



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
PRÓ-REITORIA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA
INSTITUTO DE CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM METEOROLOGIA

Nº de ordem: MET-UFAL-MS-088

**CARACTERIZAÇÃO DO VENTO E POTENCIAL EÓLICO NO ESTADO
DE ALAGOAS.**

ALLAN RODRIGUES SILVA

Maceió

Março

ALLAN RODRIGUES SILVA

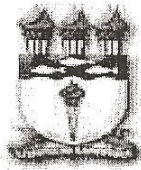
**CARACTERIZAÇÃO DO VENTO E POTENCIAL EÓLICO NO ESTADO DE
ALAGOAS.**

Dissertação submetida ao colegiado do Curso de Pós-Graduação em Meteorologia da Universidade Federal de Alagoas – UFAL, como parte dos requisitos necessário à obtenção do grau de Mestre em Meteorologia.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Fernando da
Fonseca Lyra.

Maceió

Março



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
INSTITUTO DE CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS
COORDENAÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM METEOROLOGIA

CERTIFICADO DE APRESENTAÇÃO

N.º de ordem: MET-UFAL-MS-088.

"CARACTERIZAÇÃO DO VENTO E POTENCIAL EÓLICO NO ESTADO DE ALAGOAS"

Allan Rodrigues Silva

Dissertação submetida ao colegiado do Curso de Pós-Graduação em Meteorologia da Universidade Federal de Alagoas - UFAL, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Meteorologia.

Aprovado pela Banca Examinadora composta por:

Prof. Dr. Roberto Fernando da Fonseca Lyra
(Orientador)

Prof. Dr. Rosiberto Saustiano da Silva Junior
(Membro interno)

Prof. Dr. Cláudio Moisés Santos e Silva
(Membro externo - UFRN)

Maceió/AL
Março/2011

DEDICATÓRIA

- Aos meus pais, **Gaspar Silva** e **Maria do Carmo Rodrigues Silva**, por fazerem parte fundamental da minha vida.
- Aos meus irmãos **Sheylla Rodrigues Silva**, **Alda Regina Rodrigues Silva** e **Gabriel Correia Rodrigues**, por serem mais que irmãos sinceros e amigos fiéis,... por toda vida.
- A toda minha **família** agradeço a força e a compreensão, nessa fase que precisei e tive todos do meu lado, isso é família!
- A minha noiva **Thalyta Soares**, que sempre esteve ao meu lado, e sua família que me adotou e cuidaram como filho.

AGRADECIMENTO

Primeiramente a Deus pela bênção da saúde, sabedoria e da força que sempre me deu e as pessoas que estão ao meu lado sempre sinceras e amigas, mostrando os caminhos nas horas incertas e difíceis.

À meu orientador e amigo, Prof. Dr. Roberto Fernando da Fonseca Lyra pela orientação, incentivo e sugestões no desenvolvimento desta pesquisa, e sua excelência profissional.

A minha família que esteve sempre comigo, especialmente aos meus pais, Gaspar Silva e Maria do Carmo Rodrigues Silva, que repetindo palavras essenciais – como, amor, esperança, fé, compreensão, alegria – infundiram-me a confiança necessária para realizar os meus sonhos.

À minha Tia Alda com suas sábias lições “saber da sabedoria”, ensinando-me a coragem de prosseguir, fazendo o melhor possível, porque como dizia, “...O mundo ensina, da melhor ou pior maneira...”. Agradeço também meu tio Raimundo e tia Socorro, que sempre exibiram um carinho muito grande por mim.

Aos meus irmãos, Sheylla, Alda e Gabriel que trazem tanta paz e gosto para minha vida, um amor especial. Vocês são uma lição de vida para mim, de amor, compreensão desde a minha infância aos dias de hoje...

À Thalyta Soares meu muito obrigado pela compreensão quanto ao afastamento e ausência em momentos especiais, fizeram chegar diversas formas de incentivos, carinho e cuidado. E que mesmo assim não apagou a chama do amor que iniciou desde a graduação e estenderá a todo sempre.

Aos professores do ICAT/UFAL, especialmente aos Professores Dr. Marcos Antônio Lima Moura, Dr.^a Natalia Fedorova, Dr. Vlademir Levit, Dr. Luiz Carlos Baldicero Molion e Dr.^a Maria Luciene Dias de Melo, pela dedicação ao ensino fornecido durante todo o Mestrado.

Aos membros da banca examinadora: Prof. Dr. Cláudio Moises Santos e Silva e Prof. Dr. Rosiberto Salustiano da Silva Junior, pelas explicações, críticas e sugestões construtivas.

Aos colegas agradeço nas pessoas de Adriano, Diogo, Flavia, Gerson, Marney, o convívio, solidariedade e amizade compartilhadas todo esse tempo. Em especial ao grupo de pesquisa “CS” que toda sexta-feira compartilhávamos de nossas habilidades. Eu, Adriano, Marney (Wineleven) e Diogo (Diogoooo Nuunes).

A todos aqueles que, embora não nomeados, me brindaram com seus inestimáveis apoios em distintos momentos e por suas presenças afetivas em inesquecíveis momentos, o meu reconhecido e carinhoso muito obrigado!

Todos vocês são co-autores deste trabalho.

RESUMO

O uso da energia cinética dos ventos para a geração de energia elétrica é hoje uma das alternativas mais importantes dado o seu baixo impacto ambiental e sua característica renovável. Desta forma, este trabalho teve como objetivo principal investigar as características do vento, visando principalmente o aproveitamento do recurso eólico, em quatro locais do Estado de Alagoas. Para isso, foi determinada a velocidade e a direção preferencial dos ventos, assim a quantidade esperada de energia e o fator de capacidade. Foi realizado através de distribuição de Weibull, o tratamento estatístico da velocidade do vento, com o auxílio do programa WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) para uma altura de 50 metros e área de 10x10km. O estudo foi realizado com dados obtidos de janeiro a dezembro de 2008, para quatro torres anemométricas, duas instaladas no litoral (Maragogi e Roteiro) e duas no interior do estado, sendo uma no Agreste (Girau do Ponciano) e Sertão (Água Branca). Os resultados indicaram que as maiores velocidades médias foram observadas no interior em comparação ao litoral do estado. A direção do vento mostrou pouca variabilidade para as regiões estudadas e foram predominantemente de Sudeste e Leste-Nordeste. Dentre os sítios analisadas, destacam-se Girau do Ponciano e Água Branca (interior) que apresentam a estimativa de Energia Anual Gerada de 7,97GWh e 8,55 GWh, respectivamente, e fator de capacidade acima de 55%. A potência local estimada pelo aerogerador foi superior a 500W/m² nestes dois locais, sendo então considerados como bons locais para a instalação de geradores eólicos, enquanto o litoral com valores superiores a 100W/m² caracterizam-se como aceitáveis para tais fins.

Palavras Chave: Meteorologia, Energia Eólica, WAsP, Energia Renováveis.

ABSTRACT

The use of wind kinetic energy for the generation of electric energy is nowadays one of the most important alternatives, given its low environmental impact and renewable characteristics. Given these information, this work had as its main goal to investigate the wind characteristics aiming the use of eolic resources in four different places of the state of Alagoas. For that, the preferential speed and direction of the winds were determined, and that way also the quantity of energy expected and the capacity factor. The statistical treatment of the wind speed was determined by Weibull distribution, with the aid of WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program), for the height of 50 meters and an area of 10 x 10 km. The study was made with data obtained from january until december 2008, for four different anemomic towers. Two installed in the coastal area (Maragogi and Roteiro) and two deeper into the state lands, one in the Agreste (Girau do Ponciano) and one in the Sertão (Água Branca). The results indicated that the higher averaged wind speeds were found inland, opposed to the coast. The wind direction showed little variability in the places studied, and were mainly southeastern and east-northeastern. Between the places analysed, Girau do Ponciano and Água Branca presented higher estimates for Annual Generated Energy, with values of 7,97 and 8,55 Gwh, respectively, and capacity factor above 55%. The local potency estimated by the aerogenerator was superior to 500 W/m² in these two places, which are considered good places for the instalation of eolic generators, while in the coast values above 100 W/m² are considered reasonable for this use..

Key words: Meteorology, Wind Energy, WASP, Renewable Sources.

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1 - Influência da mudança de rugosidade no perfil vertical do vento.....	21
Figura 2 - Escoamento em torno de um obstáculo.	22
Figura 3 - Exemplo gráfico de escoamento em torno de uma colina “ideal”.....	23
Figura 4 - Matriz de Geração de Energia Elétrica do Brasil.	26
Figura 5 - Localização das torres anemométricas no Estado de Alagoas.	29
Figura 6 - Torres anemométricas em funcionamento no Estado de Alagoas. AB – Água Branca, GP – Girau do Ponciano, MG – Maragogi, RT – Roteiro.....	30
Figura 7 - Normais Climatológicas mais próximas das regiões em estudo, os locais em destaque (vermelho) passará a utilizar a do gráfico.....	31
Figura 8 - Variação interanual em relação ao regime de ventos, utilizando dados de reanálise NCEP/NCAR.....	32
Figura 9 - Instrumentos instalados. Anemômetro (A), sensor direção (B), e placa fotovoltaica (D) aparelho de aquisição de dados “datalogger” (C).	34
Figura 10 - Histograma obtido a partir da Tabela 5. Utilizando dados anuais de Água Branca como exemplo.	36
Figura 11 - Exemplo de distribuição da direção do vento nos 16 setores em (%) obtida a partir da Tabela 6.	38
Figura 12 - Representação gráfica das distribuições da velocidade do vento e da função Weibull.....	41
Figura 13 - Curva de potência de uma turbina de 1650kW de potência nominal e 82m de rotor.....	42
Figura 14 -Análise descritiva do vento em Maragogi. No eixo da esquerda a velocidade do vento (m/s) e no eixo da direita o coeficiente de variação (%). As colunas em azul representam os valores médios para o dia inteiro, as colunas amarelas as médias calculadas do nascer ao por do sol e as colunas cinza durante o período noturno. O marcador (quadrado vermelho) representa o coeficiente de variação para cada período.	46
Figura 15 - Ciclos diários médios mensais da velocidade vento em Maragogi.	49
Figura 16 - Frequência anual da direção do vento (a), frequência quadrimestral em porcentagem da direção do vento (b, c, d), em Maragogi, no ano de 2008. As	

	<p>frequências foram calculadas para 16 setores de 22,5 graus. A tabela na parte inferior indica a frequência de ocorrência em cada setor, bem como tempo relativo de persistência em horas (H) e dias (D). 50</p>
Figura 17 -	<p>Análise descritiva do vento em Roteiro. No eixo da esquerda a velocidade do vento (m/s) e no eixo da direita o coeficiente de variação (%). As colunas em azul representam os valores médios para o dia inteiro, as colunas amarelas as médias calculadas do nascer ao por do sol e as colunas cinza durante o período noturno. O marcador (quadrado vermelho) representa o coeficiente de variação para cada período. 52</p>
Figura 18 -	<p>Ciclos diários médios mensais da velocidade vento em Roteiro..... 55</p>
Figura 19 -	<p>Frequência anual da direção do vento (a), frequência quadrimestral em porcentagem da direção do vento (b, c, d), em Roteiro, no ano de 2008. As frequências foram calculadas para 16 setores de 22,5 graus. A tabela na parte inferior indica a frequência de ocorrência em cada setor, bem como tempo relativo de persistência em horas (H) e dias (D). 56</p>
Figura 20 -	<p>Relevo e Perfil altimétrico. O mapa da esquerda mostra o relevo. O ponto vermelho indica o local onde foi instalada a torre anemométrica. Na direita os perfis altimétricos com corte transversal Norte-Sul (AA') e Oeste-Leste (BB').. 58</p>
Figura 21 -	<p>Análise descritiva do vento em Girau do Ponciano. No eixo da esquerda a velocidade do vento (m/s) e no eixo da direita o coeficiente de variação (%). As colunas em azul representam os valores médios para o dia inteiro, as colunas amarelas as médias calculadas do nascer ao por do sol e as colunas cinza durante o período noturno. O marcador (quadrado vermelho) representa o coeficiente de variação para cada período..... 58</p>
Figura 22 -	<p>Ciclos diários médios mensais da velocidade vento em Girau do Ponciano. 61</p>
Figura 23 -	<p>Frequência anual da direção do vento (a), frequência quadrimestral em porcentagem da direção do vento (b, c, d), em Girau do Ponciano, no ano de 2008. As frequências foram calculadas para 16 setores de 22,5 graus. A tabela na parte inferior indica a frequência de ocorrência em cada setor, bem como tempo relativo de persistência em horas (H) e dias (D). 62</p>
Figura 24 -	<p>Análise descritiva do vento em Água Branca. No eixo da esquerda a velocidade do vento (m/s) e no eixo da direita o coeficiente de variação (%). As colunas em</p>

azul representam os valores médios para o dia inteiro, as colunas amarelas as médias calculadas do nascer ao por do sol e as colunas cinza durante o período noturno. O marcador (quadrado vermelho) representa o coeficiente de variação para cada período.....	63
Figura 25 - Ciclos diários médios mensais da velocidade vento em Água Branca.	66
Figura 26 - Frequência anual da direção do vento (a), frequência quadrimestral em porcentagem da direção do vento (b, c, d), em Água Branca, no ano de 2008. As frequências foram calculadas para 16 setores de 22,5 graus. A tabela na parte inferior indica a frequência de ocorrência em cada setor, bem como tempo relativo de persistência em horas (H) e dias (D).	67
Figura 27 - Médias mensais da velocidade do vento em Maragogi (MG), Roteiro (RT), Girau do Ponciano (GP) e Água Branca (AB).	69
Figura 28 - Médias mensais da direção do vento nas áreas em estudo. Maragogi (MG), Roteiro (RT), Girau do Ponciano (GP) e Água Branca (AB).	70
Figura 29 - Ciclos diários médios anuais da velocidade do vento nos locais de estudo, Maragogi (MG), Roteiro (RT), Girau do Ponciano (GP) e Água Branca (AB). Elaborado a partir dos dados medidos no ano de 2008.	71
Figura 30 - Ciclo diário médio anual da direção do vento em Maragogi (MG), Roteiro (RT), Girau do Ponciano (GP) e Água Branca (AB).	72
Figura 31 - Histograma da distribuição de velocidade do vento anual, A) Maragogi, B) Roteiro, C) Girau do Ponciano, D) Água Branca.	74
Figura 32 - Histograma da distribuição de velocidade do vento anual, A) Maragogi, B) Roteiro, C) Girau do Ponciano, D) Água Branca.	76
Figura 33 - Intensidade de turbulência em função da velocidade do vento em Roteiro, Maragogi, Girau do Ponciano e Água Branca.	79
Figura 34 - Energia Anual Gerada em Maragogi utilizando o WAsP.	82
Figura 35 - Energia Anual Gerada em Roteiro utilizando o WAsP.	82
Figura 36 - Energia Anual Gerada em Girau do Ponciano utilizando o WAsP.	83
Figura 37 - Energia Anual Gerada em Água Branca utilizando o WAsP.	83
Figura 38 - Distribuição estatística do vento anual em Maragogi utilizando o WAsP.	85
Figura 39 - Distribuição estatística do vento anual em Roteiro utilizando o WAsP.	85

Figura 40 - Distribuição estatística do vento anual em Girau do Ponciano utilizando o WAsP.	86
Figura 41 - Distribuição estatística do vento anual em Água Branca utilizando o WAsP.	86

LISTA DE TABELA

	Pag.
Tabela 1 - Características e posicionamento geográfico das torres de medição anemométricas.....	28
Tabela 2 - Critérios de qualidade de dados eólicos.....	33
Tabela 3 - Números de registos mensais dos dados coletados e porcentagens validas.....	33
Tabela 4 - Distribuição dos sensores instalados nas torres anemométricas.	34
Tabela 5 - Tabulação dos dados de vento na forma de frequência de distribuição. Usando dados anuais de Água Branca, como exemplo.	36
Tabela 6 - Intervalos utilizados com seu respectivo ponto médios para determinação da direção do vento.....	37
Tabela 7 - Curva de potência do aerogerador VESTAS V82 – 1670 kW e para densidade do ar de 1,225kg/m ³ . Fonte: (Mortensen, Landberg, Troen, & Petersen, 1993).....	42
Tabela 8 - Valores médios da velocidade do vento em Maragogi em 2008. Nas colunas com fundo colorido as médias para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Nas linhas inferiores, as médias e amplitudes mensais. Na última coluna à direita a média anual para cada hora do dia. Os tons em verde representam as maiores velocidades e vermelho as menores.....	47
Tabela 9 - Valores máximos da velocidade do vento em Maragogi em 2008. Nas colunas com fundo colorido as máximas para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Na linha inferior, as máximas mensais.	48
Tabela 10 - Valores médios da velocidade do vento em Roteiro em 2008. Nas colunas com fundo colorido as médias para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Nas linhas inferiores, as médias e amplitudes mensais. Na última coluna à direita a média anual para cada hora do dia. Os tons em verde representam as maiores velocidades e em vermelho as menores.....	53
Tabela 11 - Valores máximos da velocidade do vento em Roteiro em 2008. Nas colunas com fundo colorido as máximas para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Na linha inferior, as máximas mensais.....	54
Tabela 12 - Valores médios da velocidade do vento em Girau do Ponciano em 2008. Nas colunas com fundo colorido as médias para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Nas linhas inferiores, as médias e amplitudes mensais. Na última coluna à	

	direita a média anual para cada hora do dia. Os tons em verde representam as maiores velocidades e em vermelho as menores.....	59
Tabela 13	- Valores extremos da velocidade do vento em Girau do Ponciano em 2008. Nas colunas com fundo colorido as máximas para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Na linha inferior, as máximas mensais.	60
Tabela 14	- Valores médios da velocidade do vento em Água Branca em 2008. Nas colunas com fundo colorido as médias para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Nas linhas inferiores, as médias e amplitudes mensais. Na última coluna à direita a média anual para cada hora do dia. Os tons em verde representam as maiores velocidades e em vermelho as menores.....	64
Tabela 15	- Valores extremos da velocidade do vento em Água Branca em 2008. Nas colunas com fundo colorido as máximas para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Na linha inferior, as máximas mensais.	65
Tabela 16	- Resultado da comparação dos valores estatísticos dos sítios em estudo.	69
Tabela 17	- Distribuição de frequência da velocidade dos ventos – Anual.....	73
Tabela 18	- Distribuição de frequência anual da direção do vento.....	75
Tabela 19	- Densidade de Potência anual do vento calculada com massa específica do ar de 1,225kg/m ³ , com auxílio dos Softwares WAsP.....	77
Tabela 20	- Densidade de Potência do vento por quadrimestre em W/m ² , calculada com massa específica do ar de 1,225kg/m ³ , com auxílio dos Softwares WAsP.	77
Tabela 21	- Intensidade de turbulência por quadrimestre e anual.....	78
Tabela 22	- Intensidade de turbulência em função da velocidade do vento (5, 10 e 15m/s), a 50 metros de altura em relação ao solo.....	78
Tabela 23	- Categorias intensidade de turbulência definidas pela IEC 61400-1 3ª Edição.....	79
Tabela 24	- Valores de fator de forma (k) e escala (A) - Quadrimestre e Anual.....	80
Tabela 25	- Potencial e Energia Anual estimada para gerador VESTAS V82 (1,65MW), 50 metros.....	84
Tabela 26	- Valores estimados de energia anual gerado para cada local para os dois setores de maior predominância (1° e 2°).	84

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AB	Água Branca
BUFFER	Memória temporária utilizada para escrita e leitura de dados
CCA	Coefficiente de Correlação de Anomalias
COP-15	15º Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima
CV	Coefficiente de variação
DP	Densidade de Potência
E	Leste
EAG	Energia anual gerada
ENE	Leste-Nordeste
ESSE	Leste-Sudeste
FC	Fator de capacidade
GP	Girau do Ponciano
IEA	Internacional Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IT	Intensidade de Turbulência
JFMA	Janeiro-Fevereiro-Março-Abril
MDE	Modelo Digital de Elevação
MG	Maragogi
MJJA	Março-Junho-Julho-Agosto
N	Norte
NE	Norte-Nordeste
NNE	Nordeste
NNO	Norte-Noroeste
NO	Noroeste
NO	Noroeste
O	Oeste
ONO	Oeste-Noroeste
OSO	Oeste-Sudoeste
RT	Roteiro
S	Sul
SE	Sudeste
SERHI	Secretaria de Estado de Recursos Hídricos e Irrigação
SO	Sudoeste
SOND	Setembro-Outubro-Novembro-Dezembro
SONDA	Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais
SSE	Sul-Sudeste
SSO	Sul-Sudoeste

UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Changes
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program
ELETOBRAS	Centrais Elébricas Brasileiras S.A.
LACTEC	Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento
UFAL	Universidade Federal de Alagoas

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1	Vento.....	19
2.2	Fatores que afetam o regime do vento	19
2.2.1	Variação da Velocidade com a altura	20
2.2.2	Rugosidade do terreno	20
2.2.3	Presença de obstáculos nas redondezas	21
2.2.4	Relevo (Variação na Altura do Terreno).....	22
2.3	Turbulência	23
2.4	Potência do Vento	24
2.5	Densidade de Potência do Vento	25
2.6	Energia Eólica: Evolução, Desenvolvimento e Impactos.....	25
2.7	Distribuição de frequência – Weibull.....	26
3	MATERIAL E MÉTODOS	28
3.1	Área de Estudo.....	28
3.2	Dados utilizados	32
3.3	Instrumentos para medição das variáveis.....	33
3.4	Avaliação do regime de vento em Alagoas	35
3.4.1	Velocidade do Vento	35
3.4.2	Direção dos Ventos.....	37
3.5	Potência do Vento	38
3.6	Distribuição estatística do vento.....	40
3.7	Cálculo da energia produzida.....	41
3.7.1	Estimativa do potencial de energia produzida utilizando o WASP.	43
3.8	Intensidade de Turbulência	44

4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	45
4.1	Litoral	45
4.1.1	Maragogi	45
4.1.2	Roteiro	52
4.2	Agreste	57
4.2.1	Girau do Ponciano	57
4.3	Sertão	63
4.3.1	Água Branca	63
4.4	Comportamento da velocidade e da direção do vento nos quatro locais em estudo ao longo de 2008	68
4.4.1	Ciclo anual	68
4.4.2	Ciclos diários médios anuais	70
4.4.3	Distribuição de frequência	72
4.5	Avaliação do Potencial Eólico das Localidades Estudadas	76
4.5.1	Densidade de Potência – DP	76
4.5.2	Intensidade de Turbulência	77
4.5.3	Fator de Forma de Weibull	80
4.5.4	Calculo de energia produzida	80
5	CONCLUSÕES	87
5.1	Sugestões para trabalhos futuros	90
	REFERÊNCIAS	91
	ANEXOS	97

1 INTRODUÇÃO

Nos dias atuais, com o interesse mundial voltado para a preservação do meio ambiente e a necessidade suprir a demanda mundial de energia, surgiu um maior interesse pelo desenvolvimento de novas fontes alternativas de energia, limpa e renovável. Em função dos acordos de redução de emissão de gases do efeito estufa (Protocolo de Kyoto, UNFCCC, COP-15 e outros), e diminuir a dependência do uso de combustíveis fósseis, o cenário energético mundial vem buscando formas de garantir o suprimento de energia através do uso energias renováveis e limpas, tais como a energia solar, energia eólica, biomassa e outras que se apresentam como a melhor opção para esse fim. Há uma crescente expansão de interesses relacionados à utilização da energia eólica frente à necessidade de suprir as crises energéticas e aos impactos ao meio ambiente, bem como, por encontrar nos ventos uma abundante fonte de energia limpa, inesgotável e disponível em diversos lugares, com isso, é necessário o conhecimento adequado das características do local a ser desenvolvida.

De acordo com GRUBB & MEYER (1993) a avaliação do potencial eólico de uma região requer trabalhos sistemáticos de coleta e análise de dados sobre a velocidade e regime de ventos. O conhecimento sobre as características da velocidade do vento em uma região e suas diferentes classificações é fundamental para o desenvolvimento de diversas atividades como: engenharia civil e arquitetura, agricultura e geração de energia (FAGUNDES *et al.*, 2006). Além disso, segundo os mesmos autores o conhecimento sobre a velocidade predominante do vento determina o dimensionamento das características de posicionamento de aerogeradores e a viabilidade de implantação de usinas de geração de energia eólicas.

O vento, que é resultante de variações de gradiente horizontais de pressão atmosférica produzido em várias escalas espaciais, é uma das variáveis meteorológicas mais relevantes, pois é responsável pelo transportes horizontal (advecção) de calor latente e sensível (MOLION & BERNARDO, 2002). Para equilibrar essas diferenças de pressão o ar desloca-se de uma alta pressão em direção a uma baixa pressão, dando origem ao vento (BORBA, 2005).

O Brasil é reconhecidamente um país com um elevado potencial de aproveitamento das fontes renováveis de energia, pois sua localização geográfica proporciona grandes riquezas naturais, capazes de fornecerem a energia limpa necessária para seu desenvolvimento. Como exemplo, pode-se citar o grande potencial hidráulico e eólico, as vastas áreas agricultáveis (capazes de gerar grandes quantidades de biomassa, graças ao clima

tropical), as maiores florestas tropicais e a cobertura solar durante quase todo o ano (PORTO, 2004).

Portanto, estudar o comportamento do vento é de suma importância para o fornecimento de informações sobre aproveitamento eólico, e outras áreas tais como arquitetura, agronomia, biologia e ciências ambientais. Inserindo o Estado no rumo do desenvolvimento tecnológico na área da tecnologia eólica, politicamente estratégico, servindo de instrumento de atração e agilização de investimentos futuros.

Este trabalho tem como objetivo investigar as características do vento, visando principalmente o aproveitamento do recurso eólico, em quatro locais do Estado de Alagoas (dois no litoral), um no Agreste e um no Sertão. Além disso, determinar os principais parâmetros relacionados à energia eólica como fator de forma, fator de escala, densidade de potencia, fator de capacidade e intensidade de turbulência. Fazendo com que o Estado de Alagoas esteja inserido num objetivo estratégico, constituindo o fundamento para se planejar uma adequada política de uso e desenvolvimento da energia dos ventos, ao mesmo tempo sendo instrumento de atração e agilização de investimentos.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Vento

O vento é gerado pela variação no campo de pressão atmosférica (AYOADE, 1998). De acordo com o mesmo autor, a radiação solar provoca um aquecimento diferencial de porções de ar, criando os gradientes de pressão, geradores dos ventos que ocorrem tanto em escala global quanto local. Quando as massas de ar deslocam-se próximas de uma superfície, elas têm a sua velocidade diminuída devido ao atrito com a superfície rugosa e uma camada limite na superfície é criada, essa tem a característica de estratificar verticalmente a velocidade dos ventos de zero até o vento geostrófico (PES, 2009).

Segundo Vianello e Alves (2000) as componentes horizontais do vento são importantes também para o mecanismo termodinâmico da atmosfera, pois são eficientes transportadores de propriedades do fluido, tais como calor, massa e “momentum”. Nos baixos níveis, produz movimentos ascendentes e chuvas sobre uma região (BERNARDO & MOLION, 2000).

Medidas da estrutura do perfil vertical do vento próximo às costas litorâneas têm sido realizadas recentemente. Entretanto, as condições e características da superfície influenciam o perfil de vento, sendo que não existem estudos que possam ser generalizados (FISCH, 1999). Para a identificação dos ventos é necessário definir três parâmetros distintos: a *direção*, a *velocidade* e a *frequência*. A direção é medida em graus (de 0 a 360), no sentido horário, a partir do Norte. Por exemplo, se a direção predominante do vento é 45°, este indica a direção NE. O módulo de sua velocidade é expresso em metros por segundo ($m \cdot s^{-1}$), em quilometro por hora ($km \cdot h^{-1}$) ou em knots (kt). Portanto a partir desses dados são plotados gráficos com a frequência do comportamento do vento para um determinado local, através de aparelhos chamados de anemômetro (FEITOSA *et. al.*, 1993).

2.2 Fatores que afetam o regime do vento

O comportamento estatístico do vento ao longo do dia é um fator que é influenciado pela variação de velocidade do vento ao longo do tempo. As características topográficas de uma região também influenciam o comportamento dos ventos uma vez que, em uma determinada área, podem ocorrer diferenças de velocidade, ocasionando a redução ou

aceleração na velocidade do vento. Além das variações topográficas e de rugosidade do solo, a velocidade também varia seu comportamento com a altura e os obstáculos existentes na região (CRESESB, 2011).

Tendo em vista que a velocidade do vento pode variar significativamente em curtas distâncias (algumas centenas de metros), os procedimentos para avaliar o local, no qual se deseja instalar turbinas eólicas, devem levar em consideração todos os parâmetros regionais que influenciam nas condições do vento. Entre os principais fatores de influência no regime dos ventos destacam-se:

2.2.1 Variação da Velocidade com a altura

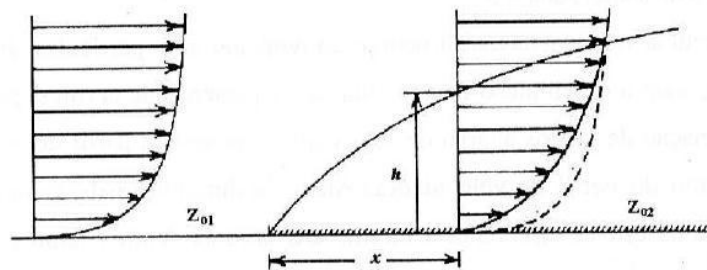
O ar, ao se deslocar sobre a superfície terrestre, forma uma camada limite que se estende a grandes alturas e, em geral, o escoamento no seu interior é turbulento. Se o perfil de velocidade é levantado no sentido perpendicular à superfície, verifica-se que a velocidade do fluido passa do valor nulo, junto à superfície e atinge a velocidade do escoamento em um curto intervalo de tempo. Essa região, junto à superfície, onde se verifica uma rápida mudança no valor da velocidade é conhecida como camada limite (SILVA, 1999). As camadas mais baixas de ar retardam as que lhe estão por cima, resultando numa variação da velocidade média do vento com a altura ao solo. O efeito da força de atrito vai-se desvanecendo até praticamente se anular. Dessa maneira, pode-se afirmar que a velocidade do vento é proporcional a altura, ou seja, a velocidade do vento é maior em regiões mais altas.

2.2.2 Rugosidade do terreno

A rugosidade da superfície é a propriedade física que descreve a ação da superfície terrestre na redução do momento e na absorção do impacto dos ventos. A rugosidade de um terreno é o conjunto de elementos, árvores, arbustos, vegetação rasteira e pequenas construções sobre a superfície do solo que causam resistência na superfície terrestre à passagem do escoamento e podem originar mudança da direção e pequenas turbulências na superfície.

Um exemplo da variação do perfil da velocidade do vento em relação à diferença da rugosidade em um terreno pode ser visto na Figura 1. Pode-se observar a influência no perfil vertical do vento devido à mudança da rugosidade do valor z_{01} para z_{02} . A altura h onde o perfil de vento se mantém o mesmo para os dois níveis de rugosidade é uma função da distância x . O perfil da velocidade do vento no terreno z_{02} é significativamente reduzido em relação ao perfil do mesmo vento vindo do terreno z_{01} onde o atrito do terreno responsável, representado pelo novo perfil de rugosidade, mostra uma perda de energia do vento. A determinação da altura h torna-se de grande importância no posicionamento de turbinas eólicas em um determinado local (DUTRA, 2007).

Figura 1 - Influência da mudança de rugosidade no perfil vertical do vento



Fonte: (TROEN, 1989)

O parâmetro z_0 é definido por uma escala de comprimento utilizada para caracterizar a rugosidade do terreno. É importante ressaltar que o comprimento de rugosidade z_0 deve ser considerado como um parâmetro temporal, uma vez que está diretamente associado às mudanças naturais da paisagem. Essas mudanças podem ser observadas (e devem ser levadas em consideração) no perfil de vento em um campo de colheita. Nesse caso, a rugosidade muda significativamente (dependendo do tipo de cultivo) entre o período de plantação, crescimento e colheita.

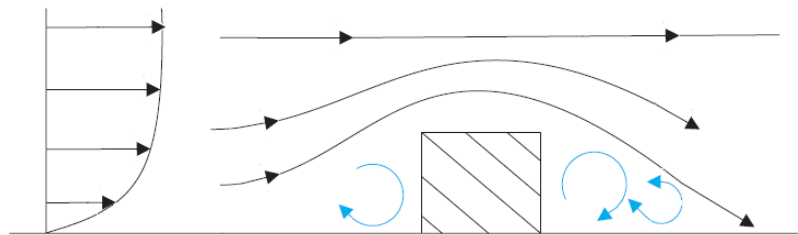
2.2.3 Presença de obstáculos nas redondezas

A presença de obstáculos causa uma redução na velocidade dos ventos e produz o chamado *efeito de sombreamento*. Os obstáculos não apenas obstruem o movimento das partículas de ar, como também modificam a distribuição de velocidades. A presença de árvores, por exemplo, impede a formação de ventos abaixo de suas copas. Vários fatores

influem no escoamento, tais como: as formas das árvores, as distâncias entre elas, sua porosidade, etc. Não é fácil avaliar quantitativamente a influência desses aspectos, mas obviamente há uma significativa perda em termos energéticos devido, por exemplo, à mudança de direção dos ventos ou à turbulência (SILVA, 1999).

Os obstáculos impedem a passagem das partículas de ar e alteram o seu perfil da velocidade. Na análise do escoamento verifica-se que este é influenciado por vários fatores como a forma dos obstáculos, a distância entre eles, a sua rugosidade, entre outros. Normalmente quando se quer fazer um estudo quantitativo do desenvolvimento do escoamento influenciado por obstáculos, como por exemplo, rochas de grande volume, conjunto de árvores altas ou construções civis. Verifica-se a separação da camada limite na aresta dianteira e conseqüentemente um perfil do escoamento turbulento a jusante, criando zonas de recirculação. A Figura 2 mostra o escoamento, em detalhe, em torno de um obstáculo, sendo visível o descolamento do escoamento (setas azuis) junto ao obstáculo.

Figura 2 - Escoamento em torno de um obstáculo.



Fonte: (JERVELL, 2008)

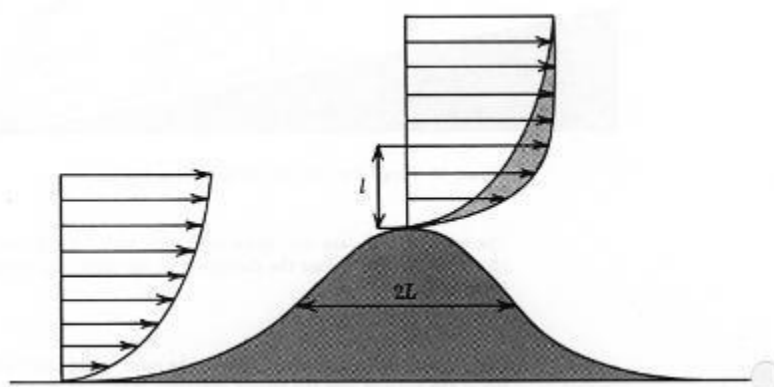
2.2.4 Relevo (Variação na Altura do Terreno)

Assim como a rugosidade e os obstáculos, o relevo tem influência marcante no regime de ventos. De fato, na presença de uma colina pode-se verificar, dependendo da sua geometria, um aumento na velocidade do vento e uma considerável mudança de direção. Além disso, o perfil de velocidade é fortemente afetado pela colina. Outros acidentes geográficos, tais como vales, depressões e “gargantas” também influenciam no regime dos ventos.

Muitas vezes, para descrever o relevo de uma região, utilizam-se curvas de nível, extraídas dos mapas topográficos. A Figura 3 ilustra o escoamento em torno de uma colina

“ideal”, mostrando o desenvolvimento do perfil de velocidades a montante e no topo da colina. O escoamento em terrenos complexos não é de fácil modelagem. Muitas vezes, os valores da velocidade média são superestimados, o que prejudica na predição do regime dos ventos e conseqüentemente interfere no desempenho das turbinas eólicas. As informações necessárias para o levantamento das condições regionais podem ser obtidas a partir de mapas topográficos e de uma visita ao local de interesse para avaliar e modelar a rugosidade e os obstáculos.

Figura 3 - Exemplo gráfico de escoamento em torno de uma colina “ideal”.



Fonte. (SILVA, 1999).

2.3 Turbulência

A turbulência é uma medida de flutuação da velocidade do vento numa determinada escala-tempo, tipicamente alguns segundos. Uma tentativa de visualização da turbulência consiste em imaginar uma série de turbilhões tridimensionais, de diferentes tamanhos, a serem transportados ao longo do escoamento médio. Estas flutuações de turbulência não têm significado quando se fazem médias acima de 10 minutos.

Segundo Jervell (2008) a turbulência é gerada por duas razões: por atrito com a superfície terrestre (se pensarmos num escoamento perturbado pelas características da topografia como os vales ou montanhas ou pelas características locais, ou seja, obstáculos tais como árvores ou casas), que se vai desvanecendo até praticamente se anular a uma altura de aproximadamente 2.000 metros, e por efeitos térmicos que podem causar movimentos verticais de massas de ar resultantes das diferenças de temperatura, originando um movimento de células convectivas que por sua vez provocam, em larga escala, vórtices de turbulência.

Geralmente estas duas razões estão interligadas como, por exemplo, quando um escoamento de ar move-se sobre uma montanha e é forçado a subir para regiões mais frias onde deixa de haver equilíbrio térmico à sua volta.

Costa (2009) afirma que a intensidade da turbulência relaciona o desvio padrão da velocidade do vento (σ_u) com o valor médio da velocidade do vento (\bar{u}). Esse mesmo autor afirma ainda que para fins eólicos, o conhecimento da turbulência atmosférica é de grande valia, pois quanto menor a turbulência na região, melhor para o aproveitamento eólico, visto que ocorrência de forte turbulência podem ocasionar danos nas estruturas das turbinas e rotores do aerogerador.

2.4 Potência do Vento

A maioria dos estudos relacionados à potência dos ventos se concentra no problema do ajuste de distribuições estatísticas aos dados de velocidade do vento (JUSTUS et al., 1976; VAN DER AUWERA et al., 1980; REHMAN et al., 1994; GARCIA et al., 1998; NFAQUI et al., 1998; SILVA et al., 2002, ARCHER & JACOBSON, 2003). Os resultados destes estudos também indicam a distribuição de Weibull como a que melhor se ajusta a estes dados. Pouca atenção tem sido dada ao problema do ajuste de distribuições paramétricas aos dados de potência do vento, diretamente relacionado à determinação do potencial eólico.

Segundo Sansigolo (2005) a potência do vento é diretamente relacionada à sua velocidade por $P = \rho/2 V^3$, na qual P é a densidade de potência, ρ a densidade do ar e V a velocidade do vento. Na prática, somente uma parte do potencial eólico total é utilizada pelos geradores.

Para a estimativa da geração anual de energia de uma turbina eólica é comumente realizado um cálculo que leva em consideração sua curva de potência e a distribuição de frequência da velocidade do vento do local onde ela está instalada.

Uma turbina eólica é classificada, normalmente, pela potência e não pela energia, pois a turbina eólica não pode extrair completamente a potência disponível no vento. Arsego e Bertagnolli (2007) afirmam que para que isso ocorresse, a velocidade do vento, atrás da área de varredura (v_2), deveria ser zero, ou seja, v_2 seria igual à zero. No entanto, isto não é possível, pois esta condição viola a lei da continuidade de massa. Por outro lado, se a velocidade do vento, atrás da área de varredura, for a mesma velocidade da frente (v_1) não

houve redução da velocidade do vento e, conseqüentemente, a potência extraída pela turbina do vento é nula.

2.5 Densidade de Potência do Vento

A energia contida no vento, ou seja, o fluxo de energia cinética média por unidade de área perpendicular ao escoamento é a densidade de potência. A densidade de potência é medida em $W.m^{-2}$.

Uma forma de se avaliar, preliminarmente, o potencial eólico de uma determinada região é a partir da Densidade de Potência, que é uma maneira de se avaliar o local antes de ter sido definido o tamanho do aerogerador a ser instalado. Essa análise é feita sem que se leve em consideração quaisquer características do aerogerador a ser instalado, e sim exclusivamente a potência disponível no vento.

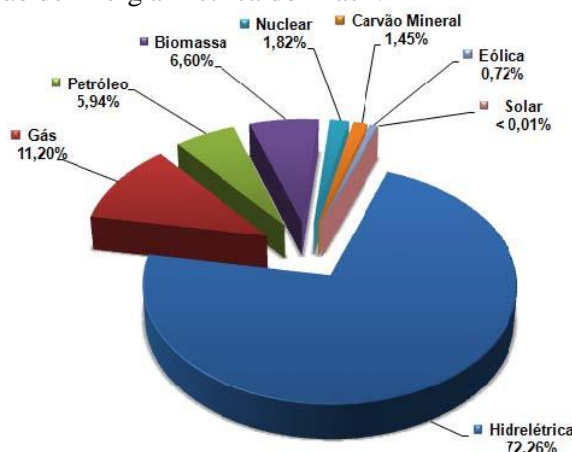
De acordo com Manwell et al (2002), valores menores que $100 W.m^{-2}$ são considerados ruins, enquanto valores de aproximadamente $400 W.m^{-2}$, são bons, e considerados ótimos quando acima de $700 W.m^{-2}$. Esses valores são calculados utilizando médias anuais da velocidade de vento.

2.6 Energia Eólica: Evolução, Desenvolvimento e Impactos

Nos últimos anos, o vento tem sido a fonte primária mais estudada para o ramo de energia elétrica com ritmo de expansão no mundo, e crescimento anual mundial de 27%, onde a Europa, América do Norte e Ásia detêm a maior parte. A mudança global do clima bem como, a procura de novas fontes renováveis em razão do esgotamento dos recursos energéticos mais tradicionais, incentivou a política mundial para tal exploração. No Brasil um Plano Nacional sobre Mudança do Clima pretende incentivar o desenvolvimento interno. Tem como exemplo do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica com objetivo de diversificar a matriz e de estimular o desenvolvimento de fontes renováveis (MME, 2009).

O Brasil é uma economia emergente e tem sua matriz energética baseada principalmente na energia hidráulica, a qual representa 72% da oferta interna de energia elétrica (Figura 4).

Figura 4 - Matriz de Geração de Energia Elétrica do Brasil.



Fonte: (ANEEL , Boletim de Julho/2010)

A experiência positiva de operação com turbinas menores, em conjunto com os resultados dos programas de investigação, levaram ao aumento das dimensões das turbinas comerciais. No início dos anos 90, a capacidade padrão (*standard*) das turbinas era da ordem de 300 kW e atualmente (2009) já se situa na faixa de 1,5 a 2 MW (CASTRO, 2007).

O aumento do tamanho das turbinas é vantajoso do ponto de vista econômico e ambiental. Em geral, para um determinado local, quanto maior for a potência unitária mais energia é produzida e melhor aproveitada são as infraestruturas elétrica e de construção civil. Por outro lado, a redução do número de rotores em movimento diminui o impacto visual e o efeito sombra, causada pela luz solar que projeta uma sombra do mesmo sobre uma área, provocando um incômodo a moradores próximos. Uma turbina padrão atual de 2 MW tem um diâmetro das pás do rotor da ordem de 80 m.

2.7 Distribuição de frequência – Weibull

A distribuição de Weibull, em geral apresenta bom ajuste aos dados de velocidade do vento tornaram o modelo mais frequentemente usado em aplicações voltadas ao potencial eólico. De acordo com Sansigolo (2005) a suposição que a distribuição de Weibull é a que melhor se ajusta a potencia do vento (e também às velocidades), como resultado de relações teóricas, deve ser verificada ajustando-se distribuições às velocidades cúbicas do vento. Deve-se notar que, se a distribuição de Weibull não se ajusta perfeitamente às velocidades do vento, esta distribuição não representará o melhor modelo de ajuste para potência.

O modelo estatístico de Weibull de dois parâmetros foi usado neste trabalho, em virtude do mesmo apresentar um bom ajuste à distribuição de frequência dos dados de velocidade do vento. Esses parâmetros podem ser determinados de diferentes maneiras. No entanto, classicamente tem sido usado com maior frequência o Método Gráfico, mais conhecido no passado como “Gráfico de Weibull”, e que mais recentemente tem sido classificado como dos Mínimos Quadrados. Nos dias atuais estão sendo mais utilizados os métodos da Máxima Verossimilhança e o dos Momentos. Ambos são os que oferecem as estimativas mais precisas dos parâmetros de Weibull.

Dentre os estudos pioneiros com a distribuição de Weibull, merecem destaque especial os de Hennessey (1977), Justus & Mikail (1976) e Justus et al. (1978). Estes últimos aplicaram o modelo de Weibull à velocidade do vento medida em mais de cem localidades dos Estados Unidos, ocasião em que concluíram que esse modelo foi o que proporcionou o melhor ajuste aos dados de distribuição de frequências da velocidade do vento. Hennessey (1977) realizou outro estudo em que comparava o desempenho dos modelos de Weibull e Rayleigh, quando concluiu que o erro máximo esperado, obtido com o uso do modelo uniparamétrico de Rayleigh em comparação com o da Weibull, é tolerável.

3 MATERIAL E MÉTODOS

3.1 Área de Estudo

O estudo foi realizado no Estado de Alagoas, nos municípios de Maragogi (MG), Roteiro (RT), Girau do Ponciano (GP) e Água Branca (AB). A escolha das regiões se deu pelo fato que foi realizado em conjunto com Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRAS, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC e Universidade Federal de Alagoas - UFAL, o projeto do Atlas Eólico e Disseminação da Tecnologia Eólica no Estado de Alagoas, em 2007 (Nº ECV-156/2005). A partir dos mapas eólicos calculados foi possível identificar as melhores áreas para posicionamento das torres de monitoramento no Estado, levando em consideração a intensidade do vento e a cobertura geográfica do território alagoano. Seleccionadas as áreas, foram marcados vários pontos para a inspeção em campo, utilizando como ferramentas de suporte os mapas de vento, modelos digitais de terreno e imagens de satélite em alta resolução provenientes do programa Google Earth. Após mapeamento prévio e consultas das áreas promissoras, foi decidido instalar seis torres de medições, das quais só utilizaremos quatro delas no referido estudo como pormenorizada na Tabela 1. A localização destas estações no território alagoano é mostrada na Figura 5.

Tabela 1 - Características e posicionamento geográfico das torres de medição anemométricas.

Nome	Altitude das Torres (m)	Coordenada Geográfica da Torre		Altura (m)
		Latitude (S)	Longitude (W)	
Maragogi	40	8°59'8,16"S	35°12'2,16"O	50
Roteiro	40	9°56'29,62"S	35°58'32,66"O	50
Girau do Ponciano	410	9°45'58,50"S	36°47'6,43"O	50
Água Branca	738	9°14'59,10"S	37°56'33,29"O	50

Figura 5 - Localização das torres anemométricas no Estado de Alagoas.



Fonte: (Mapa do relevo de Alagoas (Miranda, 2005)).

Duas torres ficaram localizadas no litoral do Estado (Roteiro e Maragogi), uma na região central 'Agreste' (Girau do Ponciano) e uma no Sertão alagoano, Água Branca. Foram instaladas conforme padrões de qualidade e segurança definidas pelas agências reguladora Agência Internacional de Energia (IEA – International Energy Agency) e Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC – International Electrotechnical Commission). A Figura 6 exibe fotos reais das torres funcionamento em cada localidade.

Figura 6 - Torres anemométricas em funcionamento no Estado de Alagoas. AB – Água Branca, GP – Girau do Ponciano, MG – Maragogi, RT – Roteiro



Fonte: (Autor, 2011)

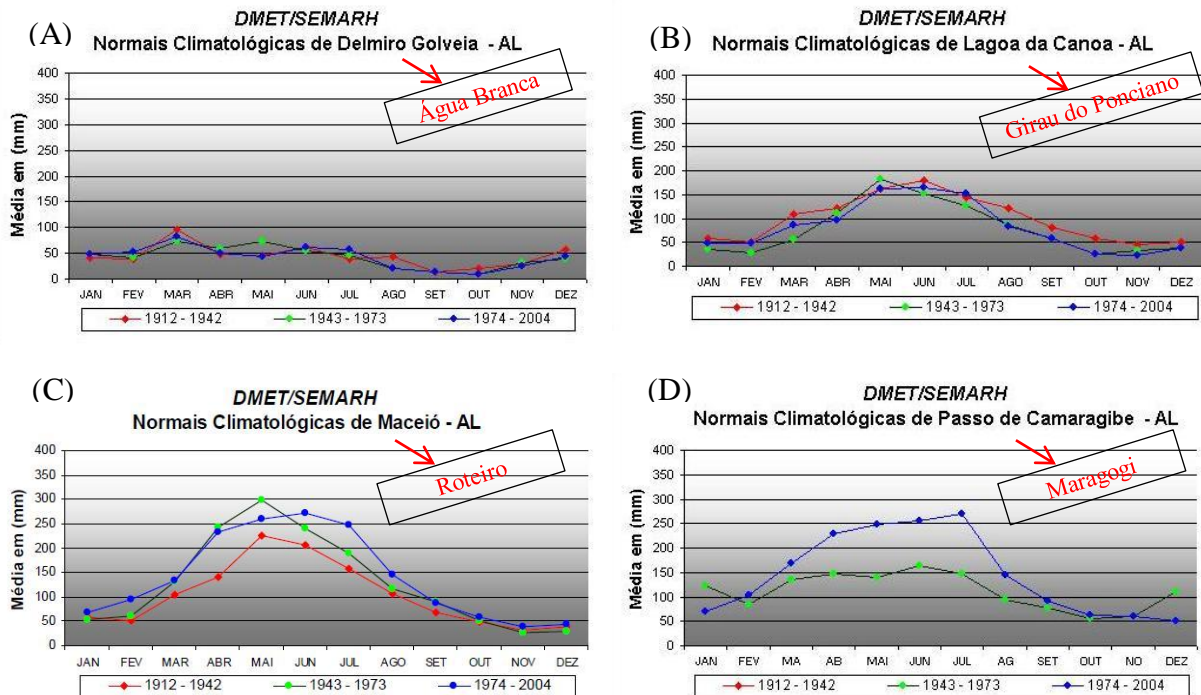
O Estado de Alagoas está compreendido no Nordeste do Brasil (NEB). Na opinião de FIGUEIREDO (2002), o NEB sofre a influência de vários sistemas meteorológicos que atuam de forma diferenciada em relação a sua frequência e intensidade, tornando a climatologia da região bastante complexa, uma vez que esta parece ser o fim de várias trajetórias destes sistemas. Em função da inexistência das normais climatológicas dos locais em estudo, foram utilizadas informações de postos mais próximos aos sítios estudados, como, Delmiro Gouveia

suprindo ausência das normais de Água Branca; Lagoa da Canoa suprindo as de Girau do Ponciano; Maceió suprindo as de Roteiro e Passo de Camaragibe suprindo as de Maragogi, conforme dados da Secretaria de Estado do Meio Ambiente e Recursos Hídricos – SEMARH/AL (Figura 7).

Segundo BORBA (2005) o clima do estado sofre influências locais do relevo, altitude, direção das estruturas mais elevadas e das calhas dos rios que canalizam ventos portadores de umidade. Além disso, o Estado está sobre a influência alternada dos ventos alísios de Sudeste durante todo ano, que transporta umidade para toda a costa leste do Nordeste Brasileiro e os ventos de retorno de Nordeste nos meses mais quentes (janeiro, fevereiro e março). Segundo ASSIS (2007) cerca de 86% do território alagoano se encontra abaixo de 300m de altitude, e 61% abaixo de 200m. Apenas 1% fica acima de 600m.

A normal climatológica para a região, segundo a Secretaria de Estado de Recursos Hídricos e Irrigação (SERHI), é composta de dois períodos: período chuvoso compreendido nos meses de abril, maio, junho e julho, enquanto o período seco se caracteriza em outubro, novembro, dezembro e janeiro (SERHI, 2003), e a precipitação média anual é de cerca de 1500 mm, ocorrem principalmente no litoral e são mais escassas no interior.

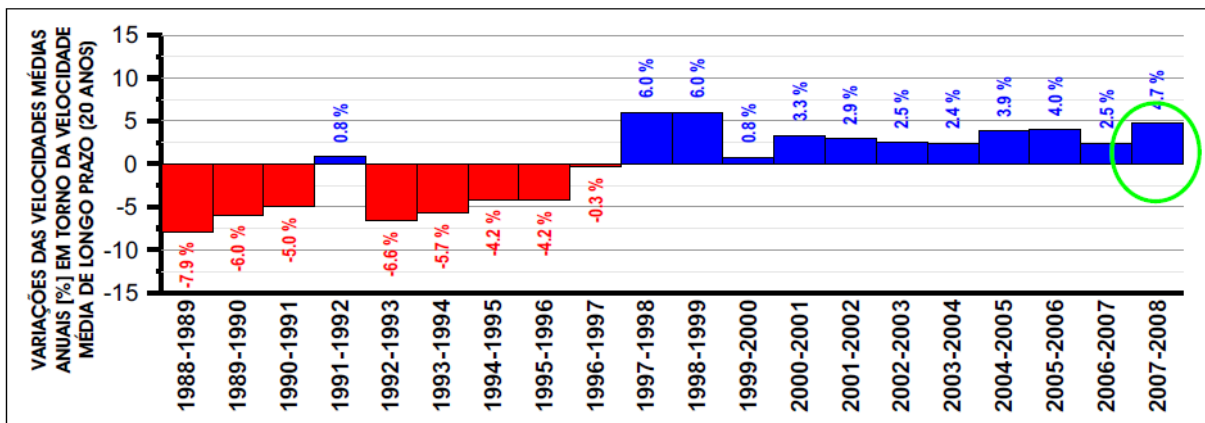
Figura 7 - Normais Climatológicas mais próximas das regiões em estudo, os locais em destaque (vermelho) passará a utilizar a do gráfico.



Fonte: (SEMARH/AL, 2010).

A Utilizando o modelamento aplicado por AMARANTE et al.(2008), avaliou os dados meteorológicos de reanálise de vinte anos, constituída de séries de medições de intensidade e direção do vento amostradas a cada 6 horas no período de Agosto de 1988 a Julho de 2008. A Figura 8 apresenta as variações percentuais interanuais em torno da média, mostrando os anos cujo regime do vento entre 1996 a 2008 situaram-se acima da média, ao passo que o período entre 1993 a 1997 situaram-se abaixo da média.

Figura 8 - Variação interanual em relação ao regime de ventos, utilizando dados de reanálise NCEP/NCAR.



Fonte: (Amarante, 2008).

3.2 Dados utilizados

Foram utilizados os dados no período de Janeiro de 2008 a Dezembro de 2008 os quais foram coletados durante a execução do projeto Atlas Eólico e disseminação da tecnologia eólica no Estado de Alagoas. As medições foram realizadas em tempo real, onde um programa foi instalado no Datalogger, armazenando em buffer temporário as velocidade e direção do vento a cada segundo, a partir dos dados armazenados foram calculados valores médios da velocidade e direção do vento a cada 10 minutos e gravado na memória interna. Para utilização dos dados gravados foi utilizado um processo de qualificação dos dados similar ao adotado pelo Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais – SONDA, onde os critérios adotados para classificação dos dados são mostrados na Tabela 2. Não havendo erros no conjunto de dados utilizados.

Tabela 2 - Critérios de qualidade de dados eólicos.

Dados eólicos	Limites	
	Inferior	Superior
Velocidade do vento	0m/s	25m/s
Direção do vento	0°	360°

A partir do período de análise dos dados o intervalo, entre 01/01/2008 a 31/12/2008, compreendendo 12 meses de observação. A Tabela 3 mostra a quantidade de dados utilizados completos em porcentagens, bem como, a quantidade de dados mensais coletados e calculados, totalizando anualmente 52704 registros em cada local de estudo.

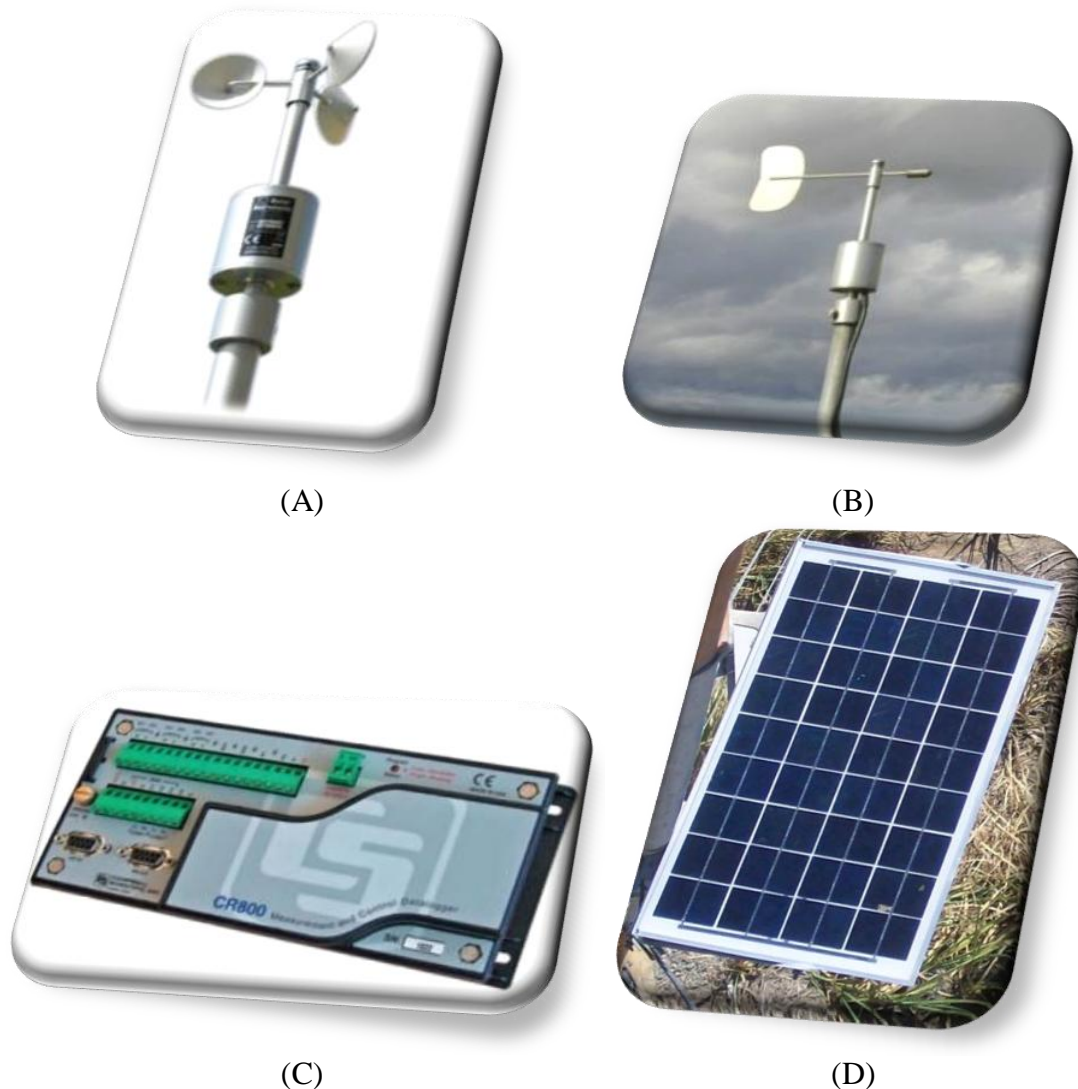
Tabela 3 - Números de registros mensais dos dados coletados e porcentagens validas.

Meses	Maragogi				Roteiro			Girau do Ponciano			Água Branca		
	Dias	Registros coletados c/10min	Dados Válidos %	Dias	Registros coletados c/10min	Dados Válidos %	Dias	Registros coletados c/10min	Dados Válidos %	Dias	Registros coletados c/10min	Dados Válidos %	
JAN	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	
FEV	29	4176	100%	29	4176	100%	29	4176	100%	29	4176	100%	
MAR	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	
ABR	30	4320	100%	30	4320	100%	30	4320	100%	30	4320	100%	
MAI	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	
JUN	30	4320	100%	30	4320	100%	30	4320	100%	30	4320	100%	
JUL	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	
AGO	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	
SET	30	4320	100%	30	4320	100%	30	4320	100%	30	4320	100%	
OUT	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	
NOV	30	4320	100%	30	4320	100%	30	4320	100%	30	4320	100%	
DEZ	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	31	4464	100%	

3.3 Instrumentos para medição das variáveis

As torres possuem um sistema de aquisição de dados, modelo CR800-series (Campbell Scientific inc. – USA), abastecida por energia solar captada em um painel fotovoltaico, do modelo KS-20 (KYOCERA) e armazenada em uma bateria de gel (TROJAN BATTERY COMPANY). Para medição da direção e velocidade do vento foram utilizados anemômetro tipo concha de copo classe I modelo A100L2 (VETOR INSTRUMENTS) e o sensor de direção W200P (VETOR INSTRUMENTS) conforme mostrado na Figura 9. Tais equipamentos foram instalados em torres treliçadas de 50 metros de altura cada uma.

Figura 9 - Instrumentos instalados. Anemômetro (A), sensor direção (B), e placa fotovoltaica (D) aparelho de aquisição de dados “datalogger” (C).



Fonte: (Autor, 2009).

Tabela 4 - Distribuição dos sensores instalados nas torres anemométricas.

Torre	Altura dos Instrumentos em metros (m)		
	Velocidade do vento	Direção do vento	Datalogger
Maragogi	30 e 50	50	20
Roteiro	30 e 50	50	20
Girau do Ponciano	30 e 50	50	20
Água Branca	30 e 50	50	20

Foram utilizados apenas os dados medidos a 50m (velocidade e direção), onde a exclusão ou não análise dos dados a 30m foi feita pela falta do sensor de direção no mesmo nível, bem como, 50m representa um padrão típico por se tratar da altura dos aeorogeradores (Tabela 4).

3.4 Avaliação do regime de vento em Alagoas

O estudo do regime de ventos do Estado de Alagoas será apresentado através da avaliação dos dados de velocidade e da direção do vento, onde são apresentadas como médias por quadrimestre e anuais, bem como por período diurno e noturno para cada localidade estudada. Levando em consideração que a quantidade de energia diária disponível varia, muitas vezes, de uma estação do ano para outra, em um mesmo local.

A partir destes dados, são avaliadas as características dos ventos e o potencial para aproveitamento eólico.

3.4.1 Velocidade do Vento

Os valores de velocidade média, por quadrimestre e principalmente os da velocidade média anual, são um dos indicadores mais importantes na análise de aproveitamento eólico. Um aumento da velocidade média por quadrimestre ou anual de uma localidade implica em aumento do rendimento de aerogerador, onde o equipamento passará a trabalhar com sua potência nominal por um maior número de horas no período, o que aumenta o seu fator de capacidade, FC, (LOPEZ et al., 2003).

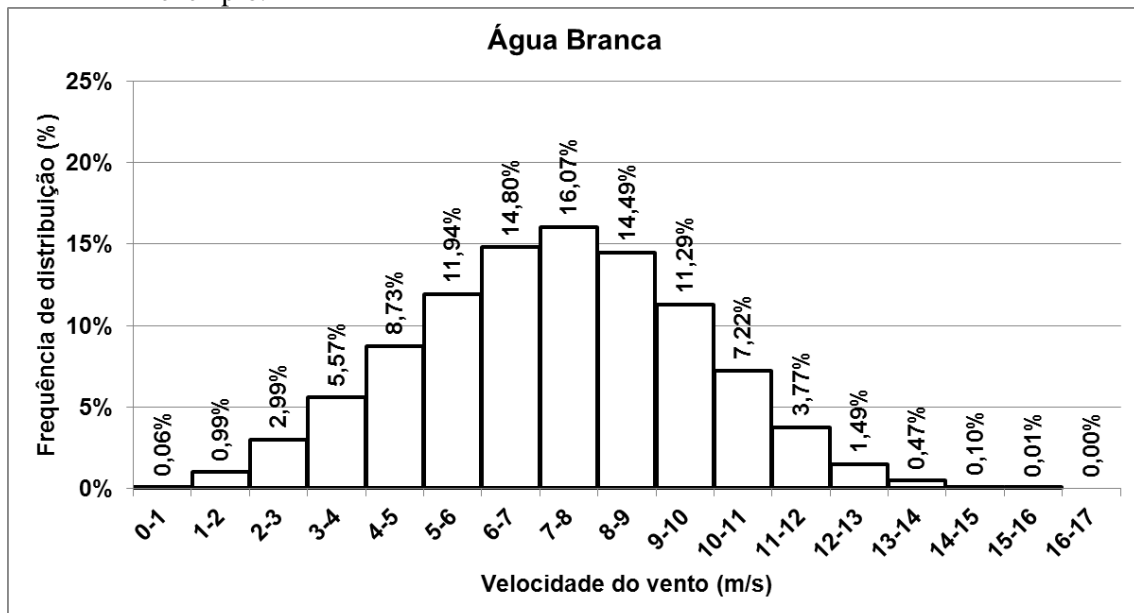
Serão calculados os valores de velocidade média por quadrimestre e anual, bem como os valores do desvio padrão (σ) médio mensal e anual da velocidade e ainda os gráficos com os valores médios anuais e por quadrimestre da velocidade do vento.

O vento tem uma característica estocástica e sua velocidade é uma variável aleatória contínua. Portanto, é necessário fazer uma discretização para facilitar sua análise. Os dados de velocidade são divididos em faixas (classes) de 1m/s, apresentando frequência da distribuição da velocidade do vento, padrão usual nos estudos eólicos, exemplo na Tabela 5. Em posse dessa tabela é feito um histograma, que está apresentado na Figura 10.

Tabela 5 - Tabulação dos dados de vento na forma de frequência de distribuição. Usando dados anuais de Água Branca, como exemplo.

Velocidade do vento (m/s) - classe	Número de ocorrências	Frequência de ocorrência (%)
1	33	0,06%
2	522	0,99%
3	1574	2,99%
4	2935	5,57%
5	4602	8,73%
6	6295	11,94%
7	7798	14,80%
8	8469	16,07%
9	7639	14,49%
10	5951	11,29%
11	3806	7,22%
12	1986	3,77%
13	787	1,49%
14	247	0,47%
15	51	0,10%
16	7	0,01%
17	2	0,00%
TOTAL	52704	100%

Figura 10 - Histograma obtido a partir da Tabela 5. Utilizando dados anuais de Água Branca como exemplo.



Fonte: (Autor, 2011)

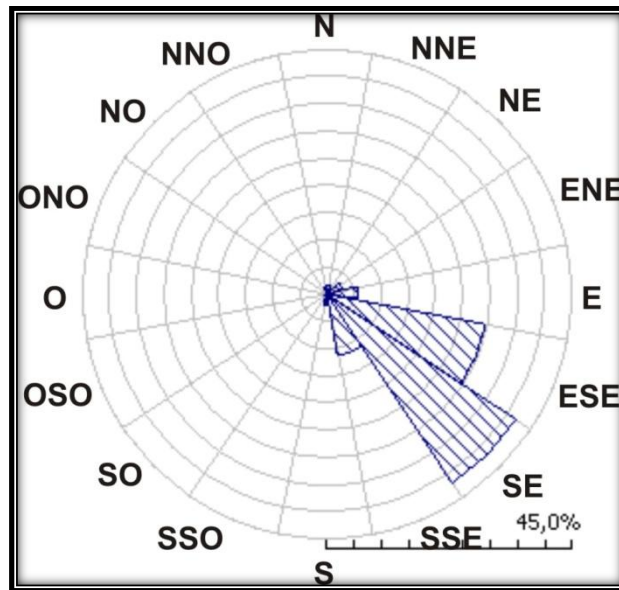
3.4.2 Direção dos Ventos

Para que seja explorado ao máximo o potencial dos ventos em um local é necessário o conhecimento das direções predominantes do vento, a fim de obter o máximo da energia gerado pelo vento e a melhor viabilidade comercial. Um aerogerador capta a energia cinética do vento que passa por suas pás, situados à frente, posicionados na direção de incidência do vento. Para que se possa avaliar a melhor disposição, a fim reduzir, ao mínimo possível, o número de alterações de sua orientação, evitando assim perda de potencia, é de grande importância que se conheçam bem as direções preferenciais de incidência do vento na localidade Martinez (2003). Os gráficos das direções são apresentados, para cada localidade, em todos os períodos em que se dispunha dos dados de direção de vento. As direções foram divididas em dezesseis regiões, com $22,5^\circ$ cada uma, representado todas as direções conforme Tabela 6 e de posse da tabela é feito rosas-dos-ventos, iguais a do exemplo mostrado na Figura 11.

Tabela 6 - Intervalos utilizados com seu respectivo ponto médios para determinação da direção do vento.

Direção	Abreviatura	Intervalo	Ponto Médio
Norte	N	$348.75^\circ - 11.25^\circ$	0°
Norte-Nordeste	NE	$11.25^\circ - 33.75^\circ$	$22,5^\circ$
Nordeste	NNE	$33.75^\circ - 56.25^\circ$	45°
Leste-Nordeste	ENE	$56.25^\circ - 78.75^\circ$	$67,5^\circ$
Leste	E	$78.75^\circ - 101.25^\circ$	90°
Leste-Sudeste	ESE	$101.25^\circ - 123.75^\circ$	$112,5^\circ$
Sudeste	SE	$123.75^\circ - 146.25^\circ$	135°
Sul-Sudeste	SSE	$146.25^\circ - 168.75^\circ$	$157,5^\circ$
Sul	S	$168.75^\circ - 191.25^\circ$	180°
Sul-Sudoeste	SSO	$191.25^\circ - 213.75^\circ$	$202,5^\circ$
Sudoeste	SO	$213.75^\circ - 236.25^\circ$	225°
Oeste-Sudoeste	OSO	$236.25^\circ - 258.75^\circ$	$247,5^\circ$
Oeste	O	$258.75^\circ - 281.25^\circ$	270°
Oeste-Noroeste	ONO	$281.25^\circ - 303.75^\circ$	$292,5^\circ$
Noroeste	NO	$303.75^\circ - 326.25^\circ$	315°
Norte-Noroeste	NNO	$326.25^\circ - 348.75^\circ$	$337,5^\circ$

Figura 11 - Exemplo de distribuição da direção do vento nos 16 setores em (%) obtida a partir da Tabela 6.



Fonte: (Autor, 2011)

O programa WASP - Wind Atlas Analysis and Application Program, foi utilizado para a construção da rosa-dos-ventos para os sítios analisados, com base nos dados medidos nas estações anemométricas.

3.5 Potência do Vento

A energia eólica é a energia cinética, E_v , do vento. Para uma massa de ar, m , com velocidade V , tem-se:

Equação 1

$$E_v = \frac{1}{2}mv^2 [J]$$

m - é a massa em kg

v - é a velocidade do vento em m/s

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

Equação 2

$$P = E = \frac{dE}{dt} = \frac{mv^2}{2}$$

E_v - potência disponível no vento (W);

E - energia cinética do vento (J);

- E - fluxo de energia (J/s);
 t - tempo (s);
 m - fluxo de massa de ar (kg/s);
 v - velocidade do vento (m/s).

Equação 3

$$m = \rho v A$$

onde:

- m - fluxo de massa de ar (kg/s);
 ρ - massa específica do ar (kg/m³);
 v - velocidade do vento (m/s);
 A - área da seção transversal (m²).

Substituindo a Equação 3 em Equação 2:

Equação 4

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

onde:

- P - potência (W);
 ρ - massa específica do ar (kg/m³);
 A - área da seção transversal (m²);
 v - velocidade do vento (m/s).

Para Custódio (2009) a equação seguinte é a mais importante para análise da energia eólica e pode ser escrita por unidade de área, desta forma, a densidade de potencia (DP) é calcula da seguinte forma:

Equação 5

$$DP = \frac{1}{2} \rho v^3$$

A Equação 5 indica a potencia disponível no vento por unidade de área, em função da velocidade e da massa específica do ar do local. Para esse trabalho foi utilizada uma massa específica padrão de 1,225kg/m³, que é o mesmo valor utilizado como referência no software WAsP.

Alguns autores como Cruz (2009), Manwell, Mcgowan e Rogers(2009), avaliam, preliminarmente, o potencial eólico de uma determinada região a partir da Densidade de Potência, antes mesmo de ter sido definido o tamanho do aerogerador a ser instalado. Essa análise é feita sem que se leve em consideração quaisquer características do aerogerador a ser instalado, e sim exclusivamente a potência disponível no vento no local.

3.6 Distribuição estatística do vento

A distribuição estatística da velocidade do vento é representada por uma função de densidade de probabilidade $f(v)$, onde a velocidade média é dada por:

Equação 6

$$V = \int_0^{\infty} v f(v) dv$$

v - é a velocidade do vento (m/s).

A função de densidade de Weibull é a mais empregada nos estudos eólicos, dada pela expressão:

Equação 7

$$f_v = \frac{k}{A} \frac{v}{A}^{k-1} e^{-\frac{v}{A}^k}$$

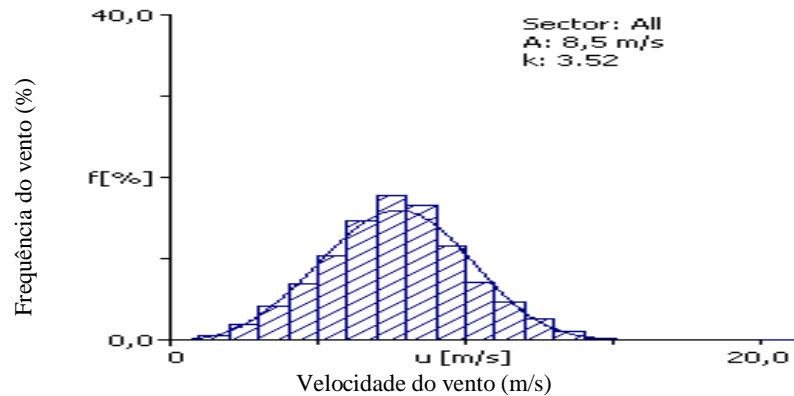
A - Fator de forma (adimensional);

k - fator de escala (m/s);

v – velocidade do vento (m/s).

A função é mostrada graficamente na Figura 12, gerada a partir do software WAsP.

Figura 12 - Representação gráfica das distribuições da velocidade do vento e da função Weibull.



3.7 Cálculo da energia produzida

A produção anual de eletricidade é denominada de energia anual gerada (EAG) é o fator técnico e econômico mais importante na avaliação dos projetos de sistemas eólicos (Nascimento, 2005). Para estimar a energia gerada por um sistema eólico é necessário conhecer os elementos que definem o regime dos ventos do local:

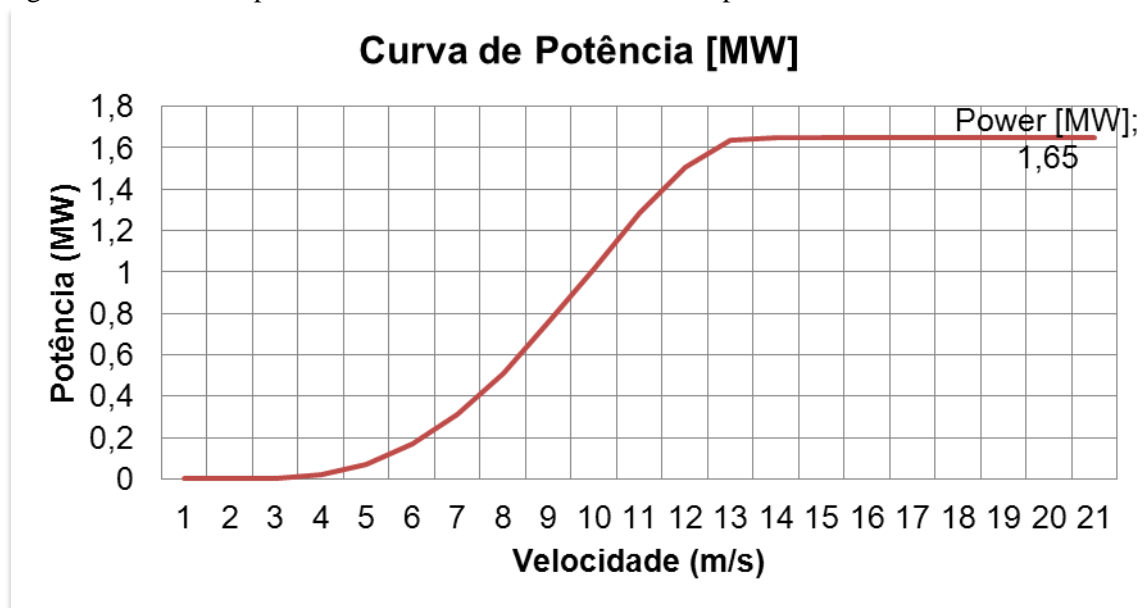
- Histograma de velocidades do vento obtido a partir de medições locais ou estimado a partir de curvas de distribuição de frequência, item 3.4.1;
- Curva de potência medida da turbina eólica.

A Curva de potência é um dado técnico da turbina que informa o quanto de potência pode ser extraída em função de cada valor da velocidade do vento, essas características são fornecida pelo fabricante do aerogerador referência. Para tal foram utilizados como modelo às características de uma turbina de VESTAS V82 (1650/900 kW) de 1650kW de potência nominal, velocidade de mínima de partida e máxima de funcionamento de 3m/s e 20m/s respectivamente, altura do Hub (cubo) 70 metros e diâmetro do rotor de 82 metros, dispondo de uma curva do potencia conforme Tabela 7 e ilustrada graficamente pela Figura 13.

Tabela 7 - Curva de potência do aerogerador VESTAS V82 – 1670 kW e para densidade do ar de 1,225kg/m³. Fonte: (Mortensen, Landberg, Troen, & Petersen, 1993).

Velocidade do vento (m/s)	Potência do aerogerador (MW)
1	0
2	0
3	0,02
4	0,069
5	0,172
6	0,31
7	0,511
8	0,758
9	1,017
10	1,285
11	1,504
12	1,637
13	1,65
14	1,65
15	1,65
16	1,65
17	1,65

Figura 13 - Curva de potência de uma turbina de 1650kW de potência nominal e 82m de rotor.



Fonte: (Mortensen, Landberg, Troen, & Petersen, 1993).

O cálculo da estimativa anual de produção de energia num local é feita através da integração do produto da função de distribuição do vento, pela curva de potência de uma turbina. Esta análise foi feita para todas as velocidades do vento para obter a produção total anual de energia do aerogerador, onde a EAG é dada por:

Equação 8

$$EAG = \int v P v \times 8760 \quad (\text{kWh})$$

v - velocidade do vento (m/s)

$f(v)$ - frequência de ocorrência (%)

$P(v)$ - potência produzida

O fator de capacidade de um aerogerador é a relação entre a energia gerada e a capacidade de produção, podendo ser calculado por qualquer período de tempo, expressa como:

Equação 9

$$F_c = \frac{EAG}{8760 \times P}$$

F_c - fator de capacidade (adimensional ou %, se multiplicado por 100);

EAG - energia anual gerada (kWh);

P - potência nominal (kW).

3.7.1 Estimativa do potencial de energia produzida utilizando o WAsP.

O WAsP - Wind Atlas Analysis and Application Program é um modelo numérico computacional, desenvolvido pelo RISØ National Laboratory, da Universidade Técnica da Dinamarca. Permite estimar os valores de vento para uma dada região possibilitando, assim, obter o mapeamento eólico de pequenas áreas, desde que sejam inseridos dados de topografia, os comprimentos de rugosidade e dados de vento (velocidade e direção) medidos nas estações anemométricas na área mapeada. A partir disso, o pacote reúne diversas sub-rotinas que permitem não somente conhecer o vento na altura desejada para geração eólica como também

a potência gerada; a distribuição estatística de Weibull do vento e seus parâmetros de escala e de forma, a rosa dos ventos, através, da extrapolação horizontal e vertical de dados de ventos para um determinado ponto de referência (BOWEN e MORTESEN, 2004).

Neste trabalho o WAsP foi utilizado para a obtenção da distribuição de frequência dos dados de velocidade e direção do vento, bem como, para obtenção de um ajuste de curva, com seus respectivos parâmetros, através da aplicação da distribuição estatística de Weibull.

3.8 Intensidade de Turbulência

Uma característica muito importante dos ventos é a sua variabilidade, que ocorre tanto no espaço quanto no tempo, utilizada para caracterizar a turbulência atmosférica (Custódio, 2009). A turbulência é provocada pelos obstáculos, pela orografia e pela rugosidade do terreno e em seu entorno (Martínez, 2003). O estudo da turbulência na turbina eólica é importante evitando dano causado pelo estresse na estrutura da turbina. Para calcular a intensidade de turbulência é necessário que os dados sejam coletados com uma frequência da ordem de segundos e médios de, no máximo, 10 minutos. Para se estimar um valor relativo à turbulência, define-se a Intensidade de Turbulência, I_T como:

Equação 10

$$I_T = \frac{\sigma}{V_{méd}}$$

Em que:

I_T = intensidade de turbulência;

$V_{méd}$ = velocidade média do vento;

σ = desvio padrão da velocidade do vento.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo será feita a análise do comportamento do vento nos quatro sítios estudado, bem como possíveis mecanismos que influenciam o regime do vento. Além disso, apresenta as principais características em termos de variabilidade para de cada região usando dados de velocidade e direção do vento. As análises estatísticas terão como parâmetros: a média, máximos, mínimos, desvio padrão, coeficiente de variação, bem como, a distribuição de frequência da velocidade do vento (direção e intensidade).

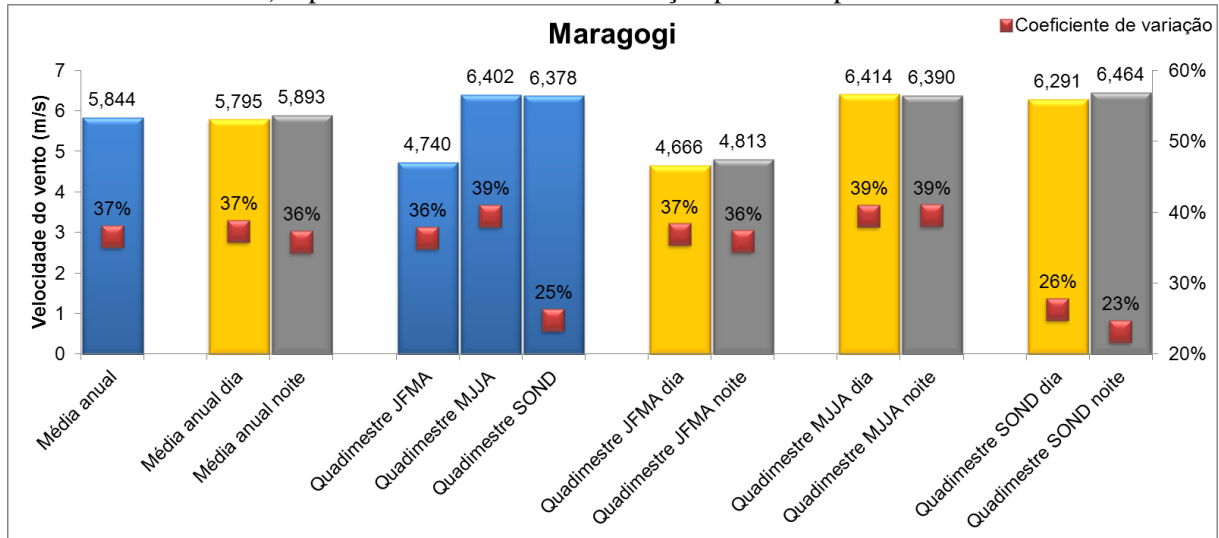
4.1 Litoral

4.1.1 Maragogi

Na Figura 14 são mostrados os resultados da análise estatística feita para todo o ano e por quadrimestre. Em todos os casos é feita a divisão em três períodos (avaliação das variações diárias e diurno/noturno). A velocidade média anual foi de 5,84m/s e o coeficiente de variação de (CV) de 37%. A velocidade média anual nos períodos diurno e noturno foi de 5,79m/s e 5,89m/s respectivamente, o que mostra que nesta região não há grande variação na intensidade do vento em comparação aos períodos diurno e noturno. Os coeficientes de variação revelaram que a variabilidade durante o dia (da ordem de 37%) é quase igual àquela que se verifica durante a noite (36%). Quando comparados os três quadrimestres do ano, verifica-se que, o menor valor médio (4,7m/s) ocorreu no JFMA (período seco da região), o maior em MJJA (6,4m/s) o qual é apenas um pouco maior do que o do SOND (6,3m/s). O coeficiente de variação foi menor em SOND (25%) e maior em MJJA (39%). Em JFMA o CV foi de 36%.

Quando comparados os períodos diurno e noturno, verifica-se que a diferença é muito pequena tanto em termos de valores médios como em variabilidade. A diferença entre os valores médios foi da ordem de 0,1m/s. No caso do CV a variação foi de 1% em JFMA, zero em MJJA e 3% em SOND que destaca-se como quadrimestre que possui o menor CV com relação aos dois anteriores.

Figura 14 - Análise descritiva do vento em Maragogi. No eixo da esquerda a velocidade do vento (m/s) e no eixo da direita o coeficiente de variação (%). As colunas em azul representam os valores médios para o dia inteiro, as colunas amarelas as médias calculadas do nascer ao por do sol e as colunas cinza durante o período noturno. O marcador (quadrado vermelho) representa o coeficiente de variação para cada período.



Fonte: (Autor, 2011)

A Tabela 8 mostra detalhadamente as velocidades médias horárias mensais para todos os meses do ano. Esta análise serviu para determinar que as amplitudes diárias são pequenas variando de um mínimo 0,82m/s no mês de Novembro a um máximo de 2,85m/s em Fevereiro. Vale ressaltar que as amplitudes tendem a serem inversamente proporcionais às médias mensais. Resultados este encontrado de forma diferente ao estudo de Beruski *et al.* (2009) onde os meses de máximas velocidades do vento resultam uma grande amplitude, e o contrario para os mínimos, sendo essa variabilidade provavelmente decorrente das entradas constantes de frentes frias.

Os ventos mais fortes ocorreram durante o mês de Julho com média de 7,41m/s e os mais fracos em Abril (3,93m/s). Com exceção dos meses de setembro e outubro as menores velocidades ocorreram entre zero e nove horas da manhã. Já as máximas, com exceção de setembro e outubro, ocorreram entre 12 e 22h.

Analisando por quadrimestre verificamos que, de uma maneira geral, em JFMA e MJJA os padrões são semelhantes e mais bem definidos com velocidades menores durante a madrugada ou no início da manhã e maiores no final da tarde ou à noite. Em SOND os meses de setembro e outubro são particulares conforme já mencionado anteriormente. O padrão de novembro e dezembro é semelhante aos dos dois primeiros quadrimestres. Em JFMA o vento

variou, em amplitude média, entre 1,32 e 2,85, em MJJA entre 0,84 e 1,32 e em SOND entre, 0,82 e 2,15.

Tabela 8 - Valores médios da velocidade do vento em Maragogi em 2008. Nas colunas com fundo colorido as médias para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Nas linhas inferiores, as médias e amplitudes mensais. Na última coluna à direita a média anual para cada hora do dia. Os tons em verde representam as maiores velocidades e vermelho as menores.

Hora/Meses	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média Hora
00:00	5,440	5,621	4,105	3,885	4,906	6,424	7,419	6,415	6,455	7,009	6,684	6,344	5,892
01:00	5,389	5,208	3,567	3,598	4,762	6,334	7,581	6,088	6,446	6,798	6,535	5,988	5,691
02:00	5,188	5,091	3,314	3,493	5,111	6,001	7,500	6,281	6,445	6,735	6,278	5,565	5,583
03:00	5,101	4,614	3,146	3,390	5,291	6,595	7,485	6,124	6,386	6,876	6,139	5,285	5,536
04:00	5,221	4,363	3,524	3,278	5,224	6,304	7,577	6,074	6,360	6,888	6,053	5,183	5,504
05:00	5,162	4,231	3,782	3,265	5,415	6,565	7,392	6,042	6,621	6,838	6,042	5,115	5,539
06:00	5,178	3,905	3,379	3,135	5,547	6,572	6,806	5,911	6,797	6,980	6,017	4,857	5,424
07:00	5,008	3,575	3,308	3,113	5,551	6,400	7,021	5,873	6,765	7,371	6,238	4,819	5,420
08:00	5,191	3,974	2,944	2,553	5,291	6,208	7,246	5,853	6,817	7,073	6,076	4,759	5,332
09:00	5,139	4,763	3,069	2,680	5,136	5,941	6,965	5,969	6,562	6,783	6,306	5,406	5,393
10:00	5,242	5,237	3,673	3,398	5,266	6,168	7,502	6,147	6,349	6,649	6,457	5,791	5,657
11:00	5,405	5,456	3,982	4,058	5,622	6,298	7,593	6,172	6,130	6,429	6,447	6,208	5,817
12:00	5,734	5,767	4,031	4,311	6,064	6,515	7,704	6,437	5,940	6,282	6,555	6,197	5,961
13:00	5,891	6,064	4,275	4,392	6,017	6,382	7,246	6,462	6,038	6,418	6,597	6,367	6,012
14:00	6,063	6,170	4,501	4,394	6,065	6,390	7,324	6,509	6,028	6,145	6,615	6,610	6,068
15:00	5,970	6,130	4,756	4,647	5,963	6,204	7,673	6,420	6,028	6,053	6,595	6,648	6,091
16:00	5,931	6,265	4,777	4,715	6,038	6,324	7,635	6,441	6,171	6,036	6,601	6,622	6,130
17:00	5,961	6,420	4,908	4,735	6,084	6,510	7,664	6,695	6,155	6,306	6,512	6,419	6,197
18:00	6,144	6,204	4,820	4,561	5,888	6,350	7,605	6,320	6,393	6,396	6,279	6,440	6,117
19:00	6,276	6,093	4,702	4,563	5,966	6,413	7,457	6,326	6,494	6,618	6,468	6,601	6,165
20:00	6,326	6,207	4,696	4,558	5,680	6,919	7,489	6,421	6,567	6,776	6,620	6,881	6,262
21:00	6,232	6,013	4,454	4,584	5,294	6,781	7,316	6,536	6,689	6,737	6,723	6,914	6,189
22:00	6,114	6,035	4,572	4,597	5,052	6,718	7,565	6,496	6,542	6,777	6,833	6,617	6,160
23:00	5,848	5,798	4,332	4,501	5,025	6,704	7,148	6,369	6,582	6,961	6,830	6,458	6,046
Média Mensal	5,631	5,383	4,026	3,934	5,511	6,418	7,413	6,266	6,407	6,664	6,437	6,004	
Amplitude	1,32	2,85	1,96	2,18	1,32	0,98	0,90	0,84	0,88	1,33	0,82	2,15	

Os valores máximos para cada hora do dia em cada mês são mostrados na Tabela 9, variando entre 8,44m/s (01h em Março) e 20,17m/s (03h em Julho). A maioria dos máximos ocorreu entre zero e 10h sendo 5 durante a madrugada, cinco pela manhã e apenas dois à tarde (fevereiro e dezembro). A diferença entre o maior e o menor valor de cada mês variou entre 3,73m/s em janeiro e 7,65m/s em outubro.

Dos três quadrimestres, MJJA foi onde ocorreram os eventos mais fortes variando entre 17,15 e 20,17m/s, seguido de SOND (15,09 a 16,90m/s) e JFMA (15,09 a 16,90m/s). A diferença entre MJJA e os outros quadrimestres é tão marcante que é possível distinguir apenas pelas cores na Tabela 9. Neste quadrimestre o verde prevalece enquanto em JFMA a cor predominante é o vermelho e SOND fica entre os dois.

Tabela 9 - Valores máximos da velocidade do vento em Maragogi em 2008. Nas colunas com fundo colorido as máximas para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Na linha inferior, as máximas mensais.

HORA / MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
00:00	14,08	12,22	12,97	15,89	16,44	13,63	16,80	13,52	12,27	12,37	11,91	12,67
01:00	10,76	10,71	8,44	10,00	16,80	15,09	16,04	16,04	12,92	14,68	11,11	11,46
02:00	10,96	11,46	8,44	13,93	17,20	14,48	16,09	15,44	13,93	15,09	10,96	10,76
03:00	11,81	11,61	12,57	10,40	17,20	16,39	20,17	15,14	11,66	12,87	10,40	10,96
04:00	13,63	10,25	12,57	11,26	13,32	14,03	18,56	18,06	14,83	13,88	10,86	10,81
05:00	13,17	10,81	12,37	11,16	15,84	15,14	17,00	14,73	13,78	14,88	12,06	11,01
06:00	11,81	13,42	10,45	10,10	17,60	16,95	19,16	14,28	15,09	15,99	11,46	10,00
07:00	11,11	11,26	8,69	9,35	15,94	15,94	15,24	15,29	14,78	15,14	12,17	9,55
08:00	12,62	10,76	10,96	11,01	16,04	14,88	18,01	17,30	14,03	16,90	13,07	11,36
09:00	10,86	11,31	9,60	9,30	16,65	17,15	15,14	14,53	13,83	18,51	13,52	14,03
10:00	10,61	12,87	11,26	12,72	18,51	16,29	15,24	14,33	12,47	17,35	14,38	13,83
11:00	12,22	13,02	9,45	13,63	15,64	14,13	16,85	13,47	12,01	14,88	12,37	15,19
12:00	11,41	13,37	9,20	12,67	15,64	15,39	17,85	13,98	11,26	13,52	13,12	16,34
13:00	10,55	13,37	10,66	11,56	15,24	15,44	13,93	13,78	12,67	13,37	12,82	15,94
14:00	10,40	13,83	9,95	10,86	16,70	13,12	15,44	13,37	10,76	12,82	12,82	16,90
15:00	10,35	14,18	9,70	11,21	17,30	14,38	16,39	12,82	11,51	11,66	12,27	15,59
16:00	10,71	14,13	9,75	11,31	15,09	14,88	19,52	13,88	11,86	10,86	11,71	16,04
17:00	11,31	15,29	9,55	13,32	14,28	15,14	14,83	13,68	11,06	11,21	11,51	16,55
18:00	12,22	13,93	10,55	14,28	17,05	14,63	18,31	12,37	11,46	11,56	12,12	15,44
19:00	12,27	12,92	8,74	10,35	14,48	13,02	17,05	11,91	12,42	11,66	13,68	14,53
20:00	11,91	12,97	10,86	10,25	12,77	15,79	15,14	15,24	11,46	11,76	13,83	15,74
21:00	12,27	12,32	11,41	9,09	14,58	15,24	16,44	15,03	12,27	15,09	12,42	15,94
22:00	11,06	11,76	12,87	9,95	13,27	12,67	16,44	16,55	11,36	12,22	12,01	14,08
23:00	12,97	11,06	12,01	12,77	14,83	14,58	15,44	16,34	10,91	12,57	12,12	13,63
Máximos	14,08	15,29	12,97	15,89	18,51	17,15	20,17	18,06	15,09	18,51	14,38	16,90

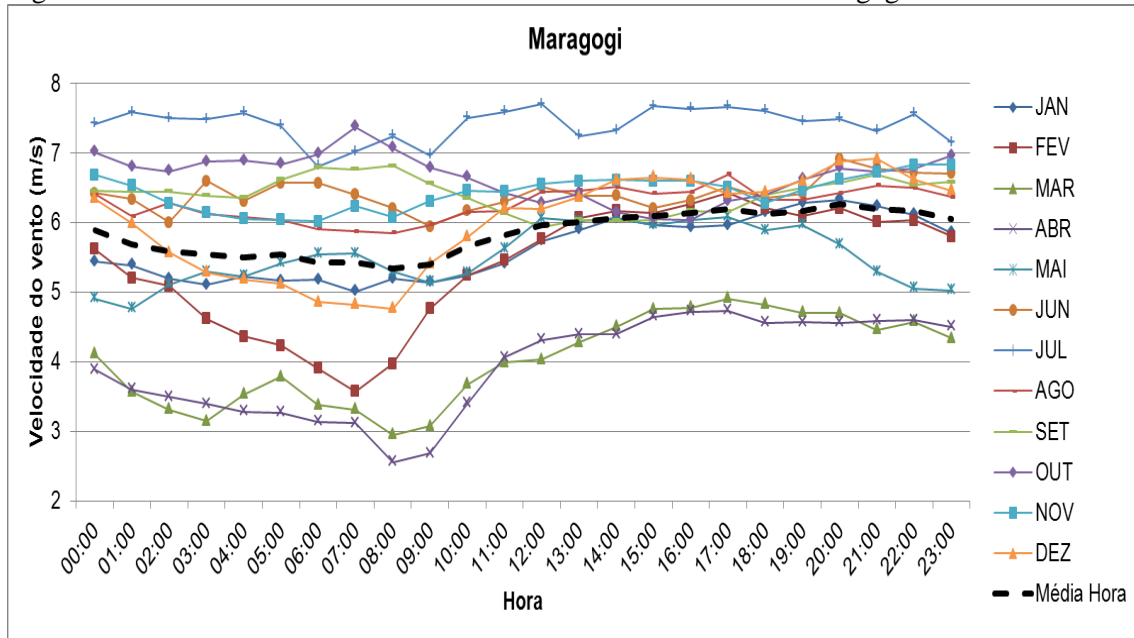
Para melhor ilustrar os ciclos diários médios mensais da velocidade do vento, eles são apresentados em forma de gráfico na Figura 15. O ciclo diário médio anual (linha preta tracejada) possui características do vento onde, além da pequena amplitude, a velocidade começa a aumentar às 8h (5,33m/s) e atinge o máximo por volta 20h (6,26m/s), sendo a amplitude em torno de 1m/s. Em seguida a velocidade diminui até a manhã seguinte. Como encontrada na literatura, que a velocidade do vento tende a aumentar durante o período diurno e diminuir durante o período noturno, sob o efeito do balanço de radiação positivo e negativo respectivamente. Vários pesquisadores verificaram este padrão. Por exemplo, DAS (1998), na região Noroeste da Argentina; (Parker, 2004) na região central dos EUA; (Munhoz & Garcia, 2008) no Sudeste Brasileiro (Ituverava-SP); (SILVA et al., 2003) na Amazônia Oriental; (Santos, 2008) em Alagoas na região metropolitana (área litorânea).

Percebe-se que entre às 00hs e 11hs a velocidade média apresenta bastante variada e irregular de um mês para outro sem um padrão definido. Porém entre 12hs e 20hs é percebida certa regularidade e é possível identificar um padrão com exceção de julho e outubro.

Abril registrou o valor mais baixo 2,55m/s (08h) seguido de Fevereiro com 3,57m/s (7hs). A amplitude média nestes dois meses foi mais elevada 2,18m/s e 2,85m/s

respectivamente. O mês de Julho apresentou-se mais diferenciado com velocidades médias acima dos demais e amplitude de apenas 0,90m/s.

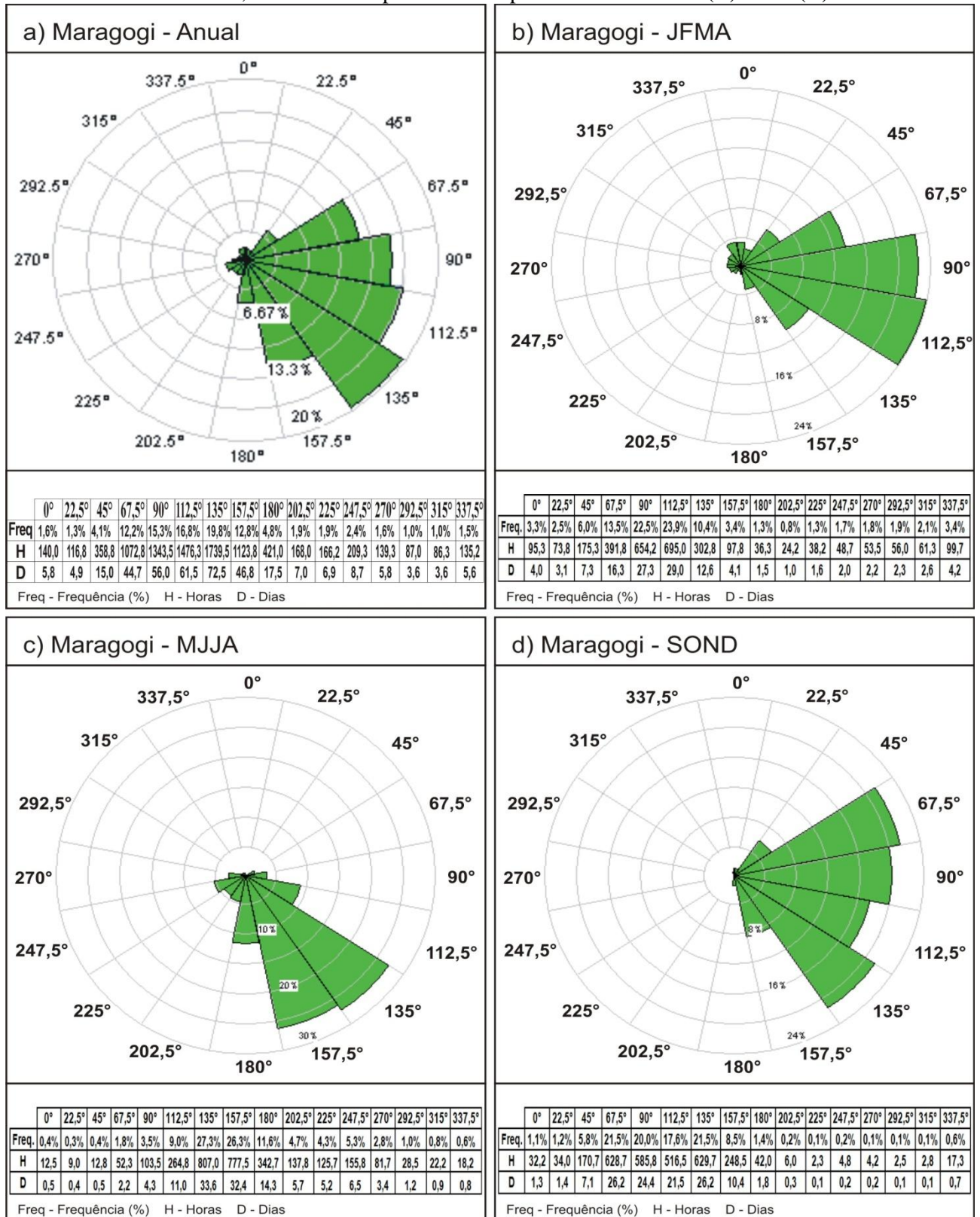
Figura 15 - Ciclos diários médios mensais da velocidade vento em Maragogi.



Fonte: (Autor, 2011)

A Figura 16a mostra a distribuição da direção do vento anual para MG, onde se verifica a predominância do vento na direção SE, com percentual de 19,8% (72,5 dias). Já a segunda maior predominância compreende a direção SSE com 16,8% (61,5 dias), seguido direção E com 15,3% (56 dias). Os três setores de maior predominância representam 51,9% dos casos (190 dias).

Figura 16 - Frequência anual da direção do vento (a), frequência quadrimestral em porcentagem da direção do vento (b, c, d), em Maragogi, no ano de 2008. As frequências foram calculadas para 16 setores de 22,5 graus. A tabela na parte inferior indica a frequência de ocorrência em cada setor, bem como tempo relativo de persistência em horas (H) e dias (D).



Fonte: (Autor, 2011)

A Figura 16(b, c, d) apresenta uma distribuição quadrimestral da direção do vento em porcentagens. Percebesse que em JFMA, o vento é predominante na direção ESE com percentual de 23,9% (29 dias). Verifica-se que a segunda maior frequência esta bem próxima da direção predominante E, com 22,5% (27,3 dias), seguido da direção ENE com 13,5% (16,3 dias). Os demais setores somados representam 40% da predominância (48,5 dias) distribuídos em 13 direções (setores) restantes.

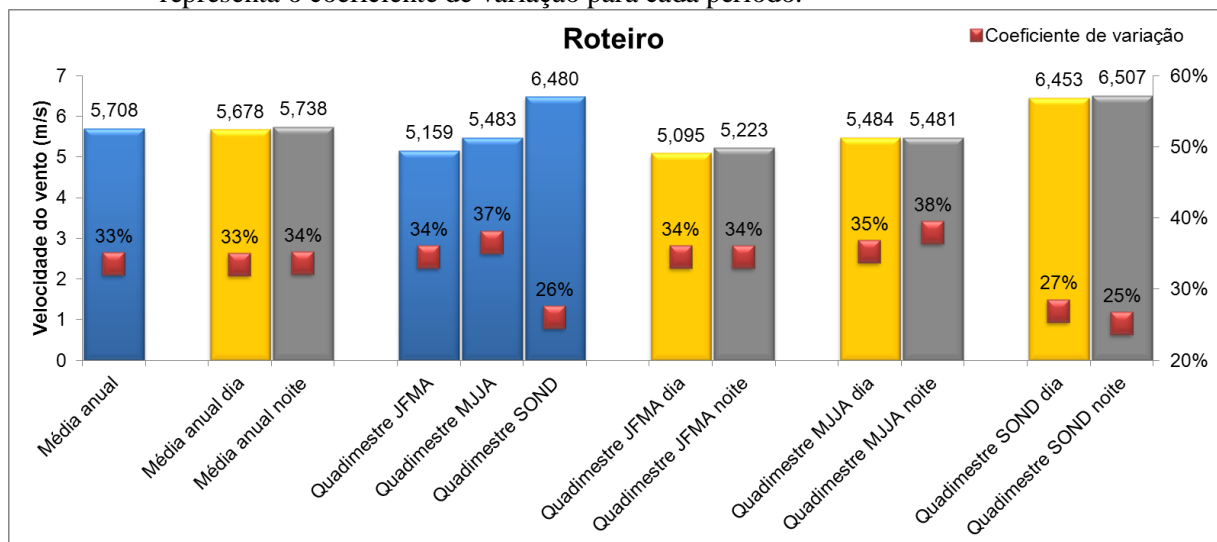
Em MJJA a predominância foi SE com 27,3% (33,6 dias), seguido ESE com 26,3% (32,4 dias) e S com 11,6% (14,3 dias). Os demais setores detêm aproximadamente 34,7% dos casos (42,7 dias).

No último quadrimestre (SOND) não houve uma única direção predominante. As direções ENE e SE tiveram exatamente o mesmo percentual 21,5% (26,2 dias). A terceira direção predominante foi E com 20,0% (24,4 dias). Percebe-se que neste quadrimestre a existência de uma quarta direção relevante 17,6% (21,5 dias). Juntos as quatro direções de maior predominância representam 80,6% (98,4 dias) e as demais 19,4% (23,6 dias).

4.1.2 Roteiro

Na Figura 17 são mostrados os valores estatísticos da velocidade do vento em RT. Os cálculos foram feitos para todo o conjunto de dados e para cada um dos três quadrimestres. Para todos os casos foram também separados em período diurno (dia) e noturno (noite). A velocidade média (V_m) anual foi de 5,70m/s e o CV 33%. A velocidade média anual para o período diurno alcançou 5,67m/s com CV de 33%. No período noturno foi um pouco maior (5,73m/s e CV de 34%). SOND teve maior média de velocidade com 6,48m/s e o menor CV (26%), seguido MJJA com 5,48m/s onde verificou-se o maior CV (37%). Analisando por quadrimestre nos períodos diurno e noturno percebe-se uma diferença pequena em termos de valores médios. Porém o CV de SOND foi mais baixo do que nos dois quadrimestres anteriores (na ordem de 27% e 25%) para o período diurno e noturno respectivamente. A separação da velocidade do vento em diurno e noturno, para os três quadrimestres, mostra pequenas diferenças entre os períodos.

Figura 17 - Análise descritiva do vento em Roteiro. No eixo da esquerda a velocidade do vento (m/s) e no eixo da direita o coeficiente de variação (%). As colunas em azul representam os valores médios para o dia inteiro, as colunas amarelas as médias calculadas do nascer ao por do sol e as colunas cinza durante o período noturno. O marcador (quadrado vermelho) representa o coeficiente de variação para cada período.



Fonte: (Autor, 2011)

Mostra-se na Tabela 10 as velocidades médias horárias para todos os meses. Constatase que as amplitudes diárias são pequenas variando entre 0,55m/s em Setembro a 2,62m/s em Abril. Os ventos mais fortes ocorreram no mês de Novembro com média de 7,39m/s e os mais

fracos em Abril (4,28m/s). Com exceção dos meses de Setembro, Outubro e Julho, as menores velocidades ocorreram entre zero e nove horas da manhã. Já as máximas, com exceção de Junho, Julho, Agosto e Setembro, ocorreram entre 12 e 22h.

Comparando os quadrimestres, verificamos que, de uma maneira geral, em JFMA e MJJA os padrões são semelhantes e bem definidos. As velocidades são menores durante a madrugada ou no início da manhã e maiores à tarde ou à noite, excluindo o mês de Junho, Julho e Agosto que diverge entre esses horários, igualmente notados em SOND nos meses de Setembro e Outubro. Os meses de novembro e dezembro os horários de maior velocidade e menor velocidade apresenta bastante semelhante a do início do ano. Nota-se que a divergência dos horários entre as estações de RT e MG apresentam-se no mesmo período, e observado a

F(c, d), das normais climatológicas, coincidem com período chuvoso e transição chuvoso-seco, das regiões. Em JFMA o vento variou em sua amplitude média entre 1,90 e 2,62m/s, em MJJA entre 0,59 e 1,40m/s e em SOND entre, 0,55 e 2,58m/s.

Roteiro apresenta-se bastante similar a MG, com relação ao ciclo diário da intensidade do vento. No entanto SOND apresenta-se maior intensidade dos ventos, comparado com outros dois quadrimestres. Além de que as diferenças entre os ventos diurno e noturno são pouco expressivas.

Tabela 10 - Valores médios da velocidade do vento em Roteiro em 2008. Nas colunas com fundo colorido as médias para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Nas linhas inferiores, as médias e amplitudes mensais. Na última coluna à direita a média anual para cada hora do dia. Os tons em verde representam as maiores velocidades e em vermelho as menores.

Hora\Meses	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média Hora
00:00	6,131	6,233	4,417	3,862	4,559	5,541	6,331	5,260	5,692	6,384	7,484	6,793	5,724
01:00	5,723	6,086	4,053	3,868	4,575	5,468	6,383	5,061	5,756	6,148	7,285	6,285	5,558
02:00	5,629	5,567	3,591	3,922	4,725	5,200	5,995	5,206	5,435	6,198	7,030	5,813	5,359
03:00	5,352	5,283	3,602	4,024	4,890	5,617	6,200	4,830	5,482	6,136	6,619	5,901	5,328
04:00	5,379	4,717	3,807	3,723	4,956	5,829	6,036	5,107	5,738	6,050	6,094	5,877	5,276
05:00	5,176	4,451	3,582	3,572	4,938	5,910	6,282	5,167	5,721	5,979	6,064	5,502	5,195
06:00	5,100	4,402	3,612	3,266	4,833	6,115	6,117	4,794	5,665	6,025	5,845	5,130	5,075
07:00	4,807	4,392	3,301	2,571	4,081	5,858	6,230	4,701	5,670	6,110	5,957	4,952	4,887
08:00	4,761	4,974	3,658	3,154	4,265	5,606	6,291	5,054	5,980	6,136	6,859	5,613	5,196
09:00	5,354	5,467	4,079	3,748	4,789	5,955	6,401	5,417	5,960	6,232	7,302	6,253	5,580
10:00	5,568	5,564	4,302	4,095	4,942	5,722	6,129	5,356	5,807	6,267	7,568	6,527	5,654
11:00	5,724	5,967	4,645	4,404	5,080	5,669	6,159	5,623	5,603	6,421	7,561	6,788	5,804
12:00	5,950	6,261	4,823	4,591	5,174	5,942	6,082	5,716	5,437	6,183	7,778	7,080	5,918
13:00	6,150	6,536	5,187	4,676	4,998	5,678	6,020	5,669	5,434	6,225	7,929	7,243	5,979
14:00	6,181	6,546	5,456	4,972	5,003	5,717	5,811	5,531	5,500	6,313	8,141	7,368	6,045
15:00	6,383	6,513	5,580	5,005	4,788	5,643	6,191	5,199	5,545	6,001	8,083	7,421	6,029
16:00	6,389	6,689	5,448	4,962	4,882	5,366	5,916	4,982	5,430	5,879	7,979	7,513	5,953
17:00	6,370	6,678	5,390	5,134	5,269	5,473	5,879	5,190	5,443	6,175	7,935	7,519	6,038
18:00	6,365	6,540	5,338	5,196	5,482	5,549	6,023	5,267	5,552	6,273	8,038	7,538	6,096
19:00	6,604	6,528	5,282	5,100	5,394	5,402	6,171	5,504	5,862	6,330	8,203	7,472	6,155
20:00	6,610	6,791	5,413	5,018	5,075	5,363	6,153	5,578	5,820	6,581	8,158	7,419	6,165
21:00	6,639	6,547	5,295	4,921	4,942	5,662	6,100	5,530	5,874	6,644	8,062	7,034	6,104
22:00	6,664	6,487	5,082	4,846	4,821	5,654	6,266	5,430	5,643	6,522	7,858	7,036	6,026
23:00	6,435	6,434	4,835	4,249	4,805	5,561	6,195	5,147	5,751	6,678	7,658	6,856	5,884
Média Mensal	5,893	5,902	4,574	4,287	4,886	5,646	6,140	5,264	5,658	6,245	7,396	6,622	
Amplitude	1,90	2,40	2,28	2,62	1,40	0,91	0,59	1,01	0,55	0,80	2,36	2,58	

Os valores máximos de velocidade do vento variaram entre 8,29m/s (07h em Abril) e 19,11m/s (12h em Maio) conforme mostra a Tabela 11. A maioria dos máximos mensais ocorreu de forma, bastante aleatória. A diferença entre o maior e o menor valor de cada mês variou entre 8,29m/s em Abril (07hs) e 19,11m/s em Maio (12hs). Dos três quadrimestres, MJJA foi onde houve os eventos mais fortes variando entre 16,64 e 19,11m/s, seguido de JFMA (14,68 a 19,06m/s) e SOND (13,68 a 17,35m/s).

Tabela 11 - Valores máximos da velocidade do vento em Roteiro em 2008. Nas colunas com fundo colorido as máximas para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Na linha inferior, as máximas mensais.

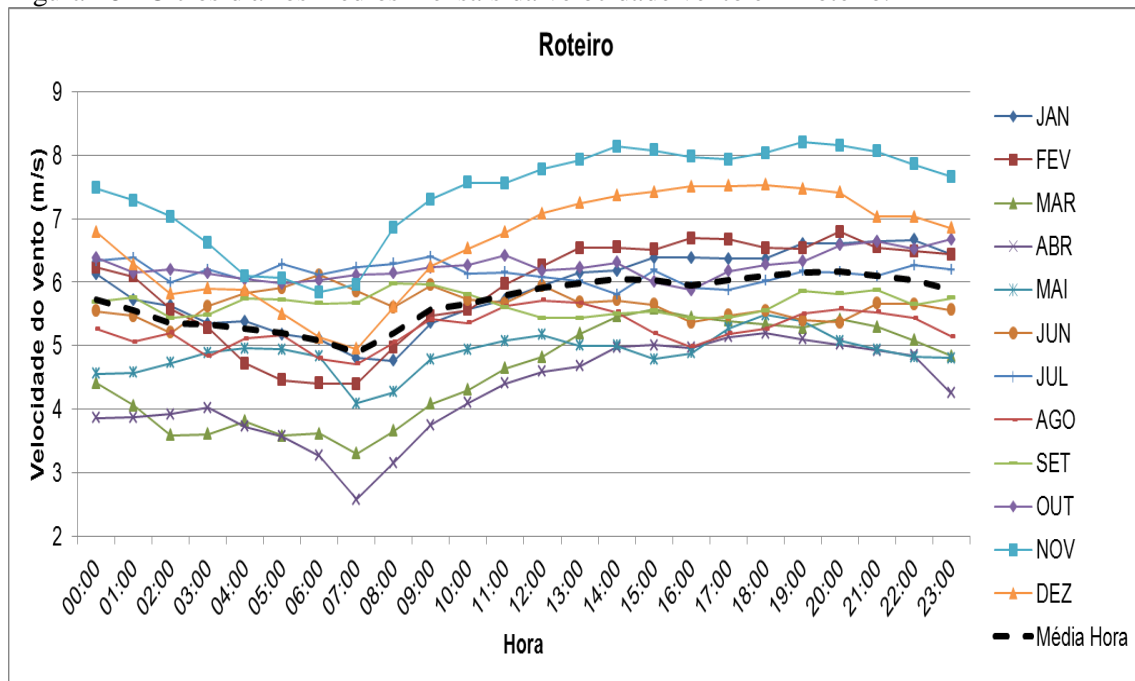
HORA / MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
00:00	13,83	12,57	10,86	13,47	13,42	15,24	15,39	16,64	11,76	15,34	14,93	14,03
01:00	12,22	11,91	15,13	11,86	13,27	14,33	16,64	13,73	11,86	13,22	14,63	13,83
02:00	12,22	11,71	10,81	12,17	15,19	13,12	15,08	14,48	11,41	13,37	14,28	11,97
03:00	11,56	11,91	15,08	14,78	14,48	14,38	15,08	12,57	11,11	12,47	13,52	11,31
04:00	11,36	9,65	12,87	10,41	13,78	15,44	13,42	15,69	11,56	12,62	12,77	12,02
05:00	12,32	10,20	11,16	9,10	13,42	13,52	15,29	12,87	12,52	12,07	12,37	12,47
06:00	11,51	11,06	12,57	9,65	16,04	14,63	14,78	12,62	12,07	12,12	12,37	12,47
07:00	12,37	10,10	13,27	8,29	13,63	14,93	16,19	14,63	12,52	15,49	13,37	12,37
08:00	11,86	12,12	11,66	8,44	13,78	16,85	15,74	11,81	11,16	13,07	13,47	15,19
09:00	12,52	11,71	12,57	11,91	17,35	15,99	15,64	11,86	11,16	12,02	13,83	15,34
10:00	11,91	13,88	10,25	10,71	15,24	14,03	14,38	12,27	11,21	12,07	14,88	13,73
11:00	11,86	11,97	11,91	11,21	15,59	14,08	16,04	12,52	11,66	13,02	14,58	13,27
12:00	12,17	13,32	10,10	9,95	19,11	14,93	14,23	13,83	11,91	11,51	14,43	14,68
13:00	12,72	12,77	12,37	11,01	13,22	11,76	14,48	12,72	10,76	12,97	14,28	15,74
14:00	13,27	12,97	12,12	11,81	12,12	12,82	12,97	14,33	11,31	13,27	13,98	15,54
15:00	13,93	14,73	11,91	10,81	13,07	11,26	14,03	12,02	11,51	10,76	14,43	15,99
16:00	14,13	14,58	12,12	13,07	14,38	11,41	14,53	14,63	13,12	11,46	15,19	17,35
17:00	14,68	15,29	12,77	10,56	13,02	12,92	14,88	14,48	13,12	11,41	15,03	16,54
18:00	14,23	14,33	11,51	10,31	14,38	11,11	14,93	12,92	12,22	10,81	14,78	16,74
19:00	14,33	15,89	11,41	10,96	14,38	14,43	14,53	13,32	13,68	11,21	14,83	17,30
20:00	14,03	19,06	11,26	11,46	12,07	11,51	14,03	13,52	13,17	11,91	15,08	17,25
21:00	13,42	14,13	13,02	14,43	14,18	13,12	15,24	12,07	13,12	12,02	15,08	15,34
22:00	14,63	14,43	11,86	13,12	12,92	12,57	14,53	12,37	11,51	12,82	15,03	14,98
23:00	13,78	13,47	11,76	8,49	15,03	12,72	15,24	13,88	11,81	12,47	15,59	14,33
Máximos	14,68	19,06	15,13	14,78	19,11	16,85	16,64	16,64	13,68	15,49	15,59	17,35

Os ciclos diários médios mensais da velocidade do vento são apresentados na Figura 18. O ciclo diário médio anual (linha preta tracejada) é marcado por uma pequena amplitude (1,27m/s). A velocidade começa a crescer por volta das 7h (4,88m/s) e atinge o máximo por volta 20h (6,16m/s), em seguida diminui até a manhã seguinte. Na maioria dos casos é possível identificar um padrão e uma variação da intensidade de um mês para outro.

Os meses de Março e Abril tiveram os valores mais abaixo em relação a média anual, com 3,30m/s (às 07h) e 2,57m/s (às 07h) respectivamente. Contudo, a amplitude média nestes dois meses foi mais elevada (2,28m/s e 2,62m/s respectivamente). Dentre os meses Novembro foi o que apresentou a maior velocidade média, com mínimo de 5,84 e máximo de 8,20m/s e

amplitude 2,36m/s. Observa-se que os meses Março a Setembro, com exceção de Julho, estão abaixo da média anual de 5,70m/s.

Figura 18 - Ciclos diários médios mensais da velocidade vento em Roteiro.

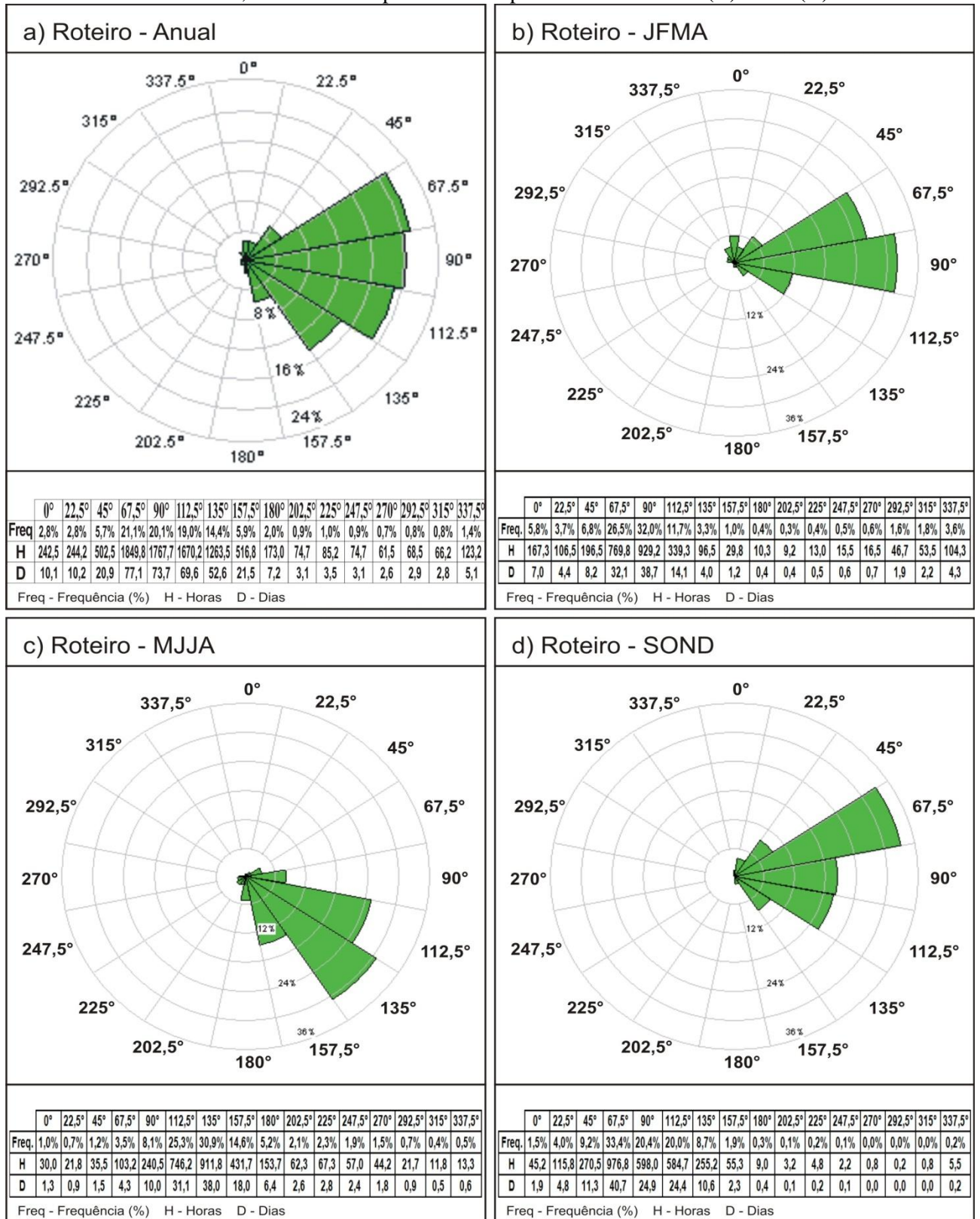


Fonte: (Autor, 2011)

Na Figura 19a é mostrada a distribuição de frequência anual da direção do vento em RT, onde a direção predominante é de ENE com 21,1% dos casos (77,1 dias). A segunda direção predominante E detém 20,1% (73,7 dias), seguido ESE com 19% (69,6 dias). As três direções de maior predominância representam 60,2%, dos casos (220,4 dias).

A distribuição quadrimestral de frequência da direção é apresentada na Figura 19(b, c, d). Nela verificamos que a mudança sazonal da direção que é de E em JFMA, muda para SE em MJJA e ENE em SOND. Em JFMA o setor de maior predominância foi E com 32% (38,7 dias). A segunda direção predominante foi ENE com 26,5% (32,1 dias) e a terceira ESE com 11,7% (14,1 dias). As demais direções somam 29,8% dos casos (36,1 dias). Em MJJA predominaram os vento de SE com percentual 30,9% (38 dias). A segunda direção em termos de predominância foi ESE com 25,3% (31,1 dias) e a terceira SSE com 14,6% (18 dias). A soma dos casos de vento nas demais direções totalizam 29,2% (35,9 dias). Em SOND a direção predominante foi ENE com 33,4% (40,7 dias), a segunda E com 20,4% (24,9 dias) e a terceira ESE com 20% (24,9 dias). Para o restante da direção, prevalecem 26,2% (32 dias).

Figura 19 - Frequência anual da direção do vento (a), frequência quadrimestral em porcentagem da direção do vento (b, c, d), em Roteiro, no ano de 2008. As frequências foram calculadas para 16 setores de 22,5 graus. A tabela na parte inferior indica a frequência de ocorrência em cada setor, bem como tempo relativo de persistência em horas (H) e dias (D).



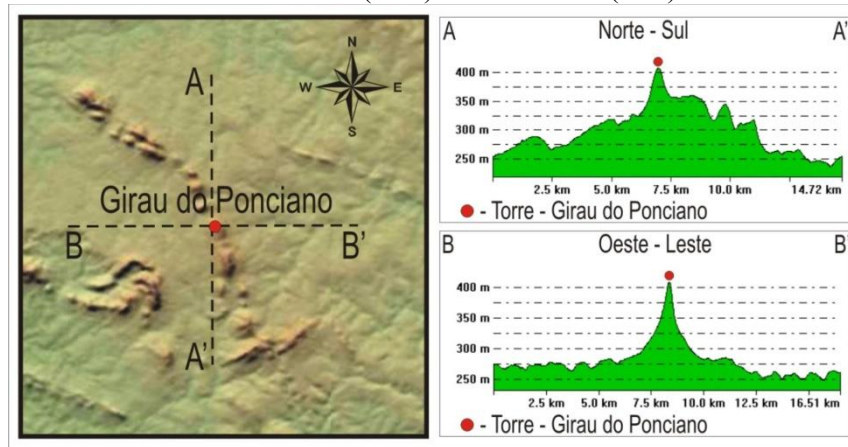
Fonte: (Autor, 2011)

4.2 Agreste

4.2.1 Girau do Ponciano

A média anual da velocidade do vento em Girau de Ponciano foi de 7,65m/s e o CV de 31% (Figura 21). Os ventos noturnos (8,08m/s) foram maiores do que os diurnos (7,23m/s). O fato do vento ser mais intenso no período noturno é característico de regiões mais afastadas do litoral. Em estudo realizado por (Araújo Junior, 2010) no município de Aratuba-CE com aproximadamente 100km de distancia do litoral, os ventos noturnos foram superiores aos ventos diurnos. De acordo com Vendramini (1986) o regime do vento é influenciado pela situação geográfica local, da rugosidade da superfície, do relevo, da vegetação e da época do ano, assim podemos relacionar tal afirmação à característica local apresentada em Girau do Ponciano (vista na Figura 20). A influência do relevo local em Girau do Ponciano foi apontado por Costa (2009). O local onde foi instalada a torre anemométrica tem altitude de 410m, sobre uma espécie de linha curva de altitude mais elevada. A Figura 20 apresenta um perfil altimétrico do ponto onde localiza-se a torre anemométrica. Tendo em vista a predominância do vento discutida no item anterior (entre SE e NE), fica evidente que, na maior parte do tempo, o escoamento forçado pelo relevo no local. Bem como, percebe-se que maior média da velocidade do vento se dá pela característica do relevo da região, uma vez que Silva (2003) observou áreas com características montanhosas, como serras e elevadas planícies, boas áreas de potencial eólico, onde, basicamente, os efeitos orográficos (canalização) e fortes variações térmicas são favorável para intensificar os ventos, sendo essas características semelhantes à região de Girau do Ponciano.

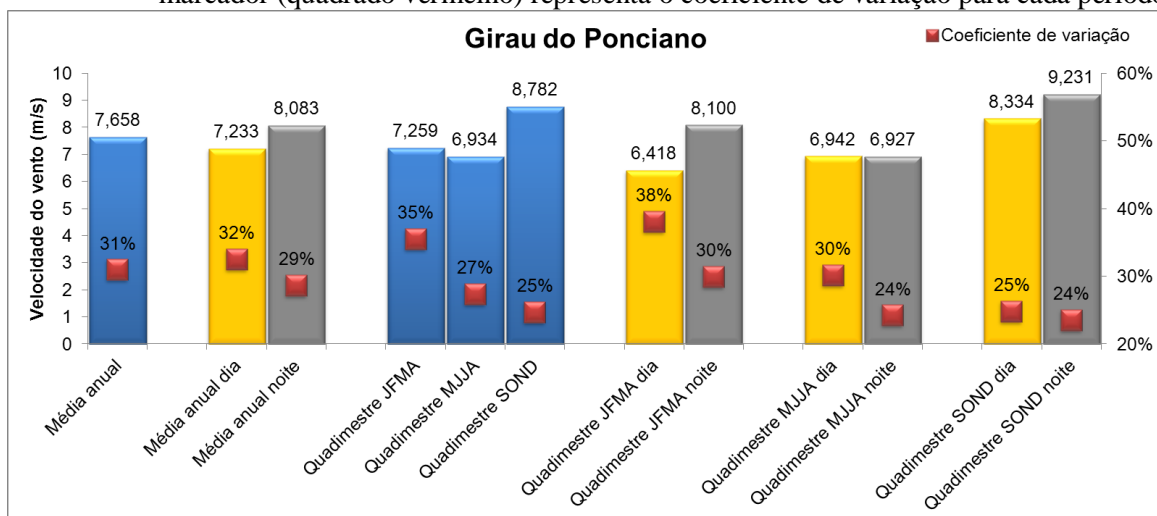
Figura 20 - Relevo e Perfil altimétrico. O mapa da esquerda mostra o relevo. O ponto vermelho indica o local onde foi instalada a torre anemométrica. Na direita os perfis altimétricos com corte transversal Norte-Sul (AA') e Oeste-Leste (BB').



Fonte: (Autor, 2011)

Na comparação entre os quadrimestres é visto que SONDA apresenta o maior valor médio para a velocidade do vento (6,78m/s), seguido por JFMA (7,25m/s) e por último MJJA com 6,93m/s. Com relação aos ventos diurnos e noturnos verifica-se que em MJJA a diferença não é perceptível. Porém, em JFMA e SONDA a diferença é bem maior. Em JFMA, a diferença entre noite e dia foi de 1,68m/s. O CV à noite foi de 30% e durante o dia de 38%. Em SONDA a diferença foi 0,90m/s com CV noturno de 24% e diurno 25%. Ou seja, velocidades mais altas e constantes no período noturno.

Figura 21 - Análise descritiva do vento em Girau do Ponciano. No eixo da esquerda a velocidade do vento (m/s) e no eixo da direita o coeficiente de variação (%). As colunas em azul representam os valores médios para o dia inteiro, as colunas amarelas as médias calculadas do nascer ao por do sol e as colunas cinza durante o período noturno. O marcador (quadrado vermelho) representa o coeficiente de variação para cada período.



Fonte: (Autor, 2011)

Observa-se na Tabela 12 que as velocidades médias horárias para todos os meses do ano variam entre 6,42m/s em Março a 9,87m/s em Dezembro. Destaca-se que as amplitudes são bem maiores do que no Litoral. Em JFMA variou entre 4,58m/s em Abril e 4,88m/s em Fevereiro. Já em MJJA a amplitude fica entre 2,03m/s em Julho e 3,14m/s em Maio. Em SOND cresce de Setembro (2,31m/s) a Dezembro (5,45m/s). Os ventos mais fortes ocorreram no mês de Novembro com média de 9,87m/s e os mais fracos em Maio (6,29m/s). As menores velocidades ocorreram entre 04hs e 12hs, e as máximas, ocorreram entre 13 e 20h.

O período noturno teve ventos relativamente mais elevados em JFMA e SOND. Em MJJA houve pouca diferença entre os períodos diurno e noturno. Nota-se que foram registrados durante tudo o período estudado os maiores valores médios horários mensais, variando de 6,2m/s a 9,8m/s, indicando que este local o mais favorável para geração de energia eólica em relação às estações do litoral.

Tabela 12 - Valores médios da velocidade do vento em Girau do Ponciano em 2008. Nas colunas com fundo colorido as médias para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Nas linhas inferiores, as médias e amplitudes mensais. Na última coluna à direita a média anual para cada hora do dia. Os tons em verde representam as maiores velocidades e em vermelho as menores.

Hora/Meses	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média Hora
00:00	9,101	8,584	6,941	7,331	5,938	6,748	6,838	7,128	7,395	8,517	10,346	9,639	7,876
01:00	8,599	8,156	6,235	6,871	5,573	6,440	6,869	6,733	7,243	8,188	9,623	9,173	7,475
02:00	8,070	7,718	5,843	6,597	5,435	6,348	6,619	6,658	7,225	8,072	9,274	8,772	7,219
03:00	7,421	7,029	5,519	6,316	5,299	6,118	6,360	6,626	7,184	7,965	9,037	8,405	6,940
04:00	7,241	6,696	5,328	5,779	5,343	6,316	6,302	6,546	7,097	7,967	8,742	8,343	6,808
05:00	7,031	6,533	4,978	5,381	5,470	6,235	6,509	6,469	6,957	7,682	8,598	7,957	6,650
06:00	6,775	6,523	4,746	5,274	5,068	6,338	6,453	6,214	6,908	7,405	8,493	7,591	6,482
07:00	6,486	5,939	4,616	4,606	4,444	6,030	6,206	5,663	6,752	7,650	8,103	6,754	6,104
08:00	6,972	6,348	4,387	4,345	4,678	5,964	6,280	6,195	7,544	8,293	9,555	7,426	6,499
09:00	7,034	6,947	4,646	4,735	4,985	6,502	6,911	6,325	7,434	8,595	9,743	7,757	6,801
10:00	6,747	6,645	4,860	4,970	5,881	7,066	7,064	6,488	7,453	8,307	9,228	7,362	6,839
11:00	6,707	6,061	5,032	4,791	6,557	7,373	7,795	6,717	7,346	8,586	8,760	6,838	6,880
12:00	6,812	5,889	5,239	4,850	6,923	7,613	7,860	7,005	7,380	8,788	8,431	6,339	6,927
13:00	7,107	5,814	5,479	5,096	7,003	8,034	7,939	7,291	7,641	8,762	8,271	6,350	7,066
14:00	7,934	6,356	6,044	5,310	6,950	8,004	8,231	7,576	7,963	9,205	8,502	6,711	7,399
15:00	8,661	7,254	6,812	6,286	7,242	7,952	8,147	7,977	8,517	9,545	9,161	7,473	7,919
16:00	9,910	8,719	7,666	7,088	7,394	7,726	8,129	8,332	8,964	10,230	10,627	8,885	8,639
17:00	10,684	10,109	8,789	7,953	7,510	7,368	7,778	8,101	8,809	10,377	12,003	11,320	9,233
18:00	11,258	10,690	9,169	8,634	7,568	7,477	8,137	8,149	9,066	10,057	12,519	11,794	9,543
19:00	11,093	10,309	8,986	8,925	7,535	7,758	7,991	8,243	8,954	9,768	12,088	11,340	9,416
20:00	10,633	9,942	8,849	8,860	7,586	7,440	7,936	8,126	8,746	9,537	11,898	10,933	9,207
21:00	10,254	9,679	8,323	8,362	7,291	7,195	7,784	7,973	8,356	9,478	11,771	10,711	8,931
22:00	9,918	9,547	8,153	8,199	6,911	7,167	7,574	7,559	7,864	9,391	11,336	10,543	8,680
23:00	9,434	9,247	7,461	7,771	6,433	7,063	7,230	7,417	7,652	9,006	10,828	9,963	8,292
Média Mensal	8,412	7,781	6,421	6,430	6,292	7,011	7,289	7,146	7,769	8,807	9,872	8,682	
Amplitude	4,77	4,88	4,78	4,58	3,14	2,07	2,03	2,67	2,31	2,97	4,41	5,45	

Na Tabela 13 são mostrados os valores máximos para cada hora do dia em cada mês. Os extremos de velocidade do vento variaram entre 8,56m/s (06h em Abril) e 21,33m/s (16h em Dezembro). A maioria dos valores extremos ocorreram entre 12h e 21h sendo 9 durante a tarde (12-17h), e 3 à noite (entre 18 e 21h). A diferença entre o maior e o menor valor

extremo de cada mês, destaca-se a amplitude de 4,07m/s em Outubro e 10,15m/s em Fevereiro. Dos três quadrimestres, SOND foi onde ocorreram os ventos médios horários mais fortes variando entre 11,23 e 21,33m/s, seguido de JFMA (8,56 a 20,37m/s) e MJJA (10,82 a 18,01m/s).

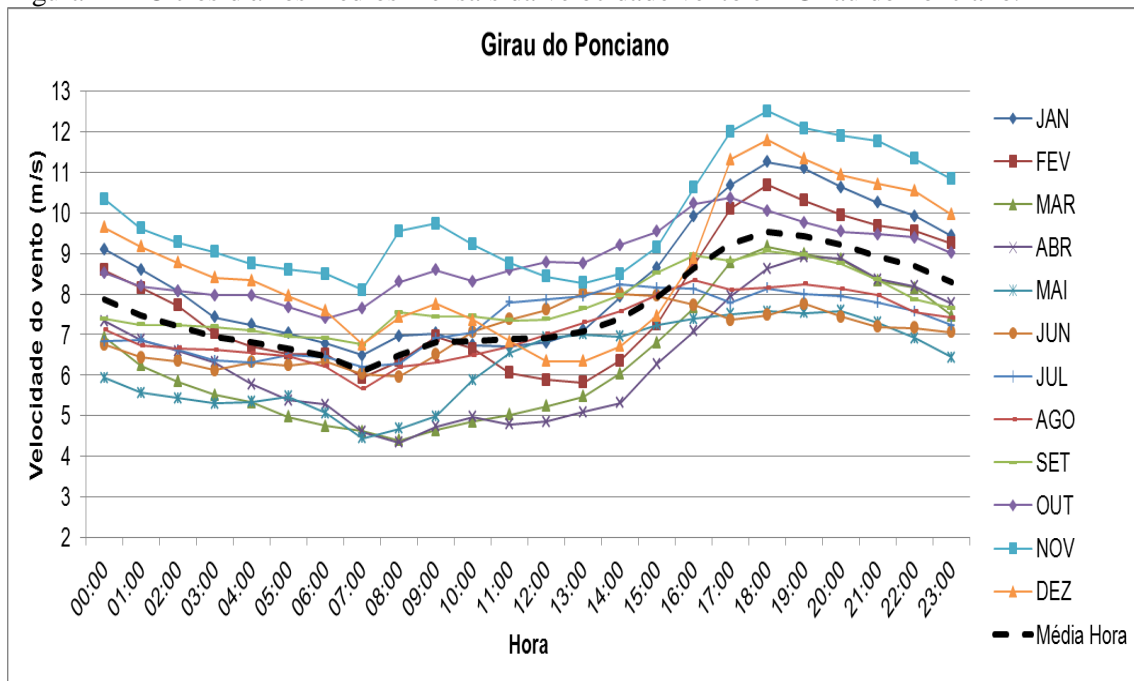
Tabela 13 - Valores extremos da velocidade do vento em Girau do Ponciano em 2008. Nas colunas com fundo colorido as máximas para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Na linha inferior, as máximas mensais.

HORA / MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
00:00	17,460	13,990	12,680	12,680	12,680	11,280	14,040	12,130	12,030	15,040	16,450	17,760
01:00	14,990	13,790	11,280	11,680	13,840	11,480	13,890	11,230	13,540	14,890	14,290	14,540
02:00	14,790	12,230	11,430	10,170	14,890	13,240	12,080	11,730	12,730	14,490	15,040	14,640
03:00	12,880	12,630	10,420	10,720	14,390	13,690	12,880	12,130	11,680	14,040	13,390	13,290
04:00	14,940	11,580	16,450	9,520	16,200	12,780	12,880	13,740	11,230	14,240	13,290	12,730
05:00	12,630	11,480	13,490	8,710	12,630	11,430	15,250	12,880	11,530	14,490	13,540	12,330
06:00	12,580	13,030	14,190	8,560	11,580	13,640	12,680	11,280	11,580	14,490	13,340	12,030
07:00	15,650	10,220	13,240	9,220	12,130	12,680	13,990	14,040	13,080	15,600	15,900	12,180
08:00	16,500	13,030	13,190	10,370	13,490	14,040	15,700	13,690	13,690	16,950	17,100	13,540
09:00	18,160	12,730	12,480	10,620	13,190	13,790	14,140	13,080	14,490	17,410	16,700	16,900
10:00	17,960	13,790	13,030	11,130	13,590	15,900	15,250	14,390	13,990	16,000	17,910	14,090
11:00	16,000	14,040	12,580	10,870	16,500	15,800	17,260	15,500	12,730	16,150	16,300	15,090
12:00	18,160	13,690	12,730	11,430	16,900	16,650	16,300	17,050	15,400	16,350	17,510	16,150
13:00	18,810	14,840	12,980	12,530	15,090	16,600	18,010	15,150	13,990	17,210	18,560	16,800
14:00	18,060	15,300	17,710	11,580	15,700	15,090	15,500	14,890	13,790	16,400	18,010	15,300
15:00	17,910	19,770	16,700	17,760	14,790	14,590	13,690	15,150	14,440	18,110	18,410	18,310
16:00	17,210	19,920	14,690	13,190	15,650	14,790	13,690	16,900	15,040	16,650	18,010	21,330
17:00	17,910	20,370	14,990	12,630	15,040	12,530	13,590	14,390	14,140	15,750	18,210	17,310
18:00	16,800	16,450	15,600	12,480	14,090	13,940	13,140	13,290	14,640	15,800	17,760	16,050
19:00	16,800	16,500	14,790	12,830	14,040	14,040	13,690	11,480	14,590	16,300	19,820	16,000
20:00	19,010	17,660	14,490	14,340	12,330	14,840	14,140	12,180	15,400	16,100	18,410	15,750
21:00	18,960	16,250	14,440	13,140	14,090	10,820	15,300	12,780	16,000	16,100	17,810	16,250
22:00	17,960	15,950	14,190	12,730	14,490	11,830	15,550	12,680	14,340	17,050	16,550	18,060
23:00	17,100	15,850	14,190	11,530	12,130	11,280	14,140	12,580	13,440	14,190	16,100	18,460
Máximos	19,010	20,370	17,710	17,760	16,900	16,650	18,010	17,050	16,000	18,110	19,820	21,330

A Figura 22 ilustra os ciclos diários médios mensais da velocidade do vento. O ciclo diário médio anual (linha preta tracejada) possui amplitude pouco mais elevada que MG e RT, mas também é diferente do padrão comum, pois os máximos diários são encontrados no período noturno. A velocidade média anual começa a crescer por volta das 07hs (6,10m/s) e atinge o máximo por volta 18hs (9,54m/s). Em seguida diminui até a manhã seguinte. Em alguns meses como outubro, novembro e dezembro o ciclo é marcado por dois máximos e dois mínimos.

No mês de Abril foi registrado o valor mais baixo (4,34m/s às 08hs). A amplitude média neste mês foi de 4,58m/s. O mês de Novembro registou maior valor (12,51m/s às 18hs), e ainda foi o mês de maior média mensal com 9,87m/s e amplitude de 4,41m/s. Nota-se ainda que os meses entre Março e Agosto, estão abaixo da média anual de 7,65m/s.

Figura 22 - Ciclos diários médios mensais da velocidade vento em Girau do Ponciano.

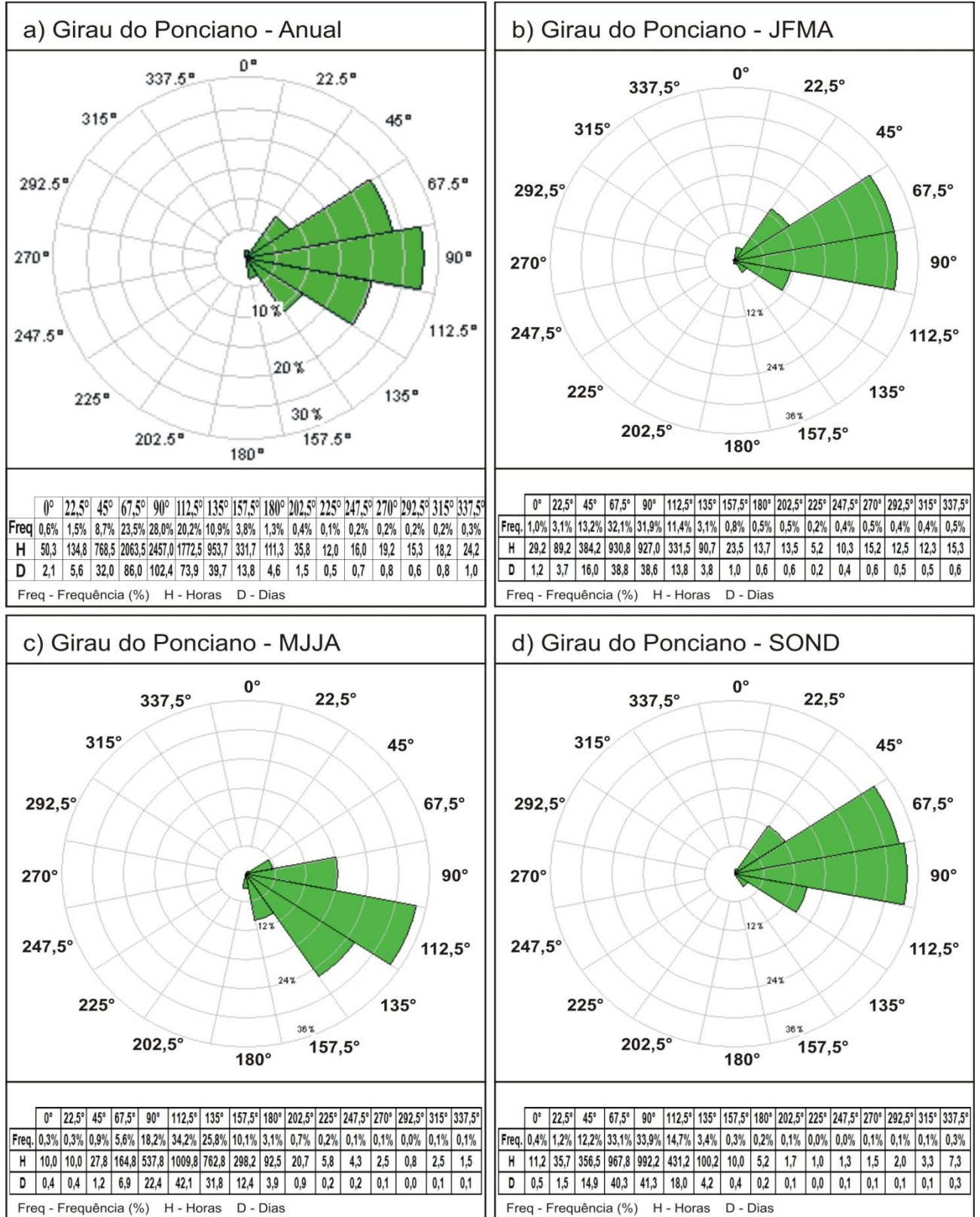


Fonte: (Autor, 2011)

A Figura 23a mostra a direção predominante anual E com 28% (102,4 dias). A segunda direção predominante foi ENE com 23,5% (86 dias) e a terceira ESE com 20,2% (73,9 dias). Juntas elas totalizam 71,7% da predominância do vento durante o ano, em torno de 261 dias de atuação. O CV anual foi da ordem de 44%, ou seja, a variabilidade de direção é menor do que comparadas com as estações do Litoral.

A Figura 23(b, c, d) apresenta a frequência da direção do vento por quadrimestre no ano de 2008 em Girau do Ponciano. Em JFMA as três direções de maior predominância representaram 77,2% dos casos. A principal foi ENE com 32,1% (38,6 dias), seguido E com 31,9% (38,6 dias) e NE com 13,2% (16 dias). Em MJJA predominou a direção ESE com 34,2% (42,1 dias), e com SE como segunda direção predominante (25,8% /31,8 dias) e E como terceira (18,2% /22,4 dias). As demais direções somam 21,7% (26,7 dias). Em SOND predominaram os ventos na direção E com 33,9% (41,3 dias) tendo como segunda direção predominante ENE com 33,1% (40,3 dias) e ESE como terceira (14,7% 18 dias). As outras direções somam 18,3% (22,4 dias).

Figura 23 - Frequência anual da direção do vento (a), frequência quadrimestral em porcentagem da direção do vento (b, c, d), em Girau do Ponciano, no ano de 2008. As frequências foram calculadas para 16 setores de 22,5 graus. A tabela na parte inferior indica a frequência de ocorrência em cada setor, bem como tempo relativo de persistência em horas (H) e dias (D).



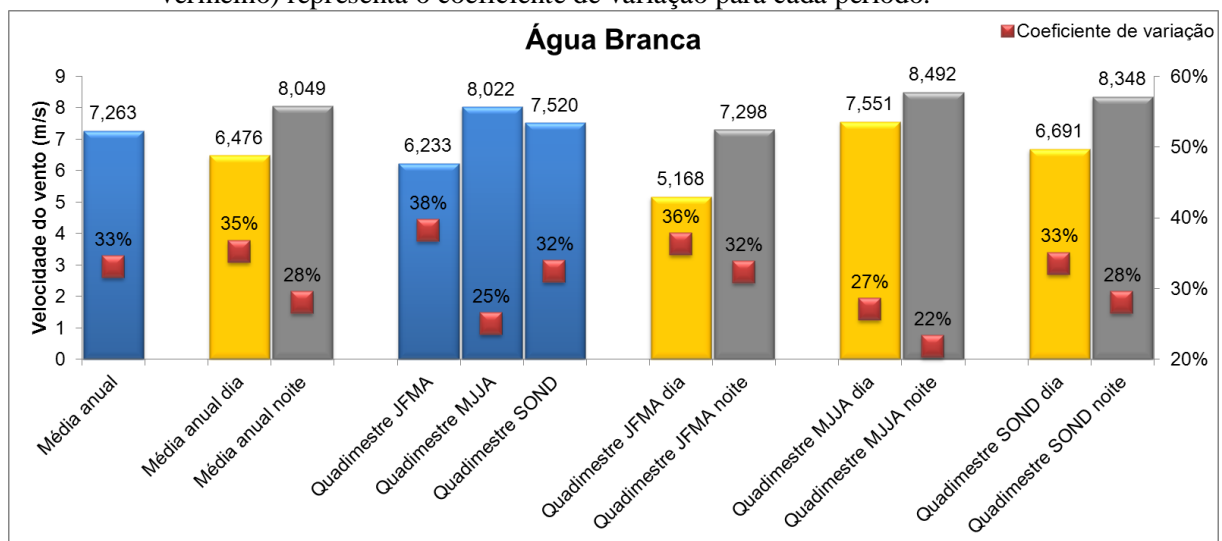
Fonte: (Autor, 2011)

4.3 Sertão

4.3.1 Água Branca

Com uma velocidade média anual de 7,26m/s e com CV de 33%, características AB foi a segunda maior média em relação a todos os locais estudados Fonte: (Autor, 2011). A velocidade média anual foi maior no período noturno (8,04m/s) do que no período diurno (6,47m/s), onde a diferença de 1,57m/s foi superior à registrada em Girau do Ponciano (0,85m/s). Se comparado com as demais regiões apresentou uma velocidade média bem superior às estações do Litoral (5,70m/s em Roteiro e 5,84m/s em Maragogi). No entanto, a média é inferior à de Girau do Ponciano (Agreste) com 7,65m/s. A menor velocidade média por quadrimestre foi em JFMA com 6,23m/s. Já MJJA apresentou a maior média com 8,02m/s, ficando SOND com valor médio intermediário (7,52m/s). Confrontando os períodos diurnos e noturno verifica-se que as maiores médias foram registradas durante o período noturno para todos os quadrimestres, sendo que JFMA teve a maior diferença média entre dia e noite (2,13m/s). A variabilidade foi sempre maior entre os períodos diurno e noturno, com diferença entre os CVs da ordem de 5%.

Figura 24 - Análise descritiva do vento em Água Branca. No eixo da esquerda a velocidade do vento (m/s) e no eixo da direita o coeficiente de variação (%). As colunas em azul representam os valores médios para o dia inteiro, as colunas amarelas as médias calculadas do nascer ao por do sol e as colunas cinza durante o período noturno. O marcador (quadrado vermelho) representa o coeficiente de variação para cada período.



Fonte: (Autor, 2011)

A Tabela 14 exibe as velocidades médias horárias para todos os meses do ano. Em JFMA o vento variou entre 5,64m/s e 7,19m/s, em MJJA entre 7,50m/s e 8,65m/s e em SOND entre 6,53m/s e 8,47m/s. As amplitudes diárias variaram em JFMA entre 3,80 e 5,02m/s, em MJJA entre 1,90 e 2,66m/s e em SOND entre 2,87 e 5,38m/s. Nota-se também que os valores mais elevados estão mais concentrados no período noturno entre 19 e 21h e que os menores estão concentrados a tarde (por volta do meio dia), havendo um deslocamento das linhas de máximos e mínimos de aproximadamente 7 horas. Os ventos mais fortes ocorreram em MJJA variando entre 7,50 e 8,65m/s e os mais fracos em JFMA variando 5,64 e 7,19m/s. É importante atentar que o período noturno apresentou valores de intensidade de vento mais elevados, bem como os menores valores se concentraram no período da tarde.

Tabela 14 - Valores médios da velocidade do vento em Água Branca em 2008. Nas colunas com fundo colorido as médias para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Nas linhas inferiores, as médias e amplitudes mensais. Na última coluna à direita a média anual para cada hora do dia. Os tons em verde representam as maiores velocidades e em vermelho as menores.

Hora/Meses	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média Hora
00:00	8,177	7,149	6,814	6,910	8,051	8,142	8,995	8,095	8,470	8,414	6,821	6,895	7,744
01:00	7,190	6,609	6,184	6,394	7,611	8,128	8,925	8,173	8,242	8,328	6,468	6,193	7,370
02:00	7,057	6,289	5,904	5,730	7,314	8,253	8,539	8,254	7,946	8,124	6,611	6,066	7,174
03:00	7,018	6,383	5,364	5,443	7,254	8,137	8,154	7,769	7,626	8,008	6,547	6,182	6,990
04:00	6,617	5,884	5,230	5,161	7,089	8,132	8,347	7,800	7,831	7,891	6,766	6,268	6,918
05:00	6,339	5,786	5,074	5,035	7,289	8,059	8,726	7,950	7,759	7,693	6,904	6,255	6,906
06:00	6,064	5,789	4,887	5,115	7,336	8,000	8,608	7,684	7,837	7,879	6,473	5,801	6,789
07:00	5,637	5,513	4,362	4,461	7,188	8,281	8,559	7,306	7,798	7,331	6,188	5,421	6,504
08:00	5,713	5,568	4,063	4,389	7,139	8,106	8,731	7,266	7,182	7,467	5,941	5,288	6,404
09:00	5,779	5,473	4,175	4,401	6,939	7,909	8,596	7,056	7,135	7,618	5,793	5,319	6,349
10:00	5,654	5,392	4,201	4,268	6,901	7,653	8,444	7,056	7,175	7,591	5,771	5,071	6,265
11:00	5,622	5,304	3,995	4,202	6,892	7,616	7,993	6,836	7,052	7,677	5,761	4,991	6,162
12:00	5,599	5,220	4,077	4,215	6,659	7,483	7,900	6,914	7,039	7,562	5,722	5,036	6,119
13:00	5,618	5,355	4,447	4,372	6,447	7,167	7,923	6,960	6,989	7,620	5,760	5,150	6,151
14:00	5,820	5,366	4,697	4,403	6,517	7,331	7,772	7,063	7,110	7,987	5,585	5,262	6,243
15:00	6,071	4,996	5,405	4,538	6,674	7,381	8,140	7,260	7,469	8,270	5,649	5,459	6,443
16:00	6,656	5,290	5,887	4,758	6,939	7,545	8,394	7,561	7,795	8,774	6,235	5,794	6,802
17:00	7,689	5,553	6,329	5,607	7,694	8,027	8,570	8,095	8,501	9,395	7,219	6,239	7,410
18:00	9,304	6,672	7,075	6,892	8,798	8,510	9,251	8,807	9,206	10,122	9,018	7,488	8,429
19:00	10,550	8,205	7,880	7,711	8,932	9,113	9,442	9,352	9,857	10,903	10,960	9,724	9,386
20:00	10,621	8,551	8,532	8,171	8,967	8,874	9,510	9,495	9,801	10,438	10,670	10,240	9,489
21:00	9,947	8,794	8,431	8,031	8,795	8,708	9,669	9,152	9,251	9,987	9,830	9,816	9,201
22:00	9,255	8,403	8,029	7,575	8,366	8,761	9,333	8,632	8,721	9,329	8,753	8,967	8,677
23:00	8,761	7,810	7,437	7,649	8,250	8,335	9,188	8,166	8,785	8,920	7,705	7,884	8,241
Média Mensal	7,198	6,306	5,770	5,643	7,502	8,069	8,655	7,863	8,024	8,472	7,048	6,534	
Amplitude	5,02	3,80	4,54	3,97	2,52	1,95	1,90	2,66	2,87	3,57	5,38	5,25	

Os valores máximos para cada hora do dia em cada mês são mostrados na Tabela 15. Os extremos de velocidade do vento variaram entre 9,71m/s (11h em Abril) e 21,34m/s (11h em Maio). A maioria dos valores extremos ocorreram durante o período diurno com quatro na primeira metade da noite e seis durante a madrugada. Os dois casos diurnos ocorreram pela manhã (7h e 11h). A diferença entre o maior e o menor valor extremo de cada mês variou entre 3,98m/s em Outubro e 9,57m/s em Março. Dos três quadrimestres, MJJA foi onde

ocorreram os eventos mais fortes (18,72 e 21,34m/s), seguido de SOND (18,32 a 19,43m/s) e JFMA (15,75 a 20,94m/s).

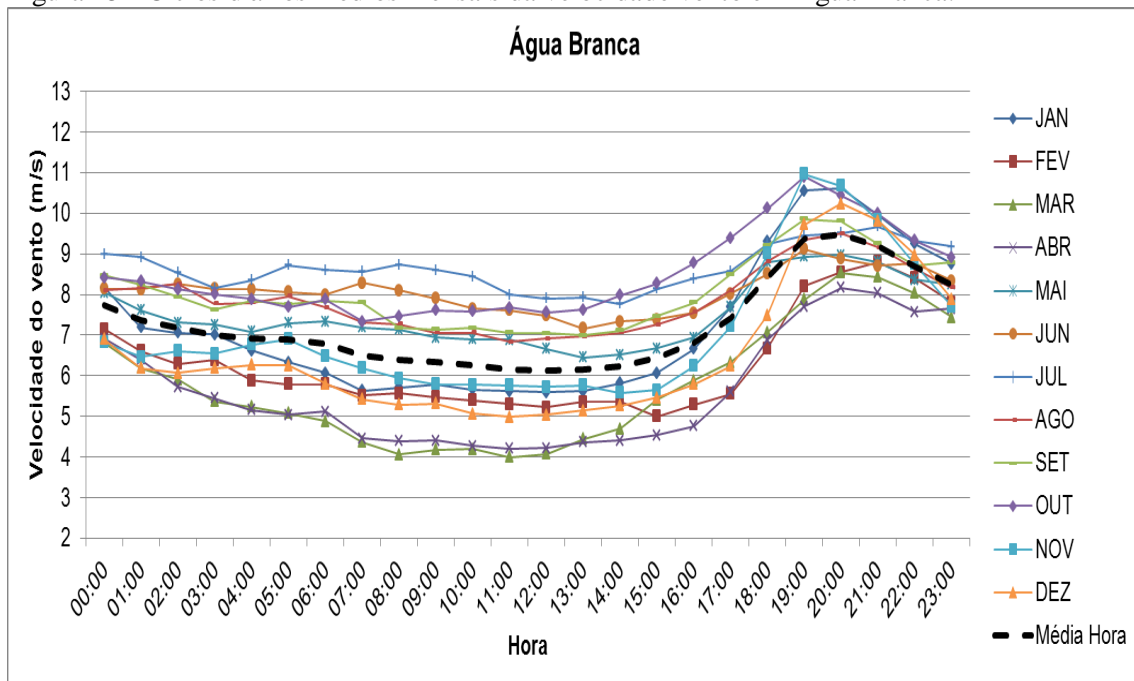
Tabela 15 - Valores extremos da velocidade do vento em Água Branca em 2008. Nas colunas com fundo colorido as máximas para cada hora do dia em cada um dos 12 meses. Na linha inferior, as máximas mensais.

HORA / MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
00:00	17,910	14,940	20,940	12,580	17,710	16,400	19,270	14,990	15,500	16,350	18,320	14,990
01:00	18,320	13,430	12,830	13,940	17,260	17,160	20,480	15,900	18,520	16,100	16,050	14,740
02:00	16,810	13,380	12,830	12,430	16,810	18,570	18,470	15,090	14,840	16,550	14,940	13,430
03:00	13,940	19,070	12,580	11,920	16,300	16,150	16,610	16,610	15,900	16,100	15,650	14,240
04:00	13,530	15,650	11,970	14,140	15,600	17,710	17,510	15,650	16,710	18,270	16,050	14,990
05:00	13,130	11,720	13,430	12,270	17,760	19,680	19,320	14,990	15,750	15,450	15,140	14,840
06:00	13,730	12,220	13,680	12,070	17,360	18,820	17,860	17,560	17,160	16,810	14,840	14,190
07:00	12,930	12,120	12,880	11,470	16,710	17,060	17,810	18,720	16,810	16,660	15,350	14,440
08:00	12,630	12,320	13,130	11,320	16,860	16,150	19,680	18,020	15,650	16,200	15,140	15,850
09:00	13,530	12,070	15,190	10,760	17,110	16,350	18,220	15,550	15,040	16,710	14,940	13,890
10:00	13,380	13,030	14,240	10,760	16,150	17,210	16,910	14,640	14,640	16,450	14,790	13,280
11:00	12,880	12,630	11,720	9,710	21,340	18,670	19,070	14,640	14,290	15,700	15,950	13,890
12:00	13,180	16,760	11,370	10,410	21,040	17,310	15,350	16,960	14,140	17,260	14,890	13,180
13:00	13,780	14,140	12,020	11,470	17,110	16,150	16,710	15,190	14,640	16,500	15,350	14,490
14:00	14,240	13,990	14,940	11,670	15,750	15,750	17,010	14,940	13,730	17,560	15,900	14,940
15:00	14,390	13,530	19,580	11,620	14,090	15,040	16,300	17,460	15,140	16,660	15,090	16,960
16:00	14,390	13,430	14,790	12,020	16,250	14,190	19,930	16,550	14,590	17,210	13,840	15,040
17:00	16,550	14,490	18,620	15,650	18,770	17,660	18,770	17,210	16,400	18,170	14,990	15,190
18:00	17,410	15,300	15,950	13,330	17,860	15,500	19,070	16,150	17,910	19,430	17,010	16,550
19:00	19,170	16,960	15,250	15,750	17,410	15,500	16,350	16,810	17,860	18,870	17,610	17,410
20:00	17,760	17,210	15,800	15,140	16,910	14,840	18,420	17,060	17,110	18,970	17,260	18,520
21:00	17,310	16,550	16,250	14,590	15,500	15,650	17,760	15,950	16,400	18,820	17,060	17,760
22:00	17,160	15,040	14,690	15,040	15,800	14,840	19,070	17,660	17,010	18,270	17,310	17,110
23:00	17,510	15,650	15,300	15,700	15,400	15,190	19,370	15,040	17,110	16,660	16,860	16,450
Máximos	19,170	19,070	20,940	15,750	21,340	19,680	20,480	18,720	18,520	19,430	18,320	18,520

A Figura 25 ilustra os ciclos diários médios mensais da velocidade do vento. Dos quatro locais estudados este foi aquele onde os ciclos mensais estão mais bem definidos. No ciclo diário médio anual (linha preta tracejada) a velocidade começa a crescer por volta de 12h (6,11m/s) e atinge o máximo por volta 20h (9,48m/s), em seguida, diminui até atingir o mínimo ao meio dia seguinte.

O mês de março registrou o valor mais baixo 3,99m/s (às 11h). A amplitude média neste mês foi 4,54m/s. Apesar do maior valor horário (10,96m/s às 19hs) ter ocorrido no mês de Novembro, foi o mês de Julho que obteve maior média mensal (8,65m/s) bem como a menor amplitude mensal (1,90m/s). Percebe-se ainda que os meses entre Janeiro a Abril, inclusive os meses Novembro e Dezembro, estão abaixo da média anual de 7,25m/s.

Figura 25 - Ciclos diários médios mensais da velocidade vento em Água Branca.

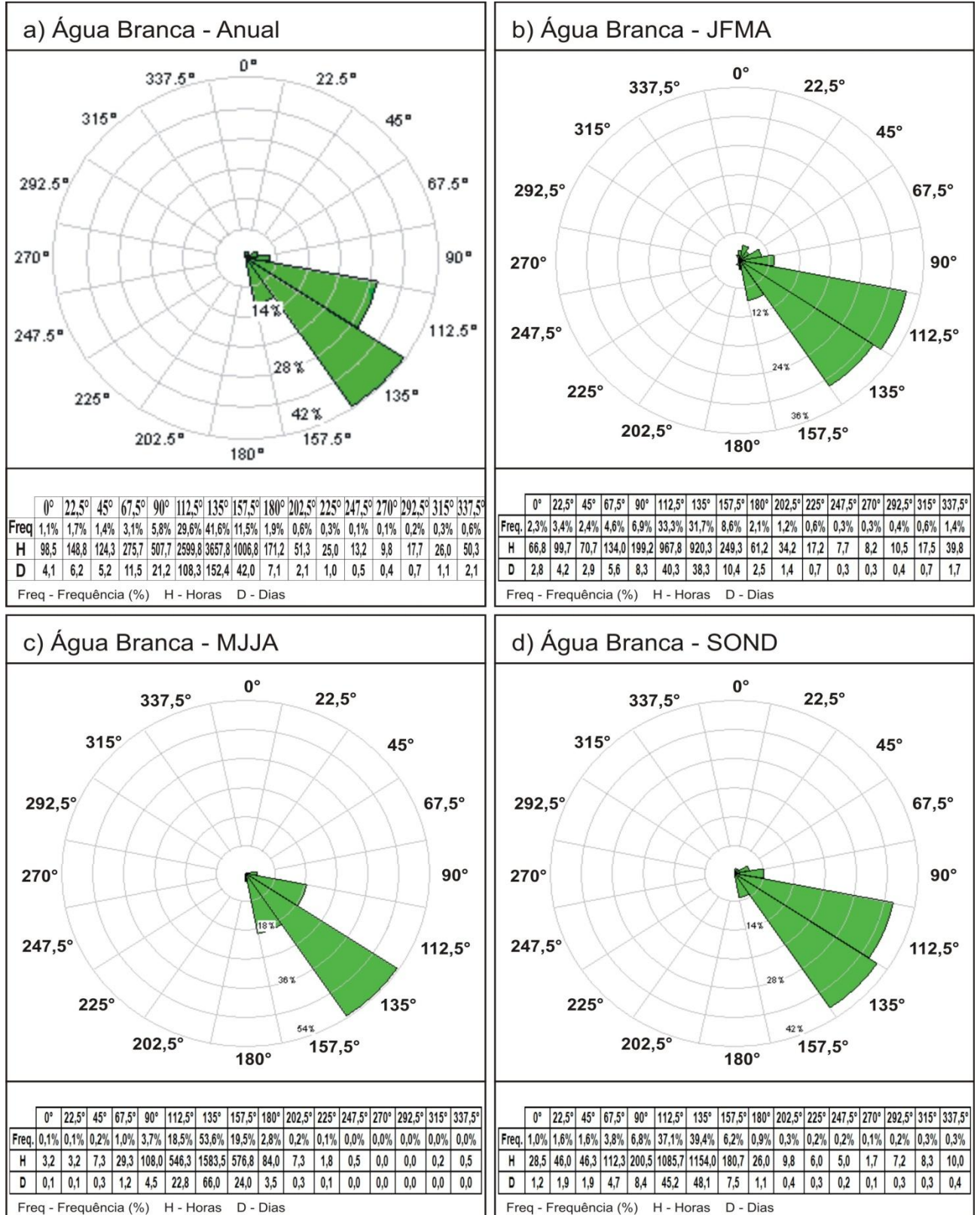


Fonte: (Autor, 2011)

A Figura 26a apresenta a distribuição de frequência anual da direção do vento. Observa-se que a direção predominante é SE com porcentagem de 41,6%. A segunda maior predominância foi ESE com 29,6% e a terceira SSE (11,5%). Somando as três direções de maior predominância chegamos a 82,7% ou cerca de 302,7 dias.

A Figura 26(b, c, d) exhibe a distribuição da direção por quadrimestre para AB. Em JFMA as direções com maior predominância foram ESE com 33,3% (40,3 dias), SE com 31,7% (38,3 dias) e SSE com 8,6% (10,4 dias). A predominância nas demais direções foi de 26,4% (31,9 dias). Em MJJA a direção predominante SE com 53,6% (66 dias), segunda SSE com 19,5% (24 dias) e a terceira ESE com 18,5% (22,8 dias). Nas demais direções à predominância foram de 8,3% (10 dias). Em SOND a direção predominante foi SE com 39,4% (48,1 dias). A segunda direção predominante foi ESE (37,1% ou 45,2 dias) e a terceira E com 6,8% (8,4 dias). As demais direções totalizaram 16,7% (20,3 dias).

Figura 26 - Frequência anual da direção do vento (a), frequência quadrimestral em porcentagem da direção do vento (b, c, d), em Água Branca, no ano de 2008. As frequências foram calculadas para 16 setores de 22,5 graus. A tabela na parte inferior indica a frequência de ocorrência em cada setor, bem como tempo relativo de persistência em horas (H) e dias (D).



Fonte: (Autor, 2011)

4.4 Comportamento da velocidade e da direção do vento nos quatro locais em estudo ao longo de 2008

4.4.1 Ciclo anual

4.4.1.1 Velocidade do vento

Os ciclos anuais da velocidade do vento, a partir das médias mensais, são apresentados na Figura 27. Em todos os locais os referidos ciclos apresentaram um máximo e um mínimo secundário. Girau do Ponciano e Roteiro exibiram uma boa correlação com 0,91. O máximo, em ambos os locais, ocorreu em novembro 9,87m/s em GP e 7,39m/s em RT. O mínimo ocorreu em Abril em RT (4,28m/s) e em maio em GP (6,29m/s). O máximo secundário foi registrado em julho em ambos os locais e o mínimo em agosto. AB e MG tiveram um padrão similar com correlação entre si de 0,89, com valores máximos em Julho (8,65m/s e 7,41m/s), mínimos em Abril (5,64 e 3,93) respectivamente. Nas duas localidades ocorreu um máximo secundário em Agosto e mínimo secundário em Outubro.

Segundo Costa (2009) em estudo realizado na mesma região, constatou uma semelhança entre AB e MG em termos de padrão anual entre Dezembro de 2007 a Agosto de 2008, enquanto que, entre Setembro de 2008 e Novembro de 2008 não se fez perceber tal semelhança, numa análise feita com dados coletados na altura de 30 metros. Entretanto, comportamento do vento medido a 50 metros, apresentou uma homogeneidade, para todo ciclo, tendo como explicação o aumento da altura do instrumento que reduz assim o efeito de rugosidade em relação ao solo, deixando o vento mais intenso e constante. Uma outra explicação seria devido à penetração dos Alísios, através do vale do rio São Francisco, bem como, pelo relevo local, como descrito pelo autor mencionado.

Para Ferreira e Mello (2005), os meses de Fevereiro e Março, devido a maior proximidade da Zona de Convergência Intertropical – ZCIT do hemisfério Sul, mais precisamente de 2 a 5°S, a intensidade dos ventos tende a diminuir. Nos demais meses, o retorno da ZCIT para o hemisfério Norte, provoca maiores gradientes de pressão, contribuindo para intensificação dos ventos, tendo os meses de Agosto e Setembro com maior intensidade e constância. Utilizando da argumentação proposta pelos autores acima observa na Figura 27 tem-se as menores velocidade médias mensais está entre os meses de Fevereiro a Abril, justamente quando a ZCIT está mais próxima do Nordeste Brasileiro, podendo ser

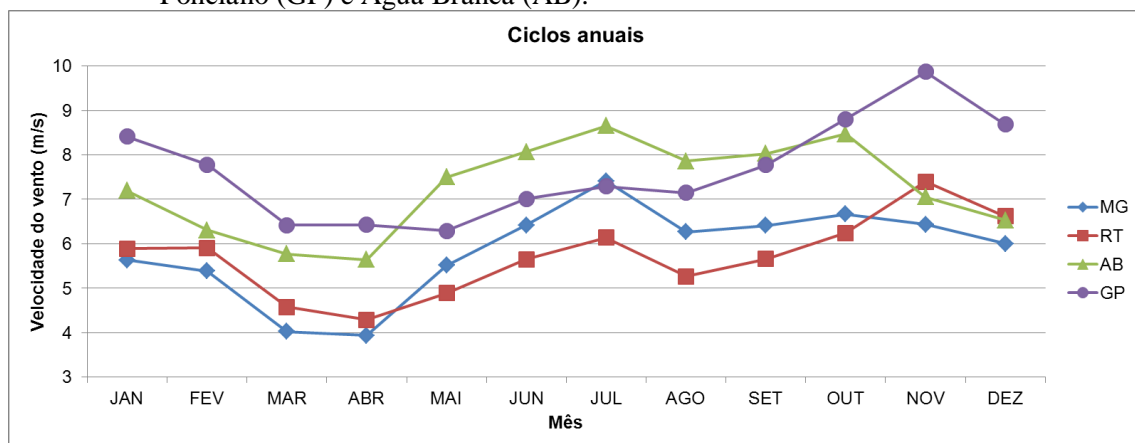
observado pelo deslocamento da ZCIT, conforme Anexo I, variação sazonal da ZCIT em 2008.

As médias e os coeficientes de variação nos quatro locais são mostrados na Tabela 16. Nela verificamos que os ventos são mais fracos em RT (5,70m/s) e mais fortes em GP (7,65m/s). Girau do Ponciano apresentou ventos mais constantes, causado pela menor variabilidade (31%). Água Branca e Roteiro tiveram o mesmo valor médio (33%) e MG apresentando o maior valor (37%).

Tabela 16 - Resultado da comparação dos valores estatísticos dos sítios em estudo.

	Água Branca	Roteiro	Girau do Ponciano	Maragogi
Média	7,262932	5,708109	7,657719	5,844191
D.P.	2,39741	1,91197	2,367797	2,135327
C.V.	33%	33%	31%	37%
Máx.	16,16	14,58	16,69	15,66
Mín.	0,291	0,073	0,616	0,185

Figura 27 - Médias mensais da velocidade do vento em Maragogi (MG), Roteiro (RT), Girau do Ponciano (GP) e Água Branca (AB).



Fonte: (Autor, 2011)

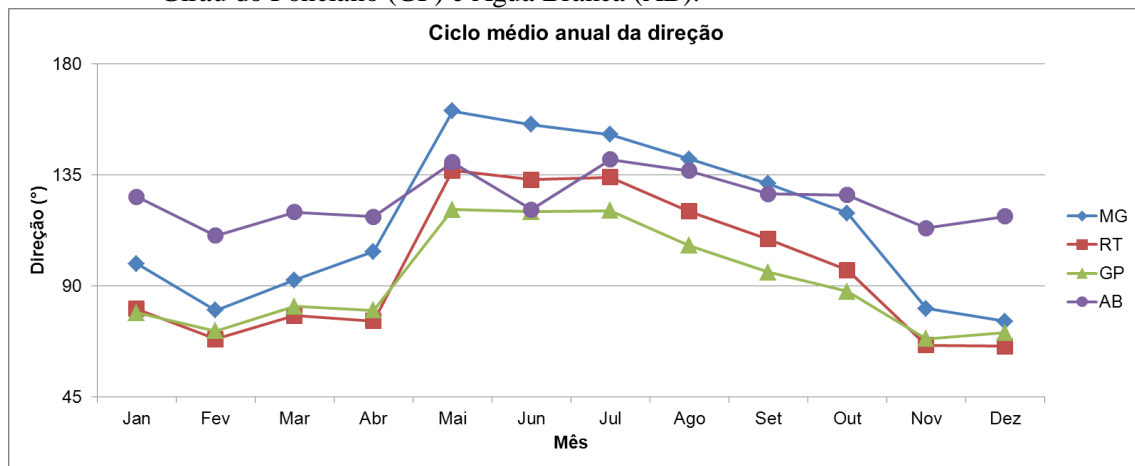
4.4.1.2 Direção do vento

O ciclo anual da direção do vento, construído a partir das médias mensais é mostrado na Figura 28. Nota-se a diferença nos padrões entre os demais locais em estudo e AB, neste

sítio a direção varia menos ao longo do ano, ficando sempre muito próxima da ESE. Nos demais o padrão é idêntico, sendo que, AB se destaca um pouco dos outros tendendo mais ao Sul. Nestes três locais, GP, RT e MG, percebe-se uma nítida mudança entre os meses de Abril e Maio, certamente, provocada pelo complexo relevo apresentado na região variando em até 780 metros. Para OKE (1987) os contornos topográficos produzem perturbações que influenciam a circulação local, bloqueando, desviando e/ou canalizando. Para NIMER (1989) a posição e a intensidade do centro de alta pressão atmosférica modificam-se sazonalmente, alterando conseqüentemente também o padrão de ventos. Onde a direção do vento deflete Nordeste e Leste durante a primavera e o verão e Sudeste durante o outono e o inverno. Costa (2009) teceu considerações a respeito da influência da canalização do vale do Rio São Francisco.

A média anual da direção foi de 118° (ESE) em MG, 95°(E) em RT, 90°(E) em GP e 126° (ESE) em AB.

Figura 28 - Médias mensais da direção do vento nas áreas em estudo. Maragogi (MG), Roteiro (RT), Girau do Ponciano (GP) e Água Branca (AB).



Fonte: (Autor, 2011)

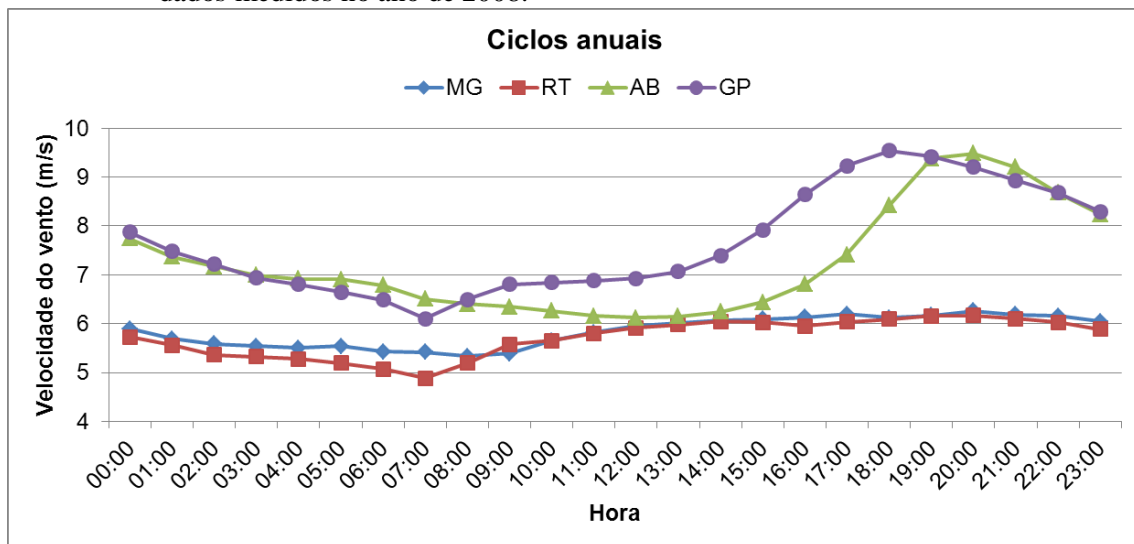
4.4.2 Ciclos diários médios anuais

4.4.2.1 Velocidade do vento

A Figura 29 ilustra o ciclo diário da velocidade do vento em todos os sítios em estudo. Um fato importante é que Girau do Ponciano e AB estão localizadas em áreas mais elevadas,

com relevo mais acidentado, notando-se um padrão similar entre os locais, com seus máximos no início da noite (18h e 20h respectivamente). O mínimo em AB 12h e ocorrendo bem mais cedo em Girau do Ponciano (07h). Pode-se justificar essa ocorrência pela influencia da brisa vale-montanha (catabática), conforme estudos realizados por MOLION & BERNARDO (2002) e SANTOS (2008), embora divergentes nos horários, são concordes com a atuação das brisas terrestres no litoral. O estudo das brisas não foi o foco deste trabalho. Em MG e RT, os ciclos são praticamente idênticos marcados por uma menor amplitude diária. Em MG, o mínimo foi de 5,33m/s as 08h e em RT ele foi de 4,88m/s as 07h. O máximo foi de 6,26m/s às 20h em MG e de 6,16m/s às 20h em RT.

Figura 29 - Ciclos diários médios anuais da velocidade do vento nos locais de estudo, Maragogi (MG), Roteiro (RT), Girau do Ponciano (GP) e Água Branca (AB). Elaborado a partir dos dados medidos no ano de 2008.



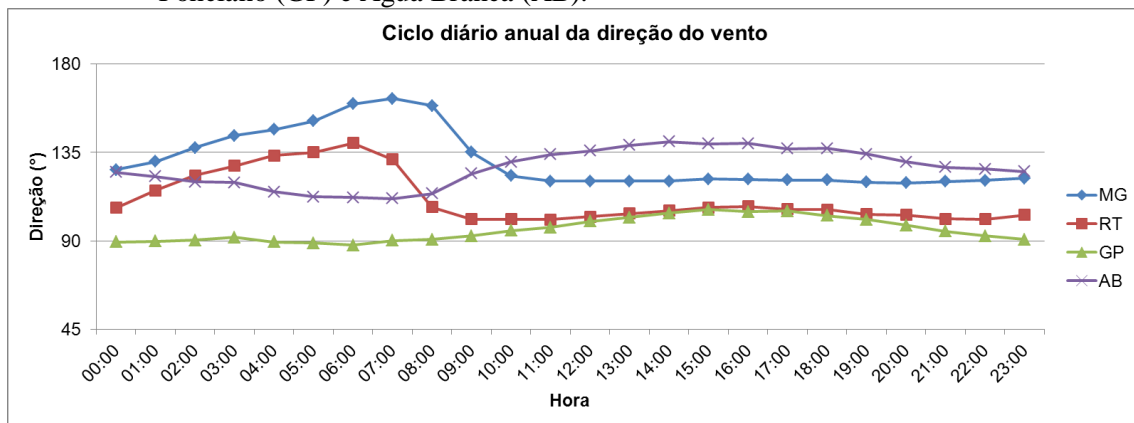
Fonte: (Autor, 2011)

4.4.2.2 Direção do vento

Apresenta-se na Figura 30 ciclo diário da direção do vento nos quatros sítios em estudo. Percebe-se uma nítida diferença entre os locais litorâneos e os do interior (Agreste e Sertão). Em RT e MG, os ciclos são semelhantes, no entanto, a mudança mais acentuada no início da manhã ocorre primeiro em RT (7h) depois em MG (8h). Segundo (Costa G. B., 2009), nestes locais há maior atuação das brisas. Girau do Ponciano apresentou uma direção

mais constante, onde, em média, predominou E, evidenciando que a região é influenciada pelos Alísios com forte componente de Leste sobrepondo os sistemas locais (Ferreira, 2007). Água Branca mostrou particularidades na variação do ciclo diário, com predominância de SE. A variabilidade percebida entre 7h e 11h na Figura 30 pode ser explicada por Costa (2009), que atribui como causa o relevo da região para regiões do interior e o encontro entre os alísios e a brisa terrestre pode ser o principal motivo para que o Litoral do Estado apresente os menores valores de velocidade e maior variabilidade de direção comparada com as estações anemométrica do Agreste e o Sertão.

Figura 30 - Ciclo diário médio anual da direção do vento em Maragogi (MG), Roteiro (RT), Girau do Ponciano (GP) e Água Branca (AB).



Fonte: (Autor, 2011)

4.4.3 Distribuição de frequência

4.4.3.1 Velocidade do vento

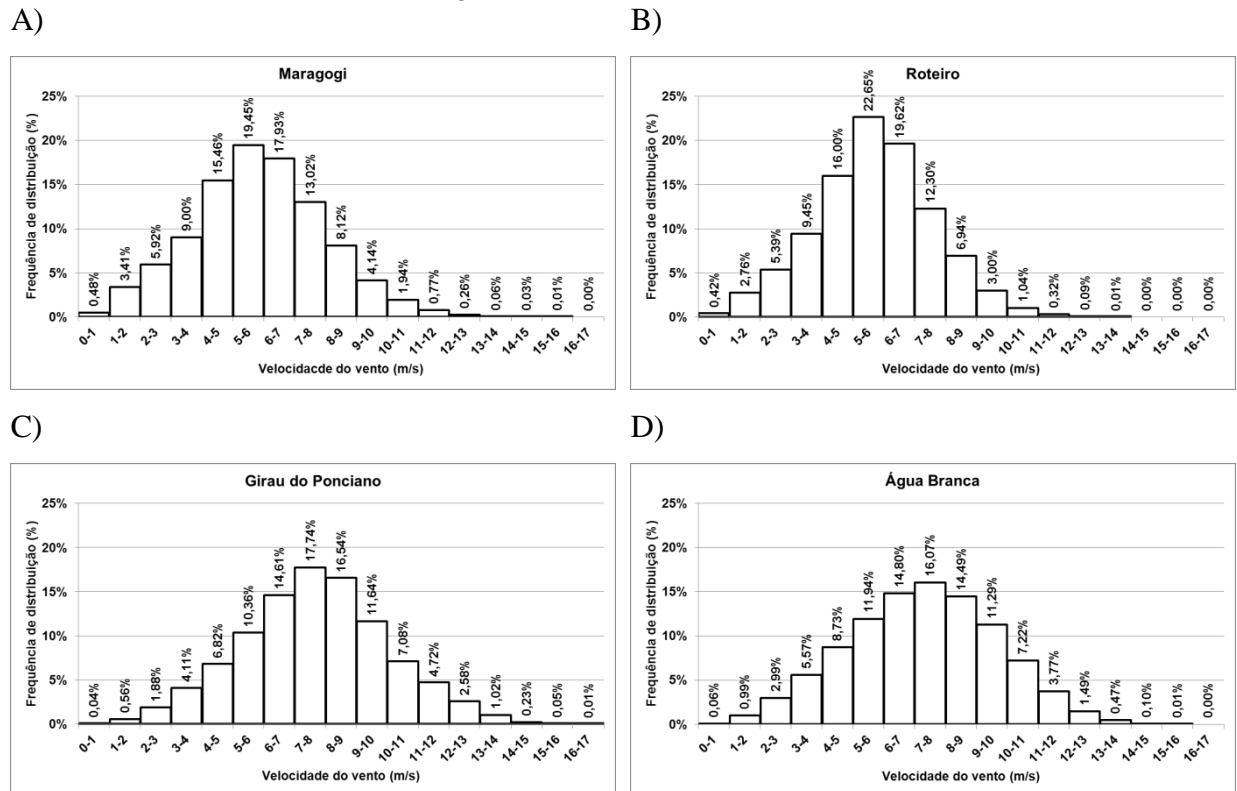
A Tabela 17 mostra a distribuição de frequência da velocidade do vento anual, em classes de 1m/s. Em GP e AB maior ocorrência foi entre 5-6m/s, enquanto que, em MG e RT foi de 7-8m/s. Os ventos abaixo de 1m/s assim como acima de 10m/s foram pouco frequentes em todos os locais.

Tabela 17 - Distribuição de frequência da velocidade dos ventos – Anual.

Intervalo	Frequência Relativa (%)			
	Maragogi	Roteiro	Girau do Ponciano	Água Branca
0-1	0,48%	0,42%	0,04%	0,06%
1-2	3,41%	2,76%	0,56%	0,99%
2-3	5,92%	5,39%	1,88%	2,99%
3-4	9,00%	9,45%	4,11%	5,57%
4-5	15,46%	16,00%	6,82%	8,73%
5-6	19,45%	22,65%	10,36%	11,94%
6-7	17,93%	19,62%	14,61%	14,80%
7-8	13,02%	12,30%	17,74%	16,07%
8-9	8,12%	6,94%	16,54%	14,49%
9-10	4,14%	3,00%	11,64%	11,29%
10-11	1,94%	1,04%	7,08%	7,22%
11-12	0,77%	0,32%	4,72%	3,77%
12-13	0,26%	0,09%	2,58%	1,49%
13-14	0,06%	0,01%	1,02%	0,47%
14-15	0,03%	0,00%	0,23%	0,10%
15-16	0,01%	0,00%	0,05%	0,01%
16-17	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%

A Figura 31 apresenta gráficos com os histogramas das frequências de distribuição da velocidade do vento, adquiridos através da Tabela 1. Em MG há uma ocorrência de 64% dos ventos entre 5m/s e 11m/s, onde a menor percentagem é 1,94% na classe compreendida entre 10-11m/s. Registra-se, ainda 1,13% de ocorrência entre 11m/s e 16m/s, e nenhuma ocorrência de ventos acima de 16m/s. Para RT verifica-se a frequência de 65% entre 5 e 11m/s e 0,43% entre 11 e 14m/s, e nenhuma ocorrência acima de 14m/s. Girau do Ponciano com frequência de 61% entre 7m/s e 14m/s, 0,29% entre 14 e 15m/s, e nenhuma acima de 17m/s. Por ultimo, em AB 54% dos ventos estão entre 7 e 13m/s, 0,58% entre 13 e 16m/s, não registrando ocorrência acima de 16m/s.

Figura 31 - Histograma da distribuição de velocidade do vento anual, A) Maragogi, B) Roteiro, C) Girau do Ponciano, D) Água Branca.



Fonte: (Autor, 2011)

4.4.3.2 Direção do vento

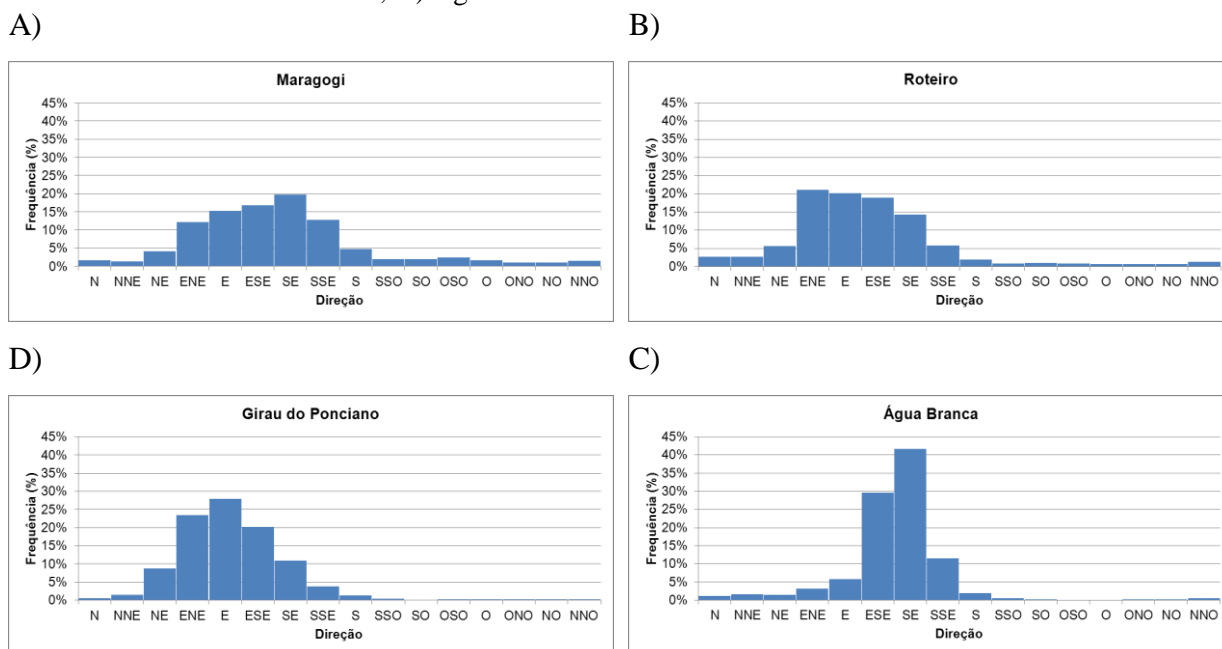
A Tabela 18 exhibe distribuição de frequência da direção do vento, anual. Percebe-se que AB tem a maior predominância de ocorrência na direção SE com 42%. Em GP é de E com 28% e RT e MG predominou ENE com 21% e SE com 20%, respectivamente.

Tabela 18 - Distribuição de frequência anual da direção do vento.

Direção		Regiões de Estudo			
Graus	Pontos Cardeais	Maragogi	Roteiro	Girau do Ponciano	Água Branca
0°	N	2%	3%	1%	1%
22,5°	NNE	1%	3%	2%	2%
45°	NE	4%	6%	9%	1%
67,5°	ENE	12%	21%	23%	3%
90°	E	15%	20%	28%	6%
112,5°	ESE	17%	19%	20%	30%
135°	SE	20%	14%	11%	42%
157,5°	SSE	13%	6%	4%	11%
180°	S	5%	2%	1%	2%
202,5°	SSO	2%	1%	0%	1%
225°	SO	2%	1%	0%	0%
247,5°	OSO	2%	1%	0%	0%
270°	O	2%	1%	0%	0%
292,5°	ONO	1%	1%	0%	0%
315°	NO	1%	1%	0%	0%
337,5°	NNO	2%	1%	0%	1%

A Figura 32 apresenta em forma de gráfico a distribuição de frequência da direção do vento, com base na tabela 2. Os locais de maior variabilidade são MG, RT e GP. De uma maneira geral, verifica-se um padrão distinto para cada região geográfica (Litoral, Agreste e Sertão). AB foi o local que apresentou a menor variabilidade, visto no gráfico com a maior concentração das ocorrências entre os dois setores, ESE (30%) e SE (42%). Assim, quanto mais alinhadas forem as ocorrências em torno de uma direção, menor será sua variabilidade.

Figura 32 - Histograma da distribuição de velocidade do vento anual, A) Maragogi, B) Roteiro, C) Girau do Ponciano, D) Água Branca.



Fonte: (Autor, 2011)

4.5 Avaliação do Potencial Eólico das Localidades Estudadas

Neste seção será apresentado o estudo do potencial eólico em MG, RT, GP e AB, realizado a partir de uma rede qualificada de quatro torres anemométricas. As torres foram instaladas em uma área de baixa rugosidade e devidamente afastadas de obstáculos.

Os resultados são apresentados em forma de figuras e tabelas aos valores de densidade de potência. Os valores médios anuais e por quadrimestres das principais características significativas no estudo do potencial eólico de uma região. Tais como: Velocidade média; Parâmetro de forma de Weibull, k ; Parâmetro de escala de Weibull, c (m/s); Potência média (kW); Energia produzida (MWh); Fator de Capacidade, FC.

4.5.1 Densidade de Potência – DP

A Tabela 19 mostra os dois valores de densidade de potencia por unidade de área para velocidades de vento das localidades, calculadas com auxílio da WAsP. A massa específica do ar utilizada foi de $1,225 \text{ kg/m}^3$. De acordo com MANWELL, MCGOWAN e ROGERS

(2009), utilizando médias anuais da velocidade do vento, fez a seguinte classificação valores menores que 100 W/m^2 são considerados fracos, valores em entorno de 400 W/m^2 são bons, e considerados ótimos quando a potência é acima de 700 W/m^2 . Os valores anuais de DP variam entre 153 W/m^2 em MG e 355 W/m^2 em GP.

Tabela 19 - Densidade de Potência anual do vento calculada com massa específica do ar de $1,225 \text{ kg/m}^3$, com auxílio dos Softwares WAsP.

	DP (W/m^2) WAsP
Maragogi	173
Roteiro	153
Girau do Ponciano	355
Água Branca	312

Através dos valores propostos por Manwell, McGowan, & Rogers (2009), obtêm-se a conclusão que, nenhum local apresenta densidade de potência inferior a 100 W/m^2 . Portanto apesar da diferença entre os valores obtidos pelo litoral e no interior, destacou-se GP e AB como bons locais, pois apresentou média DP próximo de 400 W/m^2 .

Na Tabela 20 são mostradas os valores de DP por quadrimestre. Nota-se que os menores valores de DP, ocorreram em JFMA, com exceção de GP que foi em MJJA. Já as máximas foram em SOND em GP e RT, e em MJJA em AB e MG. A menor DP verificou-se em MG (92 W/m^2 em JFMA) e a maior em GP (491 W/m^2 em SOND).

Tabela 20 - Densidade de Potência do vento por quadrimestre em W/m^2 , calculada com massa específica do ar de $1,225 \text{ kg/m}^3$, com auxílio dos Softwares WAsP.

	JFMA	MJJA	SOND
Maragogi	92	237	189
Roteiro	115	142	202
Girau do Ponciano	325	250	491
Água Branca	217	375	342

4.5.2 Intensidade de Turbulência

As velocidades mais baixas apresentam grandes valores de turbulência e em aumento significativo influência no dano total causado à estrutura. A redução da I_T na turbina eólica possibilita uma diminuição dos custos estruturais de seu projeto, como componentes e a fundação, que são geralmente projetados para suportar os esforços máximos atuantes em suas estruturas (Lemos, 2005). A intensidade de turbulência (I_T), para altura de 50 metros, é

apresentada na Tabela 21, calculada para valores médios por quadrimestre e anuais. Podemos notar que os locais onde são encontrados os maiores valores de I_T são: AB, com 0,145, seguidos por RT 0,134 e MG com 0,127. Girau do Ponciano tem suas médias anuais abaixo de 0,093, aparecendo com os menores valores de I_T . Na comparação por quadrimestre, MG e GP tiveram I_T máximo em JFMA, RT em MJJA e AB em SOND. Já os mínimos ocorreram em MJJA em MG e AB e em SOND em RT e GP.

Tabela 21 - Intensidade de turbulência por quadrimestre e anual.

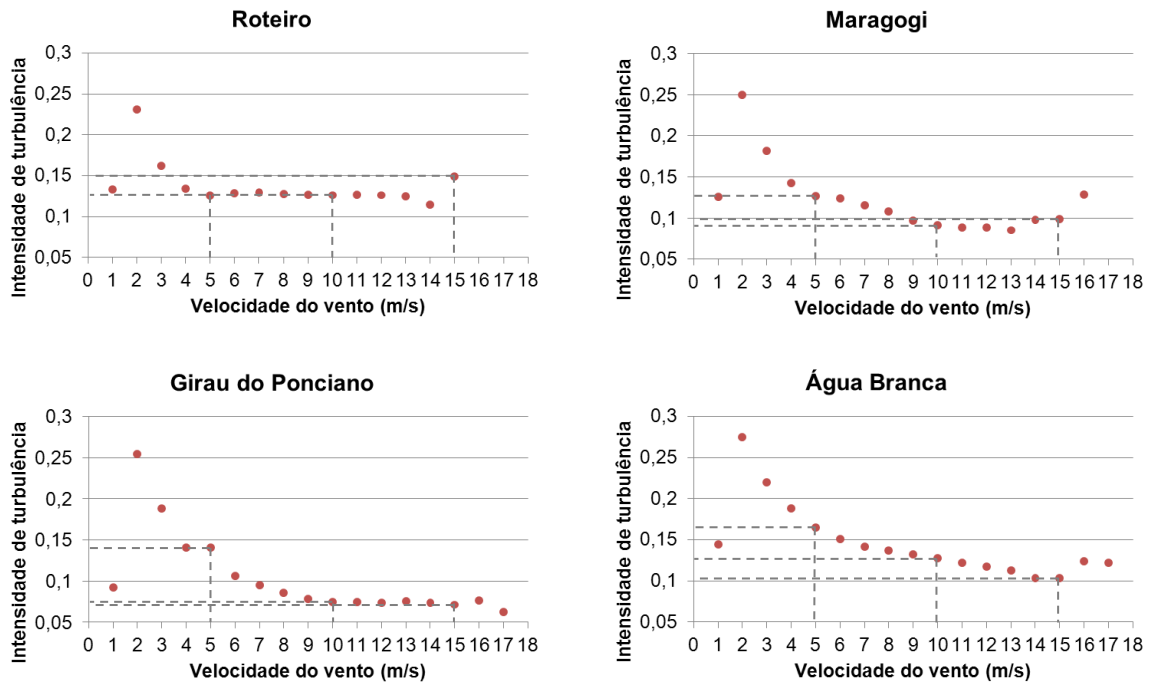
Locais	JFMA	MJJA	SOND	Anual
Maragogi	0,141	0,117	0,122	0,127
Roteiro	0,132	0,141	0,130	0,134
Girau do Ponciano	0,096	0,093	0,089	0,093
Água Branca	0,149	0,130	0,154	0,145

A Tabela 22 e Figura 33 mostram I_T para regiões em função da velocidade do vento em três intensidades diferentes (5, 10 e 15m/s), no período de 12 meses. De forma geral, foram encontrados os menores valores de I_T a 5m/s em MG e RT com I_T em torno de 0,12, seguidos de GP (0,140) e AB (0,165). A 10m/s, AB e RT aparecem com maiores valores (em torno de 0,127). Os outros dois locais tiveram I_T bem menores: MG com 0,09 e GP 0,07. A 15m/s aparece com menores valores GP com 0,07, MG com 0,09, seguidos por AB com 0,10 e RT com 0,14. Pode-se notar que I_T diminui com o aumento da velocidade, conforme ilustrado na Figura 33. É importante ressaltar que, nos quatros locais, aparece um valor baixo de I_T para a velocidade de 1m/s. Isto ocorre por conta da pouca ocorrência de ventos desta magnitude.

Tabela 22 - Intensidade de turbulência em função da velocidade do vento (5, 10 e 15m/s), a 50 metros de altura em relação ao solo.

	Altura [m]	$I_T - 5m/s$	$I_T - 10m/s$	$I_T - 15m/s$
Maragogi	50	0,127	0,091	0,098
Roteiro	50	0,126	0,126	0,149
Girau do Ponciano	50	0,140	0,075	0,071
Água Branca	50	0,165	0,128	0,103

Figura 33 - Intensidade de turbulência em função da velocidade do vento em Roteiro, Maragogi, Girau do Ponciano e Água Branca.



Fonte: (Autor, 2011)

Para IEC 61400-1 3ª edição, são definidos quatro categorias de turbulência, com base na sua intensidade a uma velocidade do vento de 15m/s, conforme Figura 33. A norma da Comissão Internacional Eletrotécnica – IEC trata dos requisitos de segurança de sistemas de geração por turbinas eólicas (Lemos, 2005). Na Tabela 23 são mostradas as quatro categorias de I_T utilizadas como padrão seguindo a norma IEC.

Com base nesta tabela, GP, MG e AB ficam inseridos na categoria ‘C’ e RT na categoria ‘A’. Os valores de intensidade de turbulência variam inversamente em função da velocidade média do vento conforme IEC 61400.

Tabela 23 - Categorias intensidade de turbulência definidas pela IEC 61400-1 3ª Edição.

Categoria	Média I_T a 15m/s
S	> 0,16
A	0,14 – 0,16
B	0,12 – 0,14
C	0 – 0,12

4.5.3 Fator de Forma de Weibull

A tabela 20 apresenta juntamente os valores de fator de forma (k) e de escala (A), para todas as localidades. Com relação à k destaca-se GP com valor anual de 3,52, seguido de AB com 3,45. Para MG e RT os valores de k , foram 3,00 e 3,29 respectivamente. Silva (2003) comparou valores médios para k , onde foram encontrados $k=3,36$ para região NE do Brasil, caracterizando um comportamento constante do vento nesta região do Brasil. A análise por quadrimestre mostra que, com exceção de RT, o fator k foi maior em MJJA. Foi menor em JFMA em GP e AB, em MJJA em RT e em SOND em MG. Os maiores valores de A ocorreram em MJJA com exceção de RT (SOND). Os menores valores verificaram-se em MJJA em MG e AB e em SOND em RT e GP. Quanto maior for o fator de forma, mais concentrado é o gráfico da distribuição de frequência, menor a oscilação da velocidade, menor é a intensidade de turbulência. Confirmando por GP que apresentou maior k e menor valor de IT (Tabela 21), porém MG com menor k anual não apresentou a maior IT, ficando com AB a maior IT (0,145) e $k=3,45$, possivelmente influenciando pelo relevo bastante acidentado, uma vez que sua altitude encontra-se a 740m em relação ao nível do mar.

Tabela 24 - Valores de fator de forma (k) e escala (A) - Quadrimestre e Anual.

Local	JFMA		MJJA		SOND		ANUAL	
	k	A	k	A	k	A	k	A
Maragogi	3,23	5,4	4,02	7,3	3,59	7,0	3,00	6,6
Roteiro	3,27	5,8	3,19	6,2	3,59	7,1	3,29	6,4
Girau do Ponciano	3,08	8,1	4,47	7,7	3,84	9,5	3,52	8,5
Água Branca	3,15	6,9	4,08	8,7	3,57	8,4	3,45	8,1

4.5.4 Calculo de energia produzida

A produção de energia é fator econômico mais importante, no que diz respeito parques eólicos, uma vez que esta depende do comportamento do vento e, o mesmo apresenta variações sazonais ao longo do ano que pode inviabilizar o investimento. A partir do conhecimento da determinação do vento e da curva de potência do aerogerador pode-se estimar a produção de energia de um determinado local. .

Neste capítulo apresenta-se a avaliação do potencial eólico das quatro regiões em estudo, utilizando o software WAsP levando-se em consideração o relevo e rugosidade de

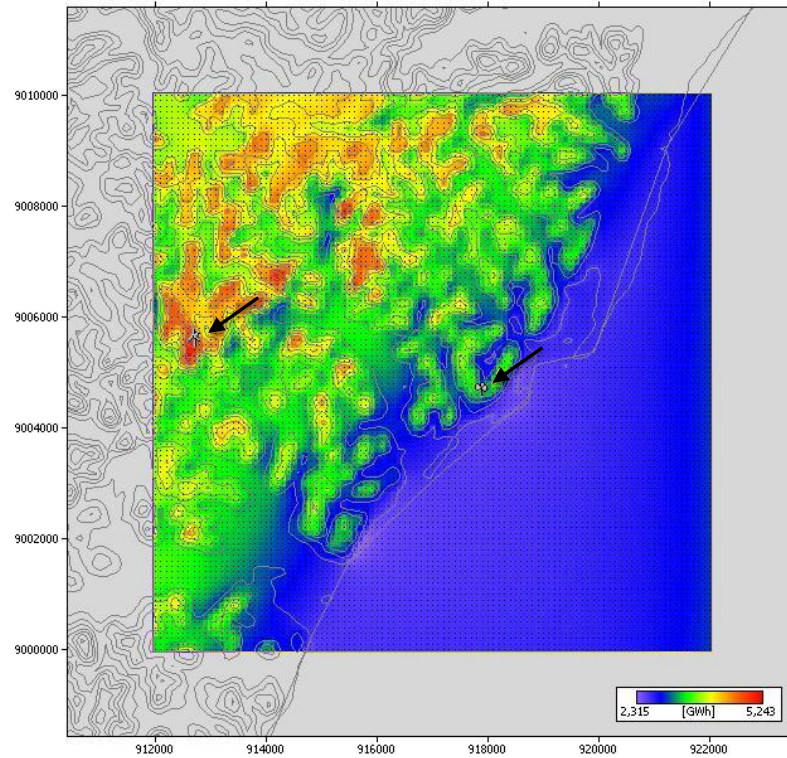
cada local em estudo. São apresentados os valores de velocidade média, fatores de forma e escala, da distribuição Weibull, densidade de potência, energia anual gerada, fator de capacidade, bem com, as duas maiores direções predominante do vento em produção de energia.

São ainda apresentados mapas de potencial eólico em torno da estação anemométrica para cada região. Sendo apresentado com dimensão de 20 x 20 km, tendo a estação de medição localizada no centro. As rodadas foram calculados para uma área de 100km² (10 x10km) em torno da estação anemométrica, visto que é a distancia máxima recomendada a partir da estação referência, WASP 2011.

Os mapas topográficos utilizados neste trabalho, são utilizados modelo digital de elevação (MDE), com 3 segundos de arco (aproximadamente 90 metros de resolução espacial), é distribuído gratuitamente pelo governo norte-americano obtidos do download dos arquivos (<http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/>) após coleta das imagens deve ser carregadas no *ArcGIS* para geração de isolinha de relevo e lidas pelo WASP. Para estimar os cálculos eólicos foram utilizadas as características do aerogerador como descrito na metodologia.

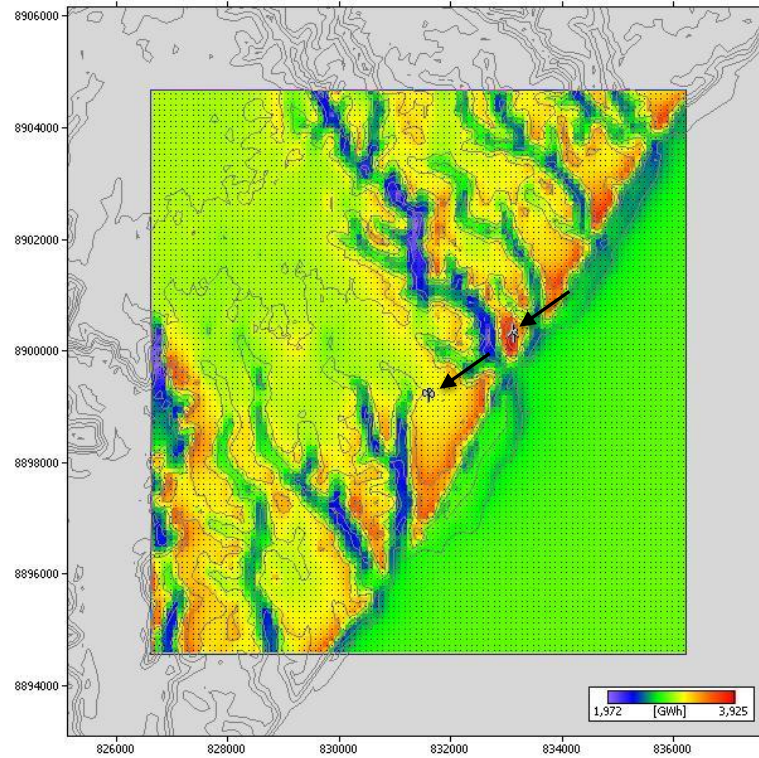
Na Tabela 25 são mostrados os valores estimados calculados para o ano de 2008 a 50 metros de altura. Água Branca e Girau do Ponciano tiveram os maiores valores de EAG com 7,97 e 8,44GWh e com um fator de capacidade (FC) acima de 50%. Nota-se que apesar de Girau do Ponciano ter os maiores valores médios de velocidade e DP, AB apresentou-se com melhor EAG, isto ocorreu porque devido ao posicionamento do aerogerador, visto também pelo FC, que é uma forma de avaliar o quanto se está se aproveitando da potência instalada no local. Ele depende fortemente do perfil do vento no local onde o aerogerador é instalado, uma vez que este afeta a EAG, como percebido. Roteiro obteve os menores valores de EAG (3,86GWh) e FC (26,71%) e MG teve EAG de 5,10GWh e FC de 35,28%. Nos projetos realizados pelo PROINFA o FC foi superior 30% para maioria dos parques eólicos. MOLLY (2004) determinou que no NNE do Brasil, em especial nos Estado do Ceará e Rio Grande do Norte, valor de FC maiores que 40%. Para MARTINEZ (2003), considera aceitáveis valores de FC acima de 25%, e bom, quando acima de 30%, o que indica que mesmo em RT é viável aproveitamento energético do vento. Água Branca e Girau do Ponciano se destaca com valores superiores a 50%. Os mapas energia anual para quatros regiões em estudo, estimados a partir da extrapolação dos valores fornecidos como referencia, levando em consideração as características topográficas da região podem ser vistas para Maragogi na Figura 34; Roteiro na Figura 35; Girau do Ponciano na Figura 36; Agua Branca na Fonte: (Autor, 2011).

Figura 34 - Energia Anual Gerada em Maragogi utilizando o WASP.



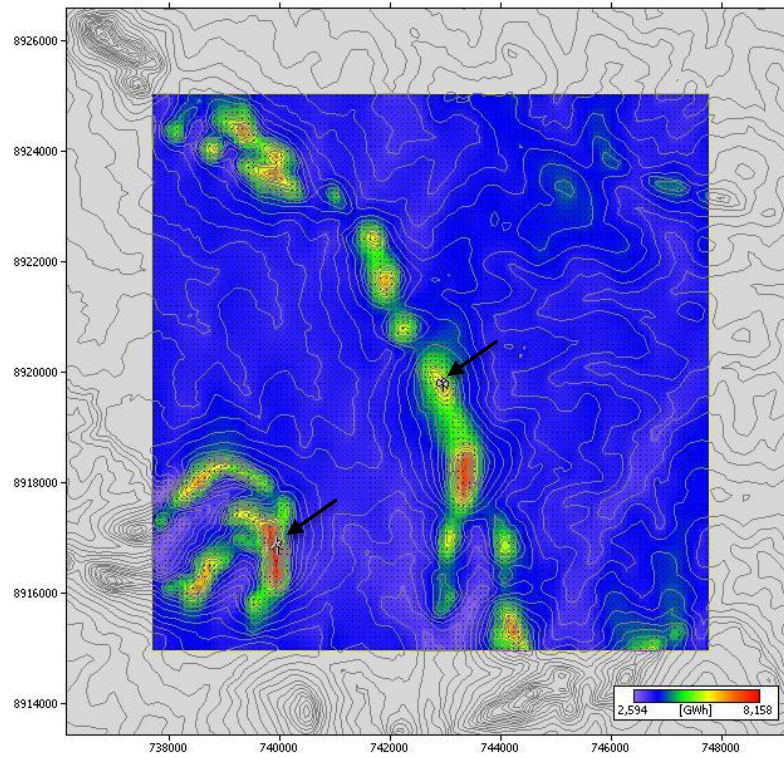
Fonte: (Autor, 2011)

Figura 35 - Energia Anual Gerada em Roteiro utilizando o WASP.



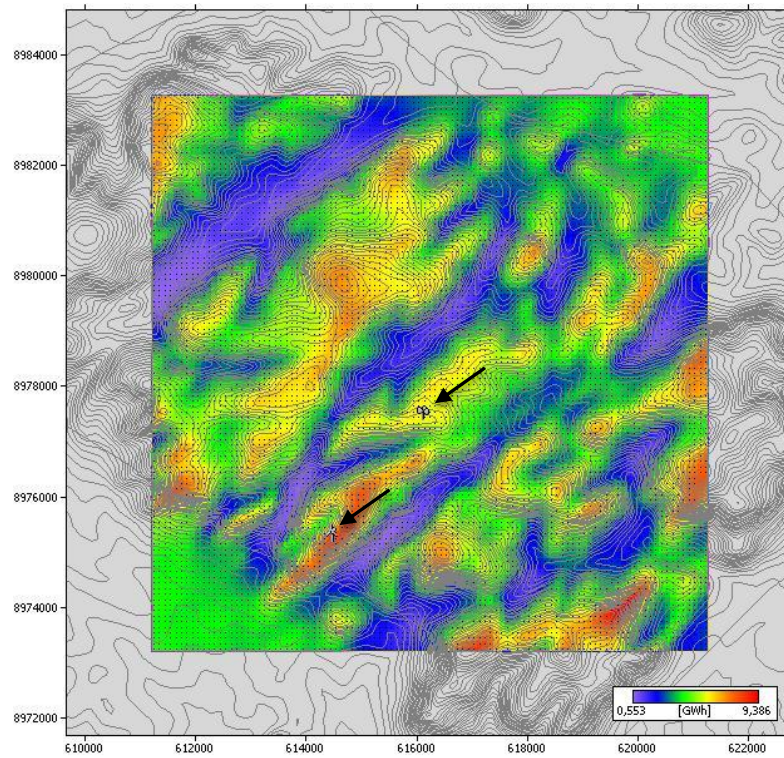
Fonte: (Autor, 2011)

Figura 36 - Energia Anual Gerada em Girau do Ponciano utilizando o WASP.



Fonte: (Autor, 2011)

Figura 37 - Energia Anual Gerada em Água Branca utilizando o WASP.



Fonte: (Autor, 2011)

Tabela 25 - Potencial e Energia Anual estimada para gerador VESTAS V82 (1,65MW), 50 metros.

Locais	V médio (m/s)	k	A (m/s)	P (W/m ²)	EAG (GWh)	FC
Maragogi	6,82	2,79	7,7	285	5,10	35,28%
Roteiro	6,16	3,19	6,9	194	3,86	26,71%
Girau do Ponciano	8,64	3,36	9,6	523	7,97	55,14%
Água Branca	8,97	3,07	10,0	613	8,44	58,39%

Deve-se ressaltar que um gerador não é capaz de produzir energia todo o tempo, esta limitação decorrer de vários fatores que vão desde indisponibilidade e variações da velocidade do vento, e os valores apresentados são calculados para todas as direções do vento de cada local.

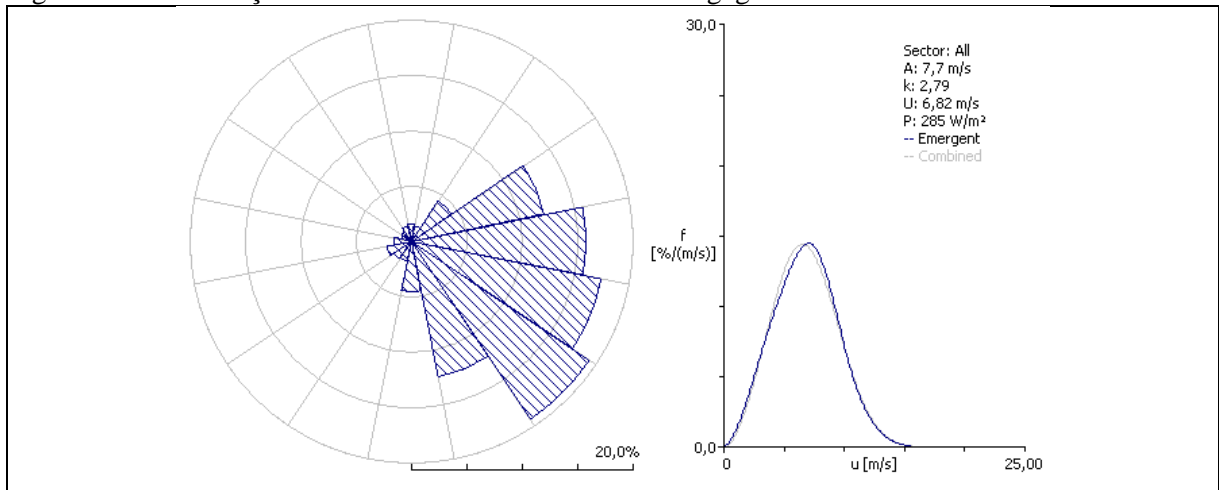
A Tabela 26 apresenta os valores estimados da distribuição da função Weibull e dos valores da velocidade média, densidade de potência e EAG, calculados exclusivamente nas duas direções predominantes para cada local. É percebido que a diferença entre a principal direção predominante e a segunda maior, é 22,5°, e que em todos os locais a maior quantidade de energia produzida verificou-se no setor de maior predominância, bem como, a diferença entre a energia produzida em entre dois setores foi muito pequena uma vez que a frequência também apresentou-se próximas.

Tabela 26 - Valores estimados de energia anual gerado para cada local para os dois setores de maior predominância (1° e 2°).

Locais	Direção	Frequência %	V médio (m/s)	k	A (m/s)	P (W/m ²)	EAG (GWh)	FC
Maragogi	SE	19,2	7,89	3,37	8,8	399	1,30	9,0%
	ESE	17,4	6,93	3,03	7,8	285	0,90	6,2%
Roteiro	E	21,5	6,23	4,16	6,9	181	0,80	5,5%
	ESE	20,1	6,29	3,84	7,0	191	0,78	5,4%
Girau do Ponciano	E	28,5	9,35	3,65	10,4	640	2,59	17,9%
	ENE	22,1	9,39	3,49	10,4	662	2,01	13,9%
Água Branca	SE	39,4	9,77	3,75	10,8	723	3,82	26,4%
	ESE	34,3	9,61	3,52	3,52	705	3,22	22,3%

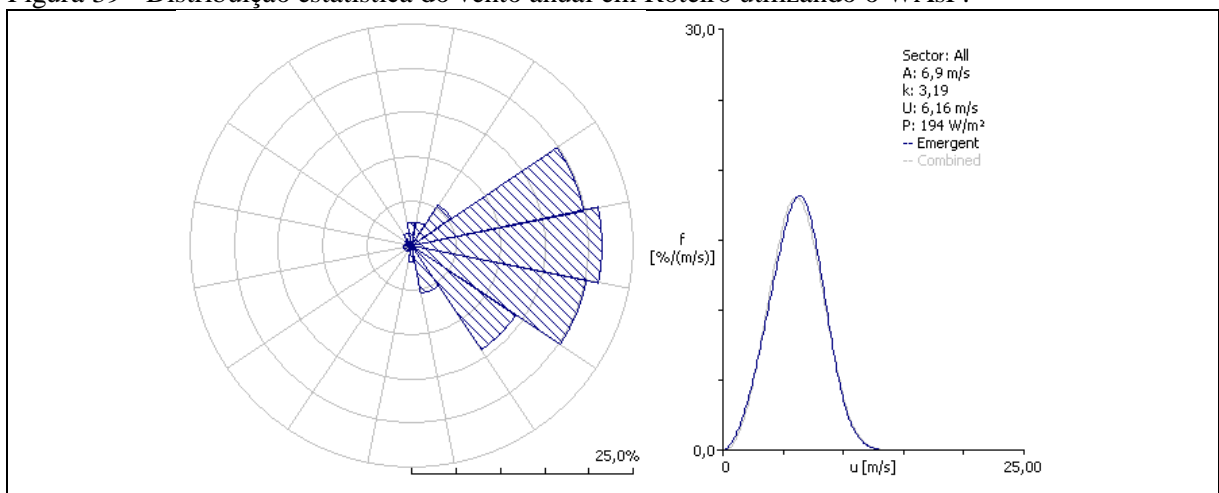
Uma visão detalhada dos fatores ligados à produção de energia é dada através de gráficos confeccionados utilizando o WASP. Os locais são classificados em função de EAG Maragogi Figura 38; Roteiro Fonte: (Autor, 2011); Girau do Ponciano Figura 40; Agua Branca Figura 41.

Figura 38 - Distribuição estatística do vento anual em Maragogi utilizando o WASP.



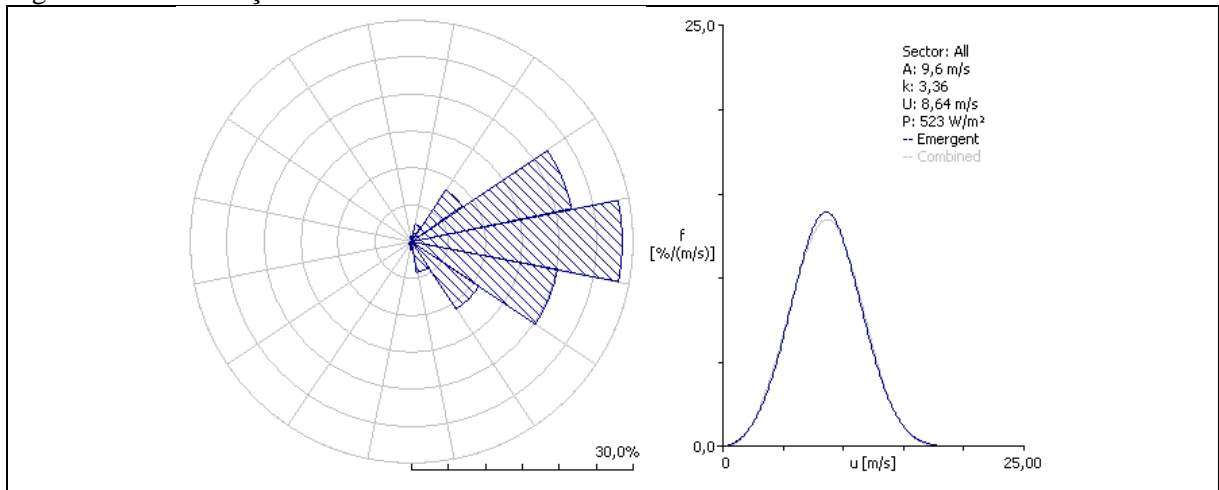
Fonte: (Autor, 2011)

Figura 39 - Distribuição estatística do vento anual em Roteiro utilizando o WASP.



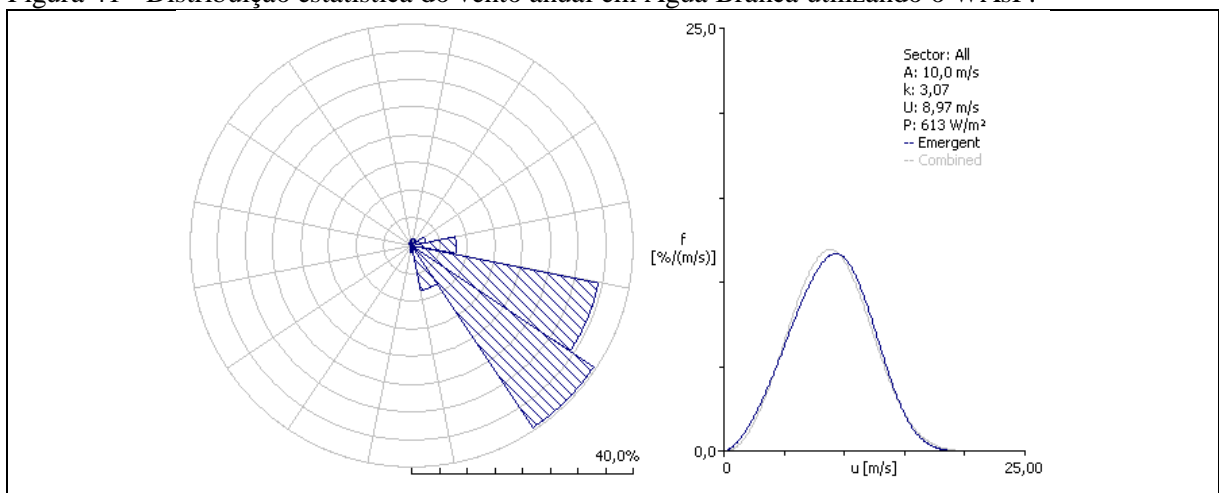
Fonte: (Autor, 2011)

Figura 40 - Distribuição estatística do vento anual em Girau do Ponciano utilizando o WAsP.



Fonte: (Autor, 2011)

Figura 41 - Distribuição estatística do vento anual em Água Branca utilizando o WAsP.



Fonte: (Autor, 2011)

5 CONCLUSÕES

De acordo com os resultados obtidos neste trabalho e as discussões a ele dedicadas, conclui-se que:

- As maiores velocidades médias foram detectadas em Girau do Ponciano e Água Branca com vento médio anual superior a 7m/s, enquanto as menores foram Maragogi e Roteiro com valores abaixo de 6m/s.
- Em geral, a direção do vento apresentou pouca variabilidade, já que em todas as regiões analisadas foi predominantemente de Sudeste e Leste-Nordeste.
- A intensidade de turbulência classificou todas as regiões na categoria 'C', com exceção de Roteiro que foi inserida na categoria 'A'.
- A densidade de potência do vento mostrou-se bastante semelhante nas estações do litoral (Maragogi e Roteiro), de maneira análoga ao interior do estado (Girau do Ponciano e Água Branca) que apresentaram valores superiores (quase o dobro) em relação ao litoral.
- Os parâmetros de forma k anuais, aprestados em todos os locais foram superiores a 3,00 o que mostra uma boa regularidade dos ventos, destacando-se Girau do Ponciano e Água Branca com 3,52 e 3,45, respectivamente.
- A estimativa da Energia Anual Gerada no interior foi maior que no litoral, já que Girau do Ponciano e Água Branca apresentaram 7,97GWh e 8,55 GWh, respectivamente, enquanto em Maragogi foi de 3,86GWh e Roteiro 5,10GWh.
- O Fator de capacidade estimado pelo aerogerador de maneira similar a Energia Anual Gerada foi maior no interior, com valores acima de 55%, enquanto no litoral foi de 26% em Maragogi e 35% em Roteiro.

- As maiores velocidades médias foram em Girau do Ponciano e Água Branca (interior) com 8,64 m/s e 8,97 m/s, respectivamente. Roteiro e Maragogi foram superiores a 6m/s. Tecnicamente médias anuais a partir de 6m/s constituem condições favoráveis para a operação de usinas eólicas.
- A potência local estimada pelo aerogerador foi de 613W/m² em Água Branca e 523W/m² em Girau do Ponciano, representando assim bons locais para a instalação de geradores eólicos, enquanto Roteiro e Maragogi com valores superiores a 100W/m² caracterizam-se como aceitáveis para tais fins.

Direitos Autorais

Todo o conteúdo deste trabalho, composto de textos e imagens está protegido pela Lei de direitos autorais.

Portanto, a publicação, distribuição, reprodução, cópia, ou qualquer outra forma de utilização desse conteúdo, que extrapole a consulta individualizada e particularizada dos documentos, para fins exclusivamente acadêmicos ou profissionais, sem a aquiescência expressa do autor, configuram violação aos direitos deste, na forma da Lei nº 9.610, de 19/02/1998 - Lei de Direitos Autorais.

O desrespeito aos direitos autorais sujeitará o infrator às sanções previstas na lei.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

- Analisar extrapolação do WAsP para outros níveis verticais (50, 75 e 100m).
- Realizar comparações entre as estações para os diferentes níveis de medição e extrapolação vertical do WAsP.
- Utilizar dados do INMET em 10m no WAsP e correlacionar com as estações anemométricas.
- Averiguar aspectos logísticos para instalação de parques eólicos nas áreas com bom potencial (infraestrutura, rodovias, topografia, número de aerogeradores, etc).
- Fazer um estudo sinótico da região para o período analisado.

6 REFERÊNCIAS

AMARANTE, O. A. C. do; SILVA, F. J. L.; PARECY, E.; ANDRADE, P. E. P.; **Estado de Alagoas Atlas Eólico**, Camargo Schubert Engenharia Eólica, ELETROBRÀS/CEAL, UFAL, 2008

ARAÚJO JÚNIOR, L. M. D. **Estimativa dos Recursos Eólicos em Regiões Serranas do Estado do Ceará**. (Monografia em Física) Fortaleza: Universidade Estadual do Ceará, Centro de Ciências e Tecnologia, 55 p. 2010.

ARCHER, C. L. & JACOBSON, M. Z. Spatial and Temporal Distributions of US Winds and Wind power at 80m derived from Measurements. **Journal of Geophysical Research**, v.108, n. D9, p. ACL 10-1 –10-20, 2003.

ARSEGO, D. A.; BERTAGNOLLI, R. F. Avaliação do potencial eólico no sul do Brasil. In: SEMINÁRIO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA DO INPE (SICINPE), 2007, Santa Maria. 2007. p. 53. (INPE-15001-PRE/9912). Disponível em: <<http://urlib.net/sid.inpe.br/mtc-m17@80/2007/12.07.11.09.56>>. Acesso em: 08 mar. 2011.

ASSIS, J. S. de., **ATLAS ESCOLAR ALAGOAS: Espaço Geo-Histórico e Cultural**. João Pessoa, PB: Editora Grafset, 208p., 2007

AYOADE, J. O. Introdução à climatologia para os trópicos. 5^a ed. Rio de Janeiro: BCD União de Editoras S. A. 1998.

BERNARDO, S. de O.; MOLION, L. C. B. **Variabilidade do Vento para cidade Maceió – AL**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE METEOROLOGIA, XI, A Meteorologia Brasileira Além do Ano 2000, Rio de Janeiro – RJ. **Anais...** Rio de Janeiro, 2000.

BERUSKI, G. C.; LEITE, M. L.; VIRGENS FILHO, J. S.; ADACHESKI, P. A.; OLIVEIRA, A. V. Análise probabilística da velocidade média e caracterização da direção predominante do vento no município da Lapa/PR. **R. RA'E GA**, Curitiba, n. 17, p. 65-75, 2009.

BORBA, J. C. C. Identificação do Potencial Eólico no Estado de Alagoas Utilizando Dados de Reanálises. Dissertação (Mestrado em Meteorologia). Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 80 p., 2005.

BOWEN, A. J. AND N. G. MORTENSEN. **WasP prediction errors due to site orography**. Roskilde: Risø National Laboratory, ISBN 87-550-2320-7, 65 p., 2004.

BRASIL, C. -S. G. D. **Projeto cadastro de fontes de abastecimento por água subterrânea**. Recife: CPRM/PRODEEM, 2005.

CASTRO, R.M.G. Energias Renováveis e Produção descentralizada. Introdução à Energia Eólica. Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 3ed. Março, 2007.

COSTA, G. B. **Análise espacial e temporal do vento no estado de Alagoas**. Maceió: Dissertação (Mestrado em Meteorologia), Universidade Federal de Alagoas, 116p., 2009.

CRESESB. Tutorial de Energia Eólica - Princípios e Tecnologias. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_eolica.htm, Acesso em: 11 Jan. 2011.

CRUZ SEGUNDO, E. I. da. Estudo de energia eólica para a Ilha de Marajó - PA, Dissertação (Mestrado em Meteorologia), São José dos Campo, INPE, 97p. 2009.

CUSTÓDIO, R. D. S. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

DAS, D. K. E. A. Environmental Baseline Data Collection at Diablillos Property, Salta , Arentina., Mendoza, p. 15, 1998.

DUTRA, R. M. Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil após a Primeira Fase do PROINFA. Rio de Janeiro, XXI, 415 p. COPPE/UFRJ, Tese (Doutorado em Planejamento Energético), 2007.

FAGUNDES, R. S.; FERRUZZI, Y.; SILVA, R. E. da.; COGO, T. P. Distribuição de frequência da ocorrência de ventos em Cascavel, Pr. In: XIV CONGRESSO BRASILEIRO DE METEOROLOGIA, **Anais...** Florianópolis, 2006.

FEITOSA, E A do N. et al. Projeto e operação da primeira turbina eólica de grande porte do Brasil / Ilha de Fernando de Noronha. In: VI Congresso Brasileiro de Energia. Energia para o desenvolvimento sustentável. Rio de Janeiro: Fórum de Ciência e Cultura; 1993.

FERREIRA, A. D. **Estudo observacional do sistema de brisa marinha para a cidade de Maceió e adjacências, ano 2004**. Maceió: Universidade Federal de Alagoas, 43 p. 2007.

FIGUEIREDO, J. O. de G. R. **Distribuição espacial da pluviometria em Alagoas com ênfase à variabilidade causada pelos padrões de temperatura da superfície do mar**. 2002, 148p., Dissertação (Mestrado em Meteorologia) – Universidade Federal de Alagoas – UFAL, Maceió, 2002.

FISCH, G. Características do perfil vertical do vento no centro de lançamento de foguetes de Alcântara (CLA). **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 14, n. 01, p. 11-21, 1999.

GARCIA, A. ; TORRES, J. L.; PRIETO, E. ; & FRANCISCO, A Fitting Wind Speed Distributions: A Case Study. **Solar Energy**, v. 6, n. 2, p. 139-144, 1998.

GRUBB, M. J.; MEYER, N. I. Wind Energy: Resources, Systems and Regional Strategies. In: JOHANSSON, T. B.; KELLY, H.; REDDY, A. WILLIAMS, R. Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity. Washington, D. C. Islan Press, 1993.

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

JERVELL, J. T. Estudo da influência das características do vento no desempenho de aerogeradores. Relatório final do projeto. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica, 87p., 2008.

JUSTUS, C. G. & MIKHAIL, A. Height Variation of Wind Speed and Wind Distribution. **Geophysical Research Letters**, v. 3, p. 261-264, 1976.

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

LE MOS, D. F. D. A. Análise de projeto de turbina eólica de grande porte para as condições climáticas da Região Nordeste do Brasil. Dissertação (Mestrado em Tecnologias Energéticas e Nucleares), Recife, p. 91, 2005.

LOPEZ, C. L.; DE LA PAZ, F. B.; VALOR, E. M. Estudio de viabilidad de parques eólicos. In: AMENEDO, J. L. R.; GÓMEZ, S. A.; DIAZ, J. C. B. **Sistemas eolicos de producción de energia electrica**. Madrid: Rueda: [s.n.], Cap. 10, p. 381-432. 2003.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. F.; ROGERS, A. L. Wind energy explained: theory, design, and application. 2. Ed. [S.l.]: John Wiley & Sons Ltd, 2009.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy: Theory, Design and Application**. England: 1 Ed. John Wiley & Sons Ltd, 577 p. 2002.

MARTÍNEZ, C. Princípios de conversión de la energia eólica. In: AMENEDO, J. L. R.; GÓMEZ, S. A.; DÍAZ, J. C. **Sistemas eólicos de producción de energia electrica**. Madrid: Rueda: [s.n.], p. 27-96. 2003.

MIRANDA, E. E. D. Brasil em relevo. **Embrapa Monitoramento por Satélite**, 2005. Disponível em: <<http://www.relevobr.cnpm.embrapa.br>>. Acesso em: 01 fev. 2011.

MME, Ministério de Minas e Energia, Metodologia de Contabilização da Produção Eólica EPE-DEE-RE014/2009-r0 Rio de Janeiro, Maio de 2009.

MOLION, L. C. B.; BERNARDO, S. O.; Uma revisão da Dinâmica das Chuvas no Nordeste Brasileiro. **Revista Brasileira de Meteorologia**. v. 17, n. 1, p. 1-10, 2002.

MOLLY, J. P. Market prognosis 2008, 2012, and 2030. **DEWI Magazine**, 25 (August), p.33–38. 2004.

MORTENSEN, N. G. et al. **Wind Atlas Analysis and Application Program - WAsP**. Roskilde: Riso National Laboratory, v. 2, 126 p. 1993.

MUNHOZ, F. C.; GARCIA, A. Caracterização da velocidade e direção predominante dos ventos para localidade de Ituverava - SP. Ituverava: **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 23, p. 30-34, 2008.

NASCIMENTO, M. H. L. Impacto de centrais eólicas no mercado de energia elétrica. Itajubá - MG: Universidade Federal de Itajubá - Departamento de Elétrica, Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrica), p. 123. 2005.

NFAQUI, H.; BURET, J. & SAYIGH, A. A. M. Wind Characteristics and Wind Energy Potential in Marrocos. **Solar Energy**, v. 6, n. 1, p. 51-60, 1998.

NIMER, E. Climatologia do Brasil. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, Rio de Janeiro, 421p. 1989.

PARKER, M. J. E. A. Short Term Climatological Wind Data as a Tool for Wind Forecasting. Weather and Forecasting. **American Meteorological Society**, Boston, 2004.

PES, M. P. **Estudo do impacto das mudanças climáticas no potencial eólico no estado do Rio Grande do Sul. Para os períodos de 2010 a 2040 e 2070 a 2100**. 2010. 172 p. (sid.inpe.br/mtc-m18@80/2009/11.15.16.15-TDI). Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2009. Disponível em: <<http://urlib.net/8JMKD3MGP8W/36DNGSL>>. Acesso em: 08 mar. 2011.

PORTO, Cristina. **Energias Renováveis**. Informe Técnico. Rio de Janeiro: CRESESB, n. 9, 2004. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/informe9.pdf>>. Acesso em 01 out. 2010.

REHMAN, S.; HALAWANI, T. O. & HUSSAIN, T. Weibull Parameters for Wind Speed Distribution in Saudi Arabia. **Solar Energy**, v. 3, n.6, p. 473-479, 1994.

SANSIGOLO, C. A. Distribuições de probabilidade de velocidade e potência do vento. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v.20, n.2, 207-214, 2005.

SANTOS, T. S. Distribuição da precipitação e suas interações com os sistemas de brisas em um ecossistema de manguezal em Alagoas. TCC (Graduação em Meteorologia), Universidade Federal de Alagoas, Maceió, Alagoas, Dezembro 2008.

SEMARH/AL, S. D. E. D. M. A. E. R. H. D. A. **Mapa de Média Climatológica do Estado de Alagoas**. Maceió: DMET, 2010.

SERHI – Secretaria de Estado de Recursos Hídricos e Irrigação – Núcleo de Meteorologia e Recursos Hídricos de Alagoas – NMRG – AL, Posto: Maceió (01), 2003.

SILVA, A. R. Estudo observacional do regime do vento no estado de Alagoas, nos períodos seco e de transição seco-chovoso. Maceió: Universidade Federal de Alagoas, TCC (Graduação em Meteorologia) 64p., 2009.

SILVA, G. R. CARACTERÍSTICAS DE VENTO DA REGIÃO NORDESTE - Análise, Modelagem e Aplicações para Projetos de Centrais Eólicas. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) Recife: Universidade Federal de Pernambuco, 2003.

SILVA JUNIOR, J. A., COSTA, A.C.L., FERREIRA DA COSTA, R., OLIVEIRA, P.J., COSTA, J.M.N., SILVA, R.B.C., ANDRADE, V.M.S., BRAGA, A.P., GONÇALVES, P.H.L., MALHI, Y., MEIR, P. *Caracterização Eólica de um Ecossistema de Manguezal na Amazônia Oriental - Bragança, Pará, Brasil*, In: CONFERÊNCIA INTERNACIONAL MANGROVE 2003, 2003, SALVADOR, v. 1, p 332.

SILVA, N. F.; ROSA, L. P.; ARAÚJO, M. R. The utilization of wind energy in the Brazilian electric sector's expansion. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.9, p. 289-309, 2002.

SILVA, P. C. Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados de Vento, Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) Rio de Janeiro - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 113 p., 1999.

TROEN, I.; PETERSEN, E.L., **European Wind Atlas**. 1 ed. Roskilde, Risø National Laboratory, 1989.

VAN DER AUWERA, L.; MEYER, F & MALET, L. M. The Use of the Weibull 3-Parameters Model for Estimating Mean Wind Power Densities. **Journal of Applied Meteorology**, v. 19, n. 7, p. 819-825, 1980.

VENDRAMINI, E. Z. **Distribuições probabilísticas de velocidade do vento para avaliação do potencial energético eólico.** Botucatu: Tese Doutorado, UNESP, Faculdade de Ciências Agrônomicas, 110 p. 1986.

VIANELLO, R. L.; ALVES, A. R. **Meteorologia Básica e Aplicações.** UFV, 449p., 2006.

ANEXOS

Variação sazonal da ZCIT (2008)

