva ou à direita.

Quando a assimetria é moderada, verifica-se que

$$\bar{x} - M_o \simeq 3(\bar{x} - \tilde{x}). \quad (3.14)$$

Esta expressão significa que nas distribuições moderadamente assimétricas, a mediana se localiza aproximadamente a um terço da distância entre a moda e a média.

Isolando  $M_o$  na Equação (3.14) vem que

$$M_o = 3(\tilde{x} - 2\bar{x}), \quad (3.15)$$

o que permite concluir que nas distribuições moderadamente assimétricas, a moda pode ser calculada a partir dos valores da média e da mediana. Outro indicativo é constituído pela localização do primeiro quartil,  $Q_1$ , e do terceiro quartil,  $Q_3$ , relativamente à mediana. Assim, se  $Q_3$  e  $Q_1$  forem equidistantes de  $\tilde{x}$ , a distribuição é simétrica. Se  $Q_1$  estiver mais próximo da mediana que  $Q_3$ , a assimetria é positiva. Já se  $Q_1$  estiver mais afastado da mediana, então a assimetria é negativa.

Considerados estes dois processos, conclui-se que, embora informem acerca da existência ou não de assimetria, bem como da sua natureza, a verdade é que não fornecem qualquer indicação sobre o grau ou valor dessa mesma assimetria. No intuito de obter essa informação, pode recorrer-se a vários coeficientes de assimetria, que se exprimem através de quocientes entre uma medida de assimetria e uma medida de dispersão. Como norma de carácter geral, pode dizer-se que, quando o coeficiente de assimetria é nulo, a distribuição é simétrica. Quando não é nulo, a distribuição é assimétrica, sendo o grau de assimetria tanto maior quanto mais elevado for o valor do coeficiente. Quer isto dizer, portanto, que um valor baixo do coeficiente de assimetria traduz a existência de uma distribuição moderadamente assimétrica.

O coeficiente de assimetria de Pearson,  $C_p$ , é definido pela expressão:

$$M_o = 3(\tilde{x} - 2\bar{x}). \quad (3.16)$$

Ora se,

$C_p = 0$ , então  $\bar{x} = M_o$ ; logo a distribuição é simétrica;

$C_p > 0$ , então  $\bar{x} > M_o$ ; logo a distribuição é assimétrica positiva;

$C_p < 0$ , então  $\bar{x} < M_o$ ; logo a distribuição é assimétrica negativa.

Para distribuições moderadamente assimétricas,  $|C_p| < 1$ . Note-se ainda que, para distribuições deste tipo, dado que  $M_o = 3(\tilde{x} - 2\bar{x})$ , então:

$$|C_p| = \frac{3(\bar{x} - \tilde{x})}{s} \quad (3.17)$$

Os resultados da aplicação desta fórmula variam no intervalo [-3; 3]. Quando o valor de assimetria obtido se encontra fora desta gama diz-se que a assimetria é muito forte (positiva ou negativa, dependendo do sinal) [55].

Numa distribuição simétrica, a distribuição de frequências faz-se, aproximadamente, de forma simétrica relativamente a uma classe média. Em sentido contrário, numa distribuição enviesada, a distribuição das frequências faz-se de forma acentuadamente assimétrica, apresentando valores substancialmente mais pequenos num dos lados, em relação ao outro.

### 3.4 Outras representações gráficas

- **Diagrama de caixa – *Boxplot***

Uma forma bastante utilizada para representar a distribuição dos dados é através de uma representação gráfica designada por diagrama de caixa ou *boxplot*. Um diagrama de caixa é uma representação gráfica que descreve, em simultâneo, várias características importantes de um conjunto de dados, como o centro, a dispersão, o desvio da simetria, os quartis, a mediana, a identificação de observações discordantes (ou *outliers*) e os extremos. A mediana amostral, como visto na Secção 3.3.1, é uma medida de tendência central que divide a amostra ordenada em dois conjuntos iguais, isto é, metade dos valores da amostra são não-superiores (menores ou iguais) à mediana e os restantes são não-inferiores (maiores ou iguais) à mediana. Contudo, os dados podem ser divididos em mais do que duas partes. Quando um conjunto ordenado de dados se divide em quatro conjuntos iguais, os pontos de divisão são designados por quartis. O primeiro quartil (ou quartil inferior),  $Q_1$ , é um valor abaixo do qual se encontram, aproximadamente, uma quarta parte (25%) das observações e, conseqüentemente, acima do qual se encontram, aproximadamente 75% das observações. O segundo quartil,  $Q_2$ , é um valor abaixo do qual se encontram, aproximadamente, metade (50%) das observações, ou seja, é exatamente igual à mediana. O terceiro quartil (ou quartil superior),  $Q_3$ , é um valor abaixo do qual se encontram, aproximadamente, 75% das observações.

Neste tipo de diagrama, o tamanho da caixa representa a amplitude interquartil, com a linha vertical do lado esquerdo (ou inferior) a representar o primeiro quartil,  $Q_1$ , e a linha vertical do lado direito (ou superior) a representar o terceiro quartil,  $Q_3$ . Dentro do retângulo é colocada uma linha vertical referente ao 2º quartil (que representa o percentil 50 ou a mediana),  $Q_2 = \tilde{x}$ . As observações situadas 1,5 vezes a amplitude interquartil abaixo do valor mínimo ou 1,5 vezes a amplitude interquartil acima do valor máximo são designadas observações discordantes ou *outliers*. Estas observações são assim designadas e representas por símbolos diferentes por se encontrarem invulgarmente longe da maioria dos dados [50].

Diz-se que um qualquer valor da amostra,  $x_i$ , é um *outlier* severo quando

$$x_i \leq Q_1 - 3(Q_3 - Q_1) \text{ ou } x_i \geq Q_3 + 3(Q_3 - Q_1), \quad (3.18)$$

e um *outlier* moderado quando

$$Q_1 - 3(Q_3 - Q_1) < x_i < Q_1 - 1,5(Q_3 - Q_1), \quad (3.19)$$

ou

$$Q_3 + 1,5(Q_3 - Q_1) < x_i < Q_3 - 3(Q_3 - Q_1). \quad (3.20)$$

Os valores  $Q_1 - 3(Q_3 - Q_1)$  e  $Q_3 + 3(Q_3 - Q_1)$  são designados por barreiras externas, inferior e superior; enquanto os valores  $Q_1 - 1,5(Q_3 - Q_1)$  e  $Q_3 + 1,5(Q_3 - Q_1)$  são designados por barreiras internas, inferior e superior [52]. Note-se, porém que, ao pesquisar valores com um comportamento que se afasta nitidamente do da grande maioria dos restantes valores da coleção, a explicação para a grande diferença encontrada resulta, muitas vezes de erros humanos cometidos ao medir ou registar os dados ou da própria natureza do fenómeno em estudo. Por fim, neste tipo de diagrama são ainda representados os extremos, isto é, o menor e o maior valor da amostra.

Retomando a amostra da Tabela B.1, obteve-se o diagrama representado na Figura 3.7. Como se pode ver, o retângulo é desenhado desde o primeiro quartil (que corresponde a 12,5 m/s) até ao terceiro quartil (que corresponde a 14,7 m/s). No interior do retângulo, o segmento de reta representa a posição da mediana (que corresponde a 13,7 m/s). Os dois segmentos de reta estendem-se, um desde o primeiro quartil,  $Q_1$ , até ao menor valor no intervalo de 1,5 vezes o intervalo interquartil (que é 9,3 m/s) e o outro desde o terceiro quartil,  $Q_3$ , até ao maior valor no intervalo de 1,5 vezes o intervalo interquartil (que é 17,7 m/s). Por fim, as observações discordantes (ou *outliers*) situadas abaixo da barreira interna inferior (que é 9,2 m/s),  $Q_1 - 1,5(Q_3 - Q_1)$ , ou acima da barreira interna superior (que é 18 m/s),  $Q_3 + 1,5(Q_3 - Q_1)$ , encontram-se representadas a vermelho.

Este tipo de diagrama permite tirar conclusões importantes acerca da forma como os dados se distribuem dentro da amostra. A partir do gráfico da Figura 3.7 pode-se, desde logo, dizer que pelo menos 50% dos valores centrais para as velocidades de vento observadas se situam entre cerca de 12,5 m/s e 15 m/s.

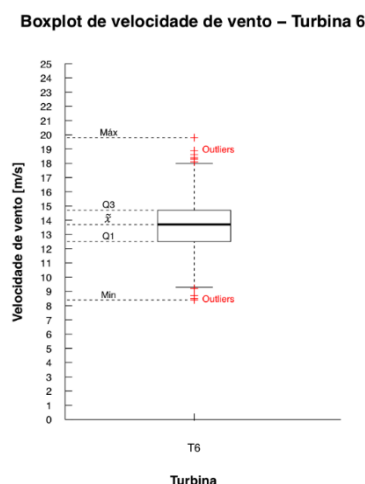


Figura 3.7 – Boxplot de velocidade de vento (Turbina 6).

Verifica-se, igualmente, que a velocidade de vento máxima se situa perto dos 20 m/s enquanto que a mínima se situa perto dos 8,5 m/s. Observa-se, ainda, que metade dos valores de velocidade de

vento têm valores que não excedem o valor indicado pelo traço da mediana que, apenas pela leitura do gráfico, se verifica ser próxima do 14 m/s. O facto de  $Q_1$  estar mais afastada da mediana que  $Q_3$  revela que existe uma distribuição assimétrica negativa dos dados. Por fim, também se constata, de forma evidente, a existência de *outliers* para velocidades de vento superiores a aproximadamente 18 m/s e inferiores a cerca de 9 m/s.

Quando colocados em paralelo, os diagramas de caixa, permitem estabelecer comparações entre amostras, evidenciando as principais semelhanças e diferenças entre os padrões de distribuição, nomeadamente no que diz respeito à localização de algumas das medidas características dos dados, assim como à maior ou menor dispersão dos dados [50].

Na continuação do exemplo anterior e considerando, desta vez, igualmente a amostra da Tabela B.2 do Anexo B, referente à velocidade de vento observada na Turbina 9 no dia 5 de janeiro de 2011, é possível estabelecer comparações entre a distribuição da velocidade de vento observada na Turbina 6 e a distribuição da velocidade de vento observada na Turbina 9. Assim, os diagramas representados na Figura 3.8 tornam evidente que as velocidades de vento observadas na Turbina 9 são mais baixas e apresentam uma menor variabilidade entre a velocidade de vento mais baixa e a mais elevada, comparativamente à Turbina 6.

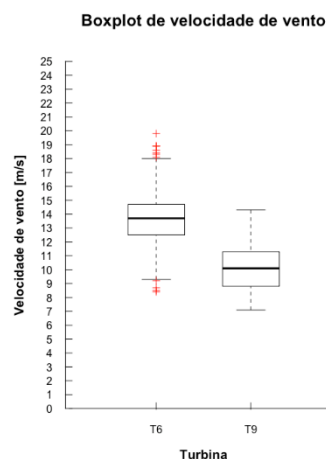


Figura 3.8 – *Boxplot* de velocidade de vento observada nas turbinas 6 e 9.

Por outro lado, verifica-se que, no caso da Turbina 9, a média se situa ligeiramente abaixo do eixo de simetria; pelo que, como visto na anteriormente, os dados referentes a esta turbina apresentam uma ligeira assimetria positiva. Isto significa que existe uma maior concentração de valores mais baixos. No caso da Turbina 6, a simples observação do diagrama representado na Figura 3.8 não torna evidente se se trata de uma distribuição simétrica. Assim quantificou-se o valor de assimetria com recurso à Equação (3.17), obtendo-se o coeficiente de assimetria de Pearson seguinte:

$$|C_p| = 0,30$$

Verifica-se assim, que a velocidade de vento no período indicado tem uma distribuição com fraca assimetria positiva de grau 0,3.

## 4 Caso de estudo

No presente capítulo procurou-se apresentar uma ferramenta que poderá ajudar os proprietários dos parques eólicos avaliar se, após a substituição de determinados componentes, a operação realizada influenciou o desempenho da turbina. No entanto, como visto na Secção 2.4 existem diversos tipos de avarias frequentes em turbina eólicas e que nem todas implicam tempos de paragem idênticos. Desta forma, pretende-se analisar a influência, nas curvas de potência, da substituição dos componentes principais, ou seja, as substituições dos componentes com maior impacto na produção e das quais resultam maiores tempos de paragem.

Ainda neste capítulo e no intuito de ilustrar a aplicação prática da ferramenta desenvolvida escolheu-se um parque eólico na Pampilhosa da Serra. Esta ferramenta consiste em criar uma metodologia para determinar, aproximar e expressar analiticamente a curva de potência teórica do fabricante; criar uma metodologia de comparação da curva de potência de referência teórica do fabricante, com a curva de potência real observada; criar uma metodologia de comparação entre as curvas de potência real observada anteriores e posteriores às intervenções; implementar as metodologias no *software RStudio* e aplicá-las na análise de turbinas eólicas reais e por fim avaliar se a substituição dos rolamentos da caixa multiplicadora, assim como à substituição da própria caixa ou ainda à substituição dos rolamentos do gerador, bem como do próprio gerador influencia as curvas de potência observada.

Este capítulo está dividido em 6 secções. Na primeira descreve-se, de forma sucinta, o parque eólico em questão, contendo informação relativa às características técnicas, orografia e produção elétrica do parque eólico da Pampilhosa da Serra (Anexo C.2), seguindo-se a caracterização da Turbina Vestas V90/3000 na Secção 4.2. Na Secção 4.3 é feita uma análise preliminar dos dados fornecidos. Esta análise consiste, numa primeira parte, num pré-processamento dos dados de forma a validar a veracidade dos dados analisados. Desta forma, através de técnicas de filtragem visa-se a remoção das observações discordantes correspondentes a erros de leitura ou momentos de paragem para manutenção. Na segunda parte da análise preliminar, introduz-se uma breve análise descritiva das variáveis direção do vento, velocidade do vento e potência ativa. Com isto, pretende-se caracterizar o parque eólico e perceber o seu modo de funcionamento.

Na Secção 4.4 descreve-se a metodologia utilizada na obtenção das curvas de potência através do cálculo da mediana, a partir dos dados reais de potência observada. Com esse objetivo foram, numa primeira fase, construídos e analisados os diagramas de dispersão com os dados fornecidos em bruto. Numa segunda fase, filtraram-se os dados iniciais de acordo com os limites de velocidade de vento e de rotação do rotor indicados pelo fabricante. Por fim, para caracterizar o comportamento de qualquer turbina eólica, modelou-se a sua curva de potência observada através do cálculo da potência mediana.

Na Secção 4.5 apresenta-se a curva de potência teórica que modela o comportamento da turbina. Seguidamente é feita uma comparação entre os dados reais observados e a curva de potência

teórica. Finalmente é feita a análise do desvio entre a curva teórica e a curva de potência observada característica de cada turbina.

Na Secção 4.6 realiza-se uma análise de correlação entre as variáveis mediana mensal de velocidade de vento e Corrigido mensal de potência observada, de forma a verificar o seu grau de correlação. Apresenta-se, ainda, a análise da evolução da mediana mensal de potência observada e da mediana mensal de velocidade de vento. Por fim, com o objetivo de comprovar a influência das ações de manutenção nas alterações das curvas de potência, procede-se a uma análise pormenorizada ao comportamento de cada turbina, de acordo com o tipo de substituição realizada.

Deste modo, o caso de estudo aqui apresentado foca-se na análise de 3 anos (2011, 2012 e 2013) de dados do sistema SCADA, referentes às doze turbinas eólicas mais problemáticas, do parque eólico da Pampilhosa da Serra, situado no concelho da Pampilhosa da Serra, distrito de Coimbra (Anexo C.2).

Os dados fornecidos, contam com uma frequência de amostragem de 10 minutos e contêm informação das variáveis seguintes:

- Velocidade de rotação do rotor [rpm];
- Velocidade do vento [m/s];
- Orientação da turbina [°];
- Potência ativa [kW].

Como já referido, os dados disponíveis dizem respeito às doze turbinas que, de acordo com os responsáveis do parque, apresentam mais problemas mecânicos relacionados com a caixa multiplicadora e os rolamentos do gerador. Os dados foram recolhidos de medições periódicas de dez minutos com início às 0h00 do dia 1 de janeiro de 2011 e fim às 24h00 do dia 31 de dezembro de 2013. No entanto, no presente trabalho, serão apenas objeto de análise, com recurso ao *software RStudio*, os dados referentes aos parâmetros de velocidade média de rotação do rotor, velocidade média do vento, direção do vento medidas na *nacelle* da turbina eólica e ainda da potência média.

De referir, ainda, que seria importante avaliar os parâmetros de temperatura e pressão atmosférica, uma vez que influenciam o valor de densidade do ar. No entanto, estes dados não se encontram disponíveis.

## 4.1 Parque eólico

O parque eólico estudado situa-se na Pampilhosa da Serra, conta 114 MW distribuídos por 38 turbinas e entrou em produção faseadamente. A primeira fase, com 33 MW, iniciou-se em 2005 e os restantes 81 MW em 2006. Está situado na Pampilhosa da Serra e é detido pela empresa Parque da Pampilhosa da Serra – Energia Eólica, S. A. [56].

A Tabela 4.1 apresenta as características técnicas de um parque eólico na Pampilhosa da Serra.

Tabela 4.1 – Características técnicas do parque eólico (Anexo C.1).

Parque eólico da Pampilhosa	
N.º de Turbinas Eólicas	38
Tensão de Ligação à Rede	220 kV
Emissões de CO <sub>2</sub> Evitadas	165846 Ton
Produção Anual Estimada	291 Gwh

Nas Figuras 4.1 – 4.3 é apresentada a topografia do local, a disposição das turbinas ao longo do parque [Anexo C.2], assim como a identificação das doze turbinas, que de acordo com os responsáveis pela manutenção deste parque eólico, são as mais problemáticas (turbinas 6, 7, 9, 12, 13, 20, 23, 25, 31, 33, 35 e 37) e, por isso, objeto de estudo neste trabalho.

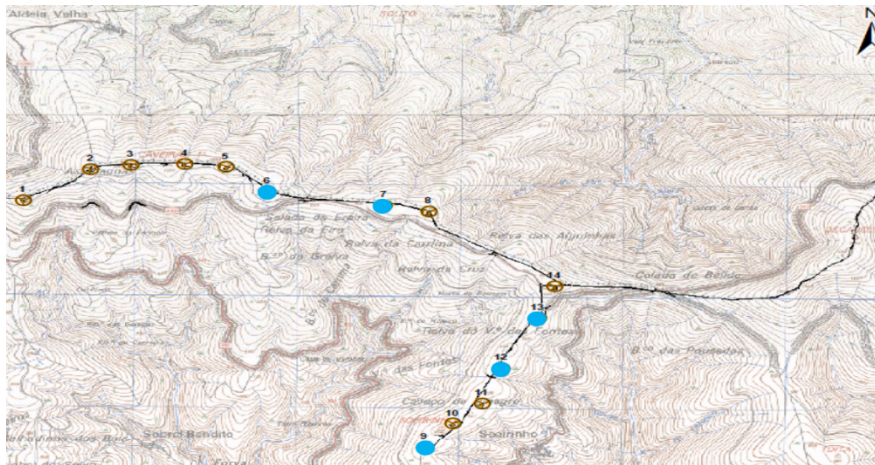


Figura 4.1 – Disposição e identificação das turbinas 6, 7, 9, 12 e 13 [57].

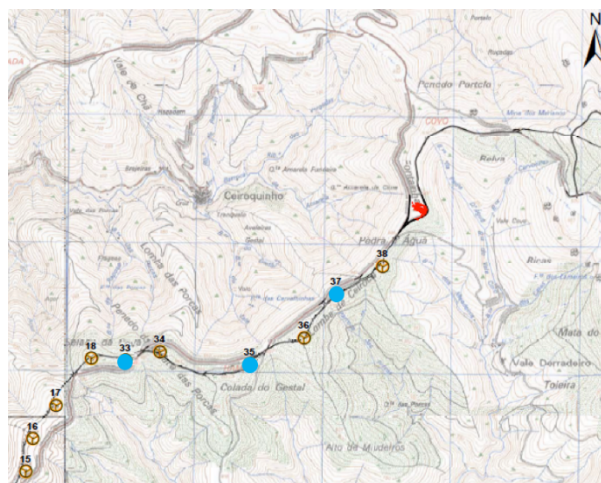


Figura 4.2 – Disposição e identificação das turbinas 33, 35 e 37 [57].

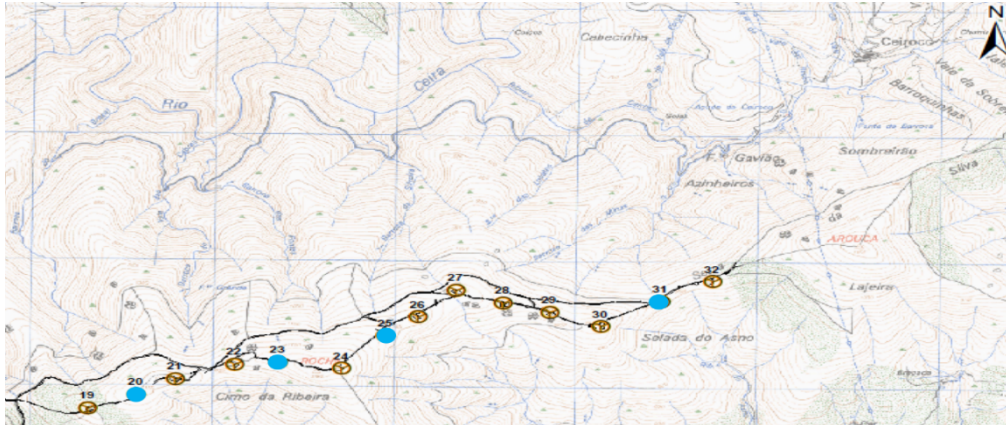


Figura 4.3 – Disposição e identificação das turbinas 20, 23, 25 e 31 [57].

Observando a figura do Anexo C.2, é possível definir-se três grupos de turbinas. Um primeiro grupo composto pelas turbinas 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 e 14, um segundo grupo composto pelas turbinas 15, 16, 17, 18, 33, 34, 35, 36 e 37 e, um terceiro grupo composto pelas turbinas 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31 e 32, que se podem observar nas Figura 4.1, Figura 4.2 e Figura 4.3, respetivamente.

## 4.2 Turbina Vestas V90/3000

O parque eólico estudado conta com 38 turbinas Vestas – Modelo V90/3000, com as características técnicas apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Características técnicas Vestas V90/3000 (Anexo C.1).

Turbina Vestas V90/3000	
Fabricante	VESTAS
Modelo	V90 – 3.0 MW
Orientação	<i>Upwind</i>
N.º de pás	3
Potência nominal	3,0 MW
Velocidade de rotação da turbina	10,5 – 24,4 rpm
Velocidade de <i>cut-in</i>	4 m/s
Velocidade de <i>cut-out</i>	25 m/s
Altura da torre	80 m
Diâmetro do rotor	90 m
Pesos	
<i>Nacelle</i>	68 ton
Rotor	40 ton
Torre	156 ton

Através dos seus sistemas de controlo do ângulo de ataque das pás (*pitch system*) e de orientação da *nacelle* (*yaw system*), esta turbina consegue otimizar o seu rendimento energético, independentemente da temperatura e densidade do ar, para todas as velocidades de vento [58].

- **Curva de potência do fabricante**

A Figura 4.4 representa a curva de potência teórica, fornecida pelo fabricante.

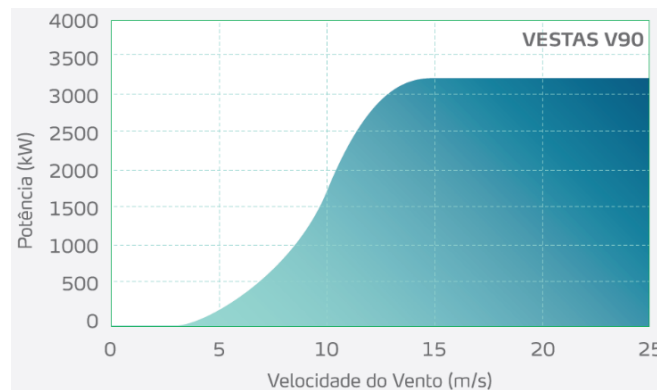


Figura 4.4 – Curva de potência do fabricante Vestas V90/3000 [58].

De acordo com a curva de potência do fabricante, os limites de operação da turbina estão compreendidos entre velocidades de vento de 4 e 25 m/s, sendo que a turbina atinge a sua potência nominal para velocidade de vento de aproximadamente 14 m/s.

### 4.3 Análise preliminar

Nesta secção é feita, em primeiro lugar, um pré-processamento dos dados fornecidos cujo objetivo é remover as observações sem significado físico. Seguidamente, apresenta-se o estudo descritivo inicial com o objetivo de caracterizar o parque eólico. Desta forma, será desenvolvida a análise das variáveis: direção do vento, velocidade do vento e potência ativa.

#### 4.3.1 Pré-processamento de dados

Os resultados finais de qualquer estudo, resultante da análise de uma grande quantidade de observações, dependem fortemente da qualidade dos dados em análise. Por sua vez, esta qualidade depende, entre outros, da frequência das observações, da precisão do equipamento de medida e também da experiência e conhecimento do responsável por efetuar as medições. Para validar os dados em análise, através de técnicas de filtragem, efetuou-se um pré-processamento dos dados de acordo com os limites de operação da turbina recomendados pelo fabricante. Neste sentido, procedeu-se à filtragem dos dados de forma a eliminar todos os valores sem significado físico, recorrendo-se, para esse efeito, à utilização de dois filtros com as seguintes funções:

- **Filtro 1 – Velocidade do vento  $\in [4; 25]$  m/s**

Uma vez que os limites de velocidade do vento, de funcionamento, da Turbina Vestas V90/3000, correspondem aos 4 m/s e 25 m/s, filtrou-se a amostra inicial, com os dados em bruto, no referido intervalo, de forma a verificar a sua variabilidade.

- **Filtro 2 – Velocidade de rotação do rotor  $\in [10,4; 24,4[$  rpm**

Por outro lado, de acordo com o fabricante, os limites de velocidade de rotação do rotor, da Turbina Vestas V90/3000, estão compreendidos entre 10,4 rpm e 24,4 rpm. Pelo que se efetuou, igualmente a filtragem da amostra inicial, no referido intervalo.

Os resultados dos filtros aplicados aos dados iniciais encontram-se representados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Resultados dos filtros aplicados.

Turbina	Obs. iniciais	Filtro 1			Filtro 2			Filtro 1 $\cup$ Filtro 2		
		Obs.	Elim.	%	Obs.	Elim.	%	Obs.	Elim.	%
6	157825	126758	31067	19,7	101556	56269	35,7	101556	56269	35,7
7	157825	127214	30611	19,4	100582	57243	36,3	100582	57243	36,3
9	157825	122598	35227	22,3	99618	58207	36,9	99618	58207	36,9
12	157825	118959	38866	24,6	94604	63221	40,1	94603	63222	40,1
13	157825	119958	37867	24,0	92859	64966	41,2	92857	64968	41,2
20	157825	129082	28743	18,2	107745	50080	31,7	107679	50146	31,8
23	157825	126585	31240	19,8	102348	55477	35,2	101460	56365	35,7
25	157825	123854	33971	21,5	97851	59974	38,0	97850	59975	38,0
31	157825	121095	36730	23,3	96208	61617	39,0	96208	61617	39,0
33	157825	118616	39209	24,8	90925	66900	42,4	90920	66905	42,4
35	157825	122416	35409	22,4	96301	61524	39,0	96141	61684	39,1
37	157825	118925	38900	24,7	89394	68431	43,4	89392	68433	43,4

Da análise a esta tabela, verifica-se que o filtro 2 é aquele que permite a remoção do maior número de observações fora dos limites recomendados pelo fabricante, em relação às observações iniciais. Isto deve-se, essencialmente, ao facto de o número de observações registadas com valores de velocidade do vento compreendidos entre 4 m/s e 25 m/s, já se encontrar incluídas no filtro 2, uma vez que o rotor apenas atinge velocidades de rotação compreendidas entre 10,5 e 24,4 rpm quando a velocidade do vento é superior a 4 m/s e a turbina é “desligada” para velocidades de vento superiores a 25 m/s. No entanto, nas turbinas 20, 23 e 35, verifica-se que a aplicação do filtro 2 elimina um menor número de observações, o que indica que apesar da velocidade do vento estar fora do intervalo recomendado, as turbinas continuam a funcionar. Desta forma, verifica-se que a aplicação do Filtro 1 conjuntamente com o Filtro 2, garante a validade dos dados em análise.

#### 4.3.2 Direções de vento dominantes

Recorrendo aos dados de orientação do vento, para as turbinas em análise, no período correspondente aos anos de 2011, 2012 e 2013, foram obtidos os diagramas de rosa apresentados de forma completa no Anexo D. Da análise aos gráficos foi possível agrupar as turbinas em 4 grupos de acordo com as distintas direções de vento dominantes.

No Grupo I, composto pelas turbinas 6 e 7, observa-se que as orientações de vento se situam essencialmente entre os 330° e os 30° (Figura D.1 do Anexo D). Como se pode ver na Figura 4.5, no caso da Turbina 7 constata-se ainda, com alguma frequência, a ocorrência de velocidades de vento superiores a 25 m/s para orientações de vento próximas de 210°.

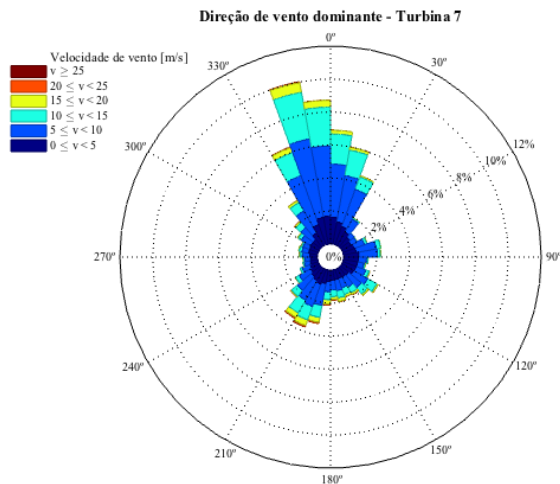


Figura 4.5 – Distribuição de orientação de vento da Turbina 7.

O Grupo II é constituído pelas turbinas 9, 12 e 13. Para este conjunto de turbinas, apesar de se verificar uma maior dispersão de orientação de vento, é possível descortinar duas direções de vento predominantes. Da análise à Figura D.2 (Anexo D), verifica-se que a maior concentração de observações de direção de vento se situa entre cerca de 315° e 360°, isto é, entre as direções Noroeste e Norte. No entanto, também se constata uma elevada concentração de observações de direção de vento próximas de 90°, ou seja, na direção Este, como se pode ver no exemplo da Figura 4.6.

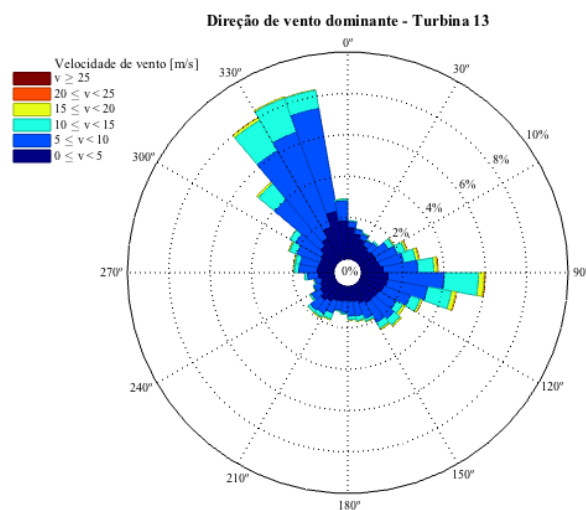


Figura 4.6 – Distribuição de orientação de vento da Turbina 13.

Em relação ao Grupo III onde se situam as turbinas 20, 23, 25, 31, 35 e 37, também se observam duas direções de vento predominantes. Da Figura D.3 do Anexo D retira-se que a maioria das observações de direção de vento se situa entre os 315° e os 345°. Contudo, também se verifica uma maior concentração entre os 120° e os 150°. Como se pode ver na Figura 4.7, este facto é bastante relevante no caso das turbinas 20 e 25, uma vez que apresentam velocidades de vento superiores a 20 m/s para direções de vento próximas de 120°.

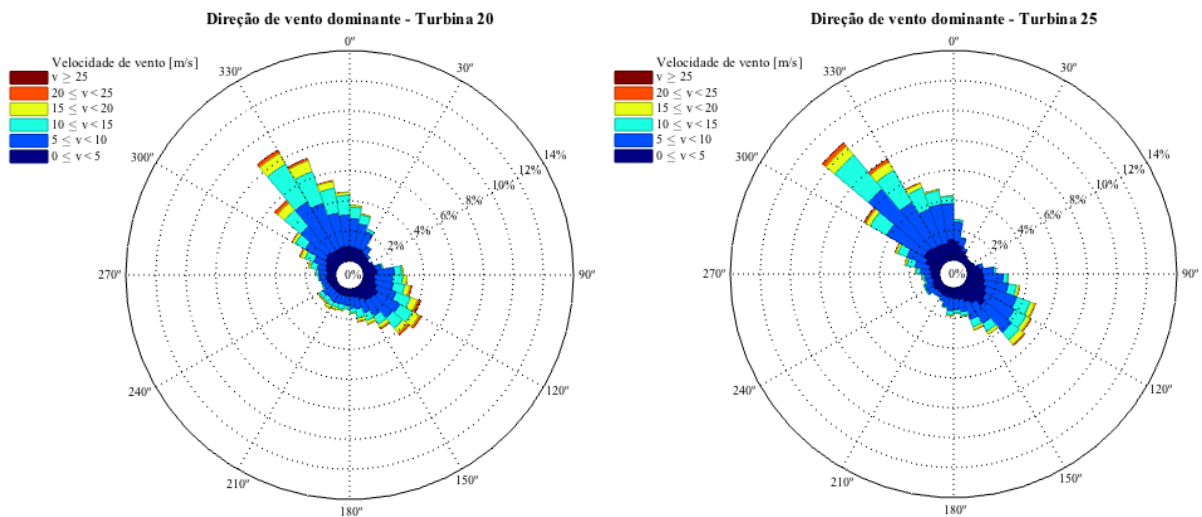


Figura 4.7 – Distribuição de orientação de vento das turbinas 20 e 25.

Por fim, o Grupo IV é composto unicamente pela Turbina 33. Como se observa de forma evidente na Figura 4.8, no caso desta turbina a direção de vento predominante é a direção Oeste, uma vez que cerca de 40% das observações dizem respeito a esta direção.

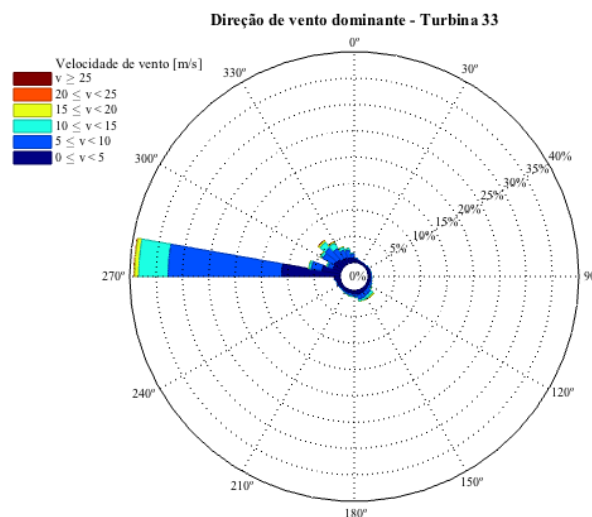


Figura 4.8 – Distribuição de orientação de vento da Turbina 33.

Tendo em consideração a localização desta turbina e a direção predominante de vento nas restantes turbinas analisadas, este facto poderá ser provocado por alguma turbulência no escoamento de ar devido à sua proximidade relativamente a outra turbina.

### 4.3.3 Velocidade do vento

Uma vez caracterizadas as direções de vento predominantes, torna-se, igualmente, pertinente efetuar a caracterização do parque relativamente à velocidade de vento incidente em cada turbina. Com esta análise pretende-se, verificar a forma como se distribuem os dados de velocidade de vento.

- **Dados em bruto**

Esta análise foi realizada, numa primeira fase, com os dados em bruto. Assim, da análise à Figura 4.9, referente à velocidade do vento registada no período entre 2011 e 2013, verifica-se que todas as turbinas tiveram 50% das suas observações, num intervalo compreendido entre os 4 e os 11 m/s.

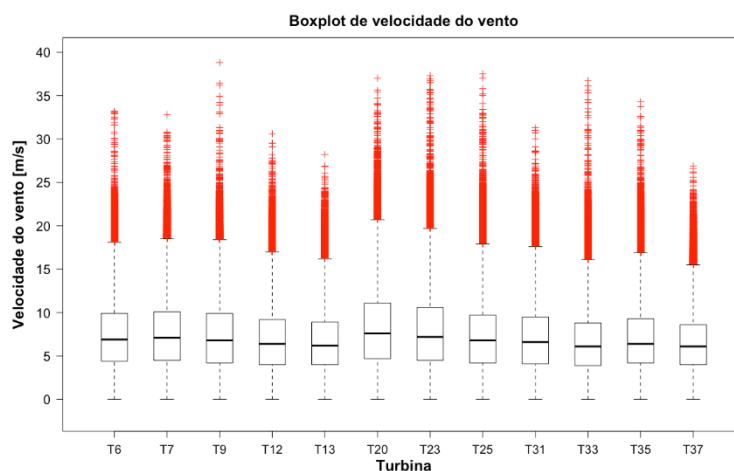


Figura 4.9 – *Boxplot* de velocidade de vento, com dados em bruto, para as 12 turbinas.

A Tabela 4.4 apresenta as medidas descritivas da velocidade do vento para as 12 turbinas em análise. A Turbina 9 apresenta o valor velocidade de vento mais elevado, 38,8 m/s. No entanto, é na Turbina 20 que se regista a mediana mais elevada de velocidade de vento, 7,6 m/s. É ainda de referir que na Turbina 37 o máximo registado é de 26,9 m/s, valor bastante inferior ao das restantes turbinas. Além disso, é de salientar que, apenas no caso da Turbina 33, 25% das observações se encontram, ainda que de forma pouco significativa, abaixo dos 4 m/s, ou seja a uma velocidade de vento correspondente ao regime de não produção. Tendo em consideração a localização e a direção de vento predominante nesta turbina, este facto poderá ser provocado pela sua proximidade a outra turbina.

Tabela 4.4 – Medidas descritivas de velocidade de vento, em m/s.

Turbina	n	Min	$Q_1$	$\tilde{x}$	$\bar{x}$	$Q_3$	Máx	S	CV [%]
6	157825	0	4,4	6,9	7,5	9,9	33,2	4,0	53,4
7	157825	0	4,5	7,1	7,6	10,1	32,8	4,0	52,8
9	157825	0	4,2	6,8	7,4	9,9	38,8	4,1	55,6
12	157825	0	4,0	6,4	6,9	9,2	30,6	3,8	54,7
13	157825	0	4,0	6,2	6,7	8,9	28,2	3,5	52,7
20	157825	0	4,7	7,6	8,3	11,1	37,0	4,6	55,7
23	157825	0	4,5	7,2	8,0	10,6	37,3	4,6	57,0
25	157825	0	4,2	6,8	7,4	9,7	37,5	4,2	56,5
31	157825	0	4,1	6,6	7,1	9,5	31,3	3,9	54,8
33	157825	0	3,9	6,1	6,7	8,8	36,7	3,7	54,7
35	157825	0	4,2	6,4	7,0	9,3	34,3	3,8	54,1
37	157825	0	4,0	6,1	6,6	8,6	26,9	3,4	52,2

Por fim, e como seria de esperar tendo em conta o elevado número de *outliers*, todas as turbinas apresentam um coeficiente de variação bastante elevado, o que significa que existe uma elevada dispersão dos valores observados.

- **Dados filtrados**

Uma vez que os limites de velocidade de rotação do rotor, da Turbina Vestas V90/3000, correspondem a 10,5 rpm e 24,4 rpm e os de velocidade de vento de 4 m/s a 25 m/s, filtrou-se a amostra anterior nos referidos intervalos, de forma a observar a sua variabilidade.

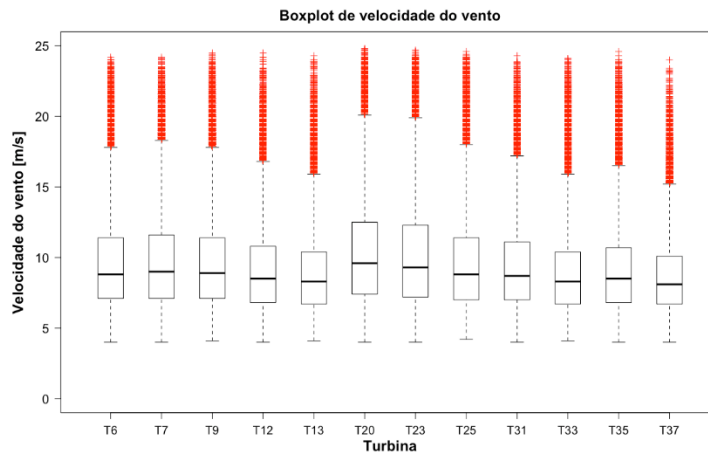


Figura 4.10 – *Boxplot* de velocidade de vento dados filtrados.

Da análise realizada à Figura 4.10, e complementada pela Tabela 4.5, verifica-se que não foi registado qualquer valor de velocidade de vento superior a 24,8 m/s (valor máximo registado na Turbina 20). Constata-se, igualmente, que todas as turbinas tiveram 50% das suas observações, num intervalo compreendido entre os 6,7 m/s e os 12,5 m/s. É de realçar que, nesta gama de valores, a turbina ainda não atingiu o regime nominal de funcionamento. Além disso, e tendo em conta os valores observados, a mediana situa-se entre os 8,3 e 9,6 m/s, o que corresponde, sensivelmente, a uma potência de 1100 kW.

Tabela 4.5 – Medidas descritivas de velocidade de vento para dados filtrados.

Turbina	n	Min	$Q_1$	$\tilde{x}$	$\bar{x}$	$Q_3$	Máx	S	CV [%]
6	101556	4,0	7,1	8,8	9,6	11,4	24,2	3,3	34,3
7	100582	4,0	7,1	9,0	9,7	11,6	24,2	3,2	33,4
9	99618	4,1	7,1	8,9	9,7	11,4	24,5	3,3	34,6
12	94603	4,0	6,8	8,5	9,2	10,8	24,5	3,1	33,3
13	92857	4,1	6,7	8,3	8,9	10,4	24,3	2,9	32,2
20	107679	4,0	7,4	9,6	10,5	12,5	24,8	3,7	36,1
23	101460	4,0	7,2	9,3	10,1	12,3	24,7	3,7	36,4
25	97850	4,2	7,0	8,8	9,6	11,4	24,6	3,4	35,6
31	96208	4,0	7,0	8,7	9,4	11,1	24,3	3,1	33,3
33	90920	4,1	6,7	8,3	9,0	10,4	24,1	3,0	33,8
35	96141	4,0	6,8	8,5	9,1	10,7	24,6	3,1	33,5
37	89392	4,0	6,7	8,1	8,7	10,1	24,0	2,7	31,0

Por fim, apesar de ser bastante inferior, em comparação como a situação anterior, verifica-se que todas as turbinas continuam a apresentar um coeficiente de variação elevado, o que significa que existe uma dispersão significativa dos valores observados. Além disso, verifica-se igualmente, a existência de um grande número de *outlier* e de uma distribuição assimétrica dos dados em todas as turbinas.

Desta forma, a utilização da mediana como medida descritiva de tendência central revela ser a mais adequada, uma vez que é mais robusta do que a média, pois não é tão sensível aos dados extremos [50].

#### 4.3.4 Potência ativa

- **Dados filtrados**

Relativamente à potência ativa observada no parque, pela análise da Figura 4.11, observa-se que as turbinas 20 e 23 se destacam das restantes, na medida em que sua amplitude interquartil é maior. Em sentido oposto, as turbinas 33 e 37 apresentam uma amplitude interquartil bastante inferior às restantes turbinas, mostrando, desta forma, uma menor dispersão na parte central da amostra.

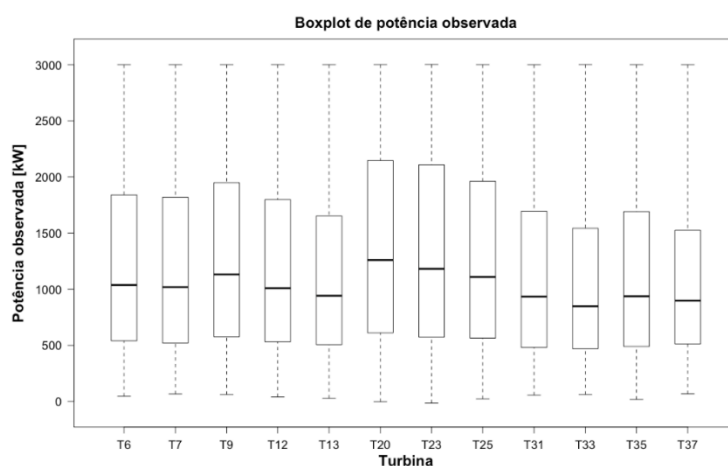


Figura 4.11 – *Boxplot* de potência observada para dados filtrados.

De acordo com a Tabela 4.6, constata-se que 50% das observações centrais se situam no intervalo entre os 470,3 kW e os 2146,9 kW. Por outro lado, verifica-se que as turbinas 20 e 23, apresentam valores mínimos, de potência ativa, negativos. Isto significa que as turbinas estão a consumir energia da rede. Estes casos ocorrem quando as turbinas se encontram paradas por razões de segurança e apenas estão acionados os travões mecânicos e os sistemas de monitorização.

Tabela 4.6 – Medidas descritivas de potência ativa, em kW para dados filtrados.

Turbina	n	Min	$Q_1$	$\tilde{x}$	$\bar{x}$	$Q_3$	Máx	S	CV [%]
6	101556	45,4	539,7	1037,4	1242,3	1840,8	3000,6	801,2	64,5
7	100582	66,4	519,9	1018,7	1218,3	1818,5	3000,6	794,0	65,2
9	99618	61,6	575,2	1131,6	1311,4	1948,5	3000,6	823,1	62,8
12	94603	40,0	532,1	1008,8	1220,5	1799,1	3001,1	790,4	64,8
13	92857	27,8	505,7	941,3	1140,6	1652,1	3000,8	741,4	65,0
20	107679	-2,4	611,6	1260,1	1409,6	2146,9	3001,3	869,9	61,7
23	101460	-15,4	572,5	1181,4	1369,6	2108,1	3002,5	873,8	63,8
25	97850	22,2	564,8	1109,0	1311,1	1962,2	3001,0	838,9	64,0
31	96208	55,7	480,2	933,9	1145,0	1694,8	3000,4	770,9	67,3
33	90920	61,7	470,3	848,2	1073,7	1543,2	3001,4	723,1	67,3
35	96141	17,2	489,7	936,6	1151,0	1691,6	3000,8	766,2	66,6
37	89392	67,5	511,3	897,9	1094,8	1525,3	3000,5	700,8	64,0

Além disso, observa-se que a distribuição dos dados é assimétrica em todas as turbinas. Pelo facto de a mediana ser sempre menor em relação à média em todas as turbinas, verifica-se um enviesamento das distribuições à direita, o que se traduz num bom indicador em termos de produção de energia. Por fim e como seria de esperar, tendo em consideração as características técnicas para o modelo V90/3000, todas as turbinas apresentam um valor máximo de potência observada de aproximadamente 3000 kW.

## **4.4 Modelação da curva de potência observada**

A curva de potência teórica de uma turbina eólica é concebida com base no pressuposto de que a turbina responde de forma instantânea, a qualquer alteração na direção ou na intensidade do vento. Porém, este tipo de alteração instantânea revela-se irrealista, uma vez que devido à estrutura própria das turbinas eólicas de grande porte e ao seu modo de funcionamento, as mesmas demoram algum tempo a ajustar-se às variações do vento. Este intervalo de tempo contribui para a existência de uma dispersão no gráfico potência de saída da turbina eólica vs. velocidade do vento. Quer isto dizer que, analisando os valores de potência de saída de uma turbina eólica em função da velocidade do vento, verifica-se que existem diversos valores de potência que correspondem a um mesmo valor de velocidade. Este facto é conhecido como dispersão da função potência. Desta forma, para se obter uma curva de potência mais próxima da curva real, a mesma tem de ser determinada tendo em conta as variações do vento num dado local [59].

No intuito de obter as curvas da potência observada características das várias turbinas em estudo recorreu-se aos dados reais de potência e velocidade de vento, sendo que, numa primeira fase, foram construídas as curvas de dispersão com os dados fornecidos em bruto. Numa segunda fase filtraram-se os dados iniciais de acordo com os limites de velocidade de vento e de rotação do rotor, sendo construídos *a posteriori* os diagramas de dispersão com os dados filtrados. Por outro lado, as variações de velocidade do vento são por si só, um fator que contribui para a não-linearidade da curva de potência real, na medida em que as turbinas eólicas possuem um determinado tempo de resposta para se adaptarem a uma dada alteração da velocidade do vento. Razão pela qual, foram determinadas as curvas de potência para cada classe de velocidade de vento.

### **4.4.1 Diagramas de dispersão**

Como referido anteriormente, numa primeira fase foram construídos os diagramas de dispersão reais com os dados em bruto que podem ser observadas no Anexo E.1. Uma vez que, nesta primeira fase, os dados não sofrem qualquer pré-processamento não é possível garantir a máxima validade dos dados analisados. No entanto, esta abordagem permite ter uma ideia geral da aquisição de dados em bruto.

Da análise aos diagramas de dispersão com os dados em bruto constata-se que, na Turbina 37, não foram registadas velocidades de vento superiores a 25 m/s. No entanto, nas restantes turbinas em

estudo, apesar de terem sido registadas velocidade de vento superiores a 25 m/s, a potência ativa é de zero kW. Como visto na Secção 2.5, isto deve-se ao facto de as turbinas, por motivos de segurança, serem desligadas para valores de velocidade superiores ao *cut-out*. Verifica-se, igualmente, que as turbinas 7, 20 e 35 apresentam observações à esquerda da curva de potência típica, sendo este facto mais evidente na Turbina 20, como se pode observar na Figura 4.12.

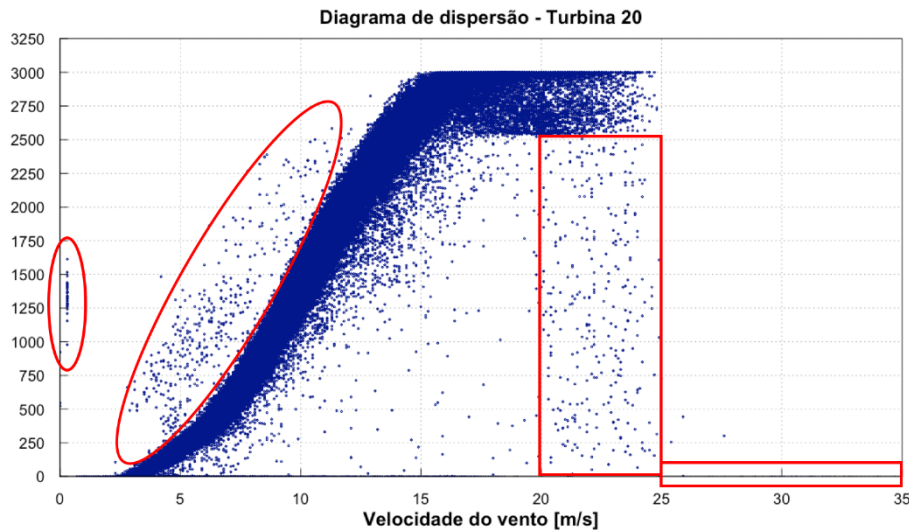


Figura 4.12 – Diagrama de dispersão real com dados em bruto.

Como visto na Secção 1.2.2, a utilização de turbinas eólicas em locais com características de vento e terreno muito complexo pode conduzir a um desempenho e a uma produção energética significativamente inferiores às esperadas, uma vez que a orografia está associada à variação da intensidade média de turbulência [29]. Por este motivo, as observações em destaque na Figura 4.12 podem ser justificadas pela influência da orografia do terreno, efeitos de esteira, perfil de velocidade do vento ou pela intensidade média de turbulência.

Observa-se, ainda que, em todas as turbinas, a potência nominal é atingida para velocidades de vento de aproximadamente 15 m/s. No entanto, mesmo para velocidades de vento entre os 15 m/s e os 25 m/s existem muitos valores abaixo da potência máxima. Este facto observa-se em todas as turbinas e está evidenciado na curva de dispersão da Turbina 12 (Figura E.1 do Anexo E.1). Por fim, denota-se que em todas as turbinas, para valores de velocidade de vento entre os 20 m/s e os 25 m/s, existem vários registos com valores de potência muito abaixo da potência máxima. Apesar de ser visível em todas as turbinas, este facto é mais perceptível e encontra-se evidenciado nas turbinas 20, 23 e 25 (Figura E.1 do Anexo E.1). Estas duas situações podem ser justificadas, por exemplo, pela ocorrência de pequenas falhas ou pelo facto de a turbina não estar bem orientada, impedindo que a mesma consiga atingir o seu pleno regime.

Uma vez obtidas as curvas de dispersão iniciais, foram aplicados os filtros 1 e 2 de forma a centrar a análise nos dados com significado físico. Isto é, os dados recolhidos com as turbinas a produzir. Desta forma obtiveram-se os diagramas de dispersão presentes no Anexo E.2. Da análise

realizada aos diagramas de dispersão com os dados filtrados constata-se que a aplicação destes filtros permitiu eliminar as observações em que as turbinas, por qualquer motivo, se encontravam fora de serviço, apesar da velocidade do vento registada ser superior ao *cut-in*. Por outro lado, verifica-se que apesar de serem removidas as observações em que a velocidade de rotação do rotor está fora do intervalo recomendado pelo fabricante, velocidade de rotação do rotor [10,5; 24,4[ rpm, assim como os valores de velocidade de vento [4; 25[ m/s, no caso das turbinas 7, 20 e 35, as mesmas continuam a apresentar valores atípicos à esquerda da curva típica. Na Figura 4.13, pode observar-se, mais uma vez, o caso mais evidente.

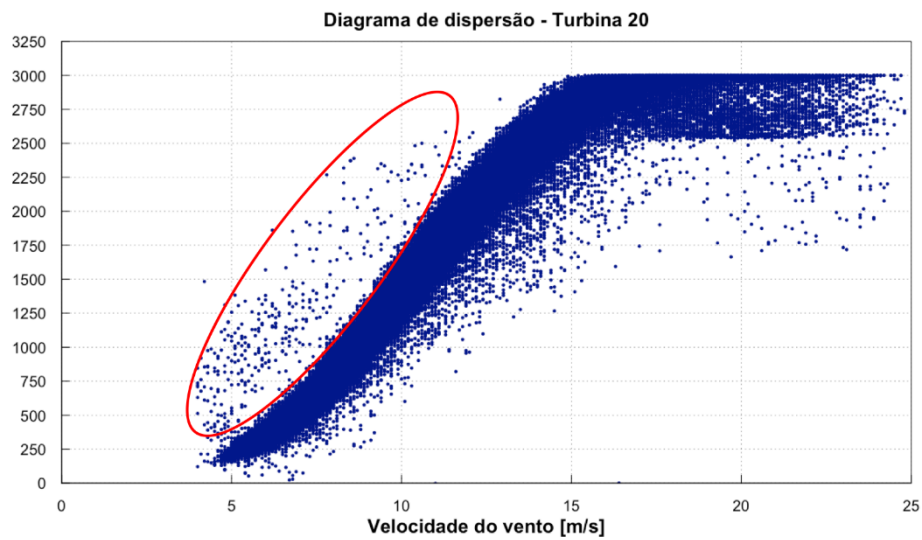


Figura 4.13 – Diagrama de dispersão com dados filtrados.

Por fim, é de salientar que a aplicação deste filtro permitiu eliminar, para todas as turbinas, as observações com velocidades de vento acima do *cut-out*.

#### 4.4.2 Curva de potência observada com *boxplot*

Apesar do diagrama de dispersão com aplicação dos filtros ser mais realista, esta permite apenas ter uma ideia geral do comportamento das várias turbinas em estudo. Assim, para caracterizar o comportamento de qualquer turbina eólica, modelou-se a sua curva de potência observada através da sua representação gráfica com *boxplots* em função de classes de velocidade de vento. A abordagem utilizada consistiu em criar uma única sigmóide que é modelada de forma a permitir observar a forma como os dados de potência se distribuem e ainda resumir as suas principais características. Trata-se de uma representação dos dados onde, para cada classe de velocidade de vento (a cada 1 m/s), passa a existir um *boxplot* de potência observada.

Desta forma, obtiveram-se as curvas de potência observada através da sua representação gráfica com *boxplots* em função da classe de velocidade de vento que se encontram no Anexo E.3. As curvas de potência obtidas evidenciam a presença de valores *outliers* e uma distribuição assimétrica

dos dados de potência observada em função da velocidade do vento, como se pode constatar no exemplo da Figura 4.14.

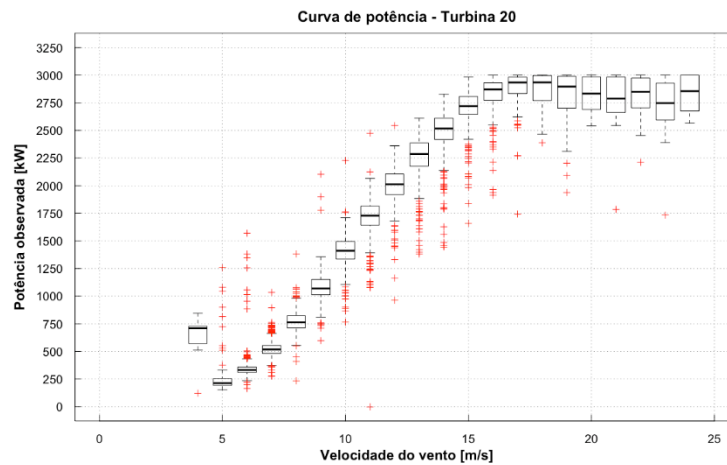


Figura 4.14 – *Boxplot* de potência observada em função da velocidade de vento.

Assim, como visto na Secção 3.3.1, esta situação vem justificar a utilização da mediana como medida de tendência central preferencial na análise dos dados.

#### 4.4.3 Curva de potência observada mediana

Como visto anteriormente, o diagrama de dispersão permite apenas ter uma ideia geral do comportamento das várias turbinas em estudo. Por outro lado, também ficou comprovada a existência de valores *outliers* e distribuições assimétricas dos dados de potência observada. Assim, à semelhança do método utilizado anteriormente, para caracterizar o comportamento de qualquer turbina eólica, modelou-se a sua curva de potência observada através do cálculo da potência mediana. Esta abordagem utilizada consistiu em criar uma única sigmóide representativa dos valores de potência em função da classe de velocidade de vento de cada turbina eólica. Trata-se de uma representação dos dados onde, para cada classe de velocidade de vento, passa a existir apenas um valor mediano de potência.

A Figura 4.15 mostra a curva de potência observada das doze turbinas estudadas. As diferentes curvas, que podem ser observadas individualmente no Anexo E.4, foram obtidas através do cálculo da potência mediana para cada classe de velocidade de vento. Numa primeira análise observa-se que, na fase de arranque das turbinas, ou seja, até cerca de 5 m/s, as turbinas apresentam uma curva de potência mais irregular, essencialmente justificada pelos poucos dados observados nesta gama de velocidades. Verifica-se igualmente que, entre os 5 m/s e os 15 m/s, todas as turbinas possuem um comportamento semelhante, na medida em que a potência observada aumenta de forma exponencial com o aumento da velocidade do vento. Esta fase corresponde, sensivelmente, ao intervalo de velocidades de vento situadas entre a velocidade de *cut-in* e velocidade nominal.

Já para velocidades de vento acima dos 15 m/s constata-se que a Turbina 25 apresenta uma curva de potência superior às restantes. Isto significa que, para velocidade de vento idênticas, a

potência observada mediana na Turbina 25 é superior às restantes. Desta forma, torna-se evidente que, para velocidades de vento mais elevadas, a Turbina 25 é aquela que revela um melhor desempenho. Em sentido oposto, a Turbina 33 é a que apresenta o pior desempenho para velocidades de vento mais elevadas. Observa-se ainda, e como seria de esperar, que é acima desta velocidade de vento que as turbinas conseguem desenvolver a sua potência máxima, apesar de se verificar que a curva de potência observada se encontrar abaixo do valor de potência nominal anunciada pelo fabricante (3000 kW).

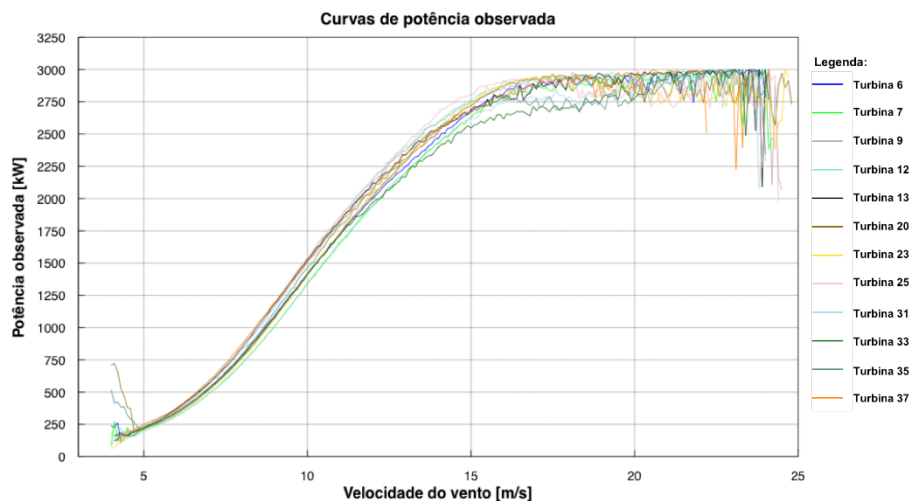


Figura 4.15 – Curvas de potência observada das 12 turbinas.

Por fim, para velocidades de vento superiores a sensivelmente 20 m/s, observa-se uma menor estabilidade da potência observada, ou seja, existe uma maior variação do valor da mediana da potência observada à medida que a velocidade de vento aumenta. Isto deve-se, essencialmente, ao facto de existir um menor número de observações para velocidades de vento elevadas.

## 4.5 Comparação com o fabricante

Nesta secção apresenta-se, em primeiro lugar, a curva de potência teórica que modela o comportamento da turbina e que servirá de referência. Por fim, é feita a análise do desvio entre a curva teórica e a curva de potência observada característica de cada turbina.

Como visto na Secção 2.5.2, a densidade do ar varia em função da temperatura,  $T$ , e da pressão,  $p$ , sendo que ambas variam em função da altitude. Isto implica que a densidade varia de acordo com as condições atmosféricas locais, tendo efeito na potência aerodinâmica gerada por uma turbina eólica e como tal, deve ser definida para a densidade média do local. Por este motivo, na construção da curva de potência teórica que serve de referência no presente trabalho, foi utilizado o valor médio estimado de massa volúmica para a densidade do ar fornecido pelos responsáveis do parque,  $\rho = 1,09 \text{ kg/m}^3$ .

O comportamento das turbinas eólicas estudadas é descrito pela sua curva de potência característica representada na Figura 4.16. Esta curva representa a potência teórica extraída da turbina

em função da velocidade do vento. Os dados para a construção da curva de potência teórica, foram obtidos através da tabela disponibilizada pela Vestas e encontra-se no Anexo A [58].

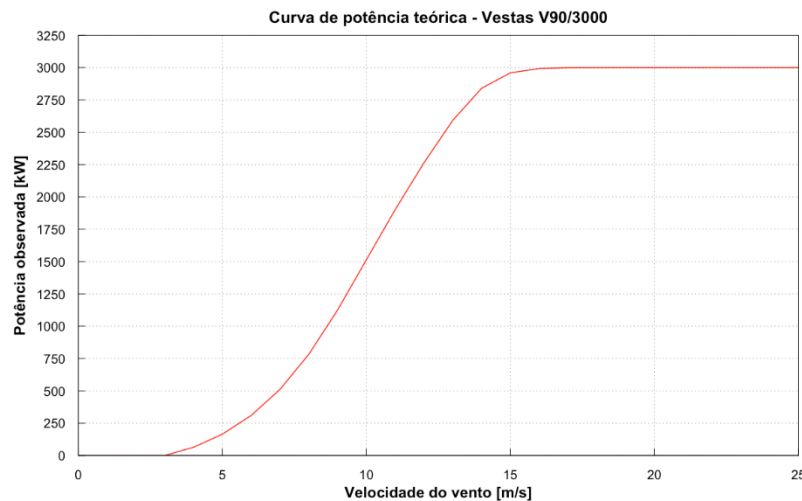


Figura 4.16 – Cuva de potência teórica Vestas V90/3000,  $\rho = 1,09 \text{ kg/m}^3$ .

#### 4.5.1 Curva de potência teórica vs. observada

Como visto anteriormente, o diagrama de dispersão permite apenas ter uma ideia geral do comportamento das várias turbinas em estudo. Por outro lado, apesar de todas as turbinas serem de marca e modelo idêntico, as suas curvas de potência são bastante diferentes. Este facto torna-se evidente, tomando a curva de potência teórica como referência. Assim, para descrever as várias características importantes do conjunto de dados para cada turbina, modelou-se a sua curva de potência observada através da sua representação gráfica com *boxplots* em função das classes de velocidade de vento, sendo *a posteriori* feita a comparação com a curva teórica do fabricante.

Assim, da comparação entre a curva potência observada com *boxplots*, que podem ser consultadas no Anexo E.5, constata-se que a potência mediana observada é superior à potência teórica para velocidades de vento até cerca de 5 m/s para as turbinas 7, 20, 23 e 31. No caso das turbinas 6, 33 e 35 isso acontece para velocidades de vento até cerca de 6 m/s. Já no caso das turbinas 9, 12, 13, 25 e 37 a potência mediana observada é superior à potência teórica para velocidades de vento até cerca de 9 m/s.

Ainda desta comparação, verifica-se que a potência mediana observada é inferior à potência teórica para velocidades de vento superiores a cerca de 7 m/s, para as turbinas 7, 20, 23 e 31. Nas turbinas 6, 33 e 35, a mesma situação se verifica para velocidades de vento superiores a cerca de 9 m/s. No caso das turbinas 9, 12, 13, 25 e 37 a potência mediana observada é inferior à potência teórica para velocidades de vento superiores a cerca de 11 m/s.

Igualmente relevante é o facto de, para velocidade de vento superiores a cerca de 11 m/s, o valor a potência mediana observada se situar abaixo da curva de potência teórica. Isto significa que, para

velocidades de vento superiores a 11 m/s, estas turbinas apresentam um sub-rendimento relativamente ao anunciado pelo fabricante. De salientar ainda, o facto de as turbinas 20 e 23 evidenciarem um maior número de *outliers*, isto indica que estas duas turbinas apresentam um comportamento mais irregular.

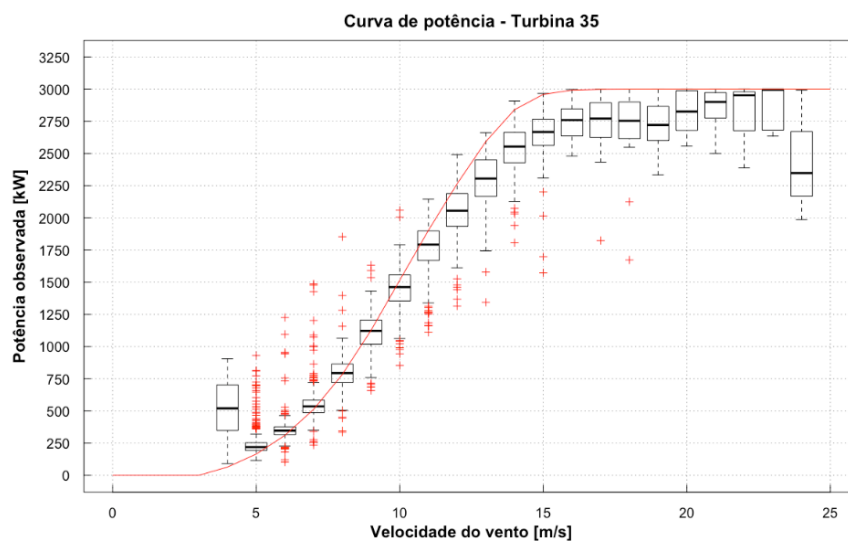


Figura 4.17 – *Boxplot* de potência observada em função das classes de velocidade de vento vs. curva de potência teórica.

Por fim, e à semelhança dos diagramas de dispersão, também neste caso, as turbinas 20 e 35 apresentam valores atípicos à esquerda da curva de potência típica, sendo este facto mais evidente na Turbina 35, como se pode observar na Figura 4.17. Em sentido oposto, as turbinas 23 e 35 apresentam uma curva de potência observada representada por *boxplots* em função da classe de velocidade de vento, mais irregular para valores de velocidade de vento superiores a 21 m/s. Da mesma forma, as turbinas 13 e 37 apresentam uma curva mais irregular para velocidades de vento superiores a 16 m/s e 17 m/s, respetivamente. Como se pode ver nas respetivas tabelas de medidas descritivas presentes no Anexo E.5, isto pode dever-se ao baixo número de observações acima destas velocidades de vento.

#### 4.5.2 Análise do desvio entre a potência teórica e a potência observada

Com esta análise pretende-se caracterizar o desvio entre a curva de potência teórica e a curva de potência observada característica para cada turbina.

Como visto na secção anterior, as turbinas têm comportamentos diferentes, implicando, em consequência, desempenhos diferentes. Como se pode ver na Figura 4.18, para velocidade de vento superiores a aproximadamente 11 m/s, todas as turbinas apresentam uma curva de potência observada inferior à curva de potência teórica (a comparação individual para cada turbina pode ser consultada no Anexo E.6).

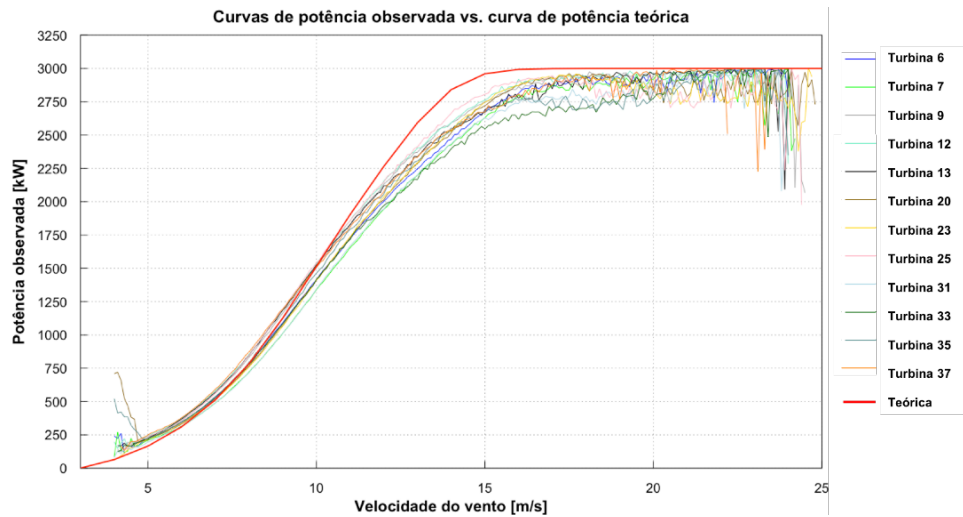


Figura 4.18 – Curvas de potência observada das 12 turbinas vs. curva de potência teórica.

Desta forma, constata-se um sub-rendimento do conjunto de turbinas analisadas, relativamente à potência anunciada pelo fabricante (exemplo mais evidente na Figura 4.19).

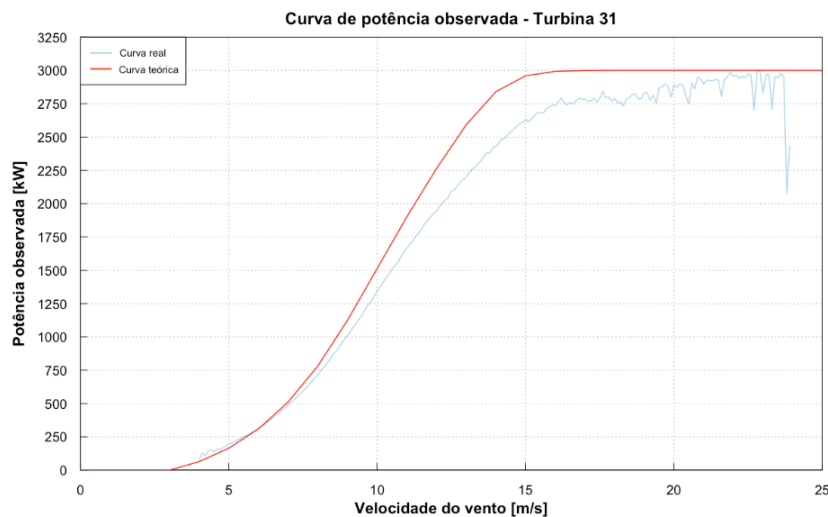


Figura 4.19 – Curva de potência mediana observada vs. curva de potência teórica.

Assim, com o intuito de compreender como se relaciona a potência observada do parque, com a potência teórica do fabricante, definiu-se o desvio:

$$d_{i,v} = \frac{P_{Md_{obs_{i,v}}} - P_{t_{i,v}}}{P_{t_{i,v}}} * 100 \quad (4.1)$$

em que  $P_{Md_{obs_{i,v}}}$  é a potência observada e  $P_{t_{i,v}}$  a potência teórica, referente à turbina  $i$  ( $i = 6, 7, 9, 12, 13, 20, 23, 25, 31, 33, 35, 37$ ), para uma classe de velocidade  $v$ .

Uma vez definida a variável desvio, estabeleceu-se a análise apenas nas observações em que a velocidade do vento se situa entre os 4 e 25 m/s e a velocidade de rotação do rotor entre as 10,5 e

24,4 rpm, de acordo com as especificações da definidas pela Vestas (Anexo C.1), e tal como definido na Secção 4.2.

A Figura 4.20 ilustra a evolução da diferença entre a potência teórica e potência mediana observada, em kW, para cada velocidade de vento, para os anos de 2011, 2012 e 2013.

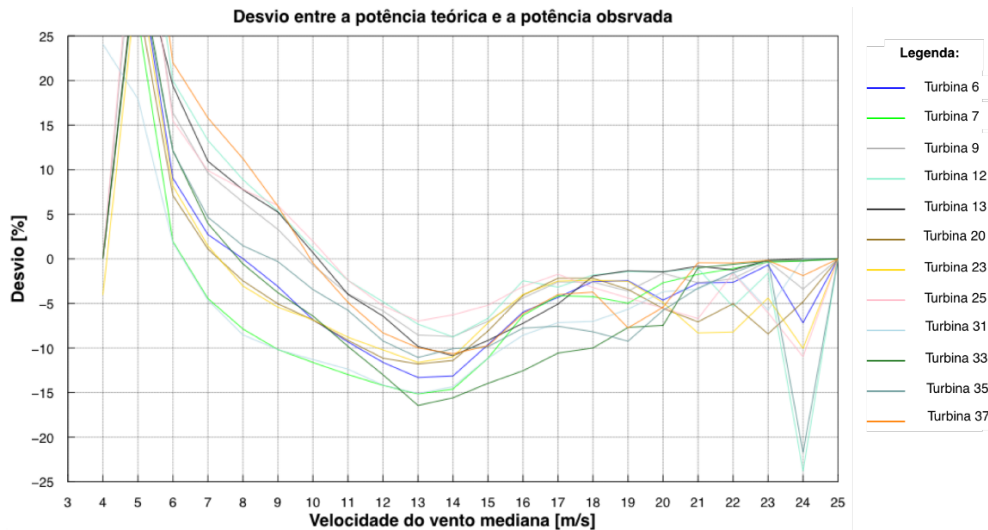


Figura 4.20 – Desvio percentual entre a potência teórica e a potência real observada em função da velocidade do vento.

Como se pode observar, durante a fase de arranque, todas as turbinas apresentam um desvio positivo em relação à curva teórica. Isto significa que, nesta fase, a potência mediana observada é superior à potência teórica determinada pelo fabricante. No entanto, essa diferença na fase inicial de arranque, diminui drasticamente até se atingirem velocidades de vento que permitem às turbinas atingirem a sua potência nominal, ou seja, para velocidades de vento próximas de 13 m/s.

Constata-se, igualmente, que para velocidade de vento situadas entre os 6,2 m/s e os 10,5 m/s, todas as turbinas começam a apresentar valores de desvios negativos, entre a curva de potência teórica e a curva de potência mediana observada. Apesar de se manterem negativos, os desvios tendem a estabilizar para velocidades de vento situadas entre os 15 m/s e a velocidade de *cut-out*, ou seja, quando a turbina atinge a sua potência nominal. Isto significa que, para velocidades de vento superiores a 10,5 m/s, o cálculo da potência teórica do fabricante é demasiado otimista em relação a potência real observada no parque.

Da análise à Tabela F.1 e Tabela F.2 [Anexo F], complementada pela Tabela 4.7, confirma-se que as turbinas 12, 13 e 37 possuem o desvio mediano mais próximo de zero, isto significa que estas turbinas tem um comportamento mais próximo do comportamento teórico, em termos medianos. Em sentido oposto, as turbinas 31 e 33 são as que apresentam valores de potência observada mais distantes dos valores teóricos. No caso da Turbina 33, uma possível justificação, é o facto desta se encontrar alinhada à mesma latitude da Turbina 18. Esta situação pode levar à perturbação do escoamento visto que a direção dominante, neste caso, é oeste (Figura D.4 do Anexo D). Já no caso da Turbina 31 não existe nenhuma razão para a mesma apresentar alterações em relação às outras

turbinas. Segundo informação fornecida pelos responsáveis do parque eólico, o conjunto de procedimentos e intervenções, na Turbina 31, foram idênticos às restantes turbinas.

Tabela 4.7 – Desvios.

Turbina	Desvio [%]
6	-2,910
7	-4,346
9	-2,415
12	-1,527
13	-1,033
20	-4,929
23	-4,650
25	-2,750
31	-6,373
33	-5,108
35	-4,610
37	-1,178

A elaboração desta primeira análise, que relaciona a potência observada com a potência teórica, motivou todo o estudo realizado na secção que se segue, procurando dar respostas aos diferentes desempenhos de turbinas, bem como tentando caracterizar padrões e tendências no comportamento das várias turbinas.

## 4.6 Influência da manutenção nas curvas de potência

A velocidade do vento é o principal fator para a variação da potência produzida. No entanto, como visto na Secção 2.5, este não é o único responsável pela variação da potência produzida. Assim, de forma a tentar perceber a influência da velocidade do vento na potência produzida, realizou-se uma análise de correlação entre as variáveis velocidade de vento e potência observada, de forma a verificar o seu grau de associação. Apresenta-se, ainda, a análise da evolução da mediana mensal de potência observada e da mediana mensal de velocidade de vento. Desta forma, procurou-se compreender a influência das ações de manutenção nas variações de potência produzida. Por fim, com o objetivo de averiguar a influência das ações de manutenção nas alterações das curvas de potência, procedeu-se à análise do comportamento de cada turbina, de acordo com o tipo de substituição realizada.

### 4.6.1 Correlação entre a velocidade de vento e a potência observada

Esta análise pretende averiguar se a velocidade de vento é o único fator responsável pela variação da potência produzida. Através da análise realizada pretendeu-se verificar a existência de outros fatores responsáveis pela variação da potência produzida. Desta forma foram obtidos os diagramas de dispersão presentes no Anexo G.1, referentes aos pares (Mediana mensal de velocidade de vento, Mediana mensal de potência observada) retirados da Tabela G.2. Os diagramas obtidos permitem avaliar de imediato que existe uma forte correlação linear positiva entre as duas variáveis, uma vez que é bem patente a forma alongada da nuvem de pontos que se desenvolve em torno de uma reta com um declive positivo. Como se pode observar nos diagramas de dispersão presentes no

Anexo G.1, os dados dispõem-se numa mancha aproximadamente linear com declive positivo, indicando uma tendência para que valores de velocidade mais elevados permitam obter valores de potência observada maiores, em todas as turbinas. Ainda neste sentido, e uma vez que a análise visual do diagrama de dispersão é muito subjetiva, avaliou-se o grau de correlação entre as duas variáveis através do coeficiente de correlação de Pearson,  $r$ . Os resultados obtidos podem ser consultados na Tabela 4.8. Como se pode ver pela Tabela 4.8, o coeficiente de correlação entre a potência observada mediana mensal e a velocidade de vento mediana mensal, situa-se entre 0,982 e 0,842. Pelo que é possível afirmar que a variação de velocidade do vento está fortemente relacionada com a variação da potência produzida. Porém, também ficou demonstrado que tal fator não é o único responsável por essa variação, uma vez que os coeficientes de correlação, entre a potência mediana e a velocidade de vento mediana, são diferentes de 1, em todas as turbinas.

Tabela 4.8 – Coeficiente de correlação para os pares (Mediana mensal de velocidade de vento, Mediana mensal de potência observada).

	$r$
<b>Turbina 6</b>	0,982
<b>Turbina 7</b>	0,958
<b>Turbina 9</b>	0,975
<b>Turbina 12</b>	0,977
<b>Turbina 13</b>	0,982
<b>Turbina 20</b>	0,977
<b>Turbina 23</b>	0,979
<b>Turbina 25</b>	0,953
<b>Turbina 31</b>	0,941
<b>Turbina 33</b>	0,975
<b>Turbina 35</b>	0,895
<b>Turbina 37</b>	0,842

Assim, com o objetivo de comprovar a influência das ações de manutenção nas alterações das curvas de potência, realizou-se uma análise pormenorizada ao comportamento de cada turbina, de acordo com o tipo de substituição realizada.

#### **4.6.2 Evolução da potência mediana mensal e da velocidade de vento mediana mensal**

Esta análise pretende mostrar a evolução da potência mediana observada ao longo do período em análise. Desta forma, procura-se averiguar a influência das avarias ocorridas nas variações de potência produzida. No entanto, sendo a velocidade do vento o principal fator para a variação da potência produzida, realizou-se, numa primeira fase, uma comparação entre a variação da potência observada e a variação velocidade de vento. Assim, foi possível determinar a potência mediana mensal, durante os três anos e para as doze turbinas (Tabela G.1 e Tabela G.2 do Anexo G), obtendo-se as curvas representadas pela Figura 4.21.

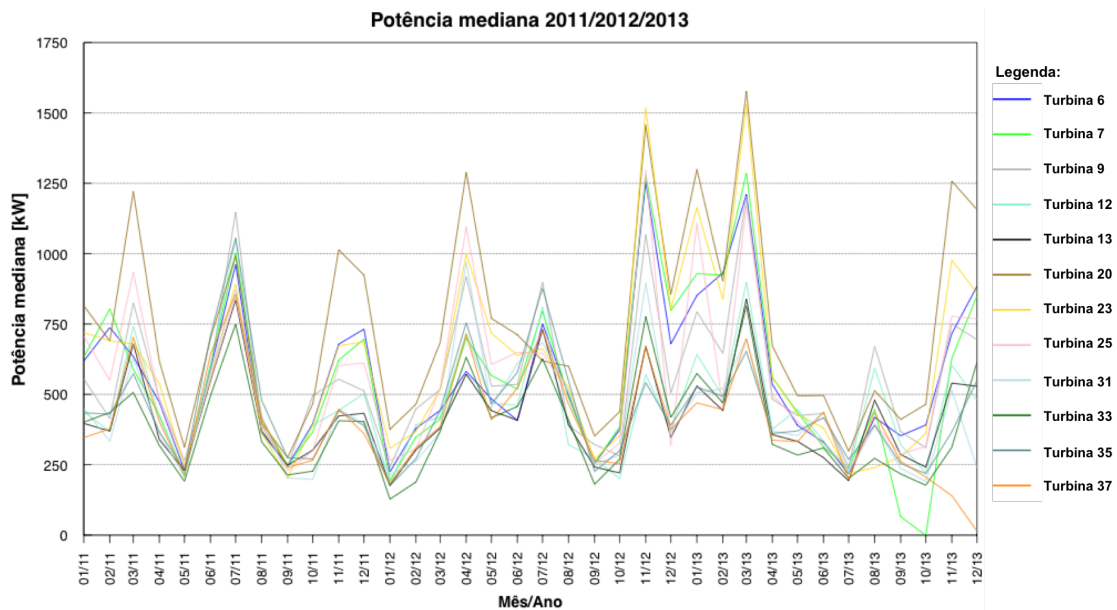


Figura 4.21 – Potência mediana mensal das 12 turbinas nos anos de 2011, 2012 e 2013.

Relativamente à potência mediana observada no parque, pela análise da Figura 4.21, observa-se que a Turbina 20 se destaca das restantes, na medida em que esta apresenta valores de potência mediana mensal superiores às restantes. Como se pode ver na Figura 4.22, este resultado é confirmado pela localização da caixa referente a esta turbina, nos valores mais elevados. Ainda da análise à Figura 4.22, complementada pela Tabela 4.9, a maior amplitude interquartil apresentada pela Turbina 20 revela uma maior dispersão na parte central da amostra.

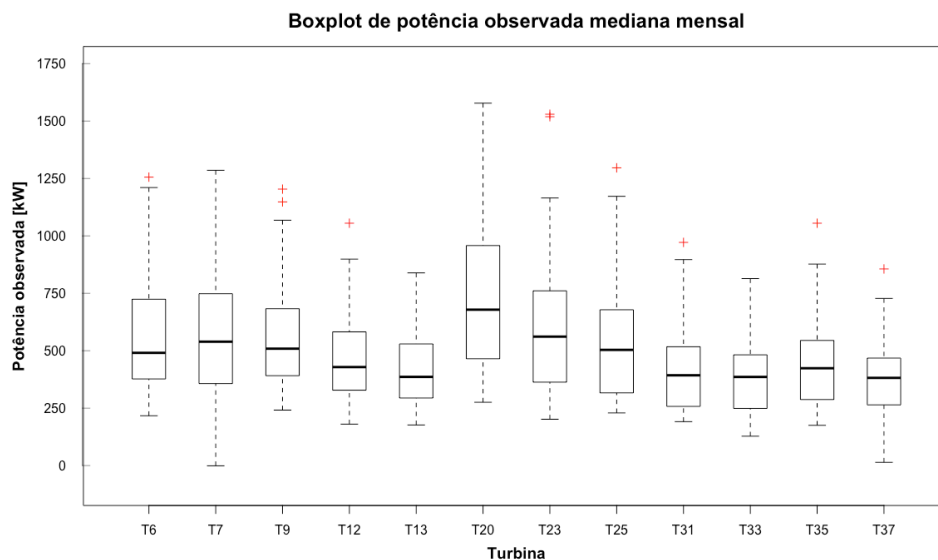


Figura 4.22 – Boxplot de potência mediana mensal.

Em sentido oposto, as turbinas 33 e 37 apresentam uma amplitude interquartil, bastante inferior às restantes turbinas, mostrando, desta forma, uma menor dispersão na parte central da amostra.

Constata-se, ainda, que a Turbina 7 apresenta um valor mínimo de potência ativa negativo. Isto significa que esta turbina consumiu energia da rede.

Tabela 4.9 – Medidas descritivas de potência mediana mensal.

Turbina	n	Min	Q <sub>1</sub>	$\bar{x}$	$\bar{x}$	Q <sub>3</sub>	Máx	S	CV [%]
6	36	216,7	377,9	490,5	561,6	720,1	1255,5	264,4	47,1
7	36	-1,2	361,3	539,1	556,3	724,0	1285,3	302,1	54,3
9	36	241,3	391,9	508,7	559,6	676,7	1203,3	252,7	45,2
12	36	180,2	331,1	428,6	461,5	576,3	1054,9	201,4	43,6
13	36	176,5	297,9	385,9	419,6	529,0	838,7	172,1	41,0
20	36	275,4	464,8	678,5	738,4	940,8	1577,4	353,5	47,9
23	36	201,5	364,0	561,1	615,6	739,8	1529,4	331,8	53,9
25	36	229,0	316,9	503,4	554,6	663,5	1296,0	287,9	51,9
31	36	191,1	259,9	392,8	434,6	515,7	971,4	203,9	46,9
33	36	127,7	259,3	385,7	392,2	475,5	813,7	179,1	45,7
35	36	175,0	293,6	423,5	447,1	543,1	1054,9	190,8	42,7
37	36	13,9	265,0	381,6	403,5	466,6	855,8	189,6	47,0

Por fim, verifica-se que todas as turbinas apresentam um coeficiente de variação elevado (CV ≥ 40%), o que significa que existe uma elevada dispersão dos valores observados.

De forma análoga, determinou-se a velocidade de vento mediana mensal, durante os três anos e para as doze turbinas (Tabela G.1 e Tabela G.2 do Anexo G), obtendo-se as curvas representadas pela Figura 4.23.

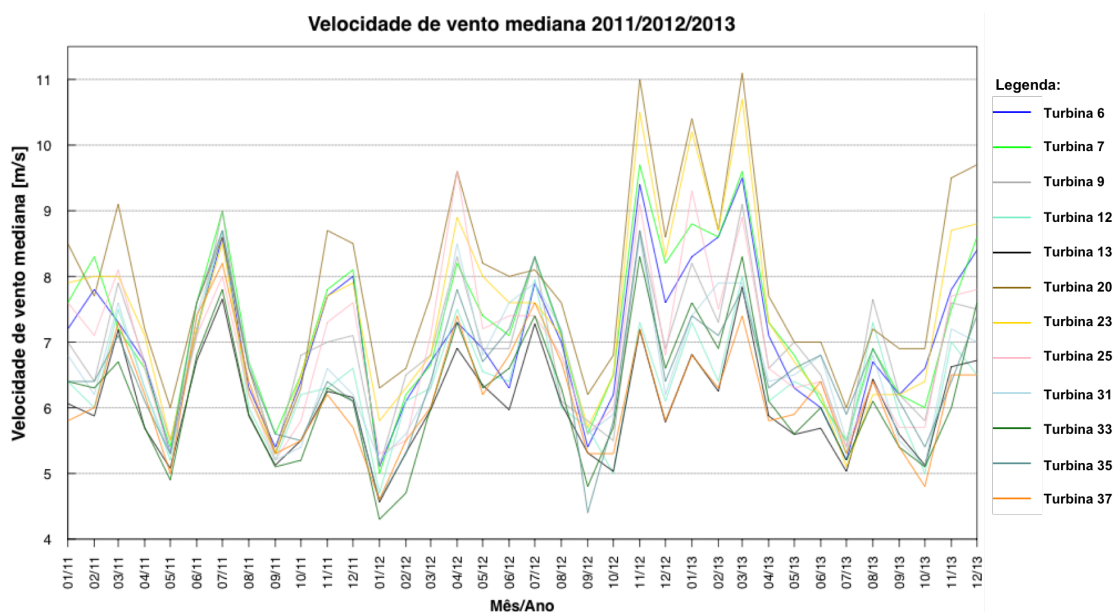


Figura 4.23 – Velocidade de vento mediana mensal das 12 turbinas em 2011, 2012 e 2013.

No caso da velocidade de vento mediana, além da Turbina 20, também as turbinas 7 e 23 se destacam das restantes, na medida em que apresentam valores de velocidade de vento mensal superiores às restantes.

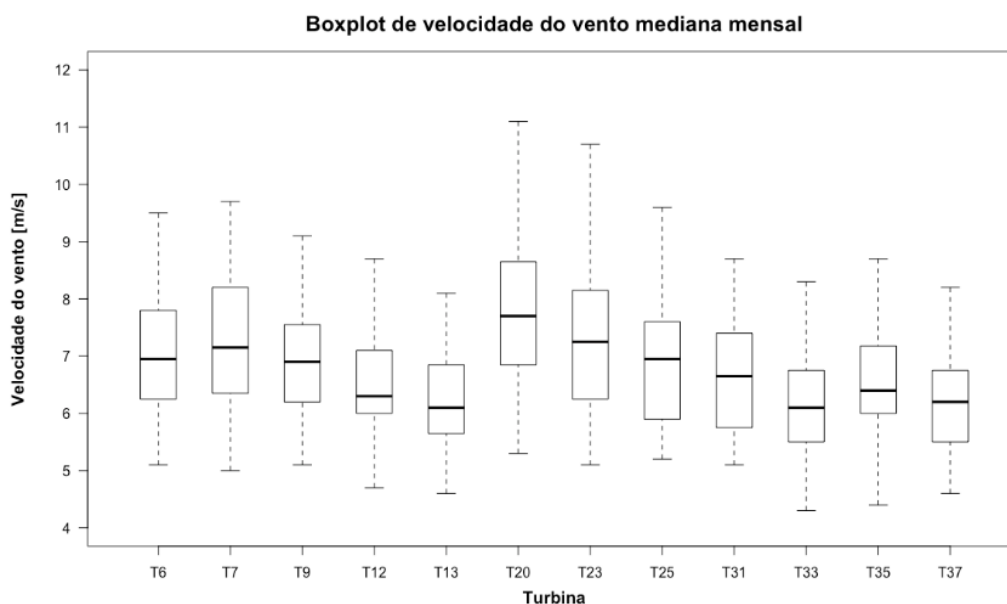


Figura 4.24 – *Boxplot* de velocidade de vento mediana mensal.

Como se pode ver na Figura 4.24, estes resultados são confirmados pela localização das respetivas caixas, nos valores mais elevados de velocidade de vento. Por outro lado, pela análise da Tabela 4.10 verifica-se que, tal como constatado no caso da potência mediana, também para a velocidade de vento mediana, as turbinas 33 e 37, apresentam uma amplitude interquartil, bastante inferior às restantes turbinas, mostrando, desta forma, uma menor dispersão na parte central da amostra.

Em relação ao coeficiente de variação, constata-se que todas as turbinas apresentam um coeficiente de variação próximo de 15%, podendo considerar-se uma dispersão de dados não muito elevada.

Tabela 4.10 – Medidas descritivas de velocidade de vento mediana mensal.

<b>Turbina</b>	<b>n</b>	<b>Min</b>	<b><math>Q_1</math></b>	<b><math>\tilde{x}</math></b>	<b><math>\bar{x}</math></b>	<b><math>Q_3</math></b>	<b>Máx</b>	<b>S</b>	<b>CV [%]</b>
6	36	5,1	6,3	7,0	7,0	7,8	9,5	1,1	16,2
7	36	5,0	6,4	7,2	7,2	8,2	9,7	1,2	16,6
9	36	5,1	6,2	6,9	6,9	7,5	9,1	1,0	15,0
12	36	4,7	6,0	6,3	6,4	7,1	8,7	0,9	14,1
13	36	4,6	5,7	6,1	6,2	6,8	8,1	0,8	13,6
20	36	5,3	6,9	7,7	7,9	8,6	11,1	1,4	18,1
23	36	5,1	6,3	7,3	7,4	8,1	10,7	1,4	19,0
25	36	5,2	6,0	7,0	6,9	7,6	9,6	1,2	17,0
31	36	5,1	5,8	6,7	6,7	7,4	8,7	1,0	15,3
33	36	4,3	5,6	6,1	6,2	6,7	8,3	1,0	16,1
35	36	4,4	6,1	6,4	6,6	7,2	8,7	1,0	15,5
37	36	4,6	5,5	6,2	6,2	6,7	8,2	0,9	13,8

Como seria de esperar, verifica-se que os menores valores de potência se devem, geralmente, aos valores mais baixos de velocidade de vento, o que leva a crer que se trata de um fenómeno sazonal e não a problemas de origem mecânica (Figura 4.21 e Figura 4.23).

No entanto, no caso da Turbina 7, existe uma diminuição brusca da potência ativa, chegando-se a registar uma potência mediana de 0 kW no mês de outubro de 2013, enquanto os valores de velocidades de vento mediana se mantêm superiores a 4 m/s (Anexo G.1). Contudo, de acordo com os registos de manutenção facultados pelos responsáveis do parque, esta situação deve-se à paragem da turbina para a realização de uma inspeção anual programada.

De forma semelhante, na Turbina 37 verificou-se que, a partir de outubro de 2013, a mediana da potência produzida decresce enquanto a que a velocidade de vento mediana aumenta (Anexo G.1). Esta situação acontece, sensivelmente, três meses após a substituição dos rolamentos do gerador. Porém, segundo informações recolhidas perto dos responsáveis por este parque eólico, este comportamento deve-se a operações de manutenção, associadas a uma paragem programada (esta paragem deveu-se a um ruído estranho durante ações de manutenção anual programadas).

### 4.6.3 Análise das substituições de componentes

A Figura 4.25, fornecida pelos responsáveis do parque eólico, representa o número de substituições realizadas, nas turbinas em análise, no período compreendido entre janeiro de 2011 e dezembro 2013.

Da análise à Figura 4.25, verifica-se que o maior número de substituições registadas corresponde ao ano de 2011, com um total de 11 substituições. Constatam-se, igualmente, que a Turbina 37 apresenta o número de substituições mais elevado, com um total de 6 substituições no período especificado. Por fim, é possível identificar o rolamento “DE”, ou seja, o rolamento do gerador do lado do acoplamento, como o componente com mais substituições, 7 no total distribuídas por 6 turbinas, seguido pela substituição da caixa multiplicadora e substituição do rolamento “NDE”.

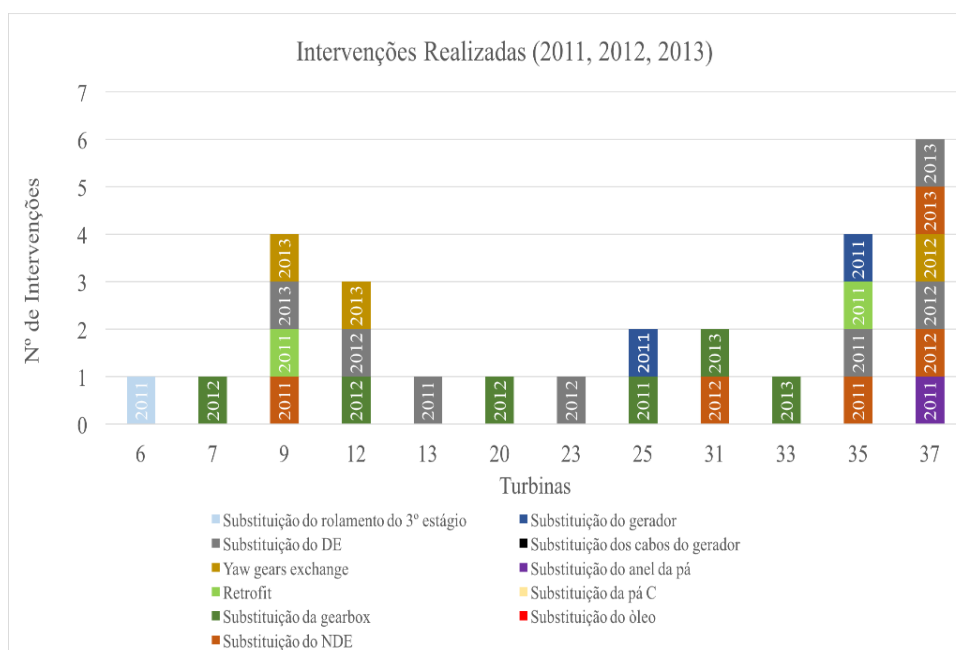


Figura 4.25 – Intervenções realizadas entre 2011 e 2013.

Tratando-se de componentes críticos, cujas falhas implicam avultados prejuízos e consideráveis tempos de paragem, na realização desta análise às turbinas do parque eólico da Pampilhosa da Serra, efetuou-se o levantamento das intervenções relacionadas com o sistema de transmissão e com o gerador. É ainda de salientar que, devido ao número elevado de intervenções registadas nos diversos componentes destes sistemas, a análise realizada incidiu apenas sobre as intervenções considerados mais relevantes, nomeadamente as substituições de rolamentos na caixa multiplicadora, dos rolamentos DE e NDE do gerador, assim como do próprio gerador e da própria caixa multiplicadora. Deste modo, foram selecionadas e analisadas as intervenções registadas na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Intervenções analisadas.

Intervenção	Equipamento	Componente	Componente substituído	Início	Fim
Substituição	WTG06	Caixa multiplicadora	Rolamento do terceiro estagio	30/08/2011	02/09/2011
Substituição	WTG07	Caixa multiplicadora	Caixa multiplicadora	03/12/2012	10/12/2012
Substituição	WTG09	Gerador	Rolamento NDE do gerador	28/03/2011	28/03/2011
Substituição	WTG09	Gerador	Rolamento DE do gerador	14/05/2013	15/05/2013
Substituição	WTG12	Gerador	Rolamento DE do gerador	19/03/2012	19/03/2012
Substituição	WTG12	Caixa multiplicadora	Caixa multiplicadora	05/11/2012	14/11/2012
Substituição	WTG13	Gerador	Rolamento DE do gerador	12/04/2011	12/04/2011
Substituição	WTG20	Caixa multiplicadora	Caixa multiplicadora	19/11/2012	03/12/2012
Substituição	WTG23	Gerador	Rolamento DE do gerador	24/05/2012	25/05/2012
Substituição	WTG25	Cx. Multiplicadora / Ger.	Caixa multiplicadora e gerador	26/01/2011	03/02/2011
Substituição	WTG31	Gerador	Rolamento NDE do gerador	07/03/2012	08/03/2012
Substituição	WTG31	Caixa multiplicadora	Caixa multiplicadora	15/02/2013	25/02/2013
Substituição	WTG33	Caixa multiplicadora	Caixa multiplicadora	17/04/2013	24/04/2013
Substituição	WTG35	Gerador	Rolamentos DE/NDE do gerador	29/03/2011	31/03/2011
Substituição	WTG35	Gerador	Gerador	11/11/2012	19/11/2012
Substituição	WTG37	Gerador	Rolamentos DE/NDE do gerador	13/03/2012	14/03/2012
Substituição	WTG37	Gerador	Rolamentos DE/NDE do gerador	08/07/2013	09/07/2013

Com a análise realizada, de acordo com o tipo de substituição realizada, pretende-se ver se existe alguma relação entre o defeito que originou a substituição do(s) componente(s) e a potência produzida, assim como a sua influencia na curva de potência.

#### 4.6.4 Estudo da influência da substituição de rolamentos na caixa multiplicadora

Pela análise aos registos de manutenção, verificou-se que houve apenas uma substituição de rolamentos na caixa multiplicadora durante os três anos em análise; tendo essa substituição ocorrido na Turbina 6. Nesse caso específico, realizou-se a substituição do rolamento do terceiro estágio da caixa multiplicadora, entre os dias 30 de agosto de 2011 e 02 de setembro de 2011.

Com o objetivo de perceber se existe alguma relação causa/efeito entre o defeito que originou a intervenção realizada e a potência produzida, averiguou-se a evolução diária da velocidade de vento, assim como a evolução diária da potência observada. A análise foi feita num período de um mês antes da substituição realizada e um mês após a mesma, o que neste caso corresponde ao período de 30 de julho a 30 de agosto de 2011 e de 2 de setembro a 2 de outubro de 2011.

A Figura 4.26 apresenta a evolução da velocidade de vento mediana diária e da potência mediana diária, durante o período mencionado anteriormente.

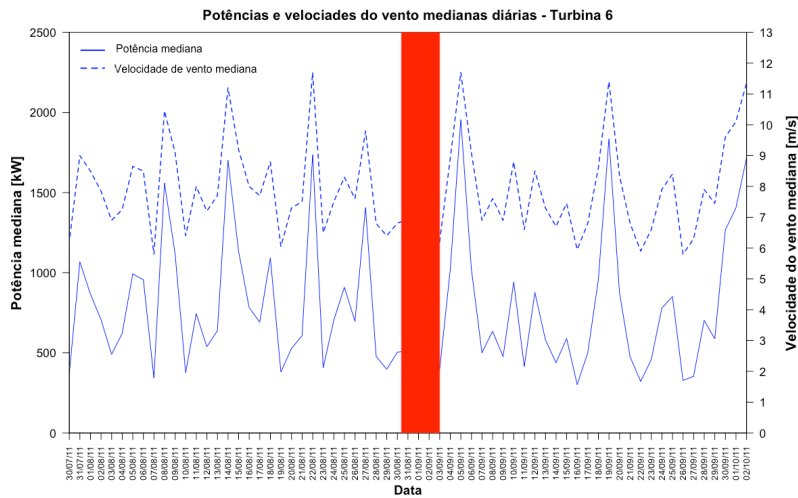


Figura 4.26 – Potência e velocidade de vento medianas diárias.

Como se pode observar, existe uma grande variação da potência mediana observada, essencialmente provocada pela variação da velocidade do vento.

Assim, de forma a tentar perceber qual a influência do problema detetado no rolamento da caixa multiplicadora, na diferença de potência produzida, elaboraram-se as curvas de potência referentes ao período de um mês antes da substituição do rolamento do terceiro estágio da caixa multiplicadora, e um mês após a mesma. Desta forma, a Figura 4.27 mostra a curva de potência observada no mês anterior à substituição realizada (curva vermelha), assim como a curva de potência observada no mês posterior à substituição. As curvas representadas foram obtidas através do cálculo da potência mediana para cada classe de velocidade de vento, durante o referido período. De forma a melhor compreender e interpretar as curvas de potência obtidas quantificou-se, igualmente, o desvio existente entre a potência real observada antes e após a substituição do rolamento do terceiro estágio da caixa multiplicadora.

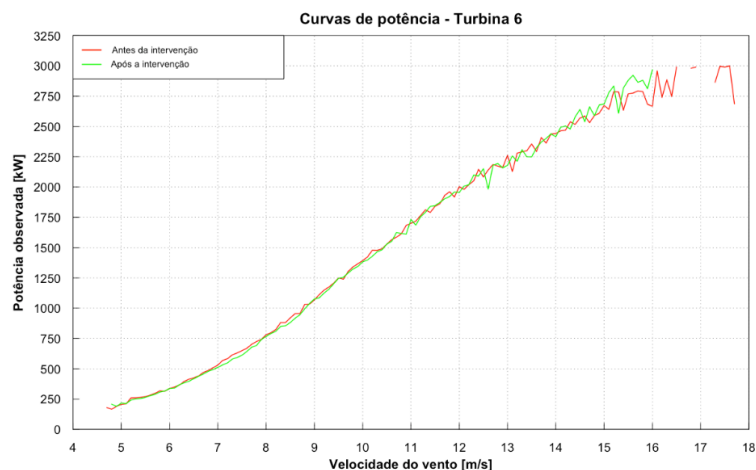


Figura 4.27 – Curvas de potência de 30/07/2011 a 30/08/2011 e de 02/09/2011 a 02/10/2011.

Assim, da Figura 4.27, complementada pela Tabela 4.12, observa-se que após a intervenção não se registam valores de potência para velocidades de vento superiores a 17 m/s. Uma vez que não existem valores de potência nestas classes de velocidades de vento, não é possível determinar a respetiva mediana. Justificando-se, desta forma, o aparecimento de *NA (Not Available)* como “valor” de potência mediana na tabela de desvio de potência.

Tabela 4.12 – Tabela de desvio da potência antes e após a intervenção.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		$di_{p_z}$ [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	5	180,2	5	198,8	10,308
5 - 6	274	267,5	176	259,4	-3,010
6 - 7	490	419,4	425	407,4	-2,879
7 - 8	504	640,1	319	602,6	-5,847
8 - 9	422	900,6	238	868,0	-3,617
9 - 10	293	1223,1	218	1224,1	0,084
10 - 11	212	1509,5	206	1505,4	-0,267
11 - 12	160	1827,1	187	1843,6	0,903
12 - 13	92	2112,2	113	2094,6	-0,830
13 - 14	76	2296,2	102	2282,3	-0,606
14 - 15	84	2535,4	73	2558,6	0,913
15 - 16	60	2772,6	43	2825,1	1,895
16 - 17	18	2922,0	4	2976,4	1,863
17 - 18	7	2927,4	0	NA	NA
18 - 19	6	3000,1	0	NA	NA
19 - 20	4	3000,1	0	NA	NA
20 - 21	0	NA	0	NA	NA
21 - 22	0	NA	0	NA	NA
22 - 23	0	NA	0	NA	NA
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Verifica-se, igualmente, que o máximo de mediana de potência atingida após a intervenção, não ultrapassa os 2976,4 kW. Isto pode significar que o rolamento substituído pode não ser o único responsável por não se conseguir atingir a potência nominal, para velocidades de vento elevadas. Os valores obtidos demonstram que, apesar da substituição do rolamento do terceiro estágio da caixa multiplicadora, não se conseguiu verificar uma alteração significativa na curva de potência.

#### 4.6.5 Estudo da influência da substituição de rolamentos no gerador

Pela análise aos registos de manutenção, durante os três anos em análise verificou-se a ocorrência da troca de rolamentos no gerador nas turbinas 9, 12, 13, 23, 31, 35 e 37. No caso da Turbina 31 procedeu-se à substituição do rolamento NDE, enquanto que nas turbinas 12, 13 e 23 se efetuou a substituição do rolamento DE. Nas turbinas 35 e 37 foram substituídos ambos os rolamentos em simultâneo, sendo que na Turbina 37 esta substituição ocorreu duas vezes. Já na Turbina 9 verificou-se, igualmente, a substituição de ambos os rolamentos do gerador, mas em períodos distintos.

Como visto na Secção 4.6.2, na análise aos diagramas da evolução da potência e velocidade de vento medianas mensais das turbinas 9, 12, 13, 23, 31, 35 e 37, não se constatou qualquer caso evidente em que a variação de potência mediana se devesse a outro fator além da variação da

velocidade de vento mediana. Contudo, os coeficientes de correlação entre a potência mediana mensal e a velocidade de vento mediana mensal, obtidos na Secção 4.6.1, comprovam que a variação de potência observada não é apenas influenciada pela variação da velocidade do vento. Assim, de forma a tentar perceber a influência das intervenções nas diferenças de potência produzida averiguou-se a evolução diária da velocidade de vento, bem como a evolução diária da potência observada, num período compreendido entre um mês anteriormente e um mês posteriormente à intervenção.

- **Evolução diária da potência observada mediana e da velocidade de vento mediana**

Nesta análise mostra-se a evolução da potência observada mediana diária, assim como da velocidade de vento mediana diária ao longo do período em análise, referente a cada turbina.

Tal como na análise da evolução da potência mediana mensal e da velocidade de vento mediana mensal, realizou-se, numa primeira fase, uma comparação entre a variação da potência observada diária e a variação velocidade de vento mediana diária. Assim, foi possível determinar a potência mediana diária e a velocidade de vento mediana diária, no mês anterior e no mês posterior à substituição de rolamentos no gerador, obtendo-se as curvas individuais representadas na Figura H.3 do Anexo H.2. Estas curvas representam a evolução diária da velocidade de vento mediana, bem como a evolução diária da potência mediana registadas, durante o período referido anteriormente e específico para cada turbina.

Numa primeira análise aos gráficos da Figura H.3 observa-se de forma evidente que, em todas as turbinas, existe uma grande variação da potência observada mediana diária provocada, essencialmente, pela variação da velocidade do vento.

Constata-se ainda que, no caso da Turbina 9, após a substituição do rolamento NDE do gerador, apenas numa ocasião, se verificou uma potência mediana superior a 2000 kW. Já no caso da substituição do rolamento DE verificam-se potências medianas superiores a 2000 kW em quatro dias diferentes, conseguindo-se atingir uma potência diária mediana de 2660,6 kW. Igualmente neste sentido, para a Turbina 12 constata-se que, no período anterior à substituição do rolamento DE do gerador, apenas se registou um valor de potência mediana superior a 2000 kW numa ocasião. Já no período posterior à substituição do rolamento foram registados valores de potência mediana acima de 2000 kW em seis dias. Em relação à Turbina 13 constata-se que, para valores de velocidades de vento medianas semelhantes, os valores de potência mediana observada tende a diminuir. Relativamente aos gráficos referentes à Turbina 23, podem ser observados picos de potência mediana mais elevados no período anterior à substituição do rolamento DE do gerador. Contudo, os mesmos podem ser justificados pelos valores mais elevados de velocidade de vento mediana. Verificou-se ainda que, para velocidades de vento idênticas antes e após a substituição, a potência observada mediana evolui de forma diferente. Isto é, para velocidades de vento idênticas, em determinados casos, a potência mediana aumentou e noutros casos diminuiu. No caso da Turbina 31 observa-se que, para valores de velocidades de vento medianas semelhantes, os valores de potência mediana observada, após a substituição do rolamento NDE do gerador, aumentou.

No que diz respeito à substituição simultânea dos dois rolamentos do gerador, quer na Turbina 35, quer na segunda substituição realizada na Turbina 37, pode ver-se que as potências medianas diárias são muito semelhantes para velocidades de vento idênticas, antes e após substituição dos rolamentos do gerador. Contudo, na primeira substituição de ambos os rolamentos no gerador da Turbina 37, da análise aos gráficos pode ver-se um aumento da potência mediana observada, para valores de velocidade de vento semelhantes, após a substituição dos rolamentos do gerador.

- **Análise das curvas de potência antes e após a substituição do rolamento NDE do gerador**

Como visto anteriormente, não foi possível evidenciar, de forma conclusiva, a influência da substituição de rolamentos no gerador na potência observada. Assim, de forma a complementar esta análise, e tentar perceber qual a influência da substituição de rolamentos do gerador, na curva de potência, modelaram-se as curvas de potência referentes ao período compreendido entre um mês anteriormente e um mês posteriormente à intervenção. As curvas de potência presentes no Anexo H.2 foram modeladas através do cálculo da mediana da potência observada em função da classe de velocidade do vento.

Ainda de forma a ajudar a interpretação das curvas de potência, relativas a cada substituição, quantificou-se o desvio existente entre a potência real observada antes e após a substituição realizada. Também neste caso, os valores obtidos individualmente para cada substituição analisada, podem ser consultados nas tabelas do Anexo H.3.

Da análise às substituições do rolamento NDE ocorridas nas turbinas 9 e 31, verifica-se que, no caso da Turbina 9, antes da substituição do rolamento e para velocidade de vento acima dos 16 m/s, a potência mediana tende a baixar à medida que a velocidade de vento aumenta. Todavia, esta situação altera-se após a substituição do rolamento do gerador. Por outro lado, após intervenção, para velocidades de vento superiores a 16 m/s, o desvio entre as potências medianas observadas é positivo. Este desvio positivo revela que após a intervenção e para velocidade de vento superiores a 16 m/s, a potência mediana observada é superior à potência mediana observada antes da substituição do rolamento do gerador. De realçar ainda que, para velocidades de vento acima dos 21 m/s, não existem registos de produção, quer antes quer após a intervenção. Contudo, para velocidades de vento entre os 16 m/s e os 21 m/s, observam-se valores de potência mediana acima dos 2900 kW, sendo que esta situação apenas se verifica após a troca do rolamento (Figura H.8 do Anexo H.2).

Em relação à Turbina 31, após intervenção, para velocidades de vento inferiores a 11 m/s, o desvio entre as potências medianas observadas é positivo. Este desvio positivo revela que após a intervenção e para velocidade de vento inferiores a 11 m/s, a potência mediana observada é superior à potência mediana observada antes da substituição do rolamento do gerador. Contudo, para velocidade de vento compreendidas entre 11 m/s e 18 m/s, apesar de existirem mais observações após a substituição, as potências medianas são mais elevadas antes da substituição (Figura H.15 do Anexo H.2).

Desta análise retira-se que a Turbina 9 possui um maior rendimento após a substituição do rolamento NDE do gerador, mas unicamente para velocidades de vento superiores a 16 m/s. Já a Turbina 31 possui um maior rendimento após a substituição do rolamento NDE do gerador, apenas para velocidades de vento inferiores a 11 m/s. Retira-se, igualmente que, em nenhum dos casos, se verifica produção acima dos 21 m/s. Desta forma não é possível afirmar que as alterações à curva de potência tenham sido influenciadas pela substituição do rolamento NDE.

- **Análise das curvas de potência antes e após a substituição do rolamento DE do gerador**

Da mesma forma analisou-se a influência das substituições do rolamento DE ocorridas nas turbinas 9, 12, 13 e 23. Nesta análise observa-se que, no caso da Turbina 9, as curvas de potência são semelhantes antes e após a substituição do rolamento, para velocidades de vento inferiores a cerca de 10 m/s. Verifica-se, igualmente que, para velocidades superiores a 17 m/s, os valores de potência mediana são inferiores após a substituição do rolamento. No entanto, o número mais elevado de observações registadas para velocidades superiores a 17 m/s indica que, após a troca do rolamento, a turbina possui um maior rendimento para velocidades de vento mais elevadas. Esta situação é ainda evidenciada pelo facto de se registarem valores de potência observada acima dos 20 m/s, o que não acontecia antes da substituição realizada (Figura H.9 do Anexo H.2).

No caso da Turbina 12 constata-se que existem mais observações de potência observada para velocidade de vento acima de 8 m/s. Contudo, o desvio negativo obtido para velocidades de vento superiores a 14 m/s indica um menor rendimento desta turbina, após a substituição do rolamento DE do gerador. Ainda neste sentido, verifica-se que a potência mediana mais elevada após a troca do rolamento é de 2938 kW, enquanto que com o rolamento antigo eram registadas potências medianas próximas dos 3000 kW (Figura H.10 do Anexo H.2).

Em relação à Turbina 13, verifica-se uma maior irregularidade da curva de potência correspondente ao período após a substituição do rolamento DE do gerador (Figura H.12 do Anexo H.2). Esta maior irregularidade pode ser justificada pelo número reduzido de observações, para velocidades de vento superiores a 13 m/s. Por outro lado, o menor número de observações em todas as gamas de velocidade de vento, após a intervenção, representa uma diminuição da produção. Esta situação é, igualmente, evidenciada pelo facto de o desvio entre potências medianas ser negativo em praticamente todas as gamas de velocidade de vento. Pela análise da tabela, também se verifica que, apenas após a intervenção no gerador, houve produção de energia para velocidade de vento superiores a 19 m/s. Da mesma forma, apenas após a substituição do rolamento, se registou uma potência mediana de 3000 kW. No entanto, esta situação apenas ocorreu uma vez. É ainda de salientar que não existe qualquer produção para velocidade de vento acima dos 20 m/s, quer no período anterior, quer no período posterior à troca do rolamento.

Na análise da substituição do rolamento DE na Turbina 23 constata-se, de forma surpreendente, um desvio entre potência negativo para todas as gamas de velocidades de vento. Observa-se, igualmente que, para velocidades de vento superiores a 18 m/s, apenas existem valores de potência

produzida antes da troca do rolamento. Estas duas situações evidenciam um menor rendimento da turbina após a substituição do rolamento do gerador. Por outro lado, verifica-se que a potência mediana tende a baixar para velocidades de vento acima dos 18 m/s, antes da substituição realizada. Este facto pode indicar um problema no rolamento DE do gerador. No entanto, o facto de não se observar qualquer valor de potência para estas velocidades de vento após a substituição pode querer dizer que o problema não era apenas do rolamento do gerador (Figura H.14 do Anexo H.2).

Assim, da análise à substituição do rolamento DE do gerador pode retirar-se que se registaram mais observações para gamas de velocidade de vento mais elevadas, após a troca do rolamento DE, mas apenas nas turbinas 9 e 12. Retira-se, ainda, que se registaram maiores valores medianos de potência observada após a substituição do rolamento DE, mas apenas na Turbina 9. Assim, à semelhança do rolamento NDE, também não é possível afirmar que as alterações à curva de potência tenham sido influenciadas pela substituição do rolamento DE.

- **Análise das curvas de potência antes e após a substituição, em simultâneo, dos rolamentos NDE e DE do gerador**

No seguimento das análises anteriores analisou-se, ainda, a influência das substituições simultâneas dos rolamentos DE e NDE ocorridas nas turbinas 35 e 37. Nesta análise observa-se que, no caso da Turbina 35, para velocidades de vento inferiores a 15 m/s, se verifica um ascendente da curva de potência referente ao período anterior à intervenção, comparativamente à curva obtida após a substituição dos rolamentos do gerador (Figura H.18 do Anexo H.2). Este facto é evidenciado pelo valor negativo do desvio entre potências, que se pode observar na Tabela H.14 do Anexo H.3, para estas velocidades de vento. Em sentido oposto, para velocidades de vento situadas entre 17 m/s e 20 m/s, o valor positivo do desvio entre as potências observadas, indica que houve um aumento de produção para estas velocidades de vento, após a troca de rolamentos. Contudo, o reduzido número de observações registado, indica que existem dificuldades de produção nesta gama de velocidades de vento.

Da Tabela H.14 que quantifica os desvios entre as potências medianas observadas antes e após a intervenção, constata-se um maior número de observações após a troca de rolamentos, mas apenas para velocidades de vento inferiores a 9 m/s. Por outro lado, o reduzido número de observações registado, indicam que, quer com os rolamentos antigos quer com os novos, existem dificuldades de produção para velocidades acima de 16 m/s. Verifica-se, ainda, um aumento do valor máximo da potência mediana observada, de 2807,6 kW para 2891,4 kW após a intervenção. Porém, apesar deste acréscimo, o valor mantém-se abaixo da potência nominal dada pelo fabricante. Por fim, é de realçar que a potência mediana tende a diminuir acima dos 15 m/s, antes da substituição e a manter-se depois da troca de rolamentos, o que pode ser considerado uma melhoria do desempenho do gerador.

Em relação à Turbina 37, no caso da primeira substituição dos rolamentos NDE e DE do gerador, da análise às curvas de potência (Figura H.21 do Anexo H.2) complementada pela tabela de desvios entre potências (Tabela H.16 do Anexo H.3), verifica-se que até se atingirem velocidades de vento

próximas de 11 m/s, os valores de potência mediana observada são mais elevados após a troca dos rolamentos. Isto representa uma melhoria da curva de potência, para esta gama de velocidades de vento. Porém, o valor negativo da diferença que se observa para velocidades de vento acima de 11 m/s, indica que a potência produzida antes da substituição dos rolamentos, era superior. Ressalva-se, contudo, que para velocidades de vento superiores a 15 m/s, com os rolamentos antigos, apenas se verificam valores de potência produzida esporadicamente, ao contrário daquilo que acontece com os rolamentos novos. Apesar do reduzido número de observações registadas antes da troca de rolamentos, as potências medianas observadas encontram-se próximas da potência nominal, para velocidades de vento acima de 17 m/s. Em sentido contrário, após a intervenção, apenas se verifica uma potência mediana próxima do valor de potência nominal, para velocidades de vento acima de 21 m/s, sendo que esta apenas se verifica numa ocasião. Outro facto importante, é o de se verificarem poucas observações para velocidades de vento acima dos 12 m/s, antes da substituição dos rolamentos.

Por fim, realizou-se a análise à segunda substituição dos rolamentos DE e NDE da Turbina 37. Esta análise revela que, ao contrário do que aconteceu na primeira troca de rolamentos, existe um menor número de observações após a troca de rolamentos. Este facto, aliado a um desvio negativo entre potências observadas, para velocidades de vento superiores a 6 m/s, evidenciam uma diminuição de produção após a intervenção. De salientar, ainda, as poucas observações registadas para velocidades de vento acima de 13 m/s, assim como o facto de não se verificar qualquer produção para velocidades de vento superiores a 15 m/s, após a substituição dos rolamentos do gerador. Igualmente relevante, é o valor máximo de potência mediana de 2445.7 kW, observado após a intervenção, ser inferior ao valor registado com os rolamentos antigos e bastante abaixo dos 3000 kW anunciados pelo fabricante

Desta forma, da análise à substituição em simultâneo dos rolamentos DE e NDE do gerador, pode retirar-se que houve um aumento de produção, para velocidades de vento mais elevadas, após a troca de rolamentos, na Turbina 35. Contudo, as poucas observações registadas revelam dificuldades de produção para velocidades acima de 16 m/s. Já no caso da Turbina 37, para velocidades de vento mais elevadas, existe um maior valor de observações, mas potências medianas mais baixas após a troca de rolamentos.

Assim, à semelhança da substituição dos rolamentos NDE e DE individualmente, também não é possível afirmar que as alterações à curva de potência tenham sido influenciadas pela substituição, em simultâneo, dos rolamentos NDE e DE.

#### **4.6.6 Estudo da influência da substituição da caixa multiplicadora**

Pela análise aos registos de manutenção, durante os três anos em análise verificou-se a substituição da caixa multiplicadora das turbinas 7, 12, 20, 31 e 33.

- **Evolução diária da potência observada mediana e da velocidade de vento mediana**

Uma vez mais, de forma a tentar perceber se existe alguma influência da substituição da caixa multiplicadora na variação da potência observada, averiguou-se a evolução diária da velocidade de vento, bem como a evolução diária da potência observada. À semelhança dos casos anteriores, esta análise incide num período compreendido entre um mês anterior e um mês posterior à intervenção. Pretende-se, assim, ver a evolução da mediana diária da potência observada ao longo do período em análise para cada turbina.

Como seria de esperar, na Figura H.3 observa-se uma grande variação da potência mediana observada, essencialmente provocada pela variação da velocidade do vento. Ainda da análise aos gráficos da Figura H.3 verifica-se que, no caso da Turbina 12, se registou um valor de potência mediana superior a 2500 kW dois dias após a substituição da caixa multiplicadora, o que não aconteceu no período anterior à intervenção. Igualmente de realçar, que no dia 13 de outubro, para uma velocidade de vento mediana próxima de 9.5 m/s, observou-se uma potência mediana de cerca de 1250 kW. No entanto, após a intervenção e para velocidades de vento semelhantes, foram observadas potências medianas de sensivelmente 1500 kW em duas ocasiões. Igualmente neste sentido, na análise aos gráficos da Turbina 20 constata-se que, para valores de velocidades de vento medianas idênticos, os valores de potência mediana observada são mais elevados após a substituição da caixa multiplicadora. Relativamente aos gráficos referentes à Turbina 31 podem ser observados picos de potência mediana mais elevados no período anterior à substituição da caixa multiplicadora. Contudo, os mesmos podem ser justificados pelos valores mais elevados de velocidade de vento mediana. Verificam-se, ainda, para velocidade de vento mediana diária semelhantes, maiores valores de potência mediana diária, após a intervenção realizada. No caso da Turbina 33, também é possível verificar que, para valores de velocidade de vento idênticos, os valores de potência mediana observada são superiores. Contudo, e de forma evidente, verifica-se que a potência mediana diária observada após a intervenção é, na generalidade, inferior à observada com a caixa antiga.

- **Análise das curvas de potência antes e após a substituição da caixa multiplicadora**

Como visto, a análise anterior não permitiu evidenciar, de forma conclusiva, a influência da substituição da caixa multiplicadora na potência observada. Assim, de forma a complementar esta análise e tentar perceber qual a influência deste tipo de intervenção na curva de potência, compararam-se as curvas de potência referentes aos períodos de um mês anterior e um mês posterior à intervenção. As curvas de potência presentes no Anexo H.2 foram obtidas através dos valores de potência mediana constantes nas tabelas de potência mediana observada em função da velocidade do vento.

Ainda de forma a facilitar a interpretação das curvas de potência, relativas a cada substituição, quantificou-se o desvio existente entre a potência real observada antes e após cada intervenção. Também neste caso, os valores obtidos, individualmente para cada substituição analisada, podem ser consultados nas tabelas do Anexo H.3.

Da análise às substituições da caixa multiplicadora ocorridas nas turbinas 12, 20, 31 e 33 verifica-se que, no caso da Turbina 12, para velocidade de vento inferiores à velocidade nominal, existe um desvio positivo entre potências. Porém, para velocidade de vento superiores a 14 m/s, o desvio passa a ser negativo. Igualmente de referir, que para velocidades de vento entre os 19 m/s e os 21 m/s, apenas se registam valores de produção após a substituição da caixa multiplicadora. Da mesma forma, se constata um maior número de observações, para velocidades de vento acima de 7 m/s. Isto significa que, após a intervenção, houve uma maior produção em todas as gamas de velocidade de vento acima deste valor (Figura H.11 do Anexo H.2 e Tabela H.5 do Anexo H.3).

No caso da Turbina 20, numa primeira análise, observa-se uma maior irregularidade da curva de potência, referente ao período que antecede a substituição da caixa, para velocidades de vento entre os 13 e 15 m/s. Em sentido contrário, a curva de potência referente ao período posterior à intervenção, apresenta uma maior linearidade, nesta gama de funcionamento (Figura H.13 do Anexo H.2). Para velocidades de vento inferiores a 16 m/s, constata-se, igualmente, diferenças positivas entre as potências medianas. Isto evidencia uma melhoria da curva de potência e o respetivo aumento da potência mediana produzida, nesta gama de velocidade de vento, após a substituição da caixa multiplicadora. Esta constatação é, ainda, reforçada pelo facto de se registar um maior número de observações entre os 7 e os 16 m/s, após a intervenção (Tabela H.8 do Anexo H.3). Para velocidade de vento superiores a 16 m/s, o número de observações registadas após a intervenção, é inferior ao registado antes da troca da caixa, o que se traduz num valor de potência mediana produzida inferior. Também de realçar que, após a intervenção, não existe produção para velocidades de vento superiores a 24 m/s, ao contrário do que acontecia antes da intervenção. Sendo que para velocidades entre os 23 e os 24 m/s, apenas se verifica produção de energia numa ocasião. Importante, ainda, salientar a ocorrência de valores de potência mediana observada mais próximos da potência nominal, antes da troca da caixa multiplicadora. No caso da Turbina 31 constata-se uma grande semelhança entre as curvas de potência para velocidades de vento inferiores a cerca de 10 m/s. Contudo, entre 10 e 13 m/s, existe um ascendente da curva referente ao período anterior à troca da caixa multiplicadora (Figura H.17 do Anexo H.2).

De acordo com os resultados da Tabela H.12 do Anexo H.3 que quantifica a diferença existente entre a potência real observada antes e após a substituição da caixa multiplicadora, confirma-se que a maior irregularidade, observada para velocidades de vento entre 13 e 22 m/s, se deve ao menor número de observações registadas nestas gamas de velocidades de vento.

Ainda de acordo com os resultados obtidos, registaram-se mais observações e valores de potência mediana observada superiores, para velocidades inferiores a 9 m/s, após a intervenção. Já para velocidades de vento compreendidas entre 9 e 21 m/s, verificam-se maiores potências medianas observadas antes da intervenção. No entanto, para velocidades de vento superiores a 21 m/s, a potência mediana observada após a substituição é superior e mais próxima da potência nominal.

Em relação à Turbina 33, das curvas de potência (Figura H.18 do Anexo H.2) complementadas para tabelas dos desvios entre potências medianas observadas (Tabela H.13 do Anexo H.3) observa-se

um maior número de observações antes da substituição da caixa multiplicadora, indicando um maior tempo em produção. Contudo, a diferença positiva entre potências medianas revela um aumento na produção, com a nova caixa multiplicadora, em velocidades de vento mais elevadas. Em sentido contrário, as diferenças negativas e o maior número de observações após a intervenção, indicam uma maior produção com a caixa antiga, para velocidade de vento inferiores a 10 m/s. De salientar ainda, o facto de o maior valor de potência observada, após a troca da caixa multiplicadora, ser de 2853,2 kW, valor bastante inferior à potência nominal para este modelo de turbina eólica.

Assim, dos resultados obtidos pode concluir-se que, para a Turbina 12, para velocidades de vento abaixo dos 14 m/s, a caixa multiplicadora poderia não permitir que se retirasse o rendimento máximo do gerador. De modo semelhante, antes da intervenção, a caixa multiplicadora talvez não tivesse em condições de permitir que o gerador atingisse a sua potência nominal. Estes resultados mostram, ainda, que houve uma melhoria da curva de potência, uma vez que após a intervenção, já se observam potências medianas de 3000 kW. Em relação à Turbina 20, os resultados mostram que a substituição da caixa multiplicadora promoveu uma melhoria na curva de potência, mas apenas para valores de velocidade de vento inferiores aos 16 m/s. Já no caso da Turbina 31, os resultados obtidos permitem confirmar uma melhoria da curva de potência após a substituição da caixa, mas apenas para velocidades de vento inferiores a 9 m/s e superiores a 21 m/s.

Por fim, no caso da Turbina 33, o facto de não se registarem valores de potência para velocidades de vento superiores a 20 m/s indicam que a turbina poderia não ter capacidade de produzir acima destas velocidades de vento. Igualmente neste sentido, os valores de potência mediana registados, quer com a caixa multiplicadora antiga quer com a nova, permitem concluir que, no caso da Turbina 33, não ficou provado que a substituição deste componente influenciasse a curva de potência, uma vez que são semelhantes e inferiores à potência nominal.

#### **4.6.7 Estudo da influência da substituição de gerador**

Pela análise aos registos de manutenção das turbinas estudadas verificou-se que houve apenas uma substituição do gerador, durante os três anos em análise, e que essa substituição ocorreu na Turbina 35. Neste caso específico, realizou-se a substituição do gerador, entre os dias 11 e 19 de novembro de 2012.

Tal como nos casos anteriores, com o objetivo de perceber se existe alguma relação causa/efeito entre o defeito que originou a intervenção realizada e a diferença da potência produzida, averiguou-se a evolução diária da velocidade de vento, assim como a evolução diária da potência observada, num período de um mês antes da substituição realizada e um mês após a mesma, o que neste caso corresponde ao período de 11 de outubro a 11 de novembro e de 19 de novembro a 19 de dezembro de 2012. As evoluções diárias obtidas encontram-se representadas na Figura 4.28.

No dia 20 de outubro, vê-se uma interrupção das curvas representativas das evoluções de potência e velocidade de vento medianas diárias. Esta interrupção é justificada pela aplicação dos filtros

referidos na Secção 4.3, uma vez que as velocidades de vento ocorridas neste dia foram inferiores a 4 m/s. Em consequência destas velocidades inferiores à velocidade de *cut-in*, também a velocidade de rotação do rotor se manteve abaixo das 10,5 rpm, e por isso, não foram considerados os dados neste dia.

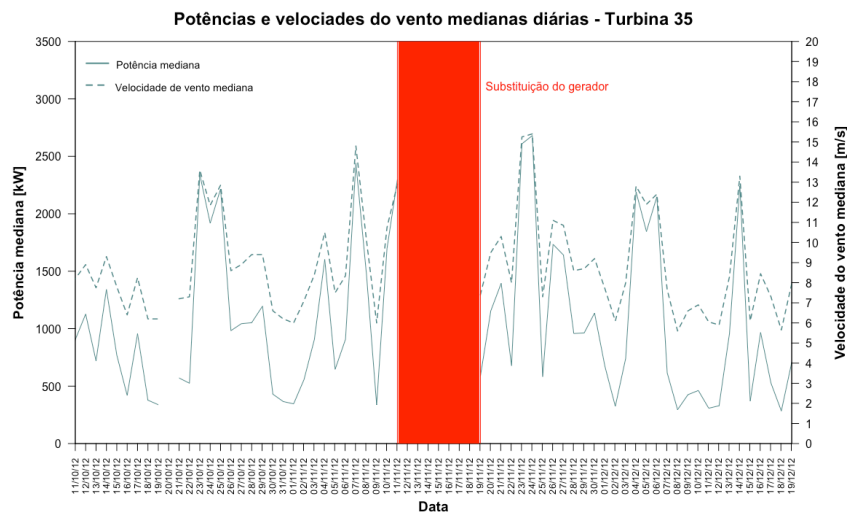


Figura 4.28 – Potência e velocidade de vento medianas diárias.

Inesperadamente, com o novo gerador, verifica-se que para valores de velocidade de vento semelhantes, os valores de potência mediana observada são inferiores. Por esse motivo e de forma a tentar perceber a influência da substituição do gerador, na potência produzida, elaboraram-se as curvas de potência referentes ao período de um mês antes da substituição do gerador e um mês após a mesma, e que podem ser observadas na Figura 4.29. As curvas representadas foram obtidas através do cálculo da potência mediana para cada velocidade de vento, durante o referido período.

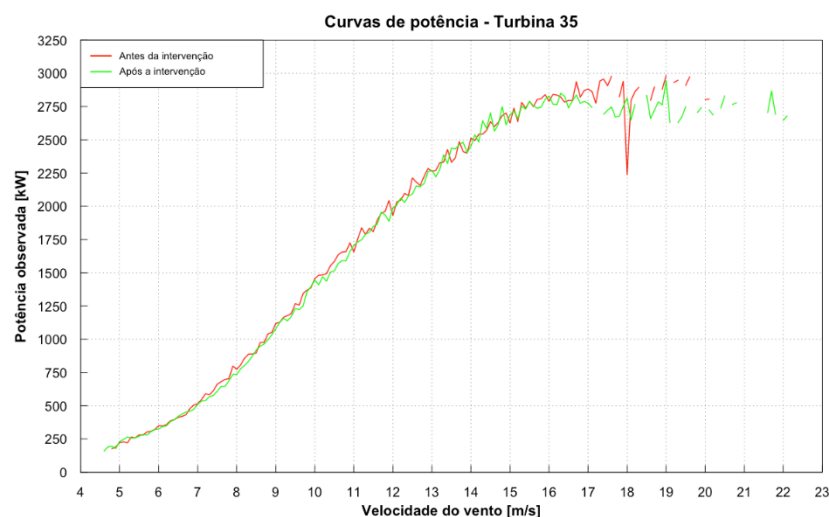


Figura 4.29 – Curvas de potência de 11/10/2012 a 11/11/2012 e de 19/11/2012 a 19/12/2012.

De forma a melhor compreender e interpretar as curvas de potência obtidas quantificou-se, igualmente, o desvio existente entre a potência real observada antes e após a substituição. Os

resultados obtidos encontram-se na Tabela 4.13. Verifica-se, assim, que o aumento de potência mediana, em função da velocidade de vento, é bastante semelhante nos dois casos, até cerca de 16 m/s. Já para velocidades de vento entre 15 e 20 m/s, observam-se valores de potência mediana superiores, referentes ao período em que se encontrava a funcionar o gerador antigo. Porém, constata-se uma grande variação da potência observada devida às poucas observações para velocidades de vento acima dos 17 m/s, como se pode observa na Tabela 4.13.

Tabela 4.13 – Tabela de desvio da potência antes e após a intervenção (Anexo H.3).

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 – 5	13	178,1	6	177,6	-0,253
5 – 6	268	271,5	179	267,4	-1,501
6 – 7	437	404,1	344	407,0	0,724
7 – 8	383	636,6	447	592,8	-6,873
8 – 9	397	892,1	339	896,6	0,507
9 – 10	350	1225,4	256	1196,8	-2,334
10 – 11	308	1568,9	215	1509,2	-3,804
11 – 12	200	1836,3	224	1827,4	-0,487
12 – 13	153	2127,2	135	2085,1	-1,980
13 – 14	136	2348,2	163	2394,8	1,982
14 – 15	105	2585,2	146	2598,6	0,519
15 – 16	85	2765,5	115	2741,4	-0,871
16 – 17	60	2820,9	76	2791,5	-1,040
17 – 18	28	2906,1	31	2733,2	-5,950
18 – 19	16	2862,1	16	2764,0	-3,428
19 – 20	12	2939,5	13	2705,2	-7,970
20 – 21	5	2803,2	9	2751,7	-1,839
21 – 22	1	2818,5	6	2705,0	-4,027
22 – 23	0	NA	3	2645,4	NA
23 – 24	0	NA	0	NA	NA
24 – 25	0	NA	0	NA	NA

Como seria de esperar pela análise do gráfico da Figura 4.29 e confirmado pelos valores da Tabela 4.13, para velocidades de vento superiores a 15 m/s, a diferença negativa entre as potências indica uma maior produção com o gerador antigo. Curiosamente, também se verifica que a potência mediana máxima produzida com o gerador antigo é de 2791,5 kW, para velocidade de vento entre 16 e 17 m/s. Porém, a mesma diminui à medida que a velocidade de vento aumenta. No caso do gerador novo, o maior valor de potência mediana observada é de 2791,5 kW, bastante abaixo da potência nominal. Contudo, uma conclusão muito importante é poder visualizar que, para velocidades de vento superiores a cerca de 21 m/s, com o gerador antigo existe apenas uma observação. Sendo que quando se introduzem os dados referentes ao período “pós substituição”, o maior número de observações de potência, revela que o gerador, talvez por ter uma falha, não conseguisse produzir para estas velocidades de vento ou que não haveria velocidade de vento suficientemente elevadas neste período.

Dos resultados obtidos retira-se que, com o gerador novo, existe produção para velocidades de vento superiores a 21 m/s, o que não acontecia com o gerador antigo. No entanto, o valor máximo de potência mediana observada, neste período de tempo, é de 2791,5 kW.

#### 4.6.8 Estudo da influência da substituição da caixa multiplicadora e do gerador

Uma vez mais, pela análise aos registos de manutenção, verificou-se que a substituição em simultâneo do gerador e da caixa multiplicadora ocorreu apenas numa das turbinas, durante os três anos em análise, e que essa substituição ocorreu na Turbina 25. Neste caso específico, realizou-se a substituição do gerador e da caixa multiplicadora, entre os dias 26 de janeiro e 03 de fevereiro de 2011. Atendendo ao facto de as duas intervenções terem ocorrido em simultâneo e de os dados fornecidos não permitirem distinguir a influência, na curva de potência, de cada intervenção separadamente, a análise da potência observada efetuou-se considerando as intervenções em conjunto.

Tal como para as substituições analisadas anteriormente, também neste caso com o objetivo de perceber se existe alguma relação causa/efeito entre o defeito que originou a intervenção realizada e a variação da potência produzida, averiguou-se a evolução diária da velocidade de vento, assim como a evolução diária da potência observada, num período anterior à substituição realizada e um período após a mesma. Porém, no estudo referente a Turbina 25, foi apenas considerado o período compreendido entre os 26 dias anteriores e os 29 dias posteriores à intervenção, uma vez que não foram facultados dados anteriores a 1 de janeiro de 2011. A Figura 4.30 apresenta a evolução da velocidade de vento mediana diária e da potência mediana diária, durante o período mencionado anteriormente.

Nos dias 18 de janeiro e 24 de fevereiro de 2011, constata-se uma interrupção das curvas representativas das evoluções de potência e velocidade de vento medianas diárias. Esta interrupção é justificada pela aplicação dos filtros referidos na Secção 4.3, uma vez que as velocidades de vento ocorridas nestes dias eram inferiores a 4 m/s. Em consequência destas velocidades inferiores à velocidade de *cut-in*, também a velocidade de rotação do rotor se manteve abaixo das 10,5 rpm, e por isso, não foram considerados os dados nestes dias.

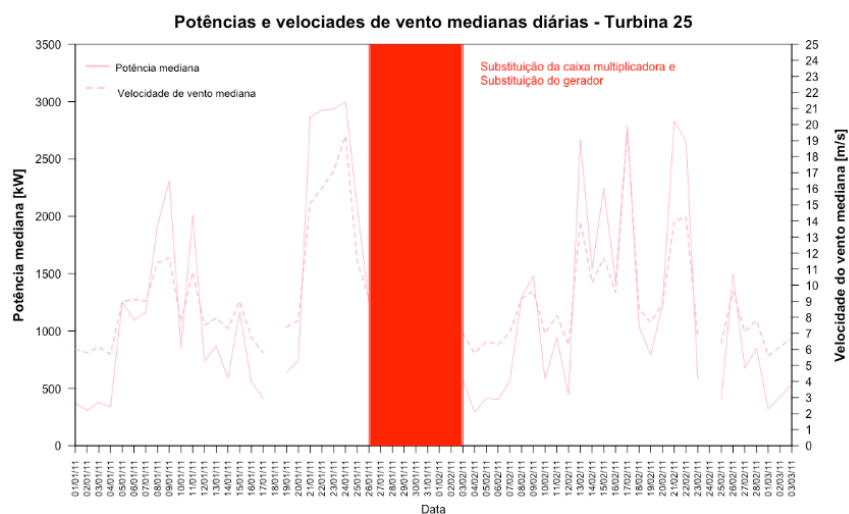


Figura 4.30 – Potência e velocidade de vento medianas diárias.

Observa-se, ainda, que entre os dias 21 e 24 de janeiro, a potência mediana se manteve sensivelmente constante, enquanto a velocidade de vento aumentou. Por outro lado, entre os dias 5 e 7 de janeiro, a potência mediana observada baixou, enquanto a velocidade de vento se manteve aproximadamente relativamente constante. Estes dois factos, revelam que a evolução da velocidade de vento mediana diária não é acompanhada pela evolução da potência mediana diária. As duas situações descritas podem ser indicativas da existência de problemas relacionados com a caixa multiplicadora e com o gerador, já que as mesmas acontecem apenas antes da intervenção realizada.

Como visto anteriormente, a análise à Figura 4.30 indica que o sub-rendimento da Turbina 25 se possa dever ao sub-rendimento da caixa multiplicadora e do gerador. Por esse motivo e para tentar perceber qual a influência destes problemas, na curva e potência, elaboraram-se as curvas de potência referentes ao período dos 26 dias anteriores e os 29 dias posteriores à intervenção, como se pode ver na Figura 4.31.

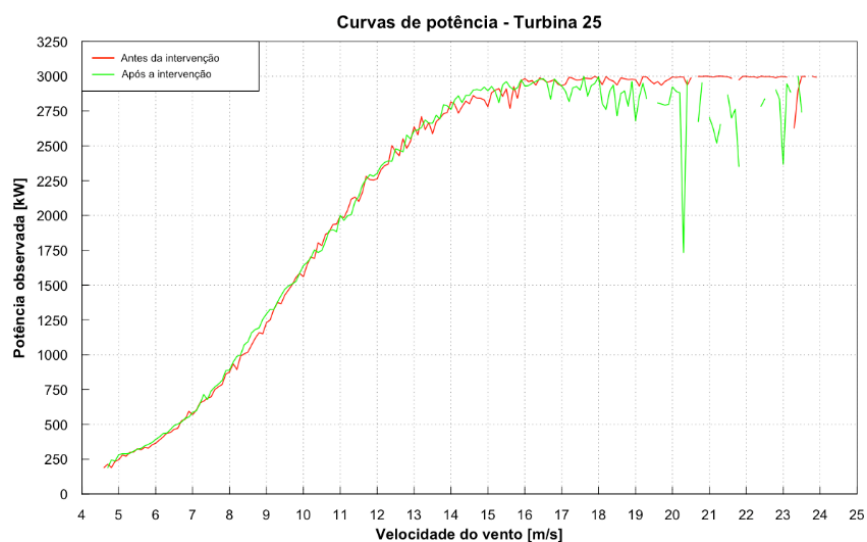


Figura 4.31 – Curvas de potência de 01/01/2011 a 26/01/2011 e de 03/02/2011 a 03/03/2011.

As curvas de potência obtidas são semelhantes para velocidade de vento inferiores a 16 m/s, sendo que a referente ao período posterior à intervenção revela um ligeiro ascendente. No entanto, acima dos 18 m/s, esta mesma curva de potência, apresenta uma maior variabilidade. Porém, esta variabilidade pode ser justificada pelo menor número de observações nestas gamas de velocidades de vento, como se pode observar na Tabela 4.14, referente à diferença entre potências.

Pela análise da Tabela 4.14, verifica-se uma diferença negativa entre potências medianas, para velocidades de vento acima dos 16 m/s, o que representa uma diminuição da produção após as substituições realizadas.

Constatam-se, ainda antes da intervenção realizada, potências medianas observadas próximas da potência nominal, para velocidades de vento superiores a 20 m/s e até à velocidade de *cut-out*, o que não acontece após as substituições da caixa multiplicadora e do gerador.

Tabela 4.14 – Tabela de desvio da potência antes e após a intervenção.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	N	Potência Mediana [kW]	
4 – 5	10	201,8	6	236,5	17,195
5 – 6	161	308,6	149	314,2	1,815
6 – 7	240	453,3	296	477,1	5,262
7 – 8	326	692,4	278	726,7	4,954
8 – 9	307	1013,0	285	1082,9	6,895
9 – 10	235	1401,4	300	1448,2	3,340
10 – 11	174	1793,8	214	1751,0	-2,386
11 – 12	146	2124,9	129	2118,0	-0,326
12 – 13	120	2443,4	130	2424,2	-0,785
13 – 14	113	2670,5	90	2674,2	0,139
14 – 15	91	2818,4	76	2861,5	1,529
15 – 16	120	2891,2	99	2919,5	0,981
16 – 17	95	2966,1	73	2953,4	-0,426
17 – 18	69	2983,3	65	2921,7	-2,064
18 – 19	48	2977,1	32	2883,4	-3,149
19 – 20	46	2965,4	18	2804,3	-5,434
20 – 21	34	2994,8	10	2891,5	-3,449
21 – 22	26	2998,5	14	2676,9	-10,727
22 – 23	28	2997,3	9	2869,7	-4,257
23 – 24	13	2996,4	9	2814,4	-6,074
24 – 25	1	2995,2	0	NA	NA

Igualmente de salientar, no período anterior à intervenção, o maior número de observações registadas para velocidades de vento acima dos 13 m/s, o que significa uma maior produção nesta gama de velocidades e no referido período.

Já no período posterior à substituição dos equipamentos, verificam-se maiores valores de potência mediana observada, para valores de velocidade de vento situados entre os 13 m/s e os 16 m/s. Sendo que, para valores superiores, a potência mediana observada tende a diminuir.

Finalmente, constata-se que para velocidades de vento entre 21 e 22 m/s, a potência mediana após a intervenção, é cerca de 11% inferior à observada antes da substituição da caixa multiplicadora e do gerador.

## 5 Conclusões

O trabalho desenvolvido neste documento teve como principal objetivo desenvolver uma ferramenta que permita averiguar a influência das ações de manutenção nos parques eólicos. *A posteriori*, recorrendo a ferramentas de análise estatística para os dados observados, ilustrou-se a aplicação prática da ferramenta desenvolvida na análise às substituições consideradas mais relevantes num parque eólico na Pampilhosa da Serra.

Assim, a presente dissertação contribuiu no desenvolvimento de uma ferramenta que, através da comparação da curva de potência observada com a curva de potência teórica, permite verificar se a potência produzida em função da velocidade de vento está de acordo com os valores anunciados pelo fabricante. A ferramenta desenvolvida permite, ainda, aos responsáveis por parques eólicos, averiguar a influência de qualquer ação de manutenção, em qualquer parque eólico.

Além disso, através dos dados observados de velocidade e direção do vento, de potência ativa e de velocidade de rotação do rotor, o presente trabalho contribuiu na caracterização do funcionamento de um parque eólico na Pampilhosa da Serra.

Nesse sentido, a análise preliminar de dados realizada permitiu apresentar as principais características do parque em termos de direção e velocidade de vento, bem como em termos de potência observada. Desta forma, na análise às direções de vento predominantes no parque verificou-se que as doze turbinas analisadas podem ser subdivididas em quatro grupos, em função da direção de vento incidente. No Grupo I, composto pelas turbinas 6 e 7, observou-se que as orientações de vento se situam essencialmente entre os 330° e os 30°, mas também se constatou com alguma frequência, a ocorrência de velocidades de vento superiores a 25 m/s para orientações de vento próximas de 210°. No Grupo II, constituído pelas turbinas 9, 12 e 13, verificou-se que a maior concentração de observações de direção de vento se situa entre cerca de 315° e 360°. Contudo, também se constatou uma elevada concentração de observações de direção de vento próximas de 90°. No Grupo III, onde se situam as turbinas 20, 23, 25, 31, 35 e 37, verificou-se que a maioria das observações de direção de vento se situa entre os 315° e os 345°. Porém, também se observou uma grande concentração entre os 120° e os 150°. Por fim, no Grupo IV, composto unicamente pela Turbina 33, observou-se de forma evidente que a direção de vento predominante é a direção Oeste, uma vez que cerca de 40% das observações se concentram próximas dos 270°. Dos resultados obtidos, pode-se concluir que a direção do vento em todas as turbinas, à exceção da Turbina 33, apresenta uma distribuição bimodal. No caso da Turbina 33, verificou-se que a direção do vento apresenta uma distribuição unimodal. Tendo em consideração a localização desta turbina, este facto poderá ser provocado pela sua proximidade relativamente à Turbina 18.

Em relação à velocidade de vento, verificou-se que a Turbina 20 é a que apresenta a mediana mais elevada. Em sentido contrário, as turbinas 33 e 37 são as que apresentam medianas mais baixas.

Estes valores de velocidade de vento explicam, de certa maneira, a potência mediana mais elevada da Turbina 20, assim como as potências medianas mais baixas das turbinas 33 e 37.

Relativamente à modelação das curvas de potência observada, verificou-se que a turbina 25 apresenta uma curva de potência superior às restantes para velocidades de vento mais elevadas. Daqui se pode concluir que a Turbina 25 possui um melhor desempenho em comparação com as outras turbinas analisadas. Em sentido contrário, a Turbina 33 revelou ser a que tem o menor desempenho. Este facto poderá estar relacionado com a direção do vento predominante incidente nesta turbina e com a sua proximidade relativamente à Turbina 18.

Da análise aos dados reais pôde, ainda, retirar-se algumas conclusões relativamente à comparação da curva de potência observada com a curva de potência teórica. Primeiramente, os desvios positivos da potência mediana observada em relação à potência teórica indicam que, para velocidades de vento mais baixas, existe um sobre-rendimento das turbinas. Contudo, para velocidades de vento superiores a sensivelmente 12 m/s, os desvios negativos registados em todas as turbinas evidenciam um sub-rendimento das mesmas. Isto significa que nas gamas de velocidade de vento mais elevadas, ou seja, onde existe maior produção, a curva de potência observada é inferior à curva teórica fornecida pelo fabricante.

A análise dos dados fornecidos pelo sistema SCADA permitiu, ainda, retirar conclusões acerca da influência da velocidade do vento na potência observada. Através do coeficiente de correlação verificou-se que a potência observada é fortemente influenciada pela velocidade do vento. Contudo, o facto de os valores obtidos serem diferentes de 1, para todas as turbinas, indica que a velocidade de vento não é o único fator responsável pela variação de potência observada. Desta forma, justificou-se a análise, das ações de manutenção, que serviu de base à realização deste trabalho.

Assim, da análise dos dados fornecidos retiraram-se, ainda, conclusões acerca da influência, nas curvas de potência, da substituição dos rolamentos da caixa multiplicadora; da substituição da própria caixa; da substituição dos rolamentos do gerador, e da substituição do próprio gerador.

Relativamente à influência da substituição dos rolamentos da caixa multiplicadora, esta análise incidiu apenas sobre os dados relativos à Turbina 6, uma vez que, do conjunto de turbinas analisado, foi a única em que se realizou esta intervenção. Nesta análise verificou-se que o maior valor mediano de potência observada registado antes da substituição do rolamento da caixa multiplicadora é superior ao valor registado após a intervenção. Além disso, para velocidades de vento mais elevadas, existem mais observações de valores de potência registados antes da substituição do rolamento. Pelos resultados obtidos, é possível concluir-se que não ficou provado que a substituição do rolamento do terceiro estágio na caixa multiplicadora tenha influenciado, de forma positiva, a curva de potência.

Em relação à influência da substituição dos rolamentos NDE do gerador, da análise realizada, retirou-se que a Turbina 9 possui um maior rendimento após a substituição do rolamento NDE do gerador, mas unicamente para velocidades de vento superiores a 16 m/s. Já a Turbina 31 possui um

maior rendimento após a substituição do rolamento NDE do gerador, mas apenas para velocidades de vento inferiores a 11 m/s. Observou-se, igualmente que em nenhum dos casos se verifica produção acima dos 21 m/s. Desta forma não é possível afirmar que as alterações à curva de potência tenham sido influenciadas pela substituição do rolamento NDE.

No que se refere à influência da substituição dos rolamentos DE do gerador, da análise efetuada pôde observar-se que se registaram mais observações para gamas de velocidade de vento mais elevadas, após a troca do rolamento DE, mas apenas nas turbinas 9 e 12. Constatou-se, ainda, que se registaram maiores valores medianos de potência observada após a substituição do rolamento DE, mas apenas na Turbina 9. Assim, à semelhança do rolamento NDE, também não foi possível concluir que as alterações à curva de potência tenham sido influenciadas pela substituição do rolamento DE.

No que diz respeito à influência da substituição, em simultâneo, dos rolamentos NDE e DE do gerador verificou-se que houve um aumento de produção, para velocidades de vento mais elevadas, após a troca de rolamentos, na Turbina 35. Já no caso da Turbina 37, para velocidades de vento mais elevadas, existe um maior valor de observações, mas potências medianas mais baixas após a troca de rolamentos. Assim, à semelhança da substituição dos rolamentos NDE e DE de forma individual, também não é possível afirmar que as alterações à curva de potência tenham sido influenciadas pela substituição, em simultâneo, dos rolamentos NDE e DE.

Quanto à influência da substituição da caixa multiplicadora constatou-se que, de acordo com os valores obtidos para velocidades de vento abaixo dos 14 m/s, a caixa multiplicadora da Turbina 12 podia não permitir que se retirasse o rendimento máximo do gerador. No caso desta turbina, houve uma melhoria da curva de potência após a troca da caixa, uma vez que apenas após a intervenção, foram observados valores medianos de potência de 3000 kW.

Em relação à Turbina 20, os resultados mostraram que a substituição da caixa multiplicadora promoveu uma melhoria na curva de potência, mas apenas para valores de velocidade de vento inferiores aos 16 m/s. Já no caso da Turbina 31, os resultados obtidos permitiram confirmar uma melhoria da curva de potência após a substituição da caixa, mas apenas para velocidades de vento inferiores a 9 m/s e superiores a 21 m/s. Contudo na Turbina 33, não se registaram valores de potência para velocidades de vento superiores a 20 m/s; pelo que se pode concluir que não ficou provado, de forma evidente, que a substituição deste componente influenciasse a curva de potência, uma vez que a melhoria apenas ocorreu em determinadas turbinas e para determinadas gamas de velocidade de vento.

No caso da análise à influência da substituição do gerador, à semelhança da análise à substituição dos rolamentos da caixa multiplicadora, a análise incidiu apenas sobre os dados relativos a uma turbina. Neste caso, do conjunto de turbinas analisado, apenas se procedeu à substituição do gerador da Turbina 35. Dos resultados obtidos verificou-se que, apenas com o gerador novo, existe produção para velocidades de vento superiores a 21 m/s. No entanto, o valor máximo de potência mediana observada, após a substituição do gerador, é de 2791,5 kW; abaixo da potência nominal.

Por fim, relativamente à influência da substituição da caixa multiplicadora e do gerador, a análise apenas incidiu nos dados referentes à Turbina 25. Neste caso, observou-se uma diferença negativa entre valores medianos de potência, para velocidades de vento acima dos 16 m/s, o que representa uma diminuição da produção após as substituições realizadas. Constatou-se, ainda, a existência de valores medianos de potência observada próximos da potência nominal, para velocidades de vento superiores a 20 m/s e até à velocidade de *cut-out*. Porém, esta situação aconteceu apenas antes da substituição da caixa multiplicadora e do gerador.

Igualmente de salientar que, no período anterior à intervenção, houve um maior número de observações registadas para velocidades de vento acima dos 13 m/s, o que significa uma maior produção nesta gama de velocidades e no referido período. Já no período posterior à substituição dos equipamentos, constataram-se maiores valores medianos de potência observada, para valores de velocidade de vento situados entre os 16 e os 17 m/s. Constata-se, ainda, que para velocidades de vento entre 21 e 22 m/s, a potência mediana após a intervenção, é cerca de 11% inferior à observada antes da substituição da caixa multiplicadora e do gerador.

De forma surpreendente, os resultados obtidos indicam que o comportamento das turbinas não melhorou após a substituição destes componentes.

## Sugestões de trabalhos futuros

Como visto ao longo deste trabalho, a densidade do ar varia em função da temperatura,  $T$ , e da pressão,  $p$ , sendo que ambas variam em função da altitude. Isto implica que a densidade varia de acordo com as condições atmosféricas locais, tendo efeito na potência gerada por uma turbina eólica. Uma vez que no presente trabalho se definiu um valor médio de densidade para o local, uma sugestão de trabalho futuro seria averiguar a influência da variação da densidade do ar na potência observada.

No seguimento do presente trabalho, seria interessante estudar o efeito da turbulência neste parque, uma vez que os resultados indicam que algumas turbinas poderão apresentar um sub-rendimento, influenciado pela perturbação do escoamento devido à proximidade com outras turbinas.

Ainda nesse sentido, seria interessante investigar o impacto da direção do vento nas curvas de potência.

No futuro poderiam ser aplicadas, a outros parques nacionais ou internacionais, as ferramentas desenvolvidas no presente trabalho em testes de desempenho de parques eólicos através da análise de curvas de potência. Desta forma, permitir-se-ia a validação desta ferramenta.

## 6 Referências bibliográficas

- [1] Dutra, R. M. Energia Eólica. Histórico da energia dos ventos [Em linha]. 2012, [Consultado em 2016-12-29], Disponível na World Wide Web: <https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/historico-da-energia-dos-ventos/>. (cit. nas pág. 1 e 2)
- [2] Gasch, R., Twele, J. *Wind Power Plants – Fundamentals Design Construction and Operation*. Second Edition. Germany: Springer, 2012. ISBN 978-3-642-22937-4. (cit. nas pág. 1 e 3)
- [3] BIOSANI. *História dos Moinhos Vivos – Centro Moinhos Vivos* [Em linha]. [Consultado em 2016-12-29], Disponível na World Wide Web: <http://www.moinhosvivos.pt>. (cit. na pág. 1)
- [4] Câmara Municipal de Castro Verde. *Moinho de vento* [Em linha]. [Consultado em 2016-12-29], Disponível na World Wide Web: <http://cm-castroverde.pt/pt/232/moinho-de-vento.aspx>. (cit. na pág. 2)
- [5] Shepherd, D. G. Historical Development of the Windmill. *Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*. SPERA, S.A.. New York. 1994. pp. 1 – 46. (cit. nas pág. 2 e 3)
- [6] Lopes, A. M., *Produção Eólica e Enquadramento Técnico-Económico em Portugal*, Tese de Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009. (cit. na pág. 3)
- [7] Vargo, D. J. Wind Energy Developments in the 20th Century. *Fourth Annual Regulatory Information Systems Conference, St. Louis, Missouri, U.S.A.*, 1974. (cit. nas pág. 3 e 24)
- [8] DGEG. Estatísticas Rápidas. *Renováveis*. 2016, Nº 141, pp. 12 – 15. (cit. na pág. 3)
- [9] Moura, J., *Medição da Curva de Potência de um Aerogerador Segundo a Revisão da Norma IEC 61400-12-1*. Tese de Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014. (cit. na pág. 4)
- [10] IEC 61400-12-1: Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines. First Edition. 2005. (cit. na pág. 4)
- [11] Moreira, M. F., Martins, J., Afonso, J. (2004), Medidas Reguladoras, Normas e Legislação Portuguesa Aplicável às Energias Renováveis e Sugestões. *ENER'04 – Simpósio sobre Energias Renováveis em Portugal, Figueira da Foz, Portugal, 2004*. p. 2.25 2.30. ISBN: 972-8822-01-4. (cit. nas pág. 4 e 24)
- [12] Hyers, R. W., McGowan, J. G., Sullivan, K. L., Manwell, J. F., Syrett, B. C. Condition monitoring and prognosis of utility scale wind turbines. *Energy Materials: Materials Science and Engineering for Energy Systems*, 2006, Vol. 1 pp. 187-203. doi: 10.1179/174892406X163397 (cit. na pág. 5)
- [13] Silveira, A., Gomes, A., Silva, H., Faria, J., Franco, M., Brandão, R., Ramos, S. Turbinas eólicas – Manutenção. *Eutro à Terra*, 2011, Nº 8. ISSN: 1647-5188. (cit. na pág. 5)

- [14] Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do conselho de 23 de abril de 2009 relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Directivas 2001/77/CE e 2003/30/CE. Abril de 2009. (cit. na pág. 5)
- [15] Moccia, J. Wind energy scenarios for 2020. *A report by the European Wind Energy Association*. 2014. (cit. na pág. 5)
- [16] Corbetta, G. Wind energy scenarios for 2030. *A report by the European Wind Energy Association*. 2015. (cit. na pág. 5)
- [17] WWEA. Operation and Maintenance of Wind Farms. *Wind Turbine Maintenance & Condition Monitoring* [Em linha]. [Consultado em 2017-01-04]. Disponível em: <http://www.wwindea.org/technology/intro/estructura-en.htm>. (cit. na pág. 6)
- [18] Ribrant, J., *Reliability performance and maintenance - A survey of failures in wind power systems*. Master Thesis, KTH School of Electrical Engineering, Stockholm, 2006. (cit. na pág. 6)
- [19] Sheng, S. Report on Wind Turbine Subsystem Reliability – A Survey of Various Databases. CO: *National Renewable Energy Laboratory*, Junho 2013, NREL/PR-5000-59111. (cit. na pág. 7)
- [20] Tavner, P. J., Xiang, J., Spinato, F. Reliability Analysis for Wind Turbines. *Wind Energy*. Wiley Interscience. 2007, pp. 1 – 18. doi:10.1002/we.204. (cit. na pág. 8)
- [21] Staffell, I., Green, R. How does wind farm performance decline with age?. *Renewable Energy*. Elsevier. 2014, Vol. 66, pp. 775 – 786. doi:10.1016/j.renene.2013.10.041. (cit. na pág. 8)
- [22] Verbruggen, T. W. *Wind turbine operation & maintenance based on condition monitoring*. Relatório técnico, ECN Project Number: ECN-C-03-047, 2013. (cit. na pág. 8)
- [23] Cirstea, M. N., et al. *Neural and Fuzzy Logic Control of Drives and Power System*. UK: Newnes, 2002. ISBN 0-7506-55585. (cit. na pág. 9)
- [24] Oliveira, S. *Análise do comportamento dos aerogeradores em situação de anomalia*. Tese de Mestrado em Engenharia Electrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2013. (cit. na pág. 9)
- [25] Santiago, N. *Metodologias para avaliação do desempenho e previsão de avarias em turbinas eólicas utilizando a curva de potência do fabricante*. Tese de Mestrado em Energias Renováveis – Conversão Eléctrica e Utilização Sustentáveis, Universidade Nova de Lisboa - Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2012. (cit. na pág. 9)
- [26] Jervell, J. *Estudo da influência das características do vento no desempenho de aerogeradores*. Tese de Mestrado em Engenharia Mecânica, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008. (cit. na pág. 10)
- [27] Milan, P. *The stochastic power curve analysis of wind turbines*. Master Thesis, École Normale Supérieure de Lyon, 2008. (cit. na pág. 10)

- [28] Aguiar, A. *Utilização de Dados Operacionais para a Compreensão do Desempenho de Aerogeradores*. Tese de Mestrado em Engenharia Mecânica, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2009. (cit. na pág. 10)
- [29] Gonçalves, J. *Avaliação do Potencial Eólico para Geração de Energia Eléctrica*. Tese de Mestrado em Engenharia Mecânica, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2015. (cit. nas pág. 11, 16, 18 e 63)
- [30] Shokrzadeh, S., Jozani, M., Bibeau, E. Wind Turbine Power Curve Modeling Using Advanced Parametric and Nonparametric Methods. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. October 2014, Vol. 5, pp. 1262 – 1269. doi:10.1109/TSTE.2014.2345059. (cit. na pág. 12)
- [31] Üstüntaş, T., Şahin, A. Wind turbine power curve estimation based on cluster center fuzzy logic modeling. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. Elsevier. 2008, Vol. 96, pp. 611 – 620. doi:10.1016/j.jweia.2008.02.001. (cit. na pág. 12)
- [32] Pelletier, F., Masson, C., Tahan, A. Wind turbine power curve modelling using artificial neural network. *Renewable Energy*. Elsevier. 2016, Vol. 89, pp. 207 – 214. doi:10.1016/j.renene.2015.11.065 (cit. na pág. 12)
- [33] Martins, F. R., Guarnieri, R. A. e Pereira, E. B. O aproveitamento da energia eólica. *Revista Brasileira de Ensino de Física*. Sociedade Brasileira de Física. 2008, Vol. 30, n.1, pp. 1304.1 – 1304.13. doi:10.1590/S1806-11172008000100005. (cit. na pág. 15)
- [34] Picolo, A., Bühler, A., Rampinelli, G. Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica. *Revista Brasileira de Ensino de Física*. Sociedade Brasileira de Física. 2014, Vol. 63, n. 4, pp. 4306.1 – 4306.13. doi:10.1590/S1806-11172014000400007. (cit. na pág. 15)
- [35] Danish Wind Turbine Manufacturers Association. *Horizontal Axis Wind Turbines* [Em linha]. 2003, [Consultado em 2016-12-02], Disponível em: <http://en.wind-turbinemodels.com/foto/7347/dornier-darrieus-savonius-2-kw-wind-turbine-generator-stemwe-de-museum-germany>. (cit. nas pág. 16, 19 e 22)
- [36] Manwell, J. F., McGowan, J. G., Rogers, A. L. *Wind Energy Explained - Theory, Design and Application*. Second Edition. UK: Wiley, 2009. ISBN 978-0-470-01500-1. (cit. nas pág. 16, 17, 18, 19, 21, 22 e 27)
- [37] Castro, R. *Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à energia eólica*. Edição 2.1. Lisboa: Instituto Superior Técnico, 2005. (cit. nas pág. 16 e 19)
- [38] Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossany, E., *Wind Energy Handbook*. UK: Wiley, 2001. ISBN: 0-471-48997-2. (cit. nas pág. 17 e 20)
- [39] Sequeira, C. *A análise de vibrações como ferramenta para a melhoria da manutenção em aerogeradores*. Tese de Doutoramento em Engenharia Mecânica, Universidade Nova de Lisboa – Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2012. (cit. nas pág. 17, 21, 23 e 24)

- [40] ABB. Wind Power Plants. *Technical Application Papers*. 2015, n. 13. (cit. nas pág. 18 e 19)
- [41] Hau, E. *Wind Turbines – Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Second Edition. Germany: Springer, 2006. ISBN-10 3-54024240-6. (cit nas pág. 20 e 22)
- [42] Ferreira, A. *Sistema de produção de energia eólica*. Tese de Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011. (cit. na pág. 21)
- [43] Brandão, R., Carvalho, J. A., Barbosa, F. P. Forecast of Faults in a Wind Turbine Gearbox. *Elektro*. IEEE. 2012, pp. 170 – 173. [doi:10.1109/ELEKTRO.2012.6225632](https://doi.org/10.1109/ELEKTRO.2012.6225632). (cit. na pág. 23)
- [44] Polak, S. Gearbox and gear system problems. *Seminar on Gear Technology - Gaining a Competitive Edge*. 2000, Vol. 2000, pp. 65 – 72. ISBN:1-86058-280-X. (cit. na pág. 25)
- [45] Al Kazzaz, S. e Singh, G. Experimental investigations on induction machine condition monitoring and fault diagnosis using digital signal processing techniques. *Electric Power Systems Research*. Elsevier. 2003, Vol. 65, pp. 197 – 221. [doi:10.1016/S03787796\(02\)00227-4](https://doi.org/10.1016/S03787796(02)00227-4). (cit. na pág. 25)
- [46] Al-Ahmar, E., Benbouzid, M. e Turri, S. Wind Energy Conversion Systems Fault Diagnosis Using Wavelet Analysis. *International Review of Electrical Engineering*. HAL. 2008, Vol. 3, pp. 646 – 652. (cit. na pág. 25)
- [47] Earp, C., Higgs, B. Raising generator reliability. *Wind Systems Magazine*. MAY 2010, pp. 64 – 71. (cit. na pág. 26)
- [48] WindPower Program. *Wind turbine power output variation with steady wind speed* [Em linha] 2017, [Consultado em 2017-03-03], Disponível em: [http://www.wind-powerprogram.com/turbine\\_characteristics.htm](http://www.wind-powerprogram.com/turbine_characteristics.htm). (cit. na pág. 26)
- [49] Dixon, S. L., Hall, C. A., *Fluid Mechanics and Thermodynamics of Turbomachinery*. Seventh Edition. USA: Elsevier, 2014. ISBN: 978-0-12-415954-9. (cit. nas pág. 27 e 28)
- [50] Montgomery, D. C., Runger, G. C., *Applied Statistics and Probability for Engineers*. Third Edition. USA: John Wiley & Sons, Inc., 2002. ISBN 0-471-20454-4 (cit. nas pág. 29, 30, 35, 40, 48, 50 e 61)
- [51] Devore, J., *Probability and Statistics for Engineering and the Sciences*. Eighth Edition. USA: Brooks/Cole, Cengage Learning, 2010. ISBN 0-538-73352-7 (cit. nas pág. 30, 32, 33, 34, 38, 39, 40, 41 e 42)
- [52] Murteira, B., Ribeiro, C., Silva, J., Pimenta, C., *Introdução à estatística*. Lisboa: McGraw-Hill. ISBN: 972-773-116-3 (cit. nas pág. 31, 33, 38, 39, 41, 45 e 49)
- [53] Mardia, K. T., Jupp, P. E. *Directional Statistics*. First Edition. London: Wiley, 2000. ISBN: 0-471-95333-4. (Cit. nas pág. 35 e 36)
- [54] Pereira, D. WindRose for Matlab [Em linha]. 2015, [Consultado em 2017-01-12], Disponível em: <https://fr.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/47248-wind-rose>. (cit na pág. 37)

- [55] Cunha, O., Ramos, F., *Iniciação à estatística – Volume I*. Porto: Figueirinhas, 1985. (cit. nas pág. 41, 43, 46 e 47)
- [56] IBERWIND. *Monofolha PT Pampilhosa*. [Em linha] 2017, [Consultado em 2017-03-03], Disponível em: [http://www.iberwind.com/media/uploads/parque/layout/PE\\_Pampilhosa\\_Fev10.pdf](http://www.iberwind.com/media/uploads/parque/layout/PE_Pampilhosa_Fev10.pdf). (cit. na pág. 52)
- [57] IBERWIND. *PE Pampilhosa – Fev10*. [Em linha] 2010, [Consultado em 2017-03-03], Disponível em: [http://www.iberwind.com/media/uploads/parque/layout/PE\\_Pampilhosa\\_Fev10.pdf](http://www.iberwind.com/media/uploads/parque/layout/PE_Pampilhosa_Fev10.pdf). (cit. nas pág. 53, 54 e 67)
- [58] Vestas Wind Systems A/S. *General Specification – V90/3.0 MW*. [Em linha] 2004, [Consultado em 2017-03-03], Disponível em: [http://www.gov.pe.ca/photos/sites/envengfor/file/950010R1\\_V90-GeneralSpecification.pdf](http://www.gov.pe.ca/photos/sites/envengfor/file/950010R1_V90-GeneralSpecification.pdf). (Cit. na pág. 54 e 55)
- [59] Anahua, E., Boettcher, F., Barth, S., Peinke, J., Lange, M. Stochastic Analysis of the Power Output for a Wind Turbine. 2004, ForWind – Center for Wind Energy Research. (Cit. na pág. 62)

# **Anexos**

# Anexo

## A Vestas V90/3000

### A.1 Curva de potência teórica – Vestas V90/3000

Tabela de potência teórica extraída em função da velocidade do vento e para diferentes densidades de ar.

Tabela A.1 – Dados de potência teórica da Turbina Vestas V90/3000.

V90 – 3.0 MW, 60 Hz, 109.4 dB(A)												
Wind Speed [m/s]	Air Density [kg/m <sup>3</sup> ]											
	0.97	1	1.03	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.225	1.24	1.27
4	53	56	59	61	64	67	70	72	75	77	78	81
5	142	148	153	159	165	170	176	181	187	190	193	198
6	271	281	290	300	310	319	329	339	348	353	358	368
7	451	466	482	497	512	528	543	558	574	581	589	604
8	691	714	737	760	783	806	829	852	875	886	898	921
9	995	1028	1061	1093	1126	1159	1191	1224	1257	1273	1289	1322
10	1341	1385	1428	1471	1515	1558	1602	1645	1688	1710	1732	1775
11	1686	1740	1794	1849	1903	1956	2010	2064	2118	2145	2172	2226
12	2010	2074	2137	2201	2265	2329	2392	2454	2514	2544	2573	2628
13	2310	2382	2455	2525	2593	2658	2717	2771	2817	2837	2856	2889
14	2588	2662	2730	2790	2841	2883	2915	2940	2958	2965	2971	2981
15	2815	2868	2909	2939	2960	2975	2984	2990	2994	2995	2996	2998
16	2943	2965	2979	2988	2993	2996	2998	2999	2999	3000	3000	3000
17	2988	2994	2997	2998	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
18	2998	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
19	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
20	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
21	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
22	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
23	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
24	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
25	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000

## B Tabelas para exemplos do capítulo 3

Tabela B.1 – Velocidade de vento e potência ativa da Turbina 6 no dia 5 de janeiro de 2011.

Data	Velocidade de vento [m/s]	Potência ativa [kW]	Data	Velocidade de vento [m/s]	Potência ativa [kW]	Data	Velocidade de vento [m/s]	Potência ativa [kW]
05/01/11 00:00	14,8	2708,3	05/01/11 08:00	12,2	2089,7	05/01/11 16:00	13,7	2423,4
05/01/11 00:10	14,1	2597,8	05/01/11 08:10	12,2	2138,5	05/01/11 16:10	11,9	1963,0
05/01/11 00:20	14,6	2610,1	05/01/11 08:20	12,8	2286,0	05/01/11 16:20	12,3	2063,6
05/01/11 00:30	14,0	2509,7	05/01/11 08:30	13,9	2476,3	05/01/11 16:30	11,8	1996,6
05/01/11 00:40	12,3	2070,3	05/01/11 08:40	14,1	2521,5	05/01/11 16:40	12,1	2013,9
05/01/11 00:50	10,9	1766,7	05/01/11 08:50	13,9	2571,4	05/01/11 16:50	10,0	1489,0
05/01/11 01:00	13,3	2303,9	05/01/11 09:00	13,6	2381,4	05/01/11 17:00	11,0	1719,7
05/01/11 01:10	13,8	2456,1	05/01/11 09:10	13,2	2316,1	05/01/11 17:10	11,5	1886,5
05/01/11 01:20	14,7	2682,8	05/01/11 09:20	13,9	2526,5	05/01/11 17:20	14,1	2583,5
05/01/11 01:30	14,8	2722,8	05/01/11 09:30	15,7	2901,0	05/01/11 17:30	13,1	2248,0
05/01/11 01:40	13,0	2313,5	05/01/11 09:40	15,3	2911,0	05/01/11 17:40	13,3	2333,3
05/01/11 01:50	10,5	1653,0	05/01/11 09:50	14,4	2647,2	05/01/11 17:50	13,9	2449,5
05/01/11 02:00	11,5	1981,9	05/01/11 10:00	14,0	2579,4	05/01/11 18:00	14,6	2639,2
05/01/11 02:10	12,4	2163,5	05/01/11 10:10	13,7	2487,5	05/01/11 18:10	13,8	2566,1
05/01/11 02:20	13,2	2277,2	05/01/11 10:20	12,8	2259,6	05/01/11 18:20	16,0	2848,5
05/01/11 02:30	12,5	2096,9	05/01/11 10:30	14,0	2544,3	05/01/11 18:30	13,7	2445,4
05/01/11 02:40	13,0	2262,1	05/01/11 10:40	15,3	2831,5	05/01/11 18:40	14,8	2687,8
05/01/11 02:50	12,5	2143,3	05/01/11 10:50	15,8	2858,7	05/01/11 18:50	13,7	2454,9
05/01/11 03:00	12,3	2103,1	05/01/11 11:00	16,8	2979,5	05/01/11 19:00	12,2	2099,3
05/01/11 03:10	11,2	1840,6	05/01/11 11:10	18,1	2999,4	05/01/11 19:10	13,6	2418,8
05/01/11 03:20	10,7	1717,3	05/01/11 11:20	17,5	2990,4	05/01/11 19:20	14,8	2709,8
05/01/11 03:30	9,3	1384,1	05/01/11 11:30	18,9	3000,5	05/01/11 19:30	13,7	2476,2
05/01/11 03:40	10,9	1771,3	05/01/11 11:40	18,9	2999,5	05/01/11 19:40	13,0	2295,8
05/01/11 03:50	11,3	1810,9	05/01/11 11:50	16,9	2948,4	05/01/11 19:50	15,0	2710,8
05/01/11 04:00	11,2	1775,9	05/01/11 12:00	18,0	2998,4	05/01/11 20:00	14,1	2531,2
05/01/11 04:10	10,2	1523,2	05/01/11 12:10	16,9	2984,7	05/01/11 20:10	13,9	2523,5
05/01/11 04:20	8,4	1038,8	05/01/11 12:20	17,3	2990,4	05/01/11 20:20	15,3	2811,7
05/01/11 04:30	9,5	1291,8	05/01/11 12:30	17,2	2994,7	05/01/11 20:30	14,5	2601,7
05/01/11 04:40	9,2	1288,9	05/01/11 12:40	17,0	2970,7	05/01/11 20:40	15,6	2854,2
05/01/11 04:50	8,5	1130,2	05/01/11 12:50	17,7	2996,3	05/01/11 20:50	13,7	2404,7
05/01/11 05:00	8,7	1143,7	05/01/11 13:00	18,3	2996,8	05/01/11 21:00	14,0	2405,6
05/01/11 05:10	10,0	1552,1	05/01/11 13:10	18,9	2994,4	05/01/11 21:10	13,5	2378,6
05/01/11 05:20	10,1	1558,7	05/01/11 13:20	19,8	2991,0	05/01/11 21:20	14,7	2682,9
05/01/11 05:30	13,0	2250,6	05/01/11 13:30	18,6	2920,7	05/01/11 21:30	12,8	2312,7
05/01/11 05:40	13,1	2238,1	05/01/11 13:40	18,4	2994,9	05/01/11 21:40	14,1	2491,4
05/01/11 05:50	13,4	2304,6	05/01/11 13:50	17,2	2978,9	05/01/11 21:50	14,6	2705,4
05/01/11 06:00	13,6	2315,7	05/01/11 14:00	15,8	2861,6	05/01/11 22:00	12,2	2069,3
05/01/11 06:10	13,8	2381,5	05/01/11 14:10	15,1	2787,3	05/01/11 22:10	14,2	2574,1
05/01/11 06:20	13,3	2251,3	05/01/11 14:20	13,9	2532,7	05/01/11 22:20	13,5	2338,0
05/01/11 06:30	12,9	2199,0	05/01/11 14:30	12,9	2284,5	05/01/11 22:30	14,0	2469,1
05/01/11 06:40	12,3	2081,9	05/01/11 14:40	14,8	2681,3	05/01/11 22:40	14,2	2550,6
05/01/11 06:50	12,5	2216,8	05/01/11 14:50	14,3	2572,8	05/01/11 22:50	14,5	2582,7
05/01/11 07:00	12,3	2021,1	05/01/11 15:00	14,3	2600,2	05/01/11 23:00	13,5	2295,2
05/01/11 07:10	12,1	2036,1	05/01/11 15:10	12,5	2162,9	05/01/11 23:10	15,2	2734,9
05/01/11 07:20	12,5	2107,7	05/01/11 15:20	13,3	2317,2	05/01/11 23:20	13,2	2376,1
05/01/11 07:30	12,9	2200,3	05/01/11 15:30	12,5	2165,8	05/01/11 23:30	13,6	2413,3
05/01/11 07:40	12,9	2287,8	05/01/11 15:40	11,8	1942,2	05/01/11 23:40	13,5	2351,0
05/01/11 07:50	13,6	2511,8	05/01/11 15:50	12,2	2047,0	05/01/11 23:50	15,0	2657,0

Tabela B.2 – Velocidade de vento e potência ativa da Turbina 9 no dia 5 de janeiro de 2011.

Data	Velocidade de vento [m/s]	Potência ativa [kW]	Data	Velocidade de vento [m/s]	Potência ativa [kW]	Data	Velocidade de vento [m/s]	Potência ativa [kW]
05/01/11 00:00	10,4	1658,2	05/01/11 08:00	7,1	569,3	05/01/11 16:00	9,9	1467,0
05/01/11 00:10	10,6	1709,5	05/01/11 08:10	7,7	737,4	05/01/11 16:10	9,0	1272,4
05/01/11 00:20	9,8	1443,0	05/01/11 08:20	7,5	706,1	05/01/11 16:20	9,9	1483,3
05/01/11 00:30	10,1	1594,1	05/01/11 08:30	7,4	669,3	05/01/11 16:30	10,4	1791,3
05/01/11 00:40	9,9	1475,7	05/01/11 08:40	8,1	870,5	05/01/11 16:40	11,6	2016,2
05/01/11 00:50	11,6	1984,8	05/01/11 08:50	9,2	1276,5	05/01/11 16:50	10,5	1642,1
05/01/11 01:00	10,5	1645,0	05/01/11 09:00	8,7	1132,3	05/01/11 17:00	10,4	1597,8
05/01/11 01:10	10,3	1768,9	05/01/11 09:10	8,8	1101,6	05/01/11 17:10	11,8	2064,1
05/01/11 01:20	9,6	1467,9	05/01/11 09:20	9,8	1537,9	05/01/11 17:20	11,9	2107,4
05/01/11 01:30	7,8	852,9	05/01/11 09:30	9,8	1574,6	05/01/11 17:30	11,2	1896,8
05/01/11 01:40	9,1	1255,3	05/01/11 09:40	9,3	1410,3	05/01/11 17:40	12,2	2220,5
05/01/11 01:50	10,5	1738,4	05/01/11 09:50	8,7	1107,5	05/01/11 17:50	10,5	1803,5
05/01/11 02:00	11,0	1974,6	05/01/11 10:00	7,3	656,6	05/01/11 18:00	12,8	2310,9
05/01/11 02:10	10,7	1781,9	05/01/11 10:10	8,5	1067,3	05/01/11 18:10	11,3	1992,2
05/01/11 02:20	11,4	1972,6	05/01/11 10:20	8,4	990,2	05/01/11 18:20	10,3	1614,4
05/01/11 02:30	10,7	1716,8	05/01/11 10:30	8,2	913,7	05/01/11 18:30	13,1	2451,4
05/01/11 02:40	10,2	1631,8	05/01/11 10:40	7,8	818,2	05/01/11 18:40	12,8	2345,4
05/01/11 02:50	10,6	1707,7	05/01/11 10:50	7,9	855,7	05/01/11 18:50	14,3	2700,6
05/01/11 03:00	9,4	1348,9	05/01/11 11:00	9,3	1253,4	05/01/11 19:00	11,5	1945,7
05/01/11 03:10	9,2	1254,0	05/01/11 11:10	11,2	1879,1	05/01/11 19:10	12,7	2315,5
05/01/11 03:20	9,3	1342,2	05/01/11 11:20	12,4	2267,6	05/01/11 19:20	12,6	2300,1
05/01/11 03:30	7,9	834,7	05/01/11 11:30	12,4	2270,3	05/01/11 19:30	11,7	2077,4
05/01/11 03:40	8,9	1146,7	05/01/11 11:40	12,5	2322,1	05/01/11 19:40	12,9	2435,9
05/01/11 03:50	8,7	1078,1	05/01/11 11:50	11,4	2089,4	05/01/11 19:50	11,6	1997,9
05/01/11 04:00	8,8	1124,1	05/01/11 12:00	11,4	2014,8	05/01/11 20:00	12,6	2316,7
05/01/11 04:10	8,8	1067,8	05/01/11 12:10	10,9	1928,4	05/01/11 20:10	11,7	2068,5
05/01/11 04:20	8,2	990,0	05/01/11 12:20	12,7	2416,3	05/01/11 20:20	13,3	2454,4
05/01/11 04:30	8,9	1150,3	05/01/11 12:30	11,2	1997,8	05/01/11 20:30	10,7	1775,7
05/01/11 04:40	8,8	1079,0	05/01/11 12:40	12,0	2214,7	05/01/11 20:40	11,1	1901,8
05/01/11 04:50	8,2	956,5	05/01/11 12:50	11,8	2115,7	05/01/11 20:50	10,6	1698,8
05/01/11 05:00	8,4	1051,5	05/01/11 13:00	11,5	2049,2	05/01/11 21:00	9,4	1395,1
05/01/11 05:10	7,7	804,8	05/01/11 13:10	13,2	2376,3	05/01/11 21:10	11,7	2023,2
05/01/11 05:20	7,9	888,3	05/01/11 13:20	13,3	2520,4	05/01/11 21:20	9,9	1498,9
05/01/11 05:30	8,6	1083,3	05/01/11 13:30	13,6	2465,3	05/01/11 21:30	10,3	1543,1
05/01/11 05:40	8,8	1068,3	05/01/11 13:40	11,1	1841,2	05/01/11 21:40	10,0	1533,8
05/01/11 05:50	8,3	995,0	05/01/11 13:50	11,8	2104,0	05/01/11 21:50	10,0	1505,6
05/01/11 06:00	8,0	831,2	05/01/11 14:00	10,1	1634,7	05/01/11 22:00	11,2	1856,6
05/01/11 06:10	8,0	777,4	05/01/11 14:10	9,8	1528,6	05/01/11 22:10	11,0	1830,7
05/01/11 06:20	9,0	1069,4	05/01/11 14:20	9,0	1278,0	05/01/11 22:20	10,8	1770,5
05/01/11 06:30	8,4	867,4	05/01/11 14:30	10,2	1578,5	05/01/11 22:30	9,9	1443,4
05/01/11 06:40	8,1	838,3	05/01/11 14:40	10,6	1833,3	05/01/11 22:40	9,8	1428,4
05/01/11 06:50	8,1	841,9	05/01/11 14:50	9,5	1440,9	05/01/11 22:50	10,6	1722,5
05/01/11 07:00	7,7	762,1	05/01/11 15:00	8,5	1005,8	05/01/11 23:00	9,9	1485,6
05/01/11 07:10	8,1	854,8	05/01/11 15:10	9,7	1426,8	05/01/11 23:10	10,3	1573,7
05/01/11 07:20	7,7	748,0	05/01/11 15:20	10,3	1664,0	05/01/11 23:20	9,9	1484,2
05/01/11 07:30	8,4	951,7	05/01/11 15:30	11,3	1933,0	05/01/11 23:30	11,7	1994,0
05/01/11 07:40	8,4	886,9	05/01/11 15:40	11,3	1922,0	05/01/11 23:40	10,9	1825,0
05/01/11 07:50	8,2	865,8	05/01/11 15:50	10,7	1796,7	05/01/11 23:50	10,0	1547,6

Tabela B.3 – Direções de vento para a Turbina 13 no dia 1 de janeiro de 2011.

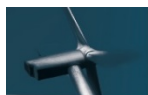
Data	Direção do vento [°]	Data	Direção do vento [°]	Data	Direção do vento [°]
01/01/11 00:00	198.8	01/01/11 08:00	258.1	01/01/11 16:00	305.8
01/01/11 00:10	198,0	01/01/11 08:10	282.7	01/01/11 16:10	306.8
01/01/11 00:20	206.8	01/01/11 08:20	339.5	01/01/11 16:20	298.2
01/01/11 00:30	228.7	01/01/11 08:30	353.1	01/01/11 16:30	312.6
01/01/11 00:40	216.8	01/01/11 08:40	323.8	01/01/11 16:40	337.7
01/01/11 00:50	195.8	01/01/11 08:50	295.9	01/01/11 16:50	328.9
01/01/11 01:00	190.1	01/01/11 09:00	301.9	01/01/11 17:00	325.5
01/01/11 01:10	193.5	01/01/11 09:10	315.0	01/01/11 17:10	332.9
01/01/11 01:20	205.2	01/01/11 09:20	294.2	01/01/11 17:20	339.5
01/01/11 01:30	215.8	01/01/11 09:30	302.8	01/01/11 17:30	336.1
01/01/11 01:40	191.5	01/01/11 09:40	282.2	01/01/11 17:40	342.7
01/01/11 01:50	192.7	01/01/11 09:50	268.9	01/01/11 17:50	343.3
01/01/11 02:00	215.6	01/01/11 10:00	274.9	01/01/11 18:00	337.3
01/01/11 02:10	217.7	01/01/11 10:10	347.5	01/01/11 18:10	333.6
01/01/11 02:20	210.2	01/01/11 10:20	345.9	01/01/11 18:20	338,0
01/01/11 02:30	200.3	01/01/11 10:30	1.2	01/01/11 18:30	336.3
01/01/11 02:40	212.5	01/01/11 10:40	21.7	01/01/11 18:40	329,0
01/01/11 02:50	194.6	01/01/11 10:50	1.9	01/01/11 18:50	328,0
01/01/11 03:00	161.2	01/01/11 11:00	12.9	01/01/11 19:00	330.5
01/01/11 03:10	182.8	01/01/11 11:10	348.4	01/01/11 19:10	327.4
01/01/11 03:20	225.8	01/01/11 11:20	310,0	01/01/11 19:20	327,0
01/01/11 03:30	110.3	01/01/11 11:30	315,0	01/01/11 19:30	322.4
01/01/11 03:40	100,0	01/01/11 11:40	353,0	01/01/11 19:40	326.8
01/01/11 03:50	112.5	01/01/11 11:50	345.4	01/01/11 19:50	322,0
01/01/11 04:00	105.3	01/01/11 12:00	334.1	01/01/11 20:00	319.6
01/01/11 04:10	98.3	01/01/11 12:10	340.8	01/01/11 20:10	319.3
01/01/11 04:20	111.6	01/01/11 12:20	342.6	01/01/11 20:20	323.1
01/01/11 04:30	120,0	01/01/11 12:30	356.6	01/01/11 20:30	325.9
01/01/11 04:40	127.1	01/01/11 12:40	7.5	01/01/11 20:40	329.4
01/01/11 04:50	87.1	01/01/11 12:50	345.8	01/01/11 20:50	332.4
01/01/11 05:00	68.2	01/01/11 13:00	359.3	01/01/11 21:00	328.5
01/01/11 05:10	209.9	01/01/11 13:10	354.7	01/01/11 21:10	332,0
01/01/11 05:20	202.2	01/01/11 13:20	4.8	01/01/11 21:20	330.4
01/01/11 05:30	181.8	01/01/11 13:30	245.1	01/01/11 21:30	330.8
01/01/11 05:40	244.9	01/01/11 13:40	319.1	01/01/11 21:40	327.8
01/01/11 05:50	292,0	01/01/11 13:50	353,0	01/01/11 21:50	328.6
01/01/11 06:00	315.1	01/01/11 14:00	336.2	01/01/11 22:00	333.8
01/01/11 06:10	290.7	01/01/11 14:10	316.3	01/01/11 22:10	334,0
01/01/11 06:20	320.3	01/01/11 14:20	284.8	01/01/11 22:20	332.4
01/01/11 06:30	356.7	01/01/11 14:30	289.2	01/01/11 22:30	332.6
01/01/11 06:40	338.9	01/01/11 14:40	318.6	01/01/11 22:40	334.1
01/01/11 06:50	285.8	01/01/11 14:50	318.2	01/01/11 22:50	330.5
01/01/11 07:00	290.7	01/01/11 15:00	328.9	01/01/11 23:00	331.9
01/01/11 07:10	331.4	01/01/11 15:10	332.8	01/01/11 23:10	333.4
01/01/11 07:20	306.8	01/01/11 15:20	338.4	01/01/11 23:20	332.2
01/01/11 07:30	289.1	01/01/11 15:30	338.3	01/01/11 23:30	332.3
01/01/11 07:40	299.4	01/01/11 15:40	339.5	01/01/11 23:40	331.7
01/01/11 07:50	280.9	01/01/11 15:50	328.8	01/01/11 23:50	328.6

Tabela B.4 – Velocidade de vento e potência ativa na Turbina 6 no dia 1 de janeiro de 2011 entre as 8h00 e as 15h50.

Data	Velocidade de vento [m/s]	Potência ativa [kW]	Data	Velocidade de vento [m/s]	Potência ativa [kW]	Data	Velocidade de vento [m/s]	Potência ativa [kW]
01/01/11 16:00	4.1	90,3	01/01/11 18:40	5,0	225.1	01/01/11 21:20	5,0	219.7
01/01/11 16:10	4.2	113,4	01/01/11 18:50	5.3	256.9	01/01/11 21:30	5.3	270.7
01/01/11 16:20	4.4	139,0	01/01/11 19:00	4.9	212.5	01/01/11 21:40	5.6	305.8
01/01/11 16:30	4.1	95,7	01/01/11 19:10	5,0	230.4	01/01/11 21:50	5.1	241.4
01/01/11 16:40	4.1	121,0	01/01/11 19:20	5.7	301.1	01/01/11 22:00	4.9	219.3
01/01/11 16:50	4.7	191,2	01/01/11 19:30	5.7	307.7	01/01/11 22:10	4.9	194.5
01/01/11 17:00	4.7	190,1	01/01/11 19:40	5.2	262.7	01/01/11 22:20	4.7	195.1
01/01/11 17:10	4.8	195,8	01/01/11 19:50	4.6	177.9	01/01/11 22:30	4.9	213.5
01/01/11 17:20	5,0	226,0	01/01/11 20:00	5.3	264.5	01/01/11 22:40	5.2	242.8
01/01/11 17:30	4.9	213,1	01/01/11 20:10	5.8	341.5	01/01/11 22:50	5.1	245.5
01/01/11 17:40	4.6	160,9	01/01/11 20:20	5.9	378.6	01/01/11 23:00	5.5	296.4
01/01/11 17:50	4,0	96,2	01/01/11 20:30	5.8	342.9	01/01/11 23:10	5.6	312.8
01/01/11 18:00	4.5	161,0	01/01/11 20:40	5.8	352.5	01/01/11 23:20	5.5	294.4
01/01/11 18:10	4.8	199,2	01/01/11 20:50	5.4	281.2	01/01/11 23:30	5.3	268.9
01/01/11 18:20	5,0	214,2	01/01/11 21:00	5.2	241.4	01/01/11 23:40	5.2	253.9
01/01/11 18:30	5,0	237,0	01/01/11 21:10	5,0	228.7	01/01/11 23:50	5.5	282.4

# C Parque eólico da Pampilhosa da Serra

## C.1 Características técnicas do parque eólico da Pampilhosa da Serra



### Parque Eólico Pampilhosa

#### Enquadramento

O Parque Eólico da Pampilhosa, com 114 MW, entrou em produção faseadamente. A primeira fase, com 33 MW, iniciou-se em 2005 e os restantes 81 MW em 2006. Está situado na Pampilhosa da Serra e é detido pela empresa Parque de Pampilhosa da Serra - Energia Eólica, S.A.



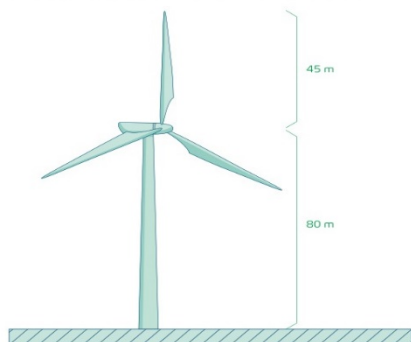
#### Características Técnicas

Parque Eólico	
N.º de Turbinas Eólicas	38
Tensão de Ligação à Rede	220 kV
Emissões de CO <sub>2</sub> Evitadas	165.846 ton
Produção Anual Estimada (P50 Lahmeyer)	291 GWh
Turbinas Eólicas	
Fabricantes	VESTAS
Modelo	V90
N.º de Turbinas Eólicas	38
Potência de cada Turbina Eólica	3.000 kW
Altura da Torre	80 m
Diâmetro do Rotor	90 m
Velocidade de Rotação da Turbina	10,5-24,4 rpm
Pesos	
Nacelle	68 t
Rotor	40 t
Torre	156 t

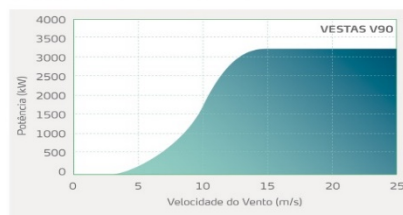
#### Principais Factos

Empresa	Pampilhosa da Serra, S.A.
Localização	Pampilhosa da Serra
Desenvolvimento	Greenfield
Data de Arranque	2005
Potência Instalada	114 MW

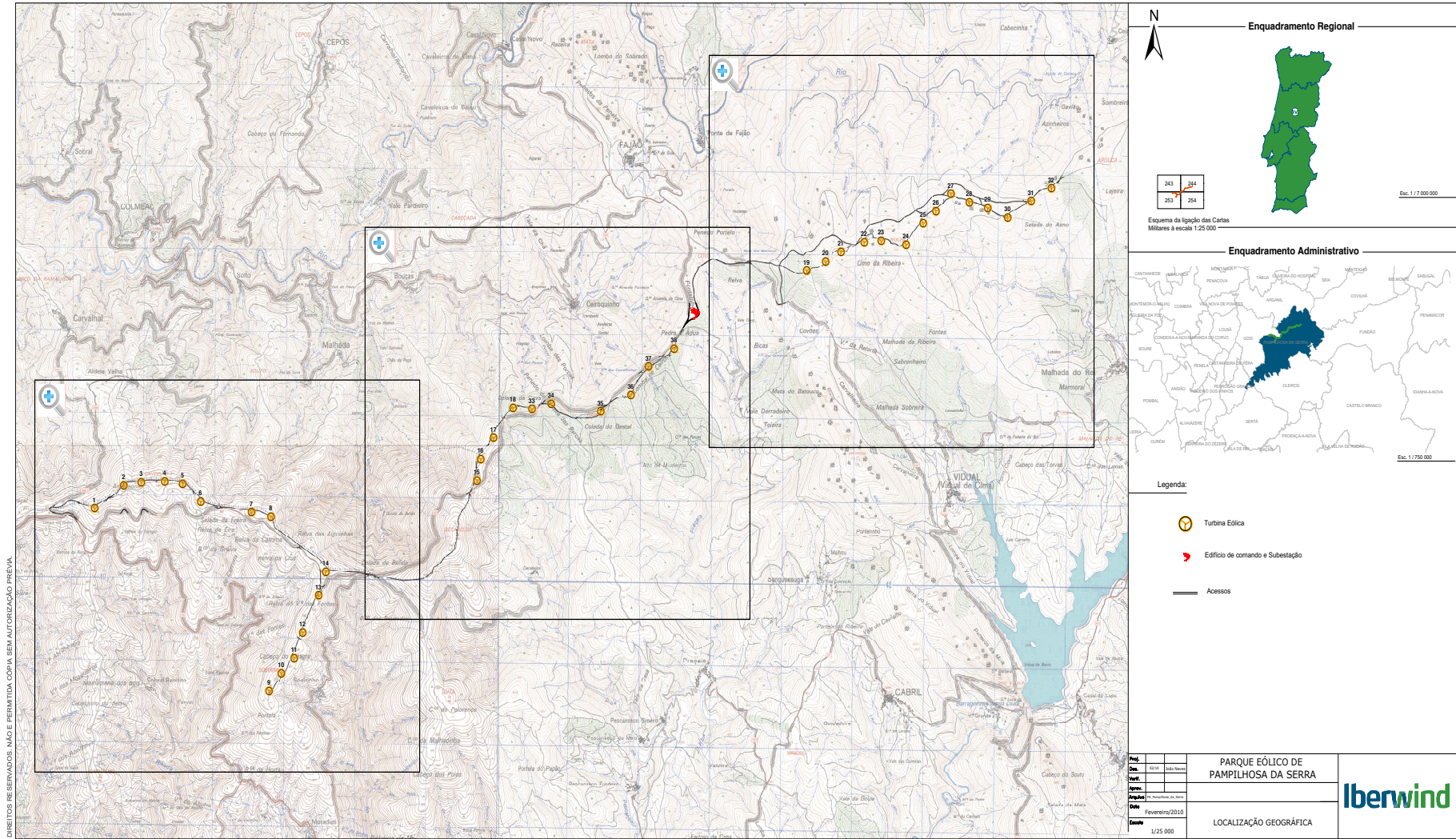
#### Medidas da Turbina Eólica



#### Curva de Potência



# C.2 Orografia e disposição das turbinas



DIREITOS RESERVADOS. NÃO É PERMITIDA COPIA SEM AUTORIZAÇÃO PRÉVIA.

# D Distribuições de orientação de vento

- Grupo I

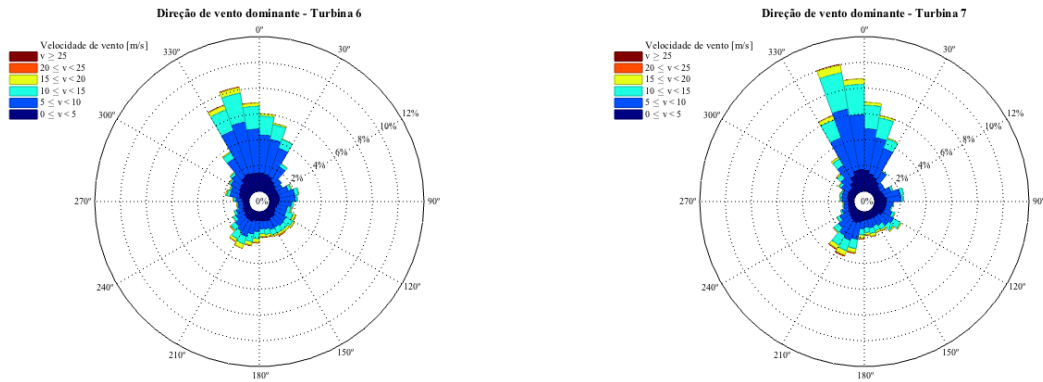


Figura D.1 – Distribuição da orientação de vento das turbinas 6 e 7.

- Grupo II

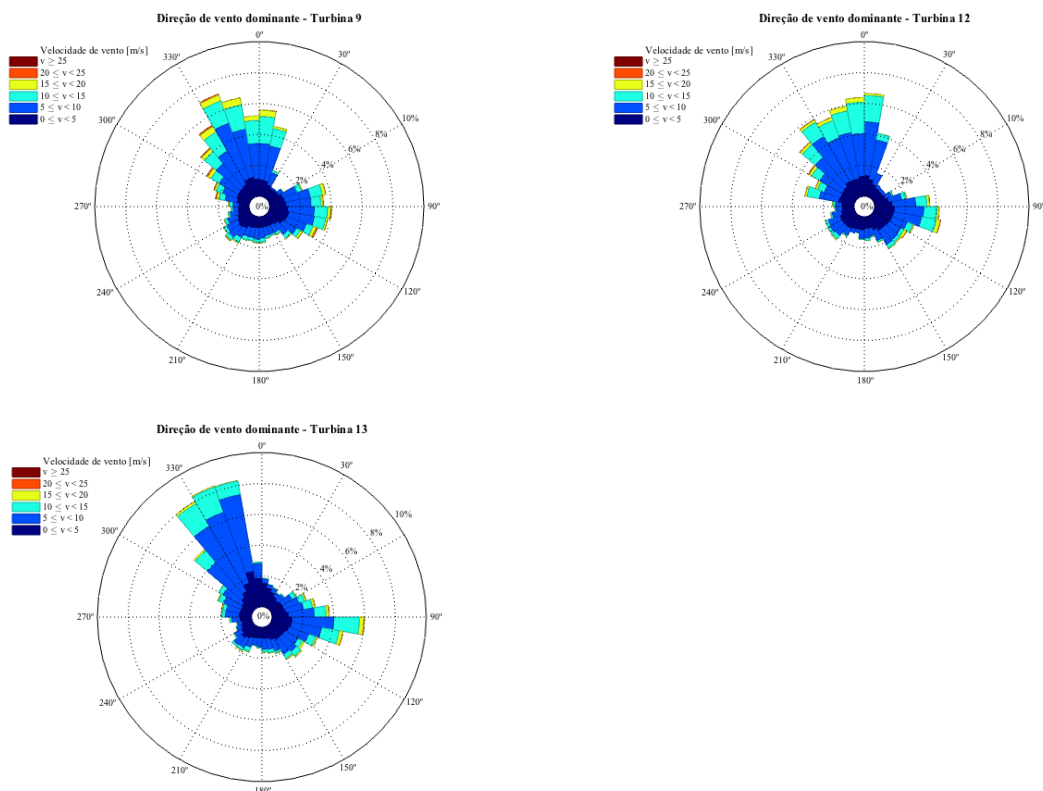


Figura D.2 – Distribuição da orientação de vento das turbinas 9, 12 e 13.

- Grupo III

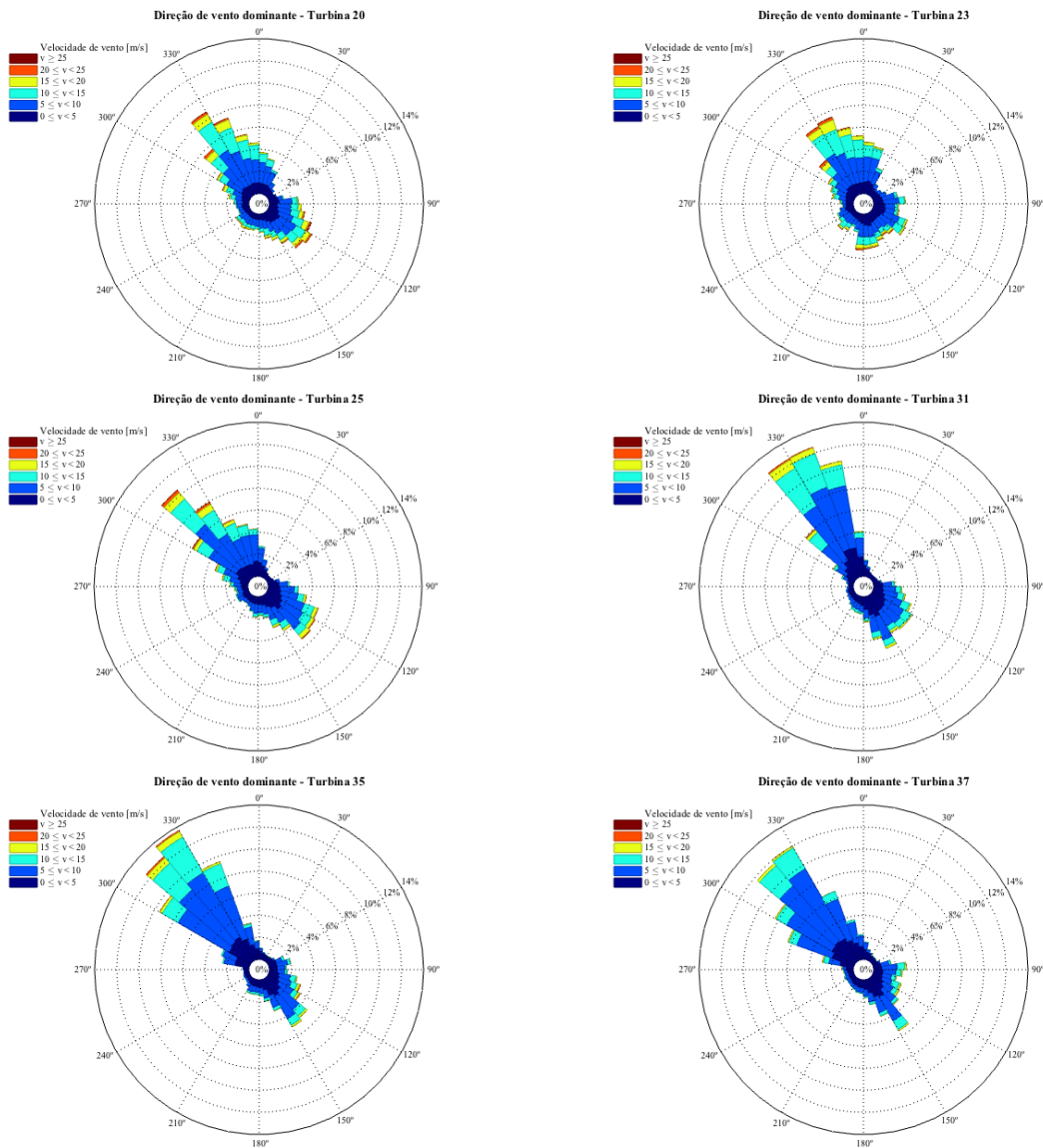


Figura D.3 – Distribuição da orientação de vento das turbinas 20, 23, 25, 31, 35 e 37.

- Grupo IV

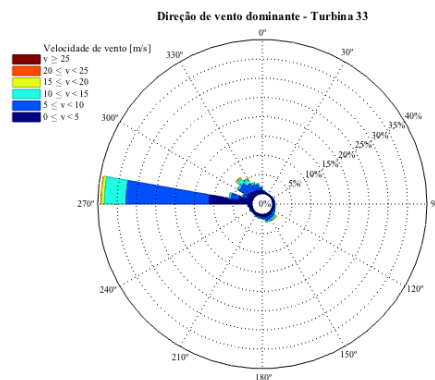
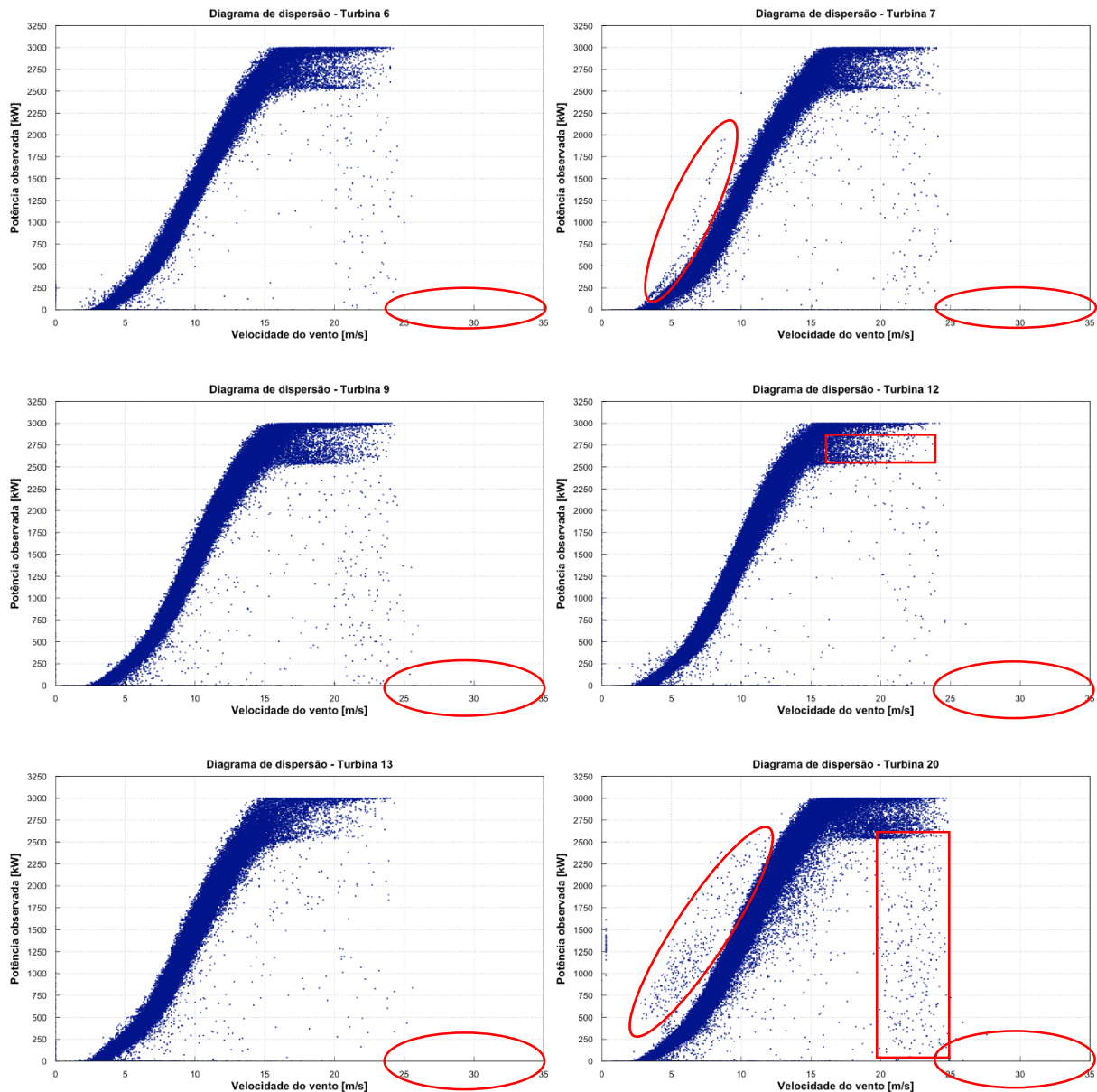


Figura D.4 – Distribuição da orientação de vento da turbina 33.

# E Diagramas de dispersão e curvas de potência

## E.1 Diagramas de dispersão reais com dados em bruto



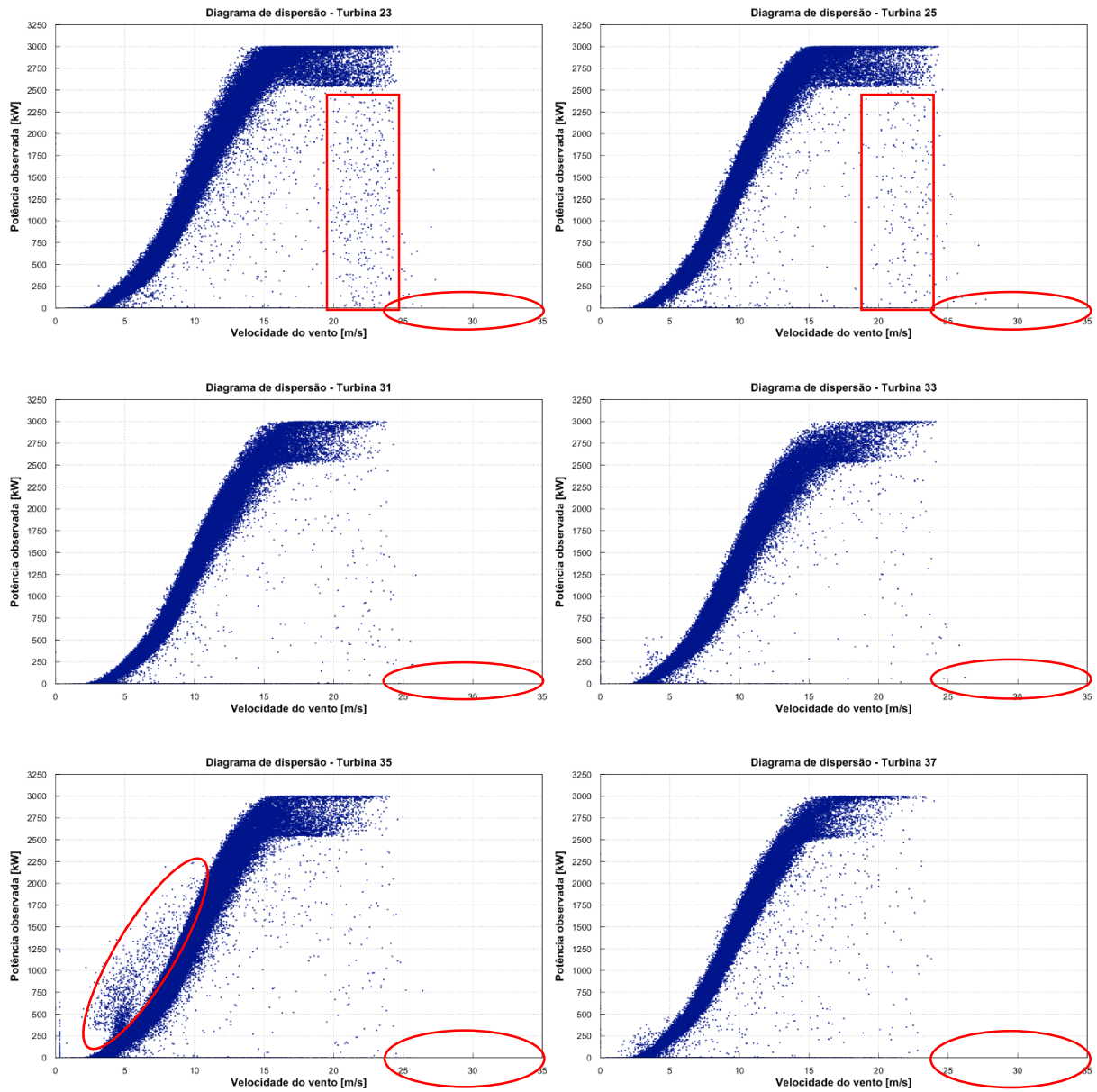
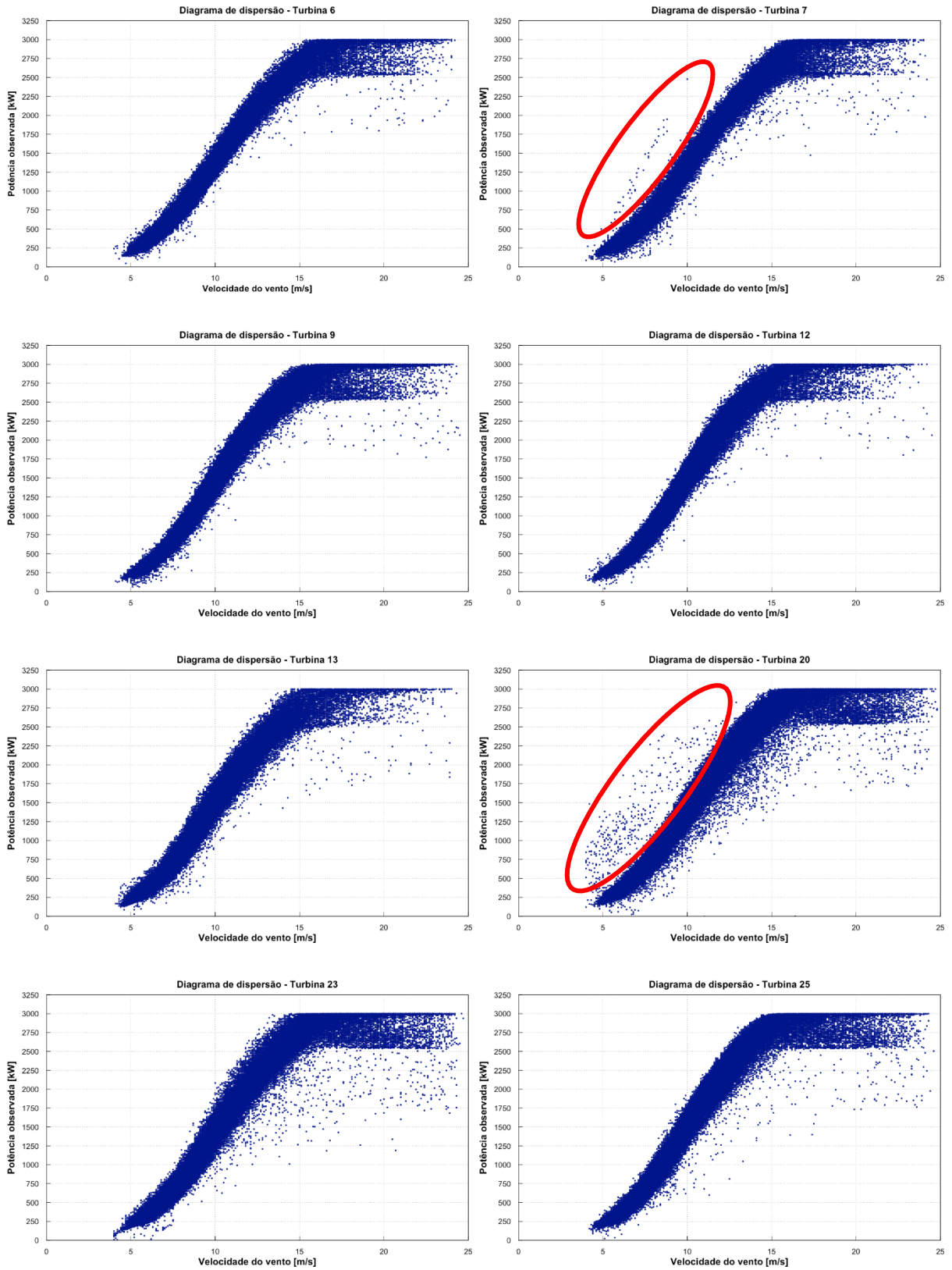


Figura E.1 – Diagramas de dispersão reais com dados em bruto, para as doze turbinas.

## E.2 Diagramas de dispersão com dados filtrados



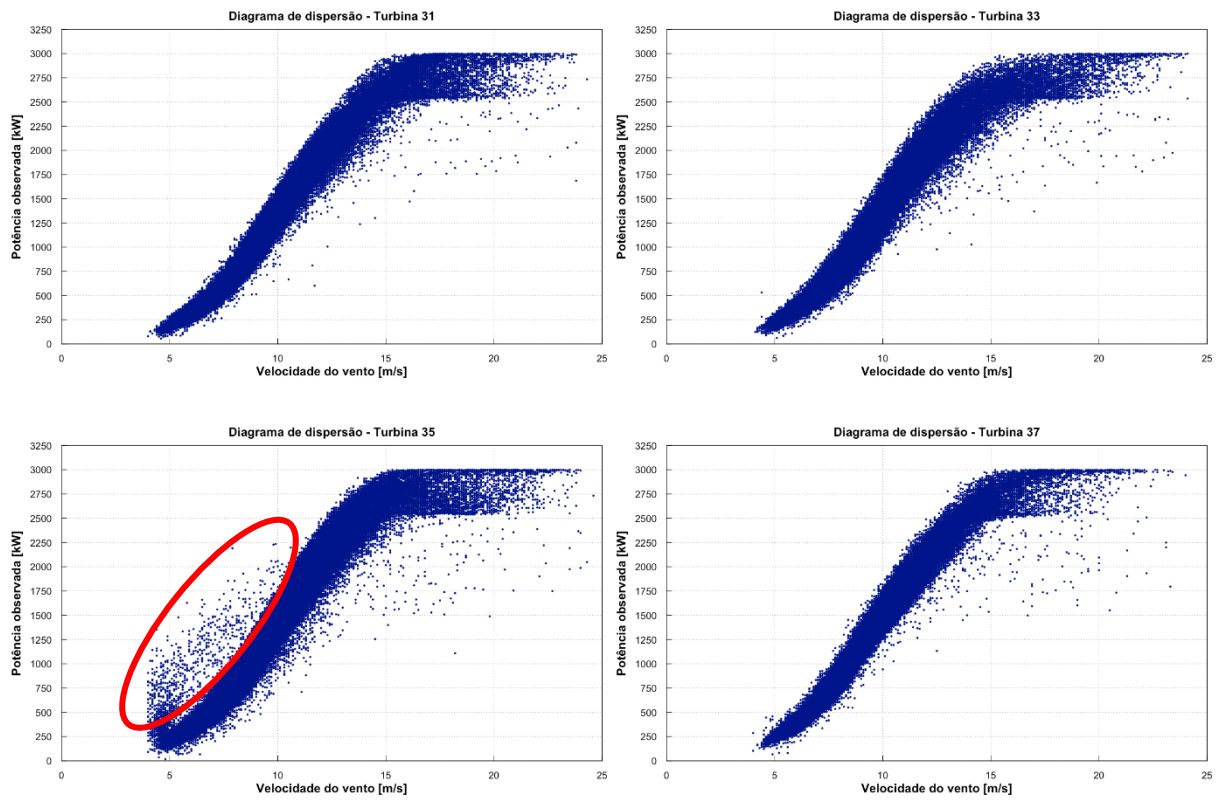
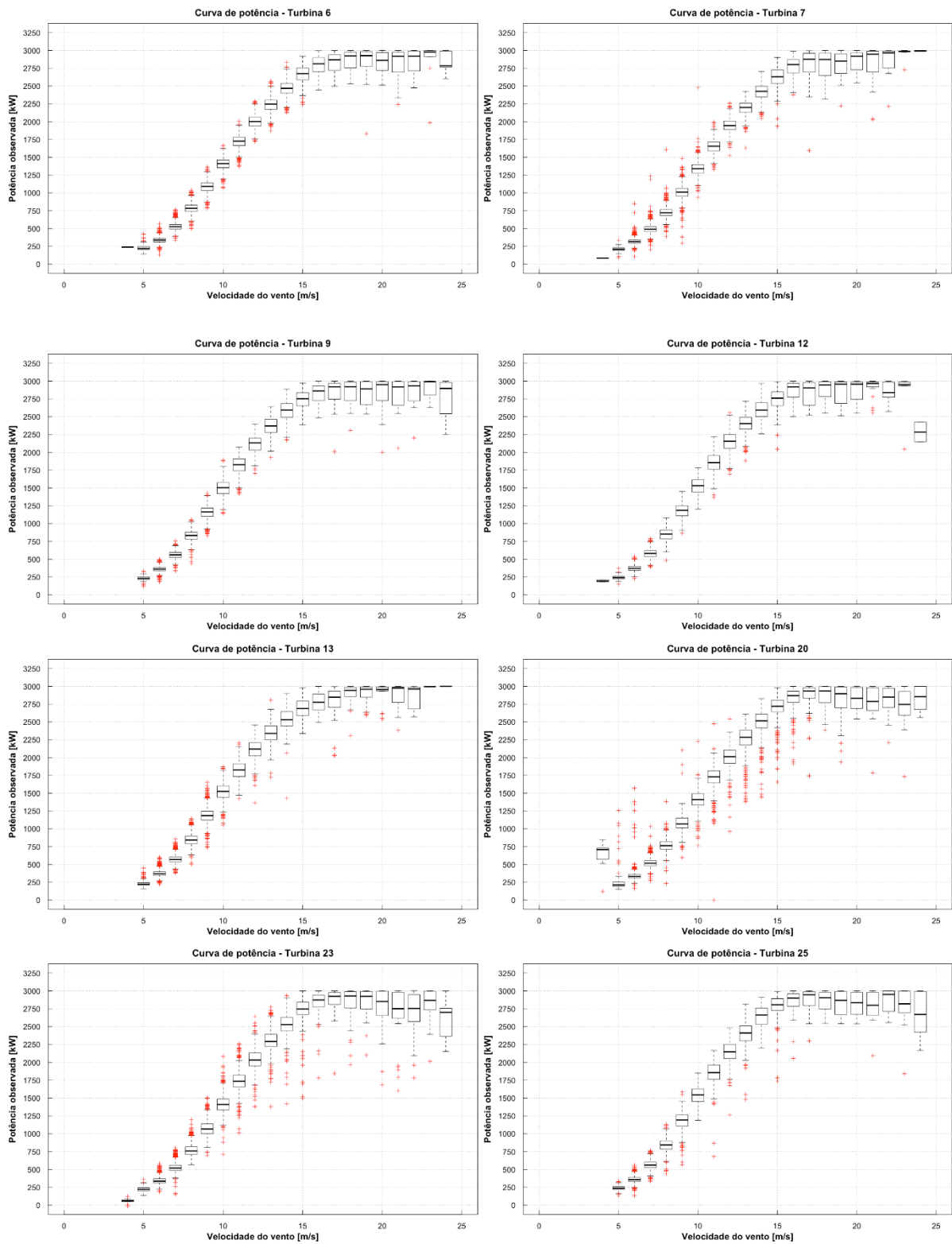


Figura E.2 – Diagramas de dispersão com dados filtrados.

## E.3 Curvas de potência com *boxplot* em função da classe de velocidade de vento



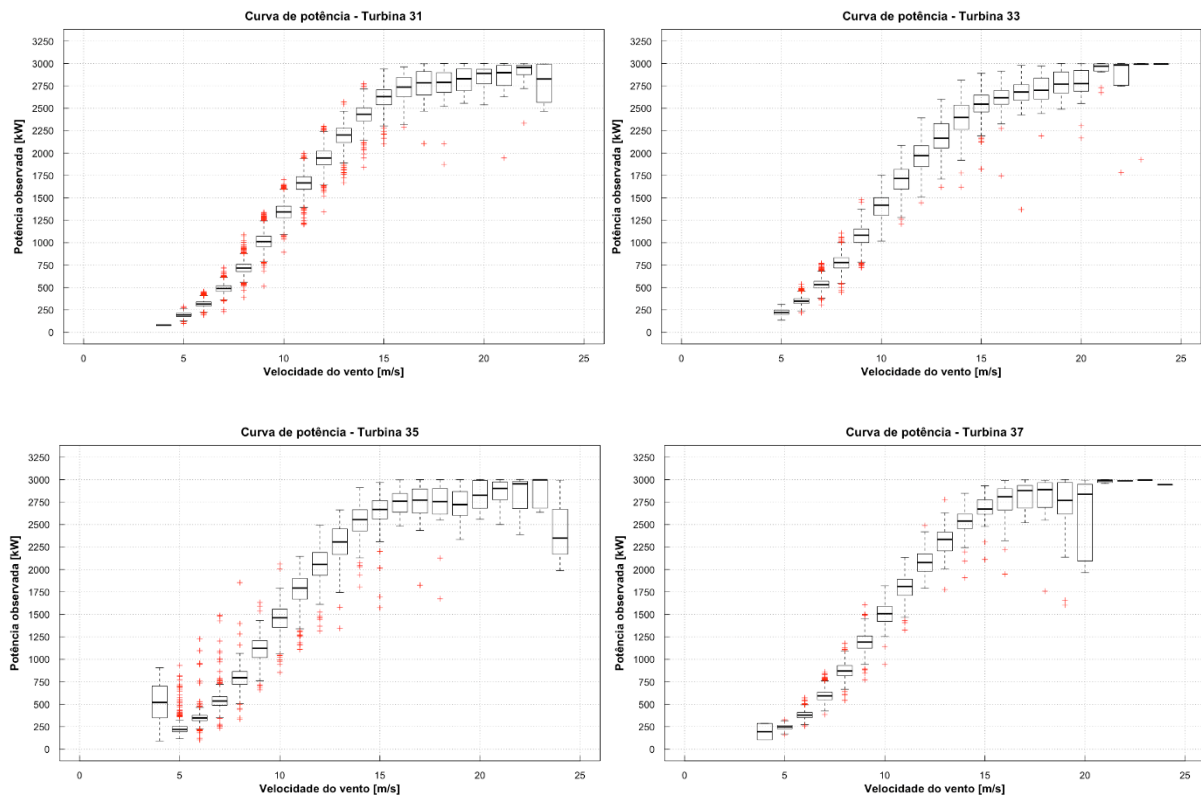
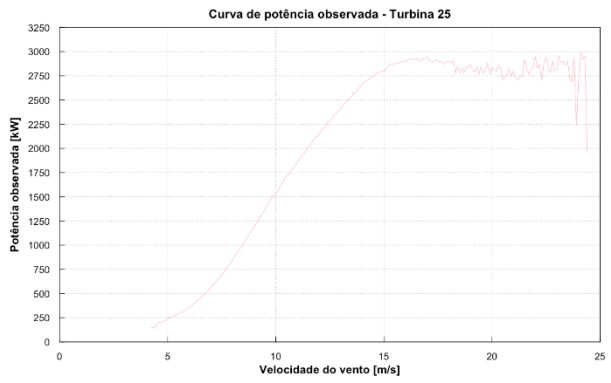
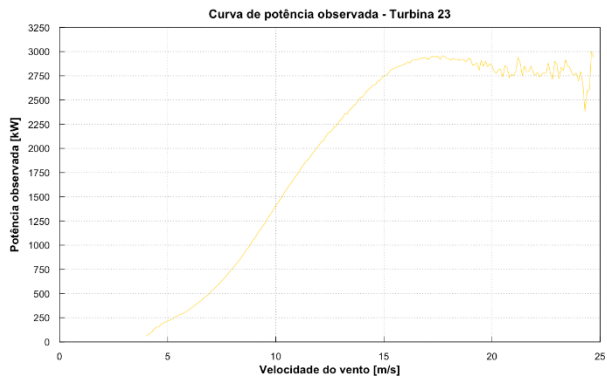
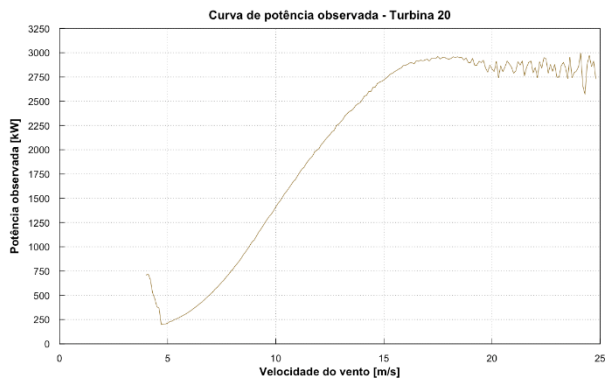
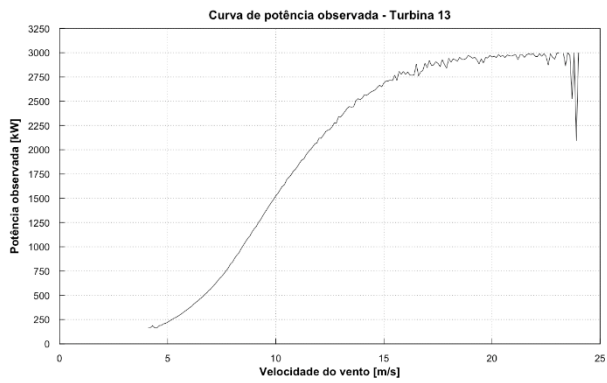
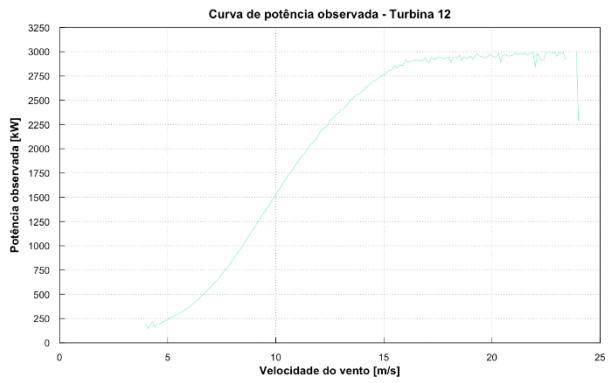
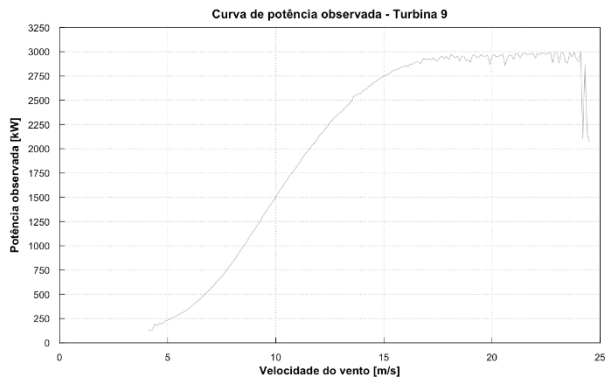
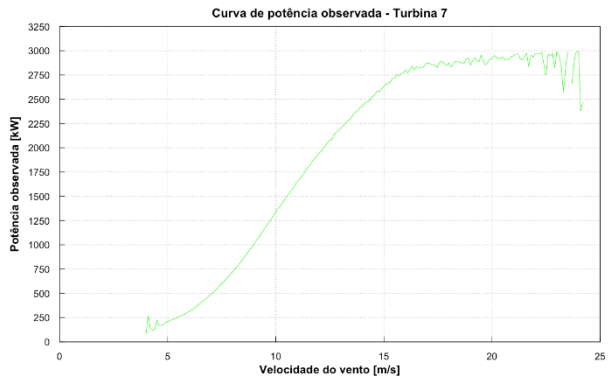
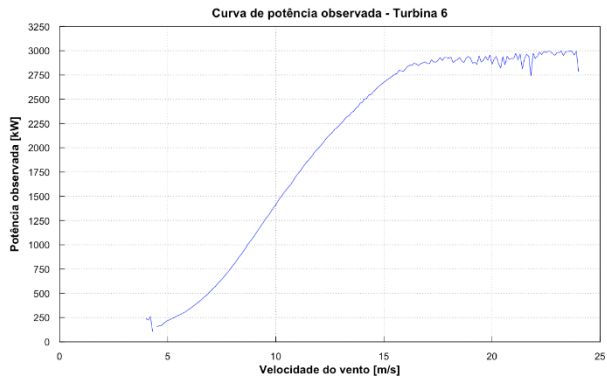


Figura E.3 – Curvas de potência com *boxplot* de potência observada em função da classe de velocidade de vento.

## E.4 Curvas de potência observada



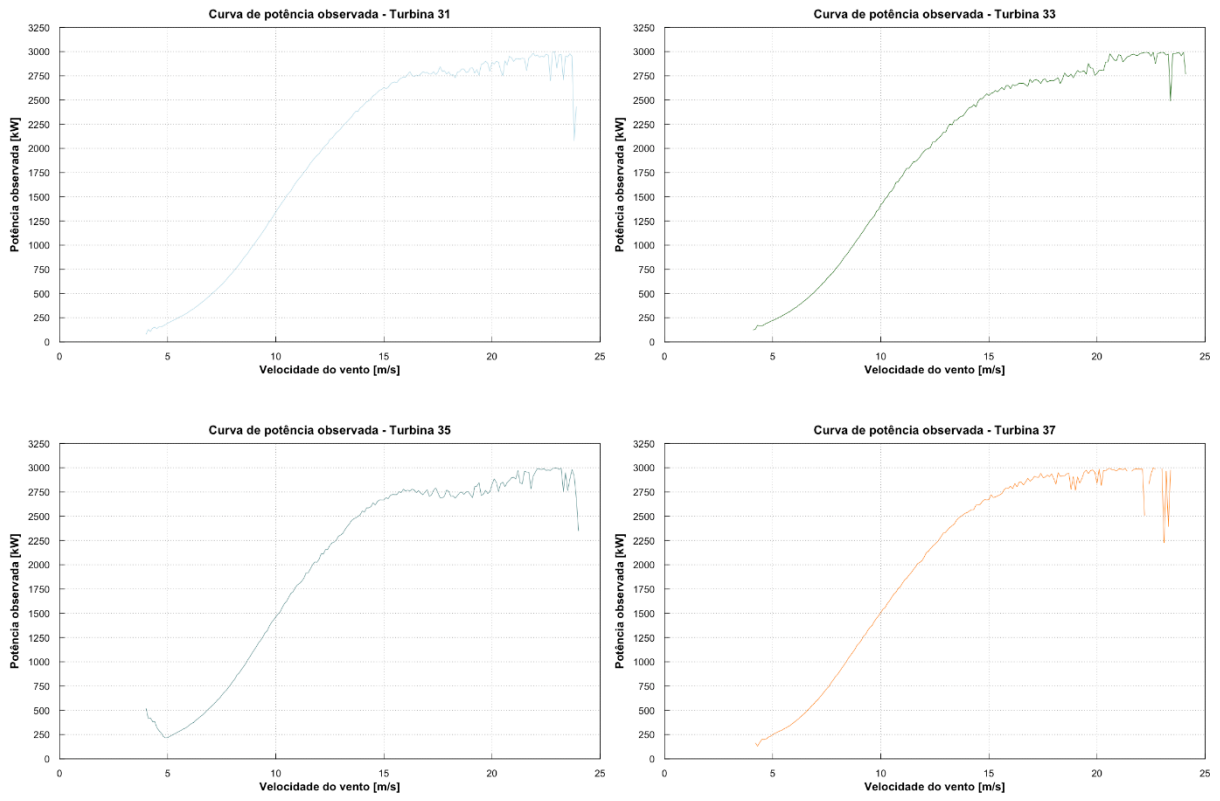
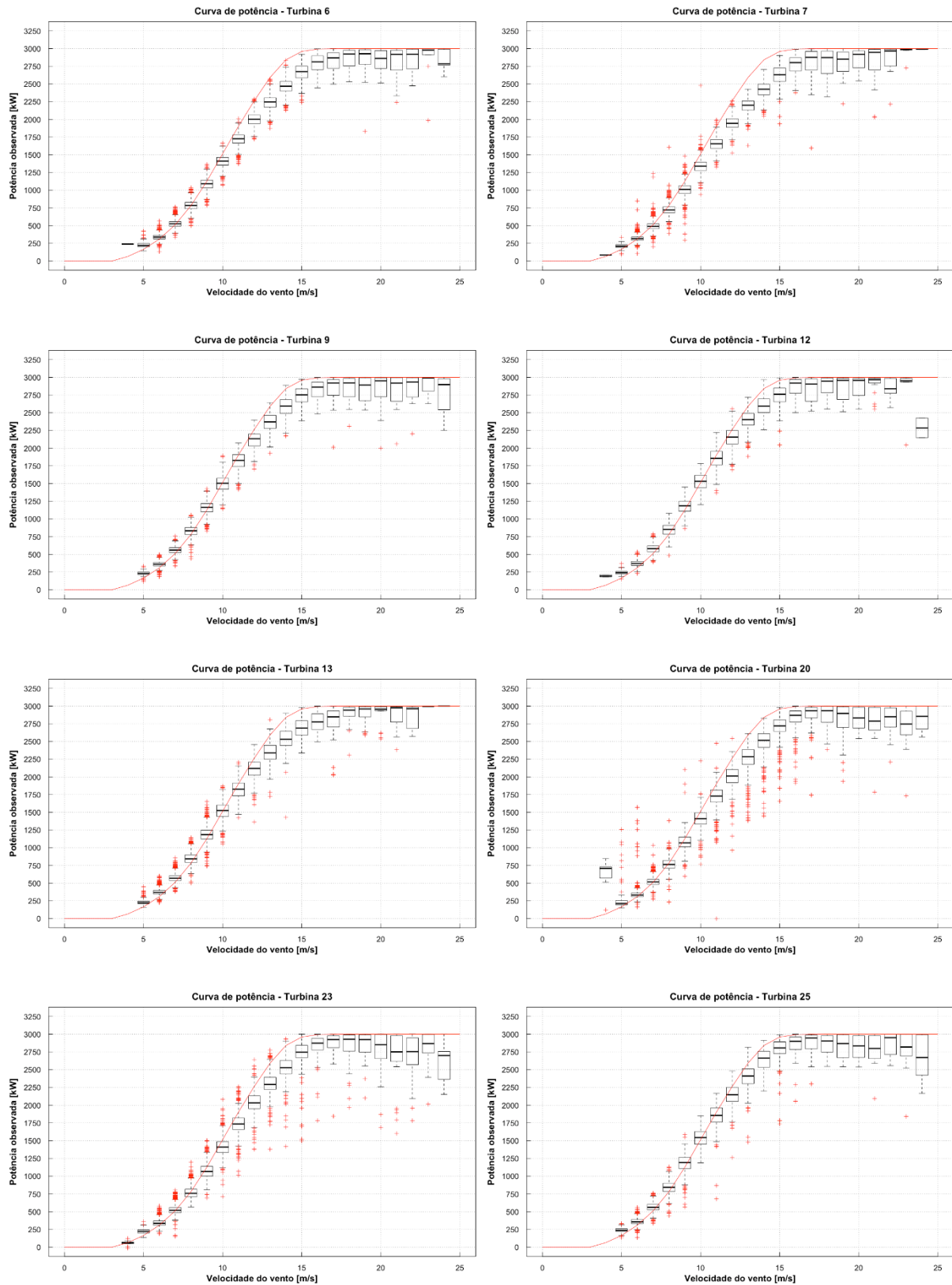


Figura E.4 - Curvas de potência observada para as doze turbinas.

## E.5 Curvas de potência teórica vs. *boxplot* de potência observada em função da classe de velocidade de vento



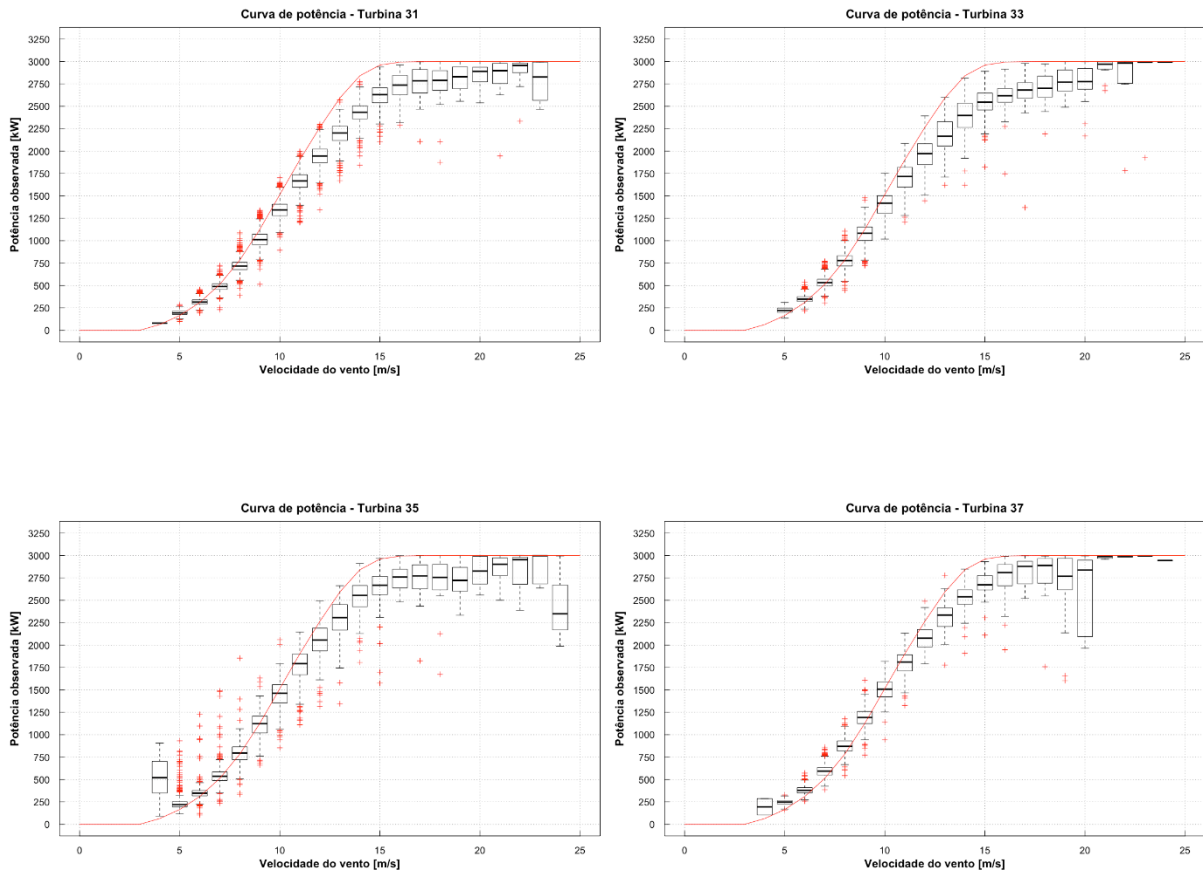
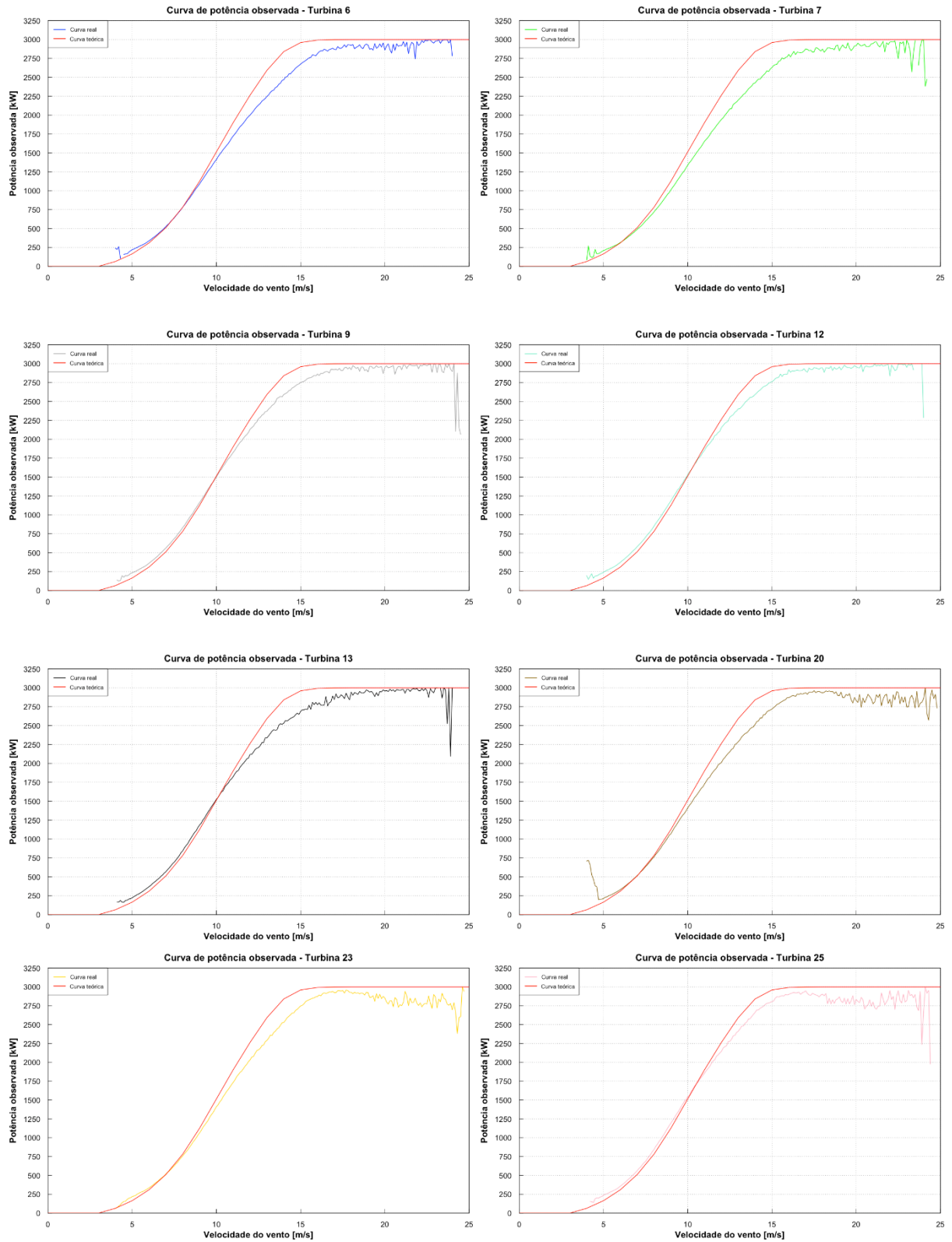


Figura E.5 – Curvas de potência teórica vs. *boxplot* de potência observada em função da classe de velocidade de vento.

## E.6 Curva de potência teórica vs. observada



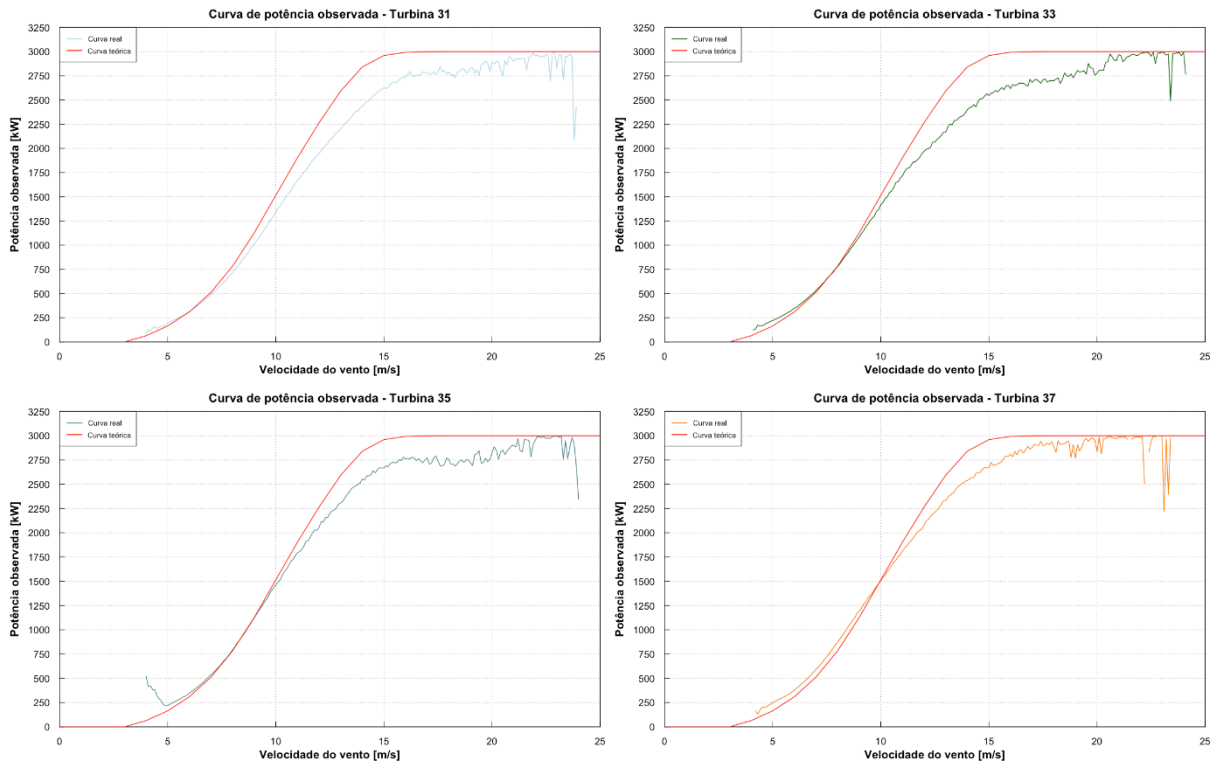


Figura E.6 – Curva teórica vs. observada para as doze turbinas.

## F Desvios – Potência teórica vs. Potência observada

Tabela F.1 – Desvio entre a curva de potência teórica e a potência observada (Turbinas 6, 7, 9, 12, 13, 15 e 20).

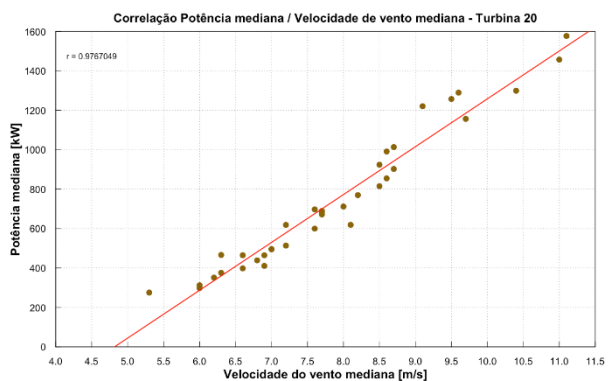
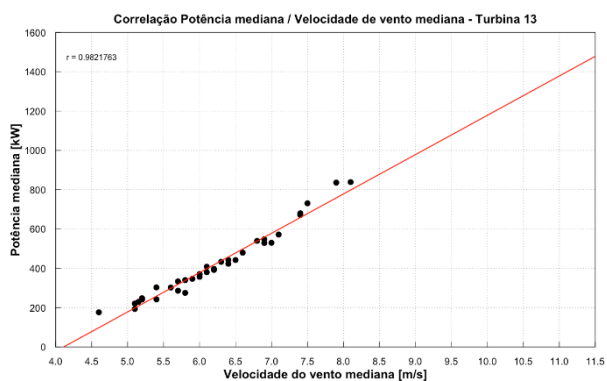
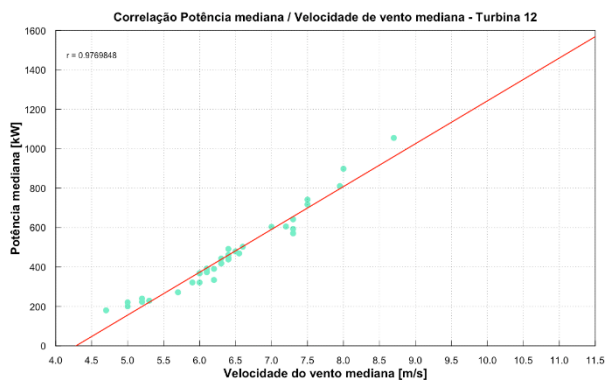
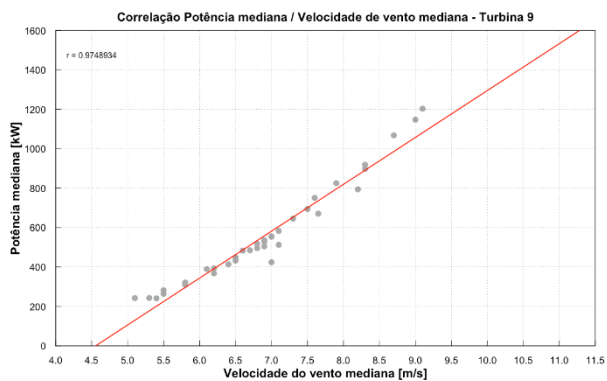
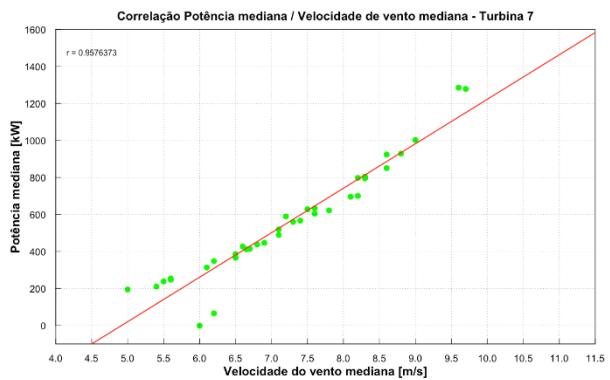
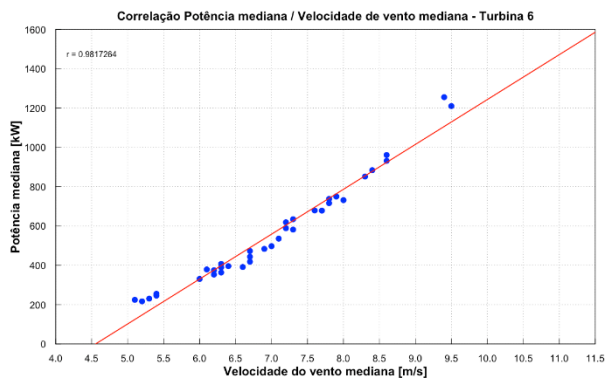
V_vento [m/s]	Turbina 6			Turbina 7		Turbina 9		Turbina 12		Turbina 13		Turbina 15		Turbina 20	
	P_téoric a [kW]	P_M <sub>d</sub> _obs [kW]	d <sub>i</sub> [%]	P_M <sub>d</sub> _obs [kW]	d <sub>i</sub> [%]	P_M <sub>d</sub> _obs [kW]	d <sub>i</sub> [%]	P_M <sub>d</sub> _obs [kW]	d <sub>i</sub> [%]	P_M <sub>d</sub> _obs [kW]	d <sub>i</sub> [%]	P_M <sub>d</sub> _obs [kW]	d <sub>i</sub> [%]	P_M <sub>d</sub> _obs [kW]	d <sub>i</sub> [%]
4	64	239.6	274.375	85.5	33.594	NA	0	195.7	205.703	NA	0	268.9	320.156	709.1	1007.969
5	165	220.9	33.879	209.5	26.970	234.2	41.940	241.8	46.545	222.8	35.030	218.8	32.606	213.0	29.091
6	310	338.0	9.032	316.0	1.935	360.8	16.371	371.9	19.968	370.1	19.387	350.3	13.000	332.0	7.097
7	512	526.0	2.725	489.2	-4.453	561.2	9.609	580.0	13.281	568.0	10.938	548.9	7.197	517.6	1.094
8	783	783.1	0.013	721.4	-7.867	832.8	6.360	852.6	8.883	843.7	7.752	809.7	3.410	763.7	-2.465
9	1126	1091.0	-3.113	1011.4	-10.178	1163.1	3.295	1186.0	5.329	1185.1	5.244	1135.1	0.808	1069.2	-5.044
10	1515	1411.6	-6.825	1338.9	-11.624	1504.1	-0.719	1532.5	1.152	1525.5	0.693	1457.7	-3.782	1411.1	-6.858
11	1903	1725.6	-9.322	1656.0	-12.980	1827.9	-3.946	1856.9	-2.422	1827.2	-3.983	1759.1	-7.562	1728.9	-9.149
12	2265	2002.0	-11.611	1943.5	-14.194	2132.9	-5.834	2155.9	-4.817	2119.6	-6.419	2045.0	-9.713	2012.6	-11.143
13	2593	2247.8	-13.313	2199.9	-15.162	2371.5	-8.542	2402.9	-7.331	2338.2	-9.826	2306.5	-11.049	2287.1	-11.797
14	2841	2467.7	-13.140	2426.0	-14.608	2593.0	-8.729	2592.1	-8.761	2532.5	-10.859	2545.3	-10.408	2517.1	-11.403
15	2960	2675.0	-9.628	2630.0	-11.149	2752.7	-7.003	2762.3	-6.679	2689.2	-9.149	2729.4	-7.792	2720.3	-8.098
16	2993	2814.1	-5.977	2803.1	-6.346	2861.7	-4.387	2919.7	-2.451	2776.6	-7.230	2837.7	-5.190	2870.7	-4.088
17	2999	2869.5	-4.3198	2875.0	-4.135	2921.0	-2.601	2903.7	-3.178	2847.0	-5.068	2839.3	-5.325	2933.9	-2.171
18	3000	2923.4	-2.555	2872.9	-4.238	2921.7	-2.610	2945.5	-1.817	2941.9	-1.937	2804.6	-6.515	2934.8	-2.173
19	3000	2926.5	-2.452	2850.5	-4.985	2891.6	-3.613	2957.2	-1.427	2960.0	-1.333	2824.0	-5.867	2897.2	-3.428
20	3000	2861.0	-4.633	2919.3	-2.690	2951.1	-1.630	2956.7	-1.443	2956.2	-1.460	2863.2	-4.560	2833.0	-5.568
21	3000	2918.8	-2.707	2947.6	-1.747	2919.4	-2.688	2967.4	-1.087	2975.1	-0.830	2845.1	-5.163	2788.0	-7.067
22	3000	2920.8	-2.640	2967.2	-1.095	2933.1	-2.230	2839.1	-5.363	2962.9	-1.237	2895.5	-3.485	2848.9	-5.037
23	3000	2979.1	-0.697	2989.0	-0.368	2992.1	-0.263	2951.7	-1.610	2995.8	-0.140	2847.7	-5.077	2747.5	-8.417
24	3000	2785.0	-7.167	2993.2	-0.227	2898.4	-3.388	2286.0	-23.800	3000.2	0.007	2992.4	-0.253	2855.4	-4.822
25	3000	NA	0	NA	0	NA	0	NA	0	NA	0	NA	0	NA	0

Tabela F.2 – Desvio entre a curva de potência teórica e a potência observada (Turbinas 23, 25, 31, 33, 35 e 37).

V_vento [m/s]	Turbina 23			Turbina 25		Turbina 31		Turbina 33		Turbina 35		Turbina 37	
	P_teórica [kW]	P_Md_obs. [kW]	d <sub>i</sub> [%]	P_Md_obs. [kW]	d <sub>i</sub> [%]	P_Md_obs. [kW]	d <sub>i</sub> [%]	P_Md_obs. [kW]	d <sub>i</sub> [%]	P_Md_obs. [kW]	d <sub>i</sub> [%]	P_Md_obs. [kW]	d <sub>i</sub> [%]
4	64	61.4	-4.063	NA	0	79.4	24.063	NA	0	520.8	713.672	195.1	204.766
5	165	218.4	32.364	238.0	44.242	194.6	17.939	221.1	34.000	219.4	32.970	248.9	50.818
6	310	335.3	8.161	358.0	15.484	315.6	1.790	347.6	12.129	347.5	12.081	378.2	22.000
7	512	519.4	1.445	562.7	9.902	488.3	-4.629	532.3	3.965	535.9	4.668	592.9	15.801
8	783	759.15	-3.046	844.0	7.784	716.2	-8.531	778.5	-0.575	794.5	1.469	871.0	11.239
9	1126	1064.9	-5.431	1193.4	5.986	1011.3	-10.187	1083.2	-3.801	1122.5	-0.311	1192.4	5.893
10	1515	1411.4	-6.838	1544.7	1.960	1343.8	-11.300	1417.8	-6.416	1462.8	-3.446	1507.9	-0.469
11	1903	1735.6	-8.799	1857.3	-2.401	1667.5	-12.378	1716.1	-9.821	1793.1	-5.775	1810.2	-4.877
12	2265	2033.6	-10.216	2145.7	-5.269	1944.2	-14.163	1970.5	-13.004	2056.5	-9.208	2076.8	-8.309
13	2593	2291.5	-11.627	2412.1	-6.978	2201.3	-15.106	2166.6	-16.444	2306.3	-11.059	2334.3	-9.977
14	2841	2528.7	-10.993	2662.6	-6.279	2433.2	-14.354	2398.2	-15.588	2554.8	-10.076	2538.1	-10.662
15	2960	2747.4	-7.182	2805.9	-5.208	2630.1	-11.145	2546.7	-13.963	2668.1	-9.861	2671.7	-9.742
16	2993	2873.3	-3.999	2900.3	-3.099	2736.6	-8.567	2617.3	-12.554	2760.6	-7.766	2809.1	-6.144
17	2999	2924.3	-2.492	2947.0	-1.734	2784.5	-7.154	2681.9	-10.574	2772.2	-7.563	2878.7	-4.011
18	3000	2928.5	-2.385	2903.4	-3.222	2789.7	-7.012	2700.2	-9.995	2754.6	-8.180	2888.1	-3.732
19	3000	2924.0	-2.533	2868.3	-4.390	2830.2	-5.660	2769.0	-7.700	2722.9	-9.237	2767.7	-7.743
20	3000	2853.0	-4.900	2834.2	-5.527	2889.2	-3.693	2776.0	-7.467	2826.6	-5.780	2837.0	-5.433
21	3000	2750.7	-8.312	2798.8	-6.707	2898.0	-3.400	2969.4	-1.022	2901.4	-3.287	2987.1	-0.432
22	3000	2753.8	-8.207	2951.6	-1.613	2955.3	-1.490	2981.8	-0.608	2953.3	-1.557	2986.3	-0.457
23	3000	2868.0	-4.400	2818.8	-6.042	2828.0	-5.735	2992.9	-0.237	2996.3	-0.123	2994.9	-0.170
24	3000	2698.7	-10.043	2670.6	-10.980	NA	0	2994.0	-0.200	2348.5	-21.717	2943.4	-1.887
25	3000	NA	0	NA	0	NA	0	NA	0	NA	0	NA	0

# G Potência e velocidade de vento medianas mensais

## G.1 Correlação entre potência e velocidade de vento medianas mensais



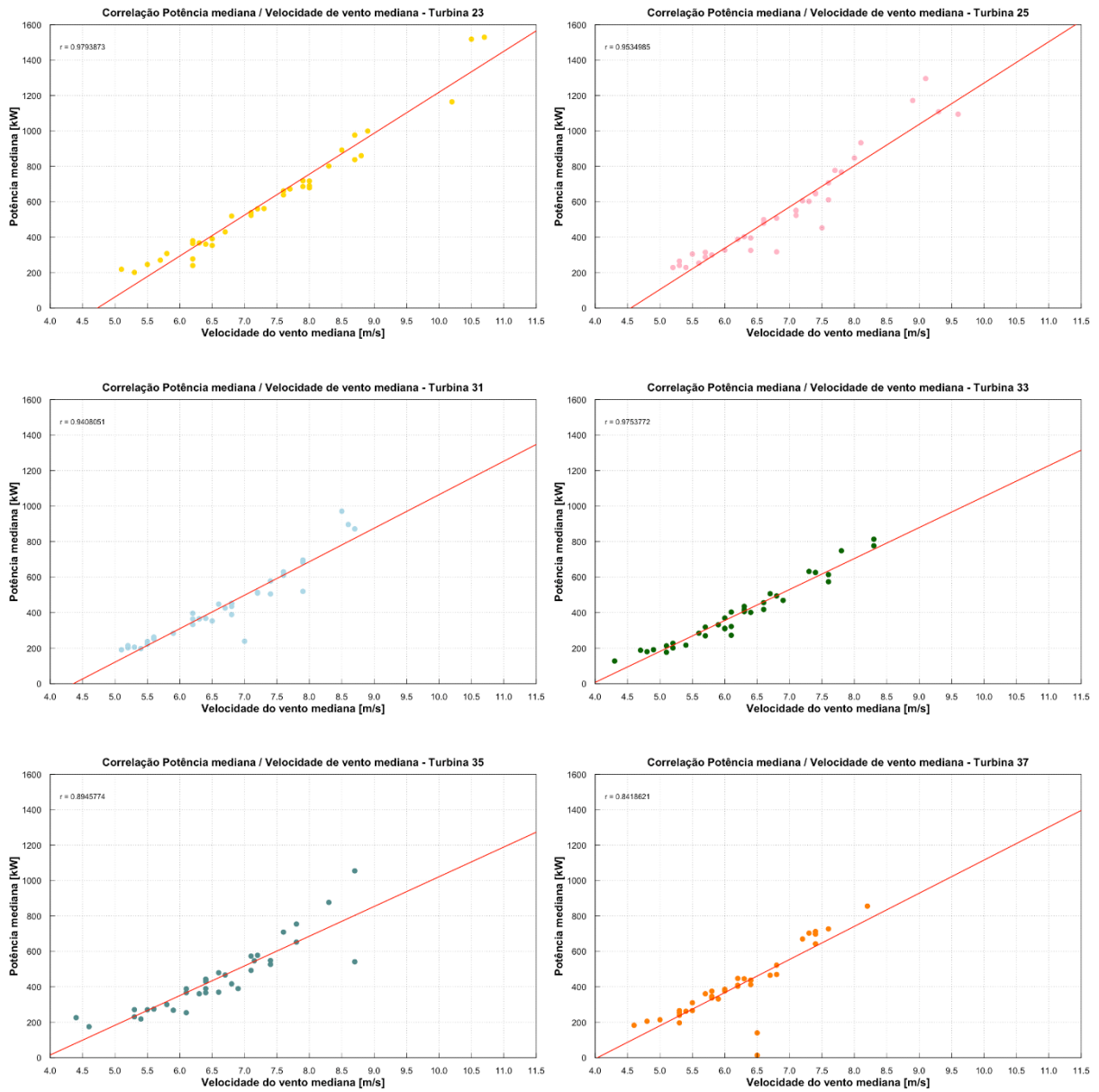
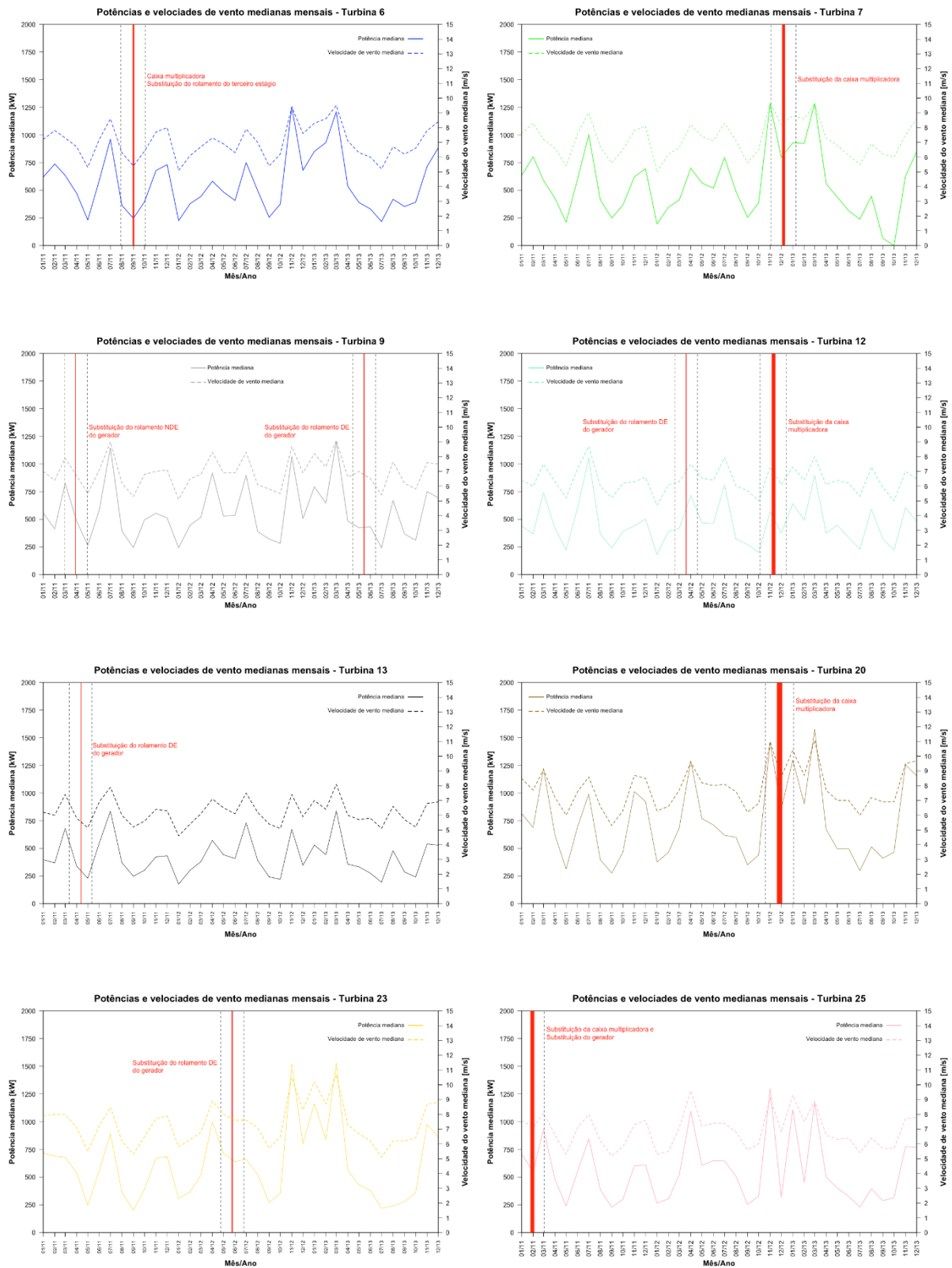


Figura G.1 – Correlação entre potência e velocidade de vento medianas mensais.

## G.2 Evolução da potência e velocidade de vento medianas mensais, com data de intervenção e período analisado



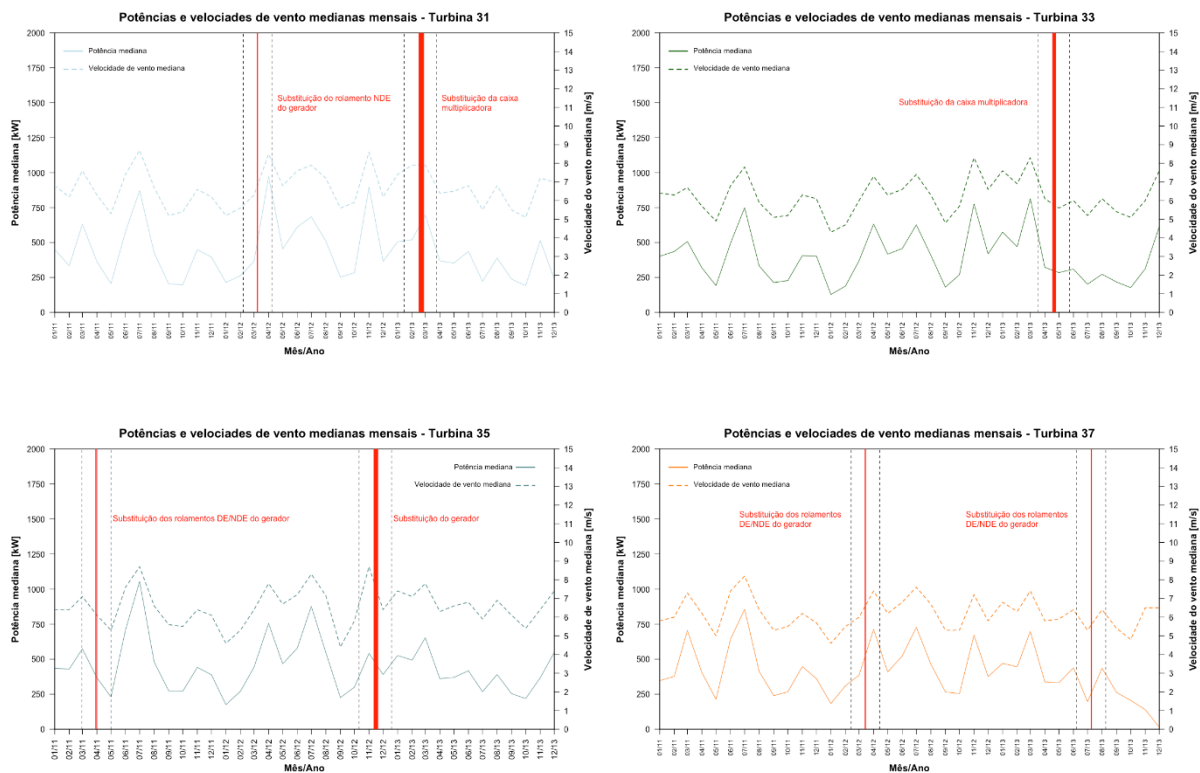


Figura G.2 – Evolução da potência e velocidade de vento medianas mensais para as doze turbinas.

### G.3 Tabelas de potência e velocidade de vento medianas mensais

Tabela G.1 – Potência mediana e velocidade de vento medianas mensais em 2011, 2012 e 2013 (Turbinas 6, 7, 9, 12, 13 e 20).

Ano	Mês	Turbina 6		Turbina 7		Turbina 9		Turbina 12		Turbina 13		Turbina 20	
		Velocidade Md	Potência Md	Velocidade Md	Potência Md	Velocidade Md	Potência Md	Velocidade Md	Potência Md	Velocidade Md	Potência Md	Velocidade Md	Potência Md
2011	Jan.	7.2	618.7	7.6	632.8	7.0	555.6	6.4	438.3	6.2	396.8	8.5	815.1
	Fev	7.8	737.6	8.3	803.7	6.4	413.7	6.0	368.6	6.0	369.4	7.7	689.3
	Mar	7.3	634.4	7.2	588.7	7.9	825.3	7.5	742.0	7.4	680.1	9.1	1220.8
	Abr	6.7	472.9	6.6	426.9	6.7	484.9	6.3	418.4	5.8	339.8	7.2	618.6
	Mai	5.3	230.5	5.4	210.5	5.5	263.8	5.2	223.0	5.2	229.0	6.0	312.3
	Jun	7.2	588.7	7.6	604.1	7.1	582.9	7.2	605.6	6.9	547.7	7.6	697.5
	Jul	8.6	961.1	9.0	1002.2	9.0	1147.6	8.7	1054.9	7.9	836.2	8.6	991.1
	Ago	6.3	363.5	6.7	414.0	6.2	392.7	6.0	367.6	6.0	370.4	6.6	398.1
	Set	5.4	245.9	5.6	247.6	5.3	243.1	5.2	239.5	5.2	247.8	5.3	275.4
	Out	6.4	396.0	6.5	365.9	6.8	496.0	6.2	390.4	5.6	301.9	6.3	466.1
	Nov	7.7	678.4	7.8	621.5	7.0	553.9	6.3	442.7	6.4	423.2	8.7	1013.5
	Dez	8.0	731.6	8.1	695.8	7.1	512.7	6.6	502.7	6.3	433.1	8.5	924.0
2012	Jan	5.1	224.4	5.0	194.4	5.1	242.3	4.7	180.2	4.6	176.5	6.3	375.5
	Fev	6.1	378.9	6.2	347.6	6.5	447.8	6.1	391.7	5.4	302.8	6.6	464.9
	Mar	6.7	443.6	6.7	411.7	6.8	517.8	6.3	419.0	6.1	380.0	7.7	685.1
	Abr	7.3	581.7	8.2	700.2	8.3	919.0	7.5	717.4	7.1	571.8	9.6	1289.7
	Mai	6.9	483.7	7.4	566.8	6.9	529.1	6.6	469.0	6.5	442.1	8.2	769.9
	Jun	6.3	407.3	7.1	518.6	6.9	535.7	6.4	461.0	6.1	408.0	8.0	711.8
	Jul	7.9	750.1	8.3	795.6	8.3	898.2	8.0	810.6	7.5	730.6	8.1	618.7
	Ago	7.0	497.4	7.1	489.1	6.1	389.5	6.0	321.4	6.2	391.8	7.6	599.8
	Set	5.4	255.0	5.6	253.8	5.8	321.5	5.7	271.8	5.4	242.0	6.2	351.5
	Out	6.2	374.9	6.5	385.4	5.5	282.0	5.0	200.3	5.1	220.8	6.8	438.8
	Nov	9.4	1255.5	9.7	1278.0	8.7	1067.9	7.3	570.7	7.4	671.3	11.0	1457.4
	Dez	7.6	679.1	8.2	797.7	6.9	504.8	6.1	373.6	5.9	346.7	8.6	854.8
2013	Jan	8.3	851.6	8.8	928.6	8.2	794.0	7.3	642.0	7.0	529.9	10.4	1299.4
	Fev	8.6	931.4	8.6	923.8	7.3	645.6	6.4	491.6	6.4	442.4	8.7	902.4
	Mar	9.5	1210.1	9.6	1285.3	9.1	1203.3	8.0	898.5	8.1	838.7	11.1	1577.4
	Abr	7.1	535.8	7.3	559.6	6.6	483.2	6.1	375.6	6.0	356.7	7.7	672.0
	Mai	6.3	389.5	6.8	437.4	7.0	424.2	6.4	446.8	5.7	333.3	7.0	494.8
	Jun	6.0	330.6	6.1	313.4	6.5	432.5	6.2	334.2	5.8	275.1	7.0	496.3
	Jul	5.2	216.7	5.5	237.9	5.4	241.3	5.3	229.0	5.1	193.3	6.0	297.9
	Ago	6.7	418.4	6.9	446.7	7.65	670.8	7.3	593.1	6.6	479.5	7.2	513.7
	Set	6.2	352.9	6.2	65.5	6.2	367.7	5.9	321.6	5.7	286.0	6.9	410.9
	Out	6.6	391.2	6.0	-1.2	5.8	310.1	5.0	220.5	5.2	241.3	6.9	464.6
	Nov	7.8	716.2	7.5	627.9	7.6	750.7	7.0	603.8	6.8	539.8	9.5	1257.6
	Dez	8.4	883.8	8.6	850.3	7.5	694.4	6.5	479.2	6.9	528.8	9.7	1156.6

Tabela G.2 – Potência mediana e velocidade de vento medianas mensais em 2011, 2012 e 2013 (Turbinas 23, 25, 31, 33, 35 e 37).

Ano	Mês	Turbina 23		Turbina 25		Turbina 31		Turbina 33		Turbina 35		Turbina 37	
		Velocidade Md	Potência Md	Velocidade Md	Potência Md	Velocidade Md	Potência Md	Velocidade Md	Potência Md	Velocidade Md	Potência Md	Velocidade Md	Potência Md
2011	Jan.	7,9	719,1	7,6	707,0	6,8	450,1	6,4	401,6	6,4	434,4	5,8	346,6
	Fev	8,0	690,3	7,1	549,9	6,2	333,3	6,3	435,4	6,4	429,9	6,0	377,1
	Mar	8,0	679,1	8,1	933,2	7,6	630,3	6,7	506,8	7,1	573,7	7,3	703,3
	Abr	7,1	538,7	6,6	479,3	6,3	364,2	5,7	318,7	6,1	367,1	6,2	403,3
	Mai	5,5	246,4	5,3	241,0	5,3	205,7	4,9	191,4	5,3	230,9	5,0	214,1
	Jun	7,2	560,2	7,1	551,8	7,4	578,5	6,8	494,4	7,6	709,3	7,4	643,1
	Jul	8,5	892,4	8,0	847,2	8,7	871,8	7,8	748,8	8,7	1054,9	8,2	855,8
	Ago	6,2	365,0	6,2	388,4	6,7	426,1	5,9	332,0	6,6	479,7	6,4	412,7
	Set	5,3	201,5	5,2	229,0	5,2	202,9	5,1	213,3	5,6	274,5	5,3	239,8
	Out	6,5	391,2	5,8	299,7	5,4	198,0	5,2	227,4	5,5	270,9	5,5	266,2
	Nov	7,7	672,6	7,3	602,7	6,6	448,0	6,3	406,3	6,4	441,8	6,2	447,5
	Dez	7,9	686,4	7,6	611,4	6,2	396,4	6,1	403,4	6,1	389,2	5,7	361,0
2012	Jan	5,8	308,3	5,3	265,0	5,2	214,2	4,3	127,7	4,6	175,0	4,6	182,9
	Fev	6,3	367,7	5,5	305,3	5,6	262,4	4,7	188,3	5,3	271,3	5,5	310,3
	Mar	6,8	519,6	7,1	523,4	6,3	365,5	6,0	369,7	6,4	443,6	6,0	386,1
	Abr	8,9	999,6	9,6	1094,8	8,5	971,4	7,3	632,2	7,8	754,7	7,4	712,5
	Mai	8,0	717,2	7,2	606,1	6,8	453,0	6,3	416,6	6,7	467,0	6,2	409,1
	Jun	7,6	639,1	7,4	649,0	7,6	610,7	6,6	456,7	7,2	578,3	6,8	522,7
	Jul	7,6	661,9	7,4	645,6	7,9	683,7	7,4	626,4	8,3	876,9	7,6	727,4
	Ago	7,1	523,4	6,8	507,5	7,2	510,1	6,3	408,8	7,2	547,4	6,7	465,5
	Set	5,7	270,7	5,6	253,9	5,6	252,6	4,8	180,4	4,4	226,0	5,3	266,0
	Out	6,5	353,9	6,0	327,3	5,9	283,8	5,7	269,9	5,8	300,0	5,3	253,7
	Nov	10,5	1518,5	9,1	1296,0	8,6	896,4	8,3	776,8	8,7	541,7	7,2	670,4
	Dez	8,3	801,9	6,8	317,5	6,2	364,4	6,6	418,1	6,4	390,3	5,8	375,8
2013	Jan	10,2	1164,7	9,3	1108,9	7,4	505,5	7,6	574,3	7,4	526,8	6,8	469,9
	Fev	8,7	837,9	7,5	452,9	7,9	519,9	6,9	469,2	7,1	492,9	6,3	445,5
	Mar	10,7	1529,4	8,9	1171,9	7,9	696,5	8,3	813,7	7,8	653,0	7,4	697,6
	Abr	7,3	561,9	6,6	499,4	6,4	368,2	6,1	322,3	6,3	361,1	5,8	337,6
	Mai	6,7	430,2	6,3	402,9	6,5	353,3	5,6	284,5	6,6	370,0	5,9	331,8
	Jun	6,2	380,1	6,4	325,8	6,8	435,4	6,0	309,5	6,8	417,1	6,4	438,3
	Jul	5,1	218,9	5,4	229,4	5,5	222,3	5,2	201,4	5,9	268,0	5,3	196,9
	Ago	6,2	240,3	6,4	395,9	6,8	389,2	6,1	272,7	6,9	390,1	6,4	435,6
	Set	6,2	277,6	5,7	287,7	5,5	237,6	5,4	217,2	6,1	254,2	5,4	262,1
	Out	6,4	361,0	5,7	315,1	5,1	191,1	5,1	177,1	5,4	218,5	4,8	205,9
	Nov	8,7	976,8	7,7	777,5	7,2	514,3	6,0	311,9	6,4	366,9	6,5	140,1
	Dez	8,8	860,4	7,8	768,1	7,0	239,2	7,6	614,2	7,4	548,8	6,5	13,9

# H Análise de substituições

## H.1 Evolução da potência observada e velocidade de vento medianas diárias

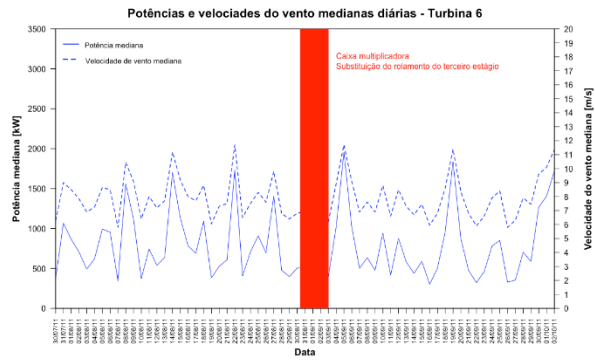
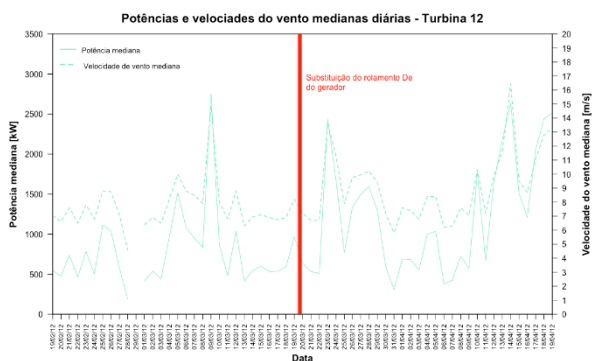
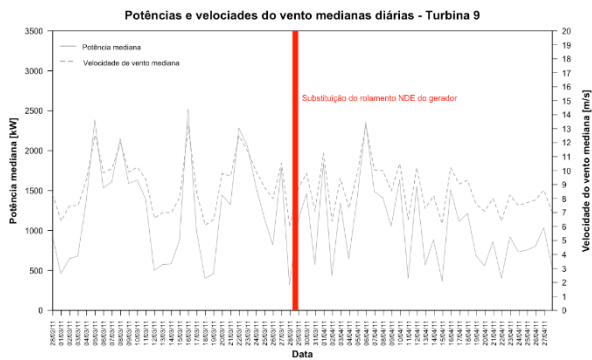


Figura H.1 – Evolução da potência observada e velocidade de vento medianas diárias (Substituição de rolamentos na caixa multiplicadora da Turbina 6).



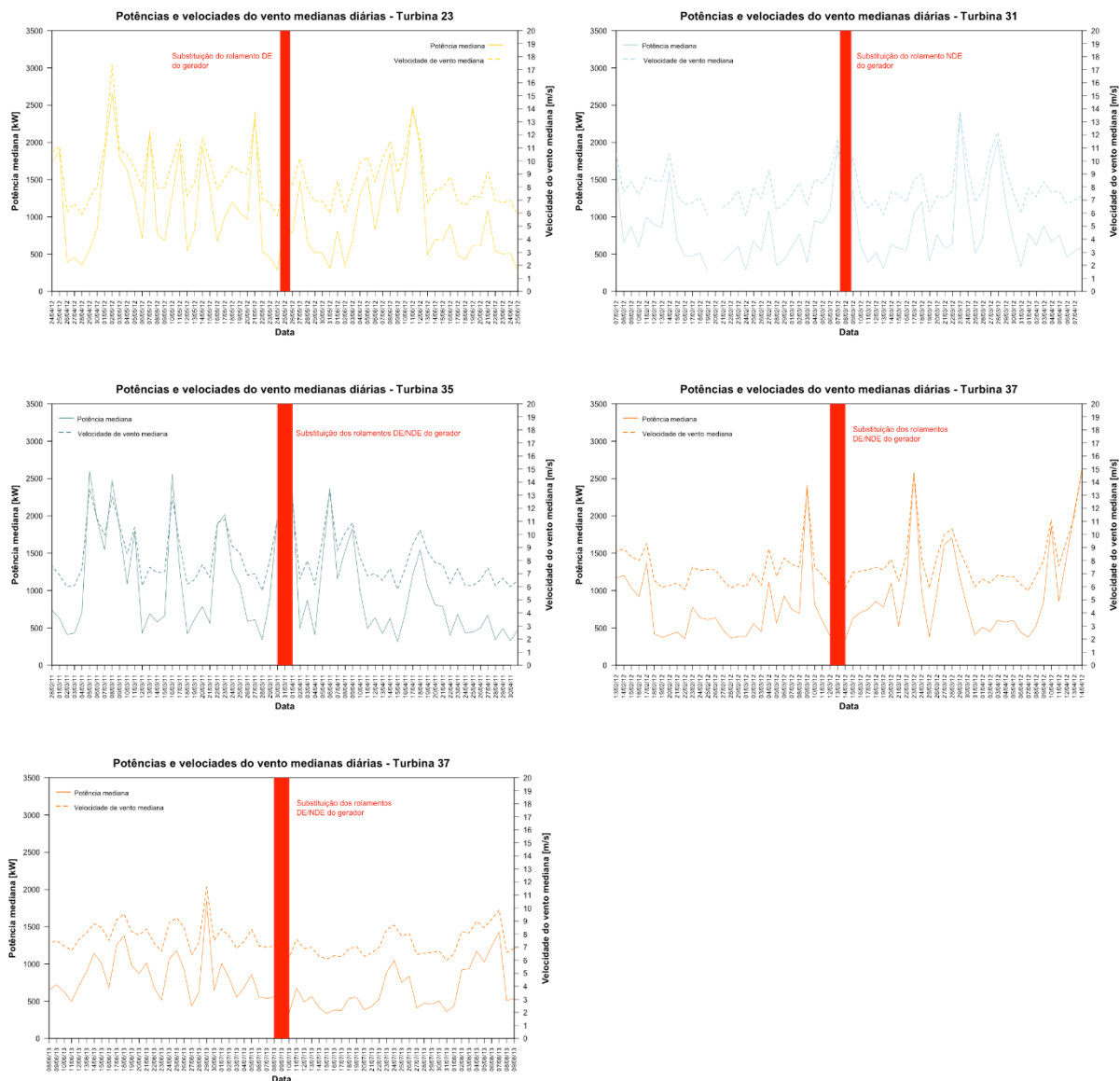


Figura H.2 – Evolução da potência observada e velocidade de vento medianas diárias (Substituição de rolamentos no gerador nas turbinas 9, 12, 13, 23, 31, 35 e 37).

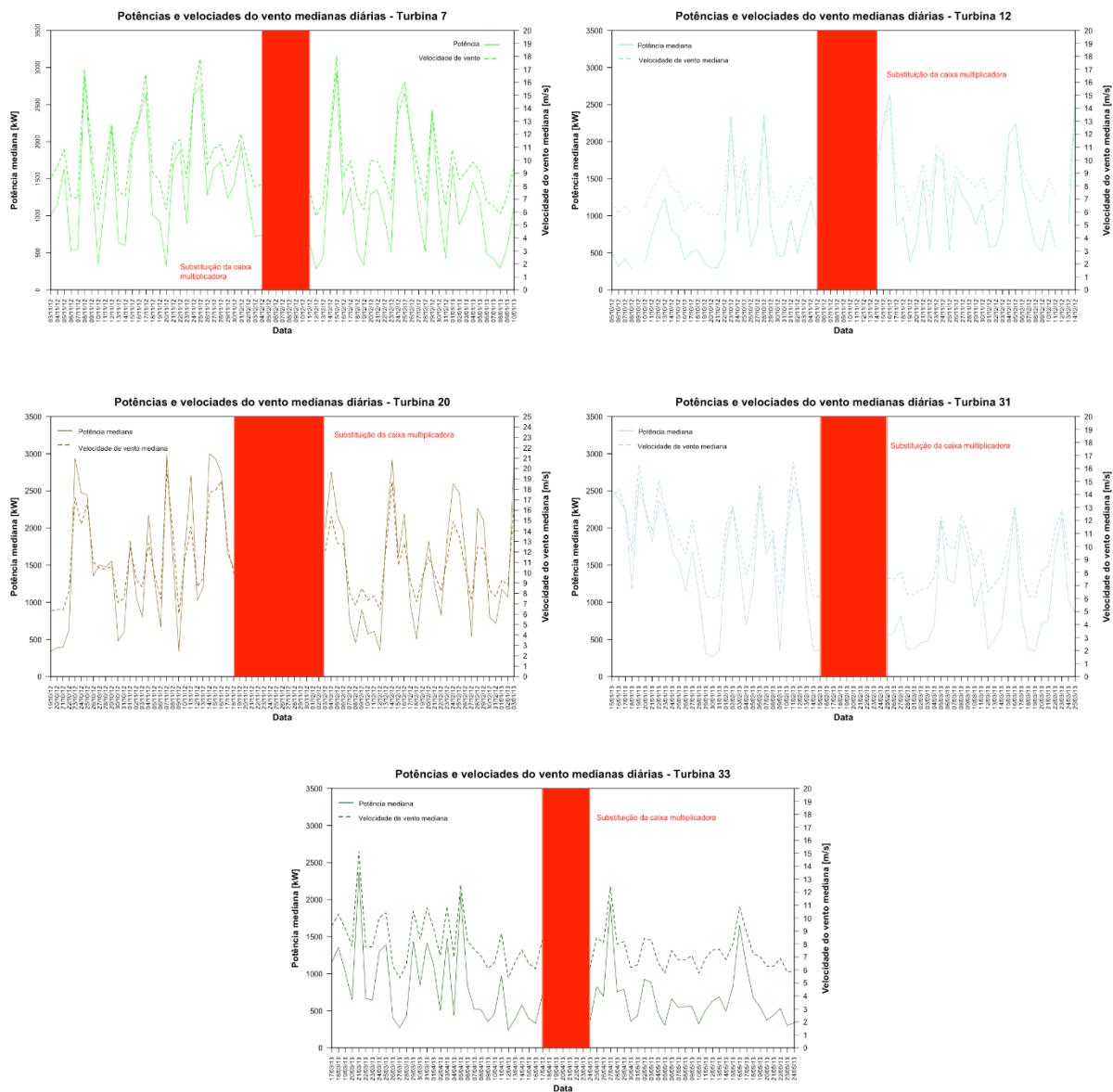


Figura H.3 – Evolução da potência observada e velocidade de vento medianas diárias (Substituição da caixa multiplicadora nas turbinas 7, 12, 20, 31 e 33).

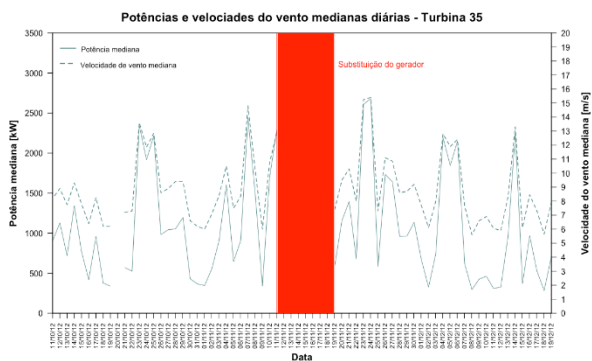


Figura H.4 – Evolução da potência observada e velocidade de vento medianas diárias (Substituição da caixa multiplicadora na Turbina 35).

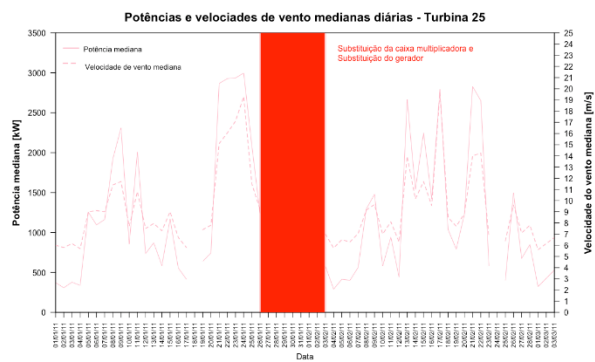


Figura H.5 – Evolução da potência observada e velocidade de vento medianas diárias (Substituição da caixa multiplicadora e do gerador na Turbina 25).

## H.2 Curvas de potência antes e após as intervenções

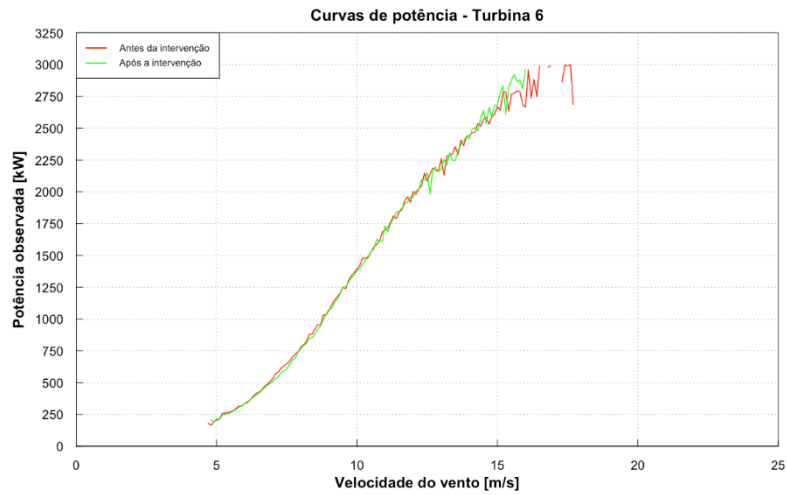


Figura H.6 – Curvas de potência de 30/07/2011 a 30/08/2011 e de 02/09/2011 a 02/10/2011.

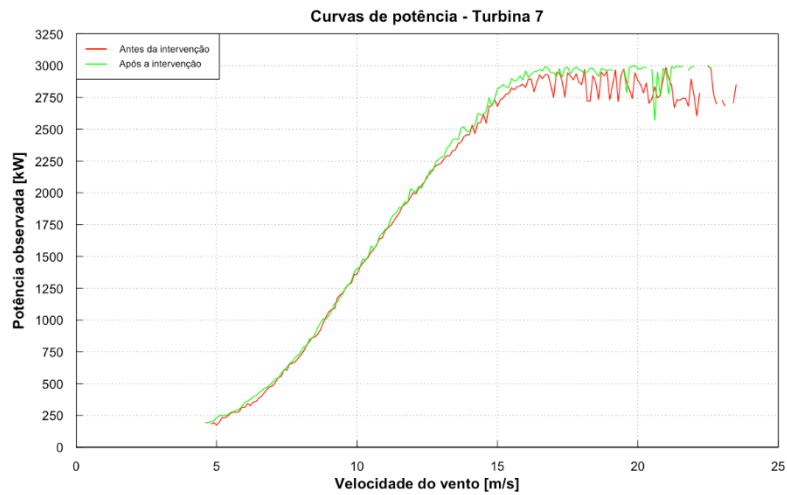


Figura H.7 – Curvas de potência de 03/11/2012 a 03/12/2012 e de 10/12/2012 a 10/01/2013.

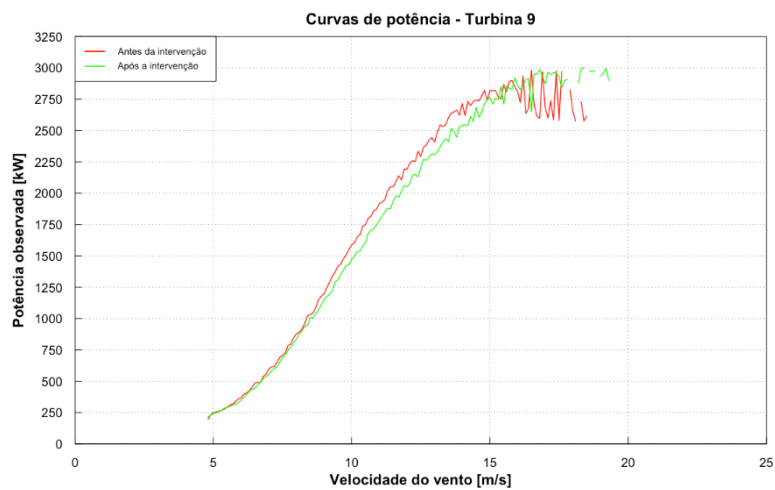


Figura H.8 – Curvas de potência de 28/02/2011 a 28/03/2011 e de 28/03/2011 a 28/04/2011.

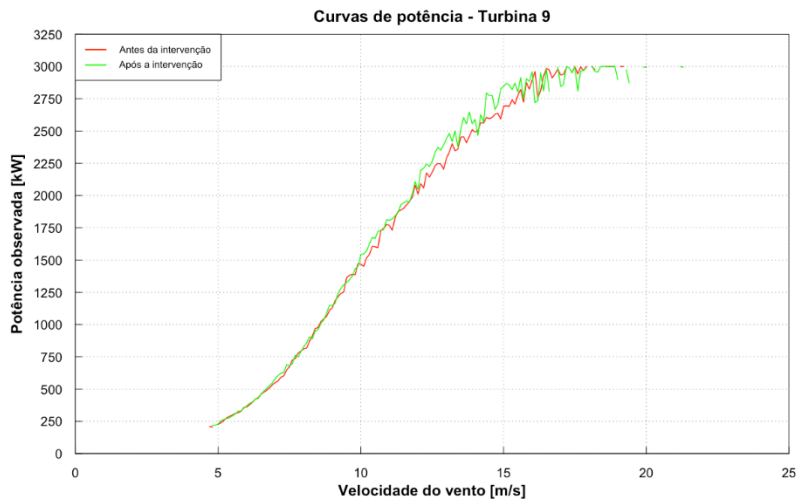


Figura H.9 – Curvas de potência de 14/04/2013 a 14/05/2013 e de 15/05/2013 a 15/06/2013.

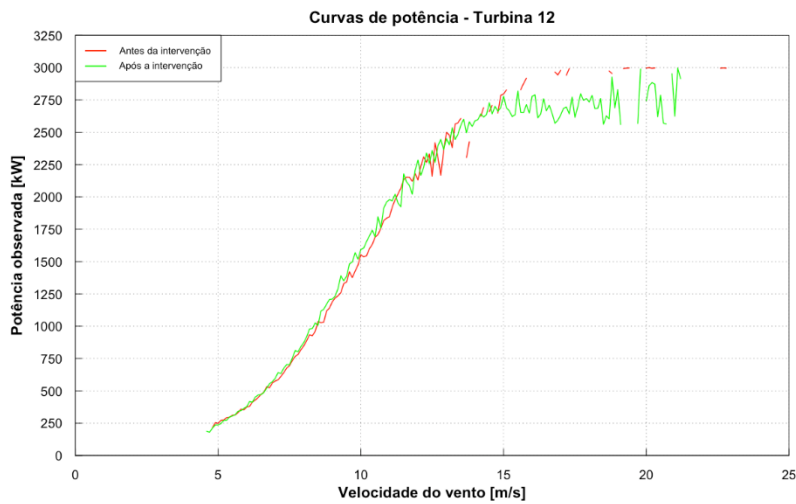


Figura H.10 – Curvas de potência de 19/02/2012 a 19/03/2012 e de 19/03/2012 a 19/04/2012.

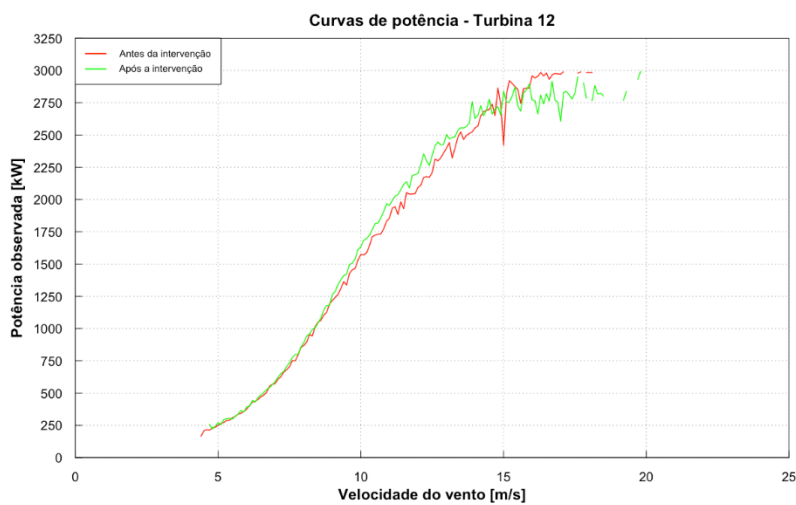


Figura H.11 – Curvas de potência de 05/10/2012 a 05/11/2012 e de 14/11/2012 a 14/12/2012.

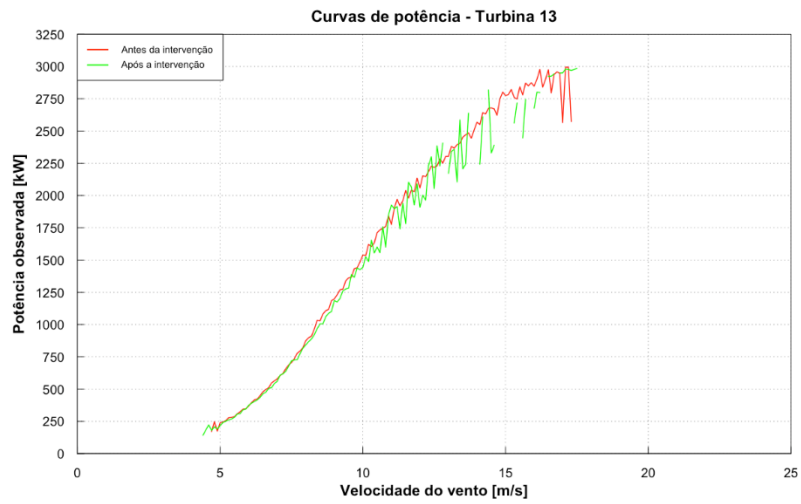


Figura H.12 – Curvas de potência de 12/03/2011 a 12/04/2011 e de 12/04/2011 a 12/05/2011.

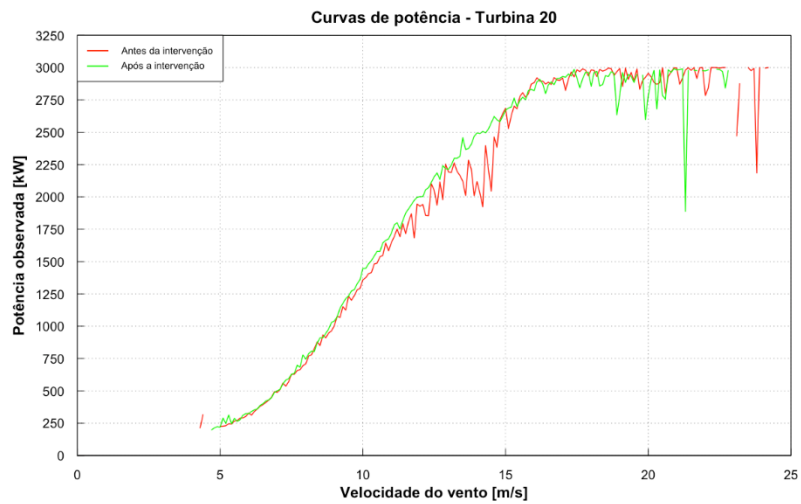


Figura H.13 – Curvas de potência de 19/10/2012 a 19/11/2012 e de 03/12/2012 a 03/01/2013.

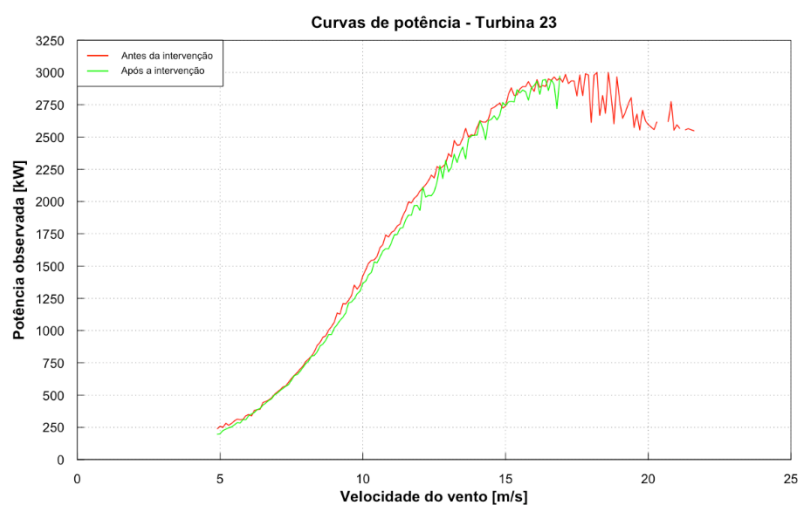


Figura H.14 – Curvas de potência de 24/04/2012 a 24/05/2012 e de 25/05/2012 a 25/06/2012.

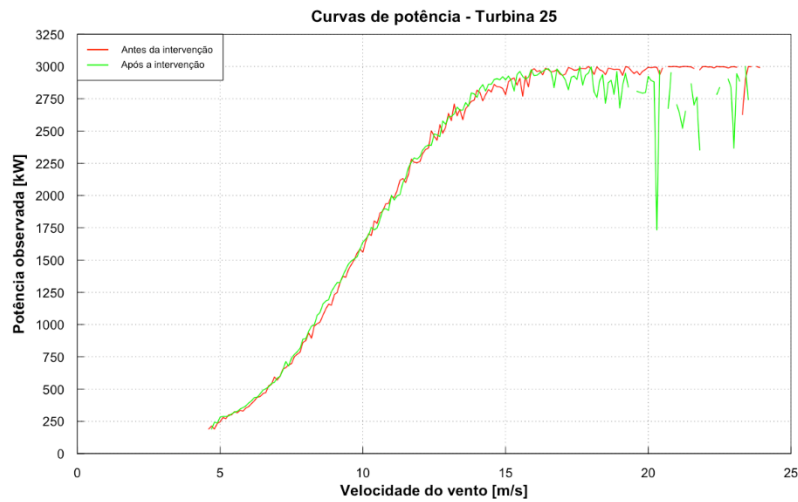


Figura H.15 – Curvas de potência de 01/01/2011 a 26/01/2011 e de 03/02/2011 a 03/03/2011.

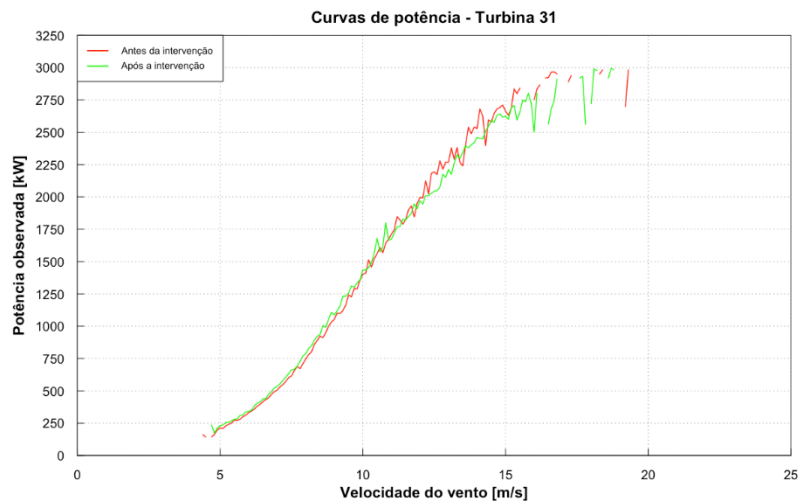


Figura H.16 – Curvas de potência de 07/02/2012 a 07/03/2012 e de 08/03/2011 a 08/04/2012.

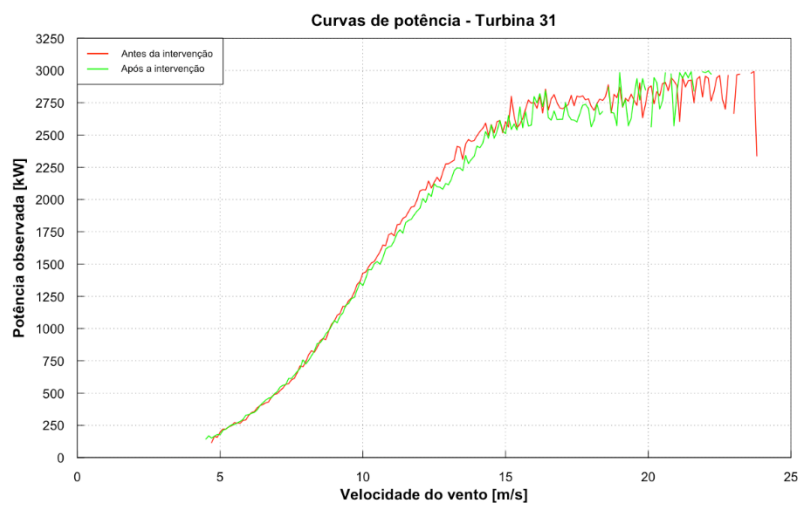


Figura H.17 – Curvas de potência de 15/01/2013 a 15/02/2013 e de 25/02/2013 a 25/03/2013.

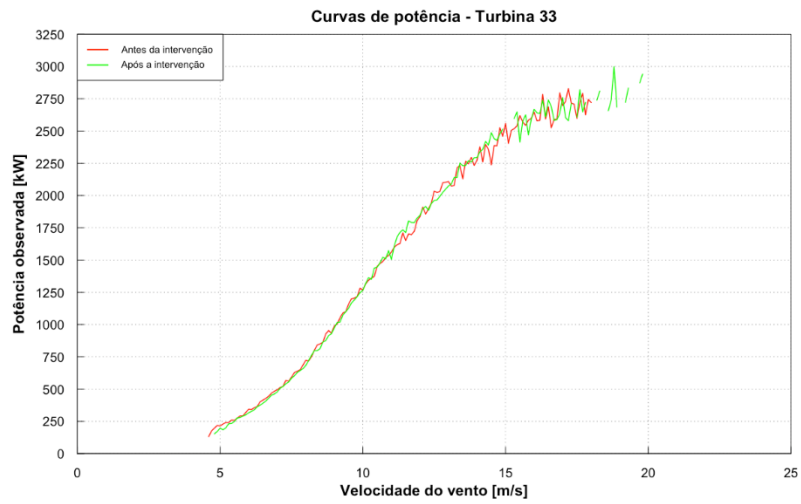


Figura H.18 – Curvas de potência de 17/03/2013 a 17/04/2013 e de 24/04/2013 a 24/04/2013.

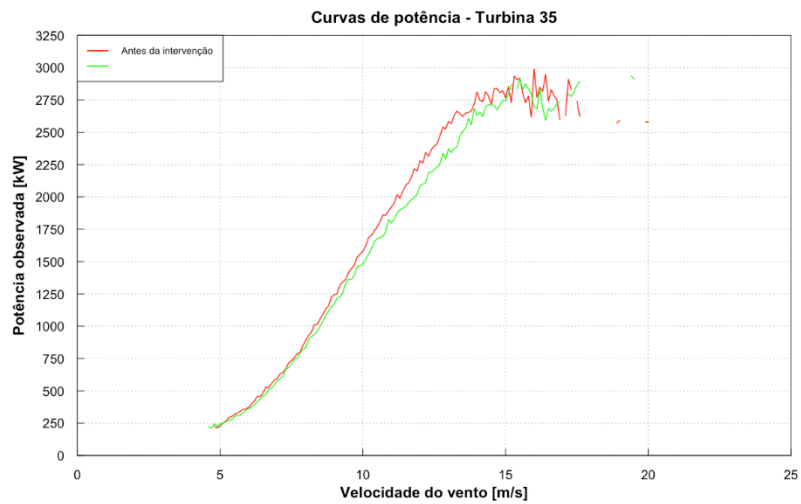


Figura H.19 – Curvas de potência de 28/02/2011 a 29/03/2011 e de 31/03/2011 a 01/05/2011.

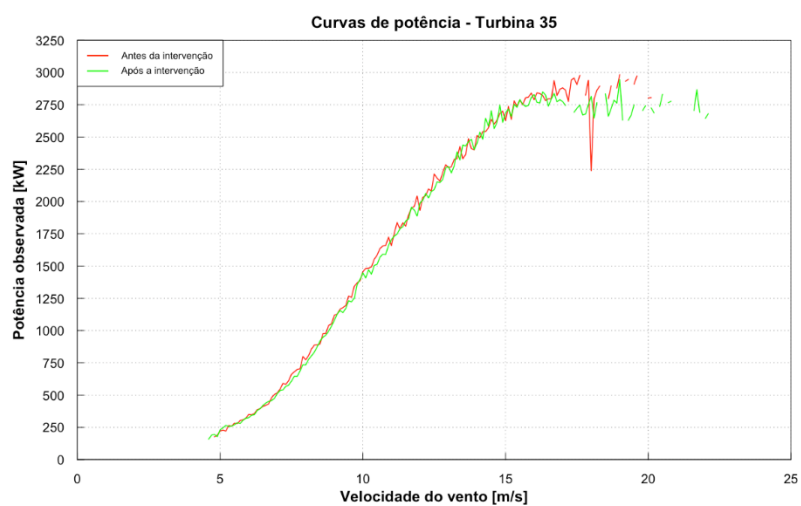


Figura H.20 – Curvas de potência de 11/10/2012 a 11/11/2012 e de 19/11/2012 a 19/12/2012.

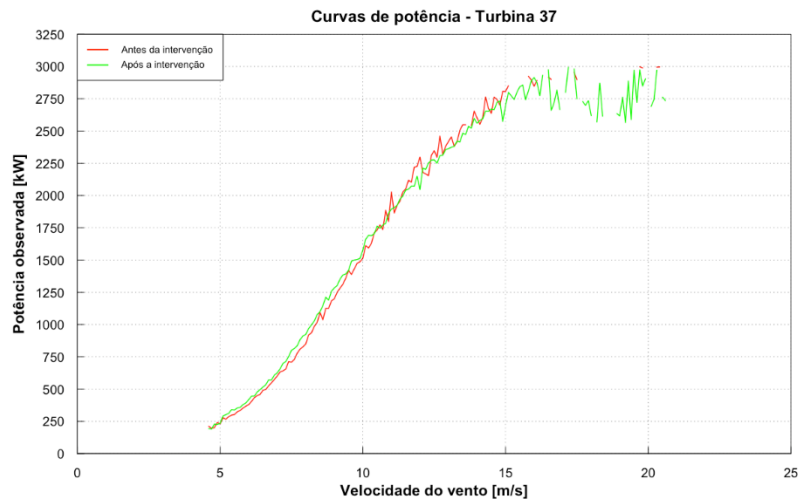


Figura H.21 – Curvas de potência de 13/02/2012 a 13/03/2012 e de 14/03/2012 a 14/04/2012.

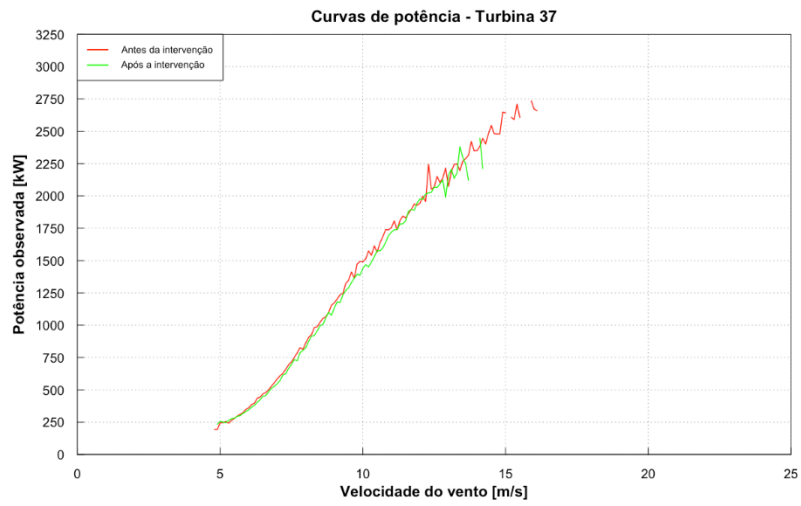


Figura H.22 – Curvas de potência de 08/06/2013 a 08/07/2013 e de 09/07/2013 a 09/08/2013.

### H.3 Desvios de potência antes e após as substituições

Tabela H.1 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 6.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	5	180.2	5	198.8	10.308
5 - 6	274	267.5	176	259.4	-3.010
6 - 7	490	419.4	425	407.4	-2.879
7 - 8	504	640.1	319	602.6	-5.847
8 - 9	422	900.6	238	868.0	-3.617
9 - 10	293	1223.1	218	1224.1	0.084
10 - 11	212	1509.5	206	1505.4	-0.267
11 - 12	160	1827.1	187	1843.6	0.903
12 - 13	92	2112.2	113	2094.6	-0.830
13 - 14	76	2296.2	102	2282.3	-0.606
14 - 15	84	2535.4	73	2558.6	0.913
15 - 16	60	2772.6	43	2825.1	1.895
16 - 17	18	2922.0	4	2976.4	1.863
17 - 18	7	2927.4	0	NA	NA
18 - 19	6	3000.1	0	NA	NA
19 - 20	4	3000.1	0	NA	NA
20 - 21	0	NA	0	NA	NA
21 - 22	0	NA	0	NA	NA
22 - 23	0	NA	0	NA	NA
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Tabela H.2 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 7.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	2	188.6	7	197.5	4,732
5 - 6	97	257.1	172	264.5	2,868
6 - 7	236	372.1	350	416.4	11,907
7 - 8	227	607.8	334	618.2	1,707
8 - 9	349	864.2	346	871.6	0,862
9 - 10	372	1206.8	348	1195.1	-0,972
10 - 11	417	1514.8	314	1529.8	0,994
11 - 12	357	1825.9	213	1864.1	2,088
12 - 13	284	2108.5	171	2103.9	-0,217
13 - 14	217	2333.2	152	2417.4	3,609
14 - 15	214	2550.8	121	2621.5	2,77
15 - 16	166	2794.7	109	2864.7	2,507
16 - 17	115	2894.6	118	2957.1	2,16
17 - 18	102	2904.0	44	2971.1	2,311
18 - 19	57	2893.8	41	2959.5	2,27
19 - 20	46	2859.5	25	2971.0	3,902
20 - 21	39	2809.5	17	2974.6	5,876
21 - 22	29	2742.0	24	2990.9	9,077
22 - 23	11	2768.5	9	2985.8	7,849
23 - 24	7	2727.7	1	2992.7	9,715
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Tabela H.3 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 9.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	2	212.9	5	193.0	-9.371
5 - 6	173	287.3	239	285.8	-0.505
6 - 7	346	470.0	431	439.4	-6.526
7 - 8	347	698.7	442	671.2	-3.939
8 - 9	369	1025.7	387	974.5	-4.992
9 - 10	435	1393.2	341	1299.1	-6.753
10 - 11	410	1743.2	282	1591.3	-8.713
11 - 12	330	2050.9	264	1906.5	-7.039
12 - 13	203	2313.2	144	2178.5	-5.824
13 - 14	155	2574.1	113	2422.8	-5.877
14 - 15	86	2733.9	83	2608.6	-4.581
15 - 16	73	2818.6	38	2794.0	-0.872
16 - 17	49	2714.1	32	2911.5	7.276
17 - 18	21	2710.2	26	2930.6	8.132
18 - 19	7	2619.9	10	2977.8	13.659
19 - 20	5	2619.4	4	2946.0	12.468
20 - 21	2	2571.1	2	2996.7	16.551
21 - 22	0	NA	0	NA	NA
22 - 23	0	NA	0	NA	NA
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Tabela H.4 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 9.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	3	208.0	3	220.2	5.903
5 - 6	248	294.1	255	285.1	-3.060
6 - 7	393	446.5	418	443.3	-0.728
7 - 8	302	660.5	409	686.0	3.857
8 - 9	295	972.8	389	954.5	-1.881
9 - 10	241	1308.4	334	1316.9	0.650
10 - 11	184	1599.1	293	1671.5	4.531
11 - 12	133	1894.3	237	1936.1	2.204
12 - 13	97	2177.9	158	2254.4	3.511
13 - 14	90	2405.8	113	2508.8	4.281
14 - 15	88	2594.8	89	2687.0	3.554
15 - 16	52	2733.0	52	2862.5	4.739
16 - 17	29	2933.7	19	2880.6	-1.811
17 - 18	14	2968.1	26	2967.8	-0.010
18 - 19	8	2999.4	23	3000.0	0.020
19 - 20	2	3000.2	5	2936.7	-2.117
20 - 21	0	NA	3	2995.9	NA
21 - 22	0	NA	4	2995.4	NA
22 - 23	0	NA	0	NA	NA
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Tabela H.5 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 12.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	5	213.7	8	199.3	-6.727
5 - 6	278	303.7	218	301.7	-0.650
6 - 7	492	460.0	419	468.9	1.935
7 - 8	449	685.3	397	702.6	2.513
8 - 9	287	993.5	360	1016.0	2.265
9 - 10	191	1336.1	372	1388.4	3.918
10 - 11	150	1660.6	299	1720.7	3.618
11 - 12	95	2094.1	253	2021.3	-3.478
12 - 13	34	2285.6	197	2312.2	1.161
13 - 14	15	2489.0	129	2515.6	1.072
14 - 15	11	2666.9	124	2641.9	-0.937
15 - 16	9	2853.3	98	2659.5	-6.790
16 - 17	6	2943.1	56	2656.5	-9.738
17 - 18	7	2986.0	53	2696.4	-9.700
18 - 19	7	2985.5	26	2687.5	-9.982
19 - 20	7	2993.9	11	2818.4	-5.862
20 - 21	4	2996.9	12	2786.5	-7.022
21 - 22	3	2999.4	5	2817.7	-6.058
22 - 23	5	2995.8	2	2938.5	-1.911
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Tabela H.6 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 12.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	13	211.6	7	242.9	14.792
5 - 6	400	299.6	201	302.2	0.851
6 - 7	495	461.2	395	475.0	2.987
7 - 8	370	692.0	432	720.2	4.079
8 - 9	320	1032.6	355	1025.0	-0.741
9 - 10	183	1350.6	299	1416.5	4.881
10 - 11	143	1718.0	286	1790.3	4.207
11 - 12	111	1963.8	185	2083.3	6.086
12 - 13	98	2193.7	153	2348.0	7.035
13 - 14	69	2474.0	122	2545.2	2.879
14 - 15	42	2686.1	98	2677.3	-0.329
15 - 16	26	2861.1	52	2813.7	-1.656
16 - 17	25	2962.3	39	2767.5	-6.578
17 - 18	10	2985.1	18	2824.5	-5.382
18 - 19	3	2983.2	11	2817.0	-5.571
19 - 20	0	NA	7	2902.6	NA
20 - 21	0	NA	3	2992.8	NA
21 - 22	0	NA	1	3000.0	NA
22 - 23	0	NA	0	NA	NA
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Tabela H.7 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 13.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	9	173.4	22	187.6	8.160
5 - 6	297	283.6	291	274.9	-3.077
6 - 7	451	464.3	406	449.3	-3.230
7 - 8	435	696.0	338	698.4	0.334
8 - 9	436	1030.8	259	986.6	-4.290
9 - 10	357	1350.7	189	1279.0	-5.312
10 - 11	295	1672.3	108	1578.4	-5.617
11 - 12	238	1975.3	67	1927.1	-2.441
12 - 13	194	2223.2	33	2229.7	0.289
13 - 14	126	2424.9	15	2340.3	-3.489
14 - 15	80	2656.8	11	2499.7	-5.912
15 - 16	67	2802.8	5	2645.8	-5.600
16 - 17	57	2920.5	16	2924.1	0.122
17 - 18	5	2988.4	17	2976.9	-0.385
18 - 19	2	2997.6	1	2996.7	-0.030
19 - 20	0	NA	1	3000.2	NA
20 - 21	0	NA	0	NA	NA
21 - 22	0	NA	0	NA	NA
22 - 23	0	NA	0	NA	NA
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Tabela H.8 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 20.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	4	213.2	3	213.2	0
5 - 6	181	256.4	120	281.9	9.945
6 - 7	355	386.9	317	393.8	1.790
7 - 8	267	599.4	275	610.9	1.910
8 - 9	199	864.0	267	890.4	3.061
9 - 10	222	1176.3	283	1223.6	4.021
10 - 11	264	1484.7	299	1560.9	5.136
11 - 12	220	1734.2	243	1846.5	6.471
12 - 13	207	1959.7	241	2124.2	8.393
13 - 14	226	2190.2	225	2340.4	6.857
14 - 15	193	2297.6	234	2549.4	10.963
15 - 16	202	2736.6	210	2748.4	0.434
16 - 17	219	2895.7	160	2881.9	-0.478
17 - 18	241	2951.6	84	2933.4	-0.617
18 - 19	189	2979.8	58	2934.3	-1.525
19 - 20	121	2916.8	32	2932.4	0.537
20 - 21	65	2931.0	30	2934.7	0.125
21 - 22	47	2988.7	19	2979.3	-0.315
22 - 23	23	2999.7	15	2977.0	-0.755
23 - 24	9	2976.1	1	2952.5	-0.791
24 - 25	5	2997.8	0	NA	NA

Tabela H.9 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 23.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	3	239.2	2	197.3	-17.517
5 - 6	153	290.6	219	261.0	-10.203
6 - 7	299	415.9	482	409.0	-1.665
7 - 8	447	614.8	495	598.8	-2.602
8 - 9	457	896.1	468	857.6	-4.294
9 - 10	332	1221.6	409	1175.0	-3.819
10 - 11	317	1562.3	424	1528.3	-2.181
11 - 12	273	1910.9	279	1828.0	-4.341
12 - 13	219	2193.5	133	2093.4	-4.563
13 - 14	178	2482.5	77	2370.9	-4.496
14 - 15	124	2678.7	80	2629.0	-1.855
15 - 16	85	2877.1	65	2814.0	-2.193
16 - 17	72	2939.5	32	2919.3	-0.686
17 - 18	52	2934.5	3	2976.8	1.441
18 - 19	36	2817.1	0	NA	NA
19 - 20	43	2685.5	0	NA	NA
20 - 21	18	2598.8	0	NA	NA
21 - 22	8	2560.5	0	NA	NA
22 - 23	3	2558.0	0	NA	NA
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Tabela H.10 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 25.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	10	201.8	6	236.5	17.195
5 - 6	161	308.6	149	314.2	1.815
6 - 7	240	453.3	296	477.1	5.262
7 - 8	326	692.4	278	726.7	4.954
8 - 9	307	1013.0	285	1082.9	6.895
9 - 10	235	1401.4	300	1448.2	3.340
10 - 11	174	1793.8	214	1751.0	-2.386
11 - 12	146	2124.9	129	2118.0	-0.326
12 - 13	120	2443.4	130	2424.2	-0.785
13 - 14	113	2670.5	90	2674.2	0.139
14 - 15	91	2818.4	76	2861.5	1.529
15 - 16	120	2891.2	99	2919.5	0.981
16 - 17	95	2966.1	73	2953.4	-0.426
17 - 18	69	2983.3	65	2921.7	-2.064
18 - 19	48	2977.1	32	2883.4	-3.149
19 - 20	46	2965.4	18	2804.3	-5.434
20 - 21	34	2994.8	10	2891.5	-3.449
21 - 22	26	2998.5	14	2676.9	-10.727
22 - 23	28	2997.3	9	2869.7	-4.257
23 - 24	13	2996.4	9	2814.4	-6.074
24 - 25	1	2995.2	0	NA	NA

Tabela H.11 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 31.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	23	151.8	4	213.7	40.744
5 - 6	283	261.8	257	274.0	4.690
6 - 7	407	405.5	499	425.8	5.006
7 - 8	362	608.9	512	647.3	6.315
8 - 9	303	900.1	401	928.1	3.114
9 - 10	262	1195.7	275	1244.6	4.096
10 - 11	145	1542.1	202	1571.4	1.902
11 - 12	133	1835.0	153	1825.5	-0.516
12 - 13	85	2177.3	105	2035.7	-6.501
13 - 14	47	2381.4	68	2335.0	-1.949
14 - 15	29	2635.9	90	2561.7	-2.816
15 - 16	15	2798.1	36	2698.0	-3.577
16 - 17	15	2921.7	15	2683.7	-8.144
17 - 18	6	2932.0	9	2866.8	-2.224
18 - 19	5	2978.3	6	2979.6	0.044
19 - 20	4	2939.2	1	2981.9	1.453
20 - 21	0	NA	0	NA	NA
21 - 22	0	NA	0	NA	NA
22 - 23	0	NA	0	NA	NA
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Tabela H.12 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 31.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	7	157.5	28	165.3	4.952
5 - 6	143	256.9	243	254.6	-0.915
6 - 7	231	407.6	283	414.7	1.761
7 - 8	229	587.8	320	613.7	4.406
8 - 9	250	878.1	311	885.9	0.894
9 - 10	333	1194.2	289	1187.2	-0.586
10 - 11	286	1539.1	273	1499.8	-2.558
11 - 12	278	1859.7	211	1793.6	-3.552
12 - 13	189	2136.9	204	2063.0	-3.459
13 - 14	189	2408.9	182	2244.7	-6.818
14 - 15	166	2539.2	106	2501.3	-1.492
15 - 16	154	2637.4	70	2573.7	-2.415
16 - 17	159	2752.2	47	2703.3	-1.775
17 - 18	130	2776.7	42	2660.3	-4.193
18 - 19	145	2773.0	29	2669.0	-3.753
19 - 20	114	2766.1	30	2785.0	0.683
20 - 21	72	2872.7	21	2835.5	-1.295
21 - 22	49	2902.3	22	2963.8	2.121
22 - 23	32	2941.6	7	2995.2	1.824
23 - 24	13	2967.0	2	2995.7	0.967
24 - 25	1	2734.9	0	NA	NA

Tabela H.13 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 33.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	32	176	11	153.4	-12.841
5 - 6	400	258.2	190	241.3	-6.554
6 - 7	524	407.8	382	382.6	-6.186
7 - 8	408	579.7	316	569.7	-1.717
8 - 9	334	845.6	269	805.6	-4.725
9 - 10	275	1129.0	202	1112.9	-1.424
10 - 11	233	1412.5	142	1440.6	1.993
11 - 12	192	1673.4	105	1724.4	3.045
12 - 13	185	1982.2	90	1950.2	-1.616
13 - 14	148	2223.9	62	2231.9	0.362
14 - 15	108	2381.2	43	2423.8	1.787
15 - 16	102	2551.8	32	2582.6	1.208
16 - 17	51	2592.8	21	2639.6	1.805
17 - 18	28	2718.8	20	2680.4	-1.410
18 - 19	6	2599.3	11	2739.8	5.407
19 - 20	4	2579.6	4	2853.2	10.604
20 - 21	0	NA	0	NA	NA
21 - 22	0	NA	0	NA	NA
22 - 23	0	NA	0	NA	NA
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Tabela H.14 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 35.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	14	212.5	12	222.8	4.860
5 - 6	257	309.4	295	288.9	-6.627
6 - 7	373	470.0	386	448.0	-4.676
7 - 8	400	725.0	403	695.7	-4.048
8 - 9	353	1034.7	375	979.2	-5.366
9 - 10	349	1389.8	287	1348.7	-2.957
10 - 11	264	1751.7	228	1665.5	-4.922
11 - 12	254	2067.1	179	1919.7	-7.130
12 - 13	201	2379.8	145	2201.2	-7.504
13 - 14	157	2645.9	78	2488.5	-5.951
14 - 15	95	2807.6	49	2700.4	-3.819
15 - 16	75	2791.3	32	2834.2	1.537
16 - 17	28	2799.2	15	2687.0	-4.007
17 - 18	11	2741.4	11	2815.4	2.701
18 - 19	5	2611.7	5	2891.4	10.708
19 - 20	4	2579.8	4	2787.4	8.045
20 - 21	1	2579.7	0	NA	NA
21 - 22	0	NA	0	NA	NA
22 - 23	0	NA	0	NA	NA
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Tabela H.15 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 35.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	13	178.1	6	177.6	-0.253
5 - 6	268	271.5	179	267.4	-1.501
6 - 7	437	404.1	344	407.0	0.724
7 - 8	383	636.6	447	592.8	-6.873
8 - 9	397	892.1	339	896.6	0.507
9 - 10	350	1225.4	256	1196.8	-2.334
10 - 11	308	1568.9	215	1509.2	-3.804
11 - 12	200	1836.3	224	1827.4	-0.487
12 - 13	153	2127.2	135	2085.1	-1.980
13 - 14	136	2348.2	163	2394.8	1.982
14 - 15	105	2585.2	146	2598.6	0.519
15 - 16	85	2765.5	115	2741.4	-0.871
16 - 17	60	2820.9	76	2791.5	-1.040
17 - 18	28	2906.1	31	2733.2	-5.950
18 - 19	16	2862.1	16	2764.0	-3.428
19 - 20	12	2939.5	13	2705.2	-7.970
20 - 21	5	2803.2	9	2751.7	-1.839
21 - 22	1	2818.5	6	2705.0	-4.027
22 - 23	0	NA	3	2645.4	NA
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Tabela H.16 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 37.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	12	205.9	10	209.5	1,773
5 - 6	286	300.3	271	339.5	13,037
6 - 7	427	474.6	540	505.9	6,606
7 - 8	389	710.8	518	776.3	9,222
8 - 9	250	1026.9	414	1088.7	6,023
9 - 10	196	1373.8	285	1406.4	2,371
10 - 11	111	1722.0	177	1724.5	0,141
11 - 12	61	2039.5	139	2018.7	-1,021
12 - 13	31	2304.5	123	2262.9	-1,805
13 - 14	25	2506.7	82	2447.6	-2,357
14 - 15	22	2687.8	70	2652.8	-1,301
15 - 16	11	2869.8	37	2800.6	-2,413
16 - 17	4	2896.0	25	2817.2	-2,719
17 - 18	4	2926.4	11	2749.6	-6,04
18 - 19	2	2941.8	10	2620.3	-10,93
19 - 20	5	2986.0	15	2805.4	-6,0467
20 - 21	3	2995.7	6	2753.0	-8,104
21 - 22	1	2999.3	1	2985.5	-0,46
22 - 23	0	NA	0	NA	NA
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA

Tabela H.17 – Desvio de potências antes e após a intervenção – Turbina 37.

Velocidade de vento [m/s]	Antes da intervenção		Após a intervenção		di [%]
	n	Potência Mediana [kW]	n	Potência Mediana [kW]	
4 - 5	5	193.4	4	207.0	7.032
5 - 6	291	271.3	263	278.7	2.718
6 - 7	567	456.3	552	437.0	-4.219
7 - 8	635	705.4	364	681.9	-3.342
8 - 9	558	1005.0	386	975.8	-2.908
9 - 10	351	1335.0	243	1279.4	-4.163
10 - 11	204	1594.3	140	1551.4	-2.688
11 - 12	126	1837.1	82	1796.1	-2.233
12 - 13	59	2086.6	52	2025.4	-2.933
13 - 14	47	2258.3	15	2193.0	-2.892
14 - 15	33	2479.8	4	2445.7	-1.375
15 - 16	12	2643.0	0	NA	NA
16 - 17	4	2672.1	0	NA	NA
17 - 18	0	NA	0	NA	NA
18 - 19	0	NA	0	NA	NA
19 - 20	0	NA	0	NA	NA
20 - 21	0	NA	0	NA	NA
21 - 22	0	NA	0	NA	NA
22 - 23	0	NA	0	NA	NA
23 - 24	0	NA	0	NA	NA
24 - 25	0	NA	0	NA	NA