

Yoshiaki Sakagami

**INFLUÊNCIA DA TURBULÊNCIA E DO PERFIL DE
VELOCIDADE DO VENTO NO DESEMPENHO DE
AEROGERAADORES EM DOIS PARQUES EÓLICOS NA
COSTA DO NORDESTE BRASILEIRO**

Tese submetida ao Programa de Pós
Graduação de Engenharia Mecânica
para a obtenção do Grau de Doutor.
Orientador: Prof. Dr. Júlio César
Passos
Coorientador: Prof. Dr. Reinaldo Haas

Florianópolis

2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Sakagami, Yoshiaki

Influência da turbulência e do perfil de
velocidade do vento no desempenho de aerogeradores
em dois parques eólicos na costa do nordeste
brasileiro / Yoshiaki Sakagami ; orientador, Júlio
César Passos, coorientador, Reinaldo Haas, 2017.
187 p.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós
Graduação em Engenharia Mecânica, Florianópolis, 2017.

Inclui referências.

1. Engenharia Mecânica. 2. energia eólica. 3.
LiDAR. 4. turbulência . 5. perfil de velocidade do
vento. I. César Passos, Júlio . II. Haas, Reinaldo.
III. Universidade Federal de Santa Catarina.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. IV.
Título.

Yoshiaki Sakagami

**INFLUÊNCIA DA TURBULÊNCIA E DO PERFIL DE
VELOCIDADE DO VENTO NO DESEMPENHO DE
AEROGERADORES EM DOIS PARQUES EÓLICOS NA
COSTA DO NORDESTE BRASILEIRO**

Esta Tese foi julgada aprovada para a obtenção do Título de “Doutor”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós Graduação de Engenharia Mecânica.

Florianópolis, 15 de dezembro 2017.

Prof. Dr. Jonny Carlos da Silva
Coordenador do Curso

Prof. Dr. Júlio César Passos
Orientador

Prof. Dr. Reinaldo Haas
Coorientador

Banca Examinadora:

Profa. Dra. Adriane Prisco Petry - Relatora
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Prof. Dr. Gilberto Fisch
Instituto de Aeronáutica e Espaço

Prof. Dr. Juan Pablo Salazar
Universidade Federal de Santa Catarina- Joinville

Prof. Dr. Felipe Pimenta
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Armando Albertazzi Gonçalves Jr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus pais Takuo Sakagami e Julieta Harumi Sakagami, minha esposa Denise Pereira Sakagami e minha filha Luisa Keiko Pereira Sakagami.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por tudo nesta vida,
Aos meus ancestrais, o Oditcham e Obatcham, pela proteção e força,
A minha querida avó Tchatchai e à memória do meu avô materno,
Aos meus pais Takuo Sakagami e Julieta Harumi Sakagami pelos seus valores e por toda dedicação e amor,
Aos meus irmãos Massaaki e Harue que estão sempre comigo,
Aos meus familiares no Brasil e no Japão,
Aos meus melhores amigos, Turbo e Nery,
A todos os meus amigos de Salto, Florianópolis e pelo Mundo,
Ao orientador, Prof. Dr. Júlio César Passos pela sua orientação e dedicação,
Ao grande amigo, irmão e co-orientador Prof. Dr. Reinaldo Haas,
Ao grande amigo de muitas aprendizagens nesse mundo da eólica Pedro dos Santos,
Aos colegas e bolsistas do laboratório e projeto,
As colegas de lab. Isadora Coimbra Lima e Mônica Machuca pela revisão textual na apresentação,
A Sra. Iolanda e Franciene Pacheco de Sá pela revisão textual,
A todos professores do Pós-Mec pelo aprendizado,
A todos os funcionários do Lepten e Pós-Mec/UFSC,
A ANEEL e ENGIE do Brasil pelo apoio financeiro (projeto 0403 – 0020/2011), em especial ao Frederico de Freitas Taves,
Ao IFSC pelos dois anos de afastamento para a conclusão dessa tese

Um agradecimento especial para minha filha Luisa Keiko Pereira Sakagami, e ao meu amor, esposa e companheira, Denise Pereira Sakagami, por todos seu amor e solidariedade, tanto nos momentos bons quanto nos difíceis.

Não há fatos eternos, como não há verdades absolutas.

(Friedrich Nietzsche)

RESUMO

O setor de energia eólica tem desenvolvido nos últimos anos aerogeradores de grande porte e isso tem aumentado os desafios nas estimativas de geração de energia destes aerogeradores devido à maior variabilidade do vento ao longo do rotor. Nesse contexto, esse trabalho tem como objetivo avaliar os efeitos de intensidade de turbulência e do perfil da velocidade do vento no desempenho de aerogeradores em dois parques eólicos na costa do nordeste brasileiro, no período de agosto de 2013 a julho de 2014. O primeiro parque, localizado em Pedra do Sal no Piauí, tem vinte aerogeradores de 0,9 MW de potência nominal e nele foram instalados um LiDAR com alcance de 500 m de altura, uma torre de 100 m com cinco níveis de medição e dois anemômetros sônicos 3D. No segundo parque, localizado em Beberibe no Ceará, há trinta e dois aerogeradores de 0,8 MW e nele foi instalado uma torre de 100 m idêntica, mas com apenas um anemômetro sônico. Tomando por base os dados coletados nos dois parques, acima indicados, foram estudadas: as condições de vento na região litorânea do nordeste brasileiro, as perdas de produção e fontes de incerteza dos parques e a determinação da curva de potência dos aerogeradores. Os resultados mostram uma condição de vento predominantemente marítima com baixos valores de intensidade de turbulência e cisalhamento de vento. Na análise de produção do parque, foi observado que a maior fonte de incerteza estava associada à distorção do vento ao longo do parque e que as diferenças entre a produção real e o valor esperado estavam associadas às perdas por manutenção em Pedra do Sal e às perdas por esteiras em Beberibe. Na terceira análise, foi determinada a curva de potência do aerogerador, onde se obteve uma diferença sistemática em relação à curva do fabricante devido principalmente à persistência de baixa intensidade de turbulência nos dois parques eólicos. Assim, a produção real registrou uma diferença de -4,22% em Beberibe e -2,62% em Pedra do Sal em relação às estimativas de produção anual de energia pela curva de potência do fabricante. Esses resultados demonstram, com originalidade, a necessidade de homologação das curvas dos aerogeradores para as condições de vento no Brasil. Neste sentido, esta tese contribui para reforçar a necessidade de se levar em consideração as condições específicas do perfil de velocidade e de turbulência.

Palavras-chave: turbulência, LiDAR, energia eólica.

ABSTRACT

The wind power industry has developed large wind turbines in recent years and this has increased the challenges in energy production estimates of these wind turbines due to significant wind variability along the turbine rotor area. In this context, this work aims to evaluate the effects of turbulence intensity and wind speed profile on the performance of wind turbines in two wind farms on the coast of Northeastern Brazil from August 2013 to July 2014. One wind farm, located in Pedra do Sal-PI, has twenty wind turbines with a power rated of 0.9 MW, one wind LiDAR profiler with a range from 40 m to 500 m height, a 100 m met-mast with five measuring levels and two 3D sonic anemometers. Another wind farm, located in Beberibe-CE, there are 32 turbines of 0.8 MW and an identical 100 m met-mast was installed, but with only one sonic anemometer at 100 m. Based on data collected in both sites, this work investigated the wind conditions over the northeast coast in Brazil, the uncertainties and power losses of annual energy production and power curve of wind turbine on each wind farm. The results show a persistent maritime wind condition with low values of turbulence intensity and wind shear. The main source of uncertainty on power production estimations was associated with the distortion of the wind flow along the wind farm. On the other hand, significant differences between the expected and observed values of energy production were related with the maintenance losses in Pedra do Sal and the wake losses in Beberibe. The power curve of the wind turbines was determined and a systematic difference was observed in relation to the manufacturer power curve due to the persistent condition of low turbulence intensity in both wind farms. Thus, the differences in estimates of annual energy production were -4.22% in Beberibe and -2.62% in Pedra do Sal in relation to the manufacturer's power curve. These results demonstrate, with originality, the need for homologation of wind turbine curves for wind conditions in Brazil. In this sense, this thesis contributes to reinforce the need to consider the specific conditions of the speed profile and turbulence.

Keywords: turbulence, LiDAR, wind energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Esquema da teoria do disco atuador	48
Figura 2	Coefficiente de Potência e de Empuxo vs. Fator de indução.	50
Figura 3	Curva de Potência teórica e real.	51
Figura 4	Fluxograma da metodologia da IEC.	52
Figura 5	Localização das usinas eólicas de Pedra do Sal e Beberibe na costa litorânea do nordeste brasileiro.	60
Figura 6	Vista Geral do parque eólico Pedra do Sal.	61
Figura 7	Visão frontal do Parque Pedra do Sal, onde tem-se a posição do LiDAR e da torre anemométrica.	61
Figura 8	Visão frontal do Parque de Beberibe, mostrando a localização da torre anemométrica.	62
Figura 9	Aerogerador de Beberibe com destaque para a torre de 100 m.	62
Figura 10	Aerogerador de Pedra do Sal vista de cima da torre de 100 m.	63
Figura 11	Torre de 100 m instalada em Beberibe.	65
Figura 12	Lidar instalado em Pedra do Sal.	66
Figura 13	Anemômetro Sônico instalado na torre anemométrica do parque eólico de Pedra do Sal.	67
Figura 14	Exemplo de dados do campo de velocidade do vento em superfície do MERRA2.	72
Figura 15	Downscale na região do nordeste brasileiro.	74
Figura 16	Rugosidade utilizada em Pedra do Sal e Beberibe.	76
Figura 17	Topografia utilizada no WAsP para UEPS, com destaque os aerogeradores (círculos vermelhos).	77
Figura 18	Topografia utilizada no WAsP para UEBS, com destaque os aerogeradores (círculos vermelhos).	77
Figura 19	Fluxograma do método para a análise dos resultados.	78
Figura 20	Rosa dos ventos para a altura de 96 m.	81
Figura 21	Distribuição da velocidade do vento em Pedra do Sal (PS) e Beberibe (BB) na altura de 60 m.	82
Figura 22	Velocidade média do vento em 60 m de altura e Total de precipitação mensal em Pedra do Sal e Beberibe.	83

Figura 23 Comparação da Velocidade média mensal da velocidade do vento	84
Figura 24 Velocidade média mensal do vento no Oceano Atlântico Central Equatorial	84
Figura 25 Velocidade média horária do vento em 60 m em Pedra do Sal e Beberibe.	86
Figura 26 Simulação do WRF utilizando dados de reanálise - Perfil vertical de uma seção meridional na longitude $-41,2^\circ$. As linhas em branco representam o valor instantâneo da intensidade do vento na direção meridional.	87
Figura 27 Campo divergente do vento na região da costa do nordeste do Brasil, com os dados simulados pelo WRF.	88
Figura 28 Velocidade média zonal e meridional do vento no regime diário.	88
Figura 29 Correlação do cisalhamento adimensional (ϕ_m) e o parâmetro adimensional de estabilidade (z/L).	90
Figura 30 Correlação do cisalhamento adimensional ϕ_m e o parâmetro adimensional de estabilidade (z/L) corrigido.	91
Figura 31 Diferença de Fluxos turbulentos entre 100 m e 20 m em Pedra do Sal.	92
Figura 32 Rugosidade dinâmica e a relação de Charnok.	93
Figura 33 Ciclo diário do perfil da velocidade do vento entre 40 m e 500 m (em vermelho) e seus respectivos coeficientes de cisalhamento adimensional medidos pelo LiDAR e anemômetro sônico 3D em Pedra do Sal.	94
Figura 34 Perfil médio da velocidade do vento na direção entre 45° e 50° (a), e o coeficiente de cisalhamento adimensional médio em relação a direção do vento.	95
Figura 35 Histograma do parâmetro de estabilidade adimensional (z/L) e suas respectivas classes de estabilidade atmosférica conforme Anexo D.	96
Figura 36 Média da estabilidade z/L em relação à direção e velocidade do vento.	96
Figura 37 Distribuição de velocidade de fricção e fluxo de calor sensível.	97
Figura 38 Distribuição de Intensidade de turbulência e cisalhamento do vento.	98

Figura 39	Intensidade de turbulência média em relação a velocidade e direção do vento.	99
Figura 40	Cisalhamento médio do vento em relação à velocidade e direção do vento.	99
Figura 41	Mapa da média da intensidade de turbulência regional simulado pelo WRF.	100
Figura 42	Mapa do desvio padrão da intensidade de turbulência regional simulado pelo WRF.	101
Figura 43	Mapa da média do cisalhamento do vento regional simulado pelo WRF.	102
Figura 44	Mapa do desvio padrão do cisalhamento do vento regional simulado pelo WRF.	103
Figura 45	Mapa da média da intensidade de turbulência local simulado pelo WRF.	103
Figura 46	Mapa do cisalhamento do vento local simulado pelo WRF.	104
Figura 47	Comparação da IT no ciclo sazonal.	104
Figura 48	Comparação da IT no ciclo diário.	104
Figura 49	Comparação do cisalhamento do vento no ciclo sazonal.	105
Figura 50	Comparação do cisalhamento do vento no ciclo diário.	105
Figura 51	Diferença entre a velocidade do vento extrapolada e medida na altura de 98m.	108
Figura 52	Posicionamento do anemômetro sônico e de copo nas torres.	112
Figura 53	Diferença de velocidade do vento entre o anemômetro sônico (100 m) e o anemômetro de copo (98 m)	112
Figura 54	Diferença de velocidade do vento da nacele em relação a velocidade média do vento na nacele dos aerogeradores.	114
Figura 55	Participação percentual de cada fonte de incerteza na incerteza combinada da PAE.	116
Figura 56	Tempo parado de cada aerogerador por manutenção.	118
Figura 57	Tempo do aerogerador parado por manutenção ao longo do dia.	118
Figura 58	Tempo de Manutenção mensal.	119
Figura 59	Série temporal da potência dos aerogeradores W08 e W04120	
Figura 60	Mudança de configuração do azimute dos aerogeradores ao longo de um ano.	121

Figura 61	Diferença de configuração na Curva de Potência do aerogerador W08 em Pedra do Sal.....	121
Figura 62	Diferença de configuração na Curva de Potência do aerogerador W15 em Beberibe.....	122
Figura 63	Perdas por esteira de cada aerogerador.....	123
Figura 64	Layout do Parque eólico de Pedra do Sal.....	123
Figura 65	Layout do Parque eólico de Beberibe.....	124
Figura 66	Comparação da velocidade estimada pelo WAsP normalizada com a altitude do aerogerador.....	126
Figura 67	Diferença WAsPc e Produção real, em função da PAEc para diferentes altitudes em relação à torre anemométrica.....	126
Figura 68	Diferença na estimativa da PAE para diferentes altitudes dos aerogeradores.....	127
Figura 69	Posição da torre em relação aos aerogeradores vizinhos em Pedra do Sal. Em destaque tem-se o setor livre de esteira (em vermelho).....	134
Figura 70	Posição da torre em relação aos aerogeradores vizinhos em Beberibe. Em destaque tem-se o setor livre de esteira (em vermelho).....	134
Figura 71	Comparação da curva de potência Real e Fabricante em Pedra do Sal.....	135
Figura 72	Comparação da curva de potência Real e Fabricante em Beberibe.....	136
Figura 73	Comparação da curva do coeficiente de potência.....	137
Figura 74	Varição em função da Intensidade Turbulenta.....	140
Figura 75	Varição em função do cisalhamento do vento.....	141
Figura 76	Certificado de calibração do anemômetro de copo em 100 m de Pedra do Sal.....	170

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Fontes de incertezas tipo "A" e "B" no cálculo da PAE.	56
Tabela 2	Instrumentos meteorológicos instalados nos parques eólicos de Beberibe e Pedra do Sal.	64
Tabela 3	Disponibilidade de dados no parque eólico e nos sistemas de medição em Beberibe.	68
Tabela 4	Disponibilidade de dados no parque eólico e nos sistemas de medição em Pedra do Sal.	69
Tabela 5	Comprimento de rugosidade utilizado no WAsP	76
Tabela 6	Balanço de incertezas no cálculo da PAE.	115
Tabela 7	Resultado do cálculo da PAE.	116
Tabela 8	Comparação entre a produção anual de energia Real, a PAE, e a simulada com o WAsP.	128
Tabela 9	Resumo dos aerogeradores escolhidos	132
Tabela 10	Estimativa do setor afetado pela esteira de cada aerogerador nas medições na torre de Pedra do Sal.	132
Tabela 11	Estimativa do setor afetado pela esteira de cada aerogerador nas medições na torre de Beberibe.	133
Tabela 12	Setor livre de esteira para os aerogeradores escolhidos na análise da curva de potência em Pedra do Sal e Beberibe.	135
Tabela 13	Comparação entre a produção anual de energia Real, a PAE, e o WAsP considerando a diferença na curva de potência.	138
Tabela 14	Limites de cada parâmetro meteorológico separado por quantiles	139
Tabela 15	Dados em intervalos de 10-min perdidos no experimento de Pedra do Sal.	161
Tabela 16	Dados em intervalos de 10-min perdidos no experimento de Beberibe.	162
Tabela 17	Parâmetros nos certificados de calibração dos anemômetros de copo em Pedra do Sal.	169
Tabela 18	Parâmetros nos certificados de calibração dos anemômetros de copo em Beberibe.	169
Tabela 19	Posição geográfica dos aerogeradores de Pedra do Sal	173
Tabela 20	Posição geográfica dos aerogeradores de Beberibe	174
Tabela 21	Curva de Potência do aerogerador ER-44 do fabricante	

Enercon/Wobben utilizando em Pedra do Sal. 177
Tabela 22 Curva de Potência do aerogerador ER-48 do fabricante Enercon/Wobben utilizando em Beberibe. 178
Tabela 23 Classes de estabilidade atmosférica de acordo com o comprimento de Obukhov. 181
Tabela 24 Histórico de eventos de El Niño e La Niña - Ocean Nino
Index 186

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

VAD	Velocity azimuth display
CLA	Camada limite atmosférica
CLS	Camada limite superficial
CLI	Camada limite interna
CNR	Carrier-to-noise ratio
ECT	Energia cinética turbulenta
EWEA	European wind energy association
GEOS	Goddard Earth Observing System Model
GPS	Global Positioning System
GMAO	Global Modeling and Assimilation Office
IEC	International electrotechnical commission
IT	Intensidade de turbulência
LEPTEN	Lab. de eng. de processos de conversão e tech. de energia
LiDAR	Light Detection And Ranging
TSMO	Teoria de Similaridade de Monin-Obukhov
MERRA	Modern-Era Retrospec. Analysis for Research. and Applic.
NCEP	National Centers for Environmental Prediction
NASA	National Aeronautics and Space Administration
PAE	Produção Anual de Energia
RANS	Reynolds Average Navier-Stokes
REWS	Rotor Equivalent Wind Speed
RMSE	Root Mean Square Error
SCADA	Sistema de supervisão e aquisição de dados
SoDAR	Sonic Detection And Ranging
UEBB	Usina eólica de Beberibe
UEPS	Usina eólica de Pedra do Sal
USGS	United States Geological Survey
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application
WRF	Weather Research and Forecast Model
UTC	Coordinated Universal Time
ZCIT	Zona de Convergência Intertropical

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo grego

α	coeficiente de cisalhamento
α_w	ângulo do setor de esteira do aerogerador
δ	operador delta de Kronecker
ϕ_m	parâmetro adimensional de cisalhamento
γ	gradiente de temperatura potencial
κ	constante de von Kármán
ν	viscosidade cinemática
ψ_m	correção do perfil velocidade em função da estabilidade
ρ	massa específica do ar
ρ_o	massa específica para atmosfera padrão
ρ_d	massa específica do ar seco
ρ_v	massa específica do ar úmido
σ	desvio padrão
θ	temperatura potencial
θ_v	temperatura potencial virtual
τ	tensor de Reynolds
ε	símbolo do tensor de Livi-Civita
ε_t	termo de dissipação turbulenta
ζ	parâmetro adimensional de estabilidade

Símbolo latino maiúsculo

A	área de varredura do rotor do aerogerador
A_m	coeficiente linear do polinômio ajustado no perfil do vento
B_m	coeficiente angular do polinômio ajustado no perfil do vento
C_p	coeficiente de potência
C_t	coeficiente de empuxo
D	diâmetro do rotor
E	energia cinética do vento
F	força sobre o disco atuador
$F(U)$	função densidade de probabilidade cumulativa
H_s	fluxo de calor sensível

L	comprimento de Obukhov
L_d	distância entre os aerogeradores
N	número total de elementos
N_h	número horas em um ano
P	potência total do vento
P_d	potência extraída do vento
R_f	número do fluxo de Richardson
R_d	constante do gás para o ar seco
R_v	constante do gás para o ar úmido
T	temperatura do ar
U, V, W	vetor velocidade nas direções x,y,z
U_{PAE}	incerteza expandida da PAE
U_{eq}	vento equivalente no rotor
UR	umidade relativa do ar

Símbolo latino minúsculo

a	fator de indução
a_c	coeficiente de Charnok
a_1, b_1	coeficientes do modelo de camada limite interna
c	fator de escala
c_p	calor específico à pressão constante
c_P	sensibilidade da incerteza tipo A e B da potência
c_U	sensibilidade da incerteza tipo B da velocidade
c_T	sensibilidade da incerteza tipo B da temperatura
c_B	sensibilidade da incerteza tipo B da pressão atmosférica
e	energia cinética turbulenta
ev	pressão de vapor
ev_s	pressão de vapor de saturação
f_c	parâmetro de Coriolis
f_i	média das probabilidades do vento no bin i
g	aceleração da gravidade
h_1	altura da camada limite interna mecânica
h_2	altura da camada limite interna convectiva
k	fator de forma

kc	fator de abrangência
m	massa
\dot{m}	vazão mássica
p	pressão atmosférica
q	quantile
s_P	incerteza tipo A da potência
s_w	incerteza da variação climática
t	tempo
u, v, w	componentes do vetor velocidade nas direções x,y,z
u_*	velocidade de fricção
u_P	incerteza tipo B da potência
u_U	incerteza tipo B da velocidade
u_T	incerteza tipo B da temperatura
u_B	incerteza tipo B da pressão
u_m	incerteza tipo B do método
u_c	incerteza combinada da PAE
u_{PAE}	incerteza total da PAE
x, y, z	coordenadas do plano cartesiano zonal, meridional e vertical
z_o	comprimento de rugosidade da superfície
z_m	altura geométrica média

Símbolo subscrito

i, j	índices de iteração x,y,z ($i = 1..3$) na Seção 2.1
i	índice de iteração para cada bin ($i = 1..N$) na Seção 2.2
o	antes do disco atuador, apenas para área e velocidade
d	sobre o disco atuador, apenas para área e velocidade
w	depois do disco atuador, apenas para área e velocidade
n	normalizado
10min	média no intervalo de 10 min

Símbolo sobrescrito

\bar{x}	valor médio da variável x
x'	pertubação da variável x

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	29
1.1 Motivação	32
1.2 Objetivos	33
1.3 Organização do trabalho	34
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	35
2.1 Física do vento	35
2.1.1 Movimento geral da atmosfera	35
2.1.2 Camada limite atmosférica	37
2.1.2.1 Camada limite superficial	38
2.1.2.2 Camada limite interna	39
2.1.2.3 Perfil de velocidade do vento	40
2.1.3 Energia cinética turbulenta	44
2.1.4 Fluxos turbulentos	46
2.2 Energia eólica	47
2.2.1 Disco Atuador	47
2.2.2 Norma da IEC	52
2.2.2.1 Correção massa específica	53
2.2.2.2 Método dos bins	54
2.2.2.3 Produção anual de energia	54
2.2.2.4 Coeficiente de potência	55
2.2.2.5 Cálculo de incerteza da PAE	55
3 METODOLOGIA	59
3.1 Descrição dos parques eólicos	59
3.1.1 Usina eólica de Pedra do Sal	59
3.1.2 Usina eólica de Beberibe	61
3.1.3 Aerogeradores	62
3.2 Instrumentação	64
3.2.1 Torres anemométricas	64
3.2.2 Perfilador LiDAR	65
3.2.3 Anemômetro sônico	66
3.3 Dados experimentais	68
3.3.1 Consistência dos dados	68
3.3.2 Filtro dos dados	70
3.4 Simulações Numéricas	71
3.4.1 MERRA	72
3.4.2 WRF	73
3.4.3 WAsP	75

3.5	Método	78
4	CONDIÇÕES METEOROLÓGICAS	81
4.1	Condições globais do vento	81
4.2	Condições regionais do vento	85
4.3	Condições locais do vento	89
4.3.1	Teoria de similaridade de Monin-Obukhov	89
4.3.2	Camada limite atmosférica	93
4.3.3	Estabilidade Atmosférica	95
4.3.4	Intensidade de turbulência e Cisalhamento	97
5	CARACTERÍSTICAS DOS PARQUES	107
5.1	Produção anual de energia	107
5.1.1	Massa específica	107
5.1.2	Extrapolação da velocidade do vento	108
5.1.3	Esteira do parque	110
5.1.4	Anemômetro de copo	110
5.1.5	Esteira da Torre	111
5.1.6	Distorção do Vento	113
5.1.7	Transdutor de Potência	114
5.1.8	Balanço de incertezas PAE	115
5.2	Perdas na produção	117
5.2.1	Manutenção dos Aerogeradores	117
5.2.2	Esteira do parque	122
5.2.3	Topografia local	125
5.3	Produção Real	128
6	CURVA DE POTÊNCIA	131
6.1	Escolha dos aerogeradores	131
6.2	Setor livre de esteira	132
6.3	Comparação com a Curva do Fabricante	133
6.4	Efeito da Turbulência e Cisalhamento	139
7	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	143
7.1	Contribuições Científicas	147
7.2	Recomendações Futuras	148
	REFERÊNCIAS	149
	APÊNDICE A - Dados experimentais	163
	APÊNDICE B - Produção científica	165
	ANEXO A - Certificados de Calibração	169
	ANEXO B - Localização dos aerogeradores	173
	ANEXO C - Curva de potência do fabricante	177
	ANEXO D - Classes de Estabilidade Atmosférica	181
	ANEXO E - Histórico El Niño e La Niña	185

1 INTRODUÇÃO

O aumento da potência eólica instalada no mundo deve-se não apenas à instalação de novos aerogeradores, mas também ao desenvolvimento de tecnologias na indústria eólica que maximizem a produção de energia. Os aerogeradores modernos vêm aumentando, consideravelmente, o coeficiente de potência e tamanho. Isso tem aumentado a necessidade de se fazer melhores estimativas de geração de energia dos grandes aerogeradores, pois as variações de velocidade do vento que ocorrem na área de varredura do rotor podem ser significativas. Além disso, as medições convencionais utilizando anemômetros de copo montados em torres têm custos elevados, e os métodos teóricos de extrapolação do perfil de velocidade de vento podem apresentar grandes erros em relação ao real perfil de velocidade. Como consequência, os riscos financeiros aumentam, pois, as estimativas de levantamento de potencial eólico de um novo parque podem ser bem diferentes do valor esperado (European Wind Energy Technology Platform, 2016).

Alguns trabalhos pioneiros como de Christensen, Dragt e Borg (1986) já mostravam preocupações quanto as incertezas nas medições da curva de potência de aerogeradores, devido à variabilidade da velocidade do vento. Nesses primeiros testes realizados na Dinamarca, os eixos dos aerogeradores estavam apenas a 24 m de altura, e a potência nominal era de 80 kW. Os resultados desse trabalho mostravam que o aumento da incerteza na curva de potência era causado principalmente pela intensidade de turbulência (IT). Outro estudo de vanguarda foi realizado na costa oeste dos Estados Unidos com aerogeradores de 60 m de altura e 2,5 MW de potência nominal. Elliott e Cadogan (1990) separaram as curvas de potência em diferentes faixas de IT e verificaram uma diferença de potência de 300 kW a 400 kW entre a condição de maior e menor intensidade de turbulência para ventos de moderado a forte. Na Inglaterra, Hunter et al. (2001) mostraram os efeitos de IT e cisalhamento de vento (α) para um parque eólico com quinze aerogeradores com 34 m de diâmetro de rotor e 400 kW de potência. Separando em faixas de velocidades, ele mostrou que para fortes condições de cisalhamento de vento ($\alpha > 0,3$) pode-se ter diferentes impactos sobre a geração. Quando a velocidade do vento é 5,5 m/s a potência pode ser até 20% maior em relação à média, enquanto para vento de 8,5 m/s a potência pode ser 5% menor. No caso de forte IT (21%), a geração pode ser até 9,5% maior para ventos de até 9 m/s, e 17,5% menor para vento acima de 13 m/s.

Estudos mais recentes contam com um suporte tecnológico como medições por meio de perfiladores de vento do tipo laser (LiDAR, sigla em inglês), modelos aeroelásticos para simulações de desempenho de aerogeradores, e aerogeradores modernos com controle de passo de suas pás e estruturas acima de 100 m de altura. No estudo de Albers et al. (2007), foram analisados os desempenhos de aerogeradores de 6 MW e 4,5 MW de potência com 112 m de diâmetro de rotor. Esses autores mostraram que o desempenho dos aerogeradores foi significativamente influenciados pela IT. Para altos valores de IT, a potência desses aerogeradores, em relação à curva de potência, foi maior em velocidades baixas, e menor em velocidades elevadas. Tindal et al. (2008) estudando parques eólicos em operação, constatou uma produção de energia menor em parques eólicos com forte IT do que em parques localizados em regiões com fraca IT.

Wagner et al. (2009) apresentaram uma proposta interessante que considera uma velocidade do vento baseado nos trabalhos de Sumner (2006) e Garvine e Kempton (2008). Essa velocidade do vento equivalente ao longo do rotor (REWS, sigla em inglês), é definida como uma média cúbica do perfil de velocidade do vento ponderada pelas seções de área de cada faixa de altura. O experimento de Antoniou, Pedersen e Enevoldsen (2009) fez uso da metodologia proposta por Wagner et al. (2009) e obteve uma menor incerteza na curva de potência quando comparada com a velocidade do vento na altura da nacela. Wagenaar e Eecen (2011) verificaram o emprego da metodologia de Wagner et al. (2009) e mostraram que há uma pequena melhoria no desvio padrão de 3% na curva de potência principalmente na faixa de 4 m/s a 12 m/s.

Segundo Rareshide et al. (2009) existe uma correlação entre o cisalhamento do vento e a intensidade de turbulência conforme um experimento realizado no centro oeste dos Estados Unidos. De dia, o cisalhamento é pequeno ($\alpha < 0,1$) e a IT varia bastante entre 5% e 20%. Por outro lado, à noite, o cisalhamento varia bastante entre 0,2 e 0,7, e a IT é pequena com variações entre 2% e 10%. Isso mostra a dificuldade desses estudos, pois α e a IT influenciam ao mesmo tempo o desempenho dos aerogeradores, e são de alguma forma interdependentes. Os resultados desse trabalho não foram suficientemente conclusivos em demonstrar a influência do cisalhamento na geração do aerogerador, mas em termos de turbulência foi verificado que os parques eólicos com forte IT tiveram uma menor produção de energia que os parques com uma fraca IT.

Wharton e Lundquist (2012) fizeram uma comparação dos índices de intensidade de turbulência e cisalhamento para diferentes classes

de estabilidade atmosférica. Mediante esta classificação, foi realizada uma análise de desempenho de aerogeradores de um grande parque eólico no nordeste dos Estados Unidos. Os resultados desse trabalho mostraram que à noite, numa condição estável e com um considerável cisalhamento, a potência dos aerogeradores aumenta de um modo equivalente ao aumento de 0,2 m/s na velocidade do vento. O oposto foi observado durante o dia, sob uma condição instável e com pouco cisalhamento, cuja potência ficou equivalente à redução da velocidade entre 0,5 m/s a 1,0 m/s.

Uma força tarefa organizada pela associação europeia de energia eólica (EWEA, sigla em inglês), tem promovido discussões e estudos sobre os impactos das condições meteorológicas sobre a curva de potência de aerogeradores (Power Curve Working Group, 2017). Esse grupo conta com a colaboração de mais de quarenta organizações representadas por pesquisadores, consultores e fabricantes de aerogeradores. Os principais resultados desse grupo têm confirmado a proposta de Kaiser et al. (2007), onde a curva de potência logo acima da velocidade de partida, denominada de região do tornozelo, tem uma produção maior de energia quando a IT é forte, e menor quando a IT é fraca. Na região da curva de potência próxima da potência nominal (região do joelho), ocorre o inverso. A produção de energia é maior para baixos valores de IT, e menor para altos valores de IT.

Segundo Martin et al. (2016), os efeitos da turbulência e do cisalhamento do vento sobre o aerogerador estão associados aos algoritmos de controle dos aerogeradores que respondem de forma diferente quando submetidos às variações das condições do vento, principalmente devido a sua intensidade de turbulência. Na região do tornozelo, o aerogerador prioriza o torque e procura manter a máxima velocidade de giro do aerogerador. Assim, em condições de IT elevadas, a maior variabilidade do vento (rajadas) colabora para um maior giro, e portanto, uma maior produção de energia que do que para a condição de baixa IT. Na região do joelho, o aerogerador procura minimizar as sobrecargas sofridas pelos ventos fortes, e então, o controle das pás é acionado. Nesse caso, o controle de pás é mais eficiente nas condições de baixa IT, pois tem pouca variabilidade do vento e, portanto, pouca atuação do controle das pás.

Os estudos considerados acima mostram a relevância da intensidade de turbulência e do perfil da velocidade do vento no desempenho dos aerogeradores. Essas discussões, que começaram junto com os primeiros aerogeradores na década de noventa, continuam nos dias de hoje, à medida que os aerogeradores modernos se tornam cada vez

maiores e mais eficientes, e novas tecnologias colaboram para o melhor entendimento de seu controle e desempenho em diferentes condições meteorológicas.

1.1 MOTIVAÇÃO

O método atual para se determinar a curva de potência de um aerogerador, segundo a norma da International Electrotechnical Commission (IEC, sigla em inglês), sugere apenas medições de vento na altura da nacela. Portanto, esse método não considera as variações no perfil da velocidade do vento e da intensidade de turbulência, ao longo do rotor. Conforme Power Curve Working Group (2017) uma nova versão da norma International Electrotechnical Commission (2005b) está em andamento, e deve conter um novo anexo sugerindo melhores práticas relacionadas aos efeitos do cisalhamento e da turbulência na curva de potência, como o método da velocidade equivalente no rotor proposto por Wagner (2010), e a normalização da intensidade de turbulência conforme Albers (2010). O novo método propõe ainda uma classificação das condições locais de acordo com o cisalhamento do vento e a intensidade de turbulência. No entanto, ainda não se tem um consenso sobre quais os melhores métodos a serem utilizados em condições meteorológicas específicas, onde a curva de potência apresenta maiores desvios. Isso tem mostrado a necessidade de uma maior quantidade de estudos, e em diferentes locais, para que se tenha um melhor entendimento sobre os efeitos de IT e do perfil da velocidade do vento no desempenho dos aerogeradores. Além disso, há uma grande dificuldade de se fazer esses estudos, pois geralmente não são realizadas medições de perfil de velocidade do vento e nem de intensidade de turbulência em parques eólicos em operação, e quando estas estão disponíveis, são locais de teste e de pesquisa em que os dados de geração nem sempre estão disponíveis (WAGNER et al., 2009).

No Brasil, ainda não se tem estudos e discussões sobre essas questões de desempenho de aerogeradores sob condições climáticas brasileiras. No entanto, isso deveria ser discutido com maior interesse e preocupação aqui do que nos países onde os aerogeradores foram desenvolvidos e suas curvas de potência foram certificadas sob condições climáticas locais. Até o presente momento, não foi realizada nenhuma certificação de curva de potência de um aerogerador em solo brasileiro, ou seja, os aerogeradores instalados no Brasil têm uma curva de potência adaptada às condições climáticas fora do Brasil. Não há dúvidas

que as condições climáticas de zona tropical no nordeste brasileiro, onde está a maior potência instalada em energia eólica do Brasil, são significativamente diferentes das regiões de zona temperada da Europa e Estados Unidos, onde foram realizados esses estudos até o momento. Portanto, é de interesse, principalmente nacional, que sejam realizados estudos nesse sentido para que se possa, ao menos, entender e abrir uma discussão sobre as diferenças de produção de um aerogerador desenvolvido e homologado fora do país, mas sob condições climáticas brasileiras. Nesse contexto, foi realizado um projeto de pesquisa com experimentos de campo em dois parques eólicos no nordeste do Brasil, entre 2013 e 2014. Foram realizadas medições inéditas de um LiDAR com alcance de 500 m de altura, em conjunto com um anemômetro sônico 3D a 100 m de altura em parques eólicos no Brasil. Em colaboração com a empresa ENGIE do Brasil, foram cedidos todos os dados de geração dos dois parques e, assim, toda essa infraestrutura possibilitou a realização desse estudo inédito sobre os efeitos da turbulência e do perfil da velocidade do vento, no desempenho dos aerogeradores em operação no Brasil. Esse trabalho teve como apoio o projeto de pesquisa sobre previsão de geração de energia em dois parques eólicos da ENGIE do Brasil, em convênio entre a ENGIE do Brasil, UFSC, IFSC e FEESC.

1.2 OBJETIVOS

Esta tese tem como objetivo principal realizar um estudo sobre a influência da turbulência e do perfil do vento no desempenho de aerogeradores em dois parques eólicos localizados em Beberibe-CE e em Pedra do Sal-PI. Para atingir este objetivo, foram listados os seguintes objetivos específicos:

- Analisar a consistência dos dados: da torre, do anemômetro sônico, do perfilador LiDAR e de geração e, então, verificar problemas de medição e falhas por manutenção do parque e esteiras;
- Estudar as condições meteorológicas locais como a estrutura da camada limite atmosférica, o perfil vertical do vento, seu ciclo diário e sazonal, sua distribuição de Weibull e suas relações com a estabilidade atmosférica e fluxos turbulentos;
- Identificar e quantificar as fontes de incertezas na estimativa da produção anual de energia dos parques;

- Investigar as causas de diferença entre a produção anual de energia estimada e real;
- Determinar a curva de potência efetiva dos aerogeradores de Beberibe e Pedra do Sal;
- Analisar a influência em condições do vento na curva de potência de operação dos aerogeradores;

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A presente tese está organizada em sete capítulos, sendo que o primeiro tem a introdução que faz uma revisão bibliográfica sobre os estudos de intensidade de turbulência e perfil do vento que influenciam no desempenho de aerogeradores. Os principais trabalhos e discussões sobre o tema são detalhados, seguindo uma ordem cronológica. Em seguida, a motivação sobre o tema é descrita de forma a justificar a necessidade de pesquisas nessa área. No capítulo 02 é apresentada uma breve descrição da fundamentação teórica necessária ao entendimento dos aspectos meteorológicos e de geração de energia de um aerogerador. Foi dada ênfase a questões relacionadas à micro meteorologia para um melhor entendimento dos parâmetros de turbulência e do perfil do vento na camada limite atmosférica. Para o aerogerador, são detalhados os procedimentos necessários para se determinar a curva de potência do aerogerador com base na norma da International Electrotechnical Commission (2005b). No capítulo 03, tem-se uma descrição dos dois parques eólicos de Beberibe, no Ceará, e em Pedra do Sal, no Piauí, e as especificações de seus aerogeradores. Em seguida, são detalhados os instrumentos utilizados no experimento como: as duas torres anemométricas, o anemômetro sônico e o perfilador LiDAR. Além disso, é feita uma breve descrição dos dados de reanálise, e das simulações realizadas com modelo de mesoescala e software de microsimulating. Um fluxograma é apresentado no final desse capítulo onde se descreve, de forma geral, como os dados foram analisados e os resultados organizados para a demonstração dos objetivos propostos. Nos capítulos 04, 05 e 06 são apresentados os resultados referentes à análise das condições meteorológicas, às características dos parques relacionados a suas fontes de incertezas e diferenças de produção e a curva de potência e a influência da IT e cisalhamento no desempenho dos aerogeradores. Por fim, tem-se o último capítulo com as conclusões dessa tese apresentando as principais contribuições e recomendações futuras.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O conteúdo básico e teórico para o entendimento desta tese abrange, de modo geral, conhecimentos de mecânica dos fluidos aplicados nas áreas de meteorologia e energia eólica. Assim, esse capítulo foi organizado em duas partes, sendo que na primeira seção são apresentados os fundamentos físicos do vento com ênfase para o escoamento turbulento de microescala na camada limite atmosférica (Seção 2.1). Na segunda seção, tem-se uma descrição das técnicas para se calcular a produção de energia de um aerogerador baseado na norma da International Electrotechnical Commission (2005b) (Seção 2.2).

2.1 FÍSICA DO VENTO

O estudo do movimento do ar na atmosfera (vento) requer um vasto conhecimento da dinâmica da atmosfera, pois um simples movimento do ar pode estar relacionado a circulações de pequenas a grandes escalas, e podem ser específicos para uma determinada região do planeta. Embora o propósito desse trabalho esteja relacionado a um estudo do vento em pequenas escalas, faz-se necessário um breve entendimento das condições de grande e meso escala. Desse modo, procurou-se fazer apenas uma breve descrição do movimento geral da atmosfera, e apontar os principais sistemas meteorológicos de grande e meso escala que determinam as condições climáticas na região do experimento (litoral norte do nordeste brasileiro). Após essa visão geral, faz-se uma descrição detalhada dos fundamentos físicos para o entendimento do escoamento turbulento na camada limite atmosférica.

2.1.1 Movimento geral da atmosfera

Na atmosfera, o vento pode ser descrito pelas equações de conservação de quantidade de movimento de Navier-Stokes, que consideram os termos transientes, advectivos, aceleração da gravidade, efeito de rotação da Terra (Coriolis), gradiente de pressão e difusivos (viscosos) (STULL, 1988). Desse modo, assumindo que o ar é um fluido Newtoniano e o escoamento é incompressível, tem-se a seguinte formulação em notação de Einstein:

$$\underbrace{\frac{\partial U_i}{\partial t}}_{\text{transiente}} + \underbrace{U_j \frac{\partial U_i}{\partial x_j}}_{\text{advectivo}} = \underbrace{-\delta_{i3}g}_{\text{gravidade}} + \underbrace{f_c \varepsilon_{ij3} \bar{U}_j}_{\text{Coriolis}} - \underbrace{\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x_i}}_{\text{pressão}} + \underbrace{\nu \frac{\partial^2 U_i}{\partial x_j^2}}_{\text{difusivo}} \quad (2.1)$$

onde U é a componente do vetor velocidade, t é o tempo, x é a coordenada cartesiana, δ é o operador delta de Kronecker, g é a aceleração da gravidade (assumindo que $\vec{g} = -g\vec{k}$), ε é o símbolo de Livi-Civita, f_c é o parâmetro de Coriolis, ρ é a massa específica do ar, p é a pressão e ν é a viscosidade cinemática do ar. Os índices i e j variam de 1 a 3, que correspondem as velocidades (U , V e W) nas coordenadas do plano cartesiano na horizontal (x,y) e na vertical (z).

Os termos mais importantes na equação são: a força gravitacional, a força gradiente de pressão e a força de Coriolis. O balanço desses termos estabelecem os padrões de equilíbrio e circulação na atmosfera. Por exemplo, o equilíbrio entre a força gradiente de pressão e a força de Coriolis gera teoricamente um movimento uniforme denominado de vento geostrófico, e que formam os principais centros de alta e baixa pressão atmosférica na Terra. No caso do Brasil, tem-se a região de alta pressão semi permanente no Oceano Atlântico Sul que é um dos responsáveis pelos ventos de sudeste na região costeira do nordeste brasileiro (ventos alísios) segundo Cavalcanti et al. (2009).

Para entender melhor os padrões de circulação na atmosfera, é importante destacar que a força gradiente de pressão é o principal termo fonte da equação de Navier-Stokes (Eq. 2.1), e que é causada principalmente por processos termodinâmicos na atmosfera. De um modo sucinto, o aquecimento em superfície provoca uma expansão na coluna de ar, e conseqüentemente, um aumento da pressão em altitude e diminuição de pressão atmosférica em superfície em relação à coluna de ar ao redor. Assim, estabelece-se um gradiente de pressão atmosférica e, conseqüentemente, a força gradiente de pressão começa a atuar entre as colunas de ar promovendo um movimento do ar da coluna de ar aquecida para a coluna de ar ao redor (não aquecida) em altitude, e um movimento oposto em superfície. Por conservação de massa, os movimentos ascendentes e descendentes na atmosfera mantêm essa circulação contínua até que as colunas de ar entrem em equilíbrio térmico novamente.

Esses padrões de circulação na atmosfera podem ser observados em grandes e médias escalas. Por exemplo, na grande escala, tem-se a zona de convergência intertropical (ZCIT) situada na região equatorial

da Terra e que influencia diretamente na região norte e nordeste do Brasil (CAVALCANTI et al., 2009). O maior aquecimento em superfície pela radiação solar na região do Equador, forma uma grande região de baixa pressão em superfície, causando convergências de massas de ar úmido e, portanto, grandes formações de nuvens e precipitação. Na mesoescala, têm-se as brisas marítimas e terrestres que se formam pela diferença de temperatura entre as superfícies de terra e água. Essas circulações de mesoescala estão presentes em toda a faixa costeira do Brasil e influenciam diretamente nos ciclos diurnos do vento nessas regiões. Esses sistemas meteorológicos são os fatores mais importantes que determinam os padrões sazonais e diurnos de vento nos parques eólicos de Pedra do Sal e Beberibe, como poderão ser observados nos resultados apresentados no capítulo 4.

Segundo Ferreira e Mello (2005), existem outros sistemas meteorológicos que influenciam a climatologia do nordeste brasileiro como as frentes frias, vórtices ciclônicos de altos níveis, linhas de instabilidades, complexo convectivo de meso-escala, distúrbios de ondas de leste e o fenômeno de EL Nino-Oscilações Sul (HASS et al., 2013). No entanto, esses demais sistemas não serão abordados nesse trabalho, pois não fazem parte do seu objetivo principal. Após essa breve descrição da dinâmica de grande e meso escala da atmosfera, serão apresentados a seguir os fundamentos físicos do escoamento turbulento na camada limite atmosférica. Esse conteúdo será abordado com mais detalhes, pois envolve especificamente os estudos de turbulência e o perfil do vento na atmosfera, que é o objeto de estudo da presente tese.

2.1.2 Camada limite atmosférica

A camada limite atmosférica (CLA) é formada pela interação da atmosfera com a superfície terrestre. Nesta região, o ar sofre influência da topografia do terreno, da rugosidade do solo e dos fluxos turbulentos de quantidade de movimento e calor no solo (STULL, 1988). A espessura média da camada limite atmosférica é da ordem de 1 km, mas ela pode variar bastante, entre 0,2 e 5km dependendo das trocas de calor na superfície. Nessa camada, as equações de Navier-Stokes podem ser decompostas em partes médias e flutuantes do escoamento sem comprometer o balanço de quantidade de movimento segundo Reynolds (1894). Desse modo, as componentes de velocidade e de pressão podem ser decompostas e expressas da seguinte forma:

$$u = \bar{u} + u' \quad p = \bar{p} + p' \quad (2.2)$$

onde o símbolo de barra indica a média temporal da variável e a apóstrofe representa o desvio ou a flutuação em relação à média. Assim, combinando as Eq. 2.1 e Eq. 2.2 e fazendo uso das regras de média de Reynolds (REYNOLDS, 1894), onde a equação da continuidade da parte média e da parte flutuante são zero, tem-se a equação para o escoamento médio, conhecida como Reynolds Average Navier-Stokes (RANS) (ARYA, 2001).

$$\frac{\partial \bar{U}_i}{\partial t} + \bar{U}_j \frac{\partial \bar{U}_i}{\partial x_j} = -\delta_{i3}g + f_c \varepsilon_{ij3} \bar{U}_j - \frac{1}{\bar{\rho}} \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \nu \frac{\partial^2 \bar{U}_i}{\partial x_j^2} - \underbrace{\frac{\partial \overline{u'_i u'_j}}{\partial x_j}}_{\text{fluxo turbulento}} \quad (2.3)$$

onde as velocidades e pressão deixam de ser valores instantâneos e passam a ser considerados valores médios. Um novo termo de fluxo de quantidade de movimento turbulento aparece na equação que pode ser entendido como um tensor de tensão adicional relativo às flutuações de velocidade do escoamento. O termo dentro dessa derivada ($\tau = -\overline{\rho u'_i u'_j}$) é conhecido como tensor de Reynolds, sendo responsável pela interação entre a turbulência e o escoamento médio (ARYA, 2001).

2.1.2.1 Camada limite superficial

O perfil do vento na camada limite atmosférica torna-se mais complexo ao se considerar todos os termos das equações mencionadas anteriormente. Segundo Arya (2001), algumas simplificações podem ser consideradas para os primeiros 10% da CLA que é denominada de camada limite superficial (CLS). Desse modo, os efeitos de rotação da Terra não influenciam significativamente no escoamento dentro da CLS e assim o termo de Coriolis pode ser negligenciado. Procura-se também fazer estudos em condições ideais de forma que, próximo de um regime estacionário e sobre uma superfície plana e homogênea, os termos transiente, advectivo e gradiente de pressão possam ser desconsiderados na equação. Por fim, sabe-se que a ordem de grandeza do termo difusivo é quinhentas vezes menor do que a ordem de grandeza do termo turbulento quando o escoamento está plenamente turbulento e, portanto, o termo difusivo pode ser também desprezado de acordo com Mathieu e Scott (2000). Assim, resta apenas o termo de fluxo de quantidade

de movimento turbulento da equação média de Reynolds (Eq. 2.3) que pode ser expressa simplesmente por:

$$\frac{\partial}{\partial z} (-\overline{\rho u'w'}) = 0 \quad (2.4)$$

onde o sistema de coordenada está alinhado com o escoamento médio na direção "x". Essa equação mostra que dentro da CLS os fluxos de quantidade de movimento turbulentos são constantes com a altura, pois sua derivada em relação à direção vertical é zero.

O fluxo de quantidade de movimento turbulento nas equações média de Reynolds faz com que se tenha mais incógnitas do que equações nesse sistema que descreve o escoamento turbulento na CLA. Isso é conhecido como o problema de "fechamento" da turbulência. Esse problema, ou melhor, o cálculo desse termo de fluxo de quantidade de movimento turbulento, pode ser resolvido de várias maneiras. Entre os métodos mais importantes destacam-se dois que são baseados na hipótese da viscosidade turbulenta (fechamento de primeira ordem) e na equação da energia cinética turbulenta (fechamento de uma ordem e meia) (ARYA, 2001), onde a equação será detalhada na Seção 2.1.3.

2.1.2.2 Camada limite interna

Estudos realizados nas proximidades de regiões costeiras, geralmente estão associados a uma camada limite específica, denominada de camada limite interna (CLI) (GARRATT, 1990). Essa rasa camada, próxima a superfície, forma-se quando o vento atravessa a linha da costa, onde se tem uma descontinuidade das propriedades da superfície como a rugosidade (fluxo de quantidade de movimento turbulento) e temperatura (fluxo de calor sensível). Existem diversos modelos que descrevem o desenvolvimento dessa camada limite interna os quais consideram principalmente os fluxos turbulentos entre as superfícies (KALLSTRAND; SMEDMAN, 1997). Um modelo simples, como proposto por Elliott (1958), estima a altura da camada limite interna mecânica através da equação abaixo.

$$h_1 = a_1 z_{02} (x/z_{02})^{b_1} \quad (2.5)$$

onde h_1 é a altura da camada limite interna, x é a distância da linha da costa em quilômetros, $a_1 = 0,75 + 0,031 \ln(z_{01}/z_{02})$, e b_1 é 0,8 para um terreno plano, sendo que z_{01} é igual a 0,01cm para superfície marítima e z_{02} é 10cm para uma superfície de região costeira e plana

(HSU, 1988). A camada limite interna pode se desenvolver não apenas pela diferença de rugosidade na superfície, mas também pela diferença de temperatura entre o ar mais frio que vem do oceano e a superfície terrestre costeira de maior temperatura. Nesse caso, a altura da camada limite interna convectiva pode ser descrita segundo o modelo de Plate (STUNDER; SETHURAMAN, 1985).

$$h_2 = \left(\frac{4(\overline{w'\theta'})_o x}{\gamma U_h} \right)^{1/2} \quad (2.6)$$

onde h_2 é a altura da camada limite interna convectiva, x é a distância da linha da costa em quilômetros, $(\overline{w'\theta'})_o = 0,03 \text{Km/s}$, $U_h = 9,5 \text{m/s}$, $\gamma = 0,0002 \text{K/m}$. No geral, segundo Garratt (1990), a altura da camada limite interna tem uma relação de aproximadamente 1:10 em relação à sua distância da linha costeira.

2.1.2.3 Perfil de velocidade do vento

Em aplicações em energia eólica, o perfil de velocidade do vento é usualmente modelado de duas formas: pela lei de potência ou pela lei logarítmica (International Electrotechnical Commission, 2005a). Ambas são válidas para condição neutra, na qual a variação do cisalhamento do vento é monotônica com a altura.

A lei de potência é uma formulação empírica e sua parametrização envolve apenas a velocidade em uma altura de referência e um coeficiente de cisalhamento (α), sem fundamentação física. No entanto, ela fornece um ajuste razoável para o perfil de velocidade do vento na CLA, e é uma referência para o levantamento da curva de potência de um aerogerador (International Electrotechnical Commission, 2005a, 2005b; MEASNET, 2009b). Essa formulação é expressa da seguinte maneira:

$$\frac{U}{U_r} = \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2.7)$$

onde U_r é a velocidade na altura de referência z_r , que geralmente se considera igual a 10 m (ARYA, 2001). A norma International Electrotechnical Commission (2005b) sugere medições entre as alturas mais alta e mais baixa do rotor ou, entre a altura da nacela e a parte mais baixa do rotor do aerogerador. Para condições ideais em uma superfície plana, homogênea e de baixa rugosidade, o valor padrão de α é de 1/7, valor originalmente sugerido por Prandtl (ARYA, 2001). Na prática,

esse valor pode variar consideravelmente de acordo com a complexidade do terreno e condições meteorológicas locais. Alguns estudos como de Bunse e Mellinghoff (2008), na Europa, e Campos e Lima (2016), no Brasil, mostram que α pode variar, em média, entre 0,05 e 0,3 para diferentes tipos de topografia de terreno.

O perfil logarítmico tem um embasamento um pouco mais físico que descreve o comportamento do vento na camada limite atmosférica. A variação do vento com a altura depende basicamente da rugosidade da superfície e do fluxo de quantidade de movimento turbulento. Essa formulação do perfil logarítmico da velocidade do vento é válida apenas dentro da camada limite superficial, em regime estacionário e condição neutra.

$$U(z) = \frac{u_*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_o}\right) \quad (2.8)$$

onde $\kappa = 0,41$ representa a constante de von Kármán. Essa constante torna a formulação semiempírica e embora seja bem aceita e tenha sido validada em diversos experimentos em túneis de vento, ainda há discussões quanto ao seu valor exato na atmosfera, podendo variar entre 0,38 e 0,43 (FOKEN, 2006; ANDREAS et al., ; HÖGSTRÖM, 1985). O comprimento de rugosidade da superfície (z_o) refere-se à altura onde a velocidade do vento se torna zero (International Electrotechnical Commission, 2005a). Esse comprimento de rugosidade varia da ordem de poucos metros para uma superfície coberta por floresta a centésimo do milímetro para uma superfície lisa e plana de um deserto (GARRATT, 1992; ARYA, 2001). Em alguns casos, como para a superfície do oceano, este coeficiente pode ser dinâmico pois varia conforme o tamanho das ondas causadas pelo vento (JONES; TOBA, 2001). Uma formulação empírica utilizada para estudos de rugosidade em superfície oceânica é a relação de Charnock (1955) expressa da seguinte forma:

$$z_o = a_c \frac{u_*^2}{g} \quad (2.9)$$

onde o coeficiente a_c é uma constante empírica, sendo o seu valor típico de aproximadamente 0,018, mas podendo variar entre 0,01 e 0,035 segundo Garratt (1992).

Na atmosfera, os fluxos turbulentos de quantidade de movimento e calor prevalecem sobre os fluxos difusivos (MATHIEU; SCOTT, 2000) e, por isso, influenciam significativamente no perfil de velocidade do vento na CLA em condições onde não se tem neutralidade da atmosfera. Quando a atmosfera encontra-se estável, o perfil de velocidade do

vento torna-se estratificado e a velocidade do vento aumenta rapidamente com a altura. Por outro lado, quando a atmosfera está instável, o perfil torna-se convectivo e a velocidade varia muito pouco com a altura. Esta variação do perfil deve-se principalmente aos fluxos de calor sensível e de quantidade de movimento turbulento. Atualmente, a teoria de similaridade de Monin-Obukhov (TSMO) é a formulação mais aceita e adotada para parametrização do perfil não neutro na atmosfera (FOKEN, 2006). Essa teoria segundo Monin e Obukhov (1954) é baseada numa análise fenomenológica que parte do teorema de Buckingham e mostra que o gradiente vertical de velocidade, conforme apresentado na Eq. 2.8 pode ser corrigido por uma função de similaridade (ϕ_m) que depende de um parâmetro denominado de coeficiente adimensional de estabilidade ($\zeta = z/L$).

$$\frac{\partial \bar{U}(z)}{\partial z} = \frac{u_*}{\kappa z} \phi_m \left(\frac{z}{L} \right) \quad (2.10)$$

onde (ϕ_m) é uma função empírica que descreve o perfil de acordo com a altura (z) e o comprimento de Obukhov (L) dado por:

$$L = \frac{-u_*^3 \rho c_p \theta_v}{\kappa g H_s} \quad (2.11)$$

onde u_* e H_s podem ser estimados conforme Eq. 2.25 e Eq. 2.26 respectivamente.

O parâmetro (ζ) é conhecido como parâmetro adimensional de estabilidade, pois tem uma relação direta com o número de Richardson conforme visto na Eq. 2.22. Embora não exista uma norma, ou um critério padrão que defina as classes de estabilidade, alguns autores como Golder (1972), Holtslag (1984), Wijk et al. (1990) sugerem algumas classes de estabilidade baseadas nos valores do comprimento de Obukhov (L) e de acordo com as condições locais de cada experimento. No geral, a estabilidade atmosférica é dividida em até sete classes que vão desde uma condição muito estável (L positivo e pequeno), passando por uma condição neutra (L muito grande) até a condição convectiva ou muito instável (L negativo e pequeno).

Para se determinar a função de similaridade é necessário fazer uma correlação entre ϕ_m e ζ . A estimativa de ϕ_m pode ser realizada através de duas técnicas diferentes. A primeira técnica, faz uma estimativa da derivada do perfil de velocidade por meio de uma aproximação logarítmica que segundo Arya (2001) é melhor do que uma aproximação linear. Assim, a derivada do perfil pode ser expressa como:

$$\frac{\partial \bar{U}(z_m)}{\partial z} = \frac{(\bar{U}_2 - \bar{U}_1)}{z_m \ln(z_2/z_1)} \quad (2.12)$$

onde U_1 é a velocidade na altura z_1 , U_2 é a velocidade na altura z_2 e $z_m = \sqrt{z_2 z_1}$ é a altura geométrica média entre os níveis z_2 e z_1 . Assim, combinando as Eq. 2.10 e Eq. 2.12, o cisalhamento adimensional pode ser calculado pela seguinte expressão:

$$\phi_m = \frac{\kappa}{u_*} \frac{(\bar{U}_2 - \bar{U}_1)}{\ln(z_2/z_1)} \quad (2.13)$$

A segunda técnica é feita através de um ajuste do perfil com um polinômio de segunda ordem. Segundo Högström (1988) esse polinômio pode ser expresso por:

$$u(z) = u_o + A_m \ln(z) + B_m [\ln(z)^2] \quad (2.14)$$

onde os coeficientes u_o , A_m e B_m podem ser encontrados utilizando vários níveis de velocidade do vento e fazendo o ajuste do polinômio. Após se determinar esses coeficientes, é possível calcular a derivada do perfil por meio da seguinte expressão:

$$\frac{\partial \bar{U}(z_m)}{\partial z} = \frac{A_m + 2B_m \ln(z_m)}{z_m} \quad (2.15)$$

Então, combinando as Eq. 2.10 e Eq. 2.15, o cisalhamento adimensional pode ser calculado por meio da seguinte expressão:

$$\phi_m = \frac{\kappa}{u_*} [A_m + 2B_m \ln(z_m)] \quad (2.16)$$

Segundo Foken (2006), muitos experimentos têm sido conduzido nos últimos 50 anos com o intuito de verificar essa teoria e determinar a função empírica de similaridade (ϕ_m), como Kaimal e Wyngaard (1990), Hess, Hicks e Yamada (1981), Högström (1988) e Businger et al. (1971). Esses experimentos foram realizados em condições ideais de superfície plana e homogênea e têm mostrado uma boa concordância com a teoria com uma incerteza de 10 a 20%. De acordo com Foken (2006), a função universal de similaridade, atualmente aceita, é a reformulação de Businger et al. (1971) proposto por Högström (1988), conforme descrito abaixo:

$$\phi_m(\zeta) = \begin{cases} (1 - 19, 3\zeta)^{-1/4} & , \text{ se } \zeta < 0 \text{ (Instável)} \\ 1 & , \text{ se } \zeta = 0 \text{ (Neutro)} \\ 1 + 6\zeta & , \text{ se } \zeta > 0 \text{ (Estável)} \end{cases} \quad (2.17)$$

Assim, combinado as Eq. 2.10 e Eq. 2.17, e fazendo a integração do gradiente vertical de velocidade com a função de correção, obtém-se a equação para o perfil não neutro.

$$U(z) = \frac{u_*}{\kappa} \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) - \psi_m(\zeta) \right] \quad (2.18)$$

onde,

$$\psi_m(\zeta) = \begin{cases} \ln \left[\left(\frac{1+x_m^2}{2} \right) \left(\frac{1+x_m}{2} \right)^2 \right] - 2 \tan^{-1}(x_m) + \frac{\pi}{2}, & \text{ se } \zeta < 0 \\ 0, & \text{ se } \zeta = 0 \\ -6\zeta, & \text{ se } \zeta > 0 \end{cases} \quad (2.19)$$

onde,

$$x_m = (1 - 19, 3\zeta)^{1/4} \quad (2.20)$$

Esta é a equação para o perfil de velocidade para uma atmosfera não neutra e que leva em consideração as condições de estabilidade atmosférica causadas pelos fluxos turbulentos de calor e de quantidade de movimento, representados pelo comprimento de Obukhov (L). Diversos estudos relacionados à estimativa de potencial eólico e previsão do vento fazem uso dessa teoria para correção do perfil de velocidade do vento devido à estabilidade atmosférica. Destacam-se os trabalhos de Motta, Barthelmie e Vølund (2005), Lange et al. (2004), Lange e Focken (2006), Wharton e Lundquist (2012), Sathe, Gryning e Pena Diaz (2011), Peña, Gryning e Hasager (2008), Floors et al. (2013) e Peña, Floors e Gryning (2014).

2.1.3 Energia cinética turbulenta

A energia cinética turbulenta (ECT) é uma das variáveis mais importantes em estudos de camada limite atmosférica, sendo que a equação de balanço da ECT é descrita por meio de termos relacionados à produção e dissipação de turbulência (STULL, 1988) e expressa da

seguinte forma:

$$\underbrace{\frac{\partial \bar{e}}{\partial t}}_I + \underbrace{\bar{U}_j \frac{\partial \bar{e}}{\partial x_j}}_II = \underbrace{\delta_{i3} \frac{g}{\theta_v} (\overline{u'_i \theta'_v})}_III - \underbrace{\overline{u'_i u'_j} \frac{\partial \bar{U}_i}{\partial x_j}}_IV - \underbrace{\frac{\partial (\overline{u'_j e})}{\partial x_j}}_V - \underbrace{\frac{1}{\bar{\rho}} \frac{\partial (\overline{u'_i p'})}{\partial x_i}}_VI - \underbrace{\varepsilon_t}_{VII} \quad (2.21)$$

onde \bar{e} é a energia cinética turbulenta média, θ_v é a temperatura virtual potencial. Os termos em ordem representam: o transiente (I), advectivo (II), a convecção térmica (III), o cisalhamento mecânico (IV), transporte (V), a perturbação da pressão (VI) e o dissipativo (VII).

A Eq. 2.21 é utilizada para se estimar os fluxos de quantidade de movimento turbulento no interior da CLA e, assim, determinar o tensor de Reynolds para que se possa resolver o sistema de equações promediadas do escoamento turbulento. Esta solução é conhecida como fechamento de uma ordem e meia, segundo Stull (1988). Uma análise simplificada dos termos da Eq. 2.21 permite um entendimento da estabilidade atmosférica através do número do fluxo de Richardson (R_f) (STULL, 1988) que representa uma razão entre os termos de produção térmica e mecânica devido às flutuações turbulentas.

$$R_f = \frac{\frac{g}{\theta_v} (\overline{w' \theta'_v})}{-\overline{u' w'} \frac{\partial \bar{U}}{\partial z}} \quad (2.22)$$

O número do fluxo de Richardson, R_f , varia entre valores positivos e negativos devido ao fluxo de calor sensível. Um valor de R_f negativo (fluxo de calor positivo), indica que a atmosfera está instável enquanto um R_f positivo, indica uma atmosfera estável (fluxo de calor negativo) e, no caso de valor nulo, o escoamento é considerado neutro. Há também um valor crítico, quando $R_f = 1$, proposto por Richardson quando a taxa de produção mecânica se equilibra com a taxa consumida pela convecção térmica. Isto significa que para $R_f < 1$ a estabilidade estática não é forte o suficiente para prevenir a produção mecânica de ECT e, portanto, o escoamento está dinamicamente instável e turbulento. Por outro lado, quando $R_f > 1$, a atmosfera está dinamicamente estável e se torna um escoamento laminar (STULL, 1988).

O total de ECT num determinado período é outro parâmetro importante que pode ser estimado pela soma quadrática das flutuações do escoamento nas três direções:

$$e = \frac{1}{2} (\overline{(u')^2} + \overline{(v')^2} + \overline{(w')^2}) \quad (2.23)$$

Assim, considerando um escoamento de turbulência isotrópico, ou seja, suas perturbações são iguais em todas as direções, pode-se estabelecer uma relação entre a energia cinética turbulenta, e a intensidade de turbulência que é a razão entre o desvio padrão e a média da velocidade do vento:

$$IT = \frac{\sigma_U}{\bar{U}} = \frac{\sqrt{\frac{2}{3}e}}{\bar{U}} \quad (2.24)$$

onde σ_U é o desvio padrão da velocidade do vento (\bar{U}). Embora esse índice seja um parâmetro estatístico, trata-se de uma relação de dois parâmetros físicos importantes sobre a característica do vento que são o seu escoamento médio e as flutuações de velocidade do vento devido à turbulência.

2.1.4 Fluxos turbulentos

Os fluxos turbulentos de quantidade de movimento e calor são geralmente substituídos pela velocidade de fricção e fluxo de calor sensível para simplificação dos cálculos do perfil de velocidade do vento e de parâmetros de estabilidade que serão vistos a seguir. A velocidade de fricção (u_*) e o fluxo de calor sensível (H_s) são expressas da seguinte forma, respectivamente:

$$u_* = \sqrt{\frac{\tau}{\rho}} = \sqrt{-\overline{u'w'}} \quad (2.25)$$

$$H_s = \rho c_p \overline{w'\theta'_v} \quad (2.26)$$

onde $c_p = 1004 \text{ J/kg.K}$ é o calor específico do ar à pressão constante. Há diversos métodos para se calcular u_* e H_s . Há métodos simples como o método de bulk que considera a velocidade de fricção proporcional a velocidade média do vento e a diferença de temperatura potencial. E há outros mais sofisticados como o método de eddy covariance que utiliza dados de alta frequência de anemômetro sônico, sendo este, o mais confiável atualmente.

2.2 ENERGIA EÓLICA

O estudo sobre a energia eólica envolve um vasto conteúdo multidisciplinar e que pode estar relacionado, por exemplo, ao desenvolvimento aerodinâmico das pás de um aerogerador, a automação de seu sistema de controle, a sua conversão em energia elétrica e ao entendimento das características do vento. Nesse trabalho, procurou-se focar no entendimento da curva de potência do aerogerador relacionado às condições de turbulência e cisalhamento do vento. Desse modo, essa fundamentação teórica sobre a energia eólica ficou resumida e organizada em três partes. Na primeira parte, foram desenvolvidos os conceitos básicos da conversão da energia cinética do vento em energia mecânica do aerogerador através da teoria do disco atuador (modelo unidimensional simples). Em seguida, fez-se uma descrição geral da metodologia utilizada pela IEC para calcular a curva de potência de um aerogerador, e a produção anual de energia de um aerogerador. Por último, foram detalhadas as fontes de incerteza ao longo do procedimento para determinar a curva de potência e da produção anual de energia.

2.2.1 Disco Atuador

A energia cinética dos ventos (E) disponível em uma parcela de massa (m) de ar na atmosfera com uma velocidade (U) pode ser calculada por:

$$E = \frac{1}{2}mU^2 \quad (2.27)$$

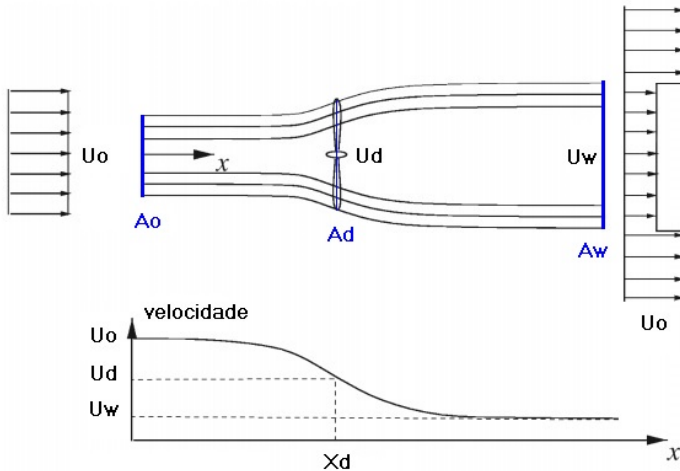
Essa energia do vento varia a cada instante, e portanto, é interessante analisar a sua potência disponível. Considerando uma vazão mássica (\dot{m}) do ar com massa específica (ρ), que atravessa uma área (A) de varredura do rotor do aerogerador, a potência total do vento disponível (P) pode ser expressa pela equação:

$$P = \frac{1}{2}\dot{m}U^2 = \frac{1}{2}(\rho UA)U^2 = \frac{1}{2}\rho AU^3 \quad (2.28)$$

Esta equação pode ser também representada de uma forma genérica, dividindo-a pela área do rotor. Assim, tem-se a densidade de potência em $[W/m^2]$ que é um parâmetro comumente utilizado em levantamentos do potencial eólico de um determinado sítio (HAU, 2013).

Essa potência não pode ser convertida totalmente em energia mecânica, pela simples razão que sempre haverá vento a jusante do aerogerador. No entanto, é possível estimar uma potência máxima que o aerogerador pode extrair do escoamento a partir de um modelo simples e unidimensional conhecido como a teoria do disco atuador (BURTON et al., 2011).

Figura 1 – Esquema da teoria do disco atuador



Modificado de Hansen (2008).

A Figura 1 mostra um esquema desse modelo, em que o fluido entra com uma velocidade (U_o) pela área (A_o), e sai com uma velocidade (U_w) pela área (A_w) do volume de controle. Na distância x_d , o fluido passa com uma velocidade (U_d) pelo disco atuador, ou seja, pela área do rotor do aerogerador (A_d). Essa teoria tem como base as equações de conservação de massa (equação da continuidade) e de quantidade de movimento (equação de Navier-Stokes), e considera o escoamento incompressível (massa específica constante), invíscido (não há cisalhamento) e adiabático (sem trocas de calor) (BURTON et al., 2011).

O volume de controle, delimitado pelas áreas A_o e A_w e as linhas de correntes externas do escoamento (Figura 1), possui área de saída maior que a sua área de entrada ($A_w > A_o$) para que se possa manter o princípio de conservação de massa já que a vazão mássica na entrada deve ser igual à vazão de saída ($\rho U_o A_o = \rho U_w A_w$), ou seja, $\dot{m}_o = \dot{m}_w = \dot{m}$. Assim, pode-se dizer que a potência extraída pelo aerogerador é

simplesmente a diferença entre a potência de entrada e de saída:

$$P_{da} = \frac{1}{2}\dot{m}(U_o^2 - U_w^2) \quad (2.29)$$

Por outro lado, considerando a conservação de quantidade de movimento, tem-se que a diferença entre a quantidade de movimento que entra e a que sai do volume de controle é igual à força resultante do sistema (segunda lei de Newton), ou seja, $\sum F = \dot{m}(U_o - U_w)$. Desse modo, uma segunda forma de estimar a potência extraída pelo aerogerador pode ser realizada pelo produto da velocidade do escoamento que passa pelo rotor (U_d), e a força de empuxo sobre o disco atuador, devido à diferença de quantidade de movimento nesse volume de controle:

$$P_{db} = FU_d = \dot{m}(U_o - U_w)U_d \quad (2.30)$$

Ao combinar as equações Eq. 2.29 e Eq. 2.30 ($P_{da} = P_{db}$), pode-se deduzir que a velocidade do escoamento na distância x_d , onde se encontra o aerogerador é simplesmente a média aritmética entre as velocidades de entrada e saída ($U_d = (U_o + U_w)/2$). Então, substituindo essa velocidade média (U_d) na Eq. 2.30, têm-se que a potência extraída do ar pode ser expressa por uma relação entre as velocidades de entrada e saída do volume de controle.

$$P_d = \frac{1}{4}\rho A_d(U_o + U_w)(U_o^2 - U_w^2) \quad (2.31)$$

Ao dividir a potência extraída pelo aerogerador (Eq. 2.31) pela potência disponível do vento (Eq. 2.28) tem-se, de fato, a fração de potência extraída do vento pelo disco atuador do aerogerador, e essa razão é conhecida como coeficiente de potência (C_p), e expressa diretamente o desempenho do aerogerador.

$$C_p = \frac{P_d}{P} = \frac{\frac{1}{4}\rho A_d(U_o + U_w)(U_o^2 - U_w^2)}{\frac{1}{2}\rho A_d U_o^3} \quad (2.32)$$

Essa equação pode ser simplificada pelo fator de indução (a), que é a fração da velocidade do vento de entrada "extraída" pelo aerogerador, ou seja, $a = (1 - \frac{U_d}{U_o})$. Assim, substituindo pelo fator de indução, na Eq. 2.32, tem-se:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (2.33)$$

Outra relação importante na análise da curva de potência é o coeficiente de empuxo (thrust, em inglês), que é uma razão entre a

força extraída no disco atuador e a força disponível do vento.

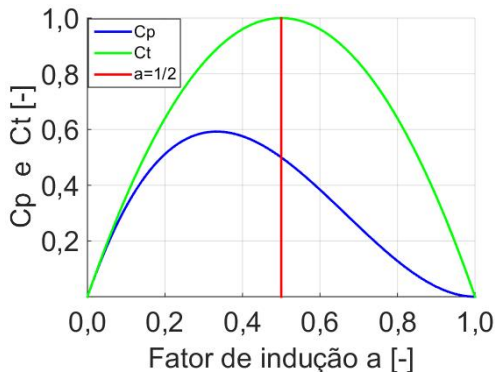
$$C_t = \frac{\frac{1}{2}\rho A_d(U_o + U_w)(U_o - U_w)}{\frac{1}{2}\rho A_d U_o^2} \quad (2.34)$$

Ao realizar a substituição do fator de indução tem-se que:

$$C_t = 4a(1 - a) \quad (2.35)$$

Uma análise desses dois coeficientes permite entender um pouco mais sobre essa relação entre a máxima extração de potência do vento e seus limites teóricos. Na Figura 2, observa-se que a curva C_p tem um valor máximo de $C_p = 0,593$ quando $a = 1/3$, ou seja, a velocidade U_d é igual a $2/3$ da velocidade de entrada U_o . Em outras palavras, pode-se afirmar que $1/3$ da velocidade do ar que entrou no volume de controle foi extraído para conversão de energia mecânica no aerogerador. Esse limite teórico é conhecido como limite de Lanchester-Betz, que mostra que a turbina eólica consegue extrair no máximo 59,3% da potência disponível do vento (BURTON et al., 2011). Acima desse valor, essa teoria mostra que o aerogerador começa a extrair menos potência do ar e quando chega no valor de $a = 1/2$, a teoria se torna inválida (linha vermelha), pois a velocidade de saída no volume de controle passa a ser zero ou negativa.

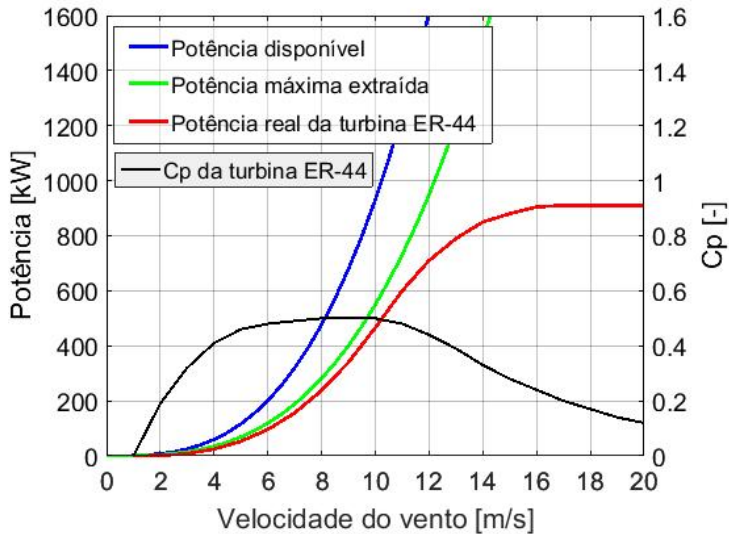
Figura 2 – Coeficiente de Potência e de Empuxo vs. Fator de indução.



Esse coeficiente de potência teórico é difícil de ser alcançado, na prática, pois o desempenho de um aerogerador depende de inúmeros fatores tais como: perdas aerodinâmicas, controle, engrenagens, sistema elétrico, limites inferiores e superiores de operação, etc (HAU, 2013).

Segundo Burton et al. (2011), o coeficiente de potência atinge na prática o máximo valor de $C_p = 0,47$, e isso deve-se, principalmente, às perdas por arrasto das pás. Além disso, há um limite estrutural do aerogerador, sendo que a partir de uma determinada velocidade o aerogerador começa a atuar em suas pás para que ventos fortes não causem um excesso de rotação danificando as engrenagens, e não cause excesso de carga na estrutura do aerogerador.

Figura 3 – Curva de Potência teórica e real.



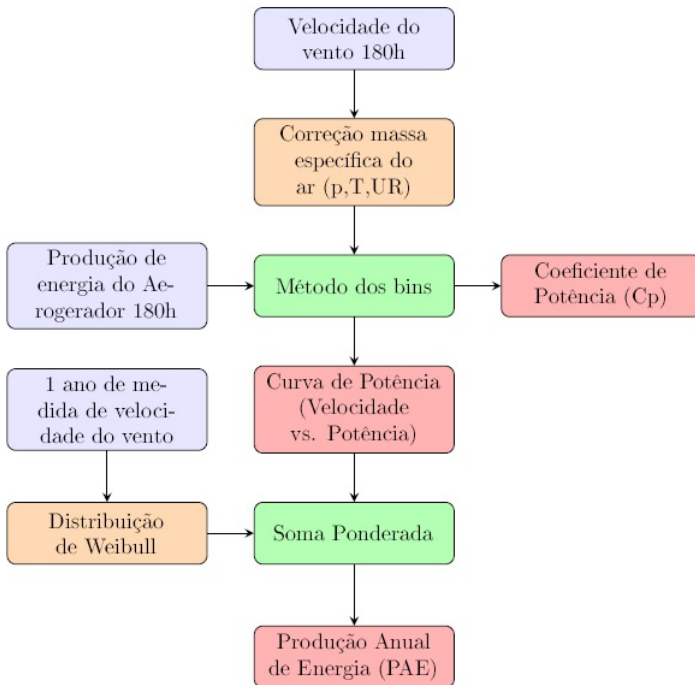
A Figura 3 mostra a diferença entre uma curva de potência teórica (linha azul), uma curva com coeficiente de potência constante, $C_p = 0,593$ (linha verde) e uma curva de potência real de um aerogerador, modelo ER-44 da ENERCON, com controle de pás e velocidade de rotação variável (linha vermelha). Observa-se nesse exemplo que o aerogerador tem um C_p variando com a velocidade e atinge seu C_p máximo de, aproximadamente, 0,5 entre 6 e 10 m/s. No entanto, acima de 10 m/s, o C_p começa a diminuir, pois, as pás do aerogerador mudam seu ângulo de ataque e deixam o ar passar. Portanto, a determinação da curva de potência de um aerogerador depende bastante do controle ajustado pelo fabricante do aerogerador, principalmente para a região próxima da potência nominal, onde os ventos são mais fortes e o aerogerador faz o controle ativo das pás. Assim, para determinar a curva

de potência de um aerogerador, o fabricante é obrigado a validar a curva de potência de seu aerogerador em um local de testes seguindo os procedimentos da norma IEC 61400-12-1 International Electrotechnical Commission (2005b), o qual será descrita a seguir.

2.2.2 Norma da IEC

A norma da International Electrotechnical Commission (2005b) é uma referência utilizada na indústria eólica para se determinar a curva de potência de um aerogerador. A Figura 4 mostra de forma resumida a metodologia sugerida para se calcular não apenas a curva de potência, mas também a curva de coeficiente de potência e a produção anual de energia de um aerogerador (em vermelho no fluxograma).

Figura 4 – Fluxograma da metodologia da IEC.



Basicamente, são necessários pelo menos 180h de dados médios

de 10 min de velocidade do vento e de produção de energia do aerogerador (em azul) para se construir a curva de potência e determinar o C_p do aerogerador através do método dos bins (em verde). Os dados de temperatura do ar, umidade relativa e pressão atmosférica são necessários também para que se possa fazer previamente uma correção da massa específica do ar (em laranja). Uma vez determinada a curva de potência, é possível calcular a produção anual de energia de um local de interesse, desde que se tenha uma campanha de no mínimo um ano de medição de vento (em azul). Através de uma aproximação dessa série discreta para uma distribuição contínua de Weibull (em laranja), e fazendo-se uma soma ponderada com a curva de potência (em verde), pode-se então estimar a produção anual de energia. Segue abaixo, uma descrição mais detalhada dessa metodologia.

2.2.2.1 Correção massa específica

Após a coleta dos dados de velocidade do vento, é necessário fazer uma correção, ou melhor, uma normalização dessa velocidade do vento em relação à massa específica do ar. Pela norma, as curvas de potência são determinadas para uma massa específica padrão de $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ e, desse modo, se o local de teste ou o parque eólico estiver em uma atmosfera com massa específica fora do intervalo de $\rho = (1,225 \pm 0,050) \text{ kg/m}^3$, faz-se necessária a seguinte normalização para um aerogerador que tem controle ativo de pás:

$$U_n = U_{10min} \left(\frac{\rho_{10min}}{\rho_o} \right)^{1/3} \quad (2.36)$$

onde U_n é a velocidade do vento normalizado, U_{10min} é a velocidade média do vento dentro do intervalo de 10 min, e $\rho_o = 1,225 \text{ kg/m}^3$ é a massa específica do ar de referência. No caso de uma turbina regulada por estol (stall, em inglês), faz-se necessária a correção pela potência ao invés da velocidade. A massa específica do ar pode ser calculada pela equação de estado, e com melhor exatidão, como uma soma parcial das massas do ar seco (ρ_d) e do ar úmido (ρ_v), dada pela seguinte equação:

$$\rho = \rho_d + \rho_v = \frac{(p - ev)}{TR_d} + \frac{(ev)}{TR_v} \quad (2.37)$$

onde p é a pressão atmosférica [Pa], T é a temperatura do ar [K], R_d é a constante do ar seco [287,05 J/kgK], R_v é a constante para o vapor de água [461,5 J/kgK], e é a pressão de vapor [Pa], sendo que $UR = ev/ev_s$,

UR é a umidade relativa do ar (entre 0 e 1), e ev_s é a pressão de vapor de saturação dada por $ev_s = 2,05 \cdot 10^{-5} \exp(0,0631846 \cdot T)$.

2.2.2.2 Método dos bins

A determinação da curva de potência medida é realizada utilizando o método dos bins, onde se separam os dados em bins de 0,5 m/s e faz-se a média do vento normalizado e sua respectiva potência em cada bin conforme equações abaixo:

$$U_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} U_{n,i,j} \quad (2.38)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (2.39)$$

onde U_i é a velocidade média normalizada no bin i , $U_{n,i,j}$ é a velocidade normalizada j dentro do bin i , P_i é a potência média normalizada no bin i , $P_{n,i,j}$ é a potência normalizada j dentro do bin i e N_i é o número de valores médio de 10 min dentro do bin i .

2.2.2.3 Produção anual de energia

A produção anual de energia é estimada através da soma ponderada da curva de potência medida pelo método dos bins, e com base na distribuição da velocidade do vento medido na altura da nacela e ajustada pela distribuição de Weibull. Abaixo, tem-se a expressão para esse cálculo.

$$PAE = N_h \sum_{i=1}^N [F(U_i) - F(U_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (2.40)$$

onde PAE é a produção anual de energia, N_h é o número de horas em um ano, N é o número de bins, U_i é a velocidade média normalizada no bin i , P_i é a potência média normalizada no bin i , e $F(U)$ é a função de distribuição de probabilidade cumulativa de Weibull dada por:

$$F(U) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{U}{c} \right)^k \right] \quad (2.41)$$

onde c é o fator de escala de k é o fator de forma da distribuição de Weibull.

2.2.2.4 Coeficiente de potência

O coeficiente de potência é um resultado complementar da curva de potência, mas muito importante para se analisar a eficiência do aerogerador. Esse coeficiente pode ser determinado pelo mesmo método de bins, utilizando os mesmos dados de velocidade média normalizada (U_i) e de produção de energia do aerogerador (P_i) para cada bin.

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_o A U_i^3} \quad (2.42)$$

onde $C_{P,i}$ é o coeficiente de potência no bin i

2.2.2.5 Cálculo de incerteza da PAE

A metodologia para determinar a curva de potência pela norma da International Electrotechnical Commission (2005b) é relativamente simples de se proceder, no entanto, a tarefa mais difícil da norma é atender às recomendações dos onze anexos que estão relacionados diretamente com as fontes de incerteza nas medições da curva de potência. Por exemplo, o anexo "A" da norma mostra como determinar o setor livre de esteira e, assim, evitar medições que possam ter interferências de obstáculos. Os anexos "B" e "C" da norma descrevem a influência da topografia do terreno, sendo necessário a instalação de uma torre extra caso o terreno seja complexo. No anexo "G" da norma, tem-se uma descrição da montagem da torre anemométrica, sendo que sua estrutura pode interferir nas medições de velocidade do vento dos anemômetros instalados na própria torre. Os anexos "F", "I" e "J" da norma explicam como proceder na calibração de um anemômetro de copo e mostram a classificação desses anemômetros quanto ao seu desempenho dinâmico. Finalmente, os anexos "D" e "E" da norma descrevem o procedimento para o cálculo da incerteza da produção anual de energia e, indicam as principais fontes de incerteza nesse processo, os quais estão listados na

Tabela 1. Essa análise de incerteza da norma IEC baseia-se no guia de expressão de incerteza de medição da Joint Committee for Guides in Metrology (2008), e desse modo, são definidas as incertezas tipo "A" deduzidas pelas medições, e as incertezas tipo "B", deduzidas por outros meios. Essa tabela foi adaptada para esse trabalho onde se tem as fontes de incerteza da PAE estimados especificamente para esses parques eólicos, e seus resultados serão apresentados na Seção 5.1

Tabela 1 – Fontes de incertezas tipo "A" e "B" no cálculo da PAE.

<i>Incerteza Tipo A: Estatístico</i>	<i>Símbolo</i>	<i>Sensibilidade</i>
Potência do aerogerador	$s_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$
Variações climáticas	s_w	
<i>Incerteza Tipo B: Instrumentos</i>		
Potência do aerogerador	$u_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$
Corrente no Transformador	$u_{P1,i}$	
Tensão no Transformador	$u_{P2,i}$	
Transdutor de Potência	$u_{P3,i}$	
Sistema de Aquisição de dados	$u_{P4,i}$	
Velocidade do vento	$u_{U,i}$	$c_{U,i} = \left \frac{P_i - P_{i-1}}{U_i - U_{i-1}} \right $
Calibração do anemômetro	$u_{U1,i}$	
Operação dinâmica do anemômetro	$u_{U2,i}$	
Estrutura da torre/braço (montagem)	$u_{U3,i}$	
Datalogger (sistema de aquisição)	$u_{U4,i}$	
Massa específica		
Temperatura do ar	$u_{T1,i}$	$c_{T,i} = \frac{P_i}{288,15}$
Pressão atmosférica	$u_{B1,i}$	$c_{B,i} = \frac{P_i}{1013}$
<i>Incerteza Tipo B: Terreno</i>		
Distorção do escoamento	$u_{U5,i}$	$c_{U,i}$
<i>Incerteza Tipo B: Método</i>		
Correção da densidade do ar	$u_{m1,i}$	$c_{T,i}$ e $c_{B,i}$
Extrapolação vertical do vento	$u_{m2,i}$	$c_{U,i}$
Efeito de esteira (WASP)	$u_{m3,i}$	$c_{P,i} = 1$

A incerteza tipo A, conforme o guia da Joint Committee for Guides in Metrology (2008), é denominada de incerteza padrão, e é definida

como o desvio padrão da média, nesse caso, refere-se ao conjunto de dados de cada bin "i", e é expressa por:

$$s_i = s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (2.43)$$

onde $s_{P,i}$ é a incerteza tipo A da potência elétrica no bin i, $\sigma_{P,i}$ é o desvio padrão da potência elétrica e N_i é o número de dados de 10 min em cada bin. A incerteza tipo A referente às variações climáticas (s_w), é descrita pela norma International Electrotechnical Commission (2005b) como um cálculo necessário quando o local do teste apresenta diferenças sistemáticas significativas devidas às condições meteorológicas específicas relacionadas à turbulência e cisalhamento de vento. Nesse caso, a norma recomenda:

- Subdividir o conjunto de dados em segmentos, grande o suficiente para que seja estatisticamente representativo,
- Estimar a PAE para cada curva de potência,
- Calcular o desvio padrão da PAE estimada.

A análise dessa fonte de incerteza devido às variações climáticas é o tópico principal desse trabalho e seus resultados serão apresentados na Seção 5.1.

As fontes de incerteza do tipo B descritas na Tabela 1 são como variáveis independentes, ou seja, sem correlação entre elas. Assim, a soma das fontes de incerteza pode ser feita simplesmente pela soma quadrática de seus componentes:

$$u_{c,i} = \sqrt{u_{P,i}^2 + c_{U,i}^2 \cdot u_{U,i}^2 + c_{T,i}^2 \cdot u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 \cdot u_{B,i}^2} \quad (2.44)$$

Desse modo, incerteza total da PAE pode ser calculada pela soma quadrática de suas incertezas do tipo A e B, e ponderada da distribuição de Weibull.

$$u_{PAE} = N_h \sqrt{\sum_{i=1}^N f_i^2 \cdot s_i^2 + \left(\sum_{i=1}^N f_i \cdot u_i \right)^2} \quad (2.45)$$

onde N_h é número horas em um ano e $f_i = ((F(U_{i+1}) - F(U_i)) + (F(U_i) - F(U_{i-1}))) / 2$ é a média da probabilidade da velocidade do vento no bin i pela distribuição de Weibull.

Finalmente, a incerteza expandida pode ser expressa pela incerteza combinada, conforme o guia da International Electrotechnical Commission (2005b), o qual considera a incerteza combinada como uma variável aleatória com uma distribuição normal (gaussiana) e, portanto, com infinitos graus de liberdade.

$$U_{PAE} = k_c \cdot u_{PAE} \quad (2.46)$$

Pode-se utilizar diferentes fatores de abrangência (k_c) conforme o nível de confiança desejado. Por exemplo, um nível de confiança de 90% está associado a um fator de abrangência de $k_c = 1,645$. No caso da indústria eólica e de acordo com as regras do setor elétrico nacional (DAMAS, 2013), pratica-se o "P90", que não representa exatamente um nível de confiança de 90%, pois o P90 é entendido como a probabilidade desse valor mínimo estimado seja exercido, ou seja, é a probabilidade de que tenha valores iguais ou acima dele, e portanto, o fator de abrangência para o P90 é de $k_c = 1,282$.

Atualmente, uma nova versão da norma International Electrotechnical Commission (2005b) foi publicada em 2017. Entre os assuntos atuais está uma sugestão para a correção do vento em relação ao perfil do vento e a intensidade da turbulência conforme já descrito anteriormente. Essa correção do perfil do vento, denominado de vento equivalente no rotor é expresso por Wagner (2010) da seguinte maneira:

$$\bar{U}_{eq} = \left(\sum_{i=1}^N U_i^3 \frac{A_i}{A} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (2.47)$$

onde A_i é uma seção da área do rotor onde passa um vento com intensidade de U_i , e A é a área total de varredura do rotor do aerogerador. No caso da intensidade turbulenta, sugere-se uma normalização da potência baseada numa curva de referência, com "zero" de intensidade turbulenta, conforme Albers (2010). Essas novas metodologias são apenas sugestões e foram incluídas na nova versão da norma da International Electrotechnical Commission (2005b) como um anexo.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, será apresentada, uma descrição geral dos dois parques eólicos que foram estudados, assim como os instrumentos de campo, as simulações numéricas e os métodos utilizados nesse trabalho. Assim, esse capítulo foi organizado em cinco seções, sendo que na primeira seção, tem-se uma descrição dos parques eólicos de Pedra do Sal e Beberibe com as especificações dos seus aerogeradores. Na segunda seção, são apresentados os instrumentos utilizados em cada parque eólico referente às medições do perfil do vento e turbulência. Na terceira parte, mostra-se como os dados experimentais foram processados e filtrados. Na quarta seção, são descritas as simulações numéricas utilizadas para estimativa a velocidade do vento considerando as circulações globais, de meso escala e locais. Na última seção, tem-se um fluxograma o qual descreve como esses dados, simulações, softwares foram utilizados para o desenvolvimento dos resultados e análise desse trabalho.

3.1 DESCRIÇÃO DOS PARQUES EÓLICOS

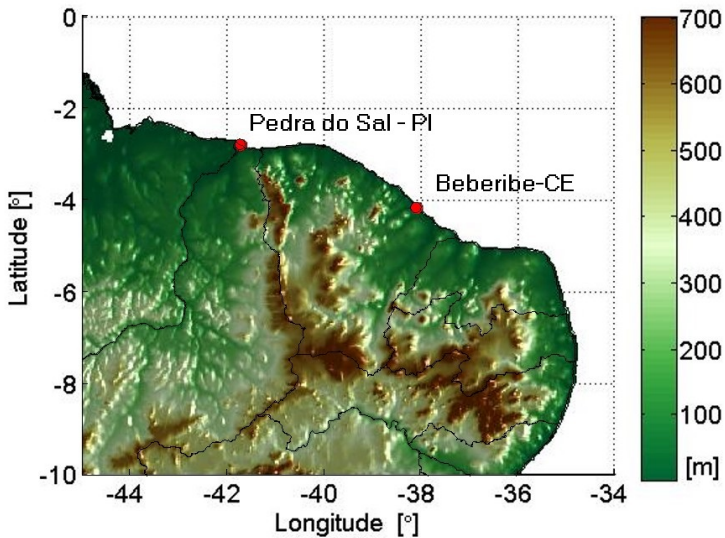
Os parques eólicos de Pedra do Sal e Beberibe têm sido objeto de estudo de diversos trabalhos científicos e dissertações do grupo de pesquisa do Laboratório de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia (LEPTEN) desde 2013 (ver Apêndice B). Isso deve-se principalmente ao projeto em parceria com a empresa ENGIE do Brasil. Nesse projeto foram investidos: duas torres anemométricas de 100 m, um cluster computacional e um perfilador de vento LiDAR que, de acordo com as informações disponíveis, foi o primeiro perfilador para aplicações na área de eólica instalado no Brasil. Assim, procurou-se fazer uma descrição sucinta dos parques, pois muitas informações detalhadas dos dois parques podem ser encontradas em trabalhos anteriores como de Damas (2013), e de Sá (2015).

3.1.1 Usina eólica de Pedra do Sal

A usina eólica de Pedra do Sal (UEPS) está localizada no município de Parnaíba no Piauí em uma região plana, situada aproximadamente, a 300 m de distância da costa marítima e até 4 m acima do nível médio do mar. A Fig. 5 mostra a localização da UEPS em que se

destaca a presença de uma cadeia de montanhas (Serra do Ibiapaba) que está aproximadamente a 80 km de distância da usina, na fronteira entre o Piauí e o Ceará. Essa cadeia de montanhas tem uma influência significativa sobre os ventos vindos de sudeste que será apresentado na Seção 4.2.

Figura 5 – Localização das usinas eólicas de Pedra do Sal e Beberibe na costa litorânea do nordeste brasileiro.



A UEPS possui vinte aerogeradores distribuídos ao longo de 3 km paralelamente à linha da costa com um total de 18 MW de potência instalada, e estão em pleno funcionamento desde março de 2009 (ver Fig. 6 e 7).

Nessa usina foram instalados uma torre de 100 m de altura com cinco níveis de medição de vento e um perfilador de vento LiDAR que ficaram em operação no período entre junho de 2013 e setembro de 2014. A Fig. 7, mostra as posições do Lidar e da torre anemométrica de 100 m no parque eólico.

Figura 6 – Vista Geral do parque eólico Pedra do Sal.



Figura 7 – Visão frontal do Parque Pedra do Sal, onde tem-se a posição do LiDAR e da torre anemométrica.



3.1.2 Usina eólica de Beberibe

A usina eólica de Beberibe (UEBB) está localizada no município de Beberibe no Ceará em uma região de pequenas falésias, com desnível de aproximadamente 50 m de altitude e numa distância aproximada de 600 m da linha da costa.

A Fig. 8 mostra a localização do parque de Beberibe onde a costa litorânea está orientada no sentido noroeste/sudeste. Essa orientação da costa é determinante na variação diurna do vento, como será mostrado na Seção 4.2. Esse parque possui 32 aerogeradores distribuídos paralelamente à linha da costa ao longo de 4 km, com um total de 25,6 MW de potência instalada e estão em operação desde dezembro de 2008 (Fig. 9).

Nesse parque, também foi instalada uma torre de 100 m de altura com os mesmos cinco níveis de medição de vento e ficou em operação

Figura 8 – Visão frontal do Parque de Beberibe, mostrando a localização da torre anemométrica.



Figura 9 – Aerogerador de Beberibe com destaque para a torre de 100 m.



no período entre junho de 2013 e agosto de 2014. A Fig. 8, mostra a posição da torre anemométrica e os aerogeradores próximo da torre.

3.1.3 Aerogeradores

Os Aerogeradores são do fabricante Enercon (2015), sendo que os de Pedra do Sal são do modelo ER-44 instalado, com 910 kW de potência nominal, enquanto os de Beberibe são do modelo ER-48, com

810kW de potência nominal. O eixo horizontal do aerogerador ER-44 está a 55 m de altura e as suas hélices têm 22 m de comprimento. A sua potência nominal é atingida quando a velocidade do vento é de 15,5 m/s, enquanto que suas velocidades de partida e de corte são de 3 m/s e 25 m/s respectivamente, ver Fig. 10. Em Beberibe, o eixo horizontal dos aerogeradores ER-48 está a 75 m de altura e o comprimento de suas pás é de 24 m. A velocidade do vento em que atinge a potência nominal é de 13 m/s, enquanto que suas velocidades de partida e de corte são de 2,5 m/s e 25 m/s respectivamente (ENERCON, 2015).

Figura 10 – Aerogerador de Pedra do Sal vista de cima da torre de 100 m.



Ambos os aerogeradores têm um sistema automático que faz o controle de potência, orientação e frenagem (ENERCON, 2015). O controle de potência é feito por ajuste de ângulo de passo das pás ("pitch control", em inglês). O sistema de frenagem pode ser acionado por meio de controle dos ângulos das pás e pela trava do rotor. A orientação do aerogerador é feita pelo controle do eixo vertical ("yaw", em inglês) que acompanha a direção predominante do vento por um anemômetro sônico instalado em cima da nacela. A conversão de energia mecânica em energia elétrica é feita sem caixa de engrenagem, ou seja, o gerador está acoplado diretamente ao rotor de forma síncrona múltipla.

3.2 INSTRUMENTAÇÃO

Abaixo, tem-se uma breve descrição dos equipamentos utilizados nesse experimento que são os instrumentos instalados na torre anemométrica de 100 m, o perfilador LiDAR e o anemômetro sônico. Para informações mais detalhadas dessa instrumentação, há um relatório técnico desenvolvido pelo grupo de pesquisa LEPTEN eólica, onde foram organizadas a todas as especificações, configurações, fiações dos sensores, programação dos dataloggers, certificados de calibração e manuais dos instrumentos desse projeto (CARDOSO; SANTOS; SAKAGAMI, 2013).

3.2.1 Torres anemométricas

Os instrumentos foram instalados em uma torre de 100 m de altura (Fig. 11) e estão de acordo com as normas da International Electrotechnical Commission (2005b). Os dois tipos de anemômetros utilizados, de copo e sônico 3D, foram adquiridos com certificado de calibração, mas apenas os anemômetros do tipo de copo vieram devidamente calibrados em um túnel de vento conforme Measnet (2009a) (ver Anexo A).

A Tabela 2 mostra as alturas e o tempo de medição do LiDAR e dos instrumentos instalados na torre de 100 m. As torres de Pedra do Sal e de Beberibe foram instaladas em uma altitude de 3,8 m e de 41,5 m, respectivamente.

Tabela 2 – Instrumentos meteorológicos instalados nos parques eólicos de Beberibe e Pedra do Sal.

<i>Instrumento</i>	Altura [m]	Leitura [s]	Média [min]
Anemômetro tipo copo	10,40,60,80,98	1	10
Direção do vento	96 e 58	1	10
Termo-higrômetro	98 e 40	1	10
Barômetro	13	1	10
Anemômetro Sônico	20**,100	0,05	60
LiDAR	26 níveis*,**	6	10

* níveis do LiDAR: 40, 45, 50, 60 m, e a cada 20 m de 80 m a 500 m.

** apenas em Pedra do Sal.

Figura 11 – Torre de 100 m instalada em Beberibe.



3.2.2 Perfilador LiDAR

Um perfilador de vento LiDAR (sigla em inglês, Light Detection and Ranging technique), do tipo Doppler, modelo Windcube8 (Fig. 12), foi utilizado para as medições de velocidade e direção do vento entre as alturas de 40 m e 500 m, em Pedra do Sal, ver Tabela 2. Esse LiDAR utiliza um detector óptico heterodino e tem como princípio de funcionamento a medida do efeito Doppler da radiação retroespalhada do LASER causados por aerossóis atmosféricos.

Esse sistema de medição calcula as componentes da velocidade horizontal e vertical do vento, com base na técnica de ilustração da velocidade azimutal (velocity azimuth display, em inglês), ou VAD. A fonte do LASER dispara um feixe de luz para cima fazendo uma varredura cônica que leva cerca de 6 segundos para completar o giro de 360° .

Figura 12 – Lidar instalado em Pedra do Sal.



Essas leituras são processadas em médias com intervalo de tempo de 10 min. A qualidade das medições é avaliada pelo sinal de CNR (da sigla em inglês "carrier-to-noise ratio") que indica a qualidade do sinal de retorno do LASER. Os dados são descartados automaticamente quando o sinal fica abaixo de -28 dB e isso ocorreu com muita frequência para alturas acima de 400 m devido à reduzida quantidade de aerossóis. Portanto, nesse estudo, foram considerados apenas os dados de LiDAR até 400 m de altura. Além disso, a confiabilidade dos dados do LIDAR foi assegurada pela instalação do sistema com uma boa exatidão de alinhamento para o norte verdadeiro e nivelamento com um inclinômetro digital.

3.2.3 Anemômetro sônico

Os fluxos turbulentos de quantidade de movimento e calor são medidos diretamente com o anemômetro sônico 3D, modelo 81000 fabricado pela RM Young (Fig. 13), instalado a uma altura de 100 m na torre de cada parque. Em Pedra do Sal, também foi instalado um anemômetro sônico adicional na altura de 20 m. O sistema de aquisição faz a leitura a uma taxa de 20 Hz das três componentes das velocidades

U, V, W e da temperatura sônica. O experimento não tem instalado um analisador de gás para medições de vapor d'água e, portanto, esse estudo considera o ar atmosférico seco. Logo, a temperatura sônica é considerada a própria temperatura potencial virtual (θ_v) para o cálculo dos fluxos de calor. O sistema de aquisição tem o auxílio de um sistema de posicionamento global (GPS, sigla em inglês) para sincronia do relógio com boa exatidão. O fluxo de calor sensível e velocidade de fricção foram calculados através do software Eddypro, versão 4.1 (LICOR, 2012). Esse software foi configurado com o método que remove a tendência linear da média (linear detrending, em inglês) e o método que corrige possíveis desnivelamentos do anemômetro (planar fit, em inglês) (DIJK; MOENE; DEBRUIN, 2004). O intervalo de processamento desses dados de fluxos turbulentos foram realizados em médias de 60 min conforme recomendado por Lee, Law e Massman (2004).

Figura 13 – Anemômetro Sônico instalado na torre anemométrica do parque eólico de Pedra do Sal.



3.3 DADOS EXPERIMENTAIS

3.3.1 Consistência dos dados

Os dados experimentais nos dois parques eólicos foram organizados e padronizados em três conjuntos cada. No primeiro conjunto, estão consolidados os dados medidos na torre meteorológica de 100 m de altura, onde o sistema de aquisição faz leituras a cada 1 s de todos os instrumentos, e os armazenam em médias de 10 min. O segundo conjunto de dados contém as medidas do anemômetro sônico com uma taxa de aquisição de 20 Hz. Esses dados de alta frequência foram processados pelo software EddyPro, para o cálculo dos fluxos turbulentos de calor e quantidade de movimento em intervalos de 60 min. Os dados de fluxos foram interpolados linearmente em escala temporal para que sua base de dados estivesse no mesmo intervalo de 10 min dos dados da torre anemométrica.

Tabela 3 – Disponibilidade de dados no parque eólico e nos sistemas de medição em Beberibe.

Mês Unidade	Torre [%]	Sonico [%]	Parque [%]
Ago/13	95	0	100
Set/13	100	100	100
Out/13	100	100	100
Nov/13	100	100	100
Dez/13	100	68	100
Jan/14	100	100	100
Fev/14	100	100	100
Mar/14	100	100	100
Abr/14	97	75	100
Mai/14	92	14	100
Jun/14	92	100	96
Jul/14	92	100	100
Total	97	79	99

O terceiro conjunto de dados refere-se aos dados de produção de energia coletados pelo sistema SCADA do parque eólico. Em Pedra do Sal, exclusivamente, teve-se um quarto conjunto de dados relacionados ao perfilador LiDAR com vinte e seis níveis de medição de velocidade e direção do vento e que foram armazenados em médias a cada 10

min. A disponibilidade desses conjuntos de dados para as usinas eólicas de Pedra do Sal e Beberibe estão resumidas conforme Tabelas 3 e 4, respectivamente.

Tabela 4 – Disponibilidade de dados no parque eólico e nos sistemas de medição em Pedra do Sal.

Mês Unidade	Torre [%]	Sonico [%]	Parque [%]	LiDAR [%]
Ago/13	94	59	100	24
Set/13	100	100	100	89
Out/13	97	100	100	55
Nov/13	92	100	99	91
Dez/13	91	61	100	92
Jan/14	91	100	100	87
Fev/14	92	100	99	83
Mar/14	92	100	100	46
Abr/14	92	100	97	55
Mai/14	85	100	100	67
Jun/14	83	100	99	76
Jul/14	83	100	98	96
Total	90	93	99	72

Nas torres de 100 m de Pedra do Sal e Beberibe, obteve-se, no geral, 90% e 97% de dados disponíveis, respectivamente. Ocorreram apenas pequenas paradas devido às manutenções preventivas e coleta de dados pelo cartão de memória. Em Pedra do Sal, o sensor de direção do vento parou de funcionar a partir de outubro de 2013, totalizando perdas de 71,8%. O anemômetro de copo na altura de 10 m, foi instalado no final de agosto de 2013, e apresentou avaria em maio de 2014, totalizando 34,0% de dados perdidos. Em Beberibe, apenas o anemômetro na altura de 80 m parou de funcionar em abril de 2014. O total de dados coletados de cada instrumento está detalhado no apêndice A.

O LiDAR em Pedra do Sal foi instalado no final de agosto de 2013 e operou até julho de 2014. As medições do LiDAR foram selecionadas pelo seu próprio sistema de medição de acordo com o seu sinal de retorno (CNR), e deste modo, nem todas as medições foram consideradas no processamento médio, dentro do intervalo de 10 min. Então, foram considerados apenas dados do LiDAR com 100% de medições em cada intervalo de 10 min. Pode-se observar na Tabela 4 que há perdas significativas de dados nos meses de outubro (55%) por falhas no funcionamento do limpador da lente do LiDAR. Embora o limpador da

lente do LiDAR tenha sido consertado, ainda assim, ocorreram perdas de dados entre março (46%) e maio (67%) devido as chuvas frequentes na região que reduz significativamente o sinal de retorno do LiDAR e, assim, prejudica a qualidade de suas medições.

As medidas dos anemômetros sônicos, instalados em 100 m de altura nas torres dos dois experimentos, começaram a ser coletados, em agosto de 2013, em Pedra do Sal e, em setembro de 2013, em Beberibe, onde ficaram em operação até o final da campanha. Houve problemas no cartão de memória do datalogger de Beberibe, e foram perdidos 25% dos dados do anemômetro sônico em abril e 86% dos dados em maio de 2014. O anemômetro sônico em 20 m de altura foi instalado apenas em Pedra do Sal e operou entre maio e julho de 2014, sem perda de dados. Os dados de geração dos dois parques eólicos foram adquiridos pelo próprio sistema SCADA de cada parque que consiste em uma série de parâmetros dos aerogeradores. Basicamente, foram utilizados apenas os dados da velocidade média do vento na nacela e de geração média de cada aerogerador em intervalos de 10 min, os quais tiveram pelo menos 96 % de dados disponíveis em cada mês.

3.3.2 Filtro dos dados

As torres anemométricas, assim como o LiDAR, foram instalados dentro dos parques eólicos e próximos aos aerogeradores. Embora as torres e o LiDAR tenham sido instalados à frente do parque, ou seja, na direção do vento predominante, há direções onde os aerogeradores produzem esteiras entre eles e que influenciam, não apenas na produção de energia dos aerogeradores, mas também nas medições dos instrumentos das torres e do LiDAR. Desse modo, fez-se uso da metodologia sugerida pela International Electrotechnical Commission (2005b) para se determinar os setores onde os efeitos de esteiras produzidos pelos aerogeradores vizinhos foram significativos. A equação que calcula esse ângulo do setor livre de esteira de cada aerogerador/torre é definido por:

$$\alpha_w = 1,3 \arctan(2,5D/L_d + 0,15) + 10 \quad (3.1)$$

onde α_w , D e L_d representam o ângulo do setor de esteira, o diâmetro do rotor do aerogerador e a distância entre os aerogeradores, respectivamente. As distâncias dos aerogeradores e seus ângulos de azimute sobre a torre anemométrica foram estimados pelo programa Google Earth PRO. A análise desses setores será apresentada na Seção 6.2.

Esses dados foram filtrados baseados nas medidas da direção do vento a 96 m de altura para os dois experimentos. Uma comparação entre o LiDAR e o sensor de direção do vento, em Pedra do Sal, constatou um viés de $+13,7^\circ$ no sensor de direção do vento, pois o LiDAR foi corretamente alinhado para o norte verdadeiro com a sombra do meio-dia solar. Essa correção na medida da direção do vento foi realizada apenas em Pedra do Sal.

Nos dois parques eólicos, existe um cronograma de manutenção preventiva onde cada aerogerador é desligado na sua data prevista para que possa ser revisado. Desse modo, foram desenvolvidos dois filtros especificamente para o conjunto de dados de produção de energia dos parques. O primeiro filtro, basicamente, exclui os dados de geração com o auxílio de dados da torre anemométrica. Quando a velocidade do vento do anemômetro em 60 m é maior do que a velocidade de partida do aerogerador ($> 3m/s$ em Pedra do Sal e $> 2,5m/s$ em Beberibe) e a potência do aerogerador é menor do que 1 kW, assume-se que a turbina está em manutenção e, portanto, esses dados são retirados da base de dados. Mesmo com esse filtro, ainda há dados espúrios, pois os aerogeradores ainda continuam a girar por algum tempo antes da parada completa. Então, não basta encontrar valores de geração nulos. Há valores espúrios em toda a curva de potência que são passíveis de serem identificados quando o valor da medida está muito distante da curva de potência do aerogerador. Assim, decidiu-se excluir os dados 2h antes e 2h depois da parada, por manutenção do aerogerador.

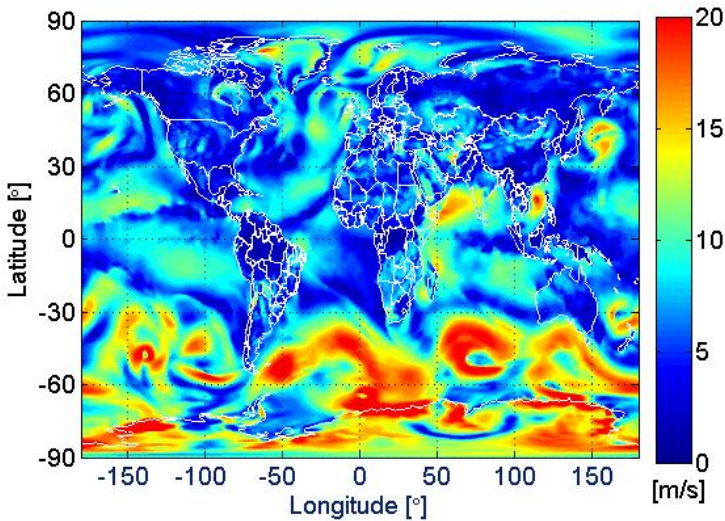
3.4 SIMULAÇÕES NUMÉRICAS

Nesta seção são descritos de uma forma sucinta os procedimentos de análise dos dados globais de reanálise e modelos de meso e micro escala utilizados para analisar os regimes de ventos nos parques eólicos. Na análise de circulações de grandes escalas da atmosfera foram utilizados os dados de reanálise do modelo global. Na análise de meso escala, foi necessário um cluster computacional para realizar uma regionalização dos dados globais para que as circulações de meso escala pudessem ser observadas, como por exemplo, a brisa marítima. Na análise de micro escala foram analisadas as variações do vento devido às diferenças de altitude e também os efeitos de esteira no parque eólico.

3.4.1 MERRA

Os dados do Análise Retrospectiva da Era Moderna para Pesquisa e Aplicações (MERRA, sigla em inglês) são provenientes da simulação do modelo de circulação geral da atmosfera que foi desenvolvido pelo Global Modeling and Assimilation Office (GMAO) da NASA (RIENECKER et al., 2011). Esse modelo, denominado de Goddard Earth Observing System Model, Versão 5 (GEOS-5) é um modelo global baseado em volumes finitos dinâmicos, e inclui diversos esquemas físicos como o balanço de radiação solar, microfísica de nuvens e camada limite atmosférica.

Figura 14 – Exemplo de dados do campo de velocidade do vento em superfície do MERRA2



A vantagem do MERRA é a sua assimilação de grande quantidade de dados de satélite. Isso tem possibilitado uma reanálise de dados com melhorias, principalmente nas questões relacionadas à climatologia do ciclo hidrológico global. Atualmente, os dados do MERRA foram substituídos pelo MERRA2, pois o sistema de assimilação de dados do MERRA continua inalterado desde 2008 e, portanto, não acompanhou a incorporação de diversos dados de novos satélites lançados nos últimos anos (BOSILOVICH et al., 2017). Entre as várias saídas de dados

do MERRA2, foram utilizados os dados de diagnóstico de fluxo de superfície (M2T1NXFLX), onde se tem dados médios a cada uma hora, começando às 00:30UTC, e tem grade espacial 2D horizontal de $0,625^\circ$ de resolução longitudinal e $0,5^\circ$ de resolução latitudinal.

3.4.2 WRF

O modelo numérico atmosférico regional, denominado de Modelo de Pesquisa e Previsão do Tempo (WRF, sigla em inglês) é um sistema de modelos físicos para simulações de meso escala da atmosfera e que foi desenvolvido pelos principais centros de operação e pesquisa nos Estados Unidos ¹ (SKAMAROCK et al., 2008).

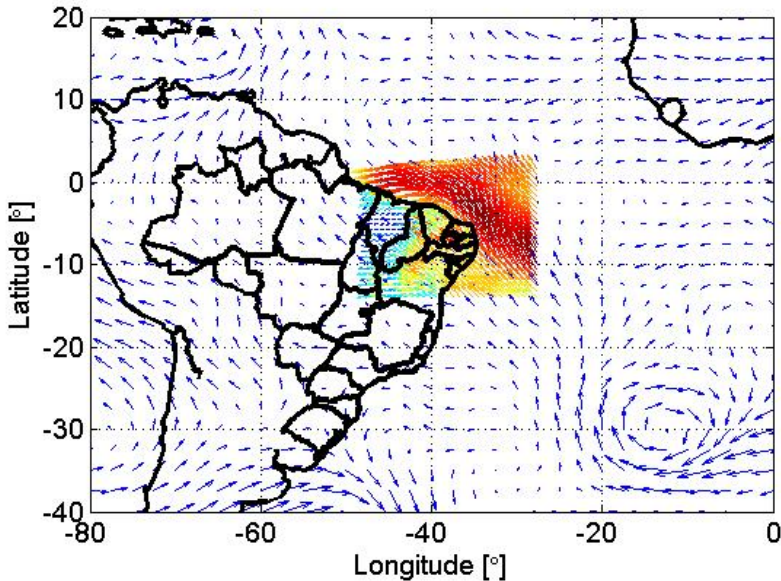
O WRF é um modelo em três dimensões, compressível, não-hidrostático e baseado nas equações de conservação de massa, quantidade de movimento, energia e umidade do ar. Além das equações de conservação, há outros modelos acoplados como os modelos de: balanço de energia da superfície terrestre, balanço hídrico do solo, processos de mudança de fase líquido/vapor/gelo na formação de nuvens e precipitação, e radiação de onda curta e longa. Para a condição de fronteira na interface solo/atmosfera são considerados a topografia, o tipo de solo e o tipo de vegetação. Na sua formulação são consideradas coordenadas cartesianas na horizontal e coordenada sigma, na vertical, e sua solução numérica utiliza o método de diferenças finitas.

Neste trabalho foram utilizados os dados globais de reanálise II do NCEP (KANAMITSU et al., 2002) que estão disponíveis para o período de 1979 aos dias atuais, e abrangem todo o planeta com uma grade de $2,5^\circ$ ($\sim 278km$), 17 níveis de altura e em intervalos de 6h. Esses dados globais foram utilizados como condição inicial e de contorno para o modelo WRF a fim de possibilitar uma simulação de meso escala na região de estudo, onde se encontram os parques eólicos de Pedra do Sal e Beberibe. Esse procedimento é conhecido como regionalização ("downscaling", em inglês) onde se obtém uma maior resolução espacial e temporal em relação aos dados globais de reanálise. Assim, diversos processos físicos de meso escala podem ser observados como a circulação marítima e a influência da topografia. Ver Figura 15.

O modelo foi pré-configurado com uma grade de 15×15 km, para

¹National Center for Atmospheric Research (NCAR), National Oceanic and Atmospheric Administration (representados por National Centers for Environmental Prediction (NCEP) e Forecast Systems Laboratory (FSL), Air Force Weather Agency (AFWA), Naval Research Laboratory, University of Oklahoma e Federal Aviation Administration (FAA)

Figura 15 – Downscale na região do nordeste brasileiro.



uma matriz de 119x149 pontos cobrindo uma região entre $-27,46^\circ$ e $-47,54^\circ$ de longitude, e entre $-13,90^\circ$ e $1,96^\circ$ de latitude numa projeção de Lambert conformal. As bases cartográficas de solo, vegetação e topografia utilizadas na condição de contorno de superfície do modelo, foram obtidas pela base de dados da United States Geological Survey (USGS) com uma resolução espacial de 10 minutos ($18,5\text{km}$). Os principais esquemas físicos adotados nessa simulação foram: o modelo de WRF Single Model para a microfísica de nuvens, o esquema Rapid Radiative Transfer Model (RRTM) para a radiação de onda longa, o esquema de Dudhia para a radiação de onda curta, o esquema Janjic Eta para a camada limite superficial baseado na teoria de similaridade, o modelo de Noah Land-Surface para física de superfície, a parametrização de camada limite planetária de Mellor Yamada e Janjic no esquema de TKE, e o esquema de Kain-Fritsch para o modelo de cumulus. A simulação foi realizada de forma contínua para o período entre agosto de 2013 e julho de 2014 e atualizada pelos dados de reanálise a cada 6h. Os dados de simulação foram salvos em intervalos de 10 min e consolidados de forma que cada arquivo fosse um dia de simulação.

3.4.3 WAsP

O programa Wind Atlas Analysis and Application (WAsP), desenvolvido pelo Riso National Laboratory na Dinamarca, é um programa bastante utilizado para levantamento de potencial eólico (Denmark Technical University, 2017). A sua simulação numérica é baseada na teoria de Jackson e Hunt (1975) e aperfeiçoada por Mason e Sykes (1979), que resolve as equações de conservação de quantidade de movimento, de Navier-Stokes, de uma forma linearizada. Essa simplificação na solução das equações de Navier-Stokes, possibilita uma grande redução no tempo de processamento computacional. No entanto, esse modelo se limita a um regime estacionário, em uma condição neutra (adiabática) e para terrenos pouco complexos (ZHANG, 2015). Nessa simulação, há ainda três modelos acoplados que consideram os efeitos de obstáculo, a rugosidade da superfície e a orografia. Uma descrição detalhada desses modelos pode ser encontrado no Atlas europeu de vento (TROEN; PETERSEN, 1989).

Após o modelo resolver o campo de velocidade do vento em cada ponto de grade, é possível estimar a produção anual de energia de cada aerogerador (bruta), baseado na curva de potência do fabricante do aerogerador e na velocidade do vento onde cada aerogerador está localizado no modelo. O programa faz também uma estimativa da produção anual líquida, onde as perdas causadas pelos efeitos de esteiras são descontadas da produção anual bruta conforme o modelo de Katic, Højstrup e Jensen (1987). Nessa tese, utilizou-se a versão 10.2 do WAsP e sua simulação foi essencial para realizar uma análise dos aerogeradores afetados pelas esteiras e entender as diferenças de produção devido às variações na topografia, como serão apresentados na Seção 5. Todos os procedimentos para realizar a simulação numérica do WAsP estão descritos na última versão do tutorial elaborado por Machuca et al. (2012) e nas dissertações de mestrado de Dalmaz (2007) e Sá (2015). Abaixo, tem-se o material desenvolvido e utilizado especificamente para este trabalho:

- Mapa de rugosidade da superfície: desenvolvido pelo programa Google Earth para delimitar as áreas com diferentes comprimentos de rugosidade, conforme Tabela 5. Ver Figuras 16a e 16b,
- Mapa de topografia do terreno: foram utilizado os dados da Shuttle Radar Topography Mission da USGS, com resolução espacial de 1 arc-segundo (30 m) (U.S. Geological Survey, 2017). Ver Figuras 17 e 18,

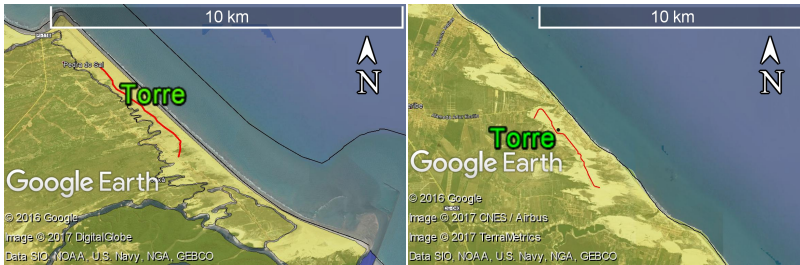
- Um ano de velocidade e direção do vento de uma torre anemométrica (ver Seção 3.3),
- Localização dos aerogeradores (ver anexo B),
- Curva de potência do fabricante (ver anexo C).

Tabela 5 – Comprimento de rugosidade utilizado no WAsP

<i>Tipo de superfície</i>	<i>Cor</i>	<i>comprimento de rugosidade [m]</i>
Alto mar	Azul escuro	0,0
Areia e Dunas	Amarelo	0,0003

A rugosidade foi simplificada para apenas dois tipos de superfície. Num teste de sensibilidade, foram observadas poucas variações ao inserir diversos tipos de rugosidade na periferia do parque e de forma detalhada. É mais importante conhecer exatamente o valor correto do comprimento de rugosidade sobre o parque. Neste trabalho foram utilizados os comprimentos de rugosidade padrão sugeridos pelo programa WAsP.

Figura 16 – Rugosidade utilizada em Pedra do Sal e Beberibe.



a. Pedra do Sal

b. Beberibe

Figura 17 – Topografia utilizada no WAsP para UEPS, com destaque os aerogeradores (círculos vermelhos).

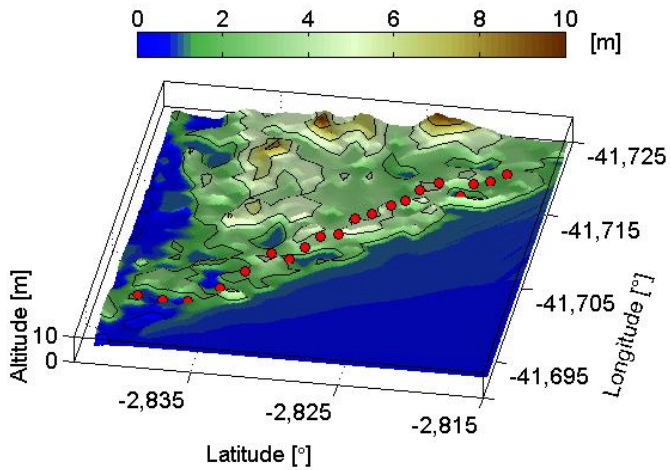
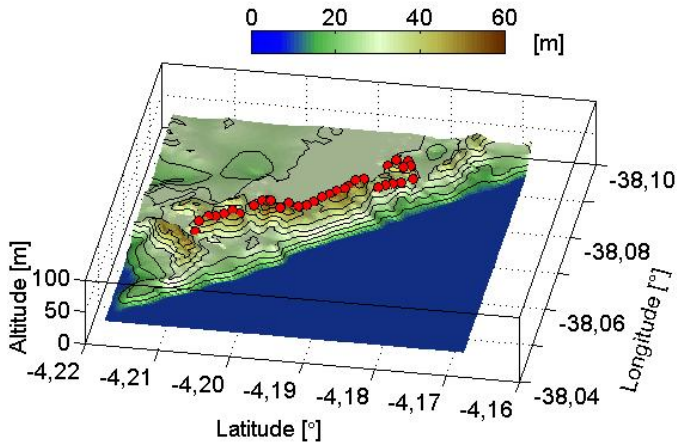


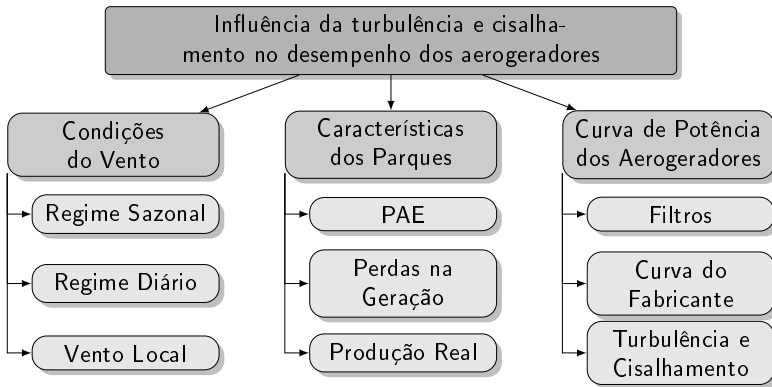
Figura 18 – Topografia utilizada no WAsP para UEBB, com destaque os aerogeradores (círculos vermelhos).



3.5 MÉTODO

O estudo da influência da turbulência e cisalhamento do vento no desempenho dos aerogeradores requer, necessariamente, uma análise da curva de potência. Isso pode ser uma tarefa fácil, em um sítio de teste, onde se tem condições idealizadas com terreno plano, sem obstáculos e superfície homogênea. Porém, esse estudo teve o desafio de realizar essa análise em um parque eólico em operação. Portanto, foi necessário um entendimento das condições meteorológicas locais e das características de seus parques eólicos, para que se pudesse ter uma melhor compreensão da curva de potência dos aerogeradores de cada parque. A metodologia desse trabalho envolve o uso das fundamentações teóricas descritas na Seção 2, dos dados experimentais de cada parque e das simulações e programas citados, acima.

Figura 19 – Fluxograma do método para a análise dos resultados.



Através desses recursos, esse trabalho foi estruturado e organizado em três partes como mostra a Figura 19. Na primeira parte, foram analisadas as condições meteorológicas dos dois parques eólicos. Na análise sazonal, foram utilizados os dados do MERRA e dados anemométricos em 60 m de altura das torres anemométricas. No regime diário, foi utilizada a simulação numérica do WRF para analisar a estrutura da brisa marítima e dados anemométricos das torres para entendimento do ciclo diário do vento. Nas condições de vento local, foram processados os dados do LiDAR, do sônico 3D e das torres anemométricas. Os fluxos turbulentos foram calculados pelo programa EddyPro

(LI-COR, 2012), que possibilitou a análise de estabilidade atmosférica, validação da TSMO e entender a estrutura da CLA. O WRF foi novamente utilizado para simular os campos de intensidade de turbulência e cisalhamento do vento para a região do nordeste brasileiro.

Na segunda parte, foram analisadas as características dos parques, onde foram estimadas a produção anual de energia e suas respectivas fontes de incerteza conforme a norma da International Electrotechnical Commission (2005b). Nesse caso, foram utilizados os dados do anemômetro de copo em 60 m de altura no cálculo da PAE e dados de vento dos anemômetros na nacele dos aerogeradores para determinar as fontes de incerteza. Na análise de perdas de produção e comparação com a produção real dos parques, foram necessários o programa WAsP e os dados das torres anemométricas e de produção de energia de cada aerogerador.

Na terceira parte, foi determinada a curva de potência média de três aerogeradores de cada parque. Para isso, foi necessário analisar os resultados da segunda parte para a escolha dos aerogeradores que melhor atendessem a norma da IEC e tivessem dados consistentes. Após realizar os filtros, conforme descrito na Seção 3.3.2, foi determinada a curva de potência e comparado com a curva do fabricante, através dos dados de geração obtidos pelo sistema SCADA e pelos dados das torres anemométricas. Por fim, uma análise da curva de potência para diferentes condições de intensidade de turbulência e cisalhamento foram realizadas conforme dados dos anemômetros de copo nos níveis entre 98 m e 40 m de altura.

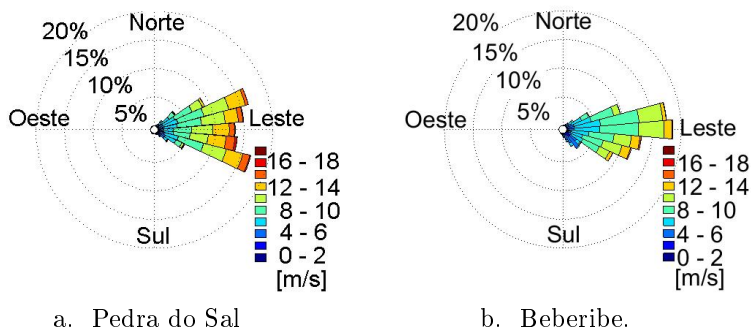
4 CONDIÇÕES METEOROLÓGICAS

Nesta seção, fez-se uma análise das condições meteorológicas que caracterizam os padrões de vento na região litorânea do nordeste brasileiro. A zona de convergência intertropical é a circulação global determinante na variação mensal do vento, enquanto a brisa marítima influencia diretamente no ciclo diário do vento. Além disso, características locais como a topografia e a não homogeneidade da superfície (terra-água) na região costeira mostram as particularidades do padrão de vento de cada local.

4.1 CONDIÇÕES GLOBAIS DO VENTO

Nos parques de Pedra do Sal e Beberibe, as velocidades médias anuais do vento, no período entre agosto de 2013 e julho de 2014, na altura de 60 m, foram de 9,4 m/s e 8,3 m/s, respectivamente. Essa região se destaca pelo regime estacionário dos ventos que variam consistentemente entre as direções nordeste e sudeste (Figuras 20a e 20b). Os ventos alísios associados à região de alta pressão semi estacionária do Oceano Atlântico contribuem para essa condição estacionária (OLIVER, 2005).

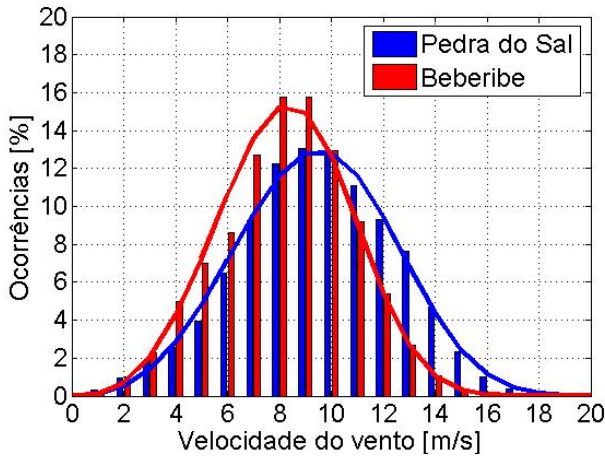
Figura 20 – Rosa dos ventos para a altura de 96 m.



A distribuição de velocidade do vento para esse período foi ajustada pela distribuição de Weibull, como mostra a Figura 21, e os fatores de escala e forma para Pedra do Sal e Beberibe foram de 10,5 m/s e 9,1 m/s, e 3,5 e 3,6, respectivamente. Esses valores estão próximos da

média conforme o atlas eólico brasileiro para uma altura de referência de 50 m (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2001). Esses fatores de forma elevados se destacam por causa dos ventos alísios e são muito superiores quando comparados aos fatores de forma nos Estados Unidos e Europa, onde esse fator varia entre 1,8 e 2,2 como já apontavam estudos comparativos de Silva (2003), Juárez et al. (2014), Campos e Lima (2016).

Figura 21 – Distribuição da velocidade do vento em Pedra do Sal (PS) e Beberibe (BB) na altura de 60 m.

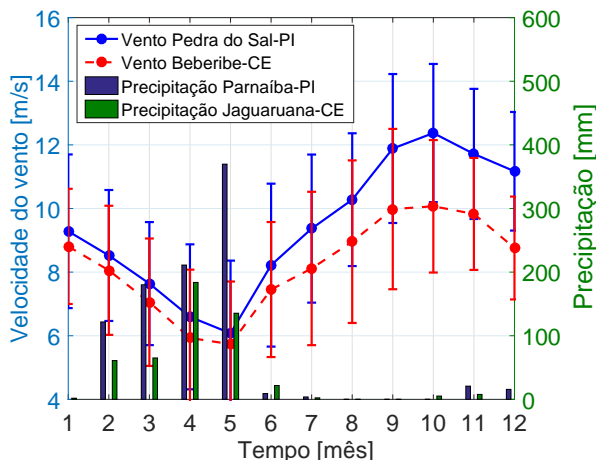


Na comparação entre os parques, foi observado um fator de escala 15,4% maior em Pedra do Sal, e isso deve-se aos ventos mais fortes em Pedra do Sal que ocorreram no segundo semestre do ano (Figura 22).

Na Figura 22, tem-se a média mensal da velocidade do vento em 60 m de altura, onde se pode observar o mesmo regime sazonal de vento nos dois parques. Em outubro de 2013, as velocidades médias mensais do vento em Pedra do Sal e Beberibe atingiram seus valores máximos de 12,4 m/s e 10,1 m/s, enquanto, em maio de 2014, seus valores mínimos chegaram à 6,1 m/s e 5,7 m/s respectivamente. As barras de erro na Figura 22 representam o desvio padrão mensal com um valor máximo de até 2,6 m/s. Além disso, verifica-se a anti-correlação sazonal entre a velocidade do vento em Pedra do Sal-PI e Beberibe-CE com o total de precipitação mensal observados nas proximidades dos parques pelas estações automáticas do INMET em Parnaíba-PI e Jaguaruana-CE para o mesmo período.

Além dos dados observados nas torres, foram utilizados os dados

Figura 22 – Velocidade média do vento em 60 m de altura e Total de precipitação mensal em Pedra do Sal e Beberibe.

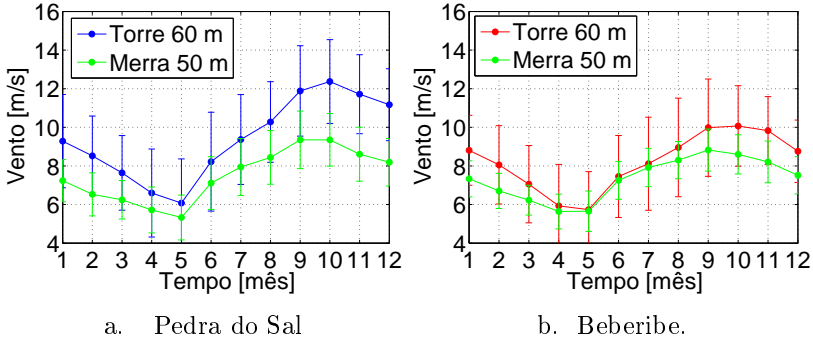


Fonte: Dados de precipitação da Rede do INMET.

de reanálise do MERRA (RIENECKER et al., 2011) para analisar e comparar as condições sazonais de vento, na região da costa do nordeste brasileiro. Primeiramente, foi realizada uma comparação dos valores médios mensais da velocidade do vento entre os anemômetros de copo em 60 m de altura e os dados do MERRA, interpolados horizontalmente na altura de referência de 50 m (Figuras 23). Pôde-se observar que o MERRA subestimou a velocidade do vento nos dois locais em todos os meses do ano. A maior diferença aconteceu no mês de novembro com $-1,6$ m/s em Beberibe e $-3,1$ m/s em Pedra do Sal. Ainda assim, o MERRA conseguiu descrever, de forma satisfatória, a variação sazonal da média mensal da velocidade do vento para Beberibe e Pedra do Sal com um coeficiente de correlação de 0,82 e 0,88 e uma raiz quadrada do erro quadrático médio (RMSE, sigla em inglês) de 0,46 e 0,46 m/s respectivamente. Essa comparação mostra que o MERRA possibilita uma análise satisfatória das condições sazonais do vento nas proximidades dos parques, embora se tenha, no geral, um viés negativo da intensidade do vento de $-0,9$ m/s (-11%) para Beberibe e $-1,9$ m/s (-20%) para Pedra do Sal. Deve-se considerar também que essa comparação foi realizada entre diferentes alturas (MERRA em 50 m e anemômetro em 60 m) e um pequeno viés negativo do MERRA era esperado. Esse viés varia para cada local, pois há estudos que mostram um viés negativo do MERRA, como um estudo na Inglaterra com um viés médio de -7%

(CROWNSTATE, 2014) e um viés positivo como a análise de Ritter et al. (2015) na Alemanha.

Figura 23 – Comparação da Velocidade média mensal da velocidade do vento



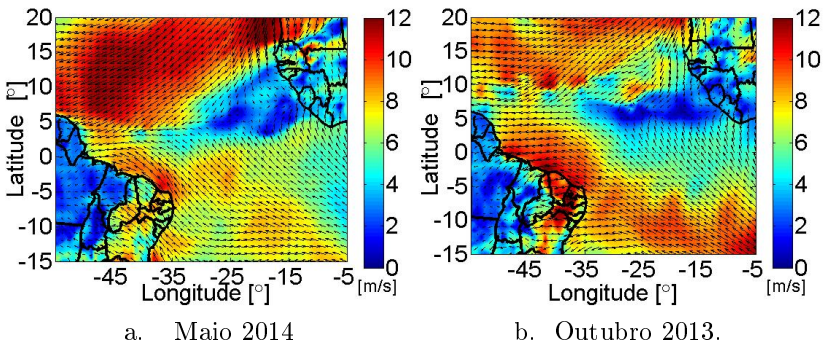
a. Pedra do Sal

b. Beberibe.

Fonte: Dados do Merra (RIENECKER et al., 2011).

A variação sazonal das condições climáticas no litoral do nordeste brasileiro está fortemente associada a ZCIT, conforme diversos estudos realizados sobre precipitação no nordeste brasileiro (CAVALCANTI et al., 2009). A ZCIT se caracteriza por uma grande zona de nebulosidade longitudinal na região equatorial da Terra (FERREIRA, 1996). Nessa região, há uma grande convergência de massa de ar e predomínio de ventos fracos em superfície, como pode-se observar na região equatorial do Oceano Atlântico (em azul) nas Figuras 24a e 24b.

Figura 24 – Velocidade média mensal do vento no Oceano Atlântico Central Equatorial



a. Maio 2014

b. Outubro 2013.

Fonte: Dados do Merra (RIENECKER et al., 2011).

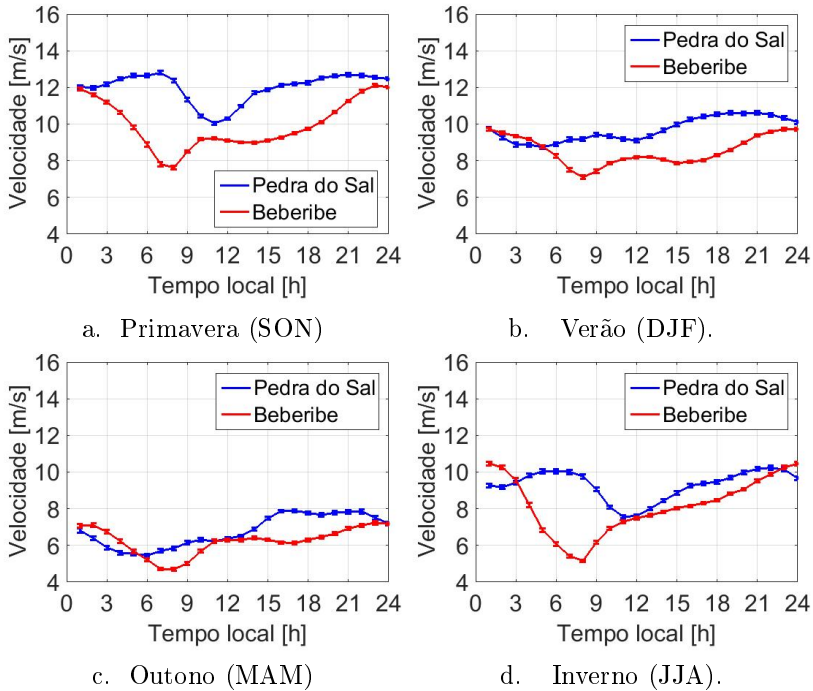
Na Figura 24a, foi verificado, no mês de maio de 2014, que a região de ventos fracos da ZCIT (em azul) ficou posicionada mais próxima do litoral do nordeste brasileiro, e teve-se apenas uma pequena região (em vermelho) de ventos de até 12 m/s no litoral do Rio Grande do Norte. Por outro lado, os ventos de até 12 m/s cobriram uma região maior na costa norte, do nordeste brasileiro, no mês de outubro de 2013 quando a região de ventos fracos da ZCIT ficou mais afastada do litoral brasileiro (Figura 24b). Essa variação sazonal da ZCIT está dentro da média climatológica que varia de 14°N (agosto e setembro) à 2°S (março e abril) conforme Cavalcanti et al. (2009). Observa-se também que os ventos alísios no hemisfério norte são mais fortes que no hemisfério sul em maio, e vice-versa, para o mês de outubro e isso mostra a importância e a influência dos ventos alísios na região litorânea do nordeste brasileiro. Por fim, numa breve análise climatológica, foi verificado um período neutro de El Niño-Oscilação Sul (ENSO) entre agosto de 2013 a julho de 2014, onde as temperaturas da superfície no Oceano Pacífico ficaram dentro da normalidade (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2016), ver Anexo E. Assim, essa análise mostra que esse estudo foi realizado num período em condições neutras dos padrões de circulação global.

4.2 CONDIÇÕES REGIONAIS DO VENTO

A velocidade média horária do vento foi calculada para cada estação do ano em Pedra do Sal e Beberibe (Figuras de 25a a 25d.). Na estação da primavera austral, entre os meses de setembro, outubro e novembro de 2013 (SON), foi observada uma grande variação diurna da intensidade do vento tanto em Pedra do Sal quanto em Beberibe. Essa variação da velocidade média horária do vento foi de até 2,7 m/s e 4,5 m/s respectivamente. No verão, entre os meses de dezembro de 2013, janeiro e fevereiro de 2014 (DJF), foi observada uma transição entre a estação da primavera e do outono. As velocidades médias horárias do vento foram mais fracas, e o ciclo diário teve uma amplitude menor de 1,9 m/s e 2,6 m/s respectivamente. No outono, entre os meses de março, abril e maio de 2014 (MAM), foram registrados os ventos mais fracos do ano, e houve pouca variação da intensidade do vento ao longo do dia. Na estação de inverno, nos meses de junho a julho de 2014 e agosto de 2013 (JJA), o vento voltou a se intensificar com maior variação diurna da intensidade do vento de 2,7 m/s e 5,3 m/s respectivamente.

A influência da brisa e seu ciclo diário pode ser observados nas

Figura 25 – Velocidade média horária do vento em 60 m em Pedra do Sal e Beberibe.

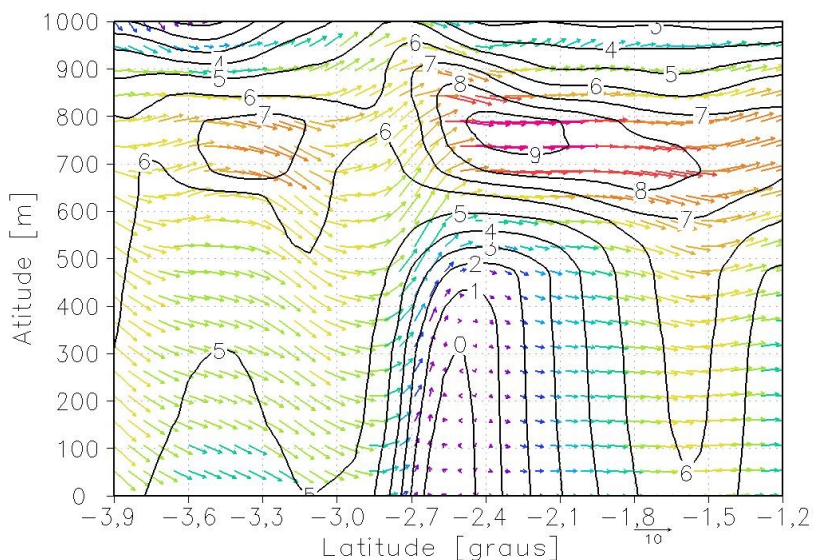


estações da primavera e do inverno (Figuras 25a e 25d), onde o vento começa a se intensificar às 11h em Pedra do Sal. Essa aceleração do vento ao longo do dia está associada à brisa marítima causada pela diferença de temperatura do ar sobre o continente e o oceano (MILLER et al., 2003). A Figura 25a mostra um aumento da velocidade do vento, ao longo do dia e da noite, e uma desaceleração do vento apenas no dia seguinte por volta das 7h da manhã em Pedra do Sal. Isso deve-se ao fato de a superfície do oceano ter um comprimento de rugosidade muito pequeno (ARYA, 2001), e deste modo, o vento continua acelerando até que o gradiente de temperatura oceano/continente se torne negativo (HAURWITZ, 1947). Em Beberibe, ocorre um ciclo diário semelhante, no entanto, o vento começa acelerar às 8h da manhã e chega ao seu máximo às 23h, quando o vento começa a desacelerar. Isso é uma característica tipicamente de condição marítima (offshore, em inglês), onde os ventos na superfície são mais fortes de noite do que de dia

(BARTHELMIE; GRISOGONO; PRYOR, 1996).

Uma simulação foi realizado com o WRF para confirmar a presença da brisa na região do parque de Pedra do Sal conforme configurações descritas na Seção 3.4.2. Na Figura 26, tem-se uma seção meridional na longitude $-41,2^\circ$, onde os vetores representam a componente resultante das velocidades vertical e meridional do vento. A linha da costa encontra-se na latitude de $-2,9^\circ$ e observa-se uma estrutura de circulação da brisa com ventos na direção do oceano para o continente em superfície com maior intensidade e uma recirculação em 500 m de altura na direção oposta.

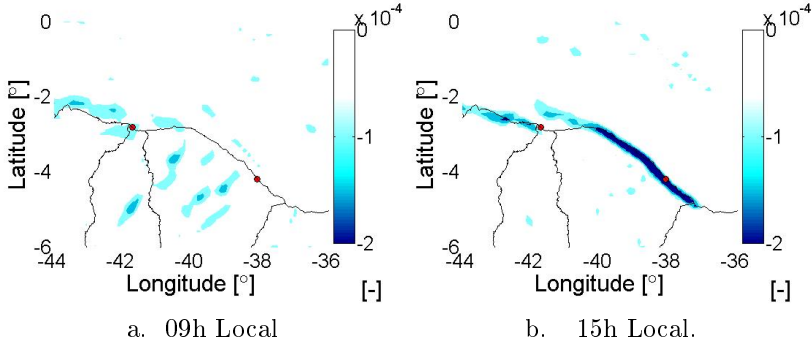
Figura 26 – Simulação do WRF utilizando dados de reanálise - Perfil vertical de uma seção meridional na longitude $-41,2^\circ$. As linhas em branco representam o valor instantâneo da intensidade do vento na direção meridional.



Essa estrutura de recirculação da brisa pode ser observada ao longo da costa litorânea do nordeste brasileiro como mostram as Figura 27a e 27b. Uma simulação, realizada no dia 01 de agosto de 2013, mostra que essa linha de convergência da brisa (valores negativos do campo divergente do vento) começa a se desenvolver às 11h da manhã e intensifica-se ao longo do dia até se dissipar às 21h.

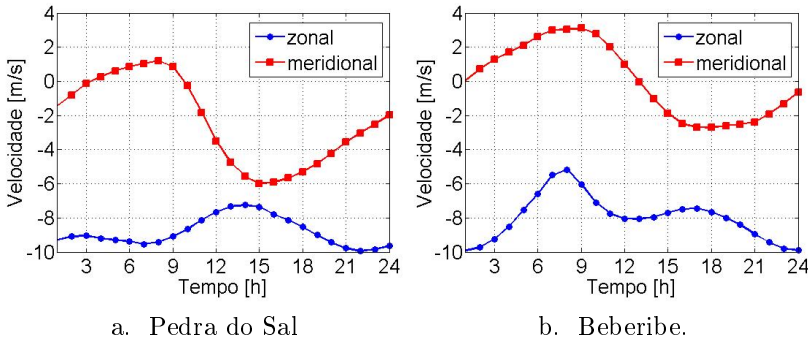
Outro indicativo da presença da brisa e seu ciclo diário pode

Figura 27 – Campo divergente do vento na região da costa do nordeste do Brasil, com os dados simulados pelo WRF.



ser observado pelas velocidades médias decompostas nas componentes zonal e meridional do vento. Em Pedra do Sal a linha da costa está aproximadamente alinhada na direção leste/oeste, e desse modo, pode-se observar que a medida que a brisa se intensifica, o vento meridional se torna cada vez mais negativo, ou seja, tem-se um vento cada vez mais forte do oceano (norte) para o continente (sul) (ver Figura 28a).

Figura 28 – Velocidade média zonal e meridional do vento no regime diário.



Por outro lado, o vento zonal tem pouca variação ao longo do dia e está associado aos ventos constantes dos alísios. Em Beberibe, a orientação da costa está em 135° (noroeste/sudeste), e desse modo, pode-se observar que a brisa causa uma variação no vento meridional e zonal. O ciclo diário da brisa é mais evidente no vento meridional sendo que entre 0h e 12h o vento sopra de sul para o norte (terrestre), e entre 12h e 24h o vento sopra de norte para sul (marítimo). No vento zonal,

tem-se o mesmo predomínio dos ventos alísios e com uma variação um pouco maior que Pedra do Sal por sua linha costeira ser orientada de noroeste/sudeste.

As características dessa circulação de brisa podem ser observadas com mais detalhes pelo ciclo diário do perfil do vento medido pelo LiDAR em Pedra do Sal. Esses resultados serão apresentados na próxima seção com maiores detalhes sobre as características do vento local dentro da camada limite atmosférica.

4.3 CONDIÇÕES LOCAIS DO VENTO

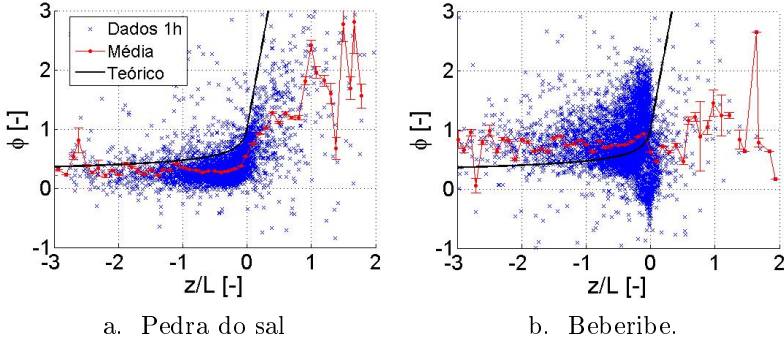
O vento dentro da camada limite superficial é fortemente influenciado pela superfície da Terra e a teoria de similaridade de Monin-Obukhov tem sido o modelo físico que melhor descreve o comportamento do perfil do vento e suas relações com os fluxos turbulentos nessas primeiras centenas de metros da atmosfera. Assim, foi realizada uma verificação e validação dessa teoria para os dois locais. Em seguida, considerando suas limitações, foram analisadas as condições de estabilidade da atmosfera na camada limite superficial, assim como as características de intensidade de turbulência e cisalhamento do vento nos dois parques eólicos.

4.3.1 Teoria de similaridade de Monin-Obukhov

A teoria de similaridade de Monin-Obukhov pode ser analisada através da relação entre o coeficiente adimensional de cisalhamento com o parâmetro adimensional de estabilidade (z/L). A função universal proposta por Högström (1988) é uma referência para verificar se a teoria é válida para o local. O cisalhamento adimensional (ϕ_m) foi calculado conforme Eq. 2.16, onde o perfil do vento foi baseado nas velocidades em 40 m, 60 m, 80 m e 98 m de altura. O coeficiente de estabilidade (z/L) foi calculado para uma altura média de $z_m = 63,2m$. A velocidade de fricção e o fluxo de calor sensível foram calculados pelo programa EddyPro utilizando os dados do anemômetro sônico 3D, com taxa de aquisição de 20 Hz. A temperatura virtual foi considerada a própria temperatura do ar, e portanto, a análise não considera as variações de umidade do ar.

As Figuras 29a e 29b mostram uma correlação entre o coeficiente adimensional de cisalhamento (ϕ_m) e o coeficiente adimensional

Figura 29 – Correlação do cisalhamento adimensional (ϕ_m) e o parâmetro adimensional de estabilidade (z/L).

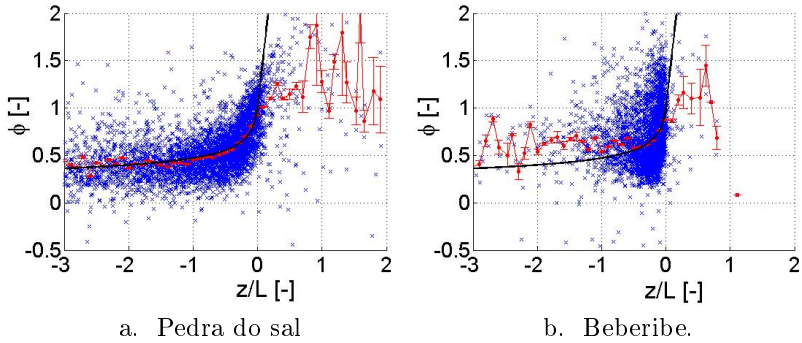


de estabilidade (z/L). Em Pedra do Sal, a curva média se mostrou próxima da curva teórica proposta por Höögström (1988), mas sistematicamente abaixo da curva sendo que o coeficiente de cisalhamento chegou a um valor médio de $\phi_m = 0,65$ na condição neutra ($z/L = 0$), onde deveria ser $\phi_m = 1$. Em Beberibe, a curva média ficou acima da curva teórica e consideravelmente dispersa. Vale lembrar que essa teoria é válida para condições ideais, onde o terreno é plano e homogêneo, restrita a uma condição de estabilidade de $|z/L| < 0,5$ e com uma incerteza de até $\pm 20\%$ segundo Foken (2006). O experimento consagrado de Kansas (BUSINGER et al., 1971), mostrou uma boa correlação com a teoria de similaridade, mas apresentou diferenças quanto à teoria também. Possíveis problemas quanto aos erros de medição foram identificados, e foram utilizadas correções, como por exemplo, de até 33% na velocidade de fricção. A validade experimental da teoria da similaridade ainda se encontra em discussão segundo Foken (2006), e novos experimentos continuam como sugestão para que essas dúvidas sejam esclarecidas.

Desse modo, essas diferenças eram esperadas sobre a curva teórica, não apenas pelas grandes incertezas de medição dos fluxos turbulentos, mas também pelo fato de os parques eólicos estarem localizados próximos do litoral, e portanto, sob uma superfície não homogênea (terra-água). Além desses problemas, as torres estavam instaladas próximas aos aerogeradores, e por isso, tiveram influência das esteiras dos aerogeradores (Seção 5.1.5).

Em uma tentativa de comparar os dados experimentais da função universal proposta por Höögström (1988), foi aplicada uma correção sobre a velocidade de fricção de 0,65 em Pedra do Sal e de 1,20 em Be-

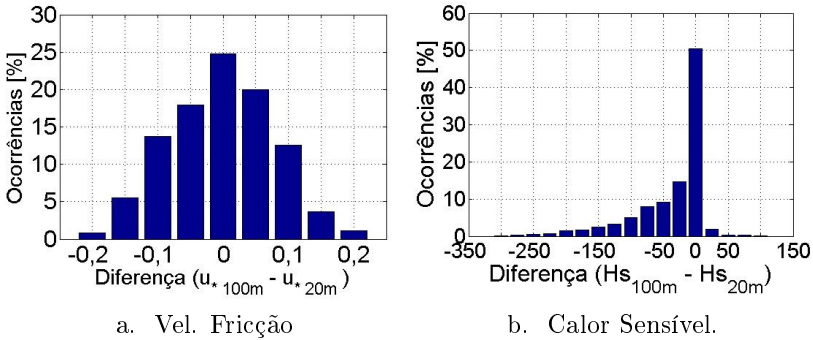
Figura 30 – Correlação do cisalhamento adimensional ϕ_m e o parâmetro adimensional de estabilidade (z/L) corrigido.



beribe. Além disso, foi realizado um filtro separando apenas os dados de vento que estivessem dentro do setor livre de esteira (Seção 3.3.2). As Figuras 30a e 30b mostram o resultado dessa correção, e observa-se uma melhor aproximação do valor médio sobre a curva teórica. Em Beberibe, obteve-se uma correlação de 0,97 para o intervalo de z/L entre -0,5 e 0,0, enquanto em Pedra do Sal, a correlação foi de 0,96 para um intervalo maior de z/L entre -2,0 e 0,0. Para os dois locais, as correlações ficaram muito baixas na condição estável onde o z/L é positivo. Isso deve-se à baixa frequência de condições estáveis e, ainda assim, ocorreram, quando os ventos eram predominantes da direção continental (sudeste) onde se tinham influência das esteiras dos aerogeradores (Ver a seguir as Figuras 36a e 36b). Essas correções realizadas na velocidade de fricção não foram consideradas em outros resultados dessa tese, pois, foram utilizadas apenas para entender as diferenças encontradas entre a teoria e os dados experimentais.

Outra forma de avaliar a TSMO é verificar se os fluxos são constantes com a altura (Seção 2.1.2.1). Em Pedra do Sal, foi instalado um anemômetro sônico 3D a 20 m de altura, e assim, pode-se verificar a hipótese de fluxos turbulentos constantes com a altura na camada limite superficial, como sugere Monin e Obukhov (1954). As Figuras 31a e 31b mostram uma distribuição da diferença entre as velocidades de fricção e os fluxos de calor sensíveis, medidos entre 100 m e 20 m respectivamente. Pode-se observar, pelo menos em Pedra do Sal, que os fluxos turbulentos são predominantemente constantes (63% para u_* e 50% para Hs), ou com diferenças próximas de zero. Embora se tenha uma considerável incerteza associada às medições dos fluxos turbulentos, pode-se dizer que as condições locais estão parcialmente de acordo

Figura 31 – Diferença de Fluxos turbulentos entre 100 m e 20 m em Pedra do Sal.



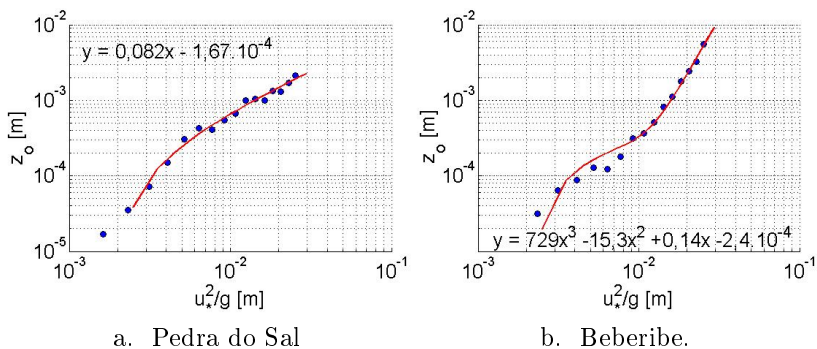
com a TSMO. A não homogeneidade da superfície, favorece essas condições onde os fluxos não são constantes com a altura.

Uma outra limitação da teoria refere-se ao comprimento de rugosidade onde seu valor deve ser constante para uma superfície homogênea. No caso desse estudo, além da não homogeneidade da superfície, tem-se ainda uma rugosidade dinâmica do oceano, de acordo com Charnock (1955) (ver Eq.2.9). Uma análise dessa rugosidade dinâmica foi realizada ao estimá-la pelo ajuste do perfil médio das velocidades do vento em 40 m, 60 m, 80 m e 98 m obtidas nas torres anemométricas. Os dados foram separados em bins de velocidade de fricção e com fluxo de calor sensível entre $-5W/m^2$ e $10W/m^2$ para que fosse considerada uma condição neutra, e assim, o perfil logarítmico neutro pudesse ser ajustado. As Figuras 32a e 32b mostram a relação de Charnock (1955), sendo que em Pedra do Sal foi realizado um ajuste linear, enquanto em Beberibe, foi necessário ajustar um polinômio de terceira ordem.

O coeficiente angular em Pedra do Sal foi de 0,082 e ficou acima de valores encontrados em estudos anteriores entre 0,01 a 0,035, conforme Garratt (1992). Porém, seu ajuste linear teve uma correlação de 0,973 e isso mostra que a relação de Charnok é satisfatória para esse local. Em Beberibe, não foi possível fazer um ajuste linear e, portanto, as condições marítimas referentes à rugosidade não são válidas conforme a relação de Charnok. Ao realizar um ajuste de terceira ordem obteve-se uma correlação de 0,992 e isso mostra uma condição de transição entre a superfície do oceano e do continente onde a rugosidade se eleva rapidamente para valores relacionados às superfícies terrestres.

Considerando as limitações e diferenças sobre a teoria de similaridade, foram realizadas as análises de estabilidade dentro da camada

Figura 32 – Rugosidade dinâmica e a relação de Charnok.



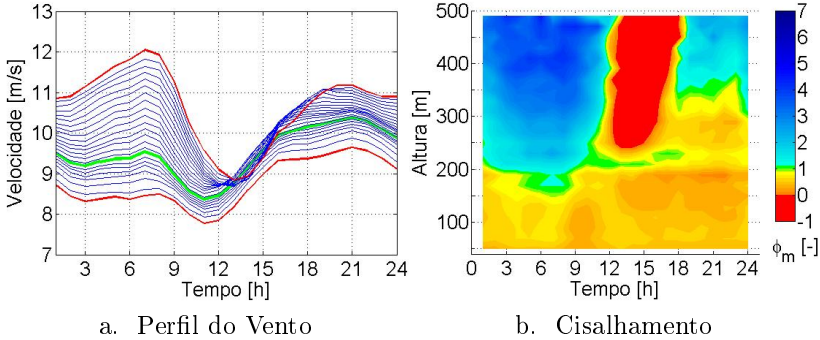
limite atmosférica, assim como suas relações com o perfil de velocidade do vento e a intensidade de turbulência.

4.3.2 Camada limite atmosférica

Esse estudo na camada limite atmosférica foi realizado com um perfilador LiDAR, o qual foi instalado apenas no parque de Pedra do Sal. Desse modo, essa análise refere-se apenas para a UEPS. A Figura 33a mostra o ciclo diário do perfil de velocidade do vento entre 40 m e 500 m (linhas vermelhas) com uma resolução vertical de 20 m (linhas azuis). Na Figura 33b tem-se seus respectivos coeficientes adimensionais de cisalhamento (ϕ_m) calculados conforme Eq. 2.13 na Seção 2.1.2.3. A presença da brisa marítima no ciclo diário pode ser observada pelos valores negativos de cisalhamento, onde a velocidade do vento começa a diminuir com a altura. Isso deve-se ao movimento de retorno da circulação da brisa (MILLER et al., 2003), que ocorre no período de maior intensidade entre 12h e 18h.

Na Figura 33b pode-se observar também algumas características da camada limite atmosférica. Primeiramente, tem-se uma significativa descontinuidade do cisalhamento do vento em aproximadamente 180 m de altura, onde os resultados indicam ser o topo da camada limite superficial (linha verde). Abaixo dessa altura, o cisalhamento mostra pouca variação entre 0 e 1, conforme a TSMO. No período da manhã, o cisalhamento aumenta com a altura, ou seja, há uma estratificação do vento e, portanto, uma condição estável (MONIN; OBUKHOV, 1954). À tarde, o cisalhamento diminui com a altura, e isso indica um perfil de vento convectivo, e portanto, uma condição instável. No

Figura 33 – Ciclo diário do perfil da velocidade do vento entre 40 m e 500 m (em vermelho) e seus respectivos coeficientes de cisalhamento adimensional medidos pelo LiDAR e anemômetro sônico 3D em Pedra do Sal.

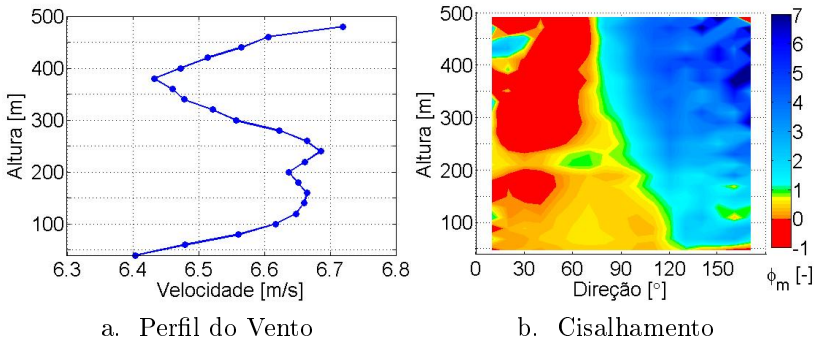


período da noite, entre 18h e 23h, observa-se que essa instabilidade se estende para uma altura de até 300 m. Isso informa a predominância da condição marítima do local, caracterizada pela ausência de fluxo de calor sensível negativo sobre o oceano. Acima dessa camada superficial, o cisalhamento varia significativamente, não apenas pela presença de valores negativos causados pela brisa, mas também por uma forte estratificação do vento, observado no período da manhã. Isso mostra que os fluxos turbulentos de quantidade de movimento (atrito) exercem pouca influência no escoamento acima de 180 m e, portanto, a teoria de similaridade não é mais válida.

Essa altura de 180 m pode estar associada também à camada limite interna e não apenas ao topo da CLS. Embora a altura da CLI na posição do LiDAR, que está 300 m de distância da linha costeira, seja de aproximadamente 33 m, conforme Eq. 2.6 na Seção 2.1.2.2, há outros modelos, como o de Stunder e Sethuraman (1985), que indicam uma grande variação da altura da CLI nos primeiros metros da linha da costa, e que estariam próximo dessa altura de 180 m (KALLSTRAND; SMEDMAN, 1997).

Pode-se observar que entre 160 m e 240 m tem-se uma quebra ("kink", em inglês) do perfil do vento na direção de 45° que é perpendicular à linha da costa (ver Figuras 34a). Ao analisar o cisalhamento adimensional médio sobre a direção do vento, é possível verificar que essa quebra do perfil acontece nessa faixa entre 160 m e 240 m, principalmente, entre as direções de 30° e 60° , quando o vento atravessa aproximadamente perpendicular a linha da costa (ver Figura 34b).

Figura 34 – Perfil médio da velocidade do vento na direção entre 45° e 50° (a), e o coeficiente de cisalhamento adimensional médio em relação a direção do vento.



a. Perfil do Vento

b. Cisalhamento

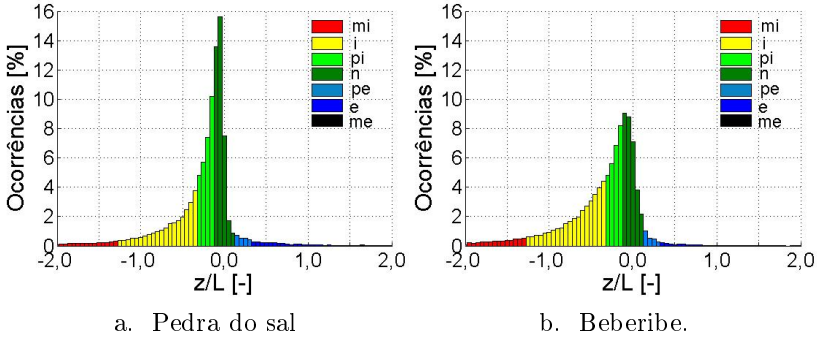
A diferença de rugosidade entre a superfície oceânica e a terrestre (areia) é muito pequena para que se pudesse observar grandes variações e quebras no perfil do vento. A diferença de fluxo de calor sensível entre a superfície do oceano e terrestre certamente foram mais significativas mas, ainda assim, a quebra do perfil do vento foi pequena ($<0,5$ m/s). Assim, esses resultados mostraram que a camada limite interna não atingiu alturas mais baixas que pudessem afetar o perfil do vento na altura dos aerogeradores e, mesmo que atingissem, seriam muito pequenas. A Figura 34b destaca também as diferenças de cisalhamento sobre a direção do vento, onde se tem um perfil do vento estratificado para uma direção maior que 120° , e convectivo entre 20° e 120° . Isso mostra as características de uma região costeira onde se tem influência tanto de condições terrestres como marítimas em alturas diferentes.

4.3.3 Estabilidade Atmosférica

O estudo de estabilidade atmosférica foi realizado através da análise do parâmetro adimensional z/L que caracteriza as condições da atmosfera de forma semelhante ao número de Richardson (ARYA, 2001). Seguindo a sugestão de alguns estudos de estabilidade atmosférica na área de eólica, foi utilizada uma tabela de classes conforme Gryning et al. (2007) (ver Anexo D). As Figuras 35a e 35b mostram a distribuição de ocorrências das condições de estabilidade atmosférica em ambos os parques eólicos. Observa-se de um lado, um predomínio de condições

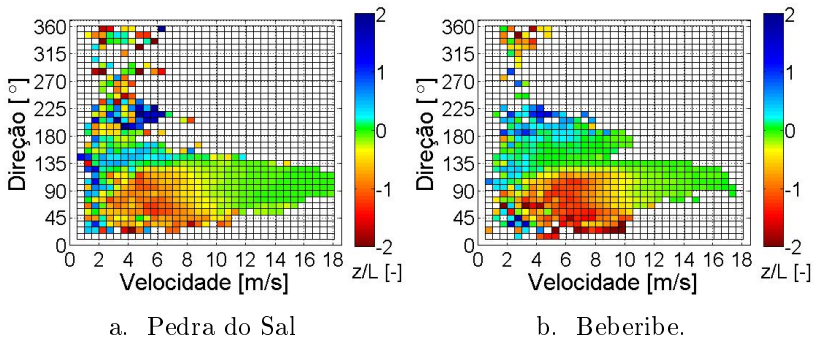
neutra (n), pouco instável (pi) e instável (i). Por outro lado, notam-se poucas ocorrências de condição estável (e), e condições de estabilidade extrema como as condições muito estável (me) e muito instáveis (mi).

Figura 35 – Histograma do parâmetro de estabilidade adimensional (z/L) e suas respectivas classes de estabilidade atmosférica conforme Anexo D.



Nas Figuras 36a e 36b, pode-se observar que os ventos fortes contribuem para o predomínio de uma condição neutra, enquanto os ventos moderados, vindos do oceano (quadrante leste e nordeste), contribuem para uma condição instável.

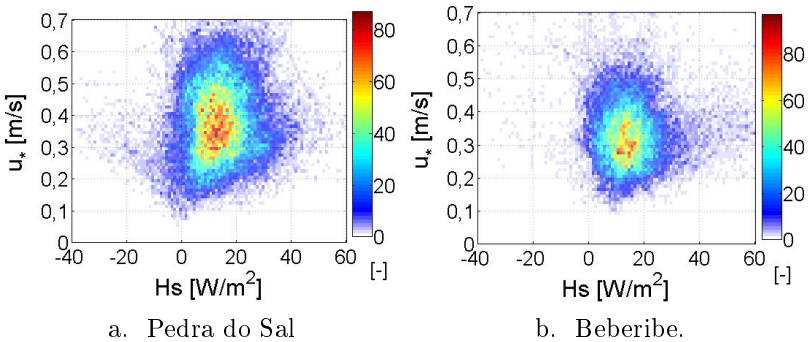
Figura 36 – Média da estabilidade z/L em relação à direção e velocidade do vento.



Nas direções maiores que 135° para ambos os parques, onde o vento vem do continente, tem-se uma influência de esteiras dos aerogeradores, e são ventos pouco frequentes. Ainda assim, observa-se uma

pequena presença da condição estável (azul) nos dois parques eólicos. Essa quase ausência de condições estáveis está associada aos ventos alísios que dificultam uma maior presença de ventos vindo do continente. Nesses gráficos, foram excluídos dados extremos, fora do intervalo de estabilidade de $|z/L| < 3$.

Figura 37 – Distribuição de velocidade de fricção e fluxo de calor sensível.



As Figuras 37a e 37b revelam o predomínio de baixos valores de fluxo de calor sensível, variando entre $0W/m^2$ e $40W/m^2$, e que raramente atingem valores negativos. Isso reforça o predomínio das condições neutra e instável nos parques eólicos, relacionadas aos ventos alísios conforme visto anteriormente.

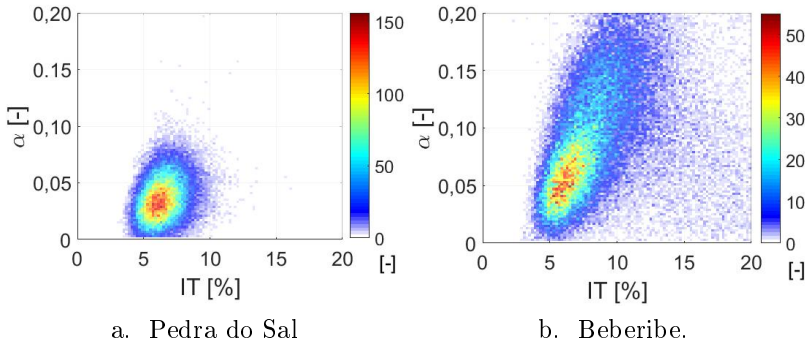
4.3.4 Intensidade de turbulência e Cisalhamento

Segundo Raeshide et al. (2009) a intensidade de turbulência depende inversamente do cisalhamento do vento conforme estudos realizados em uma região continental dos Estados Unidos. Quanto maior a IT, menor o cisalhamento (condição instável), e quanto maior o cisalhamento, menor a IT (condição estável). No entanto, essa correlação não foi observada em Pedra do Sal e Beberibe devido ao predomínio de condição neutra. Foram raras as condições de "muito estável" que pudessem produzir forte cisalhamento (estratificação da atmosfera) ou "muito instável" que pudessem produzir valores elevados de intensidade de turbulência.

As Figuras 38a e 38b mostram que tanto a IT quanto o cisalhamento do vento tiveram valores pequenos. Em Pedra do Sal, o cisa-

lhamento médio foi de 0,047 sendo que apenas 4,3% dos dados ficaram acima de 0,14 para todo o período de um ano. Em Beberibe, o cisalhamento médio foi de 0,094 e teve 22% dos dados acima de 0,14. Esses valores pequenos de cisalhamento são semelhantes aos valores observados em condições marítimas afastadas da costa ("offshore", em inglês) no norte da Europa entre -0,2 e 0,8 (PEÑA et al., 2012), e nos estados unidos entre 0,08 e 0,14 (SCHWARTZ et al., 2010).

Figura 38 – Distribuição de Intensidade de turbulência e cisalhamento do vento.



A intensidade de turbulência em condições marítimas ficam geralmente abaixo de 10% segundo Burton et al. (2011). Desse modo, a IT se mostrou tipicamente marítima em Pedra do Sal com apenas 7,1% de ocorrências acima de 10% de IT. Em Beberibe, houve 37% de ocorrências acima de 10% de IT e isso deve-se aos efeitos de esteira sobre a torre na direção entre 120° e 160°. Nesse setor, a IT ficou acima de 20% independentemente da intensidade do vento (Figura 39b).

Esses efeitos de esteiras podem ser observados também na Figura 40b onde o cisalhamento é negativo nesse mesmo setor. Assim, verificou-se que a esteira provocou um aumento na IT e uma grande variabilidade no cisalhamento do vento (pontos azuis dispersos na Figura 38b).

As diferenças de cisalhamento e IT entre os dois parques eólicos são evidentes nas Figuras 38a e 38b. Em Pedra do Sal, as condições se apresentam tipicamente marítimas pelos baixos valores de cisalhamento e IT. Beberibe mostra uma condição mista, marcada por uma condição marítima com grande frequência de valores baixos de IT e cisalhamento de vento, entretanto, observa-se também a presença de um cisalhamento mais forte acima de 0,1 e IT um pouco acima de 10%.

Figura 39 – Intensidade de turbulência média em relação a velocidade e direção do vento.

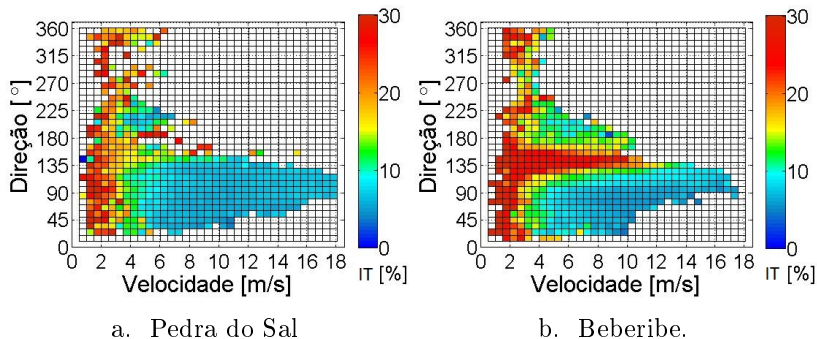
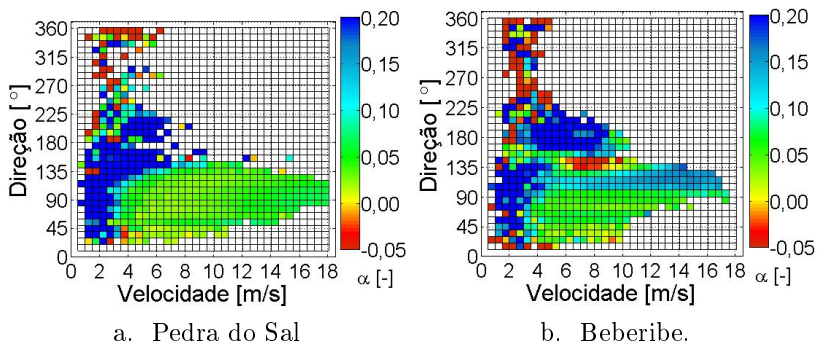


Figura 40 – Cisalhamento médio do vento em relação à velocidade e direção do vento.

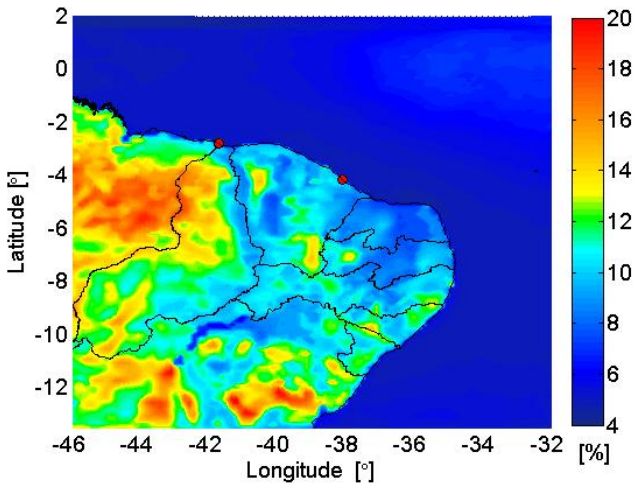


Essas diferenças podem ser explicadas pela direção do vento e a orientação da linha costeira de cada parque. Em Pedra do Sal, a linha da costa está orientada em 90° , e há uma cadeia de montanhas próxima ao parque que bloqueia os ventos de sudeste e sul (ver Figura 5 na Seção 3.1). Isso impede que condições terrestres predominem no local, principalmente à noite. Ainda assim, é possível observar na Figura 40a que o cisalhamento do vento ficou acima de 0,2 (em azul) para ventos entre 90° e 225° . Em Beberibe, a linha da costa está orientada em 135° e o vento faz um caminho cada vez maior sobre a parte terrestre a medida que gira para o sul. Assim, observa-se um gradual aumento de cisalhamento à medida que o vento vira para sul, com exceção do setor afetado pela esteira. (verde, azul-claro e azul-escuro na Figura 40b).

Em Pedra do Sal, não é possível observar esse aumento graduado de cisalhamento em relação à direção do vento, pois, o comprimento de rugosidade da superfície é pequeno (areia), enquanto em Beberibe, a superfície e a topografia é mais complexa. Em relação à IT, os valores são baixos e há pouca diferença entre os ventos do setor marítimo e do setor terrestre (Figuras 39a e 39b). Os ventos na direção terrestre (sudeste) acontecem à noite quando a IT é baixa devido à condição estável noturna. Durante o dia, os ventos sopram da direção leste/nordeste quando a IT é baixa devido à condição marítima. Os maiores valores de IT estão associados aos ventos fracos abaixo de 2,5 m/s nos dois parques, mas isso tem pouca relevância nesse estudo, pois são velocidades abaixo da velocidade de partida dos aerogeradores.

Uma simulação numérica foi realizada utilizando o WRF para analisar a intensidade de turbulência e cisalhamento do vento de forma espacial na região nordeste do Brasil. A Figura 41 mostra o resultado dessa simulação, onde se tem a IT média de um ano de dados simulados conforme configurações descritas na Seção 3.4.2. O mapa de IT foi baseado na velocidade média do vento e na energia cinética turbulenta (ECT) estimado pelo WRF no nível de 60 m do modelo e calculado conforme Eq. 2.24 na Seção 2.1.3.

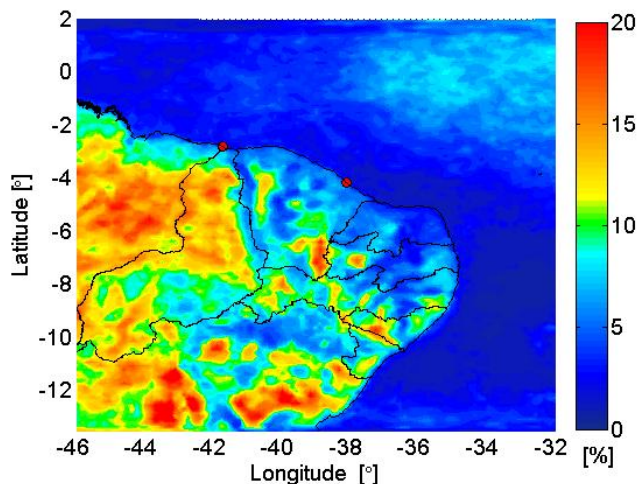
Figura 41 – Mapa da média da intensidade de turbulência regional simulado pelo WRF.



Observar-se que a IT média é muito baixa sobre o oceano ($IT < 10\%$) e elevada na região continental ($IT > 10\%$). As regiões de maior IT es-

tão localizadas em regiões de vales onde a velocidade do vento é menor (em vermelho). Por outro lado, as regiões continentais que ainda tiveram IT baixa foram encontradas em regiões mais elevadas (em azul). A Figura 42 mostra o desvio padrão da IT nesse período de um ano, e observa-se que, no geral, os valores de menor IT estão relacionados a um desvio padrão pequeno também.

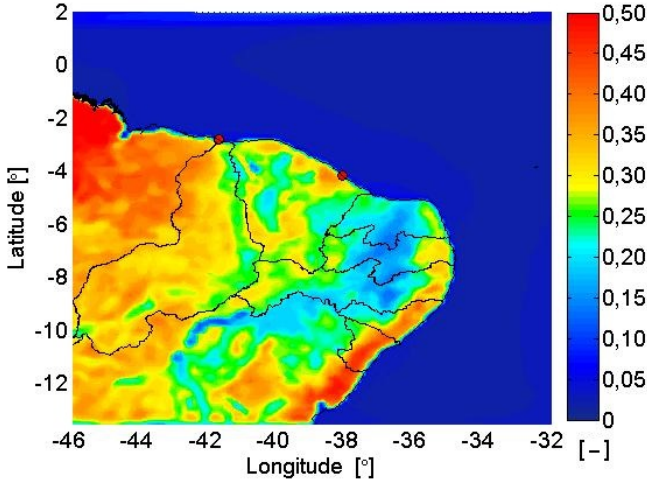
Figura 42 – Mapa do desvio padrão da intensidade de turbulência regional simulado pelo WRF.



Na Figura 43, tem-se o mapa da média do cisalhamento do vento entre 40 m e 100 m de altura, onde se observa um cisalhamento do vento expressivamente pequeno no oceano ($< 0,05$), e elevado na região continental ($> 0,25$) por causa do comprimento de rugosidade ser pequeno no oceano e grande para superfícies terrestres (ARYA, 2001). As diferenças de cisalhamento na parte continental estão relacionadas também à topografia, onde as regiões mais elevadas tem um cisalhamento menor que nas regiões mais baixas, sendo que esse resultado está coerente com o estudo de Bunse e Mellinshoff (2008). No entanto, a topografia e o tipo de superfície não explicam totalmente a magnitude do cisalhamento. Na região litorânea do nordeste brasileiro, entre os estados da BA e PB, observam-se valores elevados de cisalhamento numa topografia relativamente plana. Essa região coincide com a região de maior precipitação no nordeste brasileiro (Instituto Nacional de Meteorologia, 2017), e portanto, o cisalhamento do vento pode estar associado também à nebulosidade do local. Na Figura 44, verifica-se que

o desvio padrão do cisalhamento está relacionado ao valor médio de cisalhamento, onde os maiores valores de desvio padrão de cisalhamento estão localizados nas regiões de maior média do cisalhamento.

Figura 43 – Mapa da média do cisalhamento do vento regional simulado pelo WRF.



As Figuras 45a e 45b, assim como, as Figuras 46a e 46b mostram um mapa local da intensidade de turbulência e cisalhamento do vento nos parques de Pedra do Sal e Beberibe.

Pode-se verificar um elevado gradiente de IT e cisalhamento na costa litorânea, onde se tem IT menor que 6% e cisalhamento menor que 0,05 na região oceânica e IT e cisalhamento acima de 10% e 0,25 respectivamente na região continental.

Ao realizar uma comparação entre a intensidade de turbulência medida nos parques e os valores simulados pelo WRF, observa-se a dificuldade de se fazer a simulação nessa região costeira. No regime sazonal, o WRF conseguiu simular de forma satisfatória em Pedra do Sal, onde foi observado uma maior IT nos meses de abril e maio quando os ventos foram mais fracos. Em Beberibe, o regime sazonal foi simulada de forma satisfatória entre os meses de janeiro e abril, mas apresentou diferenças nos demais meses do ano.

Na comparação do regime diário, as diferenças foram maiores entre o WRF e os valores observados. Nas Figuras 48a e 48b, o WRF simulou uma IT baixa até o meio-dia e elevada na segunda metade do dia, pois, os pontos interpolados ainda se encontram na região terrestre

Figura 44 – Mapa do desvio padrão do cisalhamento do vento regional simulado pelo WRF.

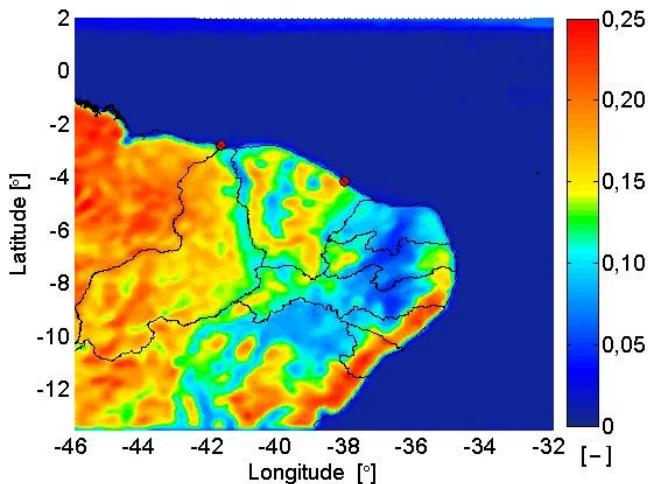
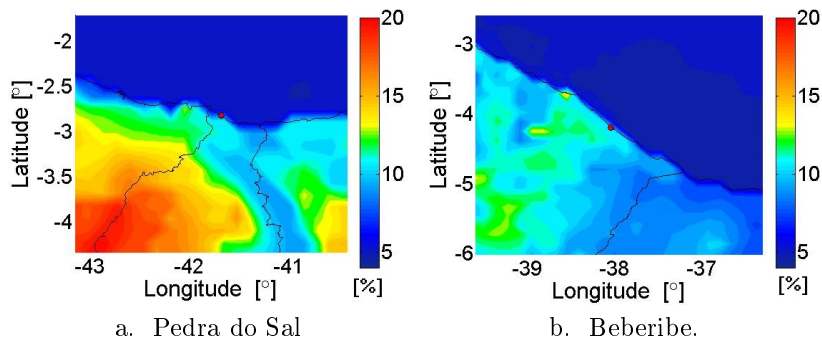


Figura 45 – Mapa da média da intensidade de turbulência local simulado pelo WRF.



do WRF. Mesmo que o vento venha do oceano, no período da tarde, o WRF ainda recebe uma maior influência da superfície terrestre, e assim, sua simulação estima uma maior IT no período da tarde tanto para Pedra do Sal quanto para Beberibe.

Na comparação do cisalhamento do vento entre o WRF e as medições nas torres entre 40 m e 98 m, observa-se uma grande diferença sistemática. O WRF superestima em quase três vezes o valor observado (Figuras 49a e 49b). Essa diferença sistemática pode ser entendida pela

Figura 46 – Mapa do cisalhamento do vento local simulado pelo WRF.

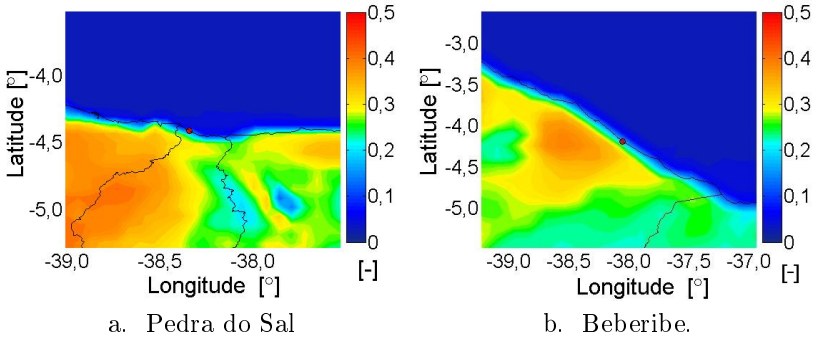


Figura 47 – Comparação da IT no ciclo sazonal.

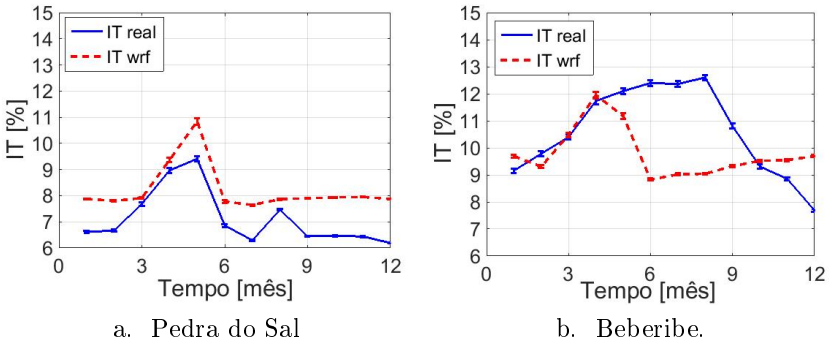
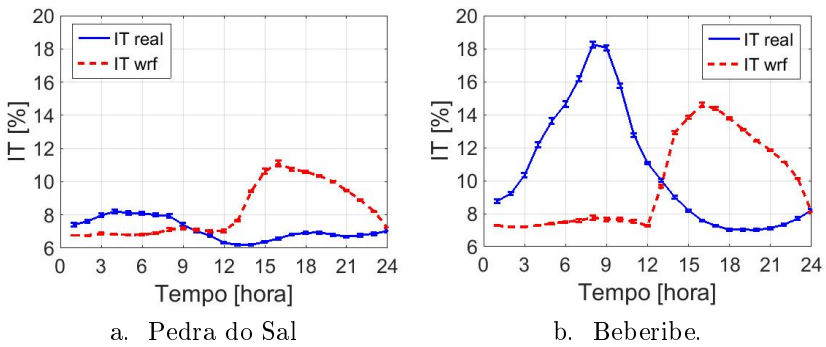


Figura 48 – Comparação da IT no ciclo diário.



análise do regime diário, onde o WRF superestima o cisalhamento do

vento significativamente no período da manhã quando o vento vem da direção continental (Figuras 50a e 50b). Por outro lado, o WRF conseguiu simular relativamente bem o cisalhamento do vento no período da tarde quando o vento vem da direção do oceano e é significativamente pequeno.

Figura 49 – Comparação do cisalhamento do vento no ciclo sazonal.

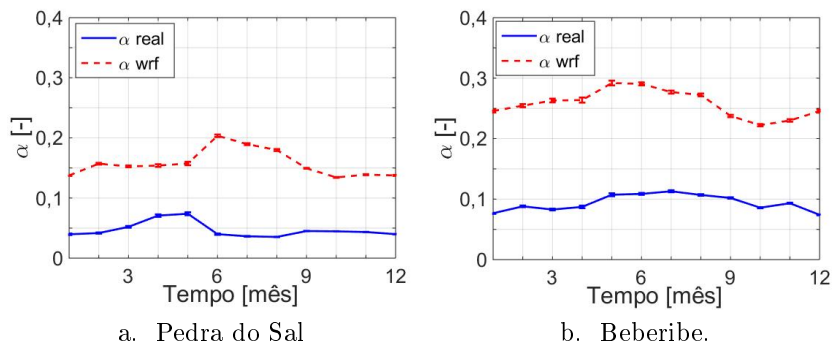
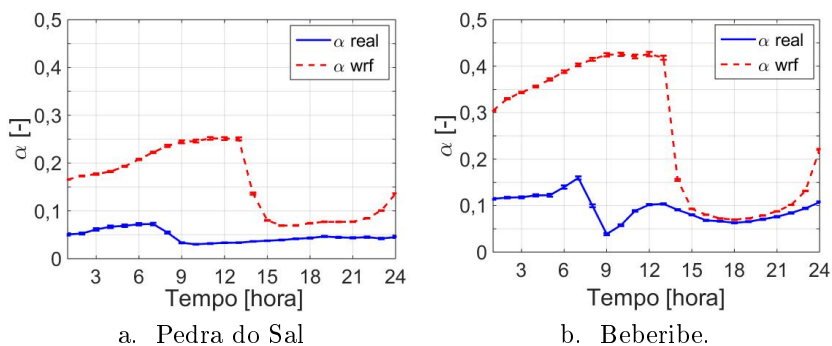


Figura 50 – Comparação do cisalhamento do vento no ciclo diário.



Assim, encerra-se o estudo das características do vento relacionado à intensidade de turbulência e ao cisalhamento do vento, nos dois parques eólicos. A persistência dos baixos valores de intensidade de turbulência e cisalhamento do vento são características locais que vão influenciar diretamente na curva de potência dos aerogeradores e, conseqüentemente na produção anual de energia, como se mostrará na seqüência.

5 CARACTERÍSTICAS DOS PARQUES

5.1 PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA

A estimativa de produção anual de energia(PAE) é fundamental para o projeto de um parque eólico pois disso dependem as análises de risco do investimento, tempo de retorno e a viabilidade do empreendimento. Conforme visto anteriormente, a PAE é simplesmente uma soma ponderada da distribuição de frequência do vento, medido durante um ano pela curva de potência do fabricante. Esse cálculo envolve diversas fontes de incertezas, conforme listado na Tabela 2.2.2.5, e o peso de cada fonte de incerteza pode variar para cada local. Nesse trabalho, foram consideradas três fontes de erro sistemático que se referem a: massa específica do ar, extrapolação vertical do vento e os efeitos de esteira sobre as medições dos anemômetros. Entre os erros aleatórios foram consideradas as incertezas do tipo A (incerteza padrão), e as diversas fontes de incerteza do tipo B. Algumas fontes de incertezas tipo B foram formuladas conforme sugestão da própria norma (International Electrotechnical Commission, 2005b), e outras foram determinadas por comparações nas medições entre os instrumentos disponíveis nos parques eólicos.

5.1.1 Massa específica

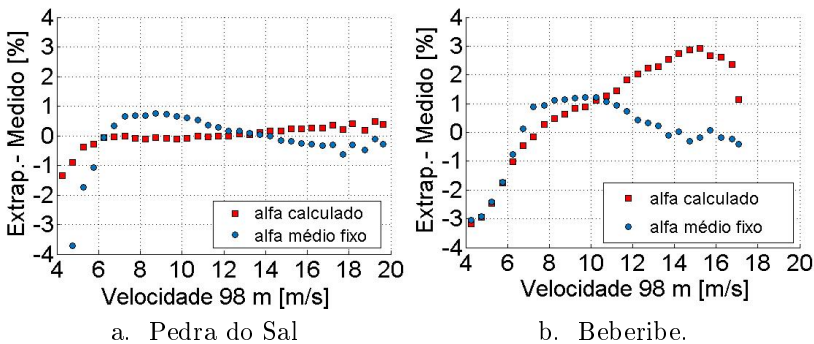
Alguns erros sistemáticos são bem conhecidos pela indústria eólica. A principal diferença na tendência que ocorre numa curva de potência, está relacionada à massa específica do ar. Essa correção conforme descrita anteriormente na Seção 2.2.2.1, faz uma normalização em relação à massa específica de uma atmosfera padrão ($\rho = 1,225\text{kg}/\text{m}^3$). Em Pedra do Sal, a massa específica média do ar e desvio padrão foi de $(1,164 \pm 0,004)\text{kg}/\text{m}^3$, enquanto em Beberibe foi de $(1,160 \pm 0,005)\text{kg}/\text{m}^3$. Isso representa uma diferença de -5,0% e -5,3%, respectivamente em relação a massa específica padrão. Desse modo, se não considerar a correção da massa específica do ar, pode-se ter uma diferença sistemática na PAE de 3,4% em Pedra do Sal e 4,0% em Beberibe. As incertezas na PAE referente à massa específica estão relacionadas as diferenças de temperatura do ar e pressão atmosférica que acontecem durante o experimento. Em ambos os parques, o desvio padrão da temperatura foi de $\pm 0,8\text{K}$ e da pressão atmosférica de

$\pm 2hPa$ entre agosto de 2013 a julho de 2014. Portanto, foram consideradas uma incerteza de $u_{T1,i} = \pm 0,8K$ para a temperatura do ar e $u_{B1,i} = \pm 2hPa$ para a pressão atmosférica para ambos os parques eólicos. A sua incerteza na PAE foi calculada conforme os fatores de sensibilidade descritos na Tabela 2.2.2.5 da Seção 2.2.2.5. Ao combinar suas incertezas, tem-se uma incerteza na PAE de $\pm 0,30\%$ para Pedra do Sal e $\pm 0,28\%$ para Beberibe. O fato de os parques estarem situados na região equatorial, nota-se pouca variabilidade tanto da temperatura quanto da pressão atmosférica, pois, não há, praticamente, influência de sistemas frontais. Isso contribuiu para uma menor incerteza na PAE relacionada à massa específica do ar.

5.1.2 Extrapolação da velocidade do vento

A segunda correção está relacionada ao erro sistemático na extrapolação vertical da velocidade do vento para a altura da nacela. A norma sugere que se faça a medição na altura da nacela do aerogerador com uma diferença $\pm 2,5\%$. Nesse experimento, no entanto, o anemômetro mais próximo da nacela estava na altura de 60 m.

Figura 51 – Diferença entre a velocidade do vento extrapolada e medida na altura de 98m.



A extrapolação vertical da velocidade do vento foi realizada utilizando a lei de potência, conforme descrito na Seção 2.1.2.3, e seu coeficiente de cisalhamento foi determinado pelas velocidades do vento nas alturas de 98 m e 40 m. Uma verificação dessa extrapolação foi realizada comparando a velocidade do vento medido em 98 m, e a velocidade do vento medida em 60 m e extrapolado para a altura de 98

m, utilizando um coeficiente de cisalhamento médio anual, e um coeficiente de cisalhamento médio calculado a cada 10 min como mostram as Figuras 51a e 51b.

Em Pedra do Sal, a diferença foi menor que 0,76% considerando velocidades acima de 6 m/s, tanto para um coeficiente médio quanto para um coeficiente calculado a cada 10 min. Em Beberibe, a extrapolação apresentou uma diferença de $\pm 3\%$ para o coeficiente calculado a cada 10 min. No entanto, ao utilizar um coeficiente médio anual, essa diferença diminuiu para menos de $\pm 1,2\%$ para velocidade acima de 6 m/s. Portanto, a utilização de um coeficiente de cisalhamento médio fixo para a extrapolação vertical do vento tende a uma incerteza menor, principalmente para ventos mais fortes como foi observado em Beberibe. Essas diferenças mostram que a lei de potência é satisfatória para uma análise climatológica e valores médios, mas não consegue representar bem o perfil médio do vento ao analisar em intervalos de tempo de 10 min, subestimando a velocidade para ventos fracos, e superestimando a velocidade para ventos fortes, acima de 11 m/s (Figura 51b). Ao extrapolar o vento de 60 m para 55 m em Pedra do Sal, com um coeficiente médio de $\alpha = 0,0469$, obteve-se uma diferença na velocidade média anual de -0,4%. Em Beberibe, essa diferença na velocidade média anual foi de 2,1% utilizando um coeficiente de cisalhamento médio de $\alpha = 0,0938$. Assim, caso não considerasse a correção da altura, a PAE teria uma diferença de +0,8% em Pedra do Sal, e de -4,9% em Beberibe, pois, o primeiro foi extrapolando para uma altura menor (55m) e o segundo para uma altura maior (75 m). Então, considerando uma incerteza na velocidade do vento de $\pm 0,76\%$ para Pedra do Sal e $\pm 1,2\%$ para Beberibe devido à extrapolação do vento, tem-se uma incerteza na PAE de $\pm 1,53\%$ para Pedra do Sal e $\pm 2,51\%$ para Beberibe.

Uma análise adicional da extrapolação da velocidade do vento, foi realizada conforme a metodologia recentemente incluída na norma International Electrotechnical Commission (2005b) (Eq. 2.47). Esse método, denominado de vento equivalente no rotor, faz uma média ponderada do perfil do vento, ao invés de uma extrapolação da velocidade do vento na altura da nacela. Ao realizar uma divisão da área de varredura do rotor em cinco segmentos, fez-se o cálculo desse vento equivalente, onde as diferenças chegaram à 0,10% para Pedra do Sal e 0,11% para Beberibe, proporcionando assim um ganho na PAE de 0,23% e 0,26% respectivamente. Esse método ainda requer novos estudos para sua consolidação (BARTH; TSEGAI, 2014) e, portanto, esse vento equivalente não foi considerado no balanço de incertezas.

5.1.3 Esteira do parque

A terceira correção na PAE refere-se à influência de esteira do parque nas medições de vento nas torres anemométricas. Um dos primeiros desafios do projeto foi determinar a melhor posição para a instalação da torre anemométrica no parque eólico. Pela falta de experiência e planejamento, as torres foram instaladas nos seus respectivos parques eólicos por uma empresa terceirizada sem um estudo prévio. De qualquer forma, é um erro inevitável, pois, em alguma direção do vento o parque eólico acaba provocando esteira na torre. Primeiramente, procurou-se verificar o impacto na estimativa da PAE ao filtrar os dados afetados pela esteira, e isso está relacionado diretamente ao ajuste da distribuição de Weibull. Ao se analisar apenas a diferença entre a estimativa da PAE por meio da distribuição discreta e por meio da distribuição contínua de Weibull ajustada observou-se uma pequena diferença de +0,4% em Pedra do Sal e -0,8% em Beberibe. Isso deve-se ao excelente conjunto de dados obtidos nessa campanha com 99,9% e 98,8% respectivamente de dados disponíveis para o anemômetro em 60 m em um ano de campanha. Entretanto, ao realizar um filtro e separando apenas os dados dentro do setor livre de esteira, os dados em Pedra do Sal são reduzidos para 93,9% dos dados disponíveis e a diferença da PAE sobe para 6,0%. Em Beberibe, essa diferença chegou a 8,5%, pois, restou apenas 67,4% de dados disponíveis após o filtro. Desse modo, optou-se por manter toda a série de dados e fazer uma análise de efeito de esteira do parque utilizando o WASP, onde foi inserido um aerogerador na mesma posição da torre, e assim, foram estimadas as perdas de produção causadas pelos efeitos de esteira na posição da torre anemométrica. Esse efeito de esteira foi considerado como um erro sistemático na estimativa da PAE, e foram corrigidas +0,2% para Pedra do Sal e +4,1% para Beberibe com uma incerteza de $\pm 15\%$ conforme Nygaard (2015), ou seja, $\pm 0,02\%$ e $\pm 0,62\%$ respectivamente.

5.1.4 Anemômetro de copo

As fontes de incerteza do tipo B do anemômetro são baseadas em estimativas e informações do fabricante e certificados de calibração. Nesse estudo, todos anemômetros foram previamente calibrados, sendo que seus certificados estão no Anexo A, e mostram que todos tiveram uma incerteza de $u_{U1} = 0,025\text{m/s}$. Então, a incerteza na PAE, referente ao certificado de calibração do anemômetro, foi de

$\pm 0,05\%$ para Pedra do Sal e $\pm 0,06\%$ para Beberibe. Esse anemômetro, modelo First Class Advanced do fabricante Thies, tem uma classe 0,9A conforme anexo I da norma International Electrotechnical Commission (2005b). Considerando uma distribuição quadrada, sua incerteza associada ao desempenho operacional do anemômetro é de $u_{U_{2,i}} = ((0,05 + 0,005.U_i).0,9)/\sqrt{3}$ (International Electrotechnical Commission, 2005b). Assim, a incerteza na PAE referente ao desempenho operacional do anemômetro foi de $\pm 1,08\%$ para Pedra do Sal e $\pm 1,18\%$ para Beberibe. A incerteza de resolução da medição dos anemômetros de copo está associada à resolução do sistema de aquisição de dados (datalogger). Uma análise das velocidades máximas instantâneas da velocidade do vento, pode-se observar que a resolução nas medições foi cerca de $0,05\text{m/s}$. Assim, considerando uma distribuição quadrada ($u_{U_{4,i}} = 0,05/(2.\sqrt{3})$), obteve-se uma incerteza na PAE de $\pm 0,31\%$ para Pedra do Sal e $\pm 0,35\%$ em Beberibe.

5.1.5 Esteira da Torre

Além das esteiras causadas pelos aerogeradores ao redor da torre, a própria estrutura da torre influencia e causa esteira nas medições anemométricas. Uma forma de verificar essa influência da torre nas medições foi comparar dois anemômetros iguais, instalados em braços opostos na torre. Nesse experimento, foi utilizado o anemômetro sônico em 100 m e o anemômetro de copo em 98 m os quais estavam instalados em braços opostos na torre. Nas Figuras 52a e 52b têm-se imagens no topo das torres de Pedra do Sal e Beberibe, onde pode-se observar a posição dos seus instrumentos e dimensões da torre de treliça cuja largura mede 380 mm. Os braços são tubulares de 45 mm de diâmetro, 2,5 m de comprimento e suporte do tubo vertical de 0,6 m e raio de 22 mm. Ao utilizar essas dimensões da torre, pode-se calcular um deficit - 0,53% da velocidade do vento conforme anexo G da norma (International Electrotechnical Commission, 2005b).

Ao fazer a comparação entre os resultados de medição utilizando os anemômetros sônico e de copo em diferentes direções do vento, verificaram-se os efeitos de esteira da torre nas direções de 180° e de 345° (Figura 53). Observou-se também uma tendência na diferença entre o sônico e o anemômetro de copo, e isso está associado, em parte, ao desnivelamento do anemômetro sônico. Ao comparar a velocidade vertical do anemômetro sônico com a direção do vento, obteve-se uma pequena tendência na direção em 90° . Corrigindo a inclinação do sô-

Figura 52 – Posicionamento do anemômetro sônico e de copo nas torres.

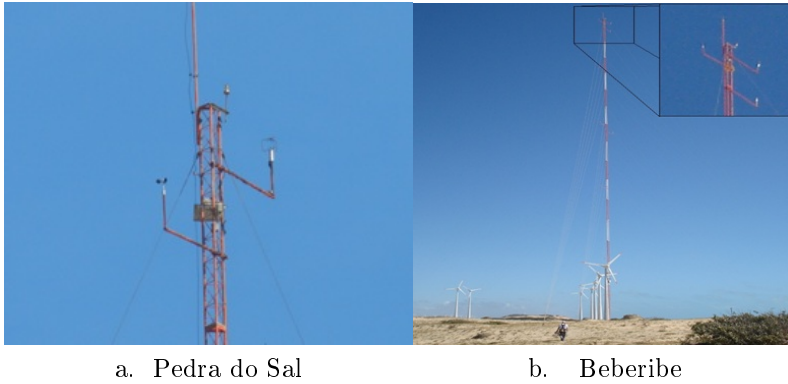
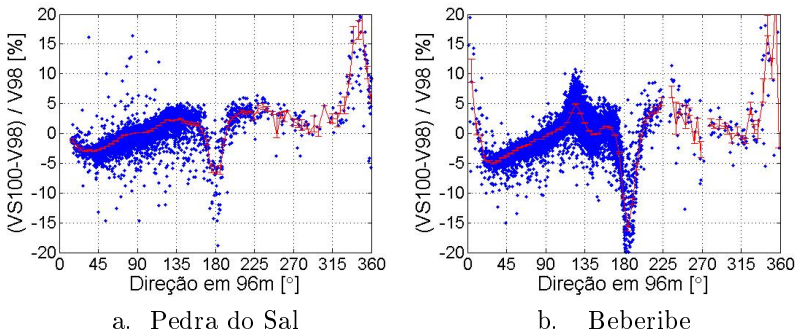


Figura 53 – Diferença de velocidade do vento entre o anemômetro sônico (100 m) e o anemômetro de copo (98 m)



nico em 2° na direção leste/oeste, essa tendência foi reduzida, mas a tendência principal ainda persistiu. Em uma outra comparação entre o anemômetro sônico e o LiDAR em 100 m verificou-se a mesma tendência, porém isto não ocorreu entre o anemômetro de copo e o LiDAR. Portanto, essa tendência talvez esteja associada mais às operações dinâmicas do anemômetro sônico do que ao problema de desnivelamento do mesmo. Devido a essas diferenças nas medidas do sônico, não foi possível determinar uma incerteza satisfatória para os efeitos de esteira para a torre. Desse modo, considerando o déficit na velocidade do vento estimado em $-0,53\%$ devido à obstrução da própria torre, e seguindo sugestão da norma, foi considerada uma incerteza de $\pm 1\%$ na velocidade do vento relacionada aos efeitos de esteira da torre. Isso representou

uma incerteza na PAE de $\pm 2,01\%$ para Pedra do Sal e $\pm 2,09\%$ para Beberibe.

5.1.6 Distorção do Vento

A distorção da velocidade do vento, refere-se às diferenças de velocidade e direção do vento que podem existir em um parque eólico e isso pode estar relacionado a diversos fatores como: topografia, rugosidade da superfície, obstáculos e gradientes adversos de pressão. Essa distorção do vento certamente é uma das maiores fontes de incerteza no cálculo da PAE e pode variar consideravelmente para cada local.

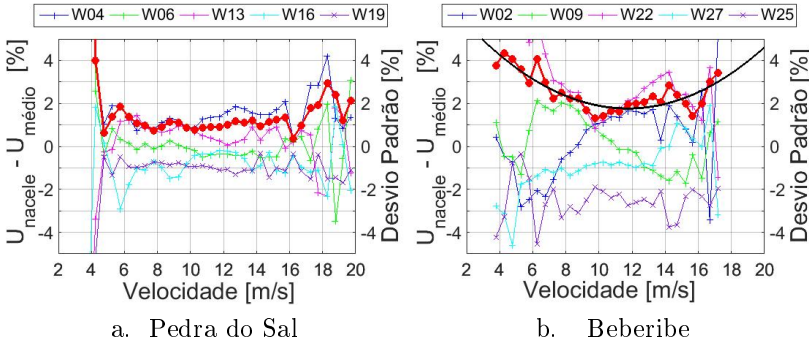
Neste trabalho, procedeu-se uma análise detalhada dessa diferença de velocidade ao longo do parque utilizando os dados de velocidade de vento medidos com anemômetro sônico instalado na nacele do aerogerador. Foram escolhidos cinco aerogeradores do parque que estavam sujeitos à menor influência de esteira. Em Pedra do Sal foram escolhidos os aerogeradores W04, W06, W13, W16 e W19, enquanto em Beberibe foram selecionados os aerogeradores W02, W09, W22, W27 e W25. Essa análise das esteiras está detalhada nos resultados, a seguir, na Seção 5.2.2.

Esses anemômetros na nacele estavam em diferentes altitudes, devido a diferença de altitude dos aerogeradores. Desse modo, suas velocidades foram corrigidas para uma altura de referência que foi a altitude da torre mais a altura da nacele, ou seja, 58,8 m (55 m + 3,8 m) para Pedra do Sal, e 116,6 m (75 m + 41,6 m) em Beberibe. Essa correção foi realizada, pela lei de potência, considerando o mesmo coeficiente médio anual de cisalhamento utilizado anteriormente na extrapolação da velocidade do vento (Seção 5.1.2).

As Figuras 54a e 54b mostram a diferença média de velocidade entre os aerogeradores onde se pode observar que em Pedra do Sal o escoamento horizontal foi mais homogêneo que em Beberibe, pois a topografia de Pedra do Sal é praticamente plana e, com superfície homogênea, enquanto que em Beberibe, a topografia é um pouco mais complexa e há dunas e casas nas proximidades do parque.

A incerteza na velocidade do vento referente a essa distorção do vento foi calculada baseada no desvio padrão entre os cinco aerogeradores selecionados e dividido pela velocidade média de cada bin de velocidade. No caso de Pedra do Sal, foi possível considerar uma incerteza média na velocidade do vento de $\pm 1,32\%$, pois o desvio padrão entre os aerogeradores foi praticamente constante em relação à veloci-

Figura 54 – Diferença de velocidade do vento da nacele em relação a velocidade média do vento na nacele dos aerogeradores.



dade do vento. Em Beberibe, o desvio padrão de velocidade do vento entre os aerogeradores variou entre 1% e 4%, de acordo com a velocidade como mostra a Figura 54b. Desse modo, foi ajustado um polinômio de terceira ordem, com uma correlação de $R^2 = 0,75$, para que se pudesse ponderar essa incerteza, conforme a velocidade do vento (curva de linha negra). Assim, a incerteza da distorção do vento na PAE foi bem significativa e representou $\pm 2,66$ em Pedra do Sal e $\pm 4,66$ em Beberibe.

5.1.7 Transdutor de Potência

As fontes de incerteza do tipo A, foram estimadas por meio do cálculo da incerteza padrão (Eq. 2.43) e utilizando as medições dos aerogeradores W04 para Pedra do Sal e W14 para Beberibe. As fontes de incerteza do tipo B da medição de potência elétrica do aerogerador foram baseadas na norma (International Electrotechnical Commission, 2005b), sendo que sua incerteza de potência combinada é dada por: $u_{P,i} = \sqrt{(0,0052P_i)^2 + (6,3)^2}$ em unidade de [kW]. Nesse caso, foram utilizados os mesmo valores de potência medidos pelo aerogerador W04 em Pedra do Sal e W14 em Beberibe. Pelo fato de se utilizar um ano de dados (8760h) que é muito acima das 180h exigidas pela norma, foi verificada uma incerteza do tipo A de apenas $\pm 0,02\%$ para ambos os parques. Por outro lado, a incerteza do tipo B para as medições de potência foram mais conservadoras com $\pm 1,65\%$ para Pedra do Sal e $\pm 1,80\%$ para Beberibe.

5.1.8 Balanço de incertezas PAE

Após analisar as principais fontes de incerteza no cálculo da PAE, estas foram combinadas, assim como suas correções relacionadas aos efeitos sistemáticos. Estes resultados estão resumidos na Tabela 6 e pode-se observar que a incerteza relacionada à distorção do vento (fw) foi a fonte de incerteza de maior impacto na PAE, principalmente para Beberibe cuja contribuição na incerteza combinada foi de 34,3% (Figura 55b). A extrapolação da velocidade do vento (ex) para a altura da nacela teve um impacto significativo também com uma contribuição de 15,9% na incerteza combinada em Pedra do Sal e 18,5% em Beberibe. Isso mostra a importância de se fazer as medições na altura da nacela para que se evite esse tipo de correção e aumente a incerteza na PAE.

Tabela 6 – Balanço de incertezas no cálculo da PAE.

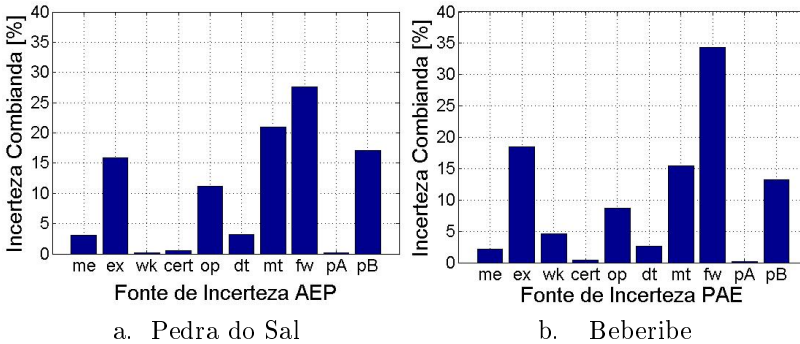
Fontes de incertezas [%]	Símbolo	Efeitos sistemáticos		Efeitos aleatórios	
		PS	BB	PS	BB
		Massa específica (me)	$u_{m1,i}$	-3,4	-4,0
Extrapolação do vento (ex)	$u_{m2,i}$	-0,8	+4,9	±1,53	±2,51
Esteira do parque (wk)	$u_{m3,i}$	+0,2	+4,1	±0,02	±0,62
Calibração do anem. (cr)	$u_{U1,i}$	0	0	±0,05	±0,06
Operação do anem. (op)	$u_{U2,i}$	0	0	±1,08	±1,18
Sistema de. Aquisição (dt)	$u_{U4,i}$	0	0	±0,31	±0,35
Esteira da torre (mt)	$u_{U3,i}$	0	0	±2,01	±2,09
Distorção vento (fw)	$u_{U5,i}$	0	0	±2,66	±4,66
Potência tipo A (pA)	$s_{P,i}$	0	0	±0,02	±0,02
Potência tipo B (pB)	$u_{P,i}$	0	0	±1,65	±1,80
Correção Combinada	C_{PAE}	-4,0	+5,0		
Incerteza Combinada	u_{PAE}			±4,2	±6,7
Incerteza Expandida*	U_{PAE}			±6,9	±11,1

*fator de abrangência de $kc = 1,645$ e um nível de confiança de 90%.

As incertezas relacionadas aos efeitos de esteira causados pela torre (mt), assim como a incerteza do tipo B nas medições da potência elétrica foram estimadas com base nas sugestões da norma da IEC, e contribuíram de forma significativa na incerteza da PAE. Portanto, essas incertezas devem ser tratadas com prudência, pois, não são espe-

cíficas para esses locais, e podem ser um pouco diferentes da estimativa feita pela norma IEC.

Figura 55 – Participação percentual de cada fonte de incerteza na incerteza combinada da PAE.



Três fontes de incerteza tiveram contribuições de natureza sistemática e sua correção combinada foi de $-4,0\%$ para Pedra do Sal e $5,0\%$ para Beberibe. Desse modo, ao fazer essas correções, a produção anual de energia foi estimada em $3,538\text{GWh}$ para Pedra do Sal e $3,201\text{GWh}$ para Beberibe, considerando que o aerogerador está posicionado no mesmo local da torre. A produção anual de energia para todo o parque eólico foi calculada pela simples multiplicação da quantidade de aerogeradores de cada parque eólico, 20 aerogeradores para Pedra do Sal e 32 aerogeradores para Beberibe. Assim, tem-se o resultado de medição da PAE para os dois parques conforme a Tabela 7.

Tabela 7 – Resultado do cálculo da PAE.

Parque eólico	PAE	Incerteza expandida*
Unidade	[GWh]	[GWh]
Pedra do Sal	70,8	$\pm 4,9$
Beberibe	102,4	$\pm 11,3$

*com um nível de confiança de 90%.

O valor da PAE se refere à produção anual de um parque ideal em terreno plano, sem efeito de esteira e aerogeradores sem perdas por

manutenção. Por isso, esse valor é uma referência nesse estudo para que se possa entender as diferenças de produção nos parques. É importante ressaltar que esse resultado não representa o "P90", pois, o propósito deste é a sua utilização como referência para analisar as diferenças de produção causadas por perdas de esteira, diferença de altitude, perdas por manutenção e diferenças na curva de potência.

5.2 PERDAS NA PRODUÇÃO

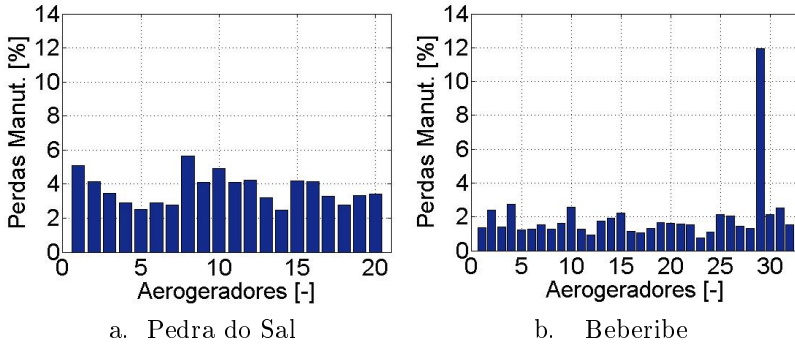
Nesta seção, foram analisados os dados de produção de energia de cada aerogerador. As diferenças entre a PAE e a produção real não estão associadas somente às fontes de incerteza da PAE, pois a produção real é específica de cada aerogerador, enquanto a PAE é uma estimativa generalizada baseada num único ponto de medição (anemômetro da torre). Então, em um parque em operação há que considerar, também, as perdas por manutenção dos aerogeradores (Seção 5.2.1.), pelos efeitos de esteira (Seção 5.2.2) e pelo fato de os aerogeradores não estarem na mesma altitude que a torre anemométrica (Seção 5.2.3). Os resultados, abaixo, mostram essas diferenças para cada aerogerador e faz uma comparação entre a produção real, a PAE e o programa WAsP.

5.2.1 Manutenção dos Aerogeradores

Um parque eólico possui uma rotina diária de manutenção de seus aerogeradores e frequentemente tem alguma de suas turbinas eólicas paradas para manutenção. Há um cronograma de manutenções preventivas nos parques pelos próprios fabricantes e, em princípio, todos os aerogeradores do parque sofrem alguma parada durante o ano. Desse modo, foi necessário determinar esse tempo de manutenção para que esses dados pudessem ser descartados e isso não influenciasse nos resultados.

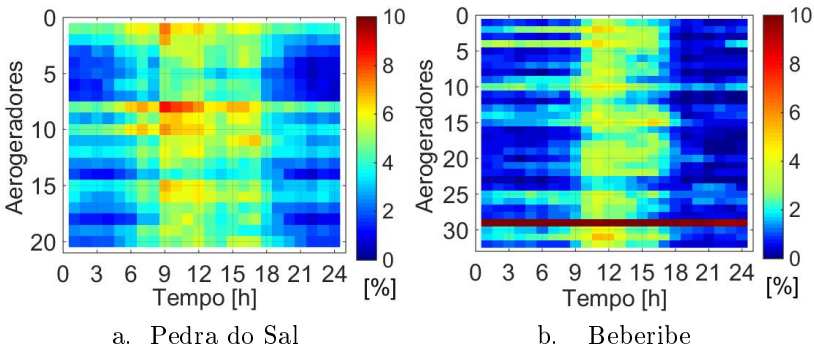
A manutenção de cada aerogerador foi identificada através das medidas médias de 10 min dos aerogeradores que registravam zero de energia produzida, com uma velocidade do vento na altura da nacela acima da velocidade do vento de partida do aerogerador (3,0 m/s para Pedra do Sal e 2,5 m/s para os de Beberibe), conforme descrito na Seção 3.3.2. Assim, o tempo total de cada aerogerador parado devido à manutenção foi calculado pela simples soma desses registros como mostram as Figuras 56a e 56b. Pode-se observar que os aerogeradores

Figura 56 – Tempo parado de cada aerogerador por manutenção.



em Pedra do Sal tiveram mais tempo de manutenção que em Beberibe, sendo que o total do tempo de manutenção do parque foi de 3,68% para Pedra do Sal e 1,95% para Beberibe. Uma análise detalhada do tempo de manutenção de cada aerogerador ao longo do dia pode ser observada nas Figuras 57a e 57b. As manutenções preventivas ocorreram de maneira geral dentro do horário comercial, entre 9h e 18h nos dois parques (em verde nas Figuras 57a e 57b).

Figura 57 – Tempo do aerogerador parado por manutenção ao longo do dia.

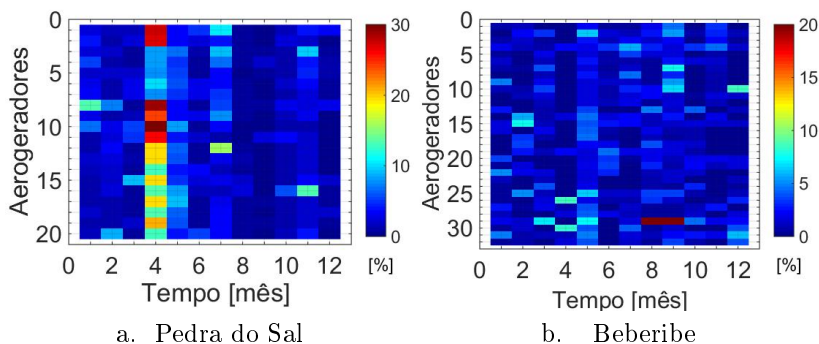


Conforme apresentado na Seção 4.2, a condição marítima foi predominante nos dois parques, caracterizada por ventos fortes no período da noite e fracos de dia. Então, por coincidência ou não, as perdas por manutenção foram minimizadas, pois ocorreram no horário quando a velocidade do vento apresentou sua menor intensidade ao longo do dia. Alguns aerogeradores, W08 e W10 em Pedra do Sal, e W29 em Be-

beribe, ficaram parados de um dia para o outro devido à manutenção corretiva e, conseqüentemente, o seu intervalo de tempo de manutenção foi maior que os outros.

Em uma análise mensal da manutenção dos parques (Figuras 58a e 58b), destaca-se o mês de abril de 2014 em Pedra do Sal, onde houve uma grande parada de manutenção devido à quebra de um disjuntor. Os aerogeradores, em Pedra do Sal, estavam agrupados de forma que cada disjuntor estivesse ligado a um grupo de cinco aerogeradores, conforme Figura 64. No primeiro disjuntor (D1), que liga as turbinas W03, W04, W05, W06 e W07, localizadas mais ao norte do parque, tiveram sua geração de energia pouco afetada com menos de 10% de perdas nesse mês.

Figura 58 – Tempo de Manutenção mensal

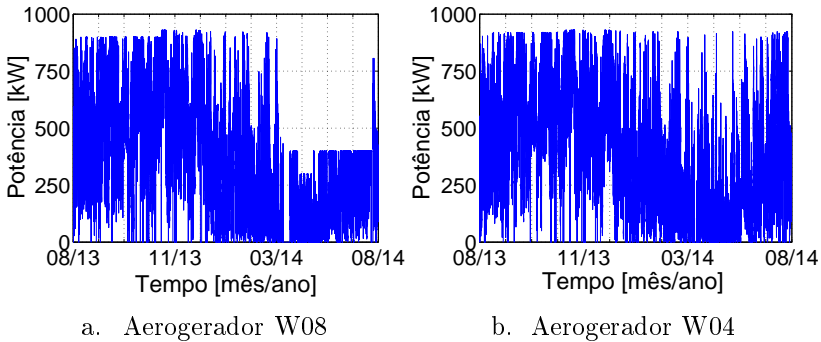


No segundo disjuntor (D2) que apresentou problemas, os aerogeradores mais afetados (W08, W01, W09, W10, W02) permaneceram cerca de 30% do tempo sem produção de energia, em abril de 2014. No terceiro disjuntor (D3), conectado aos aerogeradores W11, W12, W20, W13 e W14, assim como no quarto disjuntor (D4), conectado aos aerogeradores W15 à W19, as perdas foram de 13% e 20%, respectivamente. Em Beberibe, observa-se que apenas o aerogerador W29 apresentou perdas de produção por causa de problemas de manutenção corretiva nos meses de agosto (75%) e setembro (37%) de 2013. No geral, as paradas dos aerogeradores devido às manutenções preventivas totalizaram 3,68% para Pedra do Sal e 1,95% para Beberibe.

O problema no disjuntor D2 em Pedra do Sal provocou uma reconfiguração elétrica em quase todo o parque eólico. Os cinco aerogeradores do disjuntor D2 tiveram que ser redistribuídos para o disjuntor D3 junto com os outros cinco aerogeradores. Assim, ficaram dez ae-

rogeradores conectados ao disjuntor D3 e, conseqüentemente, tiveram suas potências nominais reduzidas de 910 kW para 400 kW. Essa reconfiguração da potência nominal pode ser observada na série temporal da potência do aerogerador W01 cuja potência nominal foi reduzida para 400 kW entre abril e julho de 2014 (Figura 59a). Os aerogeradores no disjuntor D1 e no disjuntor D4 não tiveram sua potência nominal alterada como mostra a Figura 59b.

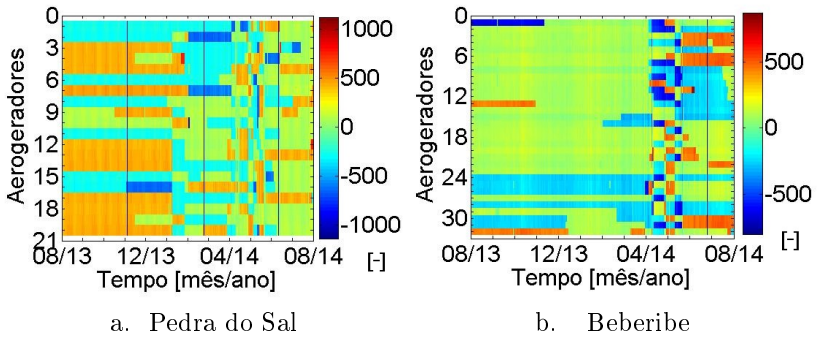
Figura 59 – Série temporal da potência dos aerogeradores W08 e W04



Outro problema encontrado e que talvez seja uma das questões mais difíceis ao se analisar a curva de potência, refere-se à configuração interna do aerogerador. Cada fabricante emprega estratégias diferentes quanto à automação e controle de um aerogerador e dificilmente são encontradas informações detalhadas sobre essas configurações. Além disso, esses ajustes podem ser feitos pelas equipes de manutenção e, portanto, os aerogeradores podem ter diferentes configurações ao longo de sua operação.

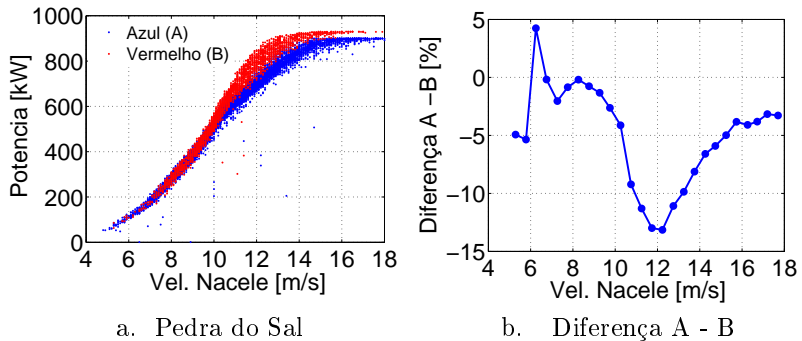
Uma forma de verificar as mudanças de configuração do aerogerador pode ser feita através da análise dos dados de azimute do aerogerador (ActPosition, em inglês), ver Figuras 60a e 60b. Essa variável indica a posição de azimute do aerogerador, mas sem uma referência numérica relacionada aos pontos cardeais e tem um valor numérico entre -1000 a 1000. Quando o valor de referência do seu azimute muda consideravelmente, nota-se que o aerogerador sofreu algum tipo de manutenção. Entretanto, não é possível garantir que a mudança no azimute esteja relacionada a uma alteração na configuração da curva de potência do aerogerador. Esses casos mostram a enorme dificuldade de se fazer uma análise de uma curva de potência de um aerogerador em operação, pois suas configurações não são fixas.

Figura 60 – Mudança de configuração do azimute dos aerogeradores ao longo de um ano.



Uma mudança significativa nessas configurações foi observada em todos os aerogeradores de Pedra do Sal, no dia 29 de outubro de 2013. Para mostrar essa diferença, foi realizada uma comparação da curva de potência do aerogerador W08 em dois períodos distintos.

Figura 61 – Diferença de configuração na Curva de Potência do aerogerador W08 em Pedra do Sal

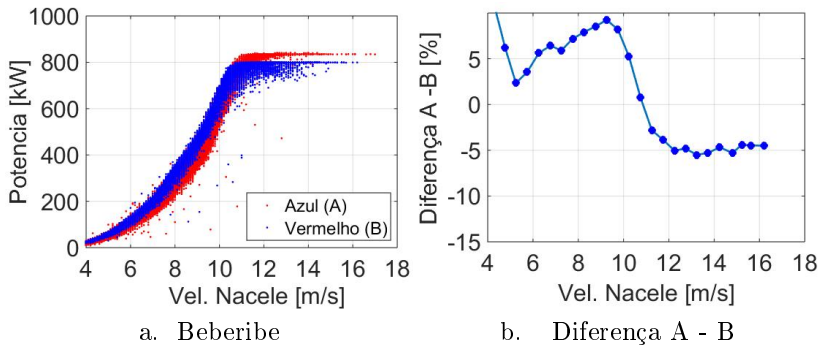


A Figura 61a mostra uma sobreposição das curvas de potências, sendo que o primeiro período (A) foi de 1 de setembro a 29 de outubro de 2013, e o segundo período (B) foi de 10 a 30 de novembro de 2013. Pode-se observar que a potência chegou a uma diferença de até 13% quando a velocidade do vento na nacele atingiu 12 m/s (Figura 61b). Desse modo, os meses de agosto a outubro de 2013 tiveram que ser descartados na análise da curva de potência devido a essas diferenças encontradas. No período restante entre novembro de 2013 a julho de

2014 não foram encontradas diferenças significativas na curva de potência dos aerogeradores em Pedra do Sal.

Em Beberibe, foi realizada essa mesma análise, e foram encontradas algumas diferenças também na curva de potência, ver Figura 62. A mudança na curva de potência também ocorreu no mesmo dia 29 de outubro de 2013, mas a reconfiguração não foi ajustada para todos os aerogeradores do parque.

Figura 62 – Diferença de configuração na Curva de Potência do aerogerador W15 em Beberibe.



Essa compreensão das perdas na produção de energia nos parques eólicos devido às manutenções dos aerogeradores foram de grande importância para entender as diferenças encontradas na produção anual de energia dos parques. Isso permitiu descartar períodos com problemas de manutenção e escolher os aerogeradores com menos problemas de manutenção. Além disso, possibilitou realizar uma melhor comparação entre a produção de energia real do parque e as estimativas feitas pela PAE e pelo WASP.

5.2.2 Esteira do parque

Os efeitos de esteira foram analisados através do programa WASP versão 10.2 (Denmark Technical University, 2017), conforme descrito na Seção 3.4.3. Foram utilizados um ano de dados de velocidade do vento na altura de 60 m e a direção do vento foi medida em 96 m, em ambos os parques, conforme descrito na Seção 3.2. As Figuras 63a e 63b mostram as perdas por esteira para cada aerogerador de cada parque eólico, sendo que o WASP estimou uma perda total de produção de

energia causada pelas esteira de -2,15% em Pedra do Sal, e de -6,50% em Beberibe.

Figura 63 – Perdas por esteira de cada aerogerador.

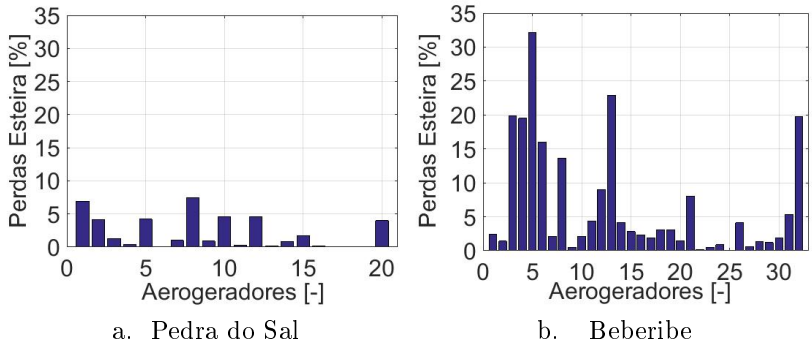
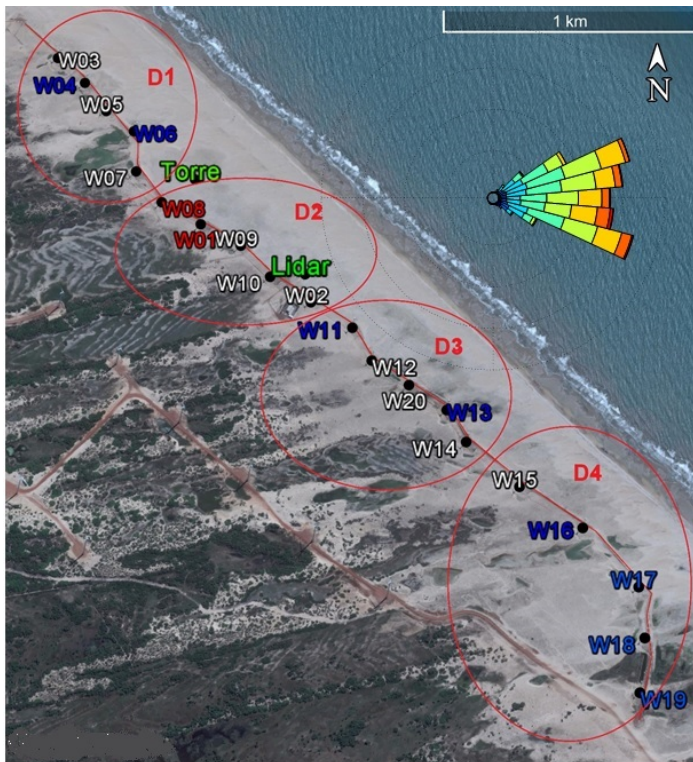


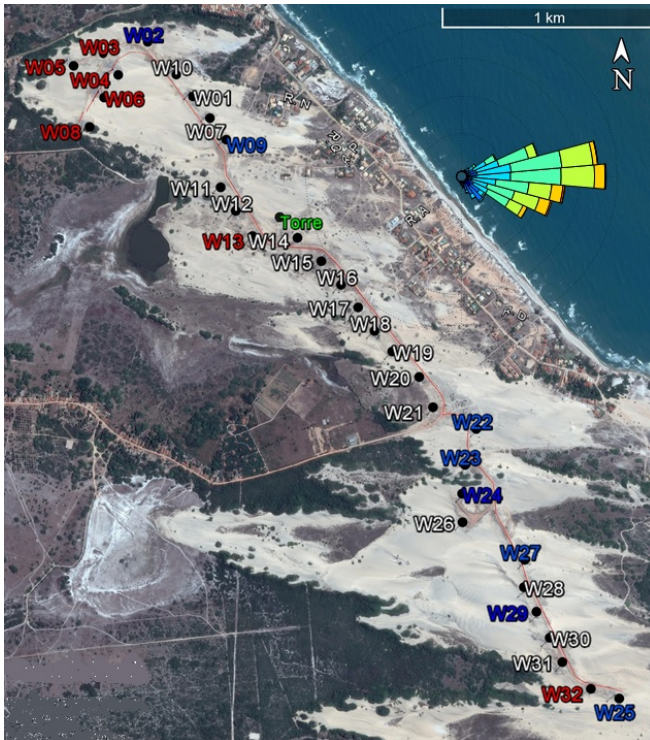
Figura 64 – Layout do Parque eólico de Pedra do Sal



Fonte: Modificado de Google Earth.

Em Pedra do Sal, pode-se verificar que as perdas causadas pelas esteiras dos aerogeradores foram muito pequenas em todo o parque. Os efeitos de esteira para os aerogeradores W04, W06, W11, W13, W16, W17, W18 e W19 foram praticamente desprezíveis (em azul na Figura 64). Por outro lado, os aerogeradores W01 e W08 que sofreram maior influência da esteira atingiram no máximo -7,5% de perdas (em vermelho). A Figura 64 mostra que cada grupo de cinco aerogeradores estavam conectados aos disjuntores (D1, D2, D3 e D4), e observa-se que os aerogeradores na região sul do parque foram pouco afetados pelas esteiras (em azul).

Figura 65 – Layout do Parque eólico de Beberibe



Fonte: Modificado de Google Earth.

Em Beberibe, os aerogeradores que sofreram as menores influências de esteira foram os aerogeradores W02, W09, W22, W23, W24, W25, W27 e W29, com perdas menores que -1,5%, como mostra com destaque em azul na Figura 63b. Por outro lado, os aerogeradores mais

afetados pelas esteiras foram os aerogeradores W03, W04, W05, W06, W08, W13 e W32 com perdas de -13,6% à -32,2% (em vermelho), ver Figura 65. Os aerogeradores W03, W04, W05, W06 e W08 foram instalados do lado oeste do parque, sendo os mais afetados pelas esteiras, pois o vento no parque foi predominante de leste/sudeste (Figura 20). Além disso, eles foram instalados muito próximos uns dos outros (distância de 3D entre W03 e W04). Embora não se tenha uma norma que recomende uma distância mínima entre os aerogeradores, há estudos que mostram redução significativa na produção de energia em densos parques offshore dependendo do predomínio da direção do vento (BURTON et al., 2011). Um estudo detalhado sobre os efeitos de esteira do parque eólico de Beberibe foi realizado por Sá (2015), o qual mostra os efeitos de esteiras em função da direção do vento e apontam para os mesmos aerogeradores como sendo aqueles que estavam sujeitos à maior influência de esteira no parque.

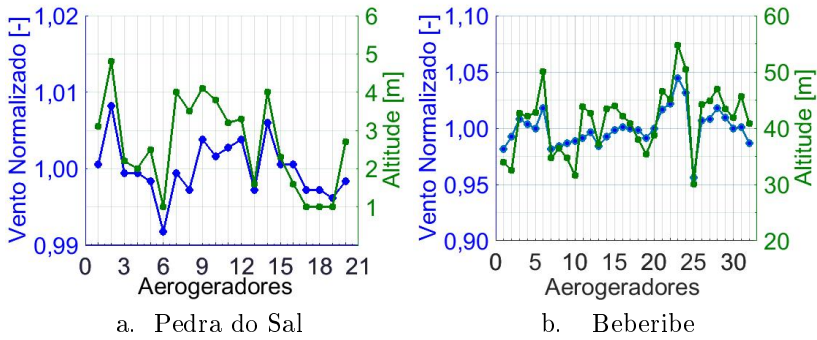
5.2.3 Topografia local

Uma das dificuldades na estimativa da produção de energia de todo um parque eólico é que a PAE se baseia apenas na altitude onde a torre anemométrica foi instalada. As diferenças de altitude na topografia do terreno no parque eólico faz com que cada aerogerador tenha uma produção de energia diferente do valor estimado pela PAE. Pequenas variações de altitude podem resultar em diferenças significativas de geração de um aerogerador a outro em um mesmo parque. Isso deve-se ao fato de a velocidade do vento variar de forma logarítmica nos primeiros metros da altura da superfície conforme descrito na Seção 2.1.2.3.

Para entender melhor essas diferenças de geração de energia causada pela topografia local, utilizou-se o WAsP para estimar a velocidade do vento na altura da nacela de cada aerogerador. Essas velocidades foram normalizadas em relação ao valor médio e comparadas com a altitude de cada aerogerador (Figuras 66a e 66b). Os valores de altitude de cada aerogerador estão no Anexo B.

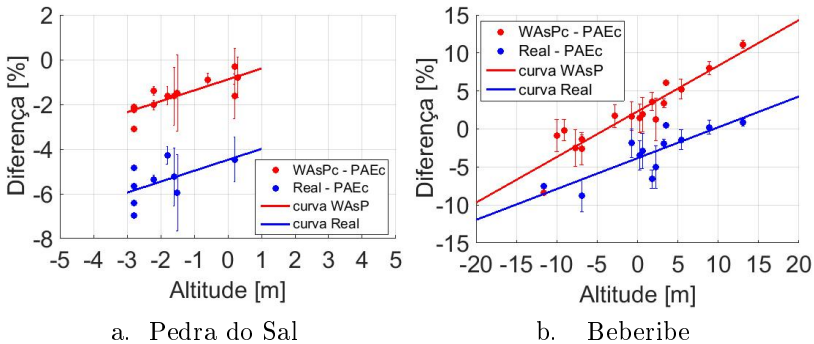
Pode-se verificar que as estimativas de velocidade do vento feito pelo WAsP estão diretamente relacionadas com a altitude de cada aerogerador. Em Pedra do Sal, os aerogeradores foram instalados em uma altitude entre 1 m e 5 m e, por isso, a velocidade média anual do vento variou menos que $\pm 1\%$ como mostra a Figura 66a. Em Beberibe, a altitude dos aerogeradores ficaram entre 30 m e 55 m, e assim, a velocidade do vento ficou 5% maior no local mais alto (55 m), e -5%

Figura 66 – Comparação da velocidade estimada pelo WASP normalizada com a altitude do aerogerador.



no local mais baixo (30 m). É importante relembrar que esses cálculos da velocidade do vento realizado pelo WASP são resultados de uma simulação numérica simplificada baseada na teoria de Jackson e Hunt (1975) e não representam os valores observados.

Figura 67 – Diferença WASPc e Produção real, em função da PAEc para diferentes altitudes em relação à torre anemométrica.

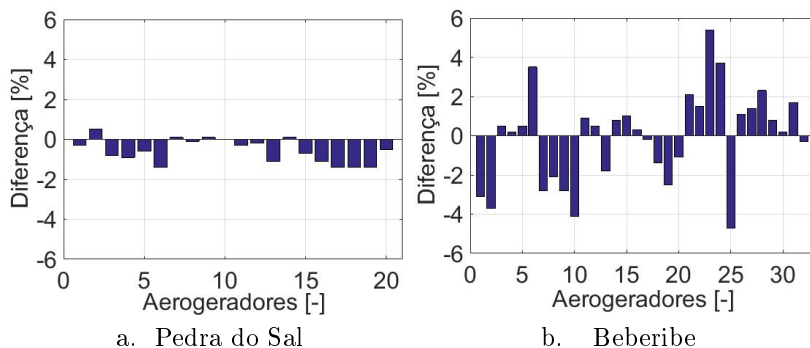


Uma outra forma de se verificar essas diferenças da PAE em relação à altitude do aerogerador, foi através de uma relação entre a diferença de altitude entre a torre e o aerogerador, e a diferença entre a produção real e a PAE. Para isso, foram analisados apenas os aerogeradores que tiveram efeitos de esteira menor que 3%. A mesma comparação foi realizada com as estimativas do WASP para entender os erros de extrapolação horizontal do software. As perdas causadas pelas manutenções e pelos efeitos de esteira na torre, foram descontadas na es-

timativa de produção anual (PAEc) e pelo WAsP também (WAsPc). As Figuras 67a e 67b. mostram uma correlação linear de 0,30 para Pedra do Sal e 0,73 para Beberibe, onde as barras de incerteza representam a própria magnitude da esteira de cada aerogerador. A correlação em Pedra do Sal foi pequena pelos pouco aerogeradores disponíveis para essa análise, pois foram desconsiderados os aerogeradores conectados nos disjuntores D2 e D3 devido aos problemas de manutenção descritos anteriormente.

Observa-se uma diferença sistemática entre a comparação do WAsP/PAEc (em vermelho) e da produção Real/PAEc (em azul) nos dois parques. Isso mostra que há ainda um erro sistemático na produção real que não está relacionado com as perdas por esteira, manutenção e elevação do aerogerador. Os coeficientes lineares do ajuste da curva real, indicam que há uma diferença sistemática de -4,5% em Pedra do Sal e -3,9% em Beberibe. Essas diferenças estão associadas as variações na curva de potência dos aerogeradores devido à intensidade de turbulência e serão explicadas em detalhes, no Capítulo 6. Os coeficientes angulares da curva Real ajustada foram de 0,49 para Pedra do Sal e 0,41 para Beberibe. Essas curvas foram utilizadas para estimar a diferença na PAE devido às diferenças das altitudes dos aerogeradores como mostram as Figuras 68a e 68b. Nota-se que o coeficiente angular pela curva do WAsP foi igual em Pedra do Sal (0,49) e maior em Beberibe (0,60). Portanto, há uma tendência de o WAsP superestimar a velocidade do vento ao realizar a extrapolação em Beberibe e manter-se neutro em Pedra do Sal.

Figura 68 – Diferença na estimativa da PAE para diferentes altitudes dos aerogeradores.



No geral, essas diferenças foram de -0,57% para Pedra do Sal

e -0,07% para Beberibe. Observa-se que embora Pedra do Sal seja um local plano, a diferença foi maior que em Beberibe, pois, a torre foi instalada em 3,8 m de altitude, enquanto a altitude média dos aerogeradores foi de 2,6 m, ou seja, ficou abaixo da altitude da torre. Em Beberibe, a torre foi instalada em uma altitude de 41,5 m e ficou próxima da altitude média dos aerogeradores de 41,3 m e, por isso a diferença foi pequena, mesmo com uma diferença de até 5,4% de alguns aerogeradores como o W23.

5.3 PRODUÇÃO REAL

A estimativa da produção anual de energia (PAE), conforme apresentado na Seção 5.1, é uma boa referência, pois é considerada a estimativa de uma produção total de um parque ideal, sem qualquer tipo de perdas. Assim, ao comparar a PAE com os dados reais de produção de energia dos parques, é possível verificar as variações na produção total de energia dos aerogeradores devido aos efeitos de esteira, diferença de altitude e manutenções dos aerogeradores. A Tabela 8 mostra uma comparação entre a produção real e a estimativa da PAE, assim como uma comparação com o WAsP.

Tabela 8 – Comparação entre a produção anual de energia Real, a PAE, e a simulada com o WAsP.

<i>Parâmetros</i>	<i>Perda</i>		<i>Produção</i>		<i>Diferença</i>	
	[%]		[GWh]		[%]	
<i>Parques</i>	<i>PS</i>	<i>BB</i>	<i>PS</i>	<i>BB</i>	<i>PS</i>	<i>BB</i>
Manutenção	-3,68	-1,95				
Esteira	-2,15	-6,50				
Elevação	-0,57	-0,07				
Total	-6,40	-8,52				
Real			64,0	89,0		
PAE bruta			70,8	102,4	10,6	15,1
WAsP bruta			69,7	103,9	8,9	16,8
PAE líquida			66,3	93,9	3,7	5,4
WAsP líquida			65,7	95,3	2,6	7,1
Incerteza PAE*			±4,9	±11,3	±6,9	±11,1

*com um nível de confiança de 90%.

Em Pedra do Sal a diferença entre a produção Real e a PAE foi de 10,6% enquanto em Beberibe foi de 15,1%. Essas diferenças não estão associadas às incertezas calculadas anteriormente e sim a perdas devido à manutenção, esteira e elevação conforme analisado e calculado anteriormente. Ao considerar essas perdas, as diferenças entre a produção real e a PAE diminuem para 3,7% em Pedra do Sal e 5,4% em Beberibe. Verifica-se que ainda há uma diferença significativa entre a produção real e a PAE, e parte dessa diferença está associada às diferenças na curva de potência do aerogerador devido à intensidade de turbulência como será apresentado no Capítulo 6. Na comparação entre a produção Real e o WAsP, observa-se que o WAsP subestimou o valor da produção real em 2,6% em Pedra do Sal e superestimou em 7,1% em Beberibe. Essas diferenças estão provavelmente associadas aos erros de extrapolação horizontal, onde se faz a correção da velocidade do vento conforme a altitude do terreno. Conforme descrito anteriormente, na Seção 5.2.3, o WAsP tende a subestimar a produção quando os aerogeradores estão em altitudes inferiores à altitude da torre anemométrica, e nessa comparação entre a produção real e o WAsP ficam evidentes essas diferenças.

6 CURVA DE POTÊNCIA

A curva de potência de um aerogerador é determinada pelo fabricante, geralmente em locais de teste ideais e sob condições meteorológicas específicas. Essa curva nem sempre é garantida pelo fabricante, pois um parque eólico pode estar sob condições meteorológicas bem distintas das condições em que foram realizados os testes. Nesta seção serão analisadas as curvas de potência dos aerogeradores dos parques de Pedra do Sal e Beberibe. Diferente de um local ideal de testes, os parques apresentam diversas limitações quanto a esteiras, topografia e manutenções dos aerogeradores. Desse modo, foi necessário realizar uma análise desses parâmetros para escolher os melhores aerogeradores do parque (Seção 6.1), em seguida, foi preciso determinar os setores livres de esteiras e excluir os dados inconsistentes (Seção 6.2). Após esse pré-processamento, pode-se calcular a curva de potência média do conjunto dos três aerogeradores escolhidos de cada parque e, assim, comparar com a curva de potência do fabricante (Seção 6.3). Para entender melhor essas diferenças, foi realizada uma análise da curva de potência para diferentes condições de intensidade de turbulência e cisalhamento do vento (Seção 6.4).

6.1 ESCOLHA DOS AEROGERADORES

Após analisar todas as características dos parques em relação às esteiras, às diferenças de altitude e os problemas de manutenção na seção anterior, foram escolhidos os aerogeradores para a análise de suas curvas de potência. Em Pedra do Sal, não havia muitas opções senão escolher os aerogeradores ligados no disjuntor D1, pois os aerogeradores conectados no disjuntor D2 e D3 tiveram sua potência nominal reduzida e os aerogeradores no disjuntor D4 estavam muito distantes. Assim, fazendo uma comparação entre os aerogeradores W03 e W07, foram escolhidos os aerogeradores W03, W04 e W07 em Pedra do Sal. Em Beberibe, os aerogeradores mais próximos e ao norte da torre sofreram muita influência de esteira como os W11 (4%), W12 (9%) e W13 (22%). Os aerogeradores ao norte da torre (W09 e W07) tiveram pouca influência da esteira, mas estavam em uma altitude relativamente menor em relação à torre (35 m). Assim, restou escolher os aerogeradores mais próximos e ao sul da torre que foram os aerogeradores W14 W16 e W17. Por sorte, foram aerogeradores que tiveram pouca influência de

esteiras e estavam localizados em altitudes próximas à da torre (41,6 m). A Tabela 9 mostra os aerogeradores escolhidos e os parâmetros escolhidos como critério para escolha.

Tabela 9 – Resumo dos aerogeradores escolhidos

<i>Parque</i>	<i>Turbina</i> ID	<i>Altitude</i> [m]	<i>Esteira</i> [%]	<i>Manut.</i> [%]	L_d/D^* [-]
Pedra do Sal	W03	2,2	1,3	3,6	16,8
	W04	2,0	0,4	3,0	13,4
	W06	1,0	0,1	3,0	7,1
Beberibe	W14	43,5	4,2	1,9	2,5
	W16	42,2	2,3	1,1	8,6
	W17	41,0	1,9	1,1	10,9

*razão entre a distância do aerogerador a torre e o diâmetro do rotor.

6.2 SETOR LIVRE DE ESTEIRA

Nesse estudo, é necessário calcular o setor livre de esteira desses aerogeradores e das torres anemométricas conforme sugestão da norma International Electrotechnical Commission (2005b) (Seção 3.3.2).

Tabela 10 – Estimativa do setor afetado pela esteira de cada aerogerador nas medições na torre de Pedra do Sal.

<i>Aerogeradores</i> unidades	<i>Distância</i> [m]	<i>Azimute</i> [°]	α_w [°]	Max [°]	Min [°]	L_d/D [-]
W06	310	306	45	328	284	7,0
W07	236	274	51	300	248	5,4
W08	168	231	60	261	201	3,8
W01	191	174	57	202	146	4,3
W09	325	145	44	167	123	7,4

Para o setor livre de esteira da torre anemométrica foram escolhidos os aerogeradores mais próximos como os W06, W07, W08, W01 e W09 para Pedra do Sal e os W09, W11, W12, W13 e W14 para Beberibe. As distâncias e azimute entre os aerogeradores e a torre foram

estimados utilizando o software Google Earth e o ângulo do setor livre de esteira (α_w) de acordo com a norma International Electrotechnical Commission (2005b).

Nas Tabelas 10 e 11, são apresentadas as distâncias entre a torre e cada aerogerador vizinho, o azimute, o ângulo do setor livre de esteiras (α_w), os ângulos máximos e mínimos e a razão entre a distância do aerogerador a torre anemométrica e o diâmetro do rotor do aerogerador (L_d/D) para Pedra do Sal e Beberibe, respectivamente.

Tabela 11 – Estimativa do setor afetado pela esteira de cada aerogerador nas medições na torre de Beberibe.

<i>Aerogeradores</i> unidades	<i>Distância</i> [m]	<i>Azimute</i> [°]	α_w [°]	Max [°]	Min [°]	L_d/D [-]
W09	435	325	40	345	305	9,1
W11	280	296	49	321	271	5,8
W12	195	275	59	304	246	4,1
W13	151	233	66	266	200	3,1
W14	124	142	73	178	106	2,6

Assim, foram considerados os ângulos máximos e mínimos entre os aerogeradores vizinhos, sendo que o setor livre de esteira da torre ficou definido entre 328° e 123° para Pedra do Sal, e entre 345° e 106° para Beberibe como mostram as Figuras 69 e 70.

Além das torres, foi necessário calcular o setor livre de esteira para o LiDAR e cada aerogerador escolhido para a análise da curva de potência do aerogerador. Na Tabela 12, tem-se uma síntese dos ângulos máximos e mínimos do setor livre de esteiras de cada aerogerador escolhido. Esses setores foram utilizados para filtrar os dados afetados pelas esteiras dos aerogeradores.

6.3 COMPARAÇÃO COM A CURVA DO FABRICANTE

Após selecionar três aerogeradores de cada parque que melhor representassem a curva de potência típica de seu respectivo parque eólico, foram determinadas as curvas de potência média desses conjuntos de três aerogeradores. Embora a norma recomende apenas 180h de dados

Figura 69 – Posição da torre em relação aos aerogeradores vizinhos em Pedra do Sal. Em destaque tem-se o setor livre de esteira (em vermelho)

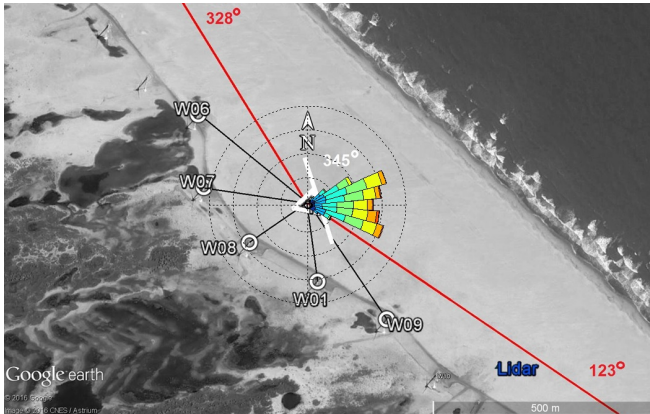
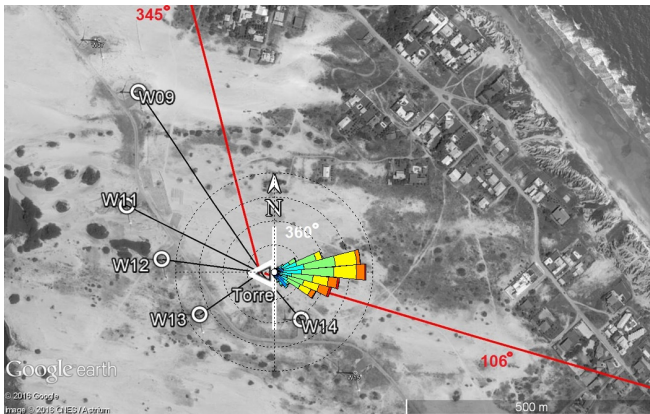


Figura 70 – Posição da torre em relação aos aerogeradores vizinhos em Beberibe. Em destaque tem-se o setor livre de esteira (em vermelho)

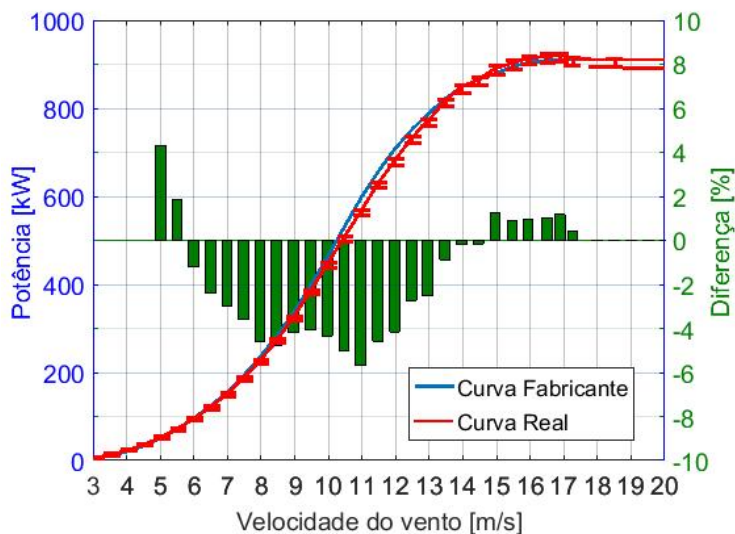


para a análise da curva de potência, procurou-se utilizar o máximo de dados disponíveis no experimento. Em Beberibe, foram considerados todos os dados entre agosto de 2013 e julho de 2014, pois não se verificaram variações significativas na curva de potência ao longo do tempo. Por outro lado, foi necessário desconsiderar os dados entre agosto a outubro de 2013 em Pedra do Sal, pois houve uma mudança significativa nas configurações de todos aerogeradores do parque conforme apresentado na Seção 5.2.1.

Tabela 12 – Setor livre de esteira para os aerogeradores escolhidos na análise da curva de potência em Pedra do Sal e Beberibe.

Pedra do Sal	Ângulo Máximo [°]	Ângulo Mínimo [°]	Beberibe	Ângulo Máximo [°]	Ângulo Mínimo [°]
Torre	328	123	Torre	345	106
Lidar	316	116	-	-	-
W03	164	100	W14	342	101
W04	345	109	W16	356	106
W06	339	120	W17	358	110

Figura 71 – Comparação da curva de potência Real e Fabricante em Pedra do Sal.

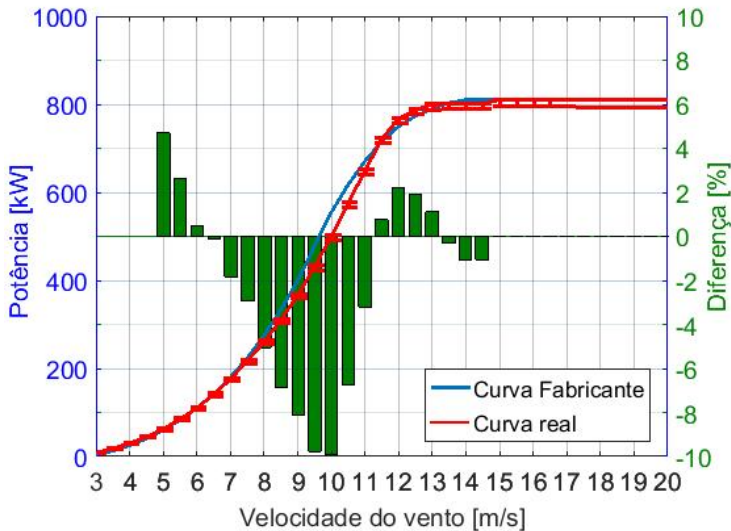


Desse modo, foram aplicados os filtros necessários para separar os dados sem efeitos de esteiras e problemas de manutenção, conforme descritos na Seção 3.3.2. A velocidade do vento medida em 60 m de altura na torre anemométrica foi extrapolada para cada altura da nacela de cada aerogerador que foram os mesmos cálculos utilizados na Seção 5.1.2. A correção da velocidade pela massa específica também foi considerada conforme Seção 5.1.1. A curva de potência foi calculada conforme a norma International Electrotechnical Commission (2005b)

(ver Seção 2.2.2), e então comparada com a curva do fabricante.

As Figuras 71 e 72 mostram essas comparações onde as barras de erro representam a incerteza padrão de cada bin de velocidade e o gráfico de barras (em verde) mostram as diferenças percentuais entre a curva real e a do fabricante. A curva de potência do fabricante tem como referência uma massa específica do ar de $1,225\text{kg}/\text{m}^3$ e intensidade de turbulência de 12% conforme Enercon (2015). Por outro lado, a curva real foi obtida para uma condição de IT menor que do fabricante com um valor médio de 7,2% em Pedra do Sal e 10,6% em Beberibe, conforme apresentado na Seção 4.3. Em ambas as figuras, pode-se observar o mesmo padrão na diferença entre a curva real e a curva do fabricante, onde há uma perda significativa na região central e um pequeno ganho percentual na região próxima da potência nominal.

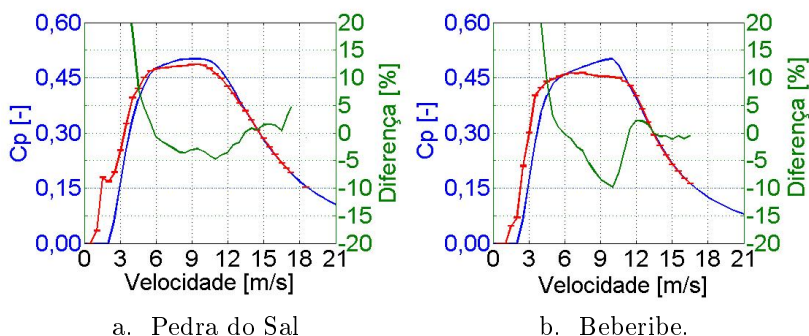
Figura 72 – Comparação da curva de potência Real e Fabricante em Beberibe.



Esses resultados confirmam padrões semelhantes de diferença, na curva de potência, encontrados em outros estudos (LANGREDER et al., 2004; GOTTSCHALL; PEINKE, 2008; Power Curve Working Group, 2017; MARTIN et al., 2016), que mostram que a curva de potência tende a ser menor na região do tornozelo da curva ("ankle", em inglês) e maior na região do joelho da curva de potência ("knee", em inglês) para intensidade de turbulência baixa. No entanto, há uma pequena

diferença, pois essas pesquisas similares apontam para perdas na região do tornozelo da curva e os resultados dos dois parques mostram perdas maiores na região central da curva.

Figura 73 – Comparação da curva do coeficiente de potência.



Uma comparação entre a curva do coeficiente de potência do fabricante e a curva média medida nos dois parques eólicos mostram que as diferenças mais significativas estão na região onde o coeficiente de potência é máximo entre 6 e 12 m/s, sendo que em Pedra do Sal essa diferença chega até -5% e em Beberibe -10% (Figuras 73a. e 73b.).

Os gráficos acima mostram um grande ganho percentual na região inicial da curva, mas os ganhos absolutos são pequenos. O mesmo é válido para a região próxima da potência nominal, e embora as diferenças sejam pequenas, a perda absoluta é significativa. Além disso, o impacto dessas diferenças da curva de potência depende também da frequência do vento, em cada faixa de velocidade.

Para entender o impacto na produção anual de energia, devido às diferenças na curva de potência, a PAE foi calculada seguindo os mesmos procedimentos anteriores (Seção 5.1), mas baseada na curva real de cada parque obtida anteriormente (Figuras 71 e 72). Assim, foram encontradas diferenças de -2,62% para Pedra do Sal e -4,22% para Beberibe, sendo que esses valores complementam as diferenças que faltavam na comparação entre a PAE e a produção real dos parques (Tabela 13).

Em Pedra do Sal, ainda é necessário analisar os meses de agosto a outubro de 2013 que foram desconsiderados no cálculo da curva de potência média. Desse modo, fez-se uma análise da diferença entre as curvas antes e depois de outubro de 2013, e foi verificado um déficit na PAE de -2,10%. No caso de Beberibe, onde a curva real foi calculada

com base em todo o período, não houve essa diferença. Assim, ao considerar as variações devido à curva de potência, verifica-se que as diferenças entre a PAE e o valor real se reduzem para -1,2% em Pedra do Sal e 1% em Beberibe. Isso reforça a tese de que há de fato uma diferença sistemática na curva de potência, e é importante que seja considerada no cálculo da estimativa da produção real dos parques.

Tabela 13 – Comparação entre a produção anual de energia Real, a PAE, e o WAsP considerando a diferença na curva de potência.

<i>Parâmetros</i>	<i>Perda</i>		<i>Produção</i>		<i>Diferença</i>	
	[%]		[GWh]		[%]	
<i>Parques</i>	<i>PS</i>	<i>BB</i>	<i>PS</i>	<i>BB</i>	<i>PS</i>	<i>BB</i>
Manutenção	-3,68	-1,95				
Esteira	-2,15	-6,50				
Elevação	-0,57	-0,07				
Curva Potência	-2,62	-4,22				
Deficit Potência	-2,10	-0,00				
Total acum.	-11,12	-12,74				
Real			64,0	89,0		
PAE bruta			70,8	102,4	10,6	15,1
WAsP bruta			69,7	103,9	8,9	16,8
PAE líquida			63,3	89,9	-1,2	1,0
WAsP líquida			62,6	91,3	-2,2	2,6
Incerteza PAE*			±4,9	±11,3	±6,9	±11,1

*com um nível de confiança de 90%.

Na estimativa do WAsP, a diferença em relação ao valor real foi de -2,2% para Pedra do Sal e 2,6% para Beberibe. Isso mostra que o WAsP segue a mesma tendência que a estimativa da PAE, mas com maior intensidade, considerando as configurações padrões do WAsP. Evidentemente, uma calibração do WAsP, ou melhor, um ajuste nos seus parâmetros, principalmente em relação ao comprimento de rugosidade, essas diferenças podem ser minimizadas.

Finalmente, observa-se que a estimativa bruta da PAE pode ficar bem fora do intervalo de confiança de 90% como mostra a Tabela 13, onde a incerteza expandida da PAE em Pedra do Sal foi $\pm 6,9\%$, mas a diferença entre a PAE bruta e o valor real chegou a 10,6%. O mesmo

ocorreu para Beberibe, onde a incerteza expandida foi de 11,1% e a diferença entre a PAE e o valor real foi de 16,8%. É importante lembrar que o valor da PAE é apenas uma referência de uma condição ideal, e que em um parque eólico em operação, há diversas perdas sistemáticas que tem que ser consideradas como em Pedra do Sal onde foram totalizadas -10,66% de perdas e em Beberibe com -12,14%. Portanto, para se fazer uma boa estimativa da produção real de um parque, não basta apenas realizar um estudo das incertezas na estimativa da PAE, mas entender melhor as diferenças sistemáticas específicas de cada parque eólico.

6.4 EFEITO DA TURBULÊNCIA E CISALHAMENTO

Uma vez identificado variações na curva de potência nos dois parques eólicos conforme verificado na Tabela 13, é necessário entender as causas dessas variações. Nessa seção, os dados foram separados em diferentes condições de intensidade de turbulência e cisalhamento do vento a fim de verificar a influência desses parâmetros na curva de potência do aerogerador. A intensidade de turbulência é baseada na razão entre o desvio padrão e velocidade média do vento em intervalos de 10 min. As medidas foram obtidas pelo anemômetro instalado em 60 m de altura da torre. O cisalhamento do vento foi calculado pelas diferenças de velocidades médias de 10 min do vento entre as alturas de 98 m e 40 m.

Tabela 14 – Limites de cada parâmetro meteorológico separado por quantiles

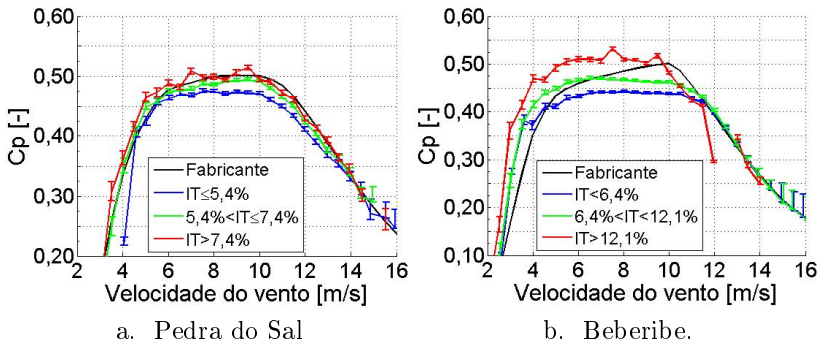
<i>Parâmetro</i> Quartile (q)	<i>Inferior</i> $q \leq 25\%$		<i>Superior</i> $q > 75\%$	
<i>Parques</i>	<i>PS</i>	<i>BB</i>	<i>PS</i>	<i>BB</i>
Intensidade turbulência (IT)	5,4%	6,4%	7,4%	12,1%
Cisalhamento do vento (α)	0,019	0,046	0,049	0,132

Seguindo a norma International Electrotechnical Commission (2005b), onde se recomenda separar os dados de forma que sejam esta-

tisticamente representativos, os dados foram separados e classificados em quartis. Desse modo, a classe inferior (condição fraca) refere-se aos dados do primeiro quartil ($< 25\%$), a classe superior (condição forte) refere-se aos valores acima do terceiro quartil ($> 75\%$), e a classe central (condição moderada) refere-se ao interquartil (entre 25% e 75%). Então, baseado em um ano de dados, foram obtidos os limites de cada parâmetro conforme Tabela 14. Pelo fato de a intensidade de turbulência e o cisalhamento serem correlacionados (RARESHIDE et al., 2009), é necessário aplicar um filtro de modo que um parâmetro não interfira na análise do outro. Assim, no estudo da turbulência, foram utilizados apenas os dados de condição moderada de cisalhamento (interquartil), e na análise de cisalhamento do vento, foram utilizados apenas os dados da condição moderada da intensidade de turbulência.

Na análise dos efeitos da intensidade de turbulência sobre o desempenho do aerogerador, observa-se uma variação sistemática do coeficiente de potência (C_p) principalmente na região onde os valores são máximos como mostram as Figuras 74a. e 74b.

Figura 74 – Variação em função da Intensidade Turbulenta.

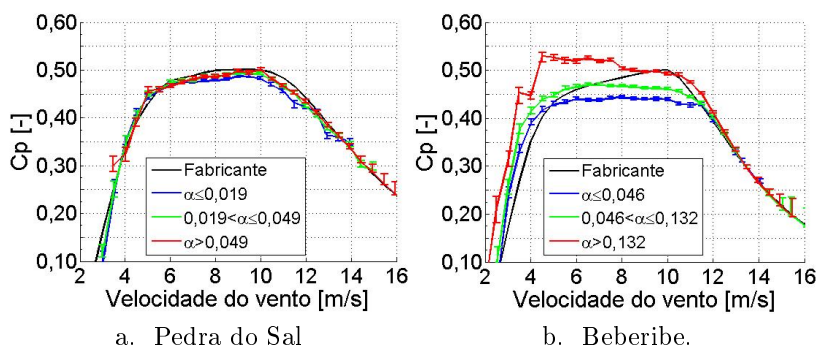


Em Pedra do Sal, nota-se claramente que a curva do coeficiente de potência se aproxima da curva do fabricante para IT maior que $7,4\%$ (quartile superior). Para entender melhor essa diferença entre as curvas C_p , fez-se uma média ponderada da diferença entre a curva do fabricante e a curva real em cada condição (fraca, moderada e forte) com base na distribuição de frequência do vento. Assim, na condição forte, o aerogerador apresentou uma diferença média de 1% em relação à curva do fabricante. Numa condição fraca de IT ($\leq 5,4\%$), a curva C_p mostrou um desempenho menor que a curva do fabricante e chegou a uma diferença média de até $-5,3\%$. Para uma intensidade de turbulência

entre 5,4% e 7,4% a diferença média entre as curvas chegou a -1,6%.

Em Beberibe, as diferenças são mais significativas, pois a intensidade de turbulência atinge valores maiores com maior frequência que em Pedra do Sal. Pode-se observar que para intensidade de turbulência na classe inferior ($IT \leq 6,4\%$) a curva do coeficiente de potência tem menor eficiência que a curva do fabricante, principalmente na região de máximo C_p , sendo que a diferença média foi de -6,6%. Na classe de maior turbulência ($IT > 12,1\%$), a curva tem uma maior eficiência que a curva do fabricante para ventos menores que 10 m/s e um menor desempenho para ventos acima de 10 m/s, sendo que na média, a diferença foi positiva de 5,5%. Esse comportamento é similar com resultados encontrados na literatura (Power Curve Working Group, 2017), onde o aerogerador tem uma potência maior na região do tornozelo da curva de potência, e uma potência menor na região do joelho da curva de potência. Para a classe intermediária de intensidade de turbulência entre 6,4% e 12,1%, a curva de coeficiente de potência teve uma melhor aproximação da curva do fabricante com uma diferença média de -1,9%. É interessante observar que a curva C_p do fabricante tem um comportamento diferente da curva real, mesmo quando a intensidade de turbulência é próxima da condição de turbulência especificada pelo fabricante de 12%.

Figura 75 – Variação em função do cisalhamento do vento.



No estudo sobre os efeitos de cisalhamento do vento sobre a potência do aerogerador, verifica-se que praticamente não há diferenças significativas na curva C_p devido as variações de cisalhamento do vento em Pedra do Sal. De fato, o cisalhamento do vento é frequentemente pequeno e constante em Pedra do Sal conforme apresentado na Seção 4.3. Em relação a curva do fabricante, a diferença média da curva C_p foi de

-2,6% para a condição de fraca e -1,2% para a condição forte de cisalhamento. Portanto, não é possível avaliar a influência do cisalhamento do vento no desempenho do aerogerador pela pouca variação desta variável no local. Isso permite pelo menos afirmar que as diferenças na curva de potência do aerogerador em Pedra do Sal estão relacionadas, principalmente, à intensidade de turbulência e não do cisalhamento do vento.

Em Beberibe, as curvas de C_p para o cisalhamento do vento são semelhantes ao comportamento da curva C_p para intensidade de turbulência. As diferenças médias da curva C_p nas condições fraca, moderada e forte foram maiores com -7,2%, -3,1% e 5,7% respectivamente.

Destaca-se na condição forte, um desempenho acima da curva do fabricante em praticamente toda a faixa de velocidade. Na faixa de ventos fortes entre 10 m/s e 12 m/s, onde a curva C_p se manteve nos mesmos níveis da curva do fabricante, e na faixa entre 5 m/s e 8 m/s onde o C_p teve valores acima de 0,5, esperavam-se valores inferiores a 0,47, os quais são valores encontrados em condições ideais segundo Burton et al. (2011). Provavelmente, as condições não ideais tenham contribuído para essas variações nessa faixa da curva C_p . Um dos motivos pode ser a distorção do vento que é maior em Beberibe, conforme visto na Seção 5.1. Lembrando que apenas um aerogerador (W14) está dentro do limite de distância da torre conforme recomendação da norma International Electrotechnical Commission (2005b).

Por fim, foi realizado um estudo sobre o efeito da estabilidade atmosférica pelo comprimento de Obukhov no desempenho do aerogerador, mas conforme apresentado anteriormente, a teoria TSMO não foi válida nos dois locais, e portanto, seus resultados ficaram duvidosos e assim não foram incluídos nos resultados dessa tese.

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta tese analisou a influência da turbulência e do perfil de velocidade do vento no desempenho dos aerogeradores dos parques eólicos de Beberibe e Pedra do Sal. A revisão bibliográfica sobre o tema mostrou que essas discussões existem desde os primeiros aerogeradores de grande porte na década de noventa, e continuam nos dias de hoje à medida que os aerogeradores se tornam cada vez maiores e com melhores tecnologias de controle. Dois experimentos foram conduzidos nos parques eólicos de Beberibe e Pedra do Sal com o apoio de um projeto de pesquisa e desenvolvimento que possibilitou a formação de um banco de dados do perfil de velocidades e da intensidade de turbulência, durante um ano de medições, juntamente com os dados de geração dos parques. Os resultados desta tese foram organizados e apresentados em três capítulos onde se procurou analisar as condições de vento dos parques, as características dos parques associadas às diferenças entre a produção esperada e a real, e a análise da curva de potência do aerogerador. Assim, tem-se a seguir conclusões de cada um desses capítulos, assim como as suas contribuições e recomendações futuras.

Condições do vento nos parques eólicos.

- A condição do vento em Pedra do Sal é praticamente marítima (offshore), enquanto que, em Beberibe, há um predomínio de uma condição marítima do vento, mas com algumas características de vento terrestre;
- O predomínio da condição offshore é causado pelos ventos alísios que sopram de leste/sudeste e a orientação da linha da costa de noroeste/sudeste;
- As características marítimas encontradas nos dois parques apresentam: o predomínio de uma atmosfera entre neutro e pouco instável, baixos valores de intensidade de turbulência e cisalhamento do vento, rugosidade dinâmica (apenas em Pedra do Sal) e um ciclo diário tipicamente oceânico com ventos mais fortes no período da noite;
- Em Beberibe, as medições foram prejudicadas pelas esteiras dos aerogeradores mas, ainda assim, pode-se observar características do vento terrestre com valores elevados de intensidade de turbulência e cisalhamento do vento;

- Em Pedra do Sal, as condições marítimas de baixos valores de cisalhamento do vento se mostraram mais frequentes do que as condições marítimas observadas nos Estados Unidos e no mar do norte da Europa.
- A simulação do WRF mostrou que os baixos valores de intensidade de turbulência e cisalhamento de vento são típicamente de regiões oceânicas, mas ocorrem também em topo de regiões montanhosas, em concordância com estudos de campo (BUNSE; MELLINGHOFF, 2008) e em túnel de vento (MATTUELLA et al., 2016).

Ajuste do perfil de velocidade do vento com a estabilidade atmosférica.

- Os dados experimentais apresentaram diferenças em relação à teoria de similaridade de Monin-Obukhov (TSMO). Em Pedra do Sal, o cisalhamento adimensional ficou, no geral, abaixo do valor esperando ($\phi_m = 1$ quando $z/L=0$). Em Beberibe, apesar da dispersão dos dados, o cisalhamento adimensional ficou acima do valor esperando. Isso impossibilitou fazer uso da TSMO para modelagem do perfil do vento na CLA;
- As condições não ideais de não homogeneidade da superfície, rugosidade dinâmica da superfície do mar e complexidade do terreno (apenas para Beberibe), contribuíram para as diferenças encontradas entre a TSMO e as medições observadas;
- A diferença entre os fluxos turbulentos entre 20 m e 100 m em Pedra do Sal, mostram que a hipótese da TSMO de fluxos constantes com a altura é válida considerando uma distribuição de probabilidade;
- Uma correção na velocidade de fricção possibilitou uma melhor aproximação da TSMO, conforme sugestão de estudos consagrados, mas essas diferenças continuam em aberto e sem uma conclusão final sobre as diferenças encontradas;
- O perfil de velocidade do vento foi extrapolado pela lei de potência (perfil neutro) utilizando um coeficiente de cisalhamento médio. Embora se tenha um ajuste satisfatório no perfil médio, há um aumento considerável da incerteza da PAE devido a essa extrapolação e só não foi maior porque as condições foram predominantemente próximas da neutralidade.

Camada limite superficial.

- Na análise do perfil adimensional do vento, observa-se pouca variação do cisalhamento em até 180 m de altura, onde se sugere ser o topo da camada limite superficial e, conseqüentemente, o limite de altura para a TSMO;
- Acima de 180 m, o cisalhamento varia significativamente, sendo possível observar um cisalhamento negativo, associado ao retorno da brisa, principalmente no período da tarde;
- Embora estudos como de Pires et al. (2015) apontam para a presença de uma camada limite interna (CLI) na costa do nordeste brasileiro, a análise do perfil adimensional do cisalhamento do vento mostra que a CLI fica acima de 180 m em Pedra do Sal, e em concordância com o modelo de CLI de Plate (STUNDER; SETHURAMAN, 1985). Portanto, não houve interferência da CLI sobre os aerogeradores do parque de Pedra do Sal;

Fontes de incerteza da PAE nos parques eólicos.

- Duas fontes de incerteza poderiam ter sido evitadas, ou pelo menos reduzidas nesse experimento. A primeira, devido ao mau posicionamento da torre anemométrica no parque que sofreu influência dos efeitos de esteira dos aerogeradores. A segunda, devido à instalação do anemômetro em uma altura diferente da altura da nacela do aerogerador, sendo necessário utilizar uma técnica de extrapolação da velocidade do vento;
- A maior fonte de incerteza, inevitável nos dois parques, é a incerteza associada à distorção do vento, isso mostra que a maior fonte de incerteza da PAE não está associada às medições em si, mas à complexidade do terreno. Assim, por melhores que sejam as estimativas ou previsões de vento para um parque eólico, ainda assim, haverá uma grande incerteza associada à distorção do vento ao longo do parque. Portanto, não basta fazer uma boa estimativa ou previsão da velocidade do vento, faz-se necessário também entender as características locais de cada parque como a rugosidade do terreno, a topografia e estabilidade atmosférica.

Déficit de produção de energia nos parque eólico.

- Foram encontrados muitos problemas nos dados de produção de energia dos aerogeradores como: a falta de dados na série temporal, mudança na configuração do aerogerador e paradas devido à manutenção dos aerogeradores;
- Em Pedra do Sal, o déficit de produção foi causado, principalmente, pelas paradas de manutenção, devido a um disjuntor que quebrou no parque;
- Em Beberibe, a maior perda foi por causa de esteiras, mas nem todos os aerogeradores sofrem perdas significativas. Essa perda deve-se, principalmente, a sete aerogeradores do parque;
- As diferenças de produção devido às diferenças na altitude do terreno foram pequenas, pois em Pedra do Sal o terreno é plano, e em Beberibe, embora tenha um terreno um pouco mais complexo, os aerogeradores estão em altitudes muito próximas.

Curva de potência do aerogerador e condições meteorológicas.

- A intensidade de turbulência foi o parâmetro que mais influenciou na curva de potência dos aerogeradores tanto em Pedra do Sal quanto em Beberibe;
- O cisalhamento do vento mostrou pouca influência sobre a curva de potência dos aerogeradores, embora em Beberibe, essa diferença tenha se mostrado mais significativa, mas pouco conclusiva;
- Ao separar os dados em diferentes condições de intensidade de turbulência pode-se verificar que para IT acima de 12% a curva C_p se aproximava melhor da curva do fabricante, enquanto que para IT abaixo de 5% a curva C_p diminuía em relação à curva do fabricante;
- Essas condições estacionárias de uma estabilidade atmosférica entre neutra e pouco instável, tipicamente da costa do nordeste brasileiro, contribuíram para que a intensidade de turbulência e o cisalhamento do vento fossem frequentemente baixos e, consequentemente, proporcionassem uma diferença sistemática na curva de potência em relação à curva do fabricante dos aerogeradores nos dois parques eólicos;

- O impacto dessa diferença sistemática na curva de potência causou uma diferença negativa ao comparar a PAE com a produção real. Em outras palavras, a produção real ficou até 4,22% menor em Beberibe e 2,62% em Pedra do Sal em relação à estimativa da PAE pela curva de potência do fabricante, e essas diferenças podem ser observadas ao comparar a PAE com a produção real dos parques.

7.1 CONTRIBUIÇÕES CIENTÍFICAS

Dados meteorológicos inéditos. Neste trabalho, foi realizado um estudo inédito das condições de vento no nordeste brasileiro graças à análise combinada de dados de velocidade de um perfilador LiDAR em conjunto com medições de 20 Hz com um anemômetro sônico 3D. Isso permitiu identificar estruturas importantes na CLA como: a camada limite interna em Pedra do Sal, o retorno da brisa acima de 180 m e o perfil de cisalhamento do vento associado às suas condições de estabilidade atmosférica.

Curva de Potência num parque em operação. Apesar das limitações quanto às distâncias mínimas entre a torre e os aerogeradores, dos problemas de esteiras dos aerogeradores e da própria torre, das manutenções e reconfigurações dos aerogeradores, foi determinada a curva de potência de forma satisfatória para os dois parques eólicos em operação conforme a norma International Electrotechnical Commission (2005b). Existem diversos estudos no Brasil, relacionados à determinação de curva de potência de aerogeradores de pequeno porte, mas ainda não há uma curva de potência certificada para aerogeradores de grande porte no Brasil, e também não foram encontrados estudos no Brasil sobre a curva de potência de aerogeradores em operação com a mesma qualidade e tratamento de dados que constituem esta tese.

Estudo da influência da intensidade de turbulência e do perfil de velocidade do vento sobre o desempenho das turbinas eólicas. Estes resultados, na forma de um estudo de caso, contribuem para o aprofundamento da discussão sobre os efeitos da turbulência e do cisalhamento na curva de potência do aerogerador em condições meteorológicas específicas do Brasil e, assim, contribuir para melhores práticas para o setor elétrico nacional e internacional.

7.2 RECOMENDAÇÕES FUTURAS

Estudos em outros locais do Brasil. Esse estudo pode ser realizado em outras regiões do Brasil. Essas condições estacionárias são válidas apenas para uma faixa específica do litoral do nordeste brasileiro, pois em outras regiões costeiras como na região sudeste e sul do Brasil, as condições marítimas onde se tem potencial eólico favorável, já sofrem influência de sistemas frontais e as condições de vento são diferentes (PIMENTA; KEMPTON; GARVINE, 2008).

Estudos com outros aerogeradores. O rápido avanço tecnológico demanda por novos testes com aerogeradores mais atuais. Os aerogeradores analisados nessa tese tem hoje potencial nominal quatro vezes inferior dos aerogeradores atuais, e portanto, o problema relacionado à influência da turbulência pode ser ainda maior.

Estudos em regiões costeiras. Realizar estudos mais detalhados na região costeira com a utilização de Scanning LiDAR para um melhor entendimento dessa condição de transição marítima/terrestre. A teoria de similaridade não pode ser validada nesse trabalho, um estudo mais aprofundado e melhorias na teoria podem contribuir para um melhor ajuste do perfil do vento na camada limite atmosférica.

Validação dos mapas de intensidade de turbulência e cisalhamento do vento. Realizar uma validação do mapa de intensidade de turbulência e cisalhamento do vento do WRF para diferentes locais como nas regiões de topo e vale de montanhas.

REFERÊNCIAS

ALBERS, A. Turbulence and shear normalisation of wind turbine power curve. In: EWEA. **Proc. EWEA Conference**. [S.l.], 2010. p. 7.

ALBERS, A. et al. Influence of meteorological variables on measured wind turbine power curves. In: EWEA. **Proc. EWEA Conference**. [S.l.], 2007. p. 7.

ANDREAS, E. L. et al. Evaluations of the von Kármán constant in the atmospheric surface layer. **Journal of Fluid Mechanics**, Cambridge University Press.

ANTONIOU, I.; PEDERSEN, S. M.; ENEVOLDSEN, P. B. Wind shear and uncertainties in power curve measurement and wind resources. **Wind Engineering**, v. 33, n. 5, p. 449–468, 2009.

ARYA, S. **Introduction to Micrometeorology**. [S.l.]: Academic Press, 2001. (International geophysics series). ISBN 9780120593545.

BARTH, V.; TSEGAI, A. W. Micrositing using rotor equivalent wind speed – one step forward or aside. **DEWI Magazin**, n. 45, ago. 2014.

BARTHELMIE, R. J.; GRISOGONO, B.; PRYOR, S. C. Observations and simulations of diurnal cycles of near-surface wind speeds over land and sea. **J. Geophys. Res.**, v. 101, n. D16, p. 21327–21337, set. 1996.

BOERSMA, S. et al. A tutorial on control-oriented modeling and control of wind farms. In: **2017 American Control Conference (ACC)**. [S.l.: s.n.], 2017.

BOSILOVICH, M. G. et al. Atmospheric water balance and variability in the merra-2 reanalysis. **Journal of Climate**, v. 30, n. 4, p. 1177–1196, 2017.

BUNSE, U.; MELLINGHOFF, H. Influences of vertical wind profiles on power performance measurements. In: DEWI. **Proc. DEWI**. [S.l.]: German Wind Energy Conference DEWEK, 2008. p. 5.

BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**. Second. [S.l.]: Wiley, 2011. 780 p. ISBN 9781119993926.

BUSINGER, J. A. et al. Flux-profile relationships in the atmospheric surface layer. **Journal of the Atmospheric Sciences**, American Meteorological Society, v. 28, n. 2, p. 181–189, 1971.

CAMPOS, P.; LIMA, G. High quality wind resource in Brazil measured by 230 met mast campaigns. In: EWEA. **Proc. EWEA Conference**. [S.l.], 2016.

CARDOSO, B. J.; SANTOS, P. A. de A.; SAKAGAMI, Y. **Instalação e testes de instrumentação para três torres anemométricas**. Florianópolis, 2013. 48 p.

CAVALCANTI, I. F. A. et al. **Tempo e Clima no Brasil**. 1. ed. [S.l.]: Oficina de Textos, 2009. 464 p.

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. 2001. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em: 25 abr. 2017.

CHARNOCK, H. Wind stress on a water surface. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, John Wiley & Sons, Ltd, v. 81, n. 350, p. 639–640, 1955.

CHAUDHARI, A. et al. Numerical study of the impact of atmospheric stratification on a wind-turbine performance. **Journal of Physics: Conference Series**, v. 854, 2017.

CHRISTENSEN, C.; DRAGT, J.; BORG, N. **Accuracy of Power Curve Measurements**. [S.l.]: Risø National Laboratory, 1986. 266 p.

CROWNSTATE, T. **UK MERRA Validation with Offshore Meteorological Data**. [S.l.], 2014.

DALMAZ, A. **Estudo do potencial eólico e previsão de ventos para geração de eletricidade em Santa Catarina**. Dissertação (Mestrado) — UFSC, 2007.

DAMAS, L. B. **Análise de geração e aplicação do método mcp em dois parques eólicos em operação no Brasil**. Dissertação (Mestrado) — UFSC, 2013.

Denmark Technical University. **WAsP software**. 2017. Disponível em: <<http://www.wasp.dk/>>. Acesso em: 17 jan. 2017.

DIJK, A. V.; MOENE, A.; DEBRUIN, H. **The principles of surface flux physics: Theory, practice and description of the ECPack library**. Wageningen University, 2004. 99 p.

ELLIOTT, D. L.; CADOGAN, J. B. Effects of wind shear and turbulence on wind turbine power curves. **Wind Energy**, p. 10–14, set. 1990.

ELLIOTT, W. P. The growth of the atmospheric internal boundary layer. **Eos, Transactions American Geophysical Union**, v. 39, n. 6, 1958. ISSN 2324-9250.

ENERCON, W. **ENERCON product overview**. 2015. Disponível em: <<http://www.enercon.de>>. Acesso em: 24 mar. 2017.

European Wind Energy Technology Platform. **Strategic research and innovation agenda**. [S.l.], 2016.

FERREIRA, A. G.; MELLO, N. G. da S. Principais sistemas atmosféricos atuantes sobre a região nordeste do Brasil e a influência dos oceanos Pacífico e Atlântico no clima da região. **Revista Brasileira de Climatologia**, Associação Brasileira de Climatologia, 2005.

FERREIRA, N. S. **Zona de convergência intertropical**. 1996. Boletim do Climanálise Especial - Comemoração dos 10 anos. Disponível em: <<http://climanalise.cptec.inpe.br/rclimanl/boletim/cliEsp10a/zcit1.html>>. Acesso em: 10 out. 2016.

FLOORS, R. et al. The wind profile in the coastal boundary layer: Wind lidar measurements and numerical modelling. **Boundary-Layer Meteorology**, Springer Netherlands, v. 147, n. 3, p. 469–491, 2013.

FOKEN, T. 50 years of the Monin–Obukhov similarity theory. **Boundary-Layer Meteorology**, Springer Netherlands, v. 119, n. 3, p. 431–447, 2006.

GARRATT, J. The internal boundary layer — a review. **Boundary-Layer Meteorology**, Kluwer Academic Publishers, v. 50, n. 1-4, p. 171–203, 1990.

GARRATT, J. **The Atmospheric Boundary Layer**. [S.l.]: Cambridge University Press, 1992. (Cambridge Atmospheric and Space Science Series). ISBN 9780521380522.

GARVINE, R. W.; KEMPTON, W. Assessing the wind field over the continental shelf as a resource for electric power. **Journal of Marine Research**, v. 66, n. 6, p. 751–773, 2008. ISSN 0022-2402.

GOLDER, D. Relations among stability parameters in the surface layer. **Boundary-Layer Meteorology**, Kluwer Academic Publishers, v. 3, n. 1, p. 47–58, 1972. ISSN 0006-8314.

GOTTSCHALL, J.; PEINKE, J. How to improve the estimation of power curves for wind turbines. **Environmental Research Letters**, v. 3, n. 1, p. 015005, 2008.

GRYNING, S.-E. et al. On the extension of the wind profile over homogeneous terrain beyond the surface boundary layer. **Boundary-Layer Meteorology**, v. 124, n. 2, p. 251–268, 2007.

HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics of Wind Turbines**. 2. ed. [S.l.]: Earthscan Publications Ltd, 2008.

HASS, R. et al. Influencia de fenomenos climaticos no desempenho de dois parques eolicos. In: **VII CITENEL - Congresso de Inovacao Tecnologica em Energia Eletrica**. Foz do Iguaçu: [s.n.], 2013.

HAU, E. **Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics**. 3. ed. [S.l.]: Springer, 2013. 96 p.

HAURWITZ, B. Comments on the sea-breeze circulation. **Journal of Meteorology**, v. 4, n. 1, p. 1–8, 1947.

HESS, G.; HICKS, B.; YAMADA, T. The impact of the wangara experiment. **Boundary-Layer Meteorology**, Kluwer Academic Publishers, v. 20, n. 2, p. 135–174, 1981. ISSN 0006-8314.

HÖGSTRÖM, U. Von Kármán's constant in atmospheric boundary layer flow: Reevaluated. **Journal of the Atmospheric Sciences**, American Meteorological Society, v. 42, n. 3, p. 263–270, Feb 1985. ISSN 0022-4928.

HÖGSTRÖM, U. Non-dimensional wind and temperature profiles in the atmospheric surface layer: A re-evaluation. **Boundary-Layer Meteorology**, Kluwer Academic Publishers, v. 42, n. 1-2, p. 55–78, 1988. ISSN 0006-8314.

HOLTSLAG, A. A. M. Estimates of diabatic wind speed profiles from near-surface weather observations. **Boundary-Layer Meteorology**, v. 29, p. 225–250, jul. 1984.

HSU, S.-A. **Coastal Meteorology**. [S.l.]: Academic Press, 1988. (International Geophysics Series). ISBN 9780123579553.

HUNTER, R. et al. **European wind turbines testing procedure developments. Task 1 Measurement method to verify wind turbine performance characteristics**. [S.l.], 2001.

Instituto Nacional de Meteorologia. **Normais Climatológicas do Brasil 1961-1990**. 2017. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/>>. Acesso em: 08 mai. 2017.

International Electrotechnical Commission. **Wind turbines - Part 1: design requirements 61400-1**. 3. ed. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2005. 96 p.

International Electrotechnical Commission. **Wind turbines Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines Technical Report. IEC 61400-12-1**. 1. ed. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2005. 96 p.

JACKSON, P. S.; HUNT, J. C. R. Turbulent wind flow over a low hill. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, John Wiley & Sons, Ltd, v. 101, n. 430, p. 929–955, 1975.

Joint Committee for Guides in Metrology. **Evaluation of Measurement Data - Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement**. Paris, 2008. 120 p.

JONES, I.; TOBA, Y. **Wind Stress Over the Ocean**. [S.l.]: Cambridge University Press, 2001. ISBN 9780521662437.

JUÁREZ, A. A. et al. Development of the wind power in Brazil: Political, social and technical issues. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 39, p. 828 – 834, 2014.

KAIMAL, J.; WYNGAARD, J. The kansas and minnesota experiments. **Boundary-Layer Meteorology**, Kluwer Academic Publishers, v. 50, n. 1-4, p. 31–47, 1990.

KAISER, K. et al. Turbulence correction for power curves. In: PEINKE, J.; SCHAUMANN, P.; BARTH, S. (Ed.). **Wind Energy**. [S.l.]: Springer Berlin Heidelberg, 2007. p. 159–162.

KALLSTRAND, B.; SMEDMAN, A.-S. A case study of the near-neutral coastal internal boundary-layer growth: Aircraft measurements compared with different model estimates.

Boundary-Layer Meteorology, v. 85, n. 1, p. 1–33, 1997.

KANAMITSU, M. et al. NCEP–DOE AMIP-II Reanalysis (R-2).

Bulletin of the American Meteorological Society, v. 83, n. 11, p. 1631–1643, 2002.

KATIC, I.; HØJSTRUP, J.; JENSEN, N. A simple model for cluster efficiency. In: **Proc. EWEA Conference**. [S.l.: s.n.], 1987. p. 407–410.

LANGE, B. et al. The influence of thermal effects on the wind speed profile of the coastal marine boundary layer. **Boundary-Layer Meteorology**, Kluwer Academic Publishers, v. 112, n. 3, p. 587–617, 2004. ISSN 0006-8314.

LANGE, M.; FOCKEN, U. **Physical Approach to Short-Term Wind Power Prediction**. [S.l.]: Springer, 2006. ISBN 9783540256625.

LANGREDER, W. et al. Turbulence correction for power curves. In: EWEA. **Proc. EWEA Conference**. [S.l.], 2004.

LEE, X.; LAW, B.; MASSMAN, W. **Handbook of Micrometeorology: A Guide for Surface Flux Measurement and Analysis**. [S.l.]: Springer, 2004. (Atmospheric and Oceanographic Sciences Library). ISBN 9781402022647.

LI-COR. **EddyPro 4.0 & 4.1 Eddy Covariance Software, User's Guide & Reference**. 4. ed. Lincoln, Nebraska USA, 2012.

MACHUCA, M. N. et al. **Tutorial: Análise de potencial eólico com softwareWAsP 10**. Florianópolis, 2012. 23 p.

MARTIN, C. M. S. et al. Wind turbine power production and annual energy production depend on atmospheric stability and turbulence. **Wind Energy Science**, v. 1, n. 2, p. 221–236, 2016.

MASON, P. J.; SYKES, R. I. Flow over an isolated hill of moderate slope. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, John Wiley & Sons, Ltd, v. 105, n. 444, p. 383–395, 1979.

MATHIEU, J.; SCOTT, J. **An Introduction to Turbulent Flow**. [S.l.]: Cambridge University Press, 2000.

MATTUELLA, J. et al. Wind tunnel experimental analysis of a complex terrain micrositing. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 54, p. 110 – 119, 2016.

MEASNET. **Anemometer calibration procedure**. 2. ed. [S.l.], 2009.

MEASNET. **Power Performance Measurement Procedure**. 5. ed. [S.l.], 2009.

MILLER, S. T. K. et al. Sea breeze: Structure, forecasting, and impacts. **Reviews of Geophysics**, v. 41, n. 3, 2003.

MONIN, A. S.; OBUKHOV, A. M. Basic laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere. **Tr. Akad. Nauk SSSR Geofiz. Inst.**, English translation by John Miller, v. 24, p. 163–187, 1954.

MOTTA, M.; BARTHELMIE, R. J.; VØLUND, P. The influence of non-logarithmic wind speed profiles on potential power output at danish offshore sites. **Wind Energy**, John Wiley & Sons, Ltd., v. 8, n. 2, p. 219–236, 2005.

MURTHY, K.; RAHI, O. A comprehensive review of wind resource assessment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 72, n. Supplement C, p. 1320 – 1342, 2017.

National Oceanic and Atmospheric Administration. **Climate Prediction Center**. Outubro 2016. Disponível em: <<http://www.cpc.noaa.gov/>>. Acesso em: 31 out. 2016.

NYGAARD, N. G. Systematic quantification of wake model uncertainty. In: EWEA. **Proc. EWEA Conference**. [S.l.], 2015.

OLIVER, J. E. **Encyclopedia of World Climatology**. [S.l.]: Springer Netherlands, 2005. (Encyclopedia of Earth Sciences Series). ISBN 978-1-4020-3264-6.

PEÑA, A.; FLOORS, R.; GRYNING, S.-E. The Høvsør tall wind-profile experiment: A description of wind profile observations in the atmospheric boundary layer. **Boundary-Layer Meteorology**, Springer Netherlands, v. 150, n. 1, p. 69–89, 2014.

PEÑA, A.; GRYNING, S.-E.; HASAGER, C. Measurements and modelling of the wind speed profile in the marine atmospheric boundary layer. **Boundary-Layer Meteorology**, Springer Netherlands, v. 129, n. 3, p. 479–495, 2008.

PEÑA, A. et al. **Offshore Vertical Wind Shear**. [S.l.], 2012. 116 p.

PIMENTA, F.; KEMPTON, W.; GARVINE, R. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of southeastern brazil. **Renewable Energy**, v. 33, n. 11, p. 2375 – 2387, 2008. ISSN 0960-1481.

PIRES, L. B. M. et al. A study of the internal boundary layer generated at the alcantara space center. **American Journal of Environmental Engineering**, v. 5-1A, n. 52-64, 2015.

Power Curve Working Group. **EWEA - Power Curve Working Group**. 2017. Disponível em: <<http://www.pcwg.org/>>. Acesso em: 18 abr. 2017.

RARESHIDE, E. et al. Effects of complex wind regimes on turbine performance. In: **Proc. AWEA Windpower Conference**. Chicago: [s.n.], 2009.

REYNOLDS, O. On the dynamical theory of incompressible viscous fluids and the determination of the criterion osborne reynolds. **Philosophical Transactions of the Royal Society of London**, Royal Society, v. 186, p. 123–164, 1894.

RIENECKER, M. M. et al. MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. **Journal of Climate**, v. 24, n. 14, p. 3624–3648, 2011.

RITTER, M. et al. Designing an index for assessing wind energy potential. **Renewable Energy**, v. 83, p. 416–424, 2015.

Sá, F. I. P. de. **Efeito da esteira de aerogeradores sobre a produção do parque eólico de Beberibe**. Dissertação (Mestrado) — UFSC, 2015.

SATHE, A.; GRYNING, S.-E.; Pena Diaz, A. Comparison of the atmospheric stability and wind profiles at two wind farm sites over a long marine fetch in the north sea. **Wind Energy**, John/Wiley & Sons Ltd., v. 14, p. 767–780, 2011. ISSN 1095-4244.

SCHWARTZ, M. et al. **Assessment of Offshore Wind Energy Resources for the United States**. [S.l.], 2010. 104 p.

SILVA, G. R. **Características de vento na região nordeste**. Dissertação (Mestrado) — UFPE, 2003.

SKAMAROCK, W. C. et al. **A description of the Advanced Research WRF Version 3**. [S.l.], 2008. 1-113 p.

STULL, R. B. **An Introduction to Boundary Layer Meteorology**. The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 1988.

STUNDER, M.; SETHURAMAN, S. A comparative evaluation of the coastal internal boundary-layer height equations. **Boundary-Layer Meteorology**, v. 32, n. 2, p. 177–204, 1985.

SUMNER, J. **Influence de la stabilité atmosphérique sur les pratiques du secteur éolien**. Dissertação (Mestrado) — École de technologie supérieure, Quebec, 2006.

TINDAL, A. et al. Site-specific adjustments to wind turbine power curves. In: **Proceedings of American Wind Energy Association WINDPOWER Conference**. Houston, TX: [s.n.], 2008.

TROEN, I.; PETERSEN, E. L. **European Wind Atlas**. [S.l.]: Risø National Laboratory, 1989. ISBN 87-550-1482-8.

U.S. Geological Survey. **Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global**. 2017. Disponível em: <<https://lta.cr.usgs.gov/SRTM1Arc>>. Acesso em: 09 fev. 2017.

WAGENAAR, J.; EECEN, P. Dependence of power performance on atmospheric conditions and possible corrections. In: EWEA. **Proc. EWEA Conference**. [S.l.], 2011.

WAGNER, R. **Accounting for the speed shear in wind turbine power performance measurement**. Tese (Doutorado) — Risø National Laboratory, Dinamarca, 2010.

WAGNER, R. et al. The influence of the wind speed profile on wind turbine performance measurements. **Wind Energy**, John Wiley & Sons Ltd., v. 12, n. 4, p. 348–362, 2009. ISSN 1095-4244.

WHARTON, S.; LUNDQUIST, J. K. Assessing atmospheric stability and its impacts on rotor-disk wind characteristics at an onshore wind farm. **Wind Energy**, John Wiley & Sons, Ltd, v. 15, n. 4, p. 525–546, 2012. ISSN 1099-1824.

WIJK, A. V. et al. Evaluation of stability corrections in wind speed profiles over the north sea. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 33, n. 3, p. 551 – 566, 1990. ISSN 0167-6105.

ZHANG, M. H. Wind Resource Assessment and Micro-Siting: Science and Engineering. [S.l.]: John Wiley & Sons Inc, 2015.

APÊNDICE A – Dados experimentais

Tabela 15 – Dados em intervalos de 10-min perdidos no experimento de Pedra do Sal.

Mês	V100m	D100m	V80m	D80m	V60m	V40m	V10m	T100m	U100m	T40m	U40m	P13m
Ago/13	13	13	13	138	13	13	2674	13	13	13	13	179
Set/13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Out/13	0	0	0	1639	0	0	0	0	0	0	0	0
Nov/13	0	0	0	4108	0	0	0	47	69	47	69	0
Dez/13	2	2	2	4464	2	2	2	2	54	2	54	2
Jan/14	0	0	0	4464	0	0	0	193	72	193	72	0
Fev/14	0	0	0	4032	0	0	0	0	0	0	0	0
Mar/14	0	0	0	4464	0	0	0	0	0	0	0	0
Abr/14	1	1	1	4320	1	1	1	1	1	1	1	1
Mai/14	0	0	0	4464	0	0	3481	0	0	0	0	0
Jun/14	0	0	0	4320	0	0	4320	0	0	0	0	0
Jul/14	0	0	0	4464	0	0	4464	0	0	0	0	0
Total	16	16	16	40877	16	16	14978	256	209	256	209	182
Perc[%]	0,03	0,03	0,03	71,68	0,03	0,03	26,27	0,45	0,37	0,45	0,37	0,32

Tabela 16 – Dados em intervalos de 10-min perdidos no experimento de Beberibe.

Mês	V100m	D100m	V80m	D80m	V60m	V40m	V10m	T100m	U100m	T40m	U40m	P13m
Ago/13	35	35	35	35	35	35	2266	35	35	35	35	35
Set/13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Out/13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nov/13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dez/13	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Jan/14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fev/14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mar/14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abr/14	1	1	1799	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Mai/14	1	1	4464	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Jun/14	0	0	4320	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jul/14	0	0	4464	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	39	39	15084	39	39	39	2277	39	39	39	39	39
Perc[%]	0,07	0,07	26,45	0,07	0,07	0,07	3,98	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

APÊNDICE B – Produção científica

Abaixo estão listados todos os artigos e produções técnico científicas desenvolvidas até o momento.

SAKAGAMI, Y.; SANTOS, P A; HAAS, R; PASSOS, J C; TAVES, F F. Estudo da estabilidade atmosférica em Parques Eólicos. **Ciência e Natura**, v. 35, p. 417-419, 2013. DOI: 10.5902/2179460X11687

SAKAGAMI, Y.; SANTOS, P A; HAAS, R; PASSOS, J C; TAVES, F F. Logarithmic wind profile: a stability wind shear term. **eprint arXiv: 1405.5158**. Physics - Atmospheric and Oceanic Physics. 2014. (citado por: Murthy e Rahi (2017))

SAKAGAMI, Y.; SANTOS, P A; HAAS, R; PASSOS, J C; TAVES, F F. Wind shear assessment using wind lidar profiler and sonic 3d anemometer for wind energy applications - preliminary results. **Renewable Energy in the Service of Mankind Vol I: Selected Topics from the World Renewable Energy Congress WREC 2014**. Springer International Publishing, 2015. p. 893U902. ISBN 978-3-319-17777-9. (literatura sugerida no curso online de Energia Eólica da Denmark Technical University (DTU)). <https://www.coursera.org/>

SAKAGAMI, Y.; SANTOS, P A; HAAS, R; PASSOS, J C; TAVES, F F. Effects of turbulence, wind shear, wind veer, and atmospheric stability on power performance: a case study in Brazil. In: EWEA. **Proceeding of EWEA Conference**. Paris, 2015a. p. 662-670. ISBN 978-1-5108-1993-1. (citado por: Chaudhari et al. (2017), Zhang S. H. F. (2017) e Boersma et al. (2017)).

SAKAGAMI, Y.; SANTOS, P A; HAAS, R; PASSOS, J C; TAVES, F F. A simple method to estimate atmospheric stability using Lidar wind profiler. In: EWEA. **Proceeding of EWEA Offshore Conference**. Copenhagen, 2015b.

SAKAGAMI, Y.; SANTOS, P A; HAAS, R; PASSOS, J C; TAVES, F F. Wind LiDAR profiler performance in the northeast coast of Brazil. In: WMLLA. **Proceeding of VIII Workshop Lidar Measurements in Latin America**. Cayo Coco, Cuba, 2015c.

SAKAGAMI, Y.; SANTOS, P A; HAAS, R; PASSOS, J C; TAVES, F F. Wind Profile and Turbulent Fluxes over Brazilian Northeast Coast. In:IAWE. **Proceeding of International Conference on Wind Engineering XIV**. Porto Alegre,Brazil, 2015d.

SANTOS, P A; SAKAGAMI, Y.; HAAS, R; PASSOS, J C; TAVES, F F. Atmospheric stability effects on small wind turbine power

collection in a complex terrain. **Proceeding of World Renewable Energy Congress XIII**. London, 2014

SANTOS, P A; SAKAGAMI, Y.; HAAS, R; PASSOS, J C; TAVES, F F. Lidar measurements validation under coastal condition. **Proc. of VIII Workshop Lidar Measurements in Latin America**. Cayo Coco, Cuba, 2015a

SANTOS, P A; SAKAGAMI, Y.; HAAS, R; PASSOS, J C; TAVES, F F. Monitoring power performance on operational wind farms using LiDAR wind profiler. **Proceeding of AWEA Windpower Conference**. Orlando, 2015b.

ANEXO A – Certificados de Calibração

Na Figura 76 é apresentado um exemplo do certificado de calibração para o anemômetro de copo em 100 m de altura em Pedra do Sal. Seus multiplicadores ("slope" em inglês) e visões ("offset" em inglês) foram inseridos no programa do datalogger. Nas tabelas 17 e 18 tem-se um resumo dos resultados dos certificados de cada anemômetro calibrado pelo procedimento Measnet (2009a), onde são apresentados as incertezas expandidas para um fator de abrangência de $k=2$, ou seja, 95,25% de confiabilidade.

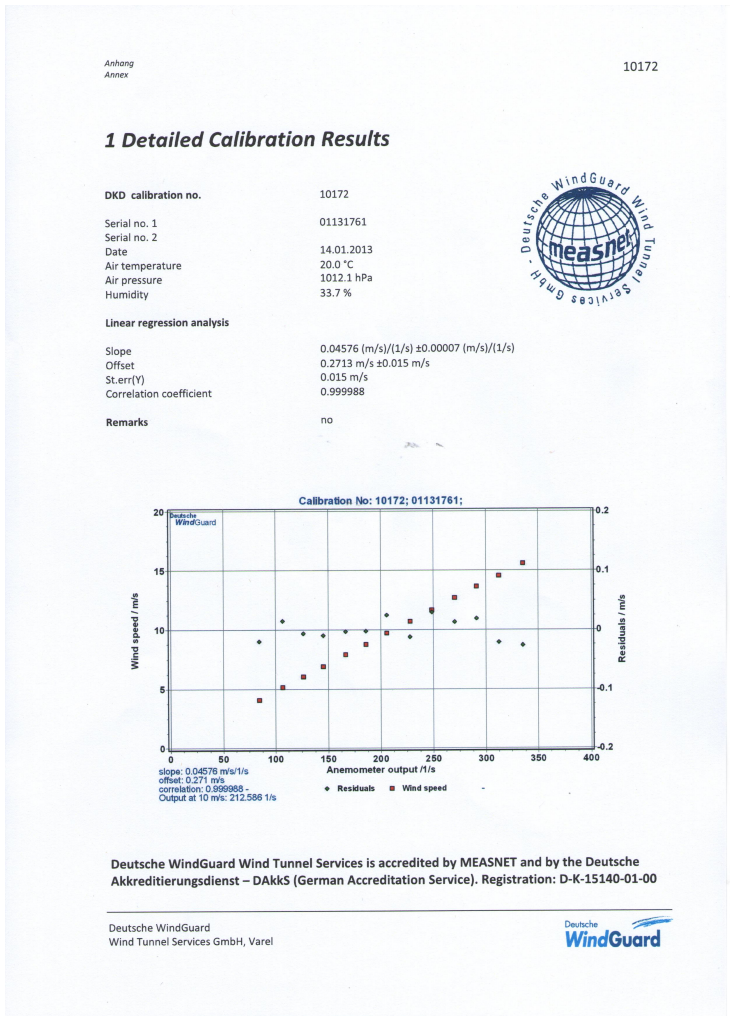
Tabela 17 – Parâmetros nos certificados de calibração dos anemômetros de copo em Pedra do Sal.

Anemômetro de copo Número serial	Altura [m]	Multiplicador [m/s]/[1/s]	Viés [m/s]	Incerteza [m/s]
S/N 01131761	98	0,04576	0,2713	0,05
S/N 01131760	80	0,04586	0,2660	0,05
S/N 01131759	60	0,04584	0,2673	0,05
S/N 01131758	40	0,04584	0,2618	0,05
S/N 01131789	10	0,04598	0,2393	0,05

Tabela 18 – Parâmetros nos certificados de calibração dos anemômetros de copo em Beberibe.

Anemômetro de copo Número serial	Altura [m]	Multiplicador [m/s]/[1/s]	Viés [m/s]	Incerteza [m/s]
S/N 01131757	98	0,04582	0,2670	0,05
S/N 01131756	80	0,04593	0,2433	0,05
S/N 01131755	60	0,04594	0,2408	0,05
S/N 01131754	40	0,04576	0,2661	0,05
S/N 03132899	10	0,04590	0,2310	0,05

Figura 76 – Certificado de calibração do anemômetro de copo em 100 m de Pedra do Sal.



ANEXO B - Localização dos aerogeradores

Abaixo tem a posição geográfica dos 20 aerogeradores de Pedra do Sal (Tabela 19) e dos 32 aerogeradores de Beberibe (Tabela 20). Esse valores foram retirados do Google Earth onde cada aerogerador pode ser visualizado diretamente pela imagem de satélite.

Tabela 19 – Posição geográfica dos aerogeradores de Pedra do Sal

<i>Aerogerador</i> ID	<i>Altitude</i> [m]	<i>Latitude</i> [°]	<i>Longitude</i> [°]
TOR	3,8	-2,822	-41,714
W01	3,1	-2,825	-35,714
W02	4,8	-2,827	-35,710
W03	2,2	-2,818	-35,719
W04	2,0	-2,819	-35,718
W05	2,5	-2,820	-35,717
W06	1,0	-2,821	-35,716
W07	4,0	-2,823	-35,716
W08	3,5	-2,824	-35,715
W09	4,1	-2,825	-35,712
W10	3,8	-2,826	-35,711
W11	3,2	-2,828	-35,708
W12	3,3	-2,829	-35,708
W13	1,6	-2,831	-35,705
W14	4,0	-2,832	-35,705
W15	2,3	-2,834	-35,703
W16	1,6	-2,835	-35,701
W17	1,0	-2,837	-35,699
W18	1,0	-2,838	-35,699
W19	1,0	-2,840	-35,699
W20	2,7	-2,830	-35,707

Tabela 20 – Posição geográfica dos aerogeradores de Beberibe

<i>Aerogerador</i> ID	<i>Altitude</i> [m]	<i>Latitude</i> [°]	<i>Longitude</i> [°]
TOR	41,5	-4,190	-38,080
W01	33,9	-4,185	-38,084
W02	32,5	-4,183	-38,086
W03	42,6	-4,183	-38,088
W04	42,1	-4,184	-38,087
W05	42,8	-4,184	-38,089
W06	50,0	-4,185	-38,087
W07	34,7	-4,186	-38,083
W08	36,4	-4,187	-38,088
W09	34,7	-4,187	-38,083
W10	31,6	-4,184	-38,085
W11	43,8	-4,189	-38,083
W12	42,6	-4,190	-38,082
W13	37,2	-4,191	-38,081
W14	43,5	-4,191	-38,080
W15	43,9	-4,192	-38,079
W16	42,2	-4,193	-38,078
W17	40,9	-4,194	-38,077
W18	38,0	-4,195	-38,076
W19	35,4	-4,196	-38,076
W20	38,8	-4,197	-38,075
W21	46,6	-4,198	-38,074
W22	45,1	-4,199	-38,072
W23	54,7	-4,200	-38,073
W24	50,5	-4,201	-38,073
W25	30,0	-4,210	-38,067
W26	44,2	-4,203	-38,073
W27	44,9	-4,204	-38,070
W28	47,0	-4,205	-38,070
W29	43,4	-4,206	-38,070
W30	41,9	-4,207	-38,069
W31	45,7	-4,208	-38,069
W32	40,8	-4,209	-38,068

ANEXO C - Curva de potência do fabricante

Abaixo têm-se as especificações da curva de potência do fabricante dos aerogeradores ER-44 (Tabela 21) e ER-48 (Tabela 22) para uma massa específica de $1,225 \text{ kg/m}^3$. Esses valores foram obtidos pela página web do fabricante (ENERCON, 2015) e pelo software WINDPRO.

Tabela 21 – Curva de Potência do aerogerador ER-44 do fabricante Enercon/Wobben utilizando em Pedra do Sal.

<i>Velocidade</i> [<i>m/s</i>]	<i>Potência</i> [<i>kW</i>]	<i>C_p</i> [–]	<i>C_t</i> [–]
1	0	0	0
2	0	0	0,759
3	4	0,16	0,770
4	20	0,34	0,770
5	50	0,43	0,768
6	96	0,48	0,775
7	156	0,49	0,780
8	238	0,50	0,781
9	340	0,50	0,780
10	466	0,50	0,775
11	600	0,48	0,765
12	710	0,44	0,753
13	790	0,39	0,728
14	850	0,33	0,488
15	880	0,28	0,376
16	905	0,24	0,301
17	910	0,2	0,247
18	910	0,17	0,206
19	910	0,14	0,174
20	910	0,12	0,149
21	910	0,11	0,128
22	910	0,09	0,112
23	910	0,08	0,099
24	910	0,07	0,088
25	910	0,06	0,079

C_p é o coeficiente de potência e C_t é o coeficiente de empuxo ("thrust", em inglês).

Tabela 22 – Curva de Potência do aerogerador ER-48 do fabricante Enercon/Wobben utilizando em Beberibe.

<i>Velocidade</i> [m/s]	<i>Potência</i> [kW]	<i>C_p</i> [–]	<i>C_t</i> [–]
1	0	0	0
2	0	0	0,768
3	5	0,17	0,759
4	25	0,35	0,775
5	60	0,43	0,769
6	110	0,46	0,771
7	180	0,47	0,769
8	275	0,48	0,769
9	400	0,50	0,768
10	555	0,50	0,772
11	671	0,45	0,768
12	750	0,39	0,605
13	790	0,32	0,437
14	810	0,27	0,337
15	810	0,22	0,268
16	810	0,18	0,217
17	810	0,15	0,180
18	810	0,13	0,153
19	810	0,11	0,132
20	810	0,09	0,115
21	810	0,08	0,101
22	810	0,07	0,089
23	810	0,06	0,080
24	810	0,05	0,072
25	810	0,05	0,065

ANEXO D - Classes de Estabilidade Atmosférica

Classes de estabilidade atmosférica sugerida por Gryning et al. (2007) baseadas pelo comprimento de Obukhov (L). O parâmetro de estabilidade adimensional (z/L) é determinado conforme a altura de referência. No caso desse trabalho a altura geométrica (z_m) foi de 62,6 m.

Tabela 23 – Classes de estabilidade atmosférica de acordo com o comprimento de Obukhov.

Classe de Estabilidade Unidade	Símbolo [-]	Comprimento Obukhov [m]
muito instável	(mi)	$-50 \leq L < 0$
instável	(i)	$-200 \leq L < -50$
pouco instável	(pi)	$-500 \leq L < -200$
neutro	(n)	$L < -500$ ou $L > 500$
pouco estável	(pe)	$200 < L \leq 500$
estável	(e)	$50 < L \leq 200$
muito estável	(me)	$0 < L \leq 50$

ANEXO E - Histórico El Niño e La Niña

Um dos principais índices para se identificar os períodos de El Niño-Oscilações Sul é denominado de Índice Niño Oceânico (Oceanic Niño Index, em inglês), que consiste em calcular a média móvel de três meses da anomalia da temperatura da superfície do oceano. A região leste central equatorial do Oceano Pacífico, denominada de Niño-3.4, é utilizada para fazer essa análise, o qual se limita entre as latitudes de 5°S à 5°N e longitudes de 170°W à 120°W. A Tabela 24 mostra os períodos de El Niño (em vermelho) e La Niña (em azul), onde pode-se observar que no período do experimento entre agosto de 2013 à julho de 2014 teve-se um período de neutralidade do El Niño.

Tabela 24 – Histórico de eventos de El Niño e La Niña - Ocean Niño Index

Ano	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2009	-0,7	-0,6	-0,4	-0,1	0,2	0,4	0,5	0,5	0,6	0,9	1,1	1,3
2010	1,3	1,2	0,9	0,5	0,0	-0,4	-0,9	-1,2	-1,4	-1,5	-1,4	-1,4
2011	-1,3	-1,0	-0,7	-0,5	-0,4	-0,3	-0,3	-0,6	-0,8	-0,9	-1,0	-0,9
2012	-0,7	-0,5	-0,4	-0,4	-0,3	-0,1	0,1	0,3	0,3	0,3	0,1	-0,2
2013	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3
2014	-0,5	-0,5	-0,4	-0,2	-0,1	0,0	-0,1	0,0	0,1	0,4	0,5	0,6
2015	0,6	0,5	0,6	0,7	0,8	1,0	1,2	1,4	1,7	2,0	2,2	2,3
2016	2,2	2,0	1,6	1,1	0,6	0,1	-0,3	-0,5				

Fonte: (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2016)

·
·