



ISEL

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Área Departamental de Engenharia Mecânica

Avaliação do Potencial Eólico para Geração de Energia Eléctrica

JOÃO SILVA NUNES GONÇALVES

(Licenciado em Engenharia Mecânica)

Trabalho Final de Mestrado para a obtenção do grau de

Mestre em Engenharia Mecânica/Energia

Orientadores:

Professor Nuno Paulo Ferreira Henriques

Professora Doutora Alda Cristina Jesus Valentim Nunes de Carvalho

Jurí:

Presidente: Professor Doutor Joaquim Infante Barbosa

Vogais: Professora Doutora Cláudia Dias Sequeira

Professora Doutora Alda Cristina Jesus Valentim Nunes de Carvalho

Dezembro de 2015

Dedicado ao António.

*Este documento não foi escrito
segundo o novo acordo ortográfico.*

“All the mathematical sciences are founded on relations between physical laws and laws of numbers, so that the aim of exact science is to reduce the problems of nature to the determination of quantities by operations with numbers.”

James Clerk Maxwell, 1856

Agradecimentos

Quero agradecer ao Prof. Nuno Henriques pela oportunidade da realização desta tese.

Quero demonstrar um especial agradecimento à Prof.^a Alda Carvalho por toda a orientação prestada ao longo da elaboração deste trabalho.

À Prof.^a Cláudia Sequeira pela disponibilização dos dados eólicos.

Aos colegas Luís Silva e Sérgio Costa pelo companheirismo, entre ajuda e apoio prestado ao longo de todo este tempo.

E finalmente, à minha família e amigos, e especialmente à Mariana por toda motivação e força transmitida ao longo destes dois anos.

Simbologia

ρ	massa específica	$kg\ m^{-3}$
\dot{m}	caudal mássico	$kg\ m^{-1}$
A	área	m^2
c_x	velocidade axial	$m\ s^{-1}$
p	pressão	Pa
F	força	N
C_P	coeficiente de potência	<i>Adimensional</i>
η_g	rendimento gerador	%
η_c	rendimento caixa de velocidades	%
η_r	rendimento rotor	%
$\cos\phi$	factor de potência	<i>Adimensional</i>
P	potência	W
$P_{elctrica}$	potência eléctrica	W
P_0	potência disponível	W
\bar{a}	flow induction factor	<i>Adimensional</i>
d	diferença de potências	W
C	momento trigonométrico	<i>Adimensional</i>
S	momento trigonométrico	<i>Adimensional</i>
R	vector comprimento resultante	<i>Adimensional</i>
\bar{C}	momento trigonométrico médio	<i>Adimensional</i>
\bar{S}	momento trigonométrico médio	<i>Adimensional</i>
$\bar{R}R$	vector comprimento resultante médio	<i>Adimensional</i>
θ	direcção	<i>rad</i>
$\bar{\theta}$	direcção média	<i>rad</i>
$\tilde{\theta}$	direcção mediana	<i>rad</i>
V	variância circular	<i>Adimensional</i>
ν	desvio padrão circular	<i>Adimensional</i>
$\hat{\delta}$	dispersão circular	<i>Adimensional</i>
\hat{s}	assimetria	<i>Adimensional</i>
\hat{k}	obliquidade	<i>Adimensional</i>

Abreviaturas

EWEA	E uropean W ind E nergy A ssociation
GWEC	G lobal W ind E nergy C ouncil
HAWT	H orizontal A xis W ind T urbine
VAWT	V ertical A xis W ind T urbine
SCADA	S upervisory C ontrol A nd D ata A cquisition
PLC	P rogrammable L ogic C ontroller
PDF	P robability D ensity F unction
AEP	A nual E nergy P roduction

Resumo

A importância da energia eólica no contexto das políticas ambientais associadas à produção de energia eléctrica tem vindo a crescer nos últimos anos. No entanto, devido à natureza aleatória deste tipo de geração, a integração da energia eólica nos sistemas de energia constitui um desafio, dado que a potência injectada na rede poderá sofrer oscilações bruscas resultando num desequilíbrio da mesma.

Com o objectivo de compreender este tipo de fenómenos, seleccionou-se um parque eólico localizado na Freita que se encontra em operação desde 2006, contabilizando uma potência instalada de 18.4 MW distribuída por oito turbinas eólicas (Nordex N90/2300). O conjunto de dados provenientes do sistema SCADA resulta de uma frequência de amostragem de dez minutos, contendo informação relativa às variáveis, velocidade do vento, orientação das turbinas, potência activa e velocidade de rotação das pás.

Através da elaboração do presente documento foram feitas duas contribuições: (1) foi proposto um modelo para o cálculo da potência activa, através da interpolação do coeficiente de potência, rendimento da caixa de velocidades e rendimento do gerador; (2) a análise da distribuição diária e anual da diferença entre a potência activa observada e a potência activa teórica com base em métodos de estatística circular.

Assim, o âmbito trabalho aqui apresentado consiste na análise e tratamento de dados eólicos recorrendo a ferramentas de estatística circular como: histogramas circulares, séries temporais circulares, boxplots circulares e testes de inferência circular, tanto de ajustamento como de comparação. Além disso, foram ainda utilizados métodos de interpolação polinomiais e Gaussianos de modo a obter um método interpolativo para a potência activa da turbina Nordex N90/2300. Foram ainda utilizadas funções de densidade de probabilidade acumulada não paramétricas, de modo a caracterizar a distribuição local do vento com o fim de prever a produção anual de energia eléctrica do parque.

Os principais resultados extraídos ao longo de todos os estudos efectuados foram: 6% da amostra de potência observada apresenta valores acima dos 2300 kW, potência nominal anunciada para a turbina

Nordex N90/2300; maioritariamente a diferença positiva de potências ocorre nos meses de inverno e de maneira uniforme ao longo do dia; relativamente à diferença negativa de potências estas ocorrem com maior frequência nas horas nocturnas e entre os meses de Julho e Agosto; por fim, obtiveram-se erros relativos na estimação de energia anual do parque de 2.6% e 13% para os anos de 2012 e 2013, respectivamente.

Palavras Chave: estatística circular, série temporal circular, energia eólica, parque eólico da Freita, interpolação de potência activa.

Abstract

The importance of wind energy in the context of environmental policies related to the production of electricity has been growing in recent years. However, due to the random nature of this type of generation, the integration of the wind energy systems is a challenge, since the power injected into the network can suffer sudden fluctuations resulting in an imbalance thereof.

In order to understand such phenomena, this study is based in a wind farm located in Freita (near Aroucain the northern of Portugal). Operational since 2006, the wind farm has an installed capacity of 18.4 MW, distributed in eight wind turbines Nordex N90/2300. The resulting data has a sampling frequency of 10 minutes, containing information such as wind speed, turbine orientation, active power and rotational rotor speed.

In this work two contributions were made in the study of active power from wind turbines: (1) the integration of the observed data with the manufacturer's reference data (power coefficient, gearbox efficiency and generator performance) to interpolate the power coefficient, gearbox efficiency and generator efficiency; (2) statistical analysis of the daily and annual distribution of positive and negative differences through circular methods.

Thus, the scope of the work presented here is the analysis and treatment of wind data using circular statistics tools such as: circular histograms, circular time series, circular boxplots and circular inference tests, both of adjustment as comparison. In addition, it was also used polynomial and Gaussian interpolation methods in order to obtain an interpolation method for the active power output of the turbine nordex N90 / 2300. Furthermore, it was used non parametric cumulative probability density functions in order to characterize the local distribution of the wind and predict the yearly power generation of the wind farm.

The main results taken from all studies were that: 6% of the observed power sample were above 2300 kW, nominal power announced to the turbine nordex N90/2300; then mostly of the positive power difference occurs in winter months and uniformly throughout the day; regarding the negative

difference of powers this occurs more frequently in evening hours and during the months of July and August; finally, the obtained relative errors for the annual energy estimation of the wind farm were 2.6% and 13% for the years 2012 and 2013, respectively.

Keywords: circular statistics, circular time series, wind energy, Freita wind farm, active power interpolation.

Índice

Agradecimentos	vii
Simbologia	ix
Abreviaturas	xi
Resumo	xiv
Abstract	xvi
Índice	xvii
Lista de Figuras	xxi
Lista de Tabelas	xxv
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Objectivos e Motivação	2
1.3 Estrutura	3
2 Vento e Turbinas Eólicas	5
2.1 A Energia do Vento	5
2.2 Turbulência	7
2.3 Princípio Físico	8
2.3.1 Continuidade	8
2.3.2 Momento Linear	8
2.3.3 Coeficiente de Potência e Limite de Betz	9
2.3.4 Potência Aerodinâmica, Potência Eléctrica e Potência Disponível	10
2.4 Tipo de Turbinas Eólicas	11
2.4.1 Eixo Horizontal	11

2.4.2	Eixo Vertical	12
2.5	Componentes Principais	13
2.5.1	Pás	13
2.5.2	Cubo	15
2.5.3	Nacelle	16
2.5.4	Caixa de Velocidades	17
2.5.5	Gerador	17
2.5.5.1	Gerador Assíncrono	17
2.5.5.2	Gerador Síncrono	18
2.5.6	Torre	18
3	Estatística Circular	21
3.1	Introdução	21
3.2	Estatística Circular Descritiva	22
3.2.1	Medidas de Localização	23
3.2.1.1	Direcção Média	23
3.2.1.2	Direcção Mediana	24
3.2.2	Medidas de Concentração e Dispersão	24
3.2.2.1	Comprimento Resultante Médio	25
3.2.2.2	Variância Circular	26
3.2.2.3	Desvio Padrão Circular	26
3.2.2.4	Dispersão Circular	27
3.2.3	Momentos Trigonométricos	27
3.2.3.1	<i>Skewness</i>	27
3.2.3.2	<i>Kurtosis</i>	28
3.3	Inferência	28
3.3.1	Teste de Rayleigh	28
3.3.2	Teste de Rao	29
3.3.2.1	Teste à Igualdade de Vectors Polares	29
3.3.2.2	Teste à Igualdade de Dispersões	29
3.3.3	Teste de Watson	30
4	Caso de Estudo	33
4.1	Parque Eólico da Freita	34
4.2	Turbina Nordex N90/2300	35

4.3	Análise Preliminar de Dados	37
4.3.1	Direcção do Vento	37
4.3.2	Velocidade do Vento	39
4.3.3	Potência Activa	41
4.4	Cálculo da Potência Eléctrica Teórica	43
4.4.1	Interpolação do Coeficiente de Potência	43
4.4.2	Interpolação do Rendimento da Caixa de Velocidades	44
4.4.3	Interpolação do Rendimento do Gerador	46
4.4.4	Rendimento do Rotor	47
4.5	Evolução Diária das Médias da Diferença e Quociente de Potências em 2012	47
4.6	Estudo das Variáveis Diferença e Quociente de Potências	49
4.6.1	Definição de Variáveis	49
4.6.2	Estudo da Diferença de Potências	49
4.6.2.1	Análise Circular Anual	51
4.6.2.2	Análise Circular Diária	57
4.6.2.3	Inferência	63
4.7	Estudo da Potência Observada ($P_{ob} > 2300$)	68
4.7.1	Análise Circular Anual	69
4.7.2	Análise Circular Diária	72
4.7.3	Inferência	75
4.8	Comparação de Turbinas	76
4.9	Estimação de Produção Anual para os Anos 2012 e 2013	78
4.9.1	Curvas de Potência	79
4.9.2	Distribuições de Vento	79
4.9.3	Cálculo da Produção Eléctrica Anual	80
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	83
	Referências	89
	Anexos	93
A	Estatística Circular	95
A.1	Dados dos Exemplos Capítulo 3	95
B	Distribuição da Diferença de Potências	97

C Nordex N90/2300	99
C.1 Características Técnicas Nordex N90/2300	99
C.2 Características Técnicas Gerador	100
C.3 Características Técnicas Caixa de Velocidades	100
C.4 Brochura Nordex N90/2300	101
D Gráficos de Dispersão	111
D.1 Potência Observada vs Potência Teórica	111
D.2 Velocidade do Vento vs Diferença de Potências	112
E Programação	115
E.1 Algoritmo de Interpolação Matlab®	115
F Estimação de Produção Anual	119
F.1 Funções das Curvas de Potência	119
F.2 Distribuições de Vento Não Paramétricas	126

Lista de Figuras

1.1	Bidston Mill 1904.	1
1.2	Parque Eólico da Freita (Google Earth ®).	3
2.1	Esquema das linhas de corrente do vento no globo terrestre.	5
2.2	Distribuição média de intensidade de vento na Europa.	6
2.3	Turbulência parque eólico dinamarquês Horns Rev.	7
2.4	Diagrama de velocidades ao longo do cone de ar.	8
2.5	Esquema de variação de pressão no rotor.	9
2.6	Curva de potência ideal.	11
2.7	Turbina de eixo horizontal.	12
2.8	Turbina de eixo vertical.	12
2.9	Componentes de uma turbina eólica.	13
2.10	Configuração geométrica transversal de uma pá.	14
2.11	Esquema de actuador de plasma.	14
2.12	Curvas de potência com e sem aumento de área e diferença.	15
2.13	Tipo de construção do cubo de uma turbina eólica.	15
2.14	Tipos de montagem do cubo.	16
2.15	Nacelle Nordex N80/2500.	16
2.16	Caixa de velocidades planetária.	17
2.17	Tipos de torre.	19
3.1	Representação da direcção x e do número complexo z	22
3.2	Direcção média do vento no dia 02/01/2012.	24
3.3	Comprimento resultante médio para a amostra de direcção do vento no dia 02/01/2012.	25
3.4	Exemplo de uma distribuição de von Mises com média $\frac{5}{4}\pi$, $\kappa_1 = 1.5$ e $\kappa_2 = 1$	31
4.1	Disposição das oito turbinas no parque eólico da Freita.	34
4.2	Curva de potência Nordex N90/2300 e incerteza.	36

4.3	Distribuição da orientação do vento e direcção média e vector resultante \bar{R} dos anos 2011, 2012 e 2013.	38
4.4	Boxplot de direcção do vento para as 8 turbinas	39
4.5	Boxplot de velocidade do vento para as 8 turbinas.	40
4.6	Boxplot de velocidade do vento para as 8 turbinas entre 4 e 25 m/s	41
4.7	Boxplot de potência activa para as 8 turbinas.	42
4.8	Função de interpolação do coeficiente de potência.	44
4.9	Erro residual da interpolação do coeficiente de potência.	44
4.10	Função de interpolação da eficiência da caixa de velocidades.	45
4.11	Erro residual da interpolação da eficiência da caixa de velocidades.	45
4.12	Função de interpolação da eficiência do gerador.	46
4.13	Erro residual da interpolação da eficiência do gerador.	47
4.14	Evolução diária da média da diferença entre potência observada e teórica para o ano de 2012.	48
4.15	Evolução diária da média do quociente entre potência observada e teórica para o ano de 2012.	48
4.16	Boxplot da diferença com $0 < P_{ob} < 2300$	50
4.17	Distribuição anual de d^+	53
4.18	Boxplot circular da distribuição anual da diferença positiva.	53
4.19	Distribuição anual de d^-	56
4.20	Boxplot circular da distribuição anual da diferença negativa.	56
4.21	Distribuição diária de d^+	59
4.22	Boxplot circular da distribuição diária da diferença positiva.	59
4.23	Distribuição diária de d^-	61
4.24	Boxplot circular da distribuição diária da diferença negativa.	62
4.25	Boxplot potência observada ($P_{ob} > 2300 kW$).	69
4.26	Distribuição anual de $P_{ob} > 2300 kW$	71
4.27	Boxplot circular da distribuição anual de $P_{ob} > 2300 kW$	71
4.28	Distribuição diária de $P_{ob} > 2300 kW$	74
4.29	Boxplot circular da distribuição diária de $P_{ob} > 2300 kW$	74
4.30	Curvas de potência das oito turbinas para o ano de 2012.	76
4.31	Gráficos de dispersão entre as velocidades do vento das oito turbinas.	76
4.32	Funções densidade de probabilidade acumulada para a variável vento no ano de 2011.	80
4.33	Evolução anual das médias de velocidade do vento na turbina 1 para os anos 2012 e 2013.	81

B.1	Histogramas da variável d para as 8 turbinas.	98
D.1	Gráficos de dispersão P_{ob} vs P_{th} ano 2012	112
D.2	Gráfico de dispersão Velocidade do Vento [m/s] vs Diferença de Potências [kW]	113
F.1	Funções densidade de probabilidade acumulada para a varável vento no ano de 2012. . .	133

Lista de Tabelas

4.1	Características técnicas do parque	34
4.2	Altitude das turbinas em relação ao nível médio do mar.	35
4.3	Espaçamento entre turbinas.	35
4.4	Produção anual em GWh para os anos de 2011, 2012 e 2013.	35
4.5	Características técnicas das turbinas.	36
4.6	Medidas circulares descritivas da direcção do vento em graus.	38
4.7	Medidas descritivas da velocidade do vento em m/s	40
4.8	Medidas descritivas da velocidade do vento entre 4 e 25 em m/s	41
4.9	Medidas descritivas da potência activa em kW	42
4.10	Medidas descritivas da diferença em kW , $0 < P_{ob} < 2300$	50
4.11	Medidas descritivas circulares de d^+ em dias.	54
4.12	Medidas descritivas circulares de d^- em dias, ano/rad.	57
4.13	Medidas descritivas circulares de d^+ em horas/rad.	60
4.14	Medidas descritivas circulares de d^- em horas/rad.	62
4.15	Teste de Rayleigh a d^- anual.	63
4.16	Teste de Rayleigh a d^+ diária.	64
4.17	Teste de Watson à distribuição de von Mises em d^+ anual com $\alpha = 0.05$	64
4.18	Teste Watson à distribuição de von Mises em d^- diária com $\alpha = 0.05$	65
4.19	Teste Rao à igualdade de vectores polares e dispersões em d^+ anual com $\alpha = 0.05$	65
4.20	Teste Rao à igualdade de vectores polares e dispersões em d^- anual com $\alpha = 0.05$	66
4.21	Teste Rao à igualdade de vectores polares e dispersões em d^+ diária com $\alpha = 0.05$	67
4.22	Teste Rao à igualdade de vectores polares e dispersões em d^- diária com $\alpha = 0.05$	68
4.23	Medidas descritivas da potência observada em kW ($P_{ob} > 2300kW$).	69
4.24	Medidas descritivas circulares de $P_{ob} > 2300$ em horas/rad.	72
4.25	Medidas descritivas circulares anuais de $P_{ob} > 2300$ em dias/rad.	72
4.26	Medidas descritivas circulares diárias de $P_{ob} > 2300$ em horas/radianos.	75

4.27	Teste de Watson à distribuição de von Mises em $P_{ob} > 2300$ anual com $\alpha = 0.05$	75
4.28	Teste de Watson à distribuição de von Mises em $P_{ob} > 2300$ diária com $\alpha = 0.05$	75
4.29	Factores de correlação entre velocidades do vento das diversas turbinas.	77
4.30	Estimação de produção eléctrica para o ano 2012 em GWh	80
4.31	Estimação de produção eléctrica para o ano 2013 em GWh	81
A.1	Dados de orientação da turbina 1 no dia 02/01/2012.	95
B.1	Teste z à variável d	98
C.1	Dados de potência da turbina Nordex N90/2300	99
C.2	Dados eléctricos do gerador Elin 505506E	100
C.3	Dados de eficiência da caixa de velocidade	100
D.1	Factores de correlação entre P_{ob} e P_{th}	112
F.1	Função não paramétrica de densidade de probabilidade acumulada da velocidade do vento para o ano 2011.	126
F.2	Função não paramétrica de densidade de probabilidade acumulada da velocidade do vento para o ano 2012.	130

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento

A extracção de potência mecânica a partir do vento é uma prática utilizada pelo menos há 3000 anos. Supõe-se que é originária da Pérsia, posteriormente implementada na Europa, onde esta grande inovação no decorrer do séc. XVIII [1].



Figura 1.1: Bidston Mill 1904 [1, Cap. 10].

Nos últimos anos, a produção de energia eléctrica através de fontes eólicas estabeleceu-se firmemente por todo o mundo. Diversos relatórios globais [2; 3] apontam para uma continuação da proliferação deste sector, nomeadamente na Europa OCDE, Estados Unidos e China.

Em relação a Portugal, segundo dados da EWEA, a potência instalada acumulada no final de 2013 contou com 4724 MW [2], resultando numa produção de 1591.4 GWh (Fonte: EDP [4]), o que

representa 49.6% da produção total.

Apesar de terem sido desenvolvidos grandes parques eólicos nos últimos anos, tem que haver uma certa margem de segurança em termos de retorno de investimento, de modo a que sejam criadas soluções viáveis que permitam estimular o interesse de investidores. Assim, tais condições apenas poderão ser garantidas através da elaboração de vários estudos técnicos em fase de projecto, que evidenciem o potencial eólico do local.

Com o intuito de qualificar a aptidão do local definido para a instalação, deverão ser recolhidos dados durante um largo período de tempo referentes à velocidade e orientação do vento, massa específica e temperatura do ar. Posteriormente, através da integração dos dados recolhidos com as curvas de potência garantidas pelo fabricante é possível efectuar uma previsão da produção eléctrica.

Contudo, como os escoamentos atmosféricos dependem de diversos factores, tais como: topografia do terreno, turbulência, altitude entre outros, torna-se necessário efectuar uma estimação de previsões de produção eléctrica tendo em conta os factores enunciados, sendo ainda de realçar que as curvas de potência definidas pelos fabricantes foram determinadas num certo local com características de vento próprias. Assim, é de extrema importância contemplar todos os cenários possíveis, bem como quantificar incertezas na produção de energia eléctrica em fase de projecto, de modo a que seja tomada a decisão mais adequada para o local em questão.

1.2 Objectivos e Motivação

Devido à natureza aleatória deste tipo de geração, a integração da energia eólica nos sistemas de energia constitui um desafio. A potência injectada na rede poderá sofrer oscilações bruscas resultando num desequilíbrio da mesma. Com isto, torna-se importante perceber o comportamento das turbinas em termos de rendimento, sendo para isso necessário conhecer qual a natureza da relação entre a potência real observada e a potência anunciada pelo fabricante.

Assim, com o intuito de perceber este fenómeno, o presente trabalho centra-se na análise de dados SCADA de um parque eólico situado na serra da Freita (Figura 1.2) perto de Arouca, pertencente ao distrito de Aveiro. O parque encontra-se em produção desde o ano de 2006 e tem uma potência instalada de 18.4 MW distribuída por 8 turbinas modelo Nordex N90/2300. Em relação aos dados SCADA, estes têm uma frequência de amostragem de 10 minutos contendo variáveis com informação sobre o vento e sobre funcionamento das turbinas.

Com o objectivo de caracterizar o parque, foi feito o tratamento de todas as variáveis de forma a

serem utilizadas ferramentas de estatística [5] circular já desenvolvidas nos softwares de computação, nomeadamente, Matlab® [6, CircStat2012a] e R® [7, circular]. Inicialmente foi feito um estudo descritivo sobre as principais características do parque, seguido de uma metodologia de interpolação da potência activa de cada turbina, finalizando com análises temporais de modo a tentar identificar padrões e tendências no funcionamento das turbinas. Uma vez que as 8 turbinas têm as mesmas características, todo o estudo é desenvolvido com uma análise comparativa das turbinas.



Figura 1.2: Parque Eólico da Freita (Google Earth ®).

1.3 Estrutura

O documento está organizado em cinco Capítulos. O Capítulo 1 apresenta uma introdução e enquadramento do tema, sendo ainda enunciados os objectivos propostos do estudo.

O Capítulo 2 apresenta uma descrição breve da natureza do vento e sua proveniência. Seguidamente são enunciados os princípios físicos que regem a conversão da energia cinética do vento em potência eléctrica. Mais à frente é abordada a tecnologia aplicada nos dias de hoje às turbinas eólicas.

O Capítulo 3 é dedicado à estatística circular, são apresentadas e exemplificadas as ferramentas utilizadas ao longo do estudo.

No Capítulo 4 apresentam-se os vários casos de estudo, onde se podem ver as contribuições deste trabalho. Assim, nas secções 4.1 e 4.2 são descritos o parque eólico da Freita e a turbina Nordex

N90/2300, respectivamente. Seguidamente em 4.3 apresenta-se um estudo descritivo inicial das variáveis mais relevantes para este trabalho.

Em 4.4 é descrito todo o procedimento do método interpolativo proposto para a potência activa. Com o intuito de perceber a diferença entre os valores de potência teóricos e observado. Continuando, em 4.5 é apresentada uma análise temporal diária onde se relaciona as médias horárias da potência observada com as da potência teórica, o que motivou o desenvolvimento da secção seguinte. Assim, na secção 4.6 apresenta-se um estudo temporal para a diferença destas variáveis recorrendo a ferramentas circulares.

Mais à frente, é apresentado outro estudo complementar em 4.7 onde se analisa potências observadas com valores superiores a 2300 kW . Em 4.8 apresenta-se um estudo que visa dar resposta aos diferentes comportamentos observados entre turbinas. Em suma, e como complemento do caso de estudo, efectua-se uma previsão de energia produzida no parque em 4.9.

Finalmente, no Capítulo 5 são resumidas as conclusões do estudo elaborado, e referidos possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

Vento e Turbinas Eólicas

2.1 A Energia do Vento

Praticamente toda a energia disponível na Terra provém directa ou indirectamente do Sol. Assim, a energia que chega a cada instante a uma superfície normal à radiação solar, num dia de céu limpo, a latitudes habitadas é de 1 kWm^{-2} .

O vento tem origem em fenómenos de convecção que ocorrem devido a diferenciais de pressão presentes ao longo do globo terrestre. Melhor dizendo, como a latitudes próximas dos 0° a incidência solar é maior fazendo com que grandes massas de ar ascendam na atmosfera até sensivelmente 10 km. Com isto, essas massas irão re-circular em direcção ao pólo norte e pólo sul arrefecendo à medida que viajam. Assim, sensivelmente a uma latitude de $\pm 30^\circ$ as massas de ar voltam a descer até à superfície terrestre regressando ao equador (Hadley Cell). Além disso, o mesmo fenómeno irá ocorrer entre os 30° e 60° bem como entre os 60° a 90° como ilustra a Figura 2.1 (Ferrel Cell e Polar Cell respectivamente) [8].

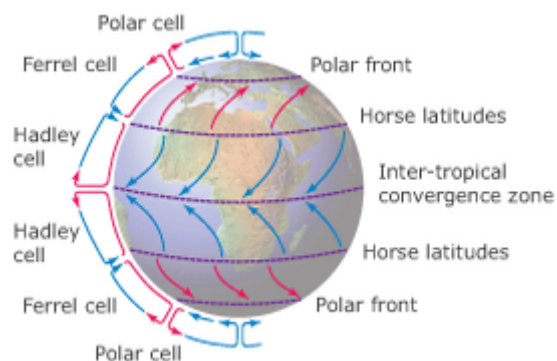


Figura 2.1: Esquema das linhas de corrente do vento no globo terrestre [8].

Todavia, no ceio destas zonas devido à rotação da terra existe uma força inercial denominada de 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. Para além disso, o balanço entre os gradientes de pressão e a força de Coriolis na "quase" ausência de atrito, origina ainda o fenómeno Jet-Stream, que é visto como uma potencial fonte de energia renovável [9].

Importa salientar ainda que, o vento não é um fenómeno determinístico mas sim aleatório e caótico, tornando o seu estudo complexo. Para além disso, é definido simultaneamente por natureza escalar e vectorial, sendo a sua intensidade/velocidade um escalar e a sua orientação um vector tridimensional. É ainda de referir que, a variabilidade do vento em relação ao tempo e espaço pode ser afectado por diversos factores tais como: topografia do terreno, quantidade de insulação, vegetação, proporção entre massa terrestre e oceânica etc.

Assim, como a energia disponível no vento varia com o cubo da velocidade, torna-se necessário para a realização de um projecto eólico viável e eficiente a caracterização deste recurso natural, de modo a identificar os locais mais propícios à sua instalação, viabilidade económica e determinação do design mais adequado para turbina [10, Cap. 1].

Na Figura 2.2 observa-se a velocidade média do vento a uma altitude de 50 m. A magnitude da velocidade vai aumentando à medida que a latitude aumenta devido ao facto de nos aproximarmos do atlântico norte e da fronteira entre Ferrel Cell e a Polar Cell (Figura 2.1). Por outro lado, as velocidades médias em Portugal são da ordem dos 5.5 ms^{-1} , sendo a orientação do vento predominantemente nos quadrantes oeste.



Figura 2.2: Distribuição média de intensidade de vento na Europa [8].

2.2 Turbulência

Quando se está perante um escoamento laminar, este é inteiramente descrito pelas equações que governam escoamentos: continuidade, momento linear, e energia. Contudo, perante um escoamento onde se verifica que as forças de inércia predominam sobre as forças viscosas com elevada ordem de grandeza (elevados número de Reynolds), desenvolve-se o fenómeno de turbulência que constitui uma característica associada ao escoamento. Assim, devido à sua natureza imprevisível e caótica torna-se impossível descrever o escoamento de forma determinística, sendo necessário recorrer a técnicas estatísticas.

Para além disso, as principais causas para que se desenvolva um campo turbulento são: o atrito entre o fluido e a superfície terrestre (topografia do local) e efeitos térmicos que poderão originar movimentações de massas de ar no sentido vertical como consequência da alteração da temperatura e massa específica do fluido, no entanto estas duas causas estão quase sempre interligadas [10, Cap. 2].

É ainda de extrema importância ter em conta a turbulência na fase de projecto da turbina, tanto em termos aerodinâmicos como estruturais, pois estando a turbulência associada a esforços de fadiga, é importante afastar as frequências naturais da estrutura das frequências de flutuação do vento de modo a evitar fenómenos de ressonância e aumentar assim o tempo de vida da turbina. Contudo o tema da turbulência não irá ser abordado no trabalho que se segue.



Figura 2.3: Turbulência parque eólico dinamarquês Horns Rev [11].

2.3 Princípio Físico

As turbinas eólicas são equipamentos que transformam energia cinética do vento em energia mecânica angular, que por sua vez irá ser convertida em energia eléctrica por meio de um gerador. Aerodinamicamente, as turbinas eólicas podem funcionar por base de sustentação (*lift*) ou arrasto (*drag*), sendo que no presente documento apenas foram abordadas as primeiras.

2.3.1 Continuidade

Partindo do princípio que o ar que passa pelo rotor da turbina está separado por uma fronteira imaginária, criando assim um "cone de ar" como ilustra a Figura 2.4, e assumindo que o ar não cruza a fronteira descrita, pode-se afirmar que o caudal que circula ao longo do cone de ar é sempre o mesmo [10, Cap. 3]. Aplicando assim a Lei da Continuidade na forma diferencial e conservativa,

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0 \quad (2.1)$$

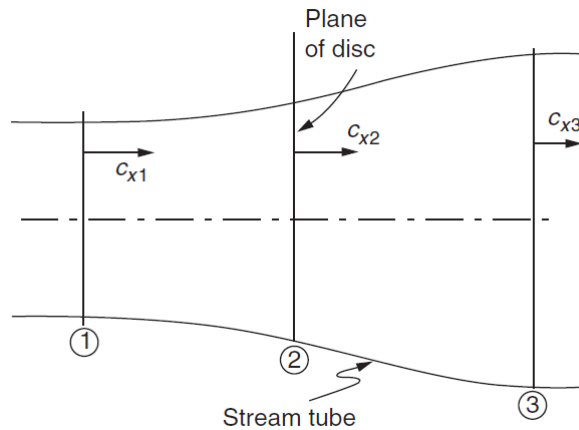


Figura 2.4: Diagrama de velocidades ao longo do cone de ar [1, Cap. 10].

e assumindo que o escoamento é incompressível, a Equação (2.1) adquire a seguinte forma,

$$\dot{m} = \rho_1 c_{x1} A_1 = \rho_2 c_{x2} A_2 = \rho_3 c_{x3} A_3 \quad (2.2)$$

2.3.2 Momento Linear

Assumindo um rotor ideal, e aplicando a Lei da Conservação do Momento Linear expressa pela equação,

$$\frac{\partial \rho u}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot (\rho u \vec{V}) = -\frac{dp}{dx} + \rho f_x \quad (2.3)$$

A força/impulso (*thrust*) resulta então da redução de pressão no rotor como ilustra a Figura 2.5. Assim, simplificando a Equação (2.3) tem-se que,

$$F = \Delta p A \quad (2.4)$$

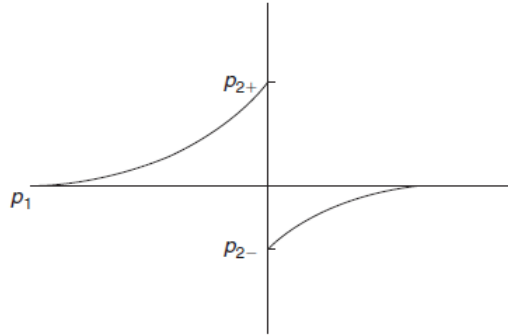


Figura 2.5: Esquema de variação de pressão no rotor [1, Cap. 10].

Analisando a figura anterior, e aplicando as equações de Bernoulli aos dois regimes do escoamento ($[p_1, p_{2+}]$ e $[p_{2-}, p_3]$), obtêm-se as seguintes equações,

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho c_{x1}^2 = p_{2+} + \frac{1}{2}c_{x2}^2 \quad (2.5)$$

$$p_{2-} + \frac{1}{2}\rho c_{x2}^2 = p_3 + \frac{1}{2}c_{x3}^2 \quad (2.6)$$

Combinando as Equações (2.5) e (2.6) obtém-se,

$$\Delta p = \frac{1}{2}\rho (c_{x1}^2 - c_{x3}^2) \quad (2.7)$$

Continuando, ao se substituir a equação (2.7) em (2.4), obtém-se,

$$F = \frac{1}{2}\rho (c_{x1}^2 - c_{x3}^2) A_2 \quad (2.8)$$

Por fim, como esta força está concentrada em A_2 , a taxa de trabalho realizada pela força F será [10, Cap. 3],

$$P = F c_{x2} = \frac{1}{2}\rho A_2 (c_{x1}^2 - c_{x3}^2) c_{x2} \quad (2.9)$$

2.3.3 Coeficiente de Potência e Limite de Betz

O limite de Betz define o máximo coeficiente de potência, por outras palavras, é a potência máxima que se pode extrair do vento. Tal trabalho foi desenvolvido pelo físico alemão Albert Betz e publicado

em 1919 [12]. Assim, o coeficiente de potência do rotor varia com o "*tip speed ratio*" (rácio entre a velocidade de topo da pá e a velocidade do vento). Geralmente este coeficiente é determinado experimentalmente pelos fabricantes, no entanto, já foram desenvolvidos modelos teóricos para a aproximação do C_P [13; 14] Definindo o factor de indução de escoamento axial ("*axial flow induction factor*") \bar{a} como:

$$\bar{a} = \frac{(c_{x1} - c_{x2})}{c_{x1}}, \quad (2.10)$$

pode-se então definir o conceito de coeficiente de potência C_P , relacionando a potência disponível no vento e a potência extraída pela turbina,

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A_2 c_{x1}^3} = 4\bar{a}(1 - \bar{a}) \quad (2.11)$$

Aplicando o conceito de derivada e igualando a zero,

$$\frac{dC_P}{d\bar{a}} = 4(1 - \bar{a})(1 - 3\bar{a}) = 0, \quad (2.12)$$

obtém-se o valor máximo do coeficiente de potência. Este representa a o "*rendimento*" máximo que a turbina poderá ter, sendo esse valor,

$$C_{P_{max}} = \frac{16}{27} = 0.593 \quad (2.13)$$

2.3.4 Potência Aerodinâmica, Potência Eléctrica e Potência Disponível

Sabendo que a máxima potência aerodinâmica que se pode extrair de uma turbina é dada pela equação,

$$P = \frac{1}{2}\rho A_2 C_P c_{x1}^3, \quad (2.14)$$

a potência eléctrica gerada por sua vez é dada por,

$$P_{eléctrica} = \frac{1}{2}\rho A_2 C_P c_{x1}^3 \eta_g \eta_c \eta_r, \quad (2.15)$$

em que η_g , η_c e η_r representam as perdas que ocorrem no gerador, cadeia de transmissão e rotor, respectivamente. Para além disso tem-se ainda que a potência cinética disponível no vento é descrita pela equação,

$$P_0 = \frac{1}{2}\rho A_2 c_{x1}^3 \quad (2.16)$$

Com isto, é expectável que a potência ideal gerada por uma turbina varie com o cubo da velocidade do vento, como mostra a Figura 2.6.

Seguidamente e analisando a figura anterior, observa-se que para velocidades de vento maiores do que a velocidade nominal ("*rated wind speed*"), a potência extraída é mantida constante por meio de controlos aerodinâmicos. A velocidades superiores à velocidade de corte máxima ("*cut-out wind speed*") por questões de segurança e integridade estrutural o sistema de controlo acciona o encravamento mecânico. Por fim a velocidade de corte mínima ("*cut-in wind speed*") é a velocidade para a qual a turbina começa a produzir potências "positivas".

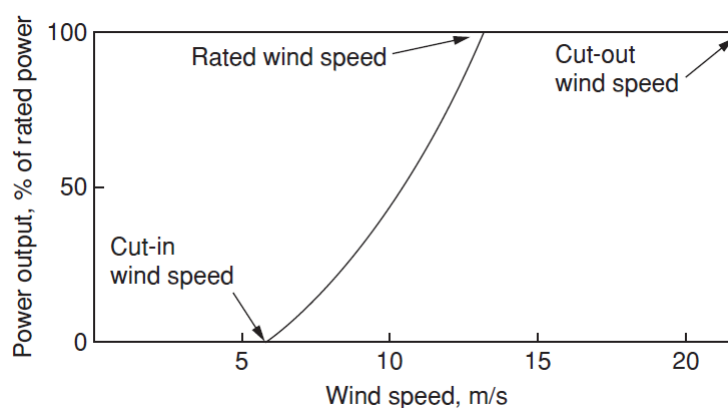


Figura 2.6: Curva de potência ideal [1, Cap. 10].

2.4 Tipo de Turbinas Eólicas

Todas as turbinas eólicas são turbinas de acção ou impulso, quer isto dizer que todo o trabalho mecânico realizado e posteriormente convertido em energia eléctrica é efectuado através da acção do vento em pás móveis. Assim, a turbina eólica irá retirar parte da energia cinética presente no ar que por ela passa, resultando num abrandamento do mesmo.

Em termos de princípios aerodinâmicos, os moinhos antigos utilizados para processar cereais dependiam do arrasto aerodinâmico para efectuar o seu movimento resultando em eficiências muito baixas. Assim, o *design* das turbinas dos nossos dias assentam no princípio de sustentação aerodinâmica, através da utilização de perfis aerofólicos das pás. Para além disso, podem ainda definir-se duas categorias de turbinas eólicas: as de eixo horizontal e as de eixo vertical.

2.4.1 Eixo Horizontal

As turbinas de eixo horizontal (HWAT), como o nome indica, têm o seu eixo rotacional colocado na direcção horizontal.

Pode-se afirmar que são estas as turbinas de eleição para a geração de energia eléctrica. No entanto estas apresentam desvantagens características, como o facto de terem de se orientar segundo a direcção do vento, necessitarem da colocação do gerador e caixa de velocidades à altura do eixo de rotação,

bem como apresentarem limites mínimos e máximos de funcionamento consoante a magnitude de velocidade do vento. O que se reflecte num *design* de maior complexidade e custo. Contudo são estas as turbinas eólicas que têm maior coeficiente de potências (C_P , 2.3.3) [15]. Para além disso, a turbina mais comum de eixo horizontal para produção de energia eléctrica assenta num *design* mais estável de três pás, todavia, este número varia, cabendo assim ao projectista tomar a decisão mais adequada.



Figura 2.7: Turbina de eixo horizontal [16].

2.4.2 Eixo Vertical

As turbinas de eixo vertical (VWAT), como o nome indica, têm o seu eixo rotacional colocado na direcção vertical. Este tipo de turbina é também referenciado como turbina de *Darrieus*. Apesar de poder receber vento de todas as direcções, apresenta bastantes limitações. Com isto, devido ao facto de a maiores altitudes haver mais vento ao longo do veio irá haver um diferencial de binário, sendo a parte inferior da turbina menos eficiente. Para além disso, uma vez parada, este tipo de turbinas é incapaz de se auto-iniciar, requerendo assim a introdução de potência no sistema.

É ainda de salientar que ao nível do solo, a magnitude de velocidade do vento é mais baixa, tornando estas turbinas menos eficientes em relação às HAWT [1, Cap. 10].

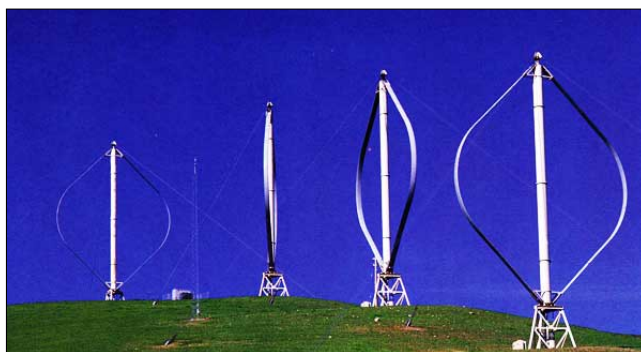


Figura 2.8: Turbina de eixo vertical [17].

2.5 Componentes Principais

Para que seja possível a extracção de energia cinética do vento e posteriormente convertida em energia eléctrica, a turbina eólica terá que contar com diversos componentes, tanto de natureza mecânica como eléctrica que serão seguidamente descritos.

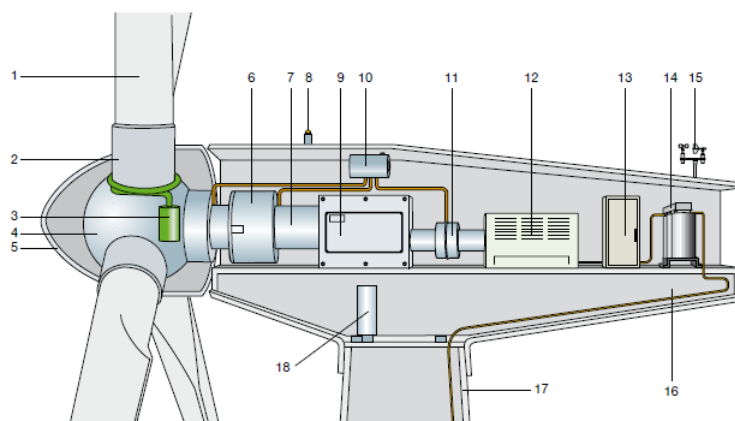


Figura 2.9: Componentes de uma turbina eólica [18, Sec. 2].

Legenda					
1	pá	7	veio principal	13	conversor e controlador de potência
2	suporte pá	8	luzes de aviso	14	transformador
3	controlador de ângulo de ataque	9	caixa de velocidades	15	anemómetro e cata-vento
4	cubo	10	travões mecânicos	16	estrutura da nacelle
5	spinner	11	dispositivo de arrefecimento hidráulico	17	torre de suporte
6	suporte do veio principal	12	gerador	18	dispositivo de rotação

2.5.1 Pás

A pá é o componente que permite a interacção de toda a turbina com o vento. Visto isto, é de extrema importância a concepção do seu *design*, para que se tenha a maior eficiência possível. Tal trabalho foi fundamentalmente desenvolvido por Glauert [19], sendo ainda utilizado nos dias de hoje embora com algumas modificações [1, Cap. 10].

Assim, no que toca à concepção, estas são desenvolvidas em perfis alares e deverão ser o mais leves possível de modo a facilitar a sua sustentação. Por outro lado, terão que apresentar rigidez suficiente para resistir aos esforços mecânicos em jogo, pois devido à natureza imprevisível do vento estas estarão sujeitas a grandes flutuações de velocidade e orientação o que resultará numa grande amplitude de momentos de flexão e torção. Continuando, devido à aceleração centrípeta a que estão sujeitas ocorrerão constantemente esforços de tracção ao longo de todas as secção transversais.

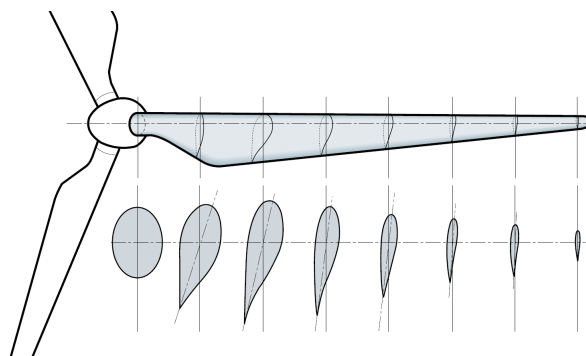


Figura 2.10: Configuração geométrica transversal de uma pá [18, Sec. 2.1.1].

Dito isto, para a construção das pás são utilizados materiais compósitos leves de modo a que consigam garantir as propriedades mecânicas necessárias ao seu funcionamento, como fibras reforçadas com polímeros plásticos. Assim, para aerogeradores de pequeno e médio porte são utilizadas as fibras de alumínio ou vidro, enquanto que para turbinas de grande porte recorre-se a fibras de carbono. Para além disso, no que toca ao acabamento, geralmente é aplicado um gel impermeabilizante de modo a prevenir o desgaste do material contra a radiação ultravioleta e erosão [18, Sec 2.].

Por fim, as pás podem ser ainda equipadas com diversos componentes adicionais com o fim de melhorar o seu desempenho como geradores de vórtices para aumentar a sustentação, "*wingtip devices*" para reduzir a geração de ruído e perdas de sustentação. Mais recentemente, vários estudos apontam para a utilização de "*actuadores de plasma*" para controlar o escoamento em volta do perfil alar das pás, de modo a evitar o descolamento da camada limite e melhorar assim a eficiência. Isto consiste em utilizar dois eléctrodos e um meio dieléctrico que irão criar um camada fina de ar ionizado que irá atrair as partículas neutras do escoamento de ar, como ilustra a Figura 2.11 [20; 21].

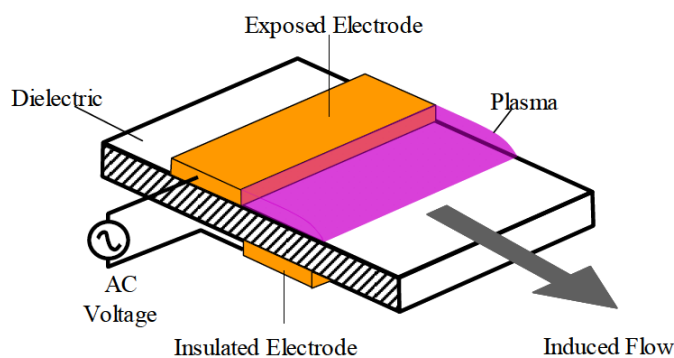


Figura 2.11: Esquema de actuador de plasma [20].

Outra recente tecnologia utilizada consiste no aumento da área de varrimento das pás ("*Rotor Blade Extension*"), sendo esta inovação detida pela empresa alemã Energiekontor e surgiu de uma parce-

ria realizada com a *fk-wind* (Instituto de Energia Eólica da Universidade de Ciências Aplicadas de Bremerhaven). Assim, ao projectar-se um parque eólico, posteriormente poderá não ocorrer a produção eléctrica desejada, assim, tal poderá advir de uma previsão demasiado optimista, escolha errada da classe de turbina ou decaimento dos indices de vento do local. Com isto, a solução obtida através desta parceria resultou nesta nova tecnologia. A Figura 2.12 evidencia a diferença na curva de potência antes e depois da ampliação de área [22].

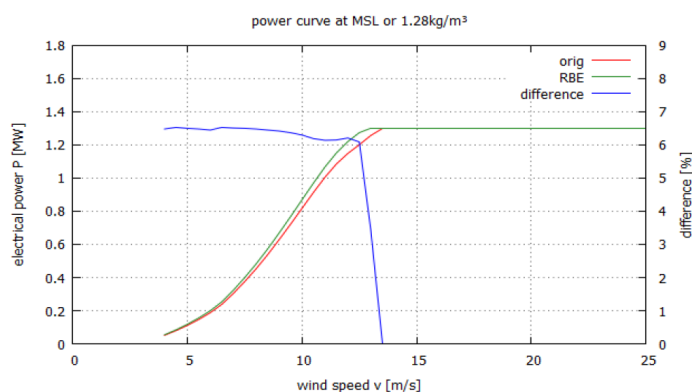


Figura 2.12: Curvas de potência com e sem aumento de área e diferença [22].

2.5.2 Cubo

O cubo é um componente vital para todo o sistema, pois é este o responsável pela interface entre as pás e o veio principal. Dado que este componente estará sujeito a três tipos de solicitações mecânicas: carregamento simétrico no rotor devido ao impulso, carregamento em cada pá devido ao impulso e momentos gravítico nas pás, assim, este terá que conferir grande resistência mecânica. Assim, no que toca ao processo de fabrico, devido à sua complexidade tridimensional, são utilizados processos de fundição, sendo o material mais utilizado a ferro fundido de grafite esferoidal (*spheroidal graphite iron*) [10, Sec. 7.3]. Para além disso, em relação à forma do cubo existem dois modelos de construção distintos: tri-cilíndrico e esférico como ilustra a Figura 2.13a e 2.13b respectivamente.

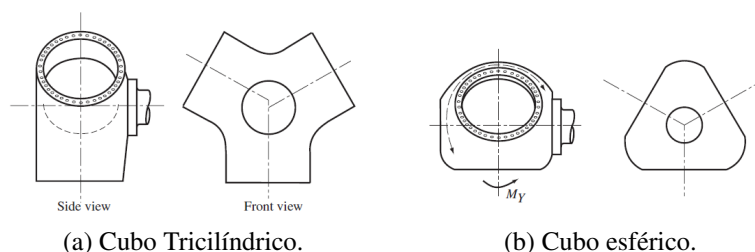


Figura 2.13: Tipo de construção do cubo de uma turbina eólica [10, Sec. 7.3].

Quanto ao tipo de cubo, existem três categorias principais: Rigid, Teetering, e Hinged que distinguem a orientação pás segundo o plano transversal das HWAT como demonstra a Figura 2.14.

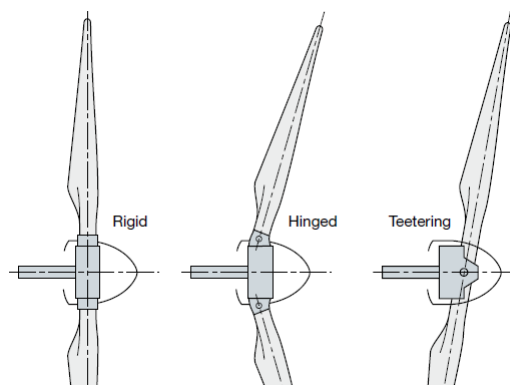


Figura 2.14: Tipos de montagem do cubo [18, Sec. 2.1.2].

Por fim, o cubo é o componente onde se encontra o sistema responsável pelo ajustamento do ângulo de ataque das pás (Pitch System) de modo a maximizar o rendimento da turbina.

2.5.3 Nacelle

A nacelle (Figura 2.15) tem como função proteger os componentes mecânicos e eléctricos do clima. Esta é constituída por uma base de aço (Nacelle Bedplate) e uma carenagem construída em fibra de vidro reforçada. Assim, a base de aço é responsável pela transferência das cargas do rotor para o sistema de orientação, estando por isso sujeito a grande esforços de fadiga. Como foi dito aloja também o sistema de orientação (Yaw System) que é accionado por via de um motor eléctrico controlado pelo sensor de orientação.

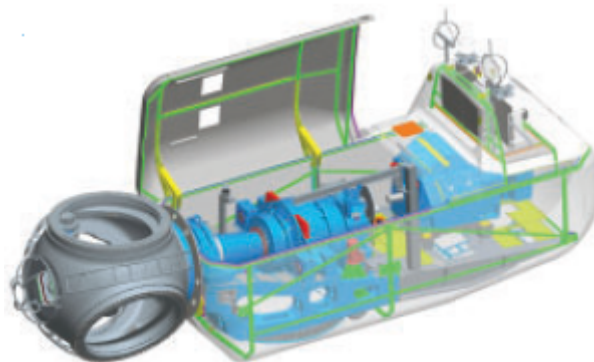


Figura 2.15: Nacelle Nordex N80/2500.

No exterior da carenagem encontram-se os sensores responsáveis pela medição do vento tanto em orientação (cata-vento) e intensidade (anemómetro), estes podem ser inspeccionados por via de uma abertura e contam com um sistema anti-gelo de modo a funcionarem correctamente e controlarem a orientação da turbina eficientemente.

2.5.4 Caixa de Velocidades

A função da caixa de velocidades é aumentar a velocidade de rotação veio principal acoplado ao rotor para valores de rotação adequados para geradores de indução. Em algumas turbinas o rácio de multiplicação pode exceder 1:100, e no que toca à eficiência esta pode variar entre os 95 e 98% dependendo no número relativo de relações epicíclicas e ou paralelas bem como do tipo de lubrificação aplicado.

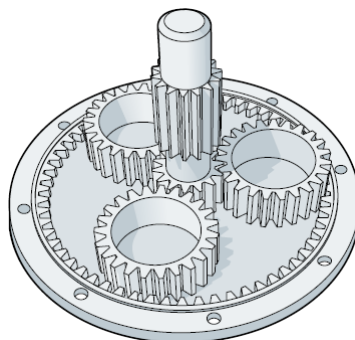


Figura 2.16: Caixa de velocidades planetária [18, Sec. 2.2]

As caixas epicíclicas (Figura 2.16) permitem uma melhor distribuição das cargas pelas engrenagens "planeta", o que resulta numa redução em termos de peso e dimensões. Assim geralmente os dois primeiros estágios de relação são do tipo epicíclico, sendo que o último responsável pelo acoplamento ao eixo do gerador é do tipo de eixo paralelo [10, Sec. 7.4].

Todavia com o desenvolvimento das tecnologias inerentes às turbinas eólicas existem soluções que dispensam caixas de velocidades, designadamente através do uso de geradores síncronos multipolares, evitando assim possíveis problemas mecânicos. No entanto, esta solução só faz sentido para maiores potências, para além de contribuírem para o aumento do peso do aerogerador.

2.5.5 Gerador

Embora na maior parte das turbinas eólicas serem instalados geradores assíncronos, em algumas aplicações opta-se pela utilização de geradores síncronos que dispensam a necessidade da caixa de velocidades como anteriormente referido.

2.5.5.1 Gerador Assíncrono

O gerador assíncrono é muito similar aos motores industriais de indução trifásicos, sendo a única diferença entre estes dois equipamentos o sentido em que a corrente eléctrica flui. Assim, em situações em que a velocidade angular eléctrica do rotor é maior que a velocidade do campo girante estatórico o equipamento funciona como gerador. Com isto, a velocidade síncrona irá depender do número de

pólos (1500 *rpm* - 4 pólos; 1000 *rpm* - 6 pólos; 750 *rpm* - 8 pólos) de modo a que a corrente eléctrica seja injectada numa rede de 50 *Hz*.

A diferença entre a velocidade síncrona e a velocidade efectiva de rotação denomina-se por escorregamento, e no caso do equipamento operar como gerador este valor será negativo, para além disso nos geradores mais comuns com o rotor em curto-circuito o escorregamento é aproximadamente de 1% considerando-se assim a velocidade de rotação constante [18, Sec. 2.4].

Além disso, como os geradores necessitam de uma certa quantia de potência reactiva terá que se efectuar a compensação do factor de potência por via de baterias de condensadores.

2.5.5.2 Gerador Síncrono

Estes tipos de geradores também são denominados de alternadores pois encontram-se ligados à rede através de um sistema de conversão CA/CC/CA. Dado a frequência da corrente induzida no estator é proporcional à velocidade de rotação e habitualmente as velocidades de rotação se encontram aproximadamente num intervalo entre as 17 e 36 *rpm* estes componentes necessitam um elevado número de pólos o que resulta num aumento significativo do peso.

2.5.6 Torre

A torre é o componente responsável em garantir a estabilidade operacional do aerogerador. Em meados dos anos 80 era comum a construção desta componente em esquemas de treliças (Figura 2.17), no entanto devido à grande quantidade de ligações roscadas necessárias e consequente manutenção este modelo caiu em desuso.

Assim, surgiram as torres tubulares que ao contrário das anteriores necessitam de um menor número de ligações roscadas, e para além disso possibilitam o acesso à nacelle de forma mais segura durante inspecções periódicas. A construção deste tipo de torres é feita por módulos de aço, através processos de calandragem resultando numa estrutura de geometria cónica, e a união dos diversos módulos é assegurada por ligações roscadas. Para além disso de modo a não comprometer a integridade estrutural não deverá haver qualquer indício de corrosão pelo caso que deverá ser criteriosamente escolhido a protecção anti-corrosiva.

Todavia, outra consideração importante a ter em fase de projecto é evitar que a torre entre em ressonância devido à frequência de passagem das pás e flutuações de impulso no rotor. Assim, habitualmente as torres são classificadas de acordo com a relação entre a sua frequência natural e a frequência a que estão sujeitas:

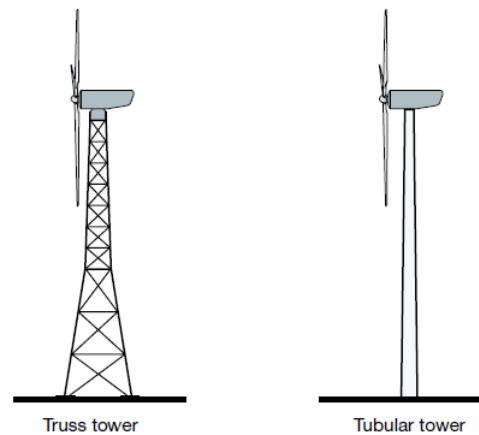


Figura 2.17: Tipos de torre [18, Sec. 2.7].

- Rígida (Stiff): $freq. \text{ natural} > freq. \text{ de passagem das pás}$
- Flexível (Soft)": $freq. \text{ de rotação} > freq. \text{ natural} > freq. \text{ de passagem das pás}$
- Flexível-flexível (Soft-soft)": $freq. \text{ natural} < freq. \text{ de rotação}$

Se a torre for projectada para garantir grandes resistências mecânicas apenas, a sua classificação segundo frequência é determinada através da relação entre a altura da torre e o diâmetro do rotor, com isto, para maiores relações resultam torres mais flexíveis.

Os principais benefícios de torres que apresentam maior rigidez é o facto de ao se aumentar a velocidade de rotação até ao limite superior operacional evita-se assim a passagem pela ressonância, bem como a redução de ruído sonoro. Contudo, como a construção de torres mais rígidas exigem maiores quantidades de material são as flexíveis mais utilizadas [10, Sec. 7.9].

Capítulo 3

Estatística Circular

"Circular data analysis is a curious byway of Statistics, sitting as it does somewhere between the analysis of linear data and the analysis of spherical data"

N. I. Fisher, 1993

3.1 Introdução

Os dois instrumentos clássicos que permitem efectuar medições de natureza circular são: o compasso e o relógio. É comum nos diversos campos da ciência surgirem dados direccionais, como por exemplo: a direcção do vento ao longo de um dia num determinado local, a incidência de uma doença específica ao longo do um ano, rotas de navegação entre outras.

Quando se está perante um conjunto de dados que contém informação tanto vectorial como escalar, pode-se recorrer à sua representação no círculo trigonométrico. Assim, visto que a orientação e o tempo são grandezas sem magnitude, estas podem ser convenientemente representadas como pontos sobre a circunferência de raio unitário centrado na origem, bem como vectores unitários entre a origem e esses mesmos pontos [23]. Com isto, a velocidade do vento ao se cruzar com a sua respectiva orientação, pode ser representada em forma de histogramas circulares.

Neste tipo de análise, é necessário ainda definir a "*direcção zero*" bem como o "*sentido de rotação*". Desta forma, cada observação circular é especificada pelo ângulo que vai desde a "*direcção zero*" até ao ponto no círculo dessa observação.

Habitualmente, os dados circulares são medidos em graus, no entanto, em certos casos é mais útil a sua quantificação em radianos, dado que as funções trigonométricas são definidas em radianos

(medida adimensional). Para além disso, para cada ângulo existe um equivalente oposto tal que θ e $\theta + 180^\circ$ são equivalentes, todavia, repare-se que apesar destes dois ângulos apresentarem a mesma direcção, estes têm sentidos contrários. Assim, a forma de remover esta ambiguidade é transformar θ em 2θ .

Há duas maneiras de expressar direcções, através de ângulos ou através de números complexos como demonstram as expressões (3.1) e (3.2), respectivamente (Figura 3.1).

$$\mathbf{x} = (\cos \theta, \sin \theta)^T \quad (3.1)$$

$$z = e^{i\theta} = \cos \theta + i \sin \theta \quad (3.2)$$

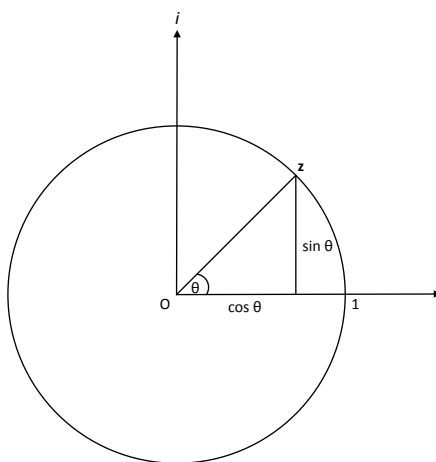


Figura 3.1: Representação da direcção \mathbf{x} e do número complexo z .

A estatística circular no tratamento de certo tipo de dados torna-se mais vantajosa do que a estatística linear. Tome-se o exemplo de dois colegas trabalhadores, que ao saírem do local de trabalho seguem em direcção a casa, 5 e 355° em relação ao norte geográfico, respectivamente. Assim, do ponto de vista circular a média das direcções é 0° , no entanto, do ponto de vista linear a média é 180° , exactamente a direcção do seu local de trabalho.

3.2 Estatística Circular Descritiva

Nesta secção pode ver-se uma análise preliminar de dados circulares, através de exemplos gráficos, ou cálculo de medidas descritivas da amostra. Esta análise permitirá, mais adiante possam ser realizadas extrapolações através da inferência estatística.

3.2.1 Medidas de Localização

As medidas de localização permitem identificar no círculo qual a direcção dominante, bem como a direcção mediana numa determinada amostra. No caso das séries temporais circulares, as medidas de localização permitem encontrar qual o instante temporal correspondente.

3.2.1.1 Direcção Média

Dados os vectores unitários $\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_n$ com ângulos correspondentes $\theta_i, i = 1, \dots, n$. A direcção média $\bar{\theta}$ de $\theta_1, \dots, \theta_n$ é a direcção resultante da soma dos vectores unitários $\mathbf{x}_1 + \dots + \mathbf{x}_n$. Visto isto, dado que as coordenadas cartesianas de \mathbf{x}_j são $(\cos \theta_j, \sin \theta_j)$ para $j = 1, \dots, n$ tem-se que,

$$C = \sum_{i=1}^n \cos \theta_i \quad \bar{C} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \cos \theta_i \quad (3.3)$$

$$S = \sum_{i=1}^n \sin \theta_i \quad \bar{S} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \sin \theta_i \quad (3.4)$$

Assim, θ será a solução das seguintes equações desde que $\bar{R} > 0$,

$$\cos \bar{\theta} = \frac{\bar{C}}{\bar{R}} \quad \sin \bar{\theta} = \frac{\bar{S}}{\bar{R}} \quad (3.5)$$

Em que \bar{R} representa o comprimento médio resultante definido por,

$$R = (C^2 + S^2)^{1/2} \quad \bar{R} = (\bar{C}^2 + \bar{S}^2)^{1/2} \quad (3.6)$$

Note-se então que $\bar{\theta}$ não está definido se $\bar{R} = 0$, no entanto, quando $\bar{R} > 0$, $\bar{\theta}$ é dado por,

$$\bar{\theta} = \begin{cases} \tan^{-1} \left(\frac{\bar{S}}{\bar{C}} \right) & \text{se } \bar{C} \geq 0 \\ \tan^{-1} \left(\frac{\bar{S}}{\bar{C}} \right) + \pi & \text{se } \bar{C} < 0 \end{cases} \quad (3.7)$$

Exemplo 3.2.1 *Analizou-se a orientação referente ao dia 02/01/2012 da turbina 1 presente na Tabela A.1 (ver Anexo A). Esta amostra conta com uma frequência de amostragem de 10 minutos, o que resulta em 144 observações. Com isto e através das equações (3.3) e (3.4) foram representadas todas as observações no círculo trigonométrico como ilustra a Figura 3.2.*

Por último, através da equação 3.7, e sendo neste caso $\bar{C} = -0.8762$, foi calculada a direcção média representada pelo vector a vermelho para esse dia através do segundo ramo da equação, obtendo-se o valor de 2.6636 rad (152.6134°).

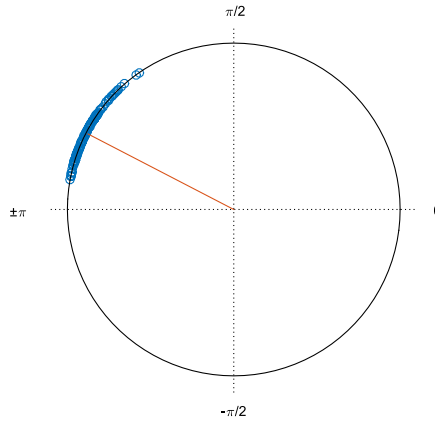


Figura 3.2: Direcção média do vento no dia 02/01/2012.

3.2.1.2 Direcção Mediana

No âmbito da estatística, as observações discordantes, usualmente denominadas de outliers, poderão ter efeitos consideráveis na estimação. Assim, a mediana é uma medida mais *resistente* utilizada em métodos robustos. Com isto nesta secção é introduzida a direcção mediana circular.

A direcção mediana $\tilde{\theta}$ de uma amostra com ângulos $\theta_1, \dots, \theta_n$ é qualquer ângulo ϕ se:

- i. metade dos pontos da observação estiverem compreendidos no arco definido por $[\phi, \phi + \pi]$
- ii. a maior parte dos pontos da observação estiver mais próximo de ϕ do que de $\phi + \pi$

Quando o número de observações n é ímpar a direcção mediana será a observação que divide a metade inferior da metade superior da amostra. E quando n for par é conveniente tomar a direcção mediana como o ponto médio entre os dois pontos adjacentes mais apropriadas, já que não existe nenhuma observação que divida a amostra homogeneamente em duas partes.

Exemplo 3.2.2 *Utilizando a mesma amostra do Exemplo 3.2.1 verifica-se que a mesma apresenta número ímpar de observações, o que nos diz que a direcção mediana será a observação que divide a amostra em duas partes iguais. Assim, ao se organizar o vector da orientação em ordem crescente a posição da mediana será dada por $\frac{n+1}{2}$ o que resulta no valor de 2.6802 rad para a direcção mediana.*

3.2.2 Medidas de Concentração e Dispersão

As medidas de concentração/dispersão permitem definir como se comporta uma amostra no círculo unitário. Semelhantemente aos dados lineares, na estatística descritiva circular são também definidas

medidas como: desvio padrão, dispersão, variância etc.

3.2.2.1 Comprimento Resultante Médio

O comprimento resultante médio \bar{R} constitui um parâmetro que mede a concentração dos dados de uma dada amostragem. Como já visto anteriormente, dado que $\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_n$ são vectores unitários temos,

$$0 \leq \bar{R} \leq 1 \quad (3.8)$$

Note-se então que, quando as direcções de $\theta_1, \dots, \theta_n$ se aproximarem \bar{R} tenderá para 1, por outro lado se houver dispersão destas \bar{R} tenderá a aproximar-se de 0.

É ainda de salientar que, se os dados apresentarem a seguinte forma $\theta_1, \dots, \theta_n, \theta_1 + \pi, \dots, \theta_n + \pi$, \bar{R} terá o valor de 0.

Por fim verifica-se que quando $\bar{R} \simeq 0$ não implica necessariamente que as direcções observadas estejam dispersas ao longo de todo o perímetro do círculo unitário.

Exemplo 3.2.3 *Mais uma vez através da amostra da Tabela A.1 do Anexo A foi calculado o comprimento resultante média através das Equações (3.3), (3.4) e 3.6, obtendo-se os valores,*

$$\bar{C} = \frac{1}{145} \sum_{i=1}^{145} \cos \theta_i = -0.8762$$

$$\bar{S} = \frac{1}{145} \sum_{i=1}^{145} \sin \theta_i = 0.4539$$

$$\bar{R} = \sqrt{-0.8762^2 + 0.4539^2} = 0.9868$$

Ao se representar o comprimento resultante médio através de coordenadas circulares obtém-se a seguinte Figura 3.3.

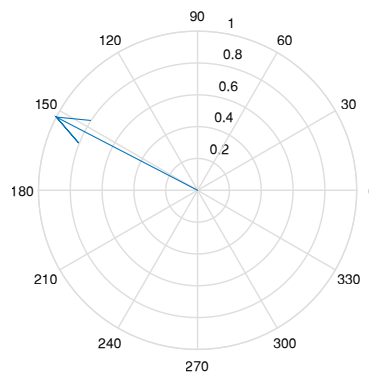


Figura 3.3: Comprimento resultante médio para a amostra de direcção do vento no dia 02/01/2012.

3.2.2.2 Variância Circular

Dada a particularidade de \bar{R} descrita no último parágrafo de 3.2.2.1, e de modo a melhorar a comparação da dispersão entre diferentes observações introduz-se aqui a variância circular definida por,

$$V = 1 - \bar{R} \quad (3.9)$$

Sendo que V assume valores entre,

$$0 \leq V \leq 1 \quad (3.10)$$

O que significa que, para valores próximos de 0 os dados apresentam-se dispersos ao longo do círculo, e para valores próximos de 1 os dados ficam mais condensados numa certa orientação.

Exemplo 3.2.4 *No seguimento do comprimento resultante médio, neste exemplo é calculada a variância circular através da Equação (3.9), obtendo-se assim o seguinte valor,*

$$V = 1 - 0.9868 = 0.0132 \text{ rad}$$

Ao analisarmos o máximo e o mínimo da amostra têm-se os valores de 2.9630 e 2.1753 respectivamente, deste modo todas as observações estão dispersas num arco de círculo de 0.7877 rad, o que resulta numa variância circular de 0.0132

3.2.2.3 Desvio Padrão Circular

O desvio padrão circular consiste numa medida de variação/dispersão de uma amostra em relação ao seu valor esperado ou média, sendo para o caso circular definido por,

$$\nu = \{-2 \ln(1 - V)\}^{\frac{1}{2}} = \{-2 \ln \bar{R}\}^{\frac{1}{2}} \quad (3.11)$$

Dado que estamos perante uma função logarítmica ν varia no intervalo $[0, \infty]$. Além disso, para valores pequenos de V a equação (3.11) é reduzida para,

$$\nu \simeq (2V)^{\frac{1}{2}} = \{2(1 - \bar{R})\}^{\frac{1}{2}} \quad (3.12)$$

Exemplo 3.2.5 *Exemplificando o cálculo do desvio padrão circular para a direcção do vento no dia 02/01/2012 temos que,*

$$\nu = \{-2 \ln(1 - 0.0132)\}^{\frac{1}{2}} = 0.1628 \text{ rad}$$

Dado o valor "baixo" obtido pode-se afirmar que as observações se encontram relativamente próximas da direcção média circular (2.6632 rad).

3.2.2.4 Dispersão Circular

Outra medida de dispersão é a dispersão circular, que desempenha um papel importante na inferência estatística de grandes amostras em relação à direcção média, e é definida pela seguinte equação,

$$\hat{\delta} = \frac{1 - \bar{R}_2}{2\bar{R}^2} \quad (3.13)$$

Em que \bar{R}_2 representa o comprimento médio resultante de ângulos do tipo $2\theta_1, \dots, 2\theta_n$.

3.2.3 Momentos Trigonométricos

Tal como definido pelas Equações (3.3) e (3.4), os momentos \bar{C} e \bar{S} tem um papel fundamental na definição da direcção média $\bar{\theta}$ e variância circular V . Assim, o primeiro momento trigonométrico resulta da combinação destes dois momentos [24],

$$m'_1 = \bar{C} + i\bar{S} \quad m'_1 = \bar{R}e^{i\bar{\theta}} \quad (3.14)$$

Assim, analogamente poderemos definir o *pésimo* momento trigonométrico em relação à direcção 0 como,

$$m'_p = a_p + ib_p \quad (3.15)$$

Onde,

$$a_p = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \cos(p\theta_j) \quad b_p = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \sin(p\theta_j) \quad (3.16)$$

Resultando em,

$$m'_p = \bar{R}_p e^{i\theta_p} \quad (3.17)$$

3.2.3.1 Skewness

Perante amostras do tipo circular, a medida skewness, que mede a assimetria da amostra, é definida do seguinte modo [25],

$$\hat{s} = \frac{\bar{R}_2 \sin(\bar{\theta}_2 - 2\bar{\theta})}{(1 - \bar{R})^{\frac{3}{2}}} \quad (3.18)$$

Para valores de assimetria iguais a 0, a amostra é simétrica, quando os valores são menores que 0 a amostra apresenta uma cauda à esquerda, e finalmente para valores maiores que 0 a amostra apresenta o centro de massa deslocado para a direita.

3.2.3.2 Kurtosis

A medida kurtosis serve para avaliar a concentração de observações numa determinada amostra. Com isto, para amostras circulares a medida é definida por [25],

$$\hat{k} = \frac{\bar{R}_2 \cos(\bar{\theta}_2 - 2\bar{\theta}) - \bar{R}^4}{(1 - \bar{R})^2} \quad (3.19)$$

Assim, para valores de \hat{k} perto de 1, esta medida diz-nos que a amostra apresenta uma forte concentração num determinado pico.

3.3 Inferência

Nesta secção, serão descritos os testes de hipóteses circulares de modo a inferir e comparar amostras do tipo circular. Foram assim, implementados os seguintes testes: Rayleigh, Rao ("spacing/homogeneity test") e teste de Watson.

3.3.1 Teste de Rayleigh

O teste de Rayleigh tem como objectivo analisar a uniformidade de uma amostra. Assim, quando,

$$E[(\cos\theta, \sin\theta)^T] = 0, \quad (3.20)$$

θ tem uma distribuição uniforme. Logo se o vector (\bar{C}, \bar{S}) for suficientemente diferente de 0 a uniformidade da amostra é rejeitada [23; 24; 25].

Com isto, sendo,

$$Z \equiv n\bar{R}^2 = n(\bar{C}^2 + \bar{S}^2) \quad (3.21)$$

O p-value do teste é definido por,

$$p = \begin{cases} e^{-Z} \left[1 + \frac{(2Z - Z^2)}{4n} - \frac{(24Z - 132Z^2 + 76Z - 9Z^4)}{288n^2} \right] & se \quad n < 50 \\ e^{-Z} & se \quad n \geq 50 \end{cases} \quad (3.22)$$

1. H_0 : distribuição uniforme de θ
2. H_1 : distribuição unimodal de θ

Exemplo 3.3.1 Definida uma amostra de 279 observações, com $\bar{R}=0.2730$, obtêm se um valor de p ,

$$p = e^{-279 \times 0.2730^2} = 0.034$$

Conclui-se então, que a hipótese nula é rejeitada dado que $0.2730 > 0.034$, logo a distribuição da amostra não é uniforme.

3.3.2 Teste de Rao

Um dos testes presentes em [7] foi o teste de Rao à homogeneidade entre amostras. Este teste avalia a igualdade de vectores polares e a igualdade de dispersões entre amostras.

3.3.2.1 Teste à Igualdade de Vectores Polares

O teste à igualdade de vectores polares consiste na avaliação de $\tan \gamma_i$, onde γ_i define o vector polar da amostra i , definido por:

$$T_i = \frac{S_i}{C_i}, \quad (3.23)$$

com a variância assintótica estimada de,

$$v_i^2 = \frac{1}{n_i} \left(\frac{V_{SS}^{(i)}}{C_i} + \frac{S_i^2 V_{CC}^{(i)}}{C_i} + \frac{2S_i^2 V_{SC}^{(i)}}{C_i} \right) \quad (3.24)$$

Assim, considerando a hipótese,

$$H_0 : \tan \gamma_1 = \tan \gamma_2 = \dots = \tan \gamma_k \quad (3.25)$$

como T_1, T_2, \dots, T_k são estimadores independentes de diferentes amostras, pode-se utilizar a "estatística de homogeneidade",

$$H_1 = \sum_{i=1}^k \frac{T_i^2}{v_i^2} - \frac{\left(\sum_{i=1}^k \frac{T_i^2}{v_i^2} \right)^2}{\left(\sum_{i=1}^k \frac{1}{v_i^2} \right)} \quad (3.26)$$

Com isto, este termo mede a variabilidade de cada estimador. Assim, T_i não apresentarem a mesma quantidade, o termo H_1 será maior, levando assim à rejeição da igualdade de vectores polares [23].

3.3.2.2 Teste à Igualdade de Dispersões

Sendo R_i o vector resultante de uma amostra i , a sua variância assintótica estimada é definida por:

$$v_i^2 = \frac{4}{n_i} \left(C_i^2 V_{CC}^{(i)} + S_i^2 V_{SS}^{(i)} + 2C_i S_i V_{CS}^{(i)} \right) \quad (3.27)$$

Mais uma vez tomando a hipótese,

$$H_0 = R_1 = R_2 = \dots = R_k, \quad (3.28)$$

e como R_1, R_2, \dots, R_k são medidas independentes das amostras, pode-se testar a homogeneidade através de:

$$H_1 = \sum_{i=1}^k \frac{R_i^2}{v_i^2} - \frac{\left(\sum_{i=1}^k \frac{R_i^2}{v_i^2} \right)^2}{\left(\sum_{i=1}^k \frac{1}{v_i^2} \right)} \quad (3.29)$$

Mais uma vez, para grandes valores de H_1 a hipótese de igualdade de dispersões é rejeitada.

3.3.3 Teste de Watson

Finalmente, o teste de Watson avalia a uniformidade de uma amostra circular em relação a uma distribuição, Normal ou von Mises.

A distribuição de Von Mises tem a PDF definida como [24]:

$$g(\theta; \mu, \kappa) = \frac{1}{2\pi I_0(\kappa)} e^{\kappa \cos \theta - \mu}, \quad (3.30)$$

onde I_0 representa a função Bessel modificada de ordem 0 definida por

$$I_0(\kappa) = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} e^{\kappa \cos \theta} d\theta \quad (3.31)$$

Com isto Watson (1961) definiu o teste de que avalia a uniformidade segundo a estatística definida por:

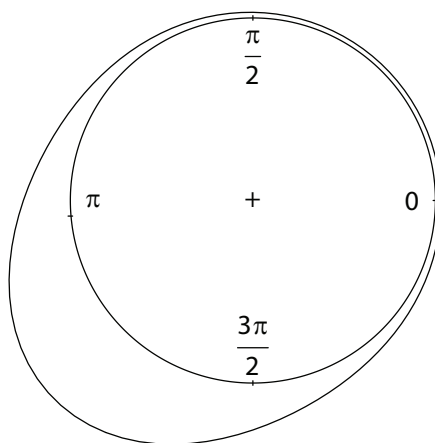
$$W_n^2 = \int_0^{2\pi} \left[(F_n - F) - \int_0^{2\pi} (F_n - F) \right]^2 dF, \quad (3.32)$$

em termos computacionais a Equação (3.32) é escrita da seguinte forma [23]:

$$W_n^2 = \sum_{i=1}^n \left[\left(U_{(i)} - \frac{i - \frac{1}{2}}{n} \right) - \left(\bar{U} - \frac{1}{2} \right) \right]^2 + \frac{1}{12n}, \quad (3.33)$$

em que $U_i = F(\alpha_i)$ é uma função de distribuição.

Exemplo de uma Distribuição von Mises



$$\mu = \frac{5\pi}{4}, \kappa_1 = 1.5, \kappa_2 = 1$$

Figura 3.4: Exemplo de uma distribuição de von Mises com média $\frac{5\pi}{4}$, $\kappa_1 = 1.5$ e $\kappa_2 = 1$

Capítulo 4

Caso de Estudo

O presente capítulo pretende avaliar o rendimento na geração de energia eléctrica de oito turbinas eólicas num parque eólico nacional. Deste modo, procurou-se não só providenciar informação complementar face às garantias anunciadas pelos fabricantes de turbinas eólicas, bem como dados úteis para os reguladores da rede eléctrica nacional.

Com isto, o caso de estudo aqui apresentado foca-se na análise de 3 anos (2011, 2012 e 2013) de dados do sistema SCADA do parque eólico da Freita situado no concelho de Arouca distrito de Aveiro. Os dados contam com uma frequência de amostragem de 10 minutos e contêm informação das seguintes variáveis:

- Velocidade do vento [m/s]
- Orientação da turbina [$^{\circ}$]
- Potência Activa [kW]
- Velocidade de rotação do rotor [rpm]
- Temperatura [$^{\circ}C$]

Este capítulo está dividido em 8 secções. A primeira, [4.1](#), descreve brevemente o parque eólico em questão, contendo informação relativa a características técnicas, topografia e produção eléctrica, seguindo-se a caracterização da turbina Nordex N90/2300 na secção [4.2](#).

Seguidamente, em [4.3](#), é introduzido um breve estudo descritivo das variáveis direcção e velocidade do vento e potência activa, de modo a perceber o funcionamento em geral do parque eólico.

Na secção [4.4](#) a fim de calcular a *potência activa teórica* utilizada nas secções seguintes, é proposto

um método interpolador do coeficiente de potência, rendimento da caixa de velocidades e rendimento do gerador. Na secção 4.5 é apresentado um estudo inicial que relaciona a potência observada com a potência calculada teoricamente, o que motivou todas as secções desenvolvidas a seguir. Com isto, em 4.6 são introduzidas as variáveis *Diferença* e *Rácio* de potências que permitirão perceber como se relaciona a potência activa observada com a potência activa teórica calculada.

Nas secções 4.7 e 4.8 são analisados os dois temas fundamentais do caso do estudo, o primeiro centra-se no estudo da diferença de potências e o segundo da potência observada quando esta assume valores superiores a 2300 kW, sendo que são estas as secções onde se utilizam as ferramentas de estatística circular enunciadas no Capítulo 3.

Por fim, como complemento ao caso de estudo, em 4.9 efectua-se uma previsão para a energia produzida no parque para o ano de 2012 e 2013.

4.1 Parque Eólico da Freita

O parque eólico da Freita, localizado no concelho de Arouca, conta 18.4 MW distribuídos por 8 turbinas, e entrou em produção em 2006. Está situado mais especificamente na serra da Freita e apresentando as características técnicas da Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Características técnicas do parque [26].

Parque Eólico da Freita	
N.º de Turbinas Eólicas	8
Tensão de Ligação à Rede	60 kV
Emissões de CO ₂ Evitadas	22.662 ton
Produção Anual Estimada (P50 Lahymeyer)	40 GWh

Na Figura 4.1 é ilustrada a topografia local, bem como a disposição das oito turbinas ao longo do parque. As alturas de cada turbina e espaçamento entre elas são apresentadas nas Tabelas 4.2 e 4.3, respectivamente.

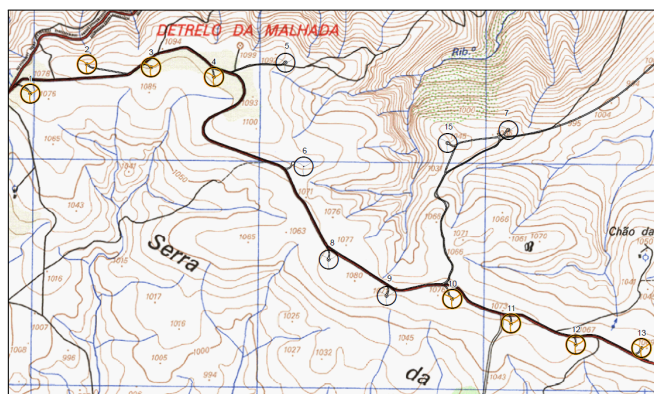


Figura 4.1: Disposição das oito turbinas no parque eólico da Freita.

Observando a figura anterior podem-se definir dois grupos de turbinas, um primeiro composto pelas turbinas 1, 2, 3, 4 e 5, e o segundo pelas turbinas 6, 7 e 8. Relativamente às alturas, no primeiro grupo, todas elas apresentam praticamente a mesma altura com exceção da turbina 1. No segundo grupo o mesmo se passa, sendo a turbina 7 a que apresenta a menor altura.

Turbina	Altitude [m]
1	1076
2	1090
3	1090
4	1093
5	1092
6	1080
7	1030
8	1080

Tabela 4.2: Altitude das turbinas em relação ao nível médio do mar.

Espaçamento [m]	
T1 - T2	371
T2 - T3	471
T3 - T4	333
T4 - T5	1500
T5 - T6	435
T6 - T7	469
T7 - T8	305

Tabela 4.3: Espaçamento entre turbinas.

Por fim, na Tabela 4.4 são enunciadas as produções anuais para cada turbina em GWh para os anos em análise, 2011, 2012 e 2013, sendo a produção observada total do parque ao longo destes três anos de 137.304 GWh .

Tabela 4.4: Produção anual em GWh para os anos de 2011, 2012 e 2013.

Turbina	Produção Anual [GWh]		
	2011	2012	2013
1	5.420	5.773	7.156
2	5.347	5.863	6.623
3	5.350	5.700	7.223
4	5.235	5.628	7.200
5	4.795	5.263	6.221
6	4.602	5.033	6.451
7	4.649	5.023	6.501
8	4.648	5.038	6.561
Total	40.046	43.321	53.936

4.2 Turbina Nordex N90/2300

A turbina N90/2300, produzida pela empresa Dinamarquesa Nordex, é uma turbina concebida para locais com menor intensidade de vento. No entanto, graças ao sistema de "pitch control" individual, esta turbina consegue otimizar o seu rendimento energético para todas as velocidades de vento.

Toda a turbina possui um sistema de controlo autónomo controlado via PLC que processa os dados provenientes dos diversos sensores. Para além disso, o aerogerador possui dois anemómetros e dois cata-vento, sendo o primeiro anemómetro e cata-vento responsáveis pelo controlo da própria turbina,

e os segundos pela monitorização dos primeiros, de modo a conferir redundância e segurança dos dados recolhidos.

Os limites de operação da turbina estão compreendidos entre velocidades de vento de 4 e 25 m/s , sendo que fora deste limites apenas os travões hidráulicos estão accionados. Além disso, a nacelle pode rodar livremente 360°, no entanto, se direcções acima de 360° forem atingidas (sensivelmente 400°) a turbina é imediatamente desligada e reposta a uma posição entre os 0 e 360° conforme a orientação do vento. Deste modo, previne-se o enrolamento os cabos eléctricos que ligam o transformador da turbina à rede.

A Figura 4.2 representa a potência extraída da turbina e respectiva incerteza em função da velocidade do vento. Estes dados foram obtidos pela Nordex através da norma IEC-61400 e MEASNET Versão 5 [27; 28]. Assim, verifica-se que a maior incerteza na produção ocorre entre os 10 e os 12 m/s (Tabela C.1).

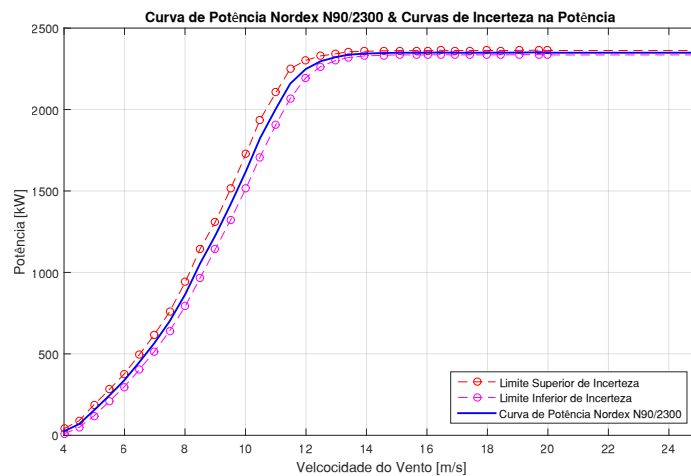


Figura 4.2: Curva de potência Nordex N90/2300 e respectiva incerteza [28].

No que toca às turbinas instaladas no parque, a Tabela 4.5 apresenta as características técnicas gerais.

Tabela 4.5: Características técnicas das turbinas (Anexo C.4).

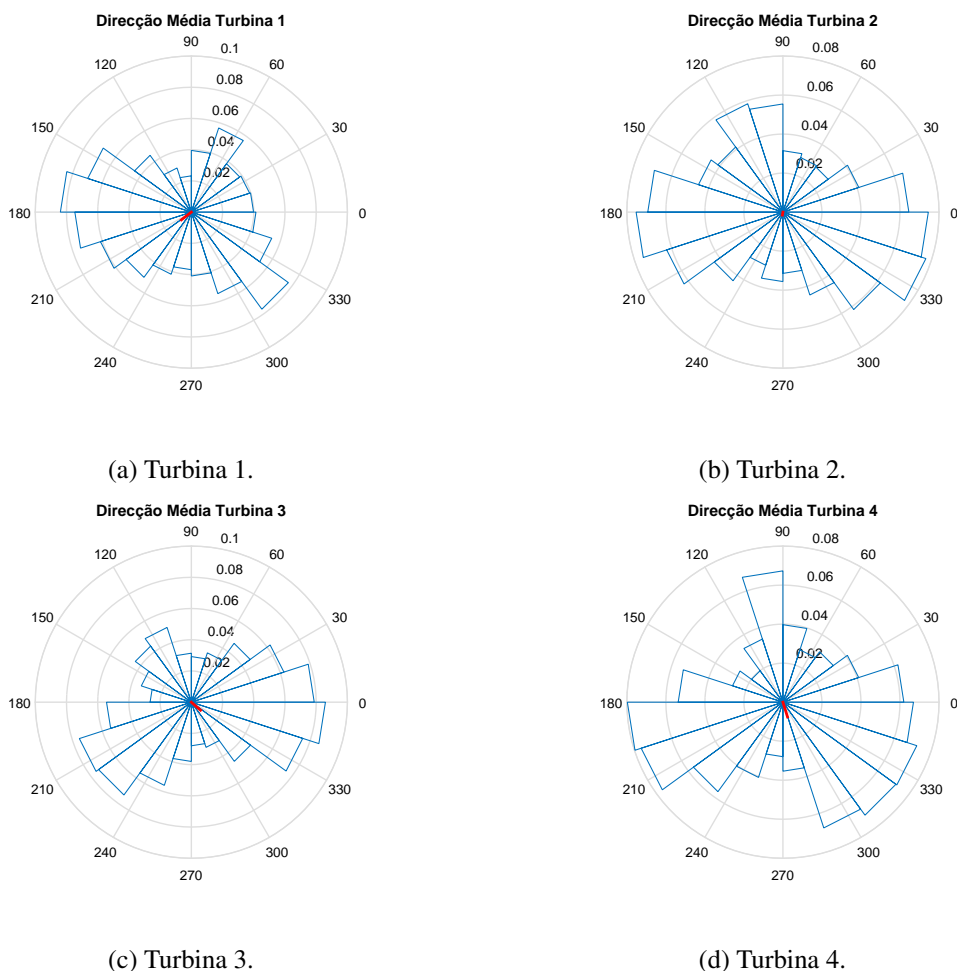
Turbinas Eólicas	
Fabricantes	NORDEX
Modelo	N90 - R80
N.º de Turbinas	8
Potência de cada Turbina Eólica	2300 kW
Altura da Torre	80 m
Diâmetro do Rotor	90 m
Velocidade de Rotação da Turbina	9.6 - 16.9 rpm
Pesos	
Nacelle	97 ton
Rotor	52 ton
Torre	179 ton

4.3 Análise Preliminar de Dados

Nesta secção é apresentado um estudo descritivo inicial com o âmbito de caracterizar o parque eólico. Foi assim desenvolvida a análise das variáveis: direcção do vento, velocidade do vento e potência activa.

4.3.1 Direcção do Vento

Com os dados de orientação do vento relativos aos três anos de análise construíram-se os seguintes gráficos presentes na Figura 4.3 [6, circ_plot.m]. Estes ilustram a distribuição da orientação do vento por via de histogramas circulares, onde a frequência das observações é dada pelo comprimento de cada classe do histograma. Além disso, apresenta-se ainda o vector de comprimento resultante \bar{R} da direcção média a vermelho. As direcções referentes a Norte, Sul, Este e Oeste correspondem aos ângulos 0, 180, 90 e 270, respectivamente. Nota-se então que as direcções de Noroeste e Sul são as direcções predominantes no parque.



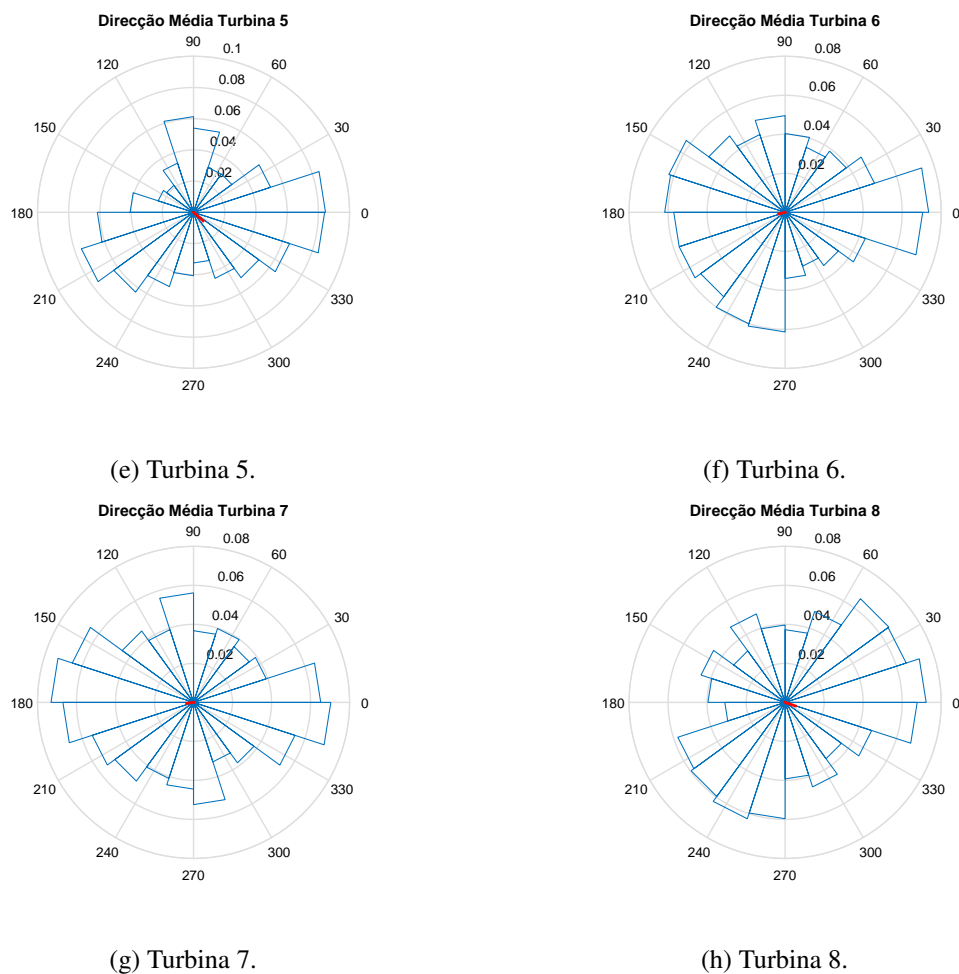


Figura 4.3: Distribuição da orientação do vento e direcção média e vector resultante \bar{R} dos anos 2011, 2012 e 2013.

Na Tabela 4.6 são apresentadas as medidas circulares de localização (média, mediana, extremos e quartis), e a medida de dispersão/concentração R da direcção do vento.

Tabela 4.6: Medidas circulares descritivas da direcção do vento em graus.

Turbina	n	Min.	1º Qu.	$\tilde{\theta}$	$\bar{\theta}$	3º Qu.	Max.	\bar{R}	ν	CV [%]
1	157800	17.950	294.1	197.9	217.8	136.5	17.95	0.09657	2.162145	0.97
2	154500	38.290	326.9	218.3	259.4	148.0	38.29	0.02015	2.794469	1.08
3	157700	160.70	42.11	340.7	318.8	239.7	160.7	0.09112	2.188853	0.69
4	155500	130.40	16.67	310.5	287.3	215.3	130.5	0.09898	2.150745	0.75
5	156700	152.00	31.67	332.0	318.1	232.7	152.0	0.09707	2.159777	0.68
6	157800	43.630	324.8	223.6	193.7	147.8	43.64	0.04561	2.485039	1.28
7	157800	21.920	299.6	201.9	187.6	132.2	21.92	0.04907	2.455411	1.31
8	157800	177.60	67.14	357.6	340.8	261.1	177.6	0.07672	2.266107	0.66

Tal como explicado no subcapítulo 3.2.2.1 verifica-se que a turbina que apresenta dados mais concentrados de direcção é a 4 pois tem comprimento resultante médio maior, e a que apresenta mais dispersão é a 2. Em relação às direcções médias, verifica-se que todas as turbinas apresentam valores

entre o 3º e 4º quadrante, o que significa que a direcção dominante é Oeste. Para além disso, verifica-se ainda que os valores de mínimos e máximos coincidentes.

Ao comparar-se a direcção média com a direcção mediana, verifica-se que existe sempre desfazamento entre as duas. Logo, isso indica que as amostras referentes à direcção do vento são bastante assimétricas tendo em conta a diferença entre as duas direcções. Para além disso esta análise aponta para os modelos probabilísticos mais adequados.

Através da Figura 4.4 verifica-se que 50% das observações se situam entre o 2º e o 4º quadrante, além disso, todas as ocorrências que registam ângulos superiores a 360º constituem quebras na produção de electricidade que poderão representar um máximo de 460 kWh para cada observação, dado que a turbina terá que ser desligada e reposta a um ângulo entre os 0 e 360º, o que leva cerca de 12 minutos (*yaw rate*: 0.5º/s), no entanto estas observações apenas têm um peso de 0.052%.

As turbinas 1, 2, 4 e 5 apresentam ângulos acima dos 500º, o que poderá representar problemas a nível do sistema eléctrico devido ao enrolamento dos cabos provenientes do gerador.

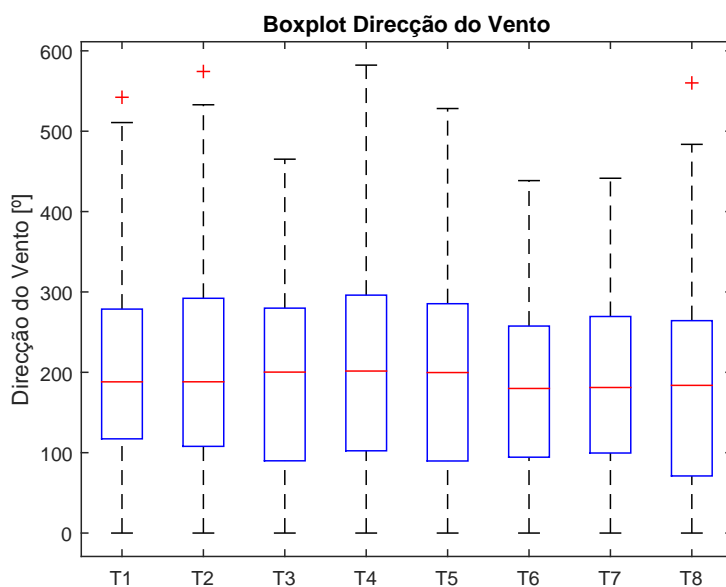


Figura 4.4: Boxplot de direcção do vento para as 8 turbinas .

4.3.2 Velocidade do Vento

Relativamente à velocidade do vento registada no local no período de 2011 a 2013, analisando a Figura 4.5, verifica-se que todas as turbinas tiveram 50% das suas observações num intervalo compreendido sensivelmente entre os 4 e 10 m/s.

As observações registadas acima de 25 m/s, limite de velocidade máxima da turbina, indicam que a turbina não está a produzir electricidade, no entanto, estas observações apenas representam 0.25%.

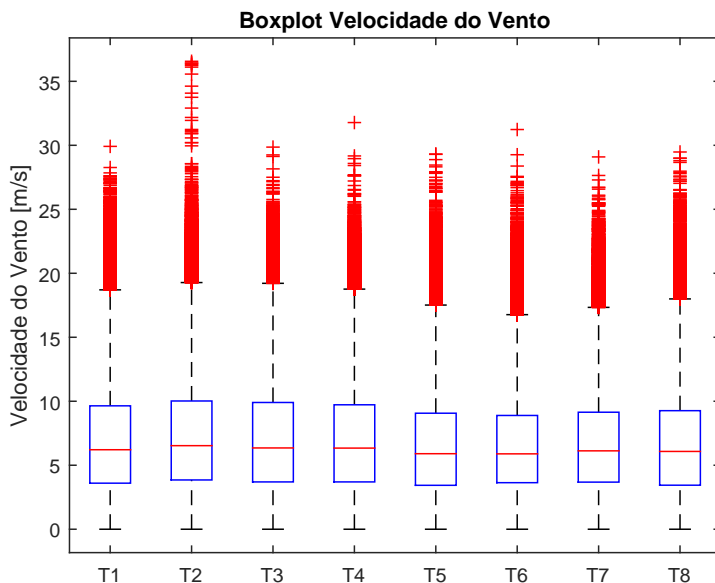


Figura 4.5: Boxplot de velocidade do vento para as 8 turbinas.

A Figura 4.7 apresenta as medidas descritivas da velocidade do vento para as 8 turbinas. É ainda de referir que na turbina 2 o máximo registado é de 36.56 m/s que difere muito dos valores registados nas restantes turbinas.

Assim, dado que a turbina 2 está afastada 371 e 471 m das turbinas 1 e 3, respectivamente, tal variação apenas poderá ser explicada pelas eventuais características topográficas do local da turbina 2 que potenciam velocidades mais elevadas. Para além disso, é de referir que 25% das observações se encontram abaixo dos 4 m/s correspondendo assim a regimes de não produção.

Tabela 4.7: Medidas descritivas da velocidade do vento em m/s .

Turbina	n	Min.	1º Qu.	Mediana	Média	3º Qu.	Max.	σ	CV [%]
1	157824	0	3.598796	6.211963	6.994998	9.642203	29.91595	4.208569	60.1654
2	157824	0	3.849938	6.529727	7.338666	10.02099	36.56420	4.363379	59.4574
3	157824	0	3.696565	6.351340	7.221706	9.903996	29.85896	4.409908	61.0646
4	157824	0	3.697138	6.339349	7.144253	9.723720	31.77787	4.298718	60.1703
5	157824	0	3.431502	5.901548	6.689634	9.065492	29.31870	4.132514	61.7749
6	157824	0	3.637353	5.889661	6.631401	8.889592	31.23310	3.835627	57.8404
7	157824	0	3.680784	6.124634	6.759832	9.142787	29.09244	3.877053	57.3543
8	157824	0	3.440183	6.078693	6.73097	9.2638730	29.47723	4.109103	61.0477

Dado que os limites para a velocidade do vento da turbina Nordex N90/2300 são 4 e 25 m/s , filtrou-se a amostra anterior entre os respectivos valores, de forma a observar a sua variabilidade, tal como ilustra a Figura 4.6.

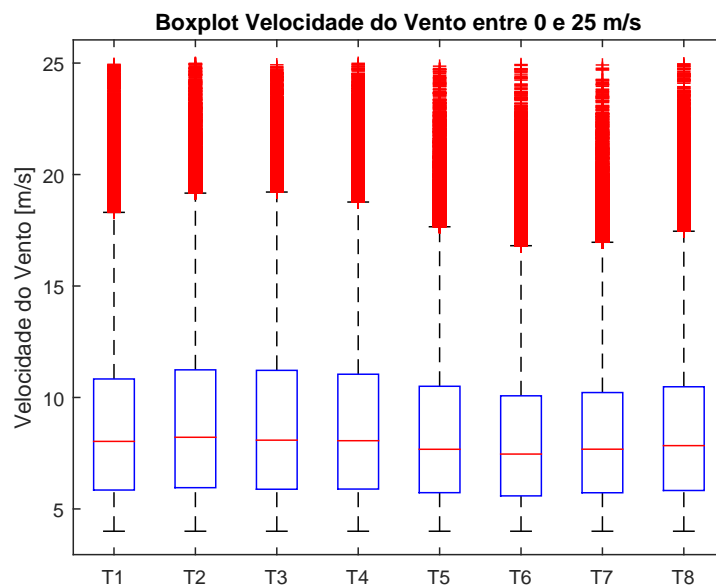


Figura 4.6: Boxplot de velocidade do vento para as 8 turbinas entre 4 e 25 m/s .

Em complemento com a figura anterior, a Tabela 4.8 apresenta as medidas descritivas da amostra. Assim, observa-se que pelo menos 50% das observações centrais estão compreendidas entre um intervalo de sensivelmente 5.7 e 11 m/s . É de realçar que nesta gama de valores a turbina ainda não atingiu o regime nominal de funcionamento. Para além disso, a média situa-se entre os 8 e 9 m/s que corresponde sensivelmente a uma potência de 1300 kW .

Tabela 4.8: Medidas descritivas da velocidade do vento entre 4 e 25 m/s .

Turbina	n	Mín.	1º Qu.	Mediana	Média	3º Qu.	Max.	σ	CV [%]
1	108126	4.00003	5.84781	8.03005	8.72879	10.83008	24.94496	3.61252	41.38633
2	113254	4.00036	5.95348	8.21441	9.00674	11.23931	24.99012	3.83762	42.60833
3	110054	4.00006	5.88371	8.08472	8.94866	11.21621	24.92203	3.84544	42.97229
4	110463	4.00000	5.89150	8.06064	8.87546	11.04268	24.98949	3.76558	42.42684
5	105298	4.00022	5.72952	7.67572	8.50992	10.50213	24.86153	3.55012	41.71744
6	108088	4.00009	5.58538	7.46129	8.19827	10.07453	24.93424	3.30777	40.34717
7	109508	4.00004	5.72605	7.67974	8.33697	10.22049	24.91535	3.29689	39.54548
8	106364	4.00001	5.82729	7.83973	8.53542	10.48023	24.96494	3.44093	40.31362

4.3.3 Potência Activa

Em relação à potência activa observada verificada no parque, ao analisar-se a Figura 4.7 observa-se que as primeiras 4 turbinas se diferenciam um pouco das últimas 4, pois nestas últimas a amplitude interquartil é menor. Assim, este fenómeno torna-se evidente devido ao facto de ocorrer uma diminuição na magnitude do vento nas turbinas 5, 6, 7 e 8 como ilustra a Figura 4.5.

Todavia, outro facto curioso é que todas as turbinas apresentam um máximo de aproximadamente 2400 kW , o que numa primeira análise não faz muito sentido, pois o fabricante define como potência

nominal 2300 kW para o modelo N90/2300. Com isto, as observações que contam com uma potência superior aos 2300 kW , constituem 6% das observações. No entanto, esta questão será abordada mais à frente na subsecção 4.7.

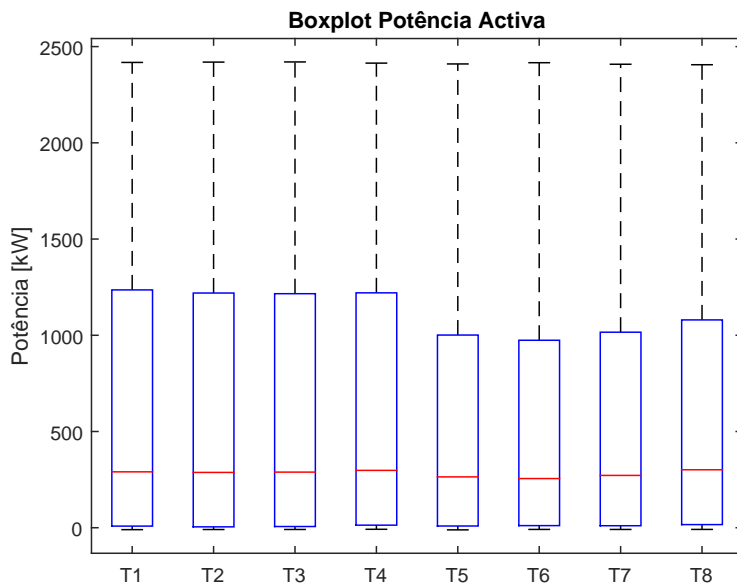


Figura 4.7: Boxplot de potência activa para as 8 turbinas.

Analisando a Tabela 4.9, verifica-se que os mínimos apresentam valores negativos em todas as turbinas, o que indica que as turbinas estão a consumir energia da rede. Estes casos ocorrem quando a turbina se encontra parada por razões de segurança e apenas estão accionados os travões mecânicos e os sistemas de monitorização.

Para além disso, observa-se que a distribuição dos dados é assimétrica em todas as turbinas. Pelo facto da mediana ser sempre menor em relação à média em todas as turbinas, verifica-se um grande enviesamento das distribuições à direita, o que se traduz num bom indicador em termos de produção de energia. Relativamente à dispersão da distribuição da amostra, verifica-se que 50% das observações estão compreendidas sensivelmente entre aproximadamente 10 e 1200 kW .

Tabela 4.9: Medidas descritivas da potência activa em kW .

Turbina	n	Min.	1º Qu.	Mediana	Média	3º Qu.	Max.	σ	CV [%]
1	157824	-9.9726	8.41015	290.3827	697.6043	1235.709	2417.656	827.0242	118.5521
2	157824	-9.27673	4.525069	287.4244	692.4886	1219.467	2419.401	827.5879	119.5093
3	157824	-9.02381	6.299202	289.0197	695.2717	1216.046	2420.264	831.2962	119.5642
4	157824	-8.11783	13.36265	297.9979	697.0974	1220.462	2414.089	819.9980	117.6303
5	157824	-11.0931	8.93707	264.2074	623.1453	1001.176	2409.826	764.2363	122.6417
6	157824	-8.83478	10.96301	255.5009	611.5489	974.0725	2416.258	757.7068	123.8996
7	157824	-8.9339	10.38339	271.8222	614.8334	1015.964	2408.290	738.4685	120.1087
8	157824	-8.80295	16.26856	301.1938	617.6495	1079.807	2405.771	709.8293	114.9243

4.4 Cálculo da Potência Eléctrica Teórica

Neste sub-capítulo apresenta-se a descrição de todos os cálculos efectuados para a determinação da potência eléctrica teórica extraída de cada uma das turbinas do parque eólico. Para isso foi necessário o conhecimento técnico dos vários componentes que integram a turbina Nordex N90/2300. Assim, foi utilizada a Equação (2.15) para o cálculo da potência teórica. Com isto, todas as interpolações propostas a seguir foram efectuadas de modo a obter o menor erro residual possível entre os dados reais dos fabricantes e a função interpoladora.

Assim foram interpolados as seguintes variáveis: coeficiente de potência, rendimento da caixa de velocidades e rendimento do gerador. Combinados todos estes elementos com a massa específica, área de varrimento das pás e velocidade do vento foi então possível o cálculo da potência activa teórica através da Equação (2.15) ao longo dos 3 anos de análise.

4.4.1 Interpolação do Coeficiente de Potência

Dado que o sistema SCADA do parque não possui informação da velocidade de vento no topo da pá, nem dos ângulos de ataque das pás, não se pôde utilizar os algoritmos propostos em [13; 14]. Assim, com recurso a dados fornecidos pelo fabricante presentes na Tabela C.1, foi interpolado o coeficiente de potência em função da velocidade do vento fixando a massa específica para um valor de 1.225 kg/m^3 [27] recorrendo-se à seguinte função Gaussiana de seis termos,

$$f(x) = a_1 e^{\left(-\frac{(x-b_1)}{c_1}\right)^2} + a_2 e^{\left(-\frac{(x-b_2)}{c_2}\right)^2} + a_3 e^{\left(-\frac{(x-b_3)}{c_3}\right)^2} + a_4 e^{\left(-\frac{(x-b_4)}{c_4}\right)^2} + a_5 e^{\left(-\frac{(x-b_5)}{c_5}\right)^2} + a_6 e^{\left(-\frac{(x-b_6)}{c_6}\right)^2}, \quad x \in [4, 25] \quad (4.1)$$

em que,

$$\begin{array}{lll} a_1 = 0.4193 & (-80.69, 81.53) & b_1 = -3.719 & (-2254, 2247) & c_1 = 18.18 & (-703.9, 740.2) \\ a_2 = 0.3562 & (-1262, 1262) & b_2 = 3.721 & (-2550, 2558) & c_2 = 2.389 & (-1391, 1396) \\ a_3 = -0.06317 & (-26.09, 25.96) & b_3 = 8.721 & (-203.6, 221) & c_3 = 2.269 & (-158.1, 162.6) \\ a_4 = 0.2683 & (-212, 212.5) & b_4 = 8.716 & (-1234, 1252) & c_4 = 4.182 & (-520.3, 528.7) \\ a_5 = -0.00184 & (-5.549, 5.545) & b_5 = 17.57 & (-231.2, 266.4) & c_5 = 0.5264 & (-911.8, 912.9) \\ a_6 = -2729 & (-8.486e08, 8.485e08) & b_6 = -25.9 & (-1.105e06, 1.105e06) & c_6 = 10.34 & (-1.89e05, 1.89e05) \end{array}$$

A Figura 4.8 mostra a função utilizada (a azul) e os pontos reais do coeficiente de potência (a preto). Para além disso, a interpolação foi apenas efectuada entre os 4 e 25 m/s , sendo estes valores os limites inferior e superior de funcionamento da turbina, de acordo com o fabricante.

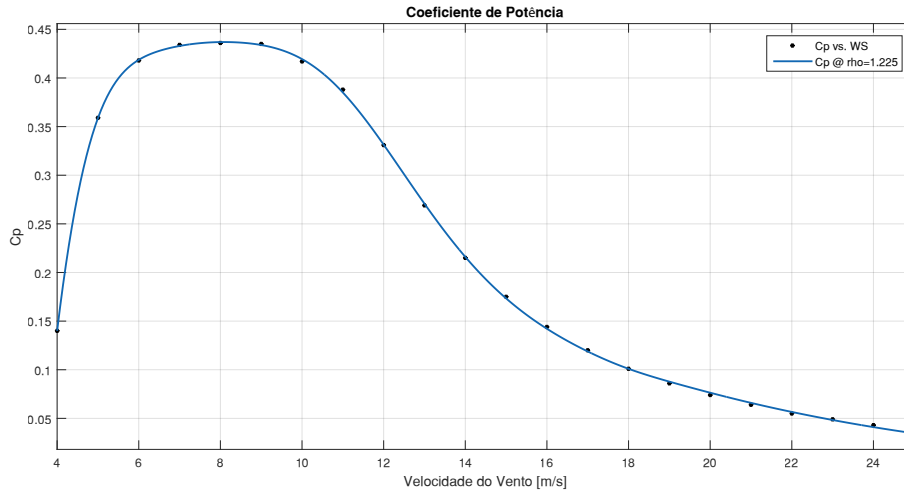


Figura 4.8: Função de interpolação do coeficiente de potência.

Em suma, a Figura 4.9 ilustra o erro residual entre os pontos reais e a função interpoladora, verificando-se um valor máximo de aproximadamente 3×10^{-3} para 11 m/s .

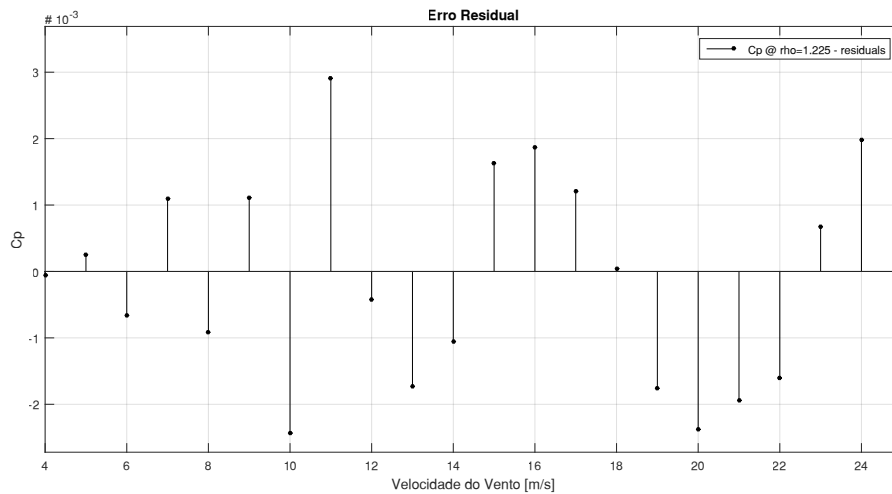


Figura 4.9: Erro residual da interpolação do coeficiente de potência.

4.4.2 Interpolação do Rendimento da Caixa de Velocidades

No que toca à caixa de velocidades, utilizando os dados fabricante (Eickhoff Gears) de eficiência presentes na Tabela C.3 em função do quociente $\frac{P_{i,t}}{P_{nom_i}}$, onde $P_{i,t}$ representa a potência registada no instante t da turbina i e P_{nom_i} a potência nominal da turbina i . Com isto, o rendimento foi interpolado através de uma função Gaussiana de três termos,

$$f(x) = a_1 e^{\left(-\frac{(x-b_1)}{c_1}\right)^2} + a_2 e^{\left(-\frac{(x-b_2)}{c_2}\right)^2} + a_3 e^{\left(-\frac{(x-b_3)}{c_3}\right)^2}, \quad x \in [0, 100] \quad (4.2)$$

onde,

$$\begin{aligned}
 a_1 &= 113.1 \quad (-3433, 3659) & b_1 &= 1794 \quad (-3.814e5, 3.85e5) & c_1 &= 4568 \quad (-5.083e5, 5.174e5) \\
 a_2 &= -0.3089 \quad (-4.121, 3.503) & b_2 &= 1.34 \quad (-22.14, 24.82) & c_2 &= 5.448 \quad (-23.62, 34.52) \\
 a_3 &= 0.1178 \quad (-4.19, 4.425) & b_3 &= 22.68 \quad (-191.1, 236.5) & c_3 &= 18.28 \quad (-419.6, 456.1)
 \end{aligned}$$

Assim, a Figura 4.10 mostra a função utilizada a azul e os pontos do quociente de potências a preto.

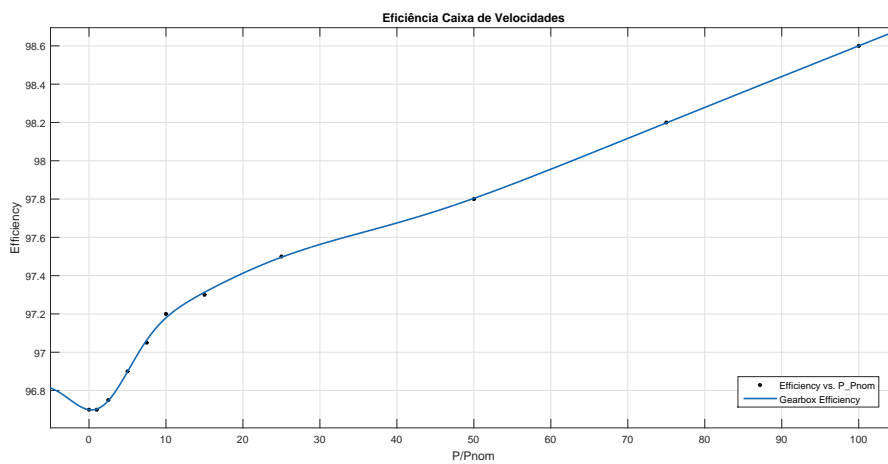


Figura 4.10: Função de interpolação da eficiência da caixa de velocidades.

Por fim, a Figura 4.11 ilustra o erro residual entre os pontos e a função interpoladora, verificando-se um valor máximo de aproximadamente 0.02 para um quociente de 10.

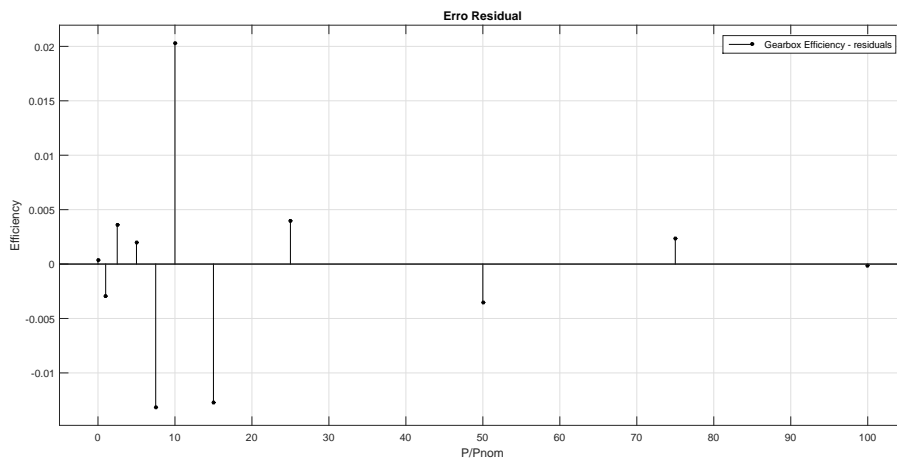


Figura 4.11: Erro residual da interpolação da eficiência da caixa de velocidades.

4.4.3 Interpolação do Rendimento do Gerador

Todas as turbinas estão equipadas com um gerador assíncrono de 2300 kW fabricado pela empresa ELIN Motoren (modelo: 505506E). Assim, com os dados (fornecidos pelo fabricante) de rendimento presentes na Tabela C.2 em função da velocidade angular do veio em rpm foi interpolada o rendimento. No entanto, como a velocidade angular necessária para este cálculo é a do veio do gerador foi necessário calcular esta a partir da velocidade angular do rotor e a relação de multiplicação de 1:77.44 (ver Anexo C), dado que os dados do parque eólico não possuem a velocidade de rotação do veio do gerador. Foi então utilizada uma interpolação polinomial de segundo grau,

$$f(x) = p_1x^2 + p_2x + p_3, \quad x \in [740, 1310] \quad (4.3)$$

em que,

$$p_1 = -7.222e - 05 \quad (-0.0001092, -3.528e - 5)$$

$$p_2 = 0.1686 \quad (0.09438, 0.2429)$$

$$p_3 = -0.9758 \quad (-37.08, 35.13)$$

Assim, a Figura 4.12 ilustra a função interpoladora a azul dos pontos de eficiência em função da velocidade angular.

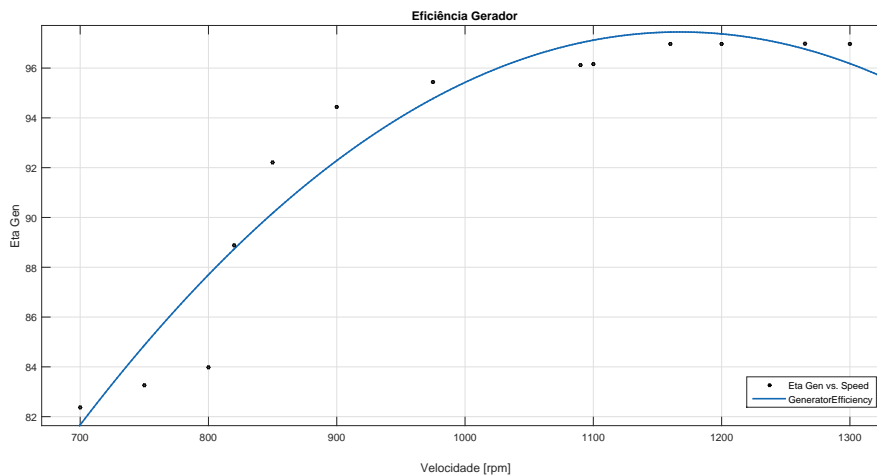


Figura 4.12: Função de interpolação da eficiência do gerador.

Finalmente, a Figura 4.13 mostra o erro residual originado pela interpolação, verificando-se um valor máximo de aproximadamente -3.8 às 800 rpm. Para além disso, esta interpolação foi a que apresentou os maiores erros residuais comparativamente com a interpolação do coeficiente de potência e rendimento da caixa de velocidades.

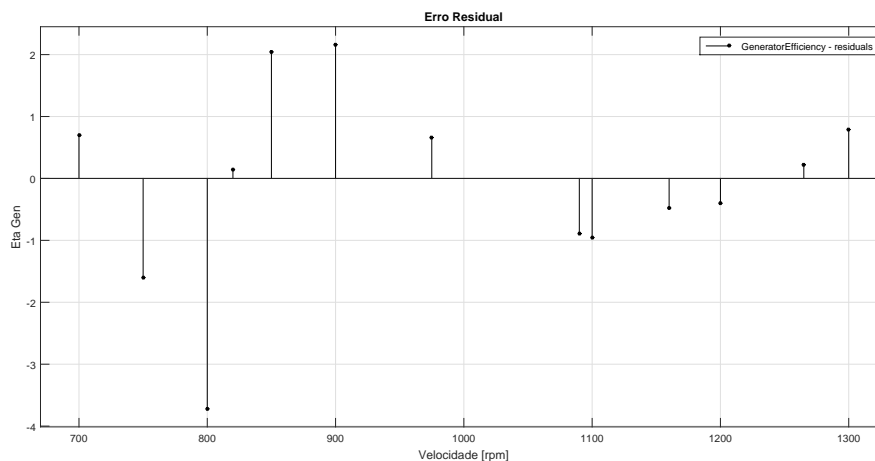


Figura 4.13: Erro residual da interpolação da eficiência do gerador.

4.4.4 Rendimento do Rotor

Após um primeiro cálculo da potência activa teórica através do método interpolativo proposto com base na Equação (2.15), conclui-se que o modelo apresentava valores bastante diferentes da potência activa observada no parque.

Com isto, é de realçar que relativamente à cadeia cinemática do sistema de geração energético da turbina, apenas foi interpolado o rendimento da caixa de velocidades. No entanto, esta cadeia cinemática apresenta variados componentes (chumaceiras, rolamentos, etc. ver Figura 2.9) que poderão induzem perdas mecânicas através de atrito.

Assim, a fim de refinar método interpolativo para que a potência activa teórica e a potência activa observada convergissem para valores próximos de menor grandeza, foi adicionado o factor de rendimento do rotor à Equação (2.15) com um valor determinístico de 0.9.

4.5 Evolução Diária das Médias da Diferença e Quociente de Potências em 2012

A Figura 4.14 ilustra a evolução da média da diferença entre a potência observada e potência teórica em kW , ao longo do dia, para os 366 dias de 2012. Como se pode ver, durante as horas diurnas a diferença tende a aumentar, dado que a temperatura é mais baixa durante a noite e a massa específica do ar aumenta. Isto, aliado a velocidades de vento também mais elevadas e turbulência durante a noite, resulta numa maior diferença entre potências.

Para além disso, os valores da diferença são maioritariamente negativos, o que significa que o cálculo da potência teórica é demasiado optimista em relação a potência real observada no parque.

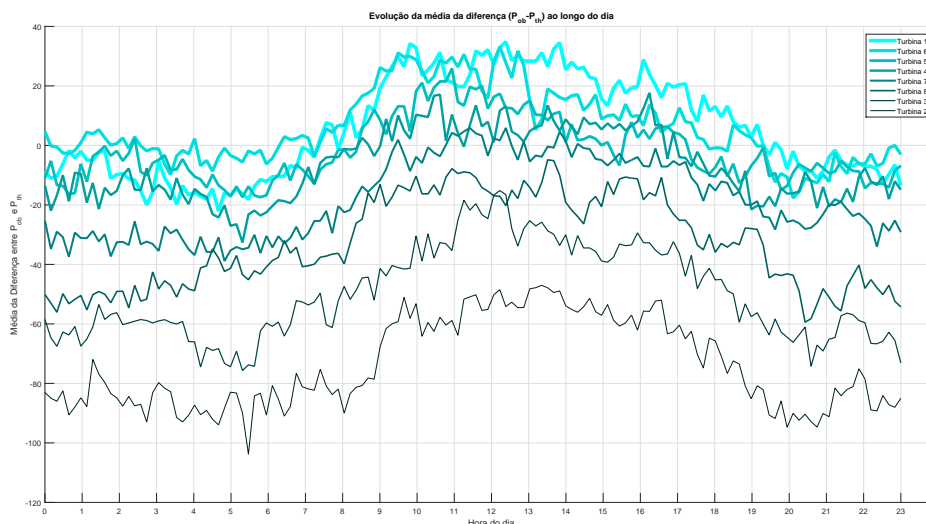


Figura 4.14: Evolução diária da média da diferença entre potência observada e teórica para o ano de 2012.

A Figura 4.15 ilustra a evolução da média do quociente entre a potência observada e potência teórica ao longo do dia para os 366 dias de 2012. Assim, semelhantemente à Figura 4.14 diferentes turbinas assumem diferentes comportamentos, sendo que as que se aproximam mais da potências observadas são a 8 a 6 e a 1.

Sendo que as que menos se aproximam da potência observada são a 2, 3 e 4, dado que estão alinhadas à mesma latitude com a turbina, o que leva ao perturbamento do escoamento por parte da turbina 1 em relação á dois e assim sucessivamente, pois uma das direcções dominantes é noroeste.

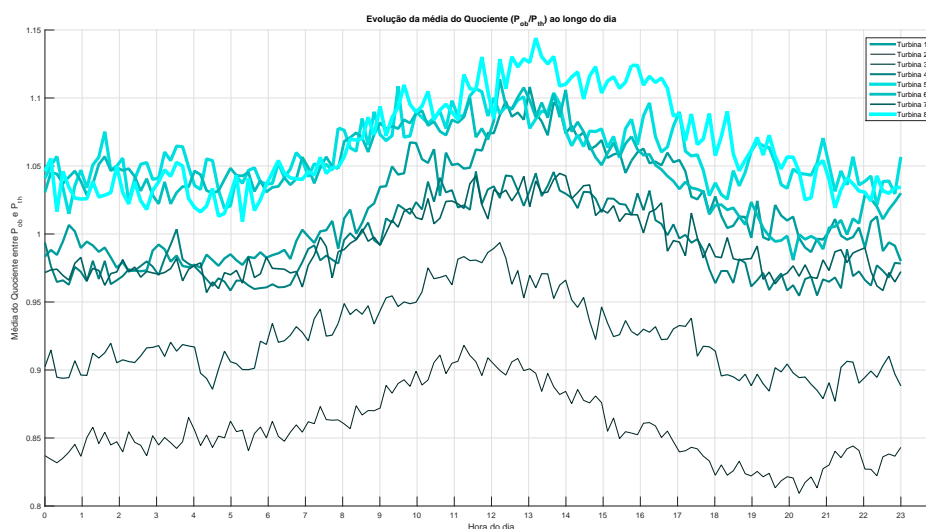


Figura 4.15: Evolução diária da média do quociente entre potência observada e teórica para o ano de 2012.

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 na distribuição de potências ao longo do dia/ano.

4.6 Estudo das Variáveis Diferença e Quociente de Potências

O âmbito desta análise é quantificar a diferença existente entre a potência anunciada pelo fabricante e a potência real observada no parque, e avaliar com que frequência e magnitude essa diferença ocorre ao longo do ano/dia. Com isto, é importante frisar a importância deste estudo em termos financeiros, quer na recuperação do capital investido, quer em contractos relacionados com a injeção de energia na rede eléctrica.

4.6.1 Definição de Variáveis

Com o intuito de compreender como se relaciona a potência observada do parque com a potência teórica calculada definiram-se as seguintes variáveis,

$$d_{i,t} = P_{ob_{i,t}} - P_{th_{i,t}} \quad (4.4)$$

$$r_{i,t} = \frac{P_{ob_{i,t}}}{P_{th_{i,t}}} \quad (4.5)$$

onde $P_{ob_{i,t}}$ é a potência observada e $P_{th_{i,t}}$ a potência teórica, referente à turbina i ($i \in \{1, \dots, 8\}$) no instante de tempo t definido entre 2011 e 2013 ($t \in \{1, \dots, 157824\}$).

4.6.2 Estudo da Diferença de Potências

Uma vez definida a variável diferença, numa primeira etapa estabeleceu-se a análise apenas para os instantes em que a potência observada se encontra no intervalo de 0 a 2300 kW e a velocidade do vento entre os 4 e 25 m/s, devido às especificações da definidas pela Nordex (Anexo C.4), e tal como definido na secção 4.4.

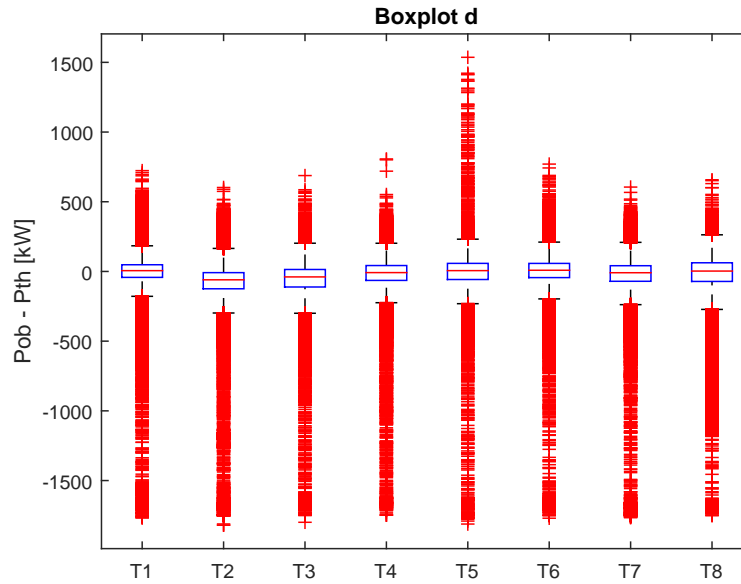


Figura 4.16: Boxplot da diferença com $0 < P_{ob} < 2300$.

Assim, na Figura 4.16 desde já observa-se que nem todas as turbinas apresentam o mesmo comportamento. Assim, verifica-se que o primeiro quartil é sempre negativo em todas as turbinas, relativamente à mediana todas elas estão próximas do valor 0 excepto nas turbinas 2 e 3.

Para além disso observa-se ainda que o terceiro quartil é sempre negativo, exceptuando a turbina 8. Isto revela então, que o retorno do investimento poderá levar mais tempo, do que tendo em conta o retorno estabelecido com base nas curvas de potência anunciadas pelo fabricante dado os valores médios da diferença de potências das turbinas 2, 3, 4, 5, 7 e 8. É ainda possível ver que ocorre um grande número de outliers, especialmente na cauda esquerda, correspondente à região de diferenças negativas.

Uma vez que as turbinas são iguais, era razoável esperar um comportamento semelhante, contudo a sua disposição, distancia relativa, e posicionamento topográfico poderão influenciar preponderantemente a performance bem como perturbar o escoamento nas turbinas mais próximas.

Tabela 4.10: Medidas descritivas da diferença em kW , $0 < P_{ob} < 2300$.

Turbina	n	Min.	1º Qu.	\tilde{d}	\bar{d}	3º Qu.	Max.	σ	CV [%]
1	97333	-1768.02	-42.5192	5.741966	4.768988	48.10587	723.2899	157.0434	3293.014
2	86747	-1820.49	-124.334	-59.9472	-75.0738	-8.5183	602.397	194.2676	258.769
3	87643	-1799.42	-111.524	-39.1966	-50.9705	14.12189	687.7983	157.7614	309.515
4	85026	-1748.96	-64.2645	-8.25608	-7.39379	42.36568	807.0979	151.8328	2053.52
5	92668	-1811.98	-57.7776	5.958345	-2.61087	57.93647	1536.246	140.2442	5371.55
6	93833	-1770.19	-44.1526	8.518802	5.119931	57.70444	770.1815	141.8799	2771.128
7	100051	-1766.67	-70.5608	-9.15403	-19.066	41.15811	605.29	158.809	832.944
8	98880	-1751.17	-71.6481	2.755517	-34.0539	62.17261	657.8013	197.1087	578.813

Ao analisar a Tabela 4.10, verifica-se que a média tende valores negativos, excepto nas turbinas 1 e 6. Assim, idealmente, um bom indicador para o modelo teórico seria a obtenção de médias mais próximo do 0 e com uma distribuição normal (ver Anexo B, Figura B.1), no entanto dada a densidade de outliers em todas as turbinas está-se perante distribuições com caudas pesadas.

A análise anterior evidencia o quão grande pode ser a diferença entre a potência observada e a potência teórica. Assim, com vista a uma interpretação destas diferenças, a variável d foi separada por sinal (d^+ e d^-) de forma a obter duas análises complementares.

Com isto, de modo a obter as séries temporais circulares a seguir apresentadas, a variável temporal foi convertida numa variável direccional com o fim de obter as distribuições anuais e diárias da diferença, tanto positiva como negativa. Assim, como os dados provenientes do sistema SCADA do parque eólico têm uma frequência de amostragem de 10 minutos, a distribuição diária fica definida com 144 amostras e a anual com 52560 para o ano normal, e 52704 para o ano bissexto:

- Série diária - $(k - 1) \frac{2\pi}{144}$
- Série anual normal - $(k - 1) \frac{2\pi}{52560}$
- Série anual bissexta - $(k - 1) \frac{2\pi}{52704}$

onde k representa a posição no vector do tempo.

É ainda de frisar que todas as séries circulares são definidas no sentido horário (\odot) e cada dia/ano é definido entre 0 até 359° de modo a fechar o intervalo diário/anual [29].

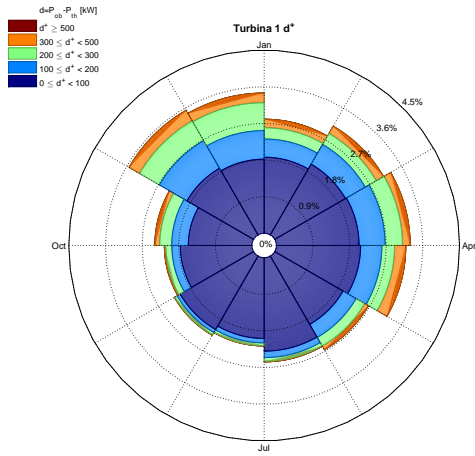
Todos os gráficos de séries temporais foram gerados através de [30, WindRose.m].

4.6.2.1 Análise Circular Anual

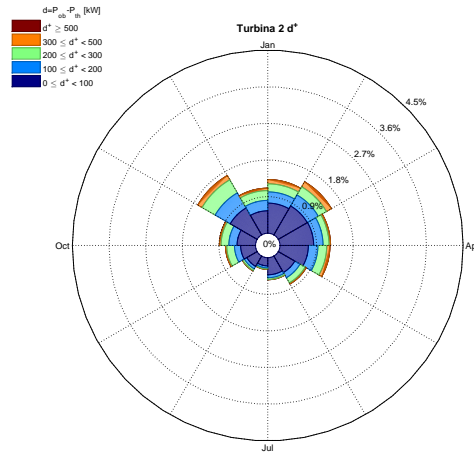
► Diferença Positiva: d^+

A Figura 4.17 ilustra as distribuições anuais de d^+ das oito turbinas. Todos os gráficos circulares estão divididos em 12 meses/secções. Numa primeira análise, as turbinas têm todas distribuições similares com maior incidência nos meses de inverno, excepto a turbina 5, 7 e 8, pois estas apresentam menores frequências (Figuras 4.17e, 4.17g, 4.17h) que também apresentam uma grande incidência no mês de Junho/Julho. Além disso, é evidente a diferenciação dos dois grupos de turbinas anunciados em 4.1, pois as turbinas 6, 7 e 8 apresentam distribuições extremamente semelhantes. Todavia, é ainda de salientar a diferente dimensão entre distribuições, como é o caso das turbinas 2 e 3 (Figuras 4.17b e 4.17c) dado que estas apresentam uma menor frequência de d^+ em relação às restantes.

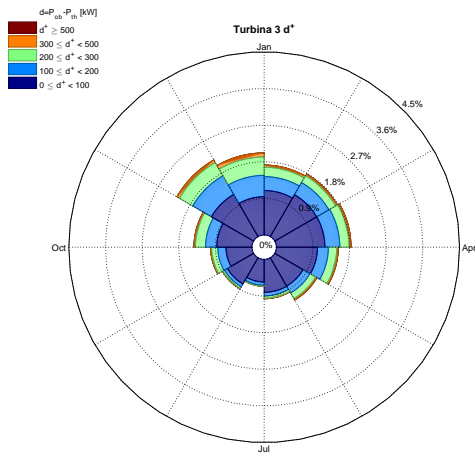
Uma vez que estamos a analisar d^+ , e como o modelo teórico tem a massa específica ρ fixa em 1.225 kg/m^3 (15°C , 1 bar), verifica-se a maior ocorrência nos meses frios, onde a massa específica é maior dadas as temperaturas registadas no local (temperatura mínima: -4.1164°C , $\rho_{@-5^\circ\text{C}, 1 \text{ bar}} \simeq 1,3163$).



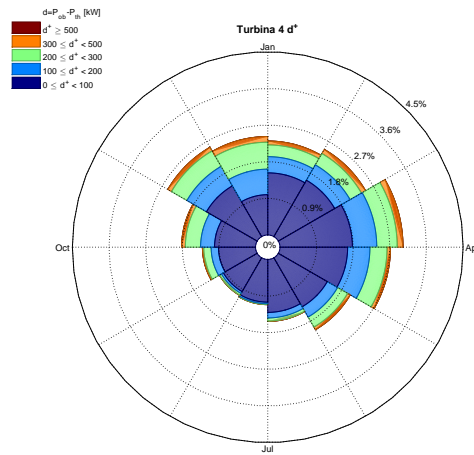
(a) Turbina 1.



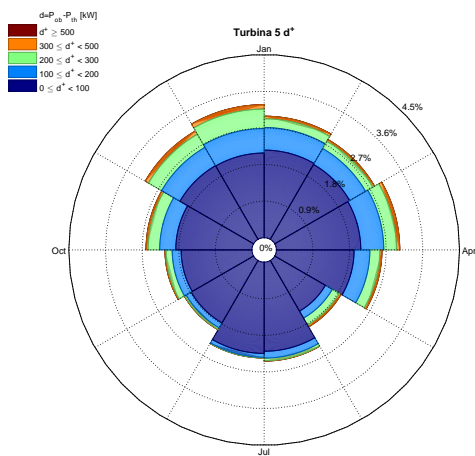
(b) Turbina 2.



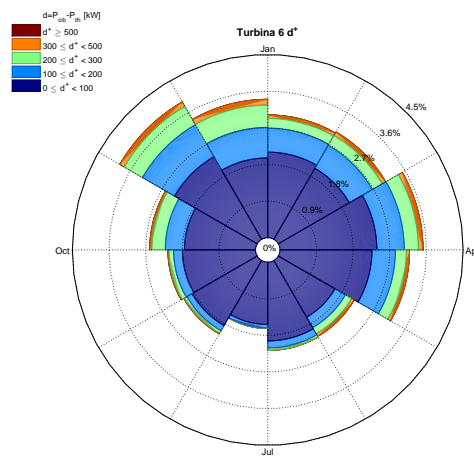
(c) Turbina 3.



(d) Turbina 4.



(e) Turbina 5.



(f) Turbina 6.

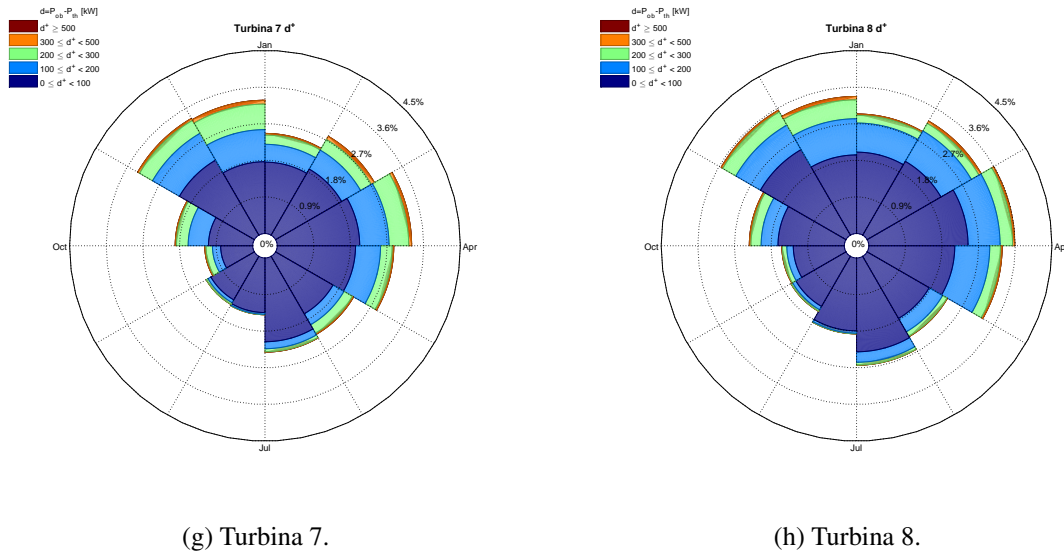


Figura 4.17: Distribuição anual de d^+ .

Nota-se então, que as distribuições anteriores não se assemelham a distribuições uniformes, bem como não apresentam um mês preferencial (distribuição von Mises). É ainda de realçar que em todas as distribuições é praticamente inexistente diferenças acima dos 300 kW, relativamente à gama $200 \leq d^+ < 300 \text{ kW}$ esta ocorre maioritariamente nos meses frios, bem como é a gama de $0 \leq d^+ < 100 \text{ kW}$ a que apresenta maior frequência.

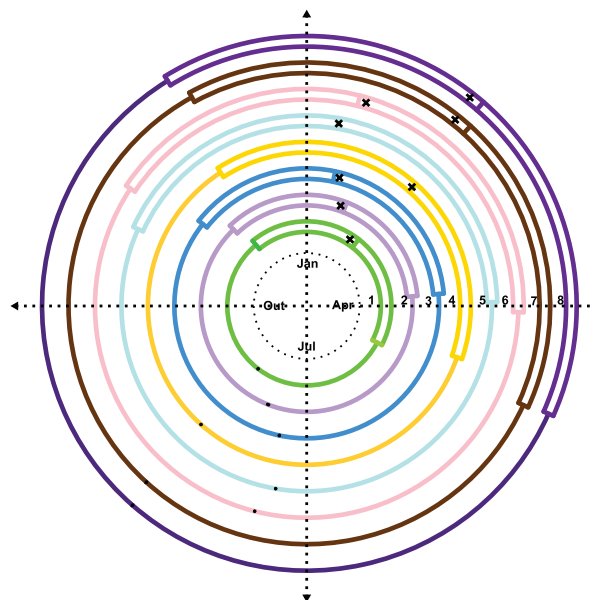


Figura 4.18: Boxplot circular da distribuição anual da diferença positiva.

A Figura 4.18, mostra a distribuição de d^+ em forma de boxplots circulares, permitindo assim uma melhor comparação entre turbinas. Verifica-se que a "direcção" média e mediana de d^+ ocorre em

todas as turbinas entre Janeiro e Abril. Para além disso, os valores próximos entre média e mediana em todas as turbinas, excepto nas turbinas 7 e 8, mostram tendência para a simetria, como se pode ver na figura.

Finalmente, a Tabela 4.11 apresenta medidas descritivas circulares de localização e dispersão em "dias". Assim, esta realça mais uma vez a simetria da distribuição de d^+ , observando-se que o mínimo e o máximo ocorrem nos mesmos meses em todas as turbinas, passando-se o mesmo para a média e a mediana.

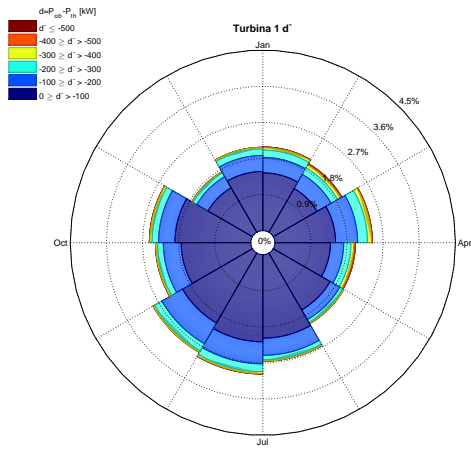
No que toca às amplitudes interquartis estas estendem-se por 161, 132, 141, 146, 159, 152, 148 e 137 dias, respectivamente. Para além disso, os baixos valores do vector resultante \bar{R} indica que d^+ anual apresenta grande dispersão em todas as turbinas, tal como revela a figura anterior, pois todos os boxplots circulares estão definidos ao longo de todo o perímetro da série temporal.

Tabela 4.11: Medidas descritivas circulares de d^+ em dias.

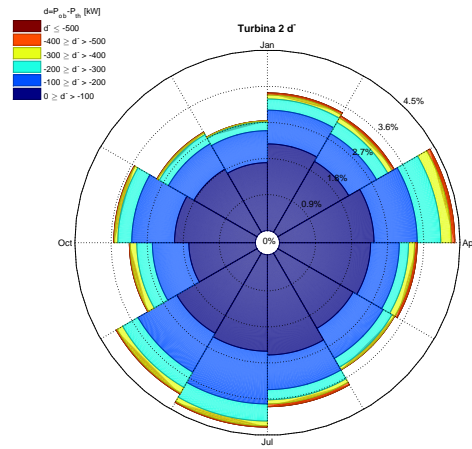
Turbina	n	Min.	1º Qu.	$\tilde{\theta}$	$\bar{\theta}$	$\bar{\theta}$ [rad]	3º Qu.	Max.	\bar{R}
1	52920	09/ago	29/abr	08/fev	03/fev	0.5761	21/nov	09/ago	0.1016
2	18560	23/jul	27/mar	22/jan	19/jan	0.3262	17/nov	24/jul	0.2810
3	27110	14/jul	28/mar	13/jan	15/jan	0.2504	09/nov	14/jul	0.2167
4	38420	13/ago	21/abr	12/fev	12/fev	0.7236	28/nov	13/ago	0.2005
5	49290	12/jul	01/abr	10/jan	11/jan	0.1735	26/out	12/jul	0.1087
6	51870	16/jul	03/abr	15/jan	17/jan	0.2837	04/nov	16/jul	0.1506
7	44800	14/ago	27/abr	12/fev	09/fev	0.6734	02/dez	14/ago	0.1889
8	50750	22/abr	17/jan	22/out	08/out	0.6636	03/ago	22/abr	0.1673

► *Diferença Negativa: d^-*

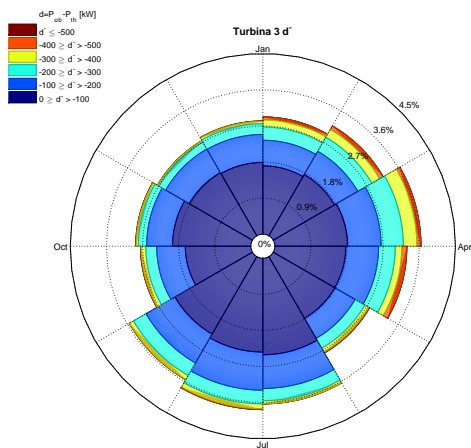
No seguimento da análise da diferença anual, a Figura 4.19 representa a distribuição de d^- . Observando os gráficos, nota-se que comparativamente com d^+ , d^- conta com distribuições mais homogêneas ao longo de todo o ano, sendo a gama de $0 \leq d^- < 100 \text{ kW}$ novamente a mais predominante. Esta análise tem particular importância, pois demonstra as alturas do ano em que cada turbina deveria estar a produzir mais potência do que o realmente produziu. Assim, fazendo a mesma analogia em relação a d^+ , as maior frequências de d^- ocorrem nos meses mais quentes quando a massa específica é menor, levando ao decréscimo de P_{ob} .



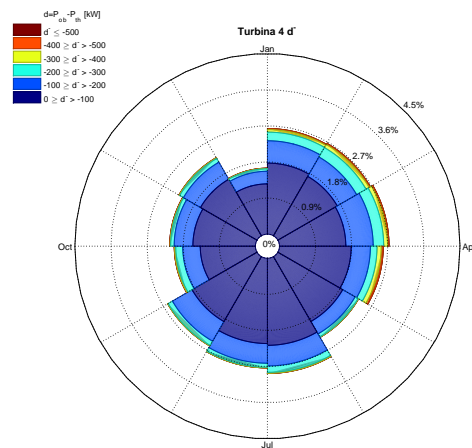
(a) Turbina 1.



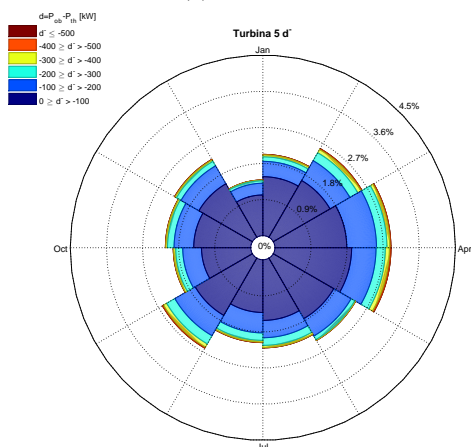
(b) Turbina 2.



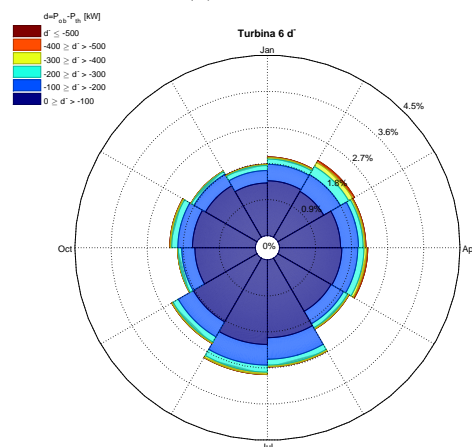
(c) Turbina 3.



(d) Turbina 4.



(e) Turbina 5.



(f) Turbina 6.

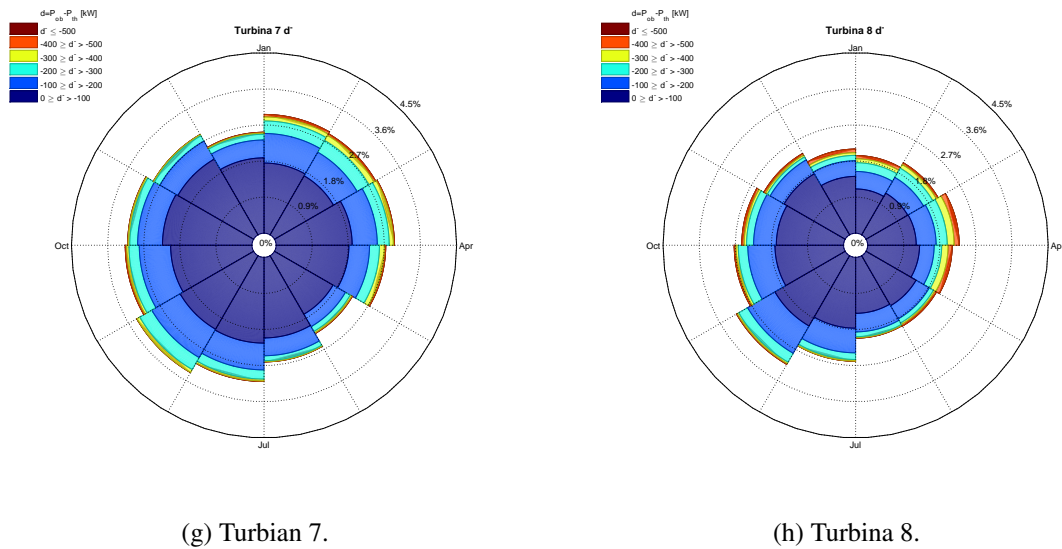


Figura 4.19: Distribuição anual de d^- .

Observando a Figura 4.20 vê-se que, ao contrário da Figura 4.18, a distribuição de d^- apresenta muito maior heterogeneidade, não assumindo uma direcção dominante em todas as turbinas. Contudo, pode-se observar semelhanças entre certas turbinas, é o caso das turbinas 4 e 5, e, 7 e 8.

Para além disso, ao contrário de d^+ , as distribuições de d^+ apresentam bastante assimetria, bem como se deixou de verificar as maiores frequências nos meses frios. Finalmente, a variabilidade da direcção média e mediana entres amostras também são mais acentuadas, concluindo assim que existe uma maior heterogeneidade para as diferenças positivas.

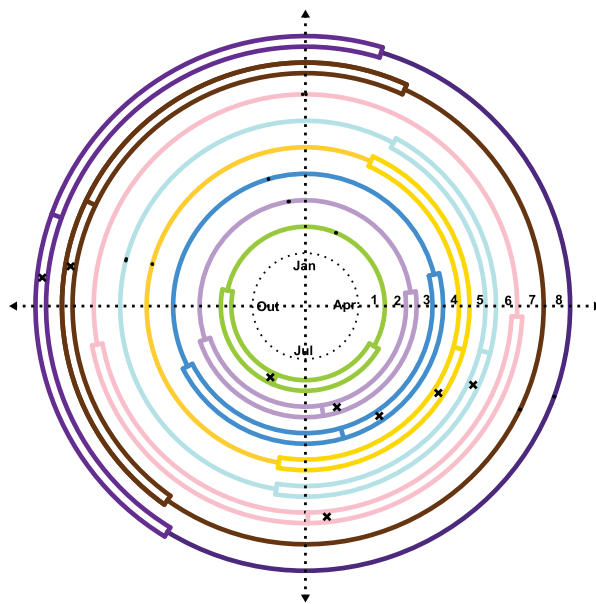


Figura 4.20: Boxplot circular da distribuição anual da diferença negativa.

Finalmente, a Tabela 4.12 apresenta as medidas descritivas de d^- em dias. Em relação às dimensões das amostras, d^- apresenta um número maior de observações em relação a d^+ , excepto nas turbinas 1, 5, 6 e 8. Mais uma vez, observa-se que o mínimo e o máximo ocorrem nos mesmos meses, passando-se o mesmo para a média e mediana.

Por fim, em relação às regiões interquartis estas são constituídas por 165, 173, 170, 169, 164, 171, 172 e 168 dias, respectivamente. Por fim, verifica-se que para d^- as direcções médias estão desfasadas das direcções medianas, verificando-se um desvio máximo de 18 dias na turbina 4.

Tabela 4.12: Medidas descritivas circulares de d^- em dias, ano/rad.

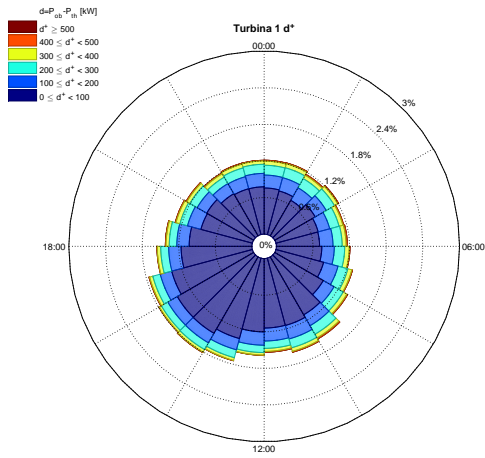
Turbina	n	Mín.	1º Qu.	$\tilde{\theta}$	$\bar{\theta}$	$\bar{\theta}$ [rad]	3º Qu.	Max.	\bar{R}
1	52920	23/jan	13/out	25/jul	28/jul	3.5960	02/mai	24/jan	0.0768
2	18560	22/dez	13/set	23/jun	14/jun	2.8390	25/mar	22/dez	0.0504
3	27110	15/dez	04/set	15/jun	28/mai	2.5470	19/mar	15/dez	0.0506
4	38420	17/out	12/jul	17/abr	05/mai	2.1450	25/jan	17/out	0.0629
5	49290	16/out	11/jul	16/abr	27/abr	2.0080	29/jan	16/out	0.0732
6	51870	31/dez	21/set	01/jul	26/jun	3.0440	04/abr	01/jan	0.0698
7	44800	28/abr	25/jan	27/out	11/out	4.8780	07/ago	28/abr	0.0448
8	50750	22/abr	17/jan	22/out	08/out	4.8200	03/ago	22/abr	0.0593

4.6.2.2 Análise Circular Diária

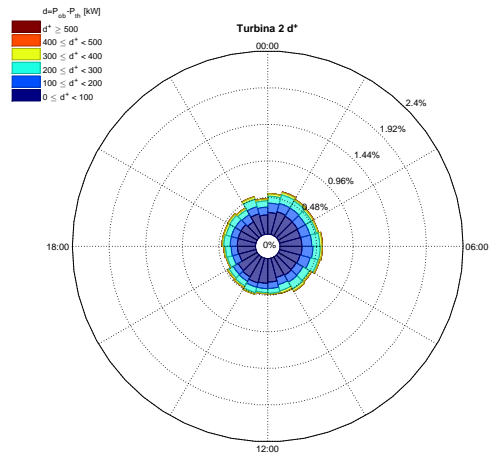
A segunda análise de d , consistiu na elaboração de séries temporais circulares diárias, onde os círculos estão subdivididos em 24 secções contabilizando assim as 24 horas diárias.

► Diferença Positiva: d^+

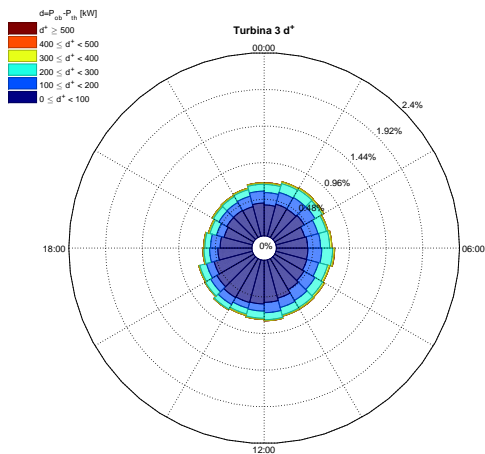
Na Figura 4.21 pode ver-se a distribuição diária das diferenças positivas. Verifica-se que, com excepção da turbinas 1 (Figura 4.21a), todas as turbinas apresentam distribuições de d^+ que se aproximam de uma distribuição uniforme, com maior incidência novamente na gama de $0 \leq d^+ < 100 \text{ kW}$. Para além disso, como visto anteriormente, as turbinas 2, 3 e 4 apresentam menos ocorrências de diferenças positivas.



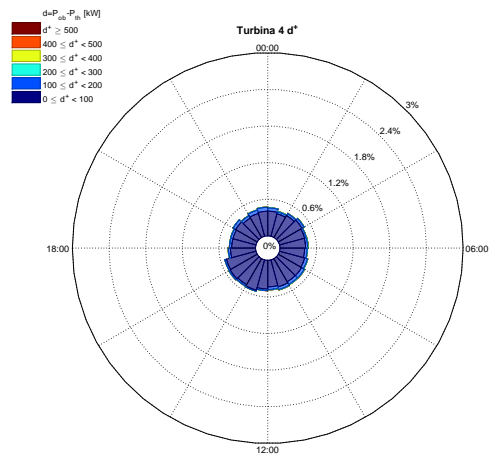
(a) Turbina 1.



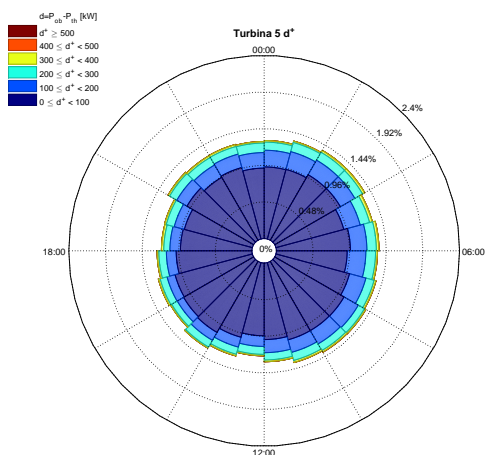
(b) Turbina 2.



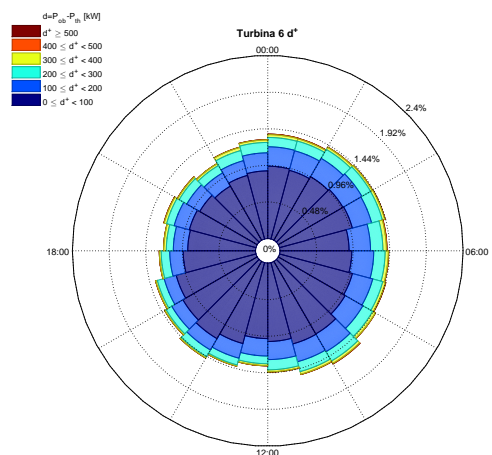
(c) Turbina 3.



(d) Turbina 4.



(e) Turbina 5.



(f) Turbina 6.

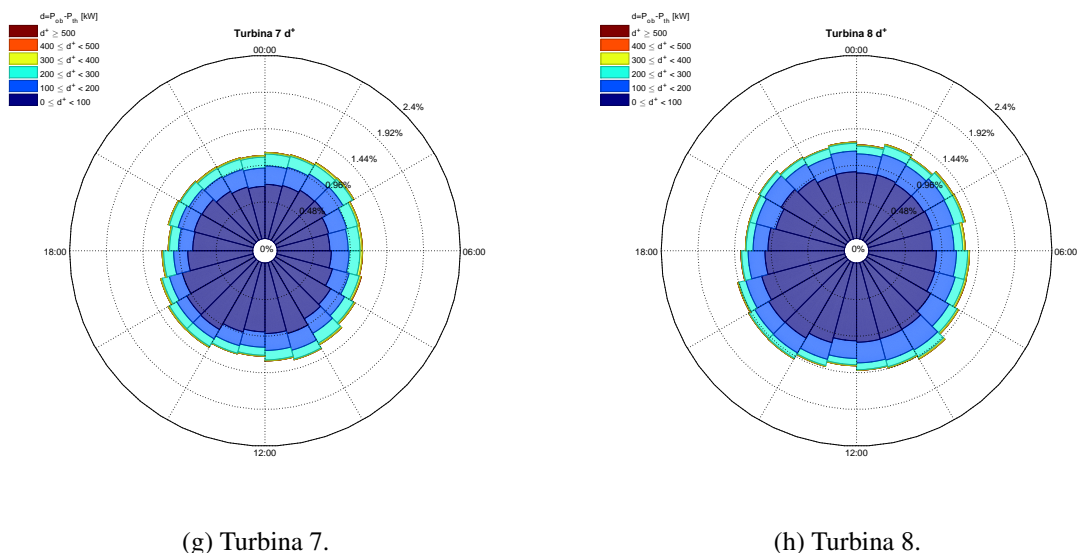


Figura 4.21: Distribuição diária de d^+ .

Na Figura 4.22 pode-se observar comportamentos idênticos entre turbinas, é o caso das turbinas 6, 7, e 8, 5 e 2 e 1 e 4. Em termos de simetria de amostras, realçam-se as turbinas 1, 3, 6 e 7, sendo que nas turbinas 2, 4, 5 e 8 as direcções medianas e médias apresentam algum desfasamento resultando em distribuições assimétricas.

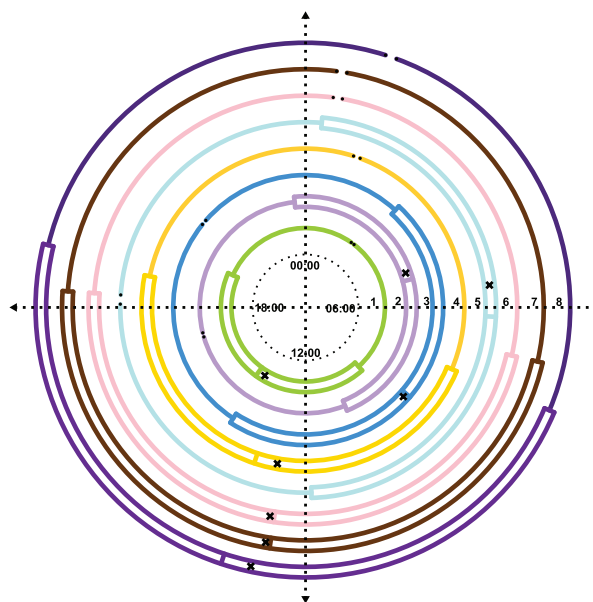


Figura 4.22: Boxplot circular da distribuição diária da diferença positiva.

Na Tabela 4.13 podem ver-se as medidas circulares de d^+ . Verifica-se em todas as turbinas um intervalo de 10 minutos entre a direcção mínima e máxima. Contudo, apesar de haver grande variabilidade entre turbinas, mais uma vez é evidente a semelhança entre turbinas tal como enunciado no parágrafo anterior. Em termos de intervalos interquartis verifica-se um intervalo de: 11, 11, 12, 12, 12, 12

e 12 horas, respectivamente. Por fim, em relação ao desfaseamento entre a direcção mediana e média, regista-se um desvio máximo de 40 minutos na turbina 5, e de 20, 30 e 20 minutos para as turbinas 2, 4 e 8, respectivamente.

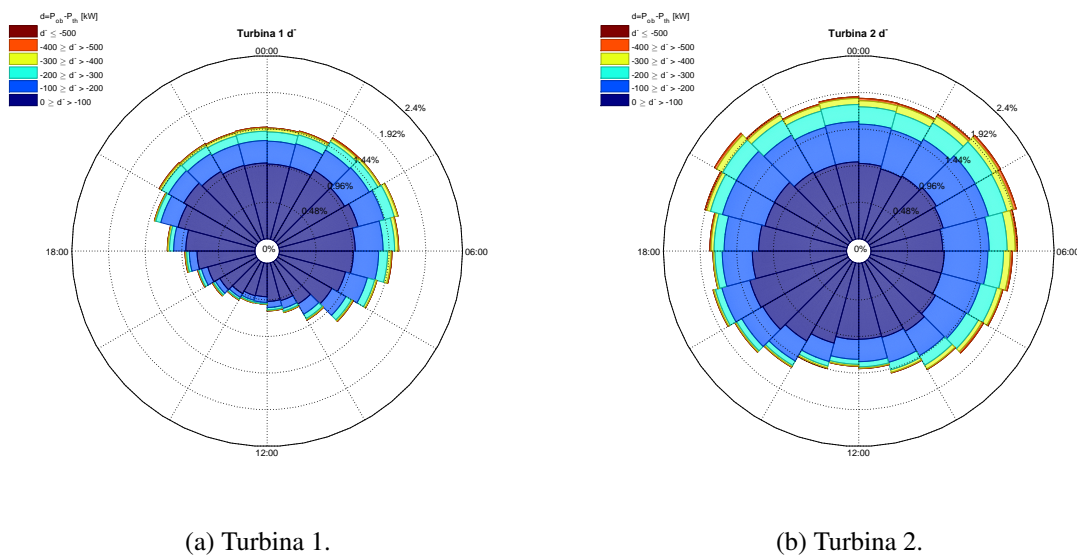
Tabela 4.13: Medidas descritivas circulares de d^+ em horas/rad.

Turbina	n	Min.	1º Qu.	$\tilde{\theta}$	$\bar{\theta}$	$\bar{\theta}$ [rad]	3º Qu.	Max.	\bar{R}
1	52920	02:20	19:40	14:20	14:00	3.6840	09:10	02:30	0.1008
2	18560	16:50	10:30	05:00	04:40	1.2430	23:40	17:00	0.0652
3	27110	20:40	14:10	08:40	08:50	2.3060	02:50	20:50	0.0407
4	38420	01:10	18:40	13:10	12:40	3.3220	07:30	01:20	0.0426
5	49290	18:00	11:50	06:10	05:30	1.4530	00:20	18:10	0.0230
6	51870	20:40	14:20	08:40	08:20	3.3050	02:50	20:50	0.0310
7	44800	00:30	18:10	12:30	12:40	3.3050	06:50	00:40	0.0310
8	50750	01:10	18:50	13:10	12:50	3.3500	07:30	01:20	0.0323

► *Diferença Negativa: d^-*

A última análise da variável d consiste na diferença diária negativa. Assim, a Figura 4.23 ilustra as distribuições de d^- ao longo do dia. Com isto, ao observar-se os vários gráficos chega-se à conclusão que existe uma grande homogeneidade entre todas as turbinas, e à primeira vista as distribuições parecem aproximar-se com a distribuição von Mises.

Além disso, as maiores frequências ocorrem durante o período nocturno para as gamas de $d^- < -200$ e $0 \geq d^- > -100$, durante o dia para a gama predominante é de $-100 < d^- \leq 0$. Realça-se ainda que é durante as horas nocturnas onde se verificam as maiores diferenças entre a potência observada e potência teórica (gamas $-400 < d^- \leq -300$ e $-500 < d^- \leq -400$).



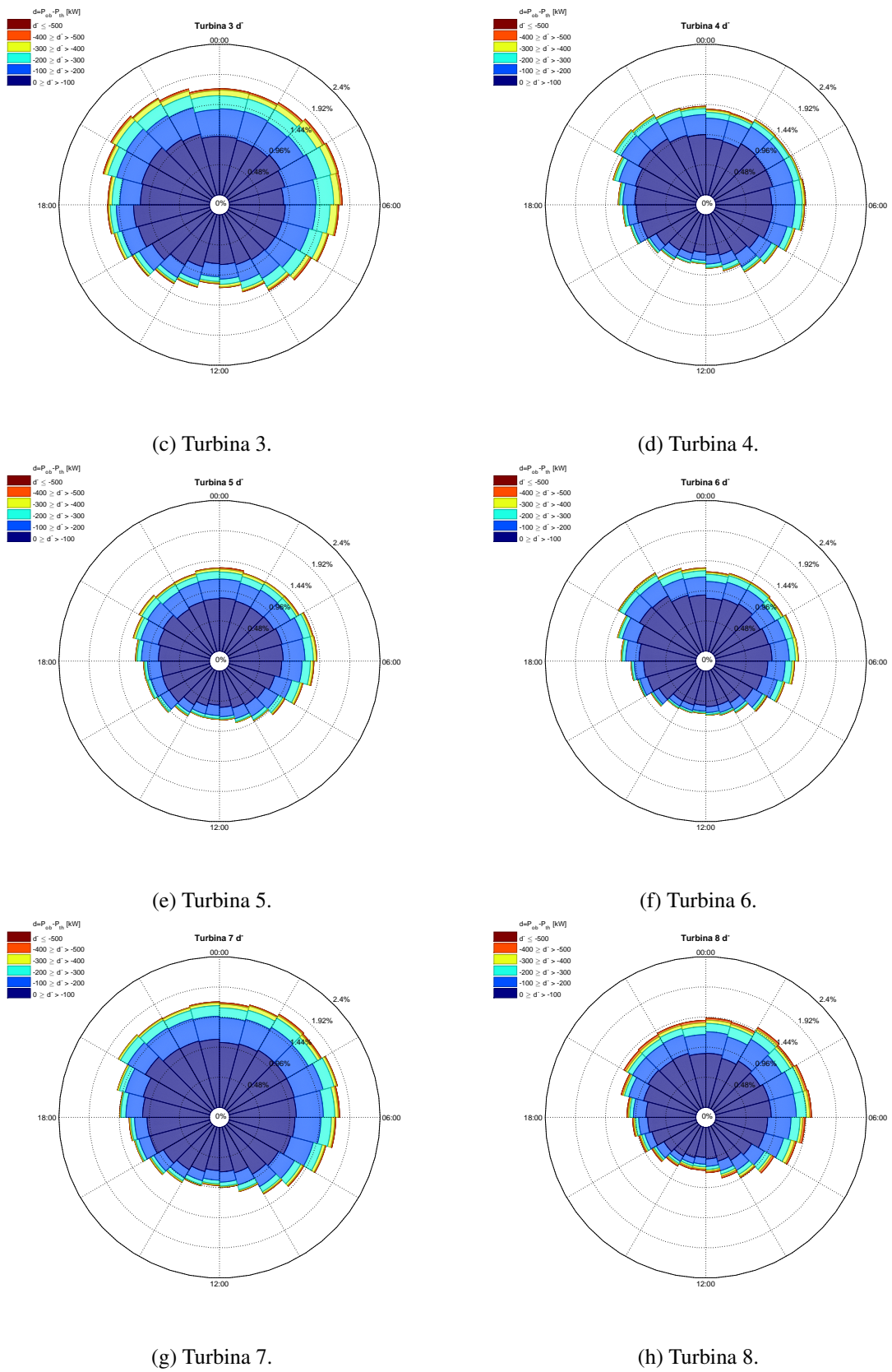


Figura 4.23: Distribuição diária de d^- .

Dada a homogeneidade entre as distribuições amostrais da Figura 4.23, o mesmo se passa ao analisarmos a Figura 4.24. Realça-se então que as direções médias e medianas ocorrem num período entre as 00:10 e as 01:30 horas e são concordantes, o que indica simetria. Verifica-se ainda que 50% das observações ocorrem entre o 4^o e o 1^o quadrante, correspondente ao período nocturno.

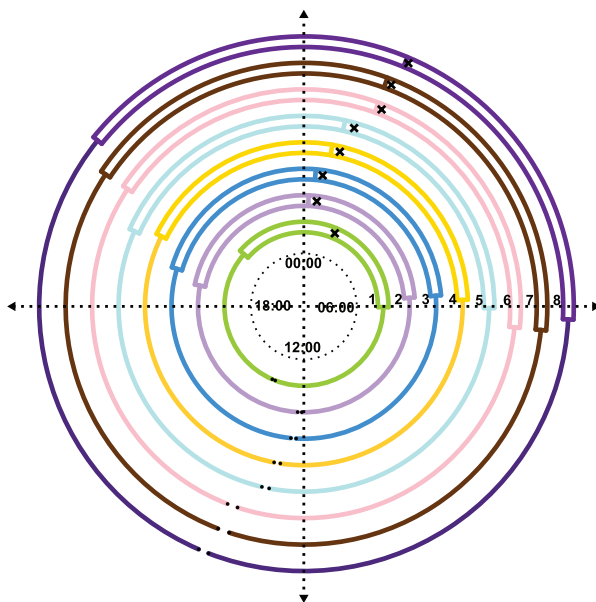


Figura 4.24: Boxplot circular da distribuição diária da diferença negativa.

Por fim, a Tabela 4.14 apresenta as medidas descritivas circulares das diferenças negativas para as 8 amostras. Observa-se então que, tal como referido, o desvio máximo da direção média em relação à mediana é apenas de 20 minutos. Em relação às amplitudes interquartis estas, apresentam um intervalo de 10, 12, 11, 11, 11, 11, 11 e 12 horas, respectivamente. Nota-se ainda que, a dimensão de d^- diária é bastante diferente ao longo das diversas turbinas, sendo as turbinas 2, 3 e 4 as que apresentam menor frequência de diferenças negativas.

Tabela 4.14: Medidas descritivas circulares de d^- em horas/rad.

Turbina	n	Min.	1 ^o Qu.	$\tilde{\theta}$	$\bar{\theta}$	$\bar{\theta}$ [rad]	3 ^o Qu.	Max.	\bar{R}
1	52920	13:20	06:00	01:30	01:30	0.4013	20:50	13:30	0.2229
2	18560	12:00	05:40	00:10	00:30	0.1232	18:40	12:10	0.0663
3	27110	12:10	05:40	00:20	00:30	0.1425	19:00	12:20	0.0897
4	38420	12:30	05:50	00:40	00:50	0.2289	19:40	12:40	0.1281
5	49290	12:40	06:00	00:50	01:00	0.2746	19:40	12:50	0.1228
6	51870	12:00	05:20	00:10	00:20	0.3755	19:20	12:10	0.1385
7	44800	13:10	06:20	01:20	01:30	0.3755	20:20	13:20	0.1385
8	50750	13:20	06:10	01:30	01:30	0.4062	20:40	13:30	0.1658

4.6.2.3 Inferência

Após todo o estudo descritivo apresentado anterior, foi adquirida informação relativa ao comportamento da diferença de potências tanto anual como diária. Assim, através desta informação, na presente secção pretende-se aplicar métodos de inferência que nos permitam inferir acerca da distribuição circular das diferenças e algumas comparações feitas anteriormente.

Relativamente às distribuições anuais observou-se que d^+ ocorre com mais frequência nos meses frios. Logo uma possibilidade de ajustamento será a utilização do teste de Watson de modo a avaliar o ajustamento de d^- com uma direcção preferencial para a noite [7, watson.test.R]. Em relação a d^- conclui-se que as diferenças ocorrem ao longo de todo o ano de uma maneira mais ou menos uniforme, embora com uma maior frequência em alguns meses de verão. Com isto implementou-se o teste de Rayleigh [7, rayleigh.test.R] com o intuito de testar o ajustamento das amostras à distribuição circular uniforme.

Com o fim de comparação entre turbinas, foi utilizado o teste de Rao [7, rao.test.R] com o âmbito de avaliar a homogeneidade entre turbinas. Através deste teste é possível verificar a concordância entre vectores polares e dispersões entre amostras. Todas as combinações de teste entre turbinas foram utilizadas (8C_2), para as distribuições de d anual e d diária.

► Teste Rayleigh

Observando as distribuições das Figuras 4.19 e 4.21, verificam-se que são estas as que se aproximam mais de distribuições uniformes. Assim, foi utilizado o teste de Rayleigh [7] de modo a avaliar a hipótese nula, em que as amostras não apresentam uma direcção média definida, distribuindo-se uniformemente ao longo do círculo. Com isto, as tabelas 4.15 e 4.16 apresentam os resultados do teste.

Tabela 4.15: Teste de Rayleigh a d^- anual.

Turbina	Estatística de Teste	P-Value	Resultado
1	0.0768	0	Hipótese nula rejeitada
2	0.0503	0	Hipótese nula rejeitada
3	0.0506	0	Hipótese nula rejeitada
4	0.0629	0	Hipótese nula rejeitada
5	0.0732	0	Hipótese nula rejeitada
6	0.0698	0	Hipótese nula rejeitada
7	0.0448	0	Hipótese nula rejeitada
8	0.0593	0	Hipótese nula rejeitada

Tabela 4.16: Teste de Rayleigh a d^+ diária.

Turbina	Estatística de Teste	P-Value	Resultado
1	0.1008	0	Hipótese nula rejeitada
2	0.0652	0	Hipótese nula rejeitada
3	0.0407	0	Hipótese nula rejeitada
4	0.0426	0	Hipótese nula rejeitada
5	0.0230	0	Hipótese nula rejeitada
6	0.0427	0	Hipótese nula rejeitada
7	0.0310	0	Hipótese nula rejeitada
8	0.0323	0	Hipótese nula rejeitada

Os valores da estatística de teste são utilizados para tomar a decisão em função do p -value. Ao analisar-se as tabelas anteriores, verifica-se que em todos os casos a hipótese nula foi rejeitada, dado que os p -values em todos os testes são nulos. Logo, isto indica as amostras não seguem uma distribuição circular uniforme ao longo do ano, dia, respectivamente. Isto leva-nos a crer que existe pelo menos uma direcção preferencial.

É de realçar que se estão a testar amostras de elevada dimensão, bem que apesar de de toda a modelação da potência activa teórica das turbinas assentar num sistema rígido, esta depende de um fenómeno atmosférico não determinístico e caótico.

► *Teste de Watson*

Seguidamente, realizou-se o teste de Watson [7] com um nível de significância de 5%, de modo a avaliar se as distribuições d^+ anual e d^- seguem distribuições de von Mises, pois são estas que se assemelham mais a este tipo de distribuição (Figuras 4.17 e 4.23). As Tabelas 4.17 e 4.18 apresentam os resultados dos testes.

Tabela 4.17: Teste de Watson à distribuição de von Mises em d^+ anual com $\alpha = 0.05$.

Turbina	Estatística de Teste	Valor Crítico	Resultado
1	2.9171	0.061	Hipótese nula rejeitada
2	5.3467	0.066	Hipótese nula rejeitada
3	3.1431	0.066	Hipótese nula rejeitada
4	6.8745	0.066	Hipótese nula rejeitada
5	1.5390	0.061	Hipótese nula rejeitada
6	4.2856	0.066	Hipótese nula rejeitada
7	8.0694	0.066	Hipótese nula rejeitada
8	5.4135	0.066	Hipótese nula rejeitada

Tabela 4.18: Teste Watson à distribuição de von Mises em d^- diária com $\alpha = 0.05$.

Turbina	Estatística de Teste	Valor Crítico	Resultado
1	0.8693	0.061	Hipótese nula rejeitada
2	0.1837	0.061	Hipótese nula rejeitada
3	0.4439	0.061	Hipótese nula rejeitada
4	0.5718	0.061	Hipótese nula rejeitada
5	0.2974	0.061	Hipótese nula rejeitada
6	0.5148	0.061	Hipótese nula rejeitada
7	0.4292	0.061	Hipótese nula rejeitada
8	0.3140	0.061	Hipótese nula rejeitada

Ao analisarem-se as tabelas, verifica-se que em todos os casos a hipótese nula foi rejeitada, dados os valores da estatística de teste e respectivos valores críticos. Além disso, ao observar-se as estatísticas de teste, vê-se as amostras com valores mais afastados dos respectivos valores críticos são os da variável d^+ anual, indicando assim que estas distribuições não se aproximam tanto de distribuições von Mises como as da variável d^- diária, com estatística de teste mais próximas dos valores críticos.

► *Teste de Rao*

Por fim, como o objectivo de testar a comparação entre turbinas aplicou-se o teste à homogeneidade de Rao, avaliando-se a igualdade de vectores polares e dispersão, tal como mostram as Tabelas 4.19, 4.20, 4.21 e 4.22.

Relativamente à igualdade de vectores polares, para que esta se verifique terá que se verificar iguais direcções. No que toca à igualdade de dispersões, é avaliado o vector resultante da amostra \bar{R} .

Utilizaram-se então as estatísticas de teste e valores críticas para tomar a decisão do teste. Assim, através da Tabela 4.19, verifica-se que a maioria das combinações de teste foi rejeitada a hipótese nula, isto é, de igualdade de turbinas. No entanto, verifica-se a igualdade de vectores entre as turbinas: 2-6, 3-6, 4-7 e 7-8; o que indica que as diferenças positivas de potência para estes conjuntos de turbinas ocorre aproximadamente na mesma altura do ano. Na igualdade de dispersões apenas não foi rejeitada a hipótese nula nas turbinas 1 e 5. O que indica que o período anual de concentração/dispersão das amostras são semelhantes ($\bar{R}_1 = 0.1016$, $\bar{R}_5 = 0.1087$).

Tabela 4.19: Teste Rao à igualdade de vectores polares e dispersões em d^+ anual com $\alpha = 0.05$.

Turbinas	Igualdade de Vectores Polares			Igualdade de Dispersões		
	Est. de teste	Valor Crí.	Resultado	Est. de teste	Valor Crí.	Resultado
1-2	40.4968	3.8415	Hipótese nula rejeitada	690.8301	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-3	64.6814	3.8415	Hipótese nula rejeitada	399.1827	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-4	17.9957	3.8415	Hipótese nula rejeitada	420.1062	3.8415	Hipótese nula rejeitada

continua na próxima página

Igualdade de Vectores Polares				Igualdade de Dispersões		
Turbinas	Est. de teste	Valor Crí.	Resultado	Est. de teste	Valor Crí.	Resultado
1-5	79.5612	3.8415	Hipótese nula rejeitada	2.7043	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
1-6	52.1509	3.8415	Hipótese nula rejeitada	132.3166	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-7	7.7425	3.8415	Hipótese nula rejeitada	374.8261	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-8	6.0256	3.8415	Hipótese nula rejeitada	233.0204	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-3	7.3791	3.8415	Hipótese nula rejeitada	108.351	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-4	189.8549	3.8415	Hipótese nula rejeitada	182.965	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-5	19.6436	3.8415	Hipótese nula rejeitada	649.9825	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-6	2.2205	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	436.6716	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-7	154.7865	3.8415	Hipótese nula rejeitada	240.1346	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-8	137.8464	3.8415	Hipótese nula rejeitada	349.6793	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-4	250.9045	3.8415	Hipótese nula rejeitada	9.6197	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-5	4.7713	3.8415	Hipótese nula rejeitada	355.003	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-6	1.2981	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	155.2071	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-7	214.6089	3.8415	Hipótese nula rejeitada	29.3122	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-8	193.2603	3.8415	Hipótese nula rejeitada	90.5717	3.8415	Hipótese nula rejeitada
4-5	250.7704	3.8415	Hipótese nula rejeitada	359.5365	3.8415	Hipótese nula rejeitada
4-6	214.8935	3.8415	Hipótese nula rejeitada	119.8615	3.8415	Hipótese nula rejeitada
4-7	3.6456	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	6.5821	3.8415	Hipótese nula rejeitada
4-8	4.9831	3.8415	Hipótese nula rejeitada	54.4685	3.8415	Hipótese nula rejeitada
5-6	9.5401	3.8415	Hipótese nula rejeitada	92.9197	3.8415	Hipótese nula rejeitada
5-7	215.4633	3.8415	Hipótese nula rejeitada	310.9525	3.8415	Hipótese nula rejeitada
5-8	197.6256	3.8415	Hipótese nula rejeitada	179.6982	3.8415	Hipótese nula rejeitada
6-7	179.3411	3.8415	Hipótese nula rejeitada	78.483	3.8415	Hipótese nula rejeitada
6-8	161.1012	3.8415	Hipótese nula rejeitada	15.8163	3.8415	Hipótese nula rejeitada
7-8	0.1372	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	25.3756	3.8415	Hipótese nula rejeitada

Respectivamente em relação a d^- anual (Tabela 4.20), observa-se que iguais períodos de ocorrência verificam-se nas turbinas: 2-8, 3-8, 4-5, 5-7, 4-8, 5-7, 5-8 e 7-8. Repare-se neste padrão: as turbinas que apresentam mais potência, são as turbinas iniciais de cada grupo, dada que a direcção dominante do vento é Oeste, ou seja, as turbinas 1 e 6.

Assim, as turbinas 2, 3, 4, 5 encontram-se na "sombra" da turbina 1, e as 7 e 8 na "sombra" da turbina da 6. Analisando os resultados para a igualdade de vectores polares, verifica-se que as turbinas 1 e 6 são exactamente as que não entram neste padrão.

Relativamente a igualdade de dispersões verificam-se as turbinas: 1-5, 1-6, 2-3, 2-7, 3-7, 4-6, 4-8 e 5-6.

Tabela 4.20: Teste Rao à igualdade de vectores polares e dispersões em d^- anual com $\alpha = 0.05$.

Igualdade de Vectores Polares				Igualdade de Dispersões		
Turbinas	Est. de teste	Valor Crí.	Resultado	Est. de teste	Valor Crí.	Resultado
1-2	100.732	3.8415	Hipótese nula rejeitada	32.5962	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-3	138.5946	3.8415	Hipótese nula rejeitada	31.116	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-4	118.4126	3.8415	Hipótese nula rejeitada	8.6173	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-5	101.5162	3.8415	Hipótese nula rejeitada	0.5515	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
1-6	65.7345	3.8415	Hipótese nula rejeitada	2.0782	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
1-7	6.8645	3.8415	Hipótese nula rejeitada	43.7409	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-8	4.3931	3.8415	Hipótese nula rejeitada	13.4572	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-3	12.6355	3.8415	Hipótese nula rejeitada	0.0058	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
2-4	42.7003	3.8415	Hipótese nula rejeitada	8.5478	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-5	48.5971	3.8415	Hipótese nula rejeitada	24.6301	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-6	7.6317	3.8415	Hipótese nula rejeitada	17.6009	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-7	5.2722	3.8415	Hipótese nula rejeitada	1.9503	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
2-8	3.6993	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	4.3356	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-4	19.3337	3.8415	Hipótese nula rejeitada	7.8559	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-5	29.656	3.8415	Hipótese nula rejeitada	29.656	3.8415	Hipótese nula rejeitada

continua na próxima página

Igualdade de Vectores Polares				Igualdade de Dispersões		
Turbinas	Est. de teste	Valor Crí.	Resultado	Est. de teste	Valor Crí.	Resultado
3-6	35.5429	3.8415	Hipótese nula rejeitada	16.6108	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-7	4.6132	3.8415	Hipótese nula rejeitada	2.0365	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
3-8	3.4021	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	3.8961	3.8415	Hipótese nula rejeitada
4-5	3.6179	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	4.7522	3.8415	Hipótese nula rejeitada
4-6	60.6543	3.8415	Hipótese nula rejeitada	2.0794	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
4-7	3.2117	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	16.1577	3.8415	Hipótese nula rejeitada
4-8	2.7417	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	0.6273	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
5-6	61.6179	3.8415	Hipótese nula rejeitada	0.4961	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
5-7	2.3971	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	34.7957	3.8415	Hipótese nula rejeitada
5-8	2.3306	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	8.5315	3.8415	Hipótese nula rejeitada
6-7	5.6777	3.8415	Hipótese nula rejeitada	26.5563	3.8415	Hipótese nula rejeitada
6-8	3.8789	3.8415	Hipótese nula rejeitada	4.7667	3.8415	Hipótese nula rejeitada
7-8	0.3809	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	10.3386	3.8415	Hipótese nula rejeitada

Em relação às séries temporais diárias, como se pode verificar pelas Figuras 4.21 e 4.23 as distribuições são mais homogêneas, bem como têm um comportamento mais suave ao longo do dia. Com isto, a Tabela 4.21 apresenta os resultados ao teste de Rao. Vê-se então que a quantidade de hipóteses nulas não rejeitadas aumentou em relação a d^+ anual. As turbinas que apresentam igualdade de vectores polares são: 2-8, 3-8, 4-5, 4-7, 4-8, 5-7 e 5-8, exactamente as mesmas turbinas que estão afectadas pelas turbinas 1 e 6. Em termos de igualdade de dispersões ao longo do dia, apenas se verificaram as turbinas 1 e 5.

Tabela 4.21: Teste Rao à igualdade de vectores polares e dispersões em d^+ diária com $\alpha = 0.05$.

Igualdade de Vectores Polares				Igualdade de Dispersões		
Turbinas	Est. de teste	Valor Crí.	Resultado	Est. de teste	Valor Crí.	Resultado
1-2	9.2105	3.8415	Hipótese nula rejeitada	41.6044	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-3	50.3592	3.8415	Hipótese nula rejeitada	142.8055	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-4	19.3295	3.8415	Hipótese nula rejeitada	143.8078	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-5	0.6092	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	226.6912	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-6	80.0058	3.8415	Hipótese nula rejeitada	152.2062	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-7	13.9264	3.8415	Hipótese nula rejeitada	196.3451	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-8	12.8247	3.8415	Hipótese nula rejeitada	193.9448	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-3	25.2519	3.8415	Hipótese nula rejeitada	11.7438	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-4	12.6953	3.8415	Hipótese nula rejeitada	10.7379	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-5	0.2986	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	29.1016	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-6	29.8046	3.8415	Hipótese nula rejeitada	11.2479	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-7	12.7534	3.8415	Hipótese nula rejeitada	21.7599	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-8	12.3718	3.8415	Hipótese nula rejeitada	20.7938	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-4	26.0144	3.8415	Hipótese nula rejeitada	0.1235	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
3-5	0.9025	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	9.0041	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-6	1.0177	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	0.1513	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
3-7	23.6364	3.8415	Hipótese nula rejeitada	2.9762	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
3-8	26.0556	3.8415	Hipótese nula rejeitada	2.3539	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
4-5	0.6761	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	14.0761	3.8415	Hipótese nula rejeitada
4-6	45.3237	3.8415	Hipótese nula rejeitada	0.0002	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
4-7	0.0146	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	5.2698	3.8415	Hipótese nula rejeitada
4-8	0.0475	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	4.3912	3.8415	Hipótese nula rejeitada
5-6	0.9657	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	18.4938	3.8415	Hipótese nula rejeitada
5-7	0.6788	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	2.8349	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
5-8	0.6713	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	4.1658	3.8415	Hipótese nula rejeitada
6-7	41.1135	3.8415	Hipótese nula rejeitada	6.6361	3.8415	Hipótese nula rejeitada
6-8	44.7908	3.8415	Hipótese nula rejeitada	5.5603	3.8415	Hipótese nula rejeitada
7-8	0.0943	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	0.0784	3.8415	Hipótese nula não rejeitada

Finalmente, na Tabela 4.22 apresenta os resultados dos testes em relação a d^- diária. Mais uma vez,

verifica-se a mesma tendência nas turbinas 2, 3, 4, 5, 7 e 8 em termos de igualdade de vetores polares. Todavia, o número de hipóteses nulas verificadas de igualdade de dispersões é maior em relação a d^+ diária.

Tabela 4.22: Teste Rao à igualdade de vetores polares e dispersões em d^- diária com $\alpha = 0.05$.

Turbinas	Igualdade de Vetores Polares			Igualdade de Dispersões		
	Est. de teste	Valor Crí.	Resultado	Est. de teste	Valor Crí.	Resultado
1-2	42.7437	3.8415	Hipótese nula rejeitada	1025.768	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-3	54.3808	3.8415	Hipótese nula rejeitada	815.2397	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-4	33.3185	3.8415	Hipótese nula rejeitada	439.1207	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-5	16.1091	3.8415	Hipótese nula rejeitada	475.1782	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-6	123.7118	3.8415	Hipótese nula rejeitada	207.0065	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-7	0.9195	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	369.5957	3.8415	Hipótese nula rejeitada
1-8	0.0382	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	168.9128	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-3	0.1334	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	35.8233	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-4	4.6928	3.8415	Hipótese nula rejeitada	187.8846	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-5	9.2115	3.8415	Hipótese nula rejeitada	148.4463	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-6	0.2318	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	355.202	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-7	30.0626	3.8415	Hipótese nula rejeitada	286.0617	3.8415	Hipótese nula rejeitada
2-8	40.3322	3.8415	Hipótese nula rejeitada	458.4077	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-4	4.2685	3.8415	Hipótese nula rejeitada	78.0762	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-5	9.3496	3.8415	Hipótese nula rejeitada	55.1112	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-6	1.1197	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	217.2315	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-7	35.5275	3.8415	Hipótese nula rejeitada	139.0648	3.8415	Hipótese nula rejeitada
3-8	49.378	3.8415	Hipótese nula rejeitada	292.8924	3.8415	Hipótese nula rejeitada
4-5	1.4004	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	1.3864	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
4-6	13.7191	3.8415	Hipótese nula rejeitada	42.8769	3.8415	Hipótese nula rejeitada
4-7	18.327	3.8415	Hipótese nula rejeitada	5.974	3.8415	Hipótese nula rejeitada
4-8	29.6109	3.8415	Hipótese nula rejeitada	72.8371	3.8415	Hipótese nula rejeitada
5-6	22.7403	3.8415	Hipótese nula rejeitada	57.2995	3.8415	Hipótese nula rejeitada
5-7	8.0001	3.8415	Hipótese nula rejeitada	13.1313	3.8415	Hipótese nula rejeitada
5-8	14.9228	3.8415	Hipótese nula rejeitada	91.4963	3.8415	Hipótese nula rejeitada
6-7	73.8993	3.8415	Hipótese nula rejeitada	19.6863	3.8415	Hipótese nula rejeitada
6-8	102.3415	3.8415	Hipótese nula rejeitada	2.9678	3.8415	Hipótese nula não rejeitada
7-8	1.0756	3.8415	Hipótese nula não rejeitada	41.0481	3.8415	Hipótese nula rejeitada

4.7 Estudo da Potência Observada ($P_{ob} > 2300$)

Tal como referido anteriormente, os dados com uma potência observada superior a 2300 kW representam cerca de 6% da amostra utilizada neste trabalho. Com isto, procedeu-se ao estudo destas observações de modo a compreender a sua distribuição ao longo do dia/ano, com vista a identificar o período onde ocorrem com maior frequência. Deste modo, procedeu-se primeiramente a uma análise preliminar de dados.

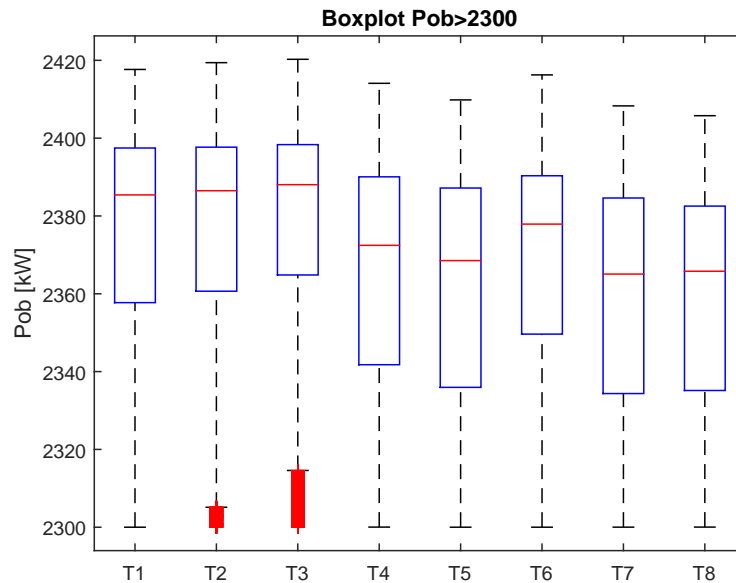


Figura 4.25: Boxplot potência observada ($P_{ob} > 2300kW$).

Assim, a Figura 4.25 e a Tabela 4.23 ilustram a variação deste conjunto de dados nas oito turbinas. Verifica-se então, que as primeiras três turbinas, juntamente com a turbina 6, têm um desempenho muito idêntico com intervalos interquartis mais compactos, sendo que as outras quatro turbinas já apresentam uma maior dispersão da amostra com exceção da 6. No que toca aos máximos de produção embora as flutuações sejam muito pequenas novamente as primeiras três turbinas apresentam os valores mais altos. É ainda de realçar o número de observações registadas para cada turbina, sendo as turbinas 7 e 8 as que apresentam o menor número de observações. Isto significa que o grupo das 3 primeiras estão mais vezes a funcionar à potência nominal.

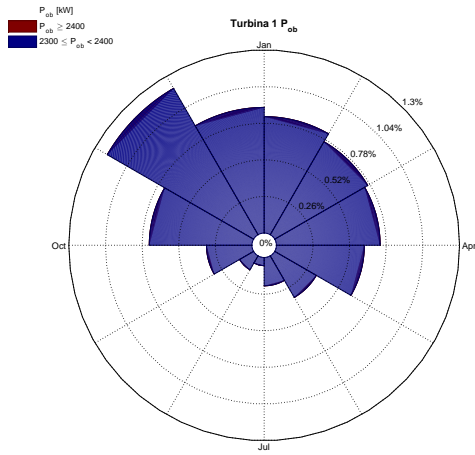
Tabela 4.23: Medidas descritivas da potência observada em kW ($P_{ob} > 2300kW$).

Turbina	n	Mín.	1st Qu.	Median	Mean	3rd Qu.	Max.	Std	CV
1	13367	2300	2357.722	2385.412	2374.982	2397.465	2417.656	28.81918	0.012134
2	13738	2300	2360.66	2386.486	2376.432	2397.681	2419.401	28.37233	0.011939
3	14785	2300	2364.836	2388.038	2378.177	2398.335	2420.264	27.48229	0.011556
4	10809	2300	2341.769	2372.449	2364.877	2390.056	2414.089	29.82041	0.01261
5	7515	2300	2335.947	2368.529	2361.316	2387.179	2409.826	29.90125	0.012663
6	8963	2300	2349.632	2377.908	2368.549	2390.332	2416.258	27.87389	0.011768
7	3841	2300	2334.356	2365.066	2359.014	2384.617	2408.29	29.78932	0.012628
8	3364	2300	2335.144	2365.793	2358.285	2382.535	2405.771	28.08329	0.011908

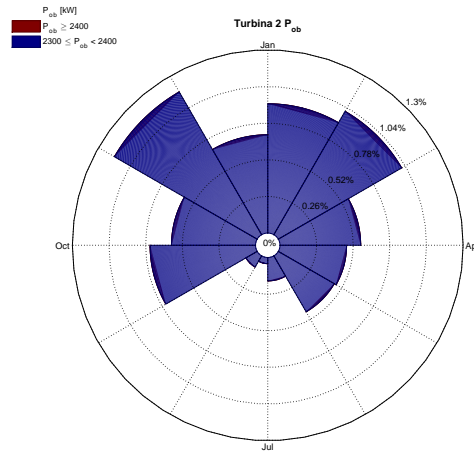
4.7.1 Análise Circular Anual

A Figura 4.26 ilustra a distribuição anual do parque a funcionar em pleno, de $P_{ob} > 2300$, das 8 turbinas. Verifica-se que a potência acima deste valor ocorre maioritariamente nos meses de inverno com maior frequência no mês de Novembro, exceptuando as turbinas 6 e 7 (Figura 4.26f e 4.26g)

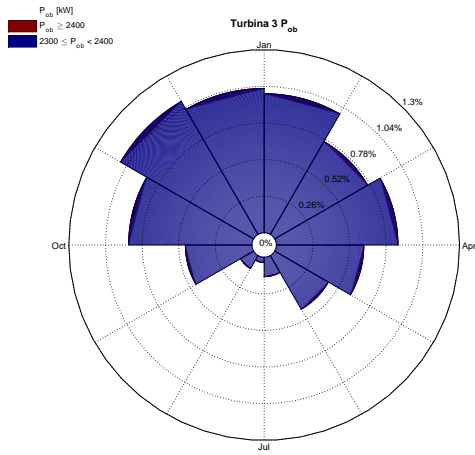
onde se verifica maior ocorrência em Dezembro e Outubro, respectivamente. Além disso, observa-se que as turbinas 7 e 8 são as que apresentam menor número de observações, e as turbinas 1 a 3 as que se encontram mais vezes a funcionar em pleno.



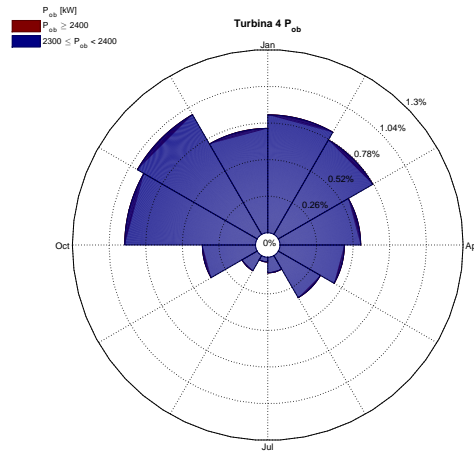
(a) Turbina 1.



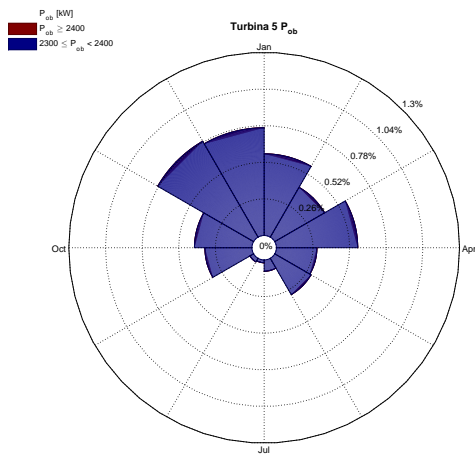
(b) Turbina 2.



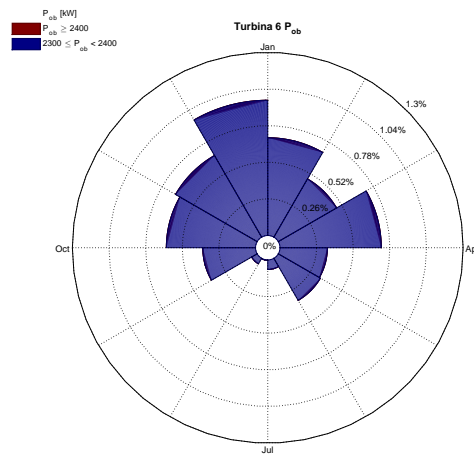
(c) Turbina 3.



(d) Turbina 4.



(e) Turbina 5.



(f) Turbina 6.

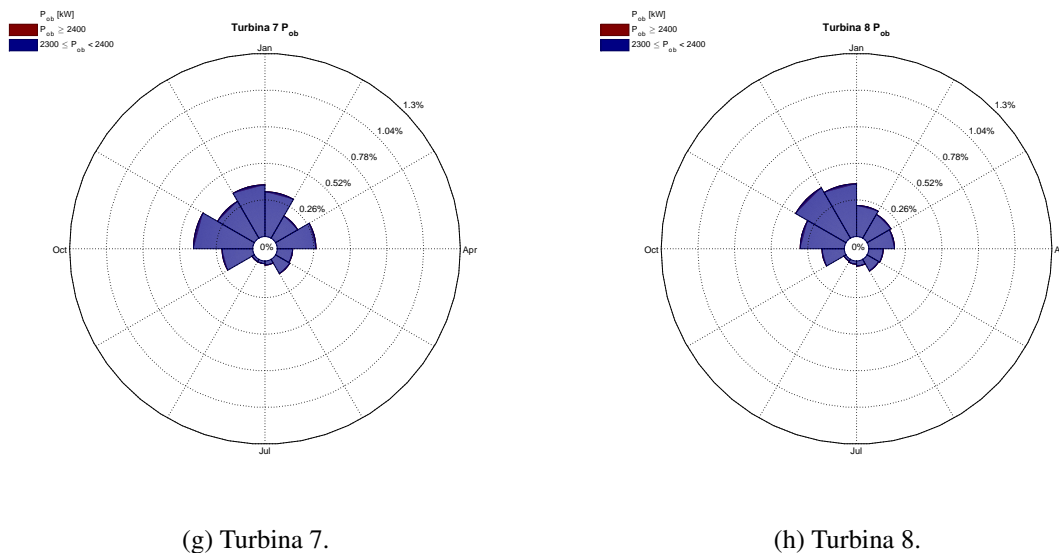


Figura 4.26: Distribuição anual de $P_{ob} > 2300 \text{ kW}$.

Mais uma vez optou-se pelo gráfico boxplot circular (Figura 4.27) para comparar a distribuição circular das turbinas. Assim, observa-se que todas as turbinas têm praticamente o mesmo comportamento, apresentando sempre a mesma direcção média em Janeiro, exceptuando as turbinas 4 e 7, que estas apontam para Dezembro.

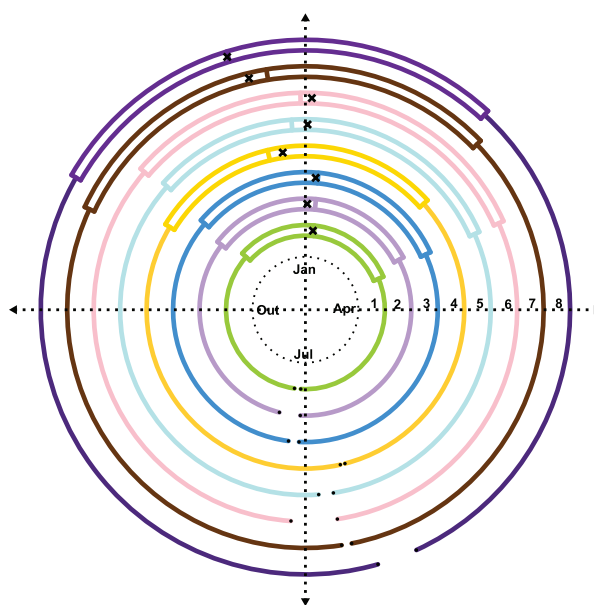


Figura 4.27: Boxplot circular da distribuição anual de $P_{ob} > 2300 \text{ kW}$.

A Tabela 4.24 apresenta as medidas circulares em horas/radianos. O vector resultante \bar{R} indica uma maior concentração nas observações, sendo a turbina 2 a que apresenta maior dispersão.

Tabela 4.24: Medidas descritivas circulares de $P_{ob} > 2300$ em horas/rad.

Turbina	n	Min.	1º Qu.	$\tilde{\theta}$	$\bar{\theta}$	$\bar{\theta}$ [rad]	3º Qu.	Max.	\bar{R}
1	13370	17:10	20:30	07:20	11:30	0.0943	23:00	15:50	0.3937
2	13740	06:10	20:30	12:10	00:30	0.0176	03:00	16:50	0.3702
3	14780	06:10	05:20	12:10	12:20	0.0777	00:40	17:30	0.4169
4	10810	00:00	18:30	09:30	15:00	6.1390	12:10	16:30	0.4056
5	7515	16:40	00:50	22:10	16:00	0.0115	04:40	12:20	0.4348
6	8963	16:40	23:30	10:10	18:10	0.0303	00:40	11:20	0.4449
7	3841	03:20	16:30	15:20	02:30	6.0440	01:20	15:20	0.4291
8	3364	08:50	04:00	19:00	13:30	5.9830	02:40	09:00	0.4672

Finalmente, a Tabela 4.25, apresenta mais uma vez as medidas circulares desta feita em dias/radianos. Verifica-se então que 50% das observações centrais ocorrem no intervalo de 131, 128, 131, 138, 144, 143, 129 e 148 dias, respectivamente. Para além disso, a direcção média ocorre sempre entre meados de Dezembro e princípios de Janeiro, passando-se o mesmo em relação à direcção mediana, o que revela alguma simetria na distribuição como se pode verificar pela Figura 4.27.

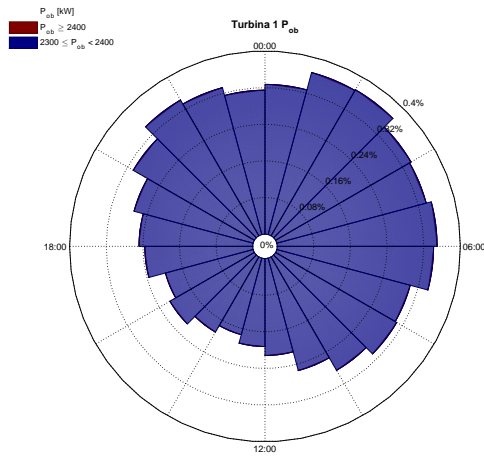
Tabela 4.25: Medidas descritivas circulares anuais de $P_{ob} > 2300$ em dias/rad.

Turbina	n	Min.	1º Qu.	$\tilde{\theta}$	$\bar{\theta}$	$\bar{\theta}$ [rad]	3º Qu.	Max.	\bar{R}
1	13370	05/jul	09/mar	07/jan	06/jan	0.0943	12/nov	10/jul	0.3937
2	13740	05/jul	04/mar	06/jan	02/jan	0.0176	09/nov	16/jul	0.3702
3	14780	05/jul	08/mar	06/jan	05/jan	0.0777	12/nov	09/jul	0.4169
4	10810	18/jun	18/fev	18/dez	23/dez	6.1390	02/nov	19/jun	0.4056
5	7515	23/jun	09/mar	27/dez	01/jan	0.0115	13/nov	28/jun	0.4348
6	8963	23/jun	08/mar	30/dez	02/jan	0.0303	12/nov	06/jul	0.4449
7	3841	21/jun	16/fev	22/dez	18/dez	6.0440	27/out	23/jun	0.4291
8	3364	07/jun	13/fev	14/dez	14/dez	5.9830	01/nov	16/jun	0.4672

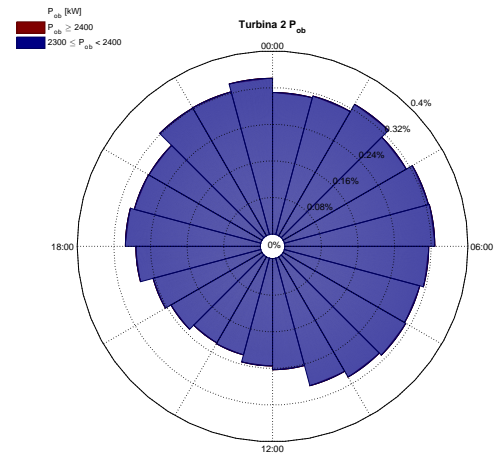
4.7.2 Análise Circular Diária

Em relação à distribuição horária do funcionamento do parque em pleno, $P_{ob} > 2300$ kW, a Figura 4.28 mostra que a maioria das observações ocorre num período entre as 18:00 e as 10:00 as horas em todas as turbinas. Continuando a análise da mesma figura, observa-se que em todas as turbinas se regista um decréscimo de observações entre as 20 e 11 horas. Assim, dada esta tendência, pode-se dizer que se trata operação premeditado pelos operadores do parque, em que a potência extraída pelas turbinas vai até aos 2400 kW, pois como definido pela Nordex a potência nominal da turbina é de 2300 kW.

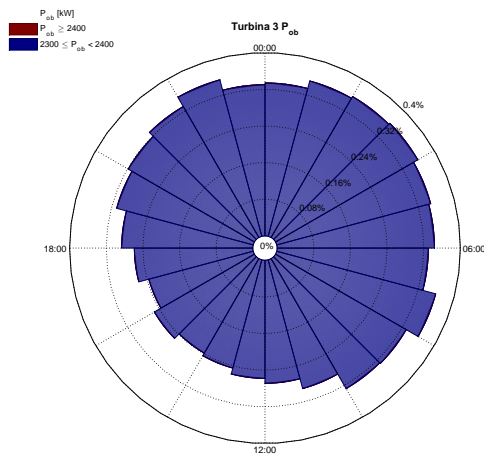
A Figura 4.29 ilustra a variação da distribuição diária. Observa-se que, todas as direcções médias se situam no 1º quadrante, sensivelmente entre as 3 e as 5 da madrugada, exceptuando a turbina 6 onde esta ocorre às 1:10. Para além disso, as direcções medianas então em concordância com as direcções



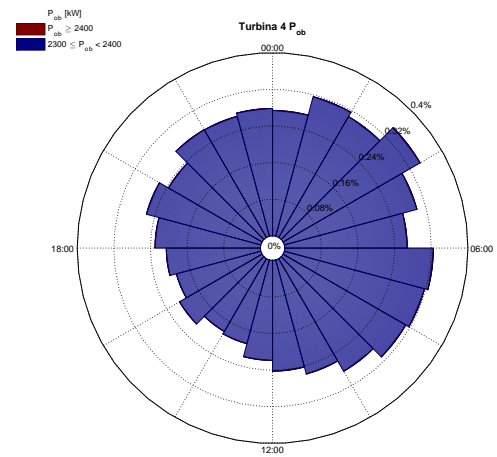
(a) Turbina 1.



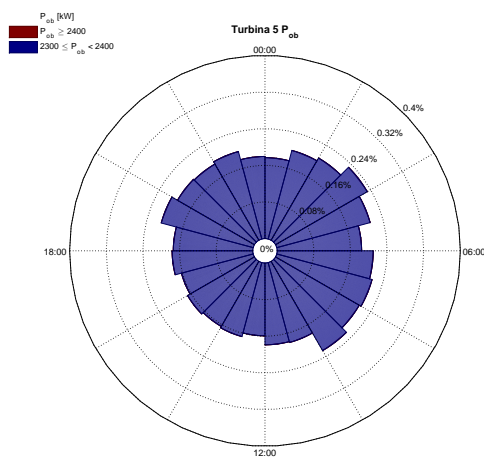
(b) Turbina 2.



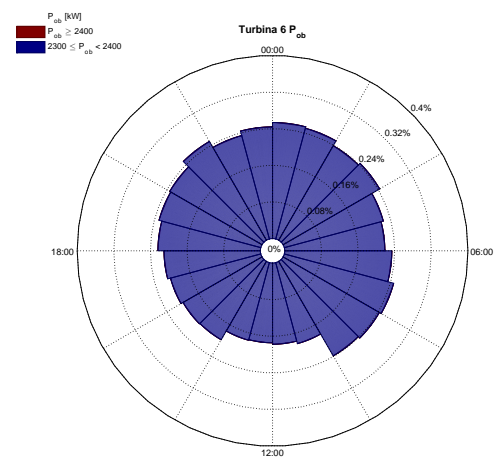
(c) Turbina 3.



(d) Turbina 4.



(e) Turbina 5.



(f) Turbina 6.

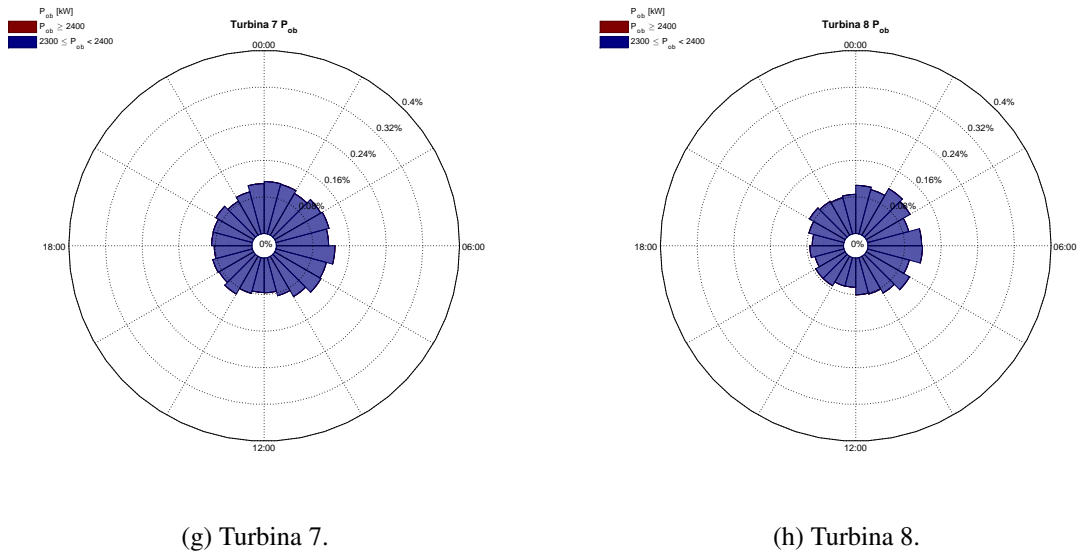


Figura 4.28: Distribuição diária de $P_{ob} > 2300 \text{ kW}$.

médias. Em termos de distribuição, verifica-se que, em todos os casos, há uma tendência para uma distribuição simétrica.

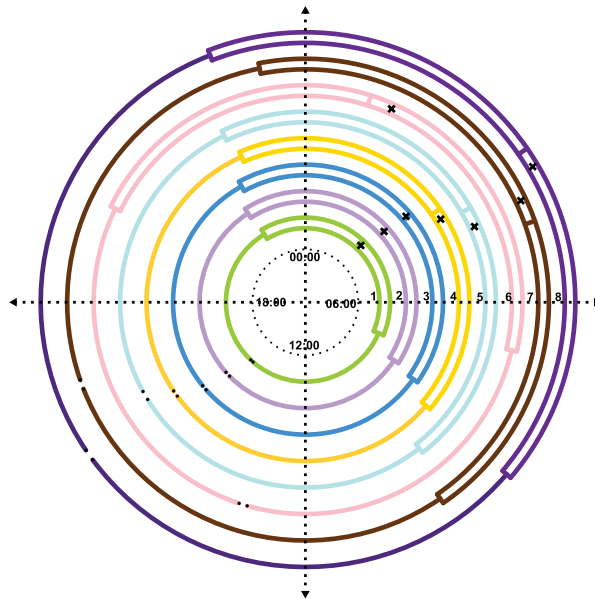


Figura 4.29: Boxplot circular da distribuição diária de $P_{ob} > 2300 \text{ kW}$.

Por fim, a Tabela 4.26 apresenta as medidas descritivas circulares diárias em horas. Ao contrário das médias anuais, para o caso diário, todas as amostras apresentam uma maior dispersão, dados os valores do vector resultante \bar{R} . Em relação às regiões interquartis, verifica-se que 50% das observações centrais se concentram em períodos de: 10, 11, 11, 11, 12, 12, 11 e 11 horas, respectivamente.

Tabela 4.26: Medidas descritivas circulares diárias de $P_{ob} > 2300$ em horas/radianos.

Turbina	n	Min.	1º Qu.	$\tilde{\theta}$	$\bar{\theta}$	$\bar{\theta}$ [rad]	3º Qu.	Max.	\bar{R}
1	13370	14:40	07:30	02:50	03:00	0.7725	22:00	14:50	0.1772
2	13740	15:00	08:10	03:10	03:10	0.8375	21:50	15:10	0.1129
3	14780	15:10	08:20	03:20	03:20	0.8642	22:10	15:20	0.1211
4	10810	15:30	08:40	03:40	03:50	1.0180	22:30	15:40	0.1252
5	7515	15:50	09:30	04:00	04:20	1.1520	22:20	16:00	0.0562
6	8963	13:00	06:50	01:10	01:40	0.4194	19:40	13:10	0.0676
7	3841	16:30	09:40	04:40	04:20	1.1280	23:20	16:40	0.0919
8	3364	15:30	08:40	03:40	04:00	1.0330	22:40	15:40	0.1229

4.7.3 Inferência

Seguidamente, dado que as distribuições, tanto diárias como anuais, de $P_{ob} > 2300$ kW se assemelham a distribuições von Mises, ou seja com uma direcção preferencial, foi testado o ajustamento destas distribuições através do teste de Watson [7, watson.test.R] com um nível de significância de 0.05%.

As Tabelas 4.27 e 4.28 apresentam os resultados do teste, onde foi avaliada a estatística de teste e valor crítico para tomar a decisão em relação à hipótese nula.

A única amostra que não rejeitou o ajustamento com a distribuição von Mises foi a variável de distribuição diária da turbina 8.

Tabela 4.27: Teste de Watson à distribuição de von Mises em $P_{ob} > 2300$ anual com $\alpha = 0.05$.

Turbina	Estatística de Teste	Valor Crítico	Resultado
1	12.4895	0.079	Hipótese nula rejeitada
2	11.9761	0.079	Hipótese nula rejeitada
3	14.5763	0.079	Hipótese nula rejeitada
4	13.11	0.079	Hipótese nula rejeitada
5	7.4032	0.079	Hipótese nula rejeitada
6	8.0587	0.079	Hipótese nula rejeitada
7	6.3833	0.079	Hipótese nula rejeitada
8	4.0572	0.079	Hipótese nula rejeitada

Tabela 4.28: Teste de Watson à distribuição de von Mises em $P_{ob} > 2300$ diária com $\alpha = 0.05$.

Turbina	Estatística de Teste	Valor Crítico	Resultado
1	0.4269	0.066	Hipótese nula rejeitada
2	0.4064	0.061	Hipótese nula rejeitada
3	0.3727	0.066	Hipótese nula rejeitada
4	0.2237	0.061	Hipótese nula rejeitada
5	0.1352	0.061	Hipótese nula rejeitada
6	0.1546	0.061	Hipótese nula rejeitada
7	0.0762	0.061	Hipótese nula rejeitada
8	0.0556	0.061	Hipótese nula não rejeitada

4.8 Comparação de Turbinas

A Figura 4.30 mostra a curva de potência das oito turbinas instaladas no parque. Com isto, ao se analisar o gráfico verifica-se que, até sensivelmente os 10 m/s, todas as turbinas têm o mesmo comportamento. No entanto, quando o vento ultrapassa esta velocidade as turbinas evidenciam diferentes rendimentos, sendo a turbina 8 a que têm pior desempenho e a turbina 1 a que tem melhor desempenho.

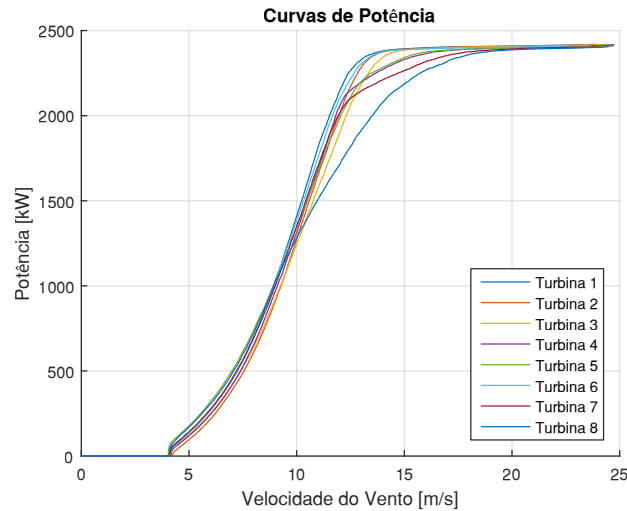


Figura 4.30: Curvas de potência das oito turbinas para o ano de 2012.

Na Figura 4.31 pode ver-se a velocidade do vento registada numa turbina i em função da velocidade do vento de numa turbina j (8C_2 , 28 gráficos).

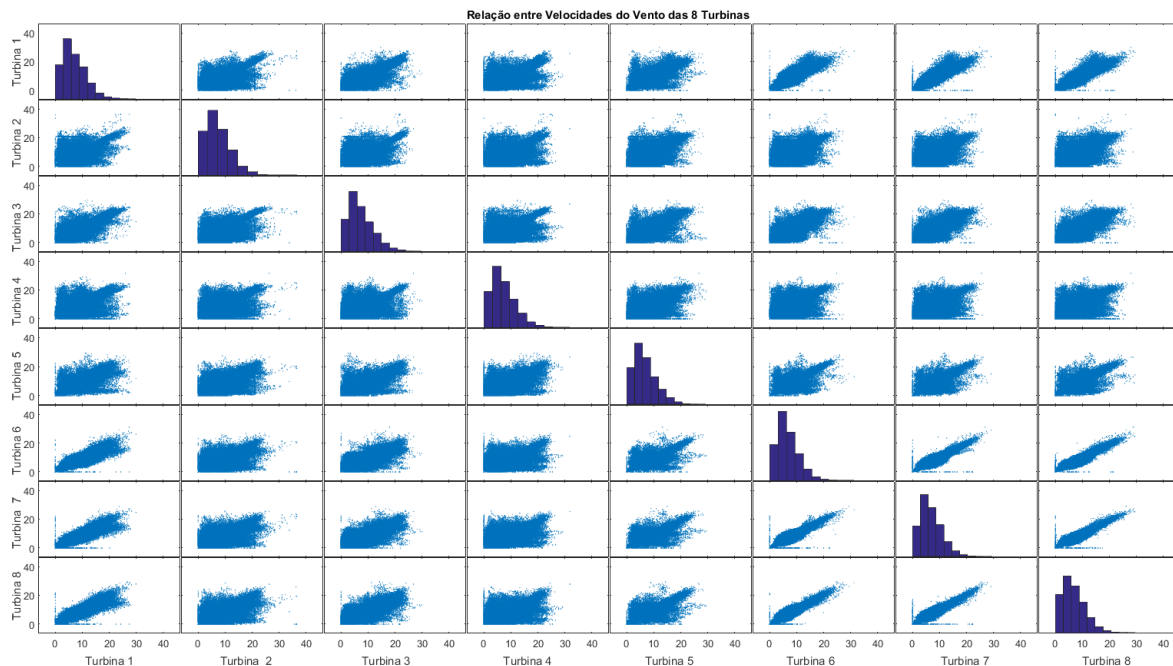


Figura 4.31: Gráficos de dispersão entre as velocidades do vento das oito turbinas.

Verifica-se desde já a existência de dois grupos distintos; sendo o primeiro constituído pela turbina 1, 2, 3, 4 e 5 e o segundo pela 6, 7 e 8, o que se torna evidente, devido ao seus respectivos posicionamento no parque (Figura 4.1).

Assim, ao correlacionar as velocidades do vento da turbina 1 e 2, vê-se que existe uma grande dispersão de pontos não havendo assim qualquer tendência entre as velocidades do vento registadas nas duas turbinas. No entanto, era de esperar, tal como acontece no segundo grupo de turbinas, uma correlação linear forte entre velocidades, ou seja, a velocidade registada na turbina 6 é praticamente igual à velocidade registada na turbina 7, resultando assim numa tendência linear indicando declive igual a um. Deste modo, pode-se afirmar que a turbina 6 não tem qualquer influência no escoamento da turbina 7 e 8 e vice-versa.

Contudo, no primeiro grupo de turbinas pode-se afirmar que o escoamento da turbina 2 é totalmente perturbado pela turbina 1, verificando-se o mesmo para as seguintes turbinas.

Indo mais além, e tendo em conta a Figura 4.3, observa-se em todas as turbinas uma maior ocorrência de ventos de direcção Este e Oeste. Assim, visto que o primeiro grupo de turbinas se apresenta todo ele alinhado à mesma latitude, e praticamente com alturas muito idênticas (ver Tabela 4.2), é de esperar que exista perturbação do escoamento entre turbinas nas direcções dominantes do vento. Todavia, como no segundo grupo as turbinas já apresentam um maior espaçamento em termos de latitude, bem como de alturas, a perturbação do escoamento entre turbinas praticamente desaparece.

Por fim, observa-se em todos os gráficos de dispersão que, a velocidades mais elevadas, existe uma tendência linear entre velocidades. Este fenómeno pode ser explicado pela ocorrência de dois cenários possíveis: (1) o vento registado tem direcção Norte/Sul não ocorrendo perturbação nos escoamentos pois as turbinas não estão alinhadas longitudinalmente, (2) a velocidade registada é superior a 25 m/s, o que indica que as turbinas estão paradas por razões de segurança.

A Tabela 4.29 apresenta os factores de correlação entre velocidades de vento das diversas turbinas para os 3 anos de análise.

Tabela 4.29: Factores de correlação entre velocidades do vento das diversas turbinas.

Turbinas	Factor de Correlação	Turbinas	Factor de Correlação
1-2	0.7388	3-5	0.6684
1-3	0.8703	3-6	0.8301
1-4	0.6641	3-7	0.8408
1-5	0.8385	3-8	0.8439
1-6	0.8930	4-5	0.6910
1-7	0.9048	4-6	0.6417
1-8	0.9107	4-7	0.6528

continua na próxima página

Turbinas	Factor de Correlação	Turbinas	Factor de Correlação
2-3	0.7415	4-8	0.6557
2-4	0.5774	5-6	0.9021
2-5	0.6901	5-7	0.8896
2-6	0.6689	5-8	0.8997
2-7	0.6851	6-7	0.9594
2-8	0.6918	6-8	0.9547
3-4	0.6684	7-8	0.9687

4.9 Estimação de Produção Anual para os Anos 2012 e 2013

O último subcapítulo do caso de estudo aqui apresentado consiste na estimação de produção eléctrica anual do parque para os anos de 2012 e 2013. Esta estimação é apenas um complemento do caso de estudo e não se relaciona com estudo desenvolvido no âmbito da estatística circular.

Na norma IEC61400 [27, Equação 6] é definida a produção anual de energia eléctrica de uma determinada turbina como,

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (4.6)$$

onde, N_h representa o número de horas do ano, N o número de passos utilizados no somatório, $F(V)$ a função de densidade de probabilidade acumulada para a variável velocidade do vento e P_i a potência eléctrica no passo i .

Note-se que este método, referenciado na norma tanto se aplica a fases de projecto, como também directamente ao cálculo curva de potência definida em ensaios de teste tal como definido por [28]. Contudo, esses testes são aplicados em locais definidos pelos fabricantes, o que leva a que os valores de output da Equação (4.6) possam diferir bastante da energia anual real verificada num parque eólico, em que as características topográficas, climatéricas e de padrões de vento podem diferir das do local de ensaio.

Nesse sentido, através de algumas manipulações da Equação (4.6) foi elaborado um método de estimação de produção ligeiramente diferente, dado que as turbinas do parque eólico da Freita não assumem o mesmo comportamento e desempenho entre elas. Assim, através dos resultados obtidos de potência activa calculada teoricamente (P_{th}) foram interpoladas novas curvas de potência, de modo a caracterizar o melhor possível o comportamento de cada turbina individualmente.

Seguidamente, para a caracterização do vento assumiu-se um comportamento não paramétrico desta variável em vez do tratamento utilizado na norma através de distribuições de Rayleigh.

4.9.1 Curvas de Potência

Relativamente às curvas de potência utilizadas para a estimação de produção anual foram utilizadas funções Gaussianas tal como descrito no subcapítulo 4.4. Para a turbina 1 utilizou-se então a seguinte função:

$$f(x) = a_1 e^{-\left(\frac{x-b_1}{c_1}\right)^2} + a_2 e^{-\left(\frac{x-b_2}{c_2}\right)^2} + a_3 e^{-\left(\frac{x-b_3}{c_3}\right)^2} + a_4 e^{-\left(\frac{x-b_4}{c_4}\right)^2} + a_5 e^{-\left(\frac{x-b_5}{c_5}\right)^2} + a_6 e^{-\left(\frac{x-b_6}{c_6}\right)^2} + a_7 e^{-\left(\frac{x-b_7}{c_7}\right)^2}, \quad x \in [4, 25] \quad (4.7)$$

em que,

$a_1 = 1747$	$(1495, 2000)$	$b_1 = 12.14$	$(11.99, 12.29)$	$c_1 = 4.528$	$(4.445, 4.61)$
$a_2 = 3.436e + 04$	$(-5.272e6, 5.341e6)$	$b_2 = 22.98$	$(22.21, 23.75)$	$c_2 = 6.431$	$(-8.515, 21.38)$
$a_3 = 15.63$	$(12.38, 18.87)$	$b_3 = 17.02$	$(16.94, 17.1)$	$c_3 = 0.5712$	$(0.4261, 0.7164)$
$a_4 = -103.6$	$(-111.4, -95.9)$	$b_4 = 13.98$	$(13.89, 14.06)$	$c_4 = 1.298$	$(1.211, 1.385)$
$a_5 = -38.64$	$(-5.549, 5.545)$	$b_5 = 13.03$	$(13.01, 13.06)$	$c_5 = 0.6546$	$(0.5667, 0.7426)$
$a_6 = 8.238$	$(6.564, 9.912)$	$b_6 = 11.54$	$(11.51, 11.58)$	$c_6 = 0.2348$	$(0.1742, 0.2954)$
$a_7 = -3.206e + 04$	$(-5.339e6, 5.275e6)$	$b_7 = 22.98$	$(22.23, 23.74)$	$c_7 = 6.25$	$(-7.76, 20.26)$

e x representa a velocidade do vento. Todas as equações referentes às restantes turbinas encontram-se no Anexo F.1

4.9.2 Distribuições de Vento

Em relação às funções de densidade de probabilidade acumulada foram utilizadas funções não paramétricas geradas através de [31, DistributionFit.App]. Isto é, para esta caso, as funções de densidade de probabilidade acumulada da velocidade do vento basearam-se em funções de amostras que não tem dependência de parâmetros, bem como não pertencerem a nenhuma distribuição particular (i.e. Normal, Uniforme).

A Figura 4.32 ilustra as funções utilizadas para a distribuição do vento do ano de 2011 (distribuições para o ano 2012 Anexo F.2). As Tabelas F.1 e F.2 do Anexo F.2 apresentam a discretização das funções não paramétricas de densidade de probabilidade acumulada dos anos 2011 e 2012, respectivamente.

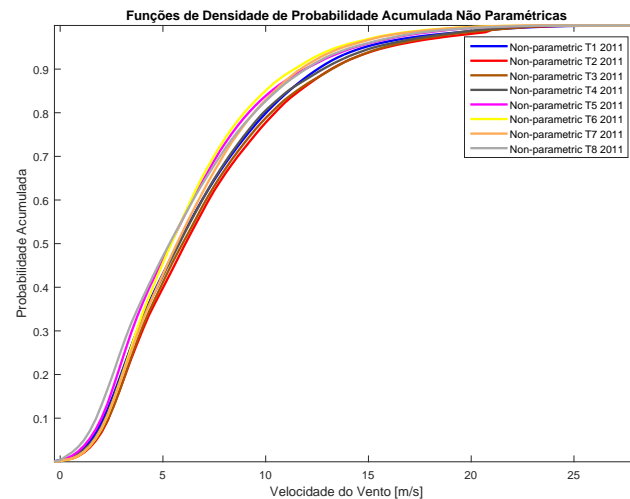


Figura 4.32: Funções densidade de probabilidade acumulada para a variável vento no ano de 2011.

4.9.3 Cálculo da Produção Eléctrica Anual

Por fim o cálculo da produção eléctrica anual consistiu na integração das diversas curvas de potência de 4.9.1 e distribuições não paramétricas de 4.9.2 na Equação (4.6). O passo utilizado para discretizar a velocidade do vento foi de 0.1 m/s , entre os limites de funcionamento da turbina Nordex (4 a 25 m/s). Assim, as curvas de potência como as distribuições não paramétricas estão discretizadas em 281 elementos.

Com isto, o cálculo da produção anual de 2012 foi efectuada através dos dados de vento de 2011, e a produção anual de 2013 com os dados de 2012.

Nas Tabelas 4.30 e 4.31 são apresentados os valores de produção anual estimada e o erro relativo entre a energia real observada para os anos de 2012 e 2013, respectivamente. Com isto, foi contabilizado um erro relativo na previsão de energia anual do parque de 2.6% para o ano de 2012. Sendo que as maiores discrepâncias verificaram-se nas turbinas 6, 3 e 2.

Tabela 4.30: Estimação de produção eléctrica para o ano 2012 em GWh .

Estimação Para o Ano 2012				
Turbina	Energia Anual Observada [GWh]	Energia Anual Estimada [GWh]	Erro Relativo [%]	
1	5.773	5.881	-1.876	
2	5.863	6.299	-7.436	
3	5.700	6.134	-7.617	
4	5.628	5.744	-2.069	
5	5.263	5.156	2.0298	
6	5.033	4.597	8.6612	
7	5.023	5.351	-6.533	
8	5.038	5.277	-4.735	
Total	43.32	44.44005	-2.583	

Relativamente à previsão para 2013, observa-se que os erros aumentaram significativamente, totalizando uma diferença de 13% face à energia realmente produzida por todo o parque eólico.

Tabela 4.31: Estimação de produção eléctrica para o ano 2013 em *GWh*.

Turbina	Energia Anual Observada [<i>GWh</i>]	Energia Anual Estimada [<i>GWh</i>]	Erro Relativo [%]
1	7.156	6.023	15.829
2	6.623	6.521	1.5325
3	7.223	6.297	12.824
4	7.200	6.080	15.561
5	6.221	5.518	11.296
6	6.451	5.062	21.530
7	6.501	5.411	16.762
8	6.561	6.033	8.0450
Total	53.94	46.94576	12.960

Contudo, através da Figura 4.33 que ilustra a evolução anual das médias mensais da velocidade do vento na turbina 1, verificou-se um grande aumento na intensidade da velocidade. Daí o facto dos erros mais elevados se verificarem na previsão do ano 2013.

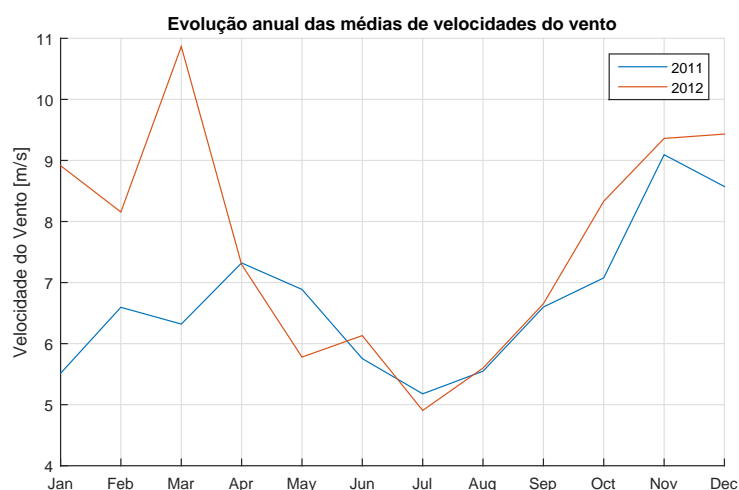


Figura 4.33: Evolução anual das médias de velocidade do vento na turbina 1 para os anos 2012 e 2013.

Assim, note-se que na Equação (2.14) o termo da velocidade do vento está afectada por um expoente cúbico, ou seja, pequenas variações de velocidade resultam em grandes flutuações de potência.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

O trabalho desenvolvido ao longo deste documento teve como objectivo principal caracterizar o funcionamento do parque eólico da Serra de Freita através de dados observados, recorrendo com isto a ferramentas estatísticas, nomeadamente à estatística circular.

Destacam-se dois contributos neste trabalho: (1) a integração de dados reais do sistema SCADA do parque com dados de referência dos fabricantes (coeficiente de potência, rendimento da caixa de velocidades e rendimento do gerador), o que possibilitou a elaboração do método interpolativo de cálculo da potência activa apresentado no sub-capítulo 4.4; (2) a utilização da estatística circular no estudo da distribuição temporal de eventos, o que permitiu identificar a distribuição temporal das ocorrências abordadas ao longo do caso de estudo, nomeadamente a distribuição temporal das diferenças de potências, tanto negativa como positiva, ou a distribuição temporal do parque em pleno (potências com valores superiores a 2300 kW).

Primeiramente, um resultado importante deste estudo foi o facto de 6% da potência observada se situar acima do limite superior da potência teórica. Isto deve-se ao facto do fabricante (Nordex) especificar a potência nominal da turbina N90/2300 como 2300 kW. Todavia, em condições operacionais reais essa potência chega a atingir aproximadamente o valor de 2500 kW. No entanto, em relação do método interpolativo aqui proposto a potência activa foi definida num intervalo de 0 a 2300 kW, tal como o fabricante o indica.

Relativamente às 8 turbinas do parque, dado o posicionamento geográfico relativo e características topográficas do local, podem ser definidos dois grupos distintos: o primeiro constituído pelas turbinas 1, 2, 3, 4 e 5, e o segundo pelas turbinas 6, 7, e 8. Assim, foi feita esta distinção, pois o funcionamento do primeiro grupo diferencia-se do segundo.

Na análise preliminar de dados foram apresentadas as principais características do parque em termos de potência activa e vento (orientação e velocidade). Em relação à orientação do vento verificou-se que as direcções médias de todas as turbinas ocorreram sempre entre os 180 e 360°, sendo as direcções predominantes Noroeste e Sul. Quanto à velocidade do vento o intervalo de maior frequência situa-se entre os 5 e 10 m/s , sendo que no segundo grupo o limite superior desse intervalo baixa para sensivelmente 9 m/s . Por fim, em termos de potência activa, verificou-se um desfasamento entre os dois grupos (1-4 e 5-8), sendo que o último apresenta uma menor potência observada, em concordância com a mesma variação na velocidade do vento anteriormente referida. Finalmente, verificou-se ainda que a distribuição de potência activa para as oito turbinas é assimétrica com o centro de massa deslocada para a cauda esquerda (menores potências).

Relativamente ao método interpolativo proposto para a potência activa, com interpolação do coeficiente de potência através da função gaussiana de 6 parâmetros obteve-se um erro residual máximo de 3×10^{-3} aos 11 m/s em relação aos dados do fabricante. Repare-se que este coeficiente é deduzido analiticamente através das equações da continuidade e do momento linear, daí estar bem definido.

No que toca ao rendimento da caixa de velocidades, a sua interpolação obteve um erro máximo de sensivelmente 0.02% para um quociente de potências de 10. Note-se que, como estamos perante um sistema rígido, que *recebe* e *entrega* binário, este encontra-se bem definido, daí os erros residuais baixos obtidos. Finalmente os maiores erros entre os dados do fabricante verificaram-se com a interpolação do rendimento do gerador com sensivelmente 3.8% às 800 *rpm*. Com isto, realce-se o facto de o gerador apesar de ser um sistema rígido, bem como ter grandes eficiências, terá que transformar binário em potência eléctrica, isto aliado à variabilidade do vento origina flutuações bruscas de potência traduzindo-se em erros interpretativos maiores.

Contudo, a Tabela D.1 que apresenta os factores de correlação entre a potência observada e teórica de cada turbina, demonstra que o método interpolativo de proposto aproxima-se bastante da potência observada, sendo o menor valor verificado na turbina 8 (0,95835).

Passando à variável diferença de potências d , foi feito estudo comparativo entre as diversas turbinas. Assim, em termos médios, verifica-se que a diferença das turbinas 1, 5, 6 e 8 são positivas e as das turbinas 2, 3, 4 e 7 negativas. Conclui-se com isto, que dada a direcção dominante do vento, as turbinas que apresentam diferenças negativas são as que estão à direita da primeira turbina de cada grupo. Com isto aplicou-se o teste Z de modo a averiguar a hipótese nula que a variável d provinha de uma amostra com distribuição normal com média em 0, tendo todas as turbinas rejeitado a hipótese nula (Tabela B.1). Pode-se dizer então que as turbinas que tiveram médias negativas, poderão ter implicações no "*rendimento financeiro*" do capital investido, uma vez que a potência observada é

inferior à teórica.

A aplicação dos métodos de circular estatística revelaram-se bastante vantajosas conferido robustez à elaboração das séries temporais tanto anuais como diárias, tornando mais intuitivo a identificação dos diversos eventos estudados, tais como potências observadas superiores a potência teóricas e o inverso, bem como a altura do ano/dia em que estes acontecimentos ocorrem maior frequência.

No que toca às amostras, tanto negativas como positivas, apresentam uma dimensão bastante concorde nas 8 turbinas.

Anualmente, conclui-se que as diferenças positivas ocorrem maioritariamente nos meses frios, ao passo que na diferença negativa existe mais variabilidade ao longo de todo. Diariamente, verificam-se diferenças entre as distribuições de d^+ e d^- . A variável d^+ tende a distribuir-se uniformemente ao longo de todo o dia, com excepção da turbina 1. Relativamente, às diferenças negativas é clara a grande predominância durante as horas nocturnas em todas as turbinas.

Continuando, em relação à simetria/assimetria das distribuições temporais circulares verificou-se que a distribuição positiva anual apresenta maior simetria, dado que as direcções médias se aproximam bastante das direcções medianas, sendo o desvio máximo verificado nas turbinas 7 e 8. Na distribuição anual negativa todas as amostras tendem ser assimétricas com excepção da turbina 1. Diariamente, encontram-se ambamente casos de simetria (turbinas 1, 2, 3, 6 e 7) como de assimetria (turbinas 5 e 8).

Seguidamente, aplicaram-se vários testes circulares de inferência com vista a testar alguns dos resultados do estudo descrito. Para d^- anual e d^+ diária foi realizado o teste de Rayleigh de modo a verificar se estas duas amostras se ajustavam a distribuições uniformes sem direcção definida, tendo o resultado dos testes rejeitado a hipótese nula em ambos os casos. Numa segunda fase, foi testado o ajustamento de d^+ anual e d^- diária em relação à distribuição de von Mises, dado que eram estas duas amostras que se assemelhavam a este tipo de distribuição, mais uma vez a hipótese nula foi rejeitada em ambos os casos.

Em suma, efectuou-se o teste de Rao para duas amostras, de modo a avaliar a igualdade de vectores polares e dispersões entre turbinas. Conclui-se então que as turbinas que inicialmente apresentavam médias negativas de diferença de potências, foram as mesmas onde o teste da igualdade de vectores polares e dispersões não foi rejeitado. Confirmando mais uma vez a semelhança entre as turbinas 2, 3, 4, 5, 7 e 8.

Na secção 4.6, dado que as potências observadas acima dos 2300 kW contabilizam 6% do total da amostra dos 3 anos, caracterizou-se circularmente a distribuição temporal anual e diária deste conjunto de dados. Verificou-se deste modo que anualmente, este evento ocorre com muito maior

frequência nos meses de inverno, verificando-se uma direcção média entre final de Dezembro e princípio de Janeiro. Nos meses de primavera/verão as ocorrências mostraram-se são extremamente baixas.

Do ponto de vista diário, existe novamente uma grande concentração de ocorrências, desta feita durante o intervalo de tempo das 20 às 11 horas, com direcções médias a rondar as 3 horas da madrugada. Realça-se ainda as diferentes dimensões de amostras, visto que são turbinas 1, 2, 3 e 4 que verificam mais este acontecimento.

Para finalizar esta análise efectuou-se o teste Watson com o intuito de verificar se a amostras, tanto anual como diária, se ajustavam à distribuição circular von Mises. Com isto apenas não foi rejeitada a hipótese nula na turbina 8 para a distribuição diária. Por fim, dado que a Nordex especifica a potência nominal da turbina para um valor de 2300 kW, bem a ocorrência de potências superiores é muito bem definida, tanto anualmente como diariamente, supõem-se pela combinação destes dois factos que se trata de um evento deliberado pelo os operadores do parque eólico.

Já numa fase final do caso de estudo tentou-se procurar respostas ao facto das turbinas 2, 3, 4, 5 e 7 apresentarem as médias da diferença de potências negativas. Conclui-se então, que dadas as dispersões ilustradas na Figura 4.31, existe grande influencia nos escoamentos entre turbinas, pois estas estão posicionadas à mesma latitude e com alturas muito semelhantes tendo em conta a direcção dominante do vento de Oeste. Assim, conclui-se que as turbinas deveriam estar dispostas longitudinalmente de modo a não causarem perturbação no escoamento das adjacentes, maximizando com isto o desempenho global do parque.

Finalizando o caso de estudo, e como um complemento paralelo a todo o trabalho desenvolvido, é proposto em 4.8 um método alternativo de estimação de produção energia eléctrica anual a partir da Equação (4.6) da norma IEC-61400 [27]. Tal como referido este método integrou o tratamento da velocidade do vento através de funções de densidade de probabilidade acumulada não paramétricas, e funções determinadas através da potência calculada teoricamente, dado que as 8 turbinas não seguem a mesma tendência de funcionamento.

Com isto, obtiveram-se erros relativos na estimação da energia anual do parque de 2.6% e 13% para os anos de 2012 e 2013, respectivamente.

Como trabalhos futuros seria interessante desenvolver: uma análise com recurso a mecânica de fluidos computacional de modo simular o escoamento atmosférico, tendo em base os dados SCADA da variável vento, no modelo digital de terreno da Serra da Freita com o intuito de determinar qual deveria ser a posição óptimas das turbinas, bem como a sua distância relativa de modo a minimizar as perturbações no escoamento entre elas; analisar os fenómenos de turbulência do ponto de vista

da estatística circular (note-se que a turbulência é modelada através das equações RANS (Reynolds Averaged Navier-Stokes), com base em ferramentas de estatística linear); explorar outros testes de inferência circular, tanto de ajustamento, como de comparação; utilização de KDE (Kernel Density Estimation) para previsão de potência eléctrica.

Em suma, destaca-se que todo o trabalho desenvolvido no âmbito da unidade curricular Trabalho Final de Mestrado resultou na publicação de um artigo científico na conferência de internacional de engenharia ICEUBI 2015 [32], bem como na participação do XXII Congresso da Sociedade Portuguesa de Estatística [33].

Referências

- [1] C. A. Hall, S. L. Dixon. *Fluid Mechanics and Thermodynamics of Turbomachinery*. Elsevier, 6th edition, 2010. ISBN 978-1-85617-793-1. (cit. nas pág. 1, 8, 9, 11, 12, 13)
- [2] European Wind Energy Association. *Wind in Power 2013 European Statistics*, 2014. (cit. na pág. 1)
- [3] GWEC. *Global Wind Energy Outlook 2014*. (cit. na pág. 1)
- [4] Produção Números 2013, Rotulagem de Energia Elétrica: Fontes de Energia em 2013. URL http://www.a-nossa-energia.edp.pt/arquivo_conteudos/resources/brochures/producao_numeros2013.zip. (cit. na pág. 1)
- [5] A. M. Carvalho, J. A. Sousa. Comparing wind generation profiles: A circular data approach. *EEM 15 - 12th International Conference on the European Energy Market*. (cit. na pág. 3)
- [6] P. Berens. Circstat: A Matlab Toolbox for Circular Statistics. *Journal of Statistical Software*, 2009. URL <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/10676-circular-statistics-toolbox--directional-statistics->. (cit. nas pág. 3, 37)
- [7] U. Lund, C. Agostinelli. circular Package: Circular statistics, 2013. URL <https://cran.r-project.org/web/packages/circular/index.html>. (cit. nas pág. 3, 29, 63, 64, 75)
- [8] *Wind and Its Origins*, 2014. URL http://www.coriolis-energy.com/wind_energy/wind.html. (cit. nas pág. 5, 6)
- [9] L. M. Miller, F. Gans, A. Kleidon. Jet stream wind power as a renewable energy resource: little power, big impacts. *Earth System Dynamics*, 2011. (cit. na pág. 6)
- [10] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi. *Wind Energy Handbook*. 2001. ISBN 0-471-48997-2. (cit. nas pág. 6, 7, 8, 9, 15, 17, 19)

- [11] URL <http://www.nrel.gov/news/features/2012/1995>. (cit. na pág. 7)
- [12] A. Betz. Schraubenpropeller Mit Geringstem Energieverlust. *Gottinger Nachr.*, 1919. (cit. na pág. 10)
- [13] D. Petković, Ž. Čojbašić, V. Nikolić. Adaptive neuro-fuzzy approach for wind turbine power coefficient estimation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013. (cit. nas pág. 10, 43)
- [14] Ž. Čojbašić, V. Nikolic, M. L. M. Kiah, A. Gani S. Shamshirband, D. Petkovic, H. Saboohi, N. B. Anuar, I. Inayat, S. Akib. Wind turbine power coefficient estimation by soft computing methodologies: Comparative study. *Energy Conversion and Managment*, 2014. (cit. nas pág. 10, 43)
- [15] S. Mathew. *Wind Energy Fundamental, Resource Analysis and Economics*. Springer, 2006. ISBN 978-3-540-30905-5. (cit. na pág. 12)
- [16] URL <http://assets.inhabitat.com/wp-content/blogs.dir/1/files/2013/01/wind-turbine-federal-tax-credit-2012-537x407.jpg>. (cit. na pág. 12)
- [17] URL <http://www.aerostarwind.com/cgi-sys/suspendedpage.cgi>. (cit. na pág. 12)
- [18] ABB. *Technical Application Papers No.13 Wind power plants*, 2015. (cit. nas pág. 13, 14, 16, 17, 18, 19)
- [19] H. Glauert. *The Elements of Aerofoil and Airscrew Theory*. 1926. (cit. na pág. 13)
- [20] N. E. Fine, C. Szlatenyi, B. Rosenthal. Test-bed and full-scale demonstration of plasma flow control for wind turbines phase i final report, 2013. (cit. na pág. 14)
- [21] E. Potočar, B. Širok, M. Hočevan, M. Eberlin. Control of separation flow over a wind turbine blade with plasma actuators. *Strojniški vestnik - Journal of Mechanical Engineering*, 2011. (cit. na pág. 14)
- [22] R. Salavessa. Improving instead of repowering is a technical, ecological and economic solution. prototype - rotor blade extension. *Energiekontor*, 2013. (cit. na pág. 15)
- [23] S. R. Jammalamadaka, A. SenGupta. *Topics in Circular Statistics. Multivariate Analysis*. World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd., 2001. (cit. nas pág. 21, 28, 29, 30)
- [24] K. V. Mardia, P. E. Jupp. *Directional Statistics*. Wiley, 2000. ISBN 0-471-95333-4. (cit. nas pág. 27, 28, 30)

- [25] N. I. Fisher. *Statistical Analysis of Circular Data*. ISBN 978-0521568906. (cit. nas pág. 27, 28)
- [26] Monofolha Freita I. URL http://www.iberwind.com/media/uploads/parque/ficha/Monofolha_PT_Freita.pdf. (cit. na pág. 34)
- [27] International Electrotechnical Commission. *Wind turbines, Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*, 2005. (cit. nas pág. 36, 43, 78, 86)
- [28] MEASNET. *Power Performance Measurement Procedure*, Version 5 December 2009 edition, 2009. (cit. nas pág. 36, 78)
- [29] C. Brunson, J. Corcoran. Using circular statistics to analyse time patterns in crime incidence. *Computers, Environment and Urban Systems*, 2004. (cit. na pág. 51)
- [30] Windrose Matlab Function. URL <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/47248-wind-rose/content/WindRose.m>. (cit. na pág. 51)
- [31] Matlab R2015a. URL <http://www.mathworks.com/>. (cit. na pág. 79)
- [32] ICEUBI2015, University of Beira Interior, International Conference on Engineering, Engineering for Society. URL <http://iceubi2015.ubi.pt/?lang=en>. (cit. na pág. 87)
- [33] Sociedade Portuguesa de Estatística, XXII Congresso. URL <http://spe2015.mozello.com/>. (cit. na pág. 87)
- [34] J. A. Carta, D. Mentado. A continuous bivariate model for wind power density and wind turbine energy output estimations. *Energy Conversion & Management*. doi: 48(2007)420-432.
- [35] Hui Liu, Hong-Qi Tian, Chao Chen, Yan fei Li. A hybrid statistical method to predict wind speed and wind power. *Renewable Energy*, 2010.
- [36] J. Zhang, S. Chowdhury, A. Messac, L. Castillo. A multivariate and multimodal wind distribution model. *Renewable Energy*, 2013.
- [37] S. M. Weekes, A. S. Tomlin. Data efficient measure-correlate-predict approaches to wind resource assessment for small-scale wind energy. *Renewable Energy*, 2014.

Anexos

Anexo A

Estatística Circular

A.1 Dados dos Exemplos Capítulo 3

Tabela referente aos exemplos demonstrados no 3, dados referentes à orientação da turbina 1 para o dia 2 de Fevereiro de 2011

Tabela A.1: Dados de orientação da turbina 1 no dia 02/01/2012.

<i>Tempo</i>	<i>Orientação</i>	<i>Tempo</i>	<i>Orientação</i>	<i>Tempo</i>	<i>Orientação</i>
02/01/2012 00:00	159.8842	02/01/2012 08:00	159.3569	02/01/2012 16:00	158.7788
02/01/2012 00:10	149.3321	02/01/2012 08:10	161.2334	02/01/2012 16:10	161.4751
02/01/2012 00:20	147.5514	02/01/2012 08:20	162.6615	02/01/2012 16:20	162.9380
02/01/2012 00:30	145.2084	02/01/2012 08:30	161.6157	02/01/2012 16:30	161.4522
02/01/2012 00:40	154.3323	02/01/2012 08:40	160.8397	02/01/2012 16:40	158.1193
02/01/2012 00:50	148.0257	02/01/2012 08:50	161.1848	02/01/2012 16:50	158.3230
02/01/2012 01:00	146.6526	02/01/2012 09:00	163.7250	02/01/2012 17:00	161.9863
02/01/2012 01:10	152.6781	02/01/2012 09:10	164.4089	02/01/2012 17:10	156.7646
02/01/2012 01:20	155.7982	02/01/2012 09:20	160.8301	02/01/2012 17:20	158.4109
02/01/2012 01:30	153.3940	02/01/2012 09:30	160.5977	02/01/2012 17:30	163.0159
02/01/2012 01:40	157.8560	02/01/2012 09:40	159.1295	02/01/2012 17:40	156.6948
02/01/2012 01:50	154.4570	02/01/2012 09:50	162.7407	02/01/2012 17:50	158.3230
02/01/2012 02:00	156.3236	02/01/2012 10:00	165.8554	02/01/2012 18:00	154.6421
02/01/2012 02:10	154.5255	02/01/2012 10:10	164.7838	02/01/2012 18:10	153.6343
02/01/2012 02:20	152.1792	02/01/2012 10:20	167.2427	02/01/2012 18:20	156.1626
02/01/2012 02:30	145.6780	02/01/2012 10:30	166.8513	02/01/2012 18:30	164.7515
02/01/2012 02:40	132.3425	02/01/2012 10:40	169.7678	02/01/2012 18:40	162.8770
02/01/2012 02:50	139.8400	02/01/2012 10:50	161.0558	02/01/2012 18:50	152.1810
02/01/2012 03:00	130.9485	02/01/2012 11:00	156.0011	02/01/2012 19:00	147.2663
02/01/2012 03:10	134.9404	02/01/2012 11:10	164.1652	02/01/2012 19:10	145.9586
02/01/2012 03:20	137.3132	02/01/2012 11:20	162.2283	02/01/2012 19:20	143.4285
02/01/2012 03:30	134.0734	02/01/2012 11:30	151.8078	02/01/2012 19:30	134.0983
02/01/2012 03:40	139.0433	02/01/2012 11:40	159.6606	02/01/2012 19:40	134.6070
02/01/2012 03:50	138.6283	02/01/2012 11:50	163.2434	02/01/2012 19:50	125.9382
02/01/2012 04:00	135.7660	02/01/2012 12:00	163.4026	02/01/2012 20:00	124.6341
02/01/2012 04:10	142.8650	02/01/2012 12:10	167.0045	02/01/2012 20:10	136.3062
02/01/2012 04:20	145.1731	02/01/2012 12:20	160.7948	02/01/2012 20:20	137.0707
02/01/2012 04:30	144.1628	02/01/2012 12:30	161.0519	02/01/2012 20:30	140.3666
02/01/2012 04:40	147.3498	02/01/2012 12:40	160.4010	02/01/2012 20:40	144.8058
02/01/2012 04:50	148.0262	02/01/2012 12:50	163.2816	02/01/2012 20:50	147.1412
02/01/2012 05:00	150.6002	02/01/2012 13:00	168.2632	02/01/2012 21:00	153.1201
02/01/2012 05:10	150.1343	02/01/2012 13:10	168.3513	02/01/2012 21:10	148.7943
02/01/2012 05:20	146.0827	02/01/2012 13:20	168.5664	02/01/2012 21:20	147.1362
02/01/2012 05:30	148.1477	02/01/2012 13:30	159.9671	02/01/2012 21:30	144.5659
02/01/2012 05:40	150.4905	02/01/2012 13:40	151.7579	02/01/2012 21:40	146.5001
02/01/2012 05:50	150.8051	02/01/2012 13:50	153.5630	02/01/2012 21:50	148.5584
02/01/2012 06:00	152.6795	02/01/2012 14:00	153.8529	02/01/2012 22:00	143.1382

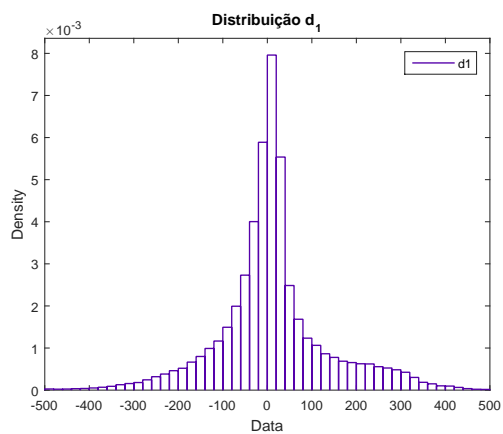
continua na próxima página

<i>Tempo</i>	<i>Orientação</i>	<i>Tempo</i>	<i>Orientação</i>	<i>Tempo</i>	<i>Orientação</i>
02/01/2012 06:10	153.2261	02/01/2012 14:10	155.2529	02/01/2012 22:10	136.5370
02/01/2012 06:20	152.5620	02/01/2012 14:20	149.7960	02/01/2012 22:20	141.9118
02/01/2012 06:30	155.6532	02/01/2012 14:30	153.7071	02/01/2012 22:30	138.3997
02/01/2012 06:40	156.2001	02/01/2012 14:40	153.8978	02/01/2012 22:40	145.6104
02/01/2012 06:50	156.1278	02/01/2012 14:50	145.2191	02/01/2012 22:50	155.0543
02/01/2012 07:00	156.3807	02/01/2012 15:00	145.8371	02/01/2012 23:00	155.4097
02/01/2012 07:10	158.6577	02/01/2012 15:10	147.0824	02/01/2012 23:10	151.6194
02/01/2012 07:20	159.6439	02/01/2012 15:20	145.8638	02/01/2012 23:20	151.8231
02/01/2012 07:30	159.0395	02/01/2012 15:30	145.5844	02/01/2012 23:30	149.9885
02/01/2012 07:40	159.9352	02/01/2012 15:40	151.0224	02/01/2012 23:40	146.9415
02/01/2012 07:50	160.9506	02/01/2012 15:50	152.5638	02/01/2012 23:50	146.9319

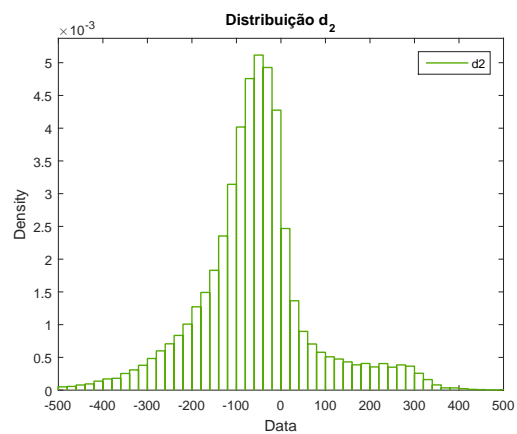
Anexo B

Distribuição da Diferença de Potências

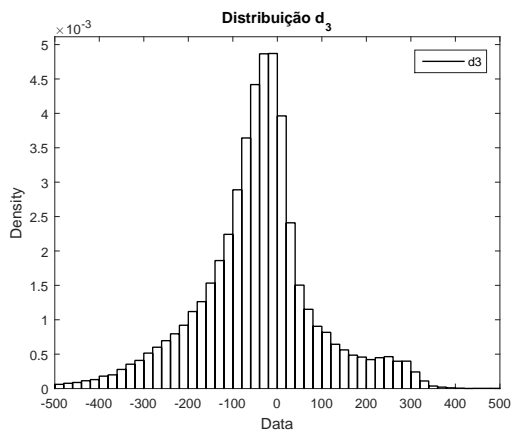
Gráficos de densidade de probabilidade referentes à distribuição da diferença de potências d para as 8 turbinas.



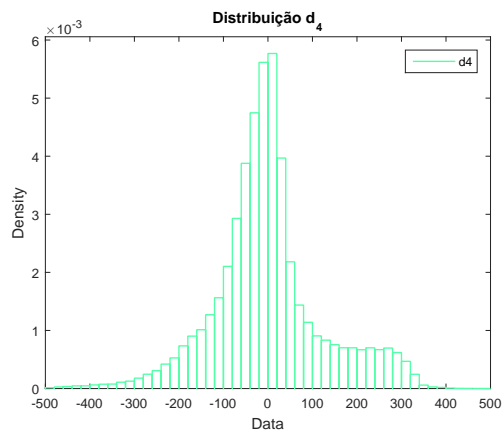
(a) Turbina 1



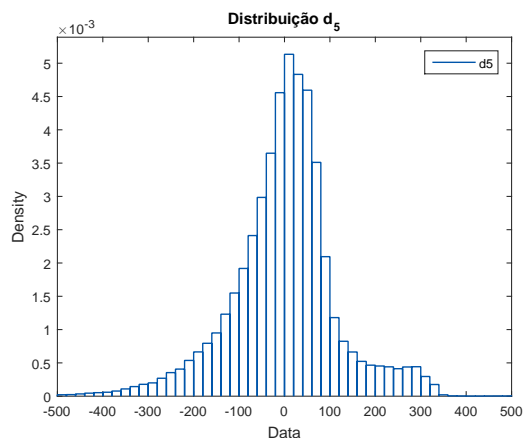
(b) Turbina 2



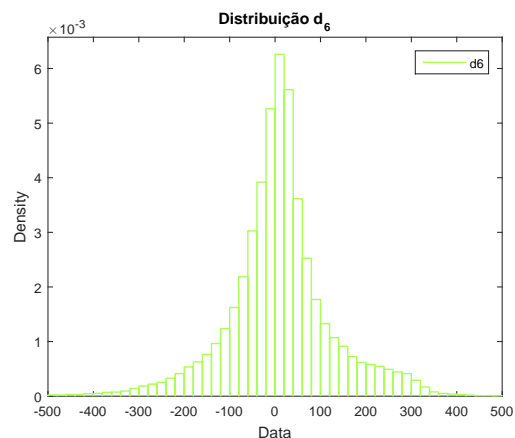
(c) Turbina 3



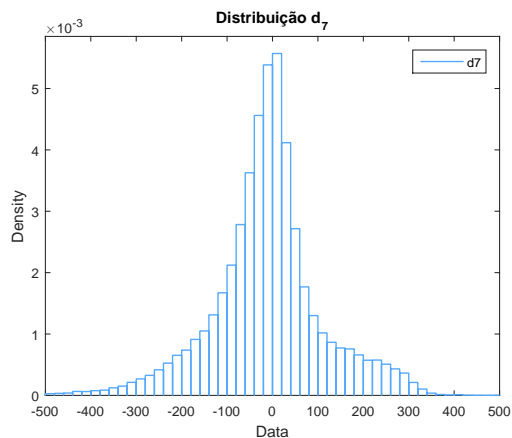
(d) Turbina 4



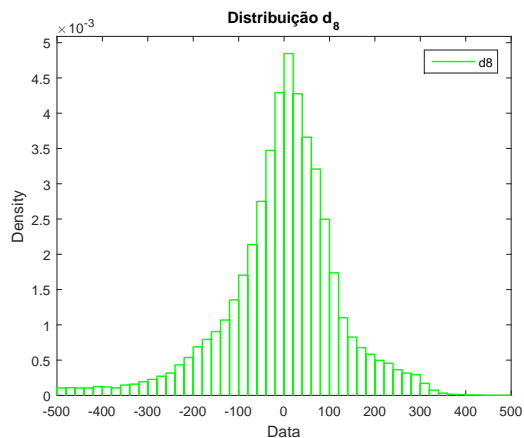
(e) Turbina 5



(f) Turbina 6



(g) Turbina 7



(h) Turbina 8

Figura B.1: Histogramas da variável d para as 8 turbinas.

Tabela referente ao teste Z (média nula) para as distribuições de d das 8 turbinas.

Tabela B.1: Teste z à variável d

Turbina	H	P-value	Intervalo de Confiança		Est. de teste
1	1	2.69×10^{-21}	3.7824	5.7556	9.4741
2	1	0	-76.3666	-73.781	-113.8191
3	1	0	-52.015	-49.9261	-95.6483
4	1	9.21×10^{-46}	-8.4144	-6.3732	-14.1996
5	1	1.45×10^{-8}	-3.5138	-1.7079	-5.6672
6	1	2.10×10^{-28}	4.2121	6.0277	11.054
7	1	1.5066×10^{-315}	-20.05	-18.082	-37.9748
8	1	0	-35.2825	-32.8254	-54.327

Anexo C

Nordex N90/2300

C.1 Características Técnicas Nordex N90/2300

Tabela referente às características técnicas da turbina Nordex N90/2300.

Tabela C.1: Dados de potência da turbina Nordex N90/2300

<i>Bin no.</i> []	<i>Wsp</i> [m/s]	<i>Power</i> [kW]	<i>No</i> []	<i>Cp</i> []	<i>Category A uncertainty</i> [kW]	<i>Category B uncertainty</i> [kW]	<i>Combined uncertainty</i> [kW]
4	2.51	-7.1	53	-0.115	0.3	12.4	12.4
5	3.01	-6.7	58	-0.063	0.3	12.4	13.4
6	3.54	-1.2	56	-0.007	1.5	12.5	12.6
7	4.01	25.7	86	0.102	3	15.7	16
8	4.5	69.2	150	0.195	4.3	20.1	20.6
9	4.99	153.5	182	0.317	4.5	33.6	33.9
10	5.5	244.8	208	0.378	3.8	36.2	36.4
11	5.99	337.3	215	0.404	4.5	39.3	39.5
12	6.5	451.2	218	0.421	3.3	46	46.2
13	6.98	564.5	231	0.426	4.5	51.4	51.6
14	7.49	699.5	204	0.428	6	59	59.3
15	8.01	866.9	130	0.434	10.2	73.7	74.4
16	8.5	1055.3	96	0.44	9.9	88.9	89.5
17	9	1225.6	99	0.431	8.6	83.3	83.7
18	9.51	1418.8	137	0.423	9.5	95	95.5
19	10.02	1623.4	124	0.415	8.8	105.3	105.7
20	10.48	1823.2	132	0.406	9.2	114.4	114.7
21	11.01	2006.8	131	0.386	10.2	97.7	98.2
22	11.48	2158.9	120	0.366	8.3	91	91.4
23	11.99	2248.1	125	0.335	9.2	53.2	53.9
24	12.49	2296.9	80	0.303	5.2	32.3	32.7
25	12.96	2320.4	79	0.274	4.2	20.5	20.9
26	13.39	2336.6	70	0.25	2.6	17.9	18.1
27	13.93	2343.3	24	0.223	2.6	14	14.2
28	14.57	2347	6	0.195	1.5	13.5	13.6
29	15.1	2348.9	2	0.175	0.9	13.4	13.4
30	15.65	2348.6	2	0.157	0.3	13.3	13.3
31	16.03	2348.9	5	0.146	0.6	13.3	13.4
32	16.47	2350.2	15	0.135	0.8	13.4	13.4
33	16.93	2348.7	16	0.124	0.7	13.4	13.4
34	17.42	2348.7	8	0.114	0.5	13.3	13.3
35	17.98	2349.2	6	0.104	0.5	13.3	13.4
36	18.45	2348.9	2	0.096	0	13.4	13.3
37	19.05	2349.8	2	0.087	0.9	13.4	13.4
38	19.69	2350.8	1	0.079	0	13.4	13.4
39	19.98	2348.8	1	0.076	0	13.7	13.7
40	25	2348.8	1	0	0	13.3	13.3

C.2 Características Técnicas Gerador

Tabela referente às características técnicas do gerador Elin 505506E que equipa a turbina Nordex N90/2300.

Tabela C.2: Dados elétricos do gerador Elin 505506E

<i>Speed rpm</i>	<i>P_Grid kW</i>	<i>I_Grid A</i>	<i>I_Stator A</i>	<i>I_Rotor A</i>	<i>U_Grid V</i>	<i>U_Rotor V</i>	<i>Pv_sum_Gen kW</i>	<i>Eta_Gen %</i>	<i>Eta_Sys %</i>
700	-96	84	135.8	153.3	660	656.7	21.51	82.37	78.68
750	-103	90.1	133.4	153	660	547.6	21.59	83.26	79.85
800	-110	96.2	131.2	152.8	660	438.4	21.78	83.98	80.89
820	-175	153.1	197.5	160.9	660	395.7	22.46	88.88	86.61
850	-275	240.6	293.8	176.8	660	331.6	23.68	92.21	90.5
900	-435	380.5	433.3	206.1	660	224	25.96	94.44	93.18
975	-595	520.5	542.6	232.4	660	61	28.71	95.44	94.49
1090	-845	739.2	686.5	269.1	660	190.6	34.44	96.12	95.28
1100	-870	761.1	700.3	272.8	660	212.5	35.07	96.16	95.33
1160	-2500	2186.9	1914.5	643.4	660	346.3	78.76	96.97	96.2
1200	-2630	2300.7	1914.5	653.3	660	437.2	82.86	96.97	96.24
1265	-2630	2300.7	1844.6	621.3	660	582.4	82.69	96.98	96.2
1300	-2630	2300.7	1795.1	605.6	660	660.1	82.98	96.97	96.14

C.3 Características Técnicas Caixa de Velocidades

Tabela referente às características técnicas do caixa de velocidades que equipa a turbina Nordex N90/2300.

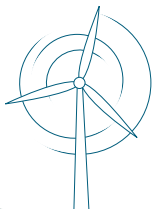
Tabela C.3: Dados de eficiência da caixa de velocidade

P/P_{nom} %	Gearbox Efficiency %
0	96.7
1	96.7
2.5	96.75
5	96.9
7.5	97.05
10	97.2
15	97.3
25	97.5
50	97.8
75	98.2
100	98.6

C.4 Brochura Nordex N90/2300



N80 / 2500
N90 / 2300

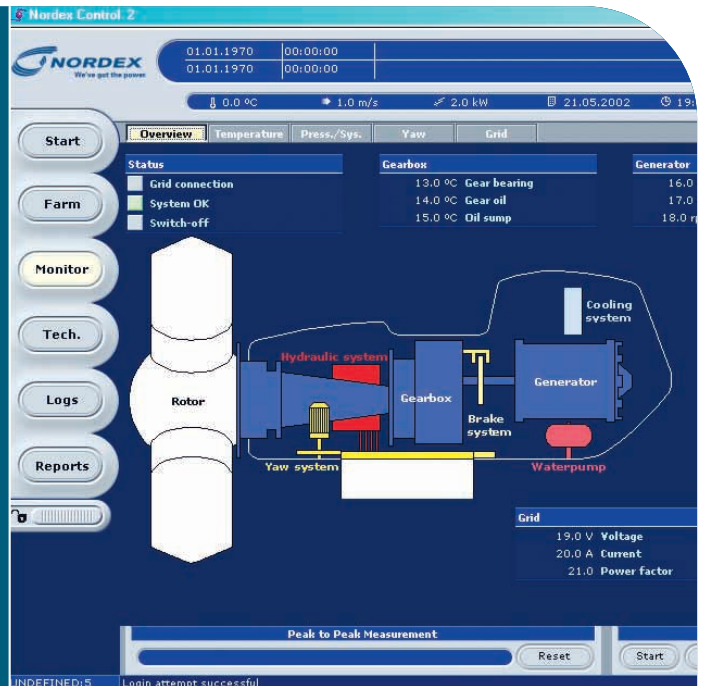


High performance—
today and tomorrow.


We've got the power.



Visualisation of a turbine in the control system Nordex Control 2.



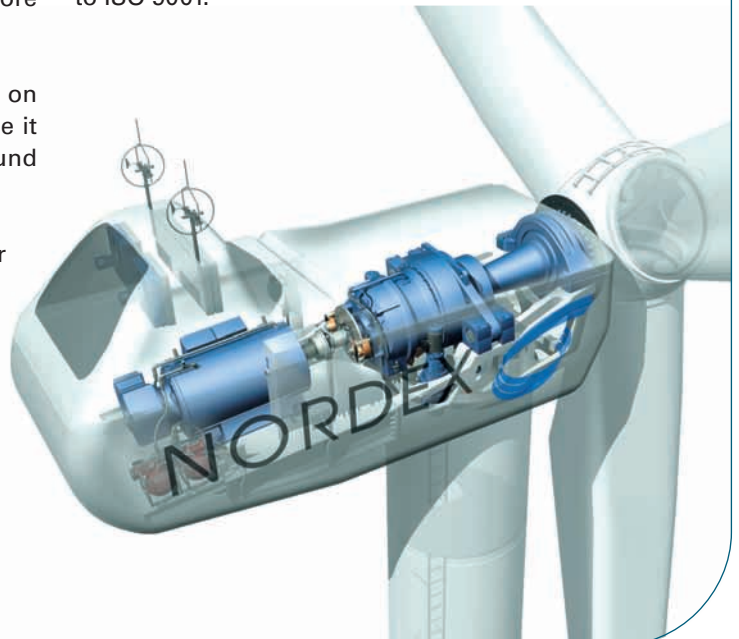
THE N80/2500 AND N90/2300: TWO WIND TURBINES FOR THE HIGHEST ENERGY YIELD.

With the N80/2500 and the N90/2300 you are entering new, hitherto unknown dimensions: a rotor diameter of 80 metres or 90 metres and a rated power of 2.5 MW and 2.3 MW respectively make the N80/2500 and N90/2300 the first choice when it comes to value for money. No matter whether they are positioned inland, at the coast or in the offshore area, these turbines produce optimal yields.

Our know-how in the megawatt class, acquired on the basis of practical operation since 1995, made it possible for us to develop the N80/2500 und N90/2300 successfully.

The IEC-1a-certified N80/2500 suits perfectly for high-wind regions. The N90/2300 is especially suitable for lower wind locations. Thanks to the pitch control, the machines are able to optimise the energy yield at all wind speeds.

The N80/2500 and N90/2300 are supplied with Nordex Control 2. Nordex Control 2 controls and visualises all relevant data and, as a Web-based system, it sets new standards in ease of use. All our wind turbines are designed for a service life of at least 20 years and are manufactured according to ISO 9001.





Remote monitoring in Rostock.

Your benefits at a glance:

- Location-specific control for individual turbines or wind farms
- Security due to redundant systems
- 24-hour remote monitoring
- Autonomous safety systems (emergency off in the event of power failure)

RELIABILITY, SERVICE, ENVIRONMENTAL SUSTAINABILITY: NORDEX ALWAYS OFFERS THAT BIT MORE.

The turbines are easy to maintain due to

- having no rotating hydraulics in the hub.
- maintenance-free pitch drives.
- easily accessible control cabinets.
- a user-friendly rotor lock, and elastomer bearings in the drive chain that are easy to check and monitor.
- controls at the bottom of the tower and in the nacelle and the wide range of remote query possibilities for the control system and converter.

They are reliable

- as resonances are avoided or minimised by design measures.
- as all components are supplied by renowned certified manufacturers, thus guaranteeing their quality.
- as we use well-proven technology based on long experience.

They are environmentally-friendly due to

- the absence of a rotating hydraulic system.
- the enclosed grease and oil collecting pans.
- the hydraulics with all lines in the area of the oil pan – meaning that no oil can pollute the environment.

They are noise-friendly due to

- the helical gearing of all gearwheels which reduces the noise level within the gearbox.
- the generator, gearbox and many other components being attached in such a way that vibrations are either not transmitted or are damped. In this way, noises are immediately reduced at source.



THE N80/2500 AND N90/2300: THE FINER DETAILS AT A GLANCE.

Rotor

The rotor consists of three rotor blades made of glass-fibre-reinforced polyester, the hub, the pitch bearings, and drives to change the pitch angle of the rotor blades.

Drive chain

The drive train consists of the rotor shaft, the gearbox, an elastic cardanic coupling and the generator.

Gearbox

The gearbox is designed as a two-stage planetary gearbox with a one-stage spur gear. The gearbox is cooled by means of an oil-water-air cooling circuit with stepped cooling capacity. The bearings and tooth engagements are kept continuously lubricated with cooled oil.

Generator

The generator is a double-fed asynchronous machine. The generator is kept in its optimum temperature range by means of a cooling circuit.

Cooling and filtration

The gearbox, generator and converter of the N80/2500 and N90/2300 have cooling systems which are independent from each other. The cooling system for the generator and converter is based on a water circuit. This ensures optimum operating conditions in all types of weather.

Braking system

The three redundant and independently controlled rotor blades can be set at full right angles to the rotation direction for aerodynamic braking. In addition, the hydraulic disc brake provides support in the event of an emergency stop.

Hydraulic system

The hydraulic system provides the oil pressure for the operation of different components: the yaw brakes, rotor brake and nacelle roof.

Nacelle

The nacelle consists of the cast machine frame and the nacelle housing. The nacelle housing is made of high-quality glass-fibre-reinforced polyester (GRP). The roof of the nacelle is opened hydraulically.

Yaw system

The wind direction is continuously monitored by two redundant wind direction sensors on the nacelle. If the permissible deviation is exceeded, the yaw angle of the nacelle is actively adjusted by means of two geared motors.

Tower

The tubular steel tower is designed and certified as a modular tower. The requirements of EN 50308 in particular have been taken into account in the design of the tower interiors (access ladder, platforms, safety equipment). The transformer can be installed either inside or outside the tower.



Control and grid connection

The wind turbine has two anemometers. One anemometer is used for controlling the turbine, the second for monitoring the first. All operational data can be monitored and checked on a control screen located in the switch cabinet. The data and signals are transmitted via ISDN for remote monitoring. At the click of the mouse, the operator can download all key data for the turbine from the Internet. The necessary communications software and hardware is supplied by Nordex.

Lightning protection

Lightning and overvoltage protection of the entire wind turbine is based on the lightning protection concept and is in accordance with DIN EN 62305.

FACTS AND FIGURES.

	N80/2500	N90/2300		N80/2500	N90/2300
Rotor			Yaw system		
Number of rotor blades	3	3	Bearing	Ball bearing	Ball bearing
Rotor speed	10.8 to 18.9 rpm	9.6 to 16.8 rpm	Brake	Hydraulic disc brake	Hydraulic disc brake
Rotor diameter	80 m	90 m	Drive	Two asynchronous motors with an integrated brake	
Swept area	5,026 m ²	6,362 m ²	Speed	Approx. 0.5 %/s	Approx. 0.5 %/s
Power regulation	Pitch	Pitch	Control system		
Cut-in wind speed	Approx. 3 m/s	Approx. 3 m/s	Type	PLC, Remote Field Controller (RFC)	
Cut-out wind speed	25 m/s	25 m/s	Grid connection	Via IGBT converter	Via IGBT converter
Rated power	From approx. 15 m/s	From approx. 13 m/s	Scope of monitoring	Remote monitoring of more than 300 different parameters, e.g. temperature, hydraulic pressure, pitch parameters, wind speed and direction	
Survival wind speed	70 m/s–IEC type class 1	59.5 m/s–IEC type class 2	Recording	Production data, event lists with filter function, long and short-term trends	
Pitch-regulation	Individual pitch	Individual pitch	Visualisation	Panel PC in control cabinet and Web-based access possible from any PC, adapter for laptop at the bottom of tower and in nacelle	
Weight	Approx. 52,000 kg	Approx. 55,000 kg	Brakes		
Rotor blades			Primary	Rotor blade pitch	Rotor blade pitch
Length	38.8 m	43.8 m	Secondary	Hydraulic disc brake	Hydraulic disc brake
Material	GRP	GRP	Tower		
Weight	Approx. 9,000 kg	Approx. 10,200 kg	Type	Modular tubular steel tower Lattice: hot-dip galvanised	
Gearbox			Hub heights	Tubular tower 60 m, certificate IEC 1a Tubular tower 70 m, certificate IEC 1a Tubular tower 80 m, certificate IEC 1a, DIBt 3, NVN 1a	Tubular tower 70 m, certificate IEC 2a Tubular tower 80 m, certificate DIBt 3, IEC 2a, GL 2 Tubular tower 100 m, certificate DIBt 2, IEC 3a Lattice tower 105 m, certificate DIBt 2
Type	Planetary gearbox	Planetary gearbox			
Gear ratio	1 : 68.7	1 : 77.44			
Weight	Approx. 18,500 kg	Approx. 18,500 kg			
Oil quantity	360 l	360 l			
Oil change	Semi-annual check, change as required				
Rotor shaft bearing	Cylindrical roller bearing	Cylindrical roller bearing			
Generator					
Power	2,500 kW	2,300 kW			
Voltage	660 V	660 V			
Type	Asynchronous double-fed, liquid-cooled				
Speed	740–1,300 rpm	740–1,300 rpm			
Insulation class	IP 54	IP 54			
Weight	Approx. 10,000 kg	Approx. 10,000 kg			

POWER CURVE N80/2500

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Power coefficient Cp
4	15	0,076
5	121	0,314
6	251	0,377
7	433	0,410
8	667	0,423
9	974	0,434
10	1319	0,428
11	1675	0,409
12	2004	0,377
13	2281	0,337
14	2463	0,292
15	2500	0,241
16	2500	0,198
17	2500	0,165
18	2500	0,139
19	2500	0,118
20	2500	0,102
21	2500	0,088
22	2500	0,076
23	2500	0,067
24	2500	0,059
25	2500	0,052

Rounded values based on measurements of DEWI and aerodynamic calculations

POWER CURVE N90/2300

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Power coefficient Cp
4	35	0,140
5	175	0,359
6	352	0,418
7	580	0,434
8	870	0,436
9	1237	0,435
10	1623	0,417
11	2012	0,388
12	2230	0,331
13	2300	0,269
14	2300	0,215
15	2300	0,175
16	2300	0,144
17	2300	0,120
18	2300	0,101
19	2300	0,086
20	2300	0,074
21	2300	0,064
22	2300	0,055
23	2300	0,049
24	2300	0,043
25	2300	0,038

Rounded values based on measurements of Risø National laboratory and aerodynamic calculations



WE ARE REPRESENTED WITH OFFICES AND SUBSIDIARIES WORLDWIDE.

Nordex AG

Bornbarch 2
22848 Norderstedt
Germany
Phone: +49 40 30030 1000
Fax: +49 40 30030 1101
E-mail: info@nordex-online.com

Sales Nordex Energy GmbH

Bornbarch 9
22848 Norderstedt
Germany
Phone: +49 40 30030 1490
Fax: +49 40 30030 1491
E-mail: info@nordex-online.com

Service Nordex Energy GmbH

Bornbarch 2
22848 Norderstedt
Germany
Phone: +49 40 30030 1209
Fax: +49 40 30030 1301
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex Energy GmbH

Erich-Schlesinger-Straße 50
18059 Rostock, Germany
Phone: +49 381 6663 3300
Fax: +49 381 6663 3339
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex Energy GmbH

C. F. Tietgens Vej 10
6000 Kolding, Denmark
Phone: +45 75 73 44 00
Fax: +45 75 73 41 47
E-mail: denmark@nordex-online.com

Nordex Sverige AB

Kungsängsvägen 21
75323 Uppsala, Sweden
Phone: +46 18 185 900
Fax: +46 18 185 927
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex Energy GmbH Benelux

It Reidlân 79
8502 CE Joure, Netherlands
Phone: +31 513 41 23 54
Fax: +31 513 41 85 88
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex Energy Ibérica S.A.

Calle Ausiàs Marc, 23 pral.
08010 Barcelona, Spain
Sales Office:
Pso. de la Castellana, 23 2º-A
28046 Madrid, Spain
Phone: +34 91 7000356
Fax: +34 91 3199388
E-mail: spain@nordex-online.com

Nordex Polska Sp. z o.o

Al. Jana Pawła II 80 m.C22
00-175 Warszawa, Poland
Phone: +48 22 636 52 77
Fax: +48 22 637 30 01
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex Energy GmbH

c/o Thomas Annegg
Schöffelgasse 4/6
1180 Wien, Austria
Phone: +43 1 615 39 38 10
Fax: +43 1 615 39 38 20
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex Italia S.r.l.

Viale Città d'Europa 679
00144 Roma, Italy
Phone: +39 06 83 46 30 01
Fax: +39 06 83 46 30 60
E-mail: info@nordex-online.com

Nordex UK Ltd.

Suite 4, Egerton House
The Towers Business Park
Didsbury M20 2DX
United Kingdom
Phone: +44 161 445 99 00
Fax: +44 161 445 99 88
E-mail: uk@nordex-online.com

Nordex France S.A.S.

1, Rue de la Procession
93217 La Plaine Saint-Denis, France
Phone: +33 155 93 43 43
Fax: +33 155 93 43 40
E-mail: france@nordex-online.com

Nordex China

Room 808
First Shanghai Center, No. 39
Liangmaqiao Road
Chaoyang District
Beijing 100125, P. R. China
Phone: +86 10 84 53 51 88
Fax: +86 10 84 53 51 58
E-mail: china@nordex-online.com

Nordex USA, Inc.

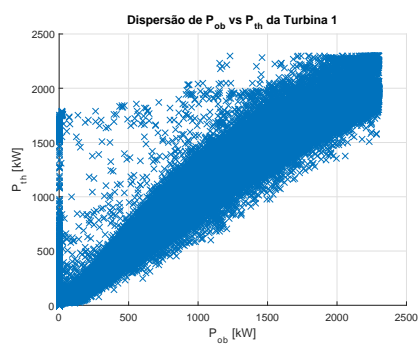
300 South Wacker Drive, Suite 1500
Chicago, Illinois 60606, USA
Phone: +1 312 386 4100
Fax: +1 312 386 4101
E-mail: nordexUSA@nordex-online.com



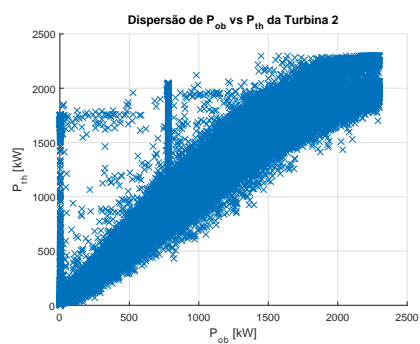
Anexo D

Gráficos de Dispersão

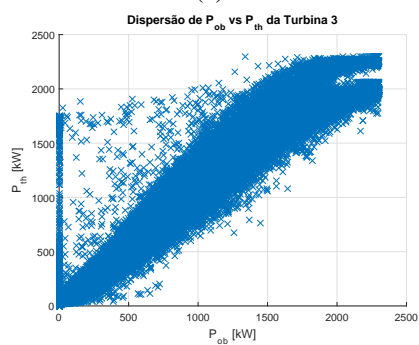
D.1 Potência Observada vs Potência Teórica



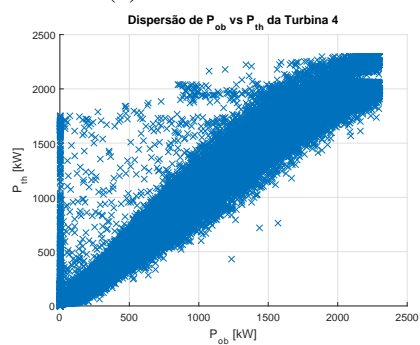
(a) Turbina 1



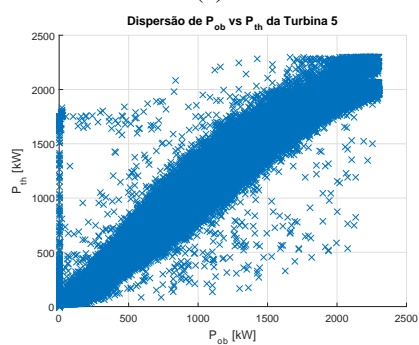
(b) Turbina 2



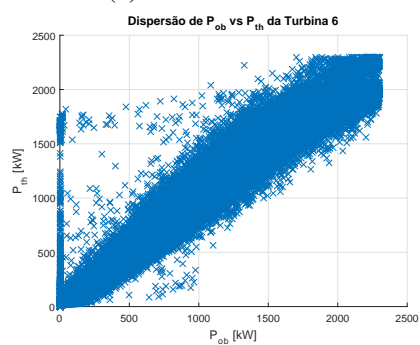
(c) Turbina 3



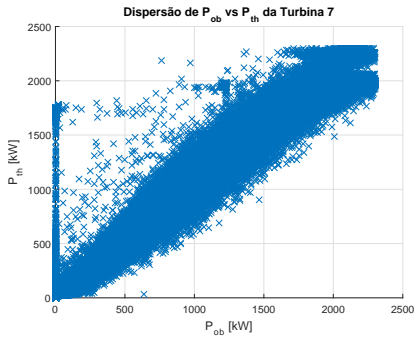
(d) Turbina 4



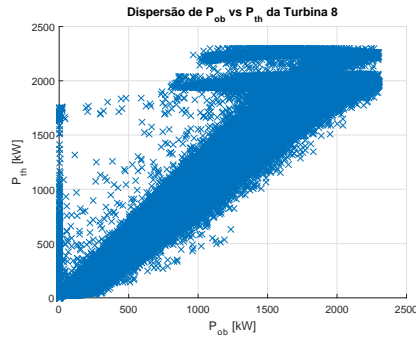
(e) Turbina 5



(f) Turbina 6



(g) Turbina 7



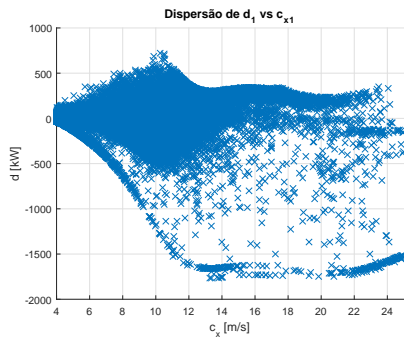
(h) Turbina 8

Figura D.1: Gráficos de dispersão P_{ob} vs P_{th} ano 2012

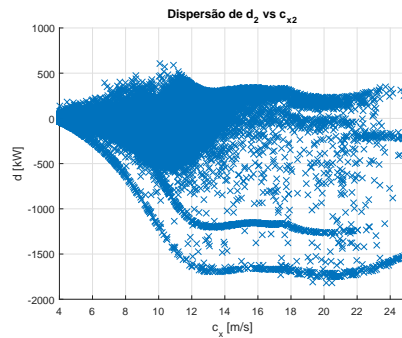
Tabela D.1: Factores de correlação entre P_{ob} e P_{th}

Factor de correlação P_{ob} vs P_{th}	
Turbina 1	0,97457
Turbina 2	0,95870
Turbina 3	0,97292
Turbina 4	0,97832
Turbina 5	0,97879
Turbina 6	0,97665
Turbina 7	0,97388
Turbina 8	0,95835

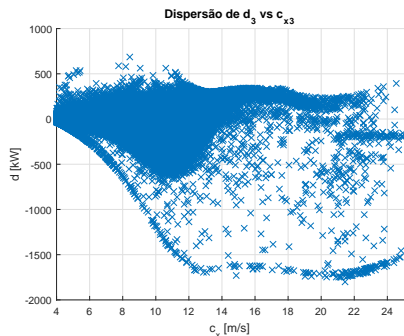
D.2 Velocidade do Vento vs Diferença de Potências



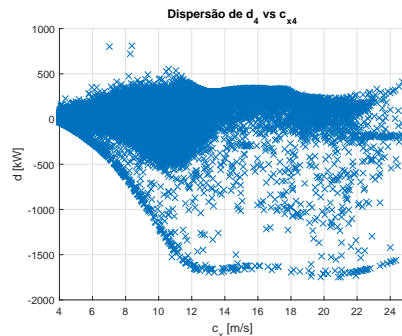
(a) Turbina 1



(b) Turbina 2



(c) Turbina 3



(d) Turbina 4

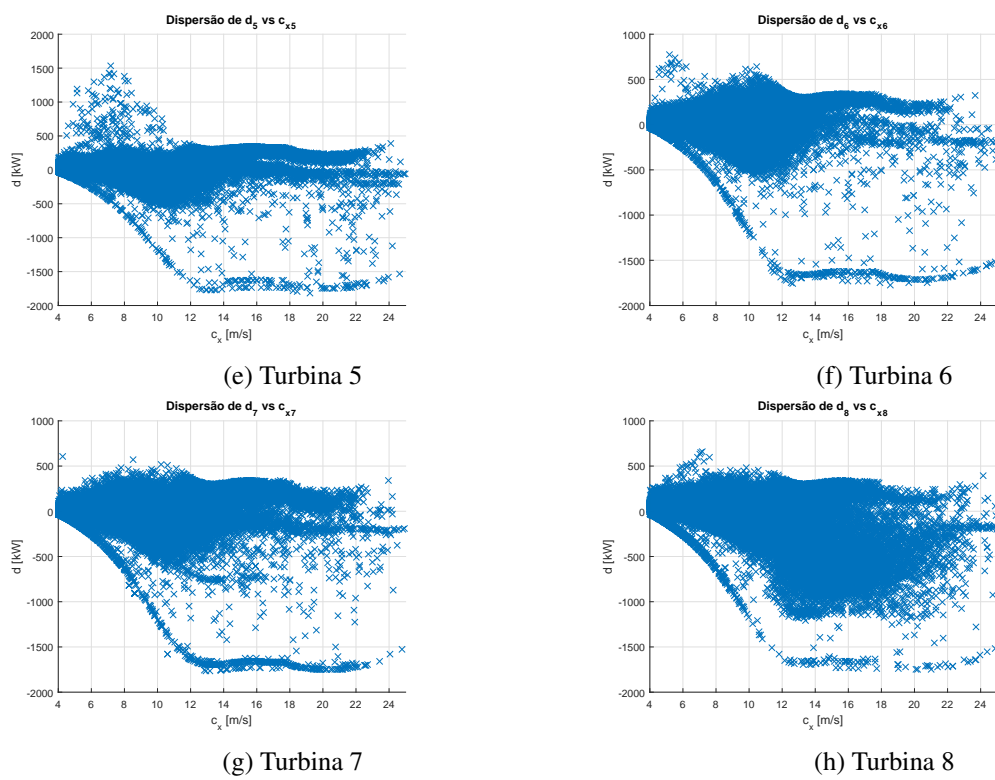


Figura D.2: Gráfico de dispersão Velocidade do Vento [m/s] vs Diferença de Potências [kW]

Anexo E

Programação

E.1 Algoritmo de Interpolação Matlab®

Contents

- Interpolação do coeficiente de potência
- Interpolação do rendimento da caixa de velocidades
- Interpolação do rendimento da caixa de velocidades
- Interpolação da potência activa
- Diferença de potências

Interpolação do coeficiente de potência

```
a1 = 0.4193;  
b1 = -3.719;  
c1 = 18.18;  
a2 = 0.3562;  
b2 = 3.721;  
c2 = 2.389;  
a3 = -0.06317;  
b3 = 8.721;  
c3 = 2.269;  
a4 = 0.2683;  
b4 = 8.716;  
c4 = 4.182;
```

```

a5 = -0.00184;
b5 = 17.57;
c5 = 0.5264;
a6 = -2729;
b6 = -25.9;
c6 = 10.34;

for i = 1:157824
    for j = 1:8
        Cp(i,j)=a1*exp(-((WS(i,j)-b1)/c1).^2) ...
        + a2*exp(-((WS(i,j)-b2)/c2).^2) ...
        + a3*exp(-((WS(i,j)-b3)/c3).^2) ...
        + a4*exp(-((WS(i,j)-b4)/c4).^2) ...
        + a5*exp(-((WS(i,j)-b5)/c5).^2) ...
        + a6*exp(-((WS(i,j)-b6)/c6).^2);
    end
end
end

```

Interpolação do rendimento da caixa de velocidades

```

p1 = -7.222e-05;
p2 = 0.1686;
p3 = -0.9758;

for i = 1:15784
    for j = 1:8
        GenEff(i,j)=(p1*RSG(i,j)^2 + p2*RSG(i,j) + p3)/100;
        if GenEff(i,j)<0.8237
            GenEff(i,j)=0.8237;
        end
        if GenEff(i,j)>0.9697
            GenEff(i,j)=0.9697;
        end
    end
end
end
end

```

Interpolação do rendimento da caixa de velocidades

```

a1 =      113.1;
b1 =      1794;
c1 =      4568;
a2 =     -0.3089;
b2 =       1.34;
c2 =       5.448;
a3 =       0.1178;
b3 =       22.68;
c3 =       18.28;

for i = 1:15784
    for j = 1:8
        GbEff(i, j) = (a1*exp(-((Pob(i, j)-b1)/c1)^2) ...
        + a2*exp(-((Pob(i, j)-b2)/c2)^2) ...
        + a3*exp(-((Pob(i, j)-b3)/c3)^2))/100;
        if GbEff(i, j)<0.967
            GbEff(i, j)=0.967;
        end
        if GbEff(i, j)>0.986
            Gbeff(i, j)=0.986;
        end
    end
end
end

```

Interpolação da potência activa

```

for i = 1:157824
    for j = 1:8
        Pth(i, j)=1/2 * Rho * A * Cp(i, j) * WS(i, j)^3 ...
        * GbEff(i, j) * GenEff(i, j) * cos(Phi)/1000;
    end
end
end

```

```
for i = 1:157824
    for j = 1:8
        if Pob(i, j) < 0
            Pob(i, j) = NaN;
            Pth(i, j) = NaN;
        end
        if Pob(i, j) > 2300
            Pob(i, j) = NaN;
            Pth(i, j) = NaN;
        end
        if WS(i, j) < 4
            Pob(i, j) = NaN;
            Pth(i, j) = NaN;
        end
        if WS(i, j) > 25
            Pob(i, j) = NaN;
            Pth(i, j) = NaN;
        end
        if Pth(i, j) > 2300
            Pth(i, j) = 2300;
        end
    end
end
end
```

Diferença de potências

```
for i = 1:157824
    for j = 1:8
        Dif(i, j) = Pob(i, j) - Pth(i, j);
    end
end
end
```

Anexo F

Estimação de Produção Anual

F.1 Funções das Curvas de Potência

Contents

Curvas de potência utilizadas para a estimação de produção de energia anual do parque.

- Turbina 1
- Turbina 2
- Turbina 3
- Turbina 4
- Turbina 5
- Turbina 6
- Turbina 7
- Turbina 8

Turbina 1

General model Gauss7: Coefficients (with 95% confidence bounds):

a1 = 1747; % (1495, 2000)
b1 = 12.14; % (11.99, 12.29)
c1 = 4.528; % (4.445, 4.61)
a2 = 3.436e+04; % (-5.272e+06, 5.341e+06)
b2 = 22.98; % (22.21, 23.75)
c2 = 6.431; % (-8.515, 21.38)

```

a3 =      15.63;  %(12.38, 18.87)
b3 =      17.02;  %(16.94, 17.1)
c3 =      0.5712; %(0.4261, 0.7164)
a4 =     -103.6; %(-111.4, -95.9)
b4 =      13.98; %(13.89, 14.06)
c4 =      1.298; %(1.211, 1.385)
a5 =     -38.64; %(-49.28, -28)
b5 =      13.03; %(13.01, 13.06)
c5 =      0.6546; %(0.5667, 0.7426)
a6 =      8.238; %(6.564, 9.912)
b6 =      11.54; %(11.51, 11.58)
c6 =      0.2348; %(0.1742, 0.2954)
a7 =  -3.206e+04; %(-5.339e+06, 5.275e+06)
b7 =      22.98; %(22.23, 23.74)
c7 =      6.25;  %(-7.76, 20.26)

```

```

p1 = a1*exp(-((x-b1)/c1).^2) + a2*exp(-((x-b2)/c2).^2) +...
a3*exp(-((x-b3)/c3).^2) + a4*exp(-((x-b4)/c4).^2) +...
a5*exp(-((x-b5)/c5).^2) + a6*exp(-((x-b6)/c6).^2) +...
a7*exp(-((x-b7)/c7).^2);

```

Turbina 2

```

% General model Gauss7:
% Coefficients (with 95% confidence bounds):
a1 =    1.34e+04; %(-3.642e+05, 3.91e+05)
b1 =      22.51; %(21.61, 23.4)
c1 =      6.391; %(-1.011, 13.79)
a2 =     -6.196; %(-11.49, -0.9011)
b2 =      18.28; %(18.17, 18.4)
c2 =      0.1771; %(-0.01097, 0.3652)
a3 =  -1.112e+04; %(-3.887e+05, 3.665e+05)
b3 =      22.53; %(21.54, 23.52)
c3 =      5.961; %(-0.1592, 12.08)
a4 =     -94.65; %(-116.1, -73.22)

```

```

b4 =      14.28;  %(13.98, 14.59)
c4 =      1.335;  %(1.063, 1.606)
a5 =      6.677;  %(4.302, 9.052)
b5 =      12.28;  %(12.24, 12.31)
c5 =      0.1444; %(0.08051, 0.2082)
a6 =      1740;  %(1389, 2091)
b6 =      12.15;  %(11.94, 12.36)
c6 =       4.5;  %(4.396, 4.605)
a7 =     -63.77;  %(-100.4, -27.09)
b7 =      13.13;  %(13.04, 13.21)
c7 =      0.8685; %(0.7375, 0.9995)

```

```

p2 = a1*exp(-((x-b1)/c1).^2) + a2*exp(-((x-b2)/c2).^2) +...
a3*exp(-((x-b3)/c3).^2) + a4*exp(-((x-b4)/c4).^2) +...
a5*exp(-((x-b5)/c5).^2) + a6*exp(-((x-b6)/c6).^2) +...
a7*exp(-((x-b7)/c7).^2);

```

Turbina 3

```

% General model Gauss5:
% Coefficients (with 95% confidence bounds):
a1 =      906.4;  %(678.9, 1134)
b1 =      25.53;  %(25.09, 25.97)
c1 =       2.865; %(2.429, 3.3)
a2 =      2181;  %(2144, 2217)
b2 =      20.58;  %(20.4, 20.76)
c2 =       6.228; %(5.882, 6.574)
a3 =      35.97;  %(30.37, 41.58)
b3 =      16.88;  %(16.82, 16.94)
c3 =       1.011; %(0.8775, 1.144)
a4 =     -108;  %(-112, -103.9)
b4 =      13.65;  %(13.62, 13.67)
c4 =       1.227; %(1.192, 1.261)
a5 =      1819;  %(1768, 1871)
b5 =      12.26;  %(12.21, 12.3)

```

```
c5 = 4.562; %(4.545, 4.58)
```

```
p3 = a1*exp(-((x-b1)/c1).^2) + a2*exp(-((x-b2)/c2).^2) +...
a3*exp(-((x-b3)/c3).^2) + a4*exp(-((x-b4)/c4).^2) +...
a5*exp(-((x-b5)/c5).^2);
```

Turbina 4

```
% General model Gauss7:
```

```
% Coefficients (with 95% confidence bounds):
```

```
a1 = 20.61;
b1 = 24.69;
c1 = 1.043;
a2 = 0;
b2 = 50.86;
c2 = 3.59;
a3 = 1981; %(-385.1, 4348)
b3 = 19.53; %(12.48, 26.57)
c3 = 5.952; %(-2.905, 14.81)
a4 = -71.28; %(-93.03, -49.53)
b4 = 14.65; %(14.28, 15.02)
c4 = 1.428; %(1.043, 1.813)
a5 = -85.53; %(-117.9, -53.19)
b5 = 13.33; %(13.26, 13.41)
c5 = 0.9569; %(0.8708, 1.043)
a6 = 1740; %(528.9, 2950)
b6 = 12.18; %(11.4, 12.95)
c6 = 4.484; %(4.171, 4.797)
a7 = 1519; %(-5344, 8383)
b7 = 26.42; %(20.09, 32.75)
c7 = 4.62; %(-8.148, 17.39)
```

```
p4 = a1*exp(-((x-b1)/c1).^2) + a2*exp(-((x-b2)/c2).^2) +...
a3*exp(-((x-b3)/c3).^2) + a4*exp(-((x-b4)/c4).^2) +...
a5*exp(-((x-b5)/c5).^2) + a6*exp(-((x-b6)/c6).^2) +...
```

$$a7 \cdot \exp(-((x-b7)/c7).^2);$$

Turbina 5

```
% General model Gauss7:
% Coefficients (with 95% confidence bounds):
a1 =      2191;  %(1403, 2979)
b1 =      26.87; %(24.56, 29.17)
c1 =       6.187; %(-1.168, 13.54)
a2 =     -4521; %(-1.062e+05, 9.714e+04)
b2 =      16.54; %(16.23, 16.85)
c2 =       2.904; %(-0.8449, 6.653)
a3 =      2868; %(-767.1, 6503)
b3 =      16.84; %(13.65, 20.03)
c3 =       5.541; %(1.825, 9.256)
a4 =      3547; %(-9.976e+04, 1.069e+05)
b4 =      16.55; %(16.38, 16.71)
c4 =       2.659; %(-0.2159, 5.533)
a5 =     -48.35; %(-50.48, -46.22)
b5 =      13.24; %(13.23, 13.25)
c5 =      0.4261; %(0.4046, 0.4477)
a6 =      1021; %(-2314, 4357)
b6 =      11.17; %(7.418, 14.93)
c6 =       4.25; %(2.682, 5.819)
a7 =     -30.82; %(-41.01, -20.62)
b7 =      21.61; %(21.52, 21.7)
c7 =      0.2645; %(0.1392, 0.3897)

p5 = a1*exp(-((x-b1)/c1).^2) + a2*exp(-((x-b2)/c2).^2) + ...
a3*exp(-((x-b3)/c3).^2) + a4*exp(-((x-b4)/c4).^2) + ...
a5*exp(-((x-b5)/c5).^2) + a6*exp(-((x-b6)/c6).^2) + ...
a7*exp(-((x-b7)/c7).^2);
```

Turbina 6

```
% General model Gauss7:
```

```
% Coefficients (with 95% confidence bounds):
```

```
a1 =      -82.84;  %(-736.6, 570.9)
b1 =       22.18;  %(20.76, 23.61)
c1 =       1.736;  %(-1.59, 5.063)
a2 =       2386;  %(-1.545e+04, 2.022e+04)
b2 =       29.13;  %(-83.68, 141.9)
c2 =       13.94;  %(-572.8, 600.7)
a3 =       546.2;  %(489.3, 603.2)
b3 =       11.59;  %(11.56, 11.61)
c3 =       2.852;  %(2.799, 2.905)
a4 =      -85.75;  %(-368.1, 196.6)
b4 =       18.73;  %(16.71, 20.75)
c4 =       2.051;  %(0.5406, 3.561)
a5 =     -34.71;  %(-35.71, -33.72)
b5 =       13.24;  %(13.23, 13.24)
c5 =     0.7053;  %(0.6898, 0.7208)
a6 =     -1030;  %(-9.28e+05, 9.26e+05)
b6 =       8.851;  %(-2724, 2742)
c6 =       9.24;  %(-485.4, 503.9)
a7 =       2005;  %(-1.063e+06, 1.067e+06)
b7 =       12.91;  %(-541.4, 567.2)
c7 =       8.709;  %(-231.6, 249)
```

```
p6 = a1*exp(-((x-b1)/c1).^2) + a2*exp(-((x-b2)/c2).^2) +...
a3*exp(-((x-b3)/c3).^2) + a4*exp(-((x-b4)/c4).^2) +...
a5*exp(-((x-b5)/c5).^2) + a6*exp(-((x-b6)/c6).^2) +...
a7*exp(-((x-b7)/c7).^2);
```

Turbina 7

```
% General model Gauss5:
```

```
% Coefficients (with 95% confidence bounds):
```

```

a1 =      1478;  %(-5670, 8625)
b1 =      20.02; %(18.44, 21.6)
c1 =      3.742; %(-0.2964, 7.78)
a2 =      4219; %(-3.411e+04, 4.254e+04)
b2 =      30.79; %(-65.6, 127.2)
c2 =      7.636; %(-66.72, 81.99)
a3 = -2.196e+04; %(-1.587e+05, 1.148e+05)
b3 =      12.9; %(12.68, 13.12)
c3 =      3.58; %(2.732, 4.428)
a4 =     -986.2; %(-1626, -346.8)
b4 =      9.843; %(9.633, 10.05)
c4 =      2.611; %(2.459, 2.764)
a5 =  2.435e+04; %(-1.116e+05, 1.603e+05)
b5 =      12.83; %(12.18, 13.47)
c5 =      3.781; %(3.422, 4.139)

```

```

p7 = a1*exp(-((x-b1)/c1).^2) + a2*exp(-((x-b2)/c2).^2) +...
a3*exp(-((x-b3)/c3).^2) + a4*exp(-((x-b4)/c4).^2) +...
a5*exp(-((x-b5)/c5).^2);

```

Turbina 8

```

% General model Gauss8:
% Coefficients (with 95% confidence bounds):
a1 =      2280; %(2248, 2312)
b1 =      24.24; %(24.08, 24.4)
c1 =      6.047; %(4.843, 7.252)
a2 =      14.88; %(-3.731, 33.49)
b2 =      17.77; %(17.58, 17.95)
c2 =      0.7565; %(0.3165, 1.197)
a3 =      933; %(-418.7, 2285)
b3 =      12.32; %(11.89, 12.75)
c3 =      2.499; %(2.04, 2.957)
a4 =     -433.5; %(-748.4, -118.6)
b4 =      17.39; %(17.23, 17.54)

```

$c4 = 1.917; \%(1.598, 2.236)$
 $a5 = 40.19; \%(25.64, 54.73)$
 $b5 = 14.3; \%(14.26, 14.33)$
 $c5 = 0.7891; \%(0.667, 0.9112)$
 $a6 = -13.91; \%(-15.92, -11.89)$
 $b6 = 12.69; \%(12.68, 12.71)$
 $c6 = 0.1455; \%(0.1174, 0.1736)$
 $a7 = 1.631e+04; \%(-1.117e+05, 1.443e+05)$
 $b7 = 13.77; \%(13.45, 14.09)$
 $c7 = 4.401; \%(3.256, 5.546)$
 $a8 = -1.493e+04; \%(-1.416e+05, 1.118e+05)$
 $b8 = 13.63; \%(12.58, 14.69)$
 $c8 = 4.049; \%(2.18, 5.918)$

$p8 = a1*\exp(-((x-b1)/c1).^2) + a2*\exp(-((x-b2)/c2).^2) + \dots$
 $a3*\exp(-((x-b3)/c3).^2) + a4*\exp(-((x-b4)/c4).^2) + \dots$
 $a5*\exp(-((x-b5)/c5).^2) + a6*\exp(-((x-b6)/c6).^2) + \dots$
 $a7*\exp(-((x-b7)/c7).^2) + a8*\exp(-((x-b8)/c8).^2);$

F.2 Distribuições de Vento Não Paramétricas

Funções não paramétricas de densidade de probabilidade acumulada da velocidade do vento utilizadas para a estimação de energia anual do parque em ano de 2012.

Tabela F.1: Função não paramétrica de densidade de probabilidade acumulada da velocidade do vento para o ano 2011.

Função densidade de probabilidade acumulada não paramétrica @ 2011								
Velocidade Vento [m/s]	Turbina 1 [%]	Turbina 2 [%]	Turbina 3 [%]	Turbina 4 [%]	Turbina 5 [%]	Turbina 6 [%]	Turbina 7 [%]	Turbina 8 [%]
0.0	0.0034	0.0023	0.0033	0.0034	0.0022	0.0020	0.0023	0.0038
0.1	0.0043	0.0038	0.0056	0.0058	0.0041	0.0034	0.0039	0.0074
0.2	0.0054	0.0045	0.0066	0.0069	0.0059	0.0040	0.0046	0.0105
0.3	0.0067	0.0047	0.0071	0.0075	0.0076	0.0044	0.0050	0.0133
0.4	0.0083	0.0051	0.0078	0.0085	0.0096	0.0051	0.0056	0.0161
0.5	0.0101	0.0059	0.0089	0.0099	0.0119	0.0061	0.0067	0.0192
0.6	0.0122	0.0072	0.0104	0.0117	0.0145	0.0075	0.0082	0.0225
0.7	0.0147	0.0088	0.0123	0.0138	0.0175	0.0093	0.0101	0.0263
0.8	0.0174	0.0109	0.0146	0.0162	0.0208	0.0115	0.0124	0.0306
0.9	0.0206	0.0134	0.0172	0.0190	0.0247	0.0141	0.0149	0.0354
1.0	0.0242	0.0161	0.0201	0.0221	0.0290	0.0172	0.0178	0.0405
1.1	0.0282	0.0191	0.0232	0.0255	0.0337	0.0206	0.0212	0.0461
1.2	0.0327	0.0226	0.0265	0.0293	0.0388	0.0243	0.0249	0.0523
1.3	0.0378	0.0265	0.0301	0.0335	0.0443	0.0285	0.0291	0.0594
1.4	0.0433	0.0307	0.0341	0.0382	0.0504	0.0333	0.0340	0.0672
1.5	0.0494	0.0353	0.0385	0.0432	0.0571	0.0388	0.0395	0.0757
1.6	0.0561	0.0406	0.0434	0.0489	0.0642	0.0449	0.0457	0.0847
1.7	0.0633	0.0464	0.0490	0.0552	0.0718	0.0516	0.0525	0.0946
1.8	0.0712	0.0526	0.0553	0.0621	0.0801	0.0586	0.0597	0.1051

continua na próxima página

Velocidade Vento [m/s]	Turbina 1 [%]	Turbina 2 [%]	Turbina 3 [%]	Turbina 4 [%]	Turbina 5 [%]	Turbina 6 [%]	Turbina 7 [%]	Turbina 8 [%]
1.9	0.0796	0.0593	0.0623	0.0701	0.0892	0.0662	0.0674	0.1165
2.0	0.0887	0.0665	0.0698	0.0791	0.0989	0.0747	0.0760	0.1285
2.1	0.0983	0.0744	0.0777	0.0890	0.1093	0.0841	0.0853	0.1408
2.2	0.1086	0.0831	0.0861	0.0996	0.1205	0.0945	0.0951	0.1533
2.3	0.1194	0.0930	0.0952	0.1107	0.1327	0.1054	0.1058	0.1659
2.4	0.1306	0.1045	0.1051	0.1222	0.1458	0.1170	0.1172	0.1787
2.5	0.1424	0.1167	0.1155	0.1345	0.1596	0.1292	0.1291	0.1917
2.6	0.1545	0.1283	0.1266	0.1474	0.1736	0.1421	0.1414	0.2051
2.7	0.1670	0.1400	0.1386	0.1607	0.1879	0.1553	0.1541	0.2190
2.8	0.1797	0.1522	0.1512	0.1741	0.2024	0.1687	0.1668	0.2330
2.9	0.1926	0.1648	0.1640	0.1877	0.2168	0.1823	0.1798	0.2469
3.0	0.2056	0.1775	0.1770	0.2016	0.2312	0.1961	0.1932	0.2603
3.1	0.2188	0.1903	0.1905	0.2156	0.2457	0.2101	0.2070	0.2734
3.2	0.2318	0.2033	0.2046	0.2294	0.2600	0.2245	0.2207	0.2863
3.3	0.2449	0.2162	0.2187	0.2430	0.2741	0.2391	0.2338	0.2989
3.4	0.2578	0.2290	0.2322	0.2564	0.2881	0.2537	0.2466	0.3109
3.5	0.2705	0.2417	0.2454	0.2694	0.3018	0.2684	0.2596	0.3225
3.6	0.2830	0.2538	0.2586	0.2822	0.3148	0.2832	0.2728	0.3334
3.7	0.2953	0.2655	0.2716	0.2948	0.3271	0.2978	0.2859	0.3437
3.8	0.3072	0.2773	0.2843	0.3069	0.3392	0.3121	0.2986	0.3538
3.9	0.3189	0.2889	0.2967	0.3183	0.3510	0.3260	0.3109	0.3641
4.0	0.3303	0.3005	0.3085	0.3292	0.3623	0.3394	0.3227	0.3743
4.1	0.3413	0.3119	0.3198	0.3397	0.3735	0.3523	0.3340	0.3845
4.2	0.3521	0.3230	0.3307	0.3498	0.3845	0.3645	0.3450	0.3944
4.3	0.3626	0.3337	0.3415	0.3595	0.3952	0.3761	0.3560	0.4043
4.4	0.3729	0.3438	0.3521	0.3691	0.4054	0.3874	0.3669	0.4143
4.5	0.3829	0.3532	0.3623	0.3788	0.4153	0.3988	0.3777	0.4241
4.6	0.3928	0.3623	0.3722	0.3884	0.4251	0.4103	0.3882	0.4338
4.7	0.4025	0.3713	0.3821	0.3978	0.4350	0.4218	0.3986	0.4433
4.8	0.4121	0.3804	0.3918	0.4072	0.4449	0.4332	0.4089	0.4528
4.9	0.4216	0.3896	0.4015	0.4166	0.4547	0.4446	0.4193	0.4622
5.0	0.4310	0.3988	0.4114	0.4262	0.4646	0.4559	0.4299	0.4713
5.1	0.4404	0.4079	0.4214	0.4359	0.4742	0.4670	0.4404	0.4803
5.2	0.4497	0.4170	0.4313	0.4456	0.4836	0.4779	0.4510	0.4892
5.3	0.4590	0.4262	0.4411	0.4548	0.4930	0.4887	0.4615	0.4982
5.4	0.4682	0.4354	0.4507	0.4639	0.5025	0.4994	0.4718	0.5072
5.5	0.4774	0.4447	0.4599	0.4730	0.5120	0.5101	0.4820	0.5162
5.6	0.4865	0.4541	0.4688	0.4822	0.5215	0.5208	0.4920	0.5251
5.7	0.4956	0.4634	0.4777	0.4914	0.5309	0.5314	0.5019	0.5338
5.8	0.5046	0.4728	0.4866	0.5006	0.5403	0.5420	0.5118	0.5423
5.9	0.5136	0.4822	0.4954	0.5098	0.5499	0.5523	0.5215	0.5509
6.0	0.5225	0.4916	0.5041	0.5192	0.5598	0.5624	0.5312	0.5597
6.1	0.5314	0.5006	0.5127	0.5285	0.5697	0.5727	0.5409	0.5685
6.2	0.5402	0.5096	0.5213	0.5376	0.5791	0.5831	0.5505	0.5772
6.3	0.5489	0.5186	0.5300	0.5466	0.5883	0.5933	0.5600	0.5858
6.4	0.5576	0.5275	0.5389	0.5555	0.5974	0.6035	0.5694	0.5945
6.5	0.5662	0.5364	0.5478	0.5642	0.6063	0.6137	0.5787	0.6030
6.6	0.5747	0.5451	0.5566	0.5729	0.6150	0.6235	0.5878	0.6113
6.7	0.5831	0.5539	0.5655	0.5816	0.6236	0.6330	0.5967	0.6196
6.8	0.5914	0.5626	0.5745	0.5904	0.6320	0.6423	0.6056	0.6276
6.9	0.5996	0.5714	0.5835	0.5992	0.6402	0.6514	0.6146	0.6353
7.0	0.6076	0.5803	0.5923	0.6078	0.6484	0.6602	0.6237	0.6429
7.1	0.6156	0.5891	0.6007	0.6163	0.6568	0.6688	0.6327	0.6504
7.2	0.6234	0.5976	0.6087	0.6247	0.6653	0.6773	0.6414	0.6579
7.3	0.6311	0.6060	0.6167	0.6329	0.6738	0.6854	0.6499	0.6654
7.4	0.6386	0.6141	0.6245	0.6409	0.6823	0.6935	0.6582	0.6730
7.5	0.6460	0.6221	0.6323	0.6487	0.6906	0.7016	0.6663	0.6806
7.6	0.6533	0.6296	0.6398	0.6563	0.6988	0.7096	0.6743	0.6878
7.7	0.6605	0.6367	0.6472	0.6637	0.7067	0.7174	0.6824	0.6949
7.8	0.6676	0.6439	0.6545	0.6708	0.7143	0.7251	0.6904	0.7020
7.9	0.6745	0.6511	0.6618	0.6779	0.7215	0.7327	0.6984	0.7091
8.0	0.6813	0.6582	0.6687	0.6850	0.7284	0.7399	0.7064	0.7162
8.1	0.6881	0.6650	0.6755	0.6922	0.7351	0.7469	0.7143	0.7230
8.2	0.6947	0.6716	0.6824	0.6993	0.7420	0.7537	0.7218	0.7295
8.3	0.7012	0.6782	0.6893	0.7060	0.7488	0.7604	0.7290	0.7358
8.4	0.7077	0.6847	0.6960	0.7126	0.7553	0.7668	0.7357	0.7421
8.5	0.7140	0.6911	0.7025	0.7191	0.7616	0.7732	0.7423	0.7483
8.6	0.7203	0.6974	0.7086	0.7255	0.7679	0.7794	0.7488	0.7543
8.7	0.7264	0.7034	0.7147	0.7318	0.7740	0.7854	0.7554	0.7602
8.8	0.7325	0.7093	0.7208	0.7380	0.7798	0.7912	0.7620	0.7660
8.9	0.7386	0.7152	0.7270	0.7444	0.7856	0.7969	0.7684	0.7715
9.0	0.7445	0.7210	0.7330	0.7506	0.7912	0.8024	0.7747	0.7769
9.1	0.7504	0.7268	0.7389	0.7565	0.7966	0.8079	0.7808	0.7821
9.2	0.7562	0.7327	0.7448	0.7623	0.8017	0.8131	0.7868	0.7873
9.3	0.7618	0.7385	0.7507	0.7682	0.8068	0.8181	0.7927	0.7926
9.4	0.7674	0.7443	0.7565	0.7740	0.8118	0.8230	0.7984	0.7979
9.5	0.7729	0.7501	0.7621	0.7797	0.8166	0.8277	0.8039	0.8030
9.6	0.7784	0.7558	0.7675	0.7854	0.8212	0.8324	0.8095	0.8080
9.7	0.7837	0.7614	0.7728	0.7908	0.8258	0.8370	0.8149	0.8128
9.8	0.7889	0.7670	0.7780	0.7959	0.8303	0.8418	0.8200	0.8176
9.9	0.7940	0.7723	0.7831	0.8007	0.8346	0.8465	0.8250	0.8223
10.0	0.7990	0.7774	0.7880	0.8053	0.8388	0.8509	0.8298	0.8268
10.1	0.8039	0.7825	0.7927	0.8099	0.8429	0.8553	0.8344	0.8313
10.2	0.8088	0.7875	0.7973	0.8142	0.8468	0.8597	0.8390	0.8358
10.3	0.8135	0.7925	0.8020	0.8184	0.8506	0.8639	0.8437	0.8402
10.4	0.8182	0.7974	0.8066	0.8226	0.8544	0.8677	0.8484	0.8444
10.5	0.8228	0.8023	0.8111	0.8267	0.8581	0.8715	0.8531	0.8486

continua na próxima página

Velocidade Vento [m/s]	Turbina 1 [%]	Turbina 2 [%]	Turbina 3 [%]	Turbina 4 [%]	Turbina 5 [%]	Turbina 6 [%]	Turbina 7 [%]	Turbina 8 [%]
10.6	0.8273	0.8073	0.8157	0.8308	0.8617	0.8751	0.8576	0.8528
10.7	0.8317	0.8123	0.8202	0.8349	0.8651	0.8787	0.8620	0.8569
10.8	0.8360	0.8171	0.8245	0.8390	0.8683	0.8822	0.8663	0.8611
10.9	0.8403	0.8217	0.8285	0.8430	0.8714	0.8855	0.8705	0.8650
11.0	0.8445	0.8260	0.8323	0.8469	0.8745	0.8885	0.8745	0.8687
11.1	0.8487	0.8301	0.8359	0.8505	0.8776	0.8915	0.8785	0.8722
11.2	0.8528	0.8341	0.8394	0.8540	0.8806	0.8944	0.8825	0.8757
11.3	0.8567	0.8379	0.8429	0.8573	0.8835	0.8973	0.8865	0.8791
11.4	0.8607	0.8415	0.8464	0.8603	0.8863	0.9002	0.8903	0.8824
11.5	0.8645	0.8451	0.8499	0.8632	0.8891	0.9030	0.8939	0.8857
11.6	0.8683	0.8487	0.8532	0.8660	0.8919	0.9059	0.8972	0.8889
11.7	0.8720	0.8524	0.8565	0.8689	0.8946	0.9088	0.9003	0.8921
11.8	0.8756	0.8558	0.8597	0.8717	0.8972	0.9116	0.9033	0.8953
11.9	0.8792	0.8592	0.8629	0.8745	0.8998	0.9144	0.9064	0.8985
12.0	0.8827	0.8626	0.8660	0.8775	0.9022	0.9173	0.9094	0.9016
12.1	0.8861	0.8661	0.8689	0.8805	0.9046	0.9201	0.9123	0.9048
12.2	0.8895	0.8695	0.8718	0.8834	0.9069	0.9227	0.9151	0.9078
12.3	0.8928	0.8728	0.8746	0.8862	0.9093	0.9253	0.9179	0.9107
12.4	0.8960	0.8761	0.8774	0.8891	0.9117	0.9279	0.9205	0.9134
12.5	0.8992	0.8793	0.8801	0.8920	0.9140	0.9304	0.9232	0.9160
12.6	0.9023	0.8825	0.8829	0.8948	0.9165	0.9326	0.9259	0.9186
12.7	0.9053	0.8857	0.8857	0.8976	0.9190	0.9348	0.9285	0.9212
12.8	0.9083	0.8888	0.8884	0.9003	0.9215	0.9369	0.9309	0.9237
12.9	0.9112	0.8918	0.8911	0.9029	0.9238	0.9391	0.9331	0.9260
13.0	0.9140	0.8948	0.8940	0.9055	0.9259	0.9412	0.9352	0.9283
13.1	0.9167	0.8976	0.8968	0.9081	0.9279	0.9432	0.9373	0.9305
13.2	0.9193	0.9004	0.8996	0.9107	0.9299	0.9450	0.9394	0.9325
13.3	0.9218	0.9031	0.9022	0.9132	0.9319	0.9468	0.9415	0.9344
13.4	0.9243	0.9057	0.9048	0.9156	0.9338	0.9485	0.9435	0.9363
13.5	0.9266	0.9083	0.9074	0.9178	0.9356	0.9501	0.9454	0.9381
13.6	0.9288	0.9108	0.9099	0.9198	0.9374	0.9516	0.9472	0.9398
13.7	0.9310	0.9131	0.9125	0.9220	0.9393	0.9532	0.9489	0.9416
13.8	0.9331	0.9154	0.9152	0.9242	0.9411	0.9547	0.9505	0.9434
13.9	0.9350	0.9175	0.9177	0.9264	0.9429	0.9561	0.9521	0.9452
14.0	0.9370	0.9197	0.9199	0.9285	0.9447	0.9574	0.9536	0.9468
14.1	0.9388	0.9219	0.9220	0.9305	0.9463	0.9587	0.9550	0.9483
14.2	0.9406	0.9239	0.9239	0.9324	0.9479	0.9600	0.9563	0.9497
14.3	0.9423	0.9257	0.9258	0.9342	0.9493	0.9612	0.9576	0.9511
14.4	0.9439	0.9275	0.9278	0.9359	0.9507	0.9623	0.9589	0.9524
14.5	0.9455	0.9294	0.9297	0.9376	0.9520	0.9634	0.9602	0.9537
14.6	0.9471	0.9313	0.9316	0.9393	0.9534	0.9645	0.9615	0.9549
14.7	0.9486	0.9331	0.9334	0.9409	0.9548	0.9656	0.9629	0.9561
14.8	0.9500	0.9348	0.9352	0.9426	0.9562	0.9667	0.9642	0.9573
14.9	0.9514	0.9364	0.9369	0.9443	0.9575	0.9678	0.9655	0.9586
15.0	0.9527	0.9379	0.9386	0.9460	0.9588	0.9689	0.9669	0.9598
15.1	0.9540	0.9395	0.9403	0.9474	0.9600	0.9701	0.9682	0.9611
15.2	0.9552	0.9411	0.9420	0.9487	0.9612	0.9713	0.9694	0.9623
15.3	0.9564	0.9427	0.9436	0.9500	0.9623	0.9725	0.9706	0.9635
15.4	0.9576	0.9441	0.9450	0.9513	0.9634	0.9736	0.9717	0.9646
15.5	0.9587	0.9454	0.9464	0.9525	0.9645	0.9746	0.9728	0.9658
15.6	0.9597	0.9467	0.9478	0.9537	0.9655	0.9755	0.9740	0.9669
15.7	0.9608	0.9479	0.9493	0.9548	0.9666	0.9764	0.9750	0.9679
15.8	0.9618	0.9491	0.9508	0.9559	0.9676	0.9772	0.9760	0.9690
15.9	0.9628	0.9502	0.9522	0.9570	0.9686	0.9780	0.9768	0.9700
16.0	0.9637	0.9513	0.9534	0.9580	0.9697	0.9788	0.9776	0.9710
16.1	0.9646	0.9525	0.9546	0.9591	0.9707	0.9796	0.9783	0.9719
16.2	0.9655	0.9536	0.9556	0.9601	0.9718	0.9804	0.9791	0.9729
16.3	0.9664	0.9548	0.9567	0.9611	0.9727	0.9811	0.9799	0.9738
16.4	0.9672	0.9558	0.9579	0.9620	0.9736	0.9817	0.9807	0.9748
16.5	0.9680	0.9567	0.9589	0.9630	0.9744	0.9824	0.9814	0.9757
16.6	0.9688	0.9576	0.9600	0.9640	0.9753	0.9831	0.9820	0.9766
16.7	0.9696	0.9585	0.9611	0.9650	0.9761	0.9837	0.9826	0.9774
16.8	0.9703	0.9594	0.9622	0.9658	0.9769	0.9844	0.9832	0.9782
16.9	0.9711	0.9603	0.9633	0.9667	0.9778	0.9850	0.9838	0.9790
17.0	0.9718	0.9612	0.9643	0.9676	0.9785	0.9856	0.9844	0.9798
17.1	0.9725	0.9620	0.9653	0.9686	0.9792	0.9860	0.9850	0.9806
17.2	0.9731	0.9629	0.9662	0.9695	0.9798	0.9865	0.9856	0.9814
17.3	0.9738	0.9637	0.9670	0.9704	0.9806	0.9869	0.9862	0.9820
17.4	0.9744	0.9646	0.9679	0.9713	0.9813	0.9874	0.9867	0.9827
17.5	0.9750	0.9654	0.9687	0.9720	0.9820	0.9880	0.9871	0.9834
17.6	0.9756	0.9662	0.9695	0.9727	0.9826	0.9886	0.9876	0.9840
17.7	0.9762	0.9670	0.9703	0.9733	0.9831	0.9891	0.9881	0.9846
17.8	0.9767	0.9677	0.9711	0.9740	0.9837	0.9896	0.9886	0.9851
17.9	0.9773	0.9684	0.9719	0.9747	0.9843	0.9900	0.9891	0.9856
18.0	0.9778	0.9691	0.9727	0.9754	0.9848	0.9904	0.9896	0.9862
18.1	0.9783	0.9697	0.9734	0.9761	0.9854	0.9908	0.9901	0.9867
18.2	0.9789	0.9704	0.9742	0.9768	0.9860	0.9911	0.9905	0.9873
18.3	0.9794	0.9710	0.9749	0.9775	0.9866	0.9915	0.9909	0.9878
18.4	0.9799	0.9717	0.9756	0.9782	0.9872	0.9918	0.9914	0.9883
18.5	0.9803	0.9724	0.9763	0.9789	0.9877	0.9921	0.9918	0.9887
18.6	0.9808	0.9731	0.9770	0.9795	0.9882	0.9925	0.9922	0.9891
18.7	0.9813	0.9737	0.9778	0.9801	0.9887	0.9928	0.9926	0.9895
18.8	0.9817	0.9743	0.9785	0.9807	0.9893	0.9932	0.9929	0.9899
18.9	0.9822	0.9749	0.9792	0.9814	0.9899	0.9935	0.9933	0.9903
19.0	0.9826	0.9755	0.9798	0.9820	0.9904	0.9938	0.9936	0.9907
19.1	0.9830	0.9761	0.9805	0.9826	0.9909	0.9942	0.9939	0.9911
19.2	0.9834	0.9766	0.9811	0.9832	0.9913	0.9945	0.9942	0.9915

continua na próxima página

Velocidade Vento [m/s]	Turbina 1 [%]	Turbina 2 [%]	Turbina 3 [%]	Turbina 4 [%]	Turbina 5 [%]	Turbina 6 [%]	Turbina 7 [%]	Turbina 8 [%]
19.3	0.9838	0.9771	0.9817	0.9839	0.9918	0.9949	0.9945	0.9919
19.4	0.9842	0.9777	0.9823	0.9845	0.9922	0.9951	0.9947	0.9922
19.5	0.9846	0.9782	0.9829	0.9852	0.9925	0.9954	0.9949	0.9926
19.6	0.9850	0.9788	0.9834	0.9859	0.9929	0.9956	0.9952	0.9929
19.7	0.9853	0.9793	0.9840	0.9865	0.9933	0.9958	0.9955	0.9931
19.8	0.9857	0.9798	0.9844	0.9870	0.9936	0.9961	0.9957	0.9933
19.9	0.9861	0.9803	0.9849	0.9876	0.9940	0.9963	0.9960	0.9936
20.0	0.9865	0.9809	0.9853	0.9881	0.9943	0.9966	0.9962	0.9938
20.1	0.9869	0.9815	0.9858	0.9887	0.9946	0.9968	0.9964	0.9941
20.2	0.9873	0.9820	0.9863	0.9892	0.9949	0.9970	0.9966	0.9943
20.3	0.9877	0.9825	0.9868	0.9896	0.9951	0.9972	0.9968	0.9946
20.4	0.9881	0.9830	0.9873	0.9901	0.9954	0.9974	0.9970	0.9948
20.5	0.9885	0.9835	0.9878	0.9906	0.9957	0.9976	0.9972	0.9951
20.6	0.9889	0.9840	0.9882	0.9910	0.9960	0.9977	0.9973	0.9953
20.7	0.9893	0.9845	0.9886	0.9915	0.9962	0.9979	0.9975	0.9956
20.8	0.9897	0.9856	0.9890	0.9920	0.9964	0.9980	0.9976	0.9958
20.9	0.9901	0.9878	0.9894	0.9924	0.9967	0.9982	0.9978	0.9960
21.0	0.9905	0.9899	0.9899	0.9928	0.9969	0.9983	0.9980	0.9962
21.1	0.9909	0.9910	0.9903	0.9933	0.9971	0.9985	0.9982	0.9964
21.2	0.9912	0.9916	0.9907	0.9937	0.9972	0.9986	0.9983	0.9966
21.3	0.9916	0.9919	0.9911	0.9940	0.9974	0.9987	0.9985	0.9968
21.4	0.9919	0.9923	0.9915	0.9944	0.9976	0.9987	0.9986	0.9970
21.5	0.9923	0.9926	0.9919	0.9948	0.9978	0.9988	0.9987	0.9971
21.6	0.9926	0.9930	0.9923	0.9952	0.9980	0.9989	0.9988	0.9973
21.7	0.9929	0.9935	0.9928	0.9956	0.9981	0.9990	0.9988	0.9974
21.8	0.9932	0.9939	0.9932	0.9960	0.9982	0.9990	0.9989	0.9976
21.9	0.9935	0.9943	0.9935	0.9963	0.9984	0.9991	0.9991	0.9978
22.0	0.9938	0.9947	0.9939	0.9966	0.9985	0.9991	0.9992	0.9979
22.1	0.9940	0.9950	0.9943	0.9969	0.9987	0.9992	0.9992	0.9980
22.2	0.9943	0.9952	0.9947	0.9971	0.9988	0.9993	0.9993	0.9981
22.3	0.9946	0.9955	0.9951	0.9974	0.9989	0.9993	0.9994	0.9983
22.4	0.9948	0.9957	0.9955	0.9977	0.9990	0.9994	0.9994	0.9985
22.5	0.9951	0.9959	0.9960	0.9979	0.9991	0.9995	0.9995	0.9986
22.6	0.9953	0.9962	0.9963	0.9981	0.9992	0.9995	0.9996	0.9987
22.7	0.9955	0.9964	0.9967	0.9983	0.9993	0.9995	0.9996	0.9988
22.8	0.9957	0.9966	0.9970	0.9985	0.9994	0.9996	0.9997	0.9989
22.9	0.9960	0.9968	0.9973	0.9986	0.9994	0.9996	0.9997	0.9990
23.0	0.9962	0.9971	0.9976	0.9988	0.9995	0.9996	0.9997	0.9990
23.1	0.9964	0.9973	0.9978	0.9989	0.9995	0.9996	0.9997	0.9991
23.2	0.9966	0.9975	0.9980	0.9990	0.9996	0.9997	0.9998	0.9992
23.3	0.9968	0.9976	0.9982	0.9991	0.9996	0.9997	0.9998	0.9993
23.4	0.9969	0.9978	0.9984	0.9992	0.9996	0.9997	0.9998	0.9993
23.5	0.9971	0.9979	0.9986	0.9993	0.9997	0.9997	0.9998	0.9994
23.6	0.9973	0.9980	0.9987	0.9994	0.9997	0.9998	0.9998	0.9994
23.7	0.9974	0.9982	0.9988	0.9995	0.9997	0.9998	0.9998	0.9995
23.8	0.9976	0.9983	0.9990	0.9995	0.9997	0.9998	0.9998	0.9995
23.9	0.9977	0.9985	0.9991	0.9996	0.9998	0.9998	0.9999	0.9996
24.0	0.9979	0.9986	0.9992	0.9997	0.9998	0.9998	0.9999	0.9996
24.1	0.9980	0.9987	0.9993	0.9997	0.9998	0.9998	0.9999	0.9996
24.2	0.9981	0.9988	0.9994	0.9998	0.9998	0.9998	0.9999	0.9996
24.3	0.9982	0.9989	0.9995	0.9998	0.9998	0.9998	0.9999	0.9996
24.4	0.9984	0.9990	0.9996	0.9998	0.9998	0.9999	1.0000	0.9997
24.5	0.9985	0.9991	0.9997	0.9999	0.9998	0.9999	1.0000	0.9997
24.6	0.9986	0.9992	0.9998	0.9999	0.9999	0.9999	1.0000	0.9998
24.7	0.9987	0.9992	0.9998	0.9999	0.9999	0.9999	1.0000	0.9998
24.8	0.9988	0.9993	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	1.0000	0.9998
24.9	0.9989	0.9994	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	1.0000	0.9998
25.0	0.9989	0.9994	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	1.0000	0.9998
25.1	0.9990	0.9995	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	1.0000	0.9999
25.2	0.9991	0.9995	1.0000	0.9999	0.9999	0.9999	1.0000	0.9999
25.3	0.9992	0.9996	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	1.0000	0.9999
25.4	0.9993	0.9996	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	1.0000	0.9999
25.5	0.9993	0.9997	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	1.0000	0.9999
25.6	0.9994	0.9997	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	1.0000	0.9999
25.7	0.9995	0.9997	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	1.0000	1.0000
25.8	0.9995	0.9997	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	1.0000	1.0000
25.9	0.9996	0.9997	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	1.0000	1.0000
26.0	0.9996	0.9997	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
26.1	0.9997	0.9998	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
26.2	0.9997	0.9998	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
26.3	0.9997	0.9998	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
26.4	0.9998	0.9998	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
26.5	0.9998	0.9998	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
26.6	0.9998	0.9998	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
26.7	0.9998	0.9998	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
26.8	0.9999	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
26.9	0.9999	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
27.0	0.9999	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
27.1	0.9999	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
27.2	0.9999	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
27.3	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
27.4	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
27.5	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
27.6	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
27.7	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
27.8	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
27.9	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000

Velocidade Vento [m/s]	Turbina 1 [%]	Turbina 2 [%]	Turbina 3 [%]	Turbina 4 [%]	Turbina 5 [%]	Turbina 6 [%]	Turbina 7 [%]	Turbina 8 [%]
28.0	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000

Funções não paramétricas de densidade de probabilidade acumulada da velocidade do vento utilizadas para a estimação de energia anual do parque em ano de 2013.

Tabela F.2: Função não paramétrica de densidade de probabilidade acumulada da velocidade do vento para o ano 2012.

Função densidade de probabilidade acumulada não paramétrica @ 2012								
Velocidade Vento [m/s]	Turbina 1 [%]	Turbina 2 [%]	Turbina 3 [%]	Turbina 4 [%]	Turbina 5 [%]	Turbina 6 [%]	Turbina 7 [%]	Turbina 8 [%]
0.0	0.0003	0.0002	0.0005	0.0011	0.0006	0.0002	0.0003	0.0003
0.1	0.0006	0.0004	0.0013	0.0018	0.0017	0.0003	0.0007	0.0006
0.2	0.0009	0.0004	0.0022	0.0023	0.0032	0.0004	0.0012	0.0009
0.3	0.0013	0.0005	0.0033	0.0027	0.0052	0.0007	0.0019	0.0013
0.4	0.0019	0.0007	0.0046	0.0033	0.0073	0.0012	0.0027	0.0019
0.5	0.0028	0.0012	0.0062	0.0043	0.0095	0.0019	0.0039	0.0028
0.6	0.0041	0.0019	0.0080	0.0056	0.0119	0.0030	0.0055	0.0041
0.7	0.0058	0.0030	0.0103	0.0071	0.0146	0.0044	0.0073	0.0058
0.8	0.0079	0.0046	0.0128	0.0089	0.0176	0.0061	0.0095	0.0079
0.9	0.0103	0.0065	0.0155	0.0110	0.0209	0.0081	0.0120	0.0103
1.0	0.0130	0.0088	0.0184	0.0134	0.0246	0.0102	0.0147	0.0130
1.1	0.0160	0.0113	0.0214	0.0161	0.0290	0.0126	0.0177	0.0160
1.2	0.0195	0.0143	0.0250	0.0191	0.0340	0.0154	0.0211	0.0195
1.3	0.0234	0.0176	0.0292	0.0224	0.0394	0.0186	0.0251	0.0234
1.4	0.0277	0.0212	0.0338	0.0262	0.0452	0.0223	0.0294	0.0277
1.5	0.0325	0.0254	0.0387	0.0306	0.0514	0.0265	0.0343	0.0325
1.6	0.0377	0.0300	0.0440	0.0353	0.0580	0.0311	0.0399	0.0377
1.7	0.0433	0.0348	0.0498	0.0404	0.0653	0.0362	0.0463	0.0433
1.8	0.0495	0.0397	0.0560	0.0460	0.0737	0.0419	0.0533	0.0495
1.9	0.0561	0.0450	0.0628	0.0523	0.0834	0.0481	0.0610	0.0561
2.0	0.0636	0.0508	0.0703	0.0594	0.0940	0.0550	0.0696	0.0636
2.1	0.0722	0.0571	0.0787	0.0672	0.1057	0.0628	0.0789	0.0722
2.2	0.0816	0.0642	0.0880	0.0756	0.1182	0.0715	0.0887	0.0816
2.3	0.0917	0.0722	0.0981	0.0849	0.1312	0.0811	0.0991	0.0917
2.4	0.1026	0.0813	0.1090	0.0950	0.1446	0.0915	0.1102	0.1026
2.5	0.1142	0.0913	0.1203	0.1058	0.1583	0.1028	0.1218	0.1142
2.6	0.1263	0.1019	0.1321	0.1170	0.1723	0.1150	0.1338	0.1263
2.7	0.1390	0.1130	0.1445	0.1285	0.1863	0.1280	0.1461	0.1390
2.8	0.1521	0.1244	0.1573	0.1403	0.2003	0.1414	0.1590	0.1521
2.9	0.1654	0.1360	0.1701	0.1526	0.2140	0.1553	0.1722	0.1654
3.0	0.1784	0.1481	0.1830	0.1654	0.2276	0.1694	0.1857	0.1784
3.1	0.1914	0.1604	0.1958	0.1786	0.2412	0.1834	0.1992	0.1914
3.2	0.2047	0.1728	0.2085	0.1919	0.2549	0.1974	0.2127	0.2047
3.3	0.2183	0.1853	0.2211	0.2052	0.2683	0.2114	0.2261	0.2183
3.4	0.2319	0.1978	0.2335	0.2187	0.2815	0.2255	0.2393	0.2319
3.5	0.2453	0.2102	0.2459	0.2321	0.2944	0.2396	0.2524	0.2453
3.6	0.2584	0.2225	0.2582	0.2451	0.3069	0.2536	0.2652	0.2584
3.7	0.2710	0.2344	0.2701	0.2576	0.3188	0.2674	0.2779	0.2710
3.8	0.2832	0.2463	0.2816	0.2696	0.3303	0.2809	0.2904	0.2832
3.9	0.2950	0.2579	0.2930	0.2815	0.3414	0.2943	0.3025	0.2950
4.0	0.3065	0.2689	0.3042	0.2932	0.3523	0.3074	0.3142	0.3065
4.1	0.3177	0.2795	0.3151	0.3045	0.3629	0.3200	0.3256	0.3177
4.2	0.3286	0.2899	0.3255	0.3157	0.3734	0.3323	0.3366	0.3286
4.3	0.3395	0.3003	0.3358	0.3263	0.3839	0.3442	0.3473	0.3395
4.4	0.3503	0.3109	0.3460	0.3364	0.3941	0.3560	0.3578	0.3503
4.5	0.3610	0.3215	0.3561	0.3464	0.4039	0.3676	0.3681	0.3610
4.6	0.3715	0.3321	0.3661	0.3566	0.4135	0.3792	0.3784	0.3715
4.7	0.3818	0.3426	0.3757	0.3670	0.4230	0.3906	0.3888	0.3818
4.8	0.3917	0.3533	0.3851	0.3772	0.4320	0.4018	0.3992	0.3917
4.9	0.4013	0.3638	0.3944	0.3873	0.4407	0.4127	0.4093	0.4013
5.0	0.4108	0.3741	0.4036	0.3972	0.4495	0.4236	0.4191	0.4108
5.1	0.4203	0.3840	0.4125	0.4070	0.4585	0.4341	0.4290	0.4203
5.2	0.4297	0.3934	0.4214	0.4167	0.4676	0.4443	0.4387	0.4297
5.3	0.4390	0.4027	0.4304	0.4262	0.4766	0.4543	0.4485	0.4390
5.4	0.4484	0.4119	0.4395	0.4355	0.4856	0.4641	0.4583	0.4484
5.5	0.4577	0.4212	0.4486	0.4447	0.4945	0.4738	0.4680	0.4577
5.6	0.4671	0.4305	0.4574	0.4539	0.5032	0.4834	0.4775	0.4671
5.7	0.4763	0.4396	0.4659	0.4631	0.5119	0.4931	0.4868	0.4763
5.8	0.4853	0.4486	0.4744	0.4723	0.5205	0.5028	0.4960	0.4853
5.9	0.4942	0.4576	0.4830	0.4814	0.5292	0.5127	0.5052	0.4942
6.0	0.5030	0.4665	0.4917	0.4902	0.5379	0.5223	0.5144	0.5030
6.1	0.5118	0.4755	0.5004	0.4986	0.5464	0.5317	0.5236	0.5118
6.2	0.5204	0.4846	0.5091	0.5071	0.5549	0.5409	0.5328	0.5204
6.3	0.5286	0.4938	0.5175	0.5158	0.5634	0.5502	0.5421	0.5286
6.4	0.5368	0.5028	0.5258	0.5244	0.5721	0.5596	0.5512	0.5368
6.5	0.5450	0.5115	0.5340	0.5329	0.5809	0.5690	0.5602	0.5450

continua na próxima página

Velocidade Vento [m/s]	Turbina 1 [%]	Turbina 2 [%]	Turbina 3 [%]	Turbina 4 [%]	Turbina 5 [%]	Turbina 6 [%]	Turbina 7 [%]	Turbina 8 [%]
6.6	0.5532	0.5200	0.5423	0.5414	0.5895	0.5782	0.5695	0.5532
6.7	0.5613	0.5284	0.5504	0.5498	0.5980	0.5874	0.5787	0.5613
6.8	0.5693	0.5368	0.5583	0.5582	0.6065	0.5966	0.5880	0.5693
6.9	0.5774	0.5453	0.5660	0.5664	0.6148	0.6058	0.5973	0.5774
7.0	0.5857	0.5537	0.5738	0.5747	0.6230	0.6148	0.6066	0.5857
7.1	0.5939	0.5619	0.5818	0.5831	0.6311	0.6236	0.6160	0.5939
7.2	0.6021	0.5699	0.5900	0.5916	0.6394	0.6323	0.6253	0.6021
7.3	0.6103	0.5779	0.5984	0.6000	0.6481	0.6412	0.6341	0.6103
7.4	0.6185	0.5859	0.6068	0.6084	0.6567	0.6501	0.6428	0.6185
7.5	0.6268	0.5940	0.6152	0.6169	0.6648	0.6588	0.6516	0.6268
7.6	0.6351	0.6020	0.6234	0.6256	0.6727	0.6674	0.6606	0.6351
7.7	0.6433	0.6101	0.6315	0.6345	0.6804	0.6761	0.6699	0.6433
7.8	0.6514	0.6183	0.6393	0.6432	0.6878	0.6849	0.6790	0.6514
7.9	0.6591	0.6265	0.6472	0.6516	0.6952	0.6937	0.6878	0.6591
8.0	0.6667	0.6347	0.6550	0.6597	0.7025	0.7024	0.6964	0.6667
8.1	0.6740	0.6428	0.6629	0.6676	0.7099	0.7108	0.7048	0.6740
8.2	0.6813	0.6508	0.6705	0.6753	0.7169	0.7190	0.7129	0.6813
8.3	0.6885	0.6588	0.6778	0.6827	0.7234	0.7270	0.7210	0.6885
8.4	0.6958	0.6668	0.6852	0.6902	0.7296	0.7350	0.7289	0.6958
8.5	0.7031	0.6746	0.6925	0.6977	0.7357	0.7428	0.7365	0.7031
8.6	0.7103	0.6822	0.6995	0.7051	0.7420	0.7504	0.7438	0.7103
8.7	0.7173	0.6896	0.7061	0.7124	0.7483	0.7577	0.7509	0.7173
8.8	0.7241	0.6969	0.7127	0.7195	0.7544	0.7647	0.7580	0.7241
8.9	0.7306	0.7039	0.7191	0.7263	0.7603	0.7716	0.7649	0.7306
9.0	0.7368	0.7108	0.7253	0.7329	0.7660	0.7782	0.7716	0.7368
9.1	0.7430	0.7173	0.7314	0.7394	0.7714	0.7848	0.7781	0.7430
9.2	0.7491	0.7235	0.7371	0.7458	0.7766	0.7912	0.7845	0.7491
9.3	0.7552	0.7296	0.7427	0.7522	0.7815	0.7975	0.7908	0.7552
9.4	0.7613	0.7356	0.7482	0.7587	0.7864	0.8037	0.7971	0.7613
9.5	0.7676	0.7417	0.7536	0.7650	0.7916	0.8096	0.8033	0.7676
9.6	0.7739	0.7479	0.7589	0.7710	0.7968	0.8154	0.8096	0.7739
9.7	0.7801	0.7541	0.7640	0.7765	0.8019	0.8210	0.8160	0.7801
9.8	0.7861	0.7601	0.7692	0.7818	0.8070	0.8266	0.8221	0.7861
9.9	0.7918	0.7660	0.7743	0.7872	0.8121	0.8322	0.8278	0.7918
10.0	0.7974	0.7719	0.7794	0.7924	0.8170	0.8376	0.8332	0.7974
10.1	0.8030	0.7778	0.7842	0.7975	0.8218	0.8428	0.8384	0.8030
10.2	0.8086	0.7836	0.7887	0.8025	0.8266	0.8478	0.8433	0.8086
10.3	0.8141	0.7893	0.7932	0.8074	0.8312	0.8526	0.8483	0.8141
10.4	0.8194	0.7951	0.7977	0.8123	0.8356	0.8574	0.8533	0.8194
10.5	0.8247	0.8007	0.8022	0.8171	0.8401	0.8623	0.8583	0.8247
10.6	0.8299	0.8062	0.8066	0.8217	0.8446	0.8671	0.8631	0.8299
10.7	0.8349	0.8114	0.8109	0.8262	0.8490	0.8718	0.8677	0.8349
10.8	0.8398	0.8165	0.8154	0.8307	0.8533	0.8766	0.8723	0.8398
10.9	0.8447	0.8214	0.8198	0.8351	0.8575	0.8814	0.8768	0.8447
11.0	0.8495	0.8263	0.8240	0.8394	0.8618	0.8860	0.8812	0.8495
11.1	0.8542	0.8311	0.8280	0.8436	0.8659	0.8904	0.8857	0.8542
11.2	0.8587	0.8357	0.8320	0.8476	0.8700	0.8949	0.8900	0.8587
11.3	0.8632	0.8402	0.8360	0.8517	0.8741	0.8993	0.8940	0.8632
11.4	0.8677	0.8448	0.8399	0.8559	0.8782	0.9035	0.8979	0.8677
11.5	0.8721	0.8494	0.8435	0.8601	0.8821	0.9075	0.9017	0.8721
11.6	0.8765	0.8539	0.8471	0.8643	0.8857	0.9112	0.9054	0.8765
11.7	0.8808	0.8584	0.8507	0.8686	0.8892	0.9146	0.9091	0.8808
11.8	0.8849	0.8629	0.8545	0.8729	0.8927	0.9179	0.9126	0.8849
11.9	0.8890	0.8674	0.8581	0.8769	0.8961	0.9210	0.9159	0.8890
12.0	0.8931	0.8718	0.8617	0.8807	0.8995	0.9239	0.9189	0.8931
12.1	0.8970	0.8763	0.8652	0.8844	0.9027	0.9267	0.9218	0.8970
12.2	0.9010	0.8808	0.8689	0.8881	0.9057	0.9294	0.9246	0.9010
12.3	0.9051	0.8851	0.8725	0.8917	0.9087	0.9321	0.9274	0.9051
12.4	0.9090	0.8892	0.8761	0.8953	0.9116	0.9348	0.9301	0.9090
12.5	0.9126	0.8931	0.8797	0.8987	0.9144	0.9375	0.9326	0.9126
12.6	0.9160	0.8968	0.8830	0.9021	0.9171	0.9400	0.9350	0.9160
12.7	0.9192	0.9004	0.8862	0.9054	0.9198	0.9425	0.9373	0.9192
12.8	0.9222	0.9039	0.8894	0.9088	0.9225	0.9450	0.9395	0.9222
12.9	0.9252	0.9074	0.8927	0.9123	0.9250	0.9473	0.9417	0.9252
13.0	0.9281	0.9107	0.8962	0.9157	0.9275	0.9495	0.9440	0.9281
13.1	0.9309	0.9140	0.8996	0.9190	0.9299	0.9516	0.9462	0.9309
13.2	0.9334	0.9171	0.9028	0.9222	0.9322	0.9537	0.9483	0.9334
13.3	0.9356	0.9201	0.9059	0.9254	0.9345	0.9558	0.9503	0.9356
13.4	0.9377	0.9230	0.9090	0.9283	0.9367	0.9579	0.9521	0.9377
13.5	0.9398	0.9257	0.9120	0.9312	0.9388	0.9599	0.9538	0.9398
13.6	0.9420	0.9282	0.9151	0.9339	0.9408	0.9619	0.9557	0.9420
13.7	0.9443	0.9308	0.9180	0.9365	0.9429	0.9639	0.9576	0.9443
13.8	0.9463	0.9333	0.9209	0.9389	0.9449	0.9658	0.9595	0.9463
13.9	0.9482	0.9356	0.9237	0.9410	0.9467	0.9674	0.9612	0.9482
14.0	0.9500	0.9379	0.9264	0.9430	0.9486	0.9688	0.9629	0.9500
14.1	0.9519	0.9401	0.9290	0.9452	0.9504	0.9703	0.9646	0.9519
14.2	0.9537	0.9424	0.9314	0.9474	0.9522	0.9717	0.9663	0.9537
14.3	0.9555	0.9445	0.9339	0.9495	0.9539	0.9730	0.9677	0.9555
14.4	0.9572	0.9466	0.9365	0.9514	0.9556	0.9742	0.9691	0.9572
14.5	0.9589	0.9486	0.9389	0.9532	0.9573	0.9754	0.9703	0.9589
14.6	0.9606	0.9504	0.9411	0.9549	0.9589	0.9765	0.9715	0.9606
14.7	0.9621	0.9521	0.9432	0.9566	0.9606	0.9776	0.9727	0.9621
14.8	0.9636	0.9537	0.9450	0.9582	0.9622	0.9786	0.9739	0.9636
14.9	0.9650	0.9552	0.9469	0.9599	0.9637	0.9797	0.9750	0.9650
15.0	0.9665	0.9566	0.9487	0.9615	0.9652	0.9807	0.9761	0.9665
15.1	0.9678	0.9581	0.9506	0.9630	0.9666	0.9816	0.9770	0.9678
15.2	0.9691	0.9596	0.9524	0.9645	0.9680	0.9824	0.9780	0.9691

continua na próxima página

Velocidade Vento [m/s]	Turbina 1 [%]	Turbina 2 [%]	Turbina 3 [%]	Turbina 4 [%]	Turbina 5 [%]	Turbina 6 [%]	Turbina 7 [%]	Turbina 8 [%]
15.3	0.9703	0.9611	0.9542	0.9660	0.9693	0.9832	0.9791	0.9703
15.4	0.9715	0.9625	0.9560	0.9674	0.9706	0.9841	0.9801	0.9715
15.5	0.9727	0.9638	0.9578	0.9686	0.9718	0.9850	0.9812	0.9727
15.6	0.9738	0.9652	0.9594	0.9698	0.9730	0.9858	0.9822	0.9738
15.7	0.9749	0.9665	0.9610	0.9709	0.9741	0.9866	0.9830	0.9749
15.8	0.9760	0.9679	0.9625	0.9720	0.9751	0.9872	0.9838	0.9760
15.9	0.9771	0.9692	0.9639	0.9731	0.9760	0.9877	0.9845	0.9771
16.0	0.9780	0.9704	0.9653	0.9743	0.9769	0.9883	0.9853	0.9780
16.1	0.9790	0.9716	0.9667	0.9754	0.9779	0.9888	0.9859	0.9790
16.2	0.9800	0.9728	0.9680	0.9764	0.9788	0.9893	0.9865	0.9800
16.3	0.9811	0.9740	0.9693	0.9774	0.9797	0.9898	0.9870	0.9811
16.4	0.9821	0.9751	0.9707	0.9783	0.9806	0.9903	0.9876	0.9821
16.5	0.9830	0.9761	0.9721	0.9790	0.9814	0.9909	0.9883	0.9830
16.6	0.9839	0.9771	0.9733	0.9797	0.9822	0.9914	0.9890	0.9839
16.7	0.9848	0.9780	0.9744	0.9804	0.9830	0.9919	0.9896	0.9848
16.8	0.9857	0.9790	0.9755	0.9810	0.9837	0.9923	0.9902	0.9857
16.9	0.9865	0.9799	0.9766	0.9817	0.9844	0.9927	0.9907	0.9865
17.0	0.9873	0.9808	0.9777	0.9824	0.9850	0.9931	0.9912	0.9873
17.1	0.9879	0.9816	0.9787	0.9831	0.9857	0.9935	0.9917	0.9879
17.2	0.9885	0.9824	0.9797	0.9838	0.9863	0.9938	0.9921	0.9885
17.3	0.9891	0.9832	0.9808	0.9845	0.9869	0.9942	0.9925	0.9891
17.4	0.9897	0.9839	0.9817	0.9851	0.9875	0.9945	0.9928	0.9897
17.5	0.9902	0.9846	0.9825	0.9857	0.9881	0.9948	0.9932	0.9902
17.6	0.9907	0.9852	0.9832	0.9863	0.9888	0.9950	0.9935	0.9907
17.7	0.9912	0.9859	0.9838	0.9869	0.9894	0.9952	0.9938	0.9912
17.8	0.9917	0.9866	0.9844	0.9874	0.9898	0.9954	0.9942	0.9917
17.9	0.9921	0.9872	0.9850	0.9880	0.9903	0.9956	0.9945	0.9921
18.0	0.9926	0.9879	0.9856	0.9884	0.9909	0.9958	0.9948	0.9926
18.1	0.9930	0.9885	0.9863	0.9889	0.9914	0.9961	0.9950	0.9930
18.2	0.9934	0.9891	0.9870	0.9894	0.9919	0.9963	0.9952	0.9934
18.3	0.9937	0.9897	0.9877	0.9899	0.9924	0.9965	0.9955	0.9937
18.4	0.9940	0.9902	0.9883	0.9903	0.9927	0.9967	0.9957	0.9940
18.5	0.9942	0.9907	0.9889	0.9907	0.9931	0.9968	0.9959	0.9942
18.6	0.9945	0.9911	0.9894	0.9912	0.9934	0.9970	0.9961	0.9945
18.7	0.9948	0.9916	0.9899	0.9916	0.9937	0.9971	0.9963	0.9948
18.8	0.9950	0.9920	0.9903	0.9920	0.9940	0.9973	0.9965	0.9950
18.9	0.9953	0.9925	0.9907	0.9924	0.9944	0.9974	0.9966	0.9953
19.0	0.9955	0.9929	0.9912	0.9928	0.9947	0.9975	0.9968	0.9955
19.1	0.9958	0.9933	0.9916	0.9932	0.9951	0.9977	0.9970	0.9958
19.2	0.9961	0.9938	0.9919	0.9936	0.9954	0.9978	0.9971	0.9961
19.3	0.9964	0.9942	0.9923	0.9939	0.9957	0.9979	0.9972	0.9964
19.4	0.9966	0.9945	0.9926	0.9942	0.9960	0.9980	0.9974	0.9966
19.5	0.9969	0.9949	0.9930	0.9945	0.9963	0.9980	0.9975	0.9969
19.6	0.9972	0.9951	0.9934	0.9948	0.9965	0.9981	0.9977	0.9972
19.7	0.9974	0.9954	0.9937	0.9951	0.9967	0.9981	0.9978	0.9974
19.8	0.9976	0.9956	0.9941	0.9954	0.9969	0.9982	0.9979	0.9976
19.9	0.9978	0.9959	0.9944	0.9956	0.9970	0.9983	0.9980	0.9978
20.0	0.9980	0.9961	0.9948	0.9958	0.9972	0.9984	0.9982	0.9980
20.1	0.9982	0.9963	0.9951	0.9960	0.9973	0.9985	0.9983	0.9982
20.2	0.9983	0.9965	0.9954	0.9962	0.9974	0.9986	0.9984	0.9983
20.3	0.9984	0.9966	0.9957	0.9965	0.9974	0.9987	0.9986	0.9984
20.4	0.9986	0.9968	0.9960	0.9967	0.9976	0.9988	0.9987	0.9986
20.5	0.9987	0.9970	0.9963	0.9969	0.9977	0.9989	0.9988	0.9987
20.6	0.9988	0.9972	0.9965	0.9970	0.9978	0.9989	0.9989	0.9988
20.7	0.9990	0.9974	0.9968	0.9972	0.9979	0.9990	0.9990	0.9990
20.8	0.9991	0.9976	0.9970	0.9974	0.9981	0.9990	0.9990	0.9991
20.9	0.9992	0.9978	0.9972	0.9976	0.9982	0.9991	0.9991	0.9992
21.0	0.9993	0.9980	0.9974	0.9977	0.9983	0.9992	0.9991	0.9993
21.1	0.9994	0.9981	0.9976	0.9979	0.9984	0.9992	0.9992	0.9994
21.2	0.9995	0.9983	0.9977	0.9981	0.9985	0.9993	0.9993	0.9995
21.3	0.9995	0.9984	0.9979	0.9982	0.9986	0.9993	0.9993	0.9995
21.4	0.9996	0.9985	0.9980	0.9983	0.9987	0.9994	0.9993	0.9996
21.5	0.9996	0.9987	0.9982	0.9984	0.9988	0.9995	0.9994	0.9996
21.6	0.9996	0.9988	0.9983	0.9985	0.9989	0.9995	0.9994	0.9996
21.7	0.9997	0.9989	0.9985	0.9986	0.9990	0.9996	0.9995	0.9997
21.8	0.9997	0.9991	0.9987	0.9987	0.9991	0.9996	0.9996	0.9997
21.9	0.9997	0.9992	0.9989	0.9988	0.9991	0.9996	0.9996	0.9997
22.0	0.9997	0.9993	0.9990	0.9989	0.9991	0.9996	0.9997	0.9997
22.1	0.9997	0.9993	0.9991	0.9990	0.9992	0.9996	0.9997	0.9997
22.2	0.9998	0.9994	0.9992	0.9991	0.9993	0.9997	0.9997	0.9998
22.3	0.9998	0.9994	0.9992	0.9991	0.9993	0.9997	0.9997	0.9998
22.4	0.9998	0.9995	0.9993	0.9992	0.9994	0.9997	0.9998	0.9998
22.5	0.9998	0.9996	0.9994	0.9993	0.9994	0.9998	0.9998	0.9998
22.6	0.9999	0.9996	0.9995	0.9994	0.9994	0.9998	0.9998	0.9999
22.7	0.9999	0.9997	0.9996	0.9994	0.9995	0.9999	0.9998	0.9999
22.8	0.9999	0.9997	0.9996	0.9995	0.9995	0.9999	0.9999	0.9999
22.9	0.9999	0.9998	0.9996	0.9995	0.9996	0.9999	0.9999	0.9999
23.0	0.9999	0.9998	0.9997	0.9996	0.9996	1.0000	0.9999	0.9999
23.1	0.9999	0.9998	0.9997	0.9996	0.9996	1.0000	0.9999	0.9999
23.2	0.9999	0.9999	0.9997	0.9997	0.9997	1.0000	0.9999	0.9999
23.3	0.9999	0.9999	0.9998	0.9997	0.9997	1.0000	0.9999	0.9999
23.4	0.9999	0.9999	0.9998	0.9998	0.9997	1.0000	1.0000	0.9999
23.5	1.0000	0.9999	0.9999	0.9998	0.9998	1.0000	1.0000	1.0000
23.6	1.0000	1.0000	0.9999	0.9998	0.9998	1.0000	1.0000	1.0000
23.7	1.0000	1.0000	0.9999	0.9999	0.9998	1.0000	1.0000	1.0000
23.8	1.0000	1.0000	0.9999	0.9999	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000
23.9	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000

continua na próxima página

Velocidade Vento [m/s]	Turbina 1 [%]	Turbina 2 [%]	Turbina 3 [%]	Turbina 4 [%]	Turbina 5 [%]	Turbina 6 [%]	Turbina 7 [%]	Turbina 8 [%]
24.0	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000
24.1	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000
24.2	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000
24.3	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000
24.4	1.0000	1.0000	1.0000	0.9999	0.9999	1.0000	1.0000	1.0000
24.5	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
24.6	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
24.7	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
24.8	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
24.9	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
25.0	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000

Gráfico das funções não paramétricas de densidade de probabilidade acumulada da distribuição do vento para o ano de 2012.

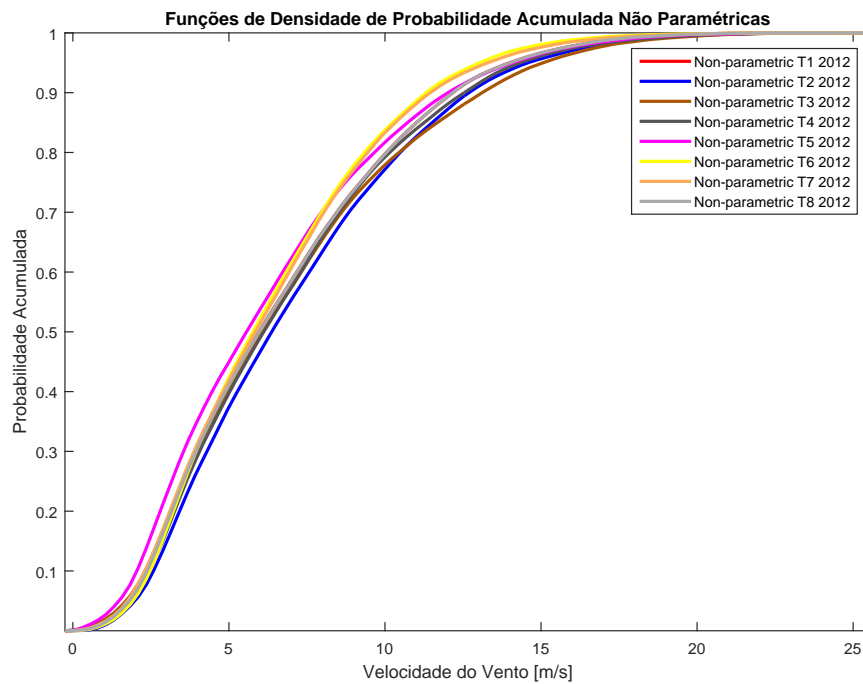


Figura F.1: Funções densidade de probabilidade acumulada para a varável vento no ano de 2012.