

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

IMPACTO DA ALTURA DE AEROGERADORES SOBRE A VELOCIDADE DO VENTO,
ENERGIA, EFEITO DE ESTEIRA E INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA: ESTUDOS DE
CASO EM TRÊS PROJETOS EÓLICOS LOCALIZADOS NO BRASIL

por

Maurício Vieira da Rocha Pereira

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, fevereiro de 2016

IMPACTO DA ALTURA DE AEROGERADORES SOBRE A VELOCIDADE DO VENTO,
ENERGIA, EFEITO DE ESTEIRA E INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA: ESTUDOS DE
CASO EM TRÊS PROJETOS EÓLICOS LOCALIZADOS NO BRASIL

por

Maurício Vieira da Rocha Pereira
Engenheiro Mecânico

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da
Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos
requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof^ª. Dr^ª. Adriane Prisco Petry

Aprovada por:

Dr^ª. Jussara Maria Leite Mattuella, LAC/UFRGS

Prof. Dr. Luiz Alberto Oliveira Rocha, PROMEC/UFRGS

Prof^ª. Dr^ª. Thamy Cristina Hayashi, PROMEC/UFRGS

Prof. Dr. Luiz Alberto Oliveira Rocha
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 15 de fevereiro de 2016

*À família, responsável
por minhas conquistas.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço aos meus pais pelo suporte emocional e base educacional que a mim foram proporcionados.

Agradeço também ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, ao Instituto Nacional de Meteorologia e a Global Modeling and Assimilation Office (GMAO), pelo fornecimento dos dados públicos utilizados neste estudo.

À professora orientadora Adriane Prisco Petry pelos esclarecimentos necessários durante a execução do trabalho.

Ao Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul por proporcionar a extensão em minha formação.

Por fim, agradeço à empresa DNV GL e ao meu amigo Frederico Tilman por tornarem esta pesquisa possível através da flexibilização dos horários comerciais de trabalho.

A todos os envolvidos, muito obrigado.

*“Because the people who are crazy
enough to think they can change
the world are the ones who do.”*

Steve Jobs

RESUMO

O setor eólico está em processo de consolidação no Brasil desde o início dos anos 2000, e oportunidades de pesquisas e desenvolvimento estão presentes em todas as etapas do processo. Este trabalho apresenta uma relação entre os parâmetros de velocidade do vento, energia, efeito de esteira e intensidade de turbulência com diferentes alturas de turbinas existentes no mercado brasileiro, em três regiões distintas, Triunfo/PE, São João do Cariri/PB e São Martinho da Serra/RS. A finalidade do trabalho é auxiliar os desenvolvedores e os investidores de parques eólicos na tomada de decisão sobre as alturas de aerogeradores a serem consideradas em seus projetos eólicos, antecipando a avaliação criteriosa do recurso eólico local. Para tal, primeiramente são citadas referências de trabalhos similares disponíveis na literatura bem como é realizada a fundamentação teórica do estudo com as principais equações e modelos utilizados na área. A metodologia do cálculo é teórica e aplicada às ferramentas computacionais do WAsP para a modelagem do vento e do WindFarmer para avaliar a produção de energia elétrica, com adaptações específicas para cada projeto. Procedimentos estatísticos são efetuados a fim de se garantir que as análises contenham o menor nível possível de incerteza na identificação do recurso eólico de cada região. Os resultados do trabalho são apresentados comparativamente entre os sete modelos de aerogerador testados e também entre as três áreas estudadas. O comportamento das turbinas é consideravelmente diferente em todas as opções estudadas. Os modelos de aerogerador A e D são os que apresentam o maior ganho energético percentual com o incremento da altura da turbina com valores médios de 0,42% e 0,44% a cada metro. Já os modelos C e D apresentam as melhorias mais consideráveis em termos de redução de intensidade de turbulência e diminuição de perdas por efeito de esteira, conforme se aumenta a altura das turbinas. As áreas apresentam, também, recursos eólicos distintos entre elas. O projeto eólico de Triunfo é o que apresenta a maior geração de energia dentre os estudados, sendo 24,2% maior que em São Martinho da Serra e 45,0% maior que em São João do Cariri. Verifica-se, também, que caso a velocidade média do vento de longo prazo fosse dobrada em Triunfo, a energia líquida teria um acréscimo de 88%. Já em São Martinho da Serra este valor chegaria em 170% e em São João do Cariri em 220%.

Palavras-chave: efeito esteira, energia eólica, perfil vertical do vento, potencial energético

ABSTRACT

The wind energy sector has been under consolidation in Brazil since the early 2000s. Opportunities for researches and developments are present at all stages of the process. This paper presents a link among wind speed, energy, wake effect and turbulence intensity parameters and the height of existing wind turbine models in Brazil, considering three distinct regions as Triunfo/PE, São João do Cariri/PB and São Martinho da Serra/RS. This paper also aims to support developers and investors in the decision making process in the wind turbines height that should be considered in its wind farms. To this end, the references of similar studies as well as the theoretical basis for the study, including the main equations and models, are presented. The calculation methodology is theoretical and it has been applied to the computational tools WAsP (wind modeling) and WindFarmer (evaluate the energy production), considering specific adaptations for each project. Statistical procedures are performed in order to ensure that the analyses contain the lowest possible level of uncertainty in the characterization of the wind resources in each region. The results are presented comparatively among the seven tested turbine models and also among the three studied areas. The turbine models behavior is considerably different for all options. The wind turbine models A and D are those with the highest percentage energy increase with increasing the turbine height. Their average values are 0.42% and 0.44% per meter height. The models C and D present the most considerable improvements in terms of turbulence intensity and wake effect reductions with increasing the turbine height. The different locations also present distinguished wind resources among them. Triunfo wind farm is the one with the highest energy generation, 24.2% higher than in São Martinho da Serra and 45.0% higher than in São João do Cariri. It is also noted that if the long term mean wind speed was doubled in the project locations, the energy would have an increase of 88% in Triunfo, 170% in São Martinho da Serra and 220% in São João do Cariri.

Keywords: energetic potential, shear, wake effect, wind energy

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Estado da arte – Estudos de avaliação de energia.....	2
1.2	Objetivos	4
1.3	Organização geral da dissertação	5
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	6
2.1	O vento e a energia eólica	6
2.1.1	Formação dos ventos.....	6
2.1.2	Aproveitamento energético	7
2.1.3	Parâmetros de entrada na estimativa energética.....	12
2.2	Panorama eólico no Brasil.....	15
2.3	Fabricantes e modelos de aerogeradores no mercado	16
2.4	Fontes de dados eólicos no Brasil.....	18
2.4.1	Projeto SONDA	19
2.4.2	Torres INMET.....	20
2.4.3	Projeto MERRA	21
2.4.4	Projeto ERA Interim	21
2.5	Camada Limite Atmosférica e Rugosidade	22
2.6	Efeitos topográficos.....	26
2.7	Modelagem do vento	27
2.8	Análise de Energia	31
2.9	Efeito de esteira	32
2.10	Intensidade de turbulência.....	34
3	METODOLOGIA	37
3.1	Seleção e identificação dos dados.....	37
3.2	Controle de qualidade dos dados de vento.....	42
3.3	Recurso eólico de longo prazo.....	44
3.3.1	Reconstrução de dados – Dados horários.....	45
3.3.2	Ajuste de Velocidade Média e da Frequência de Distribuição	47
3.4	Dessazonalização do vento.....	50
3.5	Extrapolação vertical dos dados de vento.....	50
3.6	Modelagem do vento na área do projeto.....	52
3.7	Escolha dos modelos e <i>layout</i> dos aerogeradores	54

3.8	Avaliação da produção de energia.....	56
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	61
4.1	Caso 1 – Triunfo.....	62
4.2	Caso 2 – São João do Cariri.....	74
4.3	Caso 3 – São Martinho da Serra.....	85
4.4	Comparação das análises de energia entre os três projetos.....	98
4.5	Incertezas.....	106
5	CONCLUSÕES	108
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	111
	APÊNDICE A – Coordenadas dos Parques	116
	APÊNDICE B – Velocidades mensais do vento	127

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Componentes aerogerador [Adaptado de CRESESB, 2014]	8
Figura 2.2 – Esquema de escoamento do ar através de um aerogerador [Adaptado de Queen Mary, 2015]	9
Figura 2.3 – Frequência de distribuição medida do vento.....	13
Figura 2.4 – Curvas de Weibull [Adaptada de Thinkfn, 2015]	14
Figura 2.5 – Potencial eólico brasileiro [CEPEL, 2001]	16
Figura 2.6 – <i>Market Share</i> global - Aerogeradores [Adaptado de BTM Navigant, 2014].....	17
Figura 2.7 – Exemplo da estação mista de Ourinhos/SP [Souza, 2006]	19
Figura 2.8 – Exemplo da estação meteorológica [UFMG, 2015].....	20
Figura 2.9 – Camada limite atmosférica [Adaptado de Martins et al., 2008]	23
Figura 2.10 – Valores de <i>shear</i> para duas regiões brasileiras [Adaptado de Alé et al., 2011].	26
Figura 2.11 – Energia produzida em um aerogerador [Adaptado de Driemeier, 2014]	31
Figura 2.12 – Perfil de esteira de Eddy Viscosity [Wenzel, 2010]	33
Figura 2.13 – Intensidade de turbulência para $z_0=0,1$ [Castro, 2003]	35
Figura 3.1 – Localizações das fontes de dados – Triunfo	41
Figura 3.2 – Localizações das fontes de dados - São João do Cariri.....	41
Figura 3.3 – Localizações das fontes de dados - São Martinho da Serra	42
Figura 3.4 – Suspeita de problema nas medições de vento da torre SONDA – TRI.....	43
Figura 3.5 – Investigação de defasagem temporal – SONDA TRI x MERRA 1	44
Figura 3.6 – Curva de potência genérica [Adaptado de Montoya et al., 2014].....	47
Figura 3.7 – Coeficiente de correlação linear entre uma série de curto prazo e uma série de referência de longo prazo	48
Figura 3.8 – Curvas de potência dos aerogeradores para a massa específica do ar de $1,225 \text{ kg/m}^3$	56
Figura 4.1 – Frequência de distribuição – Torre SONDA a 78 m – Triunfo.....	65
Figura 4.2 – Comparação de resolução de malha – WAsP - Triunfo.....	66
Figura 4.3 – Campo de velocidade – Triunfo a 78 m.....	66
Figura 4.4 – Comportamento da massa específica do ar com a altura – Triunfo	69
Figura 4.5 – Variação percentual da energia líquida por metro – Triunfo	70
Figura 4.6 – Variação percentual da intensidade de turbulência por metro – Triunfo	71
Figura 4.7 – Variação percentual da eficiência de esteira por metro – Triunfo	72
Figura 4.8 – Sensibilidade energia líquida / Velocidade do vento – Triunfo.....	73
Figura 4.9 – Frequência de distribuição – Torre SONDA a 78 m – São João do Cariri	77
Figura 4.10 – Comparação de resolução de malha – WAsP – São João do Cariri.....	78
Figura 4.11 – Campo de velocidade – São João do Cariri a 78 m.....	78
Figura 4.12 – Comportamento da massa específica do ar com a altura– São João do Cariri...	81
Figura 4.13 – Variação percentual da energia líquida por metro – São João do Cariri.....	81
Figura 4.14 – Variação percentual da intensidade de turbulência por metro – São João do Cariri.....	82
Figura 4.15 –Variação percentual da eficiência de esteira por metro – São João do Cariri.....	83
Figura 4.16 – Sensibilidade energia líquida / Velocidade do vento – São João do Cariri	83
Figura 4.17 – Frequência de distribuição – Torre SONDA a 78 m – São Martinho da Serra..	88
Figura 4.18 – Comparação de resolução de malha – WAsP – São Martinho da Serra	89
Figura 4.19 – Campo de velocidade – São Martinho da Serra a 78 m	90

Figura 4.20 – Comportamento da massa específica do ar com a altura – São Martinho da Serra	93
Figura 4.21 –Variação percentual da energia líquida por metro – São Martinho da Serra	93
Figura 4.22 – Variação percentual da intensidade de turbulência por metro – São Martinho da Serra.....	94
Figura 4.23 – Variação percentual da eficiência de esteira por metro – São Martinho da Serra	95
Figura 4.24 – Sensibilidade energia líquida / Velocidade do vento – São Martinho da Serra.	96
Figura 4.25 – Velocidades do vento para os três casos, em função da altura.....	98
Figura 4.26 – Variação relativa da velocidade do vento por metro.....	99
Figura 4.27 – Variação relativa da energia líquida média por metro	100
Figura 4.28 – Variação relativa da intensidade de turbulência média por metro	101
Figura 4.29 – Variação relativa da eficiência de esteira médio por metro	101
Figura 4.30 – Energia líquida média / Velocidade do vento	102
Figura 4.31 – Energia líquida – 3 casos	103
Figura 4.32 – Eficiência de esteira – 3 casos.....	104
Figura 4.33 – Espaçamentos [Adaptado de Planning, 2015].....	105
Figura 4.34 – Fator de capacidade – 3 casos	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Principais fabricantes de aerogeradores globais	17
Tabela 2.2 – Fabricantes com índice de nacionalização acima de 60%	18
Tabela 2.3 – Classificação de rugosidades de Davenport	24
Tabela 2.4 – Valores de <i>Wind Shear</i> , segundo a EPE	26
Tabela 3.1 – Fontes medidas de dados eólicos utilizados	38
Tabela 3.2 – Resumo das fontes de longo prazo - Triunfo.....	39
Tabela 3.3 – Resumo das fontes de longo prazo – São João do Cariri.....	40
Tabela 3.4 – Resumo das fontes de longo prazo – São Martinho da Serra	40
Tabela 3.5 – Série de curto prazo e série de referência de longo prazo	48
Tabela 3.6 – Série resultante da correlação de uma série de curto prazo e de uma série de referência de longo prazo	49
Tabela 3.7 – Modelos de fabricantes utilizados na estudo	54
Tabela 3.8 – Capacidade instalada para cada modelo de aerogerador	55
Tabela 3.9 – Coeficiente de potência máximo (C_{pmax})	56
Tabela 3.10 – Fontes de massa específica do ar - Triunfo	57
Tabela 3.11 – Fontes de massa específica do ar - São João do Cariri.....	57
Tabela 3.12 – Fontes de massa específica do ar - São Martinho da Serra.....	58
Tabela 4.1 – Cobertura de dados Triunfo	62
Tabela 4.2 – Resumo das velocidades médias medida e ajustada - Triunfo	63
Tabela 4.3 – Expoentes de perfil vertical do vento - Triunfo.....	63
Tabela 4.4 – Velocidade médias de longo prazo às alturas do rotor - Triunfo.....	64
Tabela 4.5 – Velocidade média do vento – Torre SONDA a 78 m - Triunfo	65
Tabela 4.6 – <i>Layouts</i> - Triunfo	67
Tabela 4.7 – Massa específica do ar - Triunfo	68
Tabela 4.8 – Sensibilidade energia líquida / Velocidade do vento – Triunfo	73
Tabela 4.9 – Cobertura de dados São João do Cariri.....	74
Tabela 4.10 – Resumo das velocidades médias - São João do Cariri.....	75
Tabela 4.11 – Expoentes de perfil vertical do vento - São João do Cariri	75
Tabela 4.12 – Velocidade médias de longo prazo às alturas do rotor – São João do Cariri.....	76
Tabela 4.13 – Velocidade média do vento – Torre SONDA a 78 m – São João do Cariri	77
Tabela 4.14 – <i>Layouts</i> – São João do Cariri.....	79
Tabela 4.15 – Massa específica do ar – São João do Cariri	80
Tabela 4.16 – Sensibilidade energia líquida/Velocidade do vento – São João do Cariri.....	84
Tabela 4.17 – Cobertura de dados São Martinho da Serra	85
Tabela 4.18 – Resumo das velocidades medida e ajustada – São Martinho da Serra	87
Tabela 4.19 – Expoentes de perfil vertical do vento – São Martinho da Serra	87
Tabela 4.20 – Velocidade de longo prazo às alturas do rotor – São Martinho da Serra	88
Tabela 4.21 – Velocidade média do vento – Torre SONDA a 78 m – São Martinho da Serra	89
Tabela 4.22 – <i>Layouts</i> – São Martinho da Serra	91
Tabela 4.23 – Massa específica do ar – São Martinho da Serra.....	92
Tabela 4.24 – Sensibilidade energia líquida/Velocidade do vento – São Martinho da Serra	97
Tabela 4.25 – Faturamento – Considerado 8° LER 2015.....	104

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDMEP	Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CFD	Computational Fluid Dynamics
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CLA	Camada Limite Atmosférica
DEWI	Deutsches Windenergie Institut
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FINAME	Financiamento de Máquinas e Equipamentos
IEC	International Electrotechnical Commission
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LER	Leilão de Energia de Reserva
LiDAR	Light Detection And Ranging
MCP	Measure, Correlate and Predict
MERRA	Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications
MME	Ministério de Minas e Energia
NASA	National Aeronautics and Space Administration
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PROMECA	Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica
RIX	Ruggedness Index
SIRGAS	Sistema de Referência Geocêntrico
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
SST	Shear-Stress Transport
TUSD	Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição
TUST	Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão

UFRGS Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UTM Universal Transversa de Mercator
WAsP Wind Atlas Analysis and Application Program
WEC World Energy Council

LISTA DE SÍMBOLOS

Γ	Função gama, (-)
ΔE	Varição de energia entre diferentes níveis de altura, %
ΔEE	Varição de eficiência de esteira entre diferentes níveis de altura, %
Δh	Varição de altura, m
ΔI	Varição de intensidade de turbulência entre diferentes níveis de altura, %
Δv	Varição de velocidade entre diferentes níveis de altura, %
Ω	Velocidade angular da Terra, rad/s
α	Expoente da camada limite atmosférica, (-)
ϕ	Umidade relativa, (-)
ϕ_A	Azimute, rad
ϕ_L	Latitude, rad
X	Potencial
k	Fator de forma da função de Weibull
λ	Fator de escala da função de Weibull, m/s
ρ	Massa específica do ar, kg/m ³
ρ_{h1}	Massa específica do ar na altura h_1 , kg/m ³
ρ_{h2}	Massa específica do ar na altura h_2 , kg/m ³
σ	Desvio padrão das velocidades, m/s
A	Área da seção transversal do rotor, m ²
A_0	Área transversal à montante da turbina, m ²
A_1	Área transversal na posição da turbina, m ²
A_2	Área transversal à jusante da turbina, m ²
B	Pressão barométrica, Pa
B_w	Largura da esteira, m
CE	Conteúdo Energético, Wh/ano
C_p	Coefficiente de potência, (-)
C_{pmax}	Coefficiente de potência máximo, (-)
C_t	Coefficiente de impulso axial do aerogerador, (-)

D	Distância entre rotores, número de diâmetros de rotor
D_m	Déficit de velocidade na linha de centro, (-)
E_c	Energia cinética, J
\dot{E}_c	Taxa de energia, W
E_i	Energia bruta de um aerogerador, Wh/ano
E_g	Energia gerada por um aerogerador, Wh
E_n	Energia à potência nominal do aerogerador, Wh
E_p	Energia bruta de um parque eólico, Wh/ano
FC	Fator de capacidade, %
G	Vento Geostrófico, (-)
I_o	Intensidade de turbulência da corrente livre, %
IT	Intensidade de turbulência, %
J_n	Função de Bessel, (-)
K	Constante de Von Karman
K_{nj}	Coefficientes arbitrários, (-)
L	Lapse rate, kg/m ³
OBS	Efeitos de obstáculo, (-)
ORO	Efeitos de orografia, (-)
P	Potência disponível no vento, W
$P(v)$	Potência da turbina eólica a uma velocidade v , W
P_O	Porosidade do obstáculo, (-)
P_e	Potência do vento na entrada da turbina, W
P_g	Potência gerada por um aerogerador, W
P_s	Potência do vento na saída da turbina, W
P_{max}	Potência máxima extraída pelo vento por uma turbina eólica, W
P_w	Pressão do vapor, Pa
Q	Vazão do ar, m ³ /s
R	Coefficiente de correlação de Pearson, %
R_o	Constante dos gases para o ar seco, J/kgK
R_w	Constante dos gases para o vapor de água, J/kgK
ROU	Efeitos de rugosidade, (-)

S_e	Sensibilidade de energia por metro, %
S_{ee}	Sensibilidade de eficiência de esteira por metro, %
S_{ev}	Sensibilidade de energia por velocidade do vento, (-)
S_i	Sensibilidade de intensidade de turbulência por metro, %
T	Temperatura absoluta, K
U_c	Velocidade na linha de centro da esteira, m/s
U_o	Velocidade do escoamento livre de esteira, m/s
VR	Varição relativa, %
W_A	Regime de ventos no ponto A, (-)
W_B	Regime de ventos no ponto B, (-)
a_1	Altitude média da resolução mais baixa de malha dentre as comparadas, m
a_2	Altitude média da resolução mais alta de malha logo após a_1 , m
c^n_j	Raízes da Função de Bessel, (-)
f	Parâmetro de Coriolis, (-)
$f(v)$	Função de densidade de Weibull, (-)
$fr(v)$	Distribuição de frequência do vento reconstruída, (-)
h	Altura de interesse, m
h_o	Altura do obstáculo, m
h_1	Altura 1, m
h_2	Altura 2, m
h_T	Altura do terreno, m
m	Massa, kg
\dot{m}	Vazão em massa de ar, kg/s
r	Raio, m
t	Tempo, s
\vec{u}	Vetor unitário do vento, (-)
\vec{u}_o	Vetor velocidade não perturbada, (-)
u^*	Velocidade de fricção, m/s
v	Velocidade do vento livre, m/s
\bar{v}	Velocidade média do vento, m/s
v_0	Velocidade do vento à montante da turbina, m/s
v_1	Velocidade do vento na posição da turbina, m/s

v_2	Velocidade do vento à jusante da turbina, m/s
v_{h1}	Velocidade do vento na altura 1, m/s
v_{h2}	Velocidade do vento na altura 2, m/s
w_o	Velocidade vertical induzida pelo terreno, m/s
x	Distância do obstáculo ao ponto de interesse, m
\bar{x}	Variável 1 média (correlação), (-)
\bar{y}	Variável 2 média (correlação), (-)
z	Altura, m
z_o	Comprimento de rugosidade, m
z_a	Altura de medição considerada, m

1 INTRODUÇÃO

O aproveitamento das fontes de energia renovável está cada vez mais presente em nosso cotidiano. A possibilidade de escassez de combustíveis fósseis bem como o apelo global por um mundo mais sustentável tornam as fontes renováveis de energia importantes para o desenvolvimento futuro do cenário econômico mundial. As fontes hídrica, geotérmica, fotovoltaica, das marés e ondas, biomassa e eólica são, dentre outras, fontes representativas da área renovável destinada à geração de eletricidade.

Existem diversos fatores positivos no uso da energia renovável. Recursos considerados ilimitados, baixa emissão de gases poluentes, baixo custo de operação, criação de empregos em larga escala e possibilidade de microgeração são motivos pelos quais o uso destas fontes tem sido estimulado. Por outro lado, é válido citar que o alto custo de investimento, a necessidade de condições propícias de área aproveitável e a vulnerabilidade às condições climáticas são os principais desafios para melhorias neste setor.

De acordo com o Conselho Mundial de Energia [WEC, 2013], 13% da energia global gerada no ano de 2011 foram provenientes de fontes renováveis de energia. A estimativa para o ano de 2020 é de que esta contribuição chegue a aproximadamente 18%. O Brasil, por sua vez, possui atualmente 71% de sua matriz energética baseada nas fontes renováveis de energia [ANEEL, 2015].

Desde 2004, através da criação do Proinfa, e principalmente a partir de 2007, utilizando-se de recursos do PAC, o setor de geração elétrica através de fontes renováveis é impulsionado para atender as demandas energéticas do Brasil. Foram aumentados, desta forma, os investimentos na construção de pequenas centrais hidrelétricas, na criação de usinas de biomassa e no desenvolvimento de parques eólicos. Linhas de financiamento especiais do BNDES como, por exemplo, o FINAME, também auxiliam o empreendedor no desenvolvimento destes projetos.

O setor de energia eólica é, dentre todas as fontes de energia renovável existentes, o que apresenta a maior oportunidade para os investidores no país. É também o que concentra os principais incentivos fiscais para a diversificação da matriz energética brasileira. Esta opção deve-se, majoritariamente, à extensa área existente em nosso território que é propícia para a instalação e operação de parques eólicos. A velocidade média do vento no Brasil é uma das maiores do mundo, superando consideravelmente as velocidades médias anuais em

mercados onde a energia eólica já está bem consolidada como, por exemplo, Dinamarca, Alemanha e China.

Ao projetar a construção de um parque eólico, uma das principais dúvidas do investidor é determinar quais características técnicas o aerogerador deverá ter para ser instalado de forma a que produza a maior energia elétrica possível com o menor investimento necessário.

Um dos pontos cruciais neste tópico é determinar a altura da torre em que o rotor do aerogerador deverá ser instalado. Isto porque, como é visto no decorrer do estudo, quanto maior a altura em que estiver localizado o rotor do aerogerador, maior é a velocidade do vento e, conseqüentemente, espera-se que maior seja a energia eólica gerada pela turbina. Há, entretanto, outros parâmetros que influenciam o cálculo da energia a diferentes alturas como, por exemplo, a massa específica do ar, as perdas por efeitos de esteira (aerodinâmicos) e também a intensidade de turbulência.

Apesar de haver trabalhos na literatura demonstrando a existência de variação na velocidade do vento em diferentes alturas, não há, até o presente momento, uma variedade de estudos disponíveis comparando-se a produção de energia estimada para um mesmo modelo de aerogerador a diferentes alturas em situações de sítio reais. Desta forma, este trabalho visa a estabelecer quantitativamente a influência da altura de instalação do cubo do rotor dos principais modelos de aerogerador disponíveis no mercado brasileiro sobre parâmetros calculados para geração de energia eólica.

Para se ter representatividade de diferentes condições de escoamento do ar no Brasil, são escolhidas três diferentes áreas do país. Duas das localizações estão situadas no Nordeste do Brasil -Triunfo, no interior do estado de Pernambuco e São João do Cariri, cidade localizada no estado da Paraíba- enquanto a outra área pertence ao sul do Brasil, em São Martinho da Serra, no estado do Rio Grande do Sul.

1.1 Estado da arte – Estudos de avaliação de energia

Esta seção apresenta o referencial teórico do estudo, situando o leitor no estado atual de pesquisa sobre o tema abordado. São apresentados trabalhos relativos às estimativas de previsão de energia eólica para diferentes regiões do Brasil.

Diferentes autores estudaram o potencial eólico existente em nosso território. Lima et al., em 2010, caracterizaram o regime de ventos na região de Triunfo, Pernambuco, localizado no Nordeste do Brasil. Segundo os autores, a velocidade média do vento para a localidade foi obtida através de dados do Projeto SONDA, e seu valor é de 11,3 m/s. A predominância de vento encontrada foi Sudeste. Estes valores apresentam um potencial de desenvolvimento eólico muito acima da média encontrada em outros lugares dentro e fora do Brasil.

Alé et al., 2010, apresentaram a caracterização eólica da microrregião de São João do Cariri, situada no estado da Paraíba. Sua metodologia se baseou no tratamento estatístico de dados vento para o ano de 2008, obtidos através de uma torre de medição localizada na região. Após o tratamento das informações, foi gerado um mapa de velocidades utilizando-se uma ferramenta computacional, e após foi realizada a avaliação do recurso eólico da área juntando-se o mapa de velocidades com as informações de rugosidade e topografia. As velocidades mensais para 50 m e 25 m encontradas foram respectivamente 5,2 m/s e 4,5 m/s. Utilizando-se ferramentas estatísticas, os autores estimaram a velocidade média anual do vento a 100 m em 6,0 m/s. Com isto, os autores concluíram que o local não se apresentava atrativo para um empreendimento eólico de grande porte, entretanto que poderia ser uma região útil para a instalação de turbinas de pequeno porte.

Pes et al., 2005, identificaram o regime de ventos no interior do Rio Grande do Sul através da análise de dados medidos entre 2004 e 2005 em uma torre meteorológica pertencente ao Projeto SONDA localizada em São Martinho da Serra, Rio Grande do Sul. Naquele estudo se constatou que os sentidos vetoriais predominantes dos ventos são Nordeste e Sudeste, com aproximadamente 45 % das direções dos ventos incidentes na região.

Em 2009, Pessanha et al. analisaram estatisticamente os registros anemométricos da torre pertencente ao Projeto SONDA localizada em São Martinho da Serra para o período entre 1 de Janeiro de 2005 e 31 de Dezembro de 2015. As velocidades médias para 50 m e 25 m para este período foram 6,5 m/s e 5,4 m/s, respectivamente. Conforme visto nas seções anteriores, estas diferenças estatísticas são esperadas devido ao fato da velocidade do vento aumentar conforme o acréscimo de altura.

Favera et al., 2012, identificaram o melhor modelo estatístico para modelar o regime de ventos em uma área central no estado do Rio Grande do Sul. Utilizaram para o estudo uma série de dados compreendendo os anos de 2005 até 2011 de uma torre anemométrica do Projeto SONDA localizada também em São Martinho da Serra. As distribuições de Weibull e

Rayleigh foram as que apresentaram os melhores ajustes e menores desvios para o perfil eólico naquela região. Além disso, os autores confirmaram que a direção predominante do vento é de Sudeste. Por fim, foi verificado que as maiores densidades de potência foram observadas nas estações da primavera e inverno.

Conforme citado anteriormente, entretanto, não há estudos disponíveis no Brasil em que são comparados parâmetros energéticos em função da altura dos aerogeradores.

1.2 Objetivos

Os objetivos deste trabalho estão relacionados, principalmente, à identificação da influência da altura do cubo sobre parâmetros energéticos. Assim, os objetivos do estudo são:

- Identificar as variações na energia líquida produzida com as variações de altura para modelos de aerogerador existentes no mercado brasileiro, considerando suas alturas disponíveis de torre, em três diferentes áreas do país;
- Avaliar a variação da intensidade de turbulência com a variação de altura, para os modelos estudados, nas mesmas três áreas;
- Identificar as variações de perdas por efeito de esteira com as variações de altura para todas as opções testadas;
- Identificar o comportamento do perfil vertical do vento (*shear*) nas diferentes áreas dos projetos;
- Estimar as variações de massa específica do ar para as diferentes alturas dos rotores e o efeito na energia produzida;
- Aprimorar metodologias de cálculos já existentes para a previsão de geração de energia;
- Comparar os recursos eólicos em cada uma das três localidades;
- Sugerir um fator de sensibilidade energética à variação de velocidade do vento para cada modelo de aerogerador nos casos estudados.

1.3 Organização geral da dissertação

A seção 1.3 apresenta a estruturação dos tópicos abordados no presente estudo. A ordem descrita nesta seção é a mesma apresentada no corpo do texto.

O capítulo 2 descreve a fundamentação teórica referente às questões estudadas.

A metodologia e a forma de abordagem do problema proposto são encontradas no capítulo 3. As características e as descrições específicas de cada caso são apresentadas também neste capítulo.

No capítulo 4 são mostrados os resultados encontrados para os casos propostos, bem como discussões pertinentes aos resultados.

As conclusões do trabalho estão descritas no último capítulo do trabalho, no capítulo 5.

Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas e os Apêndices utilizados no estudo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O capítulo 2 descreve os fundamentos teóricos que embasaram a resolução do problema estabelecido.

Primeiramente são explicados conceitos de vento e de sua formação e seu aproveitamento. Após, o panorama eólico no Brasil é revisado, apresentando-se as perspectivas do país com relação a esta energia para os próximos anos. Os principais fabricantes e modelos de aerogeradores presentes no mercado brasileiro e mundial são mostrados a seguir.

Posteriormente são apresentados os principais parâmetros utilizados na estimativa de energia eólica como as fontes de dados de vento disponíveis, a camada limite atmosférica e sua relação com a rugosidade, bem como as influências dos efeitos topográficos no potencial energético.

Após, são verificados os principais modelos de efeito de esteira empregados em projetos eólicos e são discutidos os métodos de cálculo da intensidade de turbulência em diferentes condições.

2.1 O vento e a energia eólica

2.1.1 Formação dos ventos

Segundo Taylor, 2004, a diferença de pressão presente nas diferentes regiões do globo é a principal causa para a formação dos ventos. Esta variação de pressão decorre dos diferentes fluxos de radiação que incidem sobre a superfície terrestre.

Em 1984, Tubelis e Nascimento descreveram que o vento é o movimento do ar em relação à superfície terrestre, sendo gerado pela ação de gradientes de pressão atmosférica. O vento sofre diversas influências modificadoras de seu movimento, como a rotação da Terra, a força centrífuga ao seu movimento e, por fim, o atrito das massas de ar com a superfície terrestre.

Casaus, 2010, relacionou diretamente a energia eólica com a energia solar. De acordo com aquele autor, a energia proveniente dos ventos deve ser considerada como uma forma indireta de energia solar visto que uma pequena parcela desta energia emitida pelo Sol converte-se, no final do processo, em vento.

2.1.2 Aproveitamento energético

A energia eólica é, segundo Custódio, 2013, a energia cinética contida nas massas de ar em movimento. A energia cinética de um corpo [J] de massa m deslocando-se a uma velocidade v é dada por:

$$E_c = \frac{mv^2}{2} \quad (2.1)$$

A potência P disponível no vento é definida como a derivada da energia no tempo, dada por:

$$P = \dot{E}_c = \frac{dE_c}{dt} = \frac{\dot{m} v^2}{2} \quad (2.2)$$

onde P é a potência disponível no vento [W], \dot{E}_c é a taxa de energia [J/s], t é o tempo [s], e \dot{m} é vazão em massa de ar [kg/s].

A vazão em massa de ar é dada por:

$$\dot{m} = \rho v A \quad (2.3)$$

onde ρ é a massa específica do ar [kg/m³] e A é área da seção transversal ao escoamento [m²].

Substituindo a Equação 2.3 em 2.2, temos a potência disponível no vento que passa em uma seção A transversal ao escoamento de ar, que é dada por:

$$P = \frac{\rho v^3 A}{2} \quad (2.4)$$

Para a potência disponível no vento ser utilizável como fonte de energia mecânica, e caso seja conveniente, posteriormente ser convertida em energia elétrica, é necessário utilizar-

se um equipamento capaz de extrair parte da potência disponível no vento chamado de turbina eólica ou aerogerador.

Existem diferentes modelos de turbinas eólicas fabricados para diferentes finalidades. Segundo Custódio, 2013, para a geração de energia elétrica, os aerogeradores mais utilizados possuem eixo horizontal e 3 pás aerodinamicamente projetadas, de forma a que realizem movimento circular tão logo o vento provoque sua rotação.

Os principais componentes dos aerogeradores de eixo horizontal são apresentados na Figura 2.1.

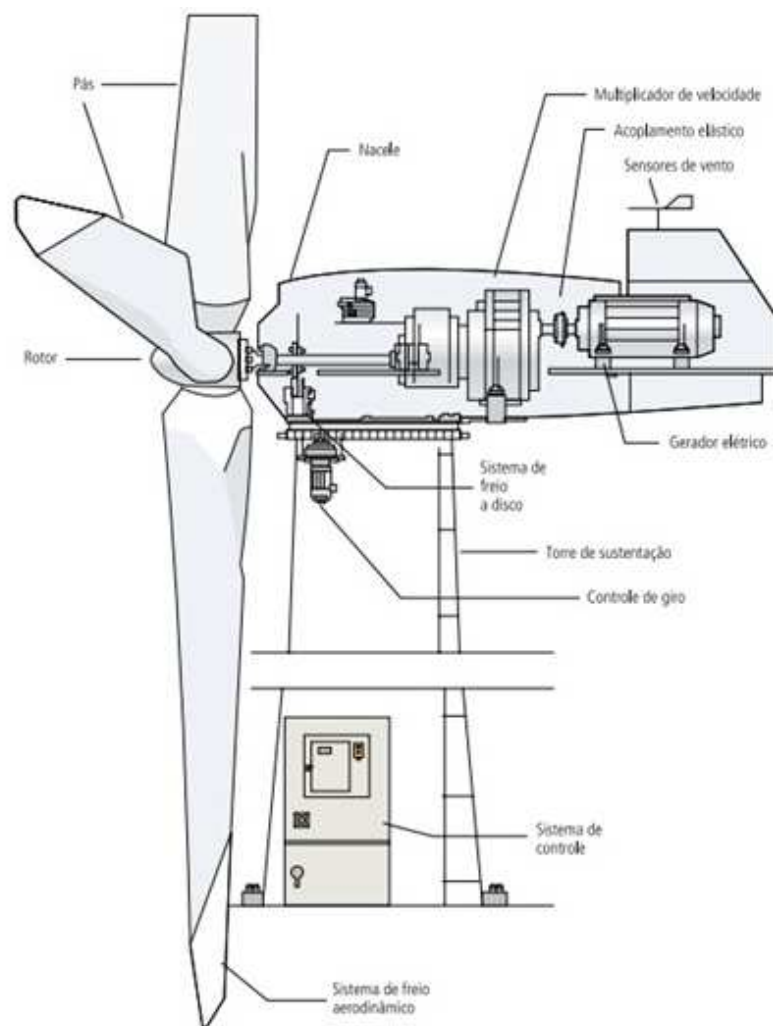


Figura 2.1 – Componentes aerogerador [Adaptado de CRESESB, 2014]

- Sistema pás e rotor: responsável por converter a energia do vento, que faz as pás girarem em torno do eixo do rotor. Normalmente as pás são constituídas

de fibras de vidro e carbono. Tanto as pás quanto o rotor possuem dimensões variáveis;

- Sistema de freios: responsável pela parada da máquina ou para manter a velocidade baixa do sistema para evitar danos quando os ventos ultrapassam certo nível de velocidade;
- Sistema de engrenagens: serve para multiplicar a velocidade que o rotor (eixo lento) transmite ao gerador;
- Gerador: conversor de energia mecânica em energia elétrica;
- Torre de sustentação: estrutura que sustenta os aerogeradores em elevadas altitudes.
- Sistema de controle: responsável pelo controle de giro, pelo sensor de vento, dentre outros;
- Sensores de vento: medem a velocidade e a direção do vento na altura da turbina eólica;
- Sistema de armazenamento: baterias que armazenam a energia elétrica gerada e inversores que transformam a corrente das baterias.

O escoamento de ar passando através de um aerogerador pode ser representado conforme a Figura 2.2, onde A_0 e v_0 representam a área transversal e a velocidade à montante da turbina eólica (*upstream*), A_1 e v_1 representam a área transversal e a velocidade na posição da turbina eólica enquanto A_2 e v_2 representam a área transversal e a velocidade à jusante da turbina eólica (*downstream*).

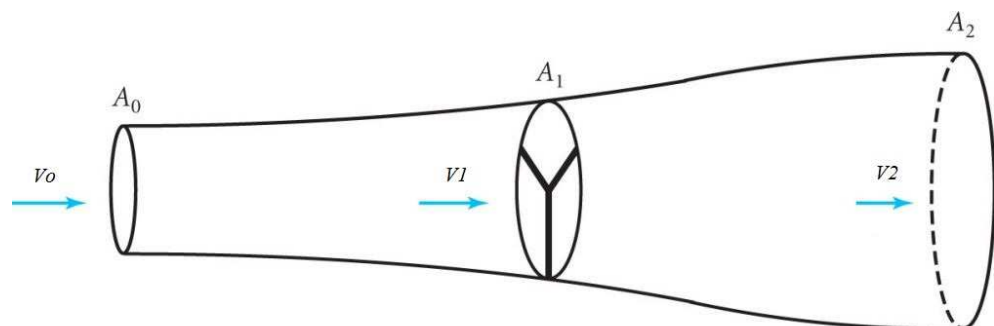


Figura 2.2 – Esquema de escoamento do ar através de um aerogerador [Adaptado de Queen Mary, 2015]

Sabe-se, através da aplicação da equação da continuidade e da equação de Bernoulli que, para fluidos incompressíveis, a vazão volumétrica de fluidos é constante em diferentes pontos ao longo de um tubo de vazão, considerando o regime permanente. Desta forma, temos que:

$$Q = Av = A_0 v_0 = A_1 v_1 = A_2 v_2 \quad (2.5)$$

onde, Q é a vazão do ar [m^3/s].

Através de transformações matemáticas [Betz, 1966] tem-se que para a máxima transferência de potência do vento para uma turbina eólica:

$$v_0 = \frac{2}{3} v \quad (2.6)$$

$$v_2 = \frac{1}{3} v \quad (2.7)$$

onde v é a velocidade do vento livre, a montante da turbina [m/s].

Através da Equação 2.2, percebe-se que a potência do vento na entrada da turbina eólica pode ser escrita como:

$$P_e = \frac{\dot{m} v^2}{2} \quad (2.8)$$

sendo que:

$$\dot{m} = \rho v_0 A \quad (2.9)$$

Considerando as Equações 2.6, 2.8 e 2.9, pode-se reescrever que a potência do vento na entrada de uma turbina eólica é:

$$P_e = \frac{1}{2}(\rho A \frac{2}{3} v)v^2 \quad (2.10)$$

Utilizando os mesmos princípios, entretanto agora na posição à jusante da turbina eólica, tem-se que:

$$P_s = \frac{1}{2}(\rho A \frac{2}{3} v)(\frac{1}{3} v)^2 \quad (2.11)$$

Sabendo-se que a potência do vento extraída pela turbina eólica é a potência do vento na entrada do rotor menos a potência verificada na saída do mesmo, tem-se que:

$$P_{i \max} = \frac{1}{2}(\rho A \frac{2}{3} v)v^2 - \frac{1}{2}(\rho A \frac{2}{3} v)(\frac{1}{3} v)^2 = \frac{16}{27} P = 0,593 P \quad (2.12)$$

O valor de 0,593 ou 59,3% é a máxima parcela teórica de energia do vento que pode ser extraída por uma turbina eólica. É chamado de Limite ou Coeficiente de Betz.

A partir das equações descritas anteriormente, pode-se definir o valor chamado de Coeficiente de Potência, ou C_p , como a razão entre a potência gerada por um aerogerador, P_g e a potência disponível no vento livre.

$$C_p = \frac{P_g}{\frac{1}{2} \rho v^3 A} \quad (2.13)$$

e, desta forma, tem-se que a potência gerada por um aerogerador é:

$$P_g = \frac{1}{2} \rho v^3 A C_p \quad (2.14)$$

A energia produzida por um aerogerador em um determinado período de tempo é, por sua vez, a integral da potência gerada no tempo de interesse, conforme mostra a Equação 2.15.

$$E_g = \int_0^t P_g dt \quad (2.15)$$

Outro parâmetro importante em um projeto eólico é o fator de capacidade, o qual mede a fração de energia eólica gerada pelos parques eólicos tendo como referência a capacidade total daquele projeto, conforme a Equação 2.16.

$$FC = \frac{E_g}{E_n} \quad (2.16)$$

em que FC é o fator de capacidade do projeto [%], E_g é a energia gerada pelo projeto [Wh] e E_n é a energia máxima que poderia ter sido produzida pelo projeto naquele período [Wh].

2.1.3 Parâmetros de entrada na estimativa energética

Conforme se percebe na seção 2.1.2, a potência gerada por um aerogerador depende diretamente de quatro fatores:

- Velocidade do vento livre (v);
- Massa específica do ar (ρ);
- Área varrida pelo rotor do aerogerador (A);
- Coeficiente de potência do aerogerador (C_p).

Estes parâmetros são dependentes de diversas outras variáveis as quais, conseqüentemente, influenciam na geração de energia de um parque eólico.

A velocidade v e a massa específica ρ são dependentes, principalmente das condições climáticas variáveis com a altura considerada.

Custódio, 2013, cita que a velocidade do vento é um parâmetro de difícil análise, visto que é uma variável contínua e aleatória. Devido a isto, as informações sobre variação do vento ao longo do tempo são usualmente analisadas através do tratamento estatístico dos dados de vento, sendo compiladas no formato de frequências de distribuição e discretizadas

para facilitar-se a análise. Um exemplo é apresentado na forma de histograma de velocidades na Figura 2.3.

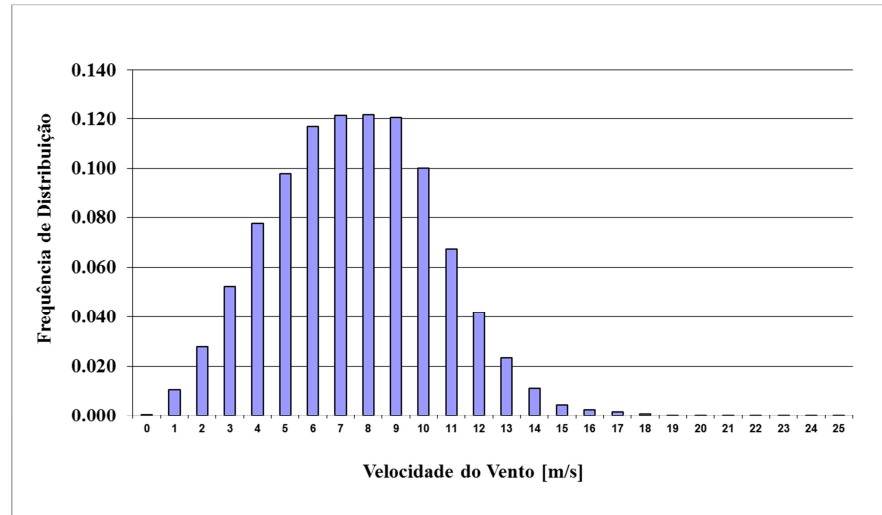


Figura 2.3 – Frequência de distribuição medida do vento

Através de análises estatísticas, verifica-se que o comportamento de vento aproxima-se do comportamento da função de Weibull para diversas situações. A função de Weibull pode ser descrita conforme a Equação 2.17 para $v \geq 0$:

$$f(v) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{v}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{\lambda}\right)^k} \quad (2.17)$$

em que $f(v)$ é a função de densidade de Weibull, k é o fator de forma, λ é o fator de escala [m/s] e v é a velocidade do vento [m/s].

O fator de forma é um número adimensional e está relacionado com a variância da velocidade do vento em torno da velocidade média. Ele pode ser descrito pela Equação 2.18 para a faixa entre 1,4 e 3,9 [Custódio, 2013].

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (2.18)$$

no qual σ é o desvio padrão das velocidades [m/s] e \bar{v} é a velocidade média do vento [m/s].

Quanto maior o valor de k , maior é a constância dos ventos, com menor ocorrência de ventos extremos.

O fator de escala, por sua vez, está relacionado diretamente com a velocidade média do vento e é dado pela Equação 2.19.

$$\lambda = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.19)$$

onde Γ é a função gama.

A Figura 2.4 apresenta curvas de Weibull para diferentes valores de λ e k .

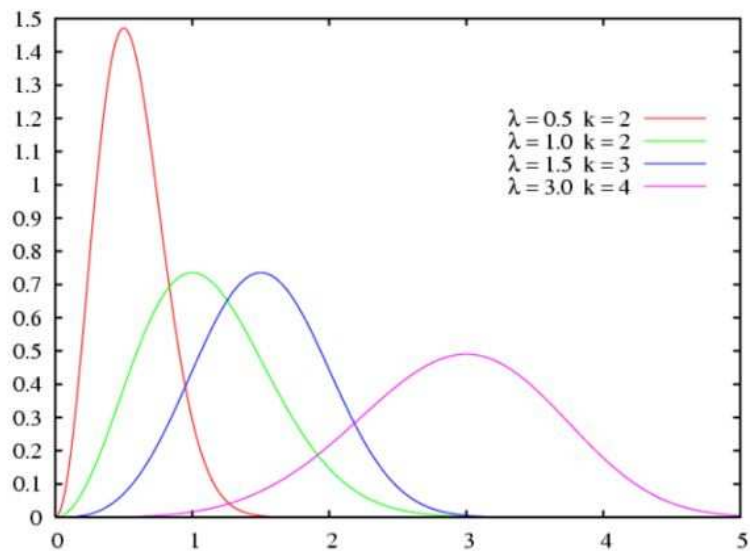


Figura 2.4 – Curvas de Weibull [Adaptada de Thinkfn, 2015]

Outro fato importante com respeito ao comportamento do vento é que sua velocidade depende da altura de medição. A seção 2.5 aborda esta dependência através do conceito de camada limite atmosférica.

A segunda variável abordada nesta seção é a massa específica do ar. Este parâmetro é dependente de variáveis atmosféricas e pode ser calculado com base em valores medidos de temperatura, pressão atmosférica e umidade do ar. De acordo com a IEC, 2005, a massa específica [kg/m^3] pode ser calculada utilizando-se a Equação 2.20:

$$\rho = \frac{1}{T} \left(\frac{B}{R_o} - \phi P_w \left(\frac{1}{R_o} - \frac{1}{R_w} \right) \right) \quad (2.20)$$

onde, T é a temperatura absoluta [K], B é a pressão barométrica [Pa], R_o é a constante dos gases para o ar seco [287,05 J/kgK], ϕ é a umidade relativa [de 0 a 1], P_w é a pressão do vapor dada por $0,0000205 \exp(0,00631846)$ [Pa] e R_w é a constante dos gases para o vapor de água [461,5 J/kgK].

Estes parâmetros atmosféricos também são, assim como o vento, dependentes da altura no qual estão sendo medidos. Desta forma, de acordo com Garrad Hassan, 2009 e AWS Truepower, 2010, verifica-se que a massa específica do ar a uma altura h_1 pode ser estimada através de uma massa específica do ar medida a uma altura h_2 , através da Equação 2.21:

$$\rho_{h_1} = \rho_{h_2} + L (h_1 - h_2) \quad (2.21)$$

onde L é chamado de *lapse rate* e usualmente assume o valor de $-0,000113$ kg/m³ a cada metro de altura.

Desta forma, percebe-se que a massa específica do ar possui uma variação linear negativa com a variação de altura, ou seja, quanto mais alto estiver localizado o rotor do aerogerador, menor é a massa específica do ar naquela posição.

Diferentemente do vento e da massa específica, os parâmetros A e C_p dependem exclusivamente do projeto estrutural dos aerogeradores e de suas características físicas, não sendo funções das diferentes alturas de torres fornecidas para as turbinas eólicas. Desta forma, as variações destes parâmetros não são discutidas neste estudo.

2.2 Panorama eólico no Brasil

A estimativa de capacidade máxima de geração de energia eólica em território brasileiro no início dos anos 2000 era de aproximadamente 60 GW, segundo a ANEEL. As medições de ventos, no entanto, eram limitadas não sendo capazes de prever adequadamente o potencial eólico de uma região. As divergências de metodologia acentuavam este problema, não se sabendo ao certo a quantidade de energia proveniente dos ventos que o país poderia produzir. Com os avanços das medições e o aprimoramento das ferramentas computacionais,

o CEPEL lançou, em 2001, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, estimando o potencial eólico no país em aproximadamente 140 GW a 50 metros de altura, conforme vê-se na Figura 2.5.

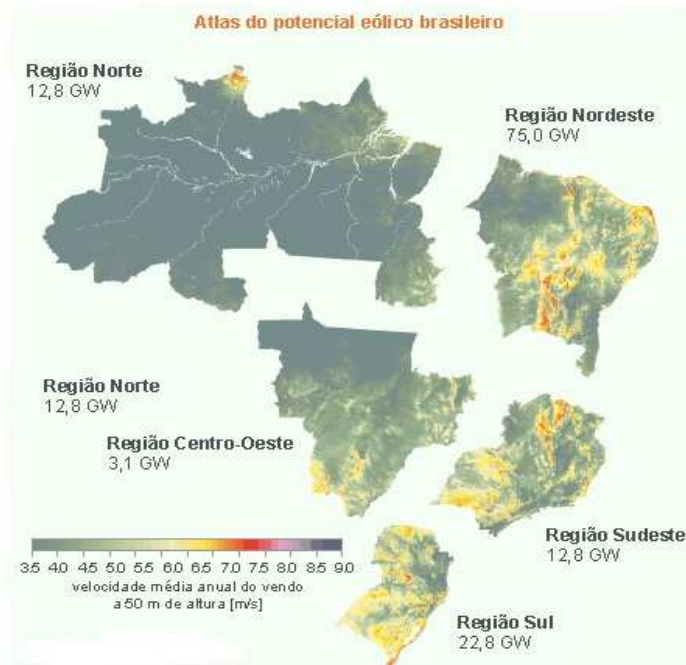


Figura 2.5 – Potencial eólico brasileiro [CEPEL, 2001]

Segundo o MME, 2015, a projeção é de que o potencial eólico do país seja da ordem de 350 GW a 120 metros de altura. Caso este recurso pudesse ser totalmente convertido em energia elétrica, atenderia em torno de cinco vezes o consumo de energia elétrica do Brasil, o qual foi de aproximadamente 610 TWh em 2013.

No cenário atual, de acordo com a ANEEL, 2015, o Brasil conta com 276 empreendimentos eólicos em operação, totalizando aproximadamente 4,8% da capacidade energética no país. Os novos projetos eólicos, no entanto, serão responsáveis por um crescimento de 160% na capacidade eólica instalada no Brasil nos próximos anos. Não se espera que este crescimento venha suprir majoritariamente a demanda energética do país, entretanto, servirá como uma fonte complementar de abastecimento elétrico no Brasil.

2.3 Fabricantes e modelos de aerogeradores no mercado

O mercado de aerogeradores possui inúmeros fabricantes de componentes distribuídos principalmente na Europa, Ásia e também nas Américas.

De acordo com a BTM Navigant, 2014, o mercado de energia eólica possuía ao final de 2014 aproximadamente 360 GW de capacidade energética instalada no mundo. Os principais fabricantes mundiais são apresentados na Figura 2.6 e na Tabela 2.1.

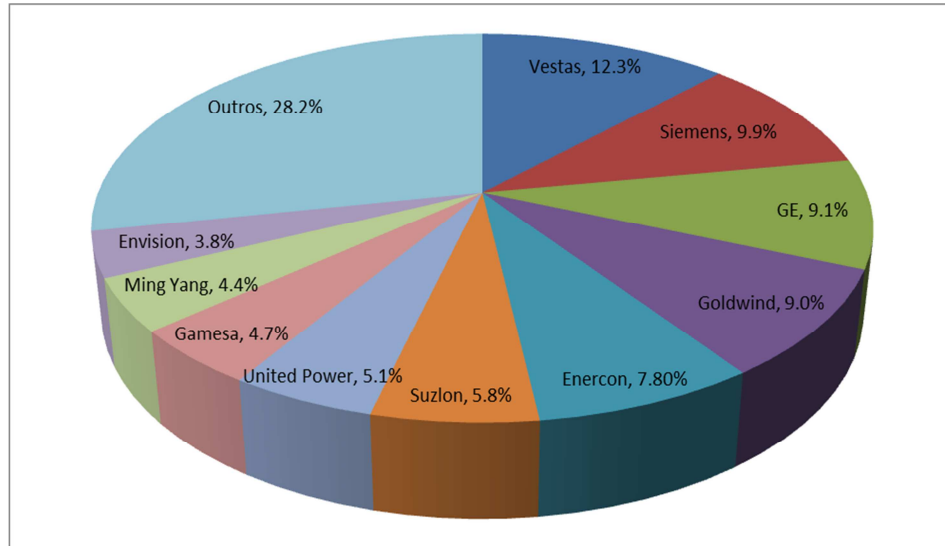


Figura 2.6 – *Market Share* global - Aerogeradores [Adaptado de BTM Navigant, 2014]

Percebe-se que as 10 maiores empresas fabricantes de aerogeradores são responsáveis por 72,8% de toda capacidade eólica instalada no mundo.

Tabela 2.1 – Principais fabricantes de aerogeradores globais

Fabricante	País
Vestas	Dinamarca
Siemens	Alemanha
GE	Estados Unidos
Goldwind	China
Enercon	Alemanha
Suzlon	Índia
United Power	China
Gamesa	Espanha
Ming Yang	China
Envision	China

Embora os maiores fabricantes europeus e americanos estejam também presentes no mercado brasileiro, no Brasil há uma divergência de tendências principalmente devido a presença em menor escala da indústria asiática (principalmente a chinesa).

O Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) prevê e possibilita o financiamento para a construção de parques eólicos localizados em território brasileiro através de sua linha especial de financiamento, FINAME. Para obter este financiamento, usualmente com taxas de juros mais baixas que as praticadas pelo mercado internacional, o desenvolvedor do projeto eólico deverá adquirir modelos de aerogeradores que possuam, no mínimo, 60% do valor agregado de seus componentes fabricados no Brasil [BNDES, 2015]. Este índice de nacionalização auxilia, de certa forma, o fortalecimento e desenvolvimento da indústria eólica nacional ao mesmo tempo em que reduz o nível de participação de fabricantes estrangeiros que não possuem interesse em desenvolver fábricas locais. Atualmente, sete fabricantes apresentaram a documentação necessária para participação da linha de financiamento do FINAME, sendo estes apresentados na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Fabricantes com índice de nacionalização acima de 60%

Fabricante	País
Acciona	Espanha
Alstom	França
Enercon	Alemanha
Gamesa	Espanha
GE	Estados Unidos
Vestas	Dinamarca
WEG	Brasil

A expectativa da indústria é que, devido a estes sete fabricantes estarem em processo de adequação ao mercado brasileiro, é provável que eles sejam os donos das maiores fatias do mercado eólico nacional já no médio prazo. Por este motivo, o presente estudo opta por trabalhar com os principais modelos fornecidos por estes sete fabricantes de maior atuação no mercado brasileiro.

2.4 Fontes de dados eólicos no Brasil

Uma das tarefas fundamentais para estimar o potencial eólico e comparar parâmetros em uma determinada região é a identificação do regime de ventos desta localidade. O autor Sansigolo ressaltou, em 2005, que a potência disponível no vento está diretamente relacionada com a velocidade do vento elevada ao cubo. Assim, uma pequena alteração na velocidade média do vento poderia trazer uma grande variação no potencial eólico de um local. Vale

ressaltar que há diversos outros fatores que influenciam a energia produzida por uma turbina eólica. Desta forma, não obrigatoriamente a energia produzida por um aerogerador possuirá uma sensibilidade cúbica à variação de velocidade do vento.

Deve-se instalar no mínimo uma torre anemométrica na área do parque para identificação do recurso eólico da região. Além disto, estão disponíveis fontes públicas de dados de vento em determinados locais no Brasil. Este trabalho está baseado em fontes públicas de dados eólicos, as quais são apresentadas a seguir.

2.4.1 Projeto SONDA

O INPE identificou que a base de dados de vento necessária à validação dos modelos de estimativa de energia era deficiente no Brasil e em toda a América Latina no início deste século [Pereira, 2000]. Devido a isto se criou o Projeto SONDA, o qual objetiva à formação de uma base de dados de superfície em diferente áreas do território brasileiro através da instalação de 3 estações anemométricas - Belo Jardim/PE, São João do Cariri/PB e Triunfo/PE - e de 4 estações mistas (anemométricas e solarimétricas) – Brasília/DF, Ourinhos/SP, Petrolina/PE e São Martinho da Serra/RS. As estações anemométricas medem médias de 10 minutos dos valores de velocidade e direção do vento a 50 m e 25 m, além da temperatura atmosférica a 50 m de altura. Já as estações mistas medem, além das variáveis citadas anteriormente, a velocidade e a direção do vento a 10 m de altura com resolução de 1 minuto. A Figura 2.7 apresenta uma fotografia da Estação Mista de Ourinho/SP.



Figura 2.7 – Exemplo da estação mista de Ourinhos/SP [Souza, 2006]

Martins et al., 2005, citaram o Projeto SONDA como uma importante base de dados ambientais com potencial para aplicabilidade ao setor energético brasileiro.

Lima et al. 2010, determinaram o potencial eólico e simularam um parque eólico no interior de Pernambuco considerando dados de vento medidos através da estação pertencente ao Projeto SONDA localizado na cidade de Triunfo.

2.4.2 Torres INMET

As fontes públicas de dados eólicos mais conhecidas e utilizadas no Brasil são as torres anemométricas pertencentes ao Instituto Nacional de Meteorologia. Segundo o website do INMET, 2015, uma estação meteorológica é composta de uma unidade de memória central (*data logger*), ligada a vários sensores de parâmetros meteorológicos (pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, direção e velocidade do vento), que integra os valores observados minuto a minuto e automaticamente a cada hora.

A Figura 2.8 ilustra uma estação meteorológica do INMET.



Figura 2.8 – Exemplo da estação meteorológica [UFMG, 2015]

Em 2002, Silva et al., realizaram uma pesquisa sobre o comportamento do vento e a caracterização do potencial eólico no estado da Bahia. Os autores utilizaram como recursos dados medidos entre Janeiro de 1977 e Dezembro de 1981 em 22 estações meteorológicas do INMET localizadas em todo o território baiano. Os resultados mostraram uma predominância

de vento Sudeste e bom grande potencial eólico em algumas localidades, principalmente no interior no estado.

Foi realizada, também, no ano de 2010, uma pesquisa visando desenvolver uma metodologia de seleção dos locais para instalação de parques eólicos. Foram utilizados, para este estudo, dados coletados a 10 metros de altura de dezessete torres do INMET situadas na região Sudeste do Brasil [Medina et al., 2010].

2.4.3 Projeto MERRA

O Projeto MERRA (Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications) foi desenvolvido pela NASA (National Aeronautics and Space Administration) e sua base de dados atmosféricos é baseada na análise histórica dos ciclos hidrológicos em uma ampla gama de escalas temporais e climáticas [Pereira, 2012]. Os dados do MERRA possuem resolução temporal de uma hora e resolução espacial de 0,66 graus longitudinais e 0,5 graus latitudinais.

Liléo e Petrik, em 2011, conduziram um trabalho onde se investigou o uso do MERRA para avaliação de potencial energético. Dados do MERRA (além de outras fontes) foram comparados com medições observadas em torres anemométricas localizadas na Suécia, para o período compreendido entre 1980 e 2009. O MERRA apresentou boa consistência espacial e temporal com os dados medidos.

O Instituto DEWI através de Jimenez et al., 2012 estudou o uso de diferentes fontes públicas de dados globais na avaliação do regime eólico de parques localizados no Brasil, Polônia, Romênia, região da Escandinávia e Turquia. A fonte de dados do MERRA é a que apresenta o melhor coeficiente de correlação com os dados medidos em 4 dos 6 parques eólicos verificados, inclusive no complexo localizado no Brasil.

2.4.4 Projeto ERA Interim

O Projeto ERA-Interim é um trabalho desenvolvido pelo European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) e, assim como o MERRA, também considera os ciclos hidrológicos para sua simulação. A resolução temporal do Projeto ERA é de 6 horas

e sua resolução espacial de 0,75 graus tanto longitudinais quanto latitudinais [ERA-Interim, 2015].

Um estudo sobre a qualidade dos dados do Projeto ERA-Interim foi realizado por Song et al, 2014. Para o local estudado, na costa chinesa, os dados simulados através do Projeto ERA-Interim apresentaram resultados bastante próximos aos resultados medidos por torres anemométricas para as velocidades acima de 6 m/s.

Outro trabalho que destaca a qualidade das séries de dados do Projeto ERA-Interim foi realizado por Carvalho et al., 2014. Os autores fizeram diferentes comparativos entre fontes de dados simulados, dentre eles MERRA e ERA-Interim. O projeto ERA-Interim apresentou a melhor correlação com os valores medidos para o local de estudo.

2.5 Camada Limite Atmosférica e Rugosidade

A camada limite atmosférica (CLA) é descrita como a região entre a superfície terrestre e uma determinada altitude, onde a velocidade do vento sofre influência das forças de atrito geradas na superfície terrestre.

Os aerogeradores modernos são instalados em alturas localizadas dentro da camada limite atmosférica. Desta forma, é importante conhecer o comportamento do escoamento de fluidos (neste caso, ar) dentro de seus limites.

Schlichting, 1978, afirma que o conceito de camada limite foi apresentado por Ludwig Prandtl. Segundo Prandtl, o escoamento viscoso deve ser analisado através de duas diferentes regiões. A primeira localiza-se proximamente a superfície onde o efeito da viscosidade do fluido é importante, enquanto a segunda localiza-se sobre esta camada, onde o fluido pode ser considerado não viscoso.

Na posição limite de altura igual a 0 m, ou seja, na própria superfície, a velocidade do vento é de 0 m/s. O valor de velocidade nula é encontrado até a posição onde encontra-se o parâmetro chamado de comprimento de rugosidade (z_o). Conforme a camada limite estende-se verticalmente aumentando sua distância de z_o , a velocidade do vento aumenta conforme o gradiente de velocidades descrito pelos parâmetros de cisalhamento vertical (*shear*) da região, conforme mostrado na Figura 2.9 [Driemeier, 2014].

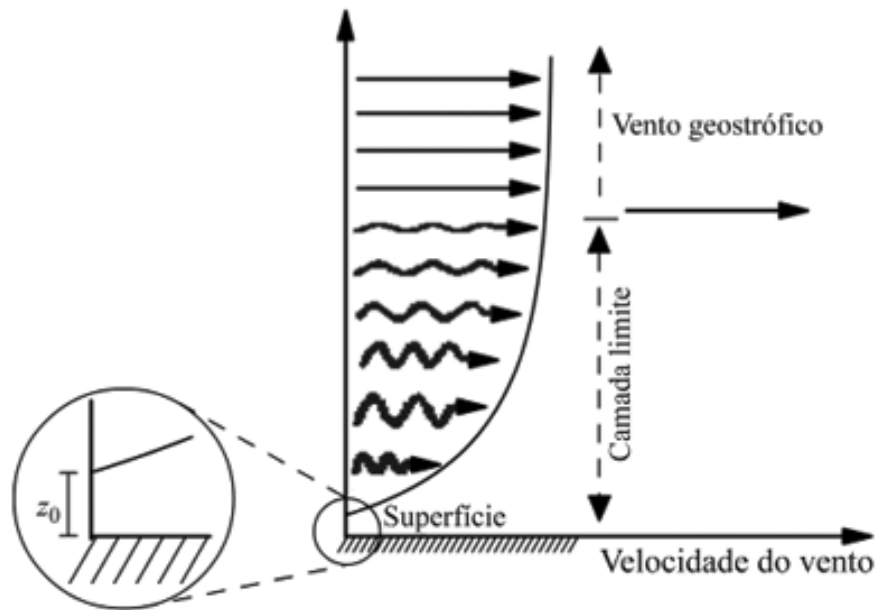


Figura 2.9 – Camada limite atmosférica [Adaptado de Martins et al., 2008]

Através da Figura 2.9 percebe-se que, a uma determinada altura, a velocidade do vento não sofre mais influência do atrito superficial. Ao vento livre destas influências dá-se o nome de Vento Geostrófico.

Diversos autores discutiram o efeito da camada limite atmosférica e dos comprimentos de rugosidade no escoamento de vento em determinadas regiões. Bagnold, 1941, Greeley e Iversen, 1985 e Stull, 1988, destacam que a superfície terrestre influencia o escoamento de vento através da rugosidade do terreno até determinada altura conhecida como camada limite atmosférica.

Roedel, 2000, cita que a camada limite atmosférica é gerada devido ao atrito entre a massa de ar em deslocamento e a superfície do solo. Aquele autor complementa estimando que a influência da camada limite atmosférica na velocidade do vento se estende até aproximadamente 1000 metros de altura da superfície. Sabe-se, entretanto, que a influência da camada limite atmosférica na velocidade do vento é dependente, dentre outros fatores, da região do planeta, da estratificação térmica e da topografia. Varejão, 2001, concluiu em seu estudo que a espessura da camada limite atmosférica depende do grau de rugosidade da superfície adjacente bem como da velocidade do ar sobre o qual ela escoar.

Davenport, 1993, sugeriu uma classificação dos parâmetros de comprimento de rugosidade e da variação dos perfis verticais do vento dentro da camada limite atmosférica. Este estudo gerou a Classificação de Rugosidades de Davenport, apresentada na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Classificação de rugosidades de Davenport

Descrição	z_o
Plantações altas	0,5 m
Cidade	0,3 m
Vegetação nativa	0,1 m
Plantações rasteiras	0,03 m – 0,05 m
Areia	0,01 m
Água	0,0002 m

Dentro da camada limite atmosférica, o perfil vertical da velocidade do vento pode ser aproximado, em condições neutras de estratificação térmica, pela Lei de Potência, e também pela Lei Logarítmica. As equações 2.22 e 2.23 descrevem estas duas leis respectivamente.

$$\frac{v_{h_1}}{v_{h_2}} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^\alpha \quad (2.22)$$

onde h_1 e h_2 são as alturas de interesse [m], v_{h_1} é a velocidade do vento na altura h_1 [m/s], v_{h_2} é a velocidade do vento na altura h_2 [m/s] e α é o expoente da camada limite atmosférica (variável com a rugosidade do terreno).

$$v_h = \left(\frac{u^*}{K} \right) \ln \left(\frac{h}{z_o} \right) \quad (2.23)$$

onde h é a altura de interesse [m], $v_{(h)}$ é a velocidade do vento na altura h [m/s], u^* é a velocidade de fricção e K é a constante de von Karman (usualmente 0,4) e z_o é o comprimento de rugosidade.

Em casos onde a velocidade do vento v_{h1} e a altura h_1 são conhecidos, a velocidade de vento a altura h_2 pode ser calculada através de uma manipulação matemática na Equação 2.23, obtendo-se a Lei Logarítmica na forma da Equação 2.24:

$$v_{h2} = v_{h1} \frac{\ln(h_2) - \ln(h_1)}{\ln(h_1) - \ln(z_0)} \quad (2.24)$$

Möller e Silvestrini, 2004, caracterizaram diferentes expoentes α para diferentes tipos de superfícies consideradas utilizando-se a Lei de Potência. Os valores variaram de aproximadamente 0,10 a 0,35, dependendo das condições de rugosidade. Os autores identificaram que a lei apresenta limitações, principalmente no que diz respeito a não identificação do limite superior da CLA.

Gonçalves et al., 2010, estudaram a variabilidade dos valores de cisalhamento vertical (*shear*) encontrados na microrregião do Semiárido Nordestino e correlacionaram estes valores com as condições atmosféricas da camada limite, com o comprimento de rugosidade e com a intensidade do vento, tanto para as estações secas quanto para as estações úmidas. A metodologia utilizada foi a aproximação do *shear* através da lei logarítmica utilizando dados SONDA da estação localizada em São João do Cariri, no estado da Paraíba. Os autores concluíram o ajuste pelo perfil logarítmico se mostrou adequado para altas velocidades de vento, baixa rugosidade e estabilidade atmosférica pouco estável.

Em 2011, Alé et al. utilizaram a lei de potência para determinar os valores sazonais e anual de *shear* para as localidades de São João do Cariri/PB e São Martinho da Serra/RS. Os valores encontrados são mostrados na Figura 2.10.

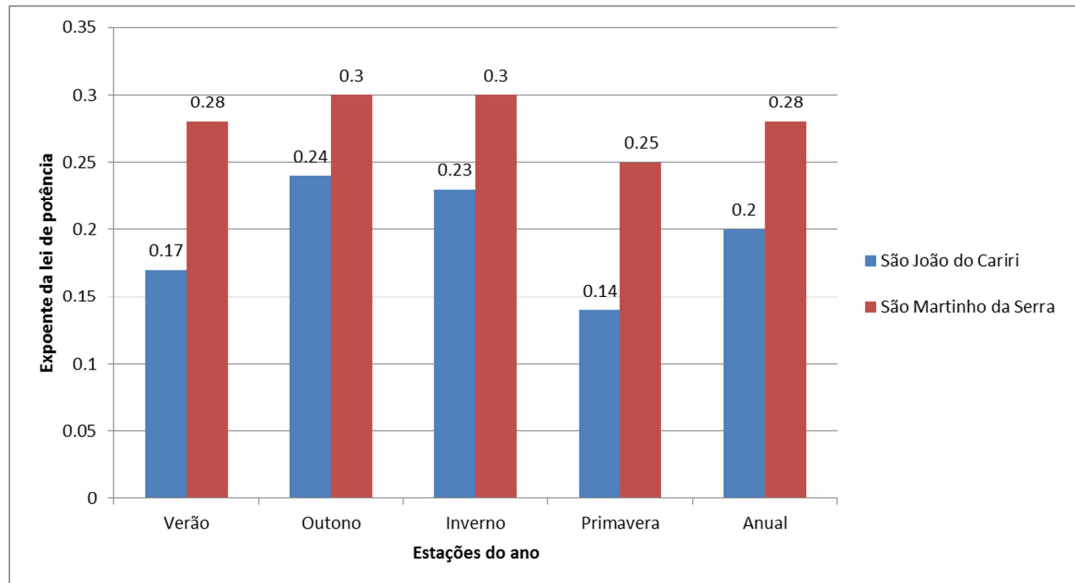


Figura 2.10 – Valores de *shear* para duas regiões brasileiras [Adaptado de Alé et al., 2011]

A EPE indicou, em 2013, os valores de *shear* obtidos para as regiões do litoral nordestino, interior da Bahia e Rio Grande do Sul. A obtenção dos dados foi através de 84 estações anemométricas pertencentes a diferentes desenvolvedores de parques eólicos. O perfil vertical do vento foi calculado através da Lei de Potência. Os valores encontrados são descritos na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 – Valores de *Wind Shear*, segundo a EPE

Descrição	α
Litoral Nordeste	< 0,30
Bahia	< 0,20
Rio Grande do Sul	< 0,24

2.6 Efeitos topográficos

Um dos parâmetros mais importantes para estimar-se corretamente o regime eólico de uma determinada região é o mapa topográfico do local do projeto. O mapa topográfico afeta diretamente a modelagem do escoamento de ventos em um parque eólico. Terrenos complexos são áreas de criticidade elevada, visto que qualquer erro na modelagem das curvas de nível poderá levar a altos erros nas estimativas de energia.

Terrenos complexos são, algumas vezes, mais propícios para instalação de turbinas eólicas em termos energéticos do que terrenos completamente planos. Isto se deve às acelerações existentes no escoamento do vento sob certas condições de topografia [Mattuella et al., 2015]. Desta forma, o entendimento da complexidade de uma região torna-se de suma importância para o projeto eólico.

Em 1988, Mortensen et al. validaram o desempenho de um indicador chamado RIX, modelando um terreno complexo localizado na área de um parque eólico de 23 MW na região Nordeste de Portugal. A relevância deste índice foi comprovada e as consequências da variação do RIX foram quantificadas. Concluiu-se que há uma relação log-linear entre os erros de estimativa na modelagem do escoamento e o valor da variação do índice RIX.

Em 1996, Bowen e Mortensen, abordaram novamente o nível de complexidade de um local através do Ruggedness Index (RIX). Este índice indica a fração da área de um terreno circular com raio de 3,5 km que excede a inclinação de 17°, e um valor de índice acima de 0,3 significa uma área complexa. Um valor de RIX de 0% indicará um terreno completamente plano.

A influência direta na variação de parâmetros de um mapa topográfico foi verificada por Silva, 2006. O autor aplicou diferentes distâncias entre curvas de nível e dimensões de mapas topográficos e pode observar que a variação na estimativa do recurso eólico é de até 25 % entre mapas topográficos de uma mesma fonte, quando os parâmetros de dimensões e distâncias são variados.

2.7 Modelagem do vento

A modelagem computacional é uma ferramenta de grande importância na avaliação do potencial energético de determinadas regiões. Para se ter o maior nível de confiabilidade possível na estimativa de recurso eólico na posição dos aerogeradores em um determinado parque eólico, seria necessária a instalação de uma torre de medição em cada posição de turbina eólica, para medição das condições do vento em cada ponto de interesse. Na etapa de pré-projeto, entretanto, torna-se inviável economicamente e fisicamente a instalação de tantas torres medição em uma mesma área. Desta forma, para se prever a velocidade do vento em diversos pontos baseando na velocidade medida em um único ponto próximo, se utilizam modelos computacionais.

Landberg et al., 2003, sugerem que para um estudo com boa precisão, podemos utilizar *softwares* de microescala dentre os quais se destaca o WAsP, modelo computacional descrito por Troen e Petersen, 1989.

O modelo computacional WAsP cria um “atlas eólico virtual” (*Generalized Regional Wind Climatology*) para uma determinada área baseando-se em seus dados de entrada. O atlas virtual é gerado através das simulações das influências nas distribuições de vento causadas pela orografia, rugosidade e obstáculos presentes nos mapas, determinando como seria o comportamento do vento acima da camada limite atmosférica. Ao vento sem influências dá-se o nome de vento geostrófico.

A seguir, o WAsP extrapola horizontalmente o vento geostrófico sem considerar interferências externas em seu perfil.

A modelagem do vento é finalizada ao incluírem-se os efeitos topográficos, efeitos de rugosidade e efeitos criados por obstáculos, no vento geostrófico, para cada posição de interesse das regiões que são estudadas (*Wind Climatology of Specific Location*).

Matematicamente, o processo de modelagem do vento de um ponto A para um ponto B pode ser representado através das equações 2.25 e 2.26 [Zhang, 2015].

$$W_A = G - OBS_A - ROU_A - ORO_A \quad (2.25)$$

em que W_A representa o regime de vento no ponto de entrada A, G representa o atlas eólico virtual (vento geostrófico) e OBS_A , ROU_A e ORO_A representam os efeitos de obstáculos, rugosidade e orografia também no ponto de entrada A, aplicados à camada limite atmosférica.

$$W_B = G + OBS_B + ROU_B + ORO_B \quad (2.26)$$

no qual W_B representa o regime de vento no ponto de interesse B e OBS_B , ROU_B e ORO_B representam os efeitos de obstáculos, rugosidade e orografia no ponto de interesse B, aplicados à camada limite atmosférica.

Tanto a representação do atlas eólico virtual quanto os efeitos de obstáculos, rugosidade e orografia são modelados individualmente em diferentes condições.

O atlas eólico virtual, G é descrito por Troen e Petersen, 1990, como:

$$G = \frac{u^*}{K} \sqrt{\left(\ln\left(\frac{u^*}{fz_o}\right) - A\right)^2 + B} \quad (2.27)$$

em que f é o parâmetro de Coriolis descrito na Equação 2.28 e A e B são constantes empíricas com valores de 1,8 e 4,5 respectivamente.

$$f = 2\Omega \text{sen} \phi_L \quad (2.28)$$

e Ω é a velocidade angular da Terra de $7,292\text{E-}5$ rad/s enquanto ϕ_L é a latitude do projeto.

O modelo *OBS* deve-se ao fato de que em alguns projetos eólicos a série de ventos adquirida ou a posição de algumas turbinas são influenciadas por obstáculos próximos. Para tal, considerando-se obstáculos bidimensionais e semi infinitos (como fileiras de árvores e muros), são utilizadas as expressões de Perera, 1981, obtidas empiricamente em um túnel de vento.

$$\frac{\Delta v}{v} = 9,8 \left(\frac{z_a}{h_o}\right)^{0,14} \frac{x}{h_o} (1 - Po) \eta \exp(-0,67\eta^{1,5}) \quad (2.29)$$

$$\eta = \frac{z_a}{h_o} \left(\frac{0,32}{\ln(h_o / z_o)} \frac{x}{h_o}\right)^{-0,47} \quad (2.30)$$

onde z_a é a altura de medição considerada, h_o é a altura do obstáculo, x é a distância do obstáculo ao ponto de interesse e Po é a porosidade do obstáculo (área livre/área total).

O modelo *ROU* em terrenos simples considera a distribuição logarítmica de vento descrita na Equação 2.23 para determinar os efeitos da rugosidade em diferentes pontos de interesse. Em terrenos complexos, o modelo *ROU* é alterado pelo *WAsP*, conforme pode ser visto em Troen e Petersen, 2010.

O modelo orográfico *ORO* é utilizado para contemplar as modificações introduzidas pelas diferentes condições de orografia encontrados nas áreas do projeto. Este modelo foi descrito primeiramente por Jackson e Hunt, 1975, e poderá ser encontrado em Troen e Petersen, 1990. O modelo é descrito pelo cálculo de uma perturbação da corrente potencial

induzida pelo terreno e correspondente a um vetor de vento unitário na direção não distorcida do vento. A perturbação se relaciona com o potencial por:

$$\vec{u} = \nabla \chi \quad (2.31)$$

no qual \vec{u} é o vetor tridimensional das perturbações e χ é o potencial.

Caso seja assumido que o potencial desaparece em um determinado raio R , uma solução geral pode ser expressa em coordenadas polares da seguinte forma:

$$\chi_j = K_{nj} J_n \left(c_j^n \frac{r}{R} \right) \exp(in\phi_A) \exp\left(-c_j^n \frac{z}{R}\right) \quad (2.32)$$

no qual K_{nj} são coeficientes arbitrários, J_n é a função de Bessel de ordem n , c_j^n são as raízes de J_n , r é o raio, ϕ_A é o azimute e z é a altura. Os coeficientes arbitrários podem ser determinados mediante as condições de contorno na superfície.

$$w_o = \frac{\partial}{\partial z} \chi \Big|_{z=0} = \vec{u}_o \nabla h_T(r, \phi_A) \quad (2.33)$$

em que w_o é a velocidade vertical induzida pelo terreno, \vec{u}_o é o vetor velocidade não perturbada e h_T é a altura do terreno.

A resolução do modelo pode ser dada em representação polar e sua solução é apresentada a seguir:

$$\nabla \chi_j = \frac{1}{2} (1, i) K_{1j} \frac{c_j^1}{R} \exp\left(-c_j^1 \frac{h}{R}\right) \quad (2.34)$$

O resultado do modelo é, então, uma série de coeficientes K_{1j} , dentre os quais a perturbação da corrente é dada pela soma dos termos da Equação 2.34.

Após os resultados, o modelo *ORO* ainda pode modificar a solução da corrente potencial com fim de adaptar-se às condições específicas de rugosidade no projeto. Este procedimento também está descrito em Troen e Petersen, 1990.

É válido ressaltar que o WASP está desenvolvido prioritariamente para aplicações nas quais a atmosfera é predominantemente neutra e o terreno é simples [Wallbank, 2008]. Em locais onde a atmosfera é estável ou onde o terreno é muito complexo, o WASP incluirá um nível de incerteza considerável na modelagem do escoamento de vento.

2.8 Análise de Energia

A produção anual de energia bruta de um aerogerador é calculada através da distribuição anual da probabilidade de ocorrência da velocidade do vento à altura do cubo do rotor estimada para cada posição de aerogerador, e da curva de potência do aerogerador, conforme mostrado na Figura 2.11.

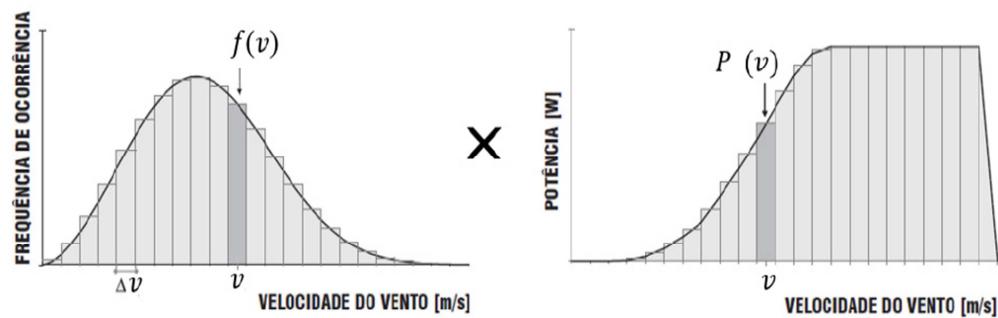


Figura 2.11 – Energia produzida em um aerogerador [Adaptado de Driemeier, 2014]

A Equação 2.35 apresenta quantitativamente a energia bruta gerada por uma turbina eólica dentro do período de um ano.

$$E_i = 8766 \sum P(v) f(v) \quad (2.35)$$

em que E_i é a energia bruta gerada por um aerogerador, $P(v)$ é a potência da turbina eólica a uma velocidade v e $f(v)$ é a função de Weibull para o aerogerador considerado. O parâmetro multiplicador 8766 representa o número médio de horas existentes anualmente durante a vida útil de 20 anos de um parque eólico (já se considerando os anos bissextos).

A energia bruta total de um parque eólico é calculada através da soma da energia individual de todos os aerogeradores presentes no complexo eólico, conforme Equação 2.36.

$$E_p = \sum E_i \quad (2.36)$$

em que E_p é a energia bruta para o parque eólico.

Um dos *softwares* largamente utilizados na indústria eólica para cálculo de energia é o WindFarmer, desenvolvido pela empresa DNV GL [Garrad Hassan, 2009].

O WindFarmer realiza o seu cálculo de energia em três etapas:

- A. Energia Ideal – Todas as turbinas são consideradas com o mesmo recurso eólico, o qual é descrito pela posição da torre anemométrica, a altura do cubo e sem a consideração de perdas por esteira;
- B. Energia Bruta – Para calcular a energia bruta são considerados os recursos eólicos disponíveis nas posições reais das turbinas baseando-se na modelagem do vento realizada previamente pelo WAsP. Nesta etapa ainda não são contabilizadas as perdas por esteira;
- C. Energia Líquida – São considerados os recursos eólicos nas posições individuais de cada turbina considerando as perdas por esteira (ver seção 2.9).

As relações B/A e C/B são chamadas pelo *software* como eficiência topográfica e eficiência de esteira, respectivamente.

Desta forma, utiliza-se a etapa C de cálculo do WindFarmer juntamente com a Equação 2.36 para se estimar a energia de um parque eólico.

2.9 Efeito de esteira

Parte da energia cinética do vento é absorvida pelos aerogeradores e posteriormente é convertida em energia mecânica. A absorção desta energia causa uma redução na velocidade do vento à jusante do rotor da turbina, aumentando também a intensidade de turbulência nesta localidade. Este efeito é chamado de efeito de esteira, e é uma das causas das perdas de energia de parques eólicos.

As turbinas eólicas que operam dentro das posições de esteiras produzem, desta forma, menos energia que produziriam caso não houvesse a turbina causadora de esteira a

montante. Além disso, aerogeradores operando nestas condições sofrem um acréscimo de carga em sua estrutura, devido à intensidade de turbulência ser mais elevada.

Em 2010, Wenzel comparou a utilização de três modelos de esteira existentes. Foram considerados o modelo de PARK, o modelo de Werle e o modelo de Eddy Viscosity com um modelo gerado através de CFD considerando o uso das equações médias de Reynolds com o modelo de turbulência $\kappa-\omega$ SST. O autor concluiu que o modelo de Eddy Viscosity apresentou os melhores resultados quando comparados com o seu modelo.

Outros autores, como Schlez e Neubert, 2009 e Hansen et al., 2006, sugerem que o modelo de esteira que mais se aproxima das experimentações vistas em campo é o modelo de Eddy Viscosity.

O modelo de Eddy Viscosity ou modelo de viscosidade turbulenta foi descrito por Ainslie, 1988.

Ainslie assumiu que o perfil de velocidades dentro da esteira comporta-se de acordo com a curva Gaussiana, conforme Figura 2.12.

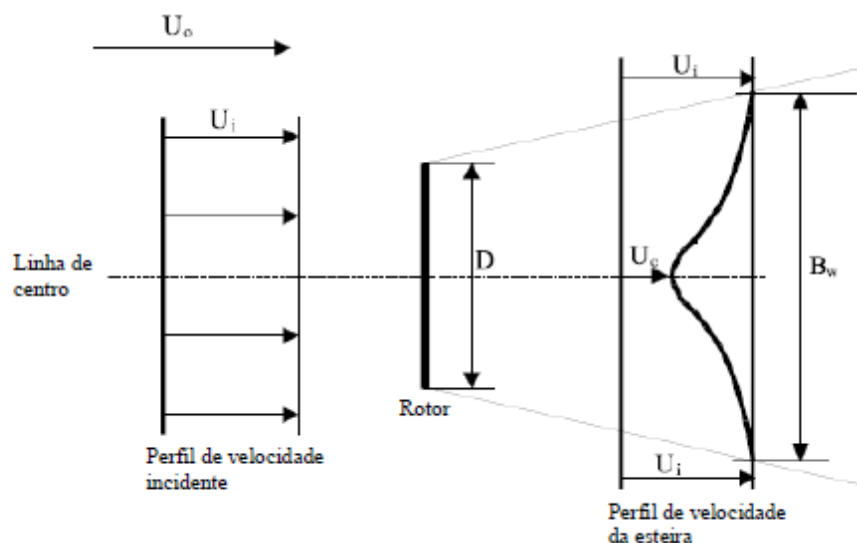


Figura 2.12 – Perfil de esteira de Eddy Viscosity [Wenzel, 2010]

O autor relacionou, então, baseando-se em dados experimentais, o déficit de velocidade na linha de centro (D_m) com o coeficiente de impulso axial do aerogerador (C_t), válida para distanciamentos mínimos entre turbinas de 2 diâmetros do rotor (D).

$$D_m = 1 - \frac{U_c}{U_o} = C_t - 0,05 - [(16 C_t - 0,5) \frac{I_o}{1000}] \quad (2.37)$$

em que U_c representa a velocidade na linha de centro da esteira [m/s], U_o representa a velocidade do escoamento livre [m/s] e I_o é a intensidade de turbulência da corrente livre.

A largura da esteira (B_w) pode ser obtida através da Equação 2.38.

$$B_w = \sqrt{\frac{3,56 C_t}{8 D_m (1 - 0,5 D_m)}} \quad (2.38)$$

Assim, o perfil de velocidades na esteira do modelo Eddy Viscosity, segundo Ainslie, é de:

$$1 - \frac{U(r)}{U_o} = D_m e^{(-3,56)} \left(\frac{r}{B_w}\right)^2 \quad (2.39)$$

Através das equações 2.37, 2.38 e 2.39 é possível calcular o efeito de esteira através do modelo de Eddy Viscosity considerando-se o espaçamento mínimo de 2 diâmetros do rotor.

2.10 Intensidade de turbulência

A intensidade de turbulência pode ser definida em um escoamento como a razão do desvio padrão da velocidade do vento (σ) e a velocidade média (\bar{v}) da corrente livre na mesma direção considerada usualmente definida em médias de 10 minutos ou 1 hora [Custódio, 2013].

$$IT = \frac{\sigma}{\bar{v}} \quad (2.40)$$

Desta forma, a intensidade de turbulência pode ser considerada uma flutuação da velocidade do vento numa determinada escala de tempo.

A turbulência é gerada principalmente pelo atrito com a superfície terrestre e por efeitos térmicos que podem causar movimentos verticais de massas de ar resultantes das diferenças de temperatura, originando um movimento de células convectivas que por sua vez provocam, em larga escala, vórtices de turbulência [Jervel, 2008].

A intensidade de turbulência tende a decrescer com o aumento de altura. Isto se deve ao fato de que, conforme visto na seção 2.5, quanto maior a altura, maior deverá ser a velocidade média do local.

Experimentos foram realizados revelando que a relação $\sigma = 2,5 u^*$ se verifica na altura de instalação dos aerogeradores. Reescrevendo a Equação 2.23 temos que [Castro, 2003]:

$$IT = \frac{1}{\ln\left(\frac{h}{z_o}\right)} \quad (2.41)$$

A Figura 2.13 apresenta a variação da intensidade de turbulência com a altura para o caso de um comprimento de rugosidade z_o de 0,1 m.

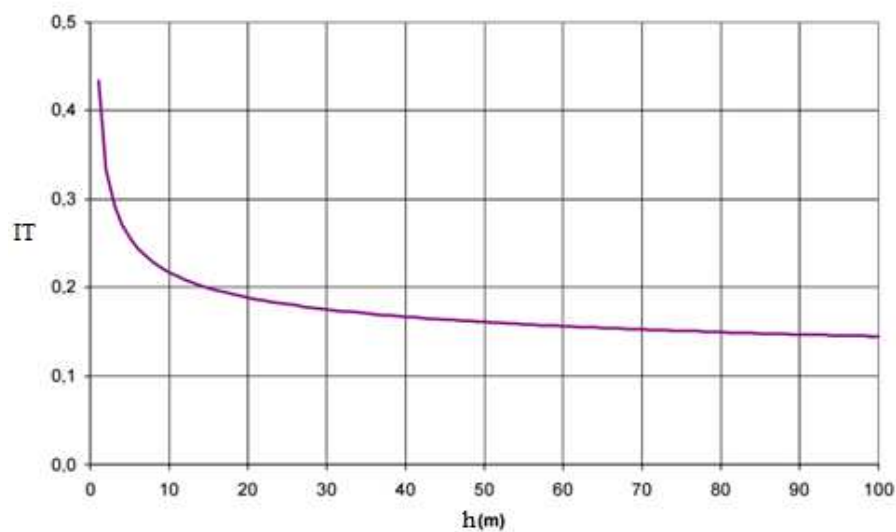


Figura 2.13 – Intensidade de turbulência para $z_o=0,1$ [Castro, 2003]

Honrubia et al., 2012, também estudaram o efeito da intensidade de turbulência a diferentes alturas e a influência de sua variação na produção de energia de um aerogerador. Os autores utilizaram um equipamento do tipo LiDAR (sensoriamento remoto por laser) por um período de três meses no sul da Espanha.

3 METODOLOGIA

O capítulo 3 do trabalho apresenta a metodologia utilizada para atingir os objetivos propostos. A metodologia deste estudo pode ser dividida em três partes:

1. Análise de vento na posição da torre à altura do cubo do rotor;
2. Modelagem do vento na área dos projetos;
3. Avaliação de energia e comparação de resultados.

A parte 1 está descrita nas Seções 3.1 a 3.5, as quais contemplam os assuntos de seleção e identificação de dados de vento, controle de qualidade das informações, avaliação do recurso eólico de longo prazo, dessazonalização do vento e extrapolação vertical dos dados de vento. O objetivo da parte 1 é estabelecer frequências de distribuição do vento representativas das alturas do rotor dos aerogeradores nas posições das torres anemométricas.

Já a parte 2 pode ser encontrada na seção 3.6, a qual detalha o procedimento utilizado para modelagem do escoamento do vento na área dos complexos eólicos em questão.

A parte 3 é apresentada nas Seções 3.7 e 3.8. Nestas subdivisões são descritos os métodos e as equações empregadas para avaliarem-se os parâmetros propostos neste estudo.

3.1 Seleção e identificação dos dados

Fontes de dados de vento estão disponíveis publicamente. É preciso, portanto, escolher-se dentre as fontes disponíveis quais são as mais confiáveis para representar fielmente o modelo de vento nos locais de análise. Para que o nível de confiabilidade seja considerado aceitável é necessário que a estação possua um longo período de medição de dados vento e que não apresente falhas óbvias durante um largo período de tempo.

Proximamente às três áreas de estudo são identificadas as estações de medições do Projeto SONDA localizadas nas cidades de Triunfo/Pernambuco, São João do Cariri/Paraíba e São Martinho da Serra/Rio Grande do Sul como potenciais fontes confiáveis para identificação do regime de ventos de uma região. São obtidos, então, dados de velocidade, direção do vento e temperatura atmosférica em médias de 10 minutos para as alturas de 50 metros e 25 metros para as três estações. Além disso, pelo fato de a estação de São Martinho

da Serra possuir, também, dados de velocidade e direção do vento a 10 metros de altura, estes também são obtidos.

Dados diários registrados nas estações meteorológicas do INMET localizadas proximamente aos locais de estudo são fornecidos paralelamente por este instituto através de sua plataforma online BDMEP. Vale ressaltar que os dados medidos nas torres do INMET usualmente poderiam servir para a avaliação de dados de potencial energético nos locais, entretanto, devido a suspeita de baixa cobertura de dados em diversos períodos, opta-se por não utilizá-los no presente estudo.

A Tabela 3.1 detalha as fontes de dados de vento consideradas para determinação do recurso eólico no local dos projetos estudados neste trabalho.

Tabela 3.1 – Fontes medidas de dados eólicos utilizados

Nome do Projeto	Fonte de dados eólicos	Período Considerado	Coordenadas Geográficas
Triunfo	SONDA – TRI	07/2004 até 04/2007	7,83° Sul e 38,12° Oeste
São João do Cariri	SONDA – SJC	01/2006 até 09/2009	7,38° Sul e 36,53° Oeste
São Martinho da Serra	SONDA - SMS	08/2004 até 04/2011	29,44° Sul e 53,82° Oeste

Para se aumentar o nível de confiança na estimativa do regime de ventos em uma região pode-se correlacionar dados de curto prazo medidos no local - neste caso através das torres anemométricas SONDA-, com dados de vento de fontes eólicas de longo prazo (no Brasil, estes dados são usualmente simulados computacionalmente) para que o período total da série de dados de curto prazo possa ser estendido temporalmente de forma a que se torne o mais representativo possível do vento de longo prazo.

Desta forma, são selecionadas duas diferentes fontes públicas de dados baseadas em modelagens computacionais para servirem de referência de séries de longo prazo para cada um dos projetos. Dados horários de velocidade, direção do vento, pressão atmosférica e temperatura a 2 metros, 10 metros e 50 metros são obtidos através do Projeto MERRA. Dados de velocidade, direção do vento, pressão atmosférica e temperatura a 10 metros de altura e com resolução temporal de 6 horas são também obtidos para o projeto ERA-Interim. Para ambas as fontes de referência de longo prazo obtêm-se o período compreendido entre os anos

de 2000 e 2015 para os nove pontos modelados e localizados mais proximamente às torres SONDA em cada um dos projetos eólicos estudados.

As Tabelas 3.2, 3.3 e 3.4 detalham as fontes de dados de vento utilizadas para as estimativas dos regimes eólicos de longo prazo nos locais dos projetos de Triunfo, São João do Cariri e São Martinho da Serra.

Tabela 3.2 – Resumo das fontes de longo prazo - Triunfo

Descrição da fonte	Período Considerado	Coordenadas Geográficas
MERRA	01/2000 até 07/2015	1) 8,00° Sul e 38,00° Oeste 2) 7,50° Sul e 38,00° Oeste 3) 7,50° Sul e 37,33° Oeste 4) 8,00° Sul e 37,33° Oeste 5) 8,50° Sul e 37,33° Oeste 6) 8,50° Sul e 38,00° Oeste 7) 8,50° Sul e 38,66° Oeste 8) 8,00° Sul e 38,66° Oeste 9) 7,50° Sul e 38,66° Oeste
ERA-Interim	01/2000 até 06/2015	1) 7,50° Sul e 38,25° Oeste 2) 6,75° Sul e 38,25° Oeste 3) 6,75° Sul e 37,50° Oeste 4) 7,50° Sul e 37,50° Oeste 5) 8,25° Sul e 37,50° Oeste 6) 8,25° Sul e 38,25° Oeste 7) 8,25° Sul e 39,00° Oeste 8) 7,50° Sul e 39,00° Oeste 9) 6,75° Sul e 39,00° Oeste

Tabela 3.3 – Resumo das fontes de longo prazo – São João do Cariri

Descrição da fonte	Período Considerado	Coordenadas Geográficas
MERRA	01/2000 até 07/2015	1) 7,50° Sul e 36,66° Oeste 2) 7,00° Sul e 36,66° Oeste 3) 7,00° Sul e 36,00° Oeste 4) 7,50° Sul e 36,00° Oeste 5) 8,00° Sul e 36,00° Oeste 6) 8,00° Sul e 36,66° Oeste 7) 8,00° Sul e 37,33° Oeste 8) 7,50° Sul e 37,33° Oeste 9) 7,00° Sul e 37,33° Oeste
ERA-Interim	01/2000 até 06/2015	1) 7,50° Sul e 36,75° Oeste 2) 6,75° Sul e 36,75° Oeste 3) 6,75° Sul e 36,00° Oeste 4) 7,50° Sul e 36,00° Oeste 5) 8,25° Sul e 36,00° Oeste 6) 8,25° Sul e 36,75° Oeste 7) 8,25° Sul e 37,50° Oeste 8) 7,50° Sul e 37,50° Oeste 9) 6,75° Sul e 37,50° Oeste

Tabela 3.4 – Resumo das fontes de longo prazo – São Martinho da Serra

Descrição da fonte	Período Considerado	Coordenadas Geográficas
MERRA	01/2000 até 07/2015	1) 29,50° Sul e 54,00° Oeste 2) 29,00° Sul e 54,00° Oeste 3) 29,00° Sul e 53,33° Oeste 4) 29,50° Sul e 53,33° Oeste 5) 30,00° Sul e 53,33° Oeste 6) 30,00° Sul e 54,00° Oeste 7) 30,00° Sul e 54,66° Oeste 8) 29,50° Sul e 54,66° Oeste 9) 29,00° Sul e 54,66° Oeste
ERA-Interim	01/2000 até 06/2015	1) 29,25° Sul e 54,00° Oeste 2) 28,50° Sul e 54,00° Oeste 3) 28,50° Sul e 53,25° Oeste 4) 29,25° Sul e 53,25° Oeste 5) 30,00° Sul e 53,25° Oeste 6) 30,00° Sul e 54,00° Oeste 7) 30,00° Sul e 54,75° Oeste 8) 29,25° Sul e 54,75° Oeste 9) 28,50° Sul e 54,75° Oeste

As Figuras 3.1, 3.2 e 3.3 apresentam a localização das torres anemométricas SONDA bem como as posições dos pontos considerados na avaliação de longo prazo para os projetos de Triunfo, São João do Cariri e São Martinho da Serra. Para a elaboração das Figuras utilizam-se os *softwares* Google Earth Pro e Surfer 8.

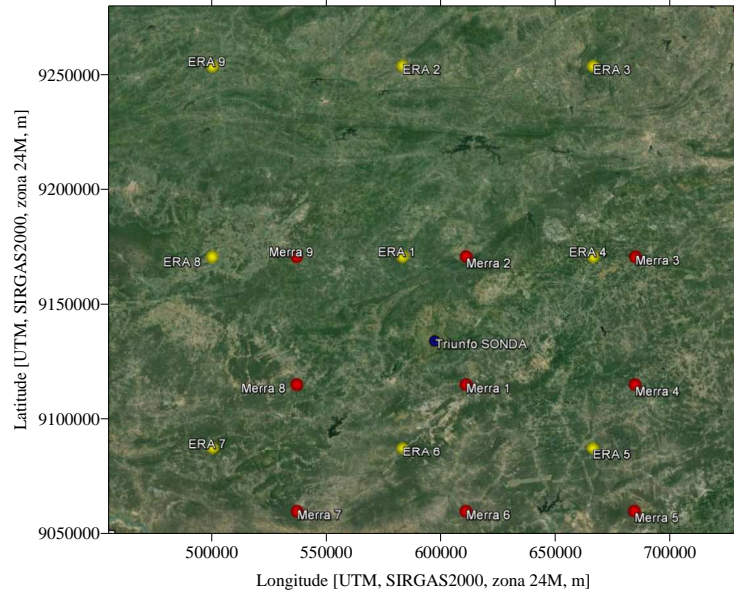


Figura 3.1 – Localizações das fontes de dados – Triunfo

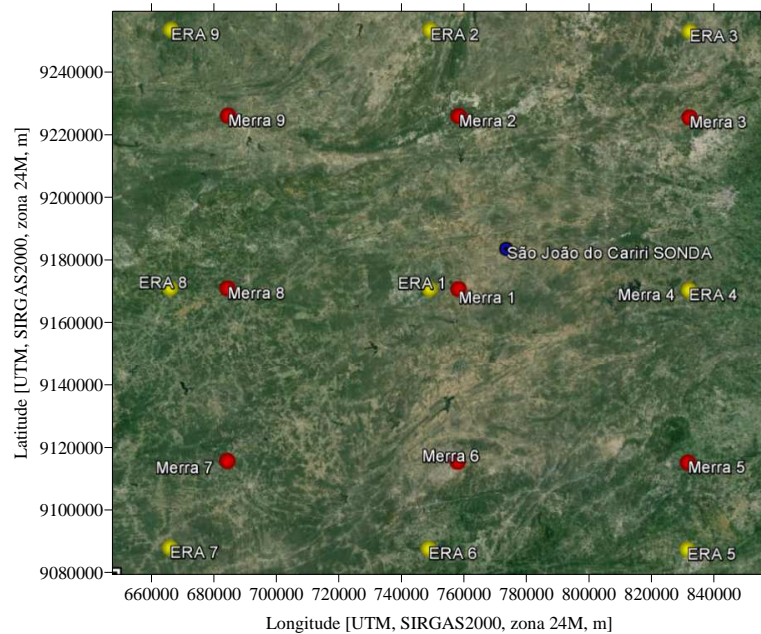


Figura 3.2 – Localizações das fontes de dados - São João do Cariri

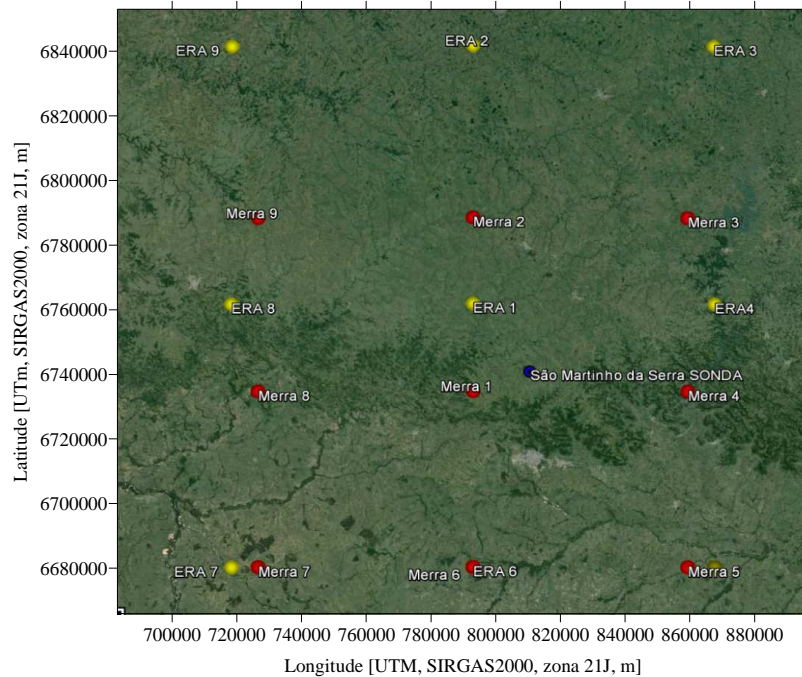


Figura 3.3 – Localizações das fontes de dados - São Martinho da Serra

3.2 Controle de qualidade dos dados de vento

A fim de se garantir que a estimativa do recurso eólico para uma determinada região é a mais correta possível, precisa-se que não sejam incluídos na análise dados que tenham sido afetados por problemas, dados que não tenham sido corretamente registrados, ou dados que apresentem quaisquer demais anomalias durante sua medição. Os principais problemas que podem ocorrer com dados anemométricos e que são investigados neste trabalho são:

- Queima, dano, quebra ou mau funcionamento dos sensores de velocidade e/ou direção do vento;
- Queima do registrador de dados (*datalogger*);
- Má instalação dos sensores de velocidade e/ou direção do vento, como alteração de canais na conexão entre o registrador de dados e os sensores;
- Problemas de calibração dos sensores de velocidade e/ou direção do vento;
- Congelamento dos sensores de velocidade e/ou direção do vento;
- Degradação temporal dos sensores de velocidade e/ou direção do vento.

A identificação destes problemas dá-se, prioritariamente, através de análise gráfica, conforme exemplificado na Figura a seguir.

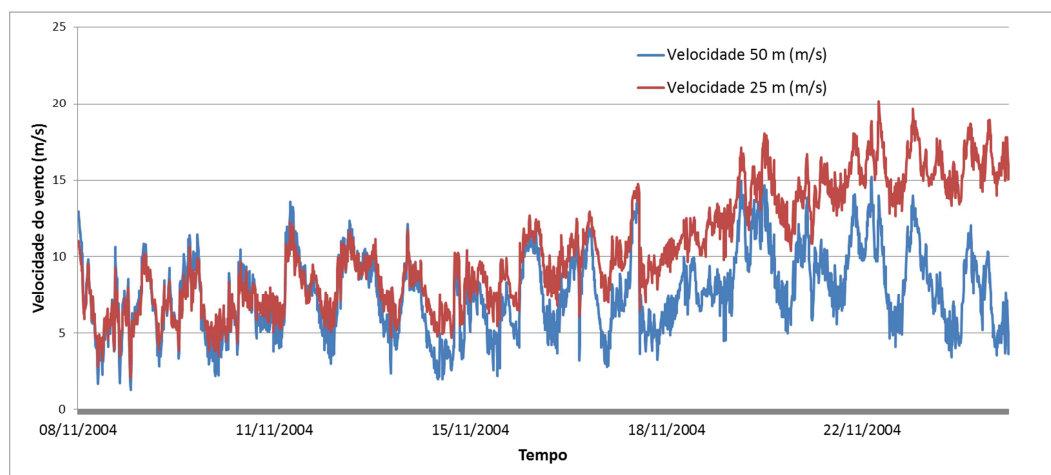


Figura 3.4 – Suspeita de problema nas medições de vento da torre SONDA – TRI

Na Figura 3.4 percebe-se que no dia 15 de novembro de 2004 os sensores de velocidade do vento instalados a 25 m e a 50 m de altura na torre SONDA TRI começam a apresentar tendências diferentes entre eles, o que não é esperado para ventos em uma mesma torre anemométrica no Brasil.

Comparando-se, então, estes dois sinais medidos na torre de Triunfo com um terceiro sinal independente, por exemplo, da velocidade do vento do ponto 1 da série MERRA, consegue-se identificar que o sensor de 25 m na torre SONDA TRI apresenta problemas.

Desta forma, no presente estudo investigam-se graficamente problemas para todos os sensores disponíveis em todas torres anemométricas presentes no trabalho.

Além disso, possíveis defasagens temporais entre dados de vento medidos nas torres SONDA e nos projetos MERRA e ERA também são verificados. Para isto, correlacionam-se os dados de temperatura entre estas séries, defasando-os de 10 em 10 minutos até encontrar-se a melhor correlação possível. Esta escolha é justificada pelo fato de que a temperatura é uma variável com baixa sensibilidade espacial dentro das regiões estudadas.

Para estas correlações avalia-se o coeficiente R^2 . O valor de R de Pearson é um parâmetro que mede o grau da correlação entre duas variáveis de escala métrica. Um valor de 1 indica uma correlação perfeita entre as variáveis, enquanto um valor de 0 indica que as variáveis não possuem relação linear entre elas. A Equação 3.1 apresenta que:

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sqrt{\text{var}(X) \cdot \text{var}(Y)}} \quad (3.1)$$

onde R é o coeficiente de correlação de Pearson, x_i e y_i são os valores medidos de ambas as variáveis e \bar{x} e \bar{y} são seus respectivos valores médios.

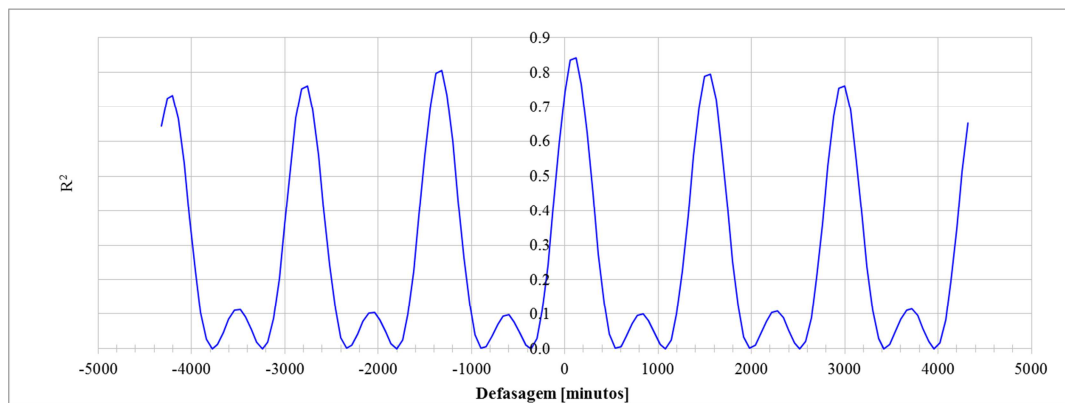


Figura 3.5 – Investigação de defasagem temporal – SONDA TRI x MERRA 1

Na Figura 3.5 consegue-se perceber que, quando uma das duas séries testadas é defasada em 120 minutos, tem-se a melhor correlação possível entre seus sinais.

É importante identificar possíveis defasagens temporais para que estas não influenciem negativamente as correlações entre séries, conforme é visto nas seções 4.2 e 4.3.

Investigam-se, então, possíveis defasagens temporais para todas as séries de dados utilizadas nas análises dos três projetos.

3.3 Recurso eólico de longo prazo

Conforme visto na seção 2.1.3, devido à dificuldade de análise do parâmetro vento, o recurso eólico precisa ser caracterizado através de uma distribuição de frequências de velocidade e direção do vento. Esta distribuição deve ser representativa do maior período possível (chamado de período de longo prazo).

Nesta seção descreve-se como a distribuição de frequências de longo prazo pode ser obtida através de correlações entre dados de vento de curto prazo medidos no local (SONDA) e dados de vento de longo prazo simulados (MERRA e ERA), de forma a que a frequência de distribuição final seja representativa do maior período possível na localização de cada torre de medição SONDA.

Para o presente trabalho utiliza-se a metodologia MCP - Measure, Correlate and Predict, o qual baseia-se, como seu nome indica, em se medir dados de vento em um prazo curto (por exemplo, 2 anos), correlacioná-los com fontes de longo prazo (por exemplo, 20 anos) e, assim, se prever a velocidade final nas posições das torres de medição de vento. O maior benefício deste método é a obtenção de uma série de longo prazo para a posição específica desejada para o projeto sem despendar de 20 anos para a coleta de dados de vento e desenvolvimento do projeto.

Para os três projetos estudados têm-se disponíveis dados em base de 10 minutos nas torres SONDA (curto prazo), dados em base de 1 hora MERRA (longo prazo) e dados em base de 6 horas ERA (longo prazo).

3.3.1 Reconstrução de dados – Dados horários

A fim de se aproveitar ao máximo a qualidade e a resolução das informações disponíveis de curto e longo prazo nos locais dos projetos, primeiramente realiza-se a reconstrução de dados na série SONDA para cada projeto eólico considerando-se como referência os dados do MERRA (base de 1 hora).

Neste método, os dados de 10 minutos de cada série SONDA são redimensionados para uma resolução de 1 hora através das médias aritméticas de 6 dados consecutivos de 10 minutos. Desta forma, os dados concorrentes da torre SONDA e do MERRA são correlacionados, comparando-se suas velocidades do vento para doze setores de direção de 30 graus.

Para se minimizar a influência de ventos baixos, que usualmente apresentam uma elevada dispersão, prejudicando a qualidade da correlação, aplica-se um filtro a fim de se excluírem dados de vento com velocidades menores que 3 m/s. Vale ressaltar que valores abaixo deste limite de velocidade não contribuem para geração de energia elétrica, visto que usualmente a velocidade do vento necessária para o arranque dos aerogeradores é de 3 m/s.

O resultado desta análise é uma tabela de 12 fatores conhecidos como *speedups*. Cada valor de *speedup* corresponde a um dos 12 setores de direção de 30 graus que são correlacionados. Estes *speedups* são, então, aplicados nos dados de vento do MERRA obtendo-se assim dados de vento reconstruídos para o período de longo prazo na torre SONDA.

Para aproveitar-se ao máximo os dados medidos na torre SONDA, os dados reconstruídos através da análise anterior são utilizados somente para preencher os períodos históricos na série de dados medidos na torre SONDA.

Para verificar se a qualidade desta correlação é aceitável, realiza-se a comparação entre dados medidos apenas pela torre SONDA e os dados recriados para a torre SONDA através do MERRA, para os períodos onde há concorrência de dados.

Esta comparação é realizada tanto para a velocidade média do vento em cada uma das séries, quanto para o conteúdo energético de cada uma das frequências de distribuição do vento.

Para se comparar o conteúdo energético (CE), multiplica-se o valor de cada velocidade do vento v com um valor de potência gerada por uma curva de potência genérica P , através da Equação 3.2.

$$CE = \sum P(v)fr(v) \quad (3.2)$$

no qual, CE é o conteúdo energético [Wh/ano], $P(v)$ é a potência extraída do vento por um aerogerador em uma velocidade do vento v [W] e $fr(v)$ é a distribuição de frequência do vento na etapa de reconstrução de dados horários [m/s].

A curva de potência utilizada para comparar-se o conteúdo energético entre a frequência de distribuição medida e a frequência de distribuição recriada é retirada de Montoya et al., 2014, e é apresentada na Figura 3.6.

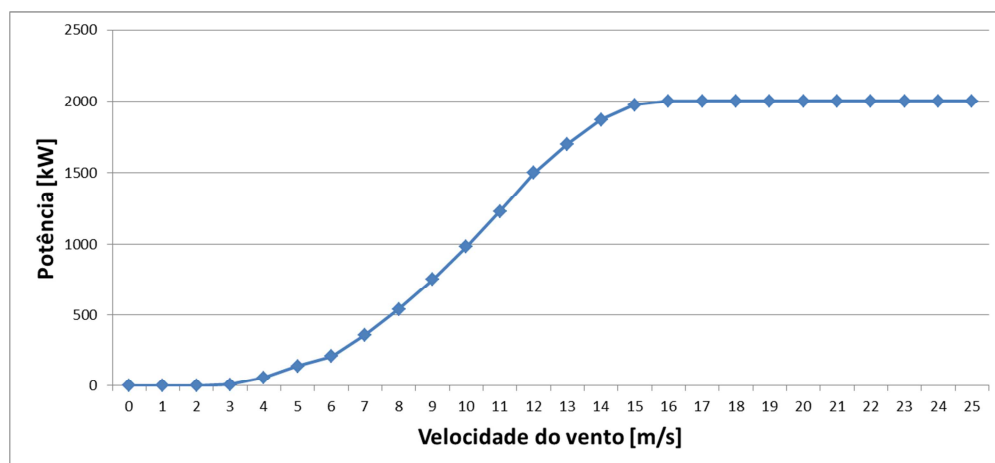


Figura 3.6 – Curva de potência genérica [Adaptado de Montoya et al., 2014]

Quando os comparativos entre os dados medidos e os dados recriados apresentam diferenças baixas nos valores de velocidade do vento e de energia, considera-se que a qualidade da correlação é adequada. Nestes casos, opta-se por se recriar dados de uma hora na torre de medição SONDA através do MERRA.

Em contrapartida, quando os comparativos entre os dados medidos e os dados recriados apresentam diferenças altas nos valores de velocidade do vento ou nos valores de energia, não são recriados dados de uma hora na torre SONDA. Testa-se, então, a utilização de um método alternativo descrito na seção 3.3.2.

3.3.2 Ajuste de Velocidade Média e da Frequência de Distribuição

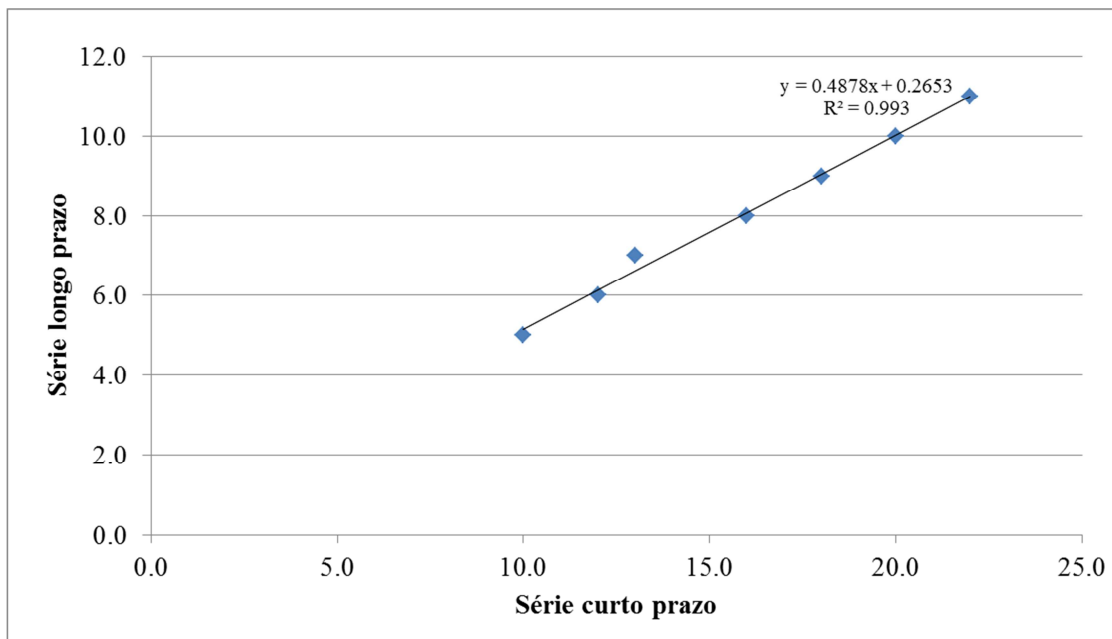
Quando não é possível recriar dados em base de 1 hora para as séries medidas nas torres anemométricas SONDA, o presente estudo opta por correlacionar os dados de cada torre SONDA com os dados das fontes de longo prazo reduzindo-se a resolução temporal da correlação. Desta forma, testam-se as correlações das torres SONDA com o MERRA e ERA em bases de 6 horas, diárias e mensais.

Neste método apenas são correlacionados dados de velocidade do vento, e não dados de direção. Este método é, então, utilizado para estimar as velocidades médias do vento de longo prazo em cada projeto eólico, entretanto não contribui para as distribuições direcionais de frequência.

Um exemplo deste procedimento é apresentado nas Tabelas 3.5 e 3.6, e na Figura 3.7.

Tabela 3.5 – Série de curto prazo e série de referência de longo prazo

	Velocidade do vento de uma série de curto prazo (medida - m/s)	Velocidade de vento de uma série de longo prazo (computacional - m/s)
Mês 1	?	9,0
Mês 2		10,0
Mês 3		11,0
Mês 4		12,0
Mês 5		13,0
Mês 6	5,0	10,0
Mês 7	6,0	12,0
Mês 8	7,0	13,0
Mês 9	8,0	16,0
Mês 10	9,0	18,0
Mês 11	10,0	20,0
Mês 12	11,0	22,0



Coeficientes lineares	a	0,49
	b	0,27
Coeficiente de regressão (R^2)		99,3%

Figura 3.7 – Coeficiente de correlação linear entre uma série de curto prazo e uma série de referência de longo prazo

A Tabela 3.5 apresenta valores mensais da velocidade do vento para duas séries, sendo uma de curto prazo (medida) e a outra de longo prazo (simulada).

Na Figura 3.7 vê-se o parâmetro de qualidade da correlação, R^2 , com o valor de 99,3 % neste caso. Conforme visto na seção 3.2, um valor próximo de 100 % indica uma correlação quase perfeita entre as duas variáveis. Desta forma, aplica-se o método de regressão linear e se identificam os valores de a e b da reta representativa da correlação entre as duas séries estudadas.

Para se gerar a série de longo prazo através deste método, então, aplicam-se os coeficientes a e b exemplificados na Figura 3.7 à série de referência de longo prazo apresentada na Tabela 3.5. Bem como na seção anterior, para aproveitar-se ao máximo os dados medidos na série de curto prazo (neste caso, torre SONDA), os dados reconstruídos através da análise são utilizados somente para preencher os períodos históricos faltantes na série de dados medidos na torre SONDA. A série de longo prazo resultante é apresentada, então, na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Série resultante da correlação de uma série de curto prazo e de uma série de referência de longo prazo

	Série resultante de longo prazo
Mês 1	4,7
Mês 2	5,0
Mês 3	5,5
Mês 4	6,0
Mês 5	7,0
Mês 6	5,0
Mês 7	6,0
Mês 8	7,0
Mês 9	8,0
Mês 10	9,0
Mês 11	10,0
Mês 12	11,0

Para se verificar se a qualidade das correlações obtidas através deste método alternativo é aceitável, investiga-se o valor de R^2 para as diferentes correlações entre dados de curto e longo prazo disponíveis. São considerados aceitáveis níveis de correlação com o valor mínimo de $R^2 = 75\%$.

Nos casos dos projetos em que o método descrito em 3.3.1 não passa no controle de qualidade, entretanto no qual o método descrito em 3.3.2 é considerado útil, realizam-se os ajustes necessários para o longo prazo das velocidades médias e das frequências de distribuição medidas em suas respectivas torres SONDA.

Por outro lado, quando os resultados de ambos os métodos são considerados insuficientes em termos de qualidade das correlações, o período medido é considerado como sendo o período de longo prazo para o local do projeto eólico.

3.4 Dessazonalização do vento

Para se evitar um possível efeito de sazonalidade que pode distorcer as velocidades médias anuais do vento, primeiramente determina-se 12 valores de velocidade média mensal considerando-se os dados válidos referentes a cada mês do ano, de janeiro a dezembro. Desta forma, a velocidade anual do vento é calculada como sendo a média das médias mensais da velocidade do vento. Este mesmo método é utilizado para a distribuição de frequências e também para elaboração das rosas dos ventos, que indica a direção do vento em cada região.

3.5 Extrapolação vertical dos dados de vento

Para se estimar a energia eólica de uma turbina deve-se ter o regime de ventos de forma a que seja representativo da altura do cubo do rotor das turbinas eólicas.

Esta seção descreve os métodos considerados para adequar as séries de longo prazo, dessazonalizadas, à altura de 50 metros nas torres SONDA dos projetos eólicos de Triunfo, São João do Cariri e São Martinho da Serra, para cada altura do rotor considerada no estudo.

Um dos principais objetivos do presente trabalho é estimar a influência da altura das turbinas presentes no mercado brasileiro sobre a energia líquida nos parques eólicos. Desta forma, a etapa de extrapolação vertical das séries de dados de 50 metros nas torres SONDA para as alturas dos aerogeradores é uma das etapas mais importantes do processo.

Para se estimar a velocidade do vento às diferentes alturas do cubo dos aerogeradores para cada um dos projetos são comparados os modelos baseados tanto na lei de potência quanto na lei logarítmica, conforme descrito a seguir:

1. Lei de potência baseada em α medidos em bases de 10 minutos na torre SONDA (séries de dados)

O expoente α da camada limite atmosférica na área de cada projeto eólico é estimado utilizando-se a Equação 2.22 aplicada para $h_1 = 25$ metros e $h_2 = 50$ metros nas posições das torres SONDA de cada projeto. As velocidades v_{h1} e v_{h2} representam, então, as velocidades do vento às alturas de 25 metros e 50 metros respectivamente, na posição de cada torre SONDA.

Após, a Equação 2.22 é novamente utilizada, considerando o expoente α estimado e as alturas de $h_1 = 50$ metros e $h_2 =$ altura desejada, para cada posição de torre SONDA. A velocidade do vento v_{h1} representa a velocidade do vento à altura de 50 metros na posição da torre SONDA, enquanto v_{h2} é a incógnita a ser descoberta.

Assim, obtém-se uma série de velocidades do vento extrapolada a altura do rotor na posição de cada torre SONDA baseada em valores de α medidos em 10 minutos nas próprias torres SONDA.

2. Lei de potência baseada em α medidos em bases de 1 hora nos dados do MERRA (séries de dados)

Pelo método 2, o expoente α da camada limite atmosférica na área de cada projeto eólico é estimado utilizando-se a Equação 2.22 aplicada para $h_1 = 10$ metros e $h_2 = 50$ metros nas posições dos pontos principais do projeto MERRA para cada projeto. As velocidades v_{h1} e v_{h2} descrevem, nesta etapa, as velocidades do vento às alturas de 10 metros e 50 metros nas posições dos pontos principais do projeto MERRA.

Após, a Equação 2.22 é novamente utilizada, considerando o expoente α estimado e as alturas de $h_1 = 50$ metros e $h_2 =$ altura desejada. Como o objetivo é estimar a velocidade do vento na posição das torres SONDA, novamente a velocidade do vento v_{h1} representa a velocidade do vento à altura de 50 metros na posição da torre SONDA, enquanto v_{h2} é a incógnita a ser descoberta.

Assim, obtém-se uma série de velocidades do vento extrapolada a altura do rotor nas posições de cada torre SONDA baseada em valores de α simulados em bases horárias através do MERRA.

Para que o caso 2 seja válido, assume-se que o valor de α não possui variação representativa entre o ponto do MERRA considerado e a posição da torre SONDA em todos os projetos.

3. *Lei logarítmica aplicada aos dados da torre SONDA (frequências de distribuição)*

O método 3 baseia-se na Equação 2.24, considerando-se $h_1 = 50$ metros, v_{h1} = velocidade a 50 metros, h_2 = altura desejada e v_{h2} = incógnita a ser descoberta. O valor médio de z_0 é derivado através dos valores de comprimento de rugosidade de entrada dos valores obtidos na Tabela 2.3.

Desta forma, o *software* WASP, descrito na seção 2.7, é utilizado para se obter frequências de distribuição à diferentes alturas na posição da torre SONDA baseando-se nos dados de entrada de vento a 50 metros.

Todos os métodos descritos são testados para os três projetos eólicos considerados. Seus resultados são comparados e, desta forma, utiliza-se o método que possui melhor adaptação às condições dos dados medidos e aos locais de cada projeto eólico.

Os resultados dos métodos 1 e 2 são séries de dados de vento representativas do período de longo prazo nas posições das torres medidas (SONDA), e às alturas do cubo do rotor testadas no estudo. Estas séries são, então, transformadas em frequências de distribuição de dados de velocidade e direção do vento, dividida em 12 setores de 30 graus. As frequências de distribuição servem como dados de entrada para a modelagem computacional apresentada na próxima seção.

Os resultados do método 3, por sua vez, já são apresentados no formato de frequências de distribuição do vento em 12 setores de direção, e nenhuma transformação adicional precisa ser realizada.

3.6 Modelagem do vento na área do projeto

Para se estimar o recurso eólico em uma turbina é necessário que se conheçam as características do vento na posição geográfica específica da turbina. Para isso, a frequência de

distribuição na altura do rotor do aerogerador deve ser extrapolada horizontalmente da posição medida (torre SONDA) para a localização espacial do aerogerador em questão.

A modelagem horizontal do escoamento de vento na área dos projetos é realizada, então, utilizando-se o modelo computacional de escoamento WAsP, descrito na seção 2.7.

Os dados de entrada do modelo são um mapa de rugosidades com as características das vegetações localizadas nas áreas dos projetos, um mapa de topografia com as curvas de nível para os locais e uma frequência de distribuição do vento representativa de longo prazo na altura da torre, dividida em 12 setores de direção, e localizada em qualquer posição dentro da área do projeto eólico.

A rugosidade superficial da região é obtida através de imagens de satélite do *software* Google Earth. Os parâmetros de rugosidade considerados seguem a classificação de Davenport, conforme descrito na Tabela 2.3.

Para a elaboração do mapa topográfico busca-se a fonte de elevação digital na base de dados pública *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM). O mapa digital SRTM tem resolução de 30 metros para descrição da topografia no Brasil. São utilizados mapas com extensão de 10 km além dos limites de área considerados. Estas extensões são necessárias visto que o escoamento em qualquer ponto do terreno é influenciado pelas características do terreno por vários quilômetros.

Os dados eólicos de longo prazo às alturas do cubo do rotor são utilizados para inicializar o modelo de escoamento do WAsP. Para a elaboração das frequências de distribuição do vento medidas utilizam-se os *softwares* Microsoft Excel juntamente com o Windographer e Windapp, *softwares* específicos para a análise de dados eólicos. Para se reduzir o trabalho computacional, o WAsP aproxima as frequências de distribuição medidas de velocidade do vento para parâmetros da função de Weibull. Desta forma, o WAsP gera um parâmetro de forma e um parâmetro de escala para cada setor de 30° de direção do vento em cada posição de turbina eólica.

Assim, são criadas malhas individuais de velocidades do vento através do WAsP para cada área dos projetos eólicos de Triunfo, São João do Cariri e São Martinho da Serra às alturas de interesse. As malhas são calculadas através do escoamento atmosférico em cada setor de direção de 30 graus correspondente à rosa dos ventos medida e os resultados sob a forma de *speedups* relativos à localização de cada torre SONDA em função dos parâmetros de Weibull.

A resolução da malha é determinada através da variação relativa, VR , da altitude média entre as diferentes resoluções testadas, conforme a Equação 3.3.

$$VR = \frac{a_2 - a_1}{a_1} \quad (3.3)$$

em que a_1 é a altitude média da resolução mais baixa dentre as comparadas e a_2 é o valor da altitude média da área considerando-se a resolução mais alta logo após a_1 .

Para determinar a velocidade do vento em cada ponto da malha, pondera-se o fator de aceleração calculado (*speedup*) para cada direção com a probabilidade de ocorrência de ventos nesse setor. Todas as direções são, então, somadas para se obter a velocidade do vento média de longo prazo em cada ponto da malha.

3.7 Escolha dos modelos e *layout* dos aerogeradores

Para o presente trabalho considera-se um modelo de aerogerador de cada um dos sete fabricantes que possuem índice de nacionalização acima de 60%. A Tabela 3.7 apresenta as principais características de cada modelo de turbina. Os nomes dos fabricantes são substituídos pelas letras A até G.

Tabela 3.7 – Modelos de fabricantes utilizados na estudo

	Potência nominal (MW)	Diâmetro do rotor (m)	Alturas do cubo consideradas (m)
A	2,35	92	78 - 84 - 98 - 104 - 108 - 138
B	2,10	110	80 - 120
C	2,30	116	80 - 95
D	2,00	100	80 - 95
E	2,00	114	93 - 120 - 140
F	2,70	122	89 - 119 - 139
G	3,00	116	100 - 120

É válido ressaltar que as alturas do cubo consideradas reproduzem às alturas encontradas disponíveis pelos respectivos fabricantes no mercado brasileiro.

No Brasil, através da Lei número 9427, de 26 de dezembro de 1996, todos os parques eólicos que injetam até 30.000 KW nos sistemas de transmissão e distribuição elétricos recebem um desconto de 50% nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD). Devido a este fator, atualmente todos os desenvolvedores comerciais de parques eólicos limitam seus parques em capacidades instaladas de até 30 MW.

Desta forma, para a elaboração de *layout* no presente estudo é considerado o número máximo possível de aerogeradores dentro de cada área, limitado à capacidade instalada de 30 MW. A Tabela 3.8 apresenta o número de aerogeradores considerados em cada projeto.

Tabela 3.8 – Capacidade instalada para cada modelo de aerogerador

	Potência nominal (MW)	Número de Aerogeradores	Capacidade Instalada (MW)
A	2,35	12	28,2
B	2,10	14	29,4
C	2,30	13	29,9
D	2,00	15	30,0
E	2,00	15	30,0
F	2,70	11	29,7
G	3,00	10	30,0

Para a elaboração do *layout* de um parque eólico deve-se posicionar os aerogeradores de forma a que a utilização do recurso eólico dentro da área disponível seja maximizada, ao mesmo tempo em que se reduza o efeito de perdas por esteira no parque eólico como um todo.

Para tal, utiliza-se um processo iterativo considerando as malhas elaboradas conforme descrito na seção 3.6 e o modelo de Eddy Viscosity para a modelagem dos défices de velocidade nas turbinas expostas ao efeito de esteira.

É considerado um mesmo *layout* para as alturas disponíveis em um mesmo modelo de aerogerador.

3.8 Avaliação da produção de energia

A obtenção da energia bruta prevista em cada parque eólico é realizada considerando-se as equações de energia 2.35 e 2.36, com o auxílio do *software* WindFarmer.

As características das curvas de potência $[P(v)]$ para os aerogeradores considerados no trabalho são apresentadas para a massa específica do ar padrão na Figura 3.8, enquanto seus coeficientes de potência máximos, C_{pmax} , são apresentados na Tabela 3.9.

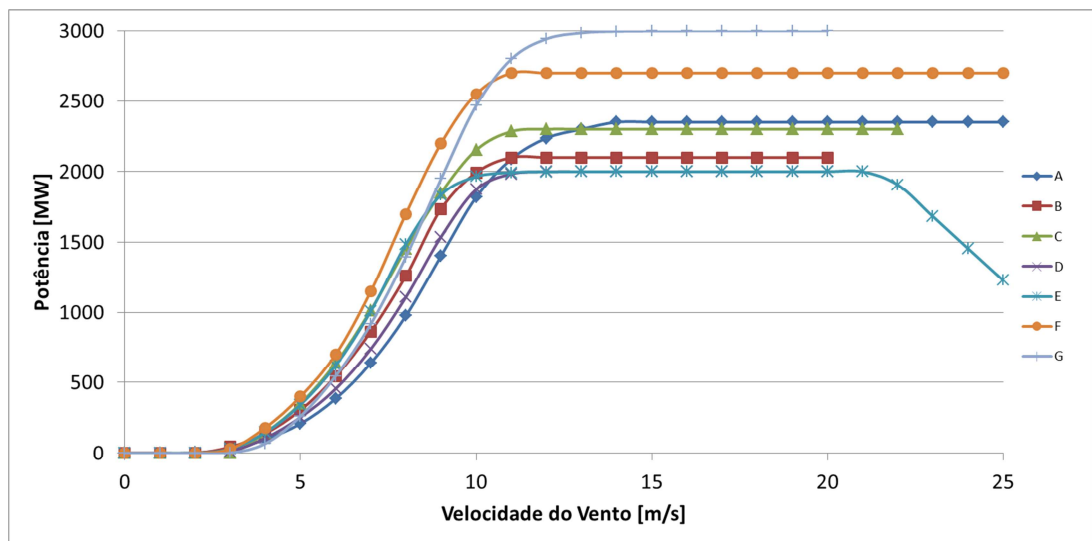


Figura 3.8 – Curvas de potência dos aerogeradores para a massa específica do ar de 1,225 kg/m³

Tabela 3.9 – Coeficiente de potência máximo (C_{pmax})

	Potência nominal (MW)	Massa específica do ar da curva de potência (kg/m ³)	C_{pmax}	Classe do aerogerador (velocidade)
A	2,35	1,225	0,47	II
B	2,10	1,225	0,43	II e III
C	2,30	1,225	0,46	III
D	2,00	1,225	0,45	II e III
E	2,00	1,225	0,47	III
F	2,70	1,225	0,47	II e III
G	3,00	1,225	0,42	II

São realizados ajustes individuais das curvas de potência para cada aerogerador, a fim de se contabilizar a diferença entre a massa específica do ar prevista para os locais e a massa específica do ar à qual se refere cada curva de potência.

São utilizados registros de pressão, temperatura e umidade relativa de estações meteorológicas próximas ao local dos projetos (principalmente de aeroportos) para estimar-se a massa específica média do ar de longo prazo ρ_{h_2} nos locais de interesse através da Equação 2.20.

Assim, a Equação 2.21 é utilizada para extrapolar a massa específica do ar medida na posição das estações meteorológicas ρ_{h_2} a uma altura h_2 para a massa específica do ar ρ_{h_1} nas posições dos projetos eólicos a uma altura média do cubo h_1 . O Lapse Rate utilizado é o proposto na seção 2.1.3 de -0.000113 kg/m^3 a cada metro de altura.

As Tabelas 3.10, 3.11 e 3.12 apresentam as fontes de dados que são consideradas para se estimar a massa específica do ar nas áreas dos projetos de Triunfo, São João do Cariri e São Martinho da Serra.

Tabela 3.10 – Fontes de massa específica do ar - Triunfo

Estação Utilizada	Latitude	Longitude
Teresina (Aeroporto)	-5,1	-42,8
Campina Grande	-7,3	-35,9
Petrolina (Aeroporto)	-9,4	-40,6
Maceió (Aeroporto)	-9,5	-35,8
Recife (Aeroporto)	-8,1	-34,9
Aracaju (Aeroporto)	-11,0	-37,1
Natal (Aeroporto)	-5,9	-35,3
Fortaleza (Aeroporto)	-3,8	-38,5
Salvador (Aeroporto)	-12,9	-38,3
Ilhéus (Aeroporto)	-14,8	-39,0

Tabela 3.11 – Fontes de massa específica do ar - São João do Cariri

Estação Utilizada	Latitude	Longitude
Campina Grande	-7,3	-35,9
Recife (Aeroporto)	-8,1	-34,9
Natal (Aeroporto)	-5,9	-35,3
Maceió (Aeroporto)	-9,5	-35,8
Aracajú (Aeroporto)	-11,0	-37,1
Fortaleza (Aeroporto)	-3,8	-38,5
Petrolina (Aeroporto)	-9,4	-40,6

Tabela 3.12 – Fontes de massa específica do ar - São Martinho da Serra

Estação Utilizada	Latitude	Longitude
San Estanislao	-24,7	-56,4
Rivera	-30,9	-55,5
Capitán Meza	-26,9	-55,2
Iguazu (Aeroporto)	-25,7	-54,5
Caazapa	-26,2	-56,4
Ciudad de Leste	-25,5	-54,6
Foz do Iguazú (Aeroporto)	-25,5	-54,6
Villarica	-25,8	-56,4

Além disso, estima-se a massa específica média do ar através dos dados de pressão e temperatura simulados pelo MERRA e ERA para cada um dos projetos.

A massa específica resultante para cada projeto eólico é obtida, então, através da média entre as estações descritas nas Tabelas 3.10, 3.11 e 3.12, entre os dados do MERRA e entre os dados do ERA.

As características do vento à altura do rotor para as posições dos aerogeradores [$f(v)$] são obtidas através da velocidade do vento em cada ponto da malha conforme detalhado nas seções 3.6 e 3.7. Mapas com as coordenadas geográficas de cada parque eólico são apresentados no Apêndice A.

Utiliza-se o modelo de Eddy Viscosity para se estimar as perdas por efeito de esteira que as turbinas de cada parque eólico estão causando nas próprias turbinas do parque. Não são consideradas perdas por efeito de esteira de quaisquer parques eólicos vizinhos existentes próximos aos parques considerados no presente estudo.

É válido ressaltar que além das perdas ocasionadas devido ao efeito de esteira de um aerogerador sobre os outros, outras perdas podem estar presentes e são inerentes ao processo de geração de energia eólica. Estas são citadas a seguir:

- Perdas por indisponibilidade de aerogerador;
- Perdas por indisponibilidade de rede e de subestação;
- Perdas elétricas entre os terminais de baixa tensão (aerogeradores);
- Perdas elétricas no ponto de conexão da subestação de energia;
- Perdas por histerese de altos ventos;
- Perdas por restrições técnicas ou ambientais;
- Outras perdas.

Pelo fato de este trabalho realizar uma análise comparativa do impacto da altura de aerogeradores sobre parâmetros de energia eólica, opta-se por não considerarem-se estes fatores adicionais de perdas. Desta forma, a análise comparativa dos parâmetros de interesse não é influenciada pela variação de perdas externas.

Após obterem-se os valores de energia em cada altura de aerogerador proposto em cada projeto eólico, efetuam-se as comparações das velocidades do vento, da energia líquida em cada modelo de aerogerador, da intensidade de turbulência e das perdas por esteira para as diferentes alturas propostas, nas diferentes localidades.

Pelo fato de se ter considerado diferentes níveis de altura para cada modelo de aerogerador, não são utilizadas as variações absolutas dos parâmetros estudados. Desta forma, considera-se a variação percentual dos parâmetros testados proporcionalmente para cada metro de altura do rotor modificada, conforme as Equações 3.4 a 3.7.

$$S_e = \frac{\Delta E}{\Delta h} \quad (3.4)$$

$$S_i = \frac{\Delta I}{\Delta h} \quad (3.5)$$

$$S_{ee} = \frac{\Delta EE}{\Delta h} \quad (3.6)$$

$$S_{ev} = \frac{\Delta E}{\Delta v} \quad (3.7)$$

em que S_e é a sensibilidade de energia por metro [%], S_i é a sensibilidade de intensidade de turbulência por metro [%], S_{ee} é a sensibilidade da eficiência de esteira por metro, S_{ev} é a sensibilidade de energia por velocidade do vento (-), ΔE é a variação de energia entre as diferentes alturas [%], Δh é a variação de altura [m], ΔI é a variação de intensidade de turbulência entre as diferentes alturas [%], ΔEE é a variação de eficiência de esteira entre as diferentes alturas [%], e Δv é a variação de velocidade entre as diferentes alturas [%].

São comparados os seguintes parâmetros entre cada modelo de aerogerador (A, B, C, D, E, F e G) em uma mesma localidade (Triunfo, São João do Cariri e São Martinho da Serra).

- Diferentes sensibilidades da energia líquida/metro;
- Diferentes sensibilidades da intensidade de turbulência/metro;
- Diferentes sensibilidades da eficiência de esteira/metro;
- Diferentes sensibilidades da energia líquida/velocidade do vento.

Após, são comparados os resultados entre as diferentes localidades através dos resultados médios dos aerogeradores para cada uma das localidades. Os parâmetros comparados são:

- Velocidade do vento;
- Diferentes sensibilidades da energia líquida/metro;
- Diferentes sensibilidades da intensidade de turbulência/metro;
- Diferentes sensibilidades da eficiência de esteira/metro;
- Diferentes sensibilidades da energia líquida/velocidade do vento.

Por fim, para se estimar o recurso energético absoluto disponível em cada uma das localidades, opta-se por comparar o modelo de aerogerador mais eficiente em cada uma das localizações. A eficiência do aerogerador é então, calculada, através de seus fatores de capacidade, conforme Equação 2.16.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos. O capítulo está dividido de forma a que sejam mostrados os resultados dos três casos estudados individualmente e também comparativamente entre eles. No final deste capítulo, uma discussão das limitações e incertezas inerentes ao estudo é realizada.

Nos três casos abordam-se os resultados da análise de vento, da modelagem do vento e das comparações entre os modelos de aerogerador com relação às variáveis propostas.

O caso 1 apresenta os resultados para o projeto eólico de Triunfo, enquanto os casos 2 e 3 compreendem os projetos de São João do Cariri e São Martinho da Serra, respectivamente.

A seção 4.4 analisa as variações dos parâmetros estudados entre os três projetos eólicos. Além disso, naquela seção são apresentados os resultados de energia líquida, eficiência de esteira e fator de capacidade para cada um dos projetos eólicos, considerando-se o modelo de aerogerador mais eficiente em cada uma das áreas.

Por fim, as principais incertezas e simplificações consideradas na estimativa de recurso eólico e nas comparações realizadas no trabalho são discutidas. Diferentes possibilidades para redução de incertezas são também sugeridas.

4.1 Caso 1 – Triunfo

O controle de qualidade realizado identifica falhas em certos períodos para os dados medidos na torre SONDA. Após as exclusões dos períodos problemáticos, a cobertura de dados resultante é apresentada na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Cobertura de dados Triunfo

	Triunfo SONDA					
	Velocidade 50 m	Velocidade 25 m	Cobertura Velocidade 50 m	Cobertura Velocidade 25 m	Cobertura Direção 50 m	Cobertura Direção 25 m
jul/04	10,6	7,8	100	100	100	100
ago/04	10,5	7,7	100	100	100	100
set/04	10,6	7,7	100	100	100	100
out/04	8,8	6,2	100	100	100	100
nov/04	8,6	7,2	100	67	100	100
dez/04	7,7	-	100	0	100	100
jan/05	7,3	-	100	0	100	100
fev/05	8,2	-	100	0	100	100
mar/05	6,9	-	100	0	100	100
abr/05	7,8	-	100	0	100	100
mai/05	9,1	-	70	0	100	100
jun/05	-	-	0	0	100	100
jul/05	-	-	0	0	99	99
ago/05	-	-	0	0	0	0
set/05	-	-	0	0	0	0
out/05	-	-	0	0	0	0
nov/05	-	-	0	0	0	0
dez/05	-	-	0	0	1	1
jan/06	-	-	0	0	100	100
fev/06	-	-	0	0	100	100
mar/06	-	-	0	0	100	100
abr/06	-	-	0	0	100	100
mai/06	-	-	0	0	100	100
jun/06	-	-	0	0	100	100
jul/06	-	-	0	0	100	100
ago/06	-	-	0	0	100	100
set/06	10,4	-	23	0	100	100
out/06	9,6	-	100	0	100	100
nov/06	9,4	-	100	0	100	100
dez/06	9,0	-	100	0	100	100
jan/07	8,6	-	100	0	100	100
fev/07	8,1	-	100	0	100	100
mar/07	9,3	-	100	0	100	100
abr/07	8,9	-	99	0	99	99

Identifica-se uma defasagem temporal de 120 minutos entre a série de dados SONDA e a série de dados MERRA e ERA para o projeto eólico de Triunfo. Desta forma, os dados SONDA são defasados em 120 minutos de forma a corresponder com o melhor nível de correlação possível com o MERRA e o ERA.

Não é possível realizar a reconstrução de dados horários para a obtenção de uma série de longo prazo para a torre SONDA no projeto eólico de Triunfo pelo fato de as correlações horárias entre dados SONDA e dados MERRA não serem satisfatórias. O valor de R^2 entre a série de dados SONDA e a série de dados do melhor ponto da série MERRA é de 38%. Consequentemente, as comparações entre os dados medidos e os dados recriados apresentam diferenças altas nos valores de velocidade do vento e de energia.

Efetua-se, portanto, o ajuste da frequência de distribuição medida para a velocidade média de longo prazo considerando-se uma base de dados mensal utilizando os melhores pontos de correlação entre o SONDA e o MERRA e ERA. O valor de R^2 da melhor correlação mensal possível é de 80%. Este procedimento resulta numa diminuição de 1,6% na velocidade média do vento medida.

Tabela 4.2 – Resumo das velocidades médias medida e ajustada - Triunfo

Torre	Altura [m]	Dados medidos		Dados longo prazo	
		Velocidade [m/s]	Período [anos]	Velocidade [m/s]	Período [anos]
SONDA Triunfo	50	9,4	1,5	9,2	15,5

Os expoentes de perfil vertical medido na torre anemométrica SONDA e simulado para os dados do MERRA são comparados com o expoente de perfil vertical previsto pelo modelo de escoamento WAsP. A Tabela 4.3 sintetiza os valores comparados.

Tabela 4.3 – Expoentes de perfil vertical do vento - Triunfo

	SONDA medido	MERRA simulado	WAsP previsto
α	0,45	0,19	0,16

Devido ao fato de o sensor de velocidade na torre SONDA instalado a 25 m de altura apresentar um período válido de medição de apenas 5 meses, a correlação entre os dados

medidos a 50 m e 25 m torna-se negativamente afetada, visto que nem todos os efeitos de sazonalidade estão representados na comparação. Além disso, neste caso há uma boa concordância entre os valores de α simulado pelo MERRA e α previsto pelo WAsP.

Assim, para o projeto de Triunfo se opta pela utilização do α previsto pelo WAsP, resultando nas velocidade médias anuais às alturas do cubo do rotor de interesse conforme apresentado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Velocidade médias de longo prazo às alturas do rotor - Triunfo

Altura do Cubo [m]	Triunfo [m/s]
78	9,9
80	10,0
84	10,1
89	10,1
93	10,2
95	10,2
98	10,3
100	10,3
104	10,4
108	10,5
119	10,7
120	10,7
138	11,1
139	11,1
140	11,1

A Figura 4.1 apresenta a frequência de distribuição final no formato de rosa dos ventos e também como um histograma de velocidades do vento para a torre SONDA a 78 m. O formato do gráfico de rosa dos ventos deve ser considerado como representativo para todas as alturas estudadas visto que a direção do vento neste local não apresenta variação com a altura do rotor dos aerogeradores. A Tabela 4.5 apresenta as velocidades mensais do vento também para a torre SONDA a 78 m. As velocidades do vento mensais para as demais alturas são apresentadas no Apêndice B.

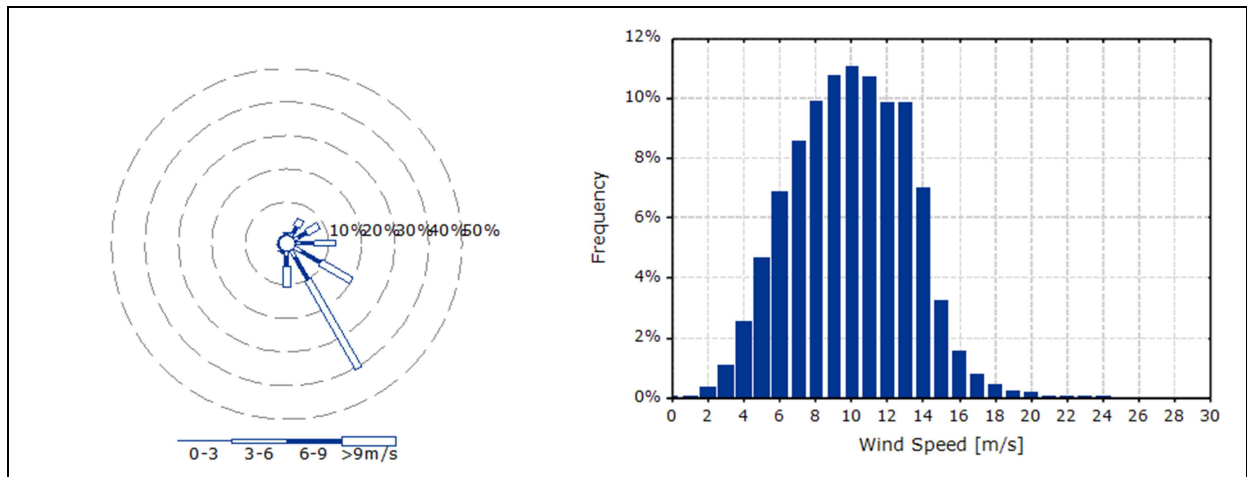


Figura 4.1 – Frequência de distribuição – Torre SONDA a 78 m – Triunfo

Tabela 4.5 – Velocidade média do vento – Torre SONDA a 78 m - Triunfo

Mês	Velocidade média do vento [m/s]
Janeiro	8,5
Fevereiro	8,7
Março	8,6
Abril	8,9
Maio	9,6
Junho	13,3
Julho	11,2
Agosto	11,1
Setembro	11,2
Outubro	9,8
Novembro	9,6
Dezembro	8,9
Anual	9,9

Procede-se, então, com a geração da malha para a área do projeto de Triunfo. Para verificar se a resolução escolhida para a elaboração da malha é suficiente para caracterizar a modelagem do escoamento de vento na região, são criadas malhas de diferentes volumes e suas altitudes médias para a área são comparadas. A Figura 4.2 apresenta esta comparação.

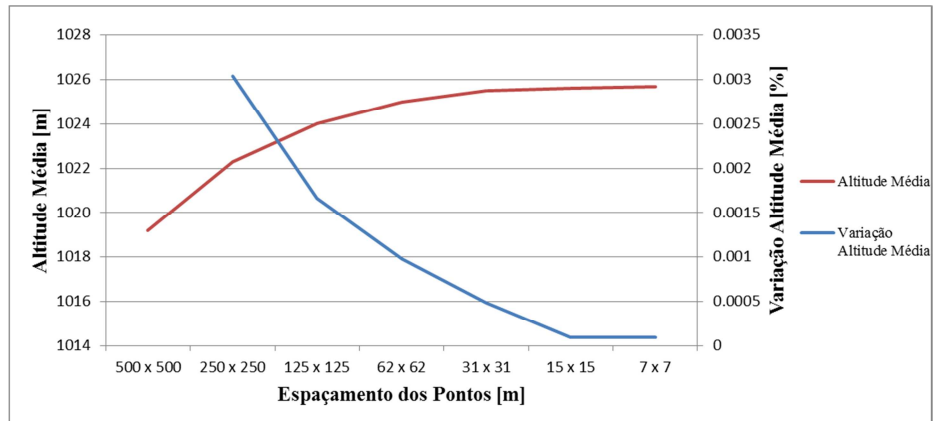


Figura 4.2 – Comparação de resolução de malha – WAsP - Triunfo

Vê-se que, a partir da resolução espacial de 15 m, a variação de altitude média é estabilizada. Visando ao aproveitamento computacional ótimo opta-se por considerar a malha com resolução de 15 m no projeto eólico de Triunfo.

Assim, são geradas malhas de velocidade do vento para os níveis de altura estudados. A Figura 4.3 apresenta a malha de velocidades do vento para o projeto de Triunfo a 78 m de altura.

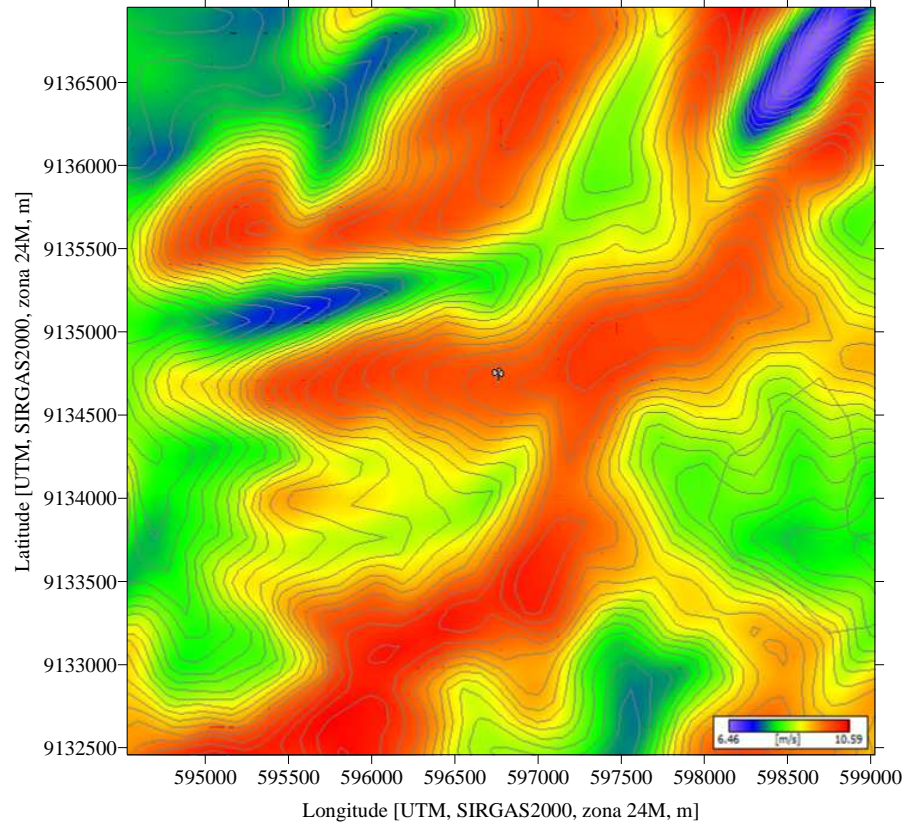


Figura 4.3 – Campo de velocidade – Triunfo a 78 m

Com as malhas de velocidade e as características do aerogeradores procede-se, então, para a elaboração de *layouts* para cada modelo de aerogerador. Nesta etapa as perdas por esteira são calculadas através do modelo de Eddy Viscosity a fim de se encontrar os *layouts* ótimos para cada modelo de aerogerador. As posições resultantes são mostradas na Tabela 5.6.

Tabela 4.6 – *Layouts* - Triunfo

<i>Layout</i> [x, y - UTM SIRGAS2000, zona 24M]						
	A		B		C	
Turbina 1	597298	9134944	595807	9132562	596940	9136450
Turbina 2	596917	9133443	594982	9132454	596030	9133092
Turbina 3	595762	9132645	595500	9134631	597411	9134800
Turbina 4	595204	9135640	597323	9134991	598162	9136940
Turbina 5	594982	9132453	595281	9135660	595010	9132454
Turbina 6	596441	9133284	598000	9135236	598833	9136175
Turbina 7	595960	9134755	597060	9133448	598150	9135381
Turbina 8	598162	9135335	598218	9132466	595171	9135609
Turbina 9	598221	9136942	598827	9136147	595819	9132569
Turbina 10	598843	9136178	598192	9136940	596927	9133418
Turbina 11	596914	9136401	595978	9133134	595948	9134754
Turbina 12	596096	9133022	596469	9133261	596384	9135771
Turbina 13	-	-	596891	9136441	596570	9134613
Turbina 14	-	-	596011	9134792	-	-
Turbina 15	-	-	-	-	-	-

Tabela 4.6 – *Layouts* – Triunfo (continuação)

<i>Layout [x, y - UTM SIRGAS2000, zona 24M]</i>									
	D		E		F		G		
Turbina 1	596938	9136449	596909	9133392	596983	9136456	596971	9136468	
Turbina 2	595994	9133061	595839	9132590	596021	9133046	598015	9135203	
Turbina 3	597270	9134884	595642	9134598	597319	9135010	597337	9135000	
Turbina 4	598176	9136937	598215	9132508	598177	9136939	598164	9136938	
Turbina 5	595003	9132455	598213	9136938	597996	9135220	598833	9136157	
Turbina 6	598837	9136152	598814	9136178	598857	9136177	595834	9132462	
Turbina 7	598166	9135356	597326	9135006	596451	9135794	596955	9133402	
Turbina 8	595271	9135658	596007	9133119	595250	9135607	595175	9135604	
Turbina 9	595832	9132551	595281	9135649	595839	9132471	596007	9133057	
Turbina 10	597004	9133416	598048	9135250	596955	9133355	595899	9134727	
Turbina 11	595990	9134806	596852	9136423	595554	9134654	-	-	
Turbina 12	596451	9135784	596643	9135815	-	-	-	-	
Turbina 13	596608	9134686	597082	9133921	-	-	-	-	
Turbina 14	596452	9133230	596358	9134745	-	-	-	-	
Turbina 15	598211	9132473	595062	9132456	-	-	-	-	

Para o cálculo de energia utiliza-se, então, o recurso eólico modelado pelo WAsP e disponível através da malha para as posições das turbinas apresentadas na Tabela 4.6. Além disso, os valores de massa específica do ar para diferentes alturas são considerados conforme Tabela 4.7 e Figura 4.4.

Tabela 4.7 – Massa específica do ar - Triunfo

Altura do cubo [m]	Massa específica do ar [kg/m³]
78	1,086
80	1,086
84	1,085
89	1,085
93	1,084
95	1,084
98	1,084
100	1,083
104	1,083
108	1,083
119	1,081
120	1,081
138	1,079
139	1,079
140	1,079

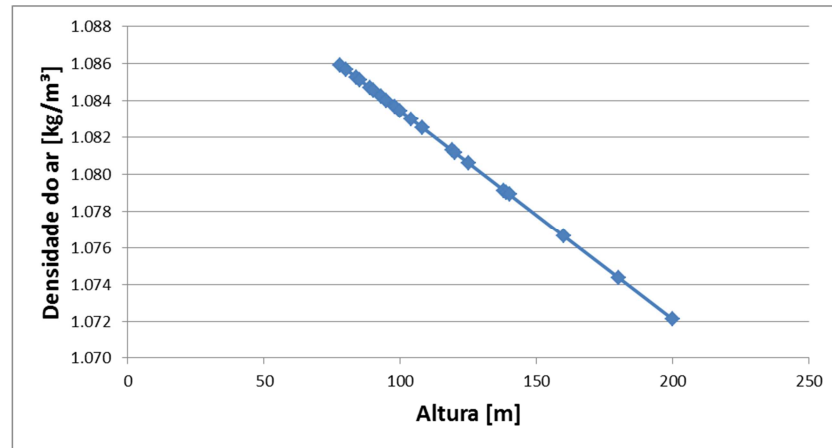


Figura 4.4 – Comportamento da massa específica do ar com a altura – Triunfo

Conforme discutido durante a seção 3.8, foi considerado que a massa específica do ar varia $-0,000113 \text{ kg/m}^3$ a cada acréscimo de 1 metro de altura.

Após, as energias para todos os cenários de aerogeradores são calculadas e, com isso, é possível obter as comparações propostas para os parâmetros de energia líquida, intensidade de turbulência e perdas por esteira para as alturas testadas.

Percebe-se que, entre os níveis de altura testados, a variação dos parâmetros estudados pode ser aproximada na maioria dos casos por uma função linear. Isto se deve ao fato de que, às variações de alturas consideradas, a massa específica do ar, a intensidade de turbulência e a velocidade do vento apresentam comportamento próximo ao linear.

O comportamento da variação relativa de energia líquida em função da altura do aerogerador é apresentado na Figura 4.5 para os sete modelos de aerogerador propostos.

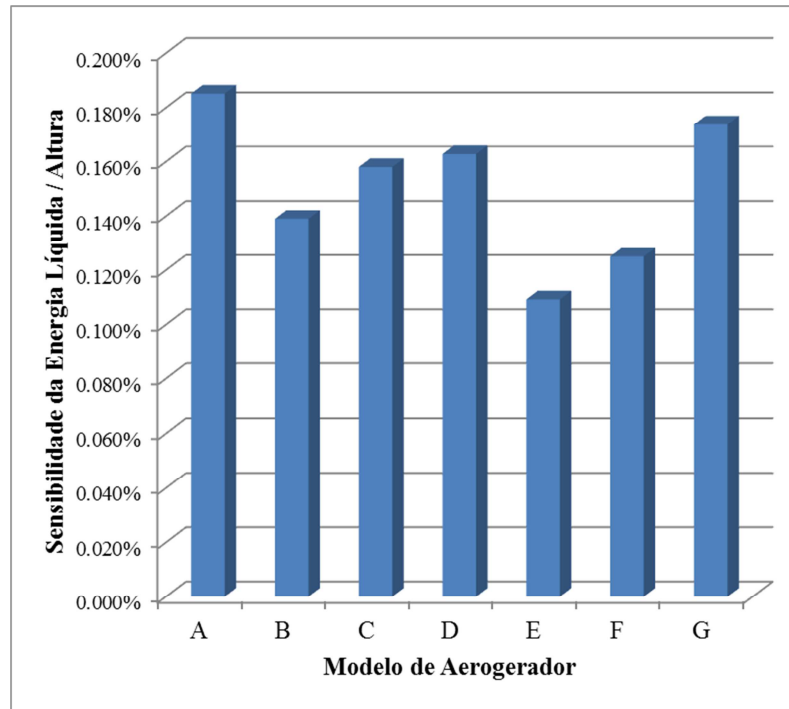


Figura 4.5 – Variação percentual da energia líquida por metro – Triunfo

Percebe-se que, conforme esperado, todos os aerogeradores apresentam geração de energia maior conforme se aumenta a altura do rotor das turbinas. Isto se deve principalmente ao aumento da velocidade do vento com a altura dentro da camada limite atmosférica.

Para cada metro adicional na altura das turbinas, os aerogeradores do modelo A e G apresentam aproximadamente 0,18 % de aumento energético, sendo estes os modelos que possuem o maior ganho energético por metro.

Por outro lado, os modelos E e F apresentam 0,11 % e 0,12% de ganho energético a cada metro de torre.

É válido ressaltar que isto não significa, entretanto, que os aerogeradores A e G produzam obrigatoriamente mais energia absoluta que os demais. A comparação refere-se à variação de energia com uma variação de altura e, portanto, é possível que um aerogerador com um pequeno ganho de energia ainda sim produza mais energia que um aerogerador com um grande ganho energético.

A Figura 4.6 apresenta a variação da intensidade de turbulência com a variação de altura das torres.

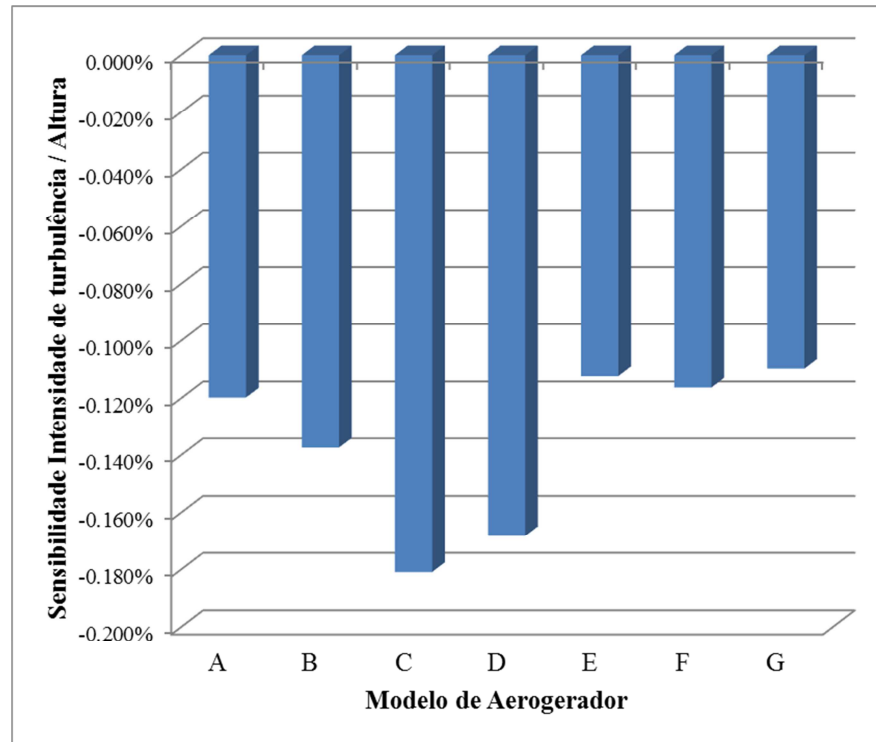


Figura 4.6 – Variação percentual da intensidade de turbulência por metro – Triunfo

A intensidade de turbulência apresenta variação negativa conforme se aumenta a altura da turbina. Isto pode ser explicado, pois a turbulência é uma função da velocidade média do vento, conforme abordado na seção 2.10. Como a velocidade média do vento aumenta com a altura dentro da camada limite, a intensidade turbulência deve ter seu valor reduzido.

Os modelos de aerogerador C e D são os que apresentam maior redução de turbulência com a altura. Este é um ponto considerado positivo quando se leva em conta o projeto estrutural do aerogerador. Com uma turbulência mais baixa espera-se que o aerogerador seja menos demandado estruturalmente com referência a esta condição e, desta forma, o projeto estrutural da máquina possa ter seu custo reduzido.

Todos os outros modelos apresentam valores similares de diminuição de intensidade de turbulência.

A Figura 4.7 mostra a variação na eficiência por esteira dos projetos de parques eólicos considerando-se os modelos propostos.

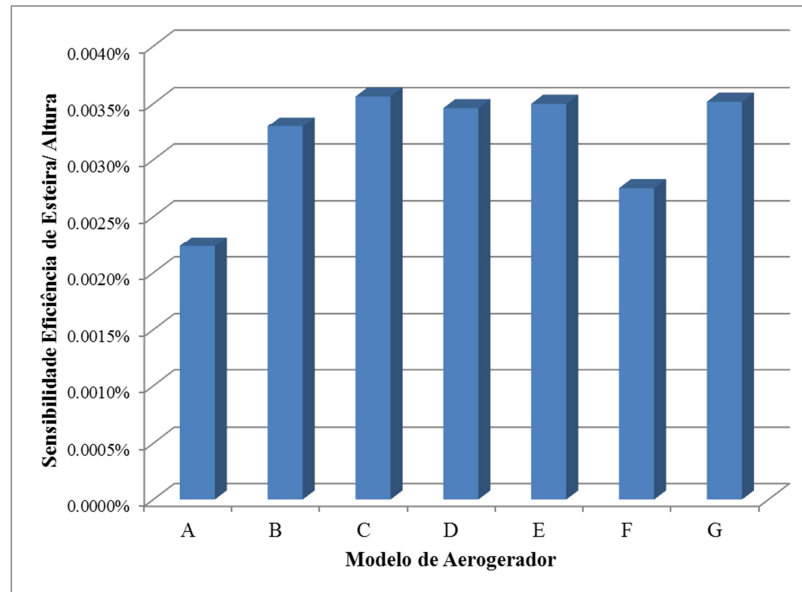


Figura 4.7 – Variação percentual da eficiência de esteira por metro – Triunfo

A eficiência por esteira apresenta comportamento inverso à intensidade turbulência, e mostra que, conforme a altura da torre do aerogerador é elevada, sua eficiência por esteira é melhorada. Vê-se, entretanto, que este aumento é relativamente baixo, e possivelmente não represente ganhos significativos na energia dos projetos eólicos.

De toda forma, é válido comentar que a maioria dos modelos de aerogerador -com exceção de A e F- apresentam melhorias semelhantes em termos de redução de perdas por esteira conforme se aumenta a altura da turbina.

Uma análise adicional no estudo pode ser vista na Figura 4.8, na qual a variação de energia líquida é comparada diretamente com a variação de velocidade do vento para todos os modelos de aerogerador no projeto eólico de Triunfo. Este parâmetro é chamado de sensibilidade de variação de energia à variação de velocidade do vento.

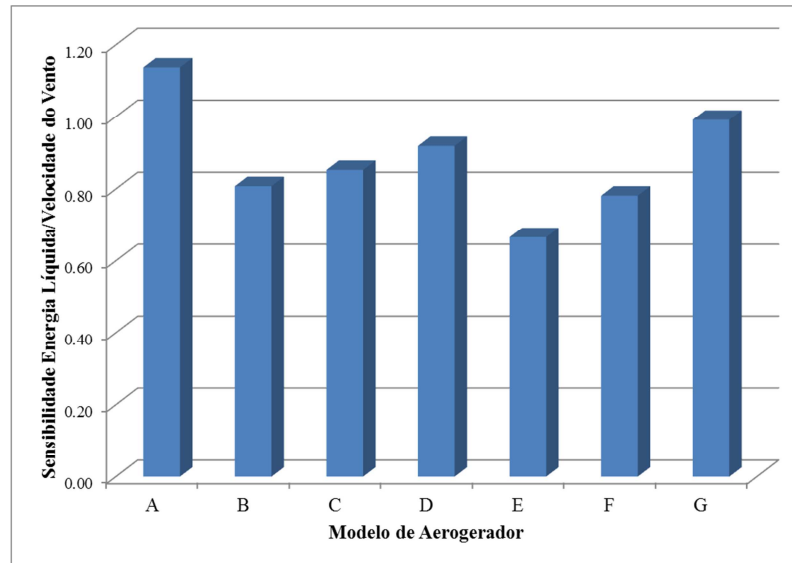


Figura 4.8 – Sensibilidade energia líquida / Velocidade do vento – Triunfo

Conforme esperado, este fator segue a tendência vista na Figura 4.5, pois a velocidade do vento varia de forma aproximadamente linear entre as alturas propostas no projeto de Triunfo. Na Tabela 4.8, os valores da sensibilidade de variação de energia à variação de velocidade do vento são reproduzidos numericamente.

Tabela 4.8 – Sensibilidade energia líquida / Velocidade do vento – Triunfo

	Sensibilidade energia/Velocidade do vento
A	1,14
B	0,81
C	0,85
D	0,92
E	0,67
F	0,78
G	0,99

4.2 Caso 2 – São João do Cariri

Os períodos com falhas nos dados medidos na torre SONDA são identificados e excluídos pelo controle de qualidade. A cobertura final de dados medidos é apresentada na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Cobertura de dados São João do Cariri

	São João do Cariri SONDA					
	Velocidade	Velocidade	Cobertura	Cobertura	Cobertura	Cobertura
	50 m	25 m	Velocidade	Velocidade	Direção	Direção
	50 m	25 m	50 m	25 m	50 m	25 m
jan/06	6,2	5,5	100	100	100	100
fev/06	4,8	4,3	100	100	100	100
mar/06	4,5	3,9	100	100	100	100
abr/06	3,8	3,2	100	100	100	100
mai/06	4,4	3,7	100	100	100	100
jun/06	4,7	3,9	100	100	100	100
jul/06	4,8	4,0	100	100	100	100
ago/06	5,5	4,7	100	100	100	100
set/06	6,2	5,4	100	100	100	100
out/06	6,4	5,7	100	100	100	100
nov/06	6,3	5,6	100	100	100	100
dez/06	6,1	5,4	100	100	100	100
jan/07	6,2	5,6	100	100	100	100
fev/07	4,7	4,2	100	100	100	100
mar/07	4,8	4,1	100	100	100	100
abr/07	4,9	4,3	99	99	99	99
mai/07	5,9	5,1	1	1	1	1
jun/07	5,0	4,3	100	100	100	100
jul/07	5,4	4,7	100	100	100	100
ago/07	6,3	5,5	100	100	100	100
set/07	6,5	5,7	100	100	100	100
out/07	6,8	6,0	100	100	100	100
nov/07	6,8	6,2	100	100	100	100
dez/07	6,2	5,6	100	100	100	100
jan/08	5,9	5,3	100	100	100	100
fev/08	5,4	4,8	100	100	100	100
mar/08	3,8	3,4	99	99	99	99
abr/08	3,5	3,0	100	100	100	100
mai/08	3,7	3,1	100	100	100	100
jun/08	4,6	3,8	100	100	100	100
jul/08	5,1	4,3	100	100	100	100
ago/08	5,3	4,5	100	100	100	100
set/08	6,0	5,2	100	100	100	100
out/08	6,9	6,1	100	100	100	100
nov/08	6,7	5,9	100	100	100	100
dez/08	6,0	5,3	100	100	100	100

Identifica-se uma defasagem temporal de 60 minutos entre os dados SONDA e os dados MERRA e ERA. Desta forma, os dados SONDA são defasados em 60 minutos de forma a corresponder com o melhor nível de correlação possível com o MERRA e o ERA.

Bem como no projeto de Triunfo, não é possível realizar a reconstrução de dados para a obtenção de uma série de longo prazo para o projeto São João do Cariri. O valor de R^2 entre a série de dados SONDA e a série de dados do melhor ponto da série MERRA é de 39%, valor este próximo ao do projeto de Triunfo. Conseqüentemente, a comparação entre os dados medidos e os dados recriados apresenta alta diferença nos valores de velocidade do vento e de energia.

Em São João do Cariri, entretanto, tampouco é possível realizar o ajuste da frequência de distribuição medida para a velocidade média de longo prazo considerando-se uma base de dados mensal baseada em dados do MERRA e ERA. O nível de correlação mensal médio entre os principais pontos do MERRA e ERA com a série SONDA é de 50%, não sendo considerado adequado para o ajuste. Desta forma, a velocidade medida na torre SONDA é considerada como sendo representativa para o período de longo prazo na região.

Tabela 4.10 – Resumo das velocidades médias - São João do Cariri

Torre	Altura [m]	Dados medidos		Dados longo prazo	
		Velocidade [m/s]	Período [anos]	Velocidade [m/s]	Período [anos]
SONDA São João do Cariri	50	5,3	3,6	5,3	3,6

Os expoentes de perfil vertical medido na torre SONDA e simulado para o MERRA são comparados com o expoente de perfil vertical previsto pelo modelo de escoamento WAsP. A Tabela 4.11 resume esta comparação.

Tabela 4.11 – Expoentes de perfil vertical do vento - São João do Cariri

	SONDA medido	MERRA simulado	WAsP previsto
α	0,22	0,18	0,25

A correlação entre os dados medidos na torre SONDA pelos anemômetros instalados a 50 m e a 25 m possui um longo período e pode ser considerada robusta por apresentar um R^2 de 0,97. É possível identificar, também uma boa concordância entre o α medido, o α simulado pelo MERRA e o α previsto pelo WAsP.

Desta forma, opta-se pela utilização do α medido entre 50 m e 25 m no projeto eólico de São João do Cariri, o que resulta nas velocidades médias anuais às alturas de interesse apresentadas na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Velocidade médias de longo prazo às alturas do rotor – São João do Cariri

Altura do cubo [m]	São João do Cariri [m/s]
78	5,9
80	5,9
84	6,0
89	6,0
93	6,1
95	6,1
98	6,2
100	6,2
104	6,2
108	6,3
119	6,4
120	6,4
138	6,7
139	6,7
140	6,7

A Figura 4.9 apresenta a frequência de distribuição final em formato de rosa dos ventos e em histograma de velocidades do vento para a torre SONDA a 78 m, enquanto a Tabela 4.13 apresenta as velocidades mensais do vento também para a torre SONDA a 78 m. As velocidades do vento mensais para as demais alturas são apresentadas no Apêndice B.

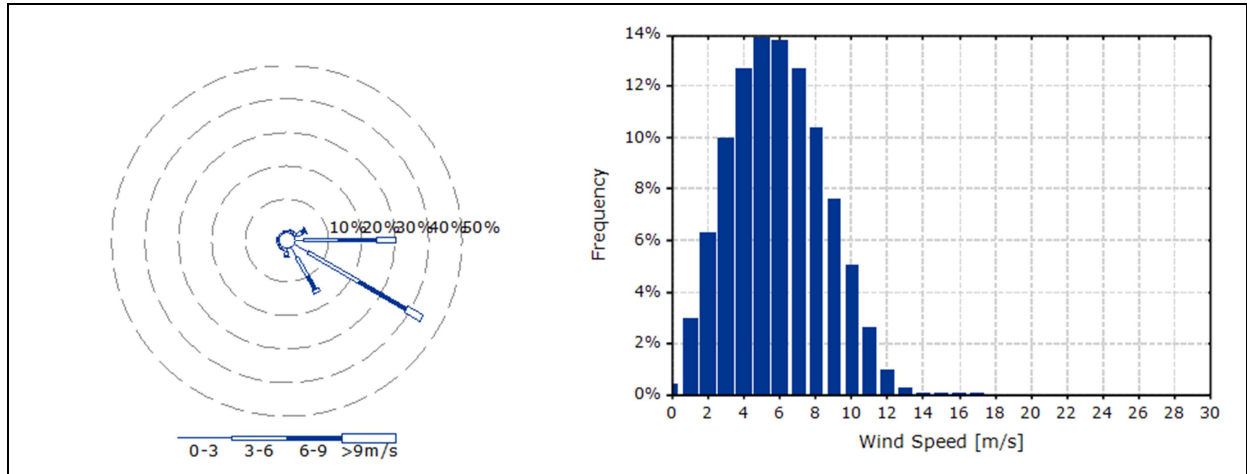


Figura 4.9 – Frequência de distribuição – Torre SONDA a 78 m – São João do Cariri

Tabela 4.13 – Velocidade média do vento – Torre SONDA a 78 m – São João do Cariri

Mês	Velocidade média do vento [m/s]
Janeiro	6,6
Fevereiro	5,4
Março	4,8
Abril	4,3
Maio	4,2
Junho	5,1
Julho	5,5
Agosto	6,1
Setembro	6,8
Outubro	7,4
Novembro	7,3
Dezembro	6,7
Anual	5,9

Após, é realizada a geração de malha para a área do projeto de São João do Cariri. Bem como nos demais casos, realiza-se a comparação entre as altitudes médias para os diferentes volumes de malhas testados. O resultado é apresentado na Figura 4.10.

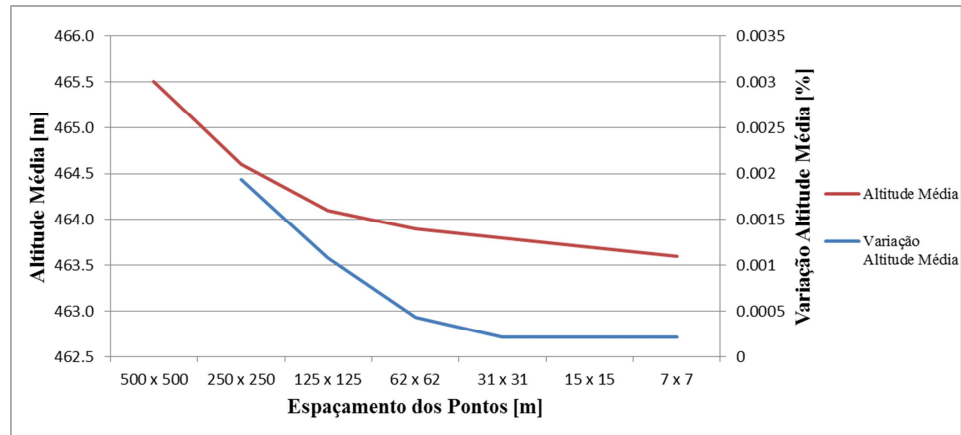


Figura 4.10 – Comparação de resolução de malha – WAsP – São João do Cariri

Neste caso vê-se que, a partir da resolução espacial de 31 m o parâmetro de altitude média é estabilizado. Opta-se, então, por considerar a malha com resolução espacial de 31 m no projeto eólico de São João do Cariri.

Assim, são geradas malhas de velocidade do vento para as alturas de interesse. A Figura 4.11 apresenta o resultado da malha de velocidades do vento para o projeto São João do Cariri a 78 m.

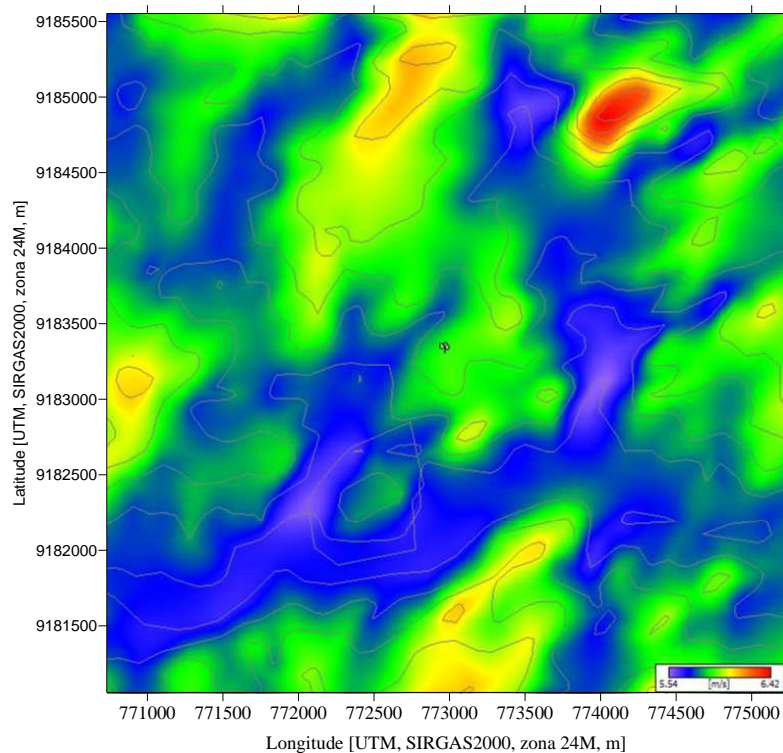


Figura 4.11 – Campo de velocidade – São João do Cariri a 78 m

Procede-se, desta forma, com a elaboração dos *layouts* para o projeto de São João do Cariri. As posições resultantes são apresentadas na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 – *Layouts* – São João do Cariri

Layout [x, y - UTM SIRGAS2000, zona 24M]						
	A		B		C	
Turbina 1	771927	9185548	772167	9183944	771991	9185550
Turbina 2	772570	9184868	772615	9184788	772619	9184795
Turbina 3	772782	9185244	770770	9182626	772176	9183943
Turbina 4	773182	9182786	771994	9185550	773081	9181616
Turbina 5	773124	9181064	771016	9183141	774712	9185057
Turbina 6	773971	9184740	772405	9184395	775169	9183544
Turbina 7	774739	9184521	773210	9182870	773569	9182022
Turbina 8	770966	9183076	772962	9181067	772943	9181066
Turbina 9	773464	9181949	773082	9181585	770799	9182641
Turbina 10	773051	9181593	774549	9185040	771030	9183144
Turbina 11	774250	9184997	774050	9184873	774060	9184868
Turbina 12	772150	9183915	772775	9185299	772817	9185298
Turbina 13	-	-	773572	9181998	772350	9184410
Turbina 14	-	-	775132	9183570	-	-
Turbina 15	-	-	-	-	-	-

Tabela 4.14 – *Layouts* – São João do Cariri (continuação)

Layout [x, y - UTM SIRGAS2000, zona 24M]								
	D		E		F		G	
Turbina 1	772576	9184937	770738	9182597	772771	9185209	772868	9185280
Turbina 2	772799	9185281	772481	9184786	772521	9184704	772560	9184920
Turbina 3	772131	9183870	772104	9183877	772452	9184194	772388	9184456
Turbina 4	772900	9181052	775214	9182962	773508	9181975	771018	9183121
Turbina 5	773606	9182057	771026	9183148	770969	9183090	773153	9181066
Turbina 6	770726	9182578	775045	9184639	772092	9183836	772167	9183958
Turbina 7	773432	9183572	775049	9183551	775092	9183570	771955	9185550
Turbina 8	773068	9181579	773066	9181591	773062	9181537	773081	9181622
Turbina 9	772421	9184458	772451	9184242	770782	9182576	773518	9181992
Turbina 10	770787	9183006	773549	9181982	772902	9181058	774045	9184830
Turbina 11	773998	9184818	774066	9184906	774097	9184876	-	-
Turbina 12	773054	9182743	772865	9185231	-	-	-	-
Turbina 13	774368	9185056	772818	9181203	-	-	-	-
Turbina 14	771078	9183297	774411	9181052	-	-	-	-
Turbina 15	771991	9185549	771873	9185549	-	-	-	-

O recurso eólico modelado pelo WAsP para as posições das turbinas, juntamente com os valores de massa específica do ar para as diferentes alturas propostas apresentadas na Tabela 4.15 e na Figura 4.12, é utilizado para o cálculo da energia,.

Tabela 4.15 – Massa específica do ar – São João do Cariri

Altura do cubo [m]	Massa específica do ar [kg/m3]
78	1,103
80	1,103
84	1,102
89	1,102
93	1,101
95	1,101
98	1,101
100	1,100
104	1,100
108	1,099
119	1,098
120	1,098
138	1,096
139	1,096
140	1,096

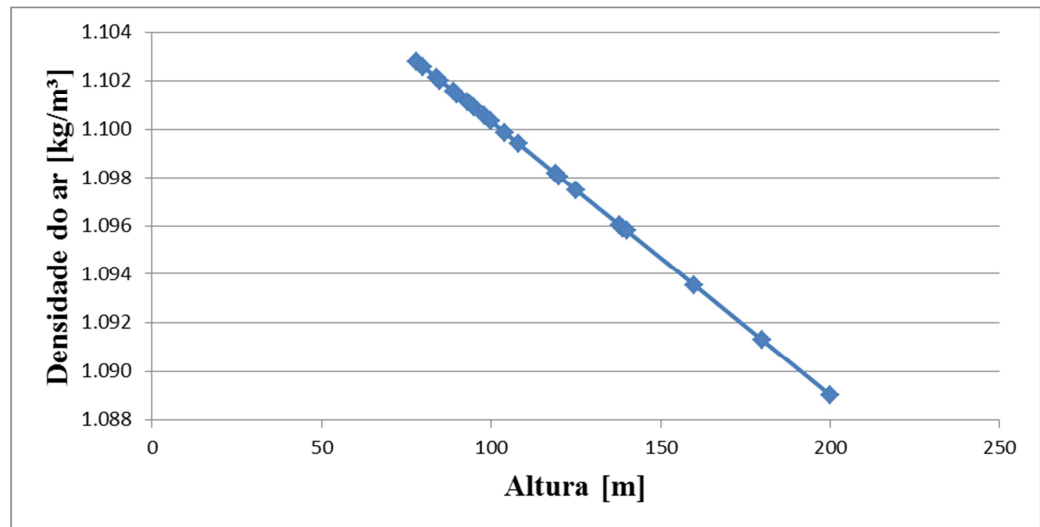


Figura 4.12 – Comportamento da massa específica do ar com a altura– São João do Cariri

Os cálculos energéticos são efetuados e, com isso, é possível obter as comparações para os parâmetros de energia líquida, intensidade de turbulência e perdas por esteira para as alturas testadas.

A variação relativa de energia líquida com relação à variação de altura no projeto São João do Cariri é mostrada na Figura 4.13.

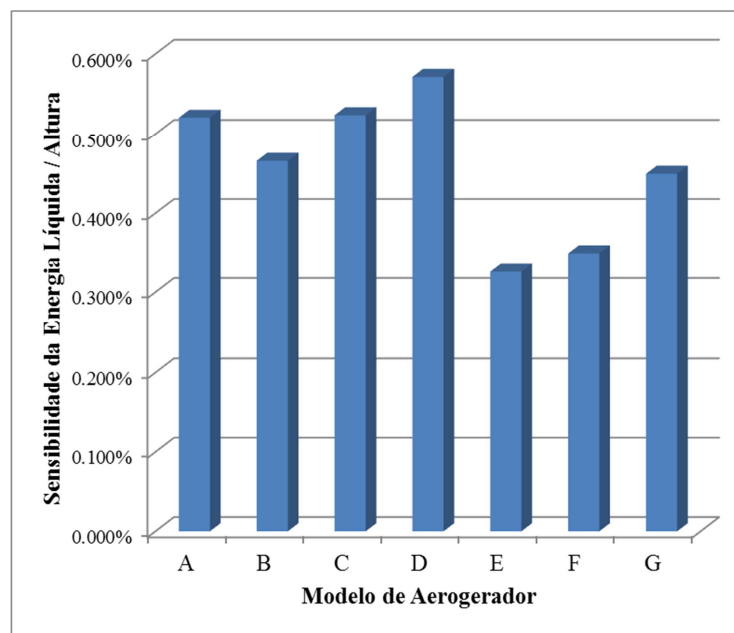


Figura 4.13 – Variação percentual da energia líquida por metro – São João do Cariri

Novamente, devido à maior velocidade do vento às maiores alturas, percebe-se um acréscimo na energia líquida com o incremento de altura de turbina. Em São João do Cariri os modelos de aerogerador D e C apresentam as maiores variações energéticas em cada metro adicional de altura de torre, com valores de 0,57% e 0,52% respectivamente.

Já os modelos E e F, por outro lado, apresentam os menores valores de 0,32% e 0,35%, respectivamente, de aumento energético a cada metro adicionado.

A Figura 4.14 apresenta a variação da intensidade de turbulência em função da altura das torres.

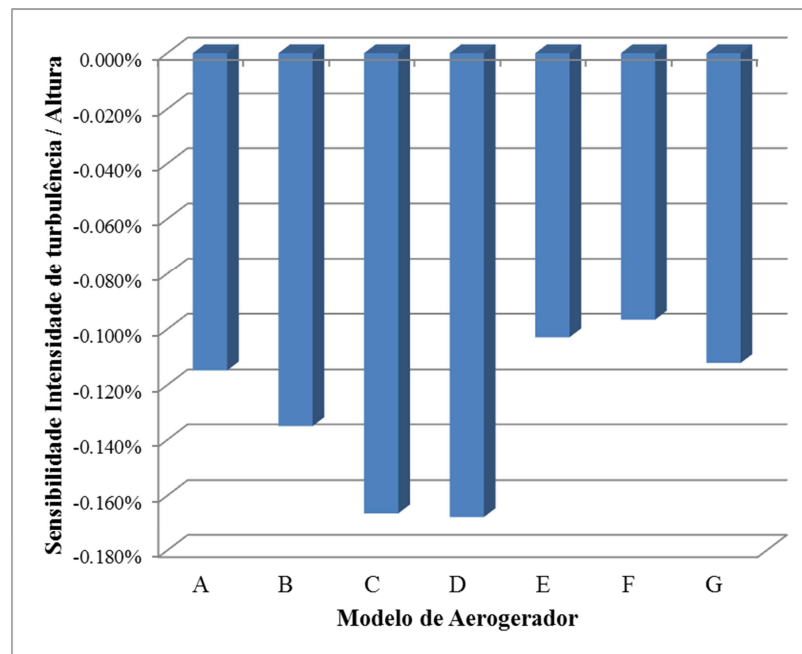


Figura 4.14 – Variação percentual da intensidade de turbulência por metro – São João do Cariri

Os modelos de aerogerador C e D são, assim como em Triunfo, os que apresentam a maior redução de turbulência com a altura. A tendência é a mesma, entretanto, neste caso, verifica-se uma ligeira vantagem para o aerogerador D. Os valores encontrados são de -0,168% para o D e -0,166% para o C.

A variação na eficiência por esteira dos projetos de parques eólicos para o projeto de São João do Cariri é apresentada na Figura 4.15.

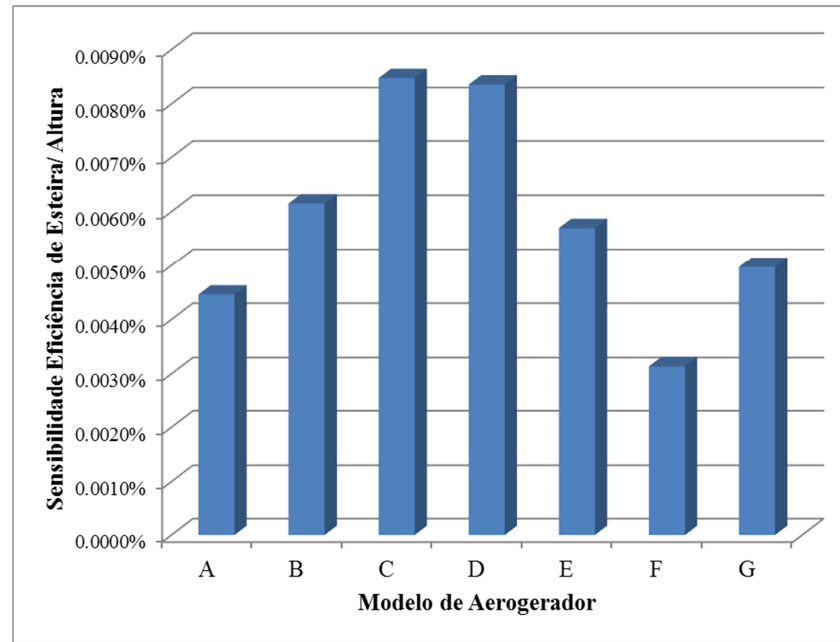


Figura 4.15 –Variação percentual da eficiência de esteira por metro – São João do Cariri

No caso 2 os modelos de aerogerador C e D distinguem-se dos demais e apresentam as maiores melhorias em termos de redução de perdas por esteira conforme se aumenta a altura da turbina. Este ganho, entretanto, novamente não deverá ser representativo na geração de energia visto que são obtidos valores baixos.

A sensibilidade de variação de energia à variação de velocidade do vento para São João do Cariri pode ser vista na Figura 4.16.

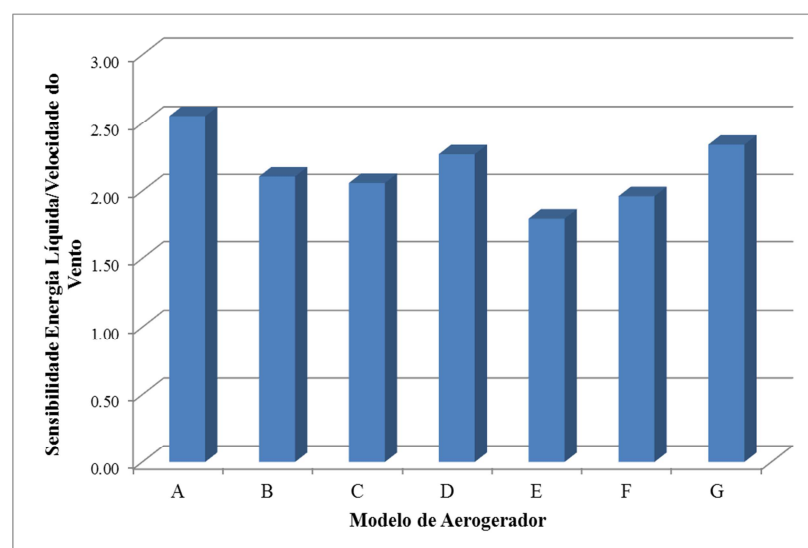


Figura 4.16 – Sensibilidade energia líquida / Velocidade do vento – São João do Cariri

É sabido que a velocidade do vento varia de forma aproximadamente linear entre as alturas propostas. Na Figura 4.13 se vê que o aerogerador D apresenta o maior ganho de energia líquida com a variação de altura. Caso o comportamento do vento em São João do Cariri fosse 100% linear, portanto, seria esperado que o aerogerador D possuísse a maior variação de energia líquida em função da velocidade do vento em São João do Cariri. O que se vê, entretanto, é uma contradição entre as Figuras 4.16 e 4.13, em que na Figura 4.16 o aerogerador A comporta-se de forma a que, com um mesmo aumento de velocidade do vento em todos os aerogeradores, seja o que apresente a o maior ganho em geração de energia no projeto.

Isto pode ser explicado pelo fato da variação do vento aproximar-se da linearidade na maioria dos pontos da curva, entretanto não em todos. Neste caso o aerogerador A apresenta uma variação relativa ($\Delta v/\Delta h$) de 16% de velocidade do vento entre as alturas testadas, enquanto o aerogerador D apresenta uma variação relativa de 20%. Pelo fato da variação de velocidade do vento em São João do Cariri apresentar estas diferenças, o aerogerador A possui o maior valor de sensibilidade de energia líquida com a velocidade do vento.

Na Tabela 4.16, os valores da sensibilidade de variação de energia à variação de velocidade do vento são reproduzidos numericamente.

Tabela 4.16 – Sensibilidade energia líquida/Velocidade do vento – São João do Cariri

	Sensibilidade energia/Velocidade do vento
A	2,55
B	2,11
C	2,06
D	2,27
E	1,80
F	1,96
G	2,34

4.3 Caso 3 – São Martinho da Serra

A cobertura de dados final para a torre SONDA, no caso 3, é apresentada na Tabela 4.17.

Tabela 4.17 – Cobertura de dados São Martinho da Serra

	São Martinho da Serra SONDA							
	Velocidade	Velocidade	Velocidade	Cobertura	Cobertura	Cobertura	Cobertura	Cobertura
	50 m	25 m	10 m	Velocidade	Velocidade	Velocidade	Direção	Direção
	50 m	25 m	10 m	50 m	25 m	10 m	50 m	25 m
ago/04	6,3	5,0	-	100	99	0	100	100
set/04	7,4	6,1	-	100	100	0	100	100
out/04	6,6	5,3	-	93	100	0	100	100
nov/04	6,1	5,1	-	97	98	0	98	98
dez/04	7,3	5,4	-	0	0	0	0	0
jan/05	6,2	5,1	-	100	100	0	100	100
fev/05	6,0	5,0	-	100	100	0	100	100
mar/05	6,5	5,3	-	100	100	0	100	100
abr/05	6,3	5,2	-	100	100	0	100	100
mai/05	6,5	5,2	-	100	100	0	100	100
jun/05	6,3	5,1	-	100	100	0	100	100
jul/05	7,0	5,6	-	100	100	0	100	100
ago/05	7,5	6,1	-	100	100	0	100	100
set/05	6,7	5,6	-	100	100	0	100	100
out/05	6,3	5,3	-	100	100	0	100	100
nov/05	6,3	5,3	-	100	100	0	100	100
dez/05	6,2	5,2	-	100	100	0	100	100
jan/06	-	-	-	0	0	0	0	0
fev/06	-	-	-	0	0	0	0	0
mar/06	7,2	5,5	-	0	0	0	0	0
abr/06	5,5	4,5	-	100	100	0	100	100
mai/06	5,8	4,7	-	100	100	0	100	100
jun/06	7,1	5,7	-	100	100	0	100	100
jul/06	6,8	5,5	-	100	98	0	100	98
ago/06	6,7	5,4	-	100	100	0	100	100
set/06	9,6	6,9	4,1	0	0	0	0	0
out/06	6,7	5,5	3,7	100	100	99	100	100
nov/06	7,1	6,1	4,2	98	100	99	100	100
dez/06	6,1	5,1	-	100	100	0	100	100
jan/07	5,9	5,0	2,0	100	100	0	100	100
fev/07	-	-	3,7	0	0	99	0	0
mar/07	-	-	3,2	0	0	98	0	0
abr/07	-	-	3,2	0	0	99	0	0
mai/07	-	-	3,3	0	0	99	0	0
jun/07	-	-	3,2	0	0	98	0	0
jul/07	-	-	3,7	0	0	99	0	0
ago/07	-	-	4,7	0	0	99	0	0
set/07	-	-	4,9	0	0	99	0	0
out/07	-	-	-	0	0	0	0	0
nov/07	-	-	-	0	0	0	0	0

dez/07	-	-	2,8	0	0	0	0	0
jan/08	-	-	3,5	0	0	99	0	0
fev/08	-	-	3,1	0	0	99	0	0
mar/08	-	-	3,1	0	0	99	0	0
abr/08	-	-	2,8	0	0	97	0	0
mai/08	-	-	3,5	0	0	97	0	0
jun/08	-	-	3,2	0	0	97	0	0
jul/08	-	-	-	0	0	0	0	0
ago/08	-	-	4,4	0	0	0	0	0
set/08	-	-	4,1	0	0	96	0	0
out/08	-	-	-	0	0	0	0	0
nov/08	-	-	-	0	0	0	0	0
dez/08	8,6	-	4,3	0	0	0	0	0
jan/09	6,4	-	3,8	100	0	98	0	0
fev/09	6,0	-	-	38	0	0	55	55
mar/09	-	-	-	0	0	0	100	100
abr/09	-	-	-	0	0	0	100	100
mai/09	-	-	-	0	0	0	100	100
jun/09	-	-	-	0	0	0	100	100
jul/09	-	-	-	0	0	0	69	69
ago/09	-	-	-	0	0	0	100	100
set/09	-	-	-	0	0	0	100	100
out/09	-	-	-	0	0	0	100	100
nov/09	-	-	-	0	0	0	99	99
dez/09	-	-	-	0	0	0	100	100
jan/10	-	-	-	0	0	0	100	100
fev/10	-	-	-	0	0	0	100	100
mar/10	-	-	-	0	0	0	100	100
abr/10	-	-	-	0	0	0	100	100
mai/10	-	-	-	0	0	0	100	100
jun/10	-	-	-	0	0	0	100	100
jul/10	-	-	-	0	0	0	100	100
ago/10	-	-	-	0	0	0	100	100
set/10	-	-	-	0	0	0	100	100
out/10	-	-	-	0	0	0	100	100
nov/10	-	-	-	0	0	0	100	100
dez/10	-	-	-	0	0	0	100	100
jan/11	-	-	-	0	0	0	100	100
fev/11	-	-	-	0	0	0	100	100
mar/11	-	-	-	0	0	0	100	100
abr/11	-	-	-	0	0	0	96	96

Não são identificadas defasagens temporais entre as fontes de dados eólicos coletados para o projeto de São Martinho da Serra.

Igualmente aos dois casos anteriores, a reconstrução de dados para a obtenção de uma série de longo prazo para o projeto São Martinho da Serra não é realizada pelo fato de as correlações horárias entre a torre SONDA e os dados do MERRA não serem satisfatórias. O valor de R^2 entre a série de dados SONDA e a série de dados do melhor ponto da série

MERRA é de 40%. Consequentemente, as comparações entre os dados medidos e os dados recriados apresentam grande diferença nos valores de velocidade do vento e de energia.

Realiza-se, assim, o ajuste da frequência de distribuição medida para a velocidade média de longo prazo considerando-se a base de dados mensal dos melhores pontos de correlação entre os dados SONDA e os dados MERRA e ERA. O nível da melhor correlação possível entre SONDA e os dados de longo prazo é de 76%. Este procedimento resultou numa diminuição de 1,8 % na velocidade média do vento medida.

Tabela 4.18 – Resumo das velocidades medida e ajustada – São Martinho da Serra

Torre	Altura [m]	Dados medidos		Dados longo prazo	
		Velocidade [m/s]	Período [anos]	Velocidade [m/s]	Período [anos]
SONDA São Martinho da Serra	50	6,5	2,2	6,3	15,5

Os diferentes expoentes de perfil vertical testados são comparados e a Tabela 4.19 resume os valores encontrados.

Tabela 4.19 – Expoentes de perfil vertical do vento – São Martinho da Serra

	SONDA medido	MERRA simulado	WAsP previsto
α	0,28	0,29	0,23

A correlação entre dados medidos na torre SONDA a 50 m e 25 m apresenta um longo período e é considerada robusta, assim como no caso 2, com um R^2 de 0,88. Identifica-se, também, uma boa concordância entre o α medido, o α simulado pelo MERRA e o α previsto pelo WAsP.

Desta forma se opta, assim como no caso 2, pela utilização do α medido entre 50 m e 25 m no projeto eólico de São Martinho da Serra. A velocidade média anual às alturas de interesse são apresentadas na Tabela 4.20.

Tabela 4.20 – Velocidade de longo prazo às alturas do rotor – São Martinho da Serra

Altura do cubo [m]	São Martinho da Serra [m/s]
78	7,2
80	7,2
84	7,3
89	7,5
93	7,6
95	7,6
98	7,7
100	7,7
104	7,8
108	7,9
119	8,1
120	8,1
138	8,5
139	8,5
140	8,5

A Figura 4.17 mostra a frequência de distribuição final em formato de rosa dos ventos e em histograma de velocidades do vento para a torre SONDA a 78 m no projeto de São Martinho da Serra.

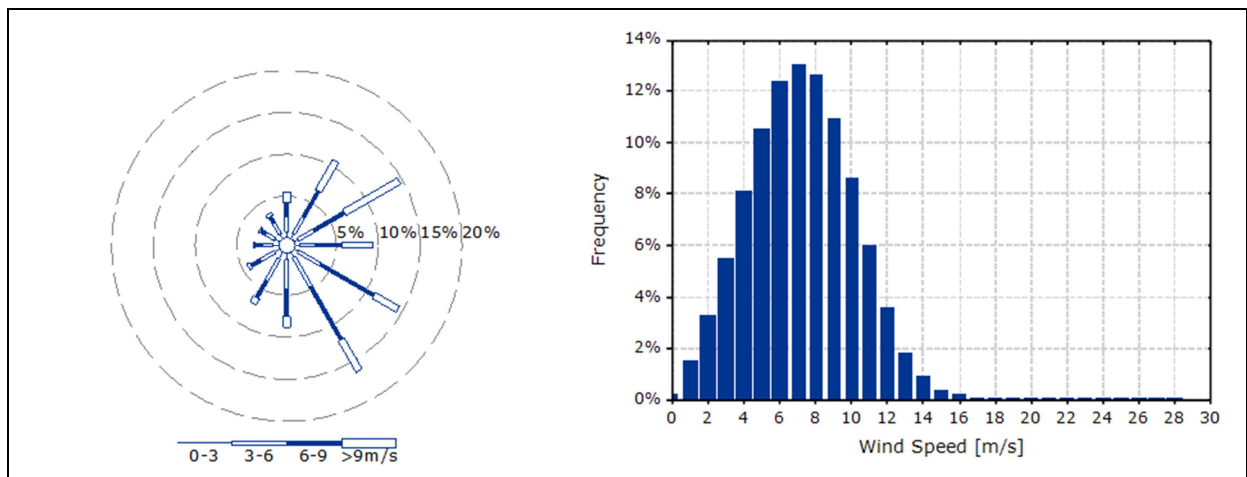


Figura 4.17 – Frequência de distribuição – Torre SONDA a 78 m – São Martinho da Serra

Já a Tabela 4.21 apresenta a velocidade média mensal do vento também para a torre SONDA a 78 m. A velocidade do vento mensal para as demais alturas é apresentada no Apêndice B.

Tabela 4.21 – Velocidade média do vento – Torre SONDA a 78 m – São Martinho da Serra

Mês	Velocidade média do vento [m/s]
Janeiro	6,9
Fevereiro	6,7
Março	7,2
Abril	6,6
Maio	6,9
Junho	7,5
Julho	7,7
Agosto	7,6
Setembro	7,9
Outubro	7,3
Novembro	7,3
Dezembro	6,9
Anual	7,2

A Figura 4.18 apresenta a comparação entre os diferentes volumes de malhas testados.

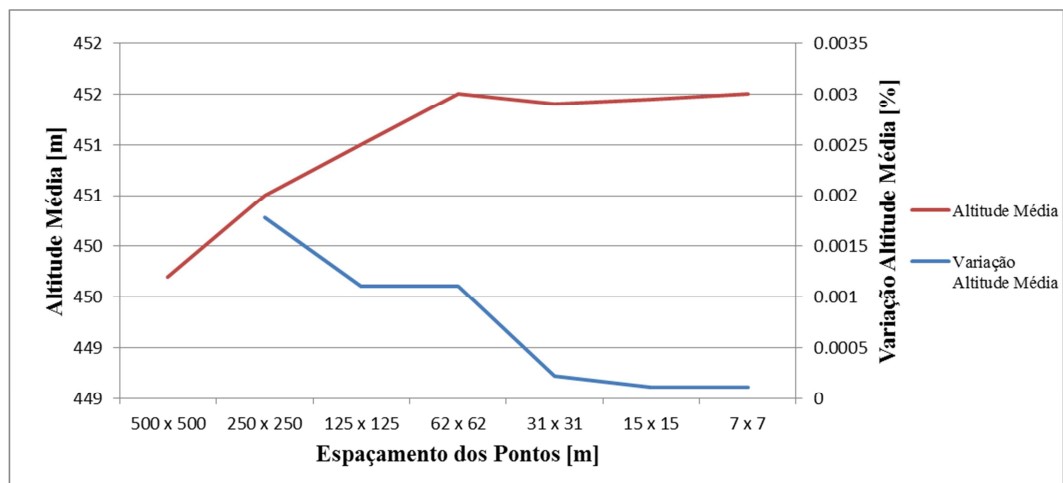


Figura 4.18 – Comparação de resolução de malha – WAsP – São Martinho da Serra

Em São Martinho da Serra, assim como em Triunfo, percebe-se que o parâmetro de altitude média estabiliza-se em torno da resolução de 15 m. Desta forma se opta por considerar a malha com resolução de 15 m no projeto eólico de São Martinho da Serra.

Assim, são geradas malhas de velocidade do vento para as alturas trabalhadas. A Figura 4.19 mostra a distribuição de velocidades na área do projeto eólico São Martinho da Serra a 78 m.

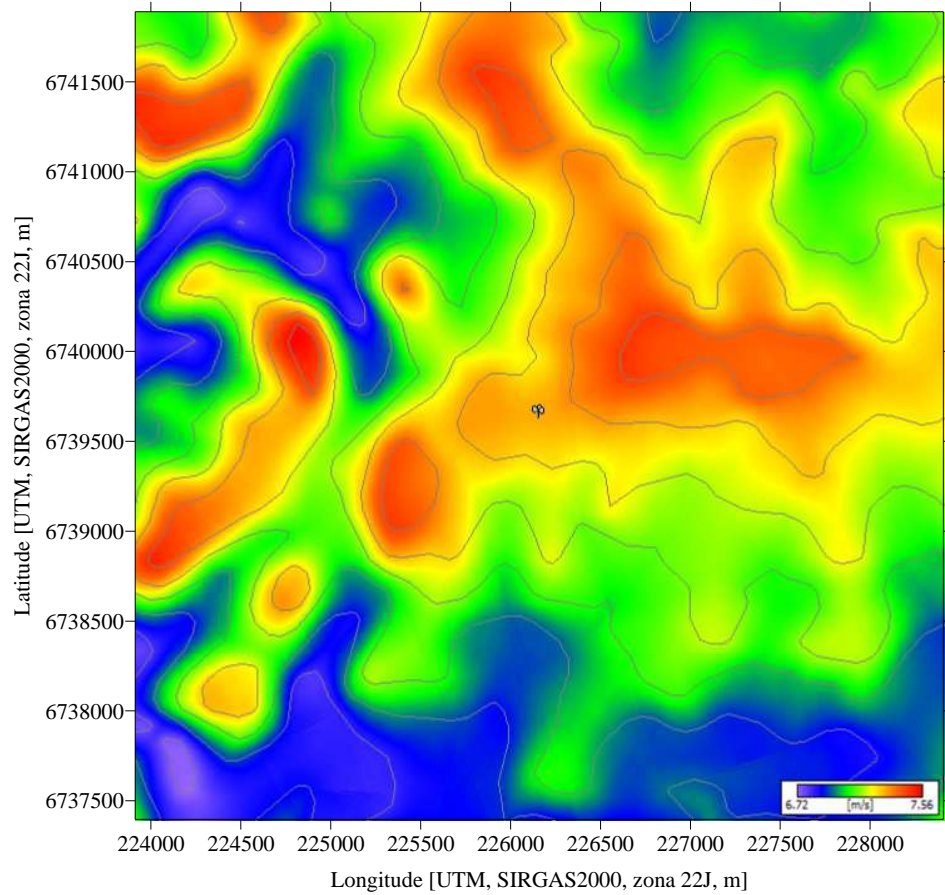


Figura 4.19 – Campo de velocidade – São Martinho da Serra a 78 m

As posições dos *layouts* elaborados para o projeto São Martinho da Serra são apresentadas na Tabela 4.22.

Tabela 4.22 – *Layouts* – São Martinho da Serra

Layout [x, y - UTM SIRGAS2000, zona 22J]						
	A		B		C	
Turbina 1	226412	6739773	227371	6741110	228362	6741415
Turbina 2	224498	6741396	226035	6739735	227314	6741130
Turbina 3	224630	6741882	227654	6740108	227731	6739951
Turbina 4	227816	6739927	227531	6739636	225852	6741567
Turbina 5	228384	6740448	226575	6739886	226606	6739728
Turbina 6	225409	6739493	224389	6739194	227602	6739443
Turbina 7	225834	6741543	225826	6741570	223949	6741260
Turbina 8	226854	6740193	223965	6741229	226999	6740135
Turbina 9	223929	6741279	225372	6739445	225412	6739432
Turbina 10	224025	6738877	224013	6738840	224610	6741881
Turbina 11	224743	6738635	226736	6740404	224327	6738078
Turbina 12	224860	6740065	224492	6741367	224815	6740100
Turbina 13	-	-	224630	6741877	224037	6738889
Turbina 14	-	-	224806	6740096	-	-
Turbina 15	-	-	-	-	-	-

Tabela 4.22 – *Layouts* – São Martinho da Serra (continuação)

Layout [x, y - UTM SIRGAS2000, zona 22J]								
	D		E		F		G	
Turbina 1	228260	6740608	227267	6741164	228368	6740521	228365	6740578
Turbina 2	227434	6739736	224387	6739186	224831	6740118	224021	6738872
Turbina 3	226706	6740313	227666	6740040	223939	6741292	227641	6739860
Turbina 4	227758	6740047	227525	6739557	227592	6739793	224636	6741887
Turbina 5	226031	6739741	226624	6739846	226234	6739606	226970	6740058
Turbina 6	227154	6738410	224815	6740102	226625	6739978	227197	6741040
Turbina 7	226596	6739873	225870	6741577	225959	6741549	225860	6741530
Turbina 8	223912	6741323	225994	6739688	224640	6741866	224833	6740021
Turbina 9	224472	6741445	225375	6739449	224038	6738871	225417	6739406
Turbina 10	225382	6739036	226976	6740172	224399	6739221	223915	6741289
Turbina 11	228400	6739908	228381	6739867	225457	6739455	-	-
Turbina 12	225823	6741571	224481	6741453	-	-	-	-
Turbina 13	224854	6740123	224020	6738850	-	-	-	-
Turbina 14	224021	6738867	223920	6741312	-	-	-	-
Turbina 15	224335	6739170	225448	6740321	-	-	-	-

O recurso eólico modelado pelo WAsP para as posições das turbinas apresentadas na Tabela 4.22, conjuntamente com os valores de massa específica do ar para diferentes alturas apresentadas Tabela 4.23 e na Figura 4.20, é utilizado no cálculo de energia.

Tabela 4.23 – Massa específica do ar – São Martinho da Serra

Altura do cubo [m]	Massa específica do ar [kg/m³]
78	1,139
80	1,139
84	1,139
89	1,138
93	1,138
95	1,137
98	1,137
100	1,137
104	1,136
108	1,136
119	1,135
120	1,135
138	1,133
139	1,132
140	1,132

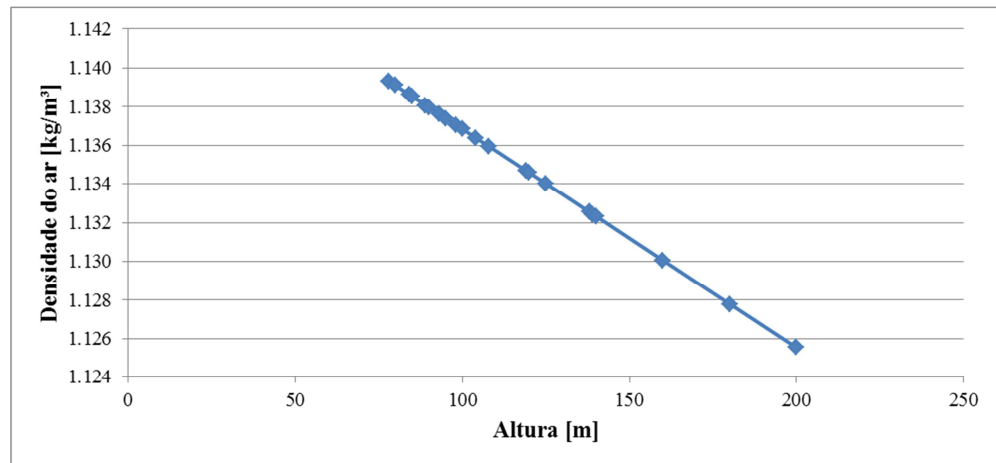


Figura 4.20 – Comportamento da massa específica do ar com a altura – São Martinho da Serra

A variação relativa de energia líquida em função da altura é apresentada na Figura 4.21 para o projeto São Martinho da Serra considerando-se os modelos de aerogerador propostos.

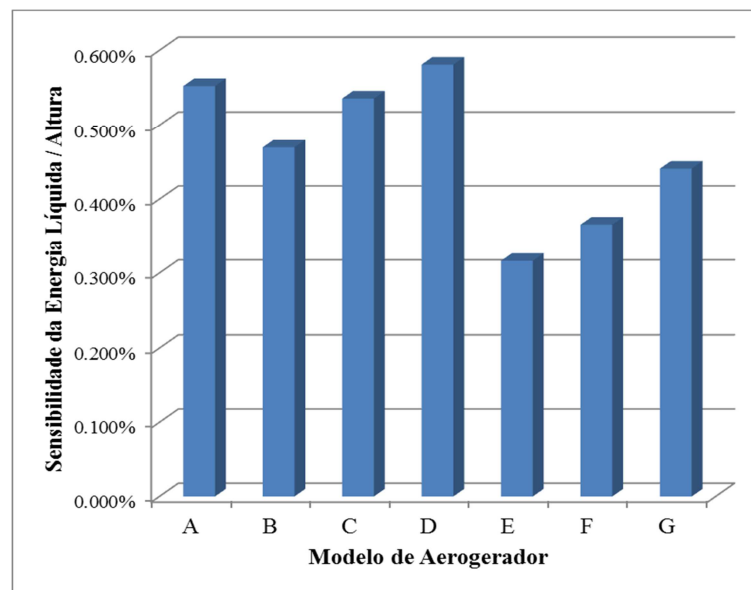


Figura 4.21 – Variação percentual da energia líquida por metro – São Martinho da Serra

A variação relativa de energia líquida com a altura, para o caso de São Martinho da Serra, foi mais acentuada para os modelos de aerogerador D e A, com valores de 0,58% e 0,55%, respectivamente.

Em contrapartida, também neste caso os modelos E e F apresentam 0,32% e 0,37% de ganho energético a cada metro de elevação do rotor.

É perceptível que o comportamento dos aerogeradores com relação à variação de energia é bastante próximo ao encontrado no caso 2, tanto no que se refere à tendência dos aerogeradores quanto nos valores relativos de ganhos neste parâmetro em cada um deles.

Os valores médios de incremento de energia nos três cenários, nos dois principais modelos D e A, são de 0,44% e 0,42%.

A Figura 4.22 apresenta a variação da intensidade de turbulência com a variação de altura das torres.

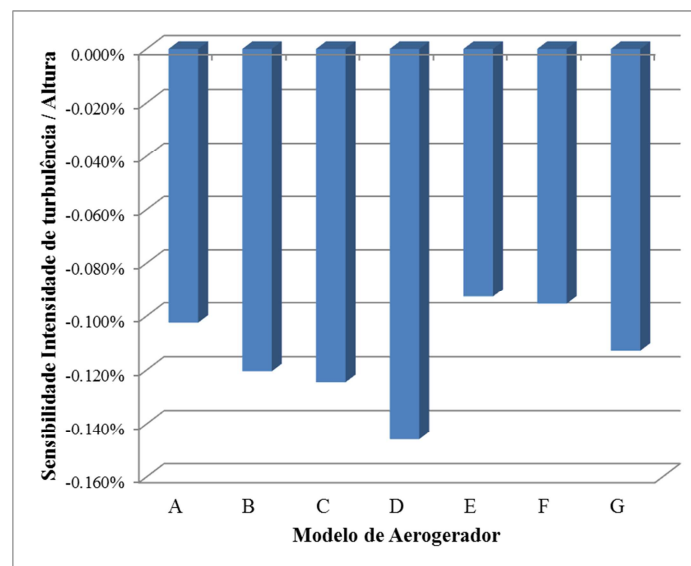


Figura 4.22 – Variação percentual da intensidade de turbulência por metro – São Martinho da Serra

Novamente, os modelos de aerogerador D e C apresentam as maiores reduções de turbulência com o acréscimo de altura da turbina. Os valores encontrados neste caso são de -0,146% e -0,124%, respectivamente.

Os valores médios de redução de intensidade de turbulência nos três cenários, para estes dois aerogeradores, são de -0,161% e -0,157% respectivamente.

A Figura 4.23 mostra a variação na eficiência por esteira dos projetos de parques eólicos considerando-se os modelos propostos.

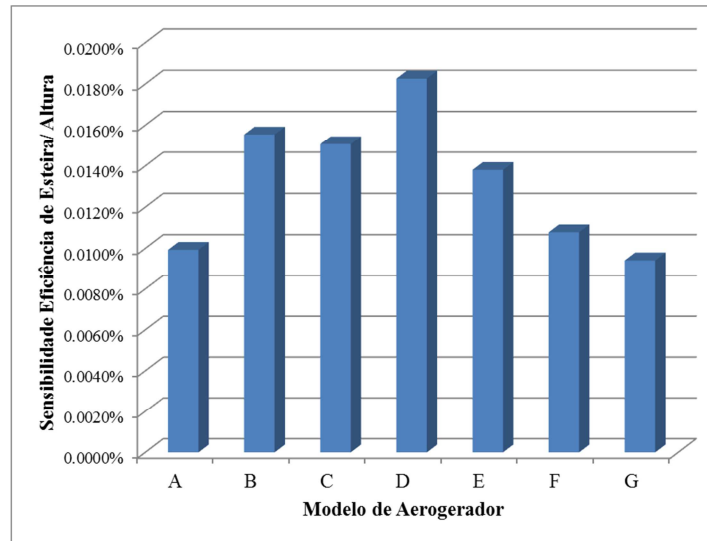


Figura 4.23 – Variação percentual da eficiência de esteira por metro – São Martinho da Serra

No caso 3, apenas o modelo de aerogerador D distingue-se positivamente dos demais em termos de redução de perdas por esteira conforme se aumenta a altura da turbina. O modelo A é que apresenta o menor ganho de eficiência de esteira.

Diferentemente dos casos 1 e 2, em São Martinho da Serra se pôde perceber um aumento mais considerável na eficiência de esteira com o aumento da altura da turbina, com o valor chegando aproximadamente a 0,020% a cada metro adicional de torre. Caso essa relação fosse comprovadamente linear para todos os intervalos de altura, isto poderia representar um ganho energético de 0,5% a cada 25 metros de altura de torre.

A sensibilidade de variação de energia à variação da velocidade do vento para o caso 3 é apresentada na Figura 4.24.

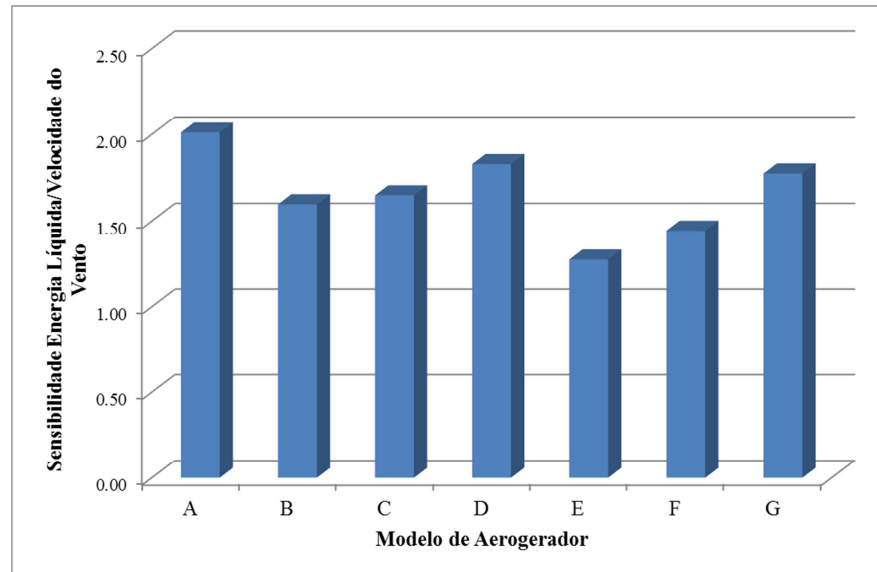


Figura 4.24 – Sensibilidade energia líquida / Velocidade do vento – São Martinho da Serra

Conforme discutido na Figura 4.21, o caso 3 é semelhante ao caso 2, de modo que se espera que o aerogerador D apresente o maior valor de sensibilidade de energia líquida com a velocidade do vento, seguindo a tendência encontrada naquela Figura.

Novamente, entretanto, o aerogerador A é que apresenta o maior ganho energético neste caso. A explicação é a mesma do caso 2, entretanto, em São Martinho da Serra, as variações relativas de velocidade do vento para os aerogeradores A e D são de 21% e 25% respectivamente.

A tendência para os demais aerogeradores segue o comportamento esperado conforme se verifica nas Figuras 4.24 e 4.21.

Os valores numéricos da variação relativa de energia à variação de velocidade do vento são apresentados na Tabela 4.24.

Tabela 4.24 – Sensibilidade energia líquida/Velocidade do vento – São Martinho da Serra

	Sensibilidade energia/Velocidade do vento
A	2,01
B	1,60
C	1,65
D	1,83
E	1,28
F	1,44
G	1,77

As maiores sensibilidades médias de energia pela velocidade do vento nos três casos são encontradas nos aerogeradores A e G, com valores de 1,90 e 1,70, respectivamente.

4.4 Comparação das análises de energia entre os três projetos

Nos estudos de caso anteriores o objetivo principal é se comparar modelos de aerogerador dentre diferentes parâmetros conforme se varia a altura das turbinas eólicas.

Nesta seção realiza-se a comparação entre os três diferentes casos para os mesmos parâmetros estudados nas seções 4.1, 4.2 e 4.3.

Anteriormente a isto, entretanto, são apresentados graficamente os valores absolutos de velocidade do vento em cada altura de interesse nos três projetos eólicos através da Figura 4.25.

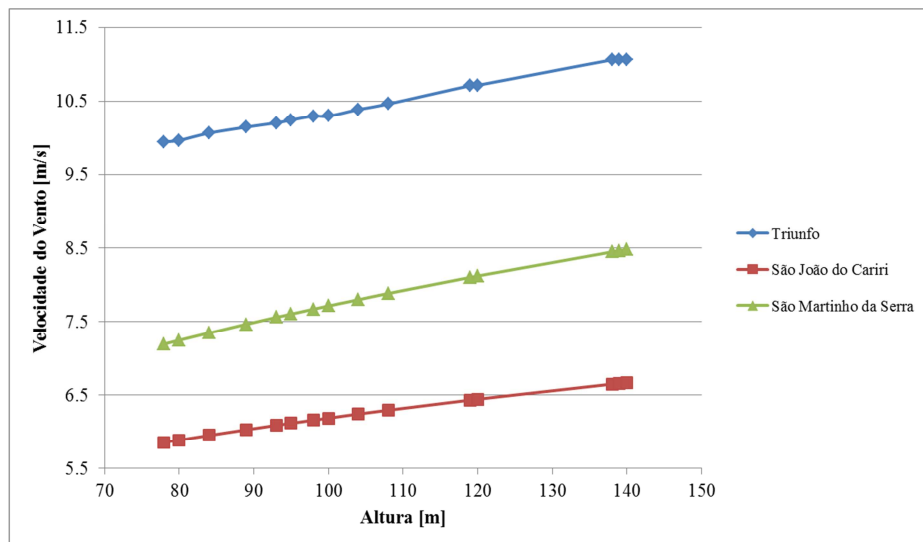


Figura 4.25 – Velocidades do vento para os três casos, em função da altura

Através da Figura 4.25 confirma-se que a velocidade do vento entre as alturas testadas apresenta um comportamento próximo ao linear, conforme discutido nas seções anteriores. Isto pode ser explicado pelo fato de as alturas de interesse estarem localizadas na região em que a velocidade do vento é mais alta na curva representada pela Lei de Potência.

Na Figura 4.25 percebe-se, também, que a velocidade do vento no projeto eólico de Triunfo é consideravelmente mais alta que a velocidade do vento nas outras duas localidades. A 100 m de altura, por exemplo, a velocidade do vento em Triunfo é 66,4% maior que a velocidade do vento em São João do Cariri e 33,5% maior que a velocidade do vento em São Martinho da Serra.

Pelo fato de o valor do α em Triunfo ser o menor dentre os projetos estudados, esta diferença de velocidades é reduzida conforme se aumenta a altura da turbina. No limite de altura estudada, em 140 m, as diferenças para São João do Cariri e São Martinho da Serra são de 65,9% e 30,5% respectivamente. Não é esperado, entretanto, que as velocidades em São João do Cariri ou em São Martinho da Serra se igualem a velocidade média do vento em Triunfo em qualquer altura em que seja viável a instalação de aerogeradores.

Para realizar as comparações das variações de velocidade do vento, energia líquida, intensidade de turbulência e efeitos de esteira com a variação de altura para os três casos estudados, são utilizados os resultados médios dos 7 aerogeradores para cada uma das 3 localidades.

A Figura 4.26 apresenta as variações de velocidade do vento com a altura para os projetos de Triunfo, São João do Cariri e São Martinho da Serra.

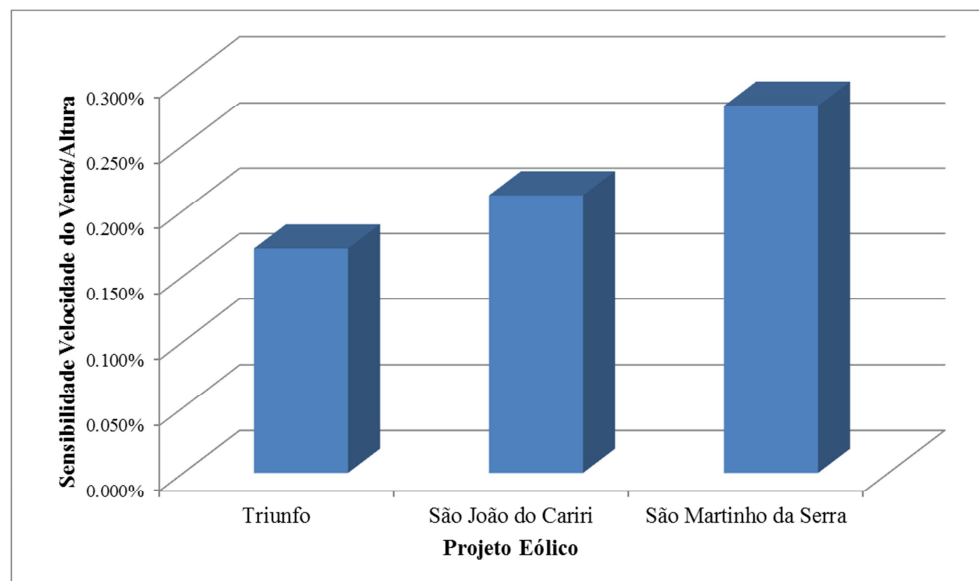


Figura 4.26 – Variação relativa da velocidade do vento por metro

Através da Figura 4.26 se torna ainda mais claro que em São Martinho da Serra a velocidade do vento aumenta mais com o incremento de altura, enquanto o contrário ocorre no projeto de Triunfo. A razão para isto é o valor do α ser diferente para cada um dos projetos, conforme discutido na Figura 4.25.

A Figura 4.27 mostra a variação relativa de energia líquida média para cada um dos projetos.

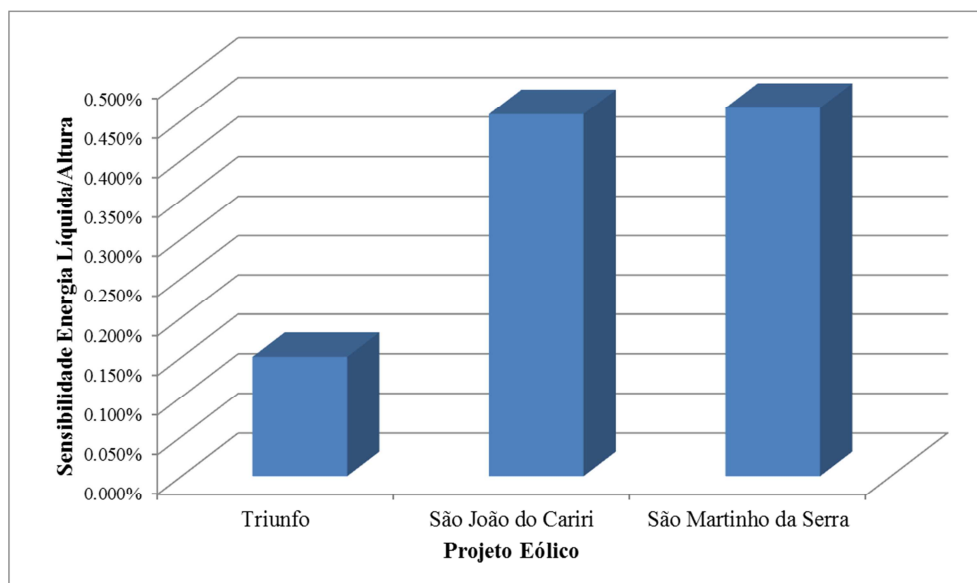


Figura 4.27 – Variação relativa da energia líquida média por metro

Há uma diferença entre o projeto de Triunfo e os demais no que diz respeito ao incremento de geração de energia com a variação de altura da turbina.

Enquanto os projetos de São João do Cariri e São Martinho da Serra geram aproximadamente 4,5% a mais de energia para cada 10 metros de incremento na altura do aerogerador, o projeto de Triunfo produz aproximadamente 1,5% a mais de energia. O principal contributo para isto é a velocidade do vento em Triunfo aumentar menos com o acréscimo de altura do que os outros projetos. Entretanto, este não é o único ponto. Como é visto na Figura 4.31, o projeto eólico de Triunfo possui a maior energia absoluta dentre os projetos e, devido a isto, um mesmo acréscimo energético nos três projetos causa um impacto relativo menor no projeto de Triunfo do que nos outros dois projetos.

Como influência mínima também se pode considerar que é perceptível através da Figura 4.29 que o acréscimo na eficiência de esteira é menor no projeto de Triunfo conforme se aumenta a altura do rotor.

Na Figura 4.28 se verifica a variação da intensidade de turbulência com a altura para os três casos.

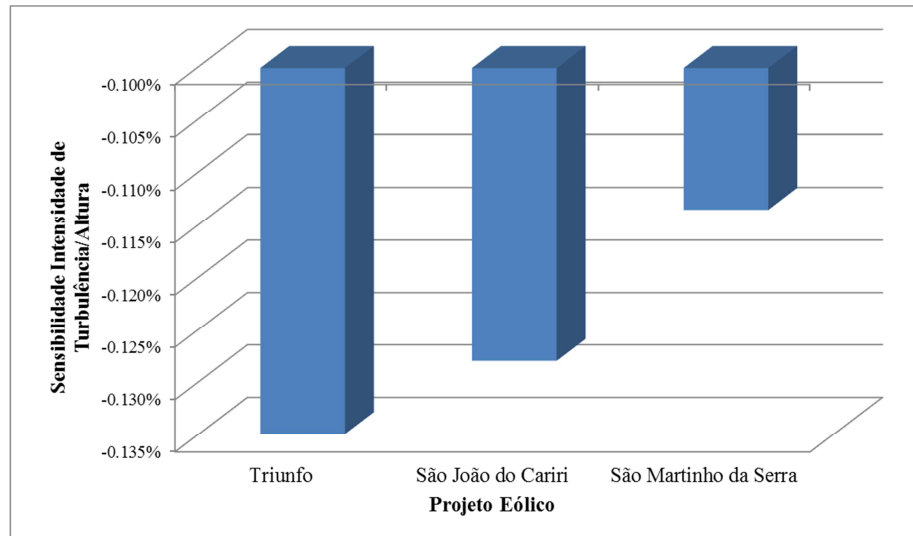


Figura 4.28 – Variação relativa da intensidade de turbulência média por metro

A redução de intensidade de turbulência média com a variação de altura é maior em Triunfo, com -0,135%, após em São João do Cariri -0,128%, e por fim em São Martinho da Serra, com -0,113%. Este comportamento pode ser visto de forma invertida na Figura 4.29, na qual se apresenta a variação do efeito de esteira com a altura para os projetos.

O principal motivo para este comportamento é que, quanto maior o acréscimo de intensidade de turbulência no ambiente, mais rápido o escoamento de vento retornará a sua condição inicial atrás do rotor de cada aerogerador. Com a recuperação mais rápida do escoamento, as perdas por esteira nos projetos são reduzidas.

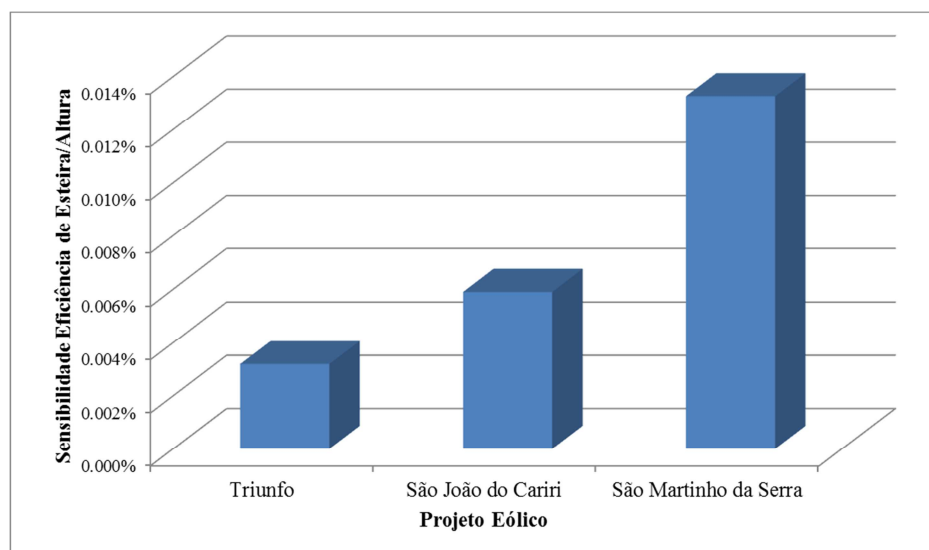


Figura 4.29 – Variação relativa da eficiência de esteira médio por metro

A Figura 4.30 apresenta o parâmetro médio de sensibilidade da variação de energia líquida com a velocidade do vento. Através da definição deste parâmetro é possível comparar-se diferentes áreas em termos de aproveitamento energético, quando as velocidades do vento em várias alturas são conhecidas;

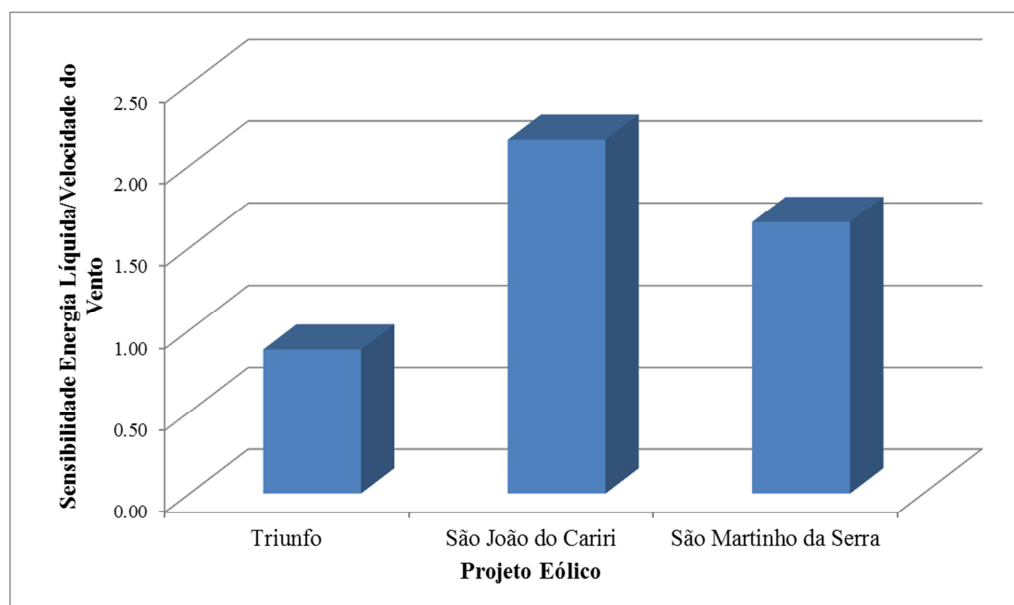


Figura 4.30 – Energia líquida média / Velocidade do vento

Através da Figura 4.30 se percebe que mesmo que a equação de potência gerada esteja relacionada com o cubo da velocidade média do vento, no caso de Triunfo um aumento de 10% na velocidade do vento implica em um aumento médio de apenas 8,8% na energia líquida. Já em São João do Cariri e em São Martinho da Serra, o mesmo aumento de 10% na velocidade do vento acarreta um incremento de 22% e 17% na energia líquida prevista. O principal contributo para estas diferenças é a adaptabilidade das máquinas às diferentes regiões.

Os aerogeradores testados no presente estudo são prioritariamente indicados para ventos de Classe 2 e 3 conforme a classificação da norma IEC 61400-1 Edição 3, de 2010. Nesta classificação, aerogeradores Classe 2 devem operar a velocidade do vento média de até 8,5 m/s, enquanto modelos pertencentes a Classe 3 devem operar com velocidade máxima do vento de 7,5 m/s.

O fato de a maioria das distribuições de frequência dos projetos de São João do Cariri e de São Martinho da Serra indicarem velocidades médias de vento dentro da faixa

onde há o melhor aproveitamento energético dos aerogeradores (Classe do aerogerador = Classe do vento do local) indica que há uma melhor adaptabilidade destes aerogeradores às condições destes dois projetos.

Além disso, é válido ressaltar que caso o investidor deseje instalar um aerogerador Classe 3 em um vento Classe 1 (velocidade de 10 m/s), o fabricante da turbina deverá apresentar garantias de que a estrutura física das máquinas suporta a velocidade do vento maior do que a originalmente projetada para o componente. No Brasil, esta é uma prática usual visto que não há períodos longos de rajadas comparando-se com os mercados originais dos fabricantes de aerogeradores.

As comparações finais do estudo, conforme visto na seção 3.8, visam a estimar o recurso energético disponível em cada uma das áreas dos projetos utilizando os modelos de aerogerador mais eficientes em cada projeto. A eficiência do aerogerador é calculada através de seu fator de capacidade em cada uma das situações. Desta forma, os resultados de energia, de eficiência por efeito esteira e de fator de capacidade são apresentados a seguir.

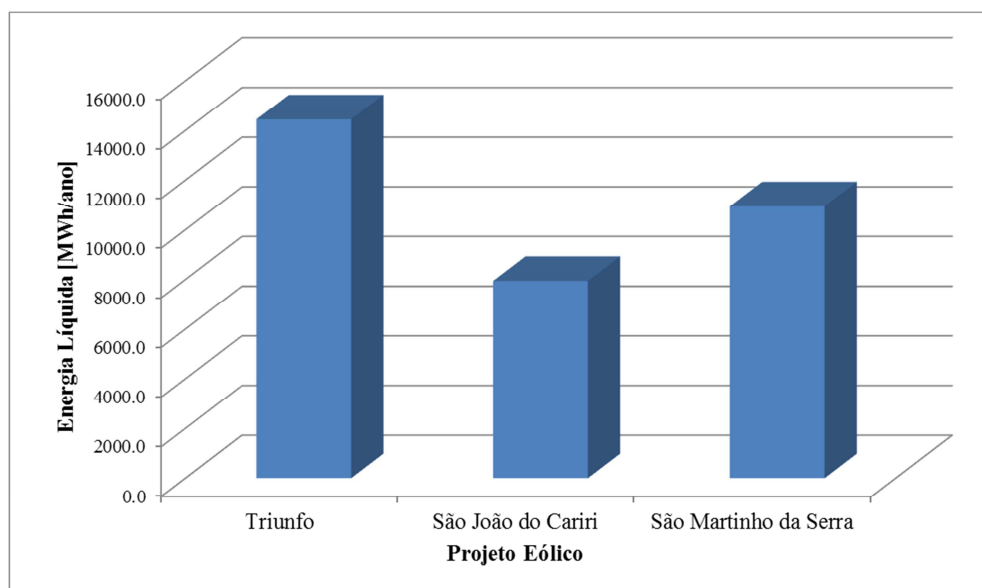


Figura 4.31 – Energia líquida – 3 casos

O projeto de Triunfo apresenta o maior valor de energia líquida dentre todas as situações estudadas neste trabalho, com uma geração estimada de 14446,67 MWh/ano de energia. Este valor é 24,2% maior que a energia estimada em São Martinho da Serra e 45,0% maior que a energia prevista em São João do Cariri.

Considerando o valor mínimo de energia vendido no 8º Leilão de Energia de Reserva, realizado no dia 13/11/2015, de R\$178,00/MWh, em uma situação hipotética onde a energia gerada fosse representada exatamente pela energia mostrada na Figura 4.31, os investidores teriam um faturamento total de acordo com a Tabela 4.25.

Tabela 4.25 – Faturamento – Considerado 8º LER 2015

	1 ano	20 anos
Triunfo	R\$ 2.571.506,67	R\$ 51.430.133,33
São João do Cariri	R\$ 1.413.676,00	R\$ 28.273.520,00
São Martinho da Serra	R\$ 1.948.388,00	R\$ 38.967.760,00

Estes valores devem ser considerados cuidadosamente, visto que diversos fatores de perda apresentados na seção 3.8 não são aplicados no presente estudo. A única perda considerada é a ocasionada pelo efeito de esteira.

A Figura 4.32 apresenta as eficiências por esteira em cada um dos três projetos.

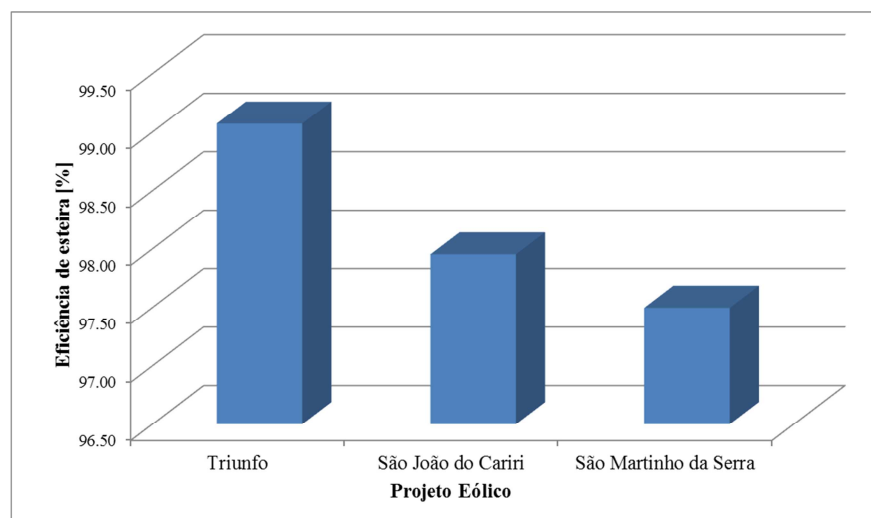


Figura 4.32 – Eficiência de esteira – 3 casos

Percebe-se que o projeto de Triunfo é, dentre os demais, o que apresenta a menor perda pelo efeito de esteira, seguido de São João do Cariri e de São Martinho da Serra.

A eficiência por esteira é uma função diretamente relacionada ao *layout* de cada projeto. Os *layouts* dos projetos, por sua vez, estão relacionados diretamente com as rosas dos ventos de cada região. Quanto mais unidirecional é o vento em uma região, menor é a área

necessária para a implantação de um parque eólico. Isto, pois com a multidirecionalidade do vento é necessário espaçar-se os aerogeradores em todas as direções possíveis de forma a que se consiga aproveitar o vento vindo de diferentes direções para a geração de energia com a menor perda por esteira possível. Já em ventos unidirecionais, consegue-se aproximar os distanciamentos laterais entre turbinas ao máximo, visto que o aerogerador praticamente não precisará captar energia de mais de uma direção do vento.

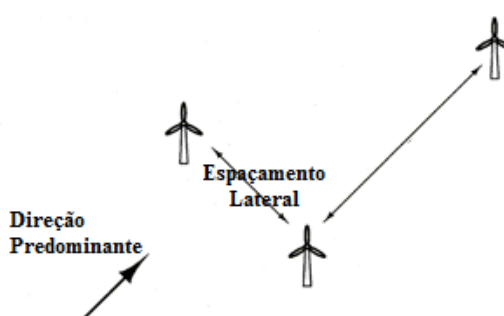


Figura 4.33 – Espaçamentos [Adaptado de Planning, 2015]

Pelo fato de serem sugeridos *layouts* para um mesmo tamanho de área nos três projetos, a Figura 4.33 confirma que o local onde o vento é mais unidirecional (Triunfo) apresenta a menor perda por esteira, enquanto o local onde o vento é mais multidirecional (São Martinho da Serra) apresenta a maior perda por esteira.

Na Figura 4.34 são apresentados os fatores de capacidade para cada projeto.

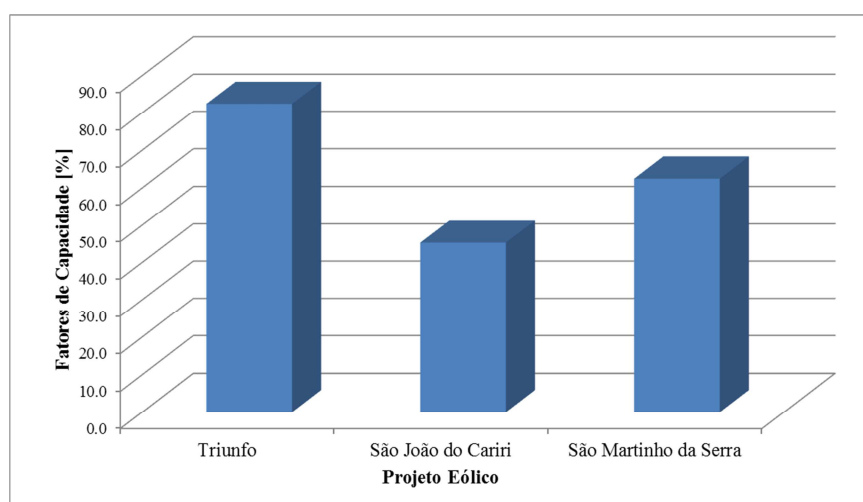


Figura 4.34 – Fator de capacidade – 3 casos

O fator de capacidade dos projetos segue a mesma tendência vista na Figura 4.31, para a energia líquida.

O aerogerador E é o modelo que se apresenta mais efetivo em termos de fator de capacidade absoluto para os três projetos estudados.

4.5 Incertezas

Sabe-se que todo o trabalho estatístico realizado através de simulações apresenta simplificações matemáticas e computacionais que são contributos para as incertezas em cada etapa dos processos.

Na presente análise de energia devem ser consideradas duas importantes áreas para entenderem-se as fontes de incerteza existentes neste projeto:

1. Simplificações e incertezas referentes à velocidade do vento e a seus procedimentos estatísticos como reconstrução de dados, ajuste de frequência de distribuição e extrapolação vertical da velocidade do vento;
2. Simplificações e incertezas referentes à modelagem de energia e ao uso dos mapas topográficos e de rugosidade.

Pelo fato de as incertezas em um estudo de energia serem consideradas independentes entre elas, a soma de todos os valores de incerteza não deve ser apenas uma soma aritmética e sim deve seguir a Equação 4.1, considerando-se a raiz quadrática da soma de cada incerteza individual elevada ao quadrado [Kline e McClintock, 1953].

$$I_t = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots} \quad (4.1)$$

onde, I_t é a incerteza total e I_n são as incertezas individuais de cada simplificação.

As principais fontes de incerteza para a velocidade do vento e para a análise de energia neste trabalho são:

- Conformidade e metodologia de instalação dos sensores de velocidade e direção da velocidade do vento na torre anemométrica;

- Processos estatísticos de reconstrução de dados de vento, de ajuste de frequências de distribuição e de extrapolação vertical da velocidade do vento para a altura do rotor;
- Precisão dos mapas topográficos e de rugosidade;
- Precisão da modelagem do vento utilizada pelo *software* WASP;
- Precisão do modelo de esteira de Eddy Viscosity;
- Variabilidade interanual do vento.

Troen e Petersen, 1989, sugerem que incertezas entre 2% e 15% na estimativa da velocidade do vento devem ser consideradas no estudo, dependendo da calibração dos instrumentos utilizados. Erros sistemáticos e incertezas adicionais das medições também devem ser levados em consideração.

Estes mesmos autores consideram, também, incertezas em torno de 5% e 10% para as modelagens computacionais.

Desta forma, utilizando-se a Equação 4.1 para os valores propostos por Troen e Petersen, espera-se que o intervalo de confiança do estudo de energia utilizando a metodologia proposta esteja entre 5,5% e 18,0%.

Já nas comparações das variações dos parâmetros de interesse com a altura, uma simplificação considerada é que estas podem ser aproximadas por uma função linear. Isto se deve ao fato que, às variações de alturas consideradas, tanto a massa específica do ar quanto a velocidade do vento e intensidade de turbulência apresentam comportamento próximo ao linear, com apenas alguns pontos de exceção.

Para reduzir-se às incertezas da estimativa, são sugeridas as seguintes ações:

- Obtenção de dados medidos em torres mais altas e com boa documentação;
- Utilização de um mapa baseado em levantamento topográfico nas áreas;
- Modelagem do vento na área dos projetos considerando-se os efeitos de estabilidade atmosférica.

5 CONCLUSÕES

Nesta seção são apresentadas as conclusões do trabalho desenvolvido nos capítulos anteriores. Além disto, no final deste capítulo são apresentadas sugestões para trabalhos futuros visando aprimorar ainda mais a metodologia proposta e os resultados encontrados.

O estudo de variabilidade da energia líquida, dos efeitos de esteira e da intensidade de turbulência com a altura é importante para que o investidor do setor tenha suficiente embasamento técnico ao optar entre diferentes alturas de turbinas para a instalação em seu complexo eólico.

Os principais objetivos do estudo são atingidos visto que é possível serem estabelecidas relações entre os parâmetros comparados com a variação de altura de instalação de turbinas eólicas. Percebe-se que estas relações são majoritariamente lineares dentro dos limites de alturas utilizados nos aerogeradores modernos. É possível, também, compararem-se os projetos eólicos entre eles. Fatores de sensibilidade energética à variação de velocidade do vento também são propostos para os casos estudados. Além disso, aprimoramentos da metodologia de cálculo existente para a previsão de geração de energia, como por exemplo a abordagem de formas variadas de adequação do recurso eólico de longo prazo e a avaliação de diferentes valores de expoente de camada limite, são propostos.

Para tal, são considerados sete modelos de aerogeradores, nomeados de A até G, sendo um de cada fabricante principal de turbinas eólicas no mercado brasileiro. Estes modelos são testados em três diferentes localidades do Brasil, Triunfo/PE, São João do Cariri/PB e São Martinho da Serra/RS.

Para a estimativa de recurso eólico são utilizados dados públicos medidos por torres anemométricas pertencentes ao projeto SONDA, conjuntamente com dados públicos simulados através dos projetos MERRA e ERA. A modelagem de vento na área dos complexos bem como os cálculos de energia são realizadas com o auxílio dos *softwares* computacionais WASP e WindFarmer.

Conforme previsto, nos três casos estudados tanto a velocidade do vento quanto a energia líquida apresentam relação diretamente proporcional com o aumento de altura da turbina em todos os modelos de aerogerador. Estas relações, entretanto, são consideravelmente diferentes entre os três projetos. Os valores do expoente da camada limite α estão diretamente relacionados com o aumento da velocidade do vento em função da altura

do rotor. Enquanto em Triunfo o valor de α é 0,16, em São João do Cariri e em São Martinho da Serra seus valores são 0,22 e 0,28, respectivamente.

Com relação à energia, os modelos de aerogerador A e D são os que apresentam o maior ganho energético percentual com o incremento da altura da turbina e também da velocidade do vento, com valores médios de 0,42% e 0,44% a cada metro de altura. O projeto de Triunfo, por sua vez apresenta em média 0,15% de aumento energético a cada metro de altura, enquanto em São João do Cariri e em São Martinho da Serra este aumento é de aproximadamente 0,45%.

A intensidade de turbulência, ao contrário da energia, apresenta uma relação inversamente proporcional com o aumento de altura da turbina, o que favorece o projeto estrutural do aerogerador. Os modelos de aerogerador C e D apresentam as melhorias mais representativas em termos de redução de intensidade de turbulência, com valores de -0,157% e -0,161% respectivamente. Considerando-se a média dos modelos de aerogerador estudados, o projeto de Triunfo é o que apresenta a maior redução de intensidade de turbulência por metro de altura, com o valor de -0,135%.

A eficiência de esteira apresenta, novamente, um comportamento diretamente proporcional com o acréscimo de altura dos aerogeradores. Este acréscimo, no entanto, pode ser considerado pouco representativo visto que, no melhor dos cenários testados, projeto São Martinho da Serra considerando o aerogerador D, o efeito de esteira é reduzido em apenas 0,018% a cada metro de altura.

São discutidos, também, os parâmetros de sensibilidade de energia líquida pela variação da velocidade do vento. Através dos resultados obtidos para este parâmetro, vê-se que em Triunfo um aumento de 10% na velocidade do vento implica em um aumento médio de apenas 8,8% na energia líquida enquanto em São João do Cariri e em São Martinho da Serra o mesmo aumento na velocidade do vento acarreta em um incremento de 22% e 17% respectivamente na energia líquida. Isto não significa, entretanto, que um projeto é melhor que o outro em termos energéticos e em termos de investimento. Conforme mostra a seção 4, mesmo possuindo o menor valor de sensibilidade de ganho de energia por velocidade do vento, o projeto Triunfo é o que apresenta a maior energia líquida e o maior fator de capacidade médio dentre os três projetos.

A geração anual de energia nos projetos considerando-se o modelo aerogerador E, que se apresenta como o mais efetivo em termos de fator de capacidade para os três projetos,

é de 14446,7 MWh para Triunfo, 10946,0 MWh para São Martinho da Serra e 7942,0 MWh para São João do Cariri. Os valores de fator de capacidade para estes três cenários são de 82,4%, 62,4% e 45,3%, respectivamente.

Além disso, por não conhecerem-se todos os detalhes de custo do projeto, em alguns casos é mais rentável para o investidor adquirir um modelo de aerogerador ou optar pela instalação de um parque eólico que produza menos energia, entretanto que possua um custo mais baixo.

A principal dificuldade na elaboração deste estudo está baseada no fato de que no Brasil há uma enorme dificuldade em encontrarem-se dados de vento confiáveis disponíveis na literatura. Esta é, portanto, a principal fonte de incerteza existente no estudo. O intervalo de confiança para a metodologia descrita neste trabalho varia entre 5,5% e 18,0%.

Para futuros trabalhos sugere-se que sejam analisados todos os custos envolvidos na aquisição de torres eólicas, para que seja possível encontrar-se o ponto ótimo na relação de geração energética e custos de compra de torres. Adicionalmente, sugere-se que um segundo trabalho futuro aborde a adaptabilidade do projeto estrutural para as diferentes condições de vento encontradas em diferentes alturas. Além disto, diferentes áreas dentro do Brasil podem ser estudadas. O estado da arte é, por exemplo, a obtenção de um atlas eólico para os parâmetros estudados para os modelos de aerogerador disponíveis no Brasil. Por fim, estudos onde seja possível quantificarem-se e reduzirem-se as incertezas podem ser úteis para determinação do risco dos investidores ao basearem suas escolhas na metodologia apresentada neste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ainslie, J. F. **Calculating the Flowfield in the Wake of Wind Turbines**, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, v27, p. 213-224, Amsterdam, 1988.

Alé, J. A. V., Oliveira, C. P., François, D. E., Lopes, A. M. G. **Wind Resource of Microregions in South and Northeast of Brazil: An Evaluation of Meteorological Data and Computacional Tool**, 2011.

Alé, J. A. V., Oliveira, C. P., Lopes, A. M. G. **Caracterização Eólica de Microrregião Utilizando Torre Meteorológica e Ferramenta Computacional**, 2010.

ANEEL, **Banco de Informações de Geração**, <http://www.aneel.gov.br/15.htm>, Acessado em 17 de novembro de 2015.

AWS Truepower, **Openwind Theoretical Basis and Validation**, 2010.

Bagnold, R. A. **The Physics of Blown Sand and Desert Dunes**, 1941.

Betz, A. **Introduction to the Theory of Flow Machines**, 1966.

BNDES, **Etapas Físicas e Conteúdo Local que Deverão ser Cumpridos pelo Fabricante**, 2015.

Bowen A., Mortensen N. **Exploring the Limits of WAsP – The Wind Atlas Analysis and Application Program**, RisØ National Laboratory, 1996.

BTM Navigant, **World Wind Energy Market Update**, 2014.

Carvalho, D., Rocha, A., Gomez-Gesteira, M., Santos, C. S. **Offshore wind energy resource simulation forced by different reanalyses: Comparison with observed data in the Iberian Peninsula**, 2014.

Casaus, E. B. **Análisis de Viabilidad Técnica-Económica del Parque Eólico Altos de Peralta**, 2010.

Castro, R. M. G. **Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Eólica**, 2003.

CEPEL, **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, 2001.

CRESESB, **História da Energia Eólica e suas Utilizações**, 2014.

Custódio, R. S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**, 2013.

Davenport, A. G. **Wind speed profiles over terrain with roughness changes**, Engineering Sciences Data, 1993.

DNVGL, **User Manual – WindFarmer**, 2015.

Driemeier, L. H. **Estudo Sobre o Impacto do Avanço Tecnológico no Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Sul**, 2014.

EPE, **Nota Técnica DEA 15/13 - Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico**, 2013.

ERA Interim, The European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), <http://data-portal.ecmwf.int/>. Acessado em 15/08/2015.

Favera, A.C.D., Luiz, W.E., Schuch, N.J., Martins, F.R., Pereira, E.B. **Wind Energy in Rio Grande do Sul – Statistical Distribution of Wind Velocity in the Central Area of the State**, 2012.

Garrad Hassan, **Theory Manual – WindFarmer**, 2009.

Gonçalves, A. R., Martins, F. R., Fisch, G., Pereira, E. B., **Estudo Observacional da Variabilidade do Cisalhamento Vertical do Vento Aplicado ao Levantamento de Potencial Eólico no Semiárido Nordestino**, 2010.

Greeley, R., Iversen, J.D. **Wind as a Geological Process**, 1985.

Hansen, M. O. L., Sorensen, J. N., Voutsinas, S., Madsen H. **State of Art in Wind Turbine Aerodynamics and Aeroelasticity**, 2006.

Honrubia, A., Viguera-Rodríguez, A., Gómez-Lázaro, E. **The Influence of Turbulence and Vertical Wind Profile in Wind Turbine Power Curve**, 2012.

IEC, **Wind Turbines – Part 12-1 – Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines**, 2005.

INMET, http://www.inmet.gov.br/html/rede_obs.php, Acessado em 05/08/2015.

Jackson, P. S., Hunt, J. C.R. **Turbulent Wind Flow over a Low Hill**, 1975.

Jervel, J. T. **Estudo da Influência das Características do Vento no Desempenho de Aeroeradores**, 2008.

Jimenez, B., Moennich, K., Rey, J., Durante, F. **Use of Different Globally Available Long-term Data Sets and its Influence on Expected Wind Farm Energy Yields**, 2012.

Kline, S. J., McClintock F. A. **Describing Uncertainties in Single-Sample Experiments**, 1953.

Landberg, L., Myllerup, L., Rathmann, O., Petersen, E. L., Jorgensen, B. H., Badger, J., Mortensen, N. G. **Wind Resource Estimation – An Overview**, 2003.

Liléo, S., Petrik, O. **Investigation on the Use of NCEP/NCAR, MERRA and NCEP/CFRSR Reanalysis Data in Wind Resource Analysis” – The European Wind Energy Association**, 2011.

Lima, L. A., Filho, C. R. B., Sousa, E. F. **Wind Characterization and Wind Power Potential Assessment from Triunfo-PE in Brazilian Northeast Region**, 2010.

Martins, F. R., Rodrigues, A., Costa, R., Chagas, R. C., Pes, M. P., Souza, J., Pereira, E. B., Júnior, J. C. T. **Geração de Base de Dados Ambientais Aplicados ao Setor Energético**, 2005.

Mattuella, J. M. L, Loredou-Souza, A. M., Vecina, T. D. J., Petry, A. P. **Experimental and Numerical Evaluation of Micrositing in Complex Areas: Speed up Effect Analysis**, 2015.

Martins, F. R., Guarnieri, R. A., Pereira, E.B. **O Aproveitamento da Energia Eólica, The Wind Energy Resource**, 2008.

Medina, D. J. C., Scola, L. A., Pellegrini, C. C., Cerqueira, S. A. A. G. **Localização Ótima de Centrais Eólicas – Uma Abordagem Mono-Objetivo**, 2010.

MME, <http://www.mme.gov.br/>, Acessado em 14/09/2015.

Möller S. V., Silvestrini J. H. **Turbulência: Fundamentos**, 2004.

Montoya, F. G., Manzano-Agugliaro, F., López-Márques, S., Hernández-Escobedo, Q., Gil, C. **Wind Turbine Selection for Wind Farm Layout Using Multi-Objective Evolutionary Algorithms**, 2014.

Mortensen, N. G., Tindal, A., & Landberg, L. **Field validation of the RIX performance indicator for flow in complex terrain**, Belgium, 1988.

Mortensen, N. G., Heathfield, D. N., Myllerup, L., Landberg, L., Rathmann, O. **Getting Started with WASP**, 2007.

Pereira, E. B. **Solar and Wind Energy Resource Assessment**, 2000.

Pereira, M. V. R. **Estudo Comparativo Entre o Potencial Eólico e a Energia Efetivamente Gerada para o Complexo Eólico de Osório**, 2012.

Perera, M. D. **Shelter Behind Two-dimensional Solid and Porous Fences**, 1981.

Pes, M. P., Guedes, M., Rosetto, J. G., Viazi, L. A., Guarnieri, R. A., Martins, F. R., Pereira, E. B., Schuch, N. J. **Distribuição Estatística dos Ventos na Região de São Martinho da Serra por Meio da Função de Weibull: Dados de Agosto de 2004 a Julho de 2005**, 2005.

Pessanha, J. F. M., Barcelos, G. F. B., Faria, A. V. C., Ferreira, V. M. F. **Análise Estatística de Registros Anemométricos e Seleção de Turbinas Eólicas: Um Estudo de Caso**, 2009.

Planning, <http://www.planningni.gov.uk/>, Acessado em 08/12/2015.

Queen Mary, **Wind Energy : Useful pictures**, 2015.

Roedel, W. **Physik unserer Umwelt – Die Atmosphäre**, 2000.

Sansigolo, C. A. **Distribuição de Probabilidade de Velocidade e Potência do Vento**. Revista Brasileira de Meteorologia, v. 20, n. 2, 207 – 214, 2005.

Schlez, W., Neubert A. **New Developments in Large Wind Farm Modelling**, 2009.

Schlichting, D. H. **Boundary-Layer Theory**, 1978.

Silva, B. B., Alves, J. J. A., Cavalcanti, E. P., **Caracterização do Potencial Eólico da Direção Predominante do Vento no Estado da Bahia**, 2002.

Silva, C. C. **Análise dos Aspectos Meteorológicos e Estruturais na Geração de Energia Elétrica de Centrais Eólicas**, UFPE, 2006.

Souza, N. **Projeto Sonda: Monitoramento dos Dados da Plataforma de Ourinhos**, 2006.

SONDA, <http://sonda.ccst.inpe.br/infos/validacao.html>. Acessado em 05/10/2015.

Song, L., Liu, Z., Wang, F. **Comparison of wind data from ERA-Interim and buoys in the Yellow and East China Seas**, 2014.

Stull R. B. **An Introduction to Boundary Layer Meteorology**, 1988.

Taylor, D. **Renewable Energy: Power for a Sustainable Future**, 2ª edição, 2004.

Thinkfn, http://www.thinkfn.com/wiki/index.php?title=Ficheiro:Weibul_pdf. Acessado em 06/12/2015.

Troen, I., Petersen, E. L. **European Wind Atlas**, Risø National Laboratory, 1989.

Troen, I., Petersen, E. L. **El Atlas Eólico Europeo**, Risø National Laboratory, 1990.

Tubelis, A., Nascimento, F. J. L. **Meteorologia Descritiva – Fundamentos e Aplicações Brasileiras**, Livraria Nobel, 1ª edição, 1984.

UFMG, <https://www.ufmg.br/online/arquivos/004774.shtml>. Acessado em 01/11/2015.

Varejão, M. A. **Meteorologia e Climatologia**, 2001.

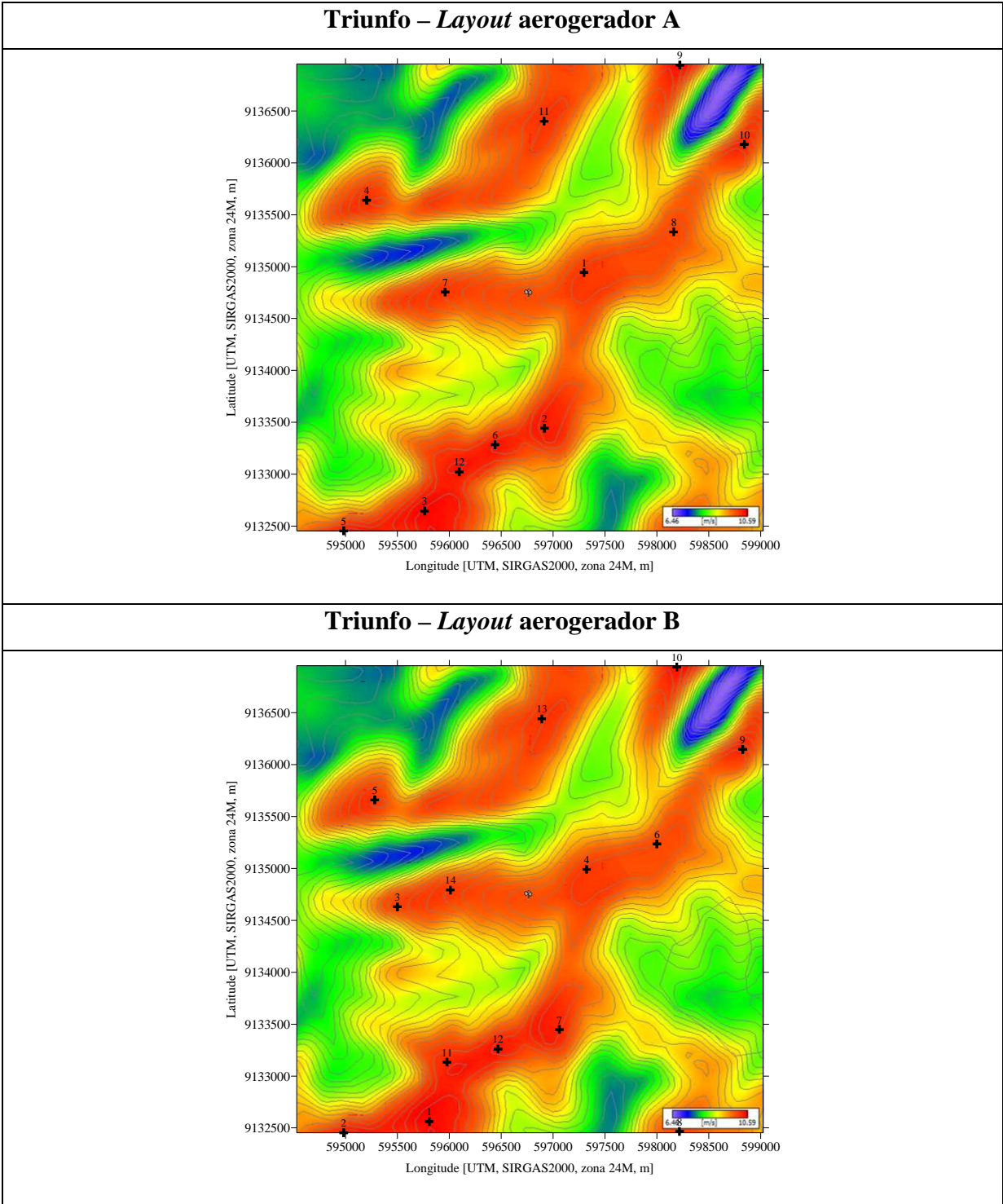
Wallbank, T. **WindSim Validation Study: CFD Validation in Complex Terrain**, 2008.

WEC, **World Energy Resources – 2013 Survey**, 2013.

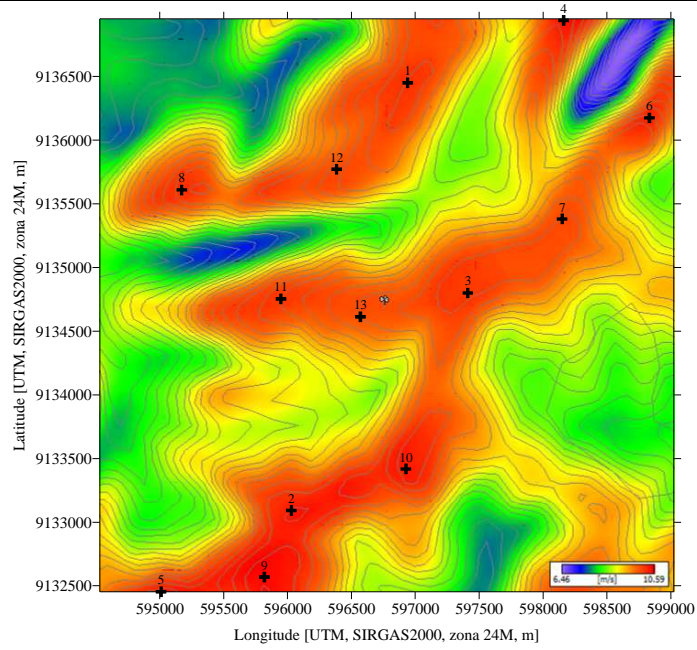
Wenzel, G. M. **Análise Numérica da Esteira de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal: Estudo Comparativo com Modelos Analíticos**, 2010.

Zhang, M.H. **Wind Resource Assessment and Micro-siting**, 2015.

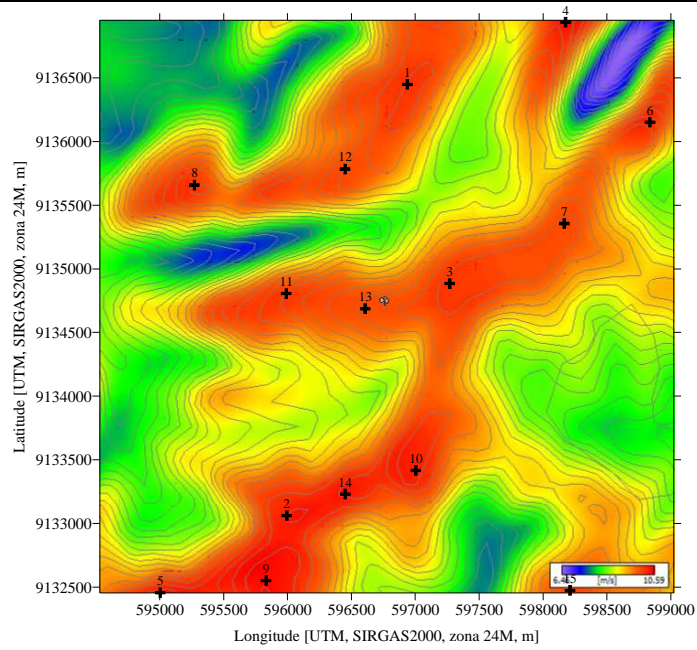
APÊNDICE A – Coordenadas dos Parques



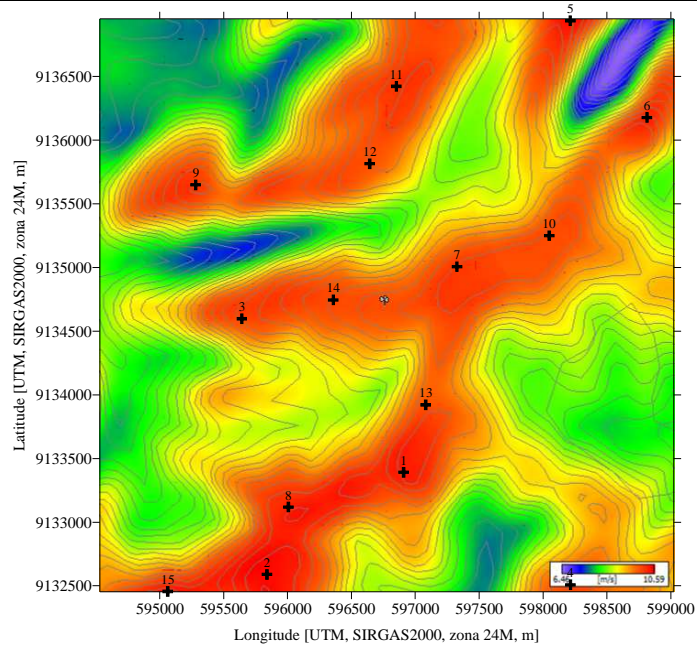
Triunfo – Layout aerogerador C



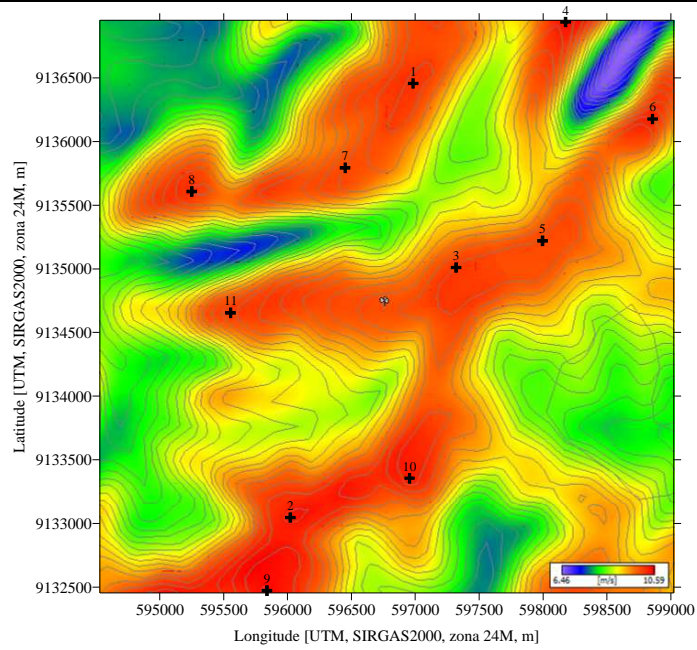
Triunfo – Layout aerogerador D



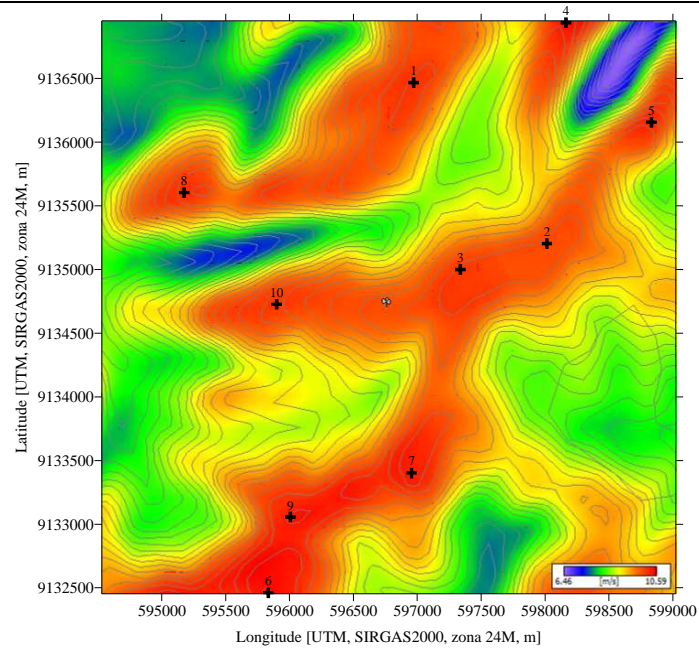
Triunfo – Layout aerogerador E



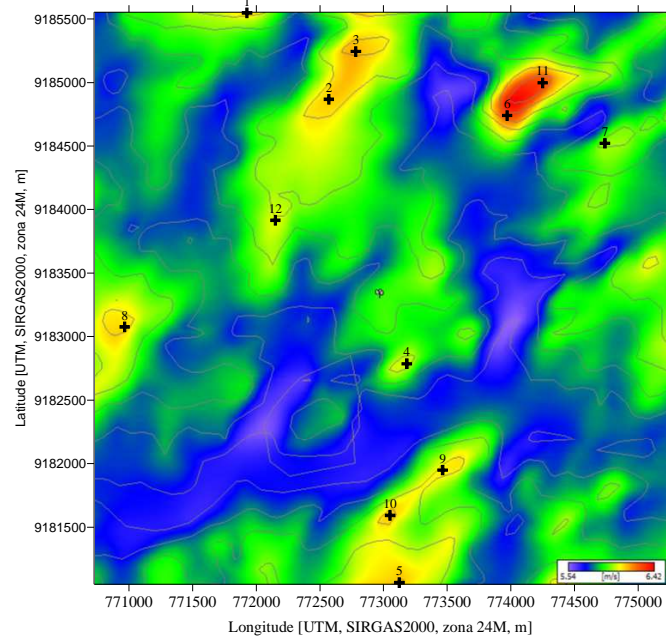
Triunfo – Layout aerogerador F



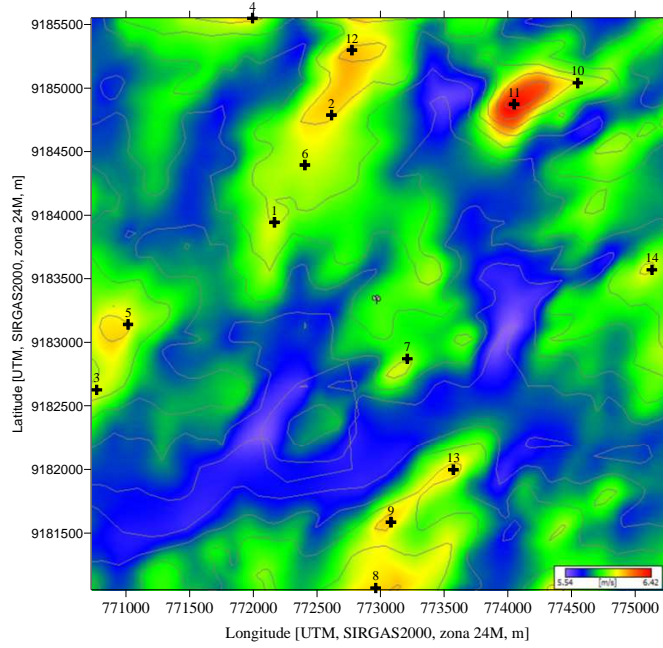
Triunfo – *Layout* aerogerador G



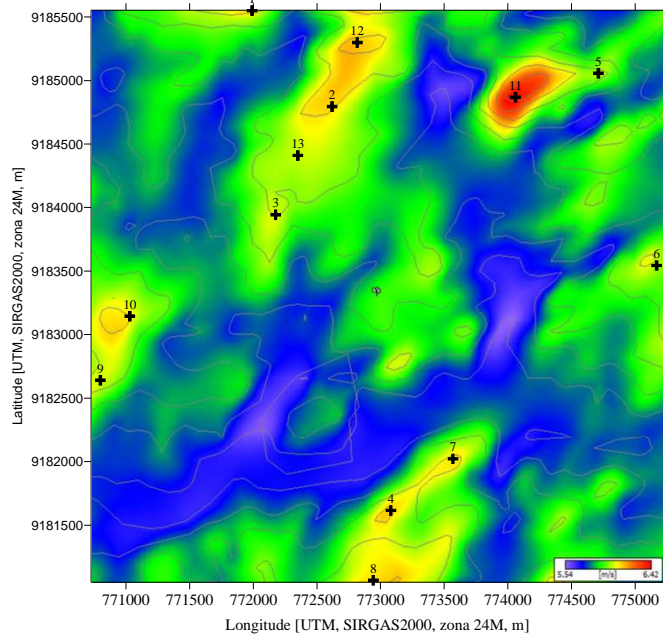
São João do Cariri – *Layout* aerogerador A

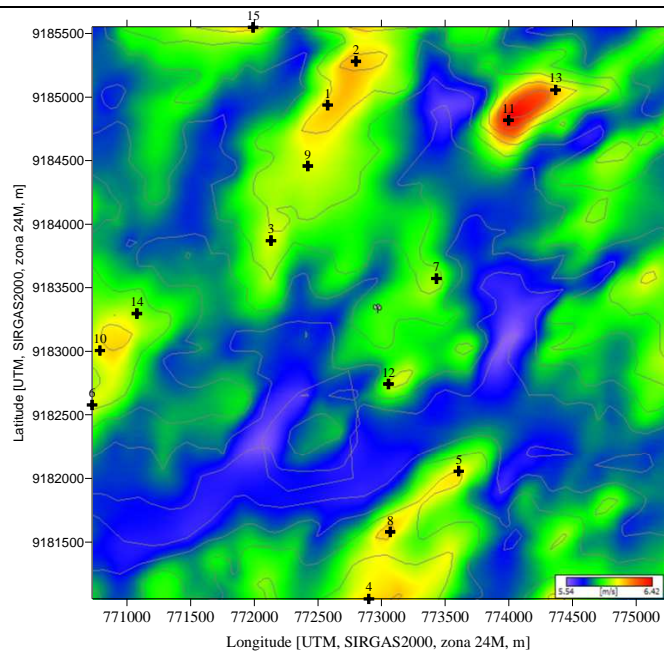
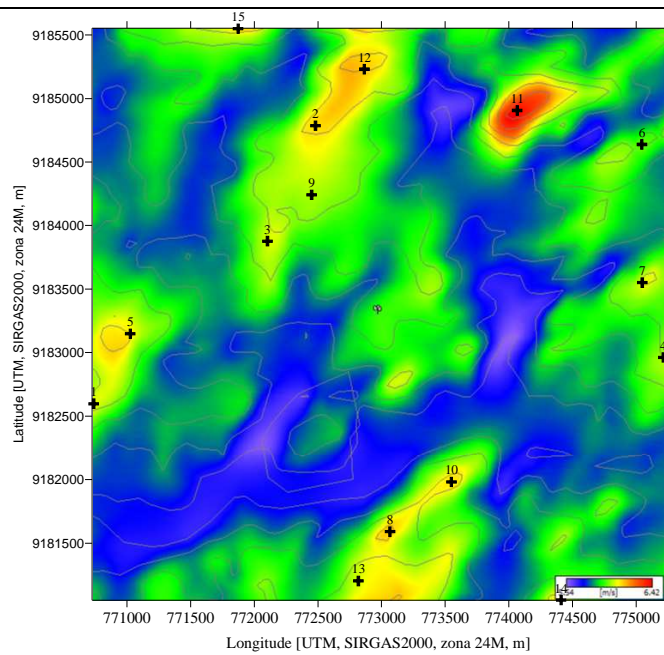


São João do Cariri – *Layout* aerogerador B

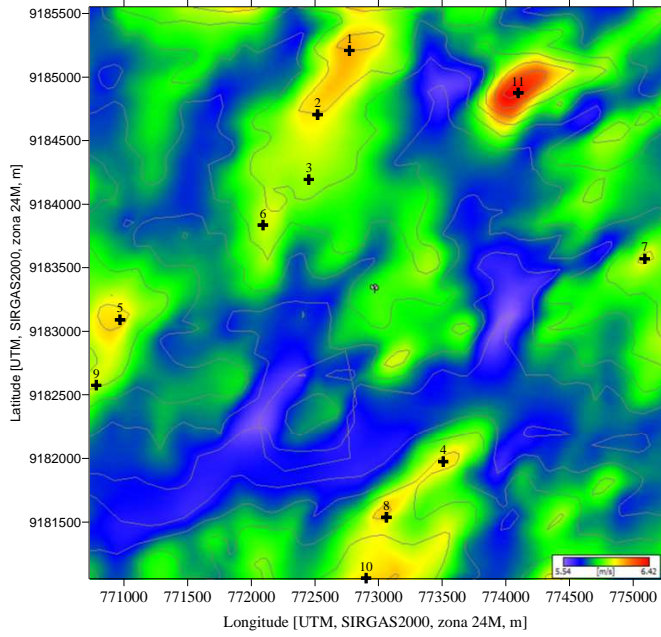


São João do Cariri – *Layout* aerogerador C

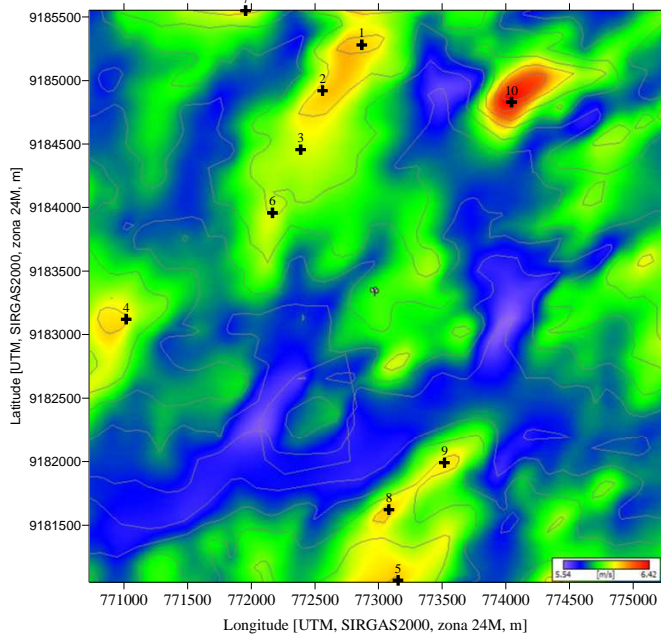


São João do Cariri – *Layout* aerogerador D**São João do Cariri – *Layout* aerogerador E**

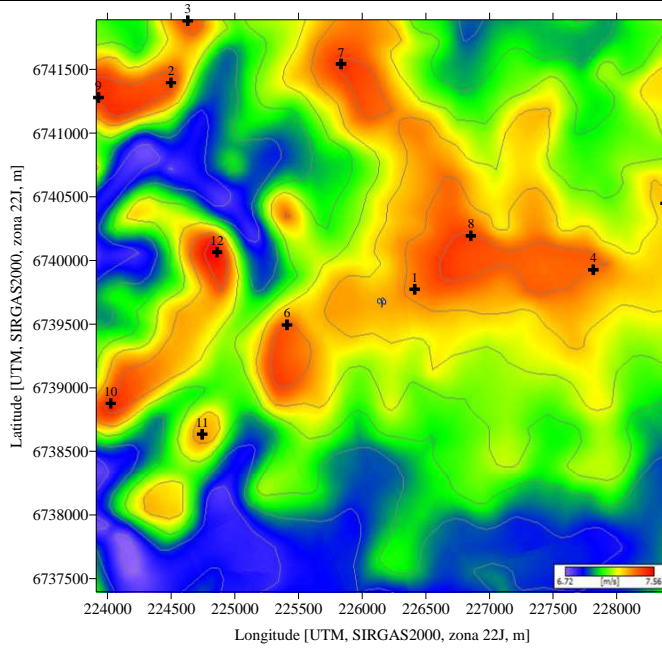
São João do Cariri – *Layout* aerogerador F



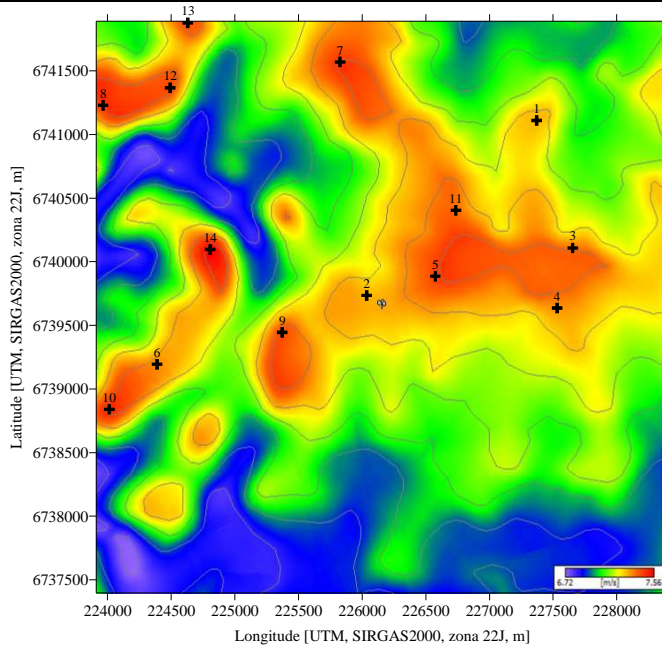
São João do Cariri – *Layout* aerogerador G



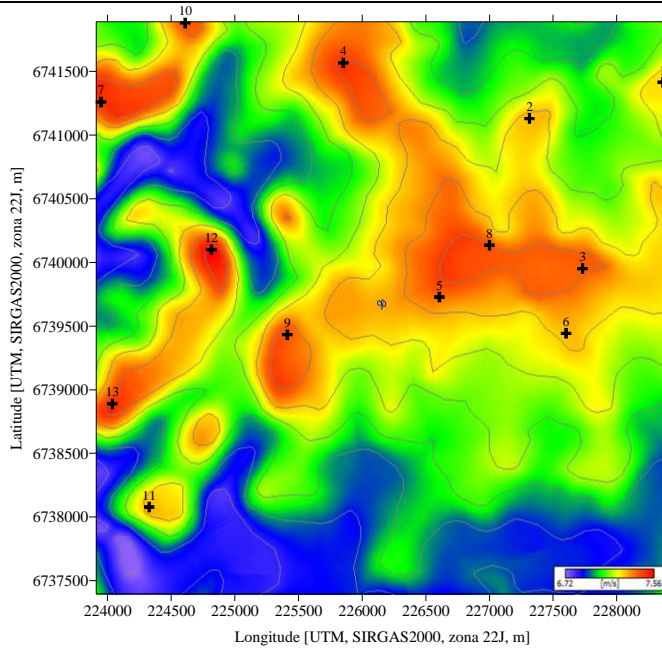
São Martinho da Serra – *Layout aerogerador A*



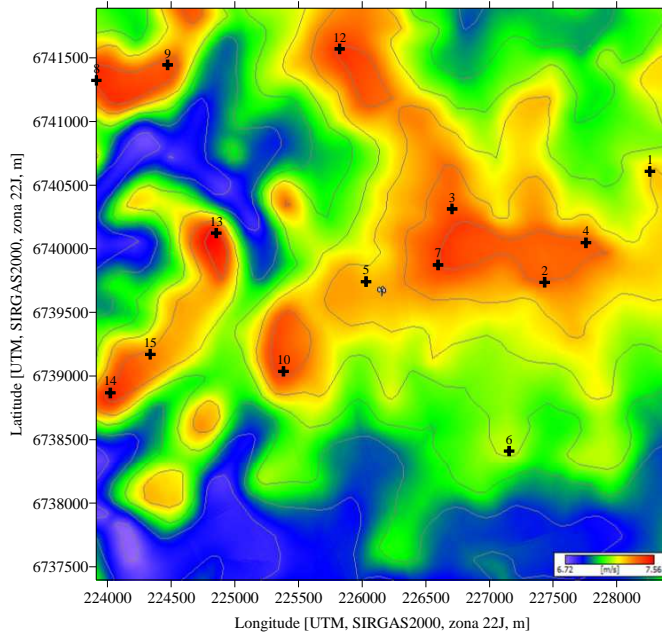
São Martinho da Serra – *Layout aerogerador B*



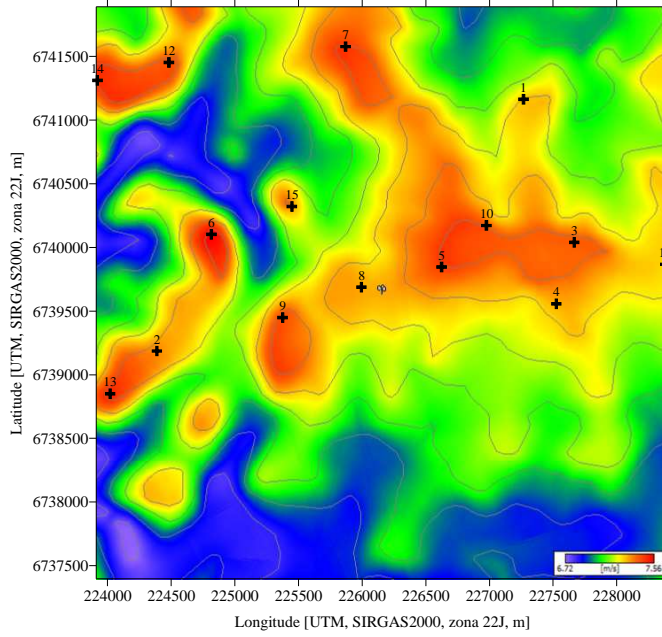
São Martinho da Serra – *Layout aerogerador C*



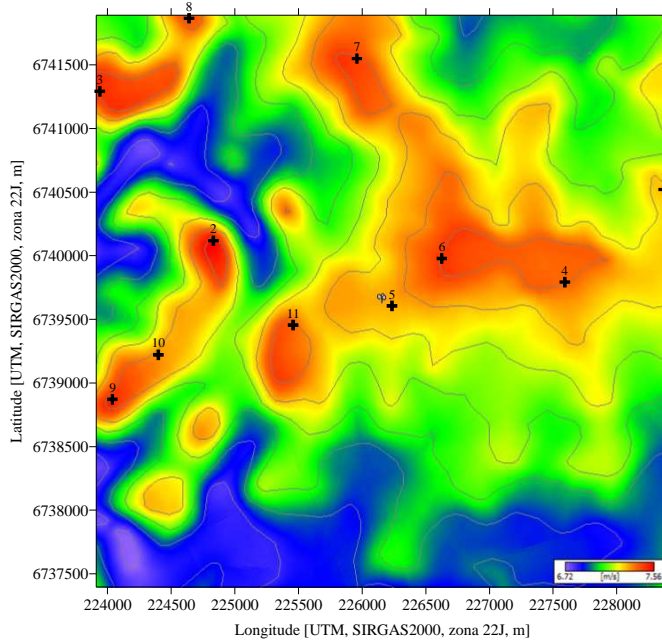
São Martinho da Serra – *Layout aerogerador D*



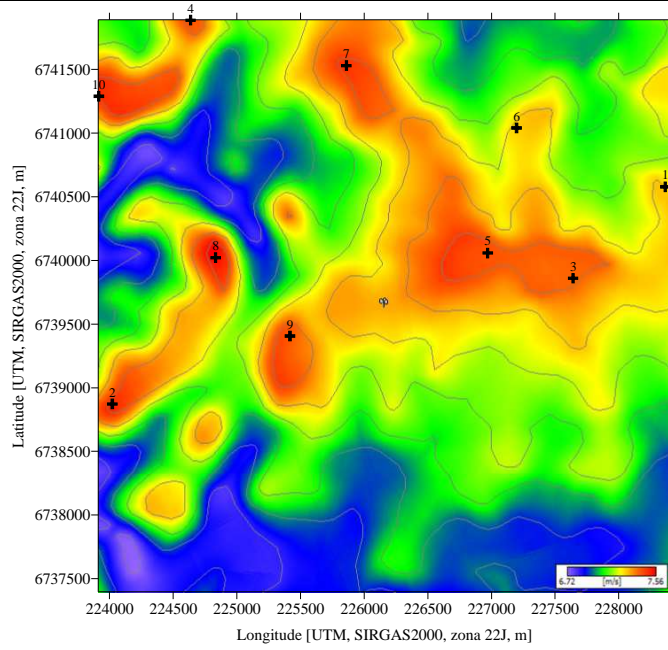
São Martinho da Serra – *Layout* aerogerador E



São Martinho da Serra – *Layout* aerogerador F



São Martinho da Serra – *Layout* aerogerador G



APÊNDICE B – Velocidades mensais do vento

Triunfo – Diferentes Alturas				
Mês	78 m	80 m	84 m	89 m
Janeiro	8,5	8,5	8,6	8,7
Fevereiro	8,7	8,8	8,8	8,9
Março	8,6	8,6	8,7	8,8
Abril	8,9	8,9	9,0	9,0
Maio	9,6	9,6	9,7	9,8
Junho	13,3	13,3	13,4	13,6
Julho	11,2	11,2	11,3	11,3
Agosto	11,1	11,1	11,2	11,3
Setembro	11,2	11,2	11,3	11,4
Outubro	9,8	9,8	9,9	10,0
Novembro	9,6	9,7	9,8	9,8
Dezembro	8,9	9,0	9,0	9,1
Anual	9,9	10,0	10,1	10,1

Triunfo – Diferentes Alturas				
Mês	93 m	95 m	98 m	100 m
Janeiro	8,8	8,8	8,9	8,9
Fevereiro	9,0	9,0	9,1	9,1
Março	8,8	8,9	8,9	8,9
Abril	9,1	9,1	9,2	9,2
Maio	9,8	9,8	9,9	9,9
Junho	13,6	13,7	13,7	13,7
Julho	11,4	11,4	11,5	11,5
Agosto	11,3	11,4	11,4	11,4
Setembro	11,4	11,5	11,5	11,5
Outubro	10,1	10,1	10,2	10,2
Novembro	9,9	9,9	10,0	10,0
Dezembro	9,2	9,2	9,3	9,3
Anual	10,2	10,2	10,3	10,3

Triunfo – Diferentes Alturas				
Mês	104 m	108 m	119 m	120 m
Janeiro	8,9	9,0	9,3	9,3
Fevereiro	9,2	9,2	9,5	9,5
Março	9,0	9,1	9,3	9,3
Abril	9,3	9,3	9,5	9,5
Maio	10,0	10,0	10,3	10,3
Junho	13,8	13,9	14,2	14,2
Julho	11,6	11,7	11,9	11,9
Agosto	11,5	11,6	11,9	11,9
Setembro	11,6	11,7	12,0	12,0
Outubro	10,3	10,4	10,6	10,6
Novembro	10,1	10,2	10,4	10,5
Dezembro	9,4	9,5	9,7	9,7
Anual	10,4	10,5	10,7	10,7

Triunfo – Diferentes Alturas			
Mês	138 m	139 m	140 m
Janeiro	9,6	9,6	9,6
Fevereiro	9,8	9,8	9,8
Março	9,6	9,6	9,6
Abril	9,9	9,9	9,9
Maio	10,6	10,6	10,6
Junho	14,7	14,7	14,7
Julho	12,2	12,2	12,2
Agosto	12,2	12,2	12,2
Setembro	12,4	12,4	12,4
Outubro	11,0	11,0	11,0
Novembro	10,8	10,8	10,8
Dezembro	10,0	10,0	10,0
Anual	11,1	11,1	11,1

São João do Cariri – Diferentes Alturas				
Mês	78 m	80 m	84 m	89 m
Janeiro	6,6	6,7	6,7	6,8
Fevereiro	5,4	5,5	5,5	5,6
Março	4,8	4,8	4,9	4,9
Abril	4,3	4,3	4,4	4,4
Maio	4,2	4,2	4,3	4,3
Junho	5,1	5,1	5,2	5,2
Julho	5,5	5,5	5,6	5,7
Agosto	6,1	6,1	6,2	6,3
Setembro	6,8	6,8	6,9	7,0
Outubro	7,4	7,4	7,5	7,6
Novembro	7,3	7,3	7,4	7,5
Dezembro	6,7	6,7	6,8	6,9
Anual	5,9	5,9	6,0	6,0

São João do Cariri – Diferentes Alturas				
Mês	93 m	95 m	98 m	100 m
Janeiro	6,9	6,9	7,0	7,0
Fevereiro	5,7	5,7	5,7	5,7
Março	5,0	5,0	5,1	5,1
Abril	4,5	4,5	4,5	4,5
Maio	4,4	4,4	4,4	4,4
Junho	5,3	5,3	5,4	5,4
Julho	5,7	5,7	5,8	5,8
Agosto	6,3	6,4	6,4	6,4
Setembro	7,1	7,1	7,2	7,2
Outubro	7,7	7,7	7,8	7,8
Novembro	7,6	7,6	7,7	7,7
Dezembro	7,0	7,0	7,1	7,1
Anual	6,1	6,1	6,2	6,2

São João do Cariri – Diferentes Alturas				
Mês	104 m	108 m	119 m	120 m
Janeiro	7,1	7,1	7,3	7,3
Fevereiro	5,8	5,8	6,0	6,0
Março	5,1	5,2	5,3	5,3
Abril	4,6	4,6	4,7	4,7
Maio	4,5	4,5	4,6	4,6
Junho	5,4	5,5	5,6	5,6
Julho	5,9	5,9	6,0	6,0
Agosto	6,5	6,5	6,7	6,7
Setembro	7,3	7,3	7,5	7,5
Outubro	7,9	7,9	8,1	8,1
Novembro	7,8	7,8	8,0	8,0
Dezembro	7,2	7,2	7,4	7,4
Anual	6,2	6,3	6,4	6,4

São João do Cariri – Diferentes Alturas			
Mês	138 m	139 m	140 m
Janeiro	7,5	7,5	7,5
Fevereiro	6,2	6,2	6,2
Março	5,5	5,5	5,5
Abril	4,9	4,9	4,9
Maio	4,8	4,8	4,8
Junho	5,8	5,8	5,8
Julho	6,2	6,3	6,3
Agosto	6,9	6,9	6,9
Setembro	7,7	7,7	7,8
Outubro	8,4	8,4	8,4
Novembro	8,3	8,3	8,3
Dezembro	7,6	7,6	7,6
Anual	6,7	6,7	6,7

São Martinho da Serra – Diferentes Alturas				
Mês	78 m	80 m	84 m	89 m
Janeiro	6,9	6,9	7,0	7,1
Fevereiro	6,7	6,8	6,9	7,0
Março	7,2	7,3	7,4	7,5
Abril	6,6	6,7	6,7	6,9
Maio	6,9	6,9	7,0	7,1
Junho	7,5	7,5	7,6	7,7
Julho	7,7	7,7	7,8	7,9
Agosto	7,6	7,7	7,8	7,9
Setembro	7,9	7,9	8,0	8,2
Outubro	7,3	7,3	7,4	7,5
Novembro	7,3	7,3	7,4	7,5
Dezembro	6,9	6,9	7,0	7,1
Anual	7,2	7,2	7,3	7,5

São Martinho da Serra – Diferentes Alturas				
Mês	93 m	95 m	98 m	100 m
Janeiro	7,2	7,3	7,3	7,4
Fevereiro	7,1	7,1	7,2	7,2
Março	7,6	7,6	7,7	7,7
Abril	6,9	7,0	7,0	7,1
Maio	7,2	7,3	7,3	7,4
Junho	7,8	7,9	7,9	8,0
Julho	8,0	8,1	8,2	8,2
Agosto	8,0	8,0	8,1	8,2
Setembro	8,3	8,3	8,4	8,4
Outubro	7,6	7,7	7,8	7,8
Novembro	7,6	7,7	7,7	7,8
Dezembro	7,2	7,3	7,3	7,4
Anual	7,6	7,6	7,7	7,7

São Martinho da Serra – Diferentes Alturas				
Mês	104 m	108 m	119 m	120 m
Janeiro	7,5	7,5	7,7	7,8
Fevereiro	7,3	7,4	7,6	7,6
Março	7,8	7,9	8,1	8,1
Abril	7,2	7,2	7,4	7,5
Maio	7,5	7,6	7,8	7,8
Junho	8,1	8,2	8,4	8,4
Julho	8,3	8,4	8,6	8,6
Agosto	8,2	8,3	8,6	8,6
Setembro	8,5	8,6	8,9	8,9
Outubro	7,9	8,0	8,2	8,2
Novembro	7,9	8,0	8,2	8,2
Dezembro	7,5	7,5	7,8	7,8
Anual	7,8	7,9	8,1	8,1

São Martinho da Serra – Diferentes Alturas			
Mês	138 m	139 m	140 m
Janeiro	8,1	8,1	8,1
Fevereiro	7,9	7,9	7,9
Março	8,5	8,5	8,5
Abril	7,8	7,8	7,8
Maio	8,1	8,1	8,1
Junho	8,7	8,8	8,8
Julho	9,0	9,0	9,0
Agosto	8,9	8,9	9,0
Setembro	9,3	9,3	9,3
Outubro	8,5	8,6	8,6
Novembro	8,5	8,5	8,6
Dezembro	8,1	8,1	8,1
Anual	8,5	8,5	8,5