UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

CARACTERÍSTICAS DE VENTO DA REGIÃO NORDESTE

Análise, Modelagem e Aplicações para Projetos de Centrais Eólicas

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA

GUSTAVO RODRIGUES SILVA

Recife, agosto 2003

CARACTERÍSTICAS DE VENTO DA REGIÃO NORDESTE

Análise, Modelagem e Aplicações para Projetos de Centrais Eólicas

GUSTAVO RODRIGUES SILVA

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: ENERGIA EÓLICA
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA/CTG/EEP/UFPE.

_____
Prof. Dr. EVERALDO ALENCAR DO NASCIMENTO FEITOSA
Orientador/Presidente

_____
DR. ALEXANDRE DE LEMOS PEREIRA
Co-orientador

_____
Prof[A]. Dra. RITA DE CÁSSIA FERNANDES DE LIMA
Coordenadora do Curso

BANCA EXAMINADORA:

_____
Prof. Dr. EVERALDO ALENCAR DO NASCIMENTO FEITOSA (UFPE)

_____
Dr. ALEXANDRE DE LEMOS PEREIRA (UFPE)

_____
Prof. Dr. ALEX MAURÍCIO ARAÚJO (UFPE)

_____
Prof. Dr. JORGE ANTÔNIO VILLAR ALÉ (PUC/RS)

"Apesar das ruínas e da morte,
onde sempre acabou cada ilusão.
A força dos meus sonhos é tão forte
que de tudo renasce a exaltação
e nunca as minhas mãos estão vazias."

Sophia de Mello Breyner Andresen

Dedico esta dissertação aos meus pais, Ademar e Marva. É o esforço e os sonhos de vocês que busco forças para vencer.

AGRADECIMENTOS

Em especial à minha noiva Michelle, que me ajudou e compreendeu a necessidade da minha ausência nos vários momentos dedicados a essa dissertação. Não me deixando desistir nos momentos que aflorou o sentimento da falta e das ausências;

Aos meus irmãos Henrique e Janaina, que me acompanharam e apoiaram em todos os momentos difíceis e também se sentem realizados com a minha vitória;

Aos meus afilhados Mader e Vitória, e Mayanne. São os sorrisos deles, incautos e pequenos, que me encorajam na luta por um mundo melhor;

A todos da família Silva e da família Souza, em especial ao meu primo e irmão Marcelo Serra;

A todos os amigos da Lagoa;

Expresso minha gratidão ao Prof. Everaldo Feitosa, pela orientação, experiência, confiança e apoio;

Ao amigo e companheiro Daniel Faro, pela parceria na elaboração do Método da Energia Equivalente;

Aos amigos Pedro Rosas e Alexandre Costa. Embora tão distantes, foram os mais presentes;

Aos amigos e companheiros do CBEE: Carol Caheté, João Alberto, Sílvia, Janaína, Renato, Tarciana, Doris, Olanise, Rednilton e em especial Alexandre Lemos;

A todos que tornam a Energia Eólica uma realidade;

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Mecânica e da UFPE;

Ao CNPq pelo grande apoio financeiro;

E a todos que, de uma maneira ou outra, contribuíram para a realização e o sucesso deste trabalho de Mestrado.

A todos vocês, os meus mais sinceros agradecimentos.

RESUMO

A geração de energia elétrica no Brasil é, basicamente, feita a partir de duas fontes: a hidráulica e a térmica. Entretanto, a predominância da hidráulica (mais de 90% da planta nacional) caracteriza o Brasil como um dos países energeticamente mais limpos do planeta. Apesar disso, estudos específicos apontam outras importantes possibilidades de geração para o Brasil, em especial o aproveitamento energético dos ventos; principalmente na região Nordeste, onde o esgotamento dos meios de exploração dos recursos hídricos já é uma dura realidade. Pesquisas recentes apontam a existência de um alto potencial de aproveitamento, com ventos de excelentes características na região.

Este trabalho de mestrado objetivou a identificação e a análise das principais características de vento do Nordeste, visando aplicações ligadas a projetos eólicos. Para isso, foi dividido em três etapas:

A primeira etapa apresenta os fundamentos e os resultados de um estudo aprofundado dos principais mecanismos climáticos que condicionam os recursos eólicos do Nordeste. Todos os mecanismos foram analisados quanto às escalas de tempo e espaço associadas. Desta forma, foi possível classificar e dividir o Nordeste em três grandes regiões eólicas com distintos mecanismos de vento; além de qualificar as principais características de vento para cada uma dessas regiões.

Numa segunda etapa, as características eólicas identificadas foram comparadas as de outras regiões com altos investimentos em energia eólica, como a Europa e os Estados Unidos. A comparação serviu de base para a qualificação e a quantificação dos principais efeitos das características eólicas nordestinas no projeto e na operação de turbinas eólicas. Estes experimentos abrem possibilidades para outros estudos ligados à otimização da operação de turbinas eólicas.

A última etapa desmistifica a complexidade de modelar o vento fazendo uso de distribuições probabilísticas de velocidade, em especial a distribuição de Weibull. A interpretação física desta distribuição apontou para importância da relação entre seus dois parâmetros (*k* e *c)*, além de apresentar as principais causas de erros quando da utilização de Weibull. Com isso, pôde-se constatar que os principais programas computacionais comercialmente disponíveis no mercado mundial não são adequados para representar satisfatoriamente os ventos típicos do Nordeste. Tal fato incentivou o desenvolvimento de um novo método de estimativa dos parâmetros da distribuição de Weibull, totalmente adaptado às condições eólicas do Nordeste. O novo método, denominado Método da Energia Equivalente (MEE), foi validado a partir de experimentos comparativos entre o seu comportamento e de dois outros métodos. Com isso, pôde-se atestar a eficiência do MEE em representar, de forma rápida e precisa, os recursos eólicos do Nordeste.

Os resultados apresentados nesta dissertação permitem um melhor entendimento dos mecanismos de ventos que atuam na região, subsidiando informações de grande valia para a implementação de modelos atmosféricos regionais, bem como o embasamento técnico e teórico para estudos de projetos de centrais eólicas no Nordeste. Subsidiou, ainda, a identificação dos efeitos das características eólicas do Nordeste no projeto e na operação de turbinas eólicas, fornecendo informações imprescindíveis para o desenvolvimento de um projeto de máquina adaptada para estas condições de vento. E por último, permitem estudos de viabilidade de centrais eólicas mais precisos e representativos, a partir da utilização do Método da Energia Equivalente.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 1

1.1 CENÁRIO GLOBAL DA ENERGIA EÓLICA 1
1.2 BENEFÍCIOS AMBIENTAIS 2
1.3 CENÁRIO POLÍTICO E ECONÔMICO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL 4
1.4 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO 7
1.5 ORGANIZAÇÃO E SUMÁRIO DA DISSERTAÇÃO 8

2. ANÁLISE - CARACTERÍSTICAS DE VENTO DO NORDESTE 9

2.1 CIRCULAÇÃO GERAL ATMOSFÉRICA 9
2.2 ESCALAS DE ESPAÇO 11
2.2.1 ESCALA PLANETÁRIA OU MACROESCALA 12
2.2.1.1 El Niño e La Niña 14
2.2.2 ESCALA REGIONAL OU MESOESCALA 16
2.2.3 ESCALA LOCAL OU MICROESCALA 18
2.3 ESCALAS DE TEMPO 20
2.3.1 VARIAÇÕES LENTAS 20
2.3.1.1 Variações interanuais 20
2.3.1.2 Variações sazonais 21
2.3.2 VARIAÇÕES RÁPIDAS 21
2.3.2.1 Variações diurnas 21
2.3.2.2 Variações de curta duração 22
2.4 REGIÕES EÓLICAS DO NORDESTE 22
2.4.1 LITORAL NORTE-NORDESTE 23
2.4.2 LITORAL NORDESTE-SUDESTE 24
2.4.3 NORDESTE CONTINENTAL 25

3. APLICAÇÕES - EFEITOS DAS CARACTERÍTICAS DE VENTO DO NE 28

3.1 FONTE DE DADOS EÓLICOS 28
3.1.1 NORDESTE 28
3.1.2 EUROPA 29
3.1.3 ESTADOS UNIDOS 30
3.2 CARACTERISTICAS EÓLICAS DO NORDESTE E SEUS EFEITOS NAS TURBINAS EÓLICAS 31
3.2.1 VELOCIDADE DO VENTO 32
3.2.1.1 Geração anual 33
3.2.1.2 Carregamentos extremos e fadiga 38
3.2.1.3 Otimização de máquinas eólicas 40
3.2.2 MASSA ESPECÍFICA DO AR 41
3.2.3 DIREÇÃO DO VENTO 43
3.3 ESTUDOS ADAPTADOS ÀS CONDIÇÕES DO NORDESTE 45
3.3.1 JUSTIFICATIVA 45
3.3.2 ESTUDOS ESPECÍFICOS PARA AS CONDIÇÕES DE VENTO DO NORDESTE 45

4. MODELAGEM - ESTATÍSTICA DO VENTO 48

4.1 INTRODUÇÃO 48
4.2 PARÂMETROS REPRESENTATIVOS 48
4.3 ABORDAGEM ANALÍTICA 49
4.3.1 A VELOCIDADE DO VENTO COMO UMA VARIÁVEL DISCRETA 49

4.3.1.1 Momentos amostrais 49
4.3.1.2 Quantificação da variação 51
4.3.1.3 Intensidade de turbulência 51
4.3.1.4 Freqüências de ocorrência da velocidade 52
4.3.2 A DIREÇÃO DO VENTO COMO UMA VARIÁVEL DISCRETA 53
4.3.2.1 Freqüências de ocorrência da direção 53
4.3.2.2 Direção média de um setor 53
4.3.2.3 Frequência relativa do setor 53
4.3.3 A VELOCIDADE DO VENTO COMO UMA VARIÁVEL CONTÍNUA 54
4.3.3.1 Análise probabilística: detalhamento matemático 55
4.3.3.2 Distribuições utilizadas neste tipo de estudo 56
4.3.3.3 Problemas quando do uso de modelos probabilísticos 56

5. MODELAGEM - DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL 60

5.1 INTRODUÇÃO 60
5.2 APLICAÇÃO DE WEIBULL NOS ESTUDOS EÓLICOS 60
5.2.1 FUNDAMENTOS MATEMÁTICOS 61
5.2.1.1 Função densidade de probabilidade 61
5.2.1.2 Interpretação física dos parâmetros de Weibull 62
5.2.1.3 Quantificações estatísticas 63
5.2.2 DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DE WEIBULL 66
5.2.2.1 Método da Velocidade Média e Desvio Padrão 68
5.2.2.2 Método Gráfico de Estimativa 69
5.2.2.3 Método dos Mínimos Quadrados 69
5.2.2.4 Método da Máxima Verossimilhança (Maximum Likelihood Method) 70
5.2.2.5 Método da Máxima Semelhança (Maximum Likeness Method) 72
5.2.3 CONJECTURA DO PARÂMETRO K 73
5.2.4 CONSIDERAÇÕES IMPORTANTES PARA O CÁLCULO DOS PARÂMETROS DE WEIBULL 74

6. MODELAGEM - MÉTODO DA ENERGIA EQUIVALENTE 78

6.1 INTRODUÇÃO 78
6.2 HIPÓTESES ADMITIDAS NO DESENVOLVIMENTO DO MEE 78
6.2.1 HIPÓTESE 1 79
6.2.2 HIPÓTESE 2 79
6.3 FUNDAMENTOS MATEMÁTICOS DO MEE 80
6.4 AVALIAÇÃO DO MEE 83
6.4.1 DADOS DE CURVA DE POTÊNCIA UTILIZADOS NA AVALIAÇÃO DO MEE 83
6.4.2 PROCEDIMENTOS DE ANÁLISE 86
6.4.2.1 Erro da Energia Gerada 86
6.4.2.2 Coeficiente de correlação 87
6.4.3 RESULTADOS 88
6.4.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS 94
6.4.5 CONCLUSÕES 96
6.5 DETERMINAÇÃO DA FAIXA ÓTIMA DE AJUSTE DO MEE 97

7. CONCLUSÕES 100

7.1 ANÁLISE DAS CARACTERISTICAS EÓLICAS DO NORDESTE 100
7.2 APLICAÇÕES EM PROJETOS DE CENTRAIS EÓLICAS 100
7.3 MODELAGEM DOS VENTOS DO NORDESTE 101
7.4 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS 102

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 104

ANEXO 1: VARIAÇÃO SAZONAL DA ZCIT (2001 – 2002) 107

ANEXO 2: PANORAMA DO POTENCIAL EÓLICO NO BRASIL 120

ANEXO 3: SUMÁRIOS DAS ESTAÇÕES ANEMOMÉTRICAS 124

SIMBOLOGIA

Símbolo	Unidade	Denominação do símbolo
A	-	Conjunto de elementos de v em um determinado intervalo de velocidades
A'	-	Conjunto de elementos de s em um determinado intervalo de integração
A_m	m/s	Velocidade média num intervalo de velocidades
c	m/s	Parâmetro de escala da distribuição de Weibull
d	º	Soma vetorial de elementos r em um determinado intervalo de integração
D	-	Conjunto de elementos de d em um determinado setor de direção de vento
ε	-	Experimento de medição do vento, velocidade e direção
EG	kWh	Energia gerada num período de h horas
$EG_{observada}$	kWh	Energia gerada calculada a partir de uma distribuição observada
$EG_{teórica}$	kWh	Energia gerada estimada a partir de uma distribuição teórica
$e_{inferior}$	%	Maior erro dentre as subestimativas de EG
$e_{médio}$	%	Média aritmética dos erros de EG
$e_{superior}$	%	Maior erro dentre as sobrestimativas de EG
E_t	kWh	Energia elétrica produzida por uma turbina eólica num período de h horas
$\varpi\varepsilon$	m/s	Erro
f_{calm}	-	Freqüência de calmarias corrigida
f_{obs}	-	Freqüência de calmarias observada
η	-	Número de eventos de tempo independentes
h	horas	Período de tempo
h_i	%	Freqüência relativa de velocidade no i-ésimo intervalo de velocidade
IT	%	Intensidade de turbulência
IT_{15}	%	Intensidade de turbulência com velocidade do vento de 15 m/s
k	-	Parâmetro de forma da distribuição de Weibull
m_d	-	Número de elementos contido no conjunto D

m_v	-	Número de elementos contido no conjunto A
n_d	-	Número de elementos da variável d
n_v	-	Número de elementos da variável v
P	W/m^2	Densidade da energia do vento
P_c	kW	Potência elétrica média de uma turbina eólica para um intervalo de velocidade
$Q(v)$	%	Probabilidade de ocorrências de velocidades iguais ou maiores que v
r	º	Elemento de direção do vento pertencente ao espaço amostral S
ρ	kg/m^3	Massa específica do ar
r	-	Coeficiente de correlação linear de Pearson
S	-	Espaço amostral finito associado a ε
s	m/s	Elemento de velocidade de vento pertencente ao espaço amostral S
t	-	Turbulência
T_r	anos	Período de retorno
u_t	m/s	Limite inferior da banda de medição do anemômetro
v	m/s	Média aritmética de elementos s em um determinado intervalo de integração
v^2_m	m/s	Velocidade quadrada média do vento
v^3_m	m/s	Velocidade cúbica média do vento
V_{anual}	m/s	Velocidade média anual do vento
v_m	m/s	Velocidade média do vento
v_{Md}	m/s	Velocidade mediana do vento
v_{Mo}	m/s	Velocidade modal do vento
V_{ref}	m/s	Velocidade de referência do vento
W	-	Distribuição de velocidades, observada ou teórica
W_d	%	Freqüência relativa do conjunto D
W_v	%	Freqüência relativa do conjunto A

1. INTRODUÇÃO

1.1 CENÁRIO GLOBAL DA ENERGIA EÓLICA

No final de 2002, a capacidade instalada mundial de turbinas eólicas alcançou os 32.000 MW, provendo energia elétrica suficiente para atender a demanda necessária para 16 milhões de lares típicos Europeus. Nos países da União Européia estão instalados 23.056 MW, o que corresponde a 74 % da capacidade mundial. A produção de eletricidade a partir de fontes eólicas na Europa equivale à queima anual de 20 bilhões de toneladas de carvão por uma usina térmica convencional.

Nos últimos 5 anos, a taxa média anual de crescimento da capacidade instalada mundial foi de aproximadamente 32 %, um alto valor para os padrões das indústrias de metal pesado. Durante o ano de 2002, mais de 7.000 MW em novas centrais eólicas foram adicionadas ao sistema elétrico de mais de 50 nações.

A tabela 1.1 apresenta um sumário dos cinco maiores mercados de energia eólica no período de 1999 a 2002.

Tabela 1.1 – Os cinco maiores mercados de energia eólica no mundo. [EWEA & GREENPEACE, 2003]

País	Capacidade instalada [MW]				Taxa de crescimento	
	Final de 1999	Final de 2000	Final de 2001	Final de 2002	Média anual	No período
Alemanha	4.442	6.107	8.734	11.968	39,18 %	169,43 %
Espanha	1.812	2.836	3.550	5.043	41,25 %	178,31 %
EUA	2.445	2.610	4.245	4.675	26,50 %	91,17 %
Dinamarca	1.738	2.341	2.456	2.880	18,96 %	65,71 %
Índia	1.035	1.220	1.456	1.702	18,04 %	64,44 %
Mundo	**13.932**	**18.449**	**24.927**	**32.037**	**32,02 %**	**129,95 %**

Num relatório elaborado em 2003 pela Associação Européia de Energia Eólica (EWEA) em parceria com o GREENPEACE especula-se que a capacidade instalada mundial deverá atingir os 1.231 GW até o ano de 2020, correspondendo a 12 % de toda a demanda de eletricidade do planeta. A tabela 2.2 apresenta uma projeção para o futuro da energia eólica no mundo.

Tabela 1.2 – Projeção de crescimento da energia eólica entre 2002 e 2040. [EWEA & GREENPEACE, 2003]

Ano	Capacidade instalada [MW]		Taxa de crescimento	Geração eólica [TWh]	Demanda mundial [TWh]	Penetração eólica
	anual	acumulada				
2002	7.227	32.037	25 %	64,5	16.233	0,40 %
2005	14.115	66.478	25 %	139,8	17.567	0,80 %
2010	39.699	206.528	20 %	452,3	20.037	2,26 %
2015	94.668	556.922	15 %	1.366,0	22.639	6,03 %
2020	151.490	1.231.687	0 %	3.021,1	25.578	11,81 %
2030	151.490	2.592.424	0 %	6.358,7	31.524	20,17 %
2040	151.490	3.082.167	0 %	8.099,9	36.585	22,14 %

A indústria da energia eólica, que só na Europa move 7 bilhões de euros por ano, deverá movimentar algo em torno de € 674,5 bilhões até o final de 2020. Estes valores são incentivadores quando comparado ao investimento global do setor elétrico nos anos 90, algo

próximo de € 158-186 bilhões. Especula-se, ainda, uma redução de 40 % no custo unitário do kW eólico, que hoje se encontra em torno de € 4,04 cents, além de uma redução nos custos de implantação: de € 823/kW para € 497/kW.

1.2 BENEFÍCIOS AMBIENTAIS

A redução dos níveis de dióxido de carbono (CO_2) emitidos na atmosfera é um importante benefício da fonte eólica, pois o CO_2 é o principal agente de exacerbação do efeito estufa, que conduz a desastrosas conseqüências pelas mudanças do clima global. Segundo relatório das Nações Unidas, estima-se que 3 milhões de pessoas morram todo ano vítimas da poluição atmosférica.

Uma turbina eólica de 750 kW, em média, é capaz de produzir anualmente 2 milhões de quilowatt-horas de eletricidade[1]. Considerando que, em média, 0,60 kg [2] de CO_2 equivalente são emitidos para cada kWh produzido, esta turbina impede a emissão na atmosfera de 1.200 toneladas de CO_2 num único ano.

Considerando, agora, a previsão feita pela EWEA (de uma participação eólica correspondente a 12 % da matriz elétrica mundial), até 2020 poderá ser evitada a emissão de 10.921 milhões de toneladas de CO_2 na atmosfera.

A figura 1.1 apresenta uma central geradora na China que utiliza combustíveis fósseis na sua planta e que emite poluentes atmosféricos pela queima do combustível.

Figura 1.1 –Central geradora que utiliza combustíveis fósseis.

[1] Condições de vento típicas da Europa. [EWEA & GREENPEACE, 2003]

[2] De acordo com cálculos feitos pelo Conselho Mundial de Energia Eólica. Esta estimativa representa um valor médio calculado a partir de diferentes fontes de energia que utilizam combustíveis fósseis:

- Carvão (várias tecnologias): 0,751 – 0,962 kg por kWh;
- Petróleo: 0,726 kg por kWh;
- Gás natural: 0,428 kg por kWh.

As comparações diretas entre custos da energia eólica e de fontes que utilizam combustíveis fósseis ou nucleares são enganosas, pois não contabilizam os *custos externos*[3] ou os benefícios relativos a cada fonte de geração.

A figura 1.2 compara os custos envolvidos numa determinada fonte com um iceberg e exemplifica alguns dos *custos externos* para a sociedade e ao meio-ambiente relacionados à queima de combustíveis fósseis ou geração nuclear.

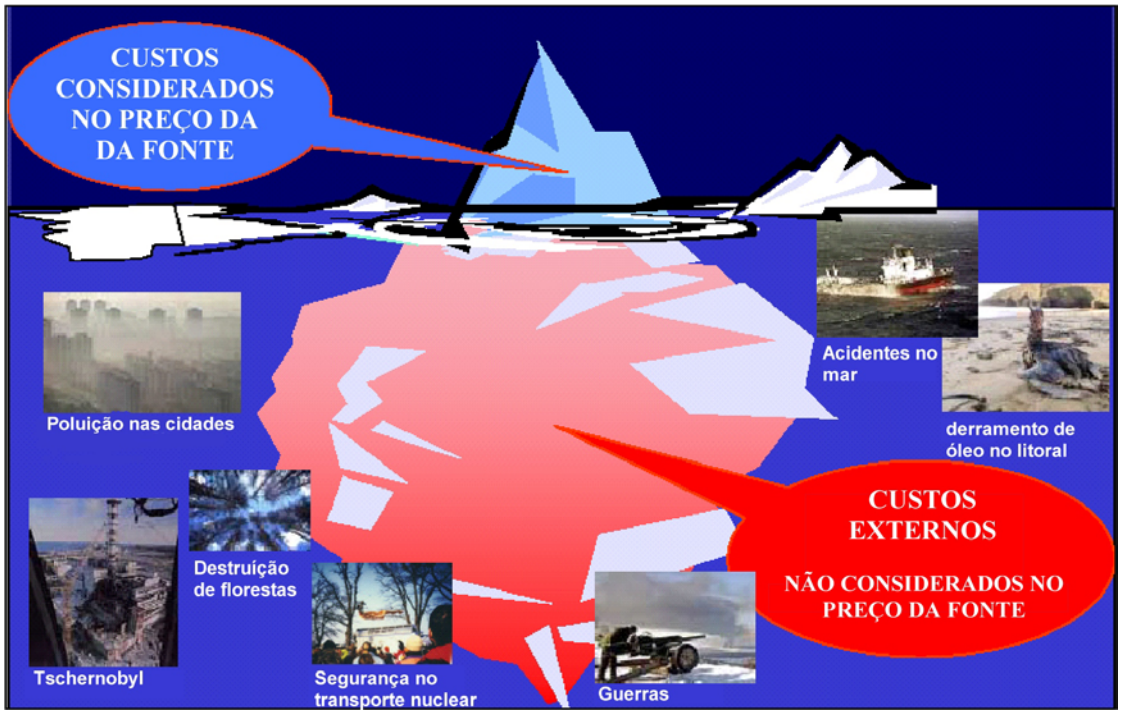


Figura 1.2 – Custos externos dos combustíveis fósseis e nucleares.

Um estudo recentemente publicado na Europa, conhecido por projeto "Extern E" e desenvolvido nos últimos 10 anos em 15 países europeus, estimou os valores médios globais dos *custos externos* para diferentes fontes de energia. Sendo estes apresentados na tabela 1.3.

Tabela 1.3 – Custos externos de diversas fontes de geração. [EWEA & GREENPEACE, 2003]

Fonte	Custo externo
Petróleo	3 – 11 € cents / kWh
Carvão	2 – 15 € cents / kWh
Gás natural	1 – 4 € cents / kWh
Nuclear	0,2 – 0,7 € cents / kWh
Eólica	0 – 0.25 € cents / kWh

As principais conclusões deste estudo atestam que o custo unitário da eletricidade produzida por carvão ou petróleo seria dobrado, e por gás natural teria um acréscimo de 30%, se os *custos externos* associados à saúde e ao meio ambiente fossem considerados. Na fonte nuclear, os maiores *custos externos* são relativos às responsabilidades públicas de impactos ao meio-ambiente e a saúde, rejeitos e resíduos radioativos.

[3] Custos sociais e ambientais das fontes poluentes de energia. Estes custos podem ocorrer localmente (por exemplo: guerras, responsabilidades públicas e moléstias físicas e mentais) ou globalmente (estimulo de eventuais mudanças na climatologia do planeta).

A figura 1.3 ilustra uma turbina eólica instalada próxima a uma central geradora que utiliza combustível nuclear na sua planta. Vale ressaltar o impacto visual causado pelo vapor d'água expelido pelas chaminés da central nuclear e o perigo à saúde pública e ao meio ambiente no caso de acidentes.

Figura 1.3 – Turbina eólica e uma central geradora nuclear.

1.3 CENÁRIO POLÍTICO E ECONÔMICO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

No Brasil, o aproveitamento da energia eólica se resumiu, até recentemente, aos tradicionais cata-ventos de múltiplas pás, utilizados em larga-escala para movimentação de bombas d'água em localidades do interior.

Os primeiros anemógrafos computadorizados e sensores específicos para energia eólica foram instalados no Ceará e na ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, apenas no início dos anos 90. O Estado do Ceará foi um dos pioneiros na realização de programas de levantamento do potencial eólico por meio de medidas de vento com modernos aparelhos. Medições precisas de vento, realizadas ao final da década de 90 em diversos pontos do território nacional, indicaram a existência de um imenso potencial eólico inexplorado. Os bons resultados obtidos com estas medições foram responsáveis pela determinação precisa do potencial eólico em várias regiões do Brasil.

Mesmo com vários trabalhos e pesquisas científicas realizadas nas décadas de 70 e 80, apenas em julho de 1992 a geração de energia eólica no Brasil começou de fato, com a instalação de uma turbina de 75 kW na ilha de Fernando de Noronha; num convênio firmado entre a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a instituição dinamarquesa FOLKCENTER.

Hoje, já podem ser observadas instalações eólicas de grande porte nos Estados do Ceará, Pernambuco, Minas Gerais, Paraná e Santa Catarina. Atualmente, o total instalado no País soma 22 MW. A tabela 1.4 apresenta os investimentos em energia eólica no país até a presente data.

Tabela 1.4 – Projetos eólicos implantados no Brasil.

Centrais eólicas instaladas no Brasil [até julho de 2003]			
Denominação	Capacidade	Proprietária	Local de instalação
Eólica	75 kW	Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	Fernando de Noronha – PE
Eólica de Prainha	10 MW	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda	Aquiraz – CE
Eólica de Taíba	5 MW	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda	São Gonçalo do Amarante – CE
Eólica Experimental do Morro do Camelinho	1 MW	Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG	Gouveia – MG
Eólica - Elétrica de Palmas	2,5 MW	Centrais Eólicas do Paraná Ltda.	Palmas – PR
Eólica de Fernando de Noronha	275 kW	Centro Brasileiro de Energia Eólica UFPE	Fernando de Noronha - PE
Mucuripe	2,4 MW	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda	Fortaleza – CE
Eólica de Bom Jardim	600 kW	Parque Eólico de Santa Catarina Ltda	Bom Jardim da Serra - SC
Eólica Olinda	225 kW	Centro Brasileiro de Energia Eólica UFPE	Olinda – PE
Total:	**22,025MW**		

A partir de 1999, alguns projetos de lei deram um importante incentivo para a implantação da energia eólica no Brasil. Os principais incentivos partiram de idéias e propostas que nasciam, principalmente, na bancada pernambucana na Câmara dos Deputados e no Senado federal.

1. ***Proposta de lei, 1999 - Senador José Jorge [PE]***

   Incentivo a energia eólica

   - Isenções de taxas de impostos por cinco anos;
   - Criação de um fundo de desenvolvimento para eólica;
   - Redução do pedágio de transmissão de energia - Art. 42 da lei 7.990;
   - Permitir a venda de energia eólica para qualquer consumidor com demanda acima de 500 kW;
   - Obrigação por parte das concessionárias da compra de 3 % da sua demanda de eletricidade a Produtores Independentes (PI) que utilizarem as fontes renováveis eólica, biomassa ou fotovoltáica.

2. ***Projeto de lei n° 4673, 2001 - Deputado Clementino Coelho [PE]***

   PRODEENE - Programa de Desenvolvimento da Energia Eólica no Nordeste

   - Isenção de impostos federais sobre as despesas realizadas pelos projetos de prospecção e identificação das áreas de potencial eólico para geração de eletricidade;
   - Obrigatoriedade de compra da energia gerada por centrais eólicas pela ELETROBRÁS e/ou concessionários e empresas comercializadoras de energia;
   - Inclusão do total da energia produzida no conceito de energia assegurada, segundo a regulamentação vigente, expedida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);

- Criação de linha de crédito, no Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), pelo prazo de doze anos, destinada ao financiamento de até noventa por cento do valor de implantação da central eólica, componente de uma carteira de projetos, cuja potência total instalada some **5.000 MW.**

3. ***Proposta do Executivo, 2001.***

   PROEÓLICA - Programa Emergencial de Energia Eólica do Nordeste

   - Contratação de 1.000 MW de energia eólica;
   - Contratos entre a ELETROBRÁS e PI por um período de 15 anos;
   - Isenções de tarifas de transmissão da energia;
   - Incentivos fiscais para os projetos (10 % - 20 %).

4. ***Lei federal nº 10.438, 2002.***

   PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

   - Cria a conta de Desenvolvimento Energético - CDE
   - Altera dispositivos legais que interferem no aproveitamento de fontes alternativas e cogeração de energia;
   - Primeira fase: com a contratação de 3.300 MW por fontes renováveis eólica, biomassa e pequenas centrais hidroelétricas (PCH);
   - Segunda fase: expanção da capacidade para 10 % da eletricidade consumida no Brasil;
   - Contratos entre a ELETROBRÁS e PI por um período de 15 anos.

Estas prescrições estabelecem as primeiras regras para a implantação definitiva da energia eólica no Brasil. Estas novas perspectivas causam um furor por parte de investidores nacionais e internacionais e provocaram o surgimento de um nicho de mercado, em torno de US$ 6,3 bilhões.

Até o início de julho de 2003 foram autorizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica as implantações de 87 centrais geradoras eólicas, totalizando uma capacidade instalada de 6.321,6 MW. A tabela 1.5 apresenta a distribuição dos projetos eólicos por estado da federação.

Tabela 1.5 – Projetos eólicos autorizados pela Aneel. Atualização: Junho 2003.

Estado	N° de Projetos	Capacidade Instalada [MW]	Participação
Pará	01	60,00	1,15 %
Ceará	34	2.269,85	39,08 %
Rio Grande do Norte	21	2.057,60	24,14 %
Pernambuco	05	247,90	5,75 %
Bahia	02	90,10	2,30 %
Piauí	02	123,40	2,30 %
Sergipe	01	17,10	1,15 %
Rio de Janeiro	03	214,60	3,45 %
Rio Grande do Sul	16	1.192,55	18,39 %
Santa Catarina	02	48,60	2,30 %
TOTAL:	**87**	**6.321,70**	**100%**

O alto número de projetos eólicos autorizados na região Nordeste do Brasil (em torno de 74 %), estimula a convergência de esforços para um melhor entendimento dos recursos

eólicos da região, bem como do comportamento das turbinas eólicas sob essas condições de vento. Estes estudos são de extrema importância, pois subsidia informações para um mercado de grande importância para o desenvolvimento da região Nordeste.

A figura 1.4 ilustra a localização dos projetos autorizados pela ANEEL e sua distribuição por região.

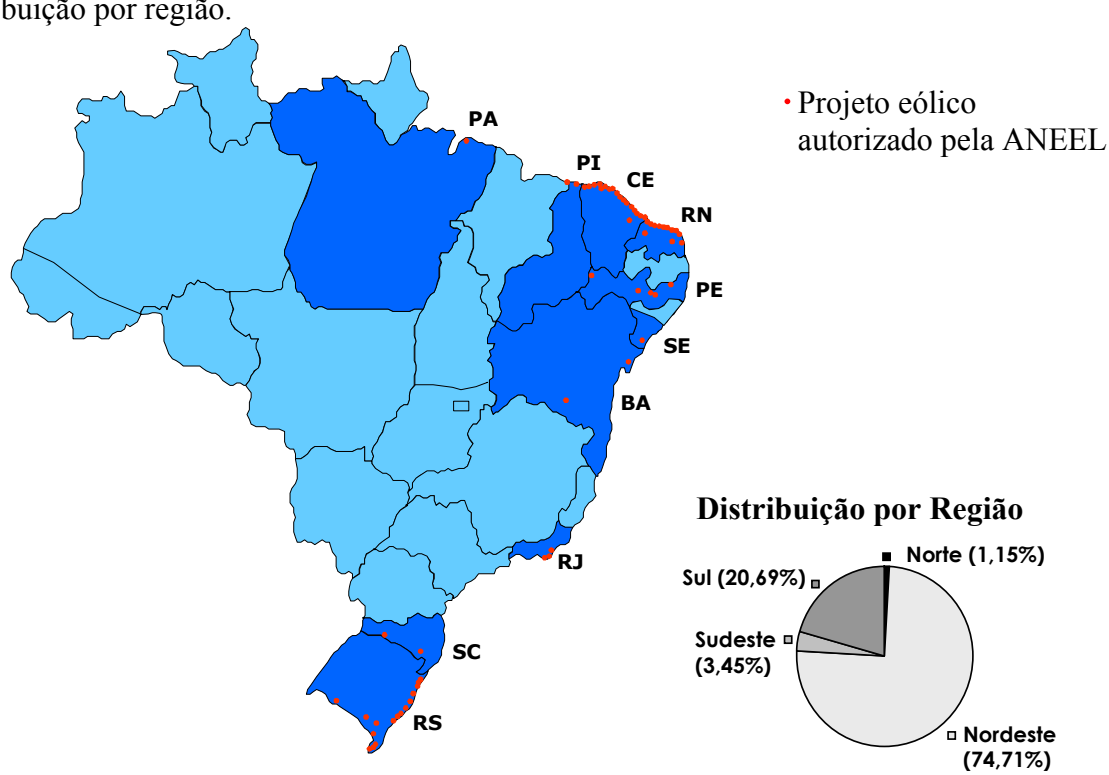


Figura 1.4 – Localização dos projetos autorizados pela ANEEL.

1.4 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho teve como proposta principal o melhor entendimento e modelamento das condições de vento da região Nordeste. Para isso foi dividido em três grandes áreas de estudos, denominadas *Análise*, *Aplicações* e *Modelagem*. Os objetivos gerais de cada área são:

Análise – O objetivo principal desta área é a apresentação e a análise dos principais mecanismos de vento atuantes na região Nordeste. Objetiva também a identificação das regiões nordestinas mais favoráveis para investimentos eólicos. Estas análises subsidiam informações para correções e melhorias de modelos atmosféricos regionais, além de fornecer embasamento teórico para estudos de micrositing e viabilidade técnica e econômica de projetos de centrais eólicas na Região.

Aplicações – O objetivo principal desta área é a identificação dos efeitos mais significativos das características de vento do Nordeste no projeto e na operação de turbinas eólicas. O que subsidia informações importantes para o projeto de uma máquina otimizada para as condições de vento do Nordeste.

Modelagem – Esta área desmistifica a complexidade dos modelos probabilísticos mais utilizados em estudos eólicos e apresenta um novo método de estimativas dos parâmetros de Weibull, batizado de Método da Energia Equivalente (MEE). Este novo método é totalmente adaptado às condições de vento do Nordeste; o que possibilita resultados mais precisos e representativos.

1.5 ORGANIZAÇÃO E SUMÁRIO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação foi elaborada e organizada de modo a facilitar a leitura e a compreensão dos argumentos defendidos, qualquer que seja o conhecimento do leitor aos fundamentos da energia eólica. Desta forma, optou-se por inserir alguns temas básicos que serviram de embasamento teórico ao tema principal, além de definições e do detalhamento matemático das principais grandezas e parâmetros abordados.

Este trabalho de mestrado está condensado em 7 capítulos, além de outras informações relevantes e multidisciplinares contidas nos anexos.

O capítulo 1 é uma breve introdução política, econômica e ambiental a respeito do aproveitamento dos recursos eólicos no Brasil e no Mundo. Apresenta, ainda, os objetivos gerais do trabalho e a organização desta dissertação.

O capítulo 2 apresenta os principais mecanismos de vento da região Nordeste, fazendo uma análise sistemática de cada fenômeno climático atuante em diversas escalas de tempo e espaço. Analisa acontecimentos nas zonas climáticas da terra e o resultado da interação dos movimentos atmosféricos com as características da superfície (o que provoca modificações locais no seu comportamento). Com base nas ocorrências e características destes mecanismos de ventos puderam ser determinadas as regiões eólicas do Nordeste mais atrativas para investimentos no setor.

No capítulo 3, a quantificação preliminar das principais características eólicas de cada uma das regiões eólicas serviu de base para a determinação e avaliação do comportamento operacional das maquinas eólicas sob as condições de vento da região. Isso permitiu a identificação dos principais efeitos desses ventos no projeto e na operação de turbinas eólicas, fabricadas para atender as condições eólicas observadas na Europa e nos Estados Unidos.

O capítulo 4 explica, de forma detalhada, os fundamentos matemáticos dos modelos estatísticos e probabilísticos mais utilizados nos estudo de caracterização do vento. Para isso, optou-se por uma linguagem estritamente "estatística", com o intuito de aprofundar na natureza das diversas variáveis que representam o vento, além de apresentar e justificar a utilização das estatísticas apropriadas para cada uma delas.

O capítulo 5 aborda, exclusivamente, a distribuição probabilística de Weibull e a sua utilização em estudos do potencial eólico e cálculos de geração. Este capítulo detalha a matemática desta distribuição e avalia o seu comportamento quando de variações nas características do vento. Os principais métodos de estimativas dos parâmetros de Weibull também são investigados, analisados e avaliados.

O capítulo 6 propõe um novo método de estimativas, chamado de Método da Energia Equivalente e totalmente adaptado para a representação de condições eólicas similares as observada na região Nordeste. Apresenta sua filosofia e matemática de forma detalhada, além de compará-lo experimentalmente com outros métodos clássicos de estimativas.

O capítulo 7 descreve os principais resultados e conclusões deste trabalho de mestrado. Apresenta, ainda, propostas para trabalhos futuros relacionados aos temas abordados.

2. ANÁLISE – CARACTEÍSTICAS DE VENTO DO NORDESTE

2.1 CIRCULAÇÃO GERAL ATMOSFÉRICA

A atmosfera terrestre é uma mistura de gases - de aproximadamente 5243 x 10^8 kg – confinado em uma fina camada de apenas 15 km de espessura. O nitrogênio e o oxigênio correspondem a 98 % dessa mistura, entretanto o dióxido de carbono e o vapor d'água são os componentes de maior interferência no comportamento da atmosfera. O CO_2 e o H_2O possuem forte capacidade de absorção sob a radiação infravermelha e é este o motivo pelo qual a energia calorífica irradiada da superfície terrestre não se dissipa totalmente no espaço. Esta energia retorna para a terra, aquecendo a superfície. Este fenômeno transforma o planeta numa imensa máquina térmica, e é chamado de *efeito estufa.*

Enquanto que a concentração de CO_2 é razoavelmente constante no tempo e no espaço, a concentração de vapor d'água varia consideravelmente de local para local. A água existe em todas as três fases na atmosfera e o calor liberado no processo de condensação influencia fortemente o comportamento dos sistemas climáticos. Em geral, existe uma maior concentração de vapor d'água em locais onde as temperaturas são mais elevadas, por exemplo nas regiões tropicais.

A expressão "Circulação Geral Atmosférica" é utilizada para denotar os movimentos atmosféricos[4] que mantém o balanço energético da terra. A distribuição de calor, em função da latitude, e a rotação da terra são os agentes mais importantes para o controle da circulação geral. A combinação destes dois fatores força a atmosfera a escolher diferentes formas para transportar a energia necessária no planeta.

A maior fonte de energia para os movimentos atmosféricos é a radiação solar. A atmosfera absorve calor em baixas latitudes - região limitada pelos trópicos de capricórnio (30º N) e de câncer (30º S), enquanto que nas outras regiões esta absorção é bem menor. Como no equador tem calor em excesso, o excedente é deslocado para os pólos, onde déficit de temperatura é maior. O primeiro modelo de circulação global foi sugerido pelo físico britânico George Hadley em 1735.

A teoria de Hadley sugere que sobre a superfície da terra sem rotação, os movimentos atmosféricos em cada hemisfério têm a forma de uma grande célula de convecção. O ar mais aquecido da região equatorial se desloca para os pólos em altitudes elevadas. Chegando lá esfria, desce a superfície e retorna para o equador em baixas altitudes.

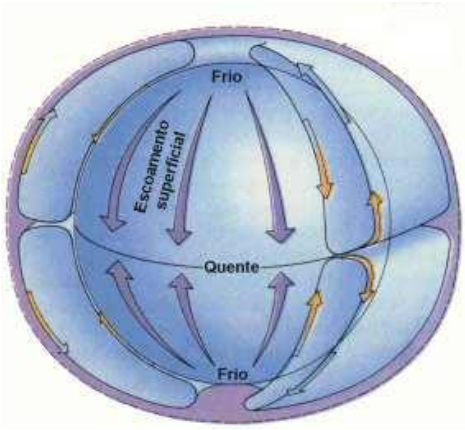


Figura 2.1 – Modelo de circulação proposto por Hadley. Fonte: Centro Brasileiro de Energia Eólica.

Pesquisas realizadas na década de 20, propuseram um novo modelo para o balanço térmico da terra a partir de três células de convecção em cada hemisfério.

[4] Movimentos atmosféricos, ou os ventos, são os resultados da conversão da energia potencial da atmosfera em energia cinética devido ao trabalho de forças relativas à pressão. A energia total da atmosfera é dividida em energia potencial e energia cinética, onde esta última corresponde a uma pequena fração da energia potencial.

A figura 2.2 esquematiza a circulação global atmosférica do modelo tri-celular.

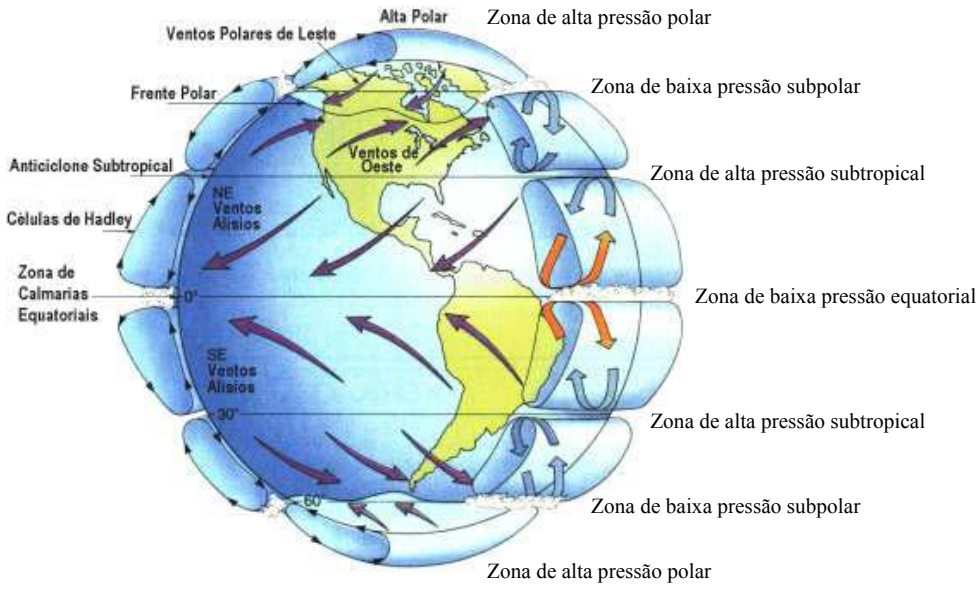


Figura 2.2 – Modelo de circulação global. Fonte: Centro Brasileiro de Energia Eólica.

Na zona compreendida entre as latitudes de 30º N e 30º S, a circulação se dirige para o equador – ou melhor, para a Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) - na superfície e para os pólos nos níveis superiores. As células de convecção desta zona são chamadas de células de Hadley e os ventos de superfície de *Ventos Alísios*[5]. Estes ventos são considerados os mais constantes do planeta. Os Ventos Alísios serão melhor explicados na seção 2.2.1.

Entre as latitudes de 30º e 60º de ambos os hemisférios, a circulação atmosférica é oposta a das células de Hadley. Nestas células, a corrente de ar da superfície se dirige para os pólos, e devido à força de Coriolis são deslocados por uma forte componente oeste. Estes ventos, chamados de *Ventos de Oeste*, apresentam uma grande dispersão das ocorrências de velocidade em torno do seu valor médio, ou seja, fortes variações na intensidade dos ventos.

A circulação atmosférica nas altas latitudes é resultante da subsidência das massas de ar nas proximidades dos pólos, produzindo um fluxo superficial em direção ao equador, chamado de *Ventos Polares de Leste*. À medida que os frios *Ventos Polares de Leste* se movimentam para o equador encontram os *Ventos de Oeste*, mais quentes, formando uma região de descontinuidade, chamada de *frente polar*. Os ventos observados nestas latitudes também apresentam variações de velocidade muito superiores as dos *Ventos Alísios*.

O modelo idealizado tri-celular da circulação global é muito útil, embora tenha sido modificado para se ajustar às mais recentes observações em ar superior. Na realidade, a única distribuição zonal de pressão que existe é a *zona de baixa pressão subpolar* no hemisfério Sul (HS), onde o oceano é contínuo. Em outras latitudes, particularmente no hemisfério Norte (HN), onde há uma proporção maior de terra, esta distribuição zonal é substituída por células semipermanentes de alta e baixa pressão.

A figura 2.3 compara a distribuição idealizada das zonas de pressão (a) e a distribuição das zonas e células de pressão influenciada pelos continentes (b).

---

[5] Conhecidos nos países de linha inglesa como *trade wind*. A palavra *trade wind* se originou no final da idade média, quando estes ventos guiavam os navios dos colonizadores europeus com destino ao novo continente em busca de bons negócios (*trades*).

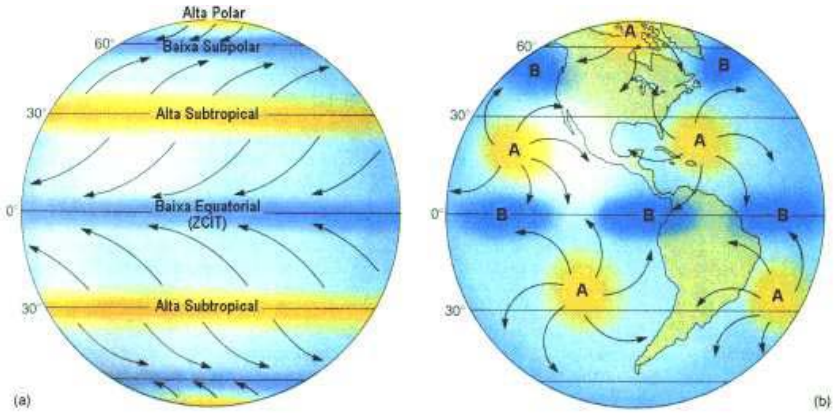


Figura 2.3 – Distribuição global de zonas de pressão. Fonte: Centro Brasileiro de Energia Eólica.

Esta nova distribuição é complicada por grandes variações sazonais de temperatura, que servem para fortalecer ou enfraquecer as células de pressão. Como conseqüência, as configurações de pressão na Terra variam consideravelmente durante o curso anual.

2.2 ESCALAS DE ESPAÇO

A superfície terrestre exerce um importante papel no comportamento dos ventos. O perfil eólico de uma região é condicionado significativamente por fenômenos climáticos próximos a superfície. Estes fenômenos resultam em condições de vento localizadas que se afastam das características gerais da Circulação Geral Atmosférica.

Desta forma, os movimentos atmosféricos são governados por sistemas climáticos associados a diferentes escalas de tempo e espaço. Estas escalas dependem, fundamentalmente, das condições geográficas do local. A figura 2.4 ilustra alguns exemplos de fenômenos atmosféricos, apresentando suas causas mais comuns e diferenciando-os nas várias escalas de tempo e espaço.

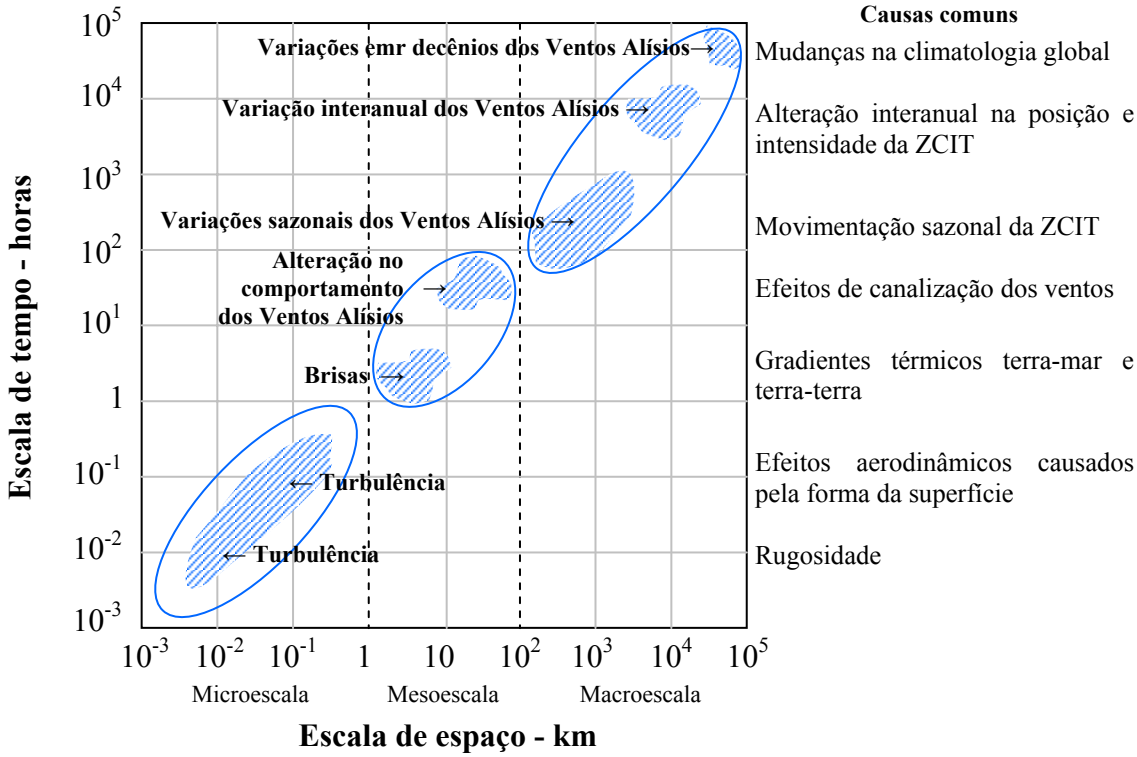


Figura 2.4 – Escalas de tempo e espaço.

2.2.1 Escala planetária ou Macroescala

As células de convecção entre o equador e as latitudes de 30º N e 30º S, chamadas de células de Hadley, resultam em fluxos de ar ascendestes próximos ao equador térmico (localizado ao norte do equador geográfico) e descendestes sobre as latitudes subtropicais. As origens destas células são explicadas por dois fatores:

- O ar quente ascendente do equador se dirige para os pólos. A medida que se afasta da zona equatorial ocorre a liberção de calor latente para a condensação do vapor d'agua contido na massa de ar, formando núvens *Cúmulus*[6]. A liberação de calor se dá devido a pequena capacidade de reserva de energia potencial das regiões subtropicais. Esta perda de calor faz com que a densidade do ar aumente e, consequentemente, ocorra a subsidência do fluxo próximo às latitudes de Cavalo[7].
- Os fluxos resultantes das células de Hadley são defletidos no sentido oposto à rotação da terra pelo princípio de conservação de momento angular das massas de ar (Coriolis). Esta circulação, prevalecente do leste, quando superposta por suaves perturbações, faz com que a direção flutue do nordeste ao sudeste. Entretanto a força de Coriolis cresce à medida que a latitude aumenta, fazendo com que, próximo à latitude de 25º, os ventos desviem no sentido zonal (leste-oeste), forçando a convergência do ar em altitude, seguido da subsidência.

Nas primeiras centenas de metros acima do nível do mar, os ventos originados no fluxo superficial das células de Hadley são especialmente estáveis. Estes ventos são chamados de *Ventos Alísios*. Os *Ventos Alísios* são massas de ar superficiais provenientes das latitudes subtropicais que se movem em direção à região de menor pressão da aquecida faixa equatorial. (ver figura 2.2)

Os *Ventos Alísios* se estendem verticalmente para aproximadamente 2 km da superfície e são consideradas as maiores fontes energéticas da região tropical. Estes ventos atingem os seus valores máximos nas altitudes entre 500 e 1000 m, onde aumentam em intensidade e diminuem em variabilidade. A dinâmica desses ventos é marcada por um forte ciclo sazonal e uma grande assimetria em torno da linha do equador.

A assimetria dos ventos Alísios em torno do equador tem origem na diferença entre as áreas cobertas por continentes e oceanos nos dois hemisférios. A proporção de cobertura por água no hemisfério sul é muito maior que no hemisfério norte. O HN é coberto por 61 % de água e a terra ocupa os outros 39 %. No HS tem apenas 19 % de terra contra 81 % de água. As massas continentais possuem capacidade térmica muito menor que a dos oceanos, logo aquecem muito mais facilmente, entretanto os oceanos podem armazenar maior quantidade de calor e liberá-lo lentamente.

Isto implica em variações climáticas bruscas e maiores no hemisfério norte; fazendo dos verões mais quentes e dos invernos mais frios. No hemisfério norte, os *Ventos Alísios* provêm, predominantemente, da direção nordeste, enquanto que no hemisfério sul da direção sudeste. Ambos se encontram numa região de baixa pressão conhecida como Zona de Baixa Pressão Equatorial ou Zona de Convergência Intertropical.

---

[6] Normalmente aparecendo durante o dia, estas nuvens verticais com cara de "bolinhas de algodão" mostram grande atividade convectiva. Estão normalmente associadas ao bom tempo, porém se começam a crescer podem gerar tempestades. Estas nuvens são de grande importância pois sua precipitação mantém as florestas tropicais.

[7] Regiões próximas às latitudes 30º N e 30º S, caracterizadas por calmarias e uma leve instabilidade dos ventos.

A ZCIT é uma fina zona ao redor do planeta, com largura variando entre 3º e 5º, que representa o principal transporte de calor e unidade que ascende da superfície. Esta permanente zona de baixa pressão marca o equador meteorológico, onde os *Ventos Alísios*, carregados de calor e umidade da evaporação e do calor sensível da superfície, convergem para formar uma zona caracterizada por um forte fluxo ascendente e um alto índice pluviométrico. Ao longo desta zona de baixa pressão é comum a formação de nuvens com grande movimentação interna, chamadas de *Cumulunimbus*[8]. Pode-se afirmar que a ZCIT é a força que dirige a circulação de Hadley, pois atua como uma grande bomba que suga o calor e umidade da superfície para as altas altitudes, onde são movimentadas em direção aos pólos da terra.

O comportamento (posição e intensidade) da ZCIT é de grande interesse, pois está diretamente relacionado ao posicionamento e a intensidade das células de pressão próximas ao Equador (ver figura 2.3). Estas imputam a ZCIT uma forma levemente ondulada, e não mais aquela trajetória retilínea apresentada no modelo de circulação tri-celular idealizado inicialmente; além de contínuas mudanças da sua posição ao longo do ano. A sua posição média é 5º N, se movimentando para o norte durante a estação chuvosa e para o sul nos meses mais secos. A figura 2.5 apresenta o ciclo anual médio da ZCIT para 17 anos (1971-1988) nas longitudes compreendidas entre 10º W e 45º W.

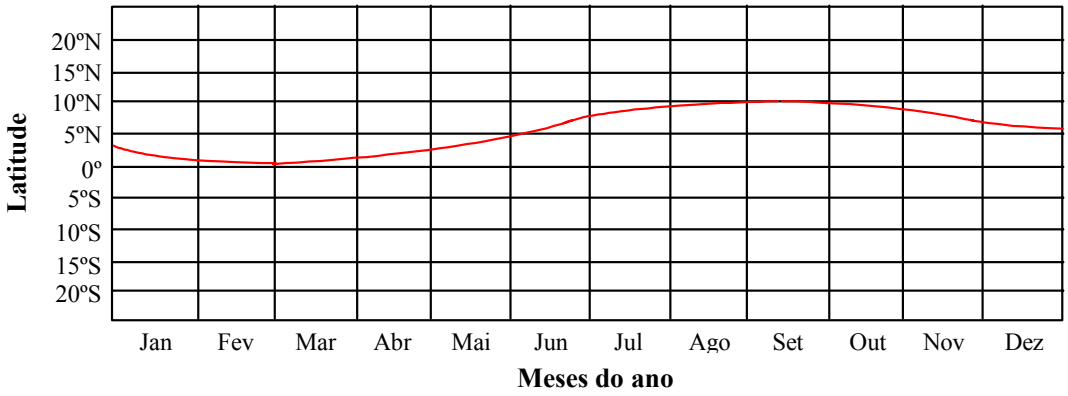


Figura 2.5 – Ciclo anual da ZCIT nas longitudes de 10º W e 45º W. [Oort, 1983][Legler & O'Brien, 1984]

Além do ciclo anual, podem ser constatadas bruscas variações na posição da ZCIT numa escala de dias ou semanas. O anexo 1 apresenta as posições médias da ZCIT para cada *pêntada* (5 dias) dos anos de 2001 e 2002.

Alterações no comportamento típico da ZCIT estão intrinsecamente ligadas às variações na *temperatura da superfície do mar* (TSM) do Atlântico Sul e do Pacífico Equatorial. Anomalias na temperatura destas águas superficiais afetam o posicionamento e a intensidade da ZCIT. A dinâmica interna do próprio oceano age mecanicamente redistribuindo estas anomalias através de fluxos de calor (evaporação, ciclos convectivos, formação de nuvens), que provocam mudanças no posicionamento e na intensidade das células de pressão, alterando o comportamento da ZCIT, e conseqüentemente os *Ventos Alísios*.

O clima no Nordeste é muito afetado pelas anomalias nestes oceanos. As anomalias de TSM mais conhecidas são: o dipolo de TSM no oceano Atlântico, e o El Niño/La Nina no Pacífico. As anomalias ocorrentes no Atlântico são dominantes e condicionam mais fortemente a climatologia regional. Por exemplo: quando a TSM do Atlântico aumenta muito,

[8] Diz-se das grandes nuvens *cúmulus* contendo trovões, raios e chuvas pesadas. Podem trazer granizo, ventos fortes e tornados. Sua base está entre 900 e 3.000 m e seu topo pode alcançar 18.000 metros. No estágio final de seu desenvolvimento adquire forma que lembra uma "bigorna".

mas o pacífico está normal ou ocorrendo La Niña, o ano tende ser mais seco. Já quando no Atlântico a TSM é normal e o pacífico apresenta El Niño de intensidade fraca, este ano tende ser normal. Entretanto, as anomalias ocorrentes no Pacífico Equatorial têm maiores efeitos na climatologia mundial.

2.2.1.1 El Niño e La Niña

O El Niño é caracterizado pelo aquecimento anômalo das águas superficiais do Pacífico Equatorial Oriental. Este fenômeno se manifesta em ciclos irregulares entre 2 e 7 anos e possui evolução típica que se inicia no começo do ano, atinge sua máxima intensidade no mês de dezembro e enfraquece na metade do segundo ano.

A manifestação do El Niño muda o mecanismo climatológico da região do Pacífico, com reflexo no restante do planeta. Nos anos que ocorrem estes fenômenos observa-se uma diminuição na intensidade dos *Ventos Alísios*. A figura 2.6 apresenta os principais efeitos conhecidos do El Niño na climatologia do planeta.

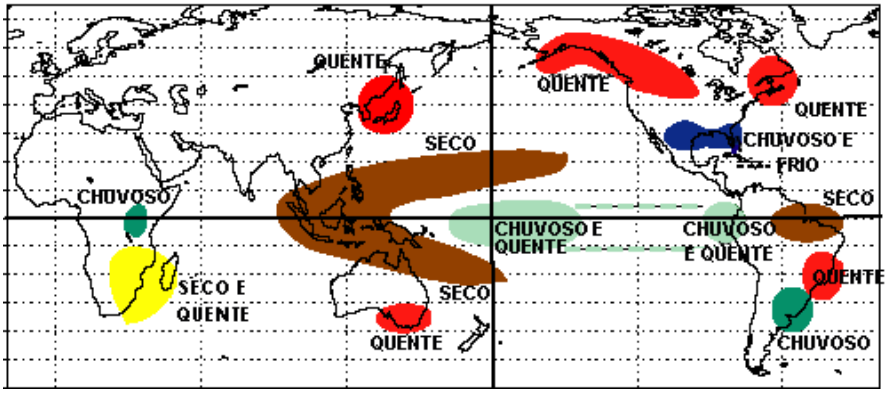


Figura 2.6 – Efeitos do El Niño no planeta. Fonte: NCEP/NOAA - EUA.

Particularmente no Nordeste do Brasil, o El Niño provoca uma diminuição da precipitação ao norte da região do semi-árido (Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte) nos meses chuvosos de fevereiro a maio. Este acontecimento está relacionado a geração de um ramo de ar descendente da *Célula de Walker*[9], que inibe a formação de nuvens nesta região. A figura 2.7 ilustra a circulação de Walker para anos normais e de El Niño.

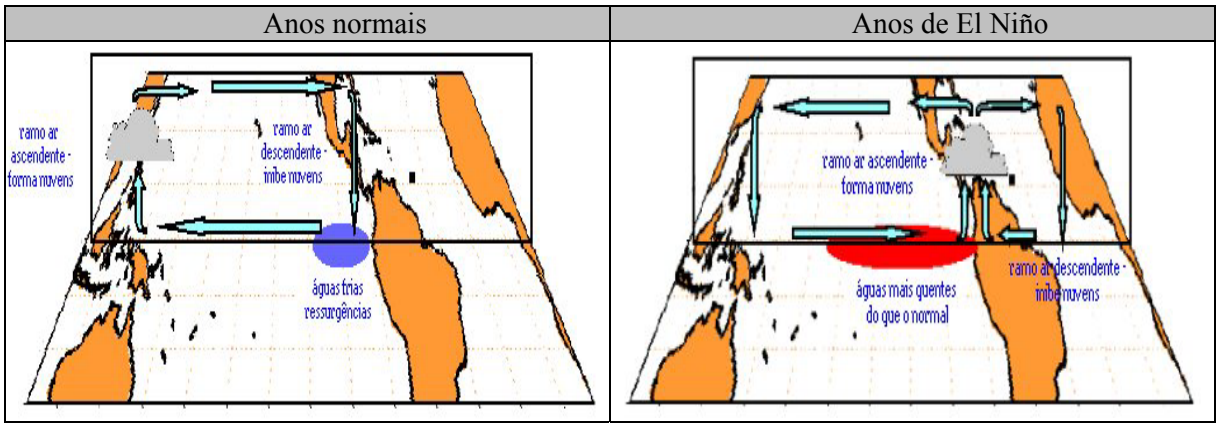


Figura 2.7 – Efeitos do El Niño na Célula de Walker. Fonte: Centro Brasileiro de Energia Eólica.

[9] Célula de circulação de macroescala no sentido zonal (leste-oeste) sobre o Pacífico Equatorial que funciona como balanço atmosférico, envolvendo trocas de ar entre os hemisférios leste e oeste, e centrado nas latitudes tropicais e subtropicais.

O esquema mostrado na Figura 2.6 mostra a Célula de Walker sobre a Bacia do Pacífico Tropical. Sob condições normais observa-se o ramo ascendente da Célula de Walker (favorável à formação de nuvens convectivas) ao norte da Austrália (sobre o Pacífico Oeste), onde se tem água quente e baixas pressões. Por outro lado, sobre a região do Pacífico leste, próximo ao Peru e ao Equador - onde se verifica a presença de águas frias (o afloramento na superfície de águas oceânicas advindas do fundo do oceano Pacífico) e altas pressões - manifesta-se o ramo subsidente da Célula de Walker (o que inibe a formação de nuvens).

Nos episódios de El Niño pode-se observar uma modificação da circulação do vento (Célula de Walker) sobre o Pacífico Equatorial. Sob estas condições de aquecimento observa-se o deslocamento do ramo ascendente para o Pacífico Centro-Leste, próximo do Peru e Equador. E a formação de dois ramos descendentes: um sobre o Pacífico Oeste e outro no Atlântico Equatorial ao leste da Amazônia e norte do semi-árido nordestino.

O fenômeno conhecido por La Niña é o oposto do El Niño, e corresponde ao resfriamento anômalo da TSM do Pacífico Equatorial. Este fenômeno também produz fortes mudanças na dinâmica da atmosfera, alterando o comportamento climático do planeta.

Em geral, o La Niña começa a se desenvolver no início do ano, e atinge sua intensidade máxima em novembro e dezembro, e vindo a dissipar-se em meados do ano seguinte. Entretanto pode perdurar por até dois anos. Nestes anos, os *Ventos Alísios* se mostram mais intensos. Os principais efeitos da La Niña na região Nordeste se resume a uma abundância na precipitação do centro-sul do Maranhão e do Piauí nos meses de novembro a janeiro, e o favorecimento na ocorrência de chuvas sobre o semi-árido do Nordeste.

A tabela 2.1 apresenta um registro histórico dos episódios do El Niño e La Niña ocorridos desde o ano de 1900.

Tabela 2.1 – Registro histórico dos episódios de El Niño e La Niña. Fonte: Centro Brasileiro de Energia Eólica.

Episódios de El Niño e La Niña					
Anos	**Fenômeno**	**Intensidade**	**Anos**	**Fenômeno**	**Intensidade**
1902 - 1903	El Niño	Forte	1957 – 1959	El Niño	Forte
1903 – 1904	La Niña	Forte	1963	El Niño	Fraco
1905 – 1906	El Niño	Forte	1964 – 1965	La Niña	Moderado
1906 - 1908	La Niña	Forte	1965 – 1966	El Niño	Moderado
1909 – 1910	La Niña	Forte	1968 - 1970	El Niño	Moderado
1912 – 1912	El Niño	Forte	1970 – 1971	La Niña	Moderado
1913 – 1914	El Niño	Moderado	1972 – 1973	El Niño	Forte
1916 – 1918	La Niña	Forte	1973 – 1976	La Niña	Forte
1918 – 1919	El Niño	Forte	1976 – 1977	El Niño	Fraco
1923	El Niño	Moderado	1977 – 1978	El Niño	Fraco
1924 – 1925	La Niña	Moderado	1979 – 1980	El Niño	Fraco
1925 – 1926	El Niño	Forte	1982 – 1983	El Niño	Forte
1928 – 1929	La Niña	Fraco	1983 – 1985	La Niña	Fraco
1932	El Niño	Moderado	1986 – 1988	El Niño	Moderado
1938 – 1939	La Niña	Forte	1988 – 1989	La Niña	Forte
1939 – 1941	El Niño	Forte	1990 – 1993	El Niño	Forte
1946 – 1947	El Niño	Moderado	1994 – 1995	El Niño	Moderado
1949 – 1951	La Niña	Forte	1995 – 1996	La Niña	Fraco
1951	El Niño	Fraco	1997 – 1998	El Niño	Forte
1953	El Niño	Fraco	1998 – 2001	La Niña	Moderado
1954 – 1956	La Niña	Forte	**2002 - 2003**	El Niño	Fraco

2.2.2 Escala regional ou Mesoescala

Nas latitudes que cobrem o Nordeste do Brasil, o regime de vento é fortemente condicionado pela circulação em macroescala dos ventos Alísios. Entretanto, o comportamento desses ventos é afetado pela presença dos continentes e de suas particularidades climáticas e orográficas.

A privilegiada localização geográfica do estados do Nordeste imputa características excepcionais à meteorologia eólica regional. Uma vez que o fluxo de ar prevalece de uma extensa cobertura oceânica (livre de obstáculos), observa-se a alta intensidade, continuidade e constância dos *Ventos Alísios*.

Os efeitos de mesoescala no litoral nordeste estão, quase que totalmente, ligados a interação dos *Ventos Alísios* nas camadas atmosféricas de baixos níveis, via assimetria térmica induzidas por gradientes térmicos oceano-terra (produzindo as brisas marítimas e terrestres).

As brisas marítimas originam-se da expansão do ar nas camadas superficiais da terra, uma vez a radiação solar é absorvida e re-emitida mais rapidamente no continente que no mar. Esta expansão produz nos níveis superiores (de 500 a 2.000 m) um suave fluxo de ar aquecido que se movimenta da terra para o mar, chamado de *fluxo de retorno*.

A subsidência deste fluxo sobre o mar cria um gradiente de pressão que induz a formação de um vento superficial (entre 0 e 500 m) do mar para o continente, formando a brisa. O limite continental onde ocorre a convergência da massa de ar é chamado de *frente de brisa,* marcada por um aumento da umidade e, às vezes, uma intensificação de nuvens *cúmulus*. A figura 2.8 esquematiza a circulação da brisa marítima, bem como as condições de temperatura e pressão nas camadas próximas à superfície.

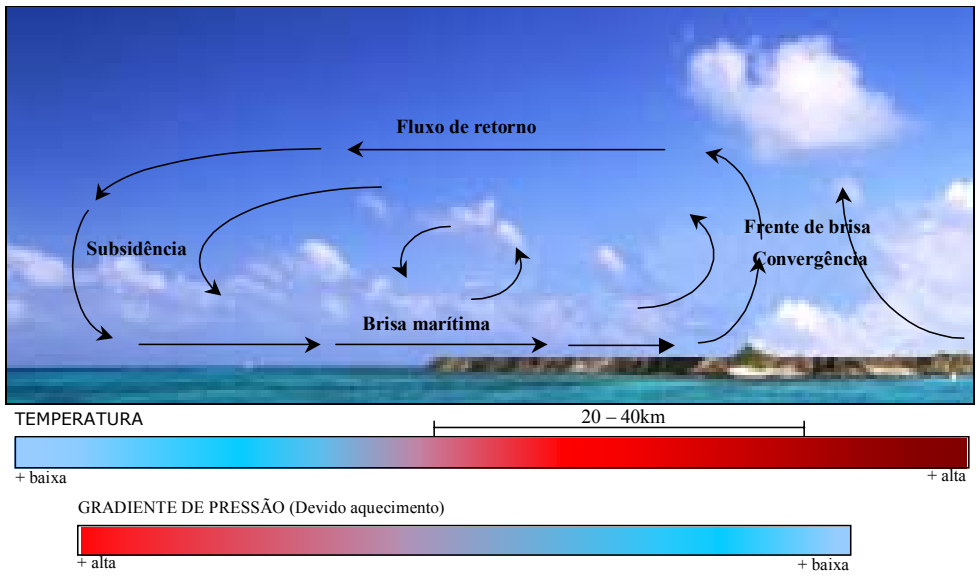


Figura 2.8 – Figura esquemática da circulação de brisa marítima.

A brisa marítima se inicia próxima a linha da costa, mas durante todo o dia penetra de 20 a 40 km no continente, podendo chegar, em casos excepcionais, a 100 km. A extensão vertical deste fenômeno pode atingir os 2.000 metros acima da superfície.

As brisas marítimas contribuem fortemente para um incremento na intensidade e na variação da direção dos ventos Alísios; além de afetar a temperatura e a umidade do ar na região. As maiores incidências de brisas marítimas, geralmente, ocorrem nos meses de verão.

A direção das brisas depende, fundamentalmente, da orientação da costa litorânea; sendo esta perpendicular à linha de praia.

As brisas terrestres se dão de forma análoga às brisas marinhas, diferindo apenas do sentido da circulação. À noite, a superfície de terra resfria mais rapidamente que a água do mar, revertendo o gradiente de temperatura ocorrido durante o dia. O ar resfriado no continente migra para o mar em níveis mais baixos. Aquece, ascende e retorna (fluxo de retorno) para o continente, onde se resfria e descende para fechar a circulação. Em geral, a intensidade da brisa terrestre é bem mais fraca que a da brisa marítima, devido a menor diferença de temperatura terra-mar no período noturno.

Uma circulação atmosférica de menor escala e com mecanismos semelhantes aos das brisas marítimas e terrestres ocorrem nas regiões circunvizinhas a grandes lagos. Estas são conhecidas como brisas de lagos.

Um outro importante mecanismo eólico do Nordeste são os ventos sobre regiões montanhosas e vales. Um grande número de complexos fenômenos físicos ocorre sobre estas regiões, que vão desde a *canalização do fluxo* até grandes *variações térmicas*.

Os efeitos de canalização se originam no encontro das correntes de ar com cadeias de montanhas e vales. Dependendo da orientação do vento e da topografia, a massa de ar pode ser canalizada de forma eficaz, acelerando a velocidade do fluxo. A figura 2.9 ilustra dois exemplos deste mecanismo de canalização em regiões montanhosas.

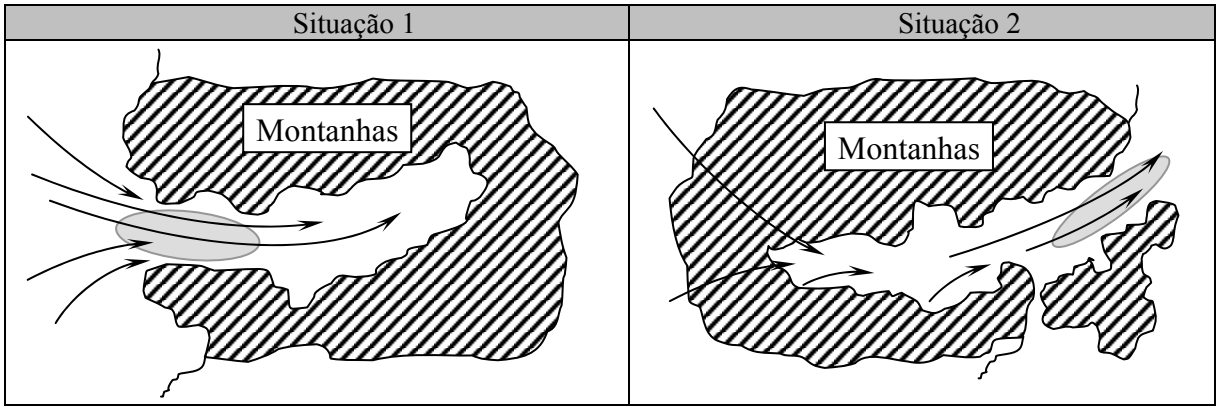


Figura 2.9 – Zonas de incremento da velocidade do vento (cinza) devido a canalização em áreas montanhosas.

As variações térmicas induzidas pela forma e cobertura da superfície também podem modificar o fluxo de vento. A radiação solar, principalmente nos meses de verão, é uma grande fonte de aquecimento da superfície das montanhas. As massas de ar estagnadas nas superfícies laterais das montanhas são aquecidas. Mais leve, o ar aquecido avança em direção ao topo, movimentando o ar para cima; são chamados de *ventos anabáticos*. Acima do topo das montanhas, estes ventos ascendentes sofrem influência de inversão térmica e são forçados para um fluxo de retorno, chamado de *vento anti-vale;* e posteriormente a subsidência no centro do vale. Às vezes, nuvens *cúmulus,* conhecidas como *nuvens anabáticas,* se formam sobre o ar aquecido e ascendente.

Durante a noite, a circulação reversa ocorre. A rápida liberação de calor pela superfície da montanha resfria o ar adjacente nas laterais, forçando um movimento descendente para o centro do vale. Estes ventos são chamados de *ventos katabáticos*. O fluxo de retorno desta circulação é chamado de *vento anti-montanha*.

Estes mecanismos podem ser denominados de *brisas de vales* e *brisas de montanhas*, respectivamente. Estas brisas são geralmente mais fracas que as brisas marítimas, no entanto,

locais onde os efeitos de canalização também ocorrem, podem resultar em ventos mais intensos e constantes. A figura 2.10 esquematiza a circulação das brisas de vales e montanhas.

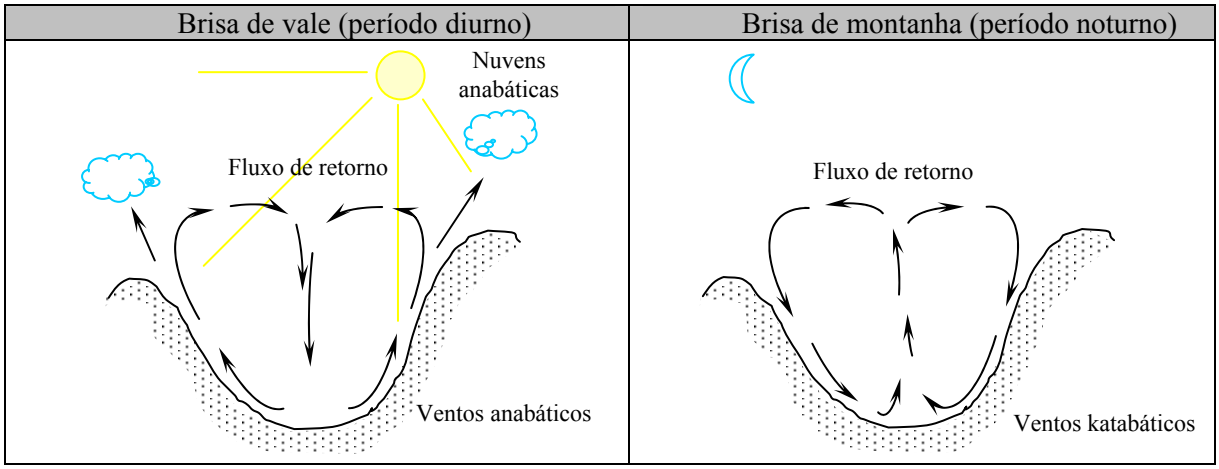


Figura 2.10 – Figura esquemática das brisas de vales e montanhas.

As primeiras simulações dos recursos eólicos, levando em consideração os efeitos de mesoescala, sobre a região Nordeste do Brasil foram apresentados no *Wind Atlas for the Northeast of Brazil (WANEB) ,* lançado pelo Centro Brasileiro de Energia Eólica em outubro de 1998 [Feitosa at al., 1998]. As conclusões obtidas pelo *WANEB* são resultados de simulações computacionais utilizando o modelo atmosférico de mesoescala ETA/CPTEC [Lizcano, 1998] e validados a partir de dados de vento de superfície, coletados em diversas estações anemométricas instaladas na região.

Em dezembro de 2002, o Centro Brasileiro de Energia Eólica em colaboração com a Agência Nacional de Energia Elétrica, Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) e o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), apresentou o *Panorama do Potencial Eólico no Brasil* [Feitosa at al., 2002]. Este trabalho apresenta os resultados do desenvolvimento de um Atlas Eólico para o Brasil baseado em simulações atmosféricas com modelos de mesoescala e microescala. Este trabalho complementa e atualiza as informações publicadas no WANEB. Os principais resultados do *Panorama do Potencial Eólico no Brasil* são apresentados no anexo 2.

Diferentemente do *WANEB*, as simulações climáticas do *Panorama do Potencial Eólico no Brasil* foram feitas a partir do modelo atmosférico de mesoescala MM5 [Haagenson, 1995], especialmente adaptado pelo CBEE para análises das condições de vento do Brasil. Os resultados foram validados a partir de dados de vento de superfície, coletados em diversas estações anemométricas instaladas no Brasil.

2.2.3 Escala local ou Microescala

As características eólicas do Nordeste são influenciadas significativamente por eventos climáticos de microescala, resultando em condições localizadas que muito diferem das características gerais da circulação em macroescala e mesoescala [WMO, 1981]. Muitos fatores inerentes a um determinado local podem afetar o comportamento dos movimentos atmosféricos e são chamados de *Fatores Locais*.

Os principais fenômenos de microescala observados na região Nordeste são decorrentes da contínua geração de vórtices devido à fricção do vento sobre a superfície. A presença dessas forças de fricção faz com que a velocidade do vento diminua sua intensidade à medida que se aproxima do solo, induzindo o surgimento de um perfil vertical de velocidade. Esse

gradiente vertical produz fortes variações de alta freqüência na velocidade do vento. Estas variações, também chamadas de turbulências atmosféricas, se apresentam em escalas de tempo inferiores a hora, podendo chegar a segundos.

Quando o fluxo de ar passa sobre uma variedade de superfícies, cada uma delas influencia de maneira diferenciada o comportamento do fluxo. A intensidade desta influência vai depender das condições topográficas e de cobertura do solo.

Resumidamente, os principais mecanismos de microescala podem ser agrupados em três grandes conjuntos:

1. Fenômenos aerodinâmicos relacionados a topografia do local (como elevações ou depressões isoladas, serras e pequenas chapadas) e a obstáculos naturais ou artificiais (como cadeias de árvores ou construções);
2. Fenômenos associados a mudanças na rugosidade dentre duas ou mais superfícies. Estes produzem efeitos de menor dimensão que os do primeiro conjunto;
3. Fenômenos relativos às variações do fluxo de calor no cruzamento do limite entre duas superfícies de características diferentes.

A figura 2.11 esquematiza uma variedade de fatores locais que influenciam o vento.

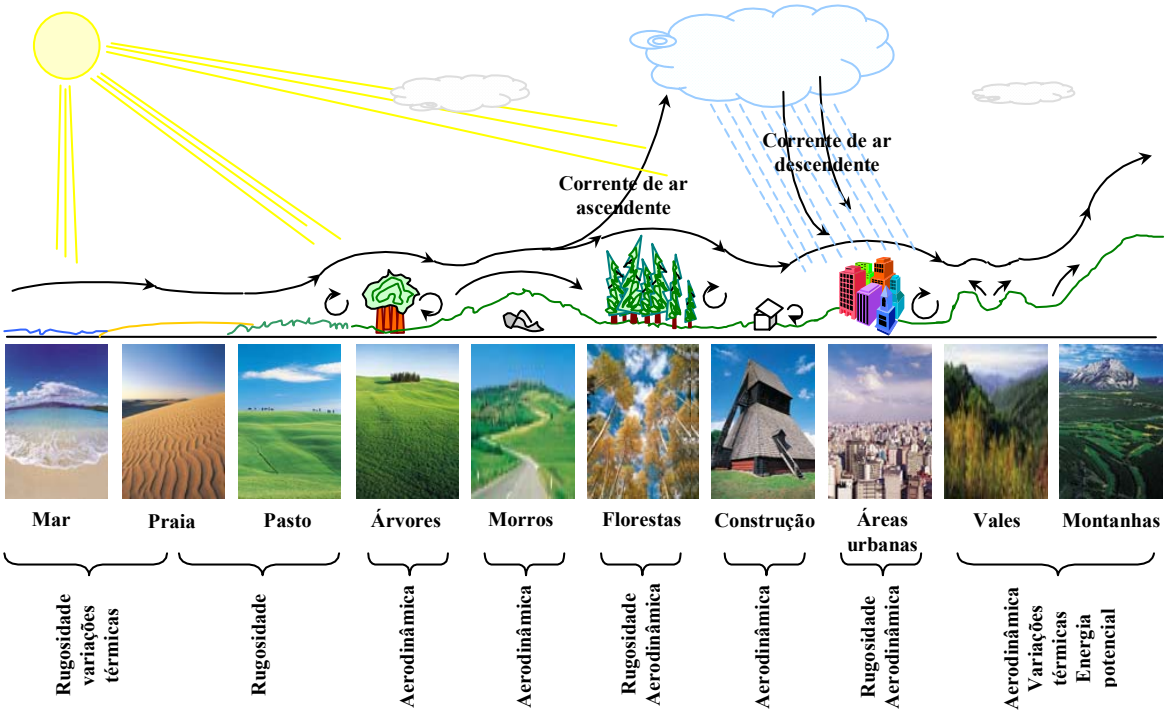


Figura 2.11 – Figura esquemática dos efeitos de diferentes fatores locais.

O ar modificado pelo fluxo sobre diferentes formas (por efeitos aerodinâmicos) e mudanças na rugosidade da superfície é chamado de *Camada Limite Interna.* Quando ocorrem variações no fluxo de calor no cruzamento entre duas superfícies, o ar modificado é chamado de *Camada Limite Interna Térmica*. A definição de camada limite interna advém do fato desta nova camada limite sempre se posicionar entre a superfície e a camada limite atmosférica.

Estudos detalhados das características eólicas em Microescala são fundamentais, pois subsidiarão o entendimento correto da interação vento/solo. Estes estudos propiciam a definição de uma base de informações para que se estabeleçam as condições de vento sob as

quais as turbinas eólicas irão funcionar, suportando os fortes carregamentos produzidos pelas turbulências de vento.

2.3 ESCALAS DE TEMPO

Medições climatológicas em qualquer lugar do mundo revelam que os ventos variam de forma temporal, tanto na sua intensidade (velocidade) quanto na sua orientação (direção). Estas variações temporais estão associadas a cada uma das escalas de espaço.

O vento pode ser mais intenso em algumas áreas que em outras, pode aumentar sua intensidade por alguns meses do ano, como pode aumentar apenas durante algumas horas do dia, e pode, também, parar por longos períodos ininterruptos. Os ventos também variam verticalmente sobre a superfície terrestre seguindo um indefinido gradiente. Além disso, o vento também pode variar na sua direção. As principais razões destas variações dos ventos estão ligadas ao comportamento eólico em macroescala, mesoescala e microescala.

As variações de vento na escala de tempo podem ser divididas em duas grandes classes: *Variações Lentas* e *Variações Rápidas*.

2.3.1 Variações lentas

As variações lentas de velocidade e de direção do vento ocorrem devido às mudanças nas condições climáticas em macroescala. Estas variações afetam o comportamento do vento em áreas de grandes extensões e por períodos que variam de meses a décadas. Esta classe engloba as *Variações interanuais* e as *Variações sazonais*.

2.3.1.1 Variações interanuais

A velocidade de vento média anual é um dos mais importantes fatores a ser considerado nos estudos eólicos. Este parâmetro é muito utilizado como referência em estudos de viabilidade técnica e econômica de projetos eólicos.

O principal condicionante para as variações interanuais no Nordeste está ligado à mudanças permanentes nos padrões climáticos do planeta (por exemplo, a elevação da temperatura global) e pequenas irregularidades nos ciclos interanuais da ZCIT (por exemplo, episódios de El Niño e La Niña). Entretanto, as variações nas regiões próximas ao equador são bem menores que as normalmente observadas nas médias e altas latitudes.

A geração anual de uma turbina eólica é proporcional ao cubo da velocidade, desta forma a variação da produção elétrica com o passar dos anos será muito maior. Por exemplo, as médias anuais de velocidade do vento coletadas no Farol do Calcanhar/RN apresentam variações máximas na ordem de -12,9 % e +8,7 %, o que equivale a variações de -34,42 % e +27,53 % na densidade de potência anual. Os valores de densidade de potência foram calculados considerando k = 3,5 e ρ =1,16 kg/m^3.

A figura 2.12 apresenta os valores de velocidades médias anuais em 4 estações meteorológicas instaladas no Nordeste no período de 1980 a 2000.

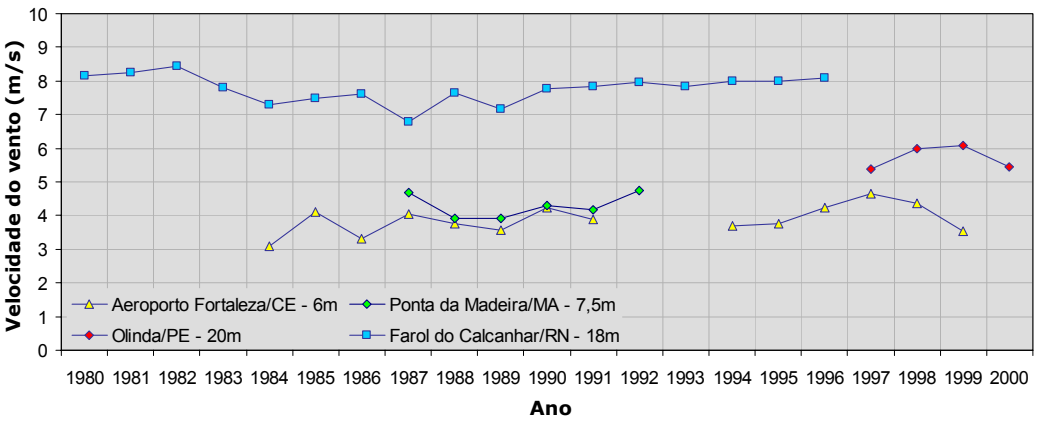


Figura 2.12 – Variação interanual da velocidade média.

2.3.1.2 Variações sazonais

As mudanças no comportamento da circulação geral da atmosfera ao longo do ano provocam significativas variações sazonais da velocidade e da direção predominante do vento. Estas variações estão associadas principalmente a movimentação da ZCIT ao longo do ano e forte efeitos de mesoescala, como gradientes térmicos oceano-continente no litoral e variações térmicas e gravitacionais no interior. Embora apresentando grandes amplitudes, as variações sazonais no Nordeste possuem uma forte regularidade de ano para ano.

Nos meses de fevereiro e março, devido a maior proximidade da ZCIT - caracterizada por forte convecção e chuvas contínuas - a intensidade dos ventos tende a diminuir. Nos outros meses, o retorno da ZCIT para as latitudes equatoriais provoca maiores gradientes de pressão atmosférica. Este fato contribui para uma intensificação dos ventos. Em agosto e setembro, os ventos Alísios atingem o seu ápice, com intensidade e constância notável. Aliado a isso, no verão observa-se uma intensificação dos efeitos das brisas marítimas.

As variações sazonais da velocidade são de grande importância em estudos eólicos, pois tem um efeito significante na capacidade das turbinas eólicas de complementar a demanda da rede elétrica; principalmente no Nordeste, onde ocorre uma forte relação de complementaridade sazonal dos recursos eólicos para com os recursos hídricos. Estudos de séries hidrológicas coletadas nos últimos 50 anos comprovam a diminuição na vazão natural dos afluentes do Rio São Francisco no período de maior atividade eólica.

2.3.2 Variações rápidas

Estão diretamente ligadas às variações dos ventos em mesoescala e microescala. Estas variações afetam o comportamento do vento em áreas localizadas, por períodos de tempo que variam de dias a segundos. Estudos apropriados destas variações fazem-se necessários, pois afetam diretamente o comportamento operacional e a vida útil das turbinas eólicas. Nesta classe estão: *Variações diurnas* e *Variações de curta duração*.

2.3.2.1 Variações diurnas

Bruscas e fortes variações, com periodicidade diurna, na velocidade e na direção do vento estão ligadas às diferenças de temperatura entre superfícies.

No litoral do Nordeste, estas variações são, principalmente, ocasionadas por brisas marítimas e terrestres. Vale lembrar que a influência das brisas marítimas pode perdurar por

uma extensão relativamente longa continente adentro. No interior, ocorrem fortes ciclos térmicos em montanhas e vales (brisas de montanhas/vales), associados a grandes efeitos orográficos (efeito de canalização).

Ambos os fenômenos se caracterizam por grandes variações de velocidade e direção do vento ao longo do dia, embora sejam de grande regularidade. Análises aprofundadas dessas variações são essenciais para definição de estratégias de operação de turbinas eólicas conectadas diretamente a rede elétrica.

2.3.2.2 Variações de curta duração

Estas variações são de grande importância nos projetos eólicos. A velocidade do vento é sempre flutuante, logo a energia disponível no vento estará sempre variando. Estas variações são associadas diretamente às condições de superfície do local, como a topografia, a rugosidade e os obstáculos. E variam numa escala de tempo de minutos a décimos de segundos.

Várias medições anemométricas realizadas no litoral nordestino atestam a ocorrência dos baixos níveis de turbulência [Feitosa et al. 1998] [Feitosa et al. 2002]. Isso ocorre devido os *Ventos Alísios* prevalecem de uma extensa faixa oceânica. À medida que se segue para o interior do continente, tendencia um aumento nos níveis de turbulência, devido a maior influência da forma topográfica, da rugosidade superficial e dos obstáculos naturais.

2.4 REGIÕES EÓLICAS DO NORDESTE

Com base nos mecanismos de ventos apresentados nas seções anteriores puderam ser identificadas e classificadas regiões do Nordeste que apresentam características eólicas distintas. Estes estudos são de grande valia, pois permitiram a identificação das áreas nordestinas de maior atratividade do ponto de vista eólico. Além de fornecer informações essenciais para o melhor desenvolvimento de projetos nestas áreas.

Os critérios utilizados para a definição destas regiões eólicas levaram em consideração apenas à atuação de semelhantes mecanismos de vento em macroescala e mesoescala. A identificação da ocorrência de determinado mecanismo de vento e uma análise da sensibilidade do fenômeno na climatologia regional, possibilitou a definição das características mais representativas de cada região eólica. Em resumo, as características de vento de uma determinada região eólica estão relacionadas às características apresentadas pelos mecanismos de vento mais atuantes nesta região.

As condições de vento em cada umas das regiões eólicas foram avaliadas a partir das seguintes características:

- Intensidade do vento: Parâmetro relacionado às ocorrências de velocidades médias do vento. Os ventos mais intensos possuem altos valores de velocidade média;
- Dispersão das ocorrências: Parâmetro relacionado ao comportamento das ocorrências de velocidade de vento. Ventos com baixa dispersão apresentam maior número de ocorrências próximo ao valor médio;
- Constância direcional: Parâmetro relacionado a mudança na direção do vento. Quanto mais alta a constância, menor será o número de setores de direção que ocorre fluxo de vento;

- Valores extremos: Parâmetro relacionado aos maiores valores instantâneaos de velocidade do vento para o período de 1 ano e 50 anos. Maiores informações serão apresentados no capítulo 4;
- Níveis de turbulência: Parâmetro relacionado à variância dos valores instantâneos da velocidade do vento. Ventos com altos níveis de turbulência, podem causar efeitos negativos as máquinas eólicas;
- Gradiente vertical: Parâmetro relacionado ao perfil vertical da velocidade do vento. Ventos com alto gradiente vertical, apresentam maiores diferenças de velocidades em alturas;
- Variação sazonal: Parâmetro relacionado ao comportamento da velocidade média ao longo do ano. Quanto menor a variação sazonal, menor a diferença de velocidade média entre os meses do ano;
- Regularidade interanual: Parâmetro relacionado ao comportamento da velocidade média anual. Alta regularidade representa uma menor variação da média anual ao longo dos anos.

Como resultado, foram definidas e classificadas 3 grandes regiões eólicas, apresentando características de vento singulares. Sendo estas: *Litoral Norte-Nordeste*; *Litoral Nordeste-Sudeste* e *Nordeste Continental*.

2.4.1 Litoral Norte-Nordeste

O Litoral Norte-Nordeste compreende a faixa litorânea do extremo norte do Maranhão ao extremo sul no Rio Grande do Norte. As condições de vento em toda região são conduzidas, principalmente, pelo ciclo anual de posição e intensidade da ZCIT e pelas fortes ocorrências de brisas marítimas. Esta região foi dividida em 2 sub-regiões.

A figura 2.13 ilustra a área de abrangência do Litoral Norte-Nordeste, bem como a indicação das suas 2 sub-regiões.

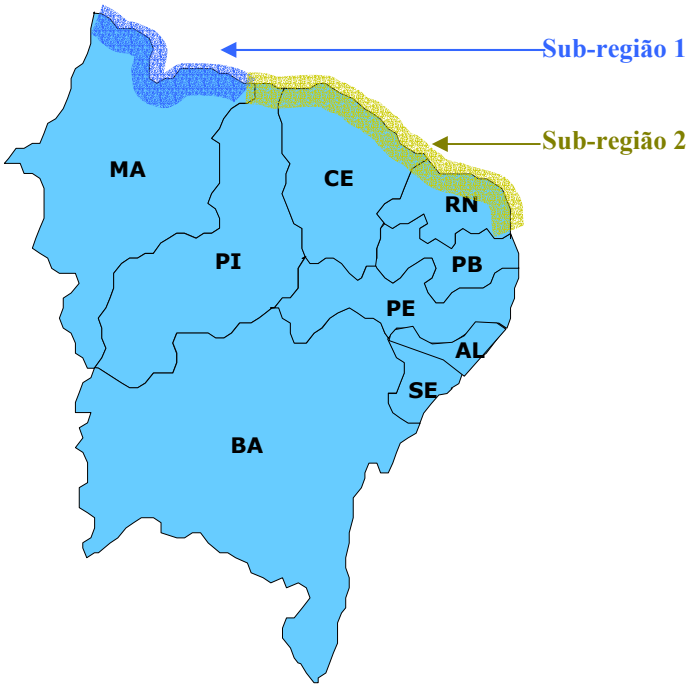


Figura 2.13 – Litoral Norte-Nordeste.

A primeira sub-região (*Sub-região 1*), que engloba praticamente todo o litoral do Maranhão, possui regimes de vento anuais mais amenos (5–7 m/s à 50 m de altura), com decremento gradual à medida que se aproxima da ZCIT.

Observam-se, nos meses de verão, efeitos negativos da aproximação da *Massa Equatorial Continental,* originada na Amazônia Central e com características de altas temperaturas e umidade.

A tabela 2.2 apresenta os principais mecanismos e características eólicas desta sub-região.

Tabela 2.2 – Características eólicas da sub-região 1 do Litoral Norte-Nordeste.

Principais Mecanismos de Vento			
1. Ventos Alísios (Negativamente influenciados pela grande aproximação da ZCIT) 2. Brisas marítimas (Negativamente influenciadas pela grande aproximação da ZCIT) 3. Efeitos negativos da Massa Equatorial Continental nos meses de verão			
Características dos Recursos Eólicos			
Intensidade do vento	Moderada – baixa	Níveis de turbulência	Baixos
Dispersão das ocorrências	Baixa	Gradiente vertical	Baixo
Constância direcional	Alta	Variação sazonal	Alta
Valores extremos	Muito baixos	Regularidade interanual	Alta

A segunda sub-região (*Sub-região 2*), que se estende do litoral do Piauí ao Rio grande do Norte, possui regimes eólicos muito fortes, apresentando velocidades médias anuais entre 7 e 9,5 m/s (50 m de altura).

A principal causa dos bons resultados de vento nesta sub-região é a ação conjunta dos *Ventos Alísios* e das fortes brisas marítimas; ambas positivamente influenciadas pela aproximação da ZCIT.

A tabela 2.3 apresenta os principais mecanismos e características eólicas da sub-região 2 do Litoral Norte-Nordeste.

Tabela 2.3 – Características eólicas da sub-região 2 do Litoral Norte-Nordeste.

Principais Mecanismos de Vento			
1. Ventos Alísios (Positivamente influenciados pela aproximação da ZCIT) 2. Fortes brisas marítimas			
Características dos Recursos Eólicos			
Intensidade do vento	Alta	Níveis de turbulência	Baixos
Dispersão das ocorrências	Baixa	Gradiente vertical	Baixo
Constância direcional	Alta	Variação sazonal	Alta
Valores extremos	Baixos	Regularidade interanual	Alta

2.4.2 Litoral Nordeste-Sudeste

A região denominada Litoral Nordeste-Sudeste se estende do extremo norte da Paraíba até o extremo sul da Bahia. A figura 2.14 ilustra a área de abrangência do Litoral Nordeste-Sudeste.

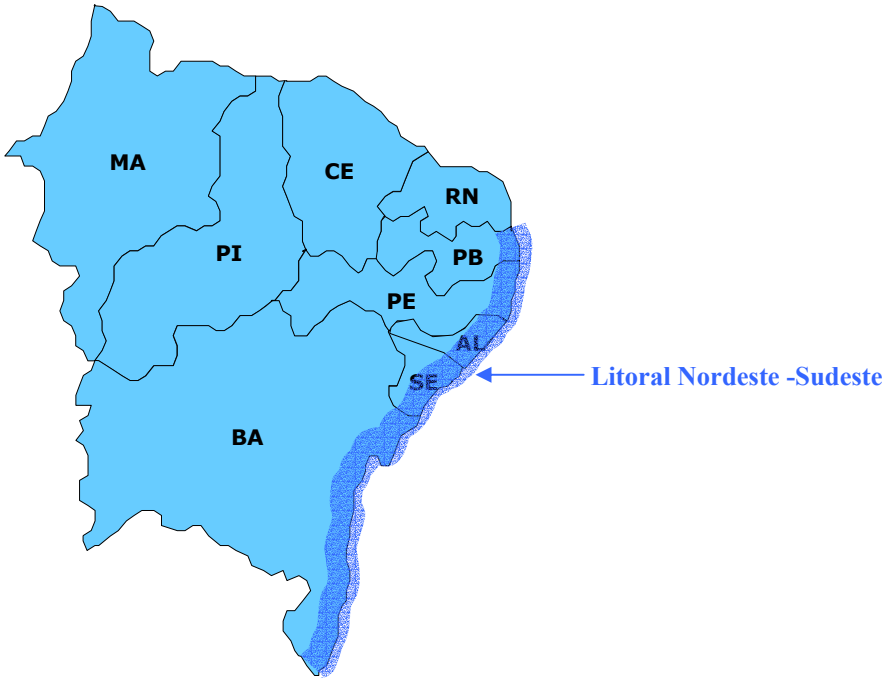


Figura 2.14 – Litoral Nordeste-Sudeste.

Nesta faixa litorânea observa-se a diminuição gradual da intensidade dos ventos; estando a maioria da costa entre 5 e 8 m/s (50 m de altura). Este fato é associado à combinação de três fenômenos ocasionados pelo afastamento da zona equatorial.

O primeiro é ocasionado por uma redução na intensidade dos *Ventos Alísios*, devido à liberação gradual do calor latente contido nas grandes massas superiores de ar à medida que se movimenta para os pólos. O segundo é a ocorrência de brisas marítimas mais fracas, devido à redução na magnitude dos gradientes térmicos oceano-terra. Esta redução está ligada a diminuição da temperatura da superfície nas latitudes mais altas, fortalecida por efeitos de frentes frias remanescentes em alguns meses do ano. Por último, a ação de frentes frias remanescentes que se propagam na costa sul da região.

Além desses, podem ser constatadas fortes ocorrências de zonas de convergências noturnas favorecidas pela direção dos *Ventos Alísios* e das brisas terrestres, principalmente nos meses de outono e inverno. A tabela 2.4 apresenta os principais mecanismos e características eólicas do Litoral Nordeste-Sudeste.

Tabela 2.4 – Características eólicas do Litoral Nordeste-Sudeste.

Principais Mecanismos de Vento			
1. Ventos Alísios (Negativamente influenciados pelo afastamento do Equador)			
2. Moderadas brisas marítimas (Negativamente influenciadas pelo afastamento do Equador)			
3. Frentes frias remanescentes			
Características dos Recursos Eólicos			
Intensidade do vento	Moderada	Níveis de turbulência	Baixos
Dispersão das ocorrências	Baixa	Gradiente vertical	Baixo
Constância direcional	Alta	Variação sazonal	Moderada
Valores extremos	Baixos	Regularidade interanual	Alta

2.4.3 Nordeste Continental

A região coberta pelo Nordeste Continental compreende toda a área continental interior do Nordeste. Esta região eólica foi dividida em 2 sub-regiões.

A figura 2.15 ilustra a área de abrangência do Nordeste Continental, bem como a indicação das suas 2 sub-regiões.

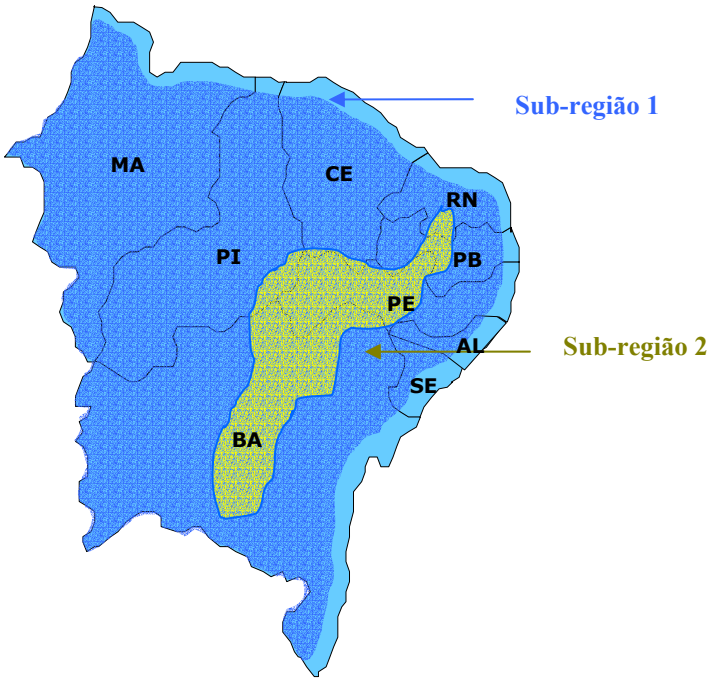


Figura 2.15 – Nordeste Continental.

Na primeira sub-região (*Sub-região 1*), que engloba praticamente todo o interior do Nordeste, a intensidade do vento decresce rapidamente à medida que se afasta do litoral, devido os efeitos da rugosidade superficial, de barreiras naturais pela orografia regional e a diminuição da contribuição das brisas marítimas.

A tabela 2.5 apresenta os principais mecanismos e características de vento da sub-região 1 do Nordeste Continental.

Tabela 2.5 – Características eólicas da sub-região 1 do Nordeste Continental.

Principais Mecanismos de Vento			
1. Ventos Alísios (Negativamente influenciados pela topografia e a cobertura da supefície)			
2. Dimunuição gradual dos efeitos das brisas marítimas			
3. Interação de massas de ar provenientes de outras regiões do Brasil			
Características dos Recursos Eólicos			
Intensidade do vento	Baixa	Níveis de turbulência	Altos
Dispersão das ocorrências	Moderada	Gradiente vertical	Alto
Constância direcional	Moderada	Variação sazonal	Alta
Valores extremos	Baixos	Regularidade interanual	Alta

A interação com outras massas de ar provenientes de outras regiões alteram o clima de algumas áreas desta sub-região. Entre as mais importantes estão: a penetração de frentes frias provenientes do Sul do Brasil afeta a climatologia eólica no sul da Bahia, de novembro a

fevereiro. Observam-se, ainda, efeitos negativos causados pela penetração da Massa Equatorial Continental nos estados da Maranhão, parte do Piauí e da Bahia; ocorrendo, principalmente, nos meses de verão.

Observam-se, também, ocorrências positivas de brisas de lagos em áreas isoladas, como as que circundam os grandes lagos da barragem de Sobradinho, na Bahia e da barragem de Itaparica, na divisa de Pernambuco com a Bahia.

Entretanto, muitas áreas elevadas de montanhas, serras e chapadas que se estendem do Rio Grande do Norte a Bahia, apresentam condições que induzem a aceleração dos ventos. Estas áreas foram classificadas como *Sub-região 2* do Nordeste Continental.

As ocorrências de altas velocidades de vento se encontram de forma localizada, em áreas que apresentam fortes brisas de montanhas/vales ou onde a canalização e a compressão vertical dos ventos é mais acentuada. As velocidades médias nestas condições variam de 6 a 10 m/s (50 m de altura).

Vale salientar que esta região apresenta níveis de turbulência, de dispersão das ocorrências de vento e gradientes verticais de velocidade muito maiores que as observadas nas regiões litorâneas.

A tabela 2.6 apresenta os principais mecanismos e características eólicas das áreas de montanha da região eólica Nordeste Continental.

Tabela 2.6 – Características eólicas da áreas montanhosas (sub-região 2) do Nordeste Continental.

Principais Mecanismos de Vento			
1. Ventos Alísios (Positivamente influenciados pela orografia)			
2. Brisas de montanhas e vales			
Características dos Recursos Eólicos			
Intensidade do vento	Alta	Níveis de turbulência	Altos
Dispersão das ocorrências	Moderada	Gradiente vertical	Alto
Constância direcional	Moderada	Variação sazonal	Alta
Valores extremos	Altos	Regularidade interanual	Alta

3. APLICAÇÕES – EFEITOS DAS CARACTERÍSTICAS DE VENTO DO NORDESTE

O Nordeste do Brasil apresenta características eólicas singulares, que o difere de outros locais do planeta. Além disso, a sua posição geográfica privilegiada, associada a uma extensa área litorânea e de montanhas, torna-a uma das regiões mais atrativas para investimentos eólicos no mundo.

Este capítulo tem o objetivo de apresentar os efeitos mais significativos das características dos ventos do Nordeste para o projeto e operação de turbinas eólicas; e destinguindo-os dos observados na Europa e nos Estados Unidos.

A opção por comparar os ventos Nordestinos aos da Europa e Estados Unidos, advém do fato destes últimos serem os maiores mercados consumidores mundiais de turbinas eólicas. Sendo este, também, um dos motivos pelo qual a maioria das máquinas comercializadas atualmente é adaptada para as condições eólicas observadas nestes locais.

Os estudos realizados neste capítulo foram baseados na identificação e no melhor entendimento dos mecanismos de ventos que atuam Nordeste - apresentados no capítulo 2 - e em resultados provenientes dos Atlas dos Recursos Eólicos disponíveis para estas três regiões. Os Atlas Eólicos também foram utilizados na definição das faixas típicas de ocorrências das estatísticas mais representativas.

3.1 FONTE DE DADOS EÓLICOS

3.1.1 Nordeste

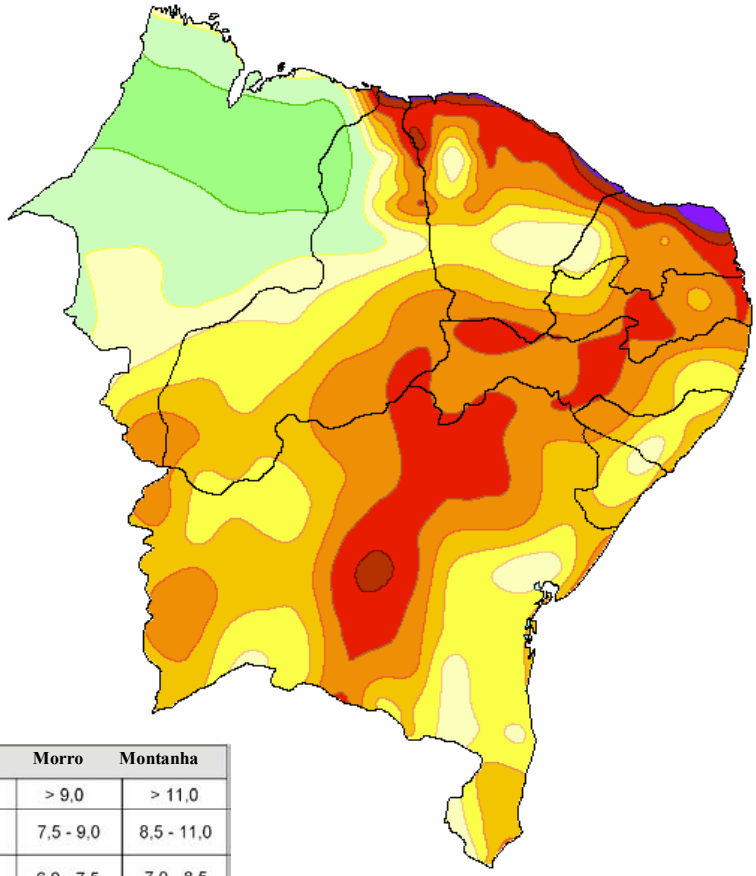
Para o desenvolvimento deste trabalho de mestrado, séries de vento provenientes de sistemas computadorizados, instalados em vários pontos do Nordeste, foram tratadas estatisticamente, e utilizadas nos experimentos e análises.

As séries de vento para o Nordeste foram obtidas a partir das seguintes publicações:

1. ***Wind Atlas for the Northeast of Brazil (WANEB)*** - Publicado pelo Centro Brasileiro de Energia Eólica em outubro de 1998, são as primeiras simulações dos recursos eólicos da região Nordeste do Brasil. As conclusões obtidas pelo WANEB são resultados de simulações computacionais utilizando o modelo atmosférico de mesoescala ETA/CPTEC e validados a partir de dados de vento de superfície, coletados em diversas estações anemométricas instaladas na região;

2. ***Panorama do Potencial Eólico no Brasil*** – Publicado em dezembro de 2002, pelo Centro Brasileiro de Energia Eólica em colaboração com a Agência Nacional de Energia Elétrica, Ministério de Ciência e Tecnologia e o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. Este trabalho baseado em estudos climatológicos, simulações atmosféricas com modelos de mesoescala (MM5) e de microescala (WAsP) e compilação de dados de superfície coletados em diversas estações anemométricas.

A figura 3.1 apresenta o Atlas Eólico do Nordeste utilizado neste trabalho de mestrado.



VELOCIDADE MÉDIA ANUAL [M/S]
50 m acima do nível da superfície

CLASSES DE ENERGIA	Mata	Campo Aberto	Litoral	Morro	Montanha
4	> 6,0	> 7,0	> 8,0	> 9,0	> 11,0
3	4,5 - 6,0	6,0 - 7,0	6,5 - 8,0	7,5 - 9,0	8,5 - 11,0
2	3,0 - 4,5	4,5 - 6,0	5,0 - 6,5	6,0 - 7,5	7,0 - 8,5
1	< 3,0	< 4,5	< 5,0	< 6,0	< 7,0

Figura 3.1 – Atlas Eólico do Nordeste. Fonte: Centro Brasileiro de Energia Eólica [Feitosa et al., 2002].

3.1.2 Europa

Para a quantificação dos recursos eólicos observados na Europa, foram utilizados dados de ventos, extrapolados para 50 metros, de 175 sistemas de medição de ventos. As extrapolações verticais foram realizadas utilizando o modelo atmosférico de microescala WAsP. Todas as torres anemométricas compunham a rede de informações utilizadas na elaboração do Atlas Eólico Europeu [Petersen & Troen, 1989]. Maiores informações sobre as estações instaladas na Europa são descritas no anexo 3.

Os recursos eólicos observados em várias regiões da Europa diferem entre si de forma significativa. As grandes variações de características de vento dessas regiões são explicadas por: gradientes de temperatura entre as massas de ar polares vindas do norte e as aquecidas massas subtropicais do sul; a presença das cadeias montanhosas dos Alpes, dos Pirineus e das montanhas Escandinavas e a distribuição de terra e mar em todo o território europeu (o oceano Atlântico ao oeste, o continente asiático à leste e o mar Mediterrâneo e o continente africano ao sul. Além da proximidade das regiões polares ao Norte).

As áreas com maiores potenciais eólicos da Europa são: parte da Escócia, na costa da Irlanda, numa pequena parte da Dinamarca, no sul da França e o Estreito de Gilbratar, ao sul da Espanha. Entretanto, a maior parte do continente apresenta velocidade de vento relativamente baixa e com grande dispersão em torno do valor médio. A Alemanha e a Espanha são os dois maiores mercados de energia eólica mundiais, correspondendo a 54,07 % da capacidade instalada. No geral, as características eólicas observadas nestes países

apresentam influências típicas de regiões montanhosas. A tabela 3.1 apresenta as principais características eólicas da Alemanha e Espanha.

Tabela 3.1 – Características eólicas da Alemanha e Espanha.

Características dos Recursos Eólicos			
Intensidade do vento	Baixa - moderada	Níveis de turbulência	Altos
Dispersão das ocorrências	Alta	Gradiente vertical	Alto
Constância direcional	Baixa	Variação sazonal	Alta
Valores extremos	Altos	Regularidade interanual	Baixa

A figura 3.2 ilustra a distribuição dos recursos eólicos em todo o continente Europeu.

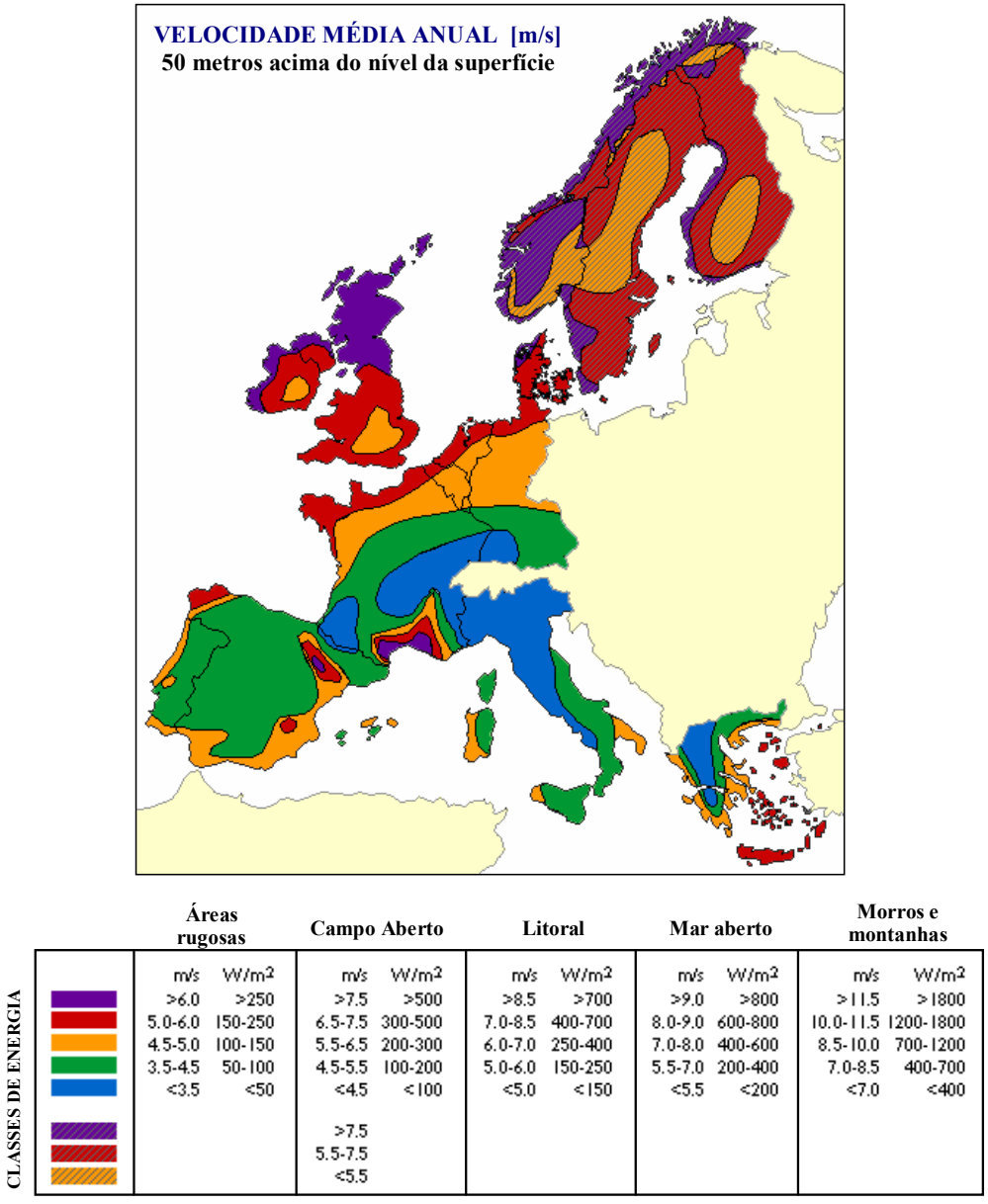


Figura 3.2 – Atlas Eólico Europeu. Fonte: Risø National Laboratory –Dinamarca.

3.1.3 Estados Unidos

Os dados de vento dos Estados Unidos, utilizados neste trabalho, foram coletados de 71 estações de medição de vento. Estas foram cuidadosamente escolhidas dentre as mais de 950 sistemas anemométricos e meteorológicos utilizados na elaboração do Atlas dos Recursos

Eólicos dos Estados Unidos [Elliott et al., 1986]. A altura de medição variou entre 29 e 61 metros, sendo estas extrapoladas verticalmente para a altura de 50 metros. Outras informações referentes às estações anemométricas nos Estados Unidos e utilizadas no âmbito desta dissertação, estão disponíveis no anexo 3.

As partes oeste e leste dos Estados Unidos apresentam numerosas áreas isoladas com bom potencial eólico. Estas áreas se concentram, quase que totalmente, sobre regiões com características montanhosas, como os cumes de serras, montanhas e elevadas planícies. A atratividade eólica destes locais, basicamente, se origina em efeitos orográficos (canalização e compressão vertical) e fortes variações térmicas (brisas de vales e montanhas).

Desta maneira, observam-se altos níveis de turbulência e gradientes verticais de velocidade, além de grandes variações nas ocorrências de velocidade e direção do vento. A tabela 3.2 apresenta as principais características eólicas do oeste e leste dos Estados Unidos.

Tabela 3.2 – Características eólicas dos extremos oeste e leste dos Estados Unidos.

Características dos Recursos Eólicos			
Intensidade do vento	Moderada - alta	Níveis de turbulência	Altos
Variabilidade	Alta	Gradiente vertical	Alto
Constância direcional	Baixa	Variação sazonal	Alta
Valores extremos	Muito altos	Regularidade interanual	Baixa

A figura 3.3 ilustra o Atlas dos Recursos Eólicos dos Estados Unidos.

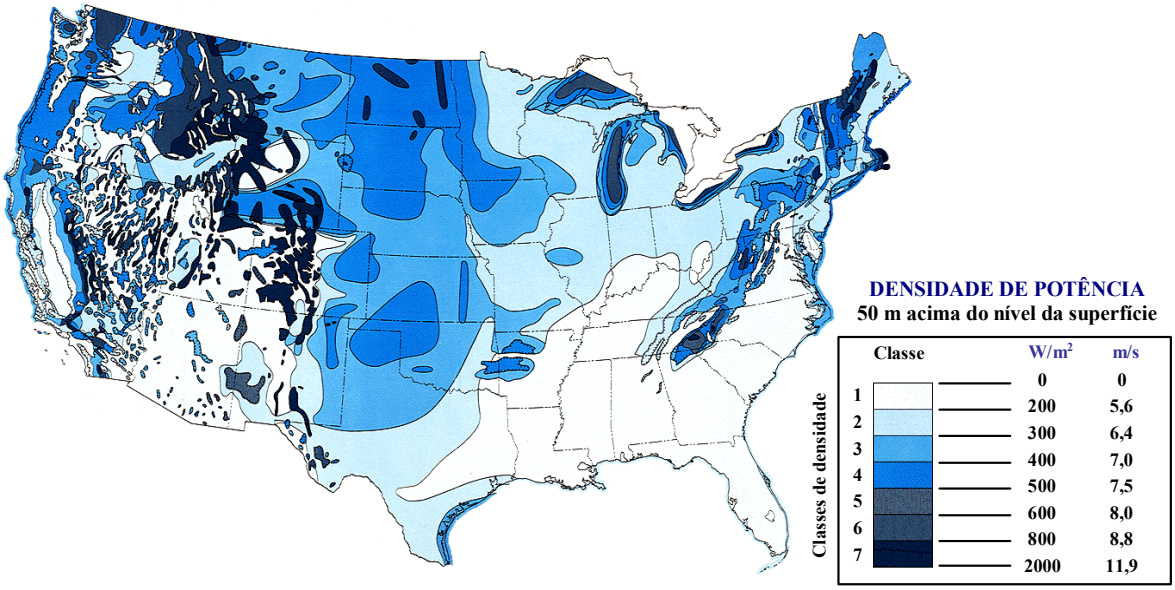


Figura 3.3 – Atlas Eólico dos Estados Unidos. Fonte: Pacific Northwest National Laboratory - EUA.

3.2 CARACTERISTICAS EÓLICAS DO NORDESTE E SEUS EFEITOS NAS TURBINAS EÓLICAS

As principais características de vento do Nordeste são apresentadas a partir de uma análise do comportamento operacional das maquinas eólicas. Desta forma, pôde-se identificar os principais efeitos dessas características na operação de turbinas eólicas fabricadas, exclusivamente, para atender as condições eólicas da Europa e dos Estados Unidos.

3.2.1 Velocidade do vento

Os primeiros estudos sobre o comportamento dos recursos eólicos do Nordeste datam dos anos 80 e foram baseados em hipóteses de análises dos mecanismos de ventos em macroescala e mesoescala, além de algumas poucas observações de campo. Nestes foram atribuídas à região características de vento com alta intensidade e pequena dispersão das ocorrências, além de grande regularidade interanual e constância direcional.

A utilização de distribuições probabilísticas como ferramentas para a representação simplificada das condições de vento de um local é uma prática muito comum na indústria eólica, pois estas conseguem agregar as inúmeras variantes que influenciam o comportamento do vento em seus parâmetros numeráveis. Desta forma, uma boa medida para avaliar o potencial eólico de um local é através da distribuição probabilística associada.

Em particular, [Feitosa et al., 1993] procedeu a forte associação entre a distribuição probabilística de Weibull e o comportamento do vento observado no Nordeste. Na distribuição de Weibull, seus dois parâmetros c e k estão diretamente associados ao valor médio e a dispersão das ocorrências da velocidade de vento, respectivamente. O capítulo 5 aborda exclusivamente a distribuição de Weibull.

No desenvolver desta dissertação, várias hipóteses e constatações acerca dos efeitos das características dos ventos nordestinos, quando da variação dos parâmetros de Weibull e da velocidade média do vento, puderam ser feitas e avaliadas. Antes, primeiramente, fez-se necessário à determinação das faixas típicas de ocorrências de velocidade média anual e dos parâmetros de Weibull. A tabela 3.3 apresenta estimativas destes valores a 50 metros de altura para a região Nordeste, a Europa e os Estados Unidos. Os resultados aqui apresentados foram baseados apenas nas informações disponíveis nos Atlas Eólicos de cada região, conforme apresentado na seção 3.1.

Tabela 3.3 – Faixas típicas de ocorrências de V_{anual}, k e c na altura de 50 metros.

Faixas típicas de ocorrências								
Local	Velocidade anual [m/s]		Parâmetros k de Weibull			Parâmetros c de Weibull		
	mínimo	*máximo*	*médio*	*mínimo*	*máximo*	*médio*	*mínimo*	*máximo*
Nordeste	5,0	10,0	3,36	2,5	4,5	8,06	6,0	10,0
Europa	3,5	9,0	1,80	1,0	2,5	6,95	4,0	10,0
EUA	4,0	10,0	2,04	1,0	3,0	7,21	5,5	10,0

A tabela 3.4 apresenta a distribuição de ocorrências da velocidade média anual para os sistemas anemométricos apresentados nos Atlas Eólicos da Europa, Nordeste e Estados Unidos.

Tabela 3.4 – Distribuição de ocorrências da velocidade média anual na altura de 50 metros.

V_{anual} [m/s]	Europa	Nordeste / BR	Estados Unidos
	% do total de sistemas	% do total de sistemas	% do total de sistemas
< 3,0	0,00%	0,00%	1,41%
3,0 – 4,0	5,71%	0,00%	7,04%
4,0 – 5,0	14,29%	0,00%	22,54%
5,0 – 6,0	20,57%	13,04%	11,27%
6,0 – 7,0	30,86%	13,04%	18,31%
7,0 – 8,0	21,14%	56,52%	15,49%
8,0 – 9,0	6,29%	17,39%	15,49%
9,0 – 10,0	0,00%	0,00%	7,04%
> 10,0	1,14%	0,00%	1,41%

A tabela 3.5 apresenta a distribuição de ocorrências do parâmetro *k* para os sistemas anemométricos apresentados nos Atlas Eólicos das três grandes regiões comparadas.

Tabela 3.5 – Distribuição de ocorrências do parâmetro *k* na altura de 50 metros.

k	Europa	Nordeste / BR	Estados Unidos
	% do total de sistemas	% do total de sistemas	% do total de sistemas
< 1,0	0,0 %	0,0 %	0,0%
1,0 – 1,5	24,6 %	0,0 %	11,3%
1,5 – 2,0	40,0 %	0,0 %	45,1%
2,0 – 2,5	34,3 %	0,0 %	25,4%
2,5 – 3,0	1,1 %	47,8 %	14,1%
3,0 – 3,5	0,0 %	13,0 %	2,8%
3,5 – 4,0	0,0 %	13,0 %	0,0%
> 4,0	0,0 %	26,1 %	1,4%

Nas tabelas 3.4 e 3.5, os valores grifados em vermelho indicam uma satisfatória concordância com os limites estabelecidos na tabela 3.3.

3.2.1.1 Geração anual

O impacto mais evidente na energia disponível pelo vento é causado pela dispersão das ocorrências da velocidade. Considerando a influência do parâmetro *k* nas ocorrências de velocidades mais altas e mais baixas e que a densidade de energia é diretamente proporcional ao cubo da velocidade, pode-se constatar que uma pequena variação de *k* ocasiona um grande impacto na energia disponível pelo vento.

A densidade de energia do vento é um mais importante parâmetros para análise do potencial eólico de um local. E é diretamente proporcional a velocidade cúbica média do vento. A densidade de energia é dada pela equação 3.1.

$$P(v) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3{}_m \tag{3.1}$$

Onde ρ é a massa específica do ar.

Aplicando a equação do terceiro momento da distribuição de Weibull – eq. (5.14) - na equação (3.1), tem-se a densidade de energia do vento em função de *c* e *k*.

$$P(v) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c^3 \cdot \Gamma(1 + \frac{3}{k}) \tag{3.2}$$

Substituindo c^3 por uma expressão resultante do cubo do primeiro momento da distribuição de Weibull, eq. (5.12), tem-se a expressão da densidade de energia em função da velocidade média e do parâmetro *k* da distribuição de Weibull:

$$P(v) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \left(\frac{v_m}{\Gamma(1 + \frac{1}{k})} \right)^3 \cdot \Gamma(1 + \frac{3}{k}) \tag{3.3}$$

A figura 3.4 apresenta um indicativo da densidade de energia média do vento em função da velocidade média anual e do parâmetro *k* de Weibull. Estes resultados foram computados a partir da equação (3.3), considerando o valor médio da massa específica do ar igual a 1,16 kg/m^3.

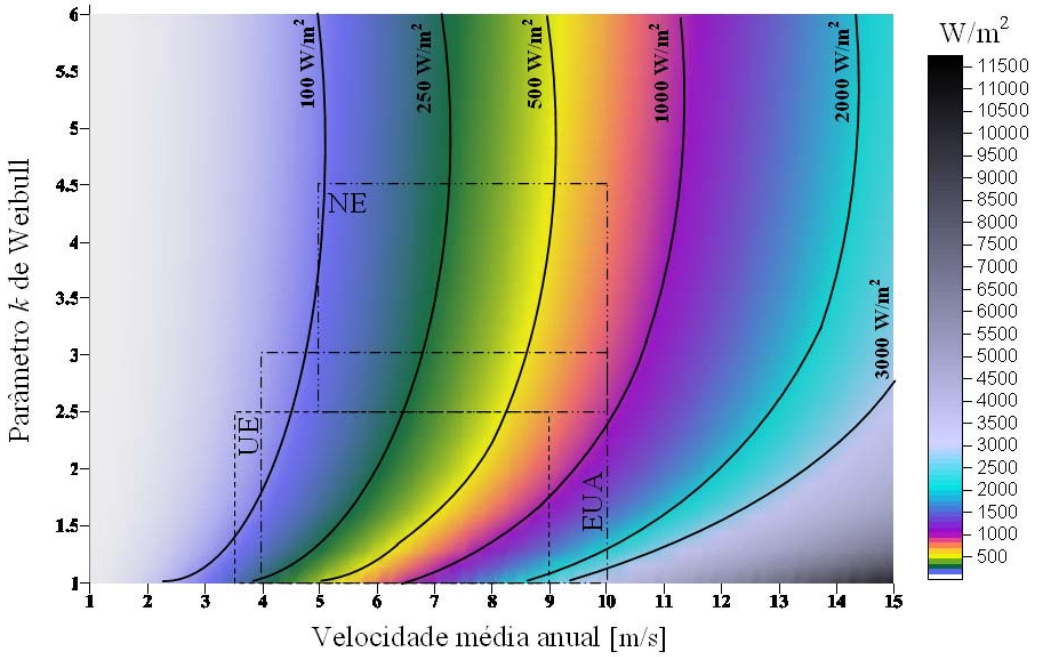


Figura 3.4 – Densidade de energia média do vento. ρ=1,16 kg/m^3.

Com base nos resultados apresentados na figura 3.4, a priori, pode-se supor que as condições de vento observadas na Europa e nos Estados Unidos são mais favoráveis para empreendimentos eólicos, pois seus ventos apresentam maior densidade de energia para uma mesma velocidade média anual. Entretanto, esta situação não é sempre verdadeira.

Todas as turbinas eólicas dispõem de mecanismos que controlam a potência elétrica de saída continuamente. Quando de altas velocidades de vento, a atuação desses mecanismos diminui a eficiência da máquina na conversão da energia cinética disponível no vento em energia elétrica. Desta forma, após a *velocidade de vento nominal*[10], é mantido o nível de potência da turbina; e interrompendo-o por completo ao atingir a velocidade de *CUT-OUT*[11].

Nas máquinas de controle *por passo (pitch)*[12], por exemplo, esta função é coordenada pelo sistema de controle, que checa instantaneamente a potência de saída e ajusta o *ângulo de passo*[13] das pás. Estes ajustes fazem com que a potência, após a velocidade nominal, seja sempre igual a potência nominal do gerador.

Nas turbinas com controle *por estol (stall)*[14], um fenômeno aerodinâmico mantém a potência de saída próxima a nominal. Este fenômeno é chamado de *estolamento*. A maior atuação destes mecanismos de controle pode ocasionar, sob determinadas condições de vento, uma redução na capacidade de geração da turbina; fazendo com que sob regimes de ventos bem mais energéticos, a produção elétrica da turbina diminua.

---

[10] É a menor velocidade do vento na qual a turbina eólica atinge a sua potência nominal.

[11] É a máxima velocidade do vento na qual a turbina eólica produz energia elétrica. Para a maioria das máquinas comercializadas esta velocidade é de 25 m/s.

[12] Controle de potência a partir de um sistema ativo do *ângulo de passo*.

[13] Ângulo entre a linha de corda da pá e o plano de rotação do rotor.

[14] Diz-se das turbinas com *ângulo de passo* fixo.

De forma geral, a produção elétrica de uma turbina (E_t) em um período h horas é calculada a partir da distribuição de velocidades (W) e da curva de potência P_c.

$$E_t = \sum_{i=1}^{n} W(i) \cdot P_{Ci} \cdot h \tag{3.4}$$

Onde, P_{ci} é a potência média produzida pela turbina eólica no i-ésimo intervalo e h é o número de horas.

A distribuição de velocidades pode ser representada pela distribuição probabilística de Weibull, fazendo W em função dos parâmetros v_m e k:

$$W(i) = e^{-\left(\frac{i-1}{\left(\frac{v_m}{\Gamma(1+\frac{1}{k})}\right)}\right)^k} - e^{-\left(\frac{i}{\left(\frac{v_m}{\Gamma(1+\frac{1}{k})}\right)}\right)^k} \tag{3.5}$$

Onde $W(i)$ é a probabilidade de ocorrências no intervalo i.

O fator de capacidade (FC) de uma turbina eólica sob determinada condição de vento é:

$$FC = \frac{E_t}{P_n.h} \tag{3.6}$$

Onde P_n é a potência nominal da turbina eólica.

Considere um local no Nordeste com velocidade média anual de 7 m/s e k igual a 3,36. A estimativa de geração anual para uma turbina eólica NEG Micon de 1,5 MW, modelo NM72C 60Hz e controle de potência *por passo*, é de aproximadamente 37.930 MWh; correspondendo a um fator de capacidade de 28,87 %.

Considere, agora, uma turbina eólica idêntica instalada num local da Europa com k igual a 1,80 e com a mesma velocidade média anual. Admitindo que a massa específica do ar também é igual a 1,16 kg/m^3, a geração anual seria de 41.630 MWh e FC de 31,69 %.

Desta forma, conclui-se que na Europa o mesmo modelo de turbina produziria 9,74 % a mais de energia. Considerando a vida útil dessas máquinas de 20 anos, o projeto no Nordeste produzia aproximadamente 73.920 MWh menos energia que o da Europa; quase 2 anos de geração da central nordestina. Vale lembrar que para os dois exemplos foi considerada a massa específica igual a 1,16 kg/m^3. Se fosse atribuída a central européia o valor de massa específica de 1,225 kg/m^3, a diferença na geração saltaria de 9,74 % para 14,67 %.

Admitindo as mesmas condições do exemplo anterior e modificando apenas a velocidade média anual para 9 m/s, a estimativa da geração anual da central eólica nordestina seria 10,83 % maior que a da Europa. Utilizando nos cálculos a massa específica do ar padrão de cada local, esta diferença cairia para 7,01 %.

Todas as estimativas de geração anual foram calculadas para 100 % de disponibilidade da máquina e não consideraram as reduções da performance devido a fatores externos, como sujeira, chuva ou insetos nas pás, efeitos topográficos e de esteira, e perdas elétricas.

A figura 3.5 ilustra a turbina eólica NEG Micon 1,5 MW.

Figura 3.5 – Turbina Eólica Neg Micon NM72C 1.500 kW.

A figura 3.6 apresenta os valores anuais de fator de capacidade para diferentes relações de velocidade média e parâmetro *k*. A turbina eólica utilizada neste exemplo é a NEG Micon NM72C de 1,5 MW, com curva de potência corrigida[15] para a massa específica do ar de 1,16 kg/m^3.

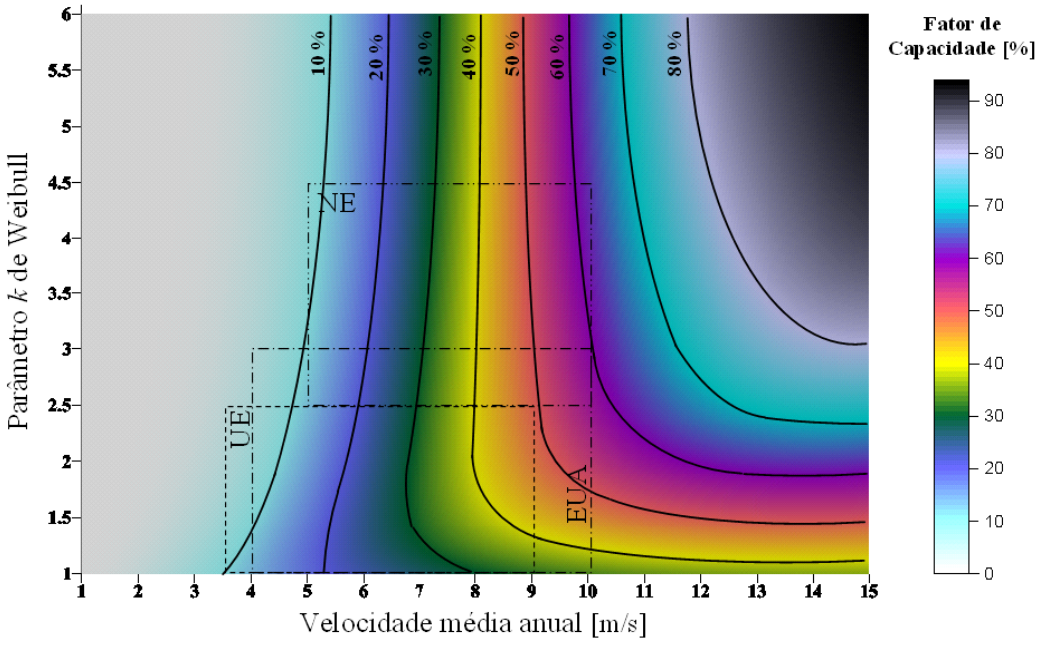


Figura 3.6 – Fator de capacidade da turbina eólica NM72C. ρ=1,16 kg/m^3.

[15] No âmbito desta dissertação, os experimentos que envolvem curvas de potência serão computados para a massa específica média igual a 1,16 kg/m^3. Este procedimento almeja uma melhor representatividade dos resultados para as condições climáticas observadas no litoral Norte-Nordeste (onde se encontra o maior número de projetos autorizados pela ANEEL).

Sob as condições admitidas e para um local com velocidade média anual inferior a 8m/s, em geral, a ocorrência de valores menores de *k* induzem a máquina para uma maior produção de energia elétrica. Entretanto, nos locais com velocidade superior a este patamar, o fenômeno se inverte, fazendo com que os altos valores de *k* respondam com um incremento na geração anual. A figura 3.7 ilustra melhor este comportamento.

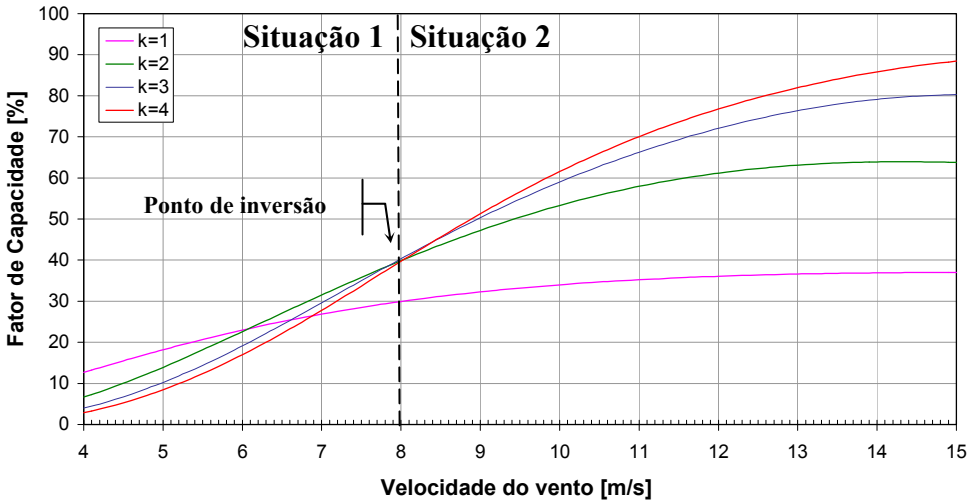


Figura 3.7 – Performance da turbina NM72C de 1,5 MW para diferentes condições eólicas. ρ=1,16 kg/m^3.

O mecanismo que governa o comportamento geral das curvas apresentadas na figura 3.7 está ligado ao casamento da curva de potência e da distribuição de velocidades. Para as velocidades médias mais baixas (Situação 1), a maior dispersão das ocorrências de velocidade (*k* mais baixos) assegura um aumento da produção. Neste caso, as ocorrências de velocidades altas têm maior participação na geração. (ver figura 3.8 - linha tracejada fina)

À medida que a velocidade média aumenta, a discrepância na geração entre um alto e baixo valor de *k* vai minimizando, devido às baixas velocidades que ocorrem nos casos de *k* pequeno (entre 1 e 2). Estas baixas velocidades compensam as produções em potência nominal. Além disso, é maior a freqüência com que atua os mecanismos de controle, mantendo inalterado o nível de geração. Isso provoca a convergência das curvas para um ponto de inversão, diminuindo a sensibilidade à variação de *k*. Para velocidades médias muito altas, ocorre, ainda, uma maior freqüência de parada da produção por CUT-OUT. (ver figura 3.8 – linha tracejada grossa)

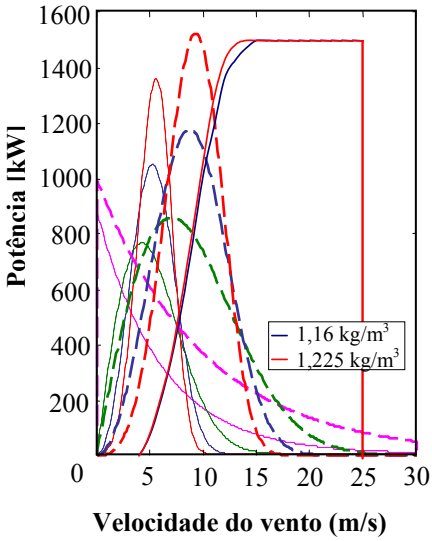


Figura 3.8 – Curva de potência e distribuição de velocidades.
Linha tracejada fina: c=6 m/s.
Linha tracejada grossa: c=10 m/s.

Vale lembrar que esta diferença é proporcional a energia produzida, e apresenta a realidade para a viabilização econômica de um empreendimento. Via de regra, quanto maior a velocidade do vento, maior será a quantidade de energia produzida; e conseqüentemente, mais rápido será o retorno do investimento.

Na situação 2, é importante observar o aumento da taxa de crescimento da discrepância entre os fatores de capacidades, para um *k* alto e outro baixo, à medida que a velocidade média anual aumenta. Na situação 1, esta diferença não é tão acentuada.

Esta avaliação é de grande importância, pois os comportamentos observados podem ser considerados padrões para a maioria das máquinas comercializadas no mercado. Entretanto a velocidade que ocorre a inversão das curvas de fator de capacidade depende, principalmente, da velocidade de vento nominal de cada turbina eólica.

Este fenômeno de inversão se expõe como um impulsor para os empreendimentos no Nordeste, pois simulações do comportamento dos ventos apresentam a ocorrências de altas velocidades médias anuais em extensas áreas dos litorais do Piauí, do Ceará, do Rio Grande do Norte , da Paraíba e do extremo norte de Pernambuco, além de uma grande quantidade de áreas isoladas de serras, chapadas e montanhas do Nordeste Continental. Assim, pode-se afirmar que para as condições eólicas destes locais, quanto menor a velocidade de vento nominal da máquina, melhor será a performance da turbina eólica.

A velocidade de vento nominal pode ser vista como mais um parâmetro para a escolha da melhor máquina a ser utilizada numa central eólica, pois a partir dele pode se obter resultados melhores para ventos com altas velocidades médias e valores de *k*.

3.2.1.2 Carregamentos extremos e fadiga

Uma área muito discutida pela indústria eólica diz respeito aos carregamentos extremos e de fadiga induzidos por determinadas condições de vento. Seguramente pode-se admitir que as características de vento diferem de local para local e seria impraticável o desenvolvimento de um modelo de máquina adequado para um deles.

Para isso, foram elaboradas séries de normas e padrões que asseguram a segurança e o perfeito funcionamento das turbinas eólicas sob as mais variadas condições de vento. Estas normas definem os carregamentos críticos de projeto pelos quais as turbinas precisam resistir durante sua vida útil.

A norma IEC 61400-1 [IEC,1999], por exemplo, especifica 5 classes construtivas de turbinas eólicas. Os parâmetros de projetos para cada uma das classes são atrelados a uma *velocidade de referência* - V_{ref}, igual a 5 vezes a velocidade média anual. A tabela 3.6 apresenta os parâmetros básicos para cada classe de turbina especificada pela IEC.

Tabela 3.6 – Parâmetros básicos das classes de turbinas pela IEC.

Classe:		**I**	**II**	**III**	**IV**	**S**
V_{ref} [m/s]		50	42,5	37,5	30	Valores especiais e especificados no projeto
V_{anual} [m/s]		**10**	**8,5**	**7,5**	**6**	
A	I_{15} / a	18 % / 2	18 % / 2	18 % / 2	18 % / 2	
B	I_{15} / a	16 % / 3	16 % / 3	16 % / 3	16 % / 3	

A – Condições características de altas turbulências B - Condições características de baixas turbulências a – fator ligado a turbulência.

As classes de turbinas são definidas apenas em termos da velocidade média e de dois níveis de intensidade de turbulência (16 % e 18 %). Foi assumido que a velocidade do vento é distribuída por Rayleigh (k=2) e que as classes de turbulência cobrem a maioria das faixas de operação das máquinas (que vão desde áreas costeiras a terrenos altamente complexos).

Para a caracterização das condições de carregamento e segurança, a norma divide o regime de vento em condições normais e em condições extremas; além de definir 5 eventos específicos sob os quais a turbina deve ser projetada. Estes eventos são:

I. *Rajada extrema em operação* (EOG): Quantifica as rajada de vento extremas para o período de 1 ano e 50 anos;

II. *Mudança coerente de rajada* (ECG): Quantifica a magnitude e o tempo de mudança sustentada das rajadas de vento;

III. *Mudança de direção extrema* (EDC): Quantifica a magnitude e o tempo de mudanças extremas da direção do vento;

IV. *Mudanças sustentadas da rajada e da direção* (ECD): Quantifica a mudança simutânea da rajada e direção sustentadas;

V. *Expoentes extremos de corte da velocidade* (EWS): Quantifica os expoentes verticais e horizontais extremos para o período de 1 ano e 50 anos.

Num recente esforço por parte de diversas instituições européias foi procedida uma avaliação precisa dos parâmetros eólicos que influenciam nos carregamentos extremos e de fadiga, além de uma revisão criteriosa dos modelos teóricos admitidos pelas normas IEC. As principais conclusões deste trabalho [ECN, 1999] foram:

- Todos os parâmetros básicos e eventos referenciados na norma IEC também são sensíveis ao parâmetro de forma *k,* e não apenas à velocidade média e aos níveis de turbulência. A velocidade de referência - V_{ref} pode ser relacionada ao parâmetro *k* de Weibull a partir da distribuição de extremos de Gumbel e de uma versão assinóptica da *fdp* de Weibull. (equação 3.7 e figura 3.9)

$$\frac{V_{ref}}{V_{anual}} = \frac{(\ln \eta)^{\frac{1}{k}-1}}{k \cdot \Gamma(1+\frac{1}{k})} \cdot \left\{k \cdot \ln \eta - \ln\left[-\ln\left(1-\frac{1}{T_r}\right)\right]\right\} \qquad (3.7)$$

Onde, η é o número de eventos independentes por ano e T_r é período de retorno.

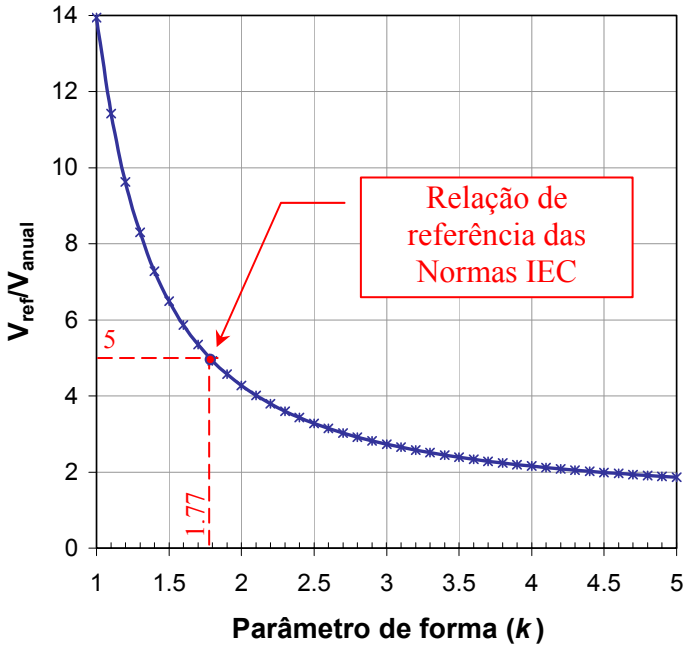


Figura 3.9 – Razão entre a V_{ref} e a V_{anual} em função do parâmetro *k*. [ECN, 1999]

- Os valores extremos de velocidade normal (10 minutos) e rajada (3 segundos) são inversamente proporcionais ao parâmetro *k*;
- Os valores de V_{ref} especificados para cada classe de turbina são aceitáveis a partir de valores de *k* igual a 1,77 (*condição mínima*);
- Os carregamentos de fadiga relacionados a um aumento na intensidade de turbulência são significativamente danosos e dominantes, na ordem de 2 a 3, sobre os outros parâmetros avaliados;

- Para as condições típicas de um terreno complexo recomenda-se um aumento da relação entre a $V_{ref.}$ e a velocidade média anual de 5 para 6,6. Numa segunda consideração, os níveis de intensidade de turbulência à 15 m/s (IT_{15}) de 16 % a 18 % utilizados na norma IEC cobrem apenas as operações em locais que apresentam valores de IT_{15} entre 13 % e 15 %, respectivamente. Os 3 % extras nos níveis de turbulência irão compensar um aumento de aproximadamente 20 % nos carregamentos de fadiga induzidos pelos efeitos relacionados à complexidade do terreno. Operações em locais com IT_{15} acima de 15 % exigem uma reavaliação das cargas de fadiga baseadas nos novos parâmetros de Weibull e condições de turbulência.

Como mencionado, os ventos típicos do litoral nordestino caracterizam-se por altas intensidades, forte regularidade e grande constância direcional, altos valores de *k*, baixos níveis de turbulência e pequeno gradiente vertical de velocidade. Muitos deles aquém dos considerados típicos pela norma.

Essas características singulares atentam para um possível sobre-dimencionamento das máquinas eólicas diante as condições críticas de vento do Nordeste; abrindo uma possibilidade de extrapolação das faixas de velocidade anuais recomendadas para cada classe. Assim, por exemplo, uma máquina projetada para atender os requisitos especificados na classe II, poderá operar, sob as condições de vento do Nordeste, num local com velocidade média anual um pouco superior à recomendada pela norma; e que, por exemplo na Europa, exigiria uma turbina eólica classe I.

Vale salientar que a mudança para uma classe de turbina imediatamente superior, aumenta o valor do equipamento na ordem de 12 % a 15 %.

3.2.1.3 Otimização de máquinas eólicas

A maioria das máquinas eólicas atualmente comercializadas possui características construtivas e de projeto adequadas para maximizar a sua performance sob condições de vento e de infra-estrutura observadas na Europa e nos Estados Unidos. Desta forma, não é absurdo propor meios de otimização das turbinas eólicas para as condições de vento do Brasil, especialmente as do Nordeste.

Todos os processos de otimização de turbinas eólicas almejam uma diminuição significativa no custo da energia, a partir de um incremento na geração; sem que isso represente em elevados encargos. Os procedimentos de otimização geralmente utilizados vão desde simples modificações no diâmetro do rotor e na altura da torre até complexos projetos de reengenharia de todos os principais componentes da turbina.

Qualquer desses processos exige um equilíbrio entre cada modificação e a sua resposta aeroelástica na estrutura do conjunto. Em vários pontos da região Nordeste, os diminutos níveis de turbulência e a pequena dispersão nas ocorrências de velocidade possibilitam a admissão de hipóteses animadoras a respeito de um maior proveito para qualquer que seja o processo de otimização. Por exemplo, um incremento na produção de energia por um diferenciado aumento do comprimento das pás, sem que isso impute em carregamentos críticos, muitas vezes proibitivos para as condições européias.

Numa segunda hipótese, o desenvolvimento de perfis aerodinâmicos que maximizem a produção nas faixas de velocidade típicas do Nordeste. E até mesmo um projeto reengenharia dos principais componentes da máquina, desde que os altos custos envolvidos sejam justificados pelo potencial, ou por um futuro aquecimento do mercado nacional.

Desta forma pode-se supor que as possibilidades de ganhos extras e substanciais na geração, em virtude das singulares condições eólicas do Nordeste, ultrapassam as expectativas baseadas em experiências práticas da Europa e dos Estados Unidos.

3.2.2 Massa específica do ar

A massa específica do ar exerce uma forte influência na geração eólica. Locais que apresentam densidades elevadas são mais energéticos, pois seus ventos possuem maior quantidade de energia cinética. Sabe-se que nas latitudes que compreendem o continente europeu e o norte-americano, as ocorrências de densidades médias do ar são mais elevadas que as observadas no Nordeste. Desta forma, pode-se garantir que os ventos destes locais dispõem de maior quantidade de energia, considerando uma mesma condição de vento.

A massa específica do ar é afetada por variações na temperatura e na pressão atmosférica. Desta forma, a quantificação precisa dos efeitos de diferentes massas específicas na geração eólica é uma tarefa trabalhosa, pois afeta instantaneamente a potência de saída da turbina, exigindo a medição desses dois parâmetros climatológicos.

Geralmente se emprega uma *curva de potência*[16] corrigida para a massa específica do ar no local do empreendimento. Entretanto, os efeitos reais dessa correção em muito se diferem de projeto para projeto, dependendo do modelo de turbina eólica a ser utilizada (principalmente quanto ao tipo de controle de potência e a velocidade de vento que atingem a potência nominal) e das condições de vento a que estará submetida.

As figuras 3.10 e 3.12 apresentam exemplos de reduções percentuais na geração anual devido à mudança da massa específica de 1,225 kg/m^3 para 1,16 kg/m^3. Os cálculos foram executados para diferentes regimes de vento, representados pela relação v_{anual} e k. No primeiro exemplo, foi utilizada uma turbina NEG Micon de 1.500 kW, com controle de potência por *passo* e velocidade de vento nominal de 14 m/s. Vale salientar que neste tipo de controle, as turbinas não sofrem ajustes permanentes nas pás; sendo assim, a mesma maquina é utilizada para qualquer valor de massa específica do ar.

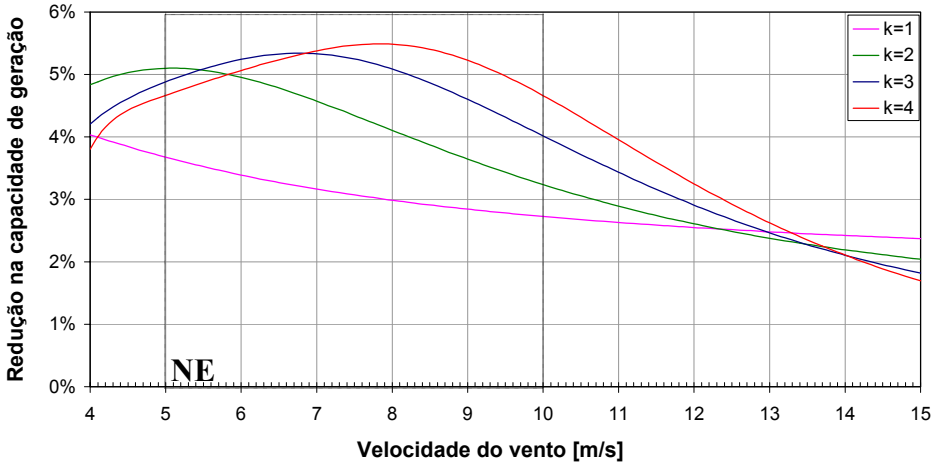


Figura 3.10 – Redução percentual na geração anual devido à mudança da massa específica de 1,225 kg/m^3 para 1,16 kg/m^3 (NEG Micon NM72C).

Num segundo exemplo, foi utilizada uma turbina Nordex de 1.300 kW, modelo N60 60Hz e controle de potência por *estol* e velocidade de vento nominal de 15 m/s. Neste tipo de

[16] Potência elétrica gerada pela turbina eólica em função da velocidade do vento.

controle, a máquina sofre um ajuste fixo no *ângulo de passo* das pás. Esta é uma medida de otimização para determinadas massas específicas, e é feita durante o período de montagem do rotor. A figura 3.11 ilustra a turbina eólica Nordex 1,3 MW.

Figura 3.11 – Turbina eólica Nordex N60 1.300 kW.

A figura 3.12 apresenta a redução percentual na geração anual devido a mudança da massa específica do ar para uma turbina Nordex N60.

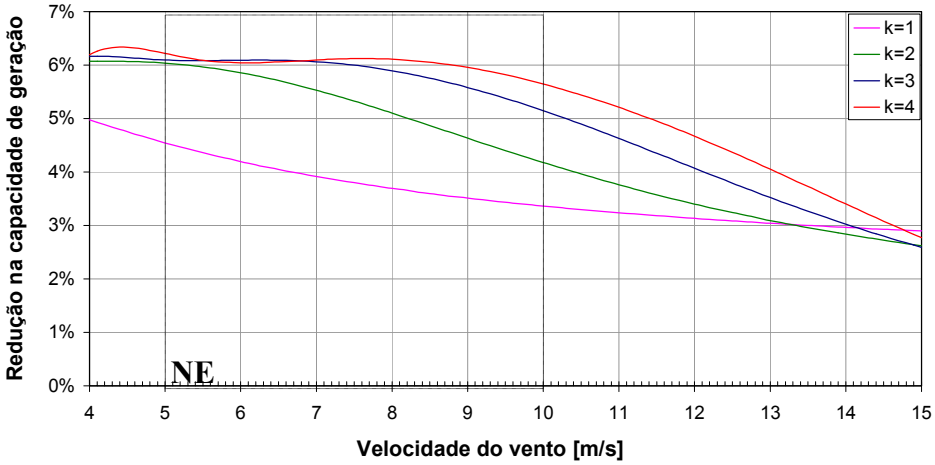


Figura 3.12 – Redução percentual na geração anual devido à mudança da massa específica de 1,225 kg/m^3 para 1,16 kg/m^3 (Nordex N60)

Avaliando os resultados apresentados nas figuras 3.10 e 3.12, observam-se comportamentos condicionados às propriedades das curvas de potência de cada máquina, principalmente ao fato destas serem ajustadas para garantir a potência nominal do gerador após a velocidade de vento nominal.

Nas máquinas de controle *por passo,* o ajuste automático do *ângulo de passo* das pás faz com que o nível de potência gerada, após a velocidade nominal, seja sempre a mesma; independente da variação na massa específica do ar.

Nas máquinas de controle *por estol,* o *ângulo de passo* é modificado e fixado, priorizando a manutenção do nível de geração o mais próximo possível da potência nominal especificada para as condições padrão.

A figura 3.13 ilustra a faixa de atuação desses ajustes na potência de saída, estando as máquinas operando nas condições padrão e com massa específica do ar igual a 1,16 kg/m^3.

O mecanismo que governa o comportamento geral das curvas apresentadas nas figuras 3.10 e 3.12 é: o crescimento gradual das ocorrências de altas velocidades - pelo aumento da intensidade média ou pela diminuição do parâmetro *k* - provoca um igual incremento na atuação das medidas de controle de potência das máquinas. Nas faixas de atuação dessas medidas (ver figura 3.13), a produção da turbina é praticamente insensível a variações na densidade. E a medida que a velocidade aumenta maior será o tempo de produção nesta faixa. Isso provoca o decaimento gradual das curvas observadas em ambas as figuras.

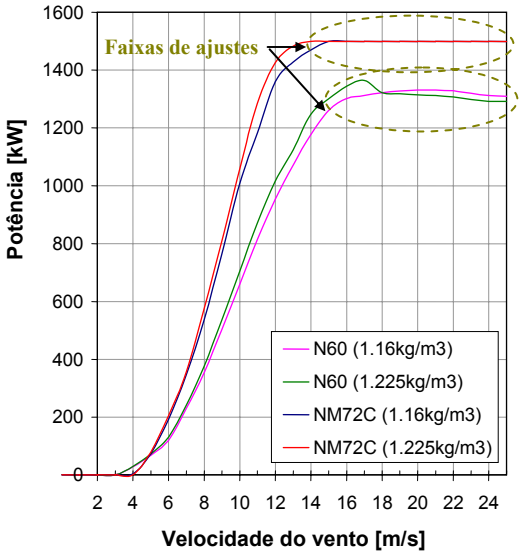


Figura 3.13 – Faixas de atuação do controle da potência.

O menor desempenho apresentado pela turbina controlada *por estol* pode ser explicado pelo ajuste fixo do *ângulo de passo*. Esse ajuste provoca uma pequena diminuição da eficiência aerodinâmica das pás para as velocidades mais baixas. Esta perda é somada a redução da capacidade de geração devido a menor densidade. Um ponto importante é que, em ambos os exemplos, na faixa típica de velocidade do Nordeste coincide com as maiores reduções na capacidade de geração das turbinas eólicas devido à mudança na massa específica do ar.

Considerando que estes fenômenos são intrínsecos às curvas de potência das turbinas eólicas, pode-se admitir que o comportamento observado é padrão, independentemente da tecnologia de controle de potência avaliada. Entretanto, a velocidades de vento na qual cada curva irá iniciar seu decaimento vai depender das características de cada modelo de máquina e das condições de vento do local.

Pôde-se estimar, ainda, uma faixa média de redução na capacidade de geração anual, devido à mudança da massa específica do ar para o padrão do Nordeste; sendo esta de 3,5 % a 6,5 %. Entretanto a determinação de um valor exato está fortemente ligada às condições de vento de cada local e da máquina utilizada no projeto.

3.2.3 Direção do vento

Os mecanismos de macroescala condicionam ciclos sazonais da direção de vento. Em geral, as regiões tropicais (*Ventos Alísios*) apresentam pequenas e regulares variações de direção – até menores que 30º. Nas médias e altas latitudes, entretanto, estas variações são bem maiores e bruscas, que podem ultrapassar 180º (*Ventos de Oeste* e *Polares*).

Em mesoescala, os gradientes térmicos nas regiões litorâneas e continentais (brisas) condicionam, muitas vezes, grandes variações diárias. Em ambas as escalas, estas variações não acarretam grandes problemas na operação das máquinas eólicas.

Em microescala, a direção do vento apresenta variações de altas freqüências, induzidas pela interação do vento com as condições topográficas e da disposição dos efeitos térmicos localizados. Estas rápidas variações insuflam fortes perturbações no rotor e na torre da turbina. A freqüência e a magnitude destas variações tem um impacto significante nos níveis de carregamento de fadiga para vários componentes.

Combinando os efeitos nessas três escalas, o Nordeste do Brasil apresentam variações na direção bem menores das que ocorrem na Europa e nos Estados Unidos. A tabela 3.7 ilustra os resultados de um experimento que compara os sistemas anemométricos instalados no Nordeste e na Europa (apresentados na seção 3.1) com relação aos setores com ocorrências de vento superiores a 5% do período de um ano.

Tabela 3.7 – Setores com freqüência de ocorrências superior a 5%.

No. setores	Nordeste	Europa
	% do total de sistemas	*% do total de sistemas*
2 setores	0,00%	0,00%
3 setores	8,70%	0,57%
4 setores	56,52%	1,71%
5 setores	34,78%	1,14%
6 setores	0,00%	4,00%
7 setores	0,00%	7,43%
8 setores	0,00%	8,57%
9 setores	0,00%	16,00%
10 setores	0,00%	21,14%
11 setores	0,00%	18,86%
12 setores	0,00%	20,57%

Os resultados experimentais apresentados na tabela 3.7 comprovam a ocorrência de pequenas variações de direção nos recursos eólicos do Nordeste (100 % dos sistemas instalados apresentam variações entre 3 e 5 setores adjacentes). Enquanto que na Europa, estas variações de direção são bem mais acentuadas, e provenientes de quase todas as direções (76,57 % dos sistemas apresentaram variações entre 9 e 12 setores).

Quando uma turbina eólica opera em giro (yaw) alguns componentes do fluxo de vento induzem uma flutuação dos carregamentos aerodinâmicos, os quais excitam a dinâmica estrutural da máquina. E em muitos casos é acompanhado pela ocorrência de estol dinâmico, que aumentam os carregamentos de fadiga, principalmente, nas altas velocidades de vento. Desta forma, as variações bruscas de direção induzem esforços cíclicos nas turbinas eólicas, tornando-se maiores à medida que o ângulo de giro aumenta.

Visando os efeitos das variações bruscas da direção, as normas IEC especificam critérios de projeto para cada classe de turbina (**eventos No. III e IV, apresentados na seção 3.2.1.2**).

Para o Nordeste, estas menores variações possibilitam uma redução de possíveis perdas e efeitos de múltiplos níveis da geração relacionados ao sistema de giro da turbina

[Fuglsang et al, 1999] [Corten et al, 1999]. Além disso, permite uma diminuição dos carregamentos de fadiga em vários componentes da estrutura. Pode-se supor na redução dos custos para aquisição de máquinas eólicas, ligada a um projeto simplificado do sistema de giro, adequado para as características eólicas do Nordeste.

3.3 ESTUDOS ADAPTADOS ÀS CONDIÇÕES DO NORDESTE

3.3.1 Justificativa

O valor da geração anual é o parâmetro mais importante para o desenvolvimento de estudos de viabilidade econômica de projetos eólicos. Os resultados de uma predição de geração anual envolvem incertezas nas quais podem assumir diferentes proporções dependendo do tipo de projeto eólico, da qualidade dos dados de vento e dos procedimentos e modelos numéricos utilizados nas análises.

A figura 3.14 ilustra as incertezas no campo de energia quando da utilização de dados de vento de alta qualidade coletados por sistemas anemométricos especiais e dados de baixa qualidade coletados por estações meteorológicas.

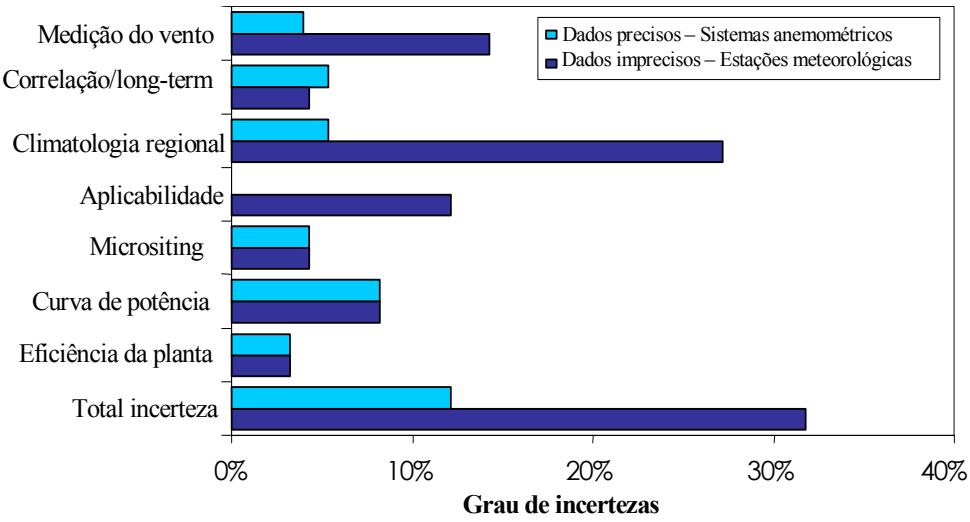


Figura 3.14 – Incertezas da geração anual. [Strack, 2003]

Um importante fator que garante a confiabilidade dos resultados é a precisão dos dados anemométricos de entrada. Por exemplo, dados de velocidade de alta qualidade apresentam pequenas incertezas, na ordem de 1 a 2 % (o que corresponde a aproximadamente de 3 a 5 % para a geração anual). Entretanto, não adianta dispor de dados precisos, se os métodos utilizados para o tratamento e análises dessas informações não os garantam.

Diante disso, estimativas da geração anual com grandes incertezas aumentam os riscos do empreendimento, podendo resultar até em prejuízos para o investidor. Principalmente projetos em áreas com baixas velocidades de vento, onde as incertezas têm um peso maior na viabilidade do projeto [Strack, 2003].

3.3.2 Estudos específicos para as condições de vento do Nordeste

As variações na velocidade do vento e em sua direção constituem fenômenos complicados, causados por fatores temporais e espaciais, que podem ser representados por

métodos estocásticos[17]. A engenharia eólica, geralmente, faz uso de ferramentas estatísticas e probabilísticas para a representação dos diversos fenômenos eólicos que se desejam analisar.

Análises puramente estatísticas, geralmente, não apresentam grandes problemas de incertezas e são insensíveis as condições de vento. Isso ocorre devido aos modelos determinísticos permitirem resultados exatos.

Em contrapartida, para vários parâmetros eólicos são utilizados modelos não-determinísticos, pois as condições sob as quais a análise é executada não permite um resultado exato e verdadeiro, e determinam apenas o comportamento probabilístico das observações. Neste tipo de análise são constatadas as maiores fontes de incertezas, pois a escolha da distribuição probabilística adequada e as condições iniciais admitidas para a formulação do modelo, muitas vezes, são condicionadas para melhor representar características eólicas específicas.

Exemplos explícitos desta afirmação podem ser encontrados nos fundamentos teóricos de alguns dos programas de análise de dados de vento desenvolvidos na Europa e Estados Unidos. Boa parte utiliza a distribuição de Rayleigh (k=2) para calcular a distribuição de velocidades. Nestes casos, a caracterização de séries temporais do Nordeste não seriam adequadamente representativa, pois os valores de k geralmente observados no Nordeste são bem maiores que 2.

A figura 3.15 apresenta um gráfico dos erros das estimativas da energia gerada anual quando as distribuições de velocidades são calculadas a partir de Rayleigh. Nestes exemplos foi utilizada uma turbina eólica NEG Micon 1.500 kW, modelo NM72C, sob diferentes condições de vento (velocidades médias anuais e dispersões de ocorrências, retratadas por 5 diferentes parâmetros k de Weibull).

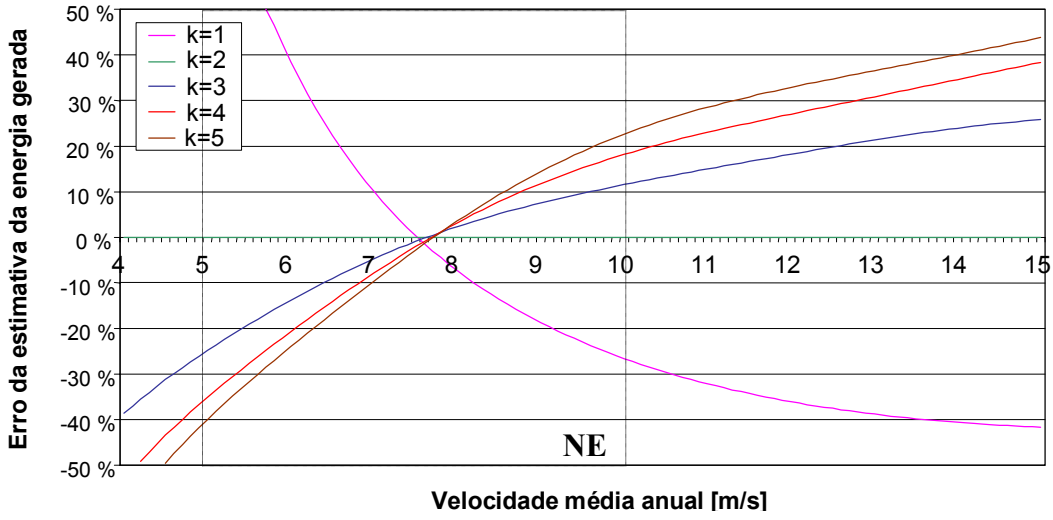


Figura 3.15 – Erro da estimativa da energia gerada pela utilização da distribuição de Rayleigh.

A figura 3.15 apresenta claramente que, para este modelo de turbina eólica e condições eólicas do Nordeste, os erros da estimativa da energia gerada pela utilização da distribuição de

[17] Modelo matemático cujas variáveis respondem a uma distribuição específica. Tais modelos não oferecem soluções únicas, mas apresentam uma distribuição de soluções associadas a probabilidade, segundo uma determinada distribuição de probabilidades. Ou seja, modelos matemáticos que incorporam elementos probabilísticos e os resultados são expressos em termos de probabilidade.

Rayleigh variam de -40 % a 22 %. Estes erros são dependentes das condições de vento do local, representadas pela velocidade média anual e pelo parâmetro *k*.

Se a distribuição de Weibull fosse utilizada para representar as condições de vento apresentadas nestes exemplos, os erros da estimativa da energia gerada não seriam maiores que ±2 %. Estes foram exemplos claros da escolha inadequada da distribuição probabilística.

Entretanto, a utilização da distribuição de Weibull não é garantia de resultados precisos. A representatividade dos resultados está relacionada às condições iniciais admitidas no processo de estimativa dos parâmetros da distribuição. De um modo geral, os programas de análise de dados de vento desenvolvidos na Europa e Estados Unidos admitem condições iniciais apropriadas para condições eólicas com grandes dispersões das ocorrências (ventos típicos destes países).

Nestes casos, as incertezas associadas aos resultados são maiores que os esperados, pois estão associados a erros numéricos das condições iniciais admitidas. Entretanto, estes modelos podem ser melhorados significativamente pela utilização de condições que considerem as características típicas de vento do Nordeste. As seções 4.3.3.3, 5.2.4 e 6.2.2 abordam de forma mais aprofundada o tema em questão.

Em todos os experimentos e análises apresentados neste capítulo, propositalmente, procurou-se ressaltar a importância da distribuição de Weibull, que representado pelos seus dois parâmetros *k* e *c*, representam de forma satisfatória o comportamento dos recursos eólicos do Nordeste. O motivo para tanto advém do fato das mudanças mais significativas no comportamento operacional das máquinas eólicas, sob as condições de vento no Nordeste, estarem diretamente ligadas aos altos valores de *k*. Sendo assim, o desenvolvimento de métodos de estimativas dos parâmetros de Weibull adequados para essas condições de vento é de extrema importância.

No capítulo 6 desta dissertação é apresentado de um novo método de estimativa dos parâmetros de Weibull, totalmente adaptado às condições de vento do Nordeste. Os capítulos 4 e 5 apresentam considerações importantes e os fundamentos matemáticos dos principais modelos estatísticos e probabilísticos de vento que serviram de base para o desenvolvimento e a validação deste novo método, chamado de *Método da Energia Equivalente*.

4. MODELAGEM - ESTATÍSTICA DO VENTO

4.1 INTRODUÇÃO

O emprego da matemática para representação do comportamento do vento começa pela construção de modelos determinísticos (estatística[18]) e não-determinísticos (probabilidade[19]) para os diversos fenômenos que se desejam analisar. O bom resultado de um modelo depende de que os pormenores desprezados sejam ou não realmente insignificantes para o comportamento do fenômeno. A resolução matemática do fenômeno pode estar correta e, não obstante, em grande discordância com as observações, simplesmente pelas hipóteses feitas inicialmente.

Tratamentos estatísticos e probabilísticos de dados de vento visam à caracterização dos recursos eólicos de um local. Geralmente, estas informações subsidiam projetos de centrais eólicas ou são utilizados em estudos de mapeamento eólico de uma região.

Este capítulo explica de forma detalhada os fundamentos matemáticos dos modelos estatísticos e probabilísticos mais utilizados nos estudo de caracterização do vento. Para isso, optou-se por uma linguagem estritamente "estatística", com o intuito de se aprofundar na natureza das diversas variáveis que representam o vento, além de apresentar e justificar a utilização das estatísticas apropriadas para cada uma das variáveis. Os conceitos e as considerações aqui apresentados são de grande importância, pois servirão de base para o desenvolvimento dos próximos capítulos.

4.2 PARÂMETROS REPRESENTATIVOS

Daqui por diante, o objetivo deste trabalho de mestrado está focado para a apresentação e análise de modelos probabilísticos que representam, de forma compacta, o regime de vento de determinado local. Assim sendo, esta seção abordará apenas os tópicos necessários para embasamento teórico e o entendimento do tema. Com respeito ao processamento e a análise de dados de vento se enquadram os seguintes aspectos:

- Momentos amostrais da velocidade;
- Quantificação da variação;
- Intensidade de turbulência;
- Freqüência de ocorrências da velocidade;
- Direção predominante;
- Freqüência de ocorrências da direção;
- Análises probabilísticas.

---

[18] Ciência que recolhe fatos, analisa-os e interpreta-os quanto ao número e freqüência, admitindo que o resultado efetivo é determinado pelas condições as quais o experimento é executado.

[19] Ciência segundo o qual o resultado só tem o caráter de probabilidade e não de certeza, visto que a verdade não pode ser conhecida. As condições experimentais determinam apenas o comportamento probabilístico do resultado observado.

4.3 ABORDAGEM ANALÍTICA

4.3.1 A velocidade do vento como uma variável discreta

Seja $\mathcal{E}$ um experimento de medição de vento e *S* um espaço amostral finito associado ao experimento. Considere, ainda, que *s* pertencente a *S* e representando cada elemento de velocidade de vento, obtidos a partir de um equipamento específico que registra as mudanças da velocidade do vento com uma determinada taxa de amostragem.

Seja *v* uma variável aleatória discreta[20] representando uma série temporal de médias aritméticas de conjuntos de elementos *s* em um determinado período definido por um intervalo de integração.

Considerando que todos valores possíveis de *v* são igualmente verossímeis, a probabilidade de ocorrência para cada elemento é:

$$p(v) = \frac{1}{n_v} \tag{4.1}$$

Onde n_v é o tamanho da variável aleatória *v*.

Um aspecto importante a ser definido é o valor esperado da variável aleatória *v*. Este parâmetro pode fornecer informações valiosas para a caracterização das distribuições de probabilidades. Este fato parte da idéia de que a freqüência relativa de um evento é próxima da probabilidade deste evento, desde que o número de repetições sobre o qual a freqüência relativa se baseia seja grande. O valor esperado da variável aleatória *v* é definido por:

$$E(v) = \sum_{i=1}^{\infty} v_i \cdot p(v_i) \tag{4.2}$$

Nas condições apresentadas anteriormente, o valor esperado da variável aleatória $\boldsymbol{v}$ se confunde com o seu valor médio. É importante compreender que o valor esperado é um parâmetro associado a uma distribuição de probabilidade teórica, enquanto que o valor médio é simplesmente o resultado da combinação de um conjunto de elementos em uma forma particular.

4.3.1.1 Momentos amostrais

Os mais importantes resultados estatísticos são os momentos amostrais, que podem ser definidos através do valor esperado apresentado na equação (4.2). O *k*-ésimo momento amostral é definido pela equação (4.3).

$$M_k = E(x^k) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} x_i^k \tag{4.3}$$

Onde *n* é o número de elementos do conjunto x^k.

---

[20] Uma variável aleatória é caracterizada discreta quando o número de possíveis valores do seu contradomínio é finito ou infinito numerável.

Velocidade média (primeiro momento)

Considerando que o primeiro momento amostral da variável *v* é igual a média aritmética de *v*, tem-se que a velocidade média do vento horizontal é:

$$v_m = E(v) = \frac{1}{n_v}\sum_{i=1}^{n_v} v_i \qquad (4.4)$$

Velocidade quadrática média (segundo momento)

A velocidade quadrática média é de grande importância para uma análise estatística de vento, pois este valor é utilizado nos cálculos da variância dos dados da série temporal observada. Sua equação é:

$$v^2{}_m = E(v^2) = \frac{1}{n_v}\sum_{i=1}^{n_v} v_i^2 \qquad (4.5)$$

Velocidade cúbica média (terceiro momento)

A velocidade cúbica média do vento é muito utilizada, pois subsidia os cálculos da energia disponível pelo vento. A equação da velocidade cúbica média é definida por:

$$v^3{}_m = E(v^3) = \frac{1}{n_v}\sum_{i=1}^{n_v} v_i^3 \qquad (4.6)$$

É importante saber distinguir os resultados da velocidade quadrada média e da velocidade cúbica média dos da velocidade média ao quadrado e da velocidade média ao cubo, respectivamente. A comparação apresentada na tabela 4.1 exemplifica bem esta diferença.

Tabela 4.1 - Comparação entre valores médios e médias de valores de velocidade.

Resultados:	v_m	$v^2{}_m$	$v^3{}_m$
	4,5	20,25	91,13
O valor da velocidade média ao quadrado (51,52 m^2/s^2) difere do valor da velocidade quadrada média (54,14 m^2/s^2)	4,9	24,01	117,65
	5,6	31,36	175,62
	7,8	60,84	474,55
	8,1	65,61	531,44
	8,5	72,25	614,13
O valor da velocidade média ao cubo (369,80 m^3/s^3) difere do valor da velocidade cúbica média (423,88 m^3/s^3)	7,6	57,76	438,98
	9,2	84,64	778,69
	8,4	70,56	592,70
Velocidade média (v_m):	**7,18 m/s**	**54,14**	**423,88**
Velocidade média ao quadrado (v_m^2):	**51,52**	**m^2/s^2**	
Velocidade média ao cubo (v_m^3):	**369,80**		**m^3/s^3**

Aparentemente de simples entendimento, entretanto muitas pessoas cometem o grave erro de utilizar o valor da velocidade média ao cubo nos cálculos da energia eólica disponível pelo vento.

4.3.1.2 Quantificação da variação

A variação de um conjunto de dados é um importante parâmetro numa análise estatística. Este parâmetro, geralmente, é representado pelas estatísticas de variância e de desvio padrão.

A variância é definida como a medida de dispersão dos valores de uma variável em torno de sua média. É dada pela soma dos quadrados dos desvios em relação à média, dividido pelo número de observações.

A variância de uma variável aleatória qualquer é definida por:

$$V(X) = E\left[X - E(X)\right]^2 = E(X^2) - \left[E(X)\right]^2 \tag{4.7}$$

Desta forma, a variância da variável aleatória *v* é:

$$V(v) = E\left[v - E(v)\right]^2 = \frac{1}{n_v}\sum_{i=1}^{n_v}\left(v_i - v_m\right)^2 \tag{4.8}$$

A raiz quadrada positiva de *V(X)* é denominada o desvio padrão de *X*, denotada por σ(X), e é definida por:

$$\sigma(X) = \sqrt{V(X)} \tag{4.9}$$

Desta forma, o desvio padrão de *v* é:

$$\sigma(v) = \sqrt{V(v)} = \sqrt{\frac{1}{n_v}\sum_{i=1}^{n_v}\left(v_i - v_m\right)^2} \tag{4.10}$$

É de grande importância ter em mente que o desvio padrão e a variância, aqui comentados, se referem aos elementos da variável *v*, que já se encontram integrados.

4.3.1.3 Intensidade de turbulência

Um outro parâmetro importante nos estudos do vento é o desvio padrão dos valores coletados diretamente pelo mesmo equipamento de medição de vento, ou seja, os elementos *s*.

Este tipo de análise se faz necessário, pois a turbulência do vento provoca carregamentos randômicos e flutuantes sobre toda a estrutura da máquina. Tendo como principais efeitos: falhas por fadiga em alguns dos componentes da estrutura e influência no comportamento aerodinâmico das pás, afetando diretamente a geração. [Fuglsang at al.,1999]

Considere, agora, um conjunto *A'* composto por elementos do espaço amostral *S* e compreendidos num determinado intervalo de integração.

A turbulência ($t = A'_i - A'_m$) é definida como a divergência dos valores instantâneos (A'_i) em relação ao valor médio do intervalo de integração (A'_m). A intensidade de turbulência é definida como a relação entre o desvio padrão dos valores instantâneos $\sigma(A')$ e a velocidade média A'_m. A equação (4.10) define a intensidade de turbulência.

$$IT = \frac{\sigma(A')}{A'_m} \tag{4.11}$$

Os cálculos relativos ao $\sigma(A')$ e a A'_m são realizados de forma análoga aos apresentados das equações (4.9) e (4.3), respectivamente.

4.3.1.4 Freqüências de ocorrência da velocidade

Seja o conjunto A definido por elementos de v compreendidos num determinado *intervalo de velocidade*. Na metodologia de agrupar elementos intervalos de velocidade [IEA, 1984], um intervalo de velocidade é definido como o intervalo entre duas velocidades de vento inteiras e consecutivas (v_{i-1} e v_i). Sendo: $v_{i-1} \le v < v_i$.

Velocidade média do intervalo de velocidade

A velocidade média para cada intervalo de velocidade é definida como a média aritmética dos m_v elementos contidos no conjunto A. Sua equação é definida por:

$$A_m = \frac{1}{m_v} \sum_{i=1}^{m_v} A_i \tag{4.12}$$

Onde, m_v é o número de elementos do conjunto A.

Considerando que todos valores possíveis de v são igualmente verossímeis, com probabilidade para cada intervalo de velocidade é definida por:

$$p(A) = \frac{m_v}{n_v} \tag{4.13}$$

De maneira análoga às considerações feitas em (4.12), a probabilidade de acontecer uma determinada ocorrência de vento entre as velocidades v_a e v_b é definida por:

$$p(v_a \le v < v_b) = \sum_{i=v_a}^{v_b} p(v_i) \tag{4.14}$$

Freqüência relativa do intervalo de velocidade

Considere, ainda, que W_v é uma variável aleatória discreta[21], também associada a v, que representa a freqüência relativa do conjunto A. O cálculo da freqüência relativa de cada intervalo de velocidade é feito pela equação (4.15).

$$W_v = f_v(A) = \frac{m_v}{n_v} \tag{4.15}$$

[21] Se v é uma variável aleatória discreta e $W_v = f(v)$, W_v também será uma variável aleatória discreta. Se os valores possíveis de v podem ser enumerados como $v_1, v_2, ..., v_n$, certamente os valores possíveis de W_v são enumerados como $h_1 = f(v_1), ..., h_n = f(v_n)$.

Em aplicações eólicas, esta estatística é chamada de freqüência de ocorrências da velocidade do vento, e pode ser representada graficamente a partir de um histograma[22].

Observe que para estas condições a freqüência de ocorrência para um intervalo de velocidade qualquer é igual ao seu valor de probabilidade.

4.3.2 A direção do vento como uma variável discreta

4.3.2.1 Freqüências de ocorrência da direção

Considerando o mesmo experimento $\mathcal{E}$ e o espaço amostral finito S associado ao experimento. Seja $r \in S$, representando cada elemento de direção de vento obtido a partir de um equipamento específico que registra as mudanças da direção do vento com uma determinada freqüência de amostragem (taxa de amostragem).

Seja d uma variável aleatória discreta que representa o valor da soma vetorial de um conjunto de elementos de r para um determinado período (intervalo de integração).

Admita o conjunto D formado por elementos de d compreendidos num determinado intervalo, chamado de setor. Na metodologia de agrupar elementos em setores, um setor é definido como o intervalo entre duas direções de vento (d_a e d_b). Sendo este fechado em d_a e aberto em d_b ($d_a \leq d < d_b$).

4.3.2.2 Direção média de um setor

A direção média do vento para cada setor é calculada a partir da soma vetorial dos elementos do conjunto D.

A utilização de soma vetorial no cálculo da direção média permite que leituras como, por exemplo, de 45º e 315º possam ter como valor médio 0º, em vez de 180º, que seria o provável resultado da média aritmética destas leituras.

Considerando que todos valores possíveis de d são igualmente verossímeis, a probabilidade para cada setor é definida pela equação:

$$p_d(D) = \frac{m_d}{n_d} \tag{4.16}$$

Onde n_d é o tamanho da variável aleatória d e m_b é o número de elementos de D.

4.3.2.3 Freqüência relativa do setor

Considere, ainda, que W_d é uma variável aleatória discreta, também associada a d, que representa a freqüência relativa do conjunto D. O cálculo da freqüência de ocorrências para cada setor é dado pela equação (4.17).

---

[22] É um conjunto de retângulos justapostos, cujas bases se localizam sobre o eixo horizontal, de tal modo que seus pontos médios coincidem com os pontos médios dos intervalos que se deseja representar. A área de um histograma é proporcional à soma das freqüências simples ou absolutas.

$$W_d = f(D) = \frac{m_d}{n_d} \tag{4.17}$$

Observe que nessas condições, a freqüência relativa de ocorrência para um determinado setor é igual ao seu valor da probabilidade de ocorrência.

4.3.3 A velocidade do vento como uma variável contínua

A distribuição de velocidade de vento típica de um local (*W)* pode ser determinada de duas maneiras. A primeira é a partir de uma série temporal de medidas *in situ.* De acordo com as recomendações da Organização Mundial de Meteorologia, o período mínimo de medições para se obter o conhecimento confiável da climatologia de uma região é de 30 anos. É a partir deste período que pode ser estabelecida conclusão satisfatória sobre as diferentes escalas de variações do vento [WMO, 1981].

A segunda é a representação compacta das freqüências de ocorrências de uma série temporal medida *in situ,* utilizando uma distribuição probabilística. Pesquisas apontam que o comportamento observado do vento ao longo de vários anos se dá de tal forma, que uma representação do seu comportamento médio pode ser satisfatoriamente realizada a partir de uma distribuição probabilística adequada [Davenport, 1963] [Justus at al., 1976].

Para estudos de vento voltados para a elaboração de projetos de centrais eólicas, o período exigido no primeiro caso torna-se inviável. Este problema se agrava quando se pretende avaliar o potencial eólico de uma região muito extensa. Desta maneira, geralmente faz-se uso de distribuições probabilísticas para representar, de forma confiável, a distribuição de velocidade do vento de um local.

Modelos probabilísticos são utilizados de maneira distinta por diversos setores da engenharia eólica, e para cada uma destas deve-se levar em consideração critérios e restrições adequadas. Estas considerações irão permitir a aplicabilidade do modelo para cada finalidade específica, garantindo a qualidade e a representatividade dos resultados desejados.

Dentre as várias aplicações de distribuições probabilísticas na área da energia eólica, duas merecem um maior destaque, pois são as mais utilizadas. Sendo estas:

1. A primeira se baseia na criação de uma base de informações probabilísticas relativas a uma determinada observação de campo, que possibilita os cálculos das mesmas grandezas para outros locais. Essas técnicas são chamadas de *extrapolações verticais* e *extrapolações horizontais* do vento;
2. A segunda apolicação se baseia no cálculo de *estimativas de geração* por turbinas eólicas. A produção de energia (E_t) de uma turbina eólica com curva de potência (P_c) em um determinado período de tempo h. O cálculo da estimativa de geração é realizado a partir da equação (3.6).

Em ambas as finalidades, optam-se por utilizar modelos probabilísticos ao invés das séries temporais observadas de velocidade de vento, devido à dificuldade de se obter uma distribuição de velocidade representativa dispondo de dados de vento coletados em poucos anos de medição.

4.3.3.1 Análise probabilística: detalhamento matemático

Considere uma variável aleatória contínua[23] *g(v)* que possui função densidade de probabilidade associada a *v* e depende de dois ou mais parâmetros desconhecidos.

Dada a função *g(v),* com *g(v)*=0 e monotonicamente[24] crescente para infinito, pode-se definir sua função de probabilidade acumulada pela equação:

$$F(v) = 1 - e^{-g(v)} \tag{4.18}$$

Obviamente, esta probabilidade é 0 para *v*=0 e cresce monotonicamente para 1, quando *v* tende para infinito. Logo, sua distribuição de densidade pode ser calculada pela equação:

$$f(v) = \frac{dF}{dv} = g'(v) \cdot e^{-g(v)} \tag{4.19}$$

A taxa de ocorrência[25] para uma dada distribuição de densidade *f(t)* é obtida pela aplicação da equação:

$$Z(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} \tag{4.20}$$

Aplicando as equações (4.18) e (4.19) em (4.20), a taxa de ocorrência para a distribuição de densidade *f(v)* é:

$$Z(v) = \frac{f(v)}{1 - F(v)} = \frac{g'(v) \cdot e^{-g(v)}}{1 - \left(1 - e^{-g(v)}\right)} = g'(v) \tag{4.21}$$

Considerando que o vento não pode assumir velocidades negativas, o limite inferior da integral utilizada no cálculo do valor médio de *v* é 0. Desta maneira, a velocidade média é expressa pela equação (4.22).

$$v_m = \int_0^{\infty} v \cdot f(v) \cdot dv \tag{4.22}$$

Sendo todos valores possíveis de *v* igualmente verossímeis, o valor esperado de *v* é definido pela equação (4.23).

$$E(v) = \int_0^{\infty} v \cdot f(v) \cdot dv \tag{4.23}$$

---

[23] Uma variável aleatória é considerada contínua quando o número de valores possíveis em seu contradomínio for infinito.

[24] Diz-se da função que somente aumenta ou somente diminui, mas não faz as duas coisas. Assim, a inclinação de uma função monotônica é positiva ou negativa dentro de seu alcance.

[25] Na teoria dos testes de confiabilidade, precisamente em análises de falhas mecânicas, este parâmetro é denominado de taxa de falha instantânea, algumas vezes chamado de *função de risco*.

Utilizando o conceito definido anteriormente pela equação (4.6), o valor cálculo resultante da variância é dado por:

$$V(v) = \int_0^{\infty} (v_i - v_m)^2 \cdot f(v) \cdot dv \qquad (4.24)$$

4.3.3.2 Distribuições utilizadas neste tipo de estudo

Existem várias distribuições probabilísticas que podem ser utilizadas para representar o comportamento do vento, e cada uma delas representa um determinado padrão eólico. Ou seja, o comportamento de vento de um determinado local pode ser melhor retratado por uma determinada distribuição probabilística; enquanto que, para outro local com diferente comportamento eólico, uma segunda distribuição pode fornecer resultados melhores.

Sendo assim, vários modelos probabilísticos são utilizados, e a escolha depende, principalmente, do comportamento de vento observado. As principais distribuições de probalidade utilizadas pela engenharia eólica são:

- Distribuição normal ou distribuição Gaussiana;
- Distribuição normal bivariável;
- Distribuição exponencial;
- Distribuição de Rayleigh;
- Distribuição de Weibull.

A busca de uma única distribuição que retrate de forma satisfatória o maior número de comportamentos de vento, fez com que pesquisadores analisassem de forma aprofundada os diversos métodos probabilísticos. Os primeiros resultados desses estudos foram divulgados na Inglaterra em 1963, por A. G. Davenport em [Davenport, 1963]; outros estudos pioneiros nesta área foram [Justus at al., 1976] e [Hennessy, 1977].

Estes estudos constataram que a distribuição de Weibull conseguia retratar bem um grande número de padrões de comportamento do vento. Isto se dava principalmente porque a distribuição de Weibull incorpora tanto a distribuição exponencial (k=1), quanto à distribuição de Rayleigh (k=2), além de fornecer uma boa aproximação da distribuição normal (quando o valor de k é próximo a 3,5). Uma outra grande utilidade da função de Weibull é retratar o comportamento de ventos extremos.

Para os estudos do comportamento dos ventos do Nordeste, a distribuição de Weibull é o que melhor se adapta [Feitosa et al., 1993]. Devido a grande importância este método será definido, comentado e avaliado no próximo capítulo dessa dissertação.

4.3.3.3 Problemas quando do uso de modelos probabilísticos

Considere o diagrama simplificado, ilustrado na figura 4.1, que apresenta as principais etapas para o cálculo das estimativas dos parâmetros de uma distribuição probabilística qualquer, visando duas aplicações distintas. Neste exemplo, as duas aplicações são: estudos de extrapolação vertical e horizontal das estatísticas de vento e predição da geração anual por uma turbina eólica.

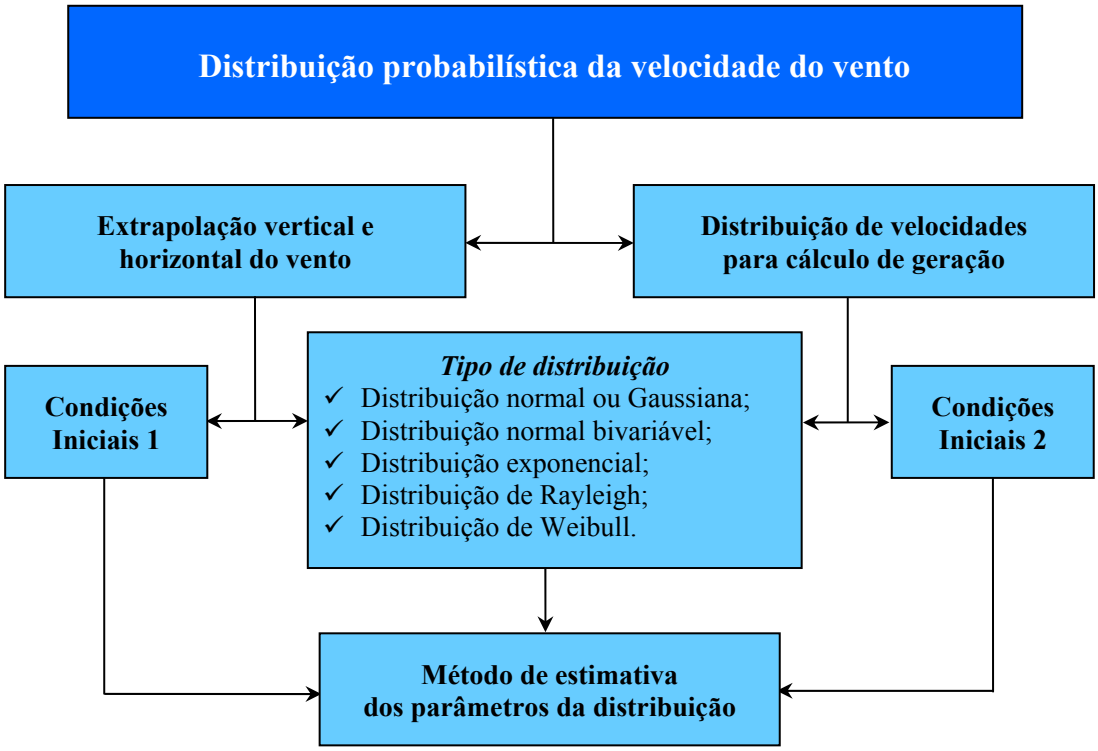


Figura 4.1 – Fluxograma da utilização de distribuições probabilisticas em estudos eólicos.

A figura 4.1 mostra a necessidade de abordagem específica para o tratamento e a análise de aplicações distintas. No diagrama apresentado foram comparadas as extrapolações das estatísticas de vento e a predição de energia gerada. Os principais pontos a serem enfatizados nessas abordagens são:

1. Identificação da aplicação a que se destina, onde serão definidos os procedimentos que condicionarão os resultados;
2. Escolha da distribuição probabilística adequada. Depende, fundamentalmente, das condições de vento do local;
3. Aplicações das condições iniciais[26] específicas para a cada aplicação. Estas são tomadas de acordo com as características eólicas e as condições de medição das observações;
4. Determinação do melhor método de estimativa dos parâmetros da distribuição.

Com base no modelo apresentado na figura 4.1, puderam ser definidas as principais considerações (fontes de problemas) quando da utilização de distribuições probabilísticas em estudos de avaliação dos recursos eólicos. Sendo estas:

1. *Escolha da metodologia quanto à aplicação:* Um bom exemplo disso é a utilização de uma metodologia específica para extrapolações de estatísticas de vento, enquanto se objetiva a predição da geração anual de uma série temporal. Neste caso, os procedimentos utilizados no tratamento dos dados de entrada e de análise são bem distintos, podendo suscitar em incertezas nos resultados. O equivoco mais comum é a utilização de programas computacionais inapropriados para determinada aplicação;

[26] Diz-se, aqui, *condições iniciais* todos os procedimentos matemáticos que facilitam e direcionam os resultados, visando uma determinada aplicação; por exemplo: classificação e condicionamento dos dados de entrada, faixa de ajuste a ser utilizado nos cálculos, tratamento de calmarias, entre outros.

2. *Escolha da distribuição quanto às características de vento*: Utilização de modelos probabilísticos inadequados para as características eólicas que se deseja representar. Um bom exemplo disso é a utilização da distribuição exponencial ou da distribuição de Rayleigh para análises de dados de ventos do Nordeste. Os principais problemas associados a uma destas ações são comentados na seção 3.3;

3. *Classificação dos dados de entrada (condições iniciais)*: Utilização de técnicas de classificação dos dados de entrada sem que haja a necessidade para tal, ou de forma inadequada, pode aumentar as incertezas nos resultados. Por exemplo: em predições de geração anual de uma série temporal, proceder, desnecessariamente, a classificação dos dados por setores de direção (a fim de garantir que os dados estejam submetidos às mesmas condições de rugosidade e obstáculos). Estas técnicas de classificação são geralmente utilizadas em extrapolações de estatísticas de vento, pois facilitam o desenvolvimento matemático do modelo numérico. Maiores detalhes na seção 5.2.4;

4. *Condicionamento dos dados de entrada (condições iniciais)*: Integrações desnecessárias dos dados de entrada, como em médias aritméticas e histogramas da velocidade. Estas integrações promovem a perda de parte das informações dos dados de entrada. Esta consideração é melhor abordada na seção 5.2.2;

5. *Tratamento das ocorrências de calmarias (condições iniciais)*: Utilização de técnicas inadequadas, ou até mesmo a não realização, para o tratamento dos dados de calmarias. Este assunto será novamente abordado na seção 5.2.4;

6. *Faixa de ajuste inadequada às características de vento (condições iniciais)*: Esta tópico é extremamente importante, pois é um dos problemas mais rotineiros e de difícil resolução em estudos do comportamento do vento do Nordeste. Para melhor entendimento, a seção 6.2.2 aborda, exclusivamente, esta consideração;

7. *Estimadores inaptos para os dados disponíveis*: A utilização de determinado método de estimativas está atrelada ao formato dos dados de entrada disponíveis. Por exemplo, utilização do Método da Máxima Verossimilhança (que exige uma série temporal), quando se dispõe apenas dos valores da velocidade média e o desvio padrão ou até mesmo do histograma de velocidades de vento;

8. *Estimadores inadequados diante dos resultados desejados:* A escolha do estimador também depende da qualidade dos resultados desejados. Uma análise de vento pode ser prejudicada pela utilização de estimadores inapropriados, que não garantem a precisão almejada para os resultados. Por exemplo, a utilização do Método Gráfico de Estimativa (que fornece uma baixa precisão nos resultados) para se calcular valores precisos dos parâmetros de Weibull;

9. *Integrações indevidas dos resultados*: O fato de alguns parâmetros das distribuições probabilísticas formarem entre si relações antinomias, pode inviabilizar a integração dos resultados. Por exemplo, a integração em média anual a partir dos valores mensais do parâmetro *k* ou *c* de Weibull. Esta afirmação será melhor explicada na seção 5.2.4.

Levando em consideração que a maioria dos programas computacionais de análise de vento utilizam distribuições probabilísticas para representar o comportamento eólico de um determinado local, que foram desenvolvidos a partir de metodologias e procedimentos adaptados para as condições de vento da Europa e Estados Unidos e que estes programas são compilados e protegidos contra alterações na sua estrutura lógica, as soluções para algumas das considerações apresentadas anteriormente não poderão ser realizadas. Principalmente, as

considerações relacionadas às *condições iniciais,* como modificações nos procedimentos de tratamento e análise dos dados de entrada.

Desta maneira, mesmo sabendo que determinado programa computacional comete alguma das considerações apresentadas, a resolução do problema fica comprometida, pois o acesso ao algoritmo do programa não é permitido. Assim sendo, é de grande valia estar ciente da existência do problema, se estes comprometem os resultados e a grandeza das incertezas associadas.

5. MODELAGEM - DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL

5.1 INTRODUÇÃO

O engenheiro Sueco Waloddi Weibull desenvolveu a sua distribuição probabilística em 1937. O primeiro *artigo* sobre o assunto foi publicado em 1939, embora apenas em 1951 seu método foi legitimado [Weibull, 1951]. Weibull apresentou um método que poderia ser aplicado a uma grande variedade de problemas, que vão desde a análise de resistência do aço a estatura dos habitantes das Ilhas Britânicas.

A princípio, a reação à sua distribuição foi negativa, chegando até a rejeição total por parte de alguns estudiosos; pois a afirmação de Weibull que os dados de entrada poderiam selecionar a distribuição e o melhor ajuste dos parâmetros parecia bom demais para ser verdade.

Pioneiros nos estudos da análise de Weibull, Shainin Dorian e Leonard Johnson aplicaram e aperfeiçoaram o método, atestando as afirmações de Weibull. A força aérea dos Estados Unidos reconheceu o mérito do método e financiou suas pesquisas até o ano de 1975. Hoje, a análise de Weibull é o método mais utilizado para análises de confiança, especialmente de falhas mecânicas.

5.2 APLICAÇÃO DE WEIBULL NOS ESTUDOS EÓLICOS

As primeiras aplicações da distribuição de Weibull em estudos eólicos se restringiam à representação da distribuição de velocidades em análises dos carregamentos de vento [Danvenport, 1963]. Treze anos após, foi constatado que para a maioria das ocorrências de vento a distribuição de Weibull fornece um bom ajuste [Justus et al., 1976] [Hennessey, 1977].

Em particular, Hennessey examinou as propriedades da distribuição de Weibull em seus detalhes e constatou que existe uma forte relação entre os momentos da velocidade de vento e os parâmetros *k* e *c*. Notou, ainda, que os mínimos parâmetros estatísticos requeridos para se estimar o potencial energético do vento são a velocidade média e o desvio padrão da série temporal.

Os principais fatores que favorecem a utilização da distribuição de Weibull nos estudos eólicos são:

- Possui uma distribuição centrada em torno do valor médio e permite descrever um comportamento assimétrico em torno desse valor;
- Depende de dois parâmetros com interpretação física imediata - *k* e *c*. (Diferentemente, por exemplo, da distribuição normal bivariada[27]);

[27] A distribuição normal bivariada assume uma distribuição normal para cada componente do vento e requer cinco parâmetros para sua representação: u_m, σ_u, v_m, σ_v e ρ_{uv}. Onde: u_m e v_m são as velocidades médias das componentes *u* e *v;* σ_u e σ_v são desvios padrão em *u* e *v;* ρ_{uv} é o coeficiente de correlação cruzada entre *u* e *v*. Considerando a simplificação: $u_m = v_m = \rho_{uv=0}$ e $\sigma_u = \sigma_v = \sigma$, a distribuição normal bivariada se reduz para a distribuição de Rayleigh.

- Seus momentos amostrais podem ser facilmente expressos a partir da função Gamma de Euler, o que facilita a análise matemática e o ajuste dos parâmetros;
- Incorpora casos particulares como a distribuição exponencial e de Rayleigh;
- Uma vez conhecidos os parâmetros *k* e *c* para uma determinada altura, fazendo uso de uma metodologia apropriada [Justus et. al., 1976[a]] [Justus et. al., 1976[b]], estes parâmetros podem ser extrapolados para outras alturas diferentes;
- Pode ser utilizado em análises de ventos extremos[28].

5.2.1 Fundamentos matemáticos

5.2.1.1 Função densidade de probabilidade

Diz-se que uma distribuição pertence à família de distribuição de Weibull quando sua taxa de ocorrência possui a seguinte forma:

$$Z(v) = \frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \tag{5.1}$$

Onde *k* é o parâmetro de forma, *c* é o parâmetro de escala de Weibull e ambos são constantes.

Conforme apresentado na equação (4.21), *Z(v)* é igual a *g'(v)*. Logo, integrando *Z(v)* obtém-se a função da variável aleatória contínua *g(v)*. A função *g(v)* é dada por:

$$g(v) = \int Z(v) \cdot dv = \left(\frac{v}{c}\right)^{k} \tag{5.2}$$

Claramente se observa que para qualquer valor positivo atribuído a *k* e *c,* a função *g(v)* cresce monotonicamente de 0 para o infinito, quando *v* também cresce de 0 para o infinito. Esta forma permite uma distribuição acumulada válida.

Por definição, a função de distribuição acumulada de Weibull representa a probabilidade de existir velocidades de vento menores que um valor de *v* determinado. De acordo com a equação (4.18), a distribuição acumulada do método de Weibull é:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}} \tag{5.3}$$

Partindo do conceito apresentado na equação (4.19), a função densidade de probabilidade (*fdp*) do método de Weibull é dada pela equação:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}} \tag{5.4}$$

Onde $\boldsymbol{k}>0$, $\boldsymbol{c}>0$ e $\boldsymbol{v}>0$.

---

[28] E.J. Gumbel mostrou que a distribuição de Weibull e a distribuição de valores extremos do tipo III são iguais. [Gumbel,1958].

5.2.1.2 Interpretação física dos parâmetros de Weibull

A equação (5.1) demonstra que *Z(v)* é proporcional às potências de *v*. Por exemplo: se *k*=1, *Z* será uma constante; se *k*=2, *Z* será uma função linear; se *k*=3, *Z* será uma função quadrática de *v* e assim por diante. Deste modo, *Z* será uma função constante, crescente ou decrescente de *v*, dependendo do valor de *k*, como indicado na figura 5.1.

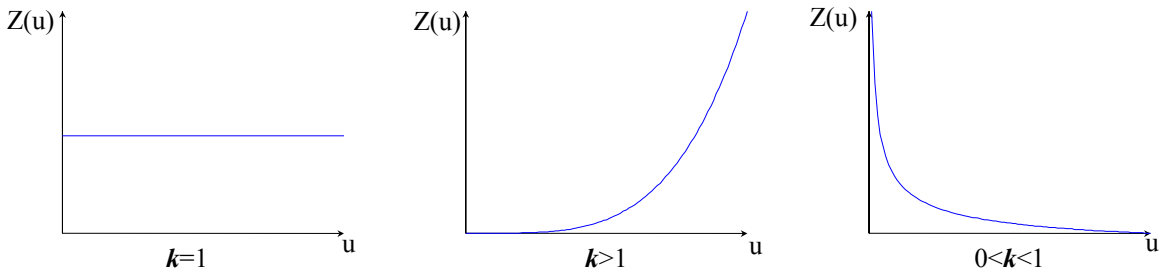


Figura 5.1 - Comportamento da taxa de ocorrências da distribuição de weibull para diversos de valores diferentes de k.

Desta forma, para os valores de: 0<*k*<1 a função *Z* é decrescente; *k*=1 a função *Z* é constante e *k*>1 a função *Z* é crescente.

Vale lembrar que, quando *k* é 1, *Z(v)* constante, a distribuição de Weibull incorpora um comportamento similar ao da distribuição exponencial. E quando *k* é 2, com crescimento linear de *Z(v)*, Weibull incorpora o comportamento da distribuição de Rayleigh.

Uma outra maneira de se interpretar os efeitos na distribuição de Weibull, quando da variação dos valores de *k* e *c,* é avaliando o comportamento de sua *fdp*.

Considerando o parâmetro de escala *c* constante e unitário, à medida que o parâmetro de forma *k* aumenta, a distribuição tente a se concentrar, indicando uma grande ocorrência de registros em torno do valor médio da amostra de *v*. A figura 5.2 ilustra este comportamento:

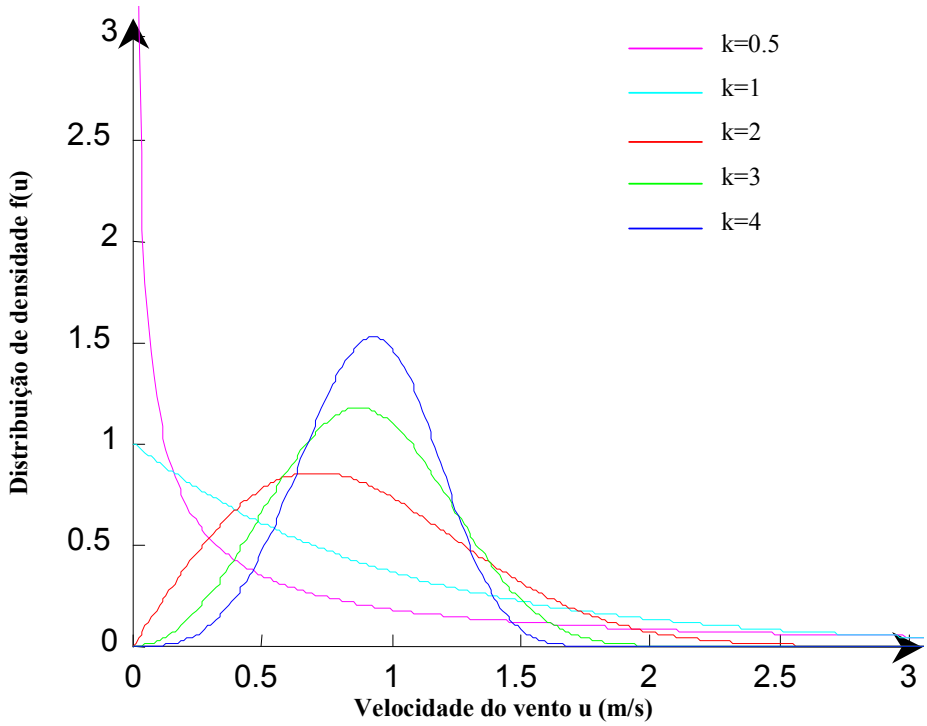


Figura 5.2 - Comportamento da função de distribuição de densidade de weibull para diversos valores de *k*.

Observa-se na figura 5.2 que o aumento do valor do parâmetro *k* força a distribuição a se concentrar em torno do seu valor médio, conferindo um caráter de simetria a curva. Isso implica em regimes de vento mais constates.

Considere, agora, o parâmetro de forma *k* constante e igual a 2. À medida que o parâmetro de escala *c* aumenta, a distribuição tende a atingir valores cada vez maiores de velocidade de vento, fazendo com que a ocorrência dos valores de *v* seja cada vez menos concentrada próximo ao valor médio da distribuição. A figura 5.3 ilustra de forma clara este comportamento.

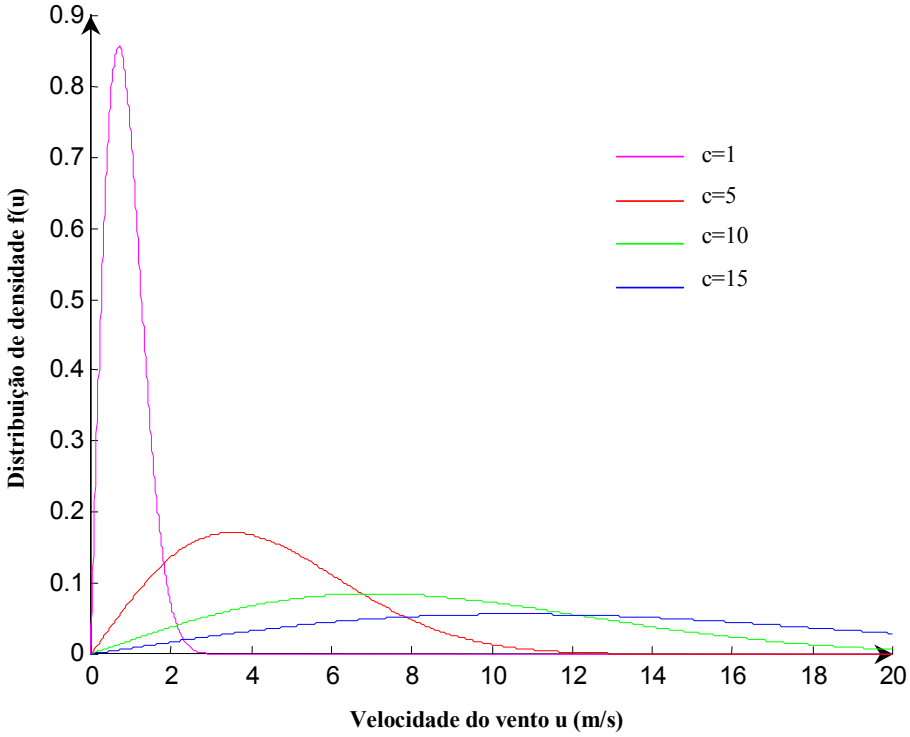


Figura 5.3 - Comportamento da função de distribuição de densidade de weibull para diversos valores de *c*.

Observa-se na figura 5.3 que o aumento do valor do parâmetro *c* aumenta a dispersão dos dados em torno deste valor. E isso implica em regimes de vento menos constantes. Uma outra importante observação é a ligação intrínseca que existe entre o parâmetro de escala *c* e o valor médio da distribuição.

Analisando, agora, o comportamento geral da distribuição, observam-se influências divergentes dos parâmetros *k* e *c*. Enquanto que, o aumento de *k* aumenta constância do vento, o aumento de *c* faz com que a constância diminua. Isso demonstra a grande importância que existe na relação (*k*, *c*) e não apenas num único parâmetro isolado. Dessa idéia, pode-se afirmar que não é possível comparar regimes de vento analisando, apenas, o comportamento de um dos parâmetros.

Estas interpretações físicas são de grande importância na análise do comportamento dos recursos eólicos de um determinado local e serviram de base para o desenvolvimento do novo método de estimativas dos parâmetros de Weibull que será apresentado no capítulo 6.

5.2.1.3 Quantificações estatísticas

Uma das grandes vantagens de se utilizar a distribuição de Weibull é a facilidade de se calcular e analisar os seus resultados estatísticos; uma vez que os seus momentos podem ser facilmente expressos a partir da função Gamma de Euler.

Os momentos de velocidade

Considere a definição de v_m apresentada na equação (4.22) e *f(v)* a função de densidade de Weibull, conforme a equação (5.4). O primeiro momento da distribuição de Weibull é calculado a partir da expressão:

$$v_m = \int_0^\infty v \cdot \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \cdot dv \tag{5.5}$$

Para resolver esta integral, considere a transformação: *(v/c)=v'*.
Logo, *v=c·v'* e *dv=c·dv'* . Fazendo com que:

$$v_m = \int_0^\infty c \cdot v' \cdot \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{c \cdot v'}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \cdot c \cdot dv' \tag{5.6}$$

Simplificando a equação (5.6), tem-se:

$$v_m = c \int_0^\infty k \cdot (v')^k \cdot e^{-(v')^k} \cdot dv' \tag{5.7}$$

Considere, agora, uma segunda transformação*: $(v')^k=t$.*
Logo, $v'=t^{1/k}$ e $dv'=(1/k) \cdot t^{(1/2)-1} \cdot dt$. O que resulta na equação:

$$v_m = c \int_0^\infty k \cdot t \cdot e^{-t} \cdot \frac{1}{k} \cdot t^{\frac{1}{k}-1} \cdot dt \tag{5.8}$$

Simplificando a equação (5.8), a expressão se torna:

$$v_m = c \int_0^\infty t^{\frac{1}{k}} \cdot e^{-t} \cdot dt \tag{5.9}$$

A função Gamma de Euler é definida pela equação:

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty t^{x-1} \cdot e^{-t} \cdot dt \tag{5.10}$$

Comparando os expoentes de *t* das equações (5.9) e (5.10), temos: $(x-1)=1/k$, logo, $x=(1+1/k)$.
Substituindo estes valores na equação (5.10):

$$\Gamma(1+\frac{1}{k}) = \int_0^\infty t^{\frac{1}{k}} \cdot e^{-t} \cdot dt \tag{5.11}$$

Desta forma, o primeiro momento da distribuição de Weibull pode ser representado pela expressão apresentada na equação (5.12).

$$v_m = c \cdot \Gamma(1 + \frac{1}{k}) \tag{5.12}$$

A fim de facilitar o entendimento, o processo de derivação do primeiro momento da distribuição de Weibull foi descrito em detalhes. Os outros momentos são derivados de forma análoga.

O segundo e o terceiro momento da distribuição de Weibull podem ser calculados pelas equações (5.13) e (5.14), respectivamente.

$$v^2{}_m = c^2 \cdot \Gamma(1 + \frac{2}{k}) \tag{5.13}$$

$$v^3{}_m = c^3 \cdot \Gamma(1 + \frac{3}{k}) \tag{5.14}$$

De forma general, o *n*-ésimo momento associado a distribuição de Weibull pode ser expresso pela equação:

$$v^n{}_m = c^n \cdot \Gamma(1 + \frac{n}{k}) \tag{5.15}$$

É importante notar que: se *v* possui *fdp* caracterizada pelo método de Weibull com parâmetros *k* e *c*, então u^n é distribuída, também, pelo método de Weibull, com parâmetros definidos por c^n e k/n.

Valor esperado

O valor esperado da variável v^n possui o mesmo módulo do *n*-ésimo momento de Weibull. Sendo este:

$$E(v^n) = v^n{}_m \tag{5.16}$$

Valor modal[29] *e mediano*[30]

O valor modal e o valor mediano da distribuição de Weibull podem ser expressos pelas equações (5.17) e (5.18), respectivamente:

$$v_{Mo} = c \cdot \left(\frac{k-1}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \tag{5.17}$$

$$v_{Md} = c \cdot (\ln 2)^{\frac{1}{k}} \tag{5.18}$$

Variância e desvio padrão

Considerando *V(v)* a definição apresentada na equação (4.6), tem-se a equação (5.19).

---

[29] É o valor que ocorre com maior freqüência em uma série de valores.

[30] É o ponto central em uma série de valores dispostos por ordem de magnitude.

$$V(v) = E(v^2) - [E(v)]^2 \tag{5.19}$$

Aplicando a equação (5.16) em ambos os valores esperados, a variância é definida por:

$$V(v) = c^2 \cdot \Gamma(1+\frac{2}{k}) - \left[c \cdot \Gamma(1+\frac{1}{k}) \right]^2 = c^2 \cdot \left[\Gamma(1+\frac{2}{k}) - \Gamma^2(1+\frac{1}{k}) \right] \tag{5.20}$$

Aplicando o conceito apresentado na equação (4.8), o desvio padrão da distribuição de Weibull é dado por:

$$\sigma(v) = \sqrt{V(v)} = c \cdot \sqrt{\left[\Gamma(1+\frac{2}{k}) - \Gamma^2(1+\frac{1}{k}) \right]} \tag{5.21}$$

Densidade de Energia

De acordo com a equação (3.1), a densidade de energia da distribuição teórica de Weibull é diretamente proporcional ao seu terceiro momento. A expressão da densidade de energia do vento é dada por:

$$P(v) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c^3 \cdot \Gamma(1+\frac{3}{k}) \tag{5.22}$$

Onde ρ é a densidade do ar.

No cálculo desta expressão considerou-se um fluxo de ar laminar perpendicular à secção transversal de um cilindro de área A, com velocidade do fluxo igual a v e massa igual a m.

A expressão do desvio padrão da velocidade cúbica média – equação (5.23) - dá uma idéia da variação de energia da série temporal observada [Hennessy, 1977].

$$\sigma(v^3) = c^3 \cdot \sqrt{\left[\Gamma(1+\frac{6}{k}) - \Gamma^2(1+\frac{3}{k}) \right]} \tag{5.23}$$

5.2.2 Determinação dos parâmetros de Weibull

Em aplicações eólicas, existem várias metodologias para se estimar os parâmetros k e c da distribuição de Weibull. Em todas elas, a determinação desses valores é procedida de tal forma a se obter o melhor ajuste entre a distribuição teórica e uma série temporal de observações de campo. Entretanto, a escolha do melhor método dependerá, fundamentalmente, de dois fatores importantes: o tipo dos dados de entrada e a qualidade dos resultados desejados.

O primeiro fator é o tipo de dados de entrada disponíveis. Por exemplo, podem acontecer casos em que é disponibilizado apenas os valores da velocidade média e o desvio padrão da série temporal. Em outras ocasiões podem ser disponibilizadas as freqüências de ocorrências de velocidades de vento, e em outros casos, toda a série temporal.

Diante disso, deve-se levar em conta que à medida que se integra qualquer evento proveniente da série temporal (por exemplo, da série temporal para as freqüências de

ocorrências ou da série temporal para a média e o desvio padrão), ocorre uma perda de informação disponível. O exemplo abaixo ilustra de forma simples e clara esta afirmação.

Considere a série temporal horária apresentada na tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Exemplo de série temporal.

	Velocidade do vento (m/s)		
Hora do dia	Dia 1	Dia 2	Dia 3
0	3,3	4,0	4,7
1	3,8	4,0	4,5
2	4,2	2,0	4,2
3	3,3	2,7	5,7
4	2,8	2,7	2,7
5	3,0	3,3	4,3
6	4,0	2,7	4,3
7	2,7	2,7	4,5
8	5,2	5,8	4,5
9	6,7	5,7	6,0
10	6,8	6,2	10,4
11	6,8	6,5	6,7
12	5,7	4,5	6,3
13	8,5	5,8	9,4
14	8,9	4,8	7,7
15	9,3	4,8	6,0
16	6,5	5,5	8,9
17	4,2	5,7	7,7
18	4,3	5,0	6,2
19	3,7	4,3	5,7
20	4,0	4,0	5,7
21	2,8	3,5	7,5
22	3,7	5,0	7,5
23	3,3	3,7	5,3

Utilizando as equações (3.21) e (4.6), e considerando a densidade do ar igual a 1,16 kg/m^3, pôde-se calcular a densidade da energia disponível no vento, que é 192,04 W/m^2. O valor da velocidade média para esta série é 5,12 m/s.

Considere, agora, a disponibilidade do histograma de velocidades com intervalos de 1 m/s. O histograma foi obtido a partir de integrações na série temporal apresentada na tabela 5.1. A freqüência de ocorrências de cada intervalo foi calculada conforme demonstrado na seção 4.3.1.4. Os dados do histograma são apresentados na tabela 5.2.

O valor da densidade da energia disponível no histograma é obtido utilizando a média ponderada da energia média de cada intervalo de velocidade. A energia média para cada intervalo é calculada a partir do cubo do valor centrado de cada intervalo. Desta forma, densidade da energia disponível é 111,86 W/m^2, considerando a mesma densidade do ar de 1,16 kg/m^3. O valor da velocidade média é 5,15 m/s.

Os valores da velocidade média e da energia disponível para os dois eventos não são iguais. Isso ocorre porque as informações referentes à distribuição de velocidades dentro de cada intervalo foram perdidas quando os dados de vento foram integrados em freqüências relativas.

Deve-se levar em consideração que a precisão do resultado é afetada pelo tamanho do intervalo de velocidade. Em suma, quanto menor o "tamanho" de cada intervalo do histograma, mais precisos serão os resultados da análise.

Tabela 5.2 – Sumário de estatísticas da série temporal apresentada da tabela 5.1.

Intervalo velocidade	Valor centrado	Número de ocorrências	Freqüência de ocorrências	Frequencia acumulada	Energia média do intervalo
1	0,5 m/s	0	0,00 %	0,00 %	0,1 w/m^2
2	1,5 m/s	0	0,00 %	0,00 %	2,0 w/m^2
3	2,5 m/s	9	12,50 %	12,50 %	9,1 w/m^2
4	3,5 m/s	10	13,89 %	26,39 %	24,9 w/m^2
5	4,5 m/s	19	26,39 %	52,78 %	52,9 w/m^2
6	5,5 m/s	13	18,05 %	70,83 %	96,5 w/m^2
7	6,5 m/s	11	15,28 %	86,11 %	159,3 w/m^2
8	7,5 m/s	4	5,56 %	91,67 %	244,7 w/m^2
9	8,5 m/s	3	4,17 %	95,84 %	356,2 w/m^2
10	9,5 m/s	2	2,78 %	98,62 %	497,3 w/m^2
11	10,5 m/s	1	1,38 %	100,00 %	671,4 w/m^2
12	11,5 m/s	0	0,00 %	100,00 %	882,1 w/m^2
>12	12,5 m/s	0	0,00 %	100,00 %	1132,8 w/m^2

O segundo fator é o nível de sofisticação que se deseja para a análise da série temporal. Este fator é muito importante, pois uma vez disponibilizada toda a série temporal, e esta é coletada a partir de equipamentos que garantam a precisão aos dados, pode-se almejar resultados matemáticos mais precisos.

Levando em conta estes dois fatores, pode-se escolher dentre vários métodos de estimativas dos parâmetros de Weibull. Os fundamentos teóricos dos métodos mais utilizados são apresentados de forma detalhada nas seções a seguir.

5.2.2.1 Método da velocidade média e desvio padrão

Se apenas a velocidade média e o desvio padrão são disponibilizados, os valores dos parâmetros k e c podem ser estimados. Este método não é recomendado, pois fornece resultados de baixa qualidade.

A velocidade média e o desvio padrão são relacionados aos parâmetros k e c pelas equações (5.12) e (5.21). Utilizando o coeficiente de variação observado (σ/v_m), o valor de k pode ser calculado utilizando um método iterativo de procura de zeros[31]. Segue-se o cálculo de c a partir da equação (5.12).

$$\frac{\sigma}{v_m} = \frac{\sqrt{\Gamma(1+\frac{2}{k}) - \Gamma^2(1+\frac{1}{k})}}{\Gamma(1+\frac{1}{k})} \tag{5.24}$$

[31] O método de iterativo de procura de zeros utilizado no âmbito desta dissertação combina bisseção, secante, e métodos de interpolação. A função do Matlab correspondente é a FZERO e os fundamentos matemáticos em que se baseia são apresentados em [Forsythe et al., 1976].

$$c = \frac{v_m}{\Gamma(1+\frac{1}{k})} \tag{5.25}$$

Este método foi primeiramente proposto e apresentado em [Hennessey, 1977].

5.2.2.2 Método gráfico de estimativa

Um outro método muito utilizado para a estimava dos parâmetros *k* e *c* é o Método Gráfico de Estimativa. A aplicação deste método requer que os dados da série temporal estejam integrados na forma de distribuição acumulada das freqüências de ocorrências.

A distribuição acumulada está relacionada aos parâmetros *k* e *c* pela equação (5.3). O primeiro passo é a dupla aplicação de logaritmos neperianos em ambos os lados desta equação. A expressão abaixo mostra o resultado dessa transformação:

$$\ln\left(-\ln\left(1-F(v)\right)\right) = k\ln(v) - k\ln(c) \tag{5.26}$$

Considerado *Q(v)* a probabilidade de existir velocidades de vento maiores ou iguais a um determinado valor *v* - *Q(v)*=1-*F(v)*. Tem-se:

$$\ln\left(-\ln\left(Q(v)\right)\right) = k\ln(v) - k\ln(c) \tag{5.27}$$

Seja uma função linear definida pela expressão **y=a·x+b**. Comparando a equação (5.27) a função linear, tem-se: **y**=ln[-ln(*Q(v)*)], **a**=*k*, x=ln(*v*) e **b**=-*k*·ln(*c*).

Esboçando um gráfico com os valores de **x** no eixo das abscissas e de **y** no eixo das ordenada, os pontos amostrais (**x**, **y**) fornecem informações para o ajuste de uma linha de tendência linear. Neste método, a linha de tendência é ajustada manualmente e os valores **a** e **b** são definidos desta linha. É importante saber que, neste tipo de análise, o primeiro e o último intervalo são descartados.

O parâmetro *k* de Weibull pode ser estimado a partir da declividade da linha de tendência (*k*=**a**). E o parâmetro *c* é estimado a partir do valor de **b**. O parâmetro de escala *c* pode ser expresso por:

$$c = e^{-\frac{b}{a}} \tag{5.28}$$

5.2.2.3 Método dos mínimos quadrados

O método dos mínimos quadrados foi publicado por Adrien-Marie Légendre em 1805 [Légendre, 1805] e por Carl Friedrich Gauss em 1809 [Gauss, 1809]. Com publicações em datas tão próximas, estes dois matemáticos vieram a envolver-se em polêmicas sobre a autoria da descoberta.

Embora Légendre tenha divulgado primeiro os seus resultados, sabe-se que Gauss os tinha obtido muito antes, entre 1794 e 1795; pelo que hoje se atribui a Gauss a autoria na criação do método.

O método dos mínimos quadrados possui tratamento matemático similar ao apresentado no Método Gráfico de Estimativa. A única diferença está na definição da linha de tendência.

Enquanto que no método gráfico a linha de tendência é ajustada manualmente, neste método, a reta é determinada a partir de uma análise de regressão[32] para tendências lineares.

Considerando a função linear definida por **y=a·x+b**. A estimativa de mínimos quadrados se baseia no cálculo da discrepância entre o valor observado e o seu valor esperado: **a·x+b.** Como se está interessado apenas na magnitude das discrepâncias, estas são elevadas ao quadrado e somadas para todos os pontos amostrais.

A melhor estimativa para os valores de **a** e **b**, que definem a linha de tendências, é aquela para qual minimiza a soma do quadrado das discrepâncias. Ou seja, a estimativa de mínimos quadrados dos parâmetros **a** e **b** são os valores atribuídos a esses parâmetros que tornam mínima a expressão:

$$\sum_{i=1}^{n}[y_i - (a \cdot x_i + b)]^2 \qquad (5.29)$$

De forma idêntica ao método gráfico, o parâmetro *k* de Weibull é a declividade da função linear (*k*=**a**). E o parâmetro *c* é estimado a partir do valor de **b**.

5.2.2.4 Método da máxima verossimilhança (Maximum Likelihood Method)

O Método da Máxima Verossimilhança foi desenvolvido por Fisher, a partir de uma idéia de Gauss. A utilização deste método em análises relacionadas à energia eólica foi primeiramente proposta em [Stevens et al., 1979].

Esta técnica tem a vantagem de utilizar diretamente os dados da série temporal. Sem a necessidade de integrações, tem-se a garantia de uma excelente representatividade das observações (pois são disponíveis todas as informações contidas nas séries temporais).

A fim de facilitar o entendimento, primeiramente será apresentada a teoria matemática do Método de Máxima Verossimilhança. Posteriormente, o método será direcionado para análises dos recursos eólicos.

Sejam X_1, X_2, ..., X_n amostras aleatórias da variável aleatória X, e x_1, x_2, ..., x_n, os valores amostrais pertencentes a função $p(x_i;\theta)$. A função conjunta $p(x_i;\theta)$ representa a probabilidade de ocorrências de x_i, quando o valor do parâmetro é θ. Define-se o estimador de máxima verossimilhança de θ (baseada em uma amostra aleatória X_1, X_2, ..., X_n), o valor de θ que torna máxima a função $L(X_1, X_2, ..., X_n; \theta)$. Esta função é chamada de função de verossimilhança, e é dada por.

$$L(X;\theta) = f(X_1;\theta) \cdot f(X_2;\theta) \cdot \ldots \cdot f(X_n;\theta) = \prod_{i=1}^{n} f(X_i;\theta) \qquad (5.30)$$

Trazendo esta definição para a presente situação (análises eólicas), tem-se uma variável aleatória *v,* representada pela distribuição de Weibull, que por sua vez depende dos parâmetros *k* e *c*. Neste caso, deseja-se encontrar os estimadores de máxima verossimilhança de *k* e *c* que maximize a função de verossimilhança da distribuição de Weibull, dada pela expressão (5.31)

---

[32] A análise de regressão estima o relacionamento entre variáveis, de modo que uma determinada variável pode ser prevista a partir de uma ou mais variáveis diferentes. Para tendências lineares, o método de regressão mais utilizado é o de mínimos quadrados.

$$L(v;k,c) = \prod_{i=1}^{n} \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v_i}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k} \tag{5.31}$$

Considerando que *ln(v)* é uma função crescente[33] de *v,* ln[*L(v;k,c)*] alcançará o seu valor máximo para os mesmos valores de *k* e *c* que maximiza *L(v;k,c).* Desta forma, em vez de maximizar a função de verossimilhança, é matematicamente mais fácil maximizar o logaritmo desta função. Então:

$$\ln[L(v;k,c)] = \ln\left[\prod_{i=1}^{n} \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v_i}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k}\right] \tag{5.32}$$

$$\ln[L(v;k,c)] = \ln\left(\frac{k}{c}\right)^n + (k-1) \cdot \sum_{i=1}^{n} \ln\left(\frac{v_i}{c}\right) - \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{v_i}{c}\right)^k \tag{5.33}$$

Onde, v_i é a velocidade do vento no momento *i* e *n* é o número de registros de velocidade maiores que zero.

Os valores de *k* e *c* desejados são os estimadores de máxima verossimilhança que maximizam a equação (5.33). Admitindo que *k* e *c* são números reais e que ln[*L(v;k,c)*] é uma função derivável de *k* e *c*, obtém-se as estimativas de máxima verossimilhança igualando a primeira derivada de ln[*L(v;k,c)*] a zero.

Reorganizando a equação (5.33), tem-se:

$$\ln[L(v;k,c)] = n \cdot \ln(k) + k \cdot \sum_{i=1}^{n} \ln(v_i) - \sum_{i=1}^{n} \ln(v_i) - k \cdot n \cdot \ln(c) - c^{-k} \cdot \sum_{i=1}^{n} u_i^k \tag{5.34}$$

Primeiramente, derivando ln[*L(v;k,c)*] em relação a *c*, tem-se:

$$\frac{\partial}{\partial c} \ln[L(v;k,c)] = 0 \tag{5.35}$$

$$-\left(k \cdot n \cdot \frac{1}{c}\right) - \left(-k \cdot c^{-k-1} \cdot \sum_{i=1}^{n} v_i^k\right) = 0 \tag{5.36}$$

$$c = \left(\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} v_i^{\,k}\right)^{\frac{1}{k}} \tag{5.37}$$

Finalmente, derivando ln[*L(v;k,c)*] em relação à *k,* tem-se as equações (5.38) e (5.39).

$$\frac{\partial}{\partial k} \ln[L(v;k,c)] = 0 \tag{5.38}$$

---

[33] Se *k'* e *c'* são os máximos de *L(v;k,c)*, tem-se que *L(v;k',c')* ≥ *L(v;k,c)*, para todo *k* e *c*. Como a função logarítmica é crescente, tem-se que ln[*L(v;k',c')*] ≥ ln[*L(v;k,c)*] para todo *k* e *c.* Logo *k'* e *c'* também são máximos de ln[*L(v;k,c)*].

$$\frac{n}{k}+\sum_{i=1}^{n}\ln(v_i)-n\cdot\ln(c)+\frac{\ln(c)\cdot\sum_{i=1}^{n}v_i^k}{c^k}-\frac{\sum_{i=1}^{n}v_i^k\cdot\ln(v_i)}{c^k}=0 \tag{5.39}$$

Aplicando a equação (5.37) em (5.39), obtém-se:

$$k=\left(\frac{\sum_{i=1}^{n}v_i^k\cdot\ln(v_i)}{\sum_{i=1}^{n}v_i^k}-\frac{\sum_{i=1}^{n}\ln(v_i)}{n}\right)^{-1} \tag{5.40}$$

O valor de *k* obtido pela aplicação de um processo iterativo de procura de zeros[34] à equação (5.40). Com o valor de *k*, o valor de *c* tem cálculo direto a partir da equação (5.37). O processo iterativo pode ser iniciado por uma conjectura de *k.* A metodologia para a definição da primeira estimativa de *k* é apresentada na seção 5.2.3.

O Método da Máxima Verossimilhança foi utilizado no projeto *"Wind data for Denmark"* [Petersen et al., 1981].

5.2.2.5 *Método da máxima semelhança (Maximum Likeness Method)*

Na disponibilidade de dados de vento no formato de freqüências de ocorrências, uma variação do Método de Máxima Verossimilhança pode ser aplicada. Esta variação é chamada de Método de Máxima Semelhança. Este método foi desenvolvido e apresentado em [Barnsdoff-Nielsen, 1977].

Similar ao método de Máxima Verossimilhança, este método consiste em estimar os valores de *k* e *c* que maximizam a expressão:

$$\ln[L(h,v;k,c)]=\sum_{i=1}^{n}h_i\cdot\ln\left(f(v_i)\right) \tag{5.41}$$

Onde, h_i é a freqüência de ocorrências no *i*-ésimo intervalo de velocidade, *n* é o número de intervalos, v_i é o valor central da velocidade de vento referente ao *i*-ésimo intervalo de velocidade e *f(v)* é a função densidade de probabilidade de Weibull.

Os valores de *k* e *c* desejados são os estimadores de máxima semelhança que maximizam a equação (5.41). Admitindo que *k* e *c* são números reais e que ln[*L(h,v;k,c)*] é uma função derivável de *k* e *c*, obtém-se as estimativas de máxima semelhança, igualando a primeira derivada de ln[*L(h,v;k,c)*] a zero.

Desenvolvendo e reorganizando a equação (5.41), tem-se:

$$\ln[L(h,v;k,c)]=\ln(k)\cdot\sum_{i=1}^{n}h_i+k\cdot\sum_{i=1}^{n}[h_i\cdot\ln(v_i)]-\sum_{i=1}^{n}[h_i\cdot\ln(v_i)]-k\cdot\ln(c)\cdot\sum_{i=1}^{n}h_i-c^{-k}\cdot\sum_{i=1}^{n}(h_i\cdot v_i^k) \tag{5.42}$$

Primeiramente, derivando ln[*L(h,v;k,c)*] em relação a *c*, obtém-se a equação (5.43).

---

[34] A função do Matlab utilizada no âmbito desta dissertação foi FZERO.

$$\frac{\partial}{\partial c}\ln[L(h,v;k,c)]=0 \tag{5.43}$$

$$-\left(k\cdot\sum_{i=1}^{n}h_i\cdot\frac{1}{c}\right)-\left(-k\cdot c^{-k-1}\cdot\sum_{i=1}^{n}(h_i\cdot v_i^k)\right)=0 \tag{5.44}$$

$$c=\left(\frac{1}{\sum_{i=1}^{n}h_i}\cdot\sum_{i=1}^{n}(h_i\cdot v_i{}^k)\right)^{\frac{1}{k}} \tag{5.45}$$

Finalmente, derivando ln[*L(h,v;k,c)*] em relação a *k*:

$$\frac{\partial}{\partial k}\ln[L(h,v;k,c)]=0 \tag{5.45}$$

$$\sum_{i=1}^{n}h_i\cdot\frac{1}{k}+\sum_{i=1}^{n}[h_i\cdot\ln(v_i)]-\ln(c)\cdot\sum_{i=1}^{n}h_i+\frac{\ln(c)\cdot\sum_{i=1}^{n}(h_i\cdot v_i^k)}{c^k}-\frac{\sum_{i=1}^{n}[h_i\cdot v_i^k\cdot\ln(v_i)]}{c^k}=0 \tag{5.47}$$

Aplicando a equação (5.45) em (5.47), obtém-se:

$$k=\left(\frac{\sum_{i=1}^{n}[h_i\cdot v_i^k\cdot\ln(v_i)]}{\sum_{i=1}^{n}(h_i\cdot v_i^k)}-\frac{\sum_{i=1}^{n}[h_i\cdot\ln(v_i)]}{\sum_{i=1}^{n}h_i}\right)^{-1} \tag{5.48}$$

Pela aplicação de um processo iterativo de procura de zeros[35] à equação (5.48), obtém-se o valor de *k.* Com este valor, o parâmetro *c* tem cálculo direto a partir da equação (5.45). O processo iterativo se inicia com uma conjectura de *k* , obtido conforme apresentado na seção 5.2.3.

5.2.3 Conjectura do parâmetro k

Esta metodologia de conjectura do parâmetro foi proposta em [CIEMAT, 2002], e se baseia em experimentos empíricos.

Considere os valores da velocidade média e do desvio padrão das observações dadas pelas equações (4.4) e (4.10), respectivamente. As primeiras estimativas dos parâmetros de Weibull são calculadas pela utilização de um dos casos apresentados na equação (5.49). O valor de *k* pode ser obtido a partir de cálculo direto.

- Para vento de baixa variabilidade $(\sigma/v_m\approx 0{,}1)$: $k=1.05\cdot\sqrt{v_m}$
- Para vento de média variabilidade $(\sigma/v_m\approx 0{,}5)$: $k=0.94\cdot\sqrt{v_m}$ (5.49)
- Para vento de alta variabilidade $(\sigma/v_m\approx 0{,}9)$: $k=0.83\cdot\sqrt{v_m}$

O valor de *c* pode ser obtido diretamente a partir da equação (5.12).

---

[35] A função do Matlab utilizada no âmbito desta dissertação foi FZERO.

5.2.4 Considerações importantes para o cálculo dos parâmetros de Weibull

A aplicabilidade do modelo de Weibull a fim de retratar o comportamento intrínseco ao vento, exige a aplicação de algumas importantes considerações. Estas considerações são as bases filosóficas de diversos programas computacionais disponíveis atualmente no mercado, e se apresentam na forma de condicionamentos e restrições na estrutura lógicas dos seus algoritmos.

Consideração 1

Para aplicações eólicas que fazem uso de distribuições probabilistas para o cálculo de estimativas de geração média por turbinas eólicas, é razoável acreditar que, se necessário, a curva teórica deva ser melhor ajustada às faixas de velocidades do vento onde as máquinas eólicas geram maior quantidade de energia elétrica [Petersen & Troen, 1989].

Consideração 2

Devido à altura da maioria das turbinas eólicas comerciais, grande parte das medições de vento é feita em níveis abaixo dos 100 metros de altura. Nesta faixa, os efeitos térmicos e/ou friccionais do solo, além da influência de obstáculos, afetam fortemente os regimes de vento, induzindo efeitos típicos de turbulência aos dados de velocidade.

Dependendo destes efeitos, é uma vantagem a classificação da série temporal com respeito a determinados comportamentos ou condições observados. Por exemplo, o programa computacional WAsP[36] classifica a série temporal por setores de direção do vento. Este procedimento garante que as séries de vento de cada setor estejam submetidas às mesmas condições de rugosidade e obstáculos. Um outro exemplo, apresentado por [Rejkoort & Wieringa, 1983], classifica as séries temporais em períodos diurnos e noturnos.

Esta consideração tem importância fundamental quando se pretende utilizar o modelo de Weibull visando extrapolações horizontais e verticais das estatísticas do vento. Estes procedimentos de classificação facilitam o desenvolvimento matemático, a análise e entendimento dos resultados e garantem a robustez dos modelos numéricos e programas computacionais. Entretanto, estes procedimentos podem resultar em maiores incertezas aos resultados.

Consideração 3

Um outro problema que exige uma atenção especial é o registro de ocorrências de calmarias. As ocorrências de calmarias podem ser definidas como o período que a velocidade do vento é menor que o limite inferior (u_l) da banda de medição do anemômetro; geralmente entre 0,5 m/s e 2 m/s, dependendo da performance do anemômetro. Estas ocorrências também podem ser causadas pela sensibilidade de um específico anemógrafo em registrar o reduzido nível do sinal do anemômetro, quando de baixas velocidades de vento. Neste caso, o anemômetro envia um sinal correspondente à velocidade de vento correta, mas a sensibilidade do anemógrafo o impede de reconhecer e registrar este sinal.

---

[36] *Wind Atlas Assessement and Application Program (WAsP)* desenvolvido pelo instituto de pesquisas em energia eólica RIS∅ - Dinamarca. Atualmente, é o modelo de extrapolação de micro-escala mais utilizado no mundo. Além disso, os principais programas de Micrositing existentes no mercado utilizam os resultados do WAsP.

Quando a distribuição de Weibull é calculada a partir de séries temporais com grande porcentagem de calmarias, o ajuste tende a fornecer estimativas de k próximos a 1; conferindo a distribuição um comportamento semelhante ao da distribuição exponencial. Este fato não garante uma boa representação do comportamento da série temporal, pois inclui uma grande quantidade de dados registrados de forma inapropriada.

A solução apresentada em [Petersen et al.,1984], é a utilização da distribuição de Weibull com três parâmetros. Este procedimento se baseia na remoção dos registros de calmarias e fazendo da freqüência de ocorrências de calmarias o terceiro parâmetro da distribuição de Weibull.

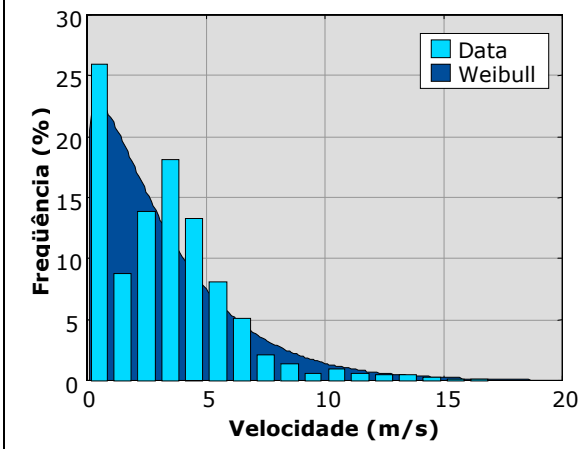
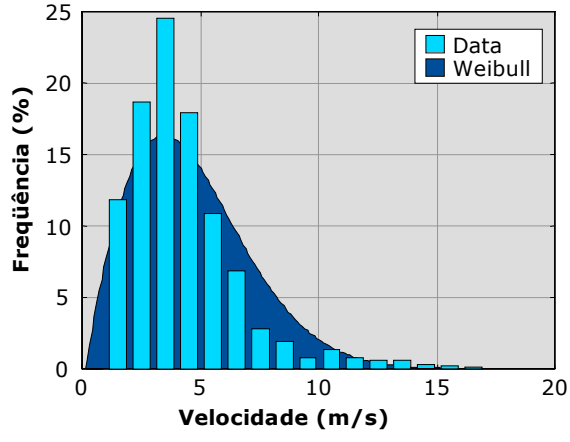
Deve-se levar em consideração que este procedimento apresenta um pequeno erro, pois na adição da percentagem de calmarias (como o terceiro parâmetro de Weibull), surge a indeterminação da freqüência de ocorrências para as velocidades menores que u_t. Embora muitos pequenos, esses erros tendem a aumentar com a diminuição dos valores de k ou c. Nestes casos, a percentagem de calmarias f_{calm} (utilizada como terceiro parâmetro de Weibull) é corrigida pela expressão:

$$f_{calm} = f_{obs} - (1 - f_{obs}) \cdot \left(1 - e^{-\left(\frac{v_t}{c}\right)^k} \right) \qquad (5.50)$$

Onde f_{calm} é a freqüência de calmaria corrigida, f_{obs} é a freqüência de dados de calmarias observada e u_t é o valor do limite inferior da banda de medição do anemômetro.

Como exemplo, considere os dados de vento provenientes de uma estação de pesquisas com medidas de vento a 10 metros de altura, chamada *Station Nord,* na Groelândia. Os registros foram coletados a cada 3 horas, no período de 1962 a 1972. A u_t do anemômetro de referência está situada entre 0 e 1m/s.

Tabela 5.3 – Sumário de medições - Station Nord, Groelândia. [Petersen et al.,1984].

Situação 1: inclui os dados de calmaria				**Situação 2: exclui os dados de calmaria**			
							
k	1,12	***c***	3,5	***k***	1,84	***c***	5,0

Esta consideração também tem importância fundamental quando se pretende utilizar o modelo de Weibull, como subsidio de informações para extrapolações horizontais e verticais.

Consideração 4

Por último, ressalta-se o cuidado exigido nas integrações de conjuntos de elementos dos parâmetros de Weibull. Considerando a relação antinomia existente entre esses dois

parâmetros, a integração por medidas de posição (médias aritméticas, ponderadas, entre outras) de um conjunto de dados de *k* ou *c* não é sempre válida.

Por exemplo, o cálculo do valor anual de *k* a partir da integração por média aritmética de 12 valores mensais não é correto; a não ser que os valores de *c* dos 12 meses sejam iguais.

Os valores apresentados na tabela 5.4 foram obtidos a partir de análises estatísticas e probabilísticas de uma série temporal mensal coletada à altura de 60 metros em uma estação anemométrica de pesquisas do CBEE instalada no Nordeste.

Tabela 5.4 – Valores mensais de *k* e *c*. Fonte: CBEE – Dados de estação de pesquisas.

Resultados mensais					
mês	*k*	*c*	**mês**	*k*	*c*
Janeiro	3,85	7,08	Julho	4,95	9,14
Fevereiro	3,76	8,58	Agosto	5,72	10,71
Março	2,73	7,00	Setembro	6,33	11,19
Abril	2,71	6,80	Outubro	6,64	11,34
Maio	3,57	7,55	Novembro	7,63	9,78
Junho	4,32	8,21	Dezembro	4,51	9,25

Resultados anuais					
Valores reais			**Valores integrados**		
Calculados direto da série	*k*	*c*	Média dos dados mensais	*k*	*c*
	3,55	9,02		4,73	8,89

Fazendo uma correlação entre as duas curvas teóricas e a curva observada, constata-se que as estimativas de *k e c* provenientes do cálculo direto fornece distribuição teórica de excelente representatividade (r = 0,9972), diferentemente dos valores integrados (r = 0,9688). Para o primeiro caso, o erro na estimativa de geração anual é de apenas –0,7 %, enquanto que para os valores integrados é de –2,1 %. A grande discrepância entre as duas estimativas de *k* é explicada pelo comportamento do parâmetro *c*.

Os valores de *k* para todos os 12 meses do ano são relativamente altos, o que implica numa grande concentração de dados próximos à velocidade média. No primeiro semestre do ano, o valor médio de *c* (entre 6,2 e 7,6 m/s) é menor que os observados no segundo semestre (entre 7,7 – 10,2 m/s). Isso provoca uma certa distinção no comportamento das ocorrências de velocidades de vento para os dois semestres.

Como a curva anual deverá representar todos os meses observados, as estimativas de *k* e *c* deverão se procedidas de tal forma que o ajuste retrate tanto os dados de baixa velocidade, ocorridos no primeiro semestre, como os de alta velocidade, ocorridos no segundo semestre do ano. Isso faz com que a curva anual adquira um caráter assimétrico, por conseqüência um valor de *k* mais baixo.

O erro associado a esta consideração é minimizado quanto menor for o valor do parâmetro *k* de Weibull e da variação de *c* ao longo dos meses do ano. Para locais, como o litoral Nordeste do Brasil que possuem valores altos de *k* e uma variação sazonal consideravelmente alta, a insipiência desta consideração pode resultar em grandes incertezas aos resultados.

A figura 5.4 ilustra as distribuições de Weibull para todos os 12 meses do ano, conforme os valores apresentados da tabela 5.4.

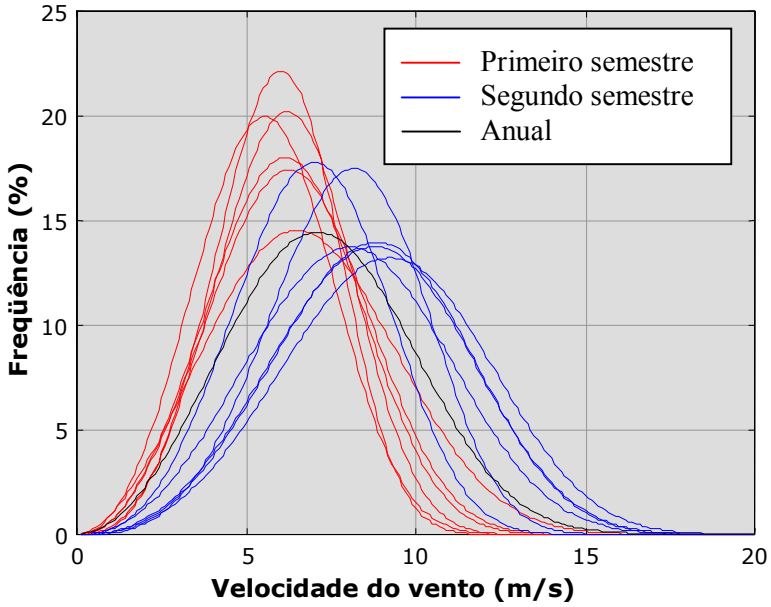


Figura 5.4 – Distribuições de Weibull. Fonte: CBEE – Dados de estação de pesquisas.

6. MODELAGEM - MÉTODO DA ENERGIA EQUIVALENTE

6.1 INTRODUÇÃO

Um modelo probabilístico, quando utilizado para representar uma determinada variável aleatória, nem sempre consegue retratar de forma fidedigna o comportamento físico da observação em todas as condições sob as quais pode estar submetida.

A utilização de hipóteses, condições ou restrições é uma forma fácil e prática de tornar o modelo probabilístico aplicável. Uma observação pode exigir a aplicação de diferentes abordagens para uma representação satisfatória. Portanto, a escolha do procedimento de ajuste e das restrições apropriadas também deve estar focada para as condições que estarão submetidas, e não apenas na aplicação a que se destina.

Conforme apresentado na seção 4.3.3.3, algumas das considerações quanto ao uso de uso de modelos probabilísticos possuem resoluções em muito dificultadas - até mesmo inviáveis - em virtude dos programas serem compilados e protegidos. Desta forma, na busca de soluções para estes problemas, foi proposto o desenvolvimento de um método de estimativas de parâmetros aplicado ao modelo probabilístico de Weibull e adequado às condições de vento do Nordeste Brasileiro. Este é chamado de Método da Energia Equivalente (MEE)

Na nova metodologia, os dois parâmetros de Weibull (k e c) são estimados a partir da equivalência entre a densidade de energia da curva teórica e a densidade de energia das observações. Esta condição permite uma simplificação matemática que resulta numa equação de apenas uma variável, k, é resolvida através de um estimador de mínimos quadrados. Uma vez determinado o valor de k, o parâmetro c é calculado de forma direta.

Além de adaptado às condições de vento do Nordeste, este novo método apresenta as vantagens da rapidez dos cálculos e da precisão de suas estimativas. A rapidez advém dos cálculos serem baseados no histograma de velocidades, e não nas ocorrências individuais da série temporal (como ocorre no Método de Máxima Verossimilhança). A precisão é obtida pela garantia da equivalência da densidade de energia.

O MEE foi validado a partir de experimentos utilizando as séries temporais de vento indicadas na seção 3.1.1.

6.2 HIPÓTESES ADMITIDAS NO DESENVOLVIMENTO DO MEE

As hipóteses admitidas na criação do Método da Energia Equivalente são baseadas no singular comportamento dos ventos observados no Nordeste do Brasil [Feitosa et al., 1995] [Feitosa et al., 1996] [Feitosa et al., 2002], comprovados por resultados de análises de séries temporais registradas *in situ.*

Este comportamento pode ser traduzido pela grande ocorrência de velocidades próximas do valor médio e simetria da distribuição (ocorrências de altos valores de *k)*. Conferindo à distribuição teórica uma melhor representatividade dos ventos observados.

6.2.1 Hipótese 1

A primeira hipótese diz que: "*A densidade de energia é um parâmetro que auxilia na determinação dos parâmetros de Weibull para aplicações em energia eólica*".

Admita que a precisão de um determinado método possui forte relação com as características intrínsecas ao vento de um local e que uma distribuição de probabilidade bem ajustada é aquela que se aproxima do histograma de velocidades observadas. Logo, se o vento for "bem comportado", a distribuição de probabilidades tende ser bem ajustada.

O problema ocorre quando o vento não é "bem comportado" e seu histograma de velocidades não se aproxima do comportamento da distribuição de Weibull. Nestes casos, o próprio método numérico iterativo utilizado pode fazer com que as estimativas convirjam para valores que não representam a realidade. Nestas situações a informação adicional é relevante, pois a equivalência da densidade de energia condiciona as estimativas para uma determinada direção; fazendo com que, dentre várias estimativas de k e c, seja determinada a "melhor" estimativa que atende as condições impostas inicialmente.

Como a principal aplicação do MEE é subsidiar os cálculos de estimativas de geração de energia de turbinas eólicas, nada melhor que a utilização de uma estatística intrinsecamente ligada à energia disponível no vento.

6.2.2 Hipótese 2

A segunda hipótese admite que: "*A faixa de ajustes adequada para as condições de vento Nordeste deve levar em conta a grande ocorrência de valores próximos à velocidade média e uma maior simetria da distribuição*".

O ajuste da curva teórica para os intervalos de velocidade acima da velocidade média é uma prática muito adotada nos atuais modelos de estimativas dos parâmetros de Weibull. Quando as condições de vento apresentam grandes dispersões das ocorrências (o que normalmente se observa na Europa e Estados Unidos), esta prática privilegia os intervalos de velocidades mais energéticos.

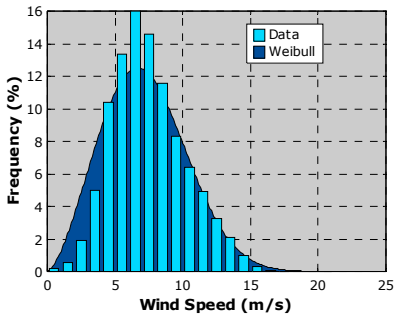
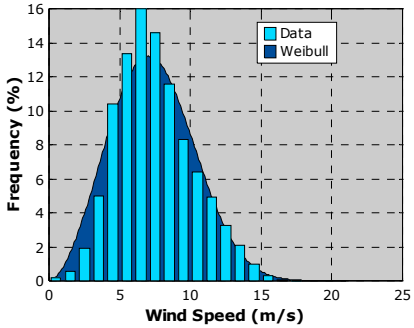
A *fdp* de Weibull, como toda distribuição de probabilidade, possui uma "forma" característica e nem sempre consegue representar bem todos os intervalos de velocidade, principalmente as provenientes das séries temporais que apresentam poucas ocorrências de altos valores de velocidade. Nestes casos, faz sentido adotar medidas que priorize o ajuste da curva teórica para as faixas de velocidade de vento que as turbinas eólicas geram maior quantidade de energia.

O problema em utilizar esta prática nas análises dos ventos do Nordeste está no fato destes serem mais constantes e apresentarem grandes ocorrências em torno do seu valor médio. Isso implica na desconsideração de uma grande quantidade de registros significantes em termos de energia.

Para ilustrar esta situação, considere uma distribuição de velocidades, com média de 7,48 m/s, apresentada na tabela 6.1. Esta distribuição foi obtida a partir de uma série temporal coletada por uma estação anemométrica de pesquisas do CBEE instalada no Nordeste. Neste exemplo, dois pares de estimativas dos parâmetros k e c foram calculados. A primeira considerando o ajuste da curva teórica apenas para os intervalos maiores que o da velocidade média (*ajuste 1*) e a segunda considerando apenas os registros de velocidade maiores ou iguais a 4 m/s (*ajuste 2*).

Tabela 6.1 – Sumário de vento. Fonte: CBEE – Dados de estação de pesquisas.

Resultados de análise estatística					
Intervalo	**Frequencia de ocorrências**	**Proporção da *EG* total**	**Intervalo**	**Frequencia de ocorrências**	**Proporção da *EG* total**
$0 \leq v < 1$	0,18 %	0,00 %	$9 \leq v < 10$	8,31 %	14,49 %
$1 \leq v < 2$	0,57 %	0,00 %	$10 \leq v < 11$	6,42 %	13,85 %
$2 \leq v < 3$	1,91 %	0,00 %	$11 \leq v < 12$	4,92 %	12,31 %
$3 \leq v < 4$	4,96 %	0,01 %	$12 \leq v < 13$	3,27 %	8,98 %
$4 \leq v < 5$	10,41 %	0,79 %	$13 \leq v < 14$	2,09 %	5,96 %
$5 \leq v < 6$	13,37 %	3,50 %	$14 \leq v < 15$	1,01 %	2,94 %
$6 \leq v < 7$	15,99 %	8,47 %	$15 \leq v < 16$	0,31 %	0,93 %
$7 \leq v < 8$	14,60 %	12,70 %	$16 \leq v < 17$	0,08 %	0,24 %
$8 \leq v < 9$	11,57 %	14,82 %	$17 \leq v < 18$	0,00 %	0,00 %

Curvas teóricas							
Ajuste 1: $v \geq 8$ m/s				**Ajuste 2: $v \geq 4$ m/s**			
k	2,53	***c***	8,14	***K***	2,75	***c***	8,28
							

O primeiro ajuste simplesmente deixa de considerar 62 % dos dados válidos de velocidade, e que representam 25,47 % da energia disponível pelo vento. Observe que a curva teórica obtida no *ajuste 1,* aparentemente, representa melhor as velocidades de vento mais altas (acima da velocidade média). Entretanto, os resultados de geração fornecidos pelo segundo ajuste são consideravelmente melhores.

No *ajuste 1*, o erro da *Energia Gerada*[37] *(EG)* foi de **–3,254 %.** Para o *ajuste 2*, o erro da *EG* foi de apenas **0,083 %,** um resultado muito melhor que o primeiro.

O experimento realizado para a determinação da faixa de ajuste adequada para o MEE é apresentado na seção 6.5.

6.3 FUNDAMENTOS MATEMÁTICOS DO MEE

Por definição, toda observação aleatória pode ser modelada da seguinte forma:

$$Y = g(\theta_1, \theta_2, ..., \theta_n) + \varepsilon \qquad (6.1)$$

[37] É uma estimativa da quantidade de energia elétrica produzida por uma turbina eólica instalada no local da torre, com a altura do rotor igual à altura de medição, em um período de h horas e 100 % de disponibilidade. Reduções na performance da turbina eólica devido a fatores externos não são consideradas no cálculo desse indicador, como sujeira, chuva ou insetos nas pás, efeitos topográficos e de esteira, e perdas elétricas.
Neste exemplo foi utilizada uma turbina eólica NEG Micon 1.500 kW.

Onde, o primeiro fator - $g(\theta_1, \theta_2,..., \theta_n)$ - corresponde a parte sistemática do modelo e o segundo fator - ε - corresponde a parte estocástica.

A função g é conhecida e os números reais θ_1, θ_2 ,..., θ_n são os parâmetros desconhecidos da função g. O fator relacionado à parte estocástica deve satisfazer as seguintes condições:

- Ser variável aleatória com valor esperado igual a 0: $E(\varepsilon)=0$;
- Ser variável aleatória com variância constante: $V(\varepsilon)=\sigma^2$;
- As ocorrências de ε são não-correlacionados: $\text{cov}(\varepsilon_i, \varepsilon_j)=0$.

Uma vez que a observação é retratada nesta forma, os parâmetros θ_1, θ_2 ,..., θ_n poderão ser determinados a partir do Método dos Mínimos Quadrados, onde o estimador minimiza a soma dos quadrados dos erros (ε).

Considere a observação aleatória $\boldsymbol{W_v}$ uma variável aleatória discreta, associada a v, que representa a freqüência relativa de ocorrência em um determinado intervalo de velocidade de vento e podendo ser obtido a partir da equação (4.15).

Considere, ainda, que esta observação aleatória está relacionada aos parâmetros de k e c de Weibull a partir da equação da probabilidade de ocorrências W. $W(v)$ é a probabilidade de ocorrências de velocidade de vento no intervalo $v\text{-}1 \leq V < v$. A representação matemática de $W(v)$ é:

$$W(v) = Q(v-1) - Q(v) \tag{6.2}$$

$$W(v) = \left(e^{-\left(\frac{v-1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \right) \tag{6.3}$$

Onde $Q(v)$ é a probabilidade de ocorrências de velocidades de vento iguais ou maiores que v, dada por: $Q(v)=1\text{-}F(v)$. $F(v)$ é dada pela equação (5.3).

Logo, a observação aleatória $\boldsymbol{W_v}$ pode ser escrita utilizando as equações (6.1) e (6.3).

$$W_v = W(v) + \varepsilon_v = \left(e^{-\left(\frac{v-1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \right) + \varepsilon_v \tag{6.4}$$

No capítulo 5, foi apresentado que a integração de qualquer evento proveniente de uma série temporal (neste caso, em freqüências relativas de ocorrências) leva a uma perda parcial de informações. Senso assim, é de se esperar que no MEE todas as informações disponíveis são as fornecidas, apenas, pelo histograma de velocidade. Entretanto, a adição de informações específicas, de maior representatividade para os resultados desejados, pode trazer melhorias substanciais às estimativas.

No Modelo da Energia Equivalente, a informação adicional é a energia disponível da série temporal de vento, que é modelada a partir de uma restrição: a densidade de energia da distribuição de Weibull é igual à densidade de energia observada, dada pela equação (3.1).

Para garantir a condição de equivalência inicialmente proposta na hipótese 1, faz-se a igualdade entre as equações (4.6) e (5.14). A equação resultante desta operação expressa o parâmetro *c* em função da velocidade cúbica média das observações e do parâmetro *k.*

$$c = \left(\frac{v^3{}_m}{\Gamma(1+\frac{3}{k})} \right)^{\frac{1}{3}} \tag{6.5}$$

Aplicando a equação (6.5) na equação (6.4), obtém-se:

$$W_v = e^{-\left(\frac{(v_i - 1)\cdot\left(\Gamma(1+\frac{3}{k}) \right)^{\frac{1}{3}}}{\left(v^3{}_m\right)^{\frac{1}{3}}} \right)^k} - e^{-\left(\frac{(v_i)\cdot\left(\Gamma(1+\frac{3}{k}) \right)^{\frac{1}{3}}}{\left(v^3{}_m\right)^{\frac{1}{3}}} \right)^k} + \varepsilon_v \tag{6.6}$$

A estimativa do parâmetro *k* poderá ser obtida a partir de um estimador de mínimos quadrados. Neste caso, o estimador é o valor de *k* que torna mínima a expressão:

$$\sum_{i=1}^{n} [W_{v\,i} - e^{-\left(\frac{(v_i - 1)\cdot\left(\Gamma(1+\frac{3}{k}) \right)^{\frac{1}{3}}}{\left(v^3{}_m\right)^{\frac{1}{3}}} \right)^k} + e^{-\left(\frac{(v_i)\cdot\left(\Gamma(1+\frac{3}{k}) \right)^{\frac{1}{3}}}{\left(v^3{}_m\right)^{\frac{1}{3}}} \right)^k}]^2 = \sum_{i=1}^{n} \left(\varepsilon_{vi}\right)^2 \tag{6.7}$$

Onde, $\boldsymbol{W}_{vi}$ é a freqüência de ocorrências de velocidade no *i*-ésimo intervalo, *n* é o número de intervalos do histograma de velocidade, v_i é o valor do limite superior do *i*-ésimo intervalo de velocidade e $v^3{}_m$ é a velocidade cúbica média das observações.

Analiticamente, a minimização de uma função qualquer se dá a partir de sua primeira derivada em relação a cada um dos seus *n* parâmetros. Logo, têm-se *n* equações lineares e *n* parâmetros como incógnitas. Nestes casos, a solução mais comum é obtida por eliminação ou pelo emprego de determinantes.

Entretanto, esta metodologia não pode ser utilizada na equação (6.7), pois o detalhamento matemático para a obtenção de um resultado analiticamente exato não é viável para todo o valor de *k.* Isso ocorre porque esta equação possui na sua estrutura duas integrais impróprias, relacionadas às funções Gama: Γ(1+3/k).

Diante disso, a determinação do melhor estimador do parâmetro *k* é realizada pela aplicação de um método numérico iterativo de minimização de funções[38].

Uma vez calculado o valor do parâmetro *k*, o valor de *c* pode ser obtido de forma direta a partir da equação (6.5).

---

[38] O método numérico iterativo de minimização utilizado no âmbito desta dissertação se baseia na procura da seção de ouro e em interpolações parabolicas. A função do Matlab correspondente é a FMINBND e os fundamentos matemáticos em que se baseia são apresentados em [Forsythe et al., 1976] [Brent, 1973].

6.4 AVALIAÇÃO DO MEE

A avaliação do MEE é procedida comparando os seus resultados com os de outros métodos de estimativas dos parâmetros de Weibull. O procedimento se baseia na comparação da energia calculada a partir de observações de campo (aqui denominada $EG_{observada}$) e a estimativa de energia gerada obtida a partir de distribuições probabilísticas de velocidade (denominada $EG_{teórica}$). A $EG_{observada}$ é calculada a partir de séries temporais anuais e mensais provenientes de observações de campo.

As séries anuais (contendo 52.560 registros de 10 minutos) foram utilizadas em experimentos onde se desejam avaliar o MEE submetidos a um comportamento eólico típico do Nordeste. Isso porque este período engloba as principais variações sazonais do ano, além de absorver boa parte dos fenômenos climáticos de curta duração. Logo, as séries temporais anuais fornecem uma melhor representatividade dos ventos do Nordesde Brasileiro.

Também são utilizadas séries mensais (contendo aproximadamente 4.320 registros de 10 minutos), pois representa condições de ventos um pouco diferente das anuais. Nestes casos, se objetivava a avaliação do comportamento do MEE sob condições de vento mais variadas.

Os resultados de geração das observações *in situ* foram comparados aos valores de $EG_{teóricas}$ obtidos a partir de distribuições de velocidades com parâmetros k e c calculados pelos seguintes métodos:

- Método da Máxima Verossimilhança (MMV);
- Método da Máxima Semelhança (MMS);
- Método da Energia Equivalente (MEE).

O propósito desse experimento é comparar e avaliar a capacidade desses métodos de estimativas em fornecer parâmetros de Weibull representativos do comportamento das séries temporais coletadas no Nordeste.

Diante disso, as condições iniciais admitidas para os três métodos foram idênticas, o que incluiu o ajuste da distribuição probabilística para todos os intervalos do histograma de velocidades. Entretanto, para cada um dos três métodos, as restrições próprias e adequadas para o seu perfeito funcionamento foram utilizadas.

6.4.1 Dados de curva de potência utilizados na avaliação do MEE

No âmbito deste experimento, foram utilizadas as curvas de potência das seguintes turbinas eólicas:

- NEG Micon de 1.500 kW, modelo NM72C (figura 3.5);
- NODEX de 1.300 kW, modelo N60 (figura 3.11);
- VESTAS de 1.750 kW, modelo V66;
- ENERCON de 600 kW, modelo E40 (figura 6.1).

Todas as curvas de potência foram corrigidas para uma massa específica do ar de 1.16 kg/m^3, pois esta representa a massa específica média no *Litoral Norte-Nordeste* (onde se concentra o maior número de projetos de centrais eólicas no Nordeste).

Figura 6.1 – Turbinas eólicas Enercon E40 instaladas em Mucuripe, Ceará.

Deve-se levar em conta que a utilização de curvas de potência de outras máquinas ou corrigidas para outros valores de massa específica do ar podem fornecer resultados numéricos diferentes dos apresentados nos experimentos. Entretanto, qualitativamente, as conclusões aqui apresentadas permanecerão inalteradas. As tabelas 6.2, 6.3, 6.4 e 6.5 apresentam os dados das curvas de potência das turbinas eólicas utilizadas no experimento.

Tabela 6.2 – Curva de potência da turbina NEG Micon NM72C.

Curva de Potência de Turbina Eólica			
Velocidade do vento na altura do cubo	**Potência [kW]**	**Fabricante:**	NEG Micon
		Modelo:	NM 72C
1 m/s	0,0	**Potência nominal:**	1.500 kW
2 m/s	0,0	**Freqüência nominal:**	60 Hz
3 m/s	0,0	**Diâmetro do Rotor:**	72 metros
4 m/s	3,0	**Massa específica do ar:**	1,16 kg/m3
5 m/s	73,6	Gráfico	
6 m/s	192,0		
7 m/s	346,5		
8 m/s	537,5		
9 m/s	764,0		
10 m/s	1008,0		
11 m/s	1182,5		
12 m/s	1360,0		
13 m/s	1428,5		
14 m/s	1469,0		
15 m/s	1500,0		
16 m/s	1500,0		
17 m/s	1500,0		
18 m/s	1500,0		
19 m/s	1500,0		
20 m/s	1500,0		
21 m/s	1500,0		
22 m/s	1500,0		
23 m/s	1500,0		
24 m/s	1500,0		
25 m/s	1500,0		

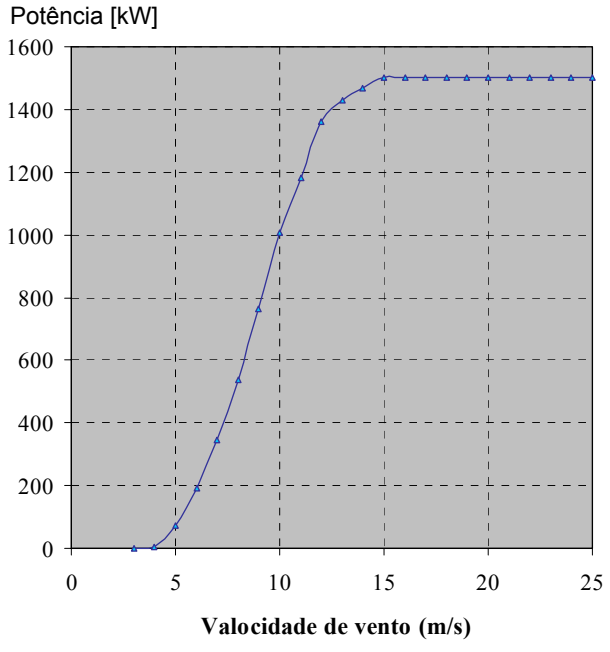


Tabela 6.3 – Curva de potência da turbina NORDEX N60.

Curva de Potência de Turbina Eólica			
Velocidade do vento na altura do cubo	**Potência [kW]**	**Fabricante:**	NORDEX
		Modelo:	N60
1 m/s	0,0	**Potência nominal:**	1.300 kW
2 m/s	0,0	**Freqüência nominal:**	60 Hz
3 m/s	0,0	**Diâmetro do Rotor:**	60 metros
4 m/s	28,0	**Massa específica do ar:**	1,16 kg/m3
5 m/s	68,5	Gráfico	
6 m/s	119,5		
7 m/s	230,5		
8 m/s	353,5		
9 m/s	502,5		
10 m/s	659,0		
11 m/s	814,5		
12 m/s	953,5		
13 m/s	1071,5		
14 m/s	1176,5		
15 m/s	1260,5		
16 m/s	1302,0		
17 m/s	1311,5		
18 m/s	1322,0		
19 m/s	1328,0		
20 m/s	1331,0		
21 m/s	1330,5		
22 m/s	1329,0		
23 m/s	1319,5		
24 m/s	1312,0		
25 m/s	1310,0		

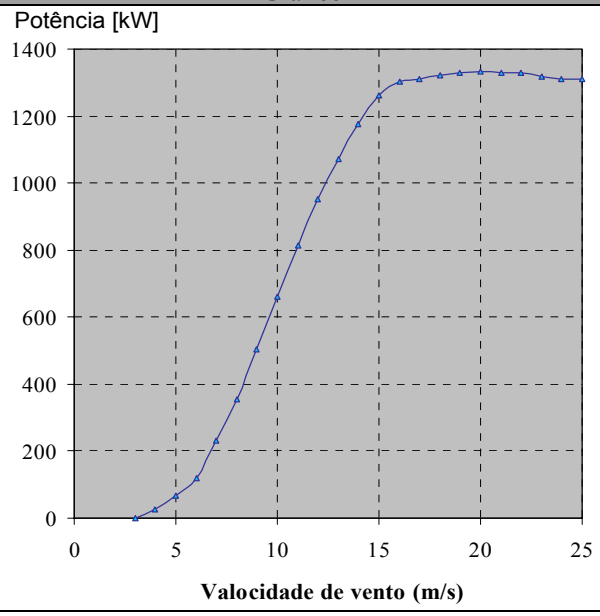


Tabela 6.4 – Curva de potência da turbina VESTAS V66.

Curva de Potência de Turbina Eólica			
Velocidade do vento na altura do cubo	**Potência [kW]**	**Fabricante:**	VESTAS
		Modelo:	V66
1 m/s	0,0	**Potência nominal:**	1.750 kW
2 m/s	0,0	**Freqüência nominal:**	60 Hz
3 m/s	0,0	**Diâmetro do Rotor:**	66 metros
4 m/s	30,2	**Massa específica do ar:**	1,16 kg/m3
5 m/s	87,6	Gráfico	
6 m/s	166,7		
7 m/s	276,7		
8 m/s	425,0		
9 m/s	617,7		
10 m/s	849,7		
11 m/s	1103,0		
12 m/s	1348,7		
13 m/s	1548,3		
14 m/s	1674,3		
15 m/s	1729,3		
16 m/s	1746,3		
17 m/s	1749,3		
18 m/s	1750,0		
19 m/s	1750,0		
20 m/s	1750,0		
21 m/s	1750,0		
22 m/s	1750,0		
23 m/s	1750,0		
24 m/s	1750,0		
25 m/s	1750,0		

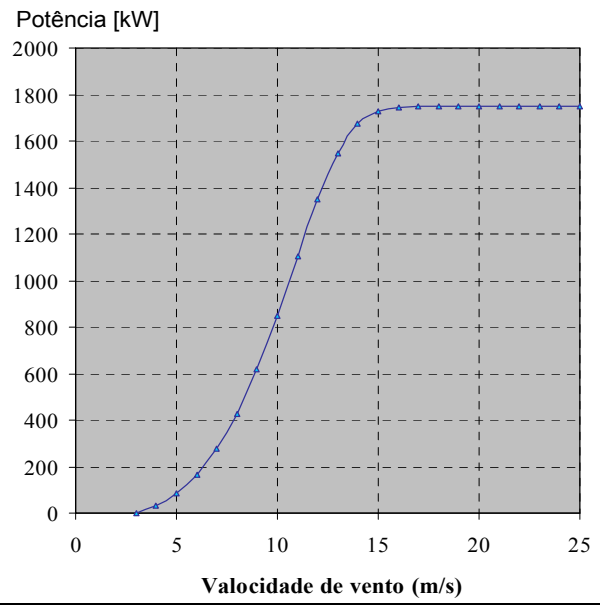
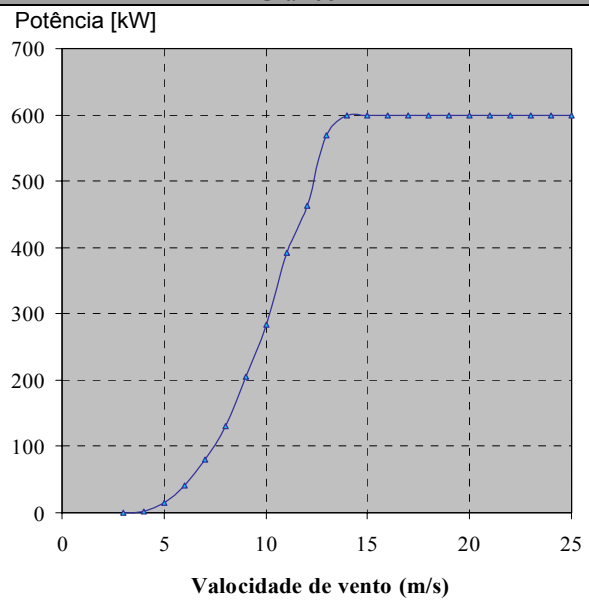


Tabela 6.5 – Curva de potência da turbina ENERCON E40.

Curva de Potência de Turbina Eólica			
Velocidade do vento na altura do cubo	**Potência [kW]**	**Fabricante:**	ENERCON
		Modelo:	E40
1 m/s	0,0	**Potência nominal:**	600 kW
2 m/s	0,0	**Freqüência nominal:**	60 Hz
3 m/s	0,0	**Diâmetro do Rotor:**	44 metros
4 m/s	1,9	**Massa específica do ar:**	1,16 kg/m3
5 m/s	14,1	Gráfico	
6 m/s	40,4		
7 m/s	80,6		
8 m/s	130,4		
9 m/s	204,9		
10 m/s	284,4		
11 m/s	391,8		
12 m/s	462,1		
13 m/s	569,0		
14 m/s	600,0		
15 m/s	600,0		
16 m/s	600,0		
17 m/s	600,0		
18 m/s	600,0		
19 m/s	600,0		
20 m/s	600,0		
21 m/s	600,0		
22 m/s	600,0		
23 m/s	600,0		
24 m/s	600,0		
25 m/s	600,0		



6.4.2 Procedimentos de análise

A metodologia utilizada em todas as comparações e validações nesta seção se baseia no cálculo do *Erro da Energia Gerada* (*e*) e do *Coeficiente de Correlação* (**r**) entre a distribuição observada e a distribuição teórica.

6.4.2.1 Erro da Energia Gerada

Os procedimentos de cálculo da *Energia Gerada* se baseiam em práticas recomendadas pela [IEA, 1990] e [IEC, 1998]. A energia elétrica produzida por uma turbina eólica, com curva de potência (P_c), é calculada a partir da distribuição de velocidades de vento (f), num período de h horas.

Para o cálculo da produção de energia de uma turbina eólica faz-se necessário a combinação da curva de potência da máquina com a distribuição de velocidades de vento – *f(v)*. A fim de facilitar o entendimento, a distribuição de velocidades obtida a partir de uma série temporal observada será chamada de *distribuição de velocidades observada,* e é calculada a partir da integração da série temporal em freqüências de ocorrências de velocidades, com intervalo de velocidade de 1m/s; pela aplicação da equação (4.15). A distribuição proveniente de uma função probabilística será denominada *distribuição de velocidades teórica,* e é obtida através da distribuição acumulada de Weibull; pela aplicação da equação (6.3).

Multiplicando a ocorrência de cada intervalo da distribuição de velocidades pelo número total de horas *h,* obtêm-se as ocorrências horárias em cada intervalo de velocidade. Segue-se, então, a multiplicação dessas ocorrências horárias com a potência elétrica média do

intervalo. Logo, a expressão que define a energia produzida no *i*-ésimo intervalo de velocidade é:

$$E_{ti} = \frac{1}{2} \cdot \left[P_c(v_i) + P_c(v_i - 1) \right] \cdot f(v_i) \cdot h \tag{6.8}$$

A energia total *EG* produzida é expressa por:

$$EG = \sum_{i=1}^{n} E_{ti} = \sum_{i=1}^{n} \frac{1}{2} \cdot \left[P_c(v_i) + P_c(v_i - 1) \right] \cdot f(v_i) \cdot h \tag{6.9}$$

Onde *n* é o número total de intervalos de velocidade.

Um dos interesses desta análise é identificar se o método fornece uma estimativa da $EG_{teórica}$ mais próxima da realidade. Isso é feito pela a quantificação do *erro da EG* ou *erro absoluto da EG.* Este parâmetro é o valor absoluto do erro percentual entre o valor da $EG_{observada}$ e do valor da $EG_{teórica}$. A equação (6.10) apresenta o valor do *erro da Energia Gerada*.

$$|e| = \left| \frac{EG_{teórica} - EG_{observada}}{EG_{observada}} \right| \tag{6.10}$$

6.4.2.2 Coeficiente de correlação

A segunda avaliação foi feita pelo cálculo do *coeficiente de correlação do momento do produto de Pearson* (**r**) entre as distribuições de velocidades observada e teórica. Em experimentos eólicos, **r** é o coeficiente de correlação através dos dados de freqüência de ocorrência, na *distribuição de velocidades observada*, e dos dados de probabilidade de ocorrência, na *distribuição de velocidades teórica*. Este parâmetro é importante, pois independe da curva de potência utilizada no experimento.

Considere (W_v,W) uma variável aleatória bidimensional, com relação de linearidade entre *h* e *p*, que dá origem a uma amostra (h_1, p_1),..., (h_n, p_n); onde W_v representa a *distribuição de velocidades observada* e *W* a *distribuição de velocidades teórica*. O cálculo do coeficiente de correlação tem por objetivo quantificar a representatividade da distribuição teórica. O coeficiente de correlação é interpretado como o grau de associação da relação linear entre W_v e *W*.

O valor do coeficiente de correlação está sempre entre -1 e +1, com **r**=0 correspondendo à não associação. O método que fornecer o valor do coeficiente de correlação mais próximo de ±1, possuirá maior associação à *distribuição de velocidades observada*. A expressão do coeficiente de correlação do momento do produto de Pearson é:

$$r = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^{n} (h_i \cdot p_i) - \sum_{i=1}^{n} h_i \cdot \sum_{i=1}^{n} p_i}{\sqrt{n \cdot \sum_{i=1}^{n} h_i^{\,2} - \left(\sum_{i=1}^{n} h_i \right)^2} \cdot \sqrt{n \cdot \sum_{i=1}^{n} p_i^{\,2} - \left(\sum_{i=1}^{n} p_i \right)^2}} \tag{6.11}$$

Onde, h_i é a freqüência de ocorrências de velocidade no *i*-ésimo intervalo de velocidade, p_i é a probabilidade de ocorrências de velocidade no *i*-ésimo intervalo de velocidade e *n* é o número de intervalos de velocidade do histograma de velocidade.

A tabela abaixo facilita a interpretação física para um dado valor de **r**. É claro que as interpretações dependem de cada contexto em particular.

Tabela 6.6 – Interpretação física do valor de **r**.

r (+ ou -)	**Interpretação**	**r** (+ ou -)	**Interpretação**
0,00	Não existe uma correlação linear	0,40 a 0,69	Correlação moderada
0,01 a 0,19	Correlação muito ruim	0,70 a 0,89	Correlação boa
0,20 a 0,39	Correlação ruim	0,90 a 1,00	Correlação excelente

6.4.3 Resultados

Primeiramente, os valores de *erro da Energia Gerada,* calculados a partir de cada um dos métodos de estimativas, foram comparados. O método que subsidia a obtenção dos menores valores para este parâmetro, fornecerá as melhores estimativas de *k* e *c*.

Os resultados de *erro da Energia Gerada* foram integrados em estatísticas de:

- *Melhor estimativa EG* – Número de séries temporais que um método fornece as melhores estimativas de $EG_{teórica}$;
- $|e_{médio}|$ - Média aritmética dos erros da *Energia Gerada*;
- $\sigma|e|$ - Desvio padrão do conjunto de valores dos erros da *Energia Gerada*;
- $e_{inferior}$ – Limite inferior: Maior erro dentre as subestimativas[39] da $EG_{teórica}$;
- $e_{superior}$ - Limite Superior: Maior erro dentre as sobrestimativas[40] da $EG_{teórica}$.
- Distribuição de freqüências de ocorrências dos *erros da Energia Gerada*, considerando classes de erro de 1%.

Os principais resultados dos experimentos que comparam a precisão do Método de Energia Equivalente com outros dois métodos, quanto ao erro da energia gerada para vários modelos de turbinas eólicas são apresentados nas tabelas:

- *Tabelas 6.7:* Análise da *EG* (NEG Micon de 1.500 kW, modelo NM72C);
- *Tabelas 6.8:* Análise da *EG* (NORDEX de 1.300 kW, modelo N60);
- *Tabelas 6.9:* Análise da *EG* (VESTAS de 1.750 kW, modelo V66);
- *Tabelas 6.10:* Análise da *EG* (ENERCON de 600kW, modelo E40);

[39] Diz-se do valor da estimativa de $EG_{teórica}$ menor que o calculado para $EG_{observada}$.

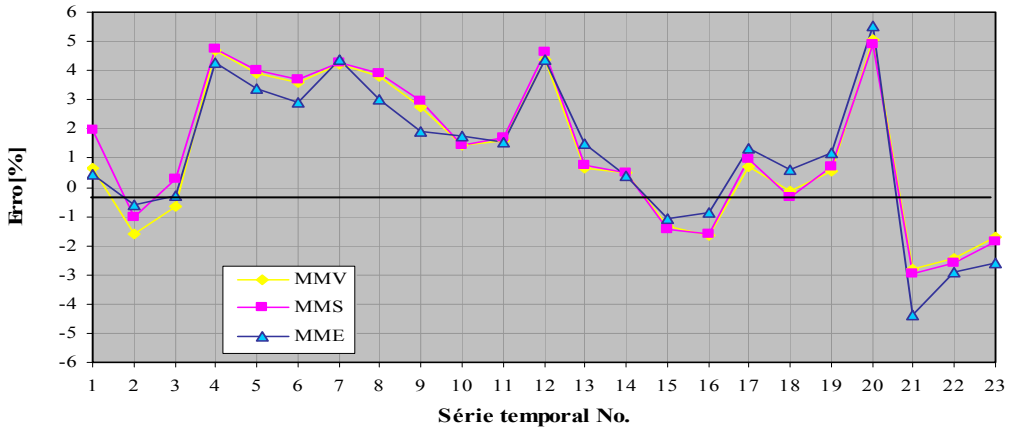
[40] Diz-se do valor da estimativa de $EG_{teórica}$ maior que o calculado para $EG_{observada}$.

Tabela 6.7 – Resultados de experimento de *Energia Gerada*. Turbina eólica: NEG Micon NM72C 1.500 kW.

Resultados de experimento da *EG*– Séries anuais					
Método	*Melhor estimativa EG*	$\lvert e_{médio} \rvert$	$\sigma_{\lvert e \rvert}$	$e_{inferior}$	$e_{superior}$
MMV	43,48 %	2,21 %	1,56	-2,81 %	5,06 %
MMS	4,35 %	2,31 %	1,54	-2,94 %	4,88 %
MEE	52,17 %	2,22 %	1,56	-4,37 %	5,54 %

Distribuição de freqüências do erro absoluto			
Classe de *erro*	**MMV**	**MMS**	**MEE**
	% de ocorrências	% de ocorrências	% de ocorrências
< 1%	30,43 %	26,09 %	26,09 %
1% - 2%	26,09 %	30,43 %	30,43 %
2% - 3%	13,04 %	13,04 %	13,04 %
3% - 4%	13,04 %	8,70 %	8,70 %
4% - 5%	13,04 %	21,74 %	17,39 %
5% - 6%	4,35 %	0,00 %	4,35 %
> 6%	0,00 %	0,00 %	0,00 %

Erro de Estimativa de Geração Anual



Resultados de experimento de *EG* – Séries mensais					
Método	*Melhor estimativa EG*	$\lvert e_{médio} \rvert$	$\sigma_{\lvert e \rvert}$	$e_{inferior}$	$e_{superior}$
MMV	29,09 %	1,64 %	1,28	-3,47 %	5,66 %
MMS	19,64 %	1,82 %	1,40	-3,01 %	6,14 %
MEE	51,27 %	1,34 %	1,11	-3,72 %	6,00 %

Distribuição de freqüências do erro absoluto			
Classe de *erro*	**MMV**	**MMS**	**MEE**
	% de ocorrências	% de ocorrências	% de ocorrências
< 1%	41,09 %	38,55 %	48,36 %
1% - 2%	24,00 %	21,45 %	26,55 %
2% - 3%	18,55 %	16,36 %	16,73 %
3% - 4%	11,27 %	17,45 %	6,18 %
4% - 5%	4,00 %	4,00 %	1,45 %
5% - 6%	1,09 %	1,82 %	0,73 %
> 6%	0,00 %	0,36 %	0,00 %

Erro de Estimativa de Geração Mensal

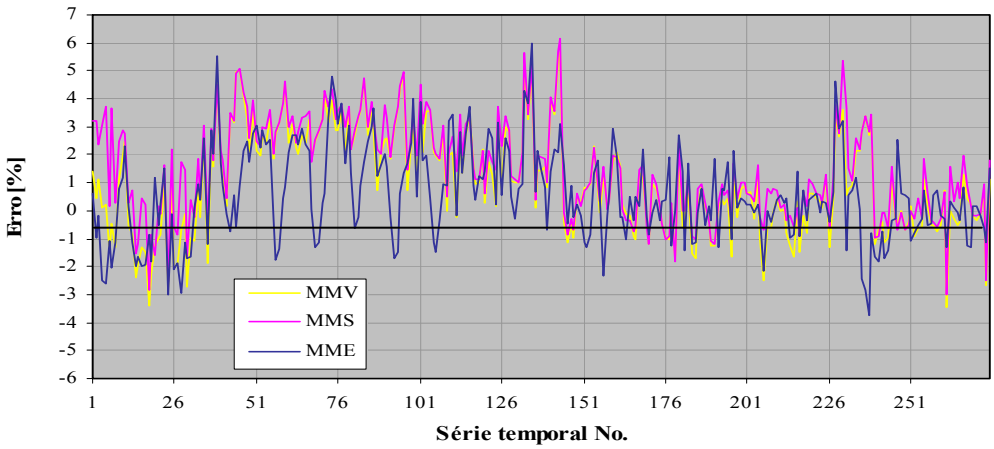
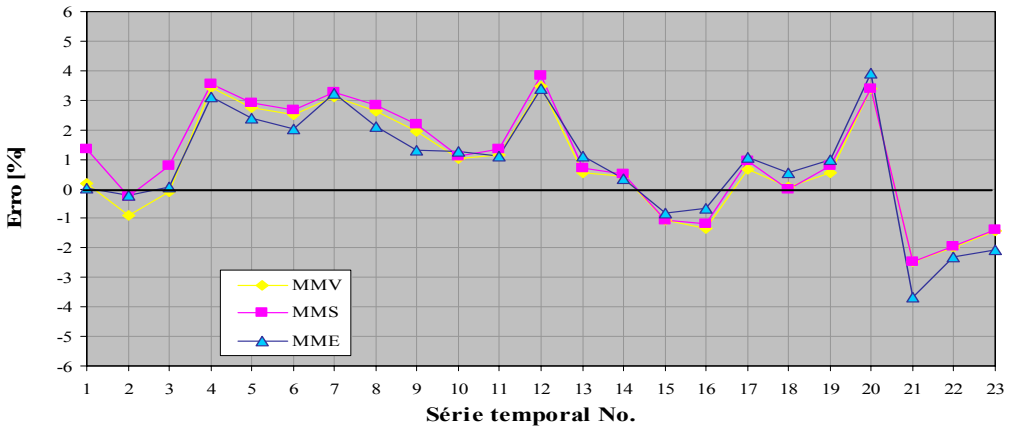


Tabela 6.8 – Resultados de experimento de *Energia Gerada*. Turbina eólica: NORDEX N60 1.300 kW.

Resultados de experimento da *EG*– Séries anuais					
Método	*Melhor estimativa EG*	$\lvert e_{médio} \rvert$	$\sigma_{\lvert e \rvert}$	$e_{inferior}$	$e_{superior}$
MMV	26,09 %	1,61 %	1,15	-2,46 %	3,49 %
MMS	17,39 %	1,76 %	1,15	-2,48 %	3,83 %
MEE	56,52 %	1,64 %	1,20	-3,68 %	3,90 %

Distribuição de freqüências do erro absoluto			
Classe de *erro*	**MMV**	**MMS**	**MEE**
	% de ocorrências	% de ocorrências	% de ocorrências
< 1%	34,78 %	30,43 %	34,78 %
1% - 2%	30,43 %	30,43 %	21,74 %
2% - 3%	17,39 %	21,74 %	21,74 %
3% - 4%	17,39 %	17,39 %	21,74 %
4% - 5%	0,00 %	0,00 %	0,00 %
5% - 6%	0,00 %	0,00 %	0,00 %
> 6%	0,00 %	0,00 %	0,00 %

Erro de Estimativa de Geração Anual



Resultados de experimento de *EG*– Séries mensais					
Método	*Melhor estimativa EG*	$\lvert e_{médio} \rvert$	$\sigma_{\lvert e \rvert}$	$e_{inferior}$	$e_{superior}$
MMV	31,64 %	1,20 %	0,93	-2,64 %	4,09 %
MMS	15,64 %	1,42 %	1,02	-2,07 %	4,66 %
MEE	52,73 %	0,95 %	0,79	-3,33 %	4,43 %

Distribuição de freqüências do erro absoluto			
Classe de *erro*	**MMV**	**MMS**	**MEE**
	% de ocorrências	% de ocorrências	% de ocorrências
< 1%	53,09 %	41,82 %	60,00 %
1% - 2%	28,00 %	28,73 %	29,82 %
2% - 3%	13,82 %	22,18 %	8,00 %
3% - 4%	4,73 %	5,82 %	1,45 %
4% - 5%	0,36 %	1,45 %	0,73 %
5% - 6%	0,00 %	0,00 %	0,00 %
> 6%	0,00 %	0,00 %	0,00 %

Erro de Estimativa de Geração Mensal

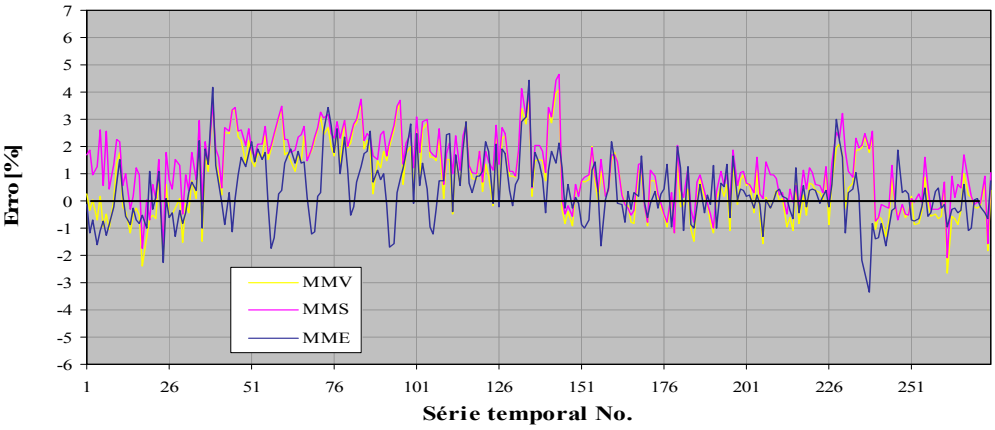
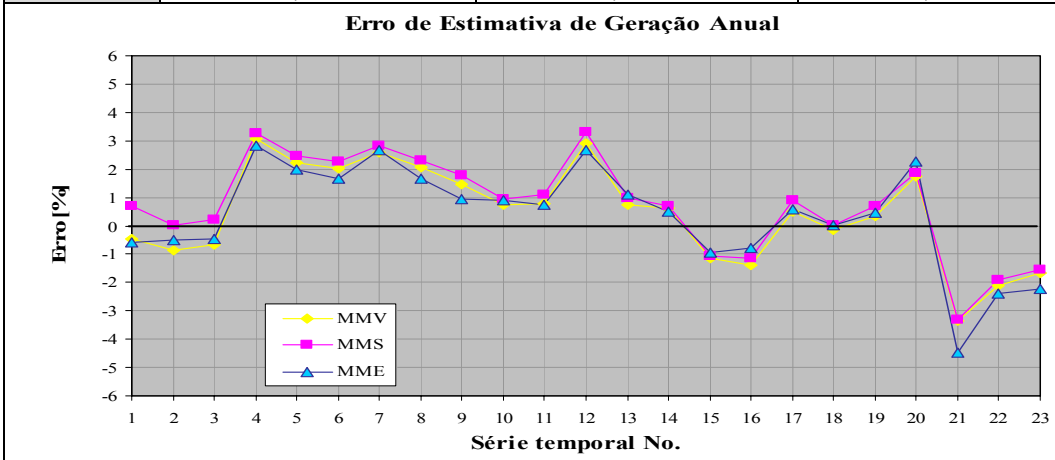


Tabela 6.9 – Resultados de experimento de *Energia Gerada*. Turbina eólica: VESTAS V66 1.750 kW.

Resultados de experimento da *EG*– Séries anuais					
Método	*Melhor estimativa EG*	$\|e_{médio}\|$	$\sigma_{\|e\|}$	$e_{inferior}$	$e_{superior}$
MMV	30,43 %	1,46 %	0,94	-3,33 %	3,08 %
MMS	21,74 %	1,54 %	1,03	-3,32 %	3,33 %
MEE	47,83 %	1,45 %	1,08	-4,46 %	2,84 %

Distribuição de freqüências do erro absoluto			
Classe de *erro*	**MMV**	**MMS**	**MEE**
	% de ocorrências	% de ocorrências	% de ocorrências
< 1%	43,48 %	39,13 %	52,17 %
1% - 2%	21,74 %	30,43 %	17,39 %
2% - 3%	26,09 %	17,39 %	26,09 %
3% - 4%	8,70 %	13,04 %	0,00 %
4% - 5%	0,00 %	0,00 %	4,35 %
5% - 6%	0,00 %	0,00 %	0,00 %
> 6%	0,00 %	0,00 %	0,00 %



Resultados de experimento de *EG*– Séries mensais					
Método	*Melhor estimativa EG*	$\|e_{médio}\|$	$\sigma_{\|e\|}$	$e_{inferior}$	$e_{superior}$
MMV	26,91 %	0,98 %	0,78	-1,84 %	3,45 %
MMS	20,36 %	1,14 %	0,85	-1,33 %	3,97 %
MEE	52,73 %	0,74 %	0,61	-4,57 %	2,48 %

Distribuição de freqüências do erro absoluto			
Classe de *erro*	**MMV**	**MMS**	**MEE**
	% de ocorrências	% de ocorrências	% de ocorrências
< 1%	60,00 %	49,45 %	74,91 %
1% - 2%	29,09 %	36,36 %	22,18 %
2% - 3%	6,55 %	9,09 %	1,82 %
3% - 4%	4,36 %	5,09 %	0,73 %
4% - 5%	0,00 %	0,00 %	0,36 %
5% - 6%	0,00 %	0,00 %	0,00 %
> 6%	0,00 %	0,00 %	0,00 %

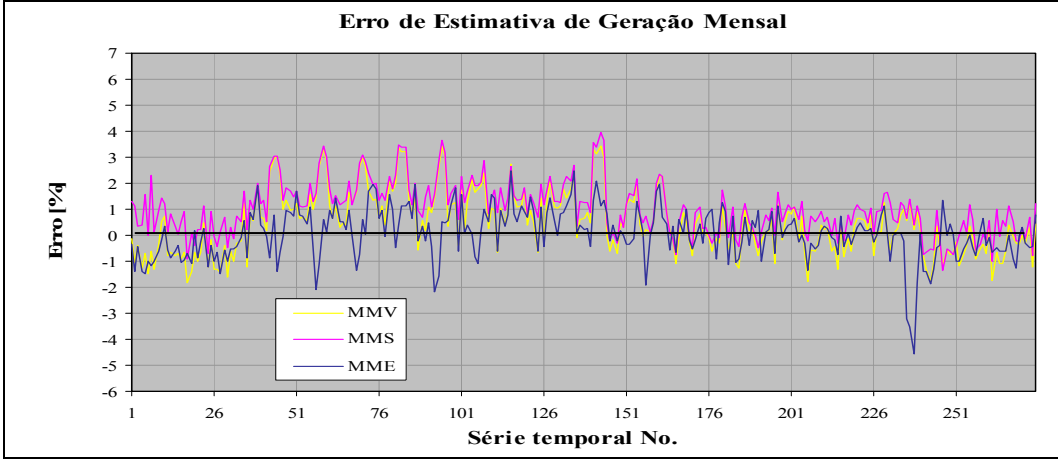
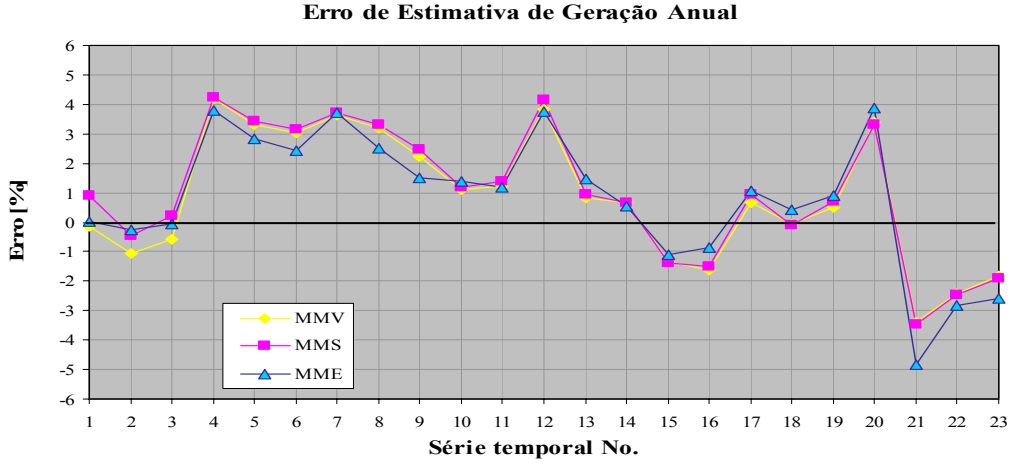


Tabela 6.10 – Resultados de experimento de *Energia Gerada*. Turbina eólica: ENERCON E40 600 kW.

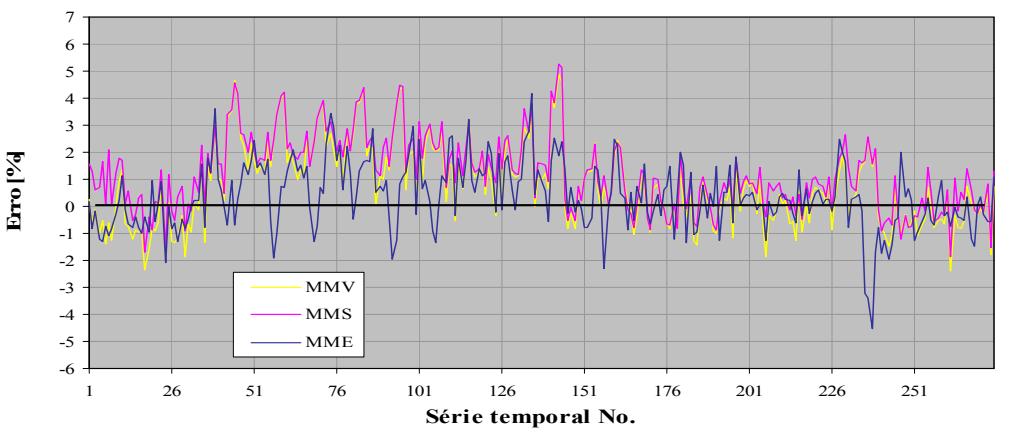
Resultados de experimento da *EG*– Séries anuais					
Método	*Melhor estimativa EG*	$\|e_{médio}\|$	$\sigma_{\|e\|}$	$e_{inferior}$	$e_{superior}$
MMV	39,13 %	1,92 %	1,32	-3,38 %	4,18 %
MMS	4,35 %	2,00 %	1,35	-3,47 %	4,25 %
MEE	56,52 %	1,91 %	1,42	-4,83 %	3,88 %

Distribuição de freqüências do erro absoluto			
Classe de *erro*	**MMV**	**MMS**	**MEE**
	% de ocorrências	% de ocorrências	% de ocorrências
< 1%	30,43 %	34,78 %	30,43 %
1% - 2%	26,09 %	21,74 %	26,09 %
2% - 3%	8,70 %	8,70 %	21,74 %
3% - 4%	30,43 %	26,09 %	17,39 %
4% - 5%	4,35 %	8,70 %	4,35 %
5% - 6%	0,00 %	0,00 %	0,00 %
> 6%	0,00 %	0,00 %	0,00 %



Resultados de experimento de *EG*– Séries mensais					
Método	*Melhor estimativa EG*	$\|e_{médio}\|$	$\sigma_{\|e\|}$	$e_{inferior}$	$e_{superior}$
MMV	32,36 %	1,29 %	1,06	-2,41 %	4,88 %
MMS	17,09 %	1,43 %	1,12	-1,86 %	5,26 %
MEE	50,55 %	0,99 %	0,81	-4,52 %	4,17 %

Distribuição de freqüências do erro absoluto			
Classe de *erro*	**MMV**	**MMS**	**MEE**
	% de ocorrências	% de ocorrências	% de ocorrências
< 1%	50,55 %	44,00 %	61,45 %
1% - 2%	27,27 %	27,64 %	27,64 %
2% - 3%	13,82 %	18,55 %	8,36 %
3% - 4%	4,73 %	6,18 %	1,82 %
4% - 5%	3,64 %	2,91 %	0,73 %
5% - 6%	0,00 %	0,73 %	0,00 %
> 6%	0,00 %	0,00 %	0,00 %



Numa segunda análise, foram comparados os valores do *coeficiente de correlação* (**r**) entre as distribuições de velocidades observadas e teóricas calculadas para cada método. Os valores de **r** foram integrados em estatística de:

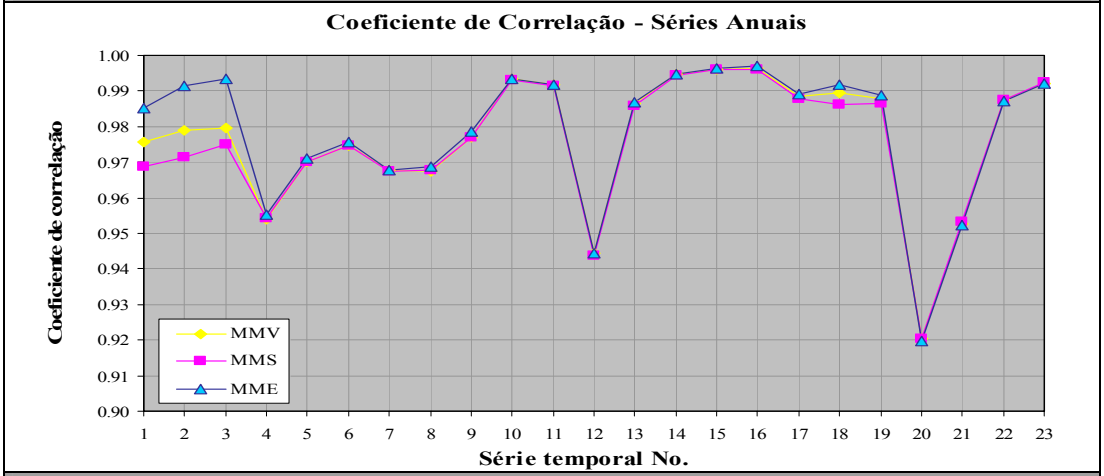
- *Melhor estimativa* **r** – Número de séries temporais que um método fornece as melhores associações para a distribuição de velocidades teórica;
- $\mathbf{r}_{médio}$ – Média aritmética dos coeficientes de correlação de Pearson;
- σ_r - Desvio padrão do conjunto de valores de coeficientes de correlação;
- $\mathbf{r}_{inferior}$ – Limite inferior: Menor valor de coeficiente de correlação;
- $\mathbf{r}_{superior}$ - Limite Superior: Maior valor de coeficiente de correlação.

A tabela 6.11 apresenta os resultados do experimento de comparação do coeficiente de correlação de Pearson.

Tabela 6.11 – Resultado de experimento de coeficiente de correlação entre a ditribuição *teórica* e *observada*.

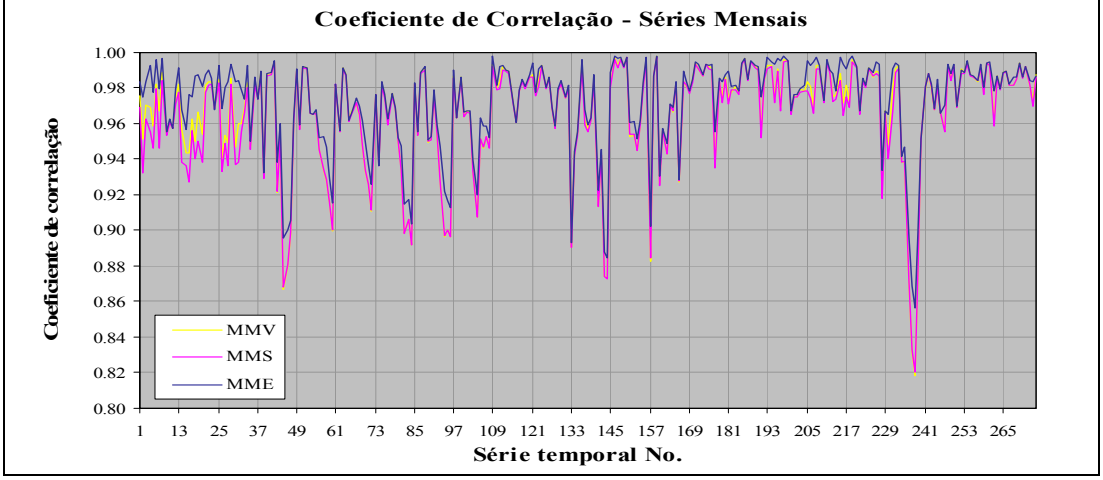
Resultados de experimento de r – Séries anuais					
Método	*Melhor estimativa* **r**	$\mathbf{r}_{médio}$	σ_r	$\mathbf{r}_{inferior}$	$\mathbf{r}_{superior}$
MMV	8,70 %	0,9768	0,0191	0,9203	0,9964
MMS	17,39 %	0,9757	0,0190	0,9203	0,9962
MEE	73,91 %	0,9788	0,0198	0,9196	0,9972

Gráfico



Resultados de experimento de r – Séries Mensais					
Método	*Melhor estimativa* **r**	$\mathbf{r}_{médio}$	σ_r	$\mathbf{r}_{inferior}$	$\mathbf{r}_{superior}$
MMV	6,55 %	0,9663	0,0302	0,8185	0,9978
MMS	1,09 %	0,9646	0,0302	0,8202	0,9975
MEE	92,36 %	0,9724	0,0260	0,8564	0,9982

Gráfico



6.4.4 Análise dos resultados

Os resultados obtidos nas tabelas 6.7, 6.8, 6.9 e 6.10 comprovam um satisfatório desempenho do MEE. O novo método forneceu as melhores estimativas dos parâmetros de Weibull dentre os três métodos comparados.

Primeiramente analisando as ocorrências de melhor estimativa da $EG_{teórica}$, constata-se que em todos os experimentos (tanto para as séries temporais anuais, quanto para as mensais), o MEE apresentou os melhores resultados.

A tabela 6.12 descreve os resultados percentuais de todos os experimentos de melhor estimativa da energia gerada teórica.

Tabela 6.12 – Resultados percentuais de melhor estimativa da $EG_{teórica}$.

Turbina Eólica		**Experimento – séries anuais**			**Experimento – séries mensais**		
		MMV	MMS	MEE	MMV	MMS	MEE
NM72C	1500kW	43,48%	4,35%	52,17%	29,09%	19,64%	51,27%
N60	1300kW	26,09%	17,39%	56,52%	31,64%	15,64%	52,73%
V66	1750kW	30,43%	21,74%	47,83%	26,91%	20,36%	52,73%
E40	600kW	39,13%	4,35%	56,52%	32,36%	17,09%	50,55%
Valores médios:		**34,78%**	**11,96%**	**53,26%**	**30,00%**	**18,18%**	**51,82%**

Os valores marcados em vermelho apresentam os resultados mais satisfatórios.

Os resultados apresentados na tabela 6.12 apontam para uma regularidade no comportamento dos métodos. As maiores discrepâncias se apresentam entre os métodos MMV e MMS. Isso acontece porque o MMS é uma adaptação do MMV para aceitar a entrada de dados na forma de histogramas, logo os fundamentos matemáticos de ambos os métodos são idênticos. Entretanto, o MMV tende a fornecer melhores resultados.

Um outro ponto importante é o valor numérico do erro da *Energia Gerada*. A tabela 6.13 apresenta os erros médios da *EG* de todos os experimentos de estimativa da energia gerada teórica.

Tabela 6.13 – Erro médio da *Energia Gerada teórica*.

Turbina Eólica		**Experimento – séries anuais**			**Experimento – séries mensais**		
		MMV	MMS	MEE	MMV	MMS	MEE
NM72C	1500kW	2,21%	2,31%	2,22%	1,64%	1,82%	1,34%
N60	1300kW	1,61%	1,76%	1,64%	1,20%	1,42%	0,95%
V66	1750kW	1,46%	1,54%	1,45%	0,98%	1,14%	0,74%
E40	600kW	1,92%	2,00%	1,91%	1,29%	1,43%	0,99%
Valores médios:		**1,80%**	**1,90%**	**1,81%**	**1,28%**	**1,45%**	**1,01%**

Os valores marcados em vermelho apresentam os resultados mais satisfatórios.

Nas análises anuais, onde as séries temporais possuem melhor representatividade das condições típicas do Nordeste, o MEE forneceu valores médios de erros da *EG*, praticamente, iguais aos calculados a partir do MMV. Este fato atesta a eficiência da utilização da condição da equivalência de energia. Nas análises de séries mensais, o Método da Energia Equivalente mostrou que é capaz de tratar, de forma adequada, dados de ventos sob as mais variadas condições, fornecendo os menores valores de erro médio absoluto da *EG*.

Avaliando as formas das curvas de *erro de estimativa de geração anual e mensal*, constata-se que em todos os experimentos, com diferentes turbinas eólicas, o comportamento é praticamente o mesmo, variando apenas a amplitude dos erros. Estas desigualdades estão relacionadas às características da cada curva de potência de cada turbina. Entretanto não comprometem qualitativamente as conclusões almejadas pelo experimento.

Pode-se observar, ainda, que os experimentos que utilizaram séries temporais mensais forneceram valores médios de erro da *EG* menores que os que utilizaram séries anuais de vento. A explicação para estes acontecimentos se baseia na diversidade das características eólicas em cada tipo de experimento. Nos experimentos com dados anuais, a maioria das séries de vento resultou forneceram valores para parâmetro *k* entre 2,5 e 3. Nos experimentos mensais, a distribuição dos parâmetros *k* foi diferente e tendendo para valores maiores que 3. O aumento dos valores de *k* representa um menor número de intervalos para serem ajustados, ocasionando uma diminuição dos valores médios de erro da *EG*. A tabela 6.14 ilustra a distribuição de freqüências do parâmetro de forma *k* associado às séries temporais anuais e mensais.

Tabela 6.14 – Distribuição de ocorrências do parâmetro *k*.

Parâmetro *k* de Weibull	**Experimento – séries anuais**	**Experimento – séries mensais**
	% do total de séries	% do total de séries
< 2	0,00%	0,00%
2 - 2,5	0,00%	2,91%
2,5 - 3	47,83%	13,82%
3 - 3,5	13,04%	23,64%
3,5 - 4	13,04%	17,45%
4 - 4,5	26,09%	13,82%
4,5 - 5	0,00%	10,55%
5 - 5,5	0,00%	3,27%
5,5 - 6	0,00%	6,91%
6 - 6,5	0,00%	3,64%
> 6	0,00%	4,36%

O Método da Energia Equivalente apresenta uma tendência em subestimar a geração teórica em algumas ocasiões quando os dois outros métodos a sobrestimam. Em algumas condições de vento, onde modelo matemático do MMV e MMS tende a convergir os resultados para uma direção, o MEE converge para uma igualdade de energia, fornecendo resultados mais precisos. Estes acontecimentos podem ser constatados nos gráficos de *erro de estimativa de geração mensal*, e comprovam a eficiência da condição de igualdade de energia.

Vale lembrar, ainda, que subestimativas da $EG_{teórica}$ é preferível em estudos de viabilidade econômica de projetos eólicos. Uma vez que a quantidade de energia elétrica não prevista na fase de projeto, mas que durante a operação da central eólica excederá a previsão média anual, será vista como um lucro não contabilizado inicialmente. Esta situação é menos danosa numa predição de 20 anos, o tempo médio de vida útil de uma máquina eólica.

Avaliando os valores extremos de erros absolutos da *EG,* observa-se que nenhuma das ocorrências apresentadas pelo MEE ultrapassou o limite de 6 %, tanto para análises baseadas em séries anuais, como nas baseadas em séries mensais.

Considerando a correlação entre as *distribuições de velocidades observadas e teóricas*, os resultados apresentados pelo MEE foram ainda melhores. Nas análises baseadas em 1 ano, o MEE forneceu a melhor associação da curva teórica para 73,91 % das séries temporais. Para

as séries temporais mensais, 92,36 % das séries foram melhor representadas pelas curvas teóricas provenientes das estimativas do MEE. Isto se dá pelo fato do MEE minimizar os erros entre as duas distribuições a partir do método dos mínimos quadrados.

Deve-se lembrar que a faixa de ajuste considerada neste experimento foi para todos os intervalos de velocidade, pois se almejava avaliar o comportamento matemático de cada um dos métodos em estimar os parâmetros de uma função de Weibull que melhor se ajuste a uma série de dados. Este procedimento não modifica as conclusões dos experimentos. Entretanto, os resultados numéricos do erro da *EG*, provavelmente, poderiam ser melhores se a faixa de ajuste recomendada para cada um dos métodos fosse utilizada.

6.4.5 Conclusões

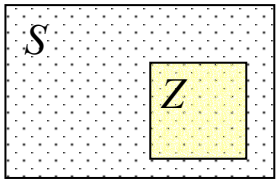
Tanto para os experimentos com séries anuais, como para séries mensais, o desempenho apresentado pelo Método da Energia Equivalente é significativamente melhor que o do Método da Máxima Semelhança. Embora para ambos os métodos, os dados de velocidade do vento são apresentados na forma de histograma de ocorrências.

O MEE também forneceu melhores resultados que os obtidos a partir do Método da Máxima Verossimilhança, embora este último, a princípio, deveria fornecer as melhores estimativas, pois dispõe de mais informações da série temporal.

Uma avaliação qualitativa dos resultados e dos princípios matemáticos dos três métodos pode justificar a performance do MEE diante dos outros dois métodos de estimativas.

Comparando-o, primeiramente, com Método de Máxima Semelhança pode-se supor que o condicionamento para uma igualdade energética conferiu ao MEE uma maior precisão para suas estimativas, embora as informações relativas à velocidade do vento fossem as mesmas. Em suma, ocorre que num universo de infinitas estimativas de k e c, o MEE determinou a "melhor" estimativa dentre as que fornecem uma igualdade da densidade de energia. Vale lembrar que as estimativas da *EG* são um dos principais resultados dos estudos eólicos.

Para ilustrar esta situação, considere o conjunto S formado por infinitos pares de possíveis estimativas de k e c, e o sub-conjunto Z, composto por infinitos elementos pertencentes a S que fornecem curva teórica com mesma energia da curva observada.



Se $S=\{s \mid (k, c)\}$ e $Z=\{x \mid x \in S\}$

Então: $Z \subset S$

De forma simplificada, o MMS calcula a melhor estimativa de todos os elementos pertencentes ao conjunto S. Enquanto que o MEE calcula a melhor estimativa dentre as estimativas apenas pertencentes a Z.

Comparando-o, agora, com o Método de Máxima Verossimilhança, pode-se constatar que ocorre praticamente a mesma coisa. Entretanto, como este método utiliza a probabilidade de cada ocorrência de velocidade (que indiretamente também contém informação da energia disponível na série temporal), sua performance tende bem melhor que a apresentada pelo MMS.

Diante dos resultados apresentados, pode-se concluir que o Método da Energia Equivalente é uma poderosa ferramenta matemática para a representação adequada de condições eólicas semelhantes às observadas no Nordeste Brasileiro.

6.5 DETERMINAÇÃO DA FAIXA ÓTIMA DE AJUSTE DO MEE

A faixa ótima de ajuste do Método da Energia Equivalente se baseia em resultados de experimentos que comparavam os valores de $EG_{teóricas}$, calculadas a partir de k e c para diversas faixas de ajustes. Os fundamentos matemáticos utilizados nos cálculos da *distribuição de velocidades observada* e da *distribuição de velocidades teórica* são apresentados na seção 6.4.

Neste experimento, o intervalo de ajuste inicial variou do primeiro ao décimo intervalo de velocidade. As estimativas das $EG_{observadas}$ e $EG_{teóricas}$ foram calculadas a partir das mesmas séries temporais anuais e mensais utilizadas nos experimentos da seção 6.4.

Outra vez, faz-se uso dos *erros da Energia Gerada* e dos *coeficientes de correlação* para avaliar o comportamento das *distribuições de velocidades teóricas*. O erro residual da *EG* é calculado pela equação (6.10). Os valores de **r** podem ser obtidos utilizando a equação (6.11).

Para cada série temporal, a classificação da melhor estimativa de $EG_{teórica}$ e de coeficiente de correlação **r** se deu da seguinte forma:

1. Considerando as conclusões apresentadas na segunda hipótese admitida para o desenvolvimento do MEE, foram considerados apenas os intervalos de ajuste menores ou igual ao que contém a velocidade média;
2. As ocorrências de subestimativas foram previlegiadas.

Os valores absolutos de erros residuais foram integrados em estatísticas de:

- $|e_{médio}|$ - Média aritmética dos erros da *Energia Gerada*;
- $\sigma|e|$ - Desvio padrão do conjunto de valores dos erros da *Energia Gerada*;
- e_{inferior} – Limite inferior: Maior erro dentre as subestimativas da *Energia Gerada*;
- e_{superior} - Limite Superior: Maior erro dentre as sobrestimativas da *Energia Gerada.*

Os valores de **r** foram integrados em estatísticas de:

- $r_{\text{médio}}$ – Média aritmética dos coeficientes de correlação de Pearson.

A tabela 6.15 apresenta os principais resultados dos experimentos de determinação do intervalo ótimo de ajuste baseado em séries temporais anuais.

Tabela 6.15 – Resutados de análise experimental para diferentes faixas de ajuste.

Resultados de experimento – séries anuais						
Ajuste	Bin No.	$\|e_{médio}\|$	$\sigma_{\|e\|}$	$\mathbf{r}_{médio}$	e_{inferior}	e_{superior}
$v \geq 0$	1	2,19 %	1,51	0,9788	-4,57 %	5,25 %
$v \geq 1$	2	2,18 %	1,52	0,9788	-4,56 %	5,29 %
$v \geq 2$	3	2,10 %	1,46	0,9789	-4,55 %	5,00 %
$v \geq 3$	4	1,77 %	1,26	0,9790	-4,55 %	3,83 %
$v \geq 4$	5	1,39 %	1,16	0,9786	-4,44 %	2,98 %
$v \geq 5$	6	1,46 %	1,08	0,9787	-4,03 %	3,09 %
$v \geq 6$	7	1,37 %	1,03	0,9777	-3,86 %	2,88 %
$v \geq 7$	8	1,22 %	1,49	0,9714	-6,52 %	1,12 %
$v \geq 8$	9	2,07 %	2,13	0,9658	-9,75 %	0,60 %
$v \geq 9$	10	4,57 %	5,58	0,9036	-6,20 %	17,65 %

Neste experimento, o intervalo de ajuste que apresenta o menor erro absoluto médio é a partir do quinto intervalo de velocidade. Neste intervalo, os limites dos erros absolutos apontam que, para a classe de subestimativa, todas as ocorrências foram menores que 4,5 %. Nos casos de sobrestimativas, o limite foi de 2,98 %.

Analisando o comportamento do coeficiente de correlação **r**, observa-se um brusco decaimento deste parâmetro a partir do sexto intervalo de velocidade. Este fenômeno é ocasionado pelo comportamento do vento no Nordeste do Brasil. Por não apresentar grande dispersão das ocorrências, à medida que a faixa de ajuste aumenta, maior será a quantidade de dados desconsiderados, conferindo uma imprecisão à distribuição teórica.

A tabela 6.16 apresenta os principais resultados do experimento baseado em séries temporais mensais.

Tabela 6.16 – Resultados de análise experimental para diferentes faixas de ajuste.

Resultados de experimento - Séries mensais						
Ajuste	Bin No.	$\|e_{médio}\|$	$\sigma_{\|e\|}$	$r_{médio}$	$e_{inferior}$	$e_{superior}$
$v \geq 0$	1	1,33 %	1,08	0,9714	-3,87 %	5,66 %
$v \geq 1$	2	1,33 %	1,08	0,9714	-3,88 %	5,66 %
$v \geq 2$	3	1,32 %	1,07	0,9715	-4,14 %	5,65 %
$v \geq 3$	4	1,27 %	1,05	0,9717	-5,37 %	5,53 %
$v \geq 4$	5	1,35 %	1,22	0,9716	-8,21 %	5,19 %
$v \geq 5$	6	1,54 %	1,42	0,9713	-9,34 %	5,33 %
$v \geq 6$	7	1,47 %	1,37	0,9674	-8,05 %	4,48 %
$v \geq 7$	8	1,57 %	1,61	0,9519	-9,78 %	6,12 %
$v \geq 8$	9	2,66 %	2,91	0,9328	-13,00 %	12,05 %
$v \geq 9$	10	3,03 %	4,18	0,9411	-28,59 %	19,99 %

Neste experimento, o intervalo de ajuste que apresenta o menor erro absoluto médio utiliza, apenas, as velocidades maiores ou iguais a 3 m/s. Neste intervalo, os limites dos erros absolutos apontam que, para as subestimativas, todas as ocorrências foram menores que 5,40 %. Nos casos das sobrestimativas, o limite foi de 5,53 %. Analisando o comportamento do coeficiente de correlação **r**, observa-se novamente o brusco decaimento deste valor a partir do sexto intervalo de velocidade.

A figura 6.2 apresenta os erros médios absolutos das *EG* anuais e mensais, calculados para diversas faixas de ajuste.

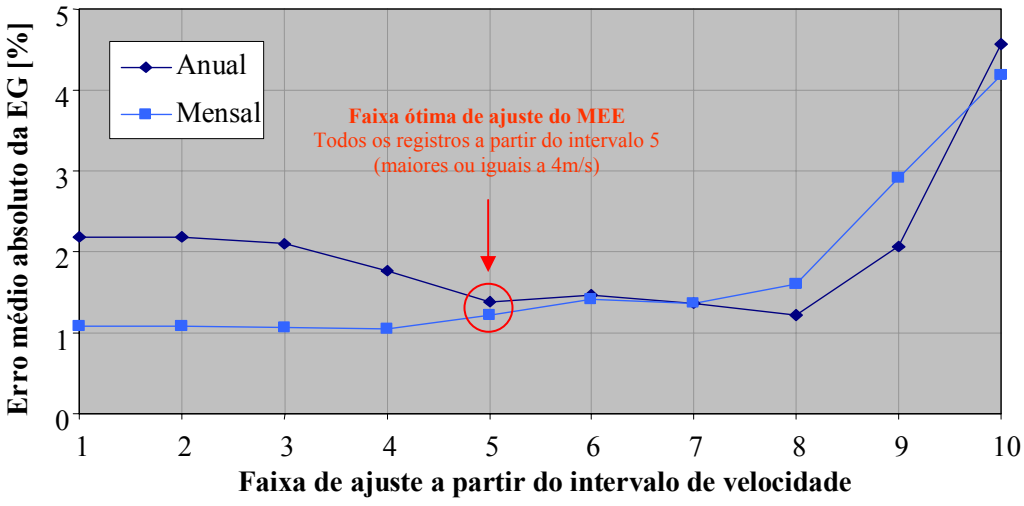


Figura 6.2 – Gráfico do erro da EG calculados para diversos intervalos de ajuste.

Os resultados apresentados nos experimentos com séries anuais e mensais apontam o quinto e o quarto intervalo de velocidade, respectivamente, como os melhores intervalos para se iniciar o ajuste da distribuição teórica. Entretanto, o propósito inicial deste experimento foi a determinação de um único intervalo.

O intervalo escolhido foi o quinto (velocidades iguais ou maiores que 4 m/s) e as justificativas para a esta escolha foram:

- A maioria das turbinas eólicas comercializadas iniciam a geração de energia a próximo desta velocidade de vento - CUT-IN;
- Este intervalo de ajuste retrata as condições médias do vento do nordeste. Desta forma, pode-se fornecer melhores estimativas para o principal parâmetro qualitativo num projeto eólico: a geração anual;
- Possuem valores de erro médio absoluto anual e mensal muito próximos. Ver círculo em vermelho na figura 6.2;
- Os valores de correlação obtidos nesta faixa de ajuste são muito próximos dos fornecidos para os ajustes em toda a curva.

7. CONCLUSÕES

O trabalho desenvolvido e apresentado nesta dissertação constitui numa abordagem à meteorologia eólica e suas aplicações em projetos de centrais eólicas. A correta avaliação deste recurso para fins de projetos de centrais eólicas é de extrema necessidade para uma área de pesquisas e de investimentos que, nos últimos dois anos, vêm apresentando crescimento acelerado no Brasil.

Os resultados apresentados na dissertação são discutidos e comentados ao longo de cada capítulo. Entretanto, neste capítulo, alguns desses resultados são novamente apresentados e abordados de forma a salientar as conclusões mais importantes do trabalho de mestrado.

Conclui-se terem sido alcançados todos os resultados esperados e superados com sucesso as principais dificuldades. Entretanto, salientamos a dificuldade na comprovação experimental de alguns dos argumentos defendidos, devido à indisponibilidade de meios específicos e adequados. Logo, alguns dos aspectos abordados, como a análise dos carregamentos extremos e de fadiga, foram abordados superficialmente e de forma explicativa, não possuindo qualquer validação experimental.

7.1 ANÁLISE DAS CARACTERISTICAS EÓLICAS DO NORDESTE

A análise aprofundada dos principais mecanismos de vento atuantes no Nordeste permite um melhor entendimento dos recursos eólicos da região. O conhecimento do comportamento e das características destes ventos fomenta a compreensão e o controle dos principais aspectos científicos necessários para um adequado modelamento eólico regional.

Os principais mecanismos de vento da região Nordeste foram avaliados a partir de uma análise sistemática em diversas escalas de tempo e espaço, levando em conta a interação dos movimentos atmosféricos com as camadas superficiais da terra. O que possibilitou a definição preliminar da participação de cada fenômeno na climatologia local e regional.

Estas análises resultaram na identificação e na caracterização de três grandes regiões eólicas: *Litoral Norte-Nordeste*, *Litoral Nordeste-Sudeste* e *Nordeste Continental*. Os critérios utilizados para a definição destas regiões levaram em consideração apenas à atuação de semelhantes mecanismos de vento em macroescala e mesoescala.

Desta forma, os resultados aqui apresentados são de grande valia para o desenvolvimento de projetos eólicos no Nordeste, pois subsidiarão correções e melhorias de estudos e projetos que utilizam modelos atmosféricos regionais na representação dos ventos nordestinos (atualizações do *WANEB* e no *Panorama dos Recursos Eólicos do Brasil)*. Além de fornecer maiores conhecimentos teóricos para os estudos de micrositing e viabilidade técnica e econômica de projetos de centrais eólicas na região.

7.2 APLICAÇÕES EM PROJETOS DE CENTRAIS EÓLICAS

A análise do comportamento operacional das turbinas sob as condições eólicas da região Nordeste, possibilitou a identificação dos principais efeitos das características desses ventos na operação de quatro modelos de máquinas de tecnologias variadas (Enercon E44, NORDEX N60, NEG Micon NM72C e VESTAS V90). As principais conclusões desta análise apontam vantagens adicionais quando da operação destes equipamentos sob as condições típicas do

Nordeste, principalmente no tocante à produção de energia elétrica e aos carregamentos mecânicos na estrutura.

A predição da geração anual considerando diversas e variadas características de vento permitiu concluir à possibilidade de ganhos extras e substanciais na geração, em virtude das singulares condições eólicas de algumas áreas do Nordeste. Além de apontar o parâmetro velocidade de vento nominal da turbina como mais um indicador na escolha da máquina eólica adequada.

As características eólicas do Nordeste permitem, ainda, especulações otimistas a respeito de uma diminuição nos carregamentos mecânicos induzidos pelos ventos; atentando para um possível sobre-dimencionamento das máquinas eólicas diante as condições críticas de vento do Nordeste. Isso abre espaço para projetos de otimização mais ousados, além da extrapolação das faixas de velocidade anuais recomendadas pelas normas IEC. Vale salientar, também, a possível diminuição dos custos associados às manutenções mecânicas e um aumento da vida útil desses equipamentos.

Pôde-se, também, quantificar a faixa média de redução na capacidade de geração anual devido à mudança da massa específica do ar (de ρ=1,225 kg/m^3 - típico da *Europa* - para ρ=1,16 kg/m^3 – típico do *Litoral Norte-Nordeste*); sendo esta variando de 3,5% a 6,5%, dependendo da tecnologia eólica utilizada e velocidade média anual.

As pequenas variações de direção do vento permitem uma redução das perdas e do efeito de múltiplos níveis na geração relacionados ao sistema de giro da turbina. Além de uma diminuição dos carregamentos de fadiga em vários componentes da estrutura, relacionados aos efeitos giroscópicos. Pressupõe-se, ainda, a redução dos custos de aquisição dessas máquinas, ligado a um projeto simplificado do sistema de giro, adequado para as características eólicas do Nordeste.

Os resultados apresentados são de grande importância, pois subsidiam informações para os fabricantes de turbinas eólicas que visam o desenvolvimento de um projeto otimizado de um equipamento adaptado às condições de vento do Nordeste.

7.3 MODELAGEM DOS VENTOS DO NORDESTE

A modelagem das características dos ventos nordestinos exigiu a análise aprofundada dos aspectos práticos e teóricos relacionados à utilização de modelos probabilísticos em duas das suas principais aplicações eólicas (*Estimativas de geração anual* e *extrapolações de estatísticas de vento*). Neste trabalho foi dada uma atenção especial ao método de Weibull, pois alguns estudos atestaram que sua distribuição probabilística fornece melhor representatividade para as características comportamental dos ventos da região Nordeste.

O comportamento da distribuição de Weibull, quando submetida a diferentes condições de vento, e diversos de métodos de estimativas dos seus parâmetros foram explicitados neste trabalho de mestrado. Estas ações permitiram a identificação dos principais problemas (fontes de incertezas) quando da utilização de distribuições probabilísticas visando às aplicações eólicas estudadas.

Entretanto, alguns problemas possuem resoluções em muito dificultadas - até mesmo inviáveis - em virtude dos programas de análises eólicas comercializados serem compilados e protegidos. Desta forma, foi desenvolvido um método de estimativas dos parâmetros de

Weibull adequado para locais com condições de vento similares às observadas no Nordeste Brasileiro, e chamado de Método da Energia Equivalente.

O MEE mostrou-se bastante eficiente em representar as condições de vento do Nordeste. Análises comparativas da predição de energia gerada e grau de associação entre as distribuições real e teórica calculados por diferentes métodos clássicos de estimativas foram realizadas e atestaram a rapidez dos cálculos e a precisão das estimativas do novo método.

O novo método de estimativas possibilita resultados mais rápidos, precisos e representativos. Estes predicados resultam na minimização das incertezas intrínsecas às análises dos recursos eólicos, auxiliando para o sucesso e a segurança dos empreendimentos que serão implantados na região Nordeste.

7.4 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Ações futuras que venham a melhorar, complementar, adicionar ou corrigir os resultados e conclusões obtidas neste trabalho são de grande valia para o desenvolvimento da energia eólica no Nordeste. Diante disso, algumas propostas de trabalhos futuros são apresentadas nesta seção.

Primeiramente, deve-se ressaltar a necessidade de uma rede de estações anemométricas adequadas para a medição dos recursos eólicos do Nordeste. Estes equipamentos permitirão análises de ventos mais precisas e confiáveis, fornecendo subsídios para correlações e análises de longa duração.

Para isso, faz-se necessário o desenvolvimento de equipamentos, procedimentos e metodologias de montagem, coleta e análise dos dados de vento, adaptados às condições e características de vento da região. Além da elaboração de normas nacionais que assegurem a uniformidade das informações e a confiança no projeto executivo.

Como se desejou enfatizar várias vezes no desenrolar da dissertação, as características singulares do nordeste prometem vantagens adicionais na implantação de centrais eólicas. Estudos futuro (incluindo experimentos de campo e análises de custos)s, que comprovarão algumas das hipóteses lançadas neste trabalho são extremamente importantes na quantificação destas vantagens. A utilização de modelos aeroelásticos, aerodinâmicos e monetários para quantificar os efeitos e os custos de diversas configurações de turbinas podem resultar no desenvolvimento de uma máquina adaptada aos ventos do Nordeste.

Também é importante o desenvolvimento de trabalhos de pesquisas mais aprofundados relacionados aos recursos eólicos do Nordeste. Principalmente, no tocante ao comportamento de curto e longo prazo e dos ventos extremos. Estas áreas de pesquisas, que por si só englobam inúmeras ramificações científicas, são extremamente importantes, pois além de dar garantias ao perfeito funcionamento desses equipamentos, podem representar na redução significativa dos custos de implantação de uma central eólica e no custo unitário da energia gerada; tornando a energia eólica mais competitiva no mercado regional.

Enfim, pesquisas científicas e tecnológicas que subsidiem informações essenciais para um grande mercado que está por surgir na região. O potencial nordestino de energia eólica explorável é enorme, vindo a significar um aporte precioso para o desenvolvimento de uma região com muitas áreas absolutamente incapazes de receber qualquer tipo de empreendimento convencional. Nestas áreas, a energia eólica pode vir a se apresentar como uma luz no fim do túnel, trazendo esperança e prosperidade. Além disso, a diversificação da

matriz energética resulta em uma economia das águas do rio São Francisco, que esgotado de centrais hidrelétricas, anualmente vive o dilema entre emprego da água para a irrigação da agricultura e a produção de energia elétrica.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

EWEA & GREENPEACE. *Wind Force 12*. Brussels - Belgium, 2003. 54 p.

WALISER, D.E. & GAUTIER, C. A Satellite Derived Climatology of the ITCZ, "s.n.t.".

FEITOSA, E.A.N., ROHATGI, J., LIZCANO, G. *WANEB - Wind Atlas for the Northeast of Brazil.* Brasília. ANEEL. 1998. 50p.

FEITOSA, E.A.N., SILVA, G.R., PEREIRA, A.L., VELEDA, D.E.A., SILVAS, C.C. *Panorama do Potencial Eólico no Brasil.* Brasília. ANEEL. 2002. 68p.

LIZCANO, G. Brazilian Wind Assessment Analysis by Means of the ETA-CPTEC and MM5 – CBEE Regional Atmospheric Models. Recife, 1999. (Mestrado, CBEE/UFPE).

HAAGENSON, P.L., DUDHIA, J., STAUFFER, D.R., GRELL, G.A. *The Penn State/NCAR Mesoescale Model (MM5)*; Source Code Documentation, NCAR Technical Note, NCAR/TR-392+STR, 1994.

WMO. *Meteorological Aspects of the Utilization of Wind as an Energy Source*. Geneva - Switzerland, 1981. 175 p.

FEITOSA, E.A.N., ROHATGI, J., LIZCANO, G., SOBRINHO, M.A.M. *Avaliação do Tempo de Amostragem para a Caracterização Precisa do Potencial Eólico.* V CEM-NNE, 1998.

PETERSEN, E.L. & TROEN, I. *European Wind Atlas*, Roskilde, Risø National Laboratory - Denmark, 1989.

ELLIOTT, D.L., HOLLADAY, C.G., BARCHER, W.R., FOOTE, H.P., SANDUSKY, W.F. *Wind Energy Resource Atlas of the United States*, COE/CH 10093-4, Pacific Northwest Laboratory – USA, 1986.

FEITOSA, E.A.N., ROHATGI, J.S., LOBORIO, E. The Influence of High Weibull Shape Factor on the Design of Wind Turbines. In: *Wind Energy.* Houston – USA, ASME, 1993, 14, p. 87-88.

IEC. *IEC 61400-1 Wind Turbine Generator Systems – Part 1: Safety Requirements*; International Standard. Geneva - Switzerland, 1999. 2 ed., 57 p.

ENC. *European Wind Turbine Standards II Part 1 sub C: Extreme Wind Climate Events*; Non-nuclear Energy - JOULE III Project. Netherlands, 1999. 59 p.

STRACK, M. Analysis of Uncertainties in Energy Yield Calculation of Wind Farm Projects. *DEWI Magazine*, Germany, 22: 52-62, February 2003.

FUGLSANG, P., BAK, C. MADSEN, H.A., RASMUSSEN, F. Double Stall, Risø-R-1043(EN), Risø National Laboratory, Roskilde - Denmark, 1999.

CORTEN, G.P., SNEL, H., DEKKER, J.W.M., BOER, J., CHAVIAROPOULOS, P.K., VOUTSINAS, *S. Progress in the Joule Project: Multiple Stall Levels.* EWEC, Nice - France, 1999.

IEA. *Recommended Practices for Wind Turbine Testing – Part 7: Quality of Power*; International Standard. Paris - France, 1984. 24 p.

DAVENPORT, A.G. *The Relationship of Wind Structure to Wind Loading.* National Physics Laboratory, London - England, 1963.

JUSTUS, C.G., HARGRAVES, W.R., YALCIN, A. Nationwide Assessment of Potential Output from Wind Powered Generators. *J. Appl. Meteor*., 15, p. 673-678, 1976.

HENNESSEY, J.P. Some Aspects of Wind Power Statistics. *J. Appl. Meteor*., 16, p. 119-128, 1977.

WEIBULL, W. A Statistical distribution of Wide Applicability. *J. Appl. Mech*., 18, p. 293-297, 1951.

JUSTUS, C.G., HARGRAVES, W.R., MIKHAIL, *A. Reference Wind Speed Distribution and Height Profiles for Turbine Design and Performance.* ORI/5108-7414 UC60, 1976[a].

JUSTUS, C.G. & MIKHAIL, A. *Height Variation of Wind Speed and Wind Distribution Statistics.* ERDA ORO/5108-76/4 UC60, 1976[b].

GUMBEL, E.J. *Statistics of Extreme.* Columbia Univ. Press, New York - USA, 1958.

FORSYTHE, G.E., MALCOLM M.A., MOLER C.B. *Computer Methods for Mathematical Computations.* Prentice-Hall, 1976.

LÉGENDRE, A. *Nouvelles Méthodes pour la Détermination des Orbites des Comètes*. "s.l", "s.ed.", 1805.

GAUSS, C.F. *Theoria Motus Corporum Coelestium*. "s.l", "s.ed.", 1809.

STEVENS, M.J. & SMULDERS, P.T. The Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Utilization Purposes. *Wind Engeenering*, 3, p. 132-145, 1979.

PETERSEN, E.L., TROEN, I.,FRANDSEN, S., HEDEGAARD, X. *Wind Atlas for Denmark*. Risø-R-428(DK), Risø National Laboratory, Roskilde - Denmark, 1981.

BARNSDOFF-NIELSEN, O. *Exponentially Decreasing Distribution for the logarithm of Particle Size.* Proc. R. Soc. London, England, 353, p. 401-419, 1997.

CIEMAT. *Princípios de la Conversion de la Energia Eólica.* Madrid - Spain, 2 ed., 2002.

REJKOORT & WIERINGA. “s.l”, “s.ed.”, 1983.

PETERSEN, E.L., JANSEN, N.O., TROEN, I. *Extrapolation of Mean Wind Statistics with Special Regard to Wind Energy Applications*; World Climate Applications Programme. 1994, Risø National Laboratory, Roskilde - Denmark, 1984.

FEITOSA, E.A.N., ROHATGI, J., PEREIRA, A.L. *Wind Characteristics in the Coastal Regions of the North and Northeast of Brazil.* ASME Symposium, Houston, Texas - USA, 1996.

FEITOSA, E.A.N., ROHATGI, J., PEREIRA, A.L. *Some Characteristics of the Southeast Trade in Brazil.* AWEA Conference, Washington, CA - USA, 1995.

BRENT, R. *Algorithms for Minimization without Derivatives.* Prentice-Hall, 1973.

IEA. *Recommended Practices for Wind Turbine Testing – Part 1: Power Performance Testing*; International Standard. Paris - France, 1990. 2 ed., 27 p.

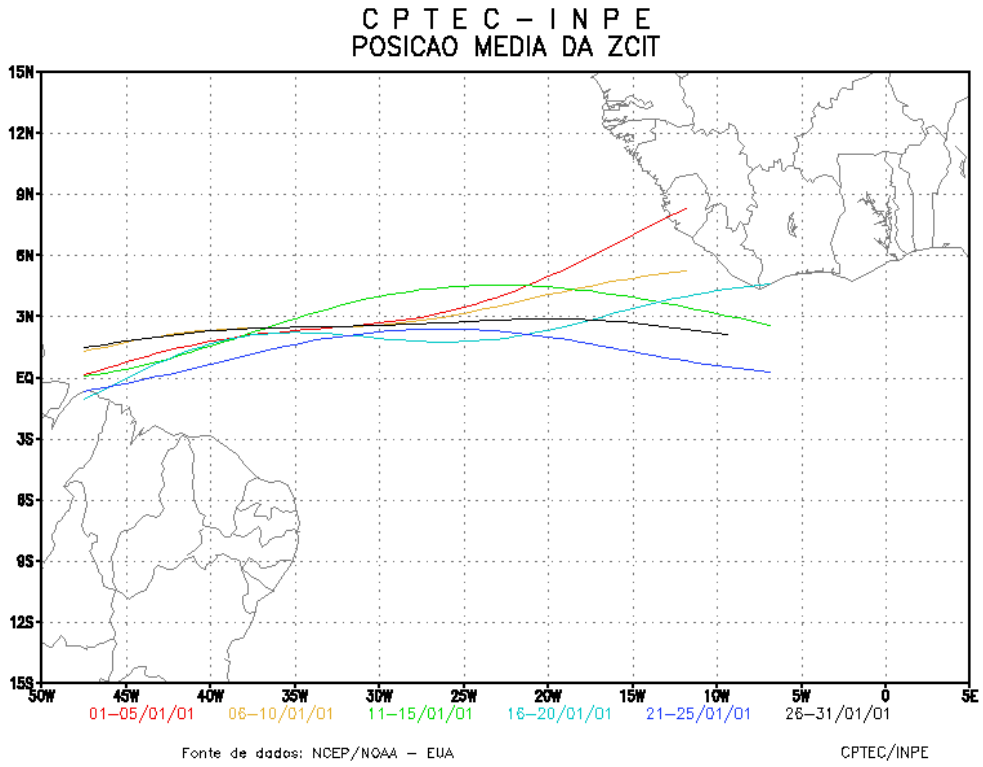
IEC. *IEC 61400-12 Wind Turbine Generator Systems – Part 12: Wind Turbine Power Performance Testing*; International Standard. Geneva - Switzerland, 1998. 1 ed., 45 p.

ANEXO 1

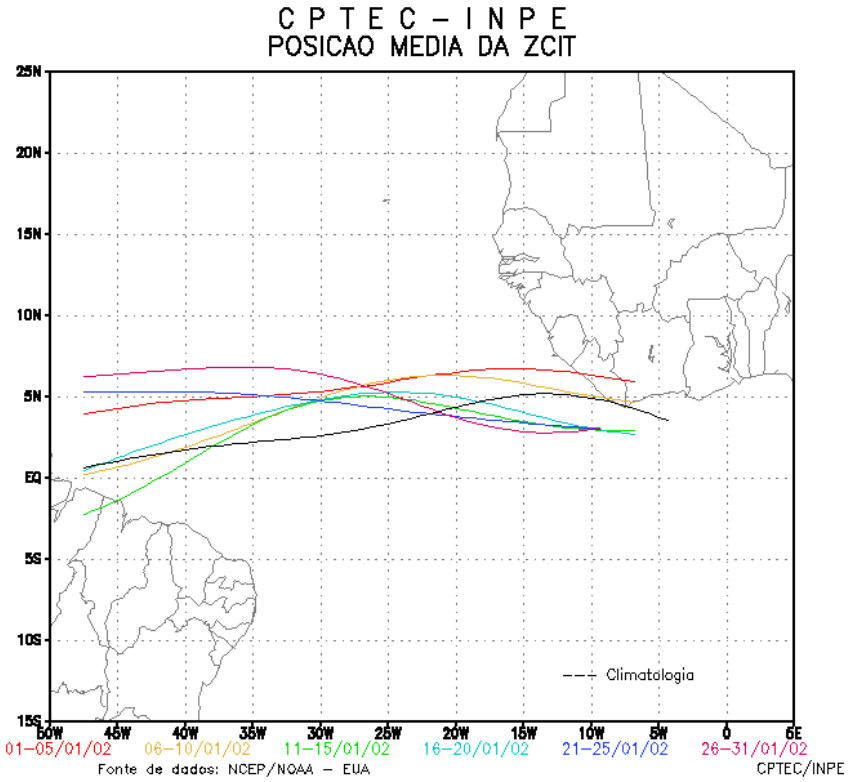
Variação Sazonal da ZCIT (2001 – 2002)

ANEXO 1: VARIAÇÃO SAZONAL DA ZCIT (2001 – 2002)

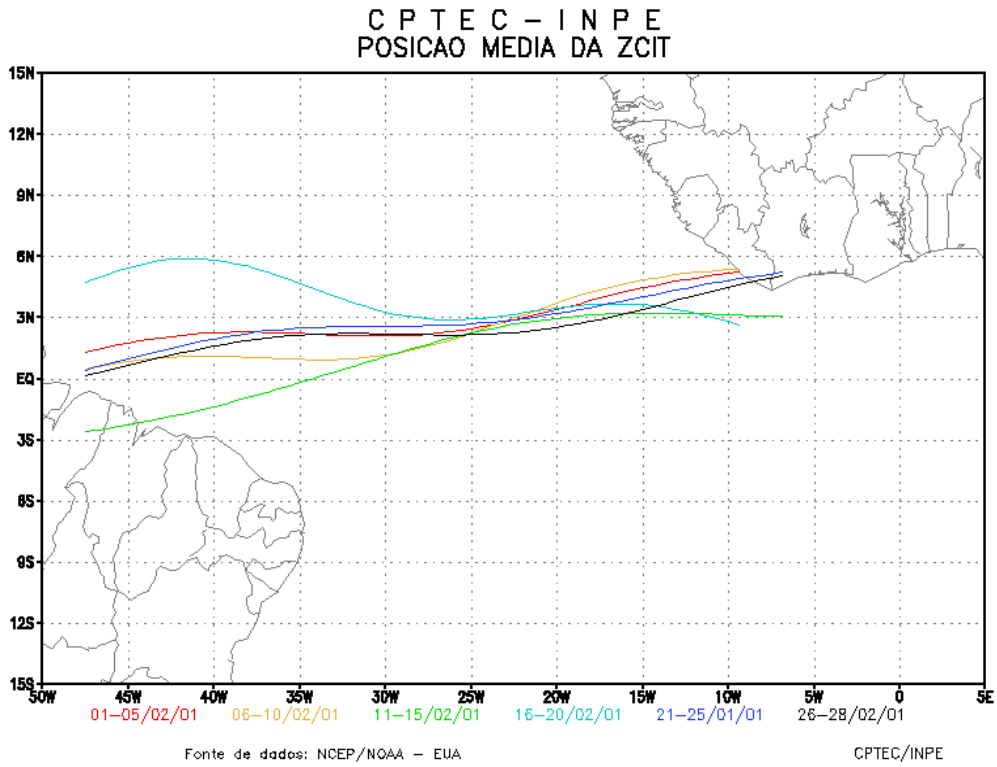
Janeiro 2001



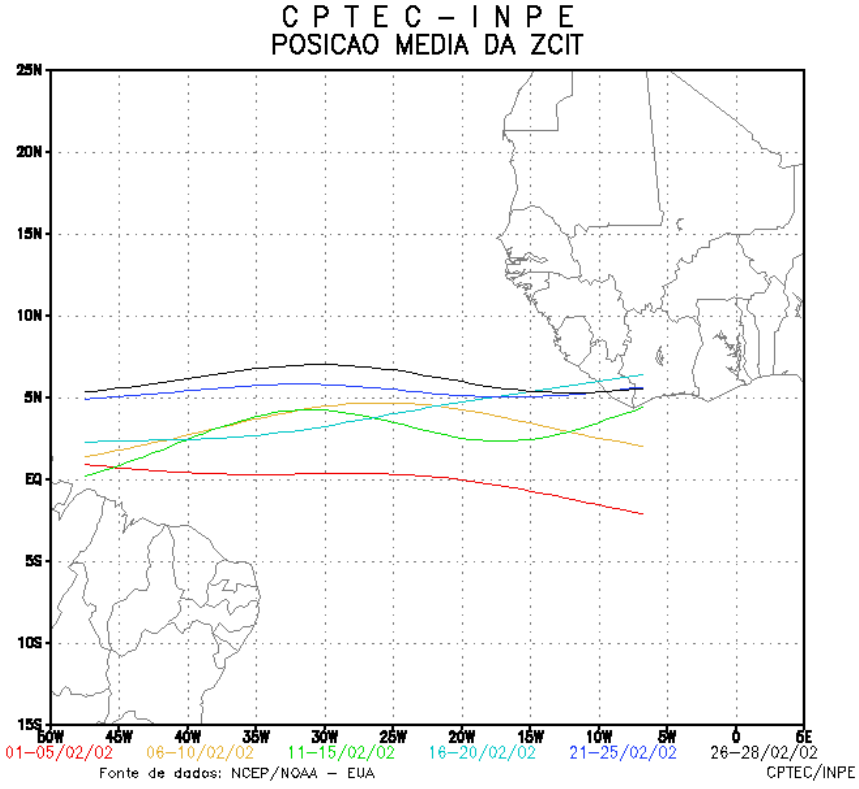
Janeiro 2002



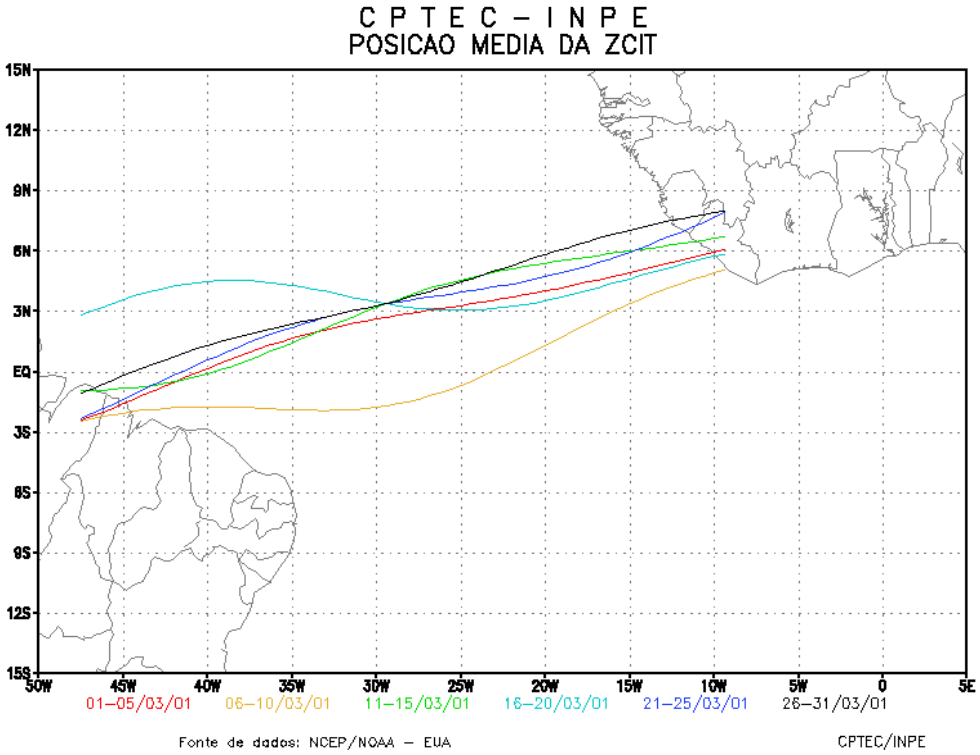
Fevereiro 2001



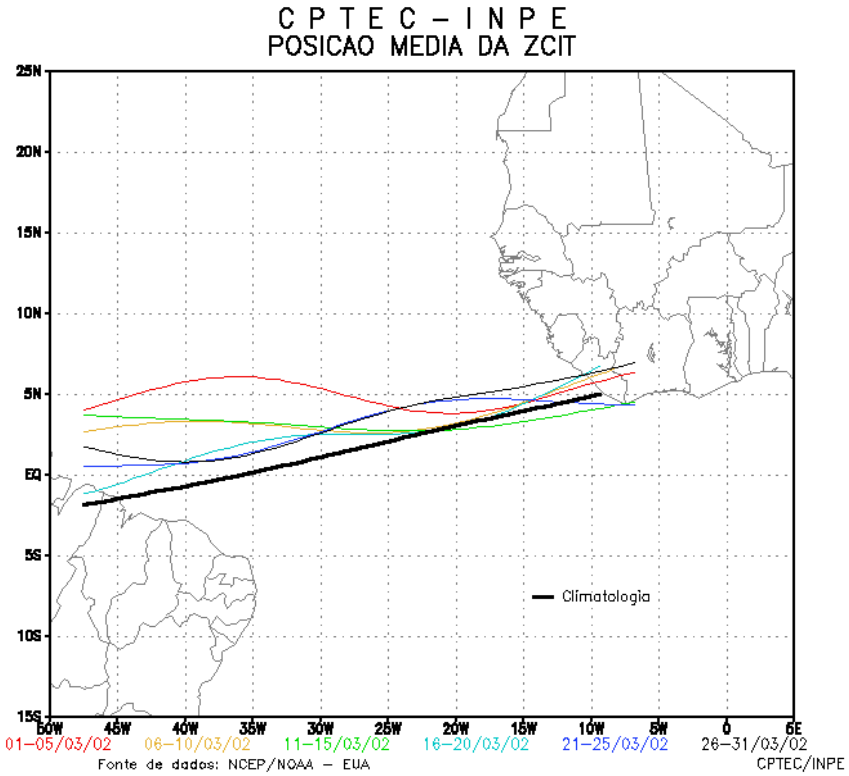
Fevereiro 2002



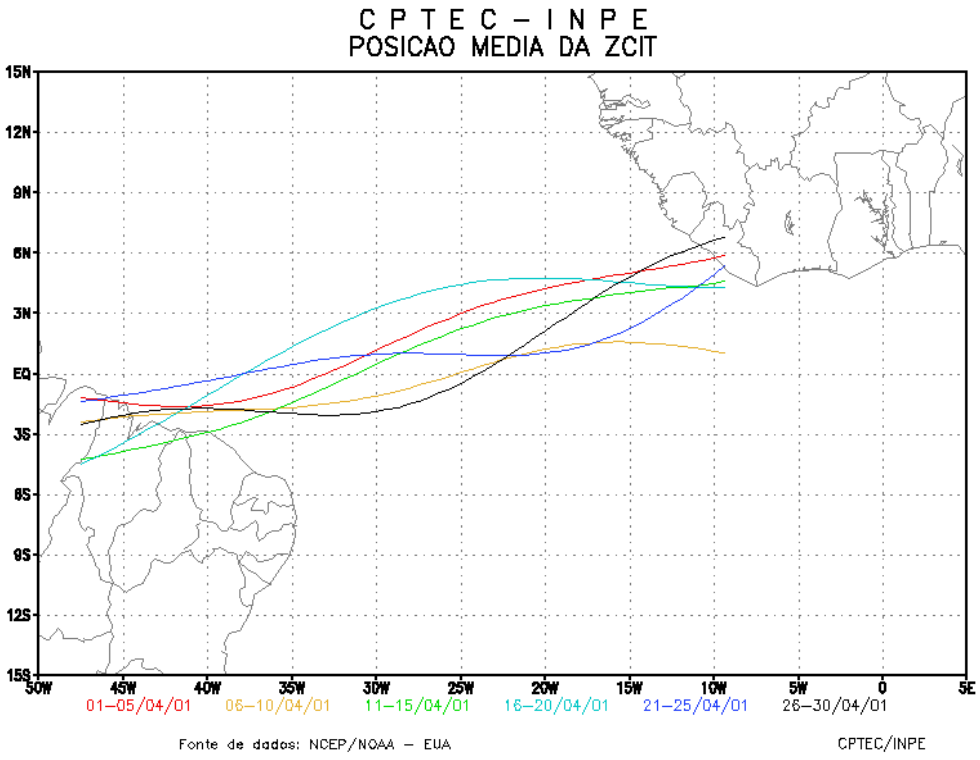
Março 2001



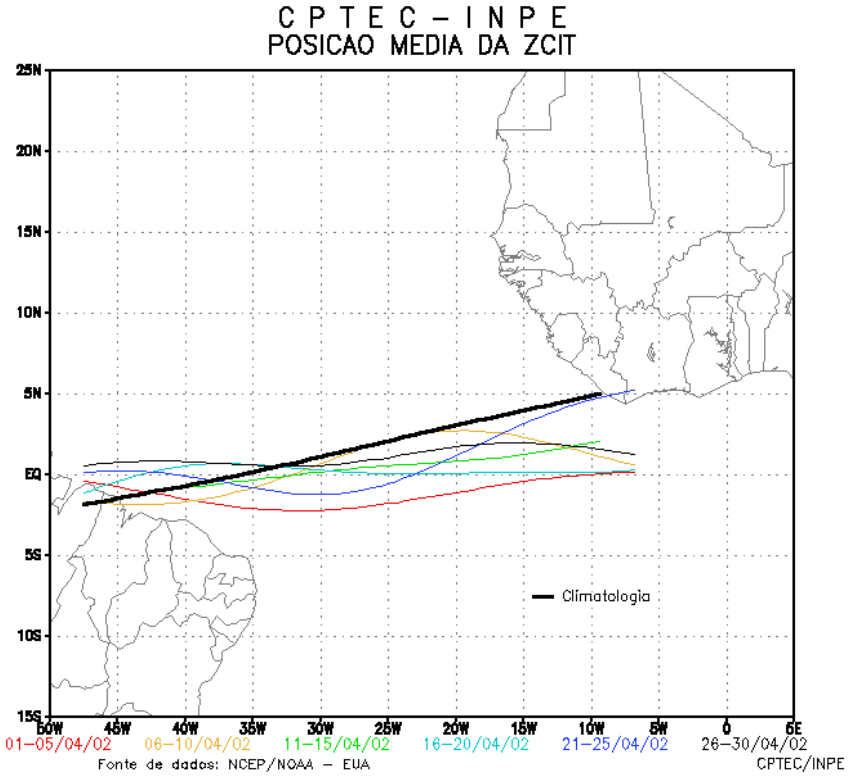
Março 2002



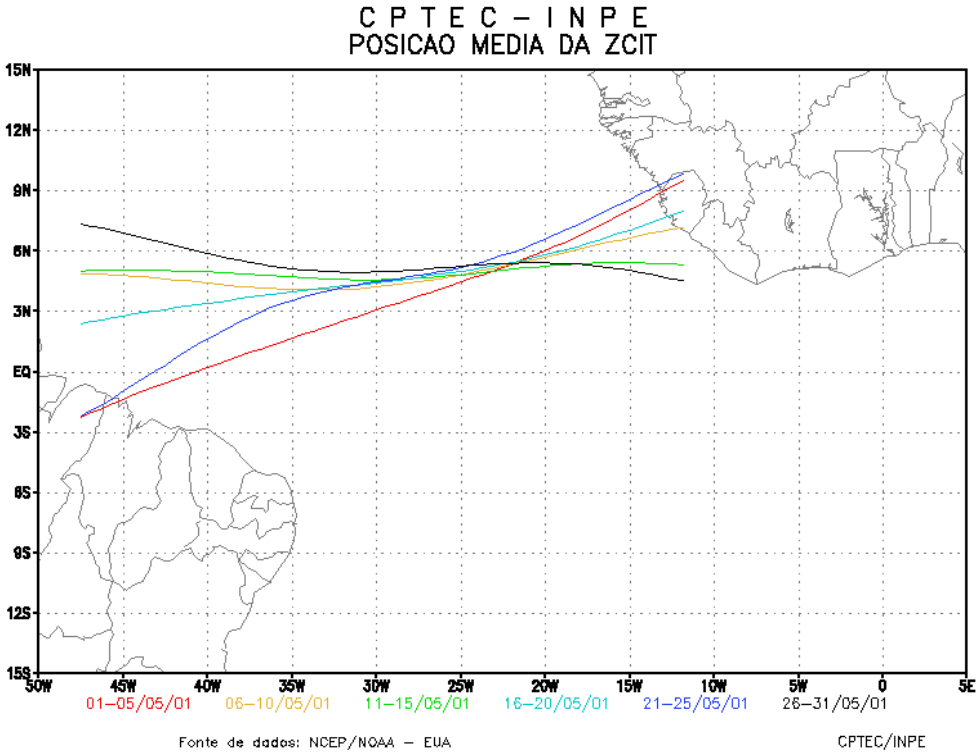
Abril 2001



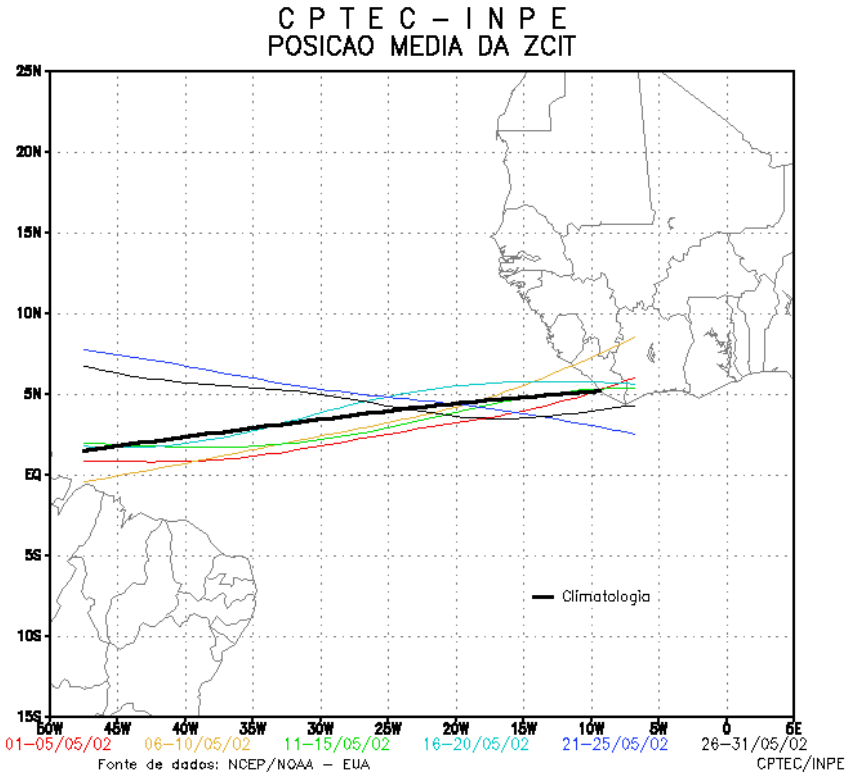
Abril 2002



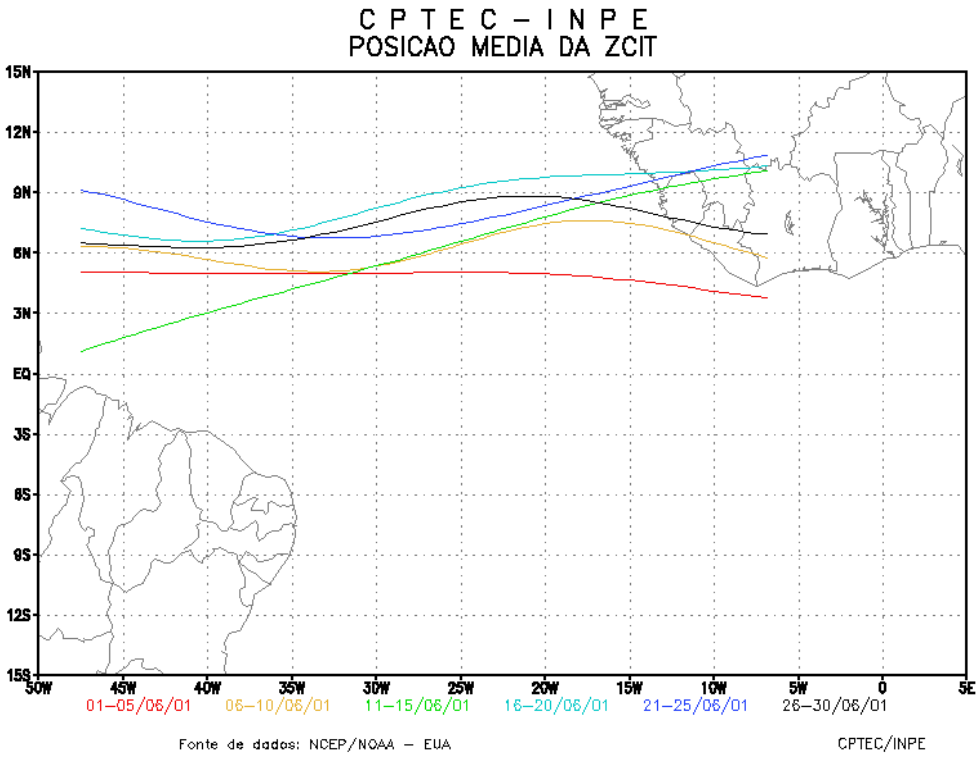
Maio 2001



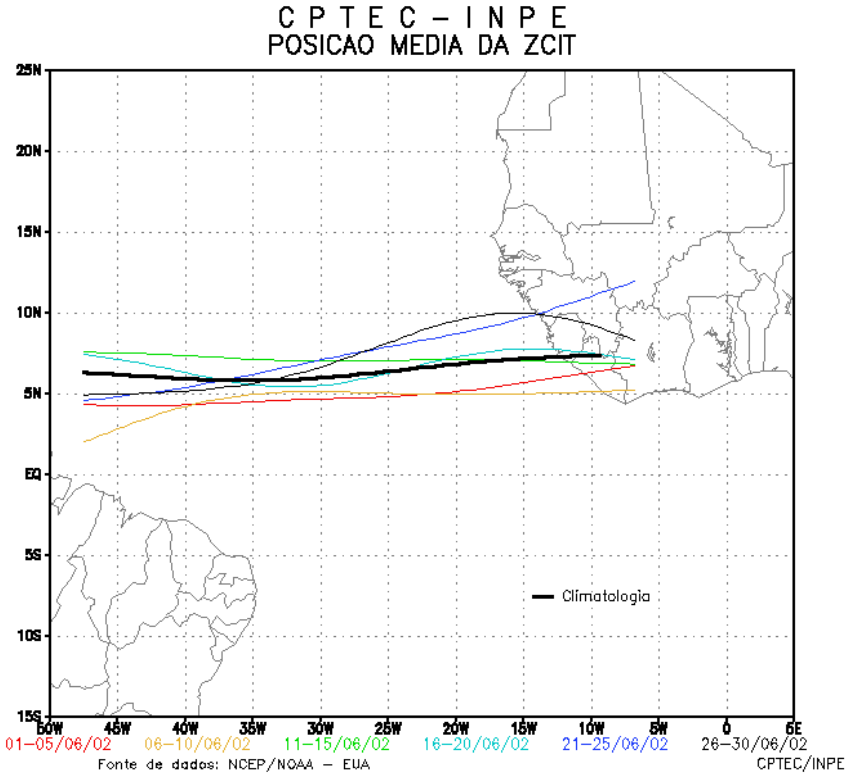
Maio 2002



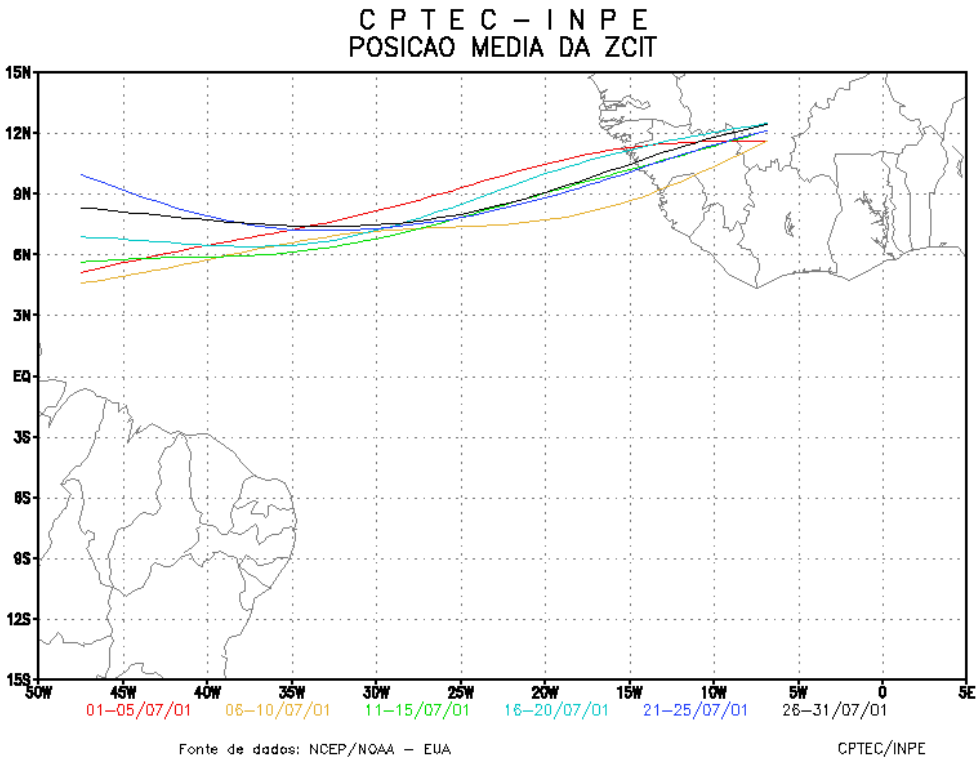
Junho 2001



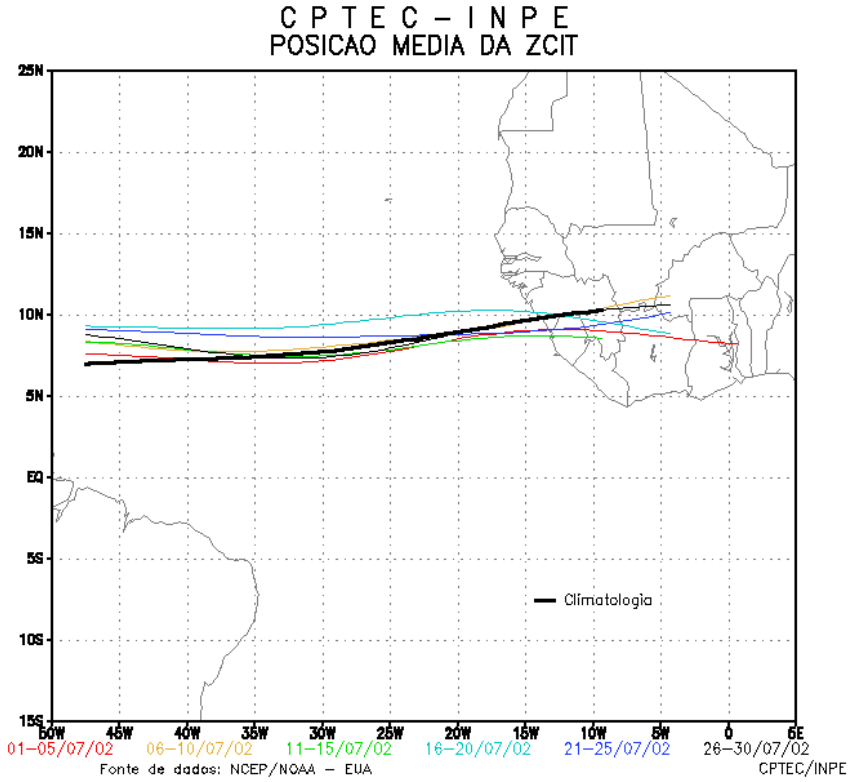
Junho 2002



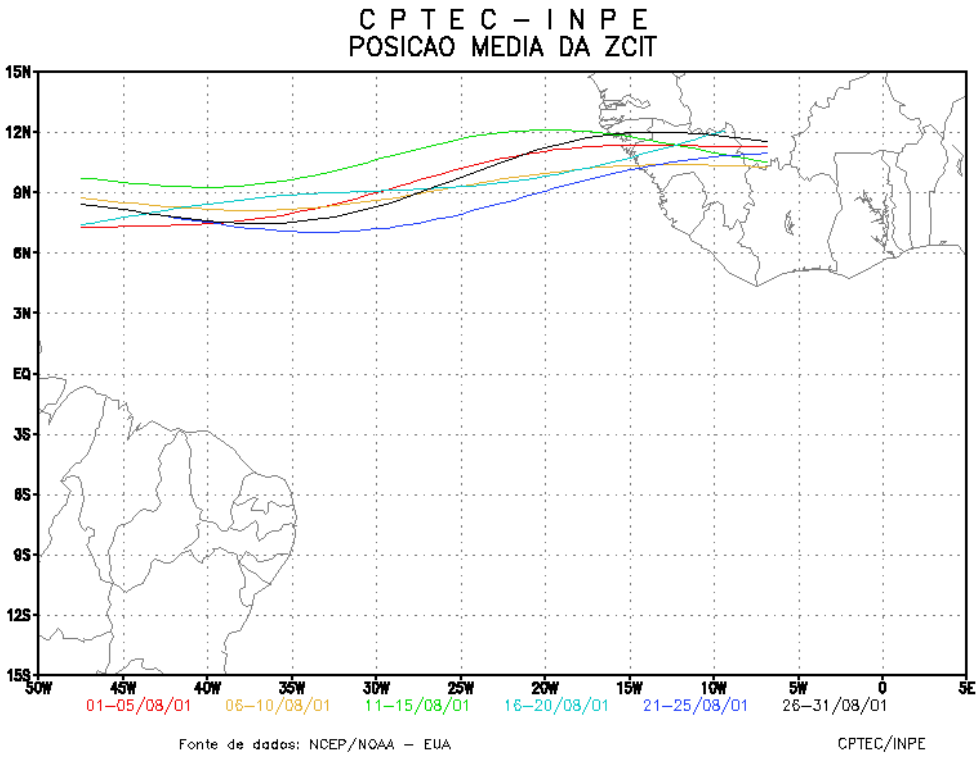
Julho 2001



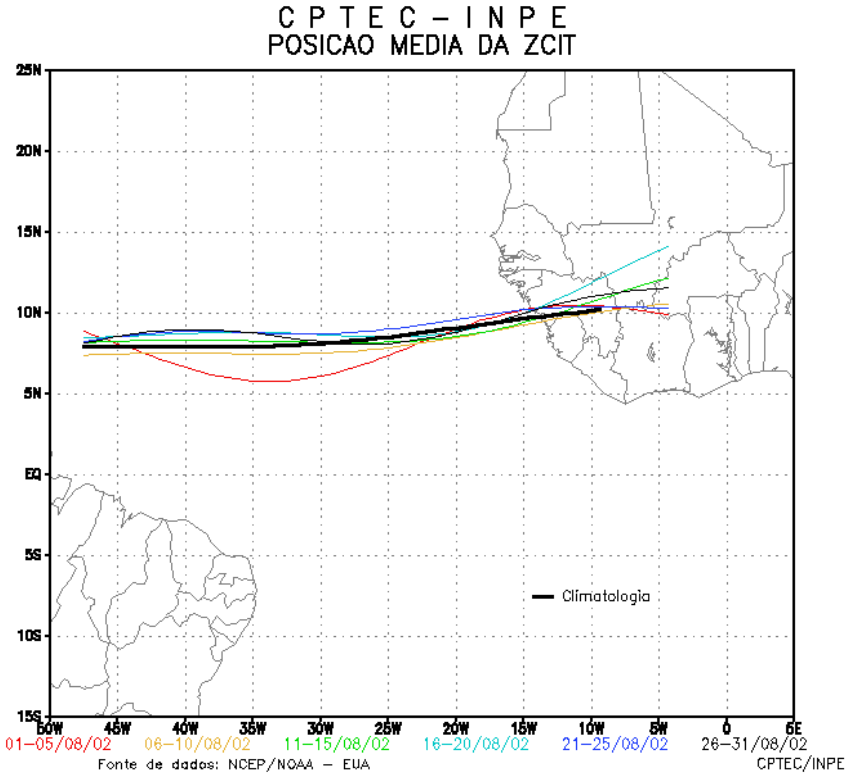
Julho 2002



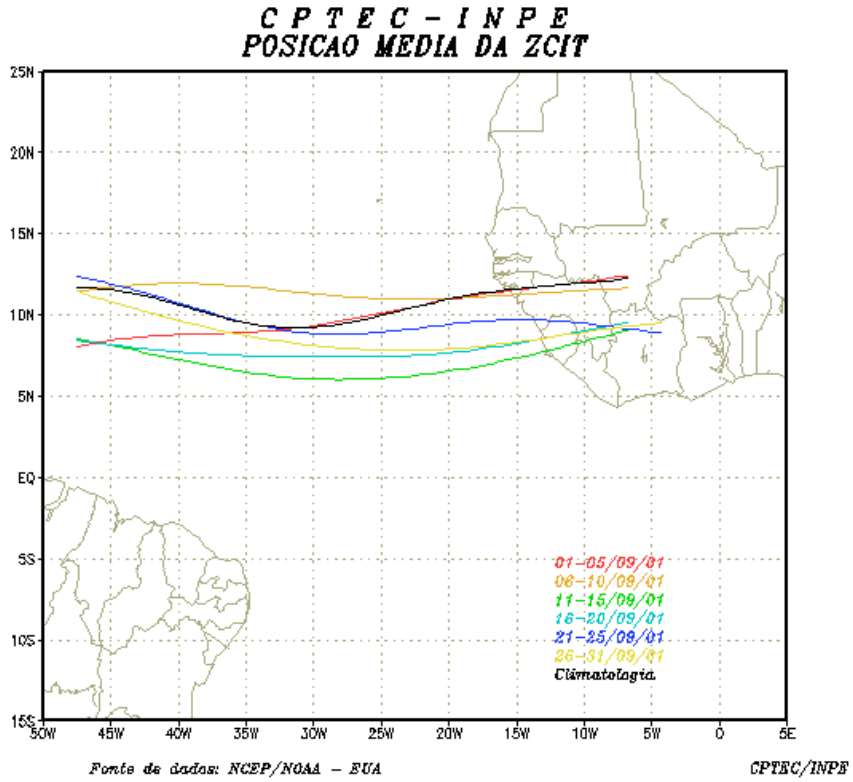
Agosto 2001



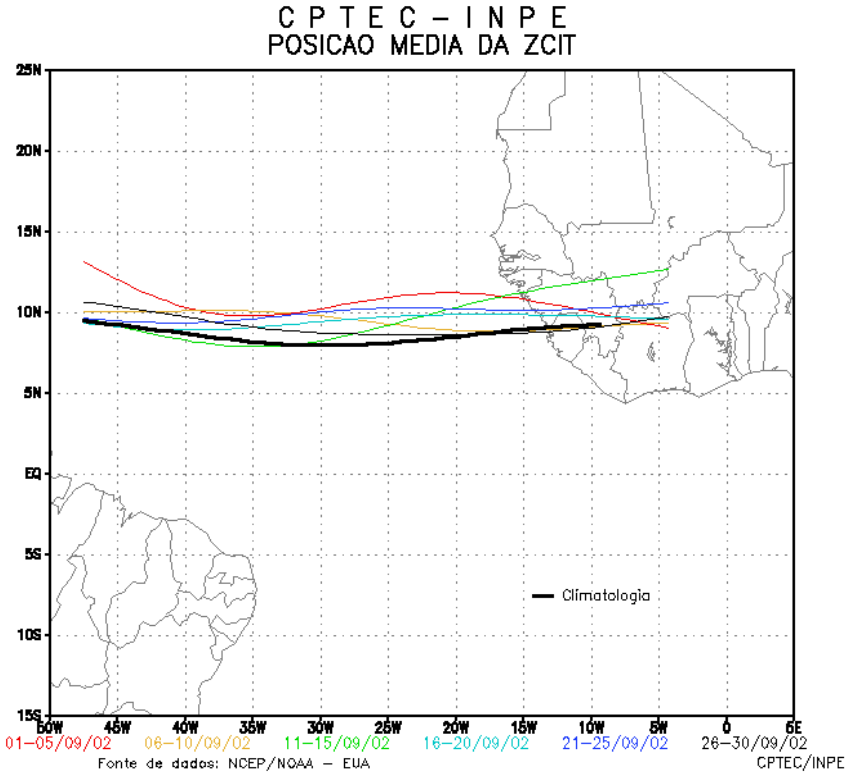
Agosto 2002



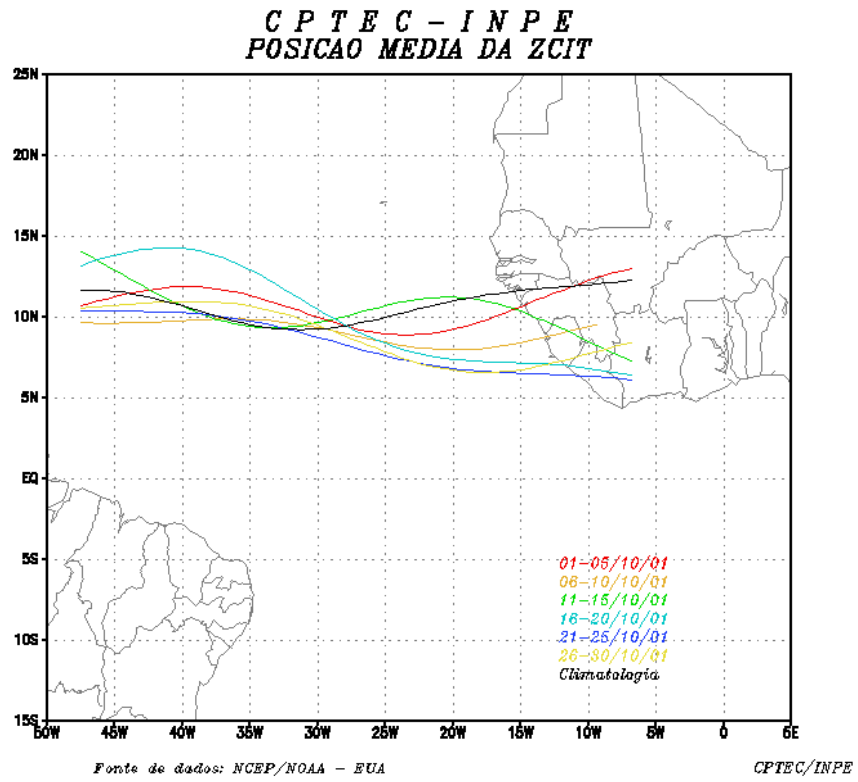
Setembro 2001



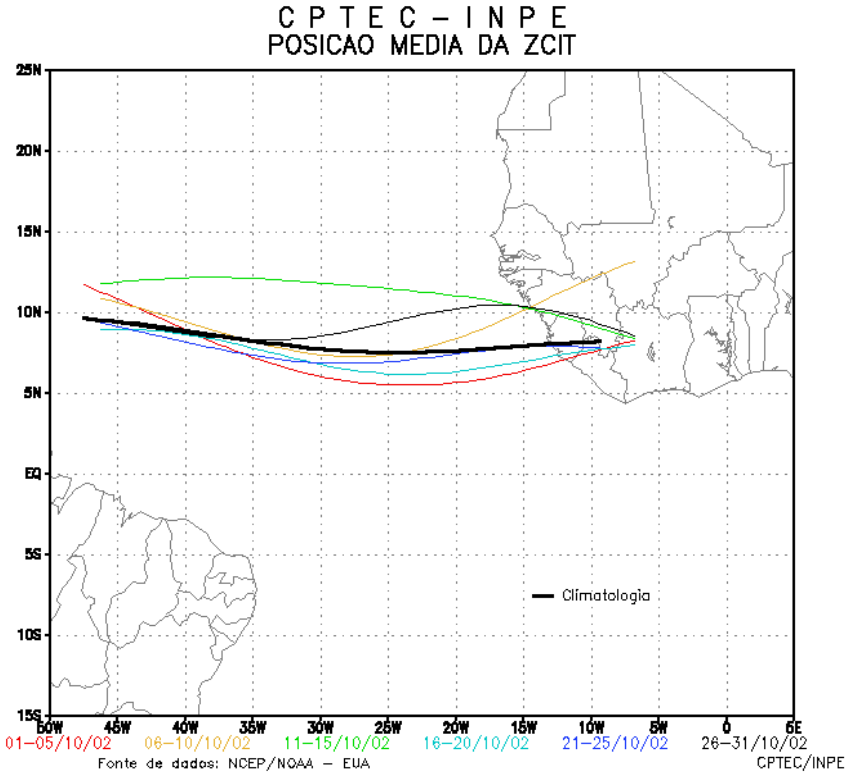
Setembro 2002



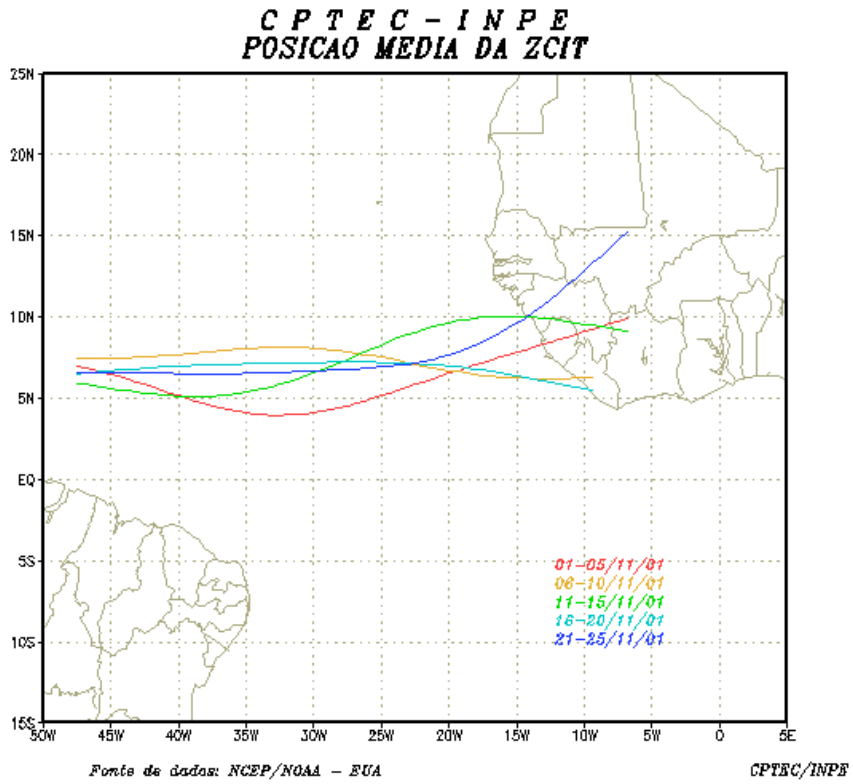
Outubro 2001



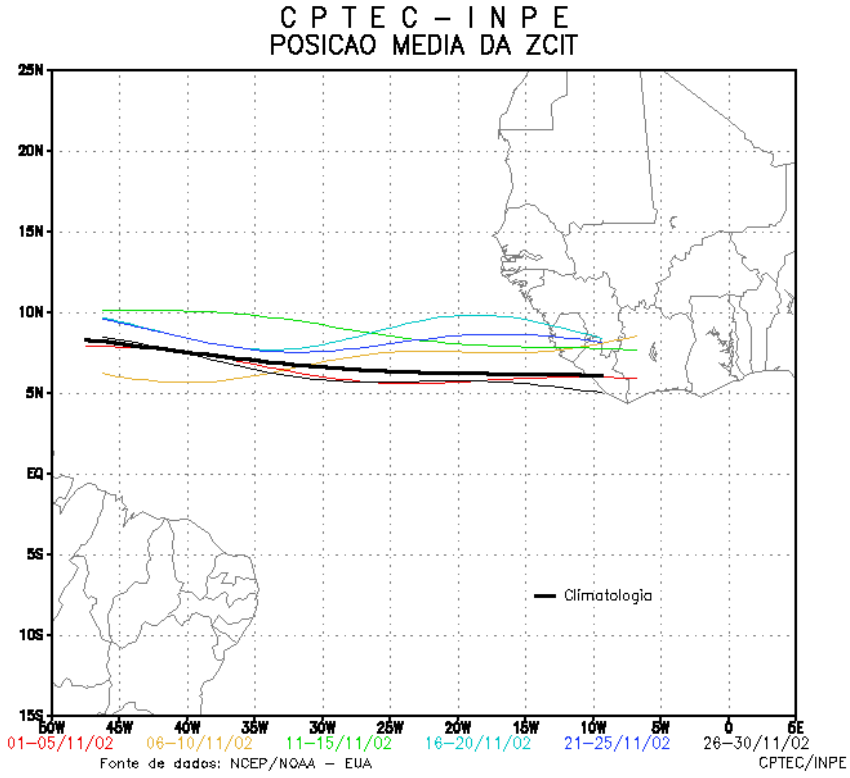
Outubro 2002



Novembro 2001



Novembro 2002



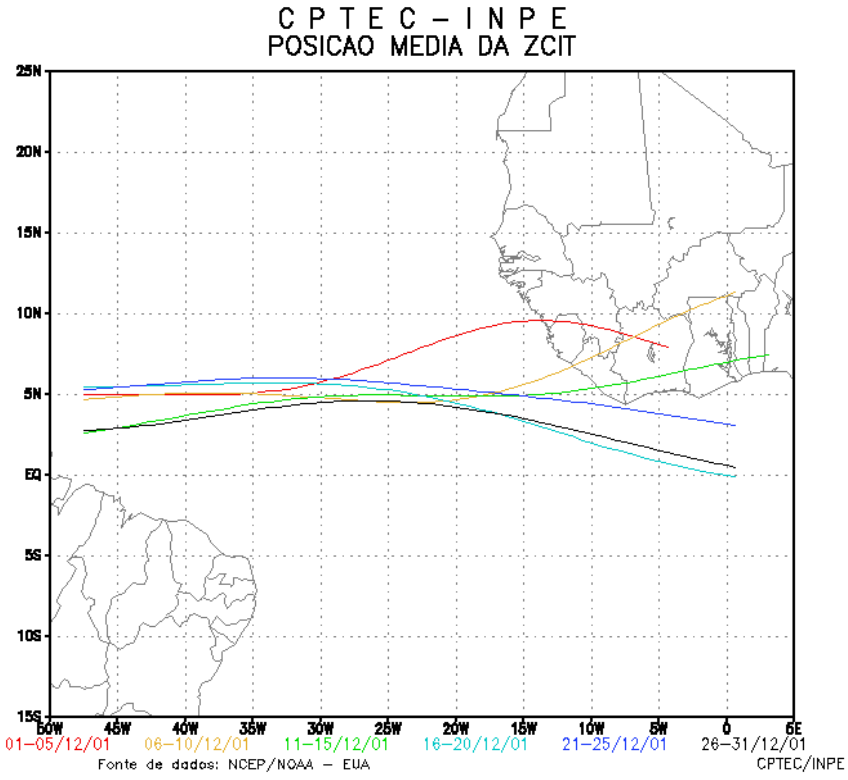
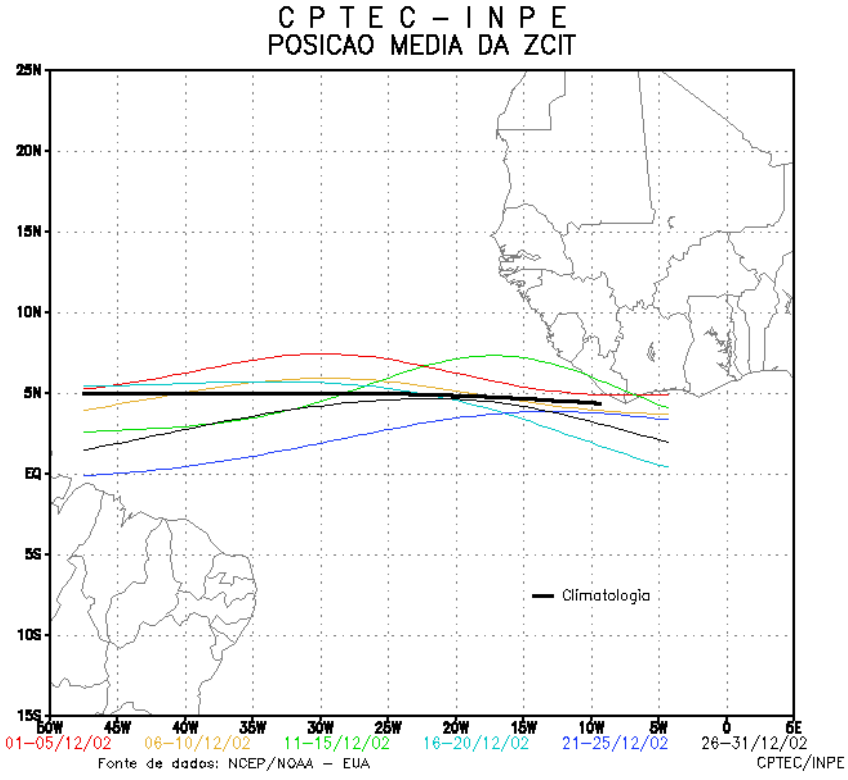
Dezembro 2001

Dezembro 2002


Tabela A1.1 – Variação sazonal da posiçao da ZCIT nos anos de 2001 e 2002.

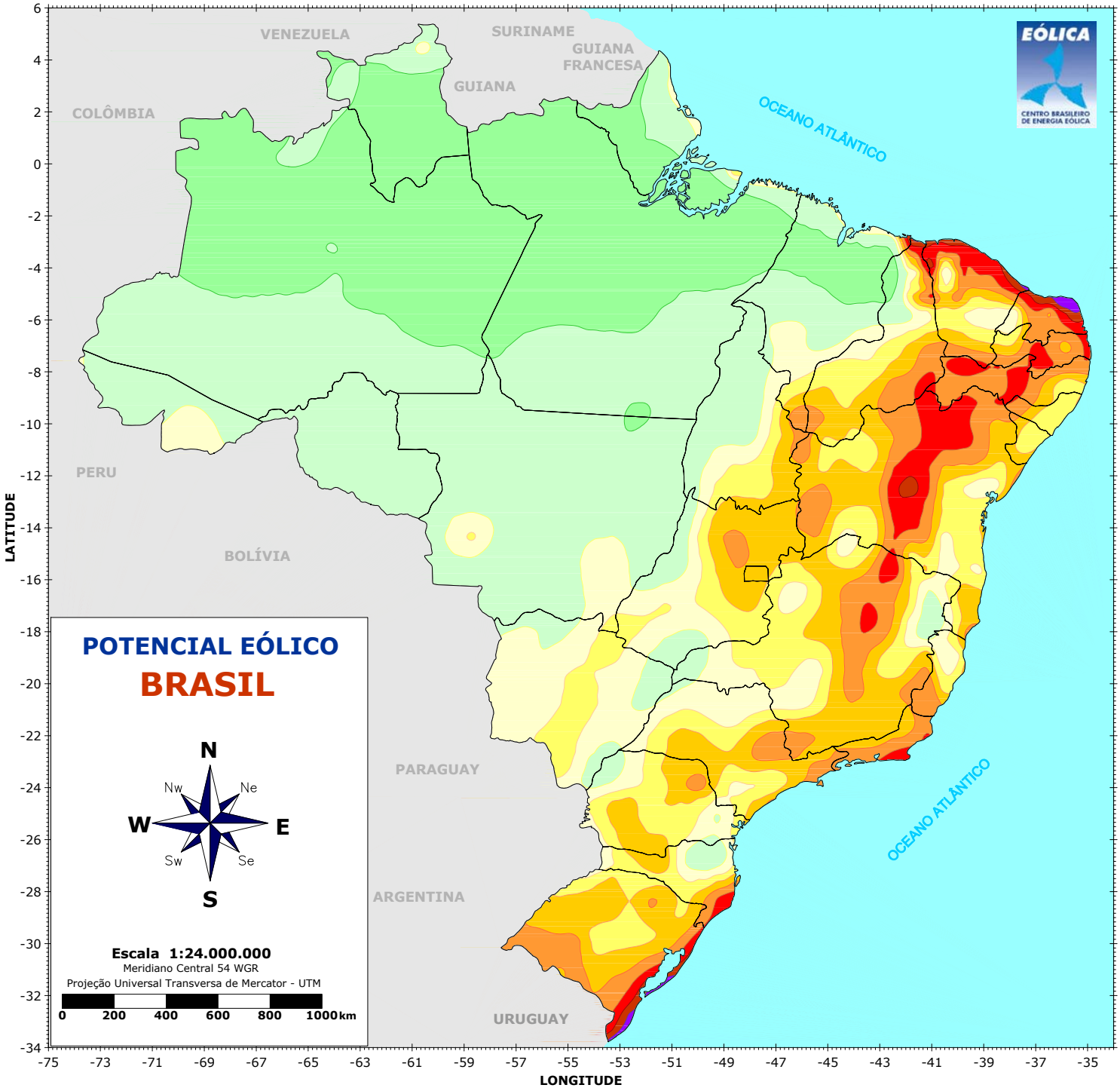
ANEXO 2

Panorama do Potencial Eólico Brasileiro

ANEEL / CBEE

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

ATLAS EÓLICO BRASILEIRO



VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO [m/s]

50 METROS ACIMA DO NÍVEL DA SUPERFÍCIE

CLASSES DE ENERGIA	Mata	Campo Aberto	Zona Costeira	Morro	Montanha
4	> 6,0	> 7,0	> 8,0	> 9,0	> 11,0
3	4,5 - 6,0	6,0 - 7,0	6,5 - 8,0	7,5 - 9,0	8,5 - 11,0
2	3,0 - 4,5	4,5 - 6,0	5,0 - 6,5	6,0 - 7,5	7,0 - 8,5
1	< 3,0	< 4,5	< 5,0	< 6,0	< 7,0

NOTAS:

Mata indica áreas de vegetação nativa, com arbustos e árvores altas.

Campo aberto refere-se a áreas planas de pastagens, plantações e/ou vegetação baixa, sem muitas árvores altas.

Zonas costeiras são áreas de praia, normalmente com larga faixa de areia, onde o vento incide predominantemente do sentido mar-terra.

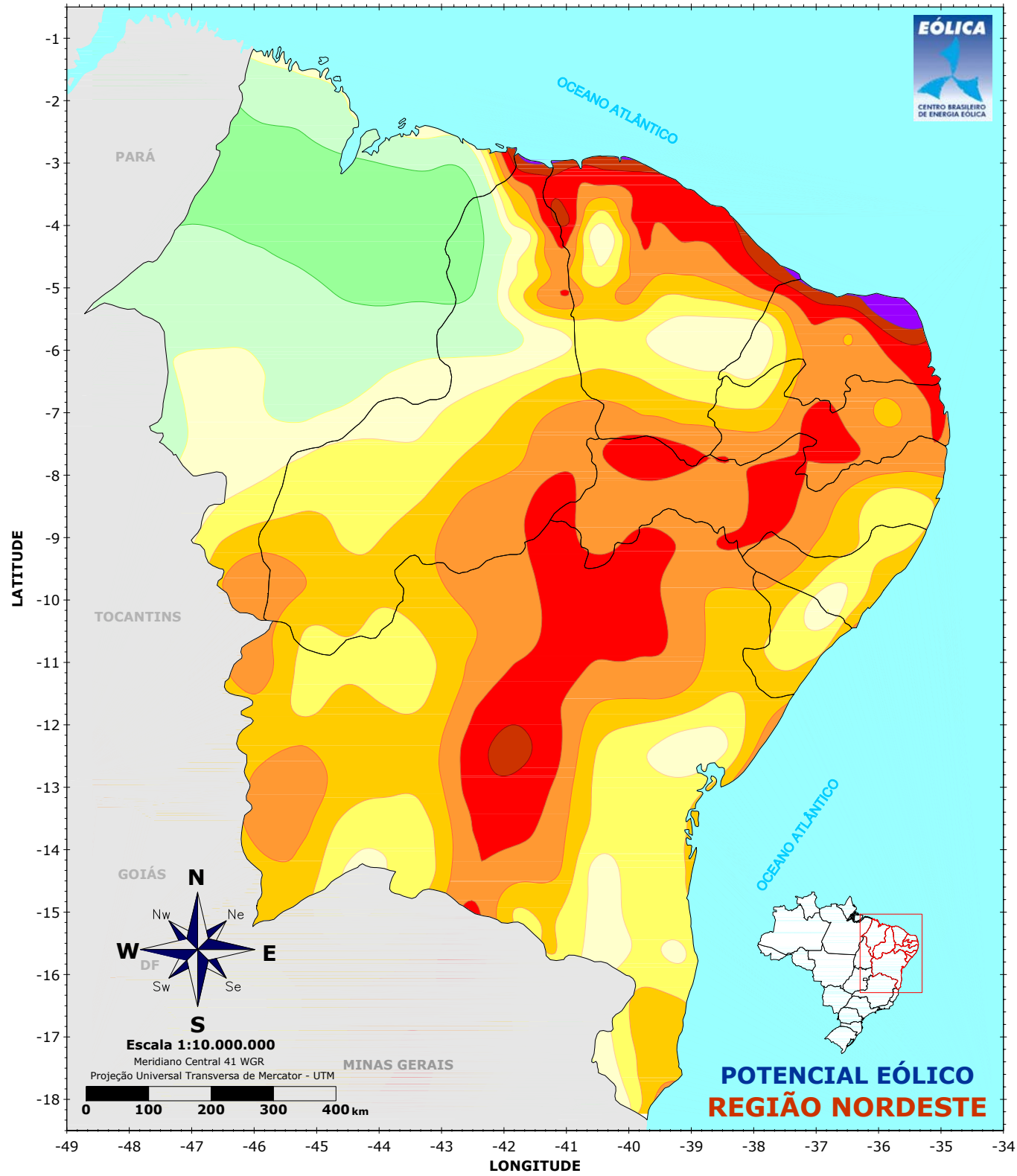
Morros são áreas de relevo levemente ondulado, relativamente complexo e de pouca vegetação ou pasto.

Montanhas representam áreas de relevo complexo com altas montanhosas. O potencial eólico é dado para locais nos topos das montanhas em condições favoráveis para o fluxo de vento.

CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA
Fone/fax: 81 3453.4662 / 3453.2975
http//:www.eolica.com.br

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

ATLAS EÓLICO BRASILEIRO



VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO [m/s]

50 METROS ACIMA DO NÍVEL DA SUPERFÍCIE

CLASSES DE ENERGIA	Mata	Campo Aberto	Zona Costeira	Morro	Montanha
4	> 6,0	> 7,0	> 8,0	> 9,0	> 11,0
3	4,5 - 6,0	6,0 - 7,0	6,5 - 8,0	7,5 - 9,0	8,5 - 11,0
2	3,0 - 4,5	4,5 - 6,0	5,0 - 6,5	6,0 - 7,5	7,0 - 8,5
1	< 3,0	< 4,5	< 5,0	< 6,0	< 7,0

NOTAS:

Mata indica áreas de vegetação nativa, com arbustos e árvores altas.

Campo aberto refere-se a áreas planas de pastagens, plantações e/ou vegetação baixa, sem muitas árvores altas.

Zonas costeiras são áreas de praia, normalmente com larga faixa de areia, onde o vento incide predominantemente do sentido mar-terra.

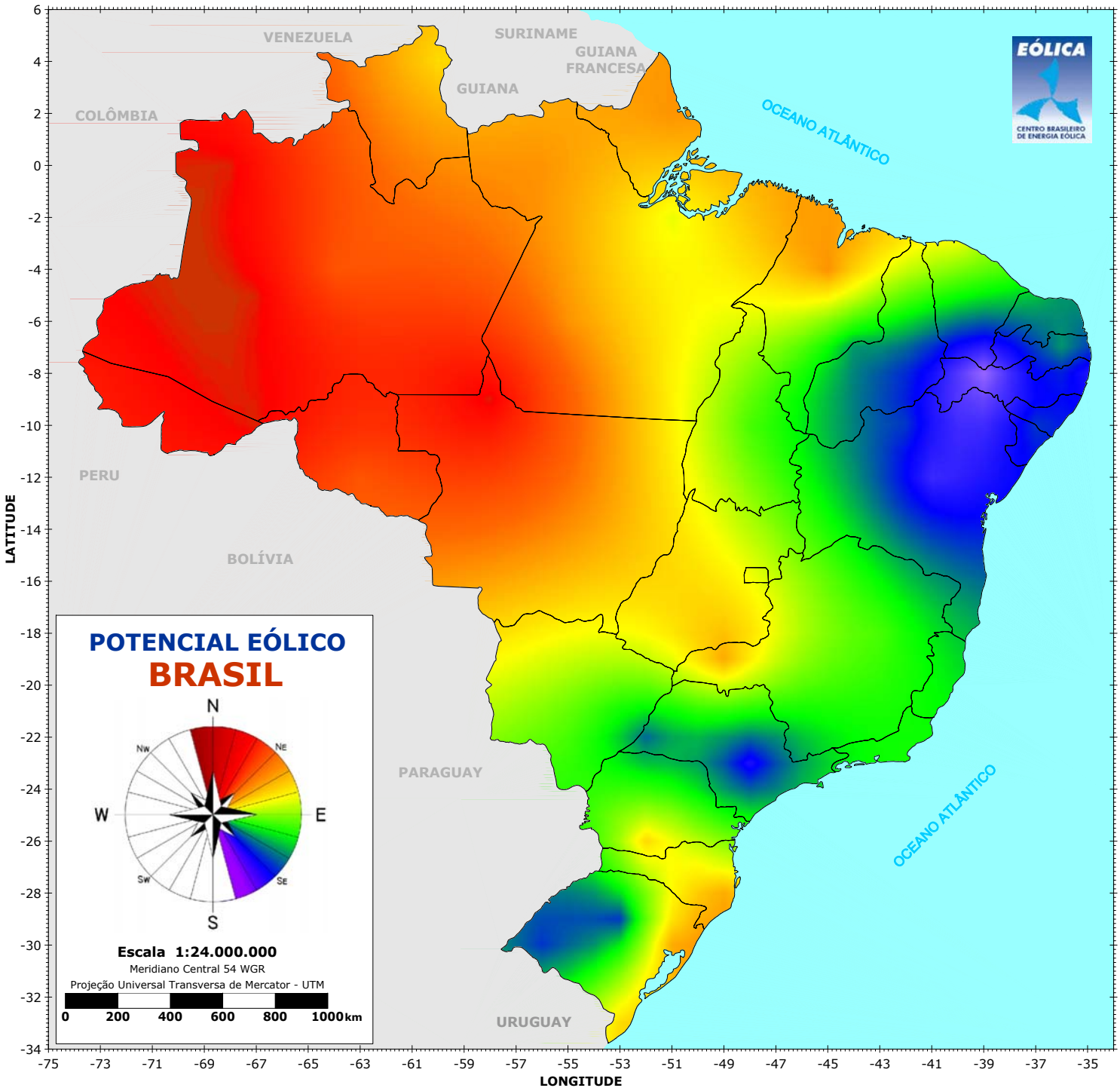
Morros são áreas de relevo levemente ondulado, relativamente complexo e de pouca vegetação ou pasto.

Montanhas representam áreas de relevo complexo com altas montanhosas. O potencial eólico é dado para locais nos topos das montanhas em condições favoráveis para o fluxo de vento.

CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA
Fone/fax: 81 3453.4662 / 3453.2975
http//:www.eolica.com.br

ANEEL
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

ATLAS EÓLICO BRASILEIRO



DIREÇÃO PREDOMINANTE DO VENTO

50 METROS ACIMA DO NÍVEL DA SUPERFÍCIE

CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA
Fone/fax: 81 3453.4662 / 3453.2975
http//:www.eolica.com.br

ANEXO 3

Sumário de Estações Anemométricas

ANEXO 3: SUMÁRIOS DAS ESTAÇÕES ANEMOMÉTRICAS

A3.1 SISTEMAS INSTALADOS NA EUROPA

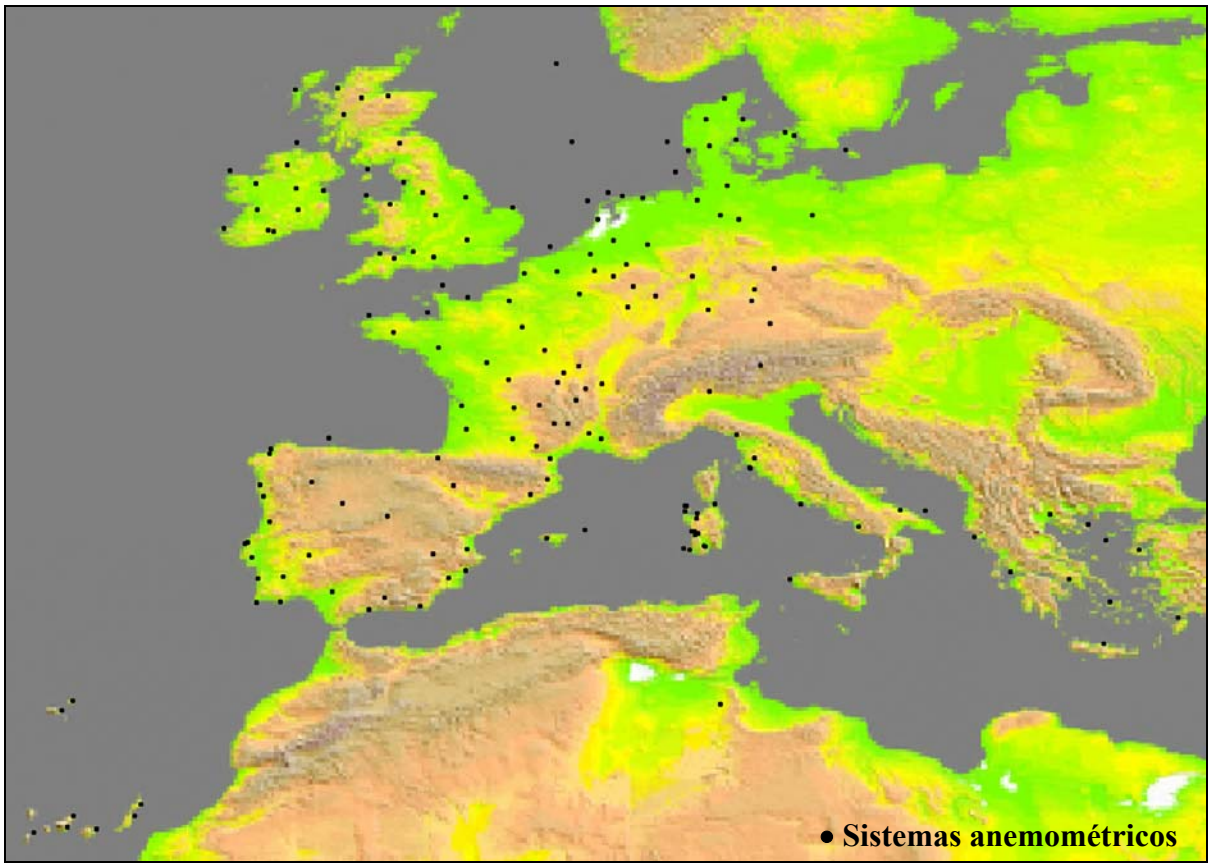


Figura A3.1 - Sistemas anemométricos na Europa.

Tabela A3.1 - Sumário de sistemas anemométricos instalados na Europa

SUMÁRIO DE ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS NA EUROPA						
	BÉLGICA					
Local de medição:	Período	Lat.	Lon.	Med. (m)	k (50m)	c (50m)
Florennes	1975-81	50.23	4.65	6.40	2.21	7.00
Melsbroek	1970-79	50.90	4.47	10.70	1.94	7.07
Middelkerke	1972-81	51.20	2.87	12.70	2.09	7.93
Saint Hubert	1971-80	50.03	5.40	10.85	2.48	7.00
Spa	1971-80	50.48	5.92	10.95	2.28	7.28
	DINAMARCA					
Local de medição:	Período	Lat.	Lon.	Med. (m)	k (50m)	c (50m)
Ålborg	1965-72	57.10	9.87	10.00	2.08	8.45
Beldringe	1972-80	55.47	10.34	10.00	2.03	7.75
Horns Rev Fyrskib	1962-80	55.40	7.57	20.00	2.03	7.93
Karup	1971-80	56.28	9.13	10.00	2.20	8.96
Kastrup	1965-72	55.63	12.67	10.00	2.38	8.53
Rønne	1972-80	55.07	14.75	10.00	2.06	7.72
Skrydstrup	1971-80	55.23	9.27	10.00	1.93	8.07
Tirstrup	1971-79	56.30	10.62	10.00	1.88	8.27
Værløse	1972-80	55.77	12.32	10.00	1.98	7.24

FRANÇA						
Local de medição:	Período	Lat.	Lon.	Med. $_{(m)}$	k $_{(50m)}$	c $_{(50m)}$
Abbeville	1970-78	50.13	1.83	11.00	2.06	7.03
Aurillac	1979-85	44.88	2.42	11.00	1.45	4.44
Avord	1972-78	47.05	2.65	12.00	2.00	5.82
Bordeaux	1970-79	44.83	-0.70	11.00	1.98	5.96
Brest	1970-79	48.45	-4.42	10.50	2.06	8.11
Caen	1972-79	49.18	-0.45	12.10	2.05	7.19
Cambrai	1970-79	50.22	3.15	10.60	2.21	7.18
Carcassonne	1973-78	43.22	2.32	11.20	2.09	8.97
Cherbourg	1970-78	49.65	-1.47	10.50	1.92	8.78
Clermont-Ferrand	1976-85	45.78	3.17	10.50	1.42	4.62
Dinard	1970-79	48.58	-2.07	10.50	2.16	7.79
Evreux	1970-79	49.02	1.22	12.00	2.17	6.57
Gourdon	1970-79	44.75	1.40	11.00	1.56	5.71
Istres	1970-79	43.52	4.93	10.00	1.71	8.25
Le Puy Chadrac	1976-82	45.05	3.90	14.90	1.10	3.66
Limoges	1973-79	45.87	1.18	11.00	2.09	5.59
Lorient	1970-78	47.77	-3.45	10.00	2.20	7.99
Lyon	1970-79	45.72	4.95	12.00	1.37	5.42
Millau	1970-79	43.92	-0.50	10.00	1.46	4.05
Mont Aigoual	1970-79	44.12	3.58	11.50	1.70	9.84
Mont de Marsan	1970-79	44.12	3.02	10.00	1.93	7.06
Nantes	1970-79	47.17	-1.62	12.00	1.99	6.57
Nîmes	1970-79	43.75	4.42	11.30	1.76	7.12
Orléans	1970-79	47.98	1.75	10.00	2.10	6.59
Perpignan	1972-78	42.73	2.87	10.50	1.57	8.34
Poitiers	1970-78	46.58	0.32	12.00	1.93	5.85
Reims	1970-78	49.30	4.03	11.50	1.88	6.31
Saint Etienne	1975-84	45.53	4.30	10.00	1.62	5.03
Saint Yan	1975-84	46.42	4.02	10.70	1.51	4.40
Toul	1975-79	48.78	5.98	12.00	1.94	6.02
Toulouse	1970-79	43.53	1.37	11.00	1.71	5.96
Vichy	1977-85	46.17	3.40	10.00	1.73	4.60
ALEMANHA						
Local de medição:	Período	Lat.	Lon.	Med. $_{(m)}$	k $_{(50m)}$	c $_{(50m)}$
Berlin	1971-80	52.47	13.40	10.00	2.37	6.91
Braunschweig	1973-81	52.30	10.45	10.00	2.15	6.66
Bremen	1970-79	53.05	8.78	10.00	2.24	7.01
Düsseldorf	1970-79	51.28	6.78	10.20	2.13	6.50
Frankfurt	1971-80	50.03	8.60	10.00	1.99	5.84
Hamburg	1970-79	53.63	9.98	10.00	2.28	7.16
Hannover	1970-79	52.45	9.70	10.00	2.14	6.90
Helgoland	1971-80	54.18	7.90	15.00	2.18	7.82
Hof-Hohensaas	1971-80	50.32	11.88	15.20	2.03	6.53
List/Sylt	1971-80	55.02	8.42	12.08	2.12	8.24
München	1970-79	48.13	11.72	10.00	1.35	5.28
Nürnberg	1971-80	49.49	11.08	10.00	1.59	5.15
Saarbrücken	1971-80	49.22	7.11	10.00	2.14	6.43
Stuttgart	1972-81	48.68	9.22	10.00	1.45	4.38
Weiáenburg	1971-80	49.02	10.96	10.10	1.52	5.45

GRÉCIA						
Local de medição:	Período	Lat.	Lon.	Med. (m)	k (50m)	c (50m)
Araxos	1974-75	38.22	21.37	2.50	1.33	6.91
Athina	1974-83	37.90	23.73	10.00	1.52	6.27
Heraklion	1974-83	35.33	25.13	10.00	1.22	6.46
Kerkyra	1974-83	39.62	19.92	4.00	1.08	4.10
Limnos (Agio Sozon)	1986-87	39.48	25.22	10.00	1.94	8.19
Limnos (Airport)	1974-75	40.10	24.50	18.00	1.48	7.17
Mytilini	1974-83	39.10	26.55	8.00	1.54	6.72
Naxos	1974-83	37.00	25.38	10.00	1.56	8.24
Rodos	1974-83	36.38	28.12	7.00	1.58	7.28
Thessaloniki	1974-83	40.52	22.97	10.00	1.15	5.13
IRLANDA						
Local de medição:	Período	Lat.	Lon.	Alt. (m)	k (50m)	c (50m)
Belmullet	1966-75	54.23	-10.00	12.00	2.24	9.41
Claremorris	1967-77	53.72	-8.98	12.00	1.83	7.73
Cork	1970-79	51.85	-8.48	12.00	1.99	8.19
Dublin	1970-79	53.43	-6.25	12.00	2.08	8.37
Kilkenny	1970-79	52.67	-7.27	12.00	1.63	6.08
Malin Head	1970-79	55.37	-7.33	21.00	2.04	9.38
Mullingar	1974-83	53.53	-7.35	12.00	2.45	8.08
Roches Point	1970-79	51.80	-8.25	12.00	2.05	7.95
Shannon	1970-79	52.68	-8.92	12.00	2.08	8.07
Valentia	1970-79	51.93	-10.25	12.00	2.02	9.27
ITÁLIA						
Local de medição:	Período	Lat.	Lon.	Med. (m)	k (50m)	c (50m)
Alghero	1960-69	40.63	8.28	10.00	1.39	5.82
Bolzano	1966-75	46.47	11.33	6.00	0.81	1.94
Brindisi	1965-75	40.65	17.95	6.00	1.53	7.25
Cagliari	1951-70	39.25	9.05	6.50	1.60	7.09
Campeda	1980-86	40.35	8.75	15.00	1.56	5.50
Capo Bellavista	1960-69	32.93	9.72	12.00	1.06	4.78
Capo Palinuro	1960-69	40.02	15.28	24.00	1.17	2.62
Capo Sandalo	1981-86	39.15	8.23	15.00	1.28	5.99
Cirras	1980-85	39.82	8.57	30.00	1.29	6.04
Fiume Santo	1981-85	40.85	8.30	15.00	1.52	6.55
Gioia del Colle	1965-75	40.68	16.93	6.00	1.50	6.55
Grosseto	1965-75	42.75	11.07	6.00	1.10	4.04
Le Porte	1983-87	42.35	10.92	15.00	1.47	4.92
Lecce Galatina	1965-75	40.65	17.95	6.00	1.38	6.69
Milano	1966-75	45.43	9.28	10.00	0.88	1.68
Monte Arci	1980-85	39.75	8.80	15.00	1.79	5.95
Olbia	1959-68	40.93	9.50	10.00	1.22	6.47
Pisa	1965-75	43.68	10.38	6.00	1.20	3.99
Ponza	1965-74	40.92	12.95	7.50	1.31	4.36
Santa Anna	1980-85	39.83	8.68	30.00	1.16	4.53
Santa Caterina	1981-86	39.10	8.48	15.00	1.65	6.44
Scopeto	1983-86	42.38	10.90	15.00	1.39	5.36
San Gavino	1979-85	40.53	8.78	15.00	1.34	6.55
San Gilla	1980-85	39.22	9.10	15.00	1.76	7.43
Trapani	1970-75	37.92	12.50	10.00	1.37	7.10
Unia	1979-85	40.83	8.33	15.00	1.58	6.40
Uras	1979-81	39.70	8.70	15.00	1.43	5.96

LUXEMBURGO						
Local de medição:	Período	Lat.	Lon.	Med. (m)	k (50m)	c (50m)
Findel	1970-79	49.62	6.20	7.90	2.08	6.65
HOLANDA						
Local de medição:	Período	Lat.	Lon.	Med. (m)	k (50m)	c (50m)
Eelde	1970-76	53.13	6.58	10.00	2.16	7.84
Eindhoven	1970-76	51.45	5.42	10.00	2.28	7.30
Leeuwarden	1970-76	53.22	5.77	10.00	2.17	7.96
Schiphol	1970-76	52.30	4.77	10.00	2.21	7.69
Terschelling	1970-76	53.35	5.18	10.00	2.14	8.37
Texel Lichtschip	1970-76	53.02	4.37	20.00	1.99	7.70
PORTUGAL						
Local de medição:	Período	Lat.	Lon.	Med. (m)	k (50m)	c (50m)
Beja	1971-80	38.02	-7.87	10.00	2.30	5.51
Braganca	1971-80	41.80	-6.73	9.10	1.31	4.23
Cabo Carvoeiro	1971-80	39.35	-9.40	8.00	1.62	5.32
Coimbra	1971-80	40.20	-8.42	10.60	1.33	5.22
Faro	1971-80	37.02	-7.97	7.10	1.93	6.49
Ferrel	1977-78	39.39	-9.29	10.00	1.99	6.80
Flores	1971-80	39.45	-31.13	6.80	1.56	7.79
Funchal	1971-80	32.68	-16.77	23.00	1.65	6.43
Lisboa	1971-80	38.78	-9.13	7.00	2.09	7.73
Porto	1971-80	41.23	-8.68	16.00	1.99	6.24
Porto Santo	1971-80	33.07	-16.35	18.80	1.82	5.61
Sagres	1971-80	36.98	-8.95	6.00	1.74	7.01
Sines	1971-80	37.95	-8.88	8.00	1.97	5.39
Viana do Castelo	1971-80	41.70	-8.80	11.00	1.31	5.13
Santa Martia	1971-80	36.97	-25.17	7.00	1.96	7.12
REINO UNIDO						
Local de medição:	Período	Lat.	Lon.	Med. (m)	k (50m)	c (50m)
Bala	1975-82	52.90	-3.58	9.00	1.58	8.21
Benbecula	1970-81	57.47	-7.37	10.00	1.95	9.70
Birmingham	1970-81	52.45	-1.73	10.00	2.13	7.66
Blackpool	1972-82	53.77	-3.03	12.00	2.33	8.36
Bournemouth	1970-81	50.78	-1.83	13.00	1.94	6.85
Burrington	1977-82	50.93	-3.98	10.00	2.22	8.54
Cairngorm	1970-80	57.22	-3.65	10.00	1.91	9.98
Castle Archdale	1971-81	54.47	-7.70	16.00	2.05	6.01
Coltishall	1971-80	52.75	1.35	10.00	2.25	7.60
Duirinish	1970-80	57.53	-5.68	20.00	1.74	7.90
Dustaffnage	1971-80	56.47	-5.43	10.00	1.96	8.33
Eskdalemuir	1970-80	55.32	-3.20	10.00	1.58	8.72
Exeter	1970-81	50.73	-3.42	12.00	1.92	7.54
Fort Augustus	1970-81	57.13	-4.72	16.00	1.45	9.35
London	1973-82	51.47	-0.47	10.00	2.27	6.79
Lowther Hill	1974-82	55.38	3.75	27.00	2.05	8.50
Manchester	1971-80	53.35	-2.27	10.00	2.11	7.54
Snaefell	1974-82	54.30	-4.47	13.00	2.21	9.93
Valley	1971-80	53.25	-4.53	16.00	2.08	8.07
Waddington	1971-80	53.17	-0.53	10.00	2.40	8.20
Wick	1971-80	58.50	3.10	10.00	2.04	8.46
Yeovilton	1971-80	51.00	-2.63	12.00	1.69	7.74

ESPANHA						
Local de medição:	Período	Lat.	Lon.	Med. $_{(m)}$	k $_{(50m)}$	c $_{(50m)}$
Albacete	1972-82	38.93	-1.85	5.70	1.52	7.77
Alicante	1972-82	38.28	-0.54	6.00	1.38	6.70
Almería	1972-82	36.85	-2.38	6.70	1.36	6.70
Avilés	1972-82	43.56	-6.03	6.00	1.42	4.85
Badajoz	1972-82	38.88	-6.83	13.00	1.69	5.74
Barcelona	1972-85	41.30	2.08	6.00	1.79	5.68
La Coruna	1972-82	43.13	-8.38	6.00	1.79	8.37
Fuerteventura	1972-82	28.45	-13.85	6.00	2.66	8.80
Gerona	1972-82	41.90	2.76	13.00	1.06	3.82
Granada	1972-82	37.18	-3.78	10.00	1.01	3.71
El Hierro	1973-82	27.81	-17.89	6.00	2.79	9.09
Lanzarote	1972-82	28.93	-13.61	6.00	2.26	10.10
Las Palmas	1973-82	27.93	-15.39	4.50	2.32	11.80
Tenerife (Los Rodeos)	1972-82	28.47	-16.32	5.00	2.12	12.20
Madrid	1972-85	40.42	-3.68	6.00	1.38	4.94
Málaga	1972-82	36.72	-4.42	6.00	1.34	6.75
Palma de Mallorca	1972-82	39.55	2.73	6.00	1.38	4.87
Menorca	1972-82	39.88	4.25	6.00	1.52	7.64
Murcia	1972-82	37.97	-1.23	10.90	1.96	8.77
Pamplona	1973-82	42.77	-1.65	6.00	1.41	6.87
Tenerife (Reina Sofia)	1978-82	28.03	-16.57	6.00	1.87	9.23
Salamanca	1972-82	40.95	-5.49	10.30	1.41	5.61
Santiago de Compostela	1972-82	42.93	-8.43	6.00	2.00	7.46
Sevilla	1972-82	37.42	-5.90	5.50	1.54	5.77
Valencia	1972-82	39.12	-0.47	20.00	1.31	5.47
Zaragoza	1972-85	41.67	-1.02	23.00	1.59	8.28

A3.2 SISTEMAS INSTALADOS NOS ESTADOS UNIDOS

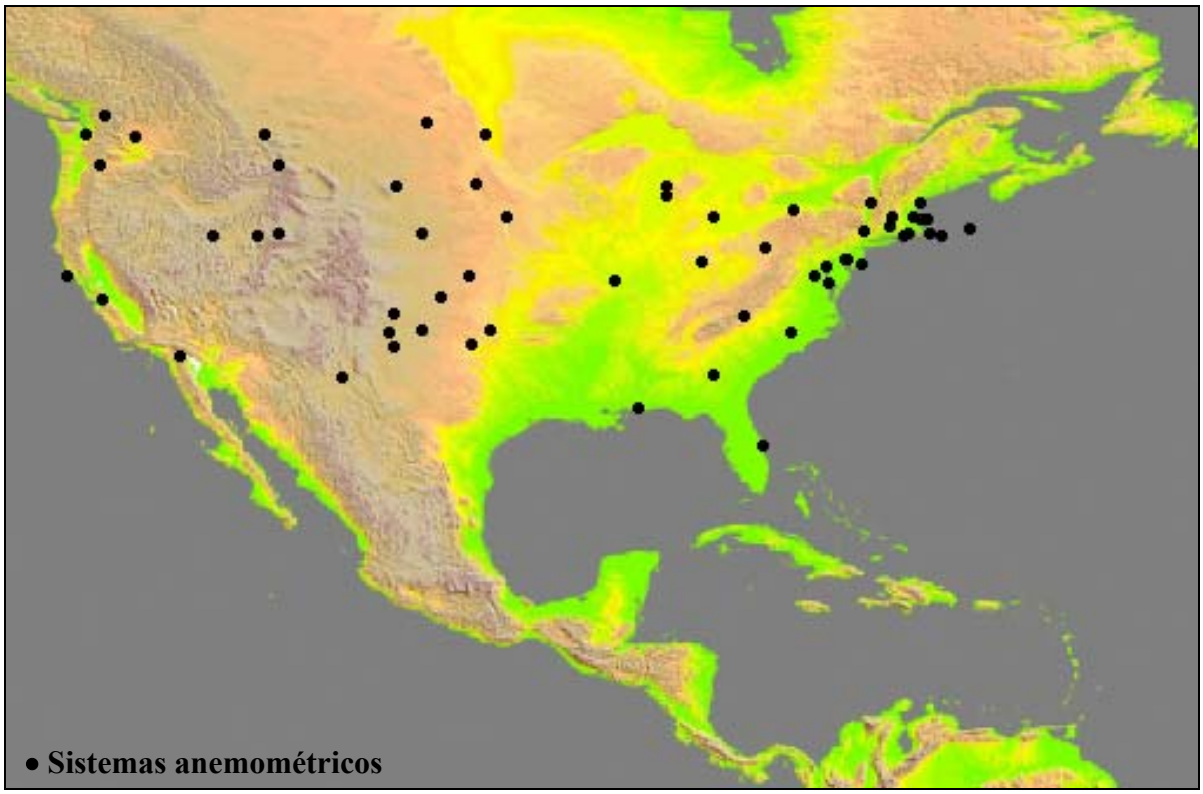


Figura A3.2 - Sistemas anemométricos nos Estados Unidos.

Tabela A3.2 - Sumário de sistemas anemométricos instalados nos Estados Unidos.

SUMÁRIO DE ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS NOS ESTADOS UNIDOS						
	ESTADOS UNIDOS					
Local de medição:	Período	Lat.	Lon.	Med. $_{(m)}$	k $_{(30m)}$	c $_{(30m)}$
Ainswort	1994-95	42.46	-99.87	30.0	2.30	7.95
Calwind	1990-93	35.05	-118.32	30.0	1.75	6.97
Equinox Moutain	1991	43.15	-73.12	30.0	2.15	8.10
Flowind	1990-93	35.10	-118.24	30.0	1.50	9.75
San Gorgonio Pass	1991-92	33.95	-116.61	30.0	1.14	6.70
Holland	1994-95	44.12	-96.08	30.0	2.31	8.30
Jericho	1994-95	35.15	-100.94	30.0	2.54	7.75
Rosiere	1995	44.35	-87.62	30.0	2.71	6.5
Tughill	1992-93	43.93	-75.67	30.0	1.98	5.4
Windland	1990-93	35.09	-118.32	30.0	1.89	7.15
Point Arena	1977-81	38.56	-123.43	45.7	1.92	7.33
Romero Overlook	1980-82	37.04	-121.13	45.7	2.24	7.23
San Gorgonio Pass	1976-82	33.57	-116.35	45.7	1.53	8.55
Meade	1980-82	37.18	-100.18	45.7	2.89	9.31
Russell	1976-81	38.51	-98.51	45.7	2.40	8.23
Holyoke	1976-81	42.18	-72.35	45.7	1.90	7.78
Nantucket Island	1980-81	41.14	-70.00	45.7	2.52	10.25
Provincetown	1981-82	42.03	-70.12	45.7	3.09	10.96
Big Sable Point	1981-82	44.03	-86.31	45.7	2.50	9.69
Ludington	1977-79	43.53	-86.26	45.7	4.29	8.24
Livingston	1980-82	45.40	-110.30	45.7	1.71	9.42
Kingsley Dam	1976-82	41.12	-101.40	45.7	2.17	7.34

Wells	1980-82	41.03	-114.35	45.7	2.82	8.76
Clayton	1977-82	36.27	-103.10	45.7	2.82	8.20
San Augustin Pass	1980-82	32.26	-106.33	45.7	2.46	10.49
Tucumcari	1980-82	35.08	-103.45	45.7	3.10	9.62
Montauk Point	1977-82	41.03	-71.57	45.7	1.93	8.12
Boone	1976-81	36.14	-81.41	45.7	2.05	9.03
Finley	1980-82	47.31	-97.52	45.7	2.34	10.27
Minot	1980-82	48.00	-101.18	45.7	2.63	9.45
Fort Sill	1980-81	34.39	-98.27	45.7	2.71	10.46
Block Island	1976-82	41.11	-71.34	45.7	2.27	8.35
Huron	1976-82	44.24	-98.09	45.7	2.14	7.68
Amarillo	1977-81	35.17	-101.45	45.7	2.75	9.10
Stratton Mt.	1981	43.05	-73.56	45.7	2.71	12.82
Augpurger Mt.	1976-78	45.44	-121.41	45.7	2.40	9.81
Diablo Dam	1980-82	48.43	-121.07	45.7	1.88	5.75
Bridger Butte	1980-82	41.17	-110.29	45.7	2.30	9.48
S Weymouth	1954-58	42.09	-70.56	29.0	1.81	5.40
Patuxentrvr.	1949-58	38.17	-76.25	29.0	1.57	5.34
Oklahoma City	1951-59	35.25	-97.23	29.0	2.00	7.22
Buffalo/Int	1949-59	42.56	-78.44	29.3	1.96	6.65
Warner/Robins	1949-55	32.38	-83.36	29.6	1.04	2.44
Windsor/Bradl	1953-59	41.56	-72.41	29.9	1.96	5.41
Clovis	1955-60	34.23	-103.19	29.9	2.16	6.32
Squantum	1948-53	42.18	-71.02	30.5	1.98	7.33
Rapid City/El.	1948-53	44.09	-103.06	30.5	1.43	6.49
Sioux City	1954-58	42.23	-96.22	31.4	1.87	6.87
Mobile/Brook.	1953-59	30.38	-88.04	32.0	1.49	4.10
Chicopee Fall	1953-57	42.12	-72.32	32.0	1.39	4.27
Portsmouth/Pe	1958-59	43.05	-70.49	32.0	1.56	4.56
Moses Lake	1953-57	47.11	-119.20	32.0	1.52	4.55
Cocoa Beach	1954-57	28.14	-80.36	32.3	1.98	5.75
Ft. Bragg	1961-68	35.08	-78.56	32.6	1.57	3.79
Great Falls	1954-58	47.31	-111.10	33.2	1.63	6.03
Dayton/Wright	1954-62	39.47	-84.06	33.5	1.31	4.23
Seattle	1949-59	47.27	-122.18	33.5	1.76	5.50
Ypsilanti	1948-61	42.14	-83.32	34.1	1.88	5.41
Wash/National	1950-57	38.51	-77.02	34.4	1.74	4.94
Belleville	1949-55	38.33	-89.51	35.0	1.65	4.70
Dayton/Wright	1953-56	39.49	-84.02	35.1	1.10	3.21
Pittsburgh/Gr	1952-58	40.30	-80.13	36.3	2.04	5.53
Philadelp/Int	1954-59	39.53	-75.15	36.6	2.09	5.19
Ogden/Hill	1949-53	41.07	-111.58	40.2	1.66	5.15
Baltimore/Frn.	1949-59	39.11	-76.40	40.5	1.76	5.17
Newburgh/Stew	1957-58	41.30	-74.06	49.1	1.55	5.78
Atlantic City	1948-49	39.22	-74.25	52.4	2.15	7.90
Philadelp/Mus	1953-57	39.59	-75.10	53.3	1.61	5.58
Newburgh/Stew	1953-57	41.30	-74.06	56.4	1.58	5.35
Georgeshoals	1956-63	41.41	-67.47	61.0	1.78	9.72
Nantucket Sho	1957-63	41.01	-69.30	61.0	1.85	10.02