

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE TECNOLOGIA E RECURSOS NATURAIS  
UNIDADE ACADÊMICA DE CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM**

# **METEOROLOGIA**



## **Tese de Doutorado**

**Soetânia Santos de Oliveira**

**ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO DO ESTADO DA PARAÍBA  
UTILIZANDO MODELOS DE MESOESCALA**

**Campina Grande, Abril de 2013**



Universidade Federal de Campina Grande – UFCG  
Centro de Tecnologia e Recursos Naturais – CTRN  
Unidade Acadêmica de Ciências Atmosféricas – UACA  
Programa de Pós-Graduação em Meteorologia  
Curso de Doutorado em Meteorologia



***ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO DO ESTADO DA PARAÍBA  
UTILIZANDO MODELOS DE MESOESCALA***

Soetânia Santos de Oliveira

Orientador: Dr. Enio Pereira de Souza

Campina Grande – PB

Abril de 2013

Soetânia Santos de Oliveira

***ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO DO ESTADO DA PARAÍBA  
UTILIZANDO MODELOS DE MESOESCALA***

Tese submetida à avaliação da banca examinadora do Programa de Pós-Graduação em Meteorologia da Unidade Acadêmica de Ciências Atmosféricas da Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Grau de Doutor em Meteorologia.

Orientador: Dr. Enio Pereira de Souza

Área de concentração: Meteorologia de Meso e Grande Escalas

Subárea: Modelagem Numérica da Atmosfera

Campina Grande – PB

Abril de 2013

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

O48a Oliveira, Soetânia Santos de.  
Análise do potencial eólico do Estado da Paraíba utilizando modelos de mesoescala / Soetânia Santos de Oliveira. – Campina Grande, 2013.  
127 f. : il.

Tese (Doutorado em Meteorologia) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Tecnologia e Recursos Naturais, 2013.

"Orientação: Prof. Dr. Enio Pereira de Souza".  
Referências.

1. Potencial Eólico. 2. Simulação Numérica. 3. BRAMS. 4. WRF.  
I. Souza, Enio Pereira de. II. Título.

CDU 551.556.3(043)



SOETÂNIA SANTOS DE OLIVEIRA

ANÁLISE DO POTENCIAL EÓLICO DO ESTADO DA PARAÍBA UTILIZANDO  
MODELOS DE MESOESCALA

TESE APROVADA EM 26/04/2013


BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. ENIO PEREIRA DE SOUZA  
Unidade Acadêmica de Ciências Atmosféricas  
Universidade Federal de Campina Grande



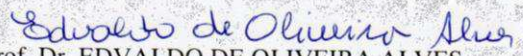
Prof. Dr. ENILSON PALMEIRA CAVALCANTI  
Unidade Acadêmica de Ciências Atmosféricas  
Universidade Federal de Campina Grande



Prof. Dr. CARLOS ANTONIO COSTA SANTOS  
Unidade Acadêmica de Ciências Atmosféricas  
Universidade Federal de Campina Grande



Prof. Dr. WELLINGTON SANTOS MOTA  
Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Universidade Federal de Campina Grande



Prof. Dr. EDVALDO DE OLIVEIRA ALVES  
Departamento de Física  
Universidade Estadual da Paraíba

*À minha família, por tudo que  
representam para mim,  
Dedico.*

## AGRADECIMENTOS

A Deus, pela alegria de viver e continuar aprendendo constantemente.

Aos meus pais, Maria de Lourdes S. Oliveira e Francisco Carlos de Oliveira, meus maiores incentivadores, por terem apoiado todas as decisões que tomei e por estarem sempre ao meu lado.

Aos meus irmãos, Suetônio e Suênio, pelo companheirismo, a amizade e por se fazerem sempre presentes.

Ao meu orientador, Dr. Enio Pereira de Souza, pelo conhecimento repassado, pela orientação e pelos inúmeros diálogos e lições de vida.

Ao pessoal da Aeroespacial, em especial a Caarem Studzinski, pelos ensinamentos e as oportunidades que ampliaram minha visão de mundo.

Ao professor Dr. José Fidelis Filho, por ter me encaminhado e alimentado meu gosto pela pesquisa científica desde a graduação, incentivando-me a progredir.

Aos amigos e familiares que, estando perto ou longe, torceram pelo meu sucesso e compreenderam minha ausência em alguns momentos.

Aos amigos que fiz ao longo do curso de Pós-Graduação, em especial a Valéria, Taciana e Roberto Alan por compartilharem tantos momentos de aprendizagem, dor, alegria e boas risadas.

A Thiago Luíz pela grande ajuda com os modelos e por transmitir seu conhecimento de modelagem com uma paixão contagiante.

Aos membros da banca examinadora, pela colaboração na melhoria e engrandecimento deste trabalho.

A Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) e ao Programa de Pós-Graduação em Meteorologia, pela oportunidade de realizar este curso.

Aos professores, cujo empenho em transmitir conhecimento de forma clara facilitou bastante meu aprendizado ao longo do curso.

Aos funcionários da Unidade Acadêmica de Ciências Atmosféricas, em particular a Divanete, pelo cuidado e por se mostrar sempre dispostas a ajudar.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro.

Em fim, muitas foram as pessoas que me ajudaram, direta e indiretamente, na realização deste trabalho, citar todas não seria possível, porém deixo aqui registrada a minha profunda gratidão a todas elas.

*“A essência do conhecimento científico  
é a sua aplicação prática.”*

*Confúcio.*



## RESUMO

Simulações numéricas realizadas com os Modelos BRAMS e WRF foram utilizadas a fim de analisar o potencial eólico do estado da Paraíba destacando as regiões onde o comportamento dos ventos é mais favorável à geração de energia elétrica. Os resultados das simulações realizadas para um período de três anos sugerem que o vento, nas quatro estações, tende a ser mais intenso no interior do Estado que nas demais regiões, sendo a primavera a estação que apresenta ventos de maior intensidade. Um estudo de caso foi realizado para o mês de setembro de 2010, no qual foram comparados dados de velocidade do vento simulados com dados coletados em três alturas a partir de sensores instalados em torres anemométricas padronizadas para estudos eólicos. As torres estão localizadas nas mesorregiões do Agreste, Borborema e Sertão. Os resultados encontrados indicam que as áreas analisadas apresentam densidade de potência média diária acima de  $100 \text{ W/m}^2$  a 10 m, crescente com a altura. Além disso, revelam que para o Agreste o WRF acompanha as variações de velocidade média de forma mais concisa a 70 m e 100 m de altura, ao passo que para a Borborema os ciclos reproduzidos pelo BRAMS mostraram-se mais próximos dos ciclos observados. Já para o Sertão uma melhor representação dos ciclos é obtida pelo WRF para as alturas de 10 e 100 m. De acordo com a análise estatística os maiores erros foram encontrados para a Borborema e os menores para o Sertão, ambos a 10 m de altura para os resultados do WRF. De modo geral, os dados observados e simulados por ambos os modelos apresentam uma forte correlação com significância estatística de 99% de acordo com o teste estatístico aplicado.

**Palavras-chave:** Potencial Eólico, Simulação Numérica, BRAMS, WRF.

## ABSTRACT

Numerical simulations performed with the BRAMS model and the WRF model were used to analyze the wind energy potential of the Paraíba state and to point the regions where the behavior of the winds is more favorable to electricity generation. Simulation results performed for a period of three years suggest that the wind, during all four seasons, tends to be more intense in its innermost part in comparison to other regions and that spring is the season with more intense winds. A case study was conducted for the month of September 2010, in which it was compared simulated wind speed data with observed data collected at three heights of standardized anemometric towers for wind studies, installed at different areas. The towers are located in the regions of Agreste, Borborema and Sertão. Results indicate that the analyzed areas present daily mean power density above  $100 \text{ W/m}^2$  at 10 m, increasing with height. In addition, results show that for Agreste the WRF follows the variations of the average speed more accurately to the heights of 70 m and 100 m, while the Borborema cycles reproduced by the BRAMS were closer the observed cycles. For Sertão the WRF gives a better representation of the cycles obtained to the heights of 10 and 100 m. According to the statistical analysis the largest errors were found for Borborema and lowest for Sertão, both at 10 m height for the results of the WRF. In general, the observed and simulated data for both models show a strong correlation with statistical significance of 99% according to the statistical test.

**Key Word:** Wind power. Numerical simulation. BRAMS. WRF.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Posição média da Zona de Convergência Intertropical nos meses de Julho e Janeiro Fonte: HALLDIN (2006).....	48
Figura 2	– Faixa litorânea que vai do extremo norte da Paraíba ao extremo sul da Bahia destacado em vermelho. (Adaptado de Valença, 2010).....	50
Figura 3	– Evolução tecnológica das turbinas eólicas comerciais entre os anos de 1985 e 2009. Fonte: EWEA (2010).....	52
Figura 4	– Localização do Estado da Paraíba.....	53
Figura 5	– Seção longitudinal de um tubo de ar. (Adaptado de Rasila, 2003).....	57
Figura 6	– Volume de ar cilíndrico. Fonte: Marques (2004).....	57
Figura 7	– Mesorregiões da Paraíba. (Adaptado de Rodriguez, 2002).....	66
Figura 8	– Topografia da Paraíba com resolução de 4 km.....	69
Figura 9 (a)	– Velocidade média do vento em 70m de altura para o Verão.....	72
Figura 9 (b)	– Velocidade média do vento em 70m de altura para o outono.....	72
Figura 9 (c)	– Velocidade média do vento em 70m de altura para o Inverno.....	72
Figura 9 (d)	– Velocidade média do vento em 70m de altura para o Primavera.....	72
Figura 10 (a)	– Velocidade média do vento em 50 m para março de 2010 para o BRAMS.....	74
Figura 10 (b)	– Velocidade média do vento em 50 m para março de 2010 para o WRF.....	74
Figura 11 (a)	– Velocidade média do vento em 70 m para março de 2010 para o BRAMS.....	75
Figura 11 (b)	– Velocidade média do vento em 70 m para março de 2010 para o WRF.....	75
Figura 12 (a)	– Velocidade média do vento em 100 m para março de 2010 para o BRAMS.....	76
Figura 12 (b)	– Velocidade média do vento em 100 m para março de 2010 para o WRF.....	76
Figura 13 (a)	– Velocidade média do vento em 50 m para setembro de 2010 para o BRAMS.....	77

Figura 13 (b)	– Velocidade média do vento em 50 m para setembro de 2010 para o WRF.....	77
Figura 14 (a)	– Velocidade média do vento em 70 m para setembro de 2010 para o BRAMS.....	78
Figura 14 (b)	– Velocidade média do vento em 70 m para setembro de 2010 para o WRF.....	78
Figura 15 (a)	– Velocidade média do vento em 100 m para setembro de 2010 para o BRAMS.....	79
Figura 15 (b)	– Velocidade média do vento em 100 m para setembro de 2010 para o WRF.....	79
Figura 16 (a)	– Perfil vertical da velocidade do vento com a altura para a mesorregião do Agreste.....	82
Figura 16 (b)	– Perfil vertical da velocidade do vento com a altura para a mesorregião da Borborema.....	82
Figura 16 (c)	– Perfil vertical da velocidade do vento com a altura para a mesorregião do Sertão.....	82
Figura 17 (a)	– Ciclo Mensal no Agreste a altura de 10m.....	85
Figura 17 (b)	– Ciclo Mensal no Agreste a altura de 70m.....	85
Figura 17 (c)	– Ciclo Mensal no Agreste a altura de 100m.....	85
Figura 18 (a)	– Ciclo Mensal na Borborema a altura de 10m.....	87
Figura 18 (b)	– Ciclo Mensal na Borborema a altura de 70m.....	87
Figura 18 (c)	– Ciclo Mensal na Borborema a altura de 100m.....	87
Figura 19 (a)	– Ciclo Mensal no Sertão a altura de 10m.....	89
Figura 19 (b)	– Ciclo Mensal no Sertão a altura de 70m.....	89
Figura 19 (c)	– Ciclo Mensal no Sertão a altura de 100m.....	89
Figura 20 (a)	– Ciclo Diário no Agreste a altura de 10m.....	92
Figura 20 (b)	– Ciclo Diário no Agreste a altura de 70m.....	92
Figura 20 (c)	– Ciclo Diário no Agreste a altura de 100m.....	92
Figura 21 (a)	– Ciclo Diário na Borborema a altura de 10m.....	94
Figura 21 (b)	– Ciclo Diário na Borborema a altura de 70m.....	94
Figura 21 (c)	– Ciclo Diário na Borborema a altura de 100m.....	94
Figura 22 (a)	– Ciclo Diário no Sertão a altura de 10m.....	96

Figura 22 (b)	– Ciclo Diário no Sertão a altura de 70m.....	96
Figura 22 (c)	– Ciclo Diário no Sertão a altura de 100m.....	96
Figura 23 (a)	– Densidade de potência média horária estimada para o Agreste.....	99
Figura 23 (b)	– Densidade de potência média horária estimada para a Borborema.....	99
Figura 23 (c)	– Densidade de potência média horária estimada para o Sertão.....	99
Figura 24 (a)	– Distribuição de Weibull para o Agreste a 10m de altura: Observado.....	101
Figura 24 (b)	– Distribuição de Weibull para o Agreste a 10m de altura: BRAMS.....	101
Figura 24 (c)	– Distribuição de Weibull para o Agreste a 10m de altura: WRF.....	101
Figura 25 (a)	– Distribuição de Weibull para o Agreste a 70m de altura: Observado.....	101
Figura 25 (b)	– Distribuição de Weibull para o Agreste a 70m de altura: BRAMS.....	101
Figura 25 (c)	– Distribuição de Weibull para o Agreste a 70m de altura: WRF.....	101
Figura 26 (a)	– Distribuição de Weibull para o Agreste a 100m de altura: Observado.....	101
Figura 26 (b)	– Distribuição de Weibull para o Agreste a 100m de altura: BRAMS....	101
Figura 26 (c)	– Distribuição de Weibull para o Agreste a 100m de altura: WRF.....	101
Figura 27 (a)	– Distribuição de Weibull para a Borborema a 10m de altura: Observado.....	103
Figura 27 (b)	– Distribuição de Weibull para a Borborema a 10m de altura: BRAMS.....	103
Figura 27 (c)	– Distribuição de Weibull para a Borborema a 10m de altura: WRF.....	103
Figura 28 (a)	– Distribuição de Weibull para a Borborema a 70m de altura: Observado.....	103
Figura 28 (b)	– Distribuição de Weibull para a Borborema a 70m de altura: BRAMS.....	103
Figura 28 (c)	– Distribuição de Weibull para a Borborema a 70m de altura: WRF.....	103
Figura 29 (a)	– Distribuição de Weibull para a Borborema a 100m de altura: Observado.....	103
Figura 29 (b)	– Distribuição de Weibull para a Borborema a 100m de altura: BRAMS.....	103
Figura 29 (c)	– Distribuição de Weibull para a Borborema a 100m de altura: WRF....	103



Figura 30 (a)	– Distribuição de Weibull para o Sertão a 10m de altura: Observado.....	104
Figura 30 (b)	– Distribuição de Weibull para o Sertão a 10m de altura: BRAMS.....	104
Figura 30 (c)	– Distribuição de Weibull para o Sertão a 10m de altura: WRF.....	104
Figura 31 (a)	– Distribuição de Weibull para o Sertão a 70m de altura: Observado.....	104
Figura 31 (b)	– Distribuição de Weibull para o Sertão a 70m de altura: BRAMS.....	104
Figura 31 (c)	– Distribuição de Weibull para o Sertão a 70m de altura: WRF.....	104
Figura 32 (a)	– Distribuição de Weibull para o Sertão a 100m de altura: Observado.....	104
Figura 32 (b)	– Distribuição de Weibull para o Sertão a 100m de altura: BRAMS.....	104
Figura 32 (c)	– Distribuição de Weibull para o Sertão a 100m de altura: WRF.....	104
Figura 33 (a)	– Correlação linear para o Agreste a 10 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: BRAMS.....	107
Figura 33 (b)	– Correlação linear para o Agreste a 10 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: WRF.....	107
Figura 34 (a)	– Correlação linear para o Agreste a 70 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: BRAMS.....	107
Figura 34 (b)	– Correlação linear para o Agreste a 70 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: WRF.....	107
Figura 35 (a)	– Correlação linear para o Agreste a 100 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: BRAMS.....	107
Figura 35 (b)	– Correlação linear para o Agreste a 100 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: WRF.....	107
Figura 36 (a)	– Correlação linear para a Borborema a 10 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: BRAMS.....	108
Figura 36 (b)	– Correlação linear para a Borborema a 10 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: WRF.....	108
Figura 37 (a)	– Correlação linear para a Borborema a 70 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: BRAMS.....	108

Figura 37 (b)	– Correlação linear para a Borborema a 70 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: WRF.....	108
Figura 38 (a)	– Correlação linear para a Borborema a 100 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: BRAMS.....	108
Figura 38 (b)	– Correlação linear para a Borborema a 100 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: WRF.....	108
Figura 39 (a)	– Correlação linear para o Sertão a 10 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: BRAMS.....	110
Figura 39 (b)	– Correlação linear para o Sertão a 10 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: WRF.....	110
Figura 40 (a)	– Correlação linear para o Sertão a 70 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: BRAMS.....	110
Figura 40 (b)	– Correlação linear para o Sertão a 70 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: WRF.....	110
Figura 41 (a)	– Correlação linear para o Sertão a 100 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: BRAMS.....	110
Figura 41 (b)	– Correlação linear para o Sertão a 100 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: WRF.....	110

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	–	Comprimentos de rugosidade para vários tipos de terrenos.....	50
Tabela 2	–	Coeficiente de correlação estatística ou coeficiente de correlação de Pearson. Fonte: Devore (2006).....	62
Tabela 3	–	Coeficiente de correlação crítico para $N - 2 = 28$ .....	63
Tabela 4	–	Esquemas de parametrizações utilizados nos experimentos.....	65
Tabela 5	–	Características geográficas e climatológicas do local das torres anemométricas.....	67
Tabela 6	–	Densidade de Potência Média Mensal ( $W/m^2$ ).....	97
Tabela 7	–	Parâmetros da distribuição de Weibull.....	105
Tabela 8	–	Coeficientes de determinação e correlação obtidos entre as séries de dados observados e simulados.....	109
Tabela 9	–	Índices estatísticos obtidos para as séries de dados observados e simulados.....	112

## LISTA DE SIGLAS

ABEEólica	– Associação Brasileira de Energia Eólica
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
ACP	– Análise de Componentes Principais
ASAS	– Alta Subtropical do Atlântico Sul
ARIMA	– Autoregressive Integrated Moving Average
BRAMS	– Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modelling System
BEN	– Balanço Energético Nacional
BIG	– Banco de Informações da Geração
CALMET	– California Meteorological Model
CC	– Coeficiente de Correlação
CGCMs	– Modelos Climáticos Global Acoplados Oceano-Atmosfera
CGEs	– Centrais Geradoras Eólicas
CEPEL	– Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CPU	– Central Processing Unit
DM	– Diferença Média
DMA	– Diferença Absoluta Média
DMRQ	– Diferença Média da Raiz Quadrada
DWD	– Deutscher Wetterdienst
EA	– Erro Absoluto Médio
ECMWF	– European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
EPS	– ECMWF Ensemble Prediction System
EQM	– Erro Quadrático Médio
EWEA	– The European Wind Energy Association
FC	– Fator de Capacidade
FDP	– Função densidade de probabilidade
FUNCEME	– Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos
HIRLAM	– High Resolution Limited Area Model
HL	– Hora Local
GFDL	– Geophysical Fluid Dynamics Laboratory

GIS	– Geographic Information System
GISS	– Goddard Institute for Space Science
IBGE	– Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
INMET	– Instituto Nacional de Meteorologia
IPCC	– Intergovernmental Panel on Climate Change
IPSL	– Institute Pierre Simon LaPlace
JMA-MANAL	– Japan Meteorological Agency Mesoscale Analysis
KAMM	– Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model
KAMM2	– Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model 2
LES	– Large-Eddy Simulation
LIDAR	– Light Detection And Ranging
MCGAO	– Modelos de Circulação Geral Atmosfera-Oceano
MDV	– Modelo de Mesoescala Diagnóstico do Vento
MRI	– Meteorological Research Institute
MIROC	– Model for Interdisciplinary Research On Climate
MM5	– Mesoscale Modeling System 5
MMQ	– Método dos Mínimos Quadrados
MOS	– Model Output Statistic
MSE	– Modelos de Saída Estatísticos
NE-OPS	– Northeast Oxidant and Particle Study
NCEP	– National Centers For Environmental Prediction
NCEP/NCAR	– National Centers For Atmospheric Research
NH3D	– Non-Hydrostatic 3-Dimensional Mesoscale Model
NWP	– Numerical Weather Prediction
NREL	– National Renewable Energy Laboratory
OMM	– Organização Mundial de Meteorologia
ONS	– Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCDs	– Plataformas de Coleta de Dados
PCH	– Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	– Plano Decenal de Expansão de Energia
RAMS	– Regional Atmospheric Modeling System
RASS	– Radio Acoustic Sounding System



RIAM-COMPACT	– Research Institute for Applied Mechanics-COMputational Prediction of Airflow over Complex Terrain
RMSE	– Root Mean Squared Error
RMSD	– Root-Mean-Square Deviation
RNA	– Rede Neural Artificial
RRTMG	– Rapid Radiative Transfer Model for Global
SONDA	– Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
TAs	– Torres Anemométricas
TEEH	– Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal
TEEV	– Turbinas Eólicas de Eixo Vertical
TIR	– Taxa Interna de Retorno
UTC	– Coordinated Universal Time
VPL	– Valor Presente Líquido
WAsP	– Wind Atlas Analysis and Application Program
WCRP's	– World Climate Research Program's
WRF	– Weather Research and Forecasting System
YSU	– Yonsei University
ZCIT	– Zona de Convergência Intertropical
4DDA	– 4 Dimensional Data Assimilation

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A$	– Área	$(m^2)$
$c$	– Fator de forma da distribuição de Weibull	$(m/s)$
$D_p$	– Densidade de potência	$(W/m^2)$
$E$	– Energia cinética	$(J)$
$k$	– Constante de Von Karman	[adimensional]
$k$	– Fator de forma da distribuição de Weibull	[adimensional]
$L$	– Comprimento	$(m)$
$m$	– Massa de ar	$(kg)$
$N$	– Número de dados	[adimensional]
$P_{betz}$	– Potência de Betz	$(W)$
$P_{dis}$	– Potência disponível contida no vento	$(W)$
$r$	– Coeficiente de correlação de Pearson	[adimensional]
$r_c$	– Coeficiente de correlação crítico	[adimensional]
$R$	– Raio do círculo hipotético do cilindro de ar	$(m)$
$R^2$	– Coeficiente de determinação	[adimensional]
$T$	– Temperatura	$(^{\circ}C)$
$u^*$	– Velocidade de fricção	$(m/s)$
$\bar{u}_{(z)}$	– Velocidade média do vento à altura $z$	$(m/s)$
$v$	– Velocidade do vento num dado momento	$(m/s)$
$V$	– Volume do cilindro de ar	$(m^3)$
$Vm$	– Velocidade média	$(m/s)$
$x$	– Variável aleatória	
$Z$	– Altitude	$(m)$
$z$	– Altura qualquer	$(m)$
$z_r$	– Altura de referência	$(m)$
$z_0$	– Comprimento de rugosidade	$(mm)$
$\alpha$	– Expoente de camada limite	$(mm)$
$\rho$	– Densidade do ar	$(kg/m^3)$
$\rho_A$	– Densidade do ar para o Agreste	$(kg/m^3)$
$\rho_B$	– Densidade do ar para a Borborema	$(kg/m^3)$

$\rho_s$	– Densidade do ar para o Sertão	(kg/m <sup>3</sup> )
$\sigma_v$	– Desvio padrão	[adimensional]
$\phi_i$	– Valor simulado	
$\phi_0$	– Valor observado	

## SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....	22
1.1. Objetivo geral.....	24
1.2. Objetivos específicos.....	25
1.3. Contribuições da pesquisa.....	25
1.4. Estrutura da tese.....	26
CAPÍTULO 2 – REVISÃO DE LITERATURA.....	27
2.1 Métodos utilizados para avaliação de potencial eólico.....	27
2.1.1. Uso de métodos estatísticos.....	27
2.1.2. Uso de modelos numéricos.....	35
2.2. Fatores que interferem na intensidade do vento.....	48
2.3. Turbinas eólicas.....	51
CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA.....	53
3.1. Área de estudo.....	53
3.2. Perfil vertical do vento.....	54
3.3. Potência energética disponível no vento.....	56
3.4. Análise estatística.....	59
3.4.1. Distribuição de Weibull.....	59
3.4.2. Índices estatísticos.....	60
3.5. Descrição dos modelos numéricos.....	63
3.5.1. Modelo BRAMS.....	63
3.5.2. Modelo WRF.....	64
3.6. Descrição dos experimentos.....	65
3.6.1. Configuração dos modelos.....	65
3.6.2. Sazonalidade.....	65
3.6.3. Cenários de vento.....	66
3.6.4. Estudo de caso.....	67
CAPÍTULO 4 – RESULTADOS.....	69
4.1. Sazonalidade.....	69
4.2. Cenários.....	73

4.2.1. Março de 2010.....	73
4.2.2. Setembro 2010.....	76
4.3. Estudo de caso.....	81
4.3.1. Perfil vertical.....	81
4.3.2. Ciclo Mensal.....	83
4.3.3. Ciclo diário.....	90
4.3.4. Densidade de Potência.....	97
4.3.5. Distribuição de Weibull.....	100
4.3.6. Índices estatísticos.....	106
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES.....	113
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	115



## CAPÍTULO 1

### 1. INTRODUÇÃO

A maior parte da energia elétrica utilizada no Brasil vem de recursos hídricos. Segundo o Balanço Energético Nacional - BEN (2012), a contribuição da energia hidrelétrica na matriz energética nacional é da ordem de 14%, participando com quase 82% de toda a energia elétrica gerada no País. De acordo com Silva *et al.* (2005), em termos de segurança energética, é importante buscar alternativas que possibilitem diminuir a alta dependência das hidrelétricas, pois sua vulnerabilidade às condições climáticas implica em constante preocupação, podendo gerar maiores problemas (RAMOS, 2012) como, por exemplo, racionamento.

Um dos fatores que impulsionaram a busca por fontes alternativas para geração de eletricidade foi o fato desse tipo de energia atender aos apelos ambientais e também proporcionar independência de combustíveis fósseis. Segundo Garcia *et al.* (1998) a geração de 1.649 GWh de energia extraída dos ventos, em substituição a outras fontes convencionais, evitaria o lançamento de 1,3 toneladas de CO<sub>2</sub> na atmosfera terrestre, o que representaria contribuição de grande importância para o meio ambiente global.

Muitos países, principalmente os mais desenvolvidos, têm investido em tecnologias que exploram, sobretudo, as “novas” fontes de energia renováveis (eólica, solar, biomassa, geotérmicas, ondas e mares, etc.). Neste contexto, a energia eólica vem se destacando dentro do conjunto específico das energias renováveis, por ser uma das que oferecem maior maturidade tecnológica para a produção de eletricidade e uma maior certeza de rentabilidade econômica (SILVA, 2008). No Brasil a energia eólica também tem conseguido destaque. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2021 (MME/EPE, 2012) a geração eólica é a fonte que mais cresceu no país em participação nos leilões desde 2009. As contratações dos últimos anos demonstraram que as usinas eólicas atingiram preços bastante competitivos e impulsionaram a instalação de uma indústria nacional de equipamentos para atendimento a esse mercado.

Na antiguidade a energia eólica, resultante do deslocamento das massas de ar, era utilizada com a finalidade de impulsionar embarcações, bombear água e moer grãos, entre outras aplicações. Nos dias atuais, ainda é possível encontrar localidades, principalmente

rurais, que a utilizam com as mesmas finalidades. No entanto, a energia eólica vem sendo, nos anos recentes, bastante utilizada na tentativa de suprir a demanda energética que acompanha o crescimento populacional.

As primeiras tentativas de converter energia eólica em elétrica surgiram no final do século XIX, mas somente um século depois foi viabilizado o desenvolvimento e as aplicações de equipamentos em escala comercial, tudo isso graças à crise internacional do petróleo na década de 1970 (ANEEL, 2009). Uma das grandes vantagens da geração de eletricidade por meio dos ventos está no fato de que a energia eólica não é vulnerável a pressões políticas e econômicas, como o gás natural e o petróleo. Além disso, ela pode servir como fonte complementar à modalidade hidrelétrica nas regiões atingidas pelas secas, como no caso do Nordeste do Brasil (NEB). Atualmente, na região Nordeste existem algumas usinas eólicas em funcionamento a exemplo das usinas instaladas nos Estados do Rio Grande Norte, Paraíba e Ceará. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) dos 101,6 GWh da energia elétrica produzida no país, as usinas eólicas contribuem com cerca de 0,247 GW, ou seja, 0,24% do total.

Existem dois fatores fundamentais que restringem o aproveitamento da energia eólica. O primeiro deles é que a instalação de turbinas eólicas para a produção de energia elétrica em grande escala deve ser feita em locais que disponham de velocidade média anual dos ventos superior a 3,6 m/s (GUERRINI, 2001). O segundo é a questão do espaço físico, uma vez que tanto as turbinas quanto os cata-ventos são instalações mecânicas grandes e ocupam áreas extensas. Mas vale salientar que seu impacto ambiental é mínimo, tanto em termos de ruído quanto no ecossistema. Diante disso a zona costeira do Nordeste, por atender aos requisitos básicos, é uma das regiões que apresenta maior potencial para geração de eletricidade pelo vento no país, sendo os períodos de seca, no segundo semestre, aqueles em que os ventos são mais favoráveis (DECICINO, 2009).

Silva *et al.* (2002), em seu estudo sobre a exploração do vento como potencial energético, mostraram que o seu aproveitamento depende do conhecimento pormenorizado de suas características sobre a área onde serão implantadas as fazendas eólicas. Como o NEB é influenciado pelos ventos alísios e eles oscilam de intensidade e direção entre o oceano e o continente, tais estudos devem caracterizar a variabilidade do potencial existente entre a zona costeira e a zona continental. Sendo assim, a avaliação do potencial eólico de uma região requer trabalhos sistemáticos de coleta e análise de dados sobre a velocidade e o regime de ventos. A princípio os dados coletados em aeroportos, estações meteorológicas e outras

aplicações similares podem fornecer uma primeira estimativa do potencial bruto ou teórico de aproveitamento da energia eólica. Entretanto uma avaliação criteriosa requer, geralmente, um levantamento mais específico.

Desde a última década vários métodos vêm sendo utilizados para avaliar o comportamento do vento em várias partes do mundo e assim fornecer informações que possam auxiliar o setor eletro-energético. O interesse em aplicações da modelagem numérica da atmosfera para a estimativa do potencial eólico é crescente e já movimentou um mercado significativo. O uso de modelos numéricos pode auxiliar tanto na identificação de localidades com elevado potencial eólico quanto, ao serem usados operacionalmente em integrações diárias, na previsão de geração de energia em curto prazo.

A modelagem atmosférica e a previsão do vento aplicadas ao setor energético possuem dois enfoques principais, a estimativa dos ventos médios levando em conta dados climatológicos e a previsão de vento para tempos futuros em curto e médio prazos. O primeiro enfoque tem como finalidade a seleção de locais que apresentam melhores condições de vento para geração de energia eólica a fim de prover os dados necessários para avaliar a viabilidade econômica e estabelecer os parâmetros a serem adotados no desenvolvimento de unidades geradoras e fazendas eólicas. Quanto às estimativas de curto prazo, estas são particularmente úteis na identificação de períodos de maior ocorrência de vento, bem como a ocorrência de ventos que possam prejudicar o sistema. Já a previsão de vento em médio prazo é útil no gerenciamento dos recursos de energia elétrica, visando suprir as deficiências na oferta de geração eólica por energia elétrica proveniente de outras fontes.

### **1.1. Objetivo geral**

Diante da expansão de interesses relacionados à utilização da energia eólica frente à necessidade de suprir a demanda energética e minimizar o elevado custo que se tem para identificação de localidades que apresentam características adequadas à exploração deste recurso, o objetivo principal deste estudo é investigar o potencial eólico do Estado da Paraíba, destacando as regiões onde o comportamento dos ventos é mais favorável à geração de energia elétrica. Para isso os modelos BRAMS – *Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modelling System* e WRF – *Weather Research and Forecasting System* serão utilizados para gerar cenários de condições de vento e assim analisar os ciclos diário e sazonal do vento.

## 1.2. Objetivos específicos

- Analisar um período de três anos simulados com o modelo BRAMS, a fim de ter uma ideia da sazonalidade do vento sobre o Estado da Paraíba;
- Analisar e comparar a magnitude do vento nos meses de maior e menor intensidade, a partir de simulações realizadas com os modelos BRAMS e WRF;
- Realizar um estudo de caso para o mês de setembro de 2010, no qual serão comparados o perfil vertical e os ciclos mensal e diário obtidos a partir de dados anemométricos registrados por sensores instalados em torres eólicas, com os resultados obtidos a partir de dados simulados com os dois modelos.
- Avaliar a densidade de potência local com base nos dados observados.
- Analisar o ajuste tanto do vento simulado quanto do vento observado à distribuição de Weibull.
- Realizar uma análise estatística que permitirá avaliar o desempenho dos modelos para cada localidade e altura analisada.

## 1.3. Contribuições da pesquisa

Com o incentivo oferecido às fontes alternativas de energia através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), associado à crescente demanda energética em virtude do aumento populacional, o cenário energético nacional tende a receber mais contribuições das fontes alternativas, com destaque para geração eólica, para biomassa e para as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) (SANTOS 2006).

Em termos de energia eólica pode-se dizer que a Paraíba é um estado privilegiado, pois está localizado em uma região cujo regime de vento é fortemente condicionado pela circulação dos alísios que, segundo Silva (2003) e Valença (2010), são considerados a maior fonte energética da região tropical. A topografia da Paraíba somada a sua localização geográfica desempenham um papel importante, favorecendo a distribuição dos ventos ao longo de todo o Estado.

No entanto, mesmo dispondo de condições para geração de energia elétrica a partir de fontes eólicas, a Paraíba é um dos estados brasileiros que ainda não possuem um atlas eólico, o que de certa forma dificulta a exploração de áreas com elevado potencial eólico. Saber como o vento se comporta em um curto/longo período de tempo é de fundamental

importância quando se pretende aproveitar esse recurso para geração de energia. Neste contexto, os modelos numéricos podem ser utilizados como ferramentas iniciais na investigação dessas localidades.

Uma das principais contribuições deste trabalho diz respeito à utilização de modelos de mesoescala como ferramenta eficiente para prospecção da magnitude do vento. Atualmente os modelos numéricos de mesoescala dispõem de uma gama de parametrizações que os permitem simular dados cada vez mais próximos aos dados observados, tendo em vista que com a utilização das parametrizações são considerados nas simulações fatores relevantes que interferem na intensificação/desintensificação dos ventos como, por exemplo, os processos térmicos, a topografia, a rugosidade do terreno e os efeitos de brisa, além dos fenômenos de meso e grande escalas.

Os ciclos sazonais, mensais e diários do vento simulados a partir de modelos de mesoescala fornecem uma ideia mais ampla do comportamento dessa variável com o passar do tempo. Além disso, a partir dos resultados desta pesquisa podem-se inferir novas áreas cujo comportamento do vento é tão ou até mais propício para geração de eletricidade que as regiões litorâneas, tendo em vista que os parques eólicos instalados no Estado estão todos concentrados no litoral.

Portanto, acredita-se que os resultados apresentados poderão servir como um guia básico das condições do vento sobre a Paraíba. Além disso, uma visão meteorológica dos fenômenos que interferem no comportamento do vento ajudará a entender melhor o que acontece com essa variável com o passar do tempo em determinadas regiões.

#### **1.4. Estrutura da tese**

A tese está estruturada de forma que no Capítulo 2 tem-se uma revisão de literatura a cerca de estudos que enfatizaram tanto o uso de métodos estatísticos como o uso dos modelos numéricos para avaliação do potencial eólico em várias partes do mundo. No Capítulo 3 são apresentadas a metodologia utilizada, a configuração dos modelos e a descrição dos experimentos realizados. Em seguida, no Capítulo 4, são apresentados e discutidos os resultados das simulações realizadas neste estudo, bem como a comparação entre os dados simulados com os dois modelos e os dados observados. E, por fim, no Capítulo 5 têm-se as conclusões e algumas sugestões para trabalhos futuros.

## **CAPÍTULO 2**

### **2. REVISÃO DE LITERATURA**

Neste capítulo são apresentados trabalhos relevantes no que diz respeito à avaliação do potencial eólico de várias regiões do globo. Para facilitar o entendimento e tornar a leitura mais fluida, este tema foi dividido em duas partes de acordo com a metodologia utilizada pelos autores. Inicialmente serão revisados os trabalhos nos quais o método estatístico foi utilizado e em seguida serão revisados os trabalhos cuja avaliação do potencial eólico se deu a partir de experimentos realizados com modelos numéricos. Além disso, serão apresentados conceitos relacionados à potência e energia eólica e fatores que interferem na intensificação do vento.

#### **2.1 Métodos utilizados para avaliação de potencial eólico**

##### **2.1.1. Uso de métodos estatísticos**

Os métodos estatísticos são bastante utilizados por pesquisadores que buscam analisar o comportamento do vento a fim de determinar o potencial eólico de áreas onde se pretende instalar parques eólicos.

Gomes Filho *et al.* (1990) analisaram o ciclo diário da potência eólica a 10 m de altura no Estado da Paraíba e observaram uma intensificação bastante acentuada dos ventos à superfície nos horários entre 16 e 18 horas em Campina Grande. Essa intensificação é explicada pelo fenômeno da penetração da brisa litorânea desde João Pessoa, distante 130 km, associada à topografia do terreno. Um estudo de correlação móvel entre as velocidades do vento em Campina Grande, nos horários 16 e 17 horas, e as de Recife-PE, João Pessoa e Patos foi realizado e os resultados sugeriram a existência efetiva do fenômeno de propagação, com velocidade de 70 km/h, evidenciando nas análises de direção que a intensificação ocorre em Campina Grande em torno das 21 horas, e que o padrão de velocidade é determinado pelo regime de Recife e não pela brisa em João Pessoa, como suposto a princípio. Os autores especulam que o fator determinante desse fenômeno seja o acoplamento dos alísios à brisa marítima em Recife-PE, intensificados pelo forçamento orográfico ao atingir o

compartimento da Borborema. No entanto, eles sugerem que uma melhor compreensão do fenômeno deveria surgir de estudos teóricos da circulação regional em mesoescala.

Bento e Cavalcanti (1994), estudaram o comportamento temporal e espacial do vento à superfície para as localidades de João Pessoa, Campina Grande e Patos todas no Estado da Paraíba, situadas próximas ao paralelo de 7°S. As variações das componentes zonal e meridional do vento foram analisadas mês a mês ao longo de um ciclo diário em intervalos horários, entre os anos de 1977-1981. Os resultados mostraram que a componente zonal do vento é mais intensa (de leste) durante o verão, em torno das 10 horas em João Pessoa, 16 horas em Campina Grande e 20 horas em Patos. Já a componente meridional (de sul) é mais intensa no período de julho a fevereiro, praticamente nos mesmos horários. Durante o inverno, a componente zonal mantém-se relativamente fraca. Nos meses de março, abril, setembro e outubro, devido à componente zonal praticamente não variar no período diurno em João Pessoa, a componente meridional passa a ser a principal responsável pelas variações diurnas, o que significa que nessa época do ano o escoamento é praticamente paralelo à costa. Um forte gradiente da componente zonal, orientado de leste para oeste, foi observado próximo de 35°W na encosta da Serra da Borborema, após as 14 horas. Esse gradiente sugere uma contribuição para formação de divergência e, portanto, movimento subsidente do ar nessa faixa, intensificado à noite pelo provável efeito da brisa terrestre. Durante a noite, mais para o interior em 38°W (no vale), o gradiente tem sentido contrário e o efeito inverso. Com relação à componente meridional, observaram um forte cisalhamento à noite e por volta de 5 ou 6 horas da manhã. Além disso, a maior intensidade da componente meridional dos Alísios no período diurno (8-15 horas), interagindo com a topografia na longitude em questão (35°W), parece compensar o efeito subsidente, prevalecendo o efeito da brisa marítima.

Nóbrega *et al.* (2000) realizaram uma análise do vento à superfície na cidade de Campina Grande-PB a partir de dados coletados em uma estação meteorológica automática. Foram utilizadas no experimento médias horárias para os dados de temperatura, radiação solar e vento. Ao acompanhar a variação temporal da intensidade do vento a partir do seu valor mínimo, que coincide com poucos instantes da temperatura mínima, os autores observaram que a intensificação do vento acompanha linearmente o aumento da radiação global que chega naquela localidade. O escoamento do vento na cidade de Campina Grande-PB mostrou-se indiretamente dependente da variação térmica atingindo seu valor máximo após as 16 HL (Hora Local), devido a sua associação com circulações tipo brisa.

Silva *et al.* (2002), com o objetivo de determinar a potência eólica média horária da direção predominante do vento, utilizaram dados horários de velocidade e direção do vento, a 10 m de altura, de 77 estações climatológicas pertencentes ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), no período de janeiro de 1977 a dezembro de 1981. A partir desses dados, os parâmetros da distribuição de Weibull foram estimados e através deles calculou-se a potência eólica média horária. Com base nos resultados encontrados, constatou-se que a direção predominante do vento no NEB é de leste, com flutuações para sudeste e nordeste. Os Estados do Maranhão e Rio Grande do Norte apresentaram, respectivamente, o menor e maior potencial eólico. As estações de Alto Parnaíba-MA, e Acaraú-CE, apresentaram, mensalmente, a menor ( $0,022 \text{ Wm}^{-2}$ ) e a maior ( $138,302 \text{ Wm}^{-2}$ ) potência eólica, respectivamente. Ainda segundo Silva *et al.* (2002), a potência eólica no NEB evoluiu de zonas de baixas potencialidades, como no centro-oeste, com valores da ordem de  $5 \text{ Wm}^{-2}$ , até zonas de máximas potencialidades, como no litoral norte, com valores da ordem de  $65 \text{ Wm}^{-2}$ .

Pinson e Kariniotakis (2003) propuseram uma metodologia para a avaliação dos intervalos de confiança baseados na aproximação de reamostragem. Esse método é aplicável aos modelos de previsão físicos e estatísticos para energia eólica. Os autores também apresentaram uma aproximação para acessar online a incerteza das previsões pelos índices apropriados do risco da previsão baseados na estabilidade do tempo.

Leal Júnior *et al.* (2006) realizaram um estudo sobre a variabilidade temporal do vento no Estado do Ceará no intuito de identificar padrões de circulação local que justificassem a instalação de parques eólicos no interior do Estado. Para isso, uma Análise de Componentes Principais (ACP) foi realizada sobre os dados de média horária de velocidade do vento, obtidas através das Plataformas de Coleta de Dados (PCDs) da Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos (FUNCEME), no período de junho de 2002 até fevereiro de 2006. A partir da análise, concluíram que a primeira componente explica aproximadamente quase 46% da variância total do vento observado em superfície, o que significa que grande parte da informação sobre a variabilidade temporal está inclusa nessa componente. Além disso, dois padrões distintos de circulação foram observados, sendo um sobre as regiões serranas, situadas na Chapada da Ibiapaba, noroeste do Ceará, e na Serra de Baturité, centro norte do Ceará, e o outro na região litorânea, ao longo da costa do Estado, penetrando no continente, contornando as serras e acompanhando os rios Jaguaribe e Acaraú.

Sacramento *et al.* (2006) utilizaram dados de PCDs da FUNCEME para realizar um estudo preliminar sobre o potencial eólico da Serra da Ibiapaba-CE. Para melhor avaliar os



resultados, foram selecionadas duas PCDs localizadas na Serra da Ibiapaba (cidades de São Benedito e Ubajara) que estiveram em funcionamento de janeiro a dezembro de 2005, e cujos dados de vento foram medidos a 10 m de altura. Os resultados mostraram que nas regiões serranas é pequena a variabilidade do vento, em virtude do clima atípico, dada a altitude das regiões. O período de ventos mínimos coincidiu com o período chuvoso do Estado, enquanto o período de ventos máximos coincidiu com o período mais seco. Segundo os autores, dada a direção predominante dos ventos, o principal forçamento dos ventos são os Alísios, intensificados ou enfraquecidos pelo acoplamento com a circulação vale-montanha. Os resultados mostraram também que as regiões de São Benedito e Ubajara apresentam um ótimo potencial eólico. No entanto, esses resultados somente caracterizam os ventos pontualmente, sendo necessárias mais medidas de terra ou simulações para melhor caracterizar as regiões estudadas.

Gabriel Filho *et al.* (2008) utilizaram a distribuição de Weibull para caracterizar o comportamento eólico na região de Botucatu-SP a fim de determinar o potencial energético para implementação de turbinas eólicas e concluíram que o modelo de Weibull foi adequado à distribuição obtida e que os métodos utilizados como a integração trapezoidal e a regressão linear foram satisfatórios na análise, visto que a função obtida apresentou um pequeno erro residual (3,2%).

Mabel e Fernandez (2008) utilizaram um modelo de Rede Neural Artificial (RNA) para avaliar a produção de energia de parques eólicos em Muppandal, Tamil Nadu (Índia), utilizando como parâmetros de entrada a velocidade média do vento, umidade relativa e horas de geração. A precisão do modelo foi avaliada comparando os resultados simulados com os valores reais medidos nos parques eólicos. De acordo com os resultados a produção de energia prevista para os parques eólicos usando o modelo de rede neural mostra uma boa concordância com os valores reais.

Lira (2009) em um estudo que trata da estimativa dos recursos eólicos no litoral do Ceará usando a teoria da regressão linear, apresentou estimativas de valores de velocidade média do vento em altitude a partir de dados observados a 10 m, para as regiões de Paracuru e Camocim. O modelo de regressão linear utilizado mostrou desempenho satisfatório tanto no período de calibração quanto no período de validação do modelo, seja pelo alto índice de concordância entre as séries de dados estimados e a série de dados observados e seus respectivos coeficientes de correlação, seja pelos baixos valores dos erros entre essas séries. De forma geral, os resultados mostraram que é possível, tendo-se como referência os dados de

velocidade média do vento das PCDs da FUNCEME, estimar valores de velocidade média do vento em altitude em regiões onde não existem torres anemométricas, além de confirmarem que Paracuru e Camocim são regiões potencialmente favoráveis ao aproveitamento da energia eólica.

Himri *et al.* (2010) apresentaram uma análise estatística de velocidades do vento em Tindouf, na Argélia utilizando o WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*). Eles utilizaram dados de velocidade do vento horários registrados ao longo de um período de 5 anos, 2002-2006, obtidos a partir de SONELGAZ R&D Office, cuja velocidade média do vento a uma altura de 17 m acima do nível do solo varia de 7,19-7,95 m/s. Os parâmetros da distribuição de Weibull ( $c$  e  $k$ ) variaram entre 8,0 e 8,9 m/s, e 2,54-3,23, respectivamente, com densidade de potência média variando 318-458 W/m<sup>2</sup>. Verificaram que ambos os parâmetros de Weibull mostram uma tendência crescente com a direção mais dominante, sendo a direção predominante oeste.

Janke (2010) utilizou técnicas de multicritérios e GIS (sigla em inglês para *Geographic Information System*) para examinar a relação entre as classes de cobertura do solo e dados de potencial solar e eólico do National Renewable Energy Laboratory (NREL) do Colorado-EUA, e identificar as áreas adequadas para a instalação de fazendas de energia eólica e solar. Variáveis como a velocidade do vento a 50 m acima do solo e dados de insolação anual obtidos a partir do banco de dados do NREL, bem como cobertura do solo, densidade populacional, terras federais, e distância até as estradas, linhas de transmissão, e cidades foram reclassificadas de acordo com a sua adequação. A cada uma delas foram atribuídos pesos baseados na sua importância em relação a outra. De acordo com o método GIS, cerca de 41.850 km<sup>2</sup> da área total do Estado são propícias ao desenvolvimento de parques eólicos, estando as áreas ideais para o desenvolvimento de parques eólicos localizadas no nordeste do Colorado. No caso da energia solar o método GIS indica que as áreas ideais, cerca de 191 km<sup>2</sup>, estão localizadas a leste de Denver e na parte do noroeste do Estado. Mesmo existindo uma maior área adequada para o desenvolvimento de parques eólicos, segundo o autor, devido aos elevados valores de insolação estadual com variação mínima, projetos de energia solar podem ser mais adequados para uma pequena escala de projetos residencial ou comercial.

Safari e Gasore (2010) avaliaram o potencial eólico em Ruanda a partir de métodos estatísticos aplicados a uma série temporal de dados da velocidade do vento, medidos de hora em hora diariamente no período entre 1974 e 1993 nas cinco principais estações

meteorológicas de Ruanda. As distribuições de Weibull e Rayleigh foram usadas para avaliar as características da velocidade do vento e do potencial eólico a 10 m de altura acima do nível do solo. Posteriormente essas características foram extrapoladas para níveis mais elevados. Análise da rosa dos ventos mostra que a média mensal do vento flui de Sul e Sudeste. Em média, a estação dos ventos coincide com o período chuvoso na maior parte do país (outubro-dezembro e janeiro-abril), exceto na parte ocidental onde a estação dos ventos coincide com a estação seca (julho-setembro). Os resultados obtidos com as características de vento extrapoladas, em geral, mostram que valores satisfatórios tanto para as médias mensais de vento e quanto para densidade de potência podem ser encontrados a 60 m de altura.

Lima e Bezerra Filho (2010) avaliaram o potencial eólico da cidade de Triunfo-PE e realizaram simulações de parques eólicos a partir de dados de 30 meses de medições entre 2004 e 2007 obtidos da estação meteorológica do Projeto SONDA – Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais. A Caracterização do vento de Triunfo-PE e o estudo de avaliação do potencial de energia eólica mostram que a região apresenta velocidade média do vento de 11,27 m/s, com direção predominante de sudeste e densidade média de energia eólica de 1.672 W/m<sup>2</sup>. As simulações foram realizadas usando turbinas eólicas de 850 kW num total de 20 MW instalados, e os resultados mostram um valor de energia anual produzida de 111,4 GWh, um fator de capacidade (FC) de 62% e um total de 5.462 horas de operação por ano (horas de carga total), o que levaria a um retorno de investimento em 3 anos da Taxa Interna de Retorno (TIR) de 47% e Valor Presente Líquido (VPL) de 85,506 kV (ambos em um período de tempo de 20 anos). Diante dos resultados os autores acreditam que a região deve ser considerada como uma área potencial para prospecção futura.

Solórzano *et al.* (2010) analisaram dados horários de velocidade do vento obtidos de cinco Estações Meteorológicas do Estado de Veracruz, México, no período de 1995-2006. A análise das propriedades de persistência foi realizada a partir de métodos baseados na função de autocorrelação, probabilidade condicional e curvas de duração de velocidade. Para validar os resultados e obter informações adicionais sobre o vento naquela região, um estudo da série de persistência foi realizado. E de acordo com resultados obtidos, as áreas costeiras têm as melhores propriedades de persistência da velocidade do vento e são, portanto, as mais indicadas para a geração de energia eólica.

Cadenas e Rivera (2010) propuseram um modelo híbrido de previsão da velocidade do vento constituído pelo modelo Autoregressivo Integrado da Média Móvel – ARIMA (Sigla em inglês para *Autoregressive Integrated Moving Average*) e o modelo de Rede Neural

Artificial. Medidas de erro estatístico como o erro médio, o erro médio quadrático e o erro médio absoluto foram calculados para comparar os três métodos. Os resultados mostraram que para a previsão da velocidade do vento em três diferentes regiões do México, os três modelos prevêem, de forma razoável, o comportamento da série temporal dos diferentes locais. No entanto, com a avaliação das medidas de erro estatístico, ficou claro que o modelo híbrido prevê com maior precisão as velocidades de vento do que os modelos ARIMA e RNA trabalhando separadamente, nos três locais examinados. Os autores afirmam ainda que o modelo híbrido proposto poderia ser uma melhor alternativa para a previsão da velocidade do vento, em locais onde tendências lineares e não-lineares são encontradas.

Chang (2011) analisaram seis tipos de métodos numéricos comumente utilizados para estimar os parâmetros de Weibull para aplicação em energia eólica. Os métodos analisados foram os métodos do momento, empírico, gráfico, máxima verossimilhança, máxima verossimilhança modificado e fator padrão de energia. O desempenho destes métodos foi comparado através de simulação de Monte Carlo e análise de dados observados. Em testes de simulação, quando o número de dados era pequeno os métodos de máxima verossimilhança e de máxima verossimilhança modificado apresentaram melhor desempenho do que outros métodos. À medida que o número de dados torna-se maior a precisão dos seis métodos aumenta. Com relação a análises de dados de vento observados, verifica-se que os seis métodos são aplicáveis se a velocidade do vento se encaixa bem com a função Weibull teórica, caso contrário o método de máxima verossimilhança é recomendado, seguido pelos métodos de máxima verossimilhança modificado e momento. O método gráfico apresenta o pior desempenho. De modo geral, o método de máxima verossimilhança fornece as estimativas mais precisas de parâmetros de Weibull em ambos os testes de simulação e análise de dados observados.

Fagbenle *et al.* (2011) utilizaram 21 anos de dados de vento médio mensal a 10 m de altura para avaliar o potencial eólico de Maiduguri e Potiskum, duas cidades localizadas no nordeste da Nigéria. Para isso, dois parâmetros da distribuição de probabilidade de Weibull foram empregados na realização das análises de potencial da velocidade do vento sobre os locais considerados. Na análise direta dos dados, os resultados mostraram que a variação da velocidade média mensal do vento foi de 3,90-5,85 m/s para Potiskum e de 4,35-6,33 m/s para Maiduguri. Sazonalmente, a comparação da variação de dados entre as estações seca e chuvosa revelou que a variação da velocidade média do vento para Potiskum foi de 4,46 m/s (período seco) a 5,16 m/s (período chuvoso), enquanto que para Maiduguri foi de 5,10 m/s

(período seco) a 5,59 m/s (período chuvoso). De acordo com a análise de Weibull, a densidade de potência do vento variou de 102,54-300,15 W/m<sup>2</sup> para Potiskum e de 114,77-360,04 W/m<sup>2</sup> para Maiduguri. De forma geral, os resultados indicam que Maiduguri apresenta uma perspectiva de energia eólica melhor do que a de Potiskum, porém os autores afirmam que ambas as localidades podem ser apropriadas tanto para geração de energia eólica em média escala quanto para sistemas autônomos de conexão.

Durisic e Mikulovic (2012) utilizaram um modelo matemático baseado no método dos mínimos quadrados (MMQ) para a extrapolação vertical dos dados de velocidade vento tomados em várias alturas de medição. A ideia principal apresentada pelos autores é utilizar os dados de medição de todas as alturas e aplicar o método MMQ para estimar o perfil vertical da velocidade do vento, que pode ainda ser processado pelo WASP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*). O algoritmo foi testado através da aplicação de um conjunto de um ano de dados medidos em três locais caracterizados por diferentes topografias e altitudes. Os testes realizados mostram que a metodologia proposta dá bons resultados para ventos moderados e fortes, e isso resulta em erro de estimativa ligeiramente mais elevada, para ventos fracos e turbulentos.

Mathaba *et al.* (2012) utilizaram médias a cada 10 minutos da velocidade do vento para um período de 2 anos a fim de analisar o perfil de vento de Letseng-la-Terae no Lesoto. A distribuição de velocidade do vento é estimada como uma distribuição de Weibull usando o método gráfico e o método dos momentos. Eles verificaram que o vento é predominantemente de Oeste e que as tendências de velocidade de vento diário mostram que o intervalo de 5h às 15h é o mais ventoso para cada mês do ano, com picos por volta das 10h. Os meses com maior e menor velocidade do vento são agosto e fevereiro, respectivamente. Letseng-la-Terae é um sítio de energia eólica classe 4, com um intervalo de confiança de 95%, da velocidade do vento bi-anual média dada por  $5,97 \pm 0,07$  m/s e densidade de potência bi-anual média dada por  $208,56 \pm 7,31$  W/m<sup>2</sup>, ambos calculados a 10 m acima do nível do solo. Os resultados mostram que o local é ideal para geração de eletricidade em grande escala.

Jiang *et al.* (2013) examinaram um novo método de séries temporais para a previsão de velocidade do vento em um prazo muito curto. O modelo de previsão integra os conceitos de quebras estruturais e inferências Bayesianas, o que permite que a informação prévia sobre a velocidade do vento seja incorporada ao modelo e de certa forma aumenta o desempenho da previsão. Resultados computacionais confirmam as vantagens do método proposto, que supera todos os outros métodos testados pelos autores, com a exceção da previsão de RNA

que, no entanto (ao contrário do método utilizado), em alguns casos, proporciona previsões bastante confiáveis.

### 2.1.2. Uso de modelos numéricos

Os modelos numéricos são ferramentas úteis na definição preliminar das regiões que apresentam ventos favoráveis à geração de eletricidade. Além disso, estes podem prover a previsão a curto e longo prazo, auxiliando na escolha do melhor momento para a manutenção preventiva realizada nas turbinas eólicas de forma a minimizar os possíveis prejuízos.

Giebel *et al.* (1999) e Waldl e Giebel (2000a, 2000b) investigaram os valores relativos do Modelo Dinamarquês HIRLAM - *High Resolution Limited Area Model*, o Deutschland-Modell do Deutscher Wetterdienst (DWD) e uma combinação de ambos para uma fazenda eólica na Alemanha. Lá, o erro quadrático médio - RMSE (sigla em inglês para *Root Mean Squared Error*) do Deutschland-Modell foi ligeiramente melhor do que o do Modelo Dinamarquês, embora a média aritmética simples de ambos os modelos produza um RMSE mais baixo (GIEBEL *et al.*, 2003)

Gazzilli *et al.* (2001) utilizaram um Modelo de Mesoescala Diagnóstico do Vento (MDV), baseado na conservação de massa, para explicar a climatologia do vento para os Alpes do sul da Itália a fim de identificar as áreas adequadas para instalação de fazendas eólicas. A análise climatológica realizada parece completamente eficaz em selecionar as áreas favoráveis onde uma investigação mais detalhada baseada em modelos de camada limite e em estudos observacionais de campo pode conduzir à especificação final das posições apropriadas para explorações das fazendas eólicas nas montanhas. No entanto, os autores ressaltam que para uma análise completa deve-se também analisar aspectos adicionais que não são considerados pelo modelo MDV, tal como a fricção (rugosidade da superfície) e a turbulência, o que tornaria os resultados mais confiáveis.

Roulston *et al.* (2003) avaliaram os valores de previsões do Modelo do European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) para o mercado de energia. Usando um modelo de mercado simplificado, eles encontraram que a melhor maneira de usar o conjunto de previsões foi o que eles chamaram de climatologia condicionada em EPS (sigla em inglês para ECMWF *Ensemble Prediction System*). O uso do conjunto das previsões nas decisões de produção melhorou o desempenho dos geradores, e elevou a renda líquida em até 20% a mais, além de estender o intervalo útil das previsões por um dia extra.

Miranda *et al.* (2003), a fim de verificar a viabilidade do uso de modelos de mesoescala de alta resolução para analisar o potencial eólico em terrenos complexos, realizaram um estudo de caso na Ilha da Madeira (*Paul da Serra*). As simulações do escoamento atmosférico em torno da Ilha da Madeira foram realizadas com os modelos de mesoescala, não hidrostáticos, MM5 – *Mesoscale Modeling System 5* e NH3D – *Non-Hydrostatic 3-Dimensional Mesoscale Model*. Comparando os resultados das observações com o das simulações de ambos os modelos, os autores verificaram a viabilidade prática do uso de modelos numéricos no mapeamento do potencial eólico em terrenos complexos de orografia acentuada, onde é de se esperar efeitos não lineares e de estratificação, e na previsão dia-a-dia do potencial disponível, com base em informações operacionais da previsão do tempo em escala global.

Roy *et al.* (2004) utilizaram o modelo RAMS (sigla em inglês para *Regional Atmospheric Modeling System*) para explorar os possíveis impactos de uma grande fazenda eólica hipotética em regiões de grandes planícies na meteorologia local sobre escala de tempo sinótico sob condições típicas de verão. Uma turbina de vento foi aproximada como um dissipador de energia e fonte de turbulência. A fazenda eólica foi criada para supor a disposição de tais turbinas. Os resultados mostraram que a fazenda eólica reduz significativamente a velocidade do vento no nível da altura do rotor da turbina. Além disso, a turbulência gerada na esteira dos rotores pode aumentar a mistura vertical que afeta significativamente a distribuição vertical de temperatura e umidade, bem como os fluxos de calor sensível e latente na superfície. Segundo os autores, esse efeito é mais intenso nas primeiras horas do dia quando a camada limite está estavelmente estratificada e a velocidade do vento ao nível da altura do rotor da turbina é mais forte devido aos jatos de baixo nível noturno.

Pryor *et al.* (2005) fizeram uso da técnica de downscaling empírico de 5 Modelos de Circulação Geral Atmosfera-Oceano (MCGAO) de última geração para investigar possíveis mudanças na velocidade do vento e na densidade de energia no norte da Europa. Os 5 modelos testados foram os modelos do Geophysical Fluid Dynamics Laboratory (GFDL), do Goddard Institute for Space Science (GISS), do Institute Pierre Simon LaPlace (IPSL), do Center for Climate System Research/Frontier Research Center for Global Change (MIROC) e do Meteorological Research Institute of Japan (MRI). Destes, os modelos GFDL, MIROC e MRI pareceram mais aptos para reproduzir os indicadores downscaling (média e desvio padrão de vorticidade relativa em 500 hPa e gradientes de pressão ao nível médio do mar) no

período 1961-2000 em relação ao conjunto de dados de reanálise do EMCWF.

De Maria *et al.* (2006) a fim de avaliar a habilidade do Modelo RAMS em trabalhar como sistema de previsão de ventos para geração de energia eólica, realizaram simulações da circulação de vento sobre o Estado do Ceará, enfatizando o Litoral Norte e o entorno do Litoral de Fortaleza. Os dados observacionais foram coletados a partir de Plataformas de Coleta de Dados (PCDs) e Torres Anemométricas (TAs), cuja velocidade do vento foi medida a 20, 40 e 60 m acima do solo e a direção em 2 níveis (40 e 60 m). Os resultados do modelo, em geral, exibem uma concordância qualitativa razoável com as observações, mostrando que o modelo pode ser uma ferramenta útil na prospecção de potencial eólico e na previsão de geração de energia eólica a curto prazo. Correções estatísticas forneceram uma solução para os períodos nos quais o modelo menos se aproximou da realidade e sugerem que maiores graus dos polinômios da correção podem resultar em melhores correlações com dados observados, oferecendo resultados bastante promissores no que tange ao uso aplicado do modelo em um sistema operacional de previsão de ventos para geração de energia eólica.

Chou *et al.* (2006) usaram simulações feitas a partir do Modelo ETA, com resolução horizontal de 10 km, para produzir o mapeamento eólico para o Nordeste, no qual as médias anual e sazonal foram catalogadas para os ventos a 50 m. As simulações mostraram que as principais regiões de ventos intensos e persistentes coincidiram com as regiões indicadas pelo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, publicado pelo Ministério de Minas e Energia, com destaque para as divisas entre Piauí e Ceará e entre Piauí e Pernambuco, em várias áreas na Chapada Diamantina na Bahia, litoral e faixa em pontos altos da Serra da Borborema no Rio Grande do Norte e Pernambuco, litoral e algumas regiões altas no Ceará que apresentaram ventos acima de 7 m/s.

Sukegawa *et al.* (2006) usaram o modelo RAMS para investigar o potencial eólico costeiro sobre a área de abastecimento de Tóquio, Japão. Foram realizadas simulações, com resolução horizontal de 2 km, para os anos de 2004 e 2005, para estimar a velocidade do vento sobre a área de estudo. A velocidade do vento estimada foi comparada com as medições em uma plataforma para extração de gás natural localizada a 40 km da costa. A verificação dos dados do modelo mostrou boa concordância com os dados observados, com erro de previsão da velocidade do vento média anual de 6,4%. Segundo os autores na área a 40 km da costa a velocidade do vento é superior a 7,0 m/s em qualquer lugar, mas o maior potencial disponível está localizado no largo da Choshi.

Howard e Clark (2007) sugeriram um método de correção da orografia baseado na



teoria linear de fluxo da camada limite neutra ao longo dos montes. Tal método foi testado no sistema de previsão imediata (*nowcasting*) do Met Office. Fatores de correção são baseados em parâmetros físicos característicos dos locais de interesse, embora algum ajuste estatístico traga benefício, o esquema não ajustado funciona bem. Além disso, melhorias significativas foram observadas, em particular durante os eventos de ventos fortes.

Jimenez *et al.* (2007) realizaram um estudo comparativo entre o programa de avaliação de recursos de vento WAsP e Modelo de mesoescala MM5, a fim de avaliar o vento ao longo do Golfo Alemão, no Mar do Norte. As simulações com o MM5 foram realizadas para o ano de 2004, com entrada a partir das reanálises do *National Centers For Environmental Prediction* (NCEP), sem utilizar diretamente os dados de medição. As estimativas do WAsP foram calculadas com base em seis estações de medição: três em ilhas, duas no mar e uma no continente. Os resultados mostraram que as previsões com o programa WAsP dependem em grande parte da estação de medição utilizada como referência. Já para o modelo MM5, os resultados mostraram que o modelo subestimou o vento costeiro em aproximadamente 4%, para o vento a 10 m acima do solo. De forma geral, o MM5 mostrou boa concordância com medições em alturas abaixo de 30 e 40 m, mas o aumento da velocidade do vento com a altura foi subestimado com 4% de diferença para 100 m de altura.

Barthelmie *et al.* (2007) usaram simulações realizadas com os modelos numéricos de mesoescala KAMM (*Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model*) e KAMM2 e o programa WAsP Engineering, além de análises *in situ* e dados de sensoriamento remoto de três parques eólicos costeiros (Horns Rev, Middelgrunden e Nysted), na Dinamarca, para examinar os gradientes horizontal e vertical da velocidade de vento na zona costeira. A análise dos resultados sugere que a distância do litoral ao longo da qual os perfis verticais da velocidade do vento não estão em equilíbrio com a superfície do mar estende-se de 20 km até 70 km da costa. Segundo os autores tanto a largura da zona costeira quanto os gradientes vertical (cisalhamento) e horizontal do vento no interior dessa zona dependem da estabilidade atmosférica. Sabendo-se que a estabilidade da zona costeira é, frequentemente, não-neutra, o que leva a desvios logarítmicos do perfil de vento e dificuldades na precisão da extrapolação de medições de superfície próximo à altura do rotor da turbina, o uso de uma correção de estabilidade pode melhorar a previsão da velocidade do vento a altura do rotor da turbina, quando comparado com as observações. A modelagem e as medições por sensoriamento remoto de Horns Rev sugerem que, em média, os gradientes de velocidade horizontal do vento não são evidentes para distâncias superiores a 20 km da costa. No entanto, as

observações de satélite sugerem um maior gradiente de velocidade do vento do que qualquer modelagem local ou de mesoescala. Em contraste, a modelagem, que representa as diferenças de temperatura entre a terra e o mar, baseado em Nysted, sugere que fortes gradientes de temperatura produzem grandes gradientes de velocidade do vento sobre a área do parque eólico e também afetam o cisalhamento do vento para a altura do rotor da turbina. De acordo com os autores, esses casos ilustram a necessidade de modelagem ampla e medição das variáveis atmosféricas, para que a velocidade do vento e, conseqüentemente, a potência de saída, sejam previstas corretamente para parques eólicos costeiros em períodos longos e curtos.

Cunha *et al.* (2008) analisaram qual é a opção de parametrização de turbulência do RAMS adequada à simulação de vento sobre a serra da Ibiapaba, localizada no noroeste do Ceará. Para isso, foram simulados alguns dias do mês de março e alguns dias do mês de setembro. Esses meses correspondem, respectivamente, aos períodos de menor e maior intensidade dos ventos locais de acordo com a climatologia do Ceará. Para a análise das simulações foram utilizados dados de estações meteorológicas localizadas na região estudada. Os resultados mostram que a parametrização de turbulência baseada no esquema de Mellor-Yamada (1982) obteve melhor desempenho, mas o modelo ainda apresenta alguns problemas em descrever com fidelidade a velocidade do vento ao subestimá-lo na maior parte do tempo e não ser capaz de reproduzir variações de menor escala temporal. Os autores acreditam que isso ocorra devido ao fato dos fatores locais não estarem bem representados no modelo. Há ainda a possibilidade da microfísica do modelo não ser bem aplicada à região, pois sondagens atmosféricas não foram feitas ou utilizadas nessa pesquisa para determinação das concentrações e fatores de forma das distribuições. Além disso, a parametrização de convecção utilizada foi a do tipo Kuo (KUO, 1965; 1974), que não prevê cúmulos rasos, cuja ocorrência é bastante usual nessas regiões do Ceará. Sendo assim, todos estes fatores podem ter interferido no resultado final da simulação.

Louka *et al.* (2008) estudaram a aplicação do filtro de Kalman como um método de pós-processamento em previsões numéricas da velocidade do vento geradas por dois modelos atmosféricos de área limitada, o Modelo RAMS e o Modelo SKIRON desenvolvido na Universidade de Atenas pelo Grupo de Modelagem Atmosférica e Previsão do Tempo. Eles verificaram que a aplicação do filtro de Kalman aos dados de saída desses modelos conduz à eliminação de todos os erros sistemáticos possíveis, mesmo nos exemplos com baixa resolução, contribuindo para a redução significativa do tempo de processamento (tempo de

CPU). No caso da previsão para energia eólica, os resultados obtidos mostraram uma melhoria notável na habilidade do modelo de previsão. Tais melhorias podem facilitar extremamente a integração da energia eólica em sistemas de energia convencionais favorecendo assim um aumento no uso do vento como uma fonte de energia renovável.

De Maria *et al.* (2008) utilizaram o Modelo RAMS para gerar previsão de ventos em curto prazo para aplicações em geração de energia eólica. Eles testaram diferentes resoluções espaciais e parametrizações, sendo a comparação entre as simulações feita com base em uma metodologia estatística, que se utiliza de um conjunto de índices e medidas de erro amplamente utilizados em estudos meteorológicos e avaliações de modelos atmosféricos. Tal metodologia foi aplicada para escolha das melhores opções de espaçamento de grade horizontal, parametrização de turbulência e peso do relaxamento newtoniano na representação dos campos de vento do litoral cearense em quatro dias do período de transição entre as estações seca e chuvosa. Dentre as opções testadas, a configuração que melhor reproduz as observações ao longo do litoral conta com espaçamento de grade horizontal de 1 km, turbulência parametrizada com a versão anisotrópica do esquema proposto por Smagorinsky (1963) e escala de tempo do relaxamento newtoniano de 12 h. Segundo De Maria *et al.* (2008) esses resultados são particularmente úteis na escolha dos parâmetros a serem usados no modelo RAMS, seja para previsão de tempo ou previsão de geração de energia eólica, por se tratar da utilização de um método objetivo de comparação de modelos.

Uchida e Ohya (2008) desenvolveram um modelo numérico variável chamado RIAM-COMPACT (sigla em inglês para *COMputational Prediction of Airflow over Complex Terrain*). Tal modelo é baseado nos modelos de simulação de grandes turbilhões (*Large Eddy Simulation*, LES). Vários experimentos e simulações foram realizados para testar a exatidão do RIAM-COMPACT. Os resultados numéricos obtidos demonstraram que as mudanças induzidas no campo de vento pelo efeito topográfico, tais como a aceleração do vento local e a separação de fluxo, foram simuladas com sucesso. A velocidade do vento foi avaliada considerando a correlação com os dados observados. Assim para a velocidade média mensal do vento, o erro relativo ao valor observado foi menos de 10%. Para a velocidade do vento anual o erro relativo foi menos de 1%.

De acordo com Alessandrine *et al.* (2009) um sistema de previsão de energia eólica apropriado para situações de topografia complexa vem sendo desenvolvido. Tal sistema baseia-se no modelo meteorológico de alta resolução RAMS e em um conjunto de pós-processadores que reduzem os erros sistemáticos e calculam a potência prevista do parque

eólico. O sistema de previsão de energia eólica foi aplicado em dois parques eólicos distintos, um localizado em um terreno de topografia complexa e o outro em um terreno plano. As previsões de velocidade do vento foram geradas para um período de 3 dias para frente em intervalos horários usando três grades de configuração diferente ( $12 \times 12 \text{ km}^2$ ,  $4 \times 4 \text{ km}^2$  e  $1 \times 1 \text{ km}^2$  de resolução horizontal). A correção da velocidade do vento foi então realizada utilizando um Modelo de Saída Estatística (MOS – sigla em inglês para *Model Output Statistic*). Os resultados mostraram que houve uma melhoria na precisão das previsões em ambos os casos considerando a correção MOS sobre a velocidade do vento. As simulações com a grade de  $4 \times 4 \text{ km}^2$  de resolução e a aplicação do MOS parecem obter os melhores resultados. De modo geral, o sistema de previsão tem desempenho ligeiramente melhor em condições de terreno plano com um RMSE de 15% da potência nominal contra 16% do caso do terreno complexo. Em ambos os casos, o cálculo de energia apresenta um erro de cerca de 8%.

Benelli *et al.* (2009) compararam os dados obtidos pela Companhia Paranaense de Energia no “Projeto Ventar”, concluído em 1999, com os dados obtidos durante o “Desenvolvimento e Validação de Nova Metodologia para Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólicos”, concluído em 2007, também pela mesma companhia. Essa nova metodologia inclui o uso de tecnologias inovadoras no processo de mapeamento, incluindo a avaliação preliminar da energia eólica, e na seleção de áreas promissoras, usando simulação numérica com modelos de mesoescala, modelos de terreno e imagens de sensoriamento remoto de alta resolução. Segundo os autores a nova metodologia oferece maior precisão e confiabilidade na estimativa da geração eólica e na identificação das melhores áreas para a implantação de usinas eólicas, trazendo uma maior exatidão na predição do recurso eólico.

Carvalho (2009) avaliou a qualidade das simulações da intensidade e direção do vento próximo da superfície utilizando o modelo numérico WRF-ARW, versão 3.0.1, e verificou que o modelo oferece uma boa resposta na determinação da direção local do vento, já que consegue determinar quais os setores que oferecem uma maior contribuição energética, apesar de não oferecer uma resposta tão satisfatória no tocante ao número de ocorrências. Verificou também que o modelo apresentou falhas significativas no cálculo da intensidade do vento, mas essas falhas são menores nos setores dominantes do vento, o que de alguma forma atenua essa limitação já que os setores mais importantes energeticamente são razoavelmente simulados pelo modelo.

Chagas *et al.* (2009) usaram o modelo WRF para obter dados de vento, a fim de avaliar os recursos eólicos sobre diferentes áreas. O modelo foi inicializado quatro vezes por

dia (00, 06, 12 e 18 UTC - *Universal Time Coordinate*), usando pelo menos 4 pontos de dados de reanálise do NCEP como dados de entrada. As simulações foram realizadas com resolução horizontal que varia entre 6 km e 1 km, dependendo da complexidade do terreno, e 42 camadas na vertical. Os experimentos realizados mostram que o modelo é capaz de determinar a velocidade média mensal do vento, com um desvio dos dados observados geralmente abaixo de 5%.

Shimada *et al.* (2009) investigaram a capacidade dos modelos de mesoescala MM5 e WRF para reproduzir dados de vento a fim de avaliar os recursos de vento no mar da costa do Japão. As simulações foram realizadas para o ano de 2005 e os dados de entrada para os dois modelos foram forcecidos pelo Modelo de Análise de Mesoescala da Agência Meteorológica do Japão (JMA-MANAL). Os autores verificaram que os modelos MM5 e WRF reproduziram melhores dados de ventos do que o modelo JMA-MANAL, e que não há grandes diferenças de precisão da velocidade do vento entre o MM5 e o WRF. Segundo os autores a verificação do vento das altitudes mais elevadas mostrou melhores resultados do que o vento de superfície. Isso indica que as causas da superestimação em ventos de superfície com o MM5 e o WRF são provavelmente atribuídas a problemas relacionados à camada limite planetária e a esquemas de processo de superfície.

Yim *et al.* (2009) combinaram dados observacionais e os modelos MM5 e CALMET acoplados para mapear a distribuição espacial dos recursos eólicos em alta resolução, no intuito de avaliar o potencial de energia eólica sobre o sul da China (Guangdong). O MM5 foi rodado em um modo aninhado com espaçamentos de grade de 40,5 km, 13,5 km, 4,5 km e 1,5 km e o CALMET com espaçamentos de grade de 3 km para a província de Guangdong. A combinação MM5/CALMET foi rodada por um período de três anos (2004-2006). As simulações mostram que em quase 70% do tempo em um ano, a velocidade do vento é superior a velocidade de corte (~5 m/s) das turbinas eólicas típicas.

Sun *et al.* (2009) a fim de estabelecer um sistema para a previsão de energia eólica, investigaram a questão da previsão da velocidade do vento para fazendas eólicas em áreas costeiras, e usaram o Modelo RAMS para fazer a simulação da brisa terra-mar. Os perfis de vento apresentam grandes diferenças quando sopram do continente e do mar. O cisalhamento do vento é menor quando sopra do mar do que quando sopra do continente. Durante a previsão da velocidade do vento para as fazendas eólicas costeiras, se houver brisa terra-mar, pode-se usar a característica do perfil do vento usando o método estatístico para corrigir a previsão do modelo. Os autores afirmam que mesmo não havendo brisa terra-mar quando o

vento sopra do mar o cisalhamento do perfil do vento é também menor do que o que sopra do continente, usando o método estatístico baseado na direção do vento e na característica do perfil do vento, pode-se fazer uma previsão mais precisa do cubo da altura, e reduzir o erro ao prever a saída de energia da fazenda eólica.

Melo *et al.* (2010) realizaram simulações com o modelo RAMS, versão 6.0, a fim de avaliar o potencial eólico na região do vale do Rio Jaguaribe, Estado do Ceará. De acordo com os resultados simulados, os autores verificaram que a região analisada possui característica bastante favorável para geração de energia eólica, tanto em termos de velocidade quanto de direção, visto que possui pouca variabilidade. Quanto à produção de energia, os autores afirmam que para suprir a demanda da região estudada é mais interessante a implantação de aerogeradores na altura de 80 m, tendo em vista que a 50 m é necessária uma quantidade bem superior de máquinas.

Lazic *et al.* (2010) examinaram a aplicação e o desempenho do modelo atmosférico regional de previsão numérica do tempo Eta para previsões de velocidade do vento para usinas de energia eólica. Os autores realizaram dois conjuntos de previsões, um com uma grade aninhada de 3,5 km, centrada na usina de Nasudden, na ilha de Gotland-Suécia, e outro com resolução de 22 km, utilizado para as condições de contorno das rodadas aninhadas. A verificação foi feita para o modelo de grade aninhada, inicializado diariamente durante os verões de 1996-1999. As simulações do modelo Eta foram comparadas com o vento observado na estação de superfície e com o vento observado na torre eólica a 10 m. Os resultados do modelo foram comparados ainda com o vento a partir de observações nas torres aos níveis de 38, 54, 75 e 96 m. Os resultados mostraram que a média global da diferença entre as previsões do modelo Eta e as observações de superfície ao nível de 10 m para a Diferença Média (DM), a Diferença Média Absoluta (DMA), a Diferença Média da Raiz Quadrada (DMRQ) e o Coeficiente de Correlação (CC) foram, respectivamente, 0,64 m/s, 1,43 m/s, 1,81 m/s e 0,68. Já a diferença entre as previsões do modelo Eta e as observações da torre eólica apresentaram média global da DM, DMA, DMRQ e CC de 0,48 m/s, 1,14 m/s, 1,38 m/s e 0,79, respectivamente. No caso da comparação das previsões do modelo com as observações da torre eólica aos níveis de 38, 54, 75 e 96 m, a média global dos resultados em síntese para todos os níveis de precisão foram de DM de 0,40 m/s, DMA de 1,46 m/s, DMRQ de 1,84 m/s e CC de 0,80. Esses resultados mostram uma boa concordância com os obtidos para camada superficial. Diante dos resultados os autores afirmam que o Modelo Eta é bastante útil como um guia meteorológico para a modelagem e previsão de energia eólica.

Pinto *et al.* (2010) realizaram um estudo comparativo entre dados de velocidade do vento medidos em três torres eólicas no Estado de Alagoas e simulações obtidas do Modelo BRAMS. As simulações foram realizadas para o mês de novembro 2008 com três grades aninhadas com definições horizontais  $8 \times 8 \text{ km}^2$ ,  $2 \times 2 \text{ km}^2$  e  $500 \times 500 \text{ m}^2$ , a fim de avaliar a influência da definição espacial na exatidão de previsões da velocidade do vento fornecidas pelo modelo. Os resultados obtidos mostram que há uma forte tendência para a subestimação dos ventos, principalmente na região costeira. Além disso, os resultados iniciais indicam que o refinamento do modelo tem um limite de otimização que deve ser considerado, pois o tempo computacional é muito elevado para altas resoluções espaciais e nem sempre apresenta melhorias nos resultados como no caso da localidade de Girau do Ponciano em que a grade de resolução em 500m não produziu melhor desempenho em comparação com a grade de 2 km com relação a variável vento.

Lucena *et al.* (2010) analisaram alguns possíveis impactos das mudanças climáticas globais sobre o potencial de energia eólica do Brasil, através da simulação de condições de vento associadas com os cenários A2 e B2 do IPCC (sigla em inglês para *International Panel for Climate Change*). Eles utilizaram um método chamado “método delta” que consiste em aplicar a variação entre os resultados simulados pelo modelo de circulação geral para as condições climáticas atuais e futuras para os valores históricos de uma determinada variável climática. Em seguida o Mapa do potencial de energia eólica brasileiro, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), foi revisto em função das variações da velocidade média do vento projetado para os cenários A2 e B2. Assumido que não houve alterações na cobertura vegetal durante o período examinado, a velocidade do vento projetada pelo modelo climático a uma altura de 10 m foi extrapolada, utilizando a regra logarítmica, para a altura de 50 m. Resultados com base no modelo de circulação geral HadCM3 e na análise do banco de dados de vento do país indicam que o potencial de energia eólica no Brasil provavelmente não seria comprometido no futuro, devido a possíveis mudanças nas condições climáticas. Pelo contrário, os resultados mostram um aumento do potencial eólico do Brasil com o tempo como uma consequência das mudanças climáticas.

Al-Yahyai *et al.* (2010) revisaram vários artigos que tratavam da utilização dos dados de vento de modelos numéricos de previsão do tempo para a avaliação das aplicações dos recursos de energia eólica, e a partir dessa avaliação, constataram que os dados de vento derivados dos modelos de previsão numérica do tempo foram tendenciosos, ou seja, a maioria dos estudos mostrou uma subestimação de aproximadamente 5% da velocidade do vento

especialmente próximo à superfície. Segundo os autores, limitações como a formulação do modelo, a simplificação da física e as incertezas do estado inicial, das condições de contorno lateral e das características de superfície podem comprometer a qualidade dos dados de saída do modelo. No entanto diferentes aproximações estatísticas, como os Modelos de Saída Estatísticos (MSE) e o Filtro de Kalman, são hoje utilizadas para corrigir os desvios na saída do modelo.

Ren (2010) propôs uma relação genérica da lei de potência entre o aquecimento global e a energia eólica utilizável (lei de Betz). Foram realizadas simulações com oito Modelos Climáticos Globais Acoplados oceano-atmosfera - CGCMs (sigla em inglês para *Coupled Global Climate Models*), do Projeto de Intercomparação de Modelos Acoplados do WCRP (sigla em inglês para *World Climate Research Program*). A partir dos parâmetros atmosféricos simulados, foi possível determinar o índice da lei de potência. As discussões foram centradas na China, tendo em vista que esta se comprometeu a utilizar energia mais limpa no futuro. Os resultados apontam que a relação da lei de potência se mantém em todos os oito modelos climáticos e também que é independente da escala de tempo. Além disso, a redução das escalas de energia eólica com o grau de aquecimento concorda com uma relação genérica da lei de potência. Segundo o autor, é genérico para os CGCMs que as temperaturas mais elevadas podem levar a uma circulação atmosférica mais fraca, não apenas na China, mas também em muitas regiões de latitude mais elevada. Vale salientar que as características geográficas como o ângulo de inclinação e os aspectos da superfície da terra são assumidas para mudanças em uma escala de tempo muito mais longa do que as mudanças climáticas transitória de origem antropogênicas. De acordo com o autor, repetindo essas análises com maior resolução do modelo, provavelmente, a estimativa do índice de potência irá melhorar, mas é improvável que anule a relação da lei de potência proposta.

Abiven *et al.* (2011) utilizaram dados coletados a partir de anemômetros com frequência de amostragem de 1Hz e modelagem computacional para caracterização das condições de vento em uma região de orografia complexa na ilha de Lewis, noroeste da Escócia. As análises das rosas dos ventos apresentaram ocorrências de ventos muito baixos na direção entre 305° e 30°, para as quais as simulações computacionais em estado estacionário, a partir de um modelo matemático chamado VENTOS, previram grandes mudanças de valores, devidos provavelmente à presença de montanhas nos arredores do local, o que forçou o ar escoar através dos vales e desviou o vento da sua origem até a direção do fluxo. Já as análises espectrais dos dados simulados mostraram a existência de escalas de tempo preferenciais para



algumas direções do vento, de acordo com as análises espectrais dos dados de campo. Além disso, as funções ortogonais empíricas e as análises quadro a quadro dos dados de dependência do tempo computacional mostraram que essas escalas de tempo estavam relacionadas com um par de vórtices a sotavento de uma montanha. De acordo com os resultados os autores afirmam que as funções ortogonais empíricas podem ser usadas para ligar cada escala de tempo preferencial a padrões de variabilidade em uma área geográfica.

Constantinescu *et al.* (2011) apresentaram uma estrutura computacional para a integração de uma versão estado-da-arte do modelo de previsão numérica de tempo WRF no desempenho de formulações de unidades estocásticas do par compromisso/economia, que representa a incerteza de energia eólica. O modelo foi melhorado com uma estratégia de quantificação baseada em um conjunto de incerteza implementada em uma arquitetura computacional de memória distribuída em paralelo. Os resultados desse estudo indicam que a simulação usando previsões do WRF e informações de incerteza são fundamentais para alcançar níveis elevados de aprovação com reservas mínimas. Além disso, o estudo ilustra um ajuste operacional, com dados reais, apontando vários problemas e limitações que não são encontradas em experimentos idealizados usando previsões artificiais e informações de incerteza. Por exemplo, não foram encontrados benefícios significativos de atualizar as previsões do WRF dentro das operações diárias. Além disso, os experimentos numéricos indicam que um número relativamente grande de CPUs são necessárias para gerar previsões e informações de incerteza com uma frequência maior que 12 h.

Wang *et al.* (2011) realizaram uma análise comparativa dos modelos de previsão mais importantes, associada a velocidade do vento e energia, com base em métodos físicos, estatísticos e híbridos em diferentes escalas de tempo, dando ênfase à precisão desses modelos e a fonte de grandes erros. Para isso, o mesmo caso foi simulado para Espanha, Dinamarca, Irlanda e Alemanha, com os mesmos dados de entrada de NWP (sigla em inglês para *Numerical Weather Prediction*) e analisados com base nos mesmos critérios. Os resultados obtidos mostraram que não existe um modelo único que seja melhor em todos os casos e a precisão da previsão fica pior em terreno complexo. Além disso, o erro de previsão dos resultados aumenta com um horizonte de tempo maior. Os autores sugerem que uma das principais fontes de erros sejam os erros contidos nos dados de entrada utilizados pelos modelos.

Lima *et al.* (2012) buscando descrever a densidade de potência eólica e avaliar a capacidade do modelo BRAMS em descrever a intensidade do vento nas localidades de São

Gonçalo, Monteiro, Patos, Campina Grande e João Pessoa, utilizaram dados horários de velocidade e direção do vento a 10 m de altura das cinco estações climatológicas pertencentes ao INMET situadas na Paraíba, bem como simulações numéricas realizadas para os meses de Março e Abril de 1977 e 1981. Os resultados mostraram que o modelo BRAMS foi capaz de reproduzir satisfatoriamente os ciclos mensais do vento, assim como a direção predominante, apresentando alta correlação entre os dados simulados e observados para o período analisado, considerado o período chuvoso na região. No entanto, o modelo tende a subestimar os valores de intensidade do vento.

Pereira *et al.* (2013) avaliaram os impactos causados pelas mudanças climáticas sobre a energia eólica utilizando um modelo de previsão climática e análise de tendências ao longo de séries temporais climatológicas de locais selecionados com base na continuidade da aquisição de dados e controle de qualidade destes dados. Em seguida, foi aplicado o teste de tendência de Kendall ao nível de confiança de 95%. Além disso, os autores examinaram as previsões de vento do modelo de circulação global (GCM) HadCM3 do Hadley Centre - UK MetOffice. O modelo de mesoescala Eta forneceu o downscaling das previsões do GCM original de  $2,5^{\circ} \times 3,75^{\circ}$  de resolução para  $40 \times 40 \text{ km}^2$  de resolução horizontal e 38 camadas verticais. O modelo Eta foi atualizado a cada 6 h, com condições de contorno a partir das saídas do HadCM3. Este novo produto de escala reduzida foi chamado Eta-HadCM3. O modelo assumiu o cenário A1B do relatório do IPCC. As séries temporais de dados observados também foram usadas para validar o modelo Eta-HadCM3 para o período de 1960-1990 (período de referência). Em seguida, foi realizada a comparação das previsões do modelo para os períodos subsequentes (2010-2040, 2040-2070, e 2070-2100), com o período de referência. As previsões modelo Eta-HadCM3 para cenário climatológico futuro A1B indicam uma tendência média de crescimento de 15% a 30% na densidade de potência eólica para a maior parte da região Nordeste do Brasil, com intensificação de algumas regiões de mais de 100%, principalmente no setor norte da região. Com exceção da área offshore no Norte e Nordeste do país, o modelo Eta-HadCM3 apontou uma tendência de diminuição na densidade de potência eólica, especialmente ao longo da costa do estado da Bahia. A região Sul do Brasil apresentou uma leve tendência de aumento da densidade de energia eólica, em comparação com a região Nordeste, cerca de 10%, chegando a mais de 20% em algumas áreas. Segundo os autores, a partir destes resultados, é possível esperar que o impacto total das mudanças climáticas globais sobre a energia eólica nas regiões Nordeste e Sul do Brasil pode ser favorável à rentabilidade dos projetos eólicos existentes e futuros de ambas as

regiões.

O interesse pela quantificação da velocidade do vento tem aumentado junto com a necessidade de melhor aproveitar esse recurso na geração de energia eólica. Isso fica evidente diante dos trabalhos citados nesta revisão. Vários métodos vêm sendo utilizados nos últimos tempos para avaliar o comportamento do vento a fim de fornecer informações úteis para o setor energético.

## 2.2. Fatores que interferem na intensidade do vento

Na Paraíba assim como nos demais estados do Nordeste a circulação geral atmosférica se dirige para a Zona de Convergência Intertropical - ZCIT (Figura 1). Na escala global, os ventos de superfície nesta região são chamados de ventos alísios e considerados, em termos de energia eólica, as maiores fontes energéticas da região tropical (SILVA, 2003; VALENÇA, 2010).

De acordo com Silva (2003) o regime de vento nas latitudes que cobrem o NEB é fortemente condicionado pela circulação em macroescala dos ventos alísios. Entretanto o comportamento desses ventos é afetado pela presença dos continentes e de suas particularidades climáticas e orográficas. No litoral nordestino as brisas marítimas, formadas pelo gradiente de temperatura originado a partir das diferenças de aquecimento, contribuem fortemente para o aumento na intensidade e na variação da direção dos ventos alísios (SILVA, 2003; VALENÇA, 2010).

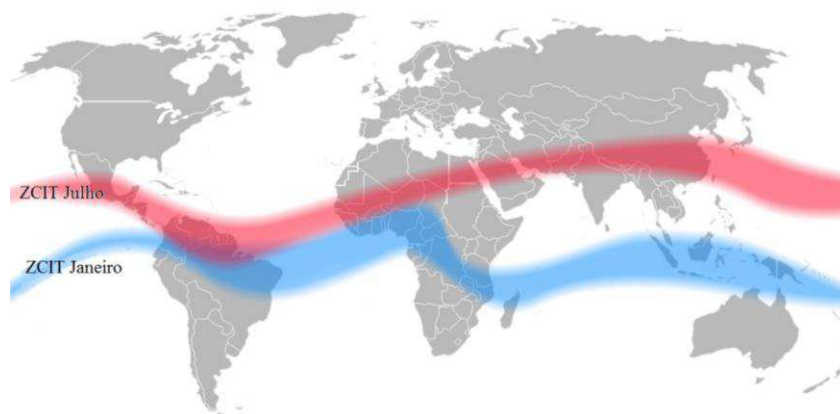


Figura 1 - Posição média da Zona de Convergência Intertropical nos meses de Julho (vermelho) e Janeiro (azul). Fonte: Halldin, 2006.

Juntamente com a migração da ZCIT ocorre o deslocamento da Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS). Segundo Wainer e Taschetto (2006) a posição da ASAS migra sazonalmente, sendo localizada mais ao sul no verão e mais ao norte no inverno, o que afeta diretamente a intensidade e direção dos ventos na costa brasileira.

Em escala local, os ventos sofrem a influência de diversos parâmetros físicos bem como de vários fenômenos naturais, que podem interferir de forma positiva ou não para a intensificação dos mesmos. Essas informações devem, portanto, ser consideradas quando se pretende estimar o regime de vento em um determinado local. Dentre os parâmetros físicos mais relevantes destacam-se:

- *A orografia*: constitui um dos elementos mais importantes na caracterização do regime de vento de um dado local. A existência de montanhas, depressões, vales e “gargantas” podem alterar as características do escoamento do vento de diferentes formas. Por exemplo, a diferença de temperatura entre o ar perto da montanha e o ar à volta, devido ao aquecimento das encostas durante o dia e arrefecimento durante a noite que fazem com que o ar adjacente à montanha aqueça ou arrefeça por condução e mistura (JERVELL, 2008), dão origem a fenômenos térmicos que interferem no perfil vertical de velocidade do vento.
- *A rugosidade do terreno*: é a influência da superfície deste e dos obstáculos, que resultam num retardo da velocidade do vento próximo ao solo. A rugosidade de uma determinada superfície é determinada pelo tamanho e distribuição dos elementos de rugosidade que a compõe e é parametrizada em uma escala de comprimento, chamada de comprimento de rugosidade  $z_0$ . O comprimento  $z_0$  é a altura na qual a velocidade do vento é zero, caso o vento tenha um comportamento logarítmico em função da altura (CUSTÓDIO, 2007; SILVEIRA, 2011). Na Tabela 1 são apresentados alguns exemplos de comprimentos de rugosidade para vários tipos de terrenos.

**Tabela 1** – Comprimentos de rugosidade para vários tipos de terrenos.

Descrição do terreno	$z_0$ (m)
Área com água, tais como mares e lagos.	0,0002
Áreas abertas com poucos quebra-ventos, plana ou levemente ondulada, podendo apresentar simples fazendas e árvores ou arbustos.	0,03
Terrenos com quebra-ventos afastados mais de 1000 m entre si, e algumas construções espalhadas; caracterizados por grandes áreas abertas entre alguns quebra-ventos, com uma paisagem aberta; o terreno pode ser plano ou ondulado.	0,1
Áreas urbanas, florestas e terrenos com muitos quebra-ventos de separação média de poucas centenas de metros.	0,4

Adaptado de CÚSTODIO (2007).

Quanto à região litorânea, de acordo com Valença (2010), quatro fenômenos são responsáveis pela diminuição gradual da intensidade do vento na região litorânea que vai do extremo norte da Paraíba até o extremo sul da Bahia (Figura 2). São eles:

- *Redução dos ventos alísios* – devido ao afastamento da Zona de Convergência Intertropical;
- *Brisas marítimas mais fracas* – devido ao menor gradiente térmico entre oceano e terra;
- *Ação de frentes frias* remanescentes propagadas do sul desta região;
- *Divergência de direção* entre os ventos alísios e brisas terrestres durante a noite, principalmente nos meses de outono e inverno.



Figura 2 – Faixa litorânea que vai do extremo norte da Paraíba ao extremo sul da Bahia destacado em vermelho. Fonte: Valença, 2010.

### 2.3. Turbinas eólicas

A turbina eólica é um dispositivo responsável pela conversão da energia cinética dos ventos em energia elétrica (PATEL, 1999; RASILA, 2003; FERREIRA, 2005). O processo de conversão de energia em uma turbina eólica resume-se em quatro etapas: extração de energia cinética do vento, transmissão mecânica da energia, geração de energia elétrica e sua integração à rede elétrica. Tais etapas são realizadas, respectivamente, pelo rotor aerodinâmico, sistema de transmissão mecânica, gerador elétrico e subestação. Além disso, as turbinas eólicas possuem um sistema de controle interno responsável pela segurança e otimização de sua operação.

Existem dois tipos de turbinas eólicas em funcionamento, as turbinas de eixo vertical e as turbinas de eixo horizontal.

- *Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV)* – possuem rotor e pás em posição vertical e rodam de forma perpendicular ao vento. De um modo geral, as turbinas de eixo vertical têm como vantagens não necessitarem de mecanismos de ajuste entre a direção da turbina e a direção do vento, e podem ser diretamente implantadas no solo prescindindo da estrutura da torre. Como desvantagens apresentam o fato das suas pás, devido ao movimento de rotação, terem constantemente alterados os ângulos de ataque e de deslocamento em relação à direção do vento, originando forças resultantes alternadas, que para além de limitarem o rendimento da turbina, causam vibrações acentuadas em toda a sua estrutura (SILVA *et al.*, 2007).
- *Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (TEEH)* - contém o eixo montado horizontal e paralelamente ao solo, normalmente com duas ou três pás aerodinâmicas que podem ser orientadas de acordo com a direção do vento. Aerodinamicamente elas são mais eficientes e trabalham com maior rotação que as TEEV. Uma das principais vantagens das TEEH é apresentar na sua grande maioria, arranque automático. Além disso, esse tipo de turbina pode ser instalada, por exemplo, em locais remotos como no mar (*offshore*). Desta forma é possível elevar a eficiência do sistema eólico, pois a turbina está sujeita a ventos mais regulares (RIBEIRO, 2008). Uma das principais desvantagens das TEEH é que elas requerem uma mecânica mais elaborada, com mais peças móveis, além de necessitarem de maior manutenção.

A dimensão das turbinas eólicas depende sobretudo da potência desejada. Assim, quanto mais elevada for a potência desejada da turbina eólica, maior esta deverá ser. De acordo com Boyle (1996) as primeiras turbinas eólicas desenvolvidas em escala comercial tinham potências nominais entre 10 kW e 50 kW. No início da década de 1990, a potência das máquinas aumentou para a faixa de 100 kW a 300 kW. Em 1995, a maioria dos fabricantes de grandes turbinas ofereciam modelos de 300 kW a 750 kW. Em 1997, foram introduzidas comercialmente turbinas eólicas de 1 MW e 1,5 MW, iniciando a geração de máquinas de grande porte. Com os avanços tecnológicos nos geradores eólicos, atualmente podemos encontrar turbinas num patamar dos 4,5 MW e 5 MW que estão comercialmente disponíveis (SILVA, 2008). Uma ilustração da evolução tecnológica das turbinas eólicas comerciais pode ser visualizada na Figura 3.

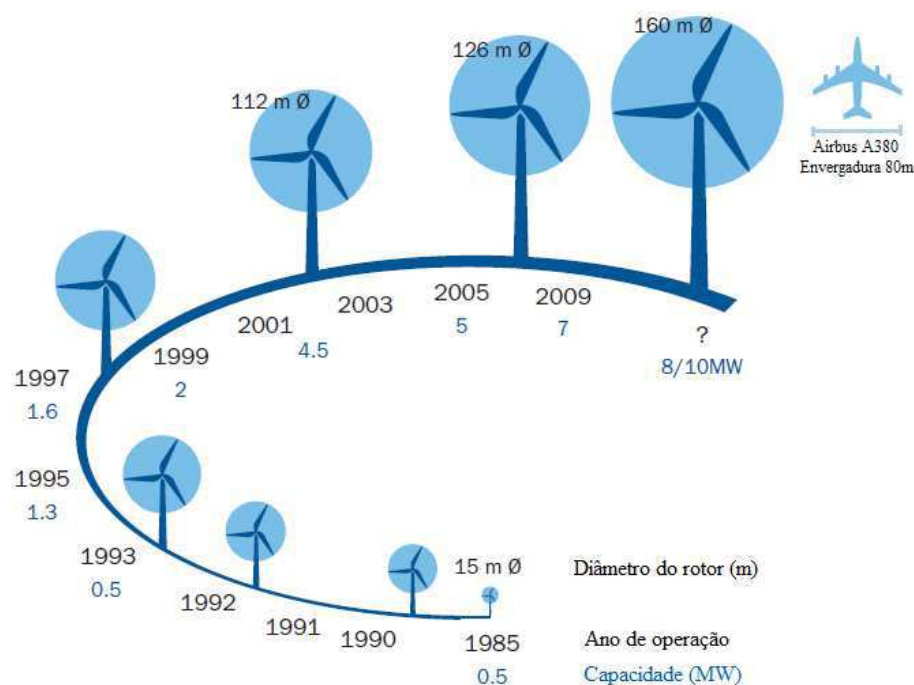


Figura 3 – Evolução tecnológica das turbinas eólicas comerciais entre os anos de 1985 e 2009.

Fonte: EWEA, 2010.

## CAPÍTULO 3

### 3. METODOLOGIA

#### 3.1. Área de estudo

Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) apenas nove Estados brasileiros, dos quais cinco estão localizados na região Nordeste, têm uma ou mais usinas eólicas em funcionamento. Destes cinco, a Paraíba é um dos Estados que se destaca por apresentar condições de vento favoráveis à produção de energia eólica.

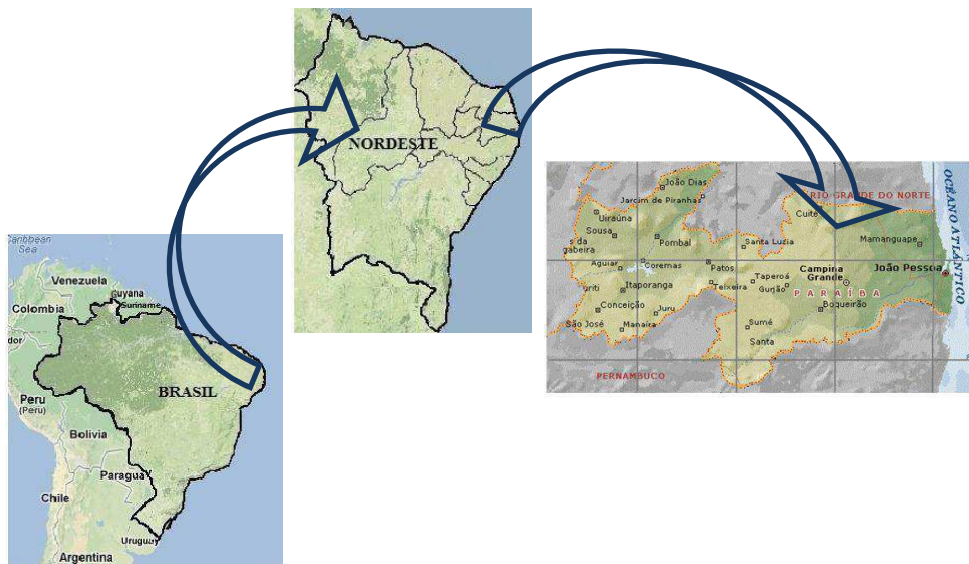


Figura 4 – Localização do Estado da Paraíba. (Adaptado de Apolo11.com).

A Paraíba está situada no extremo leste do NEB, entre os paralelos  $6^{\circ}\text{S}$ - $8^{\circ}\text{S}$  e os meridianos  $34^{\circ}\text{W}$ - $38^{\circ}\text{W}$ , incluída totalmente na zona tropical. O Estado ocupa 0,66% de área territorial brasileira, distribuído de forma retangular com regiões bem definidas do ponto de vista do relevo, clima e vegetação, englobando 223 municípios (IBGE, 2010). De leste para oeste sua maior extensão linear é de 443 km e, na direção norte sul, é de 253 km. Cerca de 98% de seu território está inserido no Polígono da Seca. Seu litoral se estende desde a foz do Rio Guajú, na divisa com o Rio Grande do Norte até a foz do Rio Goiana, na divisa com o Estado de Pernambuco, totalizando 138 km de extensão (MARINHO 2006).



Situado próximo à linha do Equador, o Estado da Paraíba tem clima quente, com médias de temperatura que variam de 28°C no litoral, 22°C no Planalto da Borborema, chegando a 30°C no interior do Estado. Assim como a maioria dos Estados nordestinos, a Paraíba possui clima do tipo tropical úmido nas áreas litorâneas, com temperaturas médias que variam de 24°C e 27°C, além de elevados índices pluviométricos, variando de 900 mm a 1.800 mm ao ano. Na região central do estado onde as médias altimétricas ultrapassam os 300m, atingindo altitudes médias de 600 m, o clima é semi-árido, apresentando temperaturas que variam de 22°C a 25°C e índices pluviométricos que vão de 1.000 a 2.000 mm ao ano. Na região do Sertão Paraibano o clima predominante é semi-árido quente seco, e semi-úmido nas áreas de serras e depressões, com chuvas de verão, e temperaturas médias anuais de 27°C. Durante o período de 75 anos, as medições pluviométricas registraram taxas mínimas de 138,0 mm, média de 391,2 mm e máximas de 1.035 mm, distribuídas irregularmente (RODRIGUEZ, 2002; MARIANO NETO, 2003).

A cobertura vegetal do Estado é bastante diversificada devido a suas condições ambientais. No litoral ocorrem matas, mangues e cerrados, basicamente constituídos por gramíneas e arbustos, além da floresta Atlântica. Já na região oeste do Estado, área de clima semi-árido, a Caatinga é predominante (RODRIGUEZ, 2002).

De acordo com o BIG ANEEL – Banco de Informações da Geração da ANEEL (2013), existem na Paraíba 13 Centrais Geradoras Eólicas (CGEs), totalizando 69MW de potência instalada no estado. Estas CGEs estão instaladas nos municípios de Mataraca e Alhandra, ambos localizados na região litorânea do estado (RODRIGO, 2012).

### **3.2. Perfil vertical do vento**

O atrito do ar em movimento com a superfície terrestre resulta em uma força horizontal contrária à direção do fluxo de ar, causando uma redução da velocidade do vento próximo à superfície. À medida que a altura aumenta esta força contrária à direção do fluxo de ar é reduzida, tornando-se desprezível a partir de determinada altura, chamada camada limite (SILVEIRA, 2011).

Na camada limite atmosférica a região que se estende até uma altura de cerca de 100 m, a chamada camada superficial, é a zona de interesse para eólica, tendo em vista que a altura típica do rotor das turbinas eólicas está entre 60 m e 140 m acima do nível do solo. Nesta zona, a topografia do terreno e a rugosidade do solo condicionam fortemente o perfil de

velocidades do vento que pode ser adequadamente representado pela lei logarítmica de *Prandtl* (CASTRO, 2003):

$$\bar{u}_{(z)} = \frac{u^*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (1)$$

Em que  $\bar{u}_{(z)}$  é a velocidade média do vento à altura  $z$ ,  $u^*$  é a velocidade de fricção,  $k$  é a constante de Von Karman ( $\sim 0,41$ ) e  $z_0$  é o comprimento característico da rugosidade do solo.

A Equação (1) pode ser simplificada, escrevendo duas expressões para os perfis logarítmicos, uma para a altura de referência  $z_r$  e outra para uma altura  $z$  qualquer, e assim calcular a velocidade do vento em uma altura diferente (VALENÇA, 2010):

$$\begin{aligned} \frac{u(z)}{u(z_r)} &= \frac{\ln(z) - \ln(z_0)}{\ln(z_r) - \ln(z_0)} \Rightarrow \\ &\Rightarrow u(z) = u(z_r) \cdot \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \end{aligned} \quad (2)$$

No entanto, para o cálculo do perfil vertical do vento com a altura para as áreas analisadas nesse estudo utilizou-se a lei de potência, pois de acordo com Lopes (2010), o perfil vertical completo é melhor aproximado pela lei de potência proposta por Hellman em 1915:

$$\begin{aligned} \frac{u(z)}{u(z_r)} &= \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \Rightarrow \\ &\Rightarrow u(z) = u(z_r) \cdot \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \end{aligned} \quad (3)$$

Em que  $\alpha$  é o expoente de camada limite e varia em função da rugosidade da superfície. A lei de potência varia com parâmetros como altura, tempo do dia, estações do ano, terreno e temperatura. Uma correlação com este modelo e o comprimento de rugosidade é determinada por (MANWELL *et al*, 2002; CAMELO *et al*, 2010):

$$\alpha = 0,096 \cdot (\log_{10} z_0) + 0,016 \cdot (\log_{10} z_0)^2 + 0,24 \quad (4)$$

Todavia é importante ressaltar que tanto a lei de potência quanto a lei logarítmica, foram desenvolvidas para terrenos planos e homogêneos e, portanto, ambos estão sujeitos a uma incerteza, devido à natureza complexa dos escoamentos turbulentos e pela dificuldade em caracterizar a superfície (JERVELL, 2008).

### **3.3. Potência energética disponível no vento**

O movimento de parcelas de ar, na atmosfera planetária, é denominado vento. Embora, o ar possa mover-se na direção vertical, a denominação “vento” é comumente aplicada apenas ao movimento horizontal, paralelo à superfície do planeta. Na meteorologia, a velocidade e a direção do vento, juntamente com a temperatura, a umidade e a pressão do ar atmosférico, são as variáveis mais importantes empregadas na descrição meteorológica da atmosfera terrestre. O vento, como agente meteorológico, atua nas modificações das condições do tempo, sendo responsável pelo transporte de umidade e de energia na atmosfera.

A energia dos ventos pode provocar grande destruição quando associada a eventos como furacões e tornados. Contudo, o vento pode ser empregado como uma fonte alternativa de energia por meio da conversão de sua energia cinética em outras formas de energia, especialmente eletricidade.

Como descrito anteriormente, a turbina eólica é um dispositivo responsável pela conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica. Segundo Ferreira (2005), uma massa de ar que passa através da área formada pelo rotor da turbina, sofre uma redução na velocidade em decorrência da extração da energia cinética dos ventos. Tal efeito forma o tubo de corrente de ar, mostrado em seção longitudinal na Figura 5, cujo volume após o rotor sofre um aumento inversamente proporcional à redução da velocidade.

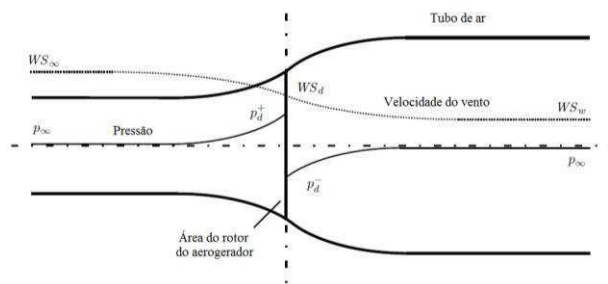


Figura 5 – Seção longitudinal de um tubo de ar. (Adaptado de Rasila, 2003).

De acordo com Patel (1999) a energia cinética de uma massa de ar  $m$  que se move com velocidade  $v$  é dada pela equação:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (5)$$

em que  $E$  é a energia cinética,  $m$  é a massa de ar e  $v$  é a velocidade do vento num dado momento.

A massa de ar é dada por:

$$m = \rho V \quad (6)$$

em que  $\rho$  é a densidade do ar e  $V$  é o volume do cilindro dessa quantidade de ar.

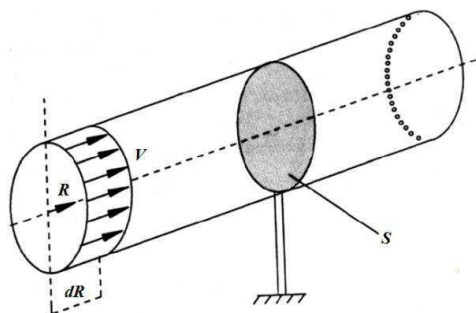


Figura 6 – Volume de ar cilíndrico. Fonte: Marques (2004).

Considerando que essa massa de ar esteja se movendo, perpendicularmente a uma seção transversal de um cilindro (Figura 6), com velocidade constante, o volume da massa de ar corresponde à área ( $A$ ), onde se tem um círculo hipotético de raio ( $R$ ), que é o comprimento

de cada pá de hélice da turbina, multiplicado pelo espaço percorrido ( $L$ ) pela massa de ar. Portanto, tem-se:

$$m = \rho V = \rho(AL) \quad (7)$$

Logo a Equação (5) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\begin{aligned} E &= \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}(\rho V)v^2 = \frac{1}{2}\rho(AL)v^2 \quad \Rightarrow \\ &\Rightarrow E = \frac{1}{2}\rho ALv^2 \quad (8) \end{aligned}$$

Sabendo-se que a potência disponível ( $P_{dis}$ ) contida no vento é dada pelo fluxo de energia cinética por unidade de tempo e que o fluxo de massa é dado por  $\rho Av$ , tem-se:

$$\begin{aligned} P_{dis} &= \frac{dE}{dt} = \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{2} \rho ALv^2 \right) = \frac{1}{2} (\rho Av)v^2 \quad \Rightarrow \\ &\Rightarrow P_{dis} = \frac{1}{2} \rho Av^3 \quad (9) \end{aligned}$$

A energia gerada pelo vento tem uma relação cúbica com a velocidade do vento, fato este observado ao analisar a Equação (9). No entanto, apenas uma parte desta potência disponível pode ser aproveitada por uma turbina eólica. A potência máxima que de fato pode ser extraída do vento por uma turbina eólica é aquela obtida quando o vento deixa as pás do rotor com 1/3 de sua velocidade original, ou velocidade nominal. De acordo com Carvalho (2003) o aproveitamento máximo da potência eólica disponível fica em torno de 59%. Esse valor máximo é chamado de Potência de Betz ( $P_{betz}$ ) e é dado pela equação:

$$P_{betz} = 0,5 \rho Av^3 \frac{16}{27} \quad (10)$$

Partindo da equação da potência disponível no vento (Eq. 9), chega-se à densidade de potência, que é a relação entre a potência eólica disponível e a área da seção transversal, dada por:

$$D_p = \frac{P_{dis}}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (11)$$

Em que ( $D_p$ ) é a densidade de potência ( $W/m^2$ ).

Em aplicações de energia eólica a densidade de potência está diretamente relacionada com a produção energética das máquinas, uma vez que multiplicando a densidade de potência eólica disponível pela área varrida pelas pás do rotor da máquina tem-se a potência disponível para cada aerogerador (SILVEIRA, 2011).

Segundo Collier (2011) a densidade do ar  $\rho$ , que à pressão de 1 atm e temperatura de  $15^\circ C$  é  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ , pode ser recalculada para diferentes condições atmosféricas a partir de (CUSTÓDIO, 2009):

$$\rho(Z, T) = \frac{353,4 \left( 1 - \frac{Z}{45271} \right)^{5,2624}}{273,15 + T} \quad (12)$$

Em que  $Z$  é a altitude (m) e  $T$  é a temperatura ( $^\circ C$ ). Esta equação fornece uma boa aproximação para o valor de densidade do ar e por isso é bastante utilizada para o cálculo da mesma em Atlas eólicos publicados no Brasil.

### 3.4. Análise estatística

#### 3.4.1. Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull tem sido bastante utilizada em estudos destinados à análise de frequência da velocidade do vento e é usualmente empregada na avaliação do potencial eólico por caracterizar estatisticamente de forma eficiente a distribuição de ocorrência de classes de velocidades para uma região em estudo.

A função Weibull é a distribuição contínua que usualmente mais se aproxima à distribuição discreta representada nos histogramas de velocidade, sendo caracterizada por dois parâmetros, o fator de escala  $c$  (em m/s) e o fator de forma  $k$  (adimensional), ambos positivos. Estes parâmetros permitem um ajuste de curva mais refinado para diferentes características de vento.

O fator de forma  $k$  determina a forma da curva da distribuição de Weibull. Esse parâmetro indica a variabilidade dos ventos, ou seja, quanto maior o valor de  $k$ , maior será a regularidade do regime de vento em termos de velocidade, e assim, mais estreita será a curva da distribuição. O fator de escala  $c$  é o fator característico da distribuição que apresenta a mesma unidade de medida da grandeza analisada.

De modo geral, para uma variável aleatória  $x$ , contínua e independente, que se distribui de acordo com o modelo de Weibull, a função densidade de probabilidade é dada por:

$$f(x) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{x}{c}\right)^k\right] \quad (13)$$

Os parâmetros  $c$  e  $k$  são função da velocidade média e do desvio padrão. De acordo com o exposto em Dias (2010), o fator de forma  $k$  da distribuição de Weibull para valores de  $k$  entre um e dez (MANWELL *et al.*, 2002), pode ser obtidos a partir da equação abaixo:

$$k = \left(\frac{\sigma_v}{Vm}\right)^{-1,086} \quad (14)$$

Em que  $\sigma_v$  é o desvio padrão, e  $Vm$  é a velocidade média.

Conhecendo o valor de  $k$  calculado com a Equação (14), o valor do parâmetro de escala  $c$  é obtido usando a seguinte aproximação:

$$c = Vm \cdot \left(0,568 + \frac{0,433}{k}\right)^{-1/k} \quad (15)$$

Na prática estas expressões (Eq. 14 e Eq. 15) são bastante utilizadas para determinação dos coeficientes em questão.

### 3.4.2. Índices estatísticos

Uma das maneiras utilizadas para avaliar o desempenho dos modelos numéricos é a comparação das estimativas por eles fornecidas com os dados observados. De acordo com os

estudos desenvolvidos por Weber *et al.* (1982), De Maria (2007), Cunha (2008) entre outros a melhor forma de avaliar um modelo numérico é utilizando um conjunto de índices estatísticos, de forma que possam ser minimizados os erros de interpretação (LIMA, 2011). Portanto, nesse estudo serão utilizadas as seguintes métricas estatísticas: o Viés, o Erro Absoluto Médio (EA), o Erro Quadrático Médio (EQM) e o Índice de Correlação.

O Viés é calculado a partir de:

$$Viés = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (\phi_i - \phi_0) \quad (17)$$

em que  $\phi_i$  corresponde ao valor simulado e  $\phi_0$  ao valor observado. O Viés indica a direção média do desvio de valores observados, mas pode não refletir a magnitude do erro. Assim, um Viés positivo indica que o valor simulado superestima o valor observado em média, enquanto um Viés negativo corresponde a uma subestimação do valor observado em média.

O Erro Absoluto Médio (EA), que por definição só pode assumir valores positivos, é dado por:

$$EA = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n |\phi_i - \phi_0| \quad (18)$$

Este é um resultado linear que dá a magnitude média dos erros. Portanto, quanto menor o EA maior a semelhança entre as séries.

O Erro Quadrático Médio (EQM) tem a mesma unidade de medida das séries e é dado pela soma dos quadrados das diferenças entre os resultados do modelo e as observações, podendo assumir qualquer valor positivo. Matematicamente o EQM é expresso por:

$$EQM = \left[ \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (\phi_i - \phi_0)^2 \right]^{1/2} \quad (19)$$

O EQM é uma medida quadrática que dá a magnitude média dos erros, ponderadas de acordo com o quadrado do erro. Quanto mais próximo de zero for a medida do erro maior é a semelhança entre as séries simuladas e observadas.

O coeficiente de correlação estatística ou coeficiente de correlação de Pearson ( $r$ ) é



uma medida do grau de relação linear entre duas variáveis quantitativas, dada por:

$$r = \frac{\sum (\phi_i - \bar{\phi}_i) \cdot (\phi_0 - \bar{\phi}_0)}{\sqrt{[\sum (\phi_i - \bar{\phi}_i)^2] \cdot [\sum (\phi_0 - \bar{\phi}_0)^2]}} \quad (20)$$

Segundo Devore (2006) essa correlação pode variar de muito fraca a muito forte de acordo com os intervalos de  $r$  contidos na Tabela 2. No entanto, antes de tirar qualquer conclusão sobre os valores dos coeficientes de correlação é necessária a aplicação de um teste estatístico para conhecer o grau real de ligação entre as variáveis analisadas (LIMA, 2011).

Nesse estudo o teste estatístico utilizado será o teste de significância  $t$  de Student, com os seguintes valores do parâmetro  $t$ :

$$t = \frac{r\sqrt{N-2}}{\sqrt{1-r^2}} \quad (21)$$

em que  $N$  é o número de dados.

O coeficiente de correlação crítico ( $r_c$ ), valor para o qual se aceita ou não a hipótese estatística, pode ser extraído a partir da Equação (21) e dado por:

$$r_c = \sqrt{\frac{t^2}{(N-2) + t^2}} \quad (22)$$

**Tabela 2** - Coeficiente de correlação estatística ou coeficiente de correlação de Pearson.

Fonte: Devore (2006)

Intervalos	Definição
0,00 a 0,19	Correlação bem fraca
0,20 a 0,39	Correlação fraca
0,40 a 0,69	Correlação moderada
0,70 a 0,89	Correlação forte
0,90 a 1,00	Correlação bem forte

Neste trabalho utilizou-se uma série de dados de 30 dias. Assim, para a correlação desses dados, ou seja,  $N = 30$ , com 2 graus de liberdade tem-se  $N = 28$  ( $N - 2 = 28$ ). Com base nessa informação e utilizando os valores tabelados de  $t$ , os coeficientes de correlação crítico  $r_c$  calculados estão dispostos na Tabela 3.

**Tabela 3** - Coeficiente de correlação crítico para  $N - 2 = 28$ .

Significância	$t$	$r_c$
90%	1,311	0,24
95%	1,701	0,31
99%	2,467	0,42

Portanto, para os coeficientes de correlação obtidos para  $N = 30$  com 2 graus de liberdade, a significância estatística de que realmente há correlação entre as variáveis é de 99%, 95% e 90% para  $r$  igual ou superior a 0,42, 0,30 e 0,24, respectivamente.

O resultado obtido pode sugerir a aceitação da hipótese de nulidade do coeficiente ou não. Caso o coeficiente de correlação  $r$  calculado seja igual ou superior ao valor encontrado com o valor do  $t$  crítico para um determinado grau de liberdade e percentual de significância, a hipótese de nulidade é rejeitada e a tendência observada é verdadeira para aquele nível de significância obtido (BRUNI, 2007; MENEZES, 2010; LIMA, 2011).

### 3.5. Descrição dos modelos numéricos

Quando se pretende estudar simultaneamente vários locais, ou um só local disperso por uma área considerável, recorrer a modelos, físicos e/ou numéricos, é uma prática habitual. A seguir, tem-se a descrição dos modelos numéricos utilizados neste trabalho.

#### 3.5.1. Modelo BRAMS

Neste trabalho um dos modelos numéricos utilizado foi o BRAMS – *Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modeling System*, na versão 4.2. Este modelo foi desenvolvido a partir do Modelo RAMS, que tem sua estrutura básica descrita por Pielke *et al.* (1992).

O BRAMS é um modelo numérico de mesoescala que simula circulações atmosféricas em área geográfica limitada tendo um vasto espectro de aplicações, tais como: simulações de grandes turbilhões, de tempestades, de dispersão atmosférica e de fenômenos de mesoescala. A condição inicial pode ser definida a partir de vários conjuntos de dados observacionais e, como condição de contorno, o modelo tem o esquema 4DDA (assimilação de dados em 4 dimensões) o qual permite que a solução do sistema de equações seja confiante com dados analisados de escala maior, como as análises atmosféricas de modelos globais (OLIVEIRA, 2009).

Este modelo possui um completo e sofisticado conjunto de parametrizações físicas para simular os processos governantes da evolução do estado atmosférico. Ele contém em seu código várias opções de parametrizações físicas, dentre as quais estão as parametrizações de onda longa e de onda curta propostas por Chen e Cotton (1983), a de convecção profunda do tipo Kuo (Kuo, 1965; 1974), modificada por Molinari (1985) e Molinari e Corsetti (1985) e a de Grell e Dévényi (2002), a de convecção rasa desenvolvida e implementada por Souza (1999). A turbulência na camada limite planetária é calculada segundo Mellor e Yamada (1982) e a microfísica segue o esquema descrito por Walko *et al.* (1995).

### **3.5.2. Modelo WRF**

O outro modelo utilizado foi WRF - *Weather Research and Forecasting*, na versão 3.4. O WRF é um modelo de previsão numérica do tempo, concebido para aplicações operacionais do tempo e investigação de fenômenos atmosféricos de mesoescala.

O modelo foi criado para ser uma ferramenta de bom desempenho na área da simulação atmosférica, flexível e eficiente em variadas plataformas computacionais, desde grandes *clusters* a computadores portáteis, sendo de domínio público e de distribuição gratuita. A sua extensa panóplia de opções de parametrizações físicas e dinâmicas refletem a experiência e a contribuição de uma vasta comunidade científica (CARVALHO, 2009). Além disso, possui um sistema operacional de assimilação de dados com captação em três dimensões (MARCHI, 2011).

### 3.6. Descrição dos experimentos

#### 3.6.1. Configuração dos modelos

Para ambos os experimentos, ou seja, tanto para o caso da sazonalidade quanto para o estudo de caso, os modelos BRAMS e WRF foram integrados com duas grades aninhadas. A grade externa, com 16 km de resolução, cobre parte do Nordeste e do Atlântico e a grade interna, com resolução de 4 km, cobre toda a Paraíba.

Realizados alguns experimentos constatou-se que os melhores resultados foram obtidos usando os esquemas de parametrização apresentados de acordo com o exposto na Tabela 4 para cada modelo. Os esquemas de parametrização foram ativados tanto para a grade interna como para a externa, exceto nos experimentos realizados com o WRF, onde se verificou melhores resultados quando a parametrização de cúmulos foi desativada para a grade interna, tendo em vista a formação demasiada de nuvens quando esta parametrização estava ativa para referida grade. Os dados utilizados como entrada para os modelos foram os dados de reanálise do NCEP/NCAR de 2,5° de resolução.

**Tabela 4** – Esquemas de parametrizações utilizados nos experimentos.

PARAMETRIZAÇÕES	MODELO	
	BRAMS	WRF
<b>Microfísica</b>	Walko <i>et al.</i> (1995)	Lin <i>et al.</i> (1983)
<b>Convecção de Cúmulos</b>	<i>Cov. Rasa</i> : Souza (1999) <i>Conv. Profunda</i> : Grell - Dévényi (2002)	Grell-Dévényi ensemble (2002)
<b>Radiação de Onda Curta</b>	Chen e Cotton (1983)	RRTMG (Mlawer <i>et al.</i> , 1997)
<b>Radiação de Onda Longa</b>	Chen e Cotton (1983)	RRTMG (Mlawer <i>et al.</i> , 1997)
<b>Camada Limite Planetária</b>	Mellor e Yamada (1982)	YSU (Hong <i>et al.</i> , 2006)

#### 3.6.2. Sazonalidade

O Estado da Paraíba apresenta boas condições meteorológicas e de relevo para geração de energia eólica tanto em áreas costeiras quanto em áreas interioranas. No intuito de analisar

o potencial eólico dessas regiões, experimentos foram realizados utilizando o Modelo BRAMS a fim de analisar as condições de vento visando auxiliar no planejamento energético da região.

O modelo BRAMS foi integrado com duas grades aninhadas para as quatro estações do ano entre 2007 e 2009. Foram analisadas saídas correspondentes a altura de 70 m para as quatro estações do ano. Foram produzidas saídas a cada meia-hora, de modo que as médias são calculadas com base em quase 1500 valores/mês para cada ponto.

A análise sazonal foi realizada para as mesorregiões do Estado: Mata Paraibana, o Agreste, a Borborema e o Sertão Paraibano (Figura 7).

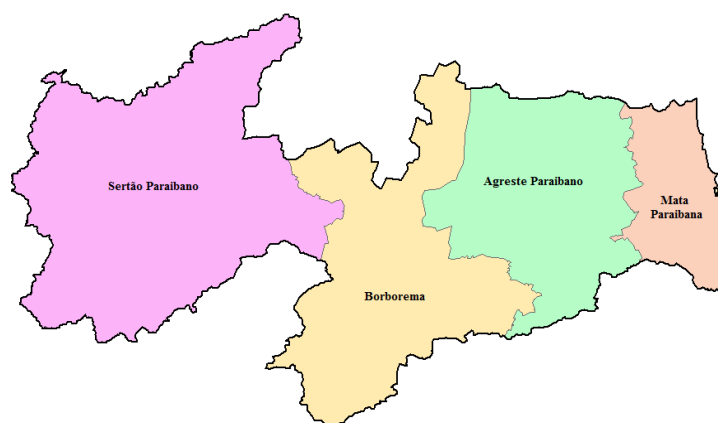


Figura 7 – Mesorregiões da Paraíba. (Adaptado de Rodriguez, 2002).

### 3.6.3. Cenários de vento

Ao longo do ano as mudanças no comportamento da circulação geral da atmosfera causam variações sazonais significativas da velocidade e da direção predominante do vento (SILVA, 2003). Na Paraíba e no Nordeste como um todo, tais variações estão associadas principalmente a movimentação da ZCIT e a fortes efeitos de mesoescala, como gradientes térmicos oceano-continente no litoral e variações térmicas no interior.

Entre os meses de março e abril, devido a maior proximidade da ZCIT, ocasionando forte convecção e chuvas contínuas, a intensidade dos ventos tende a diminuir. Nos outros meses, o retorno da ZCIT para as latitudes equatoriais provoca maiores gradientes de pressão atmosférica, contribuindo para a intensificação dos ventos. Em agosto e setembro, os ventos alísios atingem o seu ápice, com intensidade e constância notável (SILVA, 2003).

Portanto, tomando como base o movimento da ZCIT, os meses de março e setembro foram escolhidos para análise devido a vários estudos dentre eles Uvo (1989), apontarem esta época como sendo a que a ZCIT se encontra posicionada mais ao sul e mais ao norte em relação a sua posição média, respectivamente. Conseqüentemente estes meses são geralmente os meses em que os ventos apresentam-se mais e menos intensos.

Os modelos BRAMS e WRF foram integrados para os meses de março e setembro de 2010. As simulações começaram a 00 UTC do dia 1º de cada mês. As discussões são relacionadas aos resultados provenientes da grade interna.

As análises foram elaboradas para a altura de 50 m, 70 m, e 100 m, que são alturas típicas para as torres de aerogeradores, e para cada caso será mostrado o mapa médio para todo o Estado da Paraíba.

#### 3.6.4. Estudo de caso

Por questão de disponibilidade dos dados, o estudo de caso foi realizado tomando como base o mês de setembro de 2010.

Os dados simulados extraídos de ambos os modelos em pontos correspondentes à localização das torres anemométricas, padronizadas para estudos de exploração eólica, foram comparados a dados coletados a partir dessas torres para o mesmo período.

As torres anemométricas serão referenciadas com o nome da mesorregião onde se encontram instaladas, cujas características dos locais estão dispostas na Tabela 5.

**Tabela 5** – Características geográficas e climatológicas do local das torres anemométricas.

Mesorregião	Altitude (m)	Terreno	Vegetação	Temperatura Média (°C)	Precipitação Média Anual (mm)
Agreste	500	Pequena depressão	Caatinga	25	750
Borborema	500	Plano	Caatinga	26	512
Sertão	800	Montanhoso	Caatinga	28	736

Com base nos dados de velocidade do vento observado e obtidos a partir das simulações realizadas com o BRAMS e o WRF, o perfil vertical foi calculado para cada localidade.

As análises são realizadas para as alturas de 10 m, 70 m e 100 m. Essas alturas foram escolhidas por corresponderem às alturas em que se encontram os sensores de medição de velocidade do vento instalados nas torres anemométricas que serviram de base para avaliação dos resultados simulados.

Para cada caso foi mostrada a evolução temporal da velocidade nas três alturas, o que fornecerá uma ideia da variabilidade do vento para aquele mês, e o ciclo diário médio para mês, o que dará ideia dos horários que, em média, apresentam maior e menor velocidade do vento.

Para o cálculo da densidade de potência, a densidade do ar  $\rho$  para cada localidade foi obtida a partir da Eq. 12. De modo que, os valores médios encontrados foram  $\rho_A = 1,12 \text{ kg/m}^3$  para o Agreste,  $\rho_B = 1,11 \text{ kg/m}^3$  para a Borborema e  $\rho_S = 1,07 \text{ kg/m}^3$  para o Sertão.

Por fim, com base na análise estatística os índices estatísticos serão apresentados e discutidos, bem como a adequação dos resultados de cada modelo a distribuição de Weibull.

## CAPÍTULO 4

### 4. RESULTADOS

#### 4.1. Sazonalidade

Segundo Sauer *et al.* (2006), o Brasil oferece excelentes sítios para instalação de parques eólicos, sendo que as melhores áreas se encontram ao longo da costa e nas áreas altas do interior do país. O NEB é a área de maior foco para produção de energia por fonte eólica em função de ser uma área banhada por ventos praticamente constantes, tanto em direção quanto em velocidade, os ventos Alísios.

A Paraíba é um Estado privilegiado tanto pela localização geográfica quanto pela topografia que favorecem a distribuição dos ventos no Estado. A distribuição de topografia da Paraíba com resolução de 4 km é visualizada na Figura 8. Assim, a topografia do Estado juntamente com o vento predominante, que na maior parte dos casos é de leste, explicam a maior porção da distribuição de vento observada no Estado.

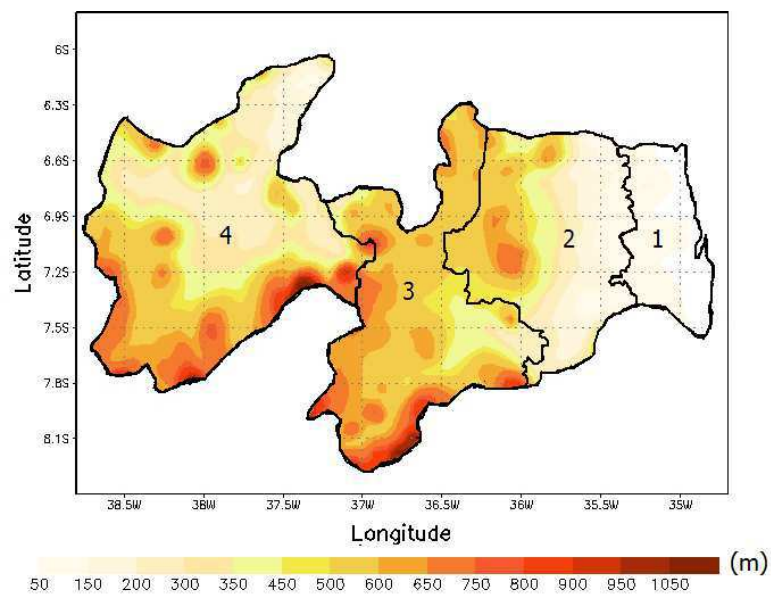


Figura 8 – Topografia (m) da Paraíba com resolução de 4 km.

Na figura acima (Figura 8) estão assinaladas as mesorregiões do estado da Paraíba, em que o 1 corresponde a Mata Paraibana, 2 ao Agreste Paraibano, 3 a Borborema e 4 ao Sertão



Paraibano. Os resultados serão discutidos para cada estação separadamente e a análise será realizada referenciando as mesorregiões do Estado.

Nas Figuras 9a e 9b tem-se a média da velocidade dos vento a 70 m de altura, entre os anos 2007-2009, geradas a partir do modelo BRAMS para o verão e o outono, respectivamente. Nota-se que ao longo do Estado a magnitude do vento apresenta-se semelhante para ambas estações.

Analisando as mesorregiões separadamente percebe-se que na Mata Paraibana, próximo a região litorânea, a velocidade média do vento simulado é da ordem de 4 m/s tanto para o verão (Figura 9a) quanto para o outono (Figura 9b). À medida que o vento penetra o continente esses valores vão diminuindo. Isso ocorre, muito provavelmente, devido ao efeito da rugosidade imposta pelo relevo.

No caso do Agreste, seguindo na direção de leste para oeste, observa-se a princípio núcleos de intensidade relativamente baixa para ambas estações. Em seguida o vento com baixa velocidade é impulsionado e aumenta de intensidade. Acredita-se que isso ocorra devido a uma possível relação com o relevo altamente acidentado da região, o que poderia causar desde jatos de baixos níveis a brisas vale-montanha, além da canalização dos ventos.

A Borborema é a região onde o vento apresenta-se mais intenso. Nessa região a velocidade média predominante está entre 5 e 6 m/s para o verão e de 4 a 6 m/s para o outono. No entanto, é possível observar áreas específicas ao norte e ao sul em que a velocidade média chega a 8 m/s no verão (Figura 6a) e 9 m/s no outono (Figura 9b).

Quanto ao Sertão, tanto no verão (Figura 9a) quanto no outono (Figura 9b), verificam-se áreas de baixa magnitude do vento, em que predominam velocidades que variam de 2 a 4 m/s. Observa-se ainda locais com magnitude mais elevada, particularmente na porção leste-sudeste da região, área esta cuja altitude supera os 700 m.

As Figuras 9c e 9d trazem as médias das velocidades do vento para o inverno e a primavera, respectivamente. Nota-se que a partir do inverno (Figura 9c) as velocidades do vento tendem a aumentar razoavelmente.

Na Mata Paraibana, tanto para o inverno (Figura 9c) quanto para a primavera (Figura 9d), percebe-se que a faixa litorânea apresenta valores de velocidade média em torno de 7 m/s. Esses valores diminuem gradativamente à medida que o vento se afasta do litoral.

No Agreste, como um todo, percebe-se que a velocidade varia de 3 a 10 m/s. No entanto, as áreas onde se encontram as maiores magnitudes estão concentradas na parte norte e oeste desta região. Comparando-se a Figura 9c e a Figura 9d, verifica-se que do inverno

para primavera houve uma expansão das áreas cuja magnitude do vento está acima de 8 m/s, em particular na porção oeste da região.

As médias na região da Borborema variam de 4 a 12 m/s em ambas estações, sendo as maiores intensidades observadas na parte norte e em uma pequena área ao sul. Percebe-se, ao comparar as Figuras 9c e 9d, que na primavera houve uma expansão das áreas com magnitude do vento superior a 7 m/s em relação aquelas verificadas no inverno.

No Sertão, as áreas de destaque com velocidades acima de 8 m/s em ambas estações, encontram-se entre o leste e o sudeste dessa região. Na parte central do Sertão, região em que a altitude varia de 200 a 450 m, estão as áreas com as menores velocidades simuladas, algo entre 2 e 5 m/s. É provável que isso ocorra devido a essa região estar a sotavento de regiões bem mais elevadas. Já no oeste, no sul e em pequenas áreas do extremo norte, predominam velocidades superiores a 5 m/s. Isso é verificado tanto no inverno quanto na primavera.

De modo geral, tem-se que os menores valores da velocidade média do vento nas quatro estações foram obtidos na região central do Sertão Paraibano. Percebe-se também que as maiores intensidades são verificadas no interior do Estado, principalmente na porção norte das regiões da Borborema e do Agreste. Tais fatos podem ser atribuídos, dentre outros fatores que influenciam o comportamento do vento, ao efeito da topografia da região.

De acordo com Layton (2009), que diz que para tornar a energia eólica viável em uma determinada área são necessárias velocidades do vento de 3,0 m/s para turbinas pequenas e de 6,0 m/s para grandes turbinas, já que abaixo desse valor o conteúdo energético do vento não justifica o seu aproveitamento (RÜNCOS *et al.*, 2005), e com base nos resultados simulados para as quatro estações verifica-se que a Paraíba teoricamente dispõe de condições de vento favoráveis para geração de energia eólica, principalmente na parte norte da Borborema e oeste do Agreste.

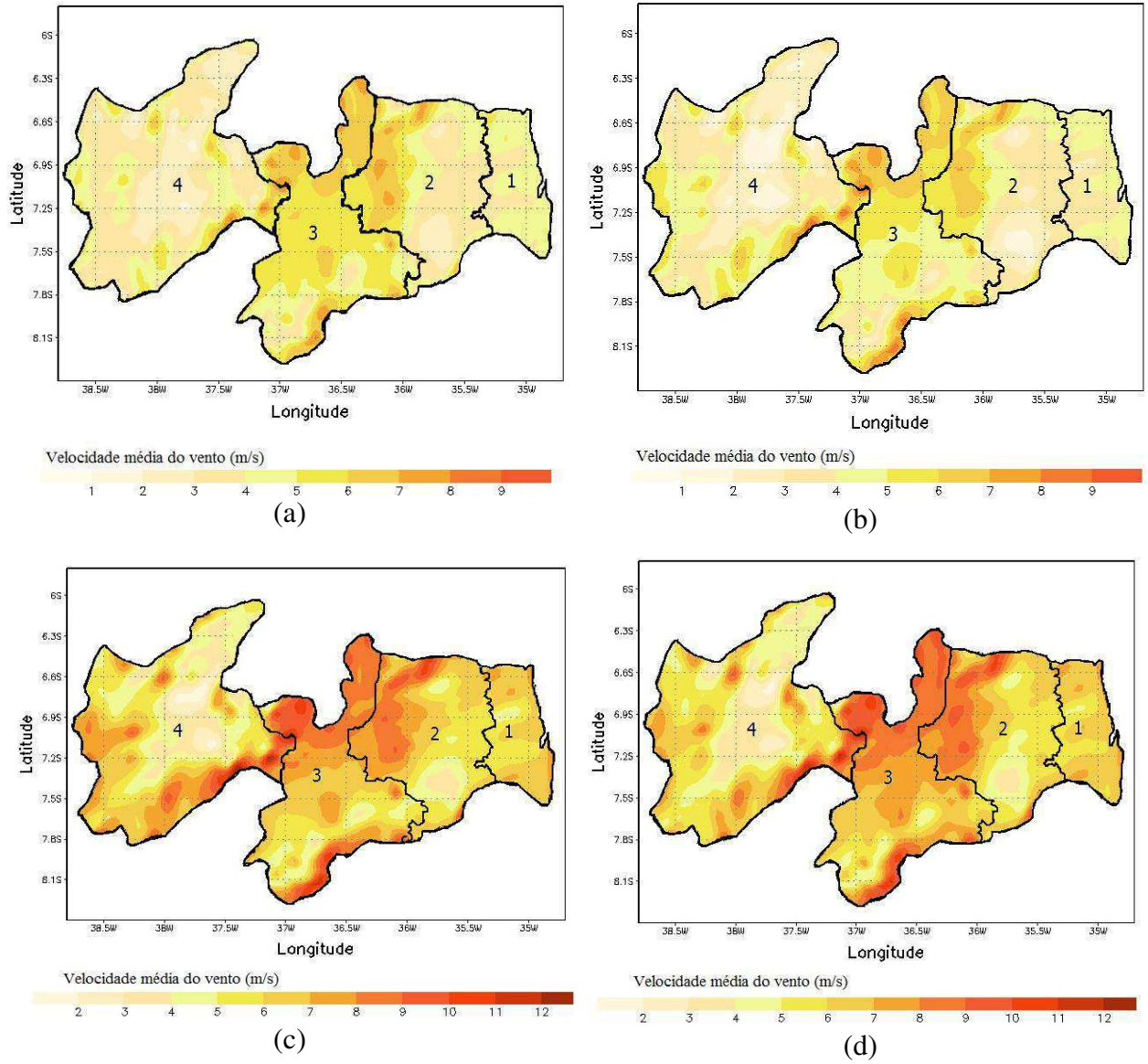


Figura 9 – Velocidade média do vento (m/s) a 70m de altura para: (a) Verão, (b) outono, (c) Inverno e (d) Primavera.

## 4.2. Cenários

Como justificado anteriormente, os meses de março e setembro são os meses menos e mais ventosos, respectivamente, no Estado da Paraíba. Este fato pode ser atribuído dentre outros fatores a proximidade/afastamento da ZCIT da área de estudo, o que em escala global é um dos fatores, se não o mais importante, na intensificação/desintensificação dos ventos que sopram sobre a Paraíba. Em setembro, a configuração da Alta Subtropical do Atlântico Sul faz com que o vento de grande escala sopre paralelo à costa leste do Nordeste e com maior intensidade. (HASTENRATH e HELLER, 1977; KOUSKY e CHU, 1978; FERREIRA e MELLO, 2005).

### 4.2.1. Março de 2010

Para o cenário do mês de março de 2010 foram elaboradas saídas de velocidade média do vento a 50, 70 e 100 m de altura para ambos os modelos. Os mapas de velocidade média do vento são mostrados a seguir.

A Figura 10 apresenta os valores médios da velocidade do vento a 50 m de altura, obtidos com os modelos BRAMS (a) e WRF (b). A princípio a magnitude do vento é simulada com maior intensidade pelo WRF (Figura 10b) ao longo de todo o Estado, comparando-se à simulada pelo BRAMS (Figura 10a).

Em uma análise mais detalhada, percebe-se que no cenário simulado pelo BRAMS (Figura 10a) na Mata Paraibana, há um predomínio da velocidade de 2 m/s, com uma área de 3 m/s ao norte, enquanto que o WRF (Figura 10b) simula uma magnitude predominante de 3 m/s, com uma faixa litorânea de 4 m/s. Note-se que no caso do BRAMS essa faixa litorânea não é visualizada, o que leva a crer que para 50 m de altura o WRF consiga captar melhor os efeitos de brisa nessa região.

No Agreste, verifica-se que para ambos os modelos a magnitude se intensifica à medida que o vento caminha na direção oeste. Observa-se, também, que o BRAMS intensifica a magnitude do vento em áreas específicas, enquanto o WRF apresenta áreas de intensidade mais homogênea.

Os resultados de ambos os modelos apontam a Borborema como sendo a região com maior intensidade de vento no Estado. Observa-se magnitude de 4 m/s em quase toda a região com núcleos de 5 m/s em várias partes e ao norte, isto para o BRAMS. Para o WRF a

velocidade média predominante é de 5 m/s no centro, com faixas de 4 m/s a leste e oeste da região e núcleos de 6 m/s ao norte.

Para o Sertão, a diferença entre a velocidade predominante simulada por ambos os modelos é de 1 m/s para mais no caso do WRF. Verifica-se que o BRAMS simula dois núcleos, um no centro e outro ao norte, de intensidade bastante fraca, cerca de 1 m/s, que não são percebidos pelo WRF. Além disso, verificam-se núcleos de 5 m/s nos mesmos pontos em ambos os modelos, sendo que para o WRF esses núcleos apresentam-se maiores que no BRAMS.

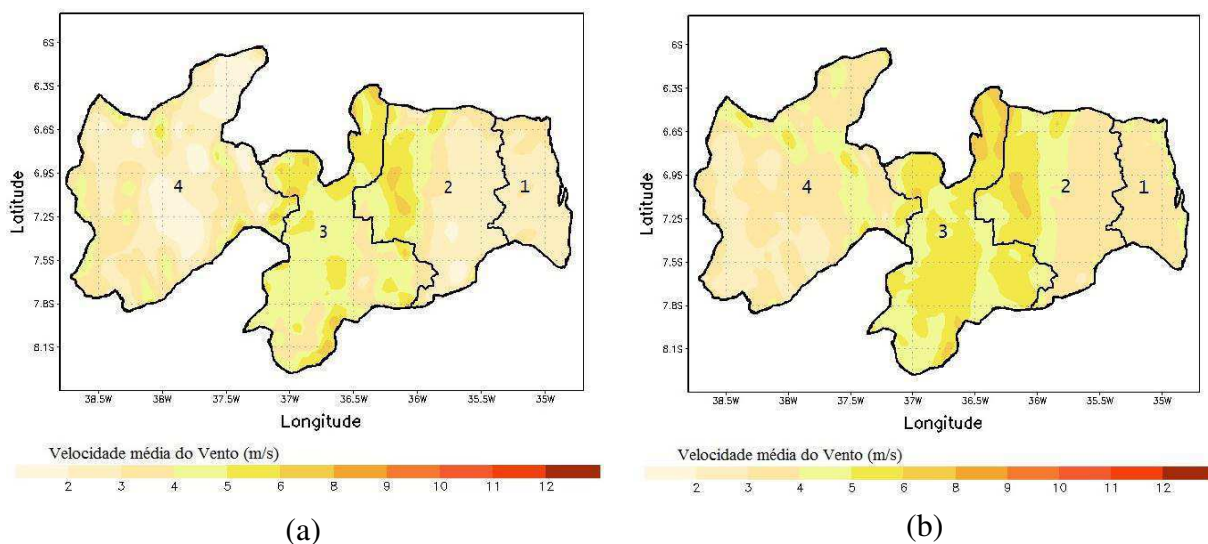


Figura 10 - Velocidade média do vento em 50 m para março de 2010: (a) BRAMS e (b) WRF.

Na Figura 11 têm-se os cenários a 70 m de altura. Em comparação com a velocidade a 50 m, percebe-se a intensificação da magnitude do vento com a altura em ambos os modelos ao longo de todo o estado. Porém, na Mata Paraibana, assim como a 50 m (Figura 10) a velocidade predominante é de 2 m/s, com áreas um pouco maiores de 3 m/s ao norte, no centro e ao sul, para o BRAMS (Figura 11a). Já para o WRF (Figura 11b) nota-se que a faixa de 4 m/s próxima ao litoral que estende-se por uma área um pouco maior em relação ao observado a 50 m.

No Agreste, é mantido o mesmo padrão verificado a 50 m, sendo que para 70 m a magnitude é intensificada, podendo-se observar que as áreas de magnitude mais elevadas apresentam-se agora maiores, isto é observado para ambos os modelos. No caso da Borborema a magnitude é intensificada em 1 m/s, aproximadamente. Com isso surgem núcleos de 5 e 6 m/s abaixo de 7,5°S, para o BRAMS (Figura 11a) e de 6 m/s para o WRF

(Figura 11b).

No Sertão, observa-se que o BRAMS simula núcleos mais intensos que o WRF em pontos específicos, como é o caso de um localizado a leste da região. Em contrapartida, são observadas áreas de vento mais intenso a norte de 6,3°S, simuladas pelo WRF que não são simuladas pelo BRAMS. Esta região apresenta um pequeno conjunto de montanhas e talvez por este motivo o WRF intensifique o vento nesta área. Nos locais onde esses núcleos coincidem para ambos os modelos, assim como o observado a 50 m, o WRF apresenta áreas maiores.

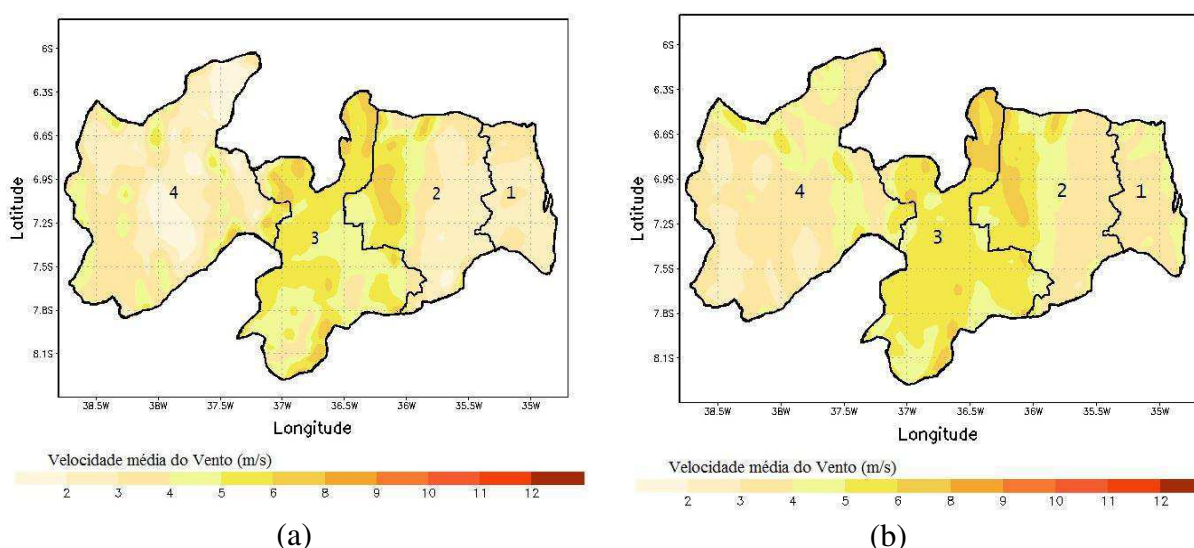


Figura 11 - Velocidade média do vento em 70 m para março de 2010: (a) BRAMS e (b) WRF.

Em 100 m de altura (Figura 12) observa-se que os padrões de intensificação do vento mantiveram-se os mesmos que o observado a 70 m em todas as regiões analisadas. De modo geral, comparando a magnitude do vento nas três alturas analisadas, ou seja, 50, 70 e 100 m, percebe-se que com o aumento da altura os modelos apontam para um aumento da velocidade do vento, condizente com a realidade.

Verifica-se ainda que sobre todo o Estado a magnitude manteve-se relativamente baixa nas três alturas analisadas, com velocidade máxima de 6 m/s observada principalmente ao norte da Borborema, para ambos os modelos. Portanto, os modelos mostraram-se coerente, tendo em vista que com a influência da proximidade da ZCIT há um enfraquecimento dos ventos neste mês.

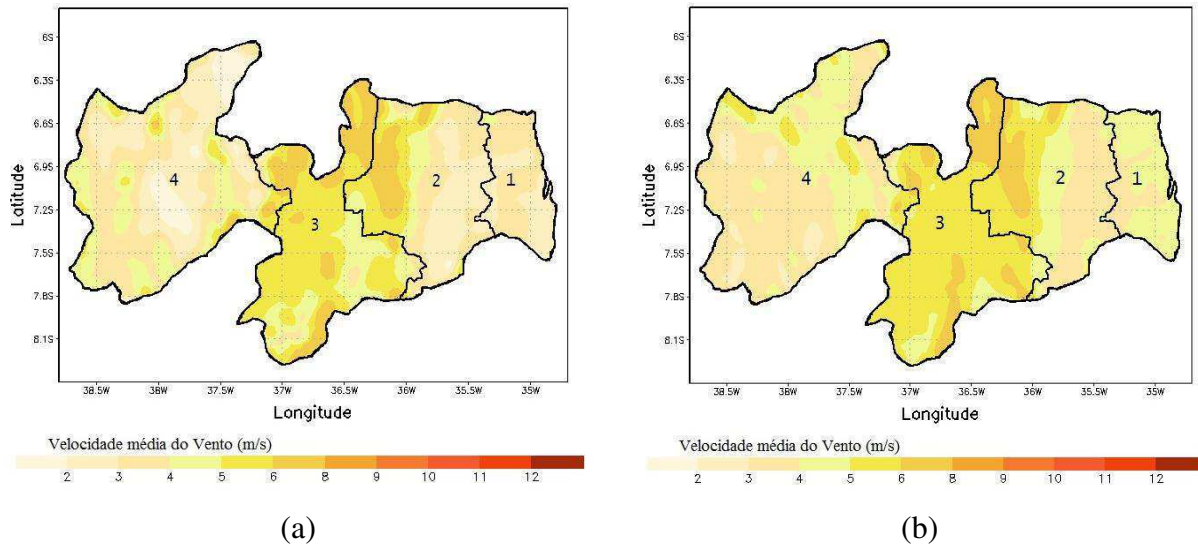


Figura 12 - Velocidade média do vento em 100 m para março de 2010: (a) BRAMS e (b) WRF.

#### 4.2.2. Setembro 2010

A seguir são apresentados os valores médios da velocidade do vento na Paraíba para o mês de setembro de 2010. Verifica-se que os valores obtidos para este mês, assim como para março, apresentam maior intensidade no interior do Estado em comparação ao litoral.

Na Figura 13, tem-se o vento a 50 m de altura. Nota-se que, ao contrário do observado para março, no mapa gerado com o BRAMS (Figura 13a) em setembro, é visualizada próximo à costa do Estado uma faixa de velocidade de 6 m/s que acompanha todo o entorno litorâneo, o mesmo não é observado com o WRF (Figura 13b).

Analisando a Mata Paraibana como um todo, observa-se que o BRAMS (Figura 13a) simula velocidades de 5 m/s para grande parte desta região, enquanto o WRF (Figura 13b), gera magnitudes com cerca de 1 m/s a mais para as mesma áreas. Verifica-se ainda, na Figura 13a (BRAMS), que há duas áreas com baixa magnitude na parte central da região e que não são visualizadas na Figura 13b (WRF). Tal fato pode ter ocorrido devido ao BRAMS conseguir simular melhor a topografia da região.

No caso do Agreste, ambos os modelos geram núcleos de velocidade máxima em torno dos 10 m/s, sendo que para o BRAMS estes núcleos ocupam áreas maiores. Quanto as áreas de mínimo, observadas mais ao sul, há uma diferença de 1 m/s a menos para o BRAMS em relação ao WRF.

Na Borborema, percebe-se uma variação maior entre as magnitudes máxima e mínima



simuladas pelo BRAMS, cerca de 8 m/s, enquanto para o WRF essa diferença é de 7 m/s. Ambos os modelos apresentam áreas de máxima ao sul, ao norte e a noroeste da região, sendo que nesta área o WRF simula ventos mais intensos. Nota-se que ao sul de 7,5°S são observadas áreas de baixa magnitude coincidentes para os dois modelos, porém a área que fica entre 7,5°S-7,8°S e 35,5°W-36°W é observada apenas no cenário do BRAMS. Essa região está localizada em uma área na qual há uma diferença de cerca de 100 m de altitude em relação à vizinhança, o que pode ter causado a diferença entre os resultados simulados, pois mesmo com ambos os modelos utilizando os mesmos arquivos de topografia o BRAMS pode ter simulado melhor os efeitos físicos daquela região.

No Sertão enquanto o BRAMS varia de 2 a 11 m/s, o WRF varia de 4 a 12 m/s. Percebe-se que em termos quantitativos, assim como para a Borborema, a maior diferença entre os modelos está na velocidade mínima simulada. No caso do BRAMS é observada na parte central da região uma grande área de baixa magnitude, já para o WRF essa área de mínima é bem menor. Outra grande divergência entre os modelos está na parte norte, onde há uma diferença de 4 m/s entre os valores predominantes simulados.

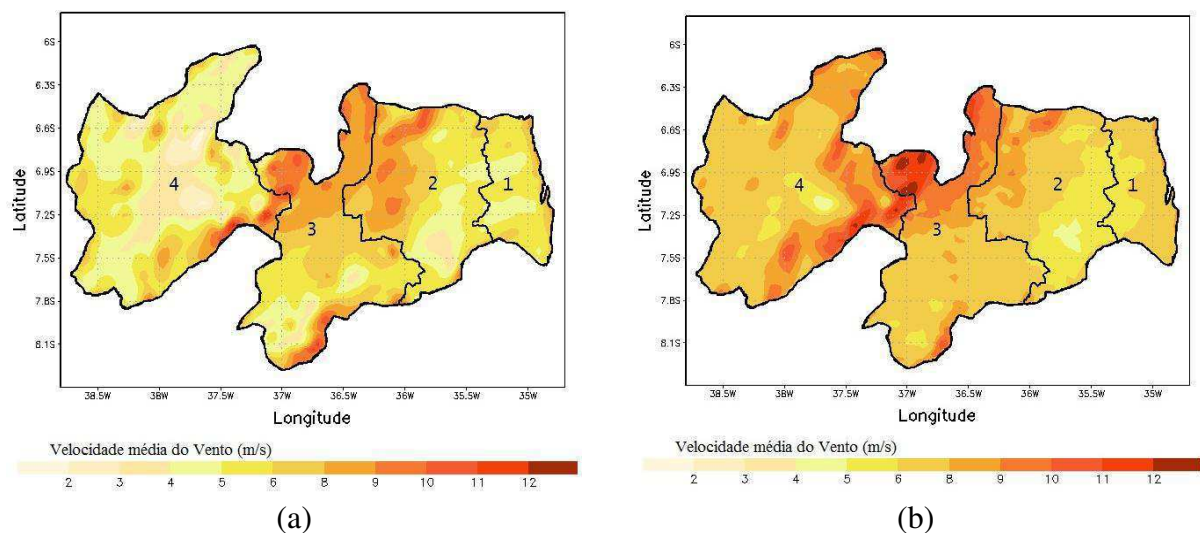


Figura 13 - Velocidade média do vento em 50 m para setembro de 2010: (a) BRAMS e (b) WRF.

Na Figura 14 têm-se os cenários a 70 m de altura. Como verificado para março, ambos os modelos tendem a intensificar o vento com a altura. Nota-se que na Mata Paraibana o WRF (Figura 14b) simula uma faixa de velocidade de 8 m/s próximo ao litoral que não foi percebida a 50 m. Em comum os dois modelos apresentam uma intensificação dos ventos em



áreas onde a velocidade era menor a 50 m.

Semelhante ao ocorrido na Mata Paraibana, no Agreste a intensificação dos ventos é notável, principalmente quando se observa a diminuição das áreas de baixa magnitude e, conseqüentemente a expansão das áreas de alta magnitude. Nota-se também que o BRAMS mantém uma área de baixa magnitude entre 7,2°S-7,5°S, como visto a 50 m (Figura 13a). No cenário gerado pelo WRF a área de baixa intensidade observada a 50 m não é mantida a 70 m de altura, nesta área há uma faixa homogênea com velocidade de 5 m/s.

Quanto a Borborema, nota-se que a intensificação dos ventos causa a ampliação de áreas que a 50 m de altura apresentavam uma magnitude menor como visto para a Mata Paraibana e o Agreste. Verifica-se também que a variação entre máxima e mínima velocidade do vento é da ordem de 7 m/s para ambos os modelos.

No Sertão, em comparação com o mostrado a 50 m, percebe-se que as diferenças para os cenários gerados tanto pelo WRF quanto pelo BRAMS são relativamente pequenas, porém é notável a intensificação de núcleos que chegam a 12 m/s a leste da região em ambos os casos, sendo isto melhor visualizado para o WRF.

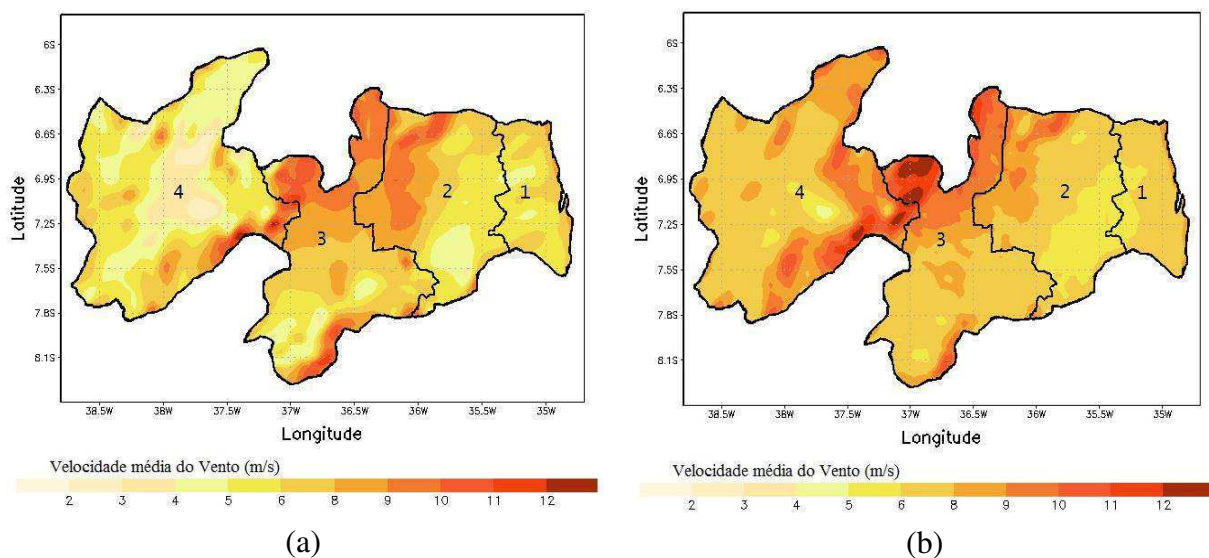


Figura 14 - Velocidade média do vento em 70 m para setembro de 2010: (a) BRAMS e (b) WRF.

A 100 m de altura (Figura 15), na Mata Paraibana, verifica-se um aumento na velocidade predominante de 1 m/s em relação ao observado a 50 m e uma faixa de velocidade no litoral de 8 m/s, para o BRAMS (Figura 15a). Já para o WRF (Figura 15b) esta faixa de velocidade de 8 m/s na região litorânea é mais pronunciada, porém nas demais áreas o

predomínio da velocidade de 6 m/s foi mantido como visto nos outros dois níveis, aumentando a área de abrangência de acordo com o aumento de altura.

No Agreste, fica evidente a intensificação da magnitude com a altura ao se compararem as áreas localizadas a oeste da região para as três alturas, isto para os cenários do BRAMS. No caso do WRF essa intensificação é observada no todo, tendo em vista que o WRF, como constatado anteriormente, tende a apresentar áreas com faixas de velocidade mais homogêneas.

Para a Borborema, à medida que aumenta a altura o BRAMS apresenta um aumento de 1 m/s em média na magnitude. Para o WRF não houve variação de velocidade com a altura, porém, assim como o observado para as outras mesorregiões, há uma expansão das áreas de maior magnitude à medida que cresce a altura.

No caso do Sertão, os padrões de variação de magnitude observados a 70 m para ambos os modelos, foram mantidos, com destaque para os núcleos de máxima localizados a leste da região, que tornaram-se ainda mais amplos a 100 m de altura.

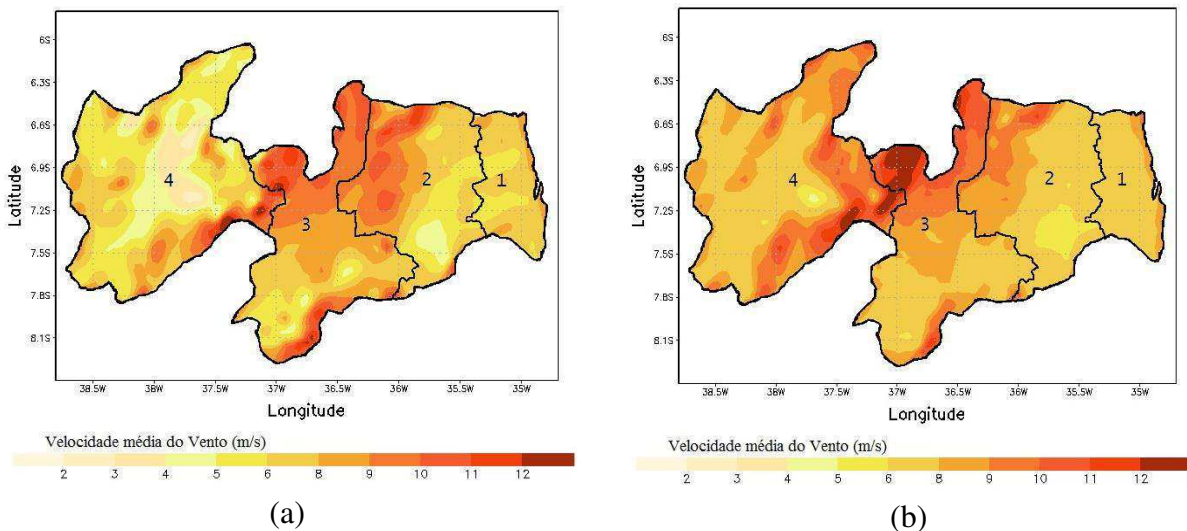


Figura 15 - Velocidade média do vento em 100 m para setembro de 2010: (a) BRAMS e (b) WRF.

No geral, verifica-se nos cenários gerados pelo modelo BRAMS maiores gradientes, ou seja, maior variação de magnitude, enquanto o WRF apresenta-se mais homogêneo. Segundo Silva *et al.* (2012) tal fato pode estar relacionado com as parametrizações de camada limite, de radiação (MARCHI, 2011), e/ou de convecção (SILVA, 2009) que interferem diretamente nos fluxos turbulentos e de calor em baixos níveis da atmosfera. No que diz

respeito à altura, percebe-se que os dois modelos são teoricamente condizentes com o que acontece quanto à intensificação do vento com a altura, a exemplo da região central da Paraíba, cujos resultados dos modelos estão de acordo com a análise da dinâmica do vento em topografia irregular conforme Doyle e Shapiro (1999) e Moore e Rephew (2005), que afirmam a existência de uma componente de aceleração da velocidade do vento pela conservação da função de Bernoulli, a sotavento de altos relevos (ventos catabáticos).

Se for considerado o fato de que a ZCIT encontra-se em sua posição mais ao norte nessa época, em torno de  $10^{\circ}\text{N}$  (VIANELLO e ALVES, 2004), e que isso associado a outros fenômenos de escala global causam a intensificação dos alísios de sudeste nessa época, é fácil verificar que há uma intensificação dos ventos ao comparar-se, por exemplo, os valores máximos simulados pelos dois modelos para esse mês, algo em torno dos 12 m/s, um valor correspondente ao dobro daquele encontrado para o mês de março quando a ZCIT encontrava-se em sua posição mais ao sul,  $5^{\circ}\text{S}$  (VIANELLO e ALVES, 2004). Portanto, mais uma vez os modelos mostram coerência nos resultados.

### 4.3. Estudo de caso: Setembro de 2010

Como descrito na metodologia o estudo de caso foi realizado para o mês de setembro de 2010. Lembrando-se que as torres anemométricas são referenciadas com o nome da mesorregião onde se encontram instaladas.

#### 4.3.1. Perfil vertical

O vento utilizado para geração de energia está associado localmente à circulação de mesoescala, a exemplo dos sistemas de brisa marítima e terrestre ou vale-montanha e a forçamentos topográficos. Portanto, além das variações na velocidade e direção do vento, a densidade do ar, a topografia e a rugosidade do terreno precisam ser levadas em consideração quando se pretende investigar a geração de energia eólica.

Saber como o vento se apresenta à medida que se afasta da superfície do solo pode auxiliar na identificação da altura cujo vento é propício à geração de energia tanto em grande quanto em pequena escala. Neste sentido, modelos numéricos, embora apresentem alguma diferença do real, são ferramentas capazes de identificar, além de áreas em potencial para produção de energia eólica, como o vento comporta-se com a altura.

A Figura 16 traz o perfil vertical de velocidade do vento, obtido a partir da Lei de potência (Eq. 3), utilizando dados de velocidade do vento das torres anemométricas (linha vermelha), do WRF (linha azul) e do BRAMS (linha verde). A fim de conseguir um perfil mais condizente com as velocidades observadas para a altura típica do rotor das turbinas eólicas, adotou-se como altura de referência  $z_r = 70$  m e a velocidade de referência  $u(z_r)$  a velocidade do vento para essa altura, tendo em vista que utilizando a altura recomendada pela Organização Mundial de Meteorologia – OMM, ou seja, 10 m, em níveis de altura mais elevados a velocidade estimada divergia bastante daquela observada.

De acordo com o exposto na Tabela 1 o comprimento de rugosidade  $z_0$  mais adequado às condições do terreno onde as torres estão instaladas é  $z_0 = 0,03$  m. Portanto, utilizando a Eq. 4, encontra-se para o expoente da camada limite o valor de  $\alpha = 0,13$ , concordando com o valor apresentado em outros estudos, como Rohatgi (1994).

Para o Agreste (Figura 16a) nota-se que existe uma boa concordância entre o perfil vertical do vento gerado com dados do WRF (linha azul) e o perfil gerado com os dados observados (linha vermelha). No caso do BRAMS (linha verde) a concordância existe para as

velocidades de até 6 m/s. Após esta velocidade, o BRAMS apresenta um desvio revelando a superestimativa das velocidades pelo modelo.

Seguindo a mesma linha, têm-se nas Figuras 16b e 16c os perfis verticais para a Borborema e o Sertão, respectivamente. Em ambos os casos, percebe-se que há uma superestimativa dos perfis gerados pelos modelos em comparação ao observado (linha vermelha). No entanto, há boa concordância entre os dados simulados e observados para velocidades abaixo dos 5 m/s. A partir desta velocidade os modelos apresentam uma tendência em superestimar a velocidade à medida que cresce a altura. No entanto, o BRAMS (linha verde) mostra-se menos divergente que o WRF (linha azul) em relação ao perfil observado (linha vermelha) para as duas regiões.

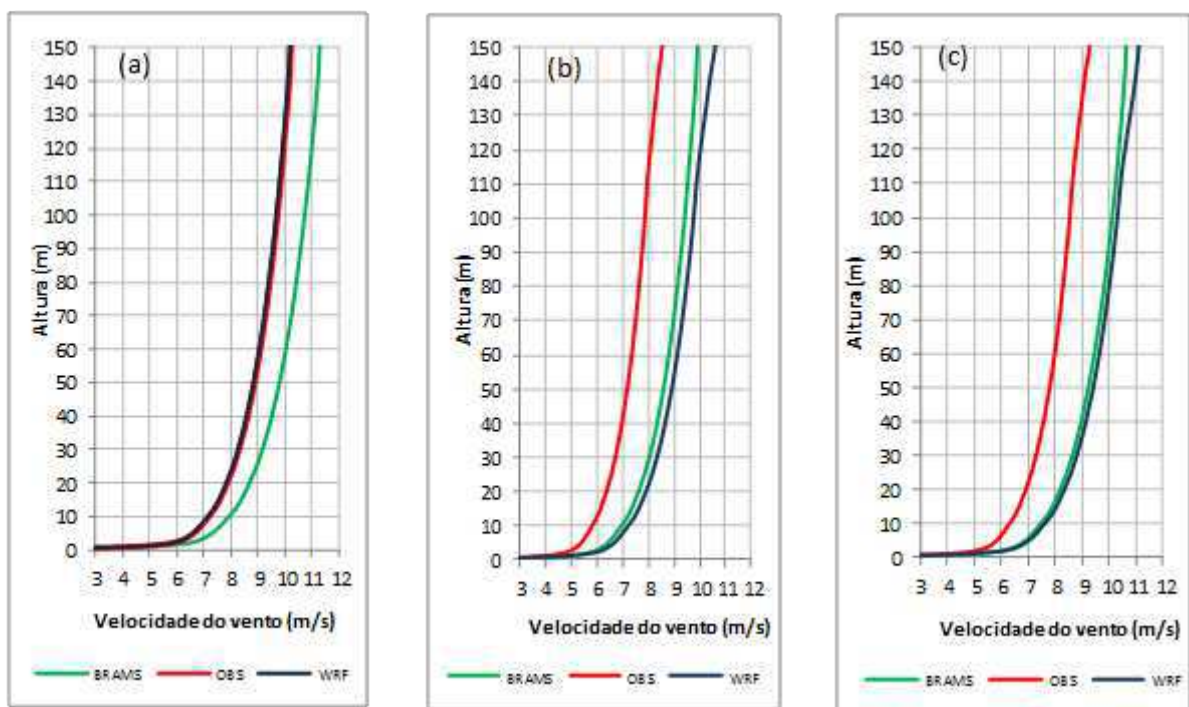


Figura 16 – Perfil vertical da velocidade do vento com a altura para setembro de 2010 para as mesorregiões do: (a) Agreste, (b) Borborema e (c) Sertão.

Essa diferença notável entre os perfis simulados pelo WRF (linha azul) para o Agreste e as outras duas áreas, se deve, muito provavelmente, ao fato do modelo ter simulado de forma mais eficaz os dados de velocidade do vento para o ponto onde a torre do Agreste está localizada, uma vez que para o estudo de caso os dados simulados foram extraídos em pontos cujas coordenadas geográficas correspondem à coordenada de localização de cada torre.

### 4.3.2. Ciclo Mensal

Informações sobre o ciclo mensal médio trazem, entre outros benefícios, o conhecimento da variação mensal do vento, inferindo na potência mensal do local em questão. Assim, o ciclo mensal médio para o Agreste é mostrado na Figura 17. A princípio, os modelos apresentam comportamento semelhante entre si durante grande parte do período simulado.

Analisando os resultados separadamente de acordo com a altura, verifica-se que a 10 m (Figura 17a), o BRAMS (linha verde) tende a subestimar o observado (linha vermelha), enquanto o WRF (linha azul) tende a superestimar. Durante a maior parte do período ambos os modelos mostraram-se capazes de acompanhar a variação média mensal dos dados observados, com valores coincidentes em alguns dias. No caso do BRAMS os valores simulados coincidem com o observado nos dias 2, 3, 7, 23 e 29. Já para o WRF, esta coincidência ocorre nos dias 10, 19 e 29.

As maiores divergências, para ambos os modelos, estão entre os dias 11-13 e 19-20, quando se verifica um decréscimo dos valores observados enquanto os modelos apontam para valores máximos. Acredita-se que isso possa ter ocorrido devido à dinâmica interna dos modelos terem respondido de forma diferente do esperado. Outra possível causa para isso, é que tenha ocorrido algum fenômeno local que interferiu na intensidade do vento e que os modelos não foram capazes de captar. Essa inversão entre mínimos e máximos é verificada para o WRF também entre os dias 4 e 5. Neste sentido, percebe-se que os valores do WRF a 10 m são mais díspares, sendo o período entre os dias 11 e 13 o de maior diferença tanto com relação ao BRAMS (~2 m/s) quanto ao observado (pouco mais de 2 m/s).

A análise gráfica mostra que ao longo do mês os dados observados (linha vermelha) variaram, aproximadamente, de 4,5 a 7,5 m/s, enquanto os modelos variaram de 4,2 a 7 m/s, no caso do BRAMS (linha verde) e de 5,3 a 9 m/s no caso do WRF (linha azul). Logo, para 10 m de altura o BRAMS foi o que mais se aproximou do observado.

Na Figura 17b tem-se o ciclo mensal médio a 70 m de altura. Ao contrário do verificado a 10 m, o BRAMS (linha verde) tende a superestimar o observado (linha vermelha) durante quase todo o período e o WRF (linha azul) tende a subestimar. Nota-se que ambos os modelos acompanham de forma satisfatória a variação da velocidade média do vento no período analisado, exceto entre os dias já citados para a análise a 10 m. O BRAMS mostrou-se contraditório, quando comparado ao observado, entre os dias 19 e 21, isto é, enquanto o

valor observado decrescia o BRAMS apontava um crescimento de cerca de 2,5 m/s em relação ao observado para o dia 20. Inversões do mesmo tipo foram observadas com maior frequência para o WRF, por exemplo, entre os dias 4-6 e 17-19, além dos já citados.

Em termos de máximo e mínimo o BRAMS (linha verde) apresentou valores entre 7 e 12 m/s, aproximadamente. O WRF (linha azul) por sua vez, variou de pouco menos de 7 m/s a 11 m/s. Tendo a velocidade observada variado da ordem de 7 a 11 m/s ao longo do mês, percebe-se que para os extremos o WRF simulou valores mais realistas.

Quanto ao ciclo médio mensal a 100 m de altura (Figura 17c) o desempenho dos modelos em relação ao observado é bastante semelhante ao verificado para 70 m de altura. Aqui também, fica claro a superestimativa do BRAMS (linha verde) e a subestimativa do WRF (linha azul) em relação ao ciclo observado (linha vermelha). As maiores divergências ocorrem nos mesmos períodos verificados a 70 m. No que diz respeito ao pico máximo observado ao longo do mês, aproximadamente 12 m/s, percebe-se que o WRF (linha azul) gera um valor mais próximo do observado. No entanto com relação ao mínimo observado (7,4 m/s) o BRAMS é mais realista (7,5 m/s).

De modo geral, para esta localidade ambos os modelos conseguem reproduzir bem a variação média mensal da velocidade registrada para o período analisado, sendo os valores simulados com o WRF para as alturas de 70 e 100 m mais próximos ao ciclo observado, principalmente na segunda quinzena do mês, quando as diferenças de velocidade simulada e observada são visivelmente identificadas.



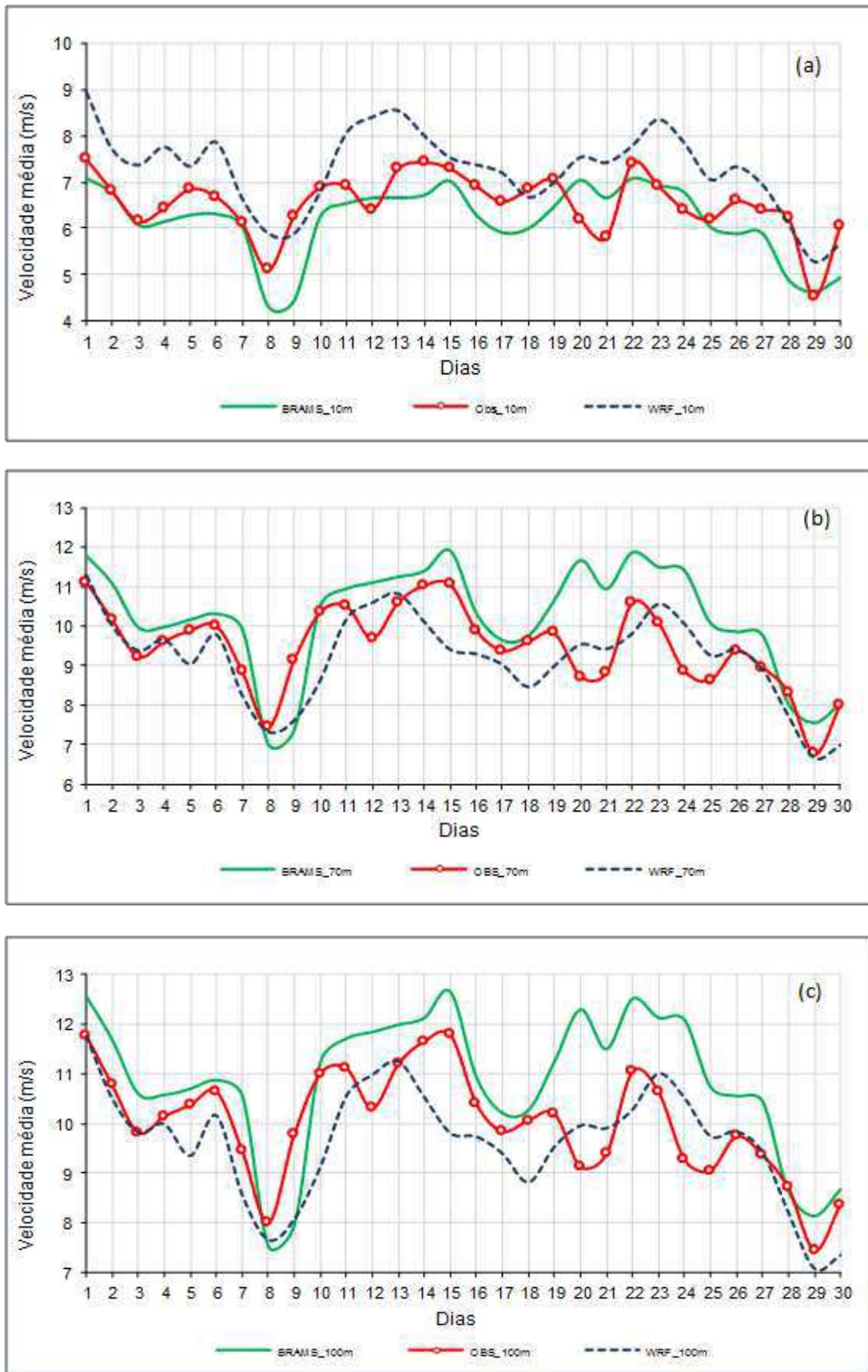


Figura 17 – Ciclo Mensal para setembro de 2010 no Agreste a altura de: (a) 10m, (b) 70m e (c) 100m



No caso da Borborema o ciclo mensal médio é visualizado na Figura 18. Analisando o ciclo mensal a 10 m de altura (Figura 18a), percebe-se que tanto o BRAMS (linha verde) quanto o WRF (linha azul) tendem a superestimar o observado (linha vermelha). Apesar disso, o WRF acompanha de forma mais concisa a oscilação dos valores observados, tendo em vista que o BRAMS apresenta inversões em relação aos valores observados entre os dias 13-15 e 22-26, ao passo que para o WRF isto ocorre apenas entre os dias 11 e 12, onde há uma diferença da ordem de 3 m/s em relação ao observado. Porém, para essa altura em termos de magnitude e de máximo e mínimo o BRAMS mostra-se mais próximo do observado, uma vez que o WRF superestima o BRAMS em 1,5 m/s em média.

A 70 m (Figura 18b), nota-se também a tendência de ambos os modelos em superestimar o observado (linha vermelha). Assim como em 10 m, as maiores divergências estão na inversão de valores, ou seja, quando as velocidades observadas apontam para um decréscimo os valores simulados apontam para um crescimento e vice-versa. Essas inversões são verificadas para os mesmos dias observados a 10 m de altura. Nota-se que a superestimativa dos modelos é menor se comparado ao obtido a 10 m, com os valores do BRAMS mais próximos dos observados, inclusive com relação aos máximo e mínimo.

Na Figura 18c tem-se o ciclo mensal médio a 100 m de altura, na qual se percebe um comportamento bastante semelhante ao apresentado a 70 m, cujas principais divergências dos modelos ocorrem para os mesmos períodos. Neste caso também, o BRAMS (linha verde) tende a aproximar-se mais dos valores observados (linha vermelha), inclusive no que diz respeito ao valor máximo. Quanto aos mínimos verifica-se que os valores para os dois modelos coincidem. Em resumo, para a Borborema, apesar da superestimativa, o BRAMS tende a aproximar-se mais do observado para as três alturas. É possível que isso seja devido ao fato do BRAMS simular melhor que o WRF a topografia local.

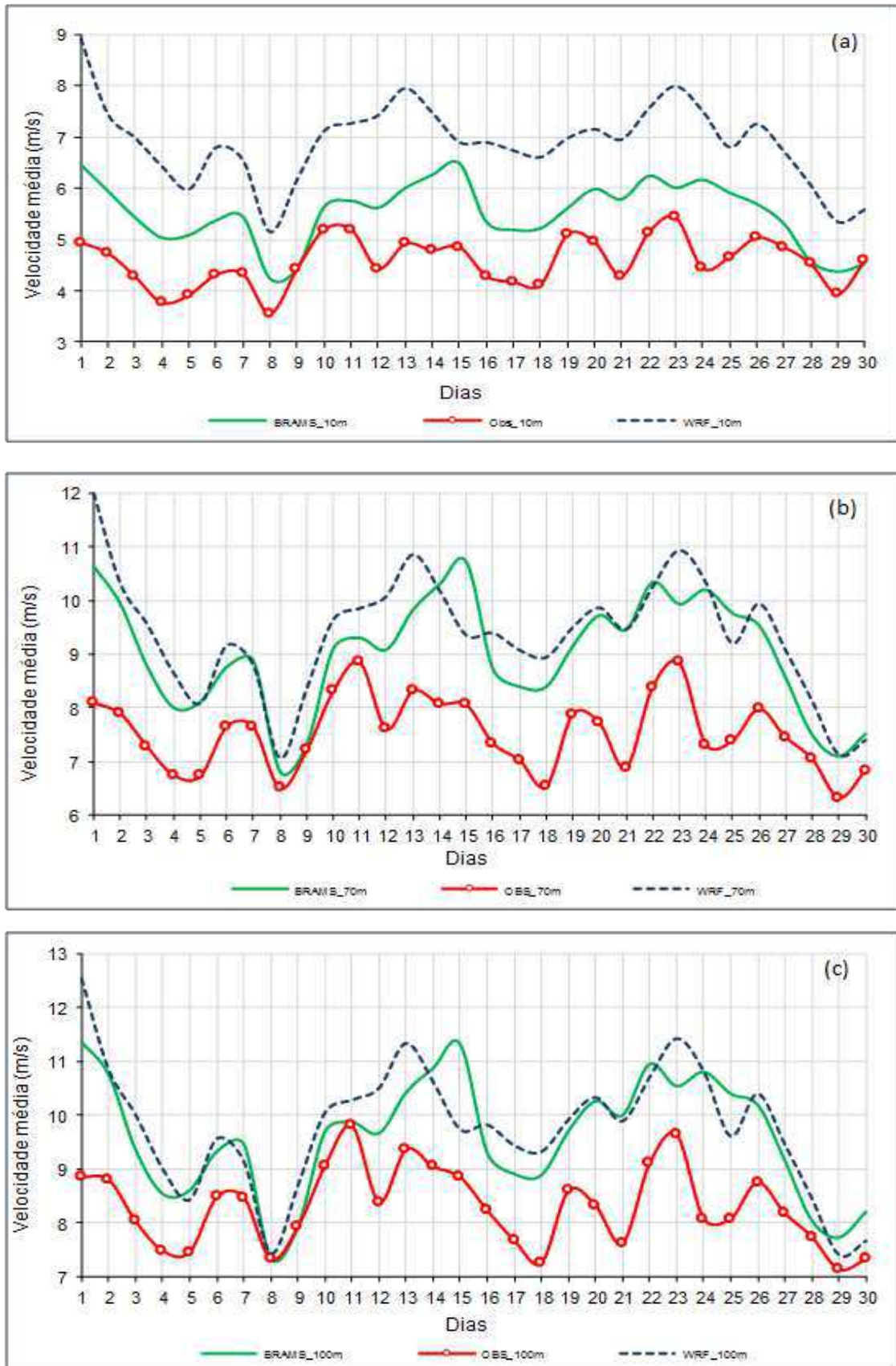


Figura 18 – Ciclo Mensal para setembro de 2010 na Borborema a altura de: (a) 10m, (b) 70m e (c) 100m.

Na Figura 19 visualiza-se o ciclo mensal médio para o Sertão. A 10 m (Figura 19a), percebe-se ao longo do mês, que há dias em que os modelos superestimam o observado (linha vermelha) e outros em que eles subestimam. No geral, ambos os modelos caminham muito próximos ao observado. Entretanto, divergências foram encontradas, por exemplo entre os dias 12 e 15, em que o WRF (linha azul) não acompanha a variação observada (linha vermelha). O mesmo é verificado para o BRAMS (linha verde) entre os dias 22 e 26. Quantitativamente tem-se que os dados observados apresentam uma variação de 4,5 a 7 m/s, para o BRAMS esses valores ficam entre 4 e 7 m/s e para o WRF entre 4,5 e 8 m/s. Logo, infere-se que o BRAMS aproxima-se mais do valor real em termos de máximo e o WRF em termos de mínimo, porém no geral nota-se que o ciclo apresentado pelo o WRF está mais próximo ao ciclo observado.

Para o ciclo mensal médio a 70 m, Figura 19b, tem-se que os modelos tendem a superestimar o observado (linha vermelha) em média em 1,5 m/s. Verifica-se também que os modelos apresentam um pequeno atraso em relação aos picos observados a partir do meio do mês. Quanto as principais divergências percebe-se que ambos os modelos mantêm a disparidade com relação ao observado nos mesmos dias verificada a 10 m, quando os modelos não reproduzem a variação registrada pelo vento real. No tocante ao valor máximo os dois modelos apontam um valor cerca de 2,5 m/s acima do observado. No entanto, o BRAMS reproduz com maior fidelidade o valor mínimo.

A 100 m de altura (Figura 19c), o comportamento do vento observado assim como do simulado apresentam-se bem semelhantes ao verificado a 70 m de altura, inclusive com as maiores divergências observadas para os mesmos períodos. Fazendo uma análise gráfica percebe-se que durante mais da metade do mês o WRF (linha azul) mostrou-se mais próximo do ciclo observado (linha vermelha). No que diz respeito aos valores extremos, mesmo tendo os modelos apresentado valores muito próximos, o BRAMS (linha verde) simula com maior proximidade esses valores que o WRF (linha azul).

De modo geral, nota-se que a 70 m e 100 m de altura, para a Borborema e o Sertão ambos os modelos apresentam uma tendência de superestimar os ciclos mensais observados. No entanto, os modelos mostram-se capazes de acompanhar a variação da velocidade média mensal para ambas as localidades, apresentando algumas inversões de máximo/mínimo com relação ao ciclo observado, que podem ser devidas à ocorrência de algum fenômeno local que os modelos não conseguiram reproduzir.

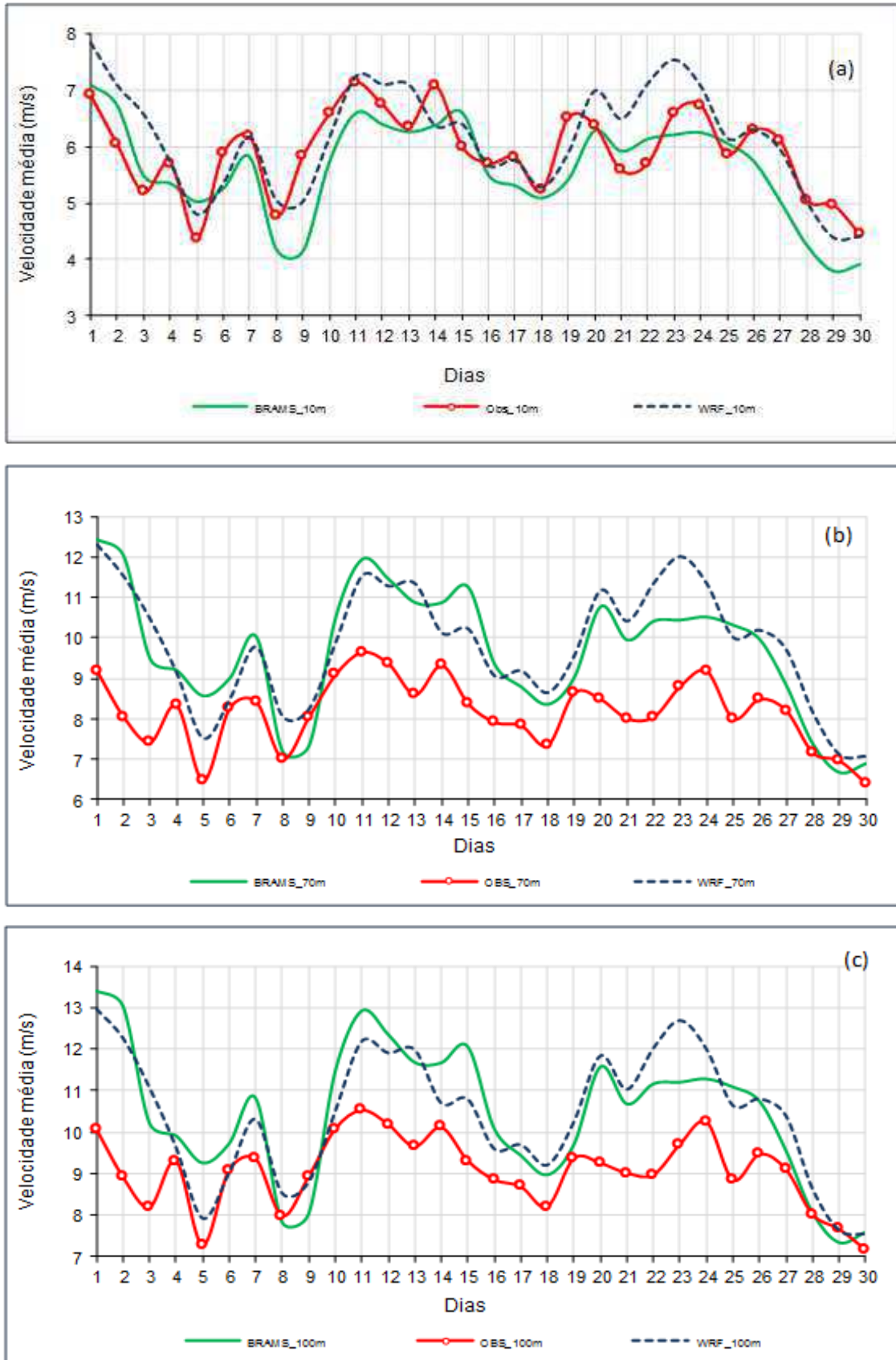


Figura 19 – Ciclo Mensal para setembro de 2010 no Sertão a altura de: (a) 10m, (b) 70m e (c) 100m

### 4.3.3. Ciclo diário

O ciclo diário médio será o próximo ponto analisado e assim como o ciclo mensal será referenciado de acordo com a localização das torres anemométricas.

Para os parques eólicos informações sobre o comportamento do vento ao longo do dia favorecem, dentre outras coisas, a tomada de decisão no que diz respeito, principalmente, aos períodos de manutenção das máquinas, uma vez que passam a ser conhecidos os horários que, em média, apresentam maior e menor velocidade do vento, ou seja, períodos de maior e menor produção de energia, evitando assim os horários de maior rendimento e por consequência uma perda desnecessária na produção de energia.

Na Figura 20 tem-se o ciclo diário para o Agreste. Em relação ao ciclo observado a 10 m de altura (Figura 20a) verifica-se que nas primeiras horas do dia o BRAMS (linha verde) acompanha com precisão a pequena variação de velocidade observada (linha vermelha). O WRF (linha azul) apesar de superestimar os valores também acompanha essa variação. Após o nascer do sol, entre as 5-6 HL (hora local), os efeitos radiativos associados ao relevo local intensificando o vento até as 8 HL. Nota-se que neste período o WRF é bem mais preciso, enquanto o BRAMS subestima os valores. A partir das 9 HL até as 14 HL, quando frequentemente é atingida a temperatura máxima diária, há uma diminuição na velocidade do vento à medida que a temperatura aumenta. Neste caso, ambos os modelos apresentam divergências quanto aos dados observados, porém o BRAMS manteve-se mais próximo a curva observada. Entre as 14-16 HL, quando a temperatura começa a diminuir, há um aumento de velocidade e em seguida um decréscimo que se mantém ao longo da noite. Neste meio tempo o WRF mostra-se mais próximo do real.

A análise gráfica nos revela que os valores mínimo e máximo observados ocorrem, respectivamente, às 3 HL e às 9 HL, não coincidindo com os valores simulados, exceto no caso do BRAMS que obteve seu mínimo às 3 HL. Em termos quantitativos o BRAMS foi o modelo que mais se aproximou dos extremos de velocidade observado.

A 70 m de altura (Figura 20b), nota-se uma maior variabilidade dos modelos com relação ao observado (linha vermelha). Enquanto o BRAMS (linha verde) superestima os valores observados durante quase todo o dia, com o WRF (linha azul) acontece o contrário, ou seja, ele subestima esses valores. As maiores discrepâncias entre os modelos e o observado estão entre as 8-16 HL. Aparentemente, os modelos não estão conseguindo captar os efeitos radiativos (aquecimentos/resfriamento) responsáveis pela variação/estagnação do vento no

intervalo em que é registrada a maior variação de temperatura devido à incidência de radiação solar para o mês em questão (setembro de 2010). Este intervalo vai de, aproximadamente, quatro horas após o nascer do sol (8-9 HL) até 2 horas após ser alcançada a temperatura máxima diária (15-16 HL). Nos demais horários os modelos tendem a acompanhar a variação diária do vento.

Os maiores valores observados são registrados na parte da manhã e durante a noite, sendo o máximo obtido por volta das 8 HL. Para o BRAMS o máximo ocorre 2 horas depois do observado, já para o WRF o máximo ocorre justamente no horário em que é registrado o mínimo observado (~14 HL).

Analisando os resultados para 100 m de altura (Figura 20c), percebe-se o mesmo padrão observado a 70 m. Para essa altura as observações revelam máximos e mínimos registrados nos mesmos horários que o observado a 70 m, ocorrendo o mesmo para os modelos. Apesar das divergências, é notável que o WRF acompanha o ciclo de velocidade média diário de forma mais concisa tanto para 70 m como para 100 m de altura, sendo o contrário observado a 10 m, em que o BRAMS é em média mais próximo ao observado.

No entanto, analisando os ciclos diários para o Agreste nas três alturas, percebe-se a dificuldade que os modelos têm em reproduzi-los entre às 8-16 HL. Isso pode estar relacionado ao fato da torre anemométrica estar instalada em uma área cujo terreno é relativamente complexo, para a qual os modelos não estão bem configurados ou não são totalmente eficientes.

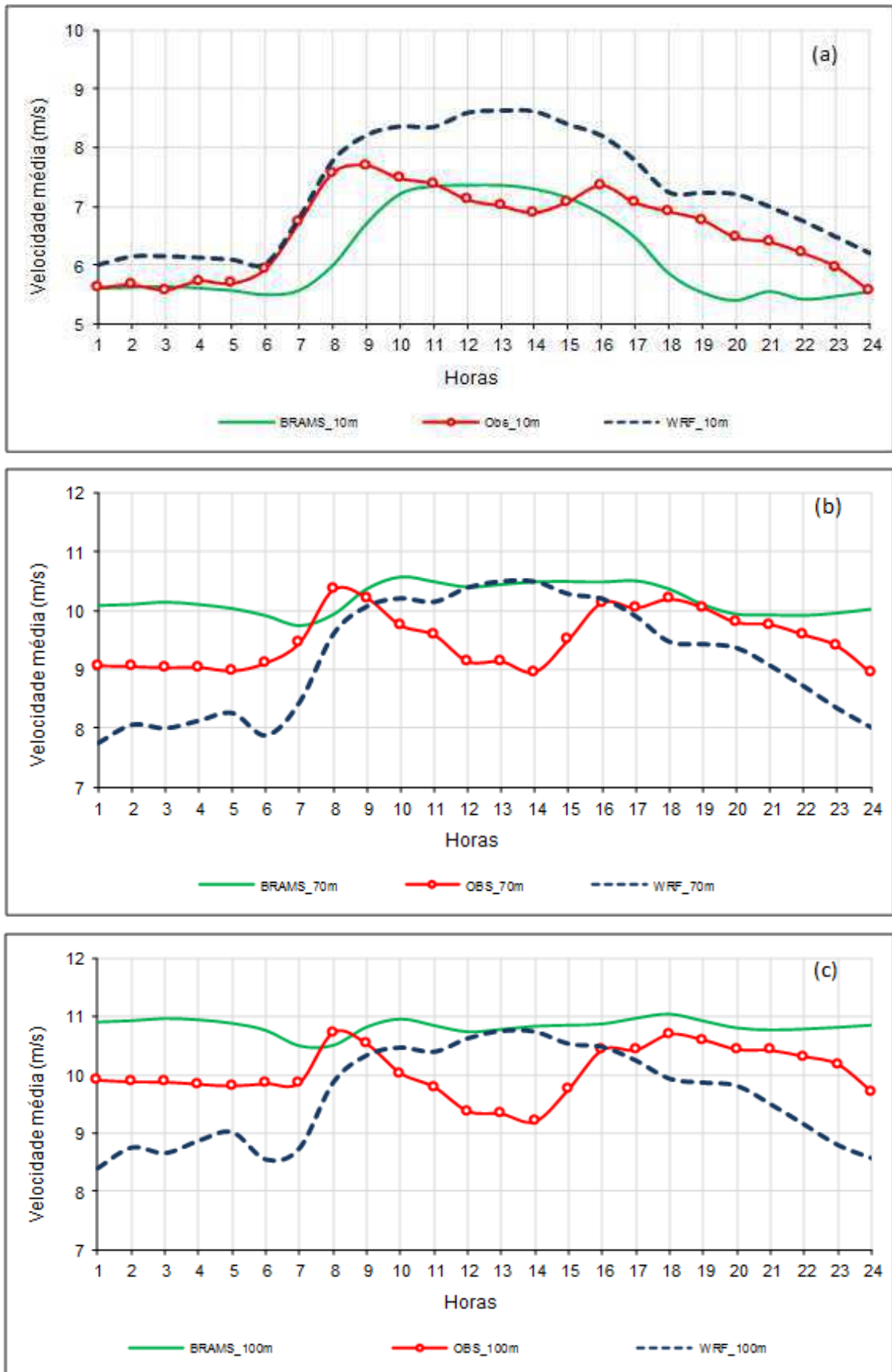


Figura 20 – Ciclo diário para setembro de 2010 no Agreste a altura de: (a) 10m, (b) 70m e (c) 100m

No caso da Borborema o ciclo diário é visualizado na Figura 21. A 10 m de altura (Figuras 21a) o comportamento diário do vento mostra que a velocidade aumenta em sincronia com a temperatura. Observa-se que os maiores picos de velocidade ocorrem durante o dia, o que pode ter como causa a variação de temperatura, tendo em vista que na madrugada a temperatura varia pouco, tendendo a cair com o passar das horas. Portanto, os horários em que foram registradas as maiores velocidades estão entre 8-10 HL e mínimas entre 4-5 HL. Nota-se que os modelos obtiveram os máximos e mínimos cerca de 1 hora depois do observado. Apesar da superestimativa, ambos os modelos foram condizentes com o ciclo observado (linha vermelha), sendo o BRAMS (linha verde) visivelmente o que esteve mais próximo do observado.

Em 70 m (Figura 21b) as observações (linha vermelha) revelam um ciclo diário com velocidade máxima em torno dos 9 m/s, por volta das 18 HL, e mínima acima de 5,5 m/s registrada às 4 HL. Quanto aos ciclos simulados, nota-se que o BRAMS (linha verde) simula seu máximo no mesmo horário do observado, já para o WRF (linha azul) o máximo é registrado 8 horas antes, às 10 HL. No tocante aos mínimos os modelos assinalam estes valores com 2 horas de atraso no caso do BRAMS e 1 hora antes no caso do WRF. Porém, os dois modelos apresentam um ciclo diário que se assemelha ao ciclo diário observado, mesmo superestimando em 1,5 m/s e 2,0 m/s em relação à média observada, para o BRAMS e o WRF, respectivamente.

Tanto as simulações quanto o observado a 100 m de altura (Figura 21c), mostram um ciclo diário com os mesmos padrões observados a 70 m, com os máximos ocorrendo as 18 HL, tanto para o observado (linha vermelha) quanto para o BRAMS (linha verde) e as 10 HL para o WRF (linha azul). Quanto aos mínimos, para o WRF este valor é obtido as 3 HL, aproximadamente 1 hora antes do observado, enquanto para o BRAMS esse valor ocorre cerca de 3 horas depois.

Para a Borborema, de forma geral, os ciclos diários reproduzidos pelo BRAMS mostraram-se mais condizentes com relação aos ciclos diários observados, com máximos diários ocorrendo no mesmo horário dos máximos observados para os níveis de 70 e 100 m.



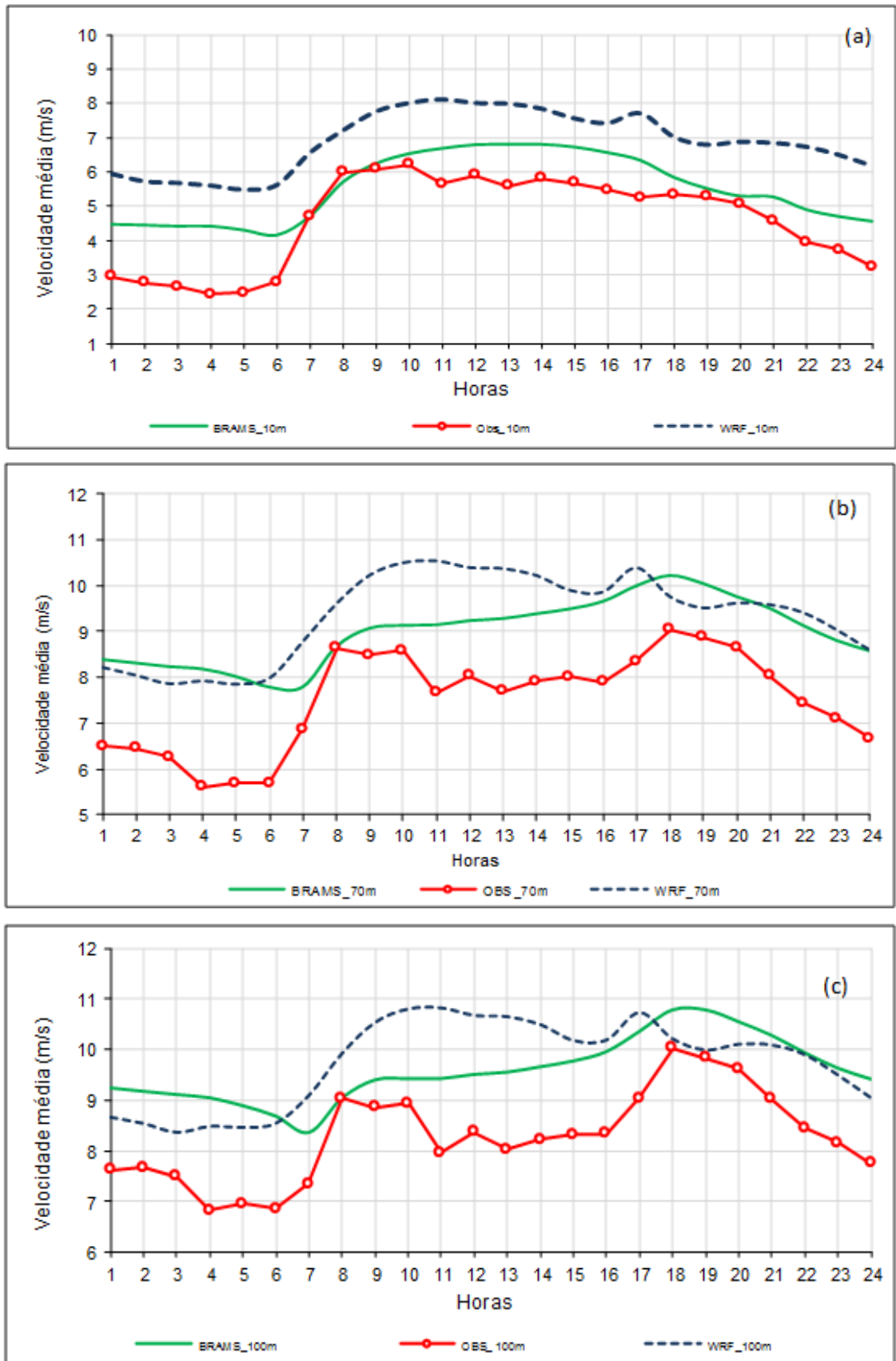


Figura 21 – Ciclo diário para setembro de 2010 na Borborema a altura de: (a) 10m, (b) 70m e (c) 100m

Para o Sertão o ciclo diário pode ser visualizado na Figura 22. Assim, em 10 m (Figura 22a) tem-se um ciclo diário cujo máximo observado (linha vermelha), acima de 6,5 m/s, registrado no início da manhã, coincide no horário de ocorrência e em magnitude com o obtido pelo WRF (linha azul), enquanto o BRAMS (linha verde) registra seu máximo 2 horas depois. Em relação aos mínimos, verifica-se que para o BRAMS o mínimo ocorre 1 hora depois do observado, porém o valor obtido está muito próximo ao observado, ao passo que para o WRF o mínimo é obtido as 15 HL, ou seja, 3 horas antes.

Dentre os casos analisados até agora, o ciclo diário representado pelo o WRF a 10 m para o Sertão foi o que mostrou melhor aproximação do observado, tendo este superestimado os valores observados em cerca de 3,5%, em termos de média.

Em 70 m de altura (Figura 22b) o ciclo diário apresenta um padrão típico de regiões montanhosas, com máximos ocorrendo durante a noite e mínimos durante o dia, configurando um padrão que os modelos, ainda que superestimem os valores observados, foram capazes de representar. Neste caso, os mínimos simulados e observado ocorrem no mesmo horário, por volta das 15 HL. Já os máximos simulados são verificados com 2-4 horas de atraso, para o BRAMS e o WRF, respectivamente.

No nível de 100 m de altura (Figura 22c) as observações revelam um ciclo mais pronunciado. Semelhante ao observado para 70 m, o horário de ocorrência dos mínimos registrados coincidem com o simulado por ambos os modelos, porém no caso dos máximos, apenas o BRAMS (linha verde) coincide com o observado (linha vermelha). No que diz respeito à média, devido à pequena variação entre os valores simulados, tanto o BRAMS (linha verde) quanto o WRF (linha azul) apresentaram uma média aproximadamente 1,5 m/s acima da observada.

De modo geral, no tocante aos ciclos diários a 70 e 100 m, percebe-se que os modelos conseguem, apesar da superestimativa, representar com maior coerência os ciclos diários para os dados registrados pela torre anemométrica instalada na mesorregião do Sertão. Ainda para essas alturas, nota-se que os modelos apresentaram maior dificuldade em representar os ciclos registrados para o Agreste, em particular entre as 8-16 HL, sendo uma das possíveis causas para isso o fato da torre anemométrica estar instalada em um terreno relativamente complexo, para o qual os modelos não se mostraram totalmente eficientes.

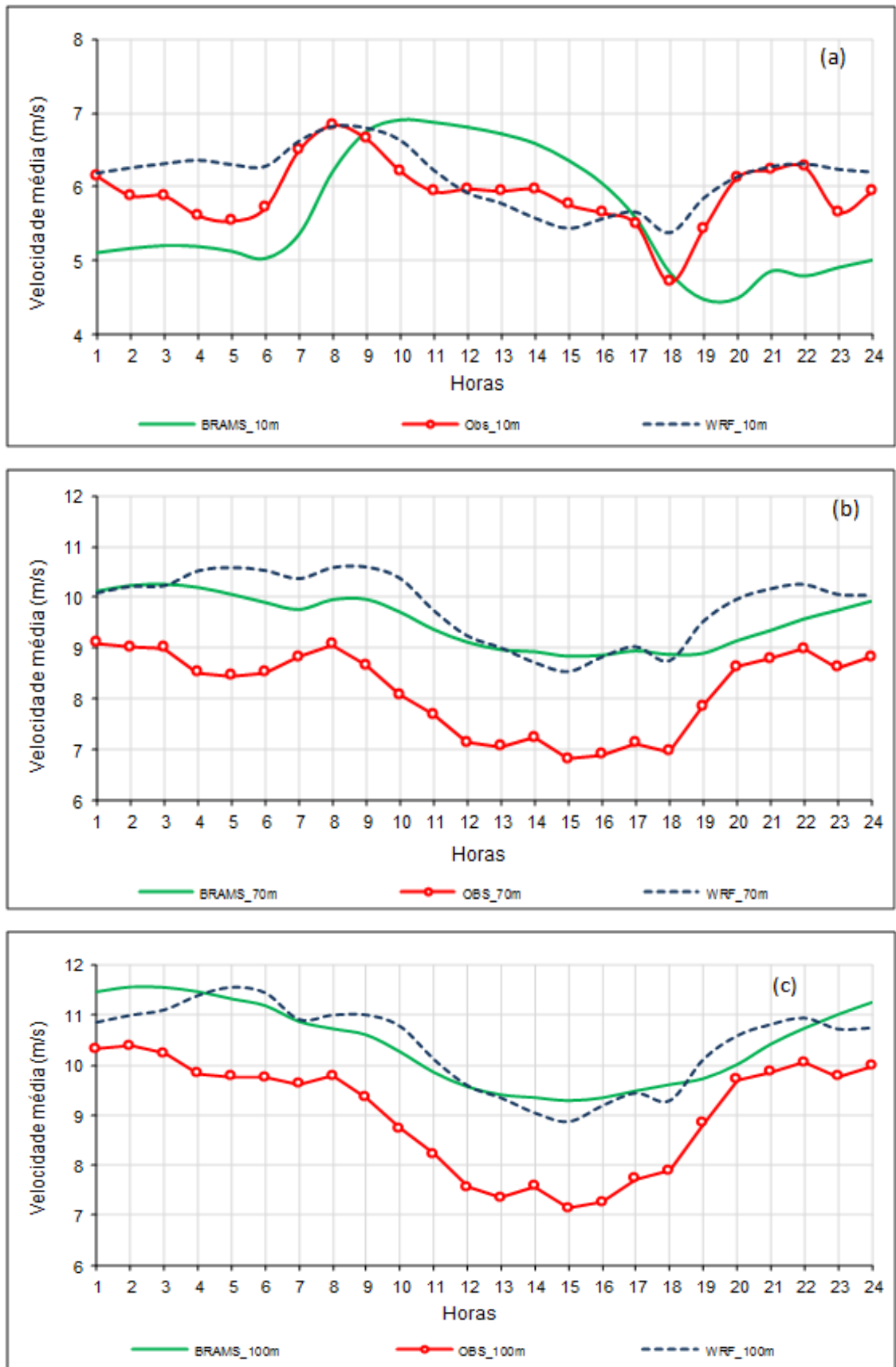


Figura 22 – Ciclo diário para setembro de 2010 no Sertão a altura de: (a) 10m, (b) 70m e (c) 100m

#### 4.3.4. Densidade de Potência

Segundo Lima *et al.* (2012) a melhor forma de avaliar o potencial eólico de uma região é utilizar a densidade de potência, uma vez que esta é uma grandeza que independe da turbina que irá ser instalada.

A densidade do ar foi obtida a partir da Eq. 12, utilizando-se os valores de temperatura média e altitude para cada área correspondente ao local de instalação da torre. Com base na densidade do ar estimada e nos dados de velocidade observados nas diferentes alturas, a densidade de potência local ( $D_p$ ) foi estimada utilizando-se a Eq. 11.

Os valores médios da densidade de potência local ( $D_p$ ) estimados para o mês de setembro de 2010 são apresentados na Tabela 6. Percebe-se que os valores mais elevados foram os estimados para o Agreste, seguidos pelos estimados para o Sertão, tendo a Borborema apresentado os valores mais baixos.

Nota-se que a densidade de potência estimada para o Agreste a 10 m de altura, além de ser equivalente a pouco mais que o dobro da estima para a Borborema, apresenta uma diferença de cerca de  $47 \text{ W/m}^2$  a mais em relação ao Sertão. Em 70 m verifica-se que o valor estimado para o Agreste é praticamente o dobro daquele encontrado para a Borborema e cerca de  $190 \text{ W/m}^2$  acima da estimada para o Sertão. Não diferente do observado nos níveis inferiores, a 100 m de altura a densidade de potência estimada para o Agreste mostra-se relativamente alta quando comparada as outras localidades, sendo esta diferença de, aproximadamente,  $260 \text{ W/m}^2$  e  $155 \text{ W/m}^2$ , para Borborema e o Sertão, respectivamente.

**Tabela 6** – Densidade de potência média mensal ( $\text{W/m}^2$ ) para setembro de 2010.

Altura (m)	Densidade de Potência Média Mensal ( $\text{W/m}^2$ )		
	Agreste	Borborema	Sertão
10	177,9	72,2	131,1
70	523,6	270,9	333,9
100	611,8	353,6	456,6

A densidade de potência média horária também foi estimada e pode ser visualizada na Figura 23. Assim, para o Agreste (Figura 23a) verifica-se que a altura de 10 m a densidade de potência é superior a  $100 \text{ W/m}^2$  durante todo o dia, ao passo que a 70 e 100 m de altura a

densidade média estimada está acima dos 400 W/m<sup>2</sup>.

Para a Borborema (Figura 23b) o período que apresenta maior densidade de potência é das 8 h da manhã até aproximadamente às 22 h, sendo a potência estimada da ordem de 100 W/m<sup>2</sup> a 10 m, acima de 200 W/m<sup>2</sup> a 70 m e acima dos 300 W/m<sup>2</sup> a 100 m. Analisando o gráfico percebe-se que existem dois horários, entre as 8-10 h da manhã e entre as 18-20 h, em que a densidade de potência apresenta-se mais elevada para as alturas de 70 e 100 m.

Os horários que mostram maior densidade de potência no caso do Sertão (Figura 23c) encontram-se entre 1-8 HL e entre 20-24 HL, no qual se constata uma densidade de potência superior a 350 W/m<sup>2</sup> e 500 W/m<sup>2</sup>, para o vento a 70 m e a 100 m, respectivamente. No restante do dia esses valores ficam acima dos 200 W/m<sup>2</sup>. Verifica-se ainda que a 10 m a densidade de potência é semelhante à observada para o Agreste, ou seja, acima de 100 W/m<sup>2</sup> durante praticamente todo o dia.

De acordo com Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, o intervalo entre as 18 h e as 21 h, é considerado o horário de ponta, isto é, o período definido e composto por três horas diárias consecutivas, durante o qual o consumo de energia elétrica tende a ser maior. Portanto, com base nos resultados tem-se que acima de 70 m de altura, tanto o Agreste quanto a Borborema, apresentam densidade de potência superior aos 300 W/m<sup>2</sup> nestes horários. Quanto ao Sertão a 70 m, a densidade de potência para o horário de ponta varia de 210 a 380 W/m<sup>2</sup>. Consequentemente, pode-se afirmar que, durante o horário de maior demanda, parques eólicos instalados nas três regiões analisadas gerariam energia que poderia ser usada para complementar à produção de energia convencional, tendo em vista que o mês de setembro está entre os meses mais secos do ano. Entretanto, vale lembrar que para a instalação de parques eólicos faz-se necessário anos de observações anemométricas, além do cumprimento de normas técnicas.

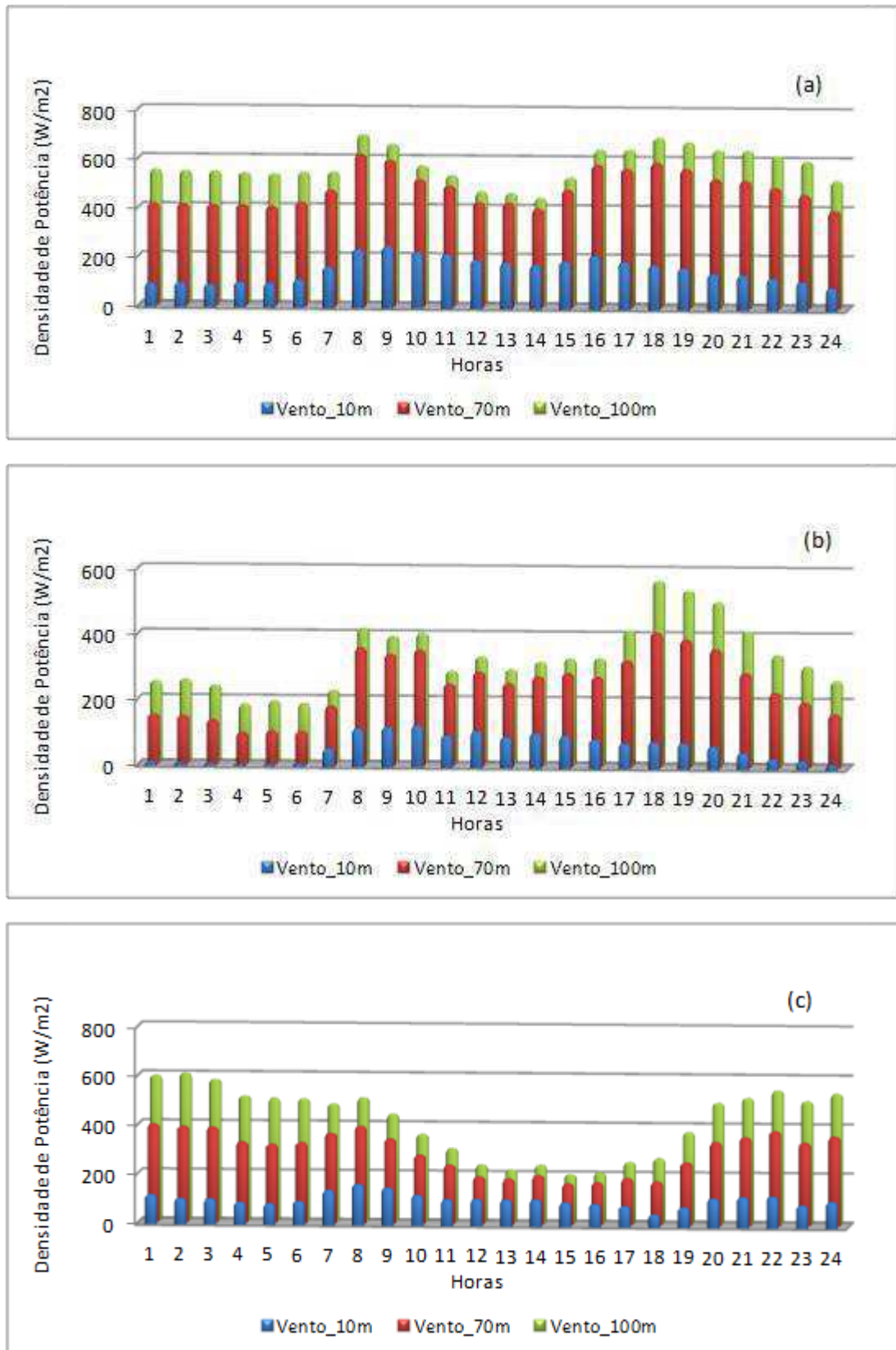


Figura 23 – Densidade de potência média horária estimada para setembro de 2010 para: (a) Agreste, (b) Borborema e (c) Sertão.

#### 4.3.5. Distribuição de Weibull

Segundo Pereira (2008) a distribuição de Weibull se ajusta bem aos dados de velocidade do vento, particularmente no caso de velocidades superiores a 5m/s (HENNESSEY, 1977; JUSTUS *et al.*, 1978). Portanto é de se esperar que haja um bom ajuste tanto dos dados simulados bem como dos dados da torre, tendo em vista que os ciclos mensais e diários, Figuras 17-19 e 20-22, respectivamente, apontam velocidades acima de 5 m/s, com exceção do ciclo mensal registrados a 10 m na Borborema.

A distribuição de frequência da velocidade do vento para o Agreste é visualizada nas Figuras 24-26. A curva sobreposta às faixas de velocidade representa a distribuição de Weibull. Nota-se que as velocidades simuladas e as observadas nas três alturas, ajustam-se à distribuição de Weibull, exceto os dados simulados pelo BRAMS cuja distribuição parece não se ajustar muito bem.

Para o vento a 10 m de altura (Figura 24a), o intervalo de velocidade mais frequente, na faixa de 6 a 8 m/s, coincide com o obtido pelo BRAMS (Figura 24b), enquanto o WRF (Figura 24c) gera ventos mais frequentes com uma diferença de 1 m/s para mais. No caso da moda, verifica-se uma diferença de 1 m/s entre os resultados observados e simulados, sendo esta diferença positiva para o WRF e negativa para o BRAMS. Tal resultado é condizente com o ciclo diário do vento a 10 m para o Agreste, apresentado e discutido anteriormente.

Analisando as figuras da distribuição a 70 m (Figuras 25) e a 100 m (Figuras 26), verifica-se que tanto o intervalo de velocidades mais frequentes (9-11 m/s) quanto à moda (10 m/s) são os mesmos encontrados para o vento observado (Figuras 25a e 26a) e o simulado pelo WRF (Figuras 25c e 26c). Porém para os valores registrados a 70 m de altura há uma diferença de, aproximadamente, 3% a menos na faixa de velocidade de 10 m/s para o WRF. Já para o BRAMS, embora a moda seja a mesma para as duas alturas (11 m/s), a maior ocorrência de ventos está entre 10-12 m/s e 11-13 m/s, respectivamente, para as alturas de 70 m e 100 m (Figuras 25b e 26b), uma diferença de 1 m/s entre os valores mais frequentes encontrados para os outros dois casos.

Para a Borborema, a distribuição de frequência da velocidade do vento (Figura 27-29), revela que nessa região os ventos ajustam-se à distribuição de Weibull. No entanto, essa afirmação não fica tão evidente para o vento a 10 m, no caso dos dados observados (Figura 27a) e do BRAMS (Figura 27b), e a 100 m para o WRF (Figura 29c), em que se percebe um pequeno desvio da curva de ajuste da distribuição com relação à velocidade do vento.

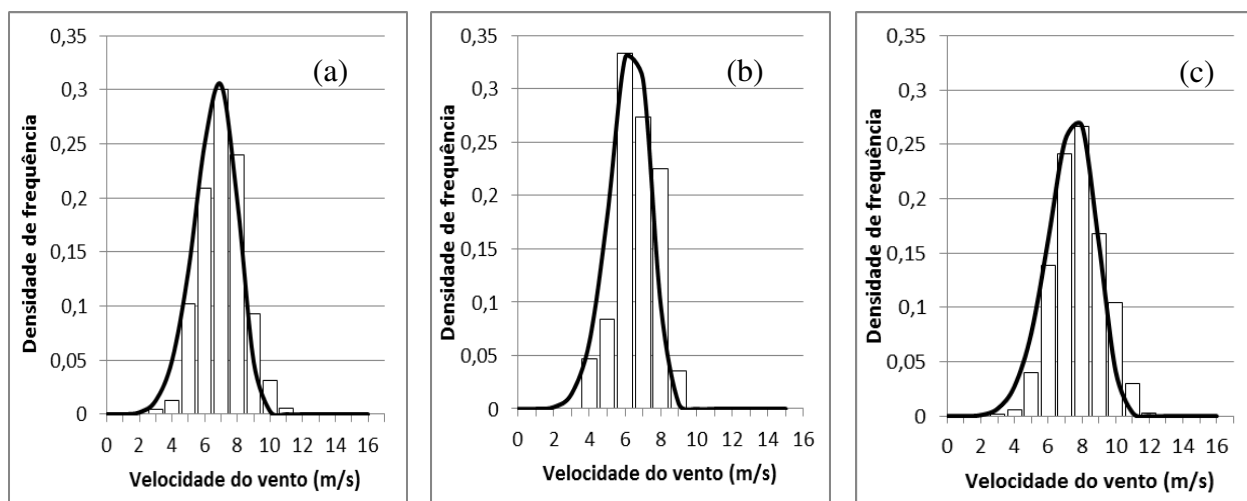


Figura 24 – Distribuição de Weibull para setembro de 2010 para o Agreste a 10m de altura: (a) Observado, (b) BRAMS (c) WRF.

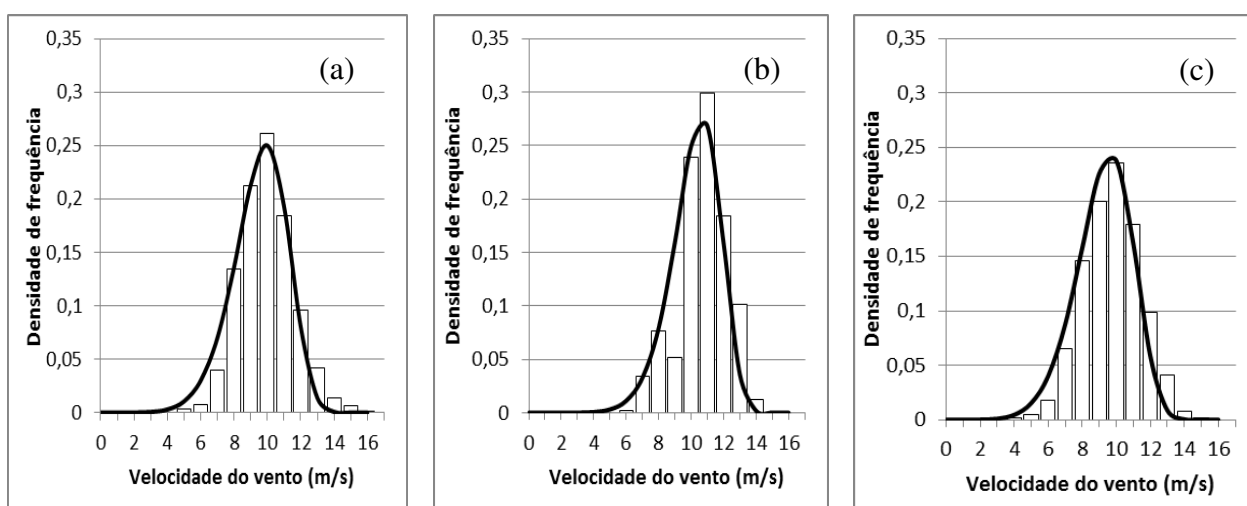


Figura 25 – Distribuição de Weibull para setembro de 2010 para o Agreste a 70m de altura: (a) Observado, (b) BRAMS (c) WRF.

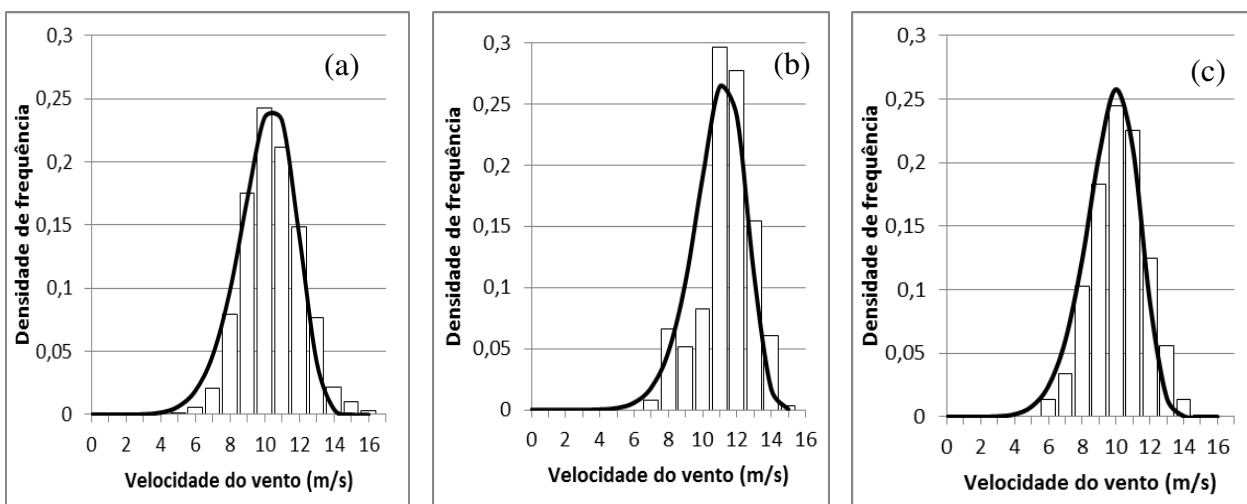


Figura 26 – Distribuição de Weibull para setembro de 2010 para o Agreste a 100m de altura(a) Observado, (b) BRAMS (c) WRF.



A altura de 10 m verifica-se a existência de uma diferença entre o BRAMS (Figura 27b) e os dados observados (Figura 27a), de 1 m/s a mais para o vento mais frequente gerado pelo modelo, porém a moda é 1 m/s menor que a observada (6 m/s). Para o WRF (Figura 27c) os ventos mais frequentes estão entre 6-8 m/s, 2 m/s a mais que o observado, sendo a moda 7 m/s. Em 70 m (Figura 28), os ventos apresentam velocidades mais elevadas, em torno de 3 m/s, que o observado a 10 m, no entanto verificam-se as mesmas diferenças entre os modelos e os dados da torre no tocante à faixa de velocidade referente aos ventos mais frequentes. Quanto à moda, verifica-se que os modelos apresentam valores cuja diferença da moda observada é de 1 m/s e 2 m/s para o BRAMS e o WRF, respectivamente.

Quanto ao vento a 100 m, tem-se que para os dados observados (Figura 29a) os ventos mais frequentes encontram-se na faixa de velocidade que vai de 8 a 10 m/s, com moda de 9 m/s. Para os dois modelos a maior ocorrência de ventos está entre 9-11 m/s, no entanto para o BRAMS (Figura 29b) a moda é 10 m/s e para o WRF (Figura 29c) é 11 m/s, mostrando uma ligeira aproximação dos dados do BRAMS com os observados.

Nas Figuras 30-32 visualiza-se a distribuição de frequência da velocidade do vento para o Sertão. Analisando os resultados a 10 m, verifica-se que embora a moda seja a mesma para os dados observados (Figura 30a) e os modelados com WRF (Figura 30c), há uma pequena diferença quanto ao intervalo de velocidade dos ventos mais frequentes, sendo este de 5-8 m/s no caso do observado e de 6-8 m/s para o WRF. Para o BRAMS (Figura 30b) a moda é de 6 m/s, sendo o vento mais frequente obtido no intervalo de velocidade de 5-7 m/s.

Nota-se que a 70 m, para os dados observados (Figura 31a) a faixa de maior ocorrência é a que compreende os ventos com velocidades entre 8-10 m/s, para os modelos isto é verificado entre 9-11 m/s. Quanto às modas, nota-se que os modelos apresentam valores um pouco mais elevados que a moda do vento observado (9m/s) sendo de 10 m/s, no caso do BRAMS (Figura 31b) e 11 m/s no do WRF (Figura 31c).

A 100 m, ambos os modelos apresentam não somente a mesma faixa de velocidade para os ventos mais frequentes como também a mesma moda (10 m/s), porém o BRAMS (Figura 32b) apresenta um acréscimo em torno de 2% na faixa de 11 m/s em relação ao apresentado pelo WRF (Figura 32c). Verifica-se ainda que estes valores estão cerca de 2 m/s acima dos valores encontrados para o vento observado (Figura 32a).

De modo geral, observando os gráficos para as três mesorregiões, com exceção dos dados observados a 100 m para o Sertão (Figura 32a), nos demais casos as curvas apresentaram-se mais estreitas mostrando uma menor variação do vento.

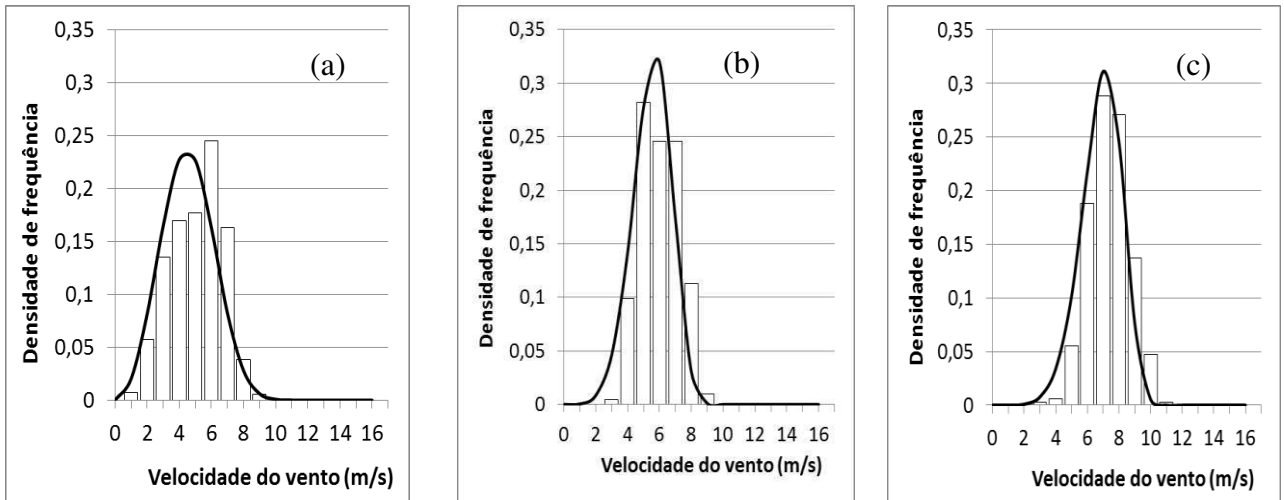


Figura 27 – Distribuição de Weibull para setembro de 2010 para a Borborema a 10m de altura: (a) Observado, (b) BRAMS (c) WRF.

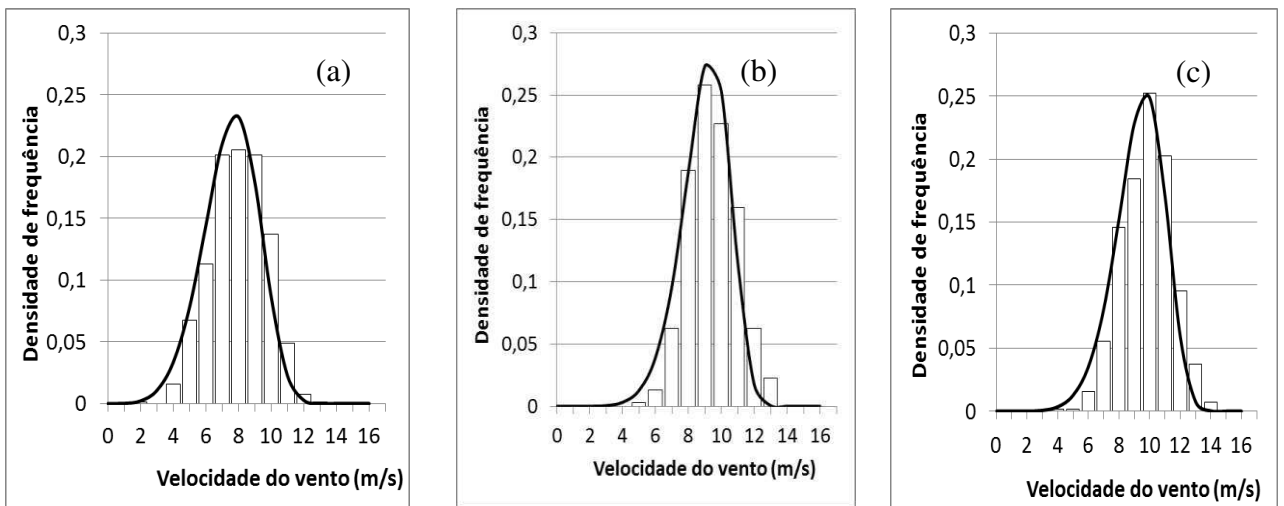


Figura 28 – Distribuição de Weibull para setembro de 2010 para a Borborema a 70m de altura: (a) Observado, (b) BRAMS (c) WRF.

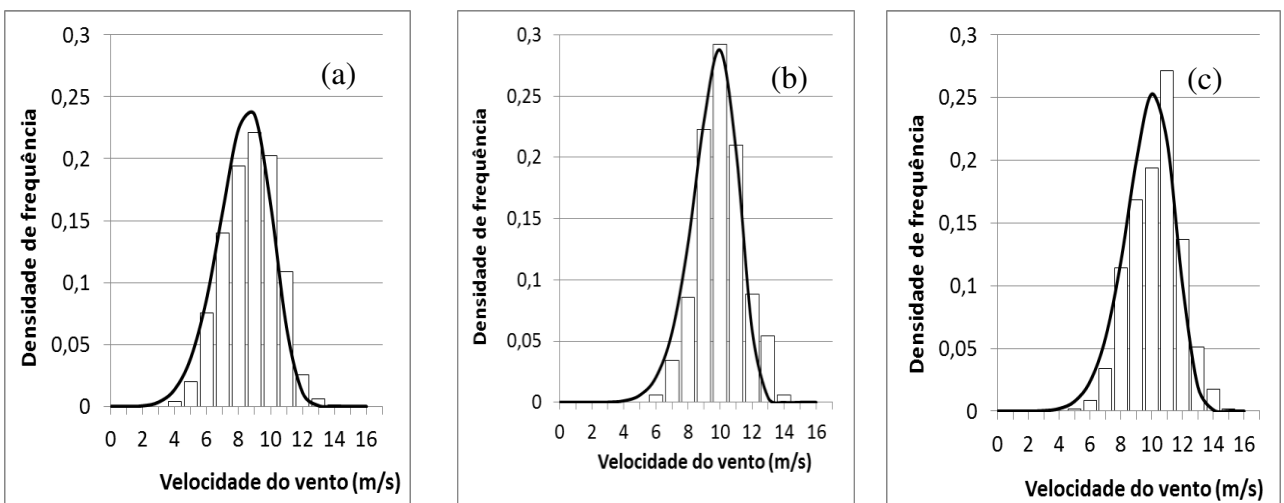


Figura 29 – Distribuição de Weibull para setembro de 2010 para a Borborema a 100m de altura(a) Observado, (b) BRAMS (c) WRF.

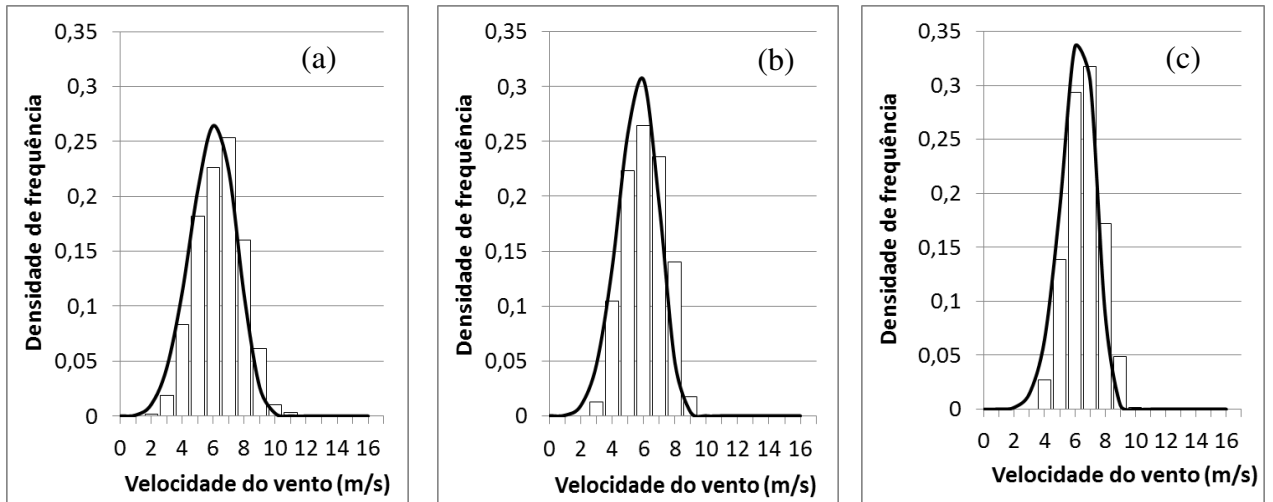


Figura 30 – Distribuição de Weibull para setembro de 2010 para o Sertão a 10m de altura: (a) Observado, (b) BRAMS (c) WRF.

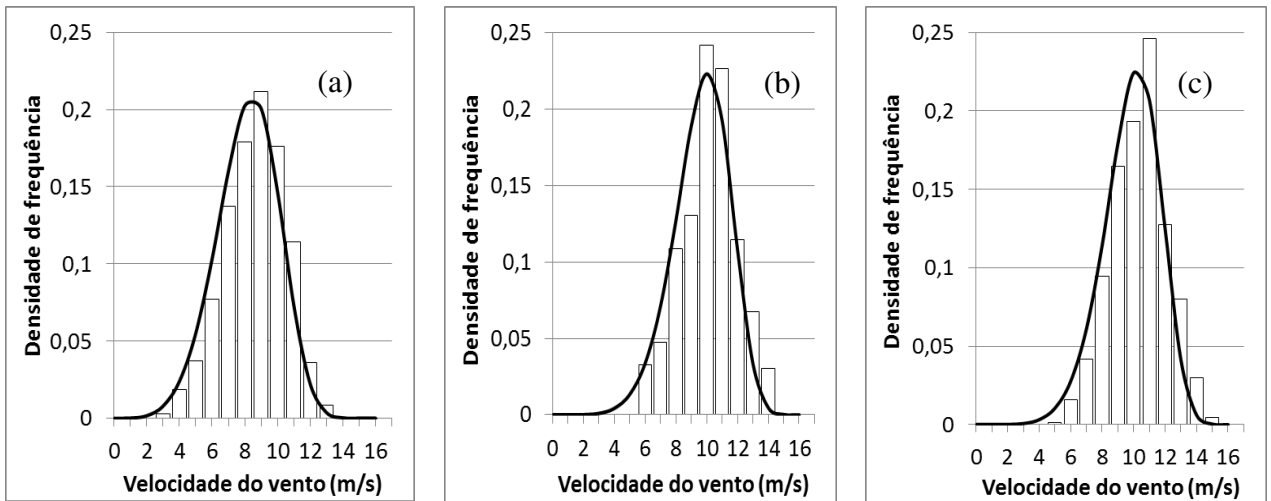


Figura 31 – Distribuição de Weibull para setembro de 2010 para o Sertão a 70m de altura: (a) Observado, (b) BRAMS (c) WRF.

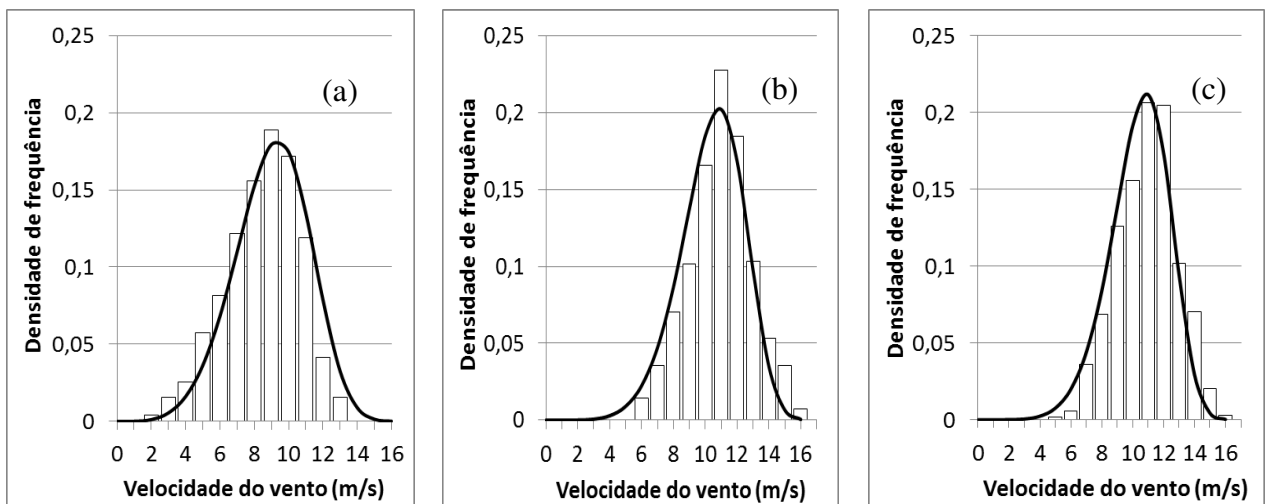


Figura 32 – Distribuição de Weibull para setembro de 2010 para o Sertão a 100m de altura: (a) Observado, (b) BRAMS (c) WRF.

Com relação aos parâmetros  $k$  e  $c$  da distribuição de Weibull, calculados a partir do método dos desvios e velocidades médias (Eq. 14 e 15), apresentados na Tabela 7, verificou-se que ambos os parâmetros mostram uma tendência crescente com a altura, exceto para o parâmetro  $k$  no Sertão a 100 m que apresentou valores inferiores aos encontrados a 70 m tanto para os dados observados quanto para os simulados.

De acordo com o exposto, tem-se que os valores mais próximos dos parâmetros de Weibull obtidos com os dados observados para o Agreste são fornecidos pelo WRF, exceto o parâmetro de escala  $c$  a 10 m, cujo BRAMS mostra uma aproximação melhor.

Para a Borborema, o BRAMS aponta valores de  $c$  mais coerentes para as três alturas, no entanto a 70 e 100 m o fator de forma  $k$  é melhor para os dados do WRF. Sabendo que o parâmetro  $c$  está relacionado às médias de velocidade do vento, era esperado que isso ocorresse para a Borborema, uma vez que nesta região as médias obtidas com BRAMS estão mais próximas das observadas.

No Sertão verifica-se que para o vento nas três alturas o fator de forma  $k$  obtido com os dados do BRAMS apresentam-se menos divergentes dos obtidos com os dados observados, ao passo que o fator de escala  $c$  mostra-se mais coerente em relação ao obtido para os dados da torre a 10 e 100 m de altura para os dados do WRF.

**Tabela 7** - Parâmetros da distribuição de Weibull para setembro de 2010.

Mesorregião	Altura (m)	Parâmetros de Weibull					
		$k$			$c$ (m/s)		
		OBS	BRAMS	WRF	OBS	BRAMS	WRF
Agreste	10	5,82	6,30	5,83	7,10	6,62	7,87
	70	6,84	8,07	6,48	10,18	10,84	9,90
	100	7,09	8,40	7,16	10,72	11,50	10,31
Borborema	10	3,09	5,22	6,21	5,10	5,97	7,38
	70	5,07	7,29	6,77	8,16	9,57	9,97
	100	5,76	7,87	7,09	8,94	10,15	10,38
Sertão	10	4,55	5,00	6,32	6,48	6,09	6,59
	70	4,92	6,21	6,43	8,88	10,37	10,55
	100	4,76	6,08	6,36	9,85	11,20	11,18

#### 4.3.6. Índices estatísticos

Em estudos que envolvem dados de vento simulados e observados, é comum querer saber se há relação entre eles. O método usualmente conhecido para medir a correlação entre tais dados é o Coeficiente de Correlação Linear de Pearson ( $r$ ). Assim, visando quantificar a relação entre os dados apresentados neste estudo, serão apresentados os gráficos de dispersão dos dados, bem como seus respectivos coeficientes de Pearson. Note-se que em cada gráfico encontram-se dispostos a equação da reta de regressão e o coeficiente de determinação ( $R^2$ ) correspondente.

As Figuras 33-35 apresentam as correlações entre os dados de velocidade média diária observados e os simulados para o Agreste a 10, 70 e 100 m de altura, respectivamente. A princípio, verifica-se que o coeficiente de determinação ( $R^2$ ) mostrou-se superior para os dados do BRAMS em comparação com o WRF nas três alturas analisadas. Percebe-se que a 10 m o coeficiente de determinação para o BRAMS (Figura 33a) e o WRF (Figura 33b) explica 57% e 53% da variabilidade dos dados observados, respectivamente. Em 70 e 100 m o coeficiente explica mais de 54% da variabilidade dos dados observados, tanto para o BRAMS (Figuras 34a e 35a) quanto para o WRF (Figuras 34b e 35b).

Os coeficientes de correlação de Pearson ( $r$ ), que se encontram dispostos na Tabela 8, revelam que ambos os modelos apresentam uma forte correlação com os dados observados em todas as alturas analisadas, uma vez que os valores de  $r$  estão acima de 0,73.

As correlações para a Borborema são visualizadas nas Figuras 36-38. Diferente do obtido para o Agreste, os coeficientes de determinação mostram-se mais elevados para o WRF. Assim, tem-se que a 70 (Figuras 37a e 37b) e 100 m (Figuras 38a e 38b) de altura os coeficientes de determinação explicam 69% e 67% da variabilidade dos dados nesta região, respectivamente, para os dados do WRF, enquanto o BRAMS apresenta coeficientes de determinação aproximadamente 8,5% menores para as mesmas alturas. A 10 m, essa diferença é um pouco maior. Porém os coeficientes obtidos para o BRAMS (Figura 36a) e o WRF (Figura 36b) explicam, respectivamente, 50% e 59% da variabilidade dos dados.

No caso da Borborema, os coeficientes de correlação encontrados indicam que há forte correlação entre os dados observados e simulados por ambos os modelos para os dados a 10, 70 e 100 m de altura ( $r$  acima de 0,71), sendo estes mais elevados para o WRF.

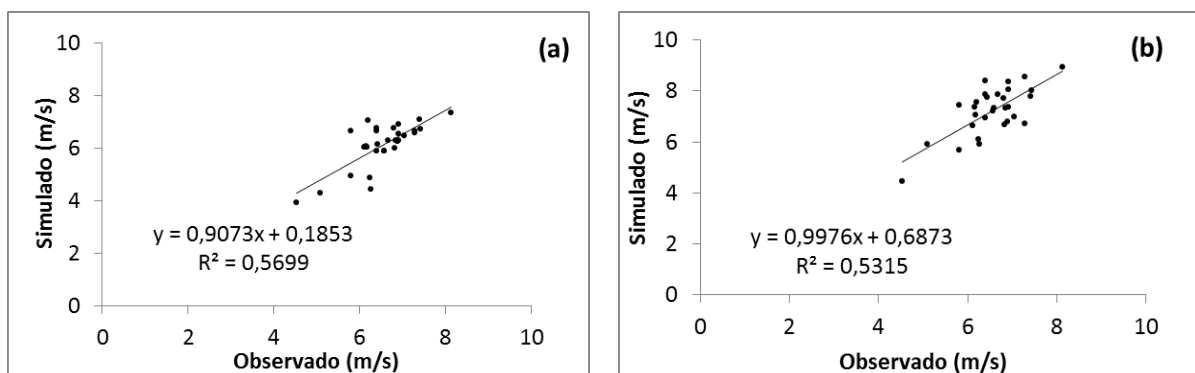


Figura 33 – Correlação linear para o Agreste a 10 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: (a) BRAMS e (b) WRF.

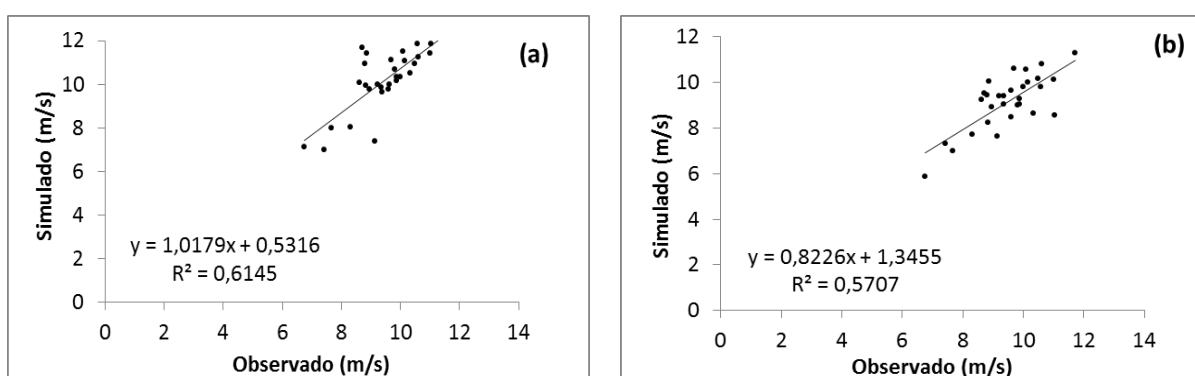


Figura 34 – Correlação linear para o Agreste a 70 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: (a) BRAMS e b) WRF.

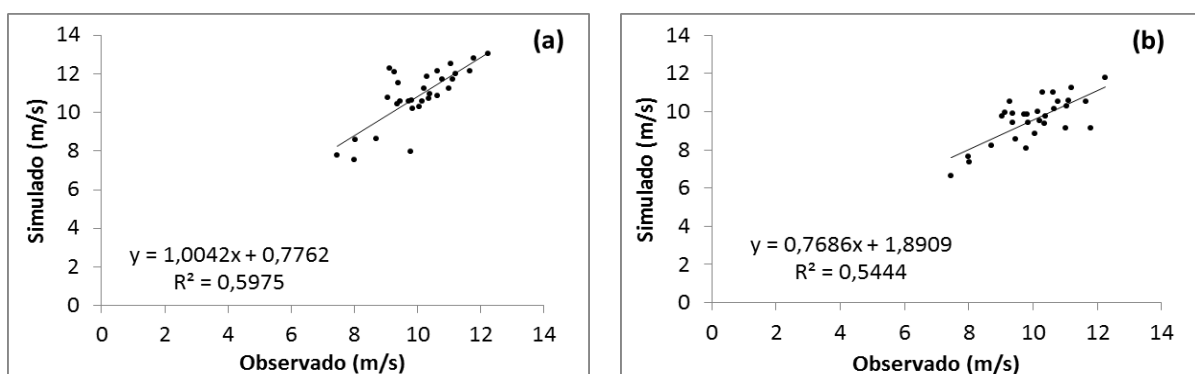


Figura 35 – Correlação linear para o Agreste a 100 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: (a) BRAMS e b) WRF.

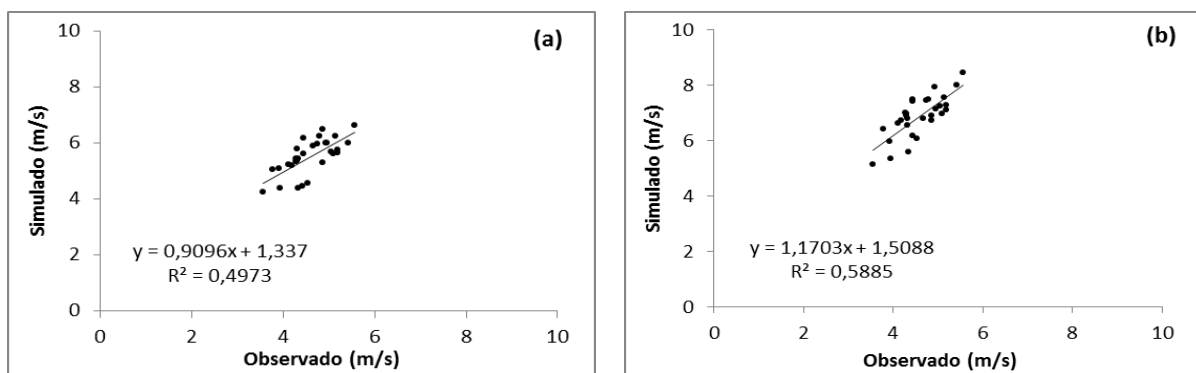


Figura 36 – Correlação linear para a Borborema a 10 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: (a) BRAMS e b) WRF.

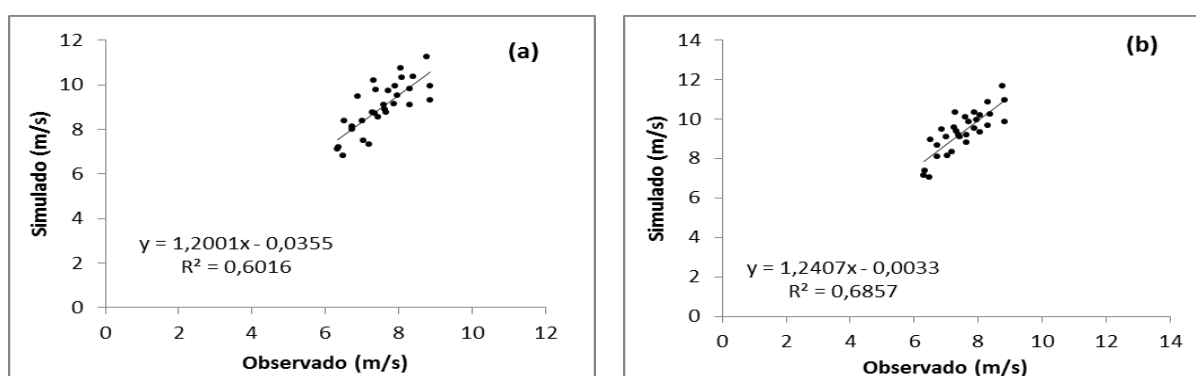


Figura 37 – Correlação linear para a Borborema a 70 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: (a) BRAMS e b) WRF.

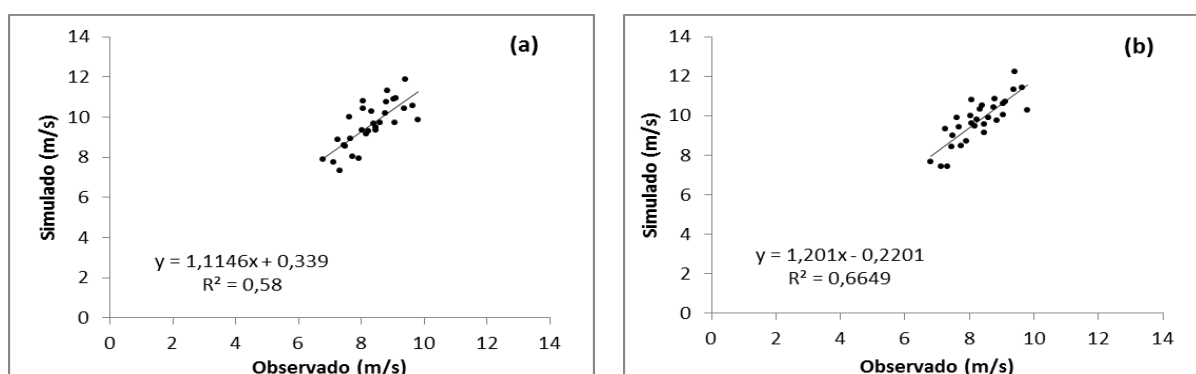


Figura 38 – Correlação linear para a Borborema a 100 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: (a) BRAMS e b) WRF.

Quanto ao Sertão (Figuras 39-41), os coeficientes de determinação encontrados a 10 m de altura explicam, respectivamente, 59% e 61% da variabilidade dos dados para o BRAMS (Figura 39a) e o WRF (Figura 39b). Em 70 m (Figura 40a e 40b), verifica-se uma diferença de 2% a mais para o coeficiente de determinação obtido para o BRAMS ( $R^2 = 62\%$ ), ou seja, o coeficiente encontrado para o BRAMS explica 2% a mais da variabilidade dos dados em relação ao obtido para o WRF ( $R^2 = 60\%$ ). A 100 m, enquanto o coeficiente de determinação para o BRAMS (Figura 41a) explica 62% da variabilidade dos dados, o do WRF (Figura 41b) explica 61%.

Com relação aos coeficientes de correlação obtidos para o Sertão, esses estão acima de 0,77 para todas as alturas analisadas, sugerindo que há forte correlação entre os dados observados e os simulados por ambos os modelos.

De modo geral, percebe-se que os maiores coeficientes de determinação, bem como os coeficientes de correlação, para os dados do BRAMS são obtidos para o Sertão. No caso do WRF os maiores coeficientes de determinação e correlação foram encontrados para a Borborema. Tal fato pode ser atribuído, dentre outros fatores, a capacidade que o modelo tem de representar a circulação para áreas onde as torres estão localizadas.

**Tabela 8** – Coeficientes de determinação e correlação obtidos entre as séries de dados observados e simulados para setembro de 2010.

Mesorregião	Altura (m)	Coeficientes			
		Determinação ( $R^2$ )		Correlação ( $r$ )	
		BRAMS	WRF	BRAMS	WRF
Agreste	10	0,57	0,53	0,75	0,73
	70	0,61	0,57	0,78	0,76
	100	0,60	0,54	0,77	0,74
Borborema	10	0,50	0,59	0,71	0,77
	70	0,60	0,69	0,78	0,83
	100	0,58	0,67	0,76	0,82
Sertão	10	0,59	0,61	0,77	0,78
	70	0,62	0,60	0,79	0,77
	100	0,62	0,61	0,79	0,78



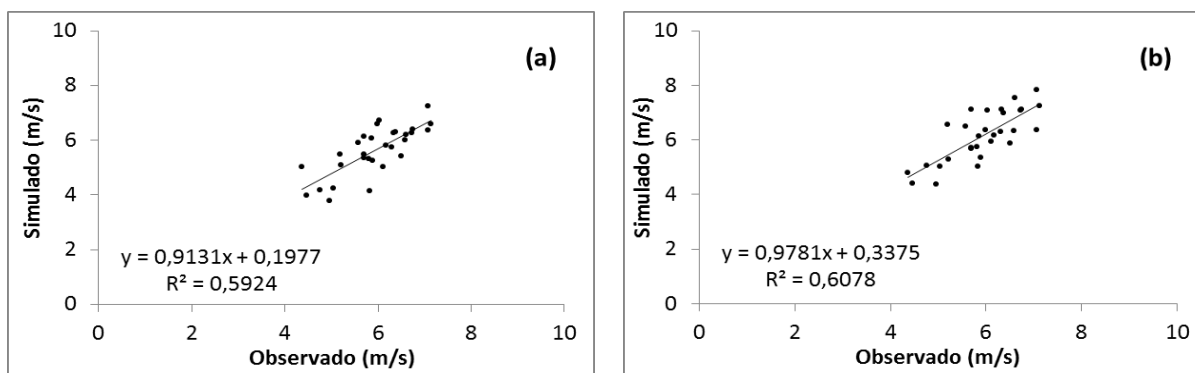


Figura 39 – Correlação linear para o Sertão a 10 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: (a) BRAMS e b) WRF.

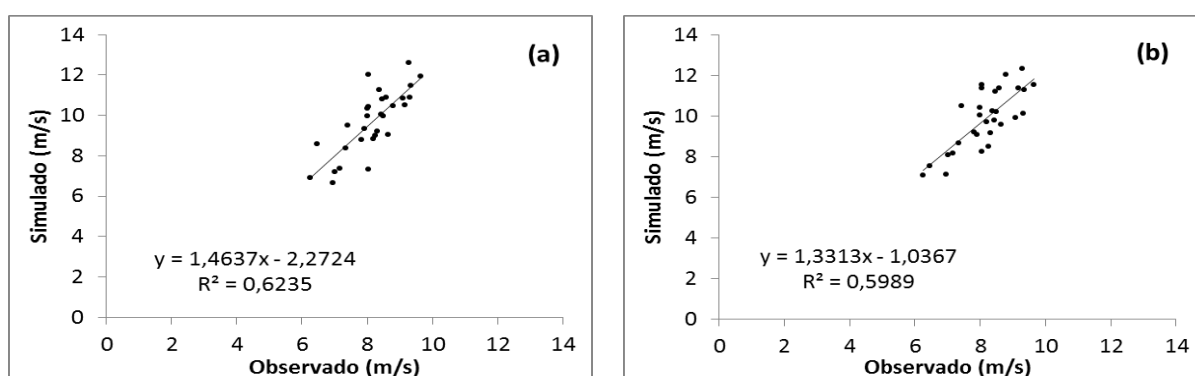


Figura 40 – Correlação linear para o Sertão a 70 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: (a) BRAMS e b) WRF.

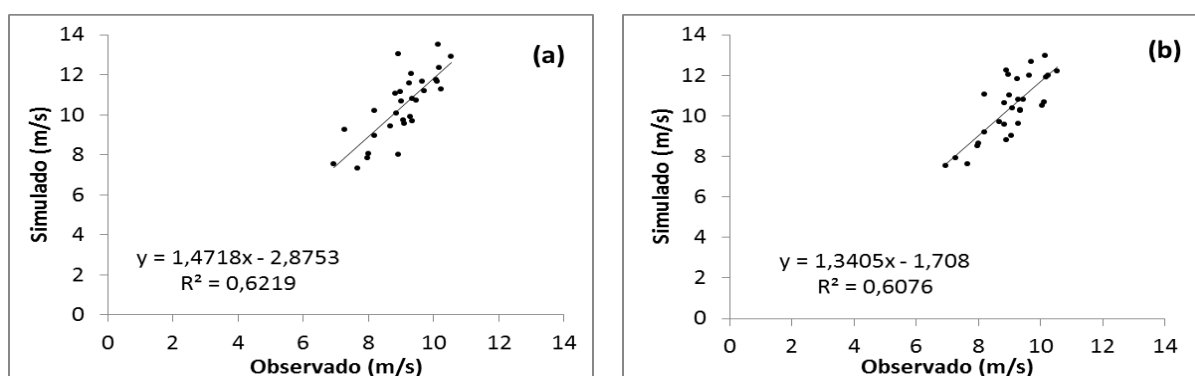


Figura 41 – Correlação linear para o Sertão a 100 m de altura entre dados observados e simulados pelos modelos: (a) BRAMS e b) WRF.

Para verificar se as correlações obtidas entre os dados de vento observados e simulados são significativas, utilizou-se o teste de  $t$  de Student. Com base nos valores de  $t$ , para uma série de dados de 30 dias ( $N=30$ ) com 2 graus de liberdade, e do coeficiente de correlação crítico ( $r_c$ ) contidos na Tabela 3, verifica-se que os coeficientes de correlação ( $r$ ) encontrados são superiores aos valores de  $r_c$  para o nível de significância de 99%. Portanto, todos os coeficientes de correlação obtidos para os dados simulados com ambos os modelos apresentaram significância estatística ao nível de 99%. Logo, pode-se concluir que há evidências estatísticas suficientes para afirmar que as séries de dados observados e as séries de dados simulados pelos dois modelos, estão bem correlacionadas.

Quanto aos erros, os resultados obtidos são mostrados na Tabela 9. Analisando os resultados do Viés, nota-se que a 10 m o BRAMS subestimou os resultados para o Agreste e o Sertão, já o WRF superestimou os resultados para as três localidades. Nota-se também que as maiores e menores diferenças foram encontradas para os resultados do WRF para a Borborema (2,29 m/s) e para o Sertão (0,21 m/s), respectivamente. Esses resultados são notáveis quando se visualizam os gráficos dos ciclos mensais e diários correspondentes as referidas localidades (Figuras 18a e 21a, 19a e 22a). Para 70 e 100 m os modelos superestimam os resultados nas três localidades, exceto o WRF que subestima os valores para o Agreste.

Com relação aos erros absoluto médio (EA) e quadrático médio (EQM), verifica-se que para o Agreste os melhores valores foram encontrados para os resultados do BRAMS a altura de 10 m, nos outros dois níveis de altura os resultados do WRF são melhores. Para a Borborema, tem-se que os piores valores de EA e EQM para as três alturas foram obtidos com o WRF. No caso do Sertão, o WRF obteve os melhores resultados a 10 e 100 m de altura, a 70 m este resultado foi obtido pelo BRAMS. De modo geral, os piores e os melhores valores de EA e EQM foram encontrados a 10 m de altura para os resultados do WRF, sendo os melhores (EA = 0,47 m/s e EQM = 0,61) para o Sertão e os piores (EA = 2,29 m/s e EQM = 2,34 m/s) para a Borborema. Nota-se que neste caso estes valores são mais que o dobro dos valores encontrado para o BRAMS.

Diante do exposto, verifica-se que o BRAMS teve melhor desempenho para a região da Borborema nas três alturas, a 10 m de altura para o Agreste e a 70 m para o Sertão. O WRF mostrou-se melhor a 10 m e a 100 m para o Sertão e a 70 e 100 m para o Agreste.

**Tabela 9** – Índices estatísticos obtidos para as séries de dados observados e simulados para setembro de 2010.

Mesorregião	Altura (m)	Índices Estatísticos					
		BRAMS – OBS			WRF – OBS		
		<i>Viés</i>	EA (m/s)	EQM (m/s)	<i>Viés</i>	EA (m/s)	EQM (m/s)
<b>Agreste</b>	<b>10</b>	-0,42	0,58	0,69	0,67	0,78	0,93
<b>Borborema</b>		0,92	0,92	1,03	2,29	2,29	2,34
<b>Sertão</b>		-0,32	0,54	0,64	0,21	0,47	0,61
<b>Agreste</b>	<b>70</b>	0,70	0,87	1,12	-0,34	0,68	0,86
<b>Borborema</b>		1,47	1,47	1,64	1,81	1,81	1,92
<b>Sertão</b>		1,51	1,58	1,83	1,67	1,67	1,92
<b>Agreste</b>	<b>100</b>	0,82	0,98	1,23	-0,43	0,73	0,93
<b>Borborema</b>		1,29	1,29	1,48	1,45	1,45	1,60
<b>Sertão</b>		1,39	1,48	1,77	1,37	1,39	1,69

Levando em consideração os valores médios de velocidade do vento simulados e os índices obtidos na análise estatística, os resultados obtidos nas simulações aqui apresentadas sugerem que os modelos são capazes de representar o comportamento do vento em média de forma satisfatória apesar da dificuldade que eles apresentam em reproduzir as variações de pequena escala de tempo. Segundo Lima (2011) esta dificuldade pode ser atribuída ao fato de os fatores locais não estarem bem representados dentro do modelo, o que poderia ser corrigido com a utilização de um modelo de microescala, bem como a utilização de dados de superfícies de fontes diferentes dos utilizados neste trabalho, além de melhores resoluções espaciais e com alta qualidade.

## **CAPÍTULO 5**

### **5. CONCLUSÕES**

Diante dos resultados, conclui-se que os menores valores de velocidade média do vento sobre a Paraíba ocorrem no primeiro semestre, ou seja, entre o verão e o outono. Já os maiores valores foram obtidos entre o inverno e a primavera (segundo semestre), em especial na primavera para a qual se obtiveram os valores mais elevados.

Os resultados das simulações sugerem ainda que o vento no interior do Estado, em especial na região da Borborema, tende a ser mais intenso que nas demais regiões tanto no primeiro quanto no segundo semestre.

Com relação ao cenário para o mês de março, o vento sobre a Paraíba apresenta magnitude relativamente baixa nas três alturas analisadas, com velocidade máxima de 6 m/s observada principalmente ao norte da Borborema, para ambos os modelos. Para setembro os modelos apontaram valores máximos duas vezes maiores que aqueles observados para o mês de março, revelando a coerência dos modelos em termos de intensificação/desintensificação dos ventos de acordo com as características sazonais.

No tocante ao perfil vertical, para o Agreste nota-se uma boa concordância entre os perfis estimados com dados do WRF e dados observados. No caso do BRAMS esta concordância existe para as velocidades de até 6 m/s. Para a Borborema e o Sertão percebe-se boa concordância apenas para velocidades abaixo dos 5 m/s, a partir dessa velocidade os modelos apresentam uma tendência em superestimar a velocidade à medida que cresce a altura, sendo o BRAMS ligeiramente menos divergente que o WRF em relação ao perfil observado.

Em ordem decrescente, as densidades de potência média mais elevadas foram as estimadas para o Agreste, Sertão e Borborema. De acordo com a densidade de potência média diária pode-se inferir que, as áreas analisadas dispõem de potencial para geração de energia durante os horários de maior demanda.

Quanto aos ciclos mensais e diários médios obtidos para setembro de 2010, verifica-se que para o Agreste o WRF acompanha as variações de velocidade média de forma mais concisa a 70 m e 100 m de altura, sendo o contrário observado a 10 m, onde o BRAMS apresenta valores em média mais próximos ao observado. Para a Borborema, de forma geral,

os ciclos reproduzidos pelo BRAMS mostraram-se mais próximos dos ciclos observados. Quanto ao Sertão, os dados do BRAMS tende a aproximar-se mais aos ciclos observados a 70 m, ao passo que a 10 e 100 m uma melhor representação dos ciclos é obtida pelo WRF.

No geral, os dados simulados ajustaram-se bem a distribuição de Weibull. Quanto aos coeficientes de determinação e correlação, verifica-se que para o Sertão o BRAMS foi o que apresentou coeficientes mais elevados. No caso do WRF os maiores coeficientes foram encontrados para a Borborema. Diante da interpretação dos erros absoluto e quadrático médio, verifica-se que o BRAMS foi melhor para a região da Borborema nas três alturas, a 10 m de altura para o Agreste e a 70 m para o Sertão, ao passo que o WRF mostrou-se melhor a 10 m e 100 m para o Sertão e a 70 e 100 m para o Agreste.

Como sugestão para trabalhos futuros seria interessante realizar novos experimentos com condições iniciais diferentes das utilizadas aqui, além de melhores dados de superfície. Seria interessante também investigar as melhorias obtidas em experimentos realizados com alta resolução, bem como a utilização de modelos de microescala para detectar fenômenos que ocorrem em pequenos intervalos de tempo.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIVEN, C.; PALMA, J.M.L.M.; BRADY, O. High-frequency Field measurements and time-dependent computational modelling for Wind turbine siting. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**. v. 99, p. 123–129, 2011.

ALESSANDRINI, S.; DECIMI, G.; PALMIERI, L.; FERRERO, E. A wind power forecast system in complex topographic conditions. **In: European Wind Energy Conference & Exhibition – EWEC 2009**. Disponível em <[http://www.ewec2009proceedings.info/allfiles2/303\\_EWEC2009presentation.pdf](http://www.ewec2009proceedings.info/allfiles2/303_EWEC2009presentation.pdf)>. Acesso em: 10 nov. 2009.

AL-YAHYAI, S.; CHARABI, Y.; GASTLI, A. Review of the use of Numerical Weather Prediction (NWP) Models for wind energy assessment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, pg. 3192–3198, 2010.

ANEEL: **Energia Eólica**. Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia\\_Eolica\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia_Eolica(3).pdf)>. Acesso em: 22 de mar. 2009.

ANEEL: **Banco de Informações de Geração: BIG**, 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoGeracaoTipo.asp?tipo=7&ger=Outros&principal=E%C3%B3lica>>. Acesso: em 29 jan. 2013.

BARTHELMIE, R.J.; BADGER, J.; PRYOR, S.C.; HASAGER, C.B.; CHRISTIANSEN, M.B.; JØRGENSEN, B.H. Offshore Coastal Wind Speed Gradients: issues for the design and development of large offshore windfarms. **Wind Engineering**, v. 31, n. 6, P 369–382, 2007.

BENELLI, S.L.; DORWEILER, R.P.; PROCOPIAK, L.A.J. Evolução tecnológica do mapeamento do potencial eólico. **In: XIV Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto**, Natal - RN, Brasil, 25-30 Abril 2009. Anais, p. 3567-3573, 2009.

BENTO, P.B.; CAVALCANTI, E.P. Comportamento do Vento à Superfície na Paraíba e Correlação com outras Estações do Nordeste do Brasil. **In: VIII Congresso Brasileiro de Meteorologia**, Belo Horizonte – MG, 1994. Disponível em: <<http://www.cbmet.com/cbm-files/20-be528c140bded389e1ae8b825a2b659f.doc>>. Acesso: em 11 jul. 2011.

BOYLE, G. Power for a sustainable future. **Renewable Energy**. New York: Oxford University Press, 1996.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balanco energético nacional - BEN**. Brasília: MME, 2012.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética – **MME/EPE**: Plano Decenal de Expansão de Energia 2021. Brasília, 2012. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2012/Relatxrio\\_PDE2021\\_ConsultaPxblica.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2012/Relatxrio_PDE2021_ConsultaPxblica.pdf)>. Acesso: em 09 jan. 2013.

BRUNI, A.L. **Estatística aplicada à gestão empresarial**. São Paulo: Atlas, 396 p, 2007.

CADENAS, E.; RIVERA, W. Wind speed forecasting in three different regions of Mexico, using a hybrid ARIMA e ANN model. **Renewable Energy**. v. 35, p. 2732-2738, 2010.

CAMELO, H.N.; DE MARIA, P.H.S.; CARVALHO, P.C.M.; PEREIRA, T.B. Métodos de Extrapolação de Velocidade do Vento para Regiões Litorâneas do Nordeste Brasileiro. **In**: XVI Congresso Brasileiro de Meteorologia, Belém, Pará, 13 - 17 de Setembro, 2010. Disponível em: <[http://www.cbmet2010.com/anais/artigos/474\\_65917.pdf](http://www.cbmet2010.com/anais/artigos/474_65917.pdf)>. Acesso em: 4 jan. 2013.

CARVALHO, P. **Geração eólica**. Imprensa universitária, 146 pp. 2003.

CARVALHO, D.J.S. **Optimização do modelo numérico de previsão do tempo WRF no contexto de previsão e produção de energia eólica**. 53f. Dissertação (Mestrado em Meteorologia e Oceanografia Física) - Universidade de Aveiro, 2009.

CASTRO, R.M.G. Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à Energia Eólica. 1ª ed. Universidade Técnica de Lisboa, 2003.

CHAGAS, G.O.; GUEDES, R.A.; MANSO, M.D.O. Estimating wind resource using mesoscale modeling. **In**: European Wind Energy Conference – EWEC 2009. Disponível em <[http://www.ewec2009proceedings.info/allfiles2/638\\_EWEC2009presentation](http://www.ewec2009proceedings.info/allfiles2/638_EWEC2009presentation)>. Acesso em: 09 jun. 2011.

CHANG, T.P. Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy application. **Applied Energy**, v. 88, p. 272–282, 2011.

CHEN, F. COTTON, W.R. A one-dimension simulation of the stratocumulus capped mixed layer. **Boundary- Layer Meteorology**, v. 25, p. 289-321, 1983.

CHOU, S.C.; NETO, A.C.P.; CHAGAS, D.J.; LYRA A.A.; PERREIRA, E.B. Mapeamento eólico para o Nordeste. **In**: XIV Congresso Brasileiro de Meteorologia, Florianópolis – SC, 2006. Disponível em <<http://www.cbmet.com/cbm-files/14-b5083ce96ba12f016f05f19a8507a94b.pdf>>. Acesso: em 18 jun. 2011.

COLLIER, D.A.F. **Modelagem e controle de retificadores PWM trifásicos conectados a geradores síncronos a ímãs permanentes em sistemas de conversão de energia eólica.** 378f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2011.

CONSTANTINESCU, E.M.; ZAVALA, V.M.; ROCKLIN, M.; LEE, S.; ANITESCU, M. A Computational Framework for Uncertainty Quantification and Stochastic Optimization in Unit Commitment With Wind Power Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, nº 1, p. 431-441, 2011.

CUNHA, E.B.A.C.; LEAL JUNIOR, J.B.V.; ALMEIDA, G.P. Sensibilidade do modelo RAMS à parametrização de turbulência na simulação de vento em região serrana. **In: XV Congresso Brasileiro de Meteorologia**, 2008, São Paulo. Anais Eletrônicos. Rio de Janeiro: SBMET, 2008.

CUSTÓDIO, R.S. **Energia eólica para produção de energia elétrica.** Rio de Janeiro, 2007.

CUSTÓDIO, R.S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica.** 577p. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

DE MARIA, P.H.S.; COSTA, A.A.; SOMBRA, S.S. Simulação de ventos em alta resolução no litoral do Ceará. **In: XIV Congresso Brasileiro de Meteorologia**, Florianópolis – SC, 2006. Disponível em <<http://www.cbmet.com/cbm-files/14-f67bf807c58e4b3b283c414f55b9de4b.pdf>>. Acesso em: 12 jul. 2011.

DE MARIA, P.H. S **Modelagem numérica em alta resolução para previsão de geração de energia eólica no Ceará.** 123f. Dissertação (Mestrado em Ciências Físicas Aplicadas) – Universidade Estadual do Ceará, 2007.

DE MARIA, P.H.S.; COSTA, A.A.; SOMBRA, S.S. Modelagem numérica em alta resolução para previsão de geração de energia eólica no Ceará. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v.23, n.4, p. 477-489, 2008.

DECICINO, R. A força dos ventos pode reduzir efeito estufa, 2009. Disponível em <<http://educacao.uol.com.br/geografia/energia-eolica.jhtm>>. Acesso em: 22 de mar. 2009.

DEVORE, J.L. **Probabilidade e estatística para engenharia e ciência.** São Paulo: Thomson Pioneira, 706 p., 2006.

DIAS, J.R. **Modelo de transformação de energia eólica num fluxo de água com alta pressão para dessalinização por osmose reversa ou/e geração de eletricidade.** 221 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2010.



DOYLE, J.D.; SHAPIRO, M.A. Flow response to largescale topography: The greenland tip jet. **Tellus**, 51a, 728–748. 1999.

DURISIC, Z.; MIKULOVIC, J. A model for vertical wind speed data extrapolation for improving wind resource assessment using WAsP. **Renewable Energy**, v. 41, 407-411, 2012.

EWEA: The European Wind Energy Association – Wind Energy Factsheets by The European Wind Energy Association – 2010. Disponível em <[http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/factsheets/Factsheets.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/factsheets/Factsheets.pdf)>. Acesso em: 3 jan. 2013.

FAGBENLE, R.O.; KATENDE, J.; AJAYI, O.O.; OKENIYI, J.O. Assessment of wind energy potential of two sites in North-East, Nigéria. **Renewable Energy**, v. 36, p. 1277-1283, 2011.

FERREIRA, A.G.; MELLO, N.G.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**, v. 1, n. 1, p. 15-28, 2005.

FERREIRA, J.C.C. **Aplicação do controle vetorial e teoria PQ no controle de aerogeradores conectados a rede elétrica**. 112f. Dissertação (Mestrado em Ciências em engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

GABRIEL FILHO, L.R.A.; CREMASCO, C.P.; SERAPHIM, O.J.; CAGNON, J.A. Caracterização do comportamento eólico da região de Botucatu-SP através da distribuição de Weibull. **In: AGRENER GD 2008 - 7º Congresso Internacional Sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural**, 2008, Fortaleza/CE. Disponível em: <<http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/anais/2008/Artigos/49.pdf>>. Acesso em: 14 mar. 2011.

GARCIA, A.; TORRES, J.L.; PRIETO, E.; DE FRANCISCO, A. Fitting wind speed distributions: A case study. **Solar Energy**. v.62, n.2, p.139-144, 1998.

GAZZILLI, G.; PALMIERI, S.; SIANI, A.M.; CASALE, G.R. In search of mountain sites suitable for wind farms in the Mediterranean area using a diagnostic wind model. **Meteorological Applications**. v. 8, p. 205–208, 2001.

GIEBEL, G.; LANDBERG, L.; BADGER, J.; SATTLER, K.; FEDDERSEN, H.; NIELSEN, T.S.; NIELSEN, H.A.; MADSEN, H. Using ensemble forecasting for wind power. **In: Preprint from the EWEC**, Madrid, Spain, 16-20 de Junho de 2003.

GIEBEL, G.; LANDBERG, L.; MÖNNICH, K.; WALDL, H.P. Relative Performance of different Numerical Weather Prediction Models for Short Term Prediction of Wind Energy. **In: Proceedings of the European Wind Energy Conference**, Nice, France, 1-5 de Março de 1999.

GOMES FILHO, M.F.; CEBALLOS, C.J.; LACERDA, L.M.M. Um Estudo da Intensificação do Vento Próximo a Superfície no Verão do Estado da Paraíba. **In:** Congresso Brasileiro de Meteorologia, Salvador - BA, 1990. Anais v. 2, p. 603-607, 1990.

GRELL, G.A.; DEVENYI, D. A new approach to parameterizing convection using ensemble and data assimilation techniques. **Geophysical Research Letters**. v. 29, 1693, 2002.

GUERRINI, I.M. Fontes Alternativas de Energia, 2001. Disponível em <[http://fisica.cdcc.sc.usp.br/olimpiadas/01/artigo1/fontes\\_eletrica.html](http://fisica.cdcc.sc.usp.br/olimpiadas/01/artigo1/fontes_eletrica.html)>. Acesso em: 23 jan. 2013.

HALLDIN, M. Intertropical Convergence Zone. **Wikipédia**, 13 Dezembro 2006. Disponível em: <[http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:ITCZ\\_january-july.png](http://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:ITCZ_january-july.png)>. Acesso em: 20 Jan 2013.

HASTENRATH, S.; HELLER, L. Dynamics of climatic hazards in Northeast Brazil. **Quartely Journal Royal Meteorological Society**, **103**, 77-92, 1977.

HENNESSEY Jr, J.P. Some aspects of wind power statistics. **Journal of Applied Meteorology**, v. 16, n. 2, p. 119-128, 1977.

HIMRI, Y.; HIMRI, S.; STAMBOULI, A.B. Wind power resource in the south-western region of Algeria. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, p. 554–556, 2010.

HONG, S.Y.; NOH, Y.; DUDHIA, J. A new vertical diffusion package with an explicit treatment of entrainment processes. **Mon. Wea. Rev.** 134, p. 2318–234, 2006.

HOWARD, T.; CLARK, P. Correction and downscaling of NWP wind speed forecasts. **Meteorological Applications**, v. 14, p. 105-116, 2007.

IBGE. Área Territorial Brasileira. 2010. Disponível em:< <http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/areaterritorial/principal.shtm>>. Acesso em: 05 jan. 2013.

JANKE, J.R. Multicriteria GIS modeling of wind and solar farms in Colorado. **Renewable Energy**. v. 35, p. 2228-2234, 2010.

JERVELL, J.T. **Estudo da influência das características do vento no desempenho de aerogeradores**. 87f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica) – Universidade do Porto, 2008.

JIANG, Y.; SONG, Z.; KUSIAK, A. Very short-term wind speed forecasting with Bayesian structural break model. **Renewable Energy**, v. 50, p. 637-647, 2013. Disponível em <[http://www.engineering.uiowa.edu/~ankusiak/journal-papers/RenEner\\_2013.pdf](http://www.engineering.uiowa.edu/~ankusiak/journal-papers/RenEner_2013.pdf)>. Acesso em: 20 jan. 2013.

JIMENEZ, B.; DURANTE, F.; LANGE, B.; KREUTZER, T.; TAMBKE, J. Offshore wind resource assessment with WApS and MM5: comparative study for the German Bight. **Wind Energy**, v. 10, pg. 121–134, 2007. DOC:10.1002/we.212.

JUSTUS, C.G.; HARGRAVES, W.R.; MIKHAIL, A.; GRABER, D. Methods for estimating wind speed frequency distributions. **Journal of Applied Meteorology**, v. 17, n. 3, p. 350-353, 1978.

KOUSKY, V.E.; CHU, P.S. Fluctuations in annual rainfall for Northeast Brazil. **Journal of the Meteorological Society of Japan**, **57**, 457-465, 1978.

KUO, H.L. On formation and intensification of tropical cyclones through latent heat convection on large-scale flow. **Journal of the Atmospheric Sciences**, v. 22, p. 40-63, 1965.

KUO, H.L. Further studies of the parameterization of the influence of cumulus convection on large-scale flow. **Journal of the Atmospheric Sciences**, v. 31, p. 1232-1240, 1974.

LAYTON, J. Como funciona a energia eólica. 2009. Disponível em: <[http://www.fiec.org.br/artigos/energia/energia\\_eolica.htm](http://www.fiec.org.br/artigos/energia/energia_eolica.htm)> Acesso em: 08 jan. 2013.

LAZIC, L.; PEJANOVIC, G.; ZIVKOVIC, M. Wind forecasts for wind power generation using the Eta model. **Renewable Energy**, v. 35, p. 1236–1243, 2010.

LEAL JUNIOR, J.B.V. Estudo da variabilidade temporal do vento no Estado do Ceará para identificação de padrões de circulação local. In: XIV Congresso Brasileiro de Meteorologia, Florianópolis – SC, 2006. Disponível em: <<http://www.cbmet.com/cbm-files/14-4e8a697081567a01c0563883c0c5ed5a.pdf>>. Acesso em: 16 jul. 2011.

LIMA, F.J.L. **Avaliação do potencial eólico no Estado da Paraíba: um estudo observacional e numérico**. 80f. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) – Universidade Federal de Campina Grande, 2011.

LIMA, F.J.L.; CAVALCANTI, E.P.; SOUZA, E.P.; SILVA, E.M. Evaluation of the Wind Power in the State of Paraíba Using the Mesoscale Atmospheric Model Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modelling System. **ISRN Renewable Energy**, v. 2012, p. 16, 2012. Disponível em <<http://www.hindawi.com/isrn/re/2012/847356/>> Acesso em: 28 dez. 2012.

LIMA, L.A.; BEZERRA FILHO, C.R. Wind energy assessment and wind farm simulation in Triunfo – Pernambuco, Brazil. **Renewable Energy**, v. 35, p. 2705-2713, 2010.

LIN, Y.L.; FARLEY, R.D.; ORVILLE, H. D. Bulk parameterization of the snow field in a cloud model. **J. Climate Appl. Meteor.**, 22, 1065–1092, 1983.

LIRA, M.A.T. **Estimativa dos recursos eólicos no litoral cearense usando a teoria da regressão linear**. 85f. Dissertação (Mestrado em Ciências Físicas Aplicadas) – Universidade Estadual do Ceará, 2009.

LOPES, A.M.G. **Windstation Version 2.0.6 User's Manual**. EasyCFD. Coimbra. 2010.

LOUKA, P.; GALANIS, G.; SIEBERT, N.; KARINIOTAKIS, G.; KATSAFADOS, P.; PYTHAROULIS I.; KALLOS, G. Improvements in wind speed forecasts for wind power prediction purposes using Kalman filtering. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**. v. 96, p. 2348– 2362, 2008.

LUCENA, A.F.P.; SZKLO, A.S.; SCHAEFFER, R.; DUTRA, R.M. The vulnerability of wind power to climate change in Brazil. **Renewable Energy**, v. 35, p. 904-912, 2010. Disponível em <[http://ac.els-cdn.com/S0960148109004480/1-s2.0-S0960148109004480main.pdf?\\_tid=139d04d2-4ad1-11e2-951000000aab0f01&acdnat=1356027441\\_a483bc5fed08c4f90ab0ff74fb75121f](http://ac.els-cdn.com/S0960148109004480/1-s2.0-S0960148109004480main.pdf?_tid=139d04d2-4ad1-11e2-951000000aab0f01&acdnat=1356027441_a483bc5fed08c4f90ab0ff74fb75121f)>. Acesso em: 20 dez. 2012.

MABEL, M.C.; FERNANDEZ, E. Analysis of wind power generation and prediction using ANN: A case study. **Renewable Energy**, v. 33, p. 986–992, 2008.

MANWELL, J.F.; MCGOWAN, J.G.; ROGERS, A.L. *Wind energy explained*. New York: Wiley, 2002. 569 p.

MARCHI, A. C. **Estudo do vento para o Estado de Alagoas utilizando o modelo regional WRF: testes de parametrizações da camada limite planetária**. 67f. TCC (Bacharelado em Meteorologia) – Universidade Federal de Alagoas, 2011.

MARIANO NETO, B. *Geografia: Textos, Contextos e Pretextos para o Planejamento Ambiental*. 1ª ed. – Guarabira/Pb: Gráfica São Paulo, 2003.

MARINHO, L.S. **Abastecimento d'água em pequenos aglomerados urbanos do estado da Paraíba**. 58f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Urbana) – Universidade Federal da Paraíba, 2006.

MARQUES, J. **Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação**. 158f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, 2004.

MATHABA, T.; MPHULO, M.; LETUMA, M. Velocity and power density analysis of the wind at Let\_seng-la-terae in Lesotho. **Renewable Energy**, v. 46, p. 210-217, 2012.

MELO, C.M.N.; LEAL JUNIOR, J.B.V.; VASCONCELOS JÚNIOR, F.C.; LIMA, D.K.S.; MELO, F.D.C. Modelagem numérica regional para avaliação do potencial eólico no vale do Rio Jaguaribe. **In:** XVI Congresso Brasileiro de Meteorologia, Belém, Pará, 13 - 17 Setembro, 2010. Disponível em: <[http://www.cbmet2010.com/anais/artigos/439\\_84823.pdf](http://www.cbmet2010.com/anais/artigos/439_84823.pdf)>. Acesso em: 1 ago. 2012.

MELLOR, G. YAMADA, T. Desenvolvimento de um modelo de fechamento de turbulência para uso em problemas de fluidos geofísicos. **Reviews of Geophysics and Space Physics**, v. 20, p. 851-857, 1982.

MENEZES, H.E.A. **Influência da Zona de Convergência Secundária do Atlântico Sul Sobre a Ocorrência de Precipitação no Leste do Nordeste Brasileiro**. 103p. Tese (Doutorado em Meteorologia) – Universidade Federal de Campina Grande, 2010.

MIRANDA, P.M.A.; RODRIGUES, A; FERREIRA, J.P.; VALENTE, M.A.C.O.; PALMA J.L. “Simulação do potencial eólico em terreno complexo utilizando um modelo de mesoscala (Numerical simulation of the wind energy potential in complex terrain). **In:** 3ª Assembleia da Associação Portuguesa de Meteorologia e Geofísica, Aveiro, 2003.

MLAWER, E.J.; TAUBMAN, S.J.; BROWN, P.D.; IACONO, M.J.; CLOUGH, S.A. Radiative transfer for inhomogeneous atmosphere: RRTM, a validated correlated-k model for the longwave. **J. Geophys. Res.**, v. 102 (D14), 16663–16682, 1997.

MOLINARI, J. A general form of Kuo's cumulus parameterization. **Monthly Weather Review**, v. 113, p. 1411-1416, 1985.

MOLINARI, J.; CORSETTI, T. Incorporation of cloud-scale and mesoscale downdrafts into a cumulus parameterization: Results of one- and three-dimensional integrations. **Monthly Weather Review**, v. 113, p. 485-501, 1985.

MOORE, G.W.K.; RENFREW, I.A. Tip jets and barrier winds: a quikscat climatology of high wind speed events around Greenland. **Journal of Climate**, v.18, pp. 3713 – 3725, 2005.

NÓBREGA, R.S.; MELO, E.C.S.; ARAÚJO, J.A.P.; NETO, A.C.P.; SARAIVA, F.A.M.; SOARES, D.B. Um estudo observacional de vento à superfície na cidade de Campina Grande – PB. **In:** XI Congresso Brasileiro de Meteorologia, Rio de Janeiro - RJ, 2000.

OLIVEIRA, S.S. **Implementação de um esquema de convecção rasa baseado em fechamento de primeira ordem no BRAMS**. 78f. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2009.

PATEL, M.R. **Wind and solar power systems**. Boca Raton, Florida, EUA, 1999.

PEREIRA, A.C.C. **Estudo dos Ventos no Rio Grande do Sul e Simulação para um Ciclone Extratropical usando o Modelo MM5**. 161f. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) – Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2008.

PEREIRA, E.B.; MARTINS, F.R.; PES, M.P.; SEGUNDO, E.I.C.; LYRA, A.A. The impacts of global climate changes on the wind power density in Brazil. **Renewable Energy**, v. 49, p. 107-110, 2013. Disponível em <[http://ac.els-cdn.com/S096014811200064X/1-s2.0-S096014811200064X-main.pdf?\\_tid=0029331e-4acf-11e2-a640-00000aab0f6c&acdnat=1356026549\\_6bd58594cfa80e4af0d727a92cbb3000](http://ac.els-cdn.com/S096014811200064X/1-s2.0-S096014811200064X-main.pdf?_tid=0029331e-4acf-11e2-a640-00000aab0f6c&acdnat=1356026549_6bd58594cfa80e4af0d727a92cbb3000)>. Acesso: em 20 jan. 2013.

PIELKE, R.A.; COTTON, W.R.; WALKO, R.L.; TREMBACK, C.J.; LYONS, W.A.; GRASSO, L.D.; NICHOLS, M.E.; MORAN, M.D.; WESLEY, D.A.; LEE, T.J.; COPELAND, J.H. A comprehensive meteorological modeling system - RAMS. **Meteorological and Atmospheric Physical**, v.49, p. 69-91, 1992.

PINSON, P.; KARINIOTAKIS, G. On-line Assessment of Prediction Risk for Wind Power Production Forecasts. **Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition**, Madrid, Spain, 16-19 June 2003.

PINTO, L.I.C.; MORAES, M.; MARTINS, F.; PEREIRA, E.B.; FISCH, G.F.; SILVA, A.; LYRA, R. Avaliação do Modelo BRAMS para Estimativa do Vento Médio para o Aproveitamento da Energia Eólica. In: XVI Congresso Brasileiro de Meteorologia, Belém, Pará, 13 – 17 Setembro, 2010. Disponível em <[http://www.cbmet2010.com/anais/artigos/382\\_66865.pdf](http://www.cbmet2010.com/anais/artigos/382_66865.pdf)>. Acesso em: 25 Out 2010.

PRYOR, S.C.; SCHOOF, J.T.; BARTHELMIE, R.J. Climate change impacts on wind speeds and wind energy density in northern Europe: empirical downscaling of multiple AOGCMs. **Climate Research**, v. 29, p. 183–198, 2005.

RASILA, M. **Torque and Speed Control of a Pitch Regulated Wind Turbine**. 67f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2003.

RAMOS, D.N.S. **Mapeamento eólico do Estado de Alagoas utilizando ferramentas computacionais e dados observados**. 124f. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) – Universidade Federal de Alagoas, 2012.

REN, D. Effects of global warming on wind energy availability. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**. v. 2, 052301, 2010. [doi:10.1063/1.3486072].

RIBEIRO, C.M.F. **Circuito de Interface para Ligação de um Gerador Eólico à Rede**. 96f. Dissertação (Mestrado Escola de Engenharia) – Universidade do Minho, 2008.

RODRIGO, M. Produção de energia supera consumo. **Correio da Paraíba**, João Pessoa, 02 abril 2012. Disponível em <<http://www.interjornal.com.br/noticia.kmf?cod=13308159>>. Acesso em: 29 jan. 2013.

RODRIGUEZ, J.L. *Atlas Escolar da Paraíba*. 3ª ed., João Pessoa: Editora Grafset, 2002.

ROHATGI, J.S. **Wind characteristics**: An analysis for the generation of wind power. 1ª. ed. Canyon: Alternative Energy Institute, West Texas A&M University, 1994. ISBN 0808714783.

ROULSTON, M.S.; KAPLAN, D.T.; HARDENBERG, J.; SMITH L.A. Using medium-range weather forecasts to improve the value of wind energy production. **Renewable Energy**, v. 28, p. 585–602, 2003.

ROY, S.B.; PACALA, S.W.; WALKO, R.L. Can large wind farms affect local meteorology? **Journal of Geophysical Research-Atmospheres**. v. 109, n. D19, D19101, 2004.

RÜNCOS, F.; CARLSON, R.; KUO-PENG, P.; VOLTOLINI, H.; BATISTELA, N.J. Geração de Energia Eólica Tecnologias Atuais e Futuras. **Revista Eletricidade Moderna**, Brasil, v. 1, Mar. 2005.

SACRAMENTO, E.M.; CUNHA, E.B.A.C.; LEAL JÚNIOR, J.B.V.; COSTA, A.A. Estudo preliminar sobre o potencial eólico das regiões serranas do Ceará. **In**: XIV Congresso Brasileiro de Meteorologia, Florianópolis – SC, 2006. Disponível em <<http://www.cbmet.com/cbm-files/14-f19df559cd3b9801c3791c1e514626af.pdf>>. Acesso em: 10 jul. 2011.

SAFARI, B.; GASORE J. A statistical investigation of wind characteristics and wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda. **Renewable Energy**, v. 35, p. 2874-2880, 2010.

SANTOS, W.L. **Um controle supervisor de centrais eólicas para solucionar problemas de integração elétrica**. 90f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Pernambuco, 2006.

SAUER, I.L.; QUEIROZ, M.S.; MIRAGAYA, J.C.G.; MASCARENHAS, R.C.; JÚNIOR, A.R.Q. Energias Renováveis: **Ações e Perspectivas na Petrobras**. Análise e Dados. Salvador, Bahia. v.16, n.01, 9-22. 2006.

SHIMADA, S.; OHSAWA, T.; YATSU, K. A study on the ability of mesoscale model MM5 for offshore wind resource assessment in Japanese coastal waters. **In**: European Wind Energy Conference - EWEC 2009. 2009. Disponível em <[http://www.ewec2009proceedings.info/allfiles2/460\\_EWEC2009presentation.pdf](http://www.ewec2009proceedings.info/allfiles2/460_EWEC2009presentation.pdf)> Acesso em: 9 jun. 2011.

SILVA, B.B.; ALVES, J.J.A.; CAVALCANTI, E.P.; DANTAS, R.T. Potencial eólico na direção predominante do vento no Nordeste brasileiro. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, v.6, n.3, p.431-439, Campina Grande-PB, 2002.

SILVA, G.R. **Características de Vento da Região Nordeste**. 141f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Pernambuco, 2003.

SILVA, J.C.M. **Geradores Eléctricos para Aproveitamentos de Energias Renováveis**. 157f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Energia) – Universidade do Porto, 2008.

SILVA, N.F.; ROSA, L.P.; ARAÚJO, M.R. The utilization of Wind energy in the Brazilian electric sector's expansion. **Renew. Sust. Energ. Rev.**, v 9, p. 289-309, 2005.

SILVA, T.L.V. **Análise da sensibilidade da parametrização de microfísica e cúmulos do modelo WRF: Estudo de caso dos dias 15 e 16 de maio de 2009 em Alagoas**. TCC (Meteorologia) – Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2009.

SILVA, T.L.V.; OLIVEIRA, S.S.; STUDZINSKI, C. Estimativa do Potencial Eólico utilizando modelos de mesoescala – Parte 1: Magnitude do vento. **In: XVII Congresso Brasileiro de Meteorologia**, Gramado, Rio Grande do Sul, 23-28 Setembro, 2012. Anais Eletrônicos. Gramado-RS, 2012.

SILVA, R.; CALIXTO, R.; FERREIRA, P. Tecnologia das Energias Renováveis: *Energia Eólica* - Turbinas Axiais de Eixo Horizontal de Potência Elevada. 2007. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAZr8AE/energia-eolica>>. Acesso em: 15 mai. 2011.

SILVEIRA, S.R. **Geração descentralizada de energia através de fonte alternativa**. 55f. Monografia (Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2011.

SMAGORINSKY, J. General Circulation Experiments with the Primitive Equations. I-The Basic Experiment. **Monthly Weather Review**, v. 91, n. 3, p. 99-164, mar. 1963.

SOLÓRZANO, Y.C.; TRASHORRAS, A.J.G.; BERNAT, J.X. Analytical methods for wind persistence: Their application in assessing the best site for a wind farm in the State of Veracruz, Mexico. **Renewable Energy**, v. 35, p. 2844-2852, 2010.

SOUZA, E.P. **Estudos teóricos e numéricos da relação entre convecção e superfície heterogêneas na região Amazônica**. 121f. Tese (Doutorado em Meteorologia) – Universidade de São Paulo, 1999.



SUKEGAWA, H.; ISHIHARA, T.; YAMAGUCHI, A.; FUKUMOTO, Y. An Assessment of Offshore Wind Energy Potential Using Mesoscale Model. **In:** European Wind Energy Conference - EWEC 2006. 2006. Disponível em <[http://www.ewec2006proceedings.info/allfiles2/0704\\_Ewec2006fullpaper.pdf](http://www.ewec2006proceedings.info/allfiles2/0704_Ewec2006fullpaper.pdf)>. Acesso em: 06 jun. 2011.

SUN, C.Y.; TAO, S.W.; LUO, Y.; WANG, S.G.; SONG, L.L. Land-sea breeze and the application of wind profile in the wind speed forecasting to wind farm along the coast. **Chinese Journal of Geophysics-Chinese Edition**, v. 52, n. 3, p. 630-636, 2009.

UCHIDA, T.; OHYA, Y. Micro-siting technique for wind turbine generators by using large-eddy simulation. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 96, p. 2121–2138, 2008.

UVO, C.R.B.; NOBRE, C.A. A Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) e a precipitação no norte do Nordeste do Brasil. Parte II: A Influência dos Ventos e TSM do Atlântico Tropical. **Climanálise**, Vol. 4, n. 10, 39 – 48, 1989.

VALENÇA, D.A.A. **Proposição de uma metodologia para a avaliação do aproveitamento da energia eólica em ambiente urbano**. 130f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Pernambuco, 2010.

VIANELLO, R.L.; ALVES, A.R. **Meteorologia básica e aplicações**. Viçosa: UFV, 3ª edição, p. 255, 2004.

WAINER, I.; TASCHETTO, A. Climatologia na região entre o Cabo de São Tomé (RJ) e o Chuí (RS). O diagnóstico para os períodos relativos aos levantamentos pesqueiros do programa revizee. **In:** ROSSI-WONGTSCHOWSKI, C.L.B. MADUREIRA, L.S.P. (Org) **O ambiente oceanográfico da plataforma continental e do talude na região sudeste-sul do Brasil**. Ed. USP, São Paulo, p. 121-160, 2006.

WALDL, H.P.; GIEBEL, G. Einfluss des dänischen und des deutschen Wettervorhersagemodells auf die Qualität einer 48-Stunden-Windleistungsprognose. **In:** Deutsche Windenergiekonferenz - DEWEK 2000, Wilhelmshaven (DE), 7-8 de Jun. 2000a.

WALDL, H.P.; GIEBEL, G. The Quality of a 48-Hours Wind Power Forecast Using the German and Danish Weather Prediction Model. **In:** Wind Power for the 21st Century, EUWEC Special Topic Conference, Kassel (DE), 25-27 de Set. 2000b.

WALKO, R.L.; COTTON, W.R.; MEYERS, M.P.; HARRINGTON, J.Y. New RAMS cloud microphysics parameterization part I: The single-moment scheme. **Atmospheric Research**, v. 38 (14), p. 29-62, 1995.

WANG, X.; GUO, P.; HUANG, X. A Review of Wind Power Forecasting Models. **Energy Procedia**, v. 12, p. 770-778, 2011.

WEBER, R.L.; BUCKNER, M.; WEBER, J. Statistical Performance of several mesoscale atmospheric dispersion models. **Journal of Applied Meteorology**, NOAA Central Library, Department of Commerce, v. 21, n. 11, 1633-1644, 1982.

YIM, S.H.L.; FUNG, J.C.H.; LAU, A.K.H. Mesoscale Simulation of Year-to-Year Variation of Wind Power Potential over Southern China. **Energies**, v. 2, pg. 340-361. Canadá, 2009. doi:10.3390/en20200340.