



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TATIANE CAROLYNE CARNEIRO

**CARACTERIZAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO PARA FINS DE GERAÇÃO
EOLIOELÉTRICA: ESTUDO DE CASO PARA MARACANAÚ (CE), PARNAÍBA
(PI) E PETROLINA (PE)**

FORTALEZA

2014

TATIANE CAROLYNE CARNEIRO

CARACTERIZAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO PARA FINS DE GERAÇÃO
EOLIOELÉTRICA: ESTUDO DE CASO PARA MARACANAÚ (CE), PARNAÍBA (PI)
E PETROLINA (PE)

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Ceará, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho

FORTALEZA

2014

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca de Pós-Graduação em Engenharia - BPGE

C291c Carneiro, Tatiane Carlyne.
Caracterização de potencial eólico para fins de geração eolielétrica: estudo de caso para Maracanaú (CE), Parnaíba (PI) e Petrolina (PE) / Tatiane Carlyne Carneiro. – 2014.
207 f. : il. color., enc. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2014.

Área de Concentração: Energias Renováveis.

Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

1. Engenharia elétrica. 2. Velocidade dos ventos. 3. Análise de séries temporais. I. Título.


TATIANE CAROLYNE CARNEIRO

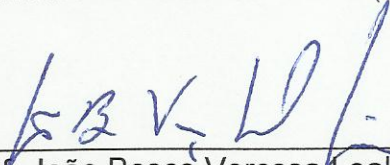
CARACTERIZAÇÃO DE POTENCIAL EÓLICO PARA FINS DE GERAÇÃO
EOLIOELÉTRICA: ESTUDO DE CASO PARA MARACANAÚ (CE), PARNAÍBA
(PI) E PETROLINA (PE)


Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistema de Energia Elétrica.


Aprovada em: 28/07/2014

BANCA EXAMINADORA


Prof. Paulo Cesar Marques de Carvalho, Dr. (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (PPGEE-UFC)


Prof. João Bosco Verçosa Leal Júnior, Dr.
Universidade Estadual do Ceará (UECE)


Prof. Arthur Plínio de Souza Braga, Dr.
Universidade Federal do Ceará (PPGEE-UFC)


Prof. Demercil de Souza Oliveira Júnior, Dr.
Universidade Federal do Ceará (PPGEE-UFC)

“Que os vossos esforços desafiem as impossibilidades, lembrai-vos de que as grandes coisas do homem foram conquistadas do que parecia impossível.” (Charles Chaplin)

Ao meu pai, João Carneiro Sobrinho, que mesmo não estando mais entre nós, é a inspiração maior de minhas conquistas e quem me ensinou a fazer e ser sempre alguém melhor.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por sua caminhada junto a mim em todos os momentos.

A CAPES pelo apoio financeiro com a manutenção da bolsa de mestrado.

Ao Prof. Paulo Cesar Marques de Carvalho, pela parceria, dedicação e orientação durante esses dois anos de pesquisa na Universidade Federal do Ceará.

Aos Professores participantes da Banca examinadora Prof. Dr. Arthur Plínio de Souza Braga, Prof. Dr. Demercil de Souza Oliveira Júnior e Prof. Dr. João Bosco Verçosa Leal Junior pelo tempo e pelas valiosas colaborações e sugestões.

Ao CNPq pelo financiamento do projeto **“Previsão de potencial eólico visando operação integrada ótima de unidades geradoras de eletricidade: estudo de caso para o Nordeste do Brasil”**.

À minha família, e em especial à minha mãe, Francisca Francimar Costa, pela presença em minha vida, e pelos ensinamentos durante minha caminhada.

Ao Luiz Eugênio Nunes pela presença na minha vida.

Ao Prof Camilo Allyson Simões de Farias pelos ensinamentos durante meu curso de graduação.

Aos colegas da turma de mestrado, pelo companheirismo durante a minha caminhada, em especial, ao Heron Alves dos Santos e Marcelo Arruda, que em diversas oportunidades dividiram seus conhecimentos e enriqueceram a minha pesquisa.

As minhas amigas Rosa Jacob Chilundo e Claudenia Conde, pelos momentos divididos e companheirismo nesses 2 anos em Fortaleza.

A todos que, de uma maneira ou outra, contribuíram para o desenvolvimento desse trabalho de mestrado.

RESUMO

Nos últimos anos a energia eólica tem se tornando cada vez mais competitiva no cenário mundial, fazendo com que sua participação na matriz elétrica apresente uma forte expectativa de crescimento. A presente dissertação apresenta inicialmente uma análise do comportamento do vento em três localidades no Nordeste do Brasil (Maracanaú (CE), Petrolina (PE) e Parnaíba (PI)); numa segunda etapa, são pesquisadas análises estatísticas mais adequadas aos padrões de comportamento do recurso eólico observado nas três localidades e, concluindo, é identificado o impacto das análises estatísticas utilizadas na produção de eletricidade de aerogeradores. Neste estudo são utilizados dados históricos de velocidade e direção do vento coletados durante os períodos de: fevereiro de 2012 - janeiro de 2013 para Maracanaú, Agosto de 2012 - Julho de 2013 para Parnaíba, maio de 2012 - março 2013 para Petrolina. A distribuição de frequência de Weibull é aplicada para aproximar os histogramas de velocidade do vento, utilizando diferentes horizontes de aplicações (anual, semestral) e quatro diferentes métodos numéricos (Empírico, Momento, Fator Padrão de Energia e Energia Equivalente) para a estimação dos parâmetros de forma e escala. Além de avaliar a aplicação de Weibull, são analisadas outras distribuições de frequência (Normal, Gama e Log-Normal) objetivando obter o melhor ajuste possível. Numa última etapa, com o auxílio do programa *RETScreen*, é calculada a produção de eletricidade anual entregue à rede a partir de aerogeradores. Os melhores valores de velocidade do vento ocorreram em Parnaíba (10 e 11 m/s), seguido de Petrolina (8 e 9 m/s). Dos diferentes métodos numéricos avaliados, o método de energia equivalente apresentou o melhor desempenho e o método fator de padrão de energia foi o método com o pior desempenho. A distribuição de Weibull demonstrou bom potencial para o ajuste de dados de vento em Maracanaú e Parnaíba, ambas localizadas ao longo do litoral. No entanto, em Petrolina, que está situada mais para o interior, foi verificado um desempenho limitado a partir dos dados de vento registrados. Das diferentes distribuições de frequências testadas, apenas a distribuição normal apresenta um ajuste aproximado ao que Weibull permite desenvolver. Com base nas estimações da produção de eletricidade anual, Parnaíba é a cidade que apresenta o melhor potencial para o aproveitamento eólicoelétrico.

Palavras-chave: Distribuição de Weibull, Velocidade do vento, Análise de séries temporais.

ABSTRACT

In recent years wind energy is becoming increasingly competitive on the world stage, making their participation in the electricity generation matrix presents a strong growth expectation. This dissertation initially presents an analysis of the behavior of wind at three locations in Northeast Brazil (Maracanau-CE, Petrolina-PE e Parnaíba-PI). In a second step, statistical analyzes are researched to the most appropriate behavior patterns of the observed wind resource in the three localities. In conclusion, the impact of the statistical analyzes used in the production of electricity from wind turbines is identified. In this study, historical data of speed and direction of wind collected are used, during periods of: February 2012 to January 2013, for Maracanau; August 2012 to July 2013, for Parnaíba; and May 2012 to March 2013, for Petrolina. The Weibull distribution is applied to approximate the histograms of wind speed using different horizons of applications (annual, semiannual) and four different numerical methods (Empirical, Momentum, Energy Pattern Factor and Equivalent Energy) for estimation of the form and scale parameters. In addition to evaluating the application of Weibull, other frequency distributions (Normal, Gamma and Log-Normal) are analyzed, in order to obtain the best possible fit. In a last step, with the aid of *RETScreen* program, annual production of electricity, delivered to the grid from wind turbines, is calculated. The optimum wind speed occurred in Parnaíba (10 and 11 m / s), followed by Petrolina (8 and 9 m / s). Among all different numerical methods that was evaluated, the Equivalent Energy method presented the best performance, unlike the Energy Pattern Factor method, that presented the worst. The Weibull distribution showed good potential for setting wind data in Maracanau and Parnaíba, both located along the coastline. However, based on the wind data recorded, in Petrolina, which is located further inland, the performance was inferior. Among all the different frequency distributions that were verified, only normal distribution had a fit as good as Weibull distribution. Based on the annual electricity production estimation, Parnaíba is the city that has the best potential for energy production.

Key-words: Weibull distribution, Wind speed, Time series analysis.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Fontes de geração de energia elétrica no mundo.....	04
Figura 2.2 - Comportamento complementar entre recurso eólico no Nordeste e vazão do Rio São Francisco.....	05
Figura 2.3 - Crescimento da capacidade eólica instalada no mundo até 2012, em GW.....	06
Figura 2.4 - Potência Eólica Instalada em diversos países no ano de 2012 em MW.....	07
Figura 2.5 - Representação de um sistema centralizado.....	09
Figura 2.6 - Esquema de um sistema descentralizado, incluindo sistemas isolados, micro e mini-geração distribuída.....	10
Figura 2.7 - Distribuição da potência eólica instalada por estados brasileiros (2014).....	11
Figura 2.8 - Distribuição vertical da velocidade do vento.....	13
Figura 2.9 - Esquema simplificado da circulação geral atmosférica.....	15
Figura 2.10 - Esquema que representa o mecanismo de brisa de terra e de mar (sistema de vento local).....	18
Figura 2.11 – Mecanismo de brisa de montanha e de vale (sistema de vento local).....	19
Figura 2.12 – Representação esquemática das diferentes regiões eólicas brasileiras (a) Litoral Norte – Nordeste; (b) Litoral Nordeste - Sudeste; e (c) Nordeste Continental.....	20
Figura 3.1 – Forma típica de um histograma de velocidade do vento.....	26
Figura 3.2 - Representação de dados de direção e intensidade de velocidade do vento.....	27
Figura 3.3 – Variação do parâmetro k.....	30
Figura 3.4– Frequência de Weibull nos diferentes semestres do ano e o ajuste anual.....	31
Figura 3.5 – Representação do dia característico em Curitiba – PR.....	37
Figura 4.1 - Retscreen – Software de análise de projetos de energia renovável.....	40

Figura 4.2 - Retscreen – Avaliação de recursos.....	41
Figura 4.3 - Retscreen – Informações das turbinas.....	41
Figura 4.4 - Localização dos municípios onde estão localizadas as torres anemométricas.....	42
Figura 4.5 - <i>Data logger</i> NRG Symphonie-plus instalado nas torres em estudo.....	44
Figura 4.6 – Anemômetro Instalado nas torres.....	45
Figura 4.7 – Anemômetro instalado na torre anemométrica em Maracanaú – CE.....	45
Figura 4.8 – Sensor de direção instalado na torre de Maracanaú – CE.....	46
Figura 4.9 – Sensor de temperatura instalado na torre de Maracanaú – CE...	47
Figura 4.10 – Sensor de radiação solar instalado nas torres de Maracanaú – CE, Parnaíba – PI e Petrolina – PE.....	48
Figura 4.11 – Curva de potência da turbina da Enercon (E2 – 78m).....	51
Figura 4.12 – Curva de potência da turbina da Vestas (V80 – 78m).....	51
Figura 4.13 – Curva de potência da turbina da Vensys (77 – 85m).....	52
Figura 5.1 - Média da velocidade do vento diária, Maracanaú, fevereiro de 2012 a janeiro de 2013.....	53
Figura 5.2 - Superfície que representa o comportamento da velocidade do vento (m/s) em Maracanaú – Ceará durante o ano e durante as horas do dia.....	54
Figura 5.3 - Média da velocidade do vento diária, Parnaíba, agosto de 2012 a julho de 2013.....	55
Figura 5.4 - Superfície que representa o comportamento da velocidade do vento (m/s) em Parnaíba – Piauí durante o ano e durante as horas do dia.....	56
Figura 5.5 - Média da velocidade do vento diária, Petrolina, maio de 2012 a março de 2013.....	57
Figura 5.6 - Superfície que representa o comportamento da velocidade do vento (m/s) em Petrolina – Pernambuco durante o ano e durante as horas do dia.....	57
Figura 5.7 - Representação da frequência de ocorrência da direção do vento e da intensidade de velocidade do vento por meio de um	

	histograma de ângulos para Maracanaú - CE (Fevereiro – 2012 / Janeiro – 2013).....	60
Figura 5.8 -	Representação da frequência de ocorrência da direção do vento e da intensidade de velocidade do vento por meio de um histograma de ângulos para Parnaíba - PI (Agosto – 2012 / Julho – 2013).....	60
Figura 5.9 -	Representação da frequência de ocorrência da direção do vento e da intensidade de velocidade do vento por meio de um histograma de ângulos para Petrolina - PE (Maio – 2012 / 26 de Março – 2013).....	61
Figura 5.10 -	Superfície que representa o comportamento da direção do vento (graus) em Maracanaú – CE durante o ano e durante as horas do dia.....	62
Figura 5.11 -	Superfície que representa o comportamento da direção do vento (graus) em Parnaíba - PI durante o ano e durante as horas do dia.....	62
Figura 5.12 -	Superfície que representa o comportamento da direção do vento (graus) em Petrolina - PE durante o ano e durante as horas do dia.....	63
Figura 5.13 -	Dia Característico para os meses com maiores médias de velocidade do vento em Maracanaú, Parnaíba e Petrolina.....	64
Figura 5.14 -	Dia Característico para os meses com menores médias de velocidade do vento em Maracanaú, Parnaíba e Petrolina.....	64
Figura 5.15 -	Distribuição de Weibull Maracanaú – Anual.....	66
Figura 5.16 -	Distribuição de Weibull Parnaíba – Anual.....	66
Figura 5.17 -	Distribuição de Weibull Petrolina– Anual.....	66
Figura 5.18 -	a) Distribuição de Weibull Maracanaú – Outubro de 2012 e b) Distribuição de Weibull Maracanaú – Março de 2012.....	67
Figura 5.19-	a) Distribuição de Weibull Parnaíba – Outubro de 2012 e b) Distribuição de Weibull Parnaíba – Abril de 2012.....	68
Figura 5.20 -	a) Distribuição de Weibull Petrolina – Ago/2012 e b) Distribuição de Weibull Parnaíba – Jan/2012.....	69
Figura 5.21 -	Curvas de distribuição de Weibull e histograma em	

	Maracanaú (Fevereiro de 2012 a Janeiro de 2013).....	70
Figura 5.22 -	Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Parnaíba (Agosto de 2012 a Julho de 2013).....	70
Figura 5.23 -	Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Petrolina (Maio de 2012 a Março de 2013).....	71
Figura 5.24 –	Variação Mensal do fator de Forma: Maracanaú - CE.....	72
Figura 5.25 –	Variação Mensal do fator de Forma: Parnaíba - PI.....	73
Figura 5.26 –	Variação Mensal do fator de Forma: Petrolina - PE.....	73
Figura 5.27 –	Variação mensal do fator de escala: Maracanaú-CE.....	74
Figura 5.28 –	Variação mensal do fator de escala: Parnaíba – PI.....	74
Figura 5.29 –	Variação mensal do fator de escala: Petrolina – PE.....	74
Figura 5.30 –	Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Maracanaú (primeiro semestre).....	75
Figura 5.31 –	Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Parnaíba (primeiro semestre).....	75
Figura 5.32 –	Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Petrolina (primeiro semestre).....	76
Figura 5.33 –	Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Maracanaú (segundo semestre).....	76
Figura 5.34 –	Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Parnaíba (segundo semestre).....	77
Figura 5.35 –	Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Petrolina (segundo semestre).....	77
Figura 5.36 –	Curvas das diferentes distribuições estatísticas aplicadas a Maracanaú.....	79
Figura 5.37 –	Curvas das diferentes distribuições estatísticas aplicadas a Parnaíba.....	80
Figura 5.38 –	Curvas das diferentes distribuições estatísticas aplicadas a Petrolina.....	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 -	Potencial eólico estimado para as diferentes regiões brasileiras.....	10
Tabela 2.2 –	Informações sobre mecanismos de ventos e as características dos ventos nas regiões e sub-regiões....	21
Tabela 2.3 –	Intensidade dos ventos nas diferentes regiões e sub-regiões do Nordeste brasileiro.....	22
Tabela 4.1 -	Informações referentes às torres anemométricas.....	43
Tabela 4.2 –	Parâmetros de calibração dos anemômetros instalados nas três localidades.....	46
Tabela 5.1 -	Parâmetros estatísticos dos dados de velocidade do vento, Maracanaú, por meses.....	54
Tabela 5.2 -	Parâmetros estatísticos dos dados de velocidade do vento, Parnaíba, por meses.....	56
Tabela 5.3 -	Parâmetros estatísticos dos dados de velocidade do vento, Petrolina, por meses.....	58
Tabela 5.4 -	Parâmetros estatísticos dos dados de velocidade do vento.....	58
Tabela 5.5 –	Aplicações dos testes estatísticos para Maracanaú – CE.....	71
Tabela 5.6 –	Aplicações dos testes estatísticos para Parnaíba – PI..	72
Tabela 5.7 –	Aplicações dos testes estatísticos para Petrolina – PE.	72
Tabela 5.8 -	Aplicações dos testes estatísticos para Maracanaú – CE (primeiro semestre).....	78
Tabela 5.9 -	Aplicações dos testes estatísticos para Parnaíba - PI (primeiro semestre).....	78
Tabela 5.10-	Aplicações dos testes estatísticos para Petrolina - PE (primeiro semestre).....	78
Tabela 5.11-	Aplicações dos testes estatísticos para Maracanaú - CE (segundo semestre).....	78
Tabela 5.12-	Aplicações dos testes estatísticos para Parnaíba - PI (segundo semestre).....	78

Tabela 5.13-	Aplicações dos testes estatísticos para Petrolina - PE (segundo semestre).....	78
Tabela 5.14-	Aplicações dos testes estatísticos para avaliar as diferentes distribuições em Maracanaú - CE.....	81
Tabela 5.15-	Aplicações dos testes estatísticos para avaliar as diferentes distribuições em Parnaíba - PI.....	81
Tabela 5.16-	Aplicações dos testes estatísticos para avaliar as diferentes distribuições em Petrolina - PE.....	81
Tabela 5.17-	Informações relacionadas às turbinas eólicas utilizadas na análise de geração anual de energia nas três localidades.....	82
Tabela 5.18-	Estimação da produção de eletricidade anual dos parques eólicos nas três diferentes localidades (sem adicionar as perdas).....	82
Tabela 5.19-	Análise da geração de energia anual para Maracanaú.	83
Tabela 5.20-	Análise da geração de energia anual para Parnaíba.....	83
Tabela 5.21-	Análise da geração de energia anual para Petrolina.....	84

SUMÁRIO

	RESUMO	
	ABSTRACT	
1.	INTRODUÇÃO	01
2.	RECURSO EÓLICO	04
2.1	Introdução.....	04
2.1.1	<i>Cenário Mundial do Uso do Recurso Eólico</i>	05
2.1.2	<i>Cenário Brasileiro</i>	07
2.2	Estudo do Recurso Eólico.....	12
2.2.1	<i>Sistemas de Ventos Globais</i>	15
2.2.2	<i>Sistemas de Ventos Locais</i>	17
2.2.2.1	<i>Brisas de terra e de mar</i>	17
2.2.2.2	<i>Brisas de montanha e vale</i>	18
2.2.3	<i>Mecanismos de Ventos no Nordeste Brasileiro</i>	19
2.2.4	<i>Aspectos Gerais do Aproveitamento Eolielétrico</i>	22
3.	CARACTERIZAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO	24
3.1	Histogramas de Velocidades do Vento.....	26
3.2	Representação dos Dados de Direção do Vento.....	26
3.3	Estatística Descritiva Aplicada a Séries de Velocidade do Vento.....	27
3.4	Distribuições de Frequência.....	28
3.4.1	<i>Distribuição de Weibull</i>	29
3.4.1.1	<i>Investigação de Métodos Numéricos para o Cálculo dos Parâmetros de Weibull</i>	31
3.4.2	<i>Diferentes Distribuições de Probabilidade</i>	35
3.5	Representação de Dias Característicos.....	37
4.	MATERIAL E MÉTODOS	39
4.1	Área de Estudo.....	41
4.2	Descrição da Base de Dados.....	43
4.2.1	<i>Data Logger e Sensores Utilizados</i>	43
4.3	Gráficos e Tabelas das Séries Temporais.....	48
4.4	Métodos Numéricos para Estimação dos Parâmetros de Weibull.....	49
4.5	Distribuições de Frequência.....	49

4.6	Cálculo da Geração Anual de Energia.....	50
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	53
5.1	Estudo das Séries Temporais de Velocidade do Vento.....	53
5.1.1	<i>Comportamento Anual, Mensal e Diário</i>	53
5.1.2	<i>Comportamento da Direção do Vento</i>	59
5.1.3	<i>Dia Característico</i>	63
5.2	Aplicações da Distribuição de Weibull.....	65
5.3	Cálculo dos Parâmetros de Weibull: Diferentes Métodos Numéricos.....	70
5.4	Análise de Diferentes Distribuições de Frequências.....	79
5.5	Avaliação da Geração de Energia.....	81
6.	CONCLUSÃO	86
7.	REFERÊNCIAS	89
	ANEXOS	94

1. INTRODUÇÃO

O crescimento populacional e o aumento no nível tecnológico, notadamente dos países em desenvolvimento, nos últimos anos vêm gerando a necessidade de elevar significativamente a oferta de energia. O desenvolvimento econômico e social do Brasil demanda cada vez mais energia e, por consequência, impõe o desafio de estabelecer uma infraestrutura para geração de energia elétrica capaz de atender ao país. A solução mais adotada nas últimas décadas é a construção de hidroelétricas de grande porte, que, progressivamente, estão chegando a um limite técnico e ambiental devido à inadequação dos reservatórios às características naturais da Amazônia, onde se localiza o maior potencial hídrico do país (CONSELHO INTERNACIONAL DE ENERGIA EÓLICA, 2013).

Com relação à matriz elétrica brasileira para geração de eletricidade, a hidroeletricidade é complementada por termoelétricas, particularmente nos períodos em que os reservatórios hídricos estejam com baixos níveis. Esse tipo de sistema é frequentemente conhecido como “Hidrotérmico”; neste contexto é possível entender a necessidade de recursos complementares à matriz elétrica, promotoras de uma diversificação e capazes de substituir essas térmicas e reduzir os riscos de desabastecimento elétrico resultantes da variabilidade do regime de chuvas e consequente redução na capacidade de estocagem dos reservatórios.

Nesse contexto de diversificação, pode-se destacar a energia eólica, capaz de ser convertida em energia mecânica pelo giro de pás e posteriormente em energia elétrica por meio de geradores. Os movimentos de massas de ar, conhecidos como vento, são resultantes da associação entre energia solar e a rotação da Terra, variando entre as regiões a depender da localização do ponto considerado no globo terrestre (CARVALHO, 2003).

A razão de se destacar a fonte de geração eolioelétrica no caso brasileiro está relacionada aos regimes sazonais complementares. As usinas hidroelétricas apresentam os maiores índices pluviométricos entre os meses de dezembro e abril (período chuvoso) e menores índices pluviométricos entre julho e outubro (estação seca); por sua vez, o recurso eólico apresenta valores mais elevados exatamente durante os meses de pouca ou quase nenhuma precipitação. Nesse contexto, conversores de energia eólica conectados à rede podem economizar água dos reservatórios durante os meses críticos de seca e aumentar a confiabilidade do sistema elétrico.

Esta complementaridade sazonal é importante para equilibrar a geração hidroelétrica dominante no país, tornando a fonte eólica interessante na diversificação da matriz elétrica brasileira. Essa sinergia potencial entre os regimes eólico e hídrico pode continuar a caracterizar o Brasil como possuidor de uma matriz elétrica estável e composta predominantemente por recursos renováveis (AMARANTE *et al.*, 2001).

Apesar dos benefícios que a energia eólica traz para o Brasil, esta fonte traz consigo uma incerteza relacionada à produção final, pois o vento tem características intermitentes, que muitas vezes limita a aplicação. Diante disso, os sistemas de caracterização dos recursos eólicos tornam-se importantes, pois reduzem o impacto associado à incerteza do vento, ajudando a inserir a energia eólica no mercado elétrico, e também auxiliando nas tomadas de decisões no planejamento de outras fontes de geração energia (PEREIRA *et al.*, 2007).

Diante desse comportamento variável das séries históricas de velocidade do vento é importante se aplicar análises estatísticas que permitam conhecer o recurso eólico e detectar tendências e padrões de sazonalidade. A modelagem estatística permite entender o comportamento futuro do processo estocástico associado à velocidade do vento, de suma importância para estimação da energia elétrica a ser gerada e do fator de capacidade de turbinas eólicas, avaliação do potencial eólico em locais de interesse e dos impactos na operação do sistema elétrico (MACEIRA *et al.*, 2011).

Segundo Martins e Pereira (2011) a falta de informações confiáveis sobre a variabilidade do recurso eólico é apontado como uma das principais barreiras para um desenvolvimento mais rápido do setor eólico.

Desta forma, a presente dissertação possui os seguintes objetivos:

- Analisar o comportamento do vento em três localidades no Nordeste do Brasil (Maracanaú (CE), Petrolina (PE) e Parnaíba (PI)) objetivando identificar e caracterizar a variabilidade do recurso eólico;
- Identificar as análises estatísticas mais adequadas aos padrões de comportamento do recurso eólico observado nas três localidades;
- Identificar o impacto das análises estatísticas utilizadas na produção de eletricidade de aerogeradores.

A dissertação está dividida em seis capítulos. No capítulo 1, incluem-se a introdução, que tem o objetivo de posicionar o leitor sobre o tema.

No capítulo 2, discorre-se acerca do panorama da energia eólica no Mundo, no Brasil e no Nordeste, trazendo um breve histórico e uma visão evolutiva sobre o desenvolvimento e utilização dessa fonte de geração, nestes cenários. Abordando o recurso eólico, são apresentados os fenômenos físicos responsáveis pela geração dos ventos e sua distribuição no espaço e é descrito os mecanismos de ventos na região Nordeste.

No capítulo 3, são apresentadas as técnicas utilizadas para a caracterização dos regimes de vento. É realizada a descrição de diferentes técnicas estatísticas usadas para estudo de séries de velocidade e direção do vento, é feito o detalhamento matemático sobre as distribuições estatísticas utilizadas e os diferentes métodos numéricos que são aplicados para o cálculo dos parâmetros da distribuição de Weibull.

No capítulo 4 é apresentada a área de estudo, os procedimentos de coletas e descrição da base de dados. Apresenta as técnicas estatísticas utilizadas para a caracterização das séries de velocidade e direção do vento. São descritas todas as etapas da pesquisa, desde as diferentes distribuições estatísticas aplicadas, os diferentes métodos numéricos usados para os cálculos dos seus parâmetros até a análise da geração de energia anual para cada localidade.

O capítulo 5 apresenta os resultados deste trabalho de mestrado e, por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões da pesquisa.

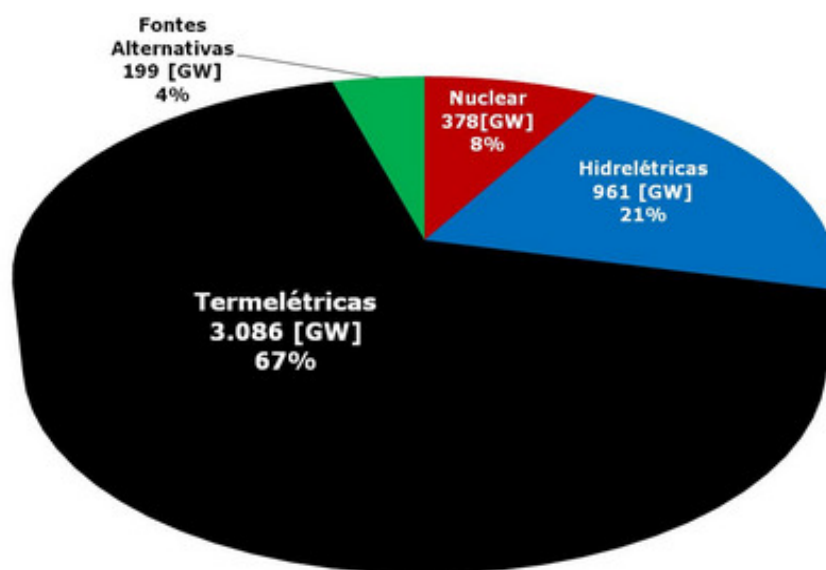
2 RECURSO EÓLICO

2.1 Introdução

A questão energética é um tópico que apresenta relevância no cenário atual. O desafio é satisfazer as crescentes demandas por energia de forma a manter a segurança no suprimento, a qual é necessária para o desenvolvimento social e econômico dos países, e ao mesmo tempo reduzir os impactos ambientais para atender a esse aumento no consumo de energia (PEREIRA *et al.*, 2007).

Observando os aspectos de geração de energia elétrica no âmbito mundial, verifica-se que a problemática está diretamente relacionada com a dependência que existe no uso de combustíveis fósseis, como mostra a Figura 2.1; paralelamente, há uma busca por incluir nas matrizes elétricas as fontes alternativas de energia.

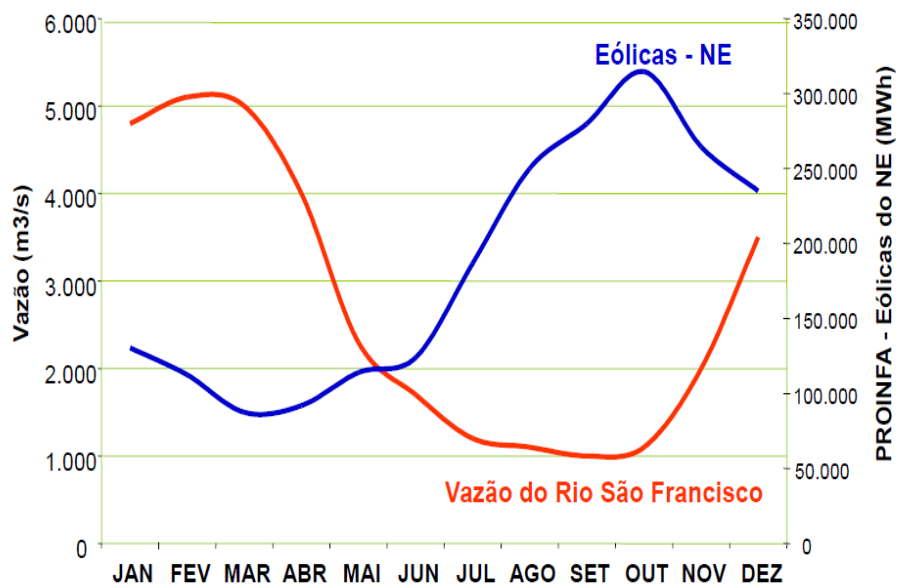
Figura 2.1 - Fontes de geração de energia elétrica no mundo.



Fonte: Energy Information Administration - EIA (2008).

No Brasil, como a geração de eletricidade é predominantemente realizada por meio de hidroelétricas (renovável), o desafio é diversificar a matriz elétrica, objetivando um suprimento confiável, em termos de quantidade e qualidade. Observando a Figura 2.2, verifica-se que o período que representa os menores índices pluviométricos, ou menores vazões no rio São Francisco, é o mesmo em que no Nordeste brasileiro são registradas as maiores velocidades do vento, demonstrando que o aproveitamento eólico é de grande relevância para a diversificação das fontes.

Figura 2.2 - Comportamento complementar entre recurso eólico no Nordeste e vazão do Rio São Francisco.



Fonte: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2013).

Dentre as diferentes fontes alternativas de geração de energia elétrica, a eólica é a fonte que mais tem crescido no aspecto tecnológico, sendo amplamente utilizada em diversos países (SÁNCHEZ, 2006; WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2014). O aproveitamento eólicoelétrico vem se expandindo ao longo das últimas décadas, o que mostra um futuro de consolidação da tecnologia e custos decrescentes, tornando a energia elétrica gerada competitiva no mercado.

A energia eólica é considerada uma fonte de energia “limpa” e alternativa que não contribui para a emissão de gases de efeito estufa ou resíduos tóxicos, melhora a segurança e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica por meio da diversificação das matrizes.

Em razão do grande potencial eólico brasileiro estimado (143,5 GW de potência instalada e uma produção de 272,2 TWh/ano de eletricidade a uma média anual de velocidade do vento de 7 m/s) e a evolução tecnológica dos aerogeradores, o uso da energia eólica é considerado uma alternativa viável econômica e ambientalmente (AMARANTE *et al.*, 2001). A implantação de aerogeradores depende principalmente das condições de vento locais (NASCIMENTO, 2006).

2.1.1 Cenário Mundial do Uso do Recurso Eólico

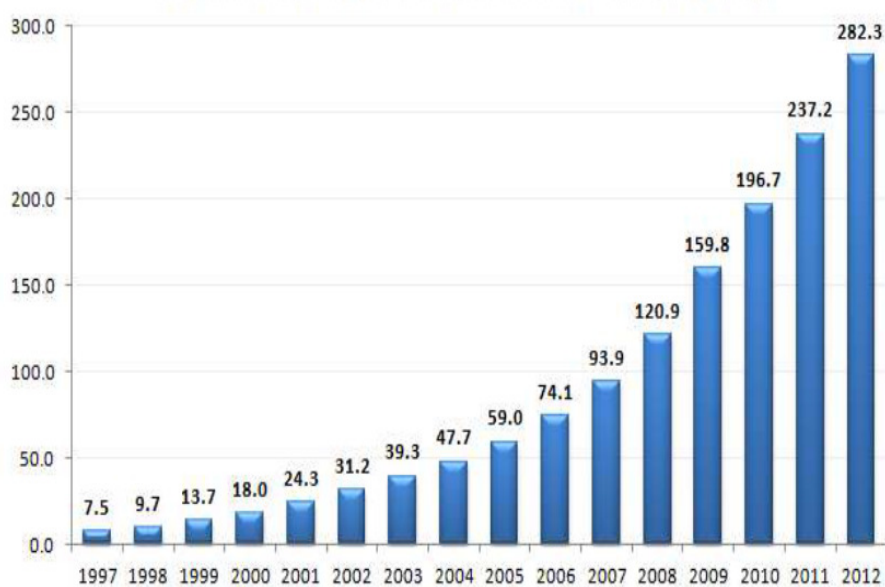
O primeiro impulso significativo para o uso da energia eólica para fins de geração elétrica foi dado nos anos 70, resultado da crise do petróleo, que fez com que os governos de

diversos países investissem em programas de incentivos à pesquisa no setor (Estados Unidos, Dinamarca, Suécia e Alemanha); as primeiras máquinas não foram um sucesso comercial, mas possibilitaram ampliar o conhecimento e consolidar a tecnologia nos campos da aerodinâmica, ciência dos materiais e sistemas de controle (CARVALHO, 2003).

Em 1978, o governo da Califórnia estabeleceu um sistema de subsídios e tarifas especiais para a geração eólicoelétrica, dando lugar à instalação de quinze mil máquinas, com capacidade agregada de 1,3 GW. Programas similares, de estímulo ao mercado, foram criados na Dinamarca, Alemanha, Espanha, Reino Unido e Índia.

A partir do final dos anos 90 o uso da energia eólica teve um crescimento expressivo na capacidade instalada no mundo, como mostra a Figura 2.3. A capacidade eólica instalada no mundo em 2012 foi de aproximadamente 282,3 GW.

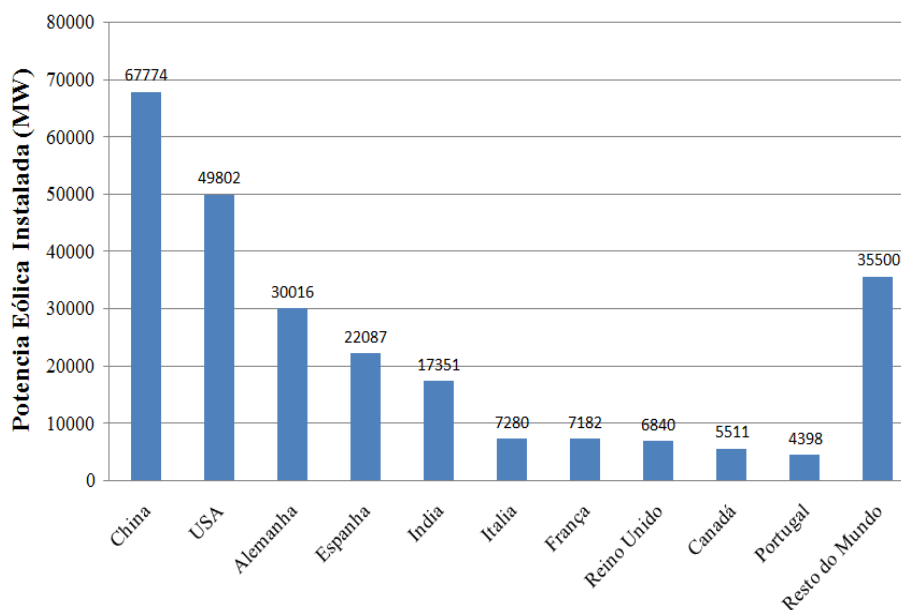
Figura 2.3 - Crescimento da capacidade eólica instalada no mundo até 2012, em GW.



Fonte: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2013).

Países como a China, Estados Unidos e Alemanha encontram-se entre os que mais investiram no setor e que possuem as maiores potências instaladas no ano de 2012. Figura 2.4 apresenta a potência eólica instalada em diferentes países do mundo.

Figura 2.4 - Potência Eólica Instalada em diversos países no ano de 2012 em MW.



Fonte: World Wind Energy Association (2012).

2.1.2 Cenário Brasileiro

No Brasil, os primeiros anemômetros computadorizados e sensores especiais para energia eólica foram instalados no Ceará e em Fernando de Noronha (PE), no início dos anos 1990. Os resultados dessas medições possibilitaram a determinação do potencial eólico local e a instalação das primeiras turbinas eólicas do Brasil.

Objetivando o abastecimento elétrico de Fernando de Noronha, em julho de 1992 a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) e a Folkcenter (Instituto de Pesquisas em Energias Renováveis da Dinamarca) instalaram um aerogerador de 75 kW, substituída em 2001 por uma unidade de 225 kW, em parceria com o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE), vinculado a Universidade Federal de Pernambuco (CARVALHO, 2003). A partir dessas experiências houve uma crescente em pesquisas em geração eólica no Brasil.

Em termos de energia elétrica, a capacidade hidrelétrica brasileira é complementada principalmente por usinas térmicas convencionais, num total de 120.973 MW de capacidade instalada no final de 2012, usinas hidroelétricas representam 84.294 MW, as usinas térmicas convencionais têm 32.778 MW, as usinas nucleares apresentam uma capacidade de 2.007 MW e os parques eólicos contribuem com 1.894 MW (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA BRASILEIRA, 2013).

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética Brasileira (EPE), a capacidade instalada de fontes de energias renováveis em 2022 está previsto para contribuir com 157.150 MW (85,8 % da capacidade total de 183.053 MW): 114.088 MW de usinas hidrelétricas, a contribuição dos parques eólicos de 17.463 MW (EMPRESA de PESQUESA ENERGÉTICA BRASILEIRA, 2013a). Desta forma, enquanto a capacidade total de energia no Brasil tem um aumento de 51% nesse período, o setor eólico aumenta 775% no mesmo período.

A demanda brasileira por energia deverá aumentar motivada pelo crescimento populacional e econômico e pelos pesados investimentos para melhorar a infraestrutura levando em conta os diferentes eventos que foram e ainda serão realizados no país (Copa do Mundo de Futebol em 2014 e as Olimpíadas em 2016), superando o ritmo observado em países desenvolvidos.

Importantes iniciativas visando à diversificação da matriz de energia elétrica têm sido implementadas pelo Governo Federal como, por exemplo, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), através da Lei n ° 10.438, de 2002. Dos 3.299,40 MW contratados pelo programa, 1.191,24 MW foram fornecidos pelas pequenas centrais hidroelétricas, 1.422,92 MW de usinas eólicas e 685,24 MW de usinas a biomassa.

O primeiro leilão eólico brasileiro ocorreu em dezembro de 2009, com 71 projetos contratados com 1.800 MW de capacidade (YAPP, 2011). Uma revisão de diagnóstico sobre a penetração das tecnologias de energia eólica no Brasil, incluindo um levantamento das políticas e incentivos para as energias renováveis do governo, pode ser encontrada em (MARTINS; PEREIRA, 2011).

No início deste século, foram publicados os primeiros atlas eólicos estaduais (estados do Ceará, Alagoas, Rio de Janeiro, Paraná, Rio Grande do Sul, Bahia, Espírito Santo, Minas Gerais e São Paulo) e os atlas brasileiros para energia eólica. Vale a pena mencionar que, considerando o país e sua área, o número de torres de medição utilizadas para a avaliação de energia eólica pode ser considerada baixa. Para o atlas eólico do Ceará, por exemplo, considerando-se uma área de 149.000 km², as maiores torres tinham 50 metros (apenas 2 torres foram usados em uma linha de costa de 578 km) e 40 metros (apenas 4 torres no mesmo litoral), um grande número de torres utilizadas, principalmente nas áreas distantes da costa, tinha apenas 10 metros de altura (SECRETARIA DA INFRAESTRUTURA DO ESTADO DO CEARÁ, 2001).

Por todo o país, o vasto potencial eólico *offshore* não foi considerado. A falta de informações confiáveis sobre a variabilidade dos recursos energéticos é apontado como

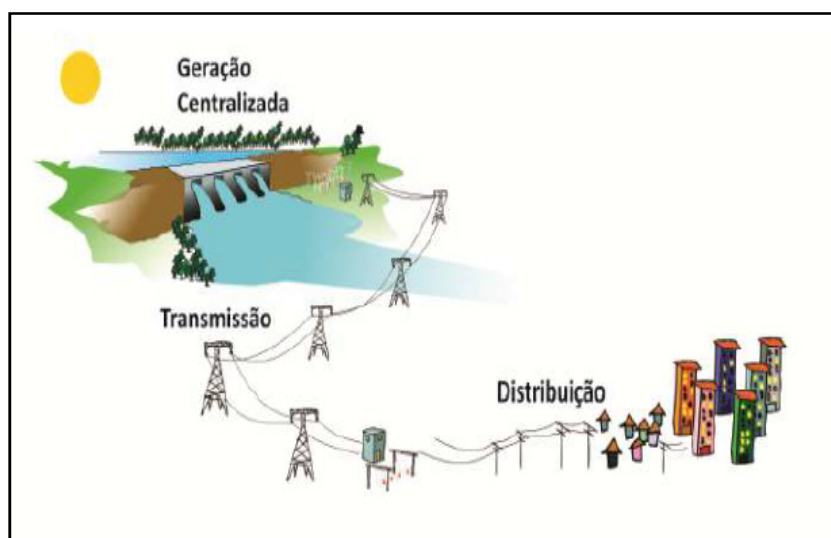
uma das barreiras para um desenvolvimento mais rápido do setor eólico e solar (MARTINS; PEREIRA, 2011).

Além disso, o Governo Federal lançou o Plano Nacional de Mudanças Climáticas (PNAC), a fim de mitigar as consequências do aquecimento global; um dos objetivos do Plano é manter a alta percentagem de energias renováveis no setor elétrico (MINISTÉRIO DE MEIO AMBIENTE, 2008).

Medições recentes de 80-100 metros estimam o potencial de energia eólica do país a ser de 350 GW, o que significa que o potencial de energia eólica no Brasil é agora maior do que o potencial de energia hidráulica, que é estimado em 261 GW (YAPP, 2011). A maioria dos projetos eólicos concorrentes atualmente em leilões estão localizados na região Nordeste do Brasil em estados como Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte.

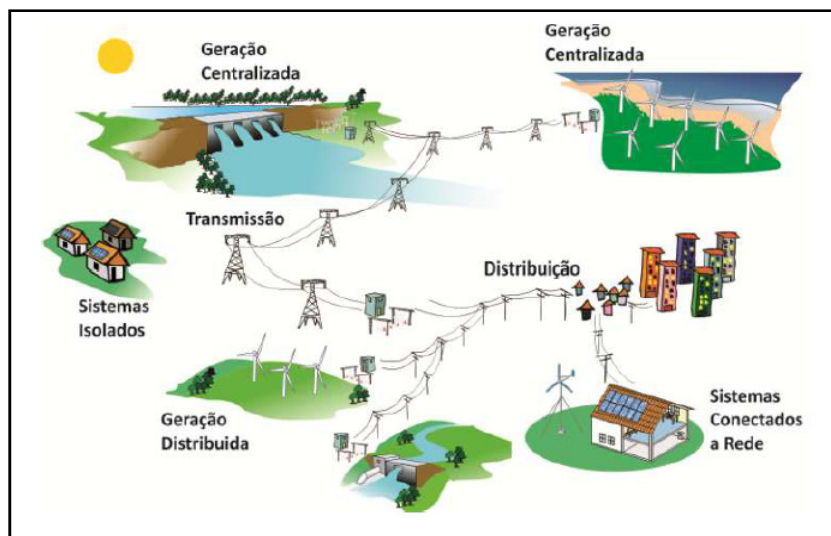
O ano de 2012 foi importante na área de procedimentos de regulamentação. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio da resolução 482, publicada em abril de 2012, dá condições gerais para o acesso de micro-geração (até 100 kW) e mini-geração (a partir de 100 kW até 1MW) à rede de distribuição. A Figura 2.5 apresenta um esquema representativo do sistema de geração centralizado predominante no Brasil e na Figura 2.6 é representado um possível esquema do sistema com a introdução de outras fontes de geração de energia elétrica e das micro e mini gerações.

Figura 2.5 - Representação de um sistema centralizado.



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2008).

Figura 2.6 - Esquema de um sistema descentralizado, incluindo sistemas isolados, micro e mini-geração distribuída.



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2008).

A confiabilidade de um sistema elétrico composto por geração descentralizada é mais elevada, levando em consideração, além da diversificação da matriz de geração, a complementaridade que existe entre a geração eólica e hidroelétrica. (AMARANTE, O. *et al.*, 2001).

Na Tabela 2.1 é apresentado o potencial eólico estimado para as diferentes regiões brasileiras, com destaque a região Nordeste, com potencial superior a 50% do total estimado para o Brasil.

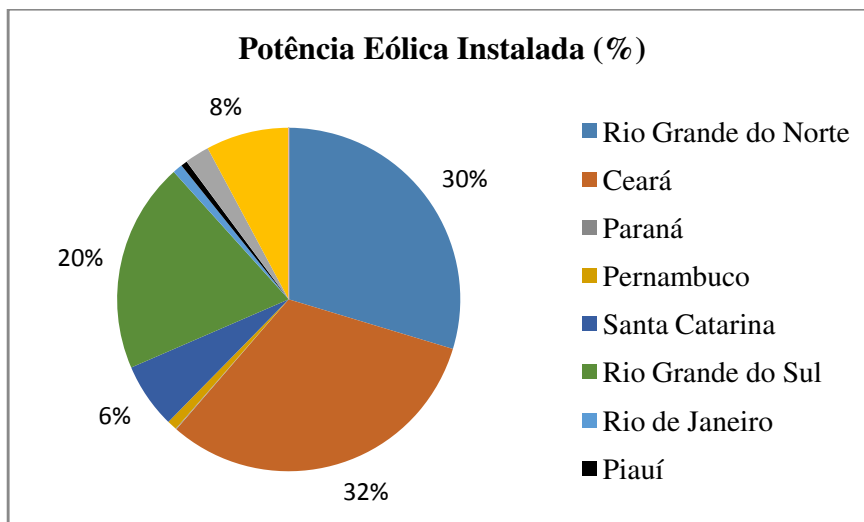
Tabela 2.1 - Potencial eólico estimado para as diferentes regiões brasileiras.

Região/Estado	Potencial Estimado (GW)	Participação relativa (%)
Norte	12,84	8,9
Nordeste	75,05	52,3
Centro Oeste	3,08	2,1
Sudeste	29,74	20,7
Sul	22,76	15,9
Total	143,47	100

Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001).

Dentro da região Nordeste, destaca-se os estados do Ceará e Rio Grande do Norte, com os maiores potenciais para o aproveitamento eolielétrico. A Figura 2.7 apresenta um resumo de como está distribuída essa potência eólica (%) por Estados brasileiros, já incluindo a mini e micro-geração.

Figura 2.7 - Distribuição da potência eólica instalada por estados brasileiros (2014).



Fonte: Adaptado de Agência Nacional de Energia Elétrica (2014).

Os estados que compreendem a maior parte das instalações eólicas brasileiras são: a) Ceará (32%); b) Rio Grande do Norte (30%); e c) Rio Grande do Sul (20%). As demais regiões do país representam juntas 18% da potência instalada. A região Nordeste assume mais de 70% do total instalado no país, se destacando com a representação dos dois primeiros estados, a sua localização privilegiada e a influência de diferentes condições meteorológicas favoráveis que contribuem para essa posição.

Apesar do potencial eólico estimado em 143,5 GW (Atlas do Potencial Eólico Brasileiro), o Brasil possui em 2014, uma capacidade instalada de apenas 4,5 GW, com cerca de 181 usinas eólicas (apresentadas no Anexo 6) em operação no país, cuja capacidade corresponde a 1,2 % da matriz elétrica brasileira (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2014).

Diante das condições apresentadas sobre o uso do recurso eólico no Brasil e no mundo, verifica-se a importância desse recurso e que ainda existem muitas barreiras que precisam ser enfrentadas, considerando desde a avaliação dos recursos eólicos dos diferentes locais e regiões até a própria implantação e gerenciamento.

Junto a essa importância, surgem também problemas como a incerteza relacionada à confiabilidade no atendimento às curvas de cargas diárias, resultado da grande variabilidade da velocidade e direção do vento. Para o aproveitamento do potencial eólico em regiões, exige-se todo um planejamento inicial, que demonstre a viabilidade econômica dos projetos, que envolve desde a análise de parâmetros meteorológicos relevantes, como os dados de velocidade do vento (recurso eólico), direção do vento, temperatura, dados obtidos no terreno

e outros, e depois disso é necessário utilizar estas informações para caracterizar o potencial eólico.

Nas próximas seções será detalhado o comportamento do recurso eólico e em seguida os principais fatores que contribuem para a identificação de locais e regiões propícios para o aproveitamento eólico.

2.2 Estudo do Recurso Eólico

O recurso eólico é qualquer movimento de massas de ar de grandes dimensões (bolsões de ar com características termodinâmicas semelhantes) ou de pequenas parcelas (fenômenos relativamente simples) que ocorra na superfície ou em grandes alturas, podendo ser chamados genericamente de ventos (VIANELLO; ALVES, 1991).

A energia eólica é uma forma indireta de energia solar, pois o recurso eólico (vento) é o resultado da transformação da energia térmica em energia cinética; portanto, é o aquecimento irregular da superfície terrestre que causa os movimentos de massas de ar. Além de recurso necessário para o aproveitamento eolielétrico, o vento é considerado um agente meteorológico que modifica as condições climáticas por meio do transporte de umidade e energia na atmosfera (CARVALHO, 2003, PEREIRA *et al.*, 2007).

Visando o aproveitamento eolielétrico e considerando as incertezas associadas ao recurso eólico, é importante conhecer a dinâmica e comportamento presente e futuro deste recurso. Diferentes mecanismos podem modificar a circulação de massas de ar; dentre os mecanismos se encontram (NASCIMENTO, 2006):

- a) Força de Gradiente de Pressão (FGP);
- b) Força de Coriolis (FCor);
- c) Força de atrito (FAt); e
- d) Força centrífuga (FCfg).

Os gradientes de pressão constituem a principal força motriz dos movimentos de massa de ar; iniciado o movimento, outras forças, como as forças de atrito e Coriolis atuam para modificar ou controlar o movimento. A atmosfera é dividida em camadas. A troposfera, por ser a camada mais próxima da superfície terrestre, é onde ocorrem praticamente todos os processos relacionados aos fenômenos meteorológicos e é onde estão os movimentos de massas de ar de interesse ao aproveitamento eolielétrico.

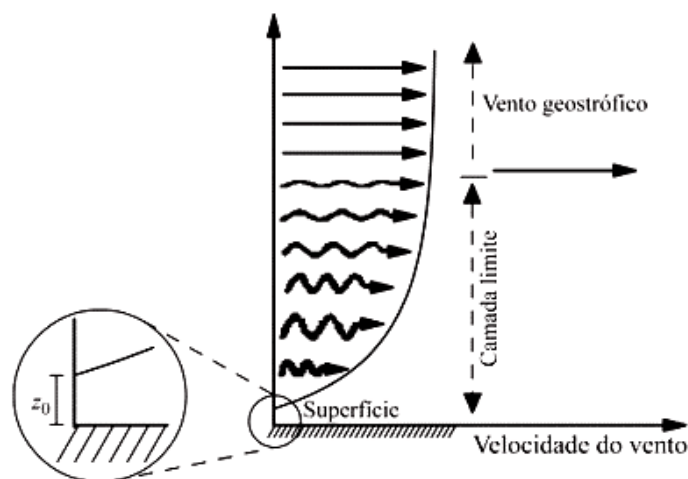
Segundo Pereira *et al.* (2007) e Vianello e Alves (1991) existem três diferentes tipos de ventos:

- Vento geostrófico: os movimentos de massas de ar ocorrem a quilômetros da superfície terrestre, não sofrendo influência do atrito da superfície e é resultante do equilíbrio entre FGP e FCor;
- Vento gradiente: os movimentos de massas de ar percorrem trajetórias de grande curvatura, resultantes do equilíbrio entre as FGP, FCor e FCfg;
- Vento ciclostrófico: é o vento nas proximidades da superfície terrestre; diferente dos movimentos de massas de ar anteriores, esse tipo de vento ocorre em latitudes onde a FCor não tem efeitos consideráveis, próximos aos trópicos, por exemplo. É o vento resultando do equilíbrio entre FGP e FCfg

Existe uma camada limite atmosférica que compreende desde a superfície terrestre até cerca de 1000 a 2000 metros de altura; nesta camada o vento tem comportamento diferente do resto da atmosfera, devido às forças friccionais se tornarem relevantes (RODRIGUES, 2007). A presença dessas forças de fricção faz com que a velocidade do vento diminua a intensidade à medida que se aproxima do solo, induzindo a formação de um perfil vertical de velocidade (SILVA, 2003).

O vento utilizado pelos aerogeradores é o vento próximo à superfície; esse comportamento vertical da velocidade do vento é representado na Figura 2.8 onde z_0 é o comprimento de rugosidade, altura onde a velocidade do vento é nula.

Figura 2.8 - Distribuição vertical da velocidade do vento.



Fonte: Pereira *et al.* (2007).

Como visto, um dos fatores que mais influenciam na velocidade do vento é a altura. A correção de valores de velocidades obtidos para valores desejados pode ser feita utilizando os métodos da Lei Logarítmica e Lei Potencial, descritas nas Equações 2.1 e 2.2 abaixo, respectivamente (CARVALHO, 2003).

$$V(h) = V_{ref} \cdot \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \quad (2.1)$$

$$V(h) = V_{ref} \cdot \left(\frac{h}{h_{ref}}\right)^\alpha \quad (2.2)$$

Onde $V(h)$ é a velocidade desejada a uma altura h , V_{ref} é a velocidade de referência, h_{ref} é a altura de referência, z_0 é o comprimento de rugosidade e α expoente da camada limite, varia em torno de 0,14 ou 1/7, em função da rugosidade do terreno.

À medida que se aproxima do solo, a quantidade de decréscimo na velocidade do vento depende da rugosidade, que depende do tipo de relevo e uso do solo; por exemplo, áreas florestais têm menor escoamento de ar que áreas descampadas e locais próximos à costa geralmente têm velocidades do vento maiores.

Além de variar no espaço, o vento possui comportamento intermitente ao longo do tempo. Os instrumentos de medição do vento têm a tarefa de fornecer com maior ou menor precisão as velocidades alcançadas. Essa obtenção de dados é realizada por meio da geração de sinais analógicos ou digitais proporcionais a velocidade do vento (CARVALHO, 2003). Existem dois tipos principais de equipamentos de medição de velocidade do vento:

- a) Anemômetro de conchas;
- b) Anemômetro de hélices;
- c) Anemômetro sônico.

Os avanços na capacidade de processamento dos computadores têm possibilitado um bom avanço na precisão de estimativas de vento que ocorrem nas proximidades da superfície. As modernas estações de medições de potencial eólico possuem dados medidos ou sistemas de transmissão dos dados para uma central de processamento. A instrumentação dessas estações para a aquisição de dados deve ser robusta para permitir a coleta de dados confiáveis e em períodos longos de tempo, para conhecer a variabilidade sazonal do comportamento do vento e outros parâmetros importantes na hora de se estimar o potencial eólico de um local.

Nas próximas subseções será explicado como o vento se comporta em condições global e locais, além dos mecanismos de vento sobre a região Nordeste do Brasil e o que torna essa região favorável para o aproveitamento eólicoelétrico.

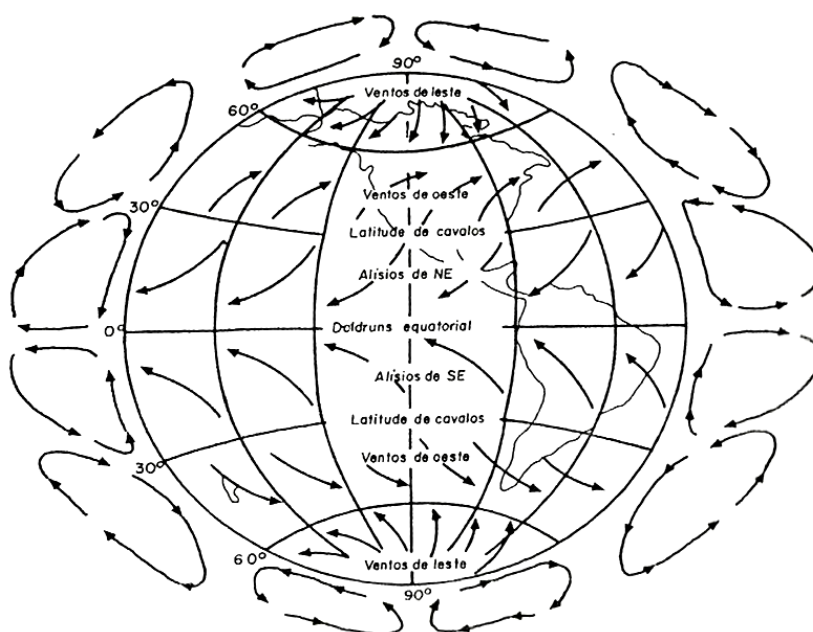
2.2.1 *Sistemas de Ventos Globais*

Os deslocamentos globais de massas de ar ocorrem devido ao fato da quantidade de calor que chega à superfície terrestre na região equatorial ser maior que nos pólos (CARVALHO, 2003). Segundo Vianello e Alves (1991) quando se observa o campo de vento na atmosfera terrestre é importante reconhecer que existem várias escalas de movimentos, tanto no tempo, quanto no espaço.

Para compreender as configurações do tempo e do clima, é necessário que se conheça desde a circulação geral da atmosfera até os fenômenos de pequena escala e suas interações. A Figura 2.9 apresenta um esquema simplificado da circulação geral da atmosfera.

A partir de cinturões de alta pressão, localizados em torno de 30°N e 30°S, sopram os ventos alísios de nordeste e sudeste para o equador. Nas latitudes médias prevalecem os ventos de oeste, em ambos os hemisférios e próximo aos pólos estão os ventos de leste. Na região equatorial, onde os alísios convergem, o ar geralmente sobe e, sendo quente e úmido, ocorre intensa formação de nuvens e pesadas chuvas, essa região é chamada de zona de convergência intertropical (ZCIT).

Figura 2.9 - Esquema simplificado da circulação geral atmosférica.



Fonte: Vianello e Alves (1991).

A ZCIT é uma região de ventos fracos e precipitações intensas, o ar sobe na direção da ZCIT, desloca-se na direção polar e desce nas regiões de alta pressão nos subtropicais (em torno de 30°N e 30°S) formando uma célula, conhecida como célula de Hadley.

Nas regiões de convergência dos ventos de oeste e leste, situam-se duas importantes zonas de convergência extratropicais, encontro de ar quente e úmido e do ar frio e seco onde se formam o que chamamos frentes (VIANELLO; ALVES, 1991).

Durante todo o ano a circulação atmosférica não se comporta exatamente conforme a Figura 2.9. A distribuição dos continentes e oceanos, combinada com o aquecimento diferenciado (em virtude do calor específico) origina configurações de pressão que torna essa circulação diferente entre o inverno e o verão nos hemisférios (SILVA, 2003).

A ZCIT apresenta um período de migração entre os hemisférios indo de sua localização predominante no hemisfério sul (Janeiro) para o hemisfério norte (julho). Esse deslocamento da ZCIT gera diferentes consequências no tempo e no clima das diferentes regiões tropicais. Por exemplo, a distribuição de chuvas do Nordeste brasileiro está relacionada a esse deslocamento (caracterizando o primeiro semestre do ano como o período de maiores índices pluviométricos e o segundo semestre como o período mais seco e quando ocorrem a predominância de maiores velocidades do vento).

Para o mês de setembro observam-se os ventos resultantes incidindo claramente sobre o Nordeste do Brasil, e o efeito inverso ocorre para o mês de fevereiro, quando a ZCIT está deslocada para o Hemisfério Sul, trazendo como característica a predominância de chuvas na região.

Segundo Silva (2003) alterações no comportamento da ZCIT estão relacionadas diretamente com as variações na temperatura da superfície do mar (TSM) do Atlântico Sul e Pacífico Equatorial. As dinâmicas desses oceanos (evaporação, ciclos convectivos, formação de nuvens) além de provocarem mudanças no posicionamento da ZCIT, também alteram a intensidade das células de pressão e nos ventos alísios.

O clima no Nordeste é muito afetado pelas anomalias nestes oceanos: a) Dipolo da TSM no Atlântico; e b) *El Niño* e *La Nina* no Pacífico (Silva, 2003). Contudo as alterações no Atlântico afetam mais fortemente a climatologia regional e os acontecimentos de *El Niño* ou *La Nina* no Pacífico Equatorial afetam de forma mais acentuada a climatologia mundial.

O *El Niño* é o aquecimento anômalo das águas superficiais do Pacífico Equatorial, ocorre em ciclos irregulares entre 2 e 7 anos, sua manifestação reduz a intensidade dos ventos alísios. No Nordeste do Brasil ocorre uma redução nas precipitações ao norte da região

(Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte) nos meses chuvosos de fevereiro a maio (SILVA, 2003). Nos episódios de *El Niño* observa-se uma modificação da circulação dos ventos sobre o Pacífico Equatorial.

O *La Nina* é um fenômeno oposto ao *El Niño*, nele ocorre um resfriamento anômalo do Pacífico Equatorial, também produz mudanças na dinâmica da atmosfera, alterando a climatologia do planeta. Durante esses eventos, que podem durar até 2 anos, os ventos alísios tendem a ser intensificados, as chuvas são intensificadas no Nordeste do Brasil, e entre novembro e janeiro no Centro-sul do Maranhão e Piauí ocorrem chuvas em abundância.

2.2.2 Sistemas de Ventos Locais

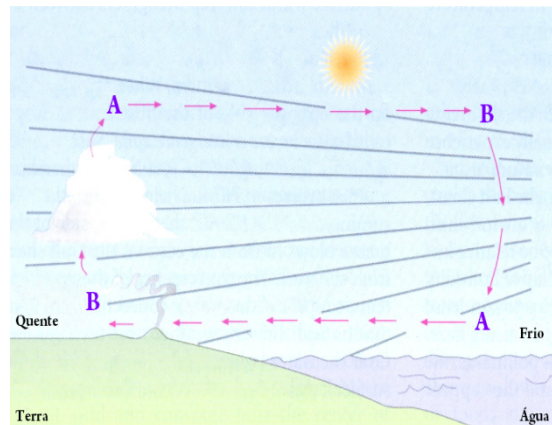
Os principais exemplos dos deslocamentos locais são: a) Brisas de terra e de mar; e b) Brisas de montanha e de vale (CARVALHO, 2003).

2.2.2.1 Brisas de terra e de mar

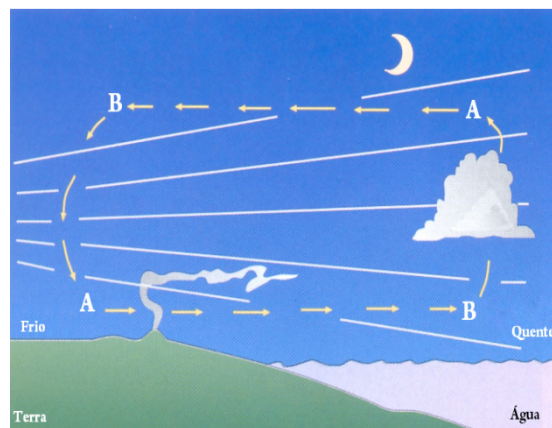
Segundo Vianello e Alves (1991), no período da manhã, à medida que o sol se eleva o continente é aquecido mais rapidamente que o mar (a água possui um calor específico muito elevado) formando uma zona de baixa pressão sobre o continente e o deslocamento da brisa se dá do mar para a terra, no continente é formada uma corrente ascendente e uma célula é formada.

À noite, com o resfriamento continental, em relação ao oceano e a formação de uma zona de baixa pressão sobre o oceano, o mecanismo se inverte e o vento passa a se deslocar em baixos níveis (da terra para o mar) e em altos níveis (do mar para a terra). A Figura 2.10 apresenta um esquema desse comportamento das brisas de terra e de mar.

Figura 2.10 - Esquema que representa o mecanismo de brisa de terra e de mar, a) Durante o dia; b) Durante a noite.



(a)



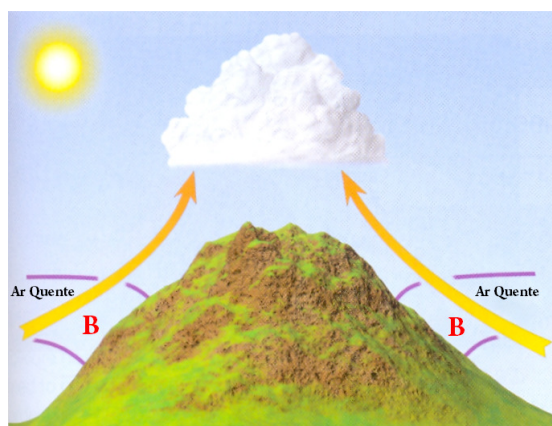
(b)

Fonte: <http://www.estacao.iag.usp.br/>.

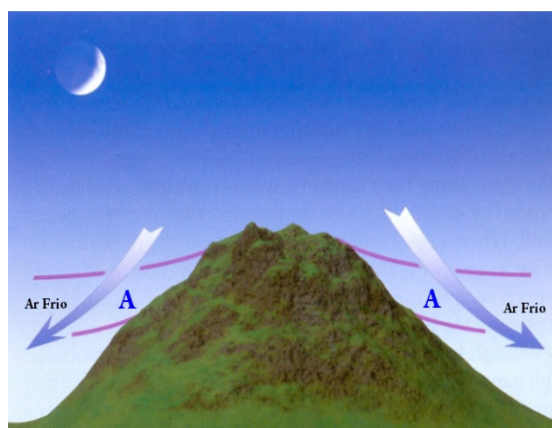
2.2.2.2 Brisas de montanha e vale

Durante as horas de incidência solar, as encostas das montanhas e o ar em contato se aquecem mais rápido que o ar localizado nos vales. Esse aquecimento diferenciado estabelece uma circulação, onde o ar desloca-se encosta acima durante o dia (SILVA, 2003), durante a noite o processo é invertido, o ar é deslocado no sentido dos vales, resultando do resfriamento que ocorre nas encostas das montanhas e no ar em contato, conforme Figura 2.11.

Figura 2.11 – Mecanismo de brisa de montanha e de vale: a) Durante o dia; b) Durante a noite.



(a)



(b)

Fonte: <http://www.estacao.iag.usp.br/>.

2.2.3 Mecanismos de Ventos no Nordeste Brasileiro

Regiões próximas à linha do equador, como é o caso do Nordeste brasileiro, merecem destaque no que tange o aproveitamento eólico, pois estas regiões sofrem fortes influências dos *Ventos Alísios* e pelas diferentes posições da ZCIT (CARVALHO, 2003).

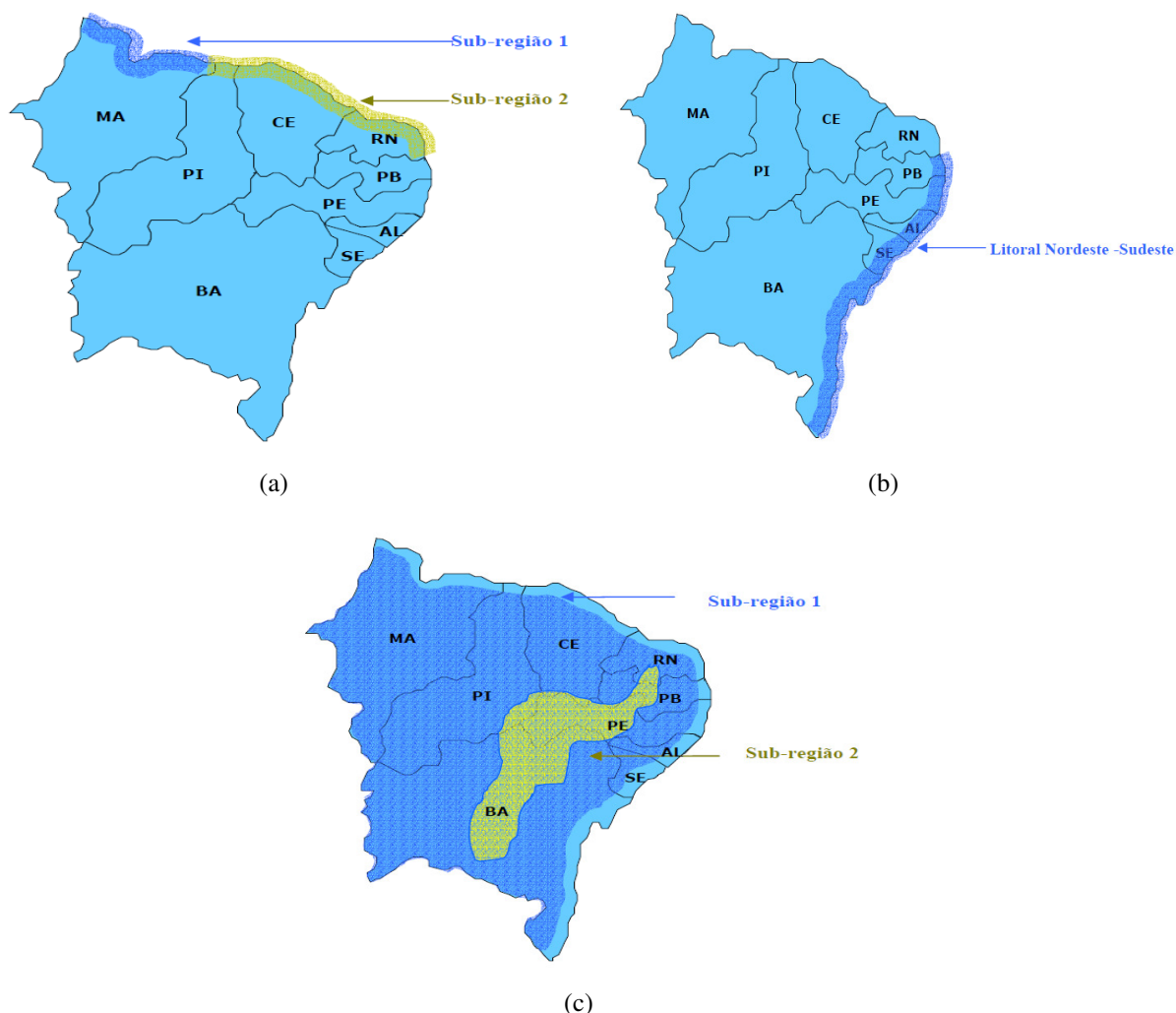
A posição da ZCIT converge em ciclos anuais, como foi demonstrado anteriormente. Essas variações em sua posição resultam em uma sazonalidade bem definida no Nordeste brasileiro, tendo o primeiro semestre como o período de maiores ocorrências de chuvas e valores reduzidos de velocidade do vento e o segundo semestre como um período mais seco e com predominância das maiores intensidades de velocidades do vento do ano.

Segundo Silva (2003) o Nordeste do Brasil apresenta uma posição geográfica privilegiada e extensas áreas litorâneas e de montanhas que torna a região favorável para investimentos eólicos.

O Nordeste do Brasil pode ser dividido em três diferentes regiões e quatro sub-regiões eólicas, representadas na Figura 2.12.

- Litoral Norte – Nordeste (2 sub-regiões)
- Litoral Nordeste – Sudeste
- Nordeste Continental (2 sub-regiões)

Figura 2.12 – Representação esquemática das diferentes regiões eólicas brasileiras (a) Litoral Norte – Nordeste; (b) Litoral Nordeste - Sudeste; e (c) Nordeste Continental.



Fonte: Silva (2003).

As três diferentes regiões são: a) Litoral Norte – Nordeste (compreende desde o litoral do Maranhão até o Rio Grande do Norte); b) Litoral Nordeste-Sudeste (compreende

desde o litoral da Paraíba até a Bahia); e c) Nordeste Continental (Todo o interior da Região Nordeste). Essas regiões e suas características estão representadas na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Informações sobre mecanismos de ventos e as características dos ventos nas regiões e sub-regiões.

Região Eólica	Mecanismos de Vento	Características Eólicas
Litoral Norte - Nordeste	Ciclo anual da ZCIT Brisas de terra e de mar Fortes <i>Ventos Alísios</i>	Alta regularidade anual, alta constância no comportamento da direção e o que difere uma sub-região de outra, é apenas a intensidade que é maior dos ventos na sub-região 2.
Sub-região (1)		
Sub-região (2)		
Litoral Nordeste - Sudeste	Redução dos <i>Ventos Alísios</i> Moderadas brisas de terra e mar	Alta regularidade anual, alta constância no comportamento da direção, diferente da região litorânea Norte – Nordeste, a aqui ocorre uma redução na intensidade dos ventos.
Nordeste Continental	<i>Ventos Alísios</i> Brisas de montanhas e de vales Interações de massas de ar	Alta regularidade anual, moderada constância no comportamento da direção, a intensidade dos ventos é maior na sub-região 2, favorecida pela orografia da sub-região.
Sub-região (1)		
Sub-região (2)		

Fonte: Adaptado de Silva (2003).

Considerando a região eólica do litoral Norte – Nordeste, a sub-região 1 apresenta regimes de ventos de menores intensidades, quando comparados com a sub-região 2. Essa presença de ventos mais fortes na sub-região 2 está relacionada a ação conjunta dos *Ventos Alísios* e de fortes brisas de terra e mar que influem na sub-região.

Observando a região do litoral Nordeste – Sudeste, região de características únicas, nela ocorre uma redução gradual da intensidade dos ventos, resultado da redução dos *Ventos Alísios* e das brisas de mar e de terra.

No Nordeste Continental a intensidade de velocidade do vento vai sendo reduzida à medida que se afasta do litoral, como resultado da influência da rugosidade do terreno, obstáculos naturais e também pela redução na influência das brisas de mar e de terra. Essas sub-regiões sofrem, em alguns locais, forte influência das brisas de montanha e de vale. Do Rio Grande do Norte à Bahia, sub-região 2, apresentam algumas condições de montanhas, serras e chapadas que favorecem a aceleração dos ventos.

Na Tabela 2.3 são apresentadas as intensidades dos ventos nas diferentes regiões e sub-regiões eólicas do Nordeste Brasileiro.

Tabela 2.3 – Intensidade dos ventos nas diferentes regiões e sub-regiões do Nordeste brasileiro.

Região	Faixas de Intensidades dos Ventos (m/s) - 50 metros
Litoral Norte – Nordeste – Sub-região 1	5 – 7
Litoral Norte – Nordeste – Sub-região 2	7 – 9,5
Litoral Nordeste – Sudeste	5 – 8
Nordeste Continental - Sub-região 1	6 – 10
Nordeste Continental - Sub-região 2	

Fonte: Silva (2003).

2.2.4 Aspectos Gerais do Aproveitamento Eólicoelétrico

O recurso eólico, por meio de turbinas eólicas, pode ser convertido em energia mecânica pelo giro das pás e transformado em energia elétrica pelos geradores. As turbinas estão localizadas na camada limite atmosférica, utilizando a energia do vento em diferentes faixas de alturas. As Equações 2.3 e 2.4 apresentam a energia cinética contida em uma massa de ar e a potência disponível na massa de ar, respectivamente (PEREIRA *et al.*, 2007).

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (2.3)$$

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.4)$$

Onde ρ é a densidade do ar (kg/m^3), A é a área da seção transversal (m^2) de um tubo de corrente pelo qual o vento escoar em velocidade v (m/s) e m é a massa de ar em movimento (Kg).

A potência eólica disponível é a energia total disponível por unidade de tempo. Contudo, a energia do vento não é totalmente extraída pelas pás das turbinas; estudos demonstram que ocorre um aproveitamento máximo teórico de 59% da potência total disponível (GASCH; TWELE, 2012). O aproveitamento da potência eólica pode ser obtido considerando o Coeficiente de potência, definido na Equação 2.5.

$$C_p = \frac{P_{ext}}{P_{disp}} \quad (2.5)$$

Onde C_p é rendimento aerodinâmico P_{ext} é a potência extraída e P_{disp} é a potência disponível.

Observando a Equação 2.4, a potência elétrica fornecida por uma turbina eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento. Desta forma, medições incorretas de velocidade

do vento podem representar grandes desvios em termos de previsão da potência disponível para as turbinas, levando, possivelmente, a incertezas no retorno dos investimentos realizados em parques eólicos.

O aproveitamento eólicoelétrico pode ser feito em diferentes aplicações: a) Sistemas isolados; b) Sistemas híbridos; c) Sistemas interligados a rede; e d) Sistemas offshore interligados a rede.

A maior parte dos sistemas isolados requer alguma forma de armazenamento de energia, podendo ser bancos de baterias (para posterior uso da eletricidade armazenada) ou até mesmo o uso da energia gravitacional para o armazenamento da água bombeada em reservatórios para uso futuro.

Os sistemas híbridos são aqueles que, desconectados da rede convencional, apresentam várias fontes de geração de energia elétrica como, por exemplo, turbinas eólicas, geração diesel, módulos fotovoltaicos, entre outras. A utilização de várias formas de geração de energia elétrica aumenta a complexidade do sistema e exige a otimização do uso de cada uma das fontes. Nesses casos, é necessário realizar um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência na entrega da energia para o usuário.

Os sistemas interligados à rede utilizam um grande número de aerogeradores e não necessitam de sistemas de armazenamento de energia, pois toda a geração é entregue diretamente à rede elétrica. O aproveitamento eólico no mar é chamado de *offshore*, as instalações desse tipo de aproveitamento representam uma nova fronteira da utilização da energia eólica. Embora representem instalações de maior custo de transporte, instalação e manutenção, são alternativas importantes de aproveitamento da fonte eólica, considerando que diversos países sofrem com o esgotamento de áreas de grande potencial eólico em terra.

O presente capítulo apresentou uma revisão teórica relacionada ao recurso eólico (vento), aspectos sobre seu uso no Brasil e no mundo e como este recurso sofre modificações no âmbito global e local, destacando os mecanismos de vento na região Nordeste do Brasil. O capítulo 3 apresentará as técnicas estatísticas frequentemente utilizadas na caracterização de potencial eólico de regiões.

3 CARACTERIZAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO

A variável mais importante para avaliar o potencial eólico de uma região é a velocidade do vento. O potencial eólico disponível é função do cubo desta velocidade; se a velocidade do vento dobrar, o potencial aumenta oito vezes. Por essa razão, é o regime dos ventos que determina se o aproveitamento da fonte eólica é atrativo ou não.

As séries temporais, seja de velocidade ou de direção do vento, são ricas de informações. Técnicas adequadas para o processamento dessas informações são de grande relevância quando se quer entender o comportamento dessas séries e se objetiva caracterizar o potencial eólico.

Com relação ao processamento e análise de dados de velocidade do vento, cabe analisar diferentes aspectos dos dados:

- a) Comportamento Anual, Semestral e Diário;
- b) Variabilidade;
- c) Frequências de Ocorrências;
- d) Intensidades de Turbulência;
- e) Direção predominante do vento;
- f) Frequências de Ocorrências da Direção;
- g) Análise Probabilística das séries.

Diversos trabalhos vêm sendo desenvolvidos no Brasil objetivando caracterizar áreas para o aproveitamento eólicoelétrico.

Costa e Lyra (2012) desenvolveram uma pesquisa para analisar áreas potenciais ao aproveitamento eólico no Estado de Alagoas, tendo sido analisados dados de velocidade e direção do vento com o auxílio de técnicas estatísticas. Como resultado, foi obtido o conhecimento da baixa variabilidade na direção dos ventos e uma regularidade nos dados de velocidade, considerando Alagoas como uma boa opção para a instalação de aerogeradores para o aproveitamento eólico.

Uma caracterização de dados de velocidade e direção dos ventos pode ser encontrada em Munhoz e Garcia (2008). Os autores desenvolveram um estudo de séries temporais objetivando entender o comportamento das séries de velocidade e direção do vento em Ituverava – São Paulo, para aplicações como aproveitamento eólicoelétrico, distribuições de culturas agrícolas, posicionamento de quebra ventos.

Uma caracterização de potencial eólico pode ser encontrada em Silva, Lopes e Carvalho (2013), os autores desenvolveram um estudo buscando o uso de energia eólica para agricultura familiar em regiões sem obtenção de energia elétrica da rede (cidade de Seropédica – Rio de Janeiro). Com a pesquisa, concluiu-se que os dados de velocidade do local não tinham potencial para aplicações de geração comercial de eletricidade, contudo poderiam ser utilizados para bombeamento de água e geração para cargas que demandem pequena potência.

Oliveira *et al.* (2013) também caracterizaram os regimes de ventos no município de Seropédica – Rio de Janeiro, tendo sido utilizados histogramas de frequência e rosa dos ventos para caracterizar os dados de velocidade e direção do vento na região. Foi possível observar que as maiores velocidades do vento são encontradas nas estações de primavera, inverno e verão, com padrões de ventos pouco intensos.

Truccolo (2011) desenvolveu um estudo do comportamento do vento no litoral de Santa Catarina visando avaliar a coerência espaço-temporal dos ventos entre duas regiões costeiras (Praia Grande e Navegantes). O autor concluiu que os sistemas de ventos locais (brisas de mar e de terra e brisas de vale e de montanha) influenciam a dinâmica do vento próxima a superfície, e considera que estes sistemas devem ser estudados na hora de se avaliar o potencial eólico dessas regiões em estudo.

Mattuella (2005) desenvolveu um estudo que analisa a viabilidade do aproveitamento eolielétrico em três localidades no Rio Grande do Sul. Nesses cenários foram destacados fatores que determinam a viabilidade de empreendimentos nas localidades analisadas.

Maceira *et al.* (2011) realizaram um estudo estatístico (“análise exploratória das séries históricas de velocidade de vento”), visando a identificação de padrões de sazonalidade e demais fatos estilizados que descrevem o comportamento do processo estocástico das séries. Dado o comportamento aleatório do vento, segundo os autores, a exploração dos recursos eólicos deve basear-se em uma análise estatística da velocidade do vento com a finalidade de obter parâmetros para uma melhor tomada de decisão.

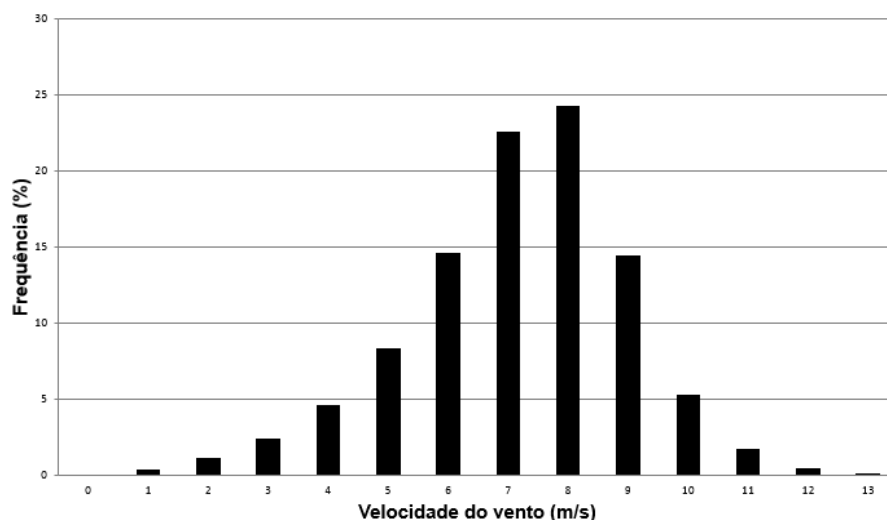
Pode-se encontrar em Malta (2009) um estudo de séries de velocidade do vento coletadas na Alemanha utilizando análises estatísticas e agrupamento de dados visando a viabilidade de instalações de usinas eólicas. A seção seguinte descreve metodologias que possibilitam o estudo dessas séries temporais.

3.1 Histogramas de Velocidades do Vento

Os histogramas de velocidade e direção do vento possibilitam a condensação do grande número de informações contidas nessas séries. Os histogramas separam os dados pela sua frequência de ocorrência em diferentes classes ou intervalos de dados. É prática comum que a dimensão destas classes seja igual a 1 m/s. A sua diminuição não resulta num ganho sensível de exatidão e seu aumento torna a análise demasiadamente grosseira.

Segundo Fernandes (2005), esta é uma das formas mais práticas e utilizadas para se descrever os regimes de ventos, tendo como base as séries temporais de velocidade do vento. Esses histogramas podem ser utilizados em conjunto com metodologias de estimativa da produção média de aerogeradores. A Figura 3.1 apresenta um exemplo de histograma de dados de velocidade do vento coletados em um período de um ano.

Figura 3.1–Forma típica de um histograma de velocidade do vento.



Fonte: Elaborada pelo autor.

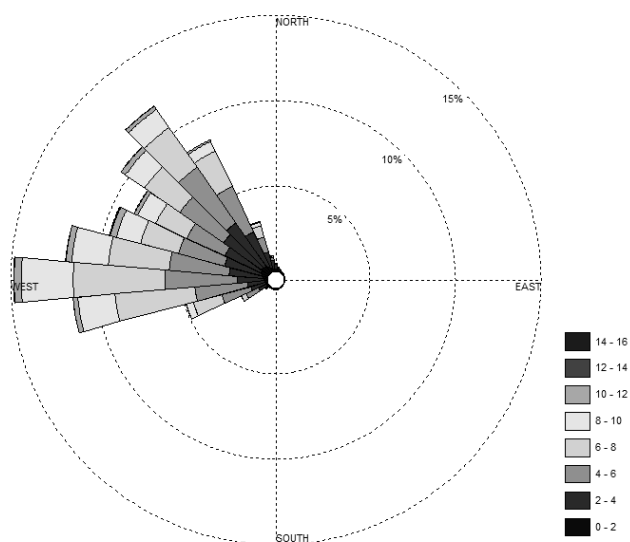
3.2 Representação dos Dados de Direção do Vento

A determinação da direção predominante do vento é importante para a definição do posicionamento das máquinas, no caso do aproveitamento eólico. Para o caso de uma usina com vários aerogeradores, o estudo da distribuição espacial constitui fator essencial em um projeto, tendo em vista que a localização dos mesmos deverá ser tal que evite sombreamento e que seja minimizado o comprometimento da captação da energia individual de cada máquina.

Os dados de direção do vento, normalmente, são representados pelo diagrama de rosa dos ventos, onde são evidenciadas as frequências de ocorrências das séries e em algumas

representações as informações de velocidade do vento. A Figura 3.2 apresenta um exemplo de rosa dos ventos onde são representadas as frequências de ocorrências e os valores das intensidades de velocidade do vento.

Figura 3.2 - Representação de dados de direção e intensidade de velocidade do vento.



Fonte: Elaborada pelo autor.

3.3 Estatística Descritiva Aplicada a Séries de Velocidade do Vento

No que se refere ao aproveitamento eólico, é importante o conhecimento do comportamento horário, diário, mensal e por semestres das séries e suas estatísticas, para facilitar a inserção dessa fonte de geração na matriz elétrica, como também para facilitar a operação do sistema e o planejamento de outras fontes complementares de energia.

A estatística descritiva apresenta alguns parâmetros estatísticos que possibilitam entender o comportamento das séries temporais analisadas: Mínimo, Máximo, Média Aritmética, Mediana, Desvio Padrão e Variância. O detalhamento matemático desses parâmetros é apresentado a seguir.

Os valores máximos e mínimos contribuem de forma significativa para se entender os meses, semestres e anos nos quais se atingiram os maiores ou menores valores de velocidade do vento nas séries em análise.

A média aritmética é usada para definir o centro de uma distribuição, também é a medida mais comum de tendência central determinada segundo uma regra estabelecida que se utiliza para representar todos os valores da distribuição. Desta forma, seja um conjunto de

dados X_1, \dots, X_n , a média \bar{X} é definida pela Equação 3.1, que se obtém somando-se os elementos da amostra e dividindo a soma pelo tamanho da amostra n .

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad (3.1)$$

A mediana de uma série de observações é o número que fica exatamente no meio da série quando os dados estão ordenados e o número de observações é ímpar; ou a média aritmética de dois números do meio, quando o número de observações é par.

O desvio padrão e a variância são parâmetros da estatística descritiva que representam o grau de dispersão das observações. O desvio padrão é a medida mais comum da dispersão na Estatística. Por definição, encontra-se o desvio-padrão por meio da raiz quadrada da variância.

A variância e o desvio padrão são definidos pelas Equações 3.2 e 3.3.

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \quad (3.2)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} \quad (3.3)$$

3.4 Distribuições de Frequências

A utilização de distribuições de frequências como ferramenta para a representação de dados de velocidade do vento de locais é uma prática muito comum no setor eólico, pois estas conseguem agregar as inúmeras variantes que influem no comportamento do vento. Segundo Silva (2003), uma boa medida para se avaliar o potencial eólico de um local é por meio do uso de distribuições de frequência.

A distribuição probabilística de frequência mais utilizada na literatura para representação de dados de velocidade do vento é a distribuição de Weibull (Rocha *et al.*, 2012). Contudo, apesar de a aderência do ajuste por Weibull ser adequada para a grande maioria dos regimes estatísticos de vento, é importante ter-se em mente que podem ocorrer discrepâncias significativas com dados reais.

Nesse contexto, é interessante o estudo de diferentes distribuições probabilísticas de frequência (Gama, Normal, Log-Normal e outras), que sejam alternativas a Weibull, em

caso de discrepâncias nos ajustes, com o objetivo de buscar reduzir os erros nas estimativas da energia elétrica que poderá ser produzida em diferentes locais.

3.4.1 Distribuição de Weibull

Conforme verificado na literatura, a função de distribuição de Weibull é a mais utilizada na descrição do comportamento dos valores da velocidade do vento em uma dada localidade (MACEIRA *et al.*, 2011).

A distribuição de Weibull tem-se mostrado como um método conveniente de caracterização de recursos eólicos. Com os dois fatores k e c e com a densidade média do ar, é geralmente possível estimar a produção anual de uma turbina eólica com boa exatidão.

Esta distribuição é caracterizada por duas variáveis: k , o parâmetro de forma (sem dimensão) e c , o parâmetro de escala (com a mesma unidade que a velocidade do vento) (BORGES NETO; CARVALHO, 2012). A distribuição é chamada de distribuição de Rayleigh se o valor de k é igual a 2.

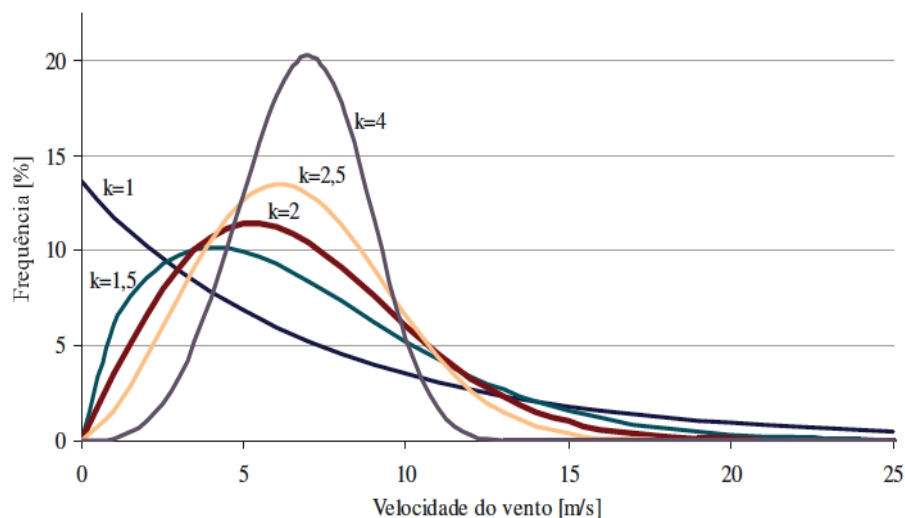
Vários métodos numéricos para o cálculo dos parâmetros de Weibull de um conjunto de dados observados de velocidade do vento são encontrados na literatura. Desta forma, as investigações sobre a precisão dos métodos numéricos para locais específicos devem ser consideradas.

Com base nos dados de velocidade do vento observados, a distribuição de Weibull pode ser descrito como uma função de densidade de probabilidade, conforme a Equação 3.4.

$$f_{Weibull}(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3.4)$$

Onde k e c são os parâmetros de forma e escala da distribuição de Weibull e v é a velocidade do vento (m/s).

Os ajustes realizados pela distribuição de Weibull possuem uma sensibilidade às variações nos valores de k . A Figura 3.3 representa as diversas formas que a distribuição de Weibull pode assumir para diferentes valores do parâmetro de forma k .

Figura 3.3 – Variação do parâmetro k .

Fonte: Fernandes (2005).

O parâmetro de forma k é inversamente proporcional às oscilações na velocidade do vento, quanto maior esse parâmetro, menor a intensidade de turbulência e o desvio padrão e mais concentrado é o gráfico da distribuição de frequência. Análises desse parâmetro possibilitam entender a regularidade dos dados de vento em localidades (CARVALHO, 2003; DALMAZ, 2007).

Em adição, encontra-se o fator de escala da distribuição de Weibull, dado em unidades de medida da velocidade do vento. Esse fator representa a diversidade de ocorrências de velocidade de vento na distribuição de Weibull e está associado com a velocidade média da distribuição. Assim, os meses que apresentam os maiores fatores de escala, são os que apresentam as velocidades do vento mais altas (Moura *et al.*, 2004).

É importante analisar os dois parâmetros, e essas interpretações físicas são de grande importância na análise do comportamento do recurso eólico de determinados locais (SILVA, 2003).

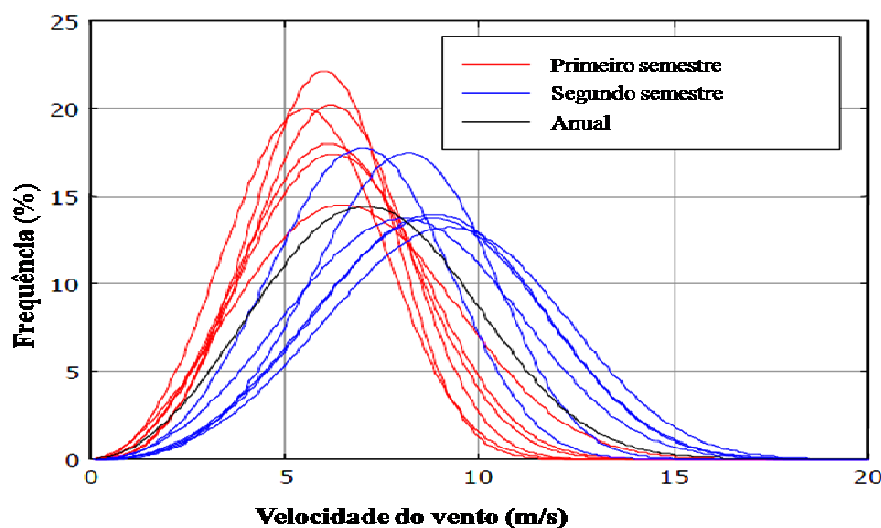
O Nordeste do Brasil é uma região que possui um padrão de sazonalidade bem definida em relação ao comportamento dos dados de velocidade do vento, com um primeiro semestre do ano com baixos valores de velocidade e um segundo semestre que apresenta altos valores de velocidade.

Além de se analisar os parâmetros da distribuição e a forma de calculá-los, é necessário analisar os horizontes de ajuste (períodos de dados utilizados no ajuste da distribuição – anual, semestral ou mensal). Quando se aplica a função de distribuição de Weibull aos dados anuais, a curva deve ser ajustada a todos os meses observados. Portanto, as

estimativas de k e c devem representar tanto os dados de baixa velocidade (primeiro semestre do ano) como os dados de alta velocidade (segundo semestre do ano).

Neste contexto, a curva adquire um caráter assimétrico e faz com que os valores de k e c sejam baixos ou suavizados. Na Figura 3.4, onde são representados os doze meses do ano e a curva anual dos ajustes de Weibull aplicados a cidade de Olinda no Nordeste brasileiro (dados obtidos em uma estação anemométrica, com altura de 60 metros, do Centro de Pesquisas em Energia Eólica – CBEE, da Universidade Federal de Pernambuco), pode-se observar essa suavização e as diferenças sazonais presentes nas diferentes curvas. As curvas em vermelho (menores intensidades de velocidade do vento) representam o primeiro semestre do ano; as curvas em azul (maiores velocidades do vento) representam o segundo semestre; a curva em preto representa o ajuste anual da distribuição do Weibull aos dados locais.

Figura 3.4—Frequência de Weibull nos diferentes semestres do ano e o ajuste anual.



Fonte: Silva (2003).

Além do aprimoramento na obtenção dos parâmetros de Weibull, a aplicação da distribuição de Weibull, em diferentes horizontes, pode vir a aperfeiçoar o ajuste para a análise de dados e contribuir para a redução dos erros na hora de estimar a eletricidade produzida e a análise do potencial eólico do Nordeste brasileiro. Na próxima seção são apresentados diferentes métodos para o cálculo dos parâmetros dessa distribuição.

3.4.1.1 Investigação de Métodos Numéricos para o Cálculo dos Parâmetros de Weibull

A utilização da distribuição de Weibull não é garantia de resultados precisos. A representatividade dos resultados está diretamente relacionada à estimação dos parâmetros da

distribuição. Diferentes métodos numéricos para estimativa desses parâmetros têm sido testados na literatura.

Seis tipos de métodos numéricos para estimativa de parâmetros de Weibull são revistos em Chang (2011): Método do Momento (M), Método Empírico (E), Método Gráfico (G), Método da Máxima Verossimilhança (MV), Método da Máxima Verossimilhança Modificado (MVM) e Método do Fator Padrão de Energia (FPE). A partir da análise dos dados de velocidade do vento reais observados em três diferentes estações e experimentando diferentes condições climáticas, verificou-se que a distribuição de Weibull se aplica bem aos dados analisados e que os seis métodos são aplicáveis. Contudo, o método de MV teve o melhor desempenho, seguido pelos métodos MVM e M. O método G obteve o pior desempenho.

Um outro método para a estimativa de parâmetros de Weibull, chamado Método da Energia Equivalente (EE), é considerado em Silva *et al.* (2004). O método baseia-se no conteúdo de energia e tem como objetivo melhorar a precisão da estimativa dos parâmetros de Weibull, principalmente para conjuntos de dados de vento com valores relativamente altos de fator de forma. Segundo os autores, as distribuições Weibull para localidades no Brasil apresentam valores relativamente elevados de fator de forma e reduzidas variações na direção do vento. Verificou-se que erros entre 2% e 7% do teor de energia podem acontecer em metade dos locais considerados. Desta forma, o objetivo da investigação foi o desenvolvimento de um método que apresente um erro médio de 1% do teor de energia do vento.

Uma análise e comparação dos sete métodos numéricos mencionados para a avaliação da eficácia na determinação dos parâmetros de Weibull, usando dados de velocidade de vento coletados em dois locais no litoral do Ceará, Brasil, é encontrada em Rocha *et al.* (2012). Como resultado, o método EE é considerado totalmente adequado para estimar os parâmetros k e c para os dados de velocidade do vento dos locais na zona costeira do Ceará e os métodos G e FPE foram os métodos menos eficazes.

Cinco métodos numéricos para o cálculo dos parâmetros de Weibull são usados em Abdel-Hady, Abou e Saleh (2012), esses métodos são: Método da Velocidade Média do Vento (VMV), G, MV, MVM e Método da Densidade de Potência (DP). Estes métodos visam ajustar a distribuição de Weibull à dados de velocidade do vento coletados em Zafarana, um parque eólico no Golfo de Suez, no Egito. Os melhores desempenhos são encontrados para os métodos de MVM e MV.

O detalhamento matemático de alguns métodos numéricos para estimação dos parâmetros de Weibull e a forma de avaliá-los é descrito abaixo.

O método M determina os parâmetros k e c por meio das Equações 3.5 e 3.6 (CHANG, 2011).

$$\bar{v} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.5)$$

$$\sigma = c \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^{1/2} \quad (3.6)$$

Onde \bar{v} e σ são a velocidade média e o desvio padrão dos dados observados de velocidade do vento, respectivamente.

O método E é um caso alternativo ao M e é determinado com o uso das Equações 3.7 e 3.8 (CHANG, 2011).

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (3.7)$$

$$\bar{v} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.8)$$

O método FPE está relacionado com a média dos dados de velocidade de vento e é definido pelas Equações 3.9, 3.10 e 3.11 (AKDAG *et al.*, 2009).

$$E_{pf} = \frac{\overline{v^3}}{(\bar{v})^3} \quad (3.9)$$

$$k = 1 + \frac{3,69}{(E_{pf})^2} \quad (3.10)$$

$$\bar{v} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.11)$$

Onde E_{pf} é o fator padrão de energia.

O método EE foi desenvolvido por Silva (2003), motivado na busca por parâmetros de Weibull capazes de tornar o ajuste da distribuição adequado aos recursos eólicos encontrados no Nordeste do Brasil. Esses parâmetros são estimados a partir da equivalência entre a densidade de energia da curva teórica e a densidade de energia dos dados observados.

No método EE, os parâmetros de Weibull são determinados com base nas Equações 3.12 e 3.13.

$$\sum_{i=1}^n \left[W_{v_i} - e^{-\left\{ \frac{(v_i-1)[\Gamma(1+\frac{3}{k})]^{1/3}}{v^3} \right\}^k} + e^{-\left\{ \frac{(v_i)[\Gamma(1+\frac{3}{k})]^{1/3}}{v^3} \right\}^k} \right]^2 = \sum_{i=1}^n \varepsilon_{v_i}^2 \quad (3.12)$$

$$c = \frac{(\bar{v})^3}{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)} \quad (3.13)$$

Onde W_{v_i} é a frequência de ocorrência para cada intervalo, \bar{v}^3 é o cubo da velocidade média do vento e ε_{v_i} é o erro de aproximação.

O método MV necessita de iterações numéricas para determinar os parâmetros das distribuições. Neste método, os parâmetros k e c de Weibull são determinados de acordo com as Equações 3.14 e 3.15 (STEVENS; SMULDERS, 1979)

$$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right]^{-1} \quad (3.14)$$

$$c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right)^{\frac{1}{k}} \quad (3.15)$$

Onde n é o número de medições e v_i é a velocidade do vento.

A eficiência desses métodos pode ser determinada como o uso de testes estatísticos como: a) RMSE (raiz do erro quadrático); b) X^2 (qui-quadrado); e c) R^2 (análise de variância ou a eficiência do método). O detalhamento matemático desses testes está descrito nas Equações 3.16, 3.17 e 3.18.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - Y_i)^2}{N}} \quad (3.16)$$

$$X^2 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Y_i - X_i)^2}{N - n}} \quad (3.17)$$

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (Y_i - Z_i)^2 - \sum_{i=1}^N (Y_i - X_i)^2}{\sum_{i=1}^N (Y_i - Z_i)^2} \quad (3.18)$$

Onde N é o número de observações, Y_i é a frequência de observações, X_i é a frequência de Weibull, Z_i é a média de velocidade do vento e n é um valor tabelado, obtido na tabela da distribuição qui-quadrado.

O RMSE mede o erro entre os dados calculados e os dados reais, o parâmetro X^2 representa uma medida de dispersão entre esses dados e o R^2 mede o ajuste entre os dados. Valores altos de correlação não significam, por si só, ajustes de boa qualidade. Por exemplo, um sistema com um RMSE e X^2 muito alto, mesmo que possuam uma correlação igual à unidade ($R^2=1$), fornecerá ajustes ruins aos dados de velocidade. Um ajuste perfeito aos dados devem apresentar $R^2 = 1$ e RMSE e $X^2 = 0$.

3.4.2 Diferentes Distribuições de Probabilidade

Maceira *et al.* (2011) desenvolveu pesquisa onde se realizava uma análise exploratória de dados de velocidade do vento e também se aplicava diferentes distribuições de probabilidade (Weibull, Normal, Gama, Beta, Log-Normal) para o ajuste a esses dados. Diante do estudo desenvolvido, verificou-se que as distribuições Normal e Weibull oferecem os melhores ajustes para a maioria dos meses analisados.

Araújo *et al.* (2010) analisaram o ajuste de diferentes distribuições de probabilidade a dados de temperatura do ar em Iguatu – Ceará. Na análise utilizaram, além de Weibull, as distribuições Beta, Gama, Log-Normal, Normal e com os resultados obtidos as distribuições Normal e Log-Normal foram as que melhor se ajustaram aos dados analisados.

Sansigolo (2005) utilizou as distribuições de Weibull, Log-Normal e Beta para ajustar dados horários de velocidade e velocidade cúbica do vento em Panorama, SP, visando a determinação do potencial eólico mensal e anual da região. As distribuições de Weibull e Log-Normal foram as que melhor se ajustaram aos conjuntos de velocidade cúbica do vento. As estimativas de potência baseadas nos ajustes da distribuição Log-Normal foram sistematicamente superiores às feitas pela distribuição de Weibull.

Uma análise quantitativa dos regimes de vento, bem como a validação da metodologia de aplicação de distribuições estatísticas para a obtenção de ajustes de curva, aos dados de velocidade do vento, e da densidade de potência eólica pode ser encontrada em Magalhães (2009). A distribuição de Weibull apresentou o melhor ajuste de curva, e, segundo o estudo, pode ser usada para estimar a densidade de potência eólica nessas regiões cearenses.

Um estudo de diferentes combinações de funções de densidade de probabilidades pode ser encontrado em Chang (2011). No estudo foram utilizadas combinações de funções como Gama-Weibull, Normal-Weibull e foram comparados os resultados com a aplicação de

Weibull convencional. Os resultados mostraram que em distribuições unimodais as combinações não apresentaram resultados muito superiores a Weibull, contudo, aplicações a distribuições bimodais as combinações de diferentes distribuições apresentaram melhor desempenho no que se refere à determinação do potencial de energia eólica.

O detalhamento matemático de algumas dessas diferentes distribuições de probabilidades é descrito abaixo:

A distribuição normal é completamente descrita pelos parâmetros de média (μ) e desvio padrão (σ). Sua função de densidade de probabilidade é definida pela Equação 3.19.

$$f_{Normal}(v) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \cdot e^{\left(-\frac{1}{2} \cdot \left(\frac{v-\mu}{\sigma}\right)^2\right)} \quad (3.19)$$

A distribuição Gama, assim como a distribuição de Weibull, possui dois parâmetros: um parâmetro de forma α e um parâmetro de escala β . Ambos devem sempre ser maiores que zero. A função densidade de probabilidade que define essa distribuição, para $x > 0$, é definida na equação 3.20 (ZHOU *et al.* 2010).

$$f_{Gama}(v) = \frac{\beta^\alpha}{\Gamma(\alpha)} \cdot v^{\alpha-1} \cdot e^{(-\beta v)} \quad (3.20)$$

O método mais comumente utilizado para se estimar os parâmetros da distribuição Gama é o método da Máxima Verossimilhança apresentado nas Equações 3.14 e 3.15.

A função de densidade de probabilidade Log-Normal é dada pela Equação 3.21.

$$f_{LogNormal}(v) = \frac{1}{v\sqrt{2\pi\sigma}} \cdot e^{\left(-\frac{1}{2} \cdot \left(\frac{\ln v - \mu}{\sigma}\right)^2\right)} \quad (3.21)$$

Onde σ é o parâmetro de escala, μ é parâmetro de forma e v é a velocidade do vento. Os parâmetros da distribuição Log-Normal são definidos pelas Equações 3.22 e 3.23, abaixo:

$$\sigma = \sqrt{\ln \cdot \left(1 + \frac{\sigma^2}{\bar{v}^2}\right)} \quad (3.22)$$

$$\mu = \ln \bar{v} - \frac{1}{2} \cdot \ln \left(1 + \frac{\sigma^2}{\bar{v}^2}\right) \quad (3.23)$$

Onde σ^2 é a variância e \bar{v} é a velocidade média da velocidade do vento.

A distribuição beta é uma família de distribuições contínuas de probabilidade definidas sobre o intervalo $[0, 1]$ parametrizado por dois parâmetros positivos, chamados α e β , que aparecem como expoentes da variável aleatória e controlam o formato da distribuição. A Equação 3.24 define esta distribuição e seus parâmetros podem ser obtidos com o auxílio do método da máxima verossimilhança.

$$f_{Beta}(v) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha) \cdot \Gamma(\beta)} \cdot v^{\alpha-1}(1 - v)^{\beta-1} \quad (3.24)$$

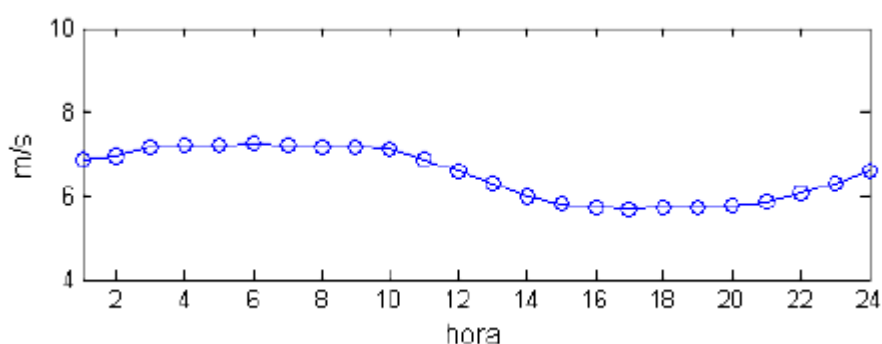
Para avaliar o ajuste das distribuições estatísticas podem ser utilizados os testes estatísticos propostos nas Equações 3.16, 3.17, 3.18.

3.5 Representação de Dias Característicos

Representar dados de séries de velocidade do vento por meio do dia característico é apresentar o comportamento diário característico a cada mês do ano em uma dada região. Essas informações são obtidas calculando as médias horárias, das mesmas horas, em todos os dias de um dado mês. Com essa representação é possível entender a comportamento diário geral das séries em cada mês do ano (CARNEIRO; CARVALHO, 2014).

A Figura 3.5, apresenta um exemplo de o comportamento diário em um dia característico para a cidade de São Martinho da Serra – Rio Grande do Sul.

Figura 3.5 – Exemplo de representação de dia característico.



Fonte: Maceira *et al.* (2011).

Essa análise possibilita a realização de considerações sobre o comportamento diário da velocidade do vento e objetiva verificar os períodos de maiores velocidades do vento durante o dia, para assim analisar o casamento ou não com os perfis das demandas e sendo também importante para se operar os parques eólicos que venha a ser instalados nestes locais (planejamento de manutenções nas máquinas e outras operações do parque).

O presente capítulo apresentou algumas metodologias aplicadas para estudos de análise e caracterização de potencial eólico. Análises estatísticas permitem compreender o comportamento do vento em diferentes locais, sendo importante na hora de estimar a eletricidade a ser gerada por aerogeradores. O capítulo 4 apresenta a área de estudo, base de dados e a metodologia proposta nesta dissertação.

4 MATERIAL E MÉTODOS

A metodologia consiste na utilização de técnicas estatísticas para caracterizar séries temporais de velocidade e direção do vento, a fim de avaliar o potencial de aproveitamento eólico em três municípios do Nordeste Brasileiro. Os procedimentos e modelos desenvolvidos nesta dissertação foram realizados com o auxílio do Software *MATLAB*, a ferramenta da *Microsoft Excel* e a ferramenta *RETScreen*.

O *RETScreen* é uma ferramenta canadense, utilizada para a análise da viabilidade econômica e ambiental de projetos envolvendo fontes renováveis de energia; desenvolvida para realizar estudos fundamentados na comparação entre “caso base” (usando tecnologias convencionais) e “caso proposto” (usando tecnologias sustentáveis). A ferramenta apresenta diferentes etapas de operação:

- **Modelo energético:** Cálculo da eletricidade produzida;
- **Análise de custos:** Custos envolvidos no projeto;
- **Análise de redução dos gases do efeito estufa (GEE):** Redução dos GEE alcançada com “caso proposto”;
- **Resumo financeiro:** Estudo da viabilidade financeira;
- **Análise de sensibilidade e risco:** Determinação de quais parâmetros são críticos para a viabilidade financeira de um projeto.

Nesta pesquisa, utilizamos a etapa de operação “modelo energético”, nela foi desenvolvido o cálculo da eletricidade entregue a rede, por ano nas três localidades estudadas. Essa etapa calcula a produção anual de eletricidade para um projeto de energia eólica baseado nas condições do local escolhido e nas características do sistema.

Dentre as condições do local, temos:

- Nome do projeto;
- Localização do projeto;
- Localização mais próxima para dados climáticos;
- Velocidade média anual do vento;
- Altura da medição do vento;
- Expoente de cisalhamento;
- Velocidade do vento na altura de 10 metros;

- Pressão atmosférica média; e
- Temperatura média anual.

Dentre as características do sistema, são consideradas:

- Carga de pico da rede;
- Potência nominal da turbina eólica;
- Número de turbinas;
- Potência do parque eólico;
- Altura do cubo;
- Velocidade do vento na altura do cubo;
- Nível de penetração eólico;
- Taxa de absorção de energia eólica sugerida;
- Taxa de absorção de energia eólica;
- Perdas de alinhamento;
- Perdas por sujeira nas pás e por cobertura de gelo;
- Perdas por parada; e
- Outras perdas.

As Figuras 4.1, 4.2 e 4.3 apresentam algumas imagens do programa, apresentação inicial, como é feita a avaliação dos recursos e informações das turbinas, respectivamente.

Figura 4.1 - *RetScreen* – Software de análise de projetos de energia renovável.

The screenshot displays the RETScreen International software interface. At the top, there is a header with the Canadian flag and text in Portuguese and English: 'Natural Resources Canada / Ressources naturelles Canada'. The main title is 'RETScreen® International' with the website 'www.retscreen.net'. Below the title, it says 'Software de Análise de Projetos de Energia Limpa'. The main content area is titled 'Informação sobre o projeto' and contains a form with the following fields:

Nome do Projeto	Simulação para Maracanau
Localização do Projeto	Maracanau
Preparado para	Dissertação
Preparado por	Tatiane Caroline
Tipo de projeto	Produção de eletricidade
Tecnologia	Turbina eólica
Tipo de grid	Rede Central
Tipo de análise	Método 2
Poder calorífico de referência	Poder calorífico superior (PCS)
Ver parâmetros	<input checked="" type="checkbox"/>
Idioma	Portuguese - Português
Manual do usuário	English - Anglais
Moeda	\$
Unidades	Unidades métricas

On the right side of the form, there is a large image of a wind turbine.

Figura 4.2 - Retscreen – Avaliação de recursos.

Avaliação de recursos		
Método de avaliação dos recursos		
	Mês	Velocidade do Vento
		m/s
	Janeiro	5,2285
	Fevereiro	4,7148
	Março	4,4912
	Abril	4,5225
	Mai	5,1993
	Junho	5,0314
	Julho	6,0305
	Agosto	6,5846
	Setembro	6,8069
	Outubro	7,2360
	Novembro	5,7614
	Dezembro	5,9173
	Anual	5,6
Medido a	m	78,0
Coeficiente de cisalhamento do vento		0,14
Turbina eólica		
Capacidade de potência por turbina	kW	1.500,0
Fabricante		Vensys
Modelo		Vensys77 - 85m
Número de turbinas		20
Potência elétrica	kW	30.000,0
Altura do centro	m	85,0
Diâmetro do rotor por turbina	m	77
Área de varredura por turbina	m ²	4.657
Dado da curva de energia		Padrão
Fator de forma		3,8

Figura 4.3 - Retscreen – Informações das turbinas.

The screenshot shows the RETScreen software interface with the following configuration:

- Sistema: Eletricidade
- Tecnologia: Turbina eólica
- Fabricante: Vensys
- Modelo: Vensys77 - 85m
- Capacidade por unidade: 1.500 kW
- Número de unidades: 20
- Capacidade: 30.000 kW
- Altura do centro: 85 m
- Diâmetro do rotor por turbina: 77 m
- Área de varredura por turbina: 4656,6 m²

The power curve table on the right is as follows:

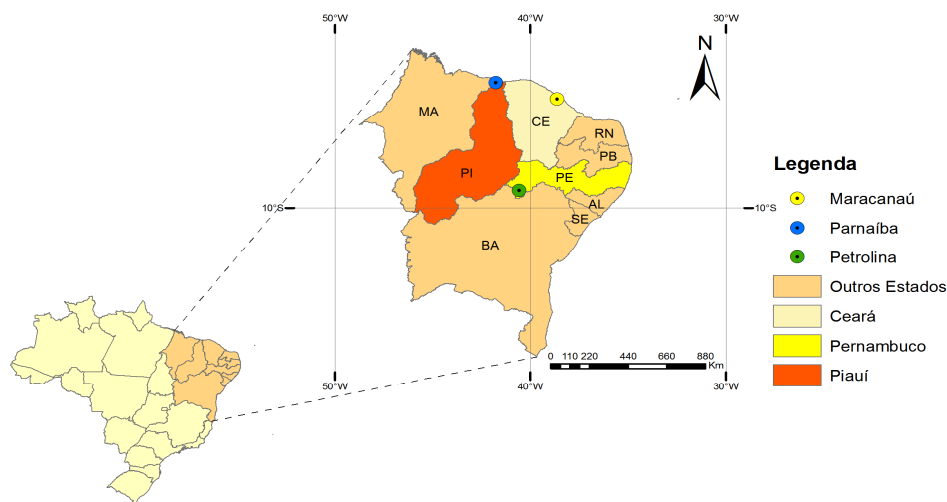
Velocidad e do m/s	Potência kW
0	0,0
1	0,0
2	0,0
3	0,0
4	62,4
5	152,8
6	278,4
7	446,9
8	677,6
9	909,5
10	1220,5
11	1439,9
12	1510,0
13	1529,4
14	1533,5
15	1532,9
16	1528,9
17	1527,4
18	1530,2
19	1527,5
20	1532,4
21	1529,1
22	1530,9
23	
24	
25	

A área de estudo, descrição da base de dados e os procedimentos realizados nesta pesquisa são apresentados nas próximas seções.

4.1 Área de Estudo

Os procedimentos e modelos desenvolvidos nesta pesquisa serão aplicados aos municípios de: a) Maracanaú – CE; b) Parnaíba – PI e; c) Petrolina – PE. Os três municípios estão localizados na região Nordeste do Brasil. Foram utilizados dados medidos a cada 10 minutos, obtidos por meio de três estações anemométricas localizadas na Figura 4.4.

Figura 4.4 - Localização dos municípios onde estão localizadas as torres anemométricas.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

O município de Maracanaú é um município da Região Metropolitana de Fortaleza, no Ceará, no Brasil. Está localizada a 18 km de Fortaleza e é considerado o maior centro industrial do estado. O clima da região é tropical quente semiárido, a vegetação no município possui vestígios de mata atlântica, caatinga e de carnaubeiras, possui uma reserva ambiental, a Fazenda Raposa, onde está localizada a torre 1 de medições de dados utilizados nessa pesquisa, uma reserva com cerca de 11 hectares, na qual encontram-se dezessete das 24 espécies de carnaúbas existentes no mundo (IBGE, 2013).

Petrolina é um município brasileiro do estado de Pernambuco. Em conjunto com o município baiano de Juazeiro, forma o maior aglomerado urbano do semiárido. Tem a segunda maior população e o maior PIB do interior de Pernambuco. Localizada a 730 km da capital pernambucana, Recife, Petrolina possui a sexta maior economia do estado. O município de Petrolina está localizado na mesorregião do São Francisco, e na Microrregião de Petrolina no Estado de Pernambuco. Ocupa uma área municipal de 4737,1 km² e representa 4,81% do Estado de Pernambuco. O clima nesta área apresenta-se como tropical semiárido.

Parnaíba localiza-se na bacia hidrográfica do Rio Parnaíba e é cortada por este que se divide em vários braços formando o famoso Delta do Parnaíba. A cidade está localizada em terrenos do cenozóico quaternário e possui altitude de cerca de 5 metros nas regiões do centro urbano que é afastado do litoral. Encontra-se na planície litorânea e a topografia é bastante regular. Predominam na região a vegetação de igarapés e mangues nas margens dos rios e de caatinga, litorânea e da mata dos cocais no restante do território. Parnaíba é a segunda maior cidade do Estado com mais de 150 mil habitantes.

4.2 Descrição da Base de Dados

Os dados foram obtidos por meio de três estações anemométricas financiadas pelo Projeto “**Previsão de potencial eólico visando operação integrada ótima de unidades geradoras de eletricidade: estudo de caso para o Nordeste do Brasil**”, financiado pelo CNPq. Essas estações estão numeradas de 0001, 0002 e 0003, cujas características estão representadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Informações referentes às torres anemométricas.

NÚMERO	LOCALIZAÇÃO/ESTAÇÃO	PERÍODO ANALISADO	ALTURA (m)	ALTURAS (m) - ANEMÔMETROS
0001	Maracanaú/Fazenda Raposa – Universidade Federal do Ceará	Fev/2012 até Jan/2013	80	78, 50 e 20
0002	Petrolina/Instituto Federal do Sertão Pernambucano	Mai/2012 até Mar/2013		
0003	Parnaíba/ Instituto Federal de Parnaíba	Ago/2012 até Jul/2013		
ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS				
MATERIAL DE CONSTRUÇÃO			Aço Carbono	
TRATAMENTO SUPERFICIAL			Galvanização	
SEÇÃO TRANSVERSAL			Triangular – 250 mm	
TIPO DE SUSTENTAÇÃO			Estais três pontos	
QUANTIDADE DE MÓDULOS			(13 x 6 m) (1 x 2 m)	
TRELIÇAS POR MÓDULOS			15 x 400 mm	

Com o objetivo de utilizar a energia eólica para a geração de energia elétrica, foi realizado um levantamento do potencial eólico em três municípios de três diferentes estados do Nordeste Brasileiro, com a instalação de três estações anemométricas e a realização de medições de dados de velocidade do vento, direção, temperatura e radiação solar.

4.2.1 Data Logger e Sensores Utilizados

As estações anemométricas foram instrumentadas com conjuntos de medições, constituídos de três anemômetros, do modelo NRG 40c, instalados, a 78, 50 e 20 m de altura, o Equipamento NRG 500P para medição de direção do vento, instalado a 78 m, um sensor de temperatura, da marca NRG 110S e um Piranômetro da marca NRG LI – 200SA, instalado a 14m. Um sistema de aquisição *Data Logger* NRG Symphonie-plus, com faixa de medição entre 0 e 96 m/s, que permite o armazenamento de dados de velocidade média, para intervalos de 10 min (obtidos por meio de médias aritméticas a partir de dados processados a cada 2 s).

O *data logger* utilizado na campanha de medição possui uma taxa de amostragem de 0,5 Hz (sinais instantâneos a cada 2 segundos) e foi programado para realizar registros num intervalo de integração de 10 minutos. Neste aparelho foi conectado um *ipack* fabricado

pela NRG que realiza a transmissão dos dados diariamente via GPRS. O *data logger* é alimentado por bateria, e o ipack é alimentado por um painel solar conectado em seu sistema, que mantém o equipamento carregado. O aparelho é apresentado na Figura 4.5.

Figura 4.5 - *Data logger* NRG Symphonie-plus instalado nas torres em estudo.



Fonte: Próprio autor.

Os parâmetros, registrados diretamente pelo *data logger*, são armazenados em cartões de memória do tipo MMC (*Multi Media Card*), com capacidade de 32 M, o que garante uma autonomia de mais de 1 ano de dados gravados. Embora o *data logger* permita a aplicação direta dos parâmetros de calibração, montagem e correção no sinal dos sensores instalados, estes são aplicados às séries temporais de dados de vento durante a etapa de leitura e pré-processamento das memórias de massa. Sendo assim, configurados para aplicar os parâmetros padrões de cada tipo de sensor.

As principais especificações do *data logger* são: a) taxa de amostragem de 0,5 Hz; b) Alimentação com 2 pilhas D de 1,5V e /ou externa 12 V; c) Intervalo de Integração de 10 minutos; e d) Autonomia de 664 dias com 1card 32 MB (IEA, 1999; IEC, 2006). Os sensores utilizados são detalhados a seguir:

- **Anemômetros NRG 40c (20, 50 e 78m);**

Na linha de anemômetros Maximum #40, três copos cônicos são arranjados em um rotor horizontal. O rotor é centrado por um eixo vertical que governa um sistema de geração de sinal baseado em um elemento magnético (ímã). A cada rotação do eixo, o ímã de 4 pólos induz dois ciclos de onda senoidal em uma bobina estacionária de indução, produzindo um sinal de saída de frequência linearmente proporcional à velocidade do vento.

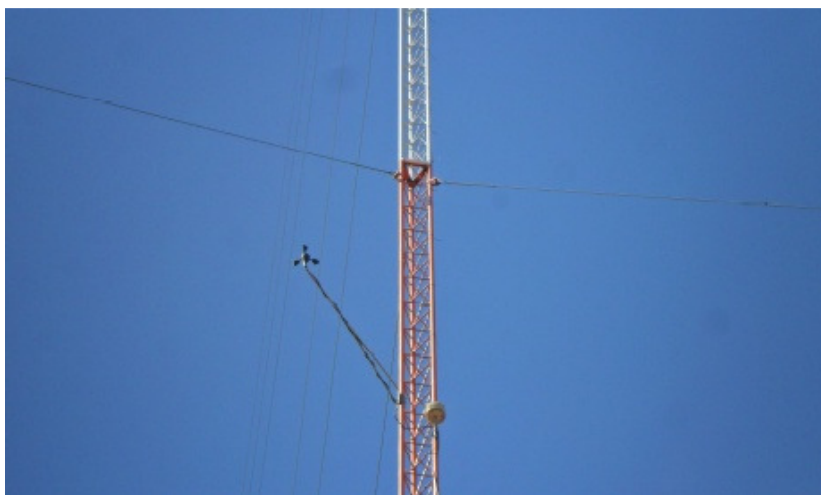
Os copos, o corpo do rotor e a base do anemômetro são fabricados em Lexan (plástico de policarbonato preto). O eixo vertical de berílio-cobre é montado sobre um mancal autolubrificante de Teflon. A Figura 4.6 mostra o tipo de equipamento instalado e a Figura 4.7 mostra o equipamento instalado na torre. Os parâmetros construtivos deste anemômetro seguem as recomendações de IAC (1999) e IEC (2006).

Figura 4.6 – Anemômetro Instalado nas torres.



Fonte: Próprio autor.

Figura 4.7 – Anemômetro instalado na torre anemométrica em Maracanaú – CE.



Fonte: Próprio autor.

Os anemômetros utilizados para a medição do vento foram individualmente calibrados pela OTECH Engineering Inc., utilizando procedimentos de calibração em túnel de vento. Os anemômetros calibrados individualmente, de denominação Maximum #40C, têm construção idêntica aos não calibrados (Maximum #40), entretanto, sofrem experimentação para a obtenção de uma função de transferência individual (calibração individual). Os parâmetros da calibração dos anemômetros são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Parâmetros de calibração dos anemômetros instalados nas três localidades.

CALIBRAÇÃO DOS ANEMÔMETROS									
	Maracanaú			Parnaíba			Petrolina		
	78m	50m	20m	78m	50m	20m	78m	50m	20m
<i>Slope</i>	0,754	0,761	0,759	0,756	0,756	0,757	0,754	0,755	0,757
<i>Offset</i>	0,40	0,37	0,41	0,37	0,35	0,35	0,36	0,41	0,34

- **Biruta para medir direção do vento Equipamento NRG 500P;**

Os instrumentos de medição da direção do vento utilizados no sistema de aquisição foram fabricados pela NRG Systems Inc. e pertencem à linha de precisão #200P. Na linha de sensores de direção #200P, a cauda posterior direciona um conjunto móvel para os ventos incidentes, como mostra a Figura 4.8.

Figura 4.8 – Sensor de direção instalado na torre de Maracanaú – CE.



Fonte: Próprio autor.

O conjunto móvel do sensor é centrado por um eixo vertical diretamente conectado a um sistema de geração de sinal, baseado em um potenciômetro condutivo de resistência total de 10 k Ω e com zona morta de $\pm 4^\circ$. O potenciômetro é estacionário e se posiciona no copo do sensor. Um sinal analógico de tensão, diretamente proporcional à direção do vento, é produzido quando uma excitação constante em CC é aplicada ao potenciômetro.

O corpo do conjunto móvel e a base do anemômetro são fabricados em Lexan (plástico de policarbonato preto). A ponta de balanceamento do conjunto móvel é feita de aço inoxidável. O eixo vertical é montado sobre um rolamento de esferas. Os parâmetros de

montagem para este tipo de equipamento são: a diferença entre o norte magnético e o norte de referência do sensor, que é representado por um *offset* (186°), e a declinação magnética da região, sendo esta arredondada em 21° W.

- **Sensor de Temperatura da marca NRG 110S;**

Os sensores de temperatura utilizados no sistema de aquisição foram fabricados pela *NRG Systems Inc.* e pertencem à linha de precisão #110S. Possuem uma precisão de $\pm 1,11$ °C e operam em um limite de - 40°C a 52,5°C. O *data logger* é programado para aplicar a função linear de transferência diretamente no sinal de saída do sensor de temperatura e os parâmetros de calibração do aparelho são: a) *Slope* (0,136 °C/V_{cc}); e b) *Offset* (- 86,383°C).

A constituição do sensor de temperatura é bastante simples, formado apenas de uma sonda de alumínio e estrutura de termoplástico. O sensor é excitado por uma tensão de 4 a 35 V e gera um sinal de tensão de saída de 0 a 2,5 V, proporcional à temperatura ambiente. A estrutura de termoplástico protege a sonda de alumínio da incidência solar (raios UV) de modo a garantir uma coerência nas medições de temperatura. O sensor de temperatura é apresentado na Figura 4.9.

Figura 4.9 – Sensor de temperatura instalado na torre de Maracanaú – CE.



Fonte: Próprio autor.

- **Piranômetro da marca NRG LI – 200SA.**

O sensor de radiação solar utilizado foi fabricado pela NRG Systems Inc. e pertence à linha de LI-200SZ, fornece a radiação solar em W/m^2 . A Figura 4.10 apresenta uma imagem do tipo de sensor instalado nas torres em estudo.

Figura 4.10 – Sensor de radiação solar instalado nas torres de Maracanaú – CE, Parnaíba – PI e Petrolina – PE.



Fonte: Próprio Autor.

Os dados de vento observados, nas três localidades, foram obtidos a partir desse sistema computadorizado de aquisição de dados com médias de registros de 10 em 10 minutos e foram utilizados nesta pesquisa para realizar a caracterização do potencial eólico de Maracanaú – CE, Parnaíba – PI e Petrolina – PE visando o aproveitamento eólicoelétrico. Os procedimentos desenvolvidos estão descritos nas próximas seções.

4.3 Gráficos e Tabelas das Séries Temporais

Os dados de vento, após obtidos, serão calibrados e caracterizados com a aplicação de técnicas da estatística descritiva. Foram realizadas as seguintes etapas para a análise do potencial eólico:

a) Para a análise do comportamento anual, semestral e diário das séries temporais em estudo foram desenvolvidas as seguintes etapas, nas três localidades:

- Levantamento de gráficos e histogramas – anuais, médias diárias e dias característicos para todos os meses analisados;

- Gráficos em três dimensões com os dados de velocidade e direção do vento foram desenvolvidos para visualizar o comportamento desses parâmetros físicos durante os meses do ano e horas do dia;
- Parâmetros estatísticos (valor mínimo, valor máximo, média aritmética, mediana, desvio padrão e variância) foram computados para os dados anuais, semestrais e mensais.

4.4 Métodos Numéricos para Estimação dos Parâmetros de Weibull

Para estimar os parâmetros da distribuição de Weibull (anual e semestral) foram utilizados quatro métodos numéricos:

- a) Método do Momento;
- b) Método Empírico;
- c) Método do Fator Padrão de Energia; e
- d) Método da Energia Equivalente.

A distribuição de Weibull (com a utilização dos diferentes métodos numéricos para o cálculo dos parâmetros k e c , citados acima) foi ajustada a dois diferentes horizontes, o anual e semestral, objetivando aperfeiçoar o ajuste para a análise de dados e contribuir para a redução dos erros na análise do potencial eólico e estimação de energia a ser produzida nas cidades analisadas, caracterizada por uma sazonalidade bem definida como se estudou na Seção 2.

A avaliação da estimativa realizada foi feita com o uso dos testes estatísticos: a) RMSE (raiz do erro quadrático); b) X^2 (qui-quadrado); e c) R^2 (análise de variância ou a eficiência do método), definidos nas Equações 3.16, 3.17 e 3.18.

4.5 Distribuições de Frequência

Além das aplicações desenvolvidas com a distribuição de Weibull para o ajuste aos dados anuais e mensais, das três torres, nessa aplicação foram testadas as seguintes distribuições:

- Normal;
- Log-Normal;
- Gama.

Essas aplicações foram desenvolvidas na busca por distribuições de probabilidades que venha a ser adequadas aos dados de cidades localizadas distantes do litoral, considerando que a distribuição de Weibull não apresentou bons ajustes aos dados de uma das localidades analisadas neste estudo.

4.6 Cálculo da Geração Anual de Energia

Em termos de produção de energia, o Software *RETScreen* foi utilizado para estimar a geração anual de energia para cada uma das três localidades. O objetivo do cálculo da produção anual de energia é, além de verificar o potencial eólico das três localidades, utilizar diferentes turbinas eólicas e os valores dos parâmetros de Weibull calculados a partir dos diferentes métodos numéricos para perceber o quanto se perde ou se ganha na hora de se estimar a produção de energia a ser gerada com a otimização no cálculo desses parâmetros.

As diferentes aplicações serão realizadas para os parâmetros de k e c , calculados com os diferentes métodos numéricos, e para as três localidades. Nas análises de geração de energia anual serão obtidos os valores de: a) potência (MW); b) a energia a ser entregue a rede elétrica (MWh); e c) o fator de capacidade (%).

O fator de capacidade é um dos parâmetros usados como critério para a caracterização do potencial eólicos das localidades, a média anual de fator de capacidade no mundo tem oscilado entre 22,5 e 35% (CONSELHO INTERNACIONAL DE ENERGIA EÓLICA, 2013), segundo Dalmaz (2007) um fator de capacidade superior a 30% é considerado bom.

Para efeito de comparação serão utilizadas as séries anuais de velocidade do vento (registros de 10 minutos para as três localidades) para calcular, por meio da curva de potência de cada turbina, a energia gerada pela turbina e pelo parque. A ideia é comparar o quando a energia calculada a partir das observações de campo (E_{cp}) e sem considerar as perdas e condições ambientais dos locais são diferentes das estimativas feitas pelo *RETScreen* considerando condições locais e perdas e calculada a partir da distribuição de frequência de Weibull E_{dp} com seus parâmetros calculados pelos seguintes métodos (apresentados na Seção 5.3 desta dissertação):

- Energia Equivalente (EE);
- Momento (M);
- Empírico (E);
- Fator Padrão de Energia (FPE).

O propósito dessa aplicação é avaliar a capacidade desses diferentes métodos numéricos em fornecer parâmetros de Weibull representativos do comportamento de séries de velocidade do vento coletadas nas três localidades nas três cidades do Nordeste do Brasil avaliadas nessa pesquisa.

Serão utilizadas três diferentes turbinas das marcas: a) Enercon (E2 – 78m); b) Vestas (V80 – 78m); e c) Vensys (77 – 85m). Onde suas curvas de potência são apresentadas nas Figuras 4.11, 4.12 e 4.13.

Figura 4.11 – Curva de potência da turbina da Enercon (E2 – 78m).

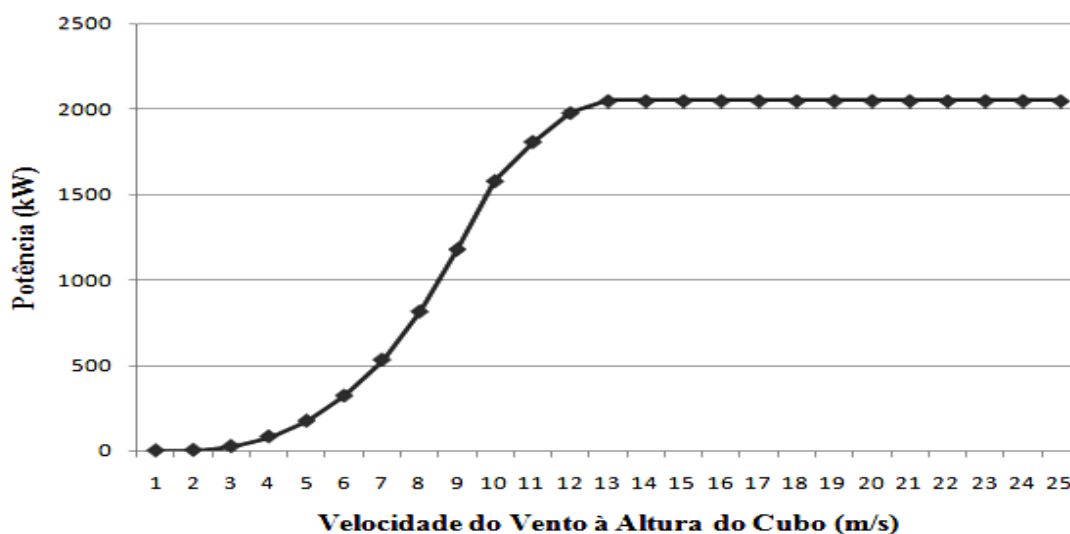


Figura 4.12 – Curva de potência da turbina da Vestas (V80 – 78m).

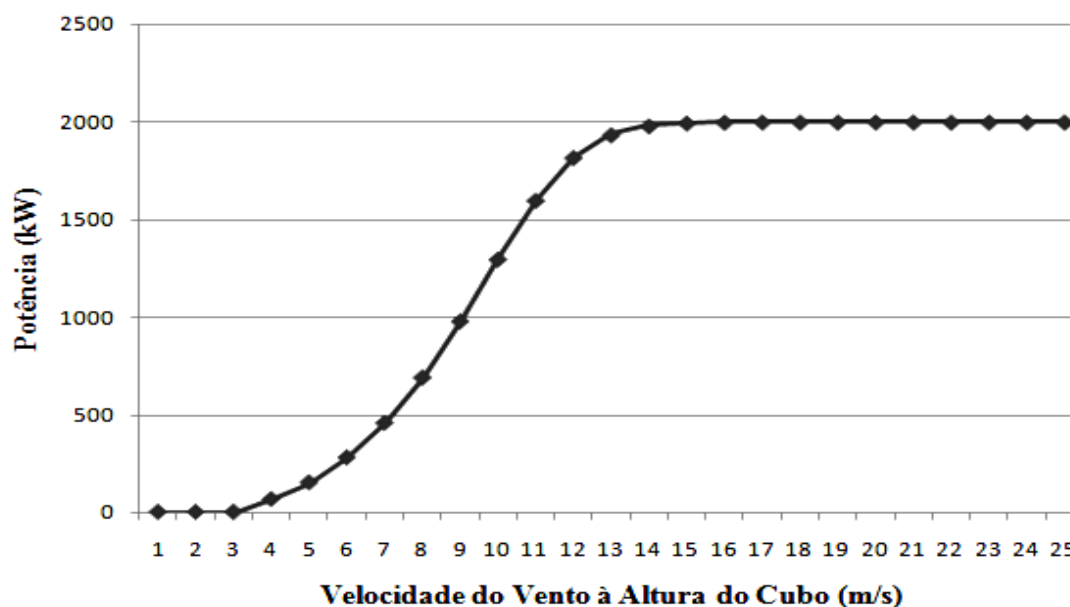
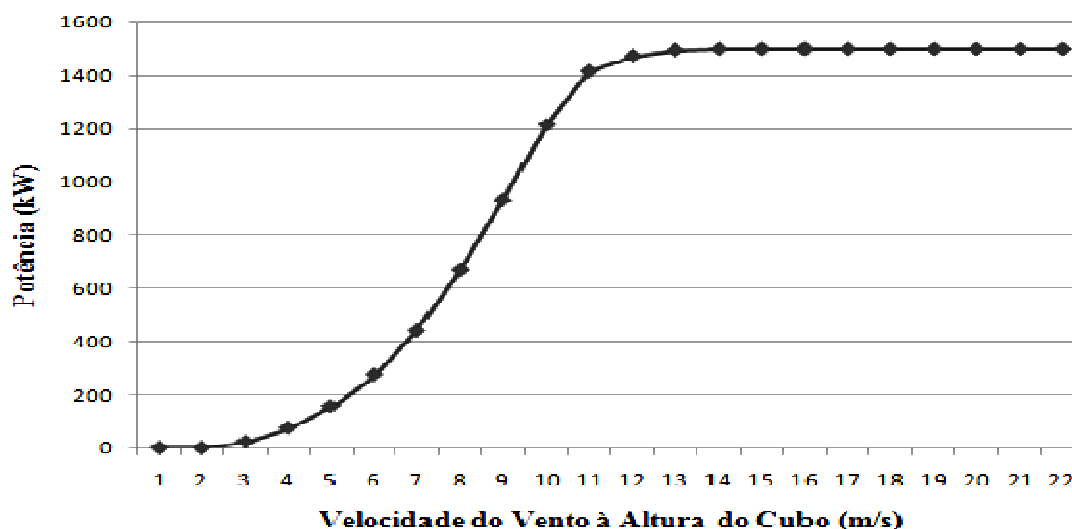


Figura 4.13 – Curva de potência da turbina da Vensys (77 – 85m).



A energia elétrica produzida por uma turbina eólica com curva de potência P é calculada a partir da distribuição de velocidades do vento (f) em um período T de h horas. Esse cálculo é feito por meio de uma combinação da curva de potência da turbina com a distribuição de velocidades $f(v_i)$. Multiplicando a ocorrência de cada intervalo da distribuição pelo número total de horas do intervalo T , obtêm-se as ocorrências horárias em cada intervalo de velocidade. Daí, as ocorrências horárias são multiplicadas pela potência elétrica média do intervalo. A Equação 4.1 apresenta a forma de calcular a energia total gerada pela turbina eólica (CARVALHO, 2003; SILVA, 2003).

$$E_{cp} = \sum_{i=1}^n f(v_i) \cdot P(v_i) \cdot T \quad (4.1)$$

Onde $f(v_i)$ é a frequência de ocorrência relativa a cada classe de velocidade do vento, $P(v_i)$ é a potência fornecida pela curva de potência das turbinas para a relativa classe de velocidade e T representa o período total de tempo considerado na avaliação.

Este capítulo apresentou a área de estudo, descreveu a base de dados e as metodologias desenvolvidas nessa dissertação. O próximo capítulo apresenta os resultados dessa pesquisa, o comportamento anual, semestral e diário dos dados de vento nas três localidades, os ajustes obtidos com o uso da distribuição de Weibull (utilizando os diferentes métodos numéricos), normal, log-normal e gama e os cálculos relacionados à produção de eletricidade anual para os aerogeradores testados, nas três localidades.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

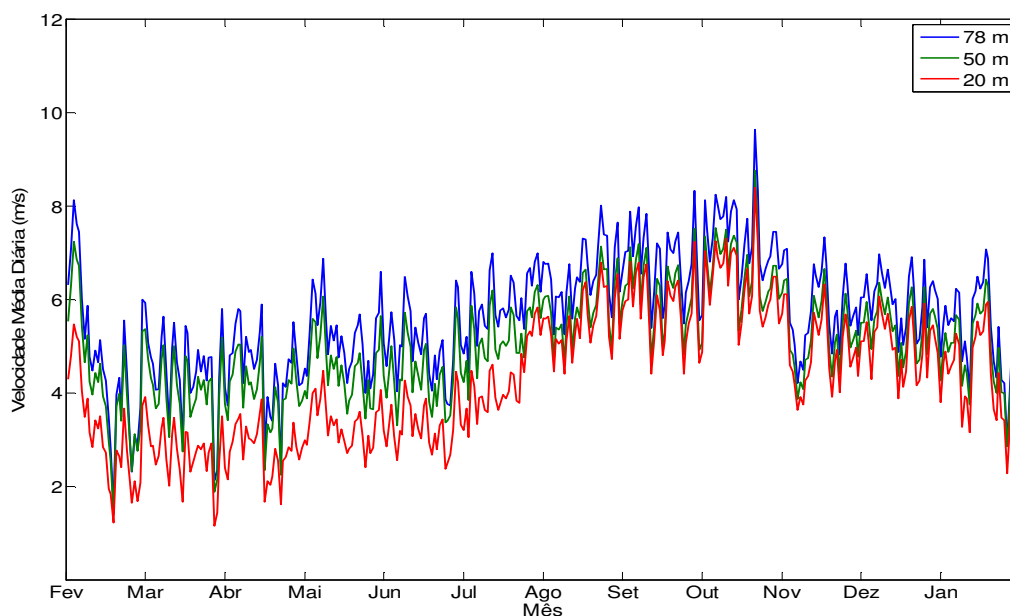
5.1 ESTUDO DAS SÉRIES TEMPORAIS DE VELOCIDADE DO VENTO

Os resultados desta pesquisa são apresentados neste capítulo, seguindo a sequência de seções: a) Apresentação do estudo das séries temporais de velocidade do vento; b) Aplicações da Distribuição de Weibull (anual e semestral); c) Apresentação dos resultados referentes às diferentes distribuições de frequências testadas; e d) Apresentação dos resultados referentes à geração de eletricidade anual produzida pelos aerogeradores testados.

5.1.1 *Comportamento Anual, Mensal e Diário*

A Figura 5.1 ilustra a velocidade média do vento diária de Maracanaú, durante o período de fevereiro de 2012 a janeiro de 2013, tendo em conta, as três alturas mencionadas na Tabela 4.1 (78, 50 e 20 m). A característica sazonal do recurso eólico, complementar ao regime hídrico sazonal, é facilmente identificada com os menores valores da velocidade do vento encontrados durante o período chuvoso (janeiro a abril), enquanto que, inversamente, os valores mais elevados de velocidade de vento ocorrem no período seco (julho a outubro).

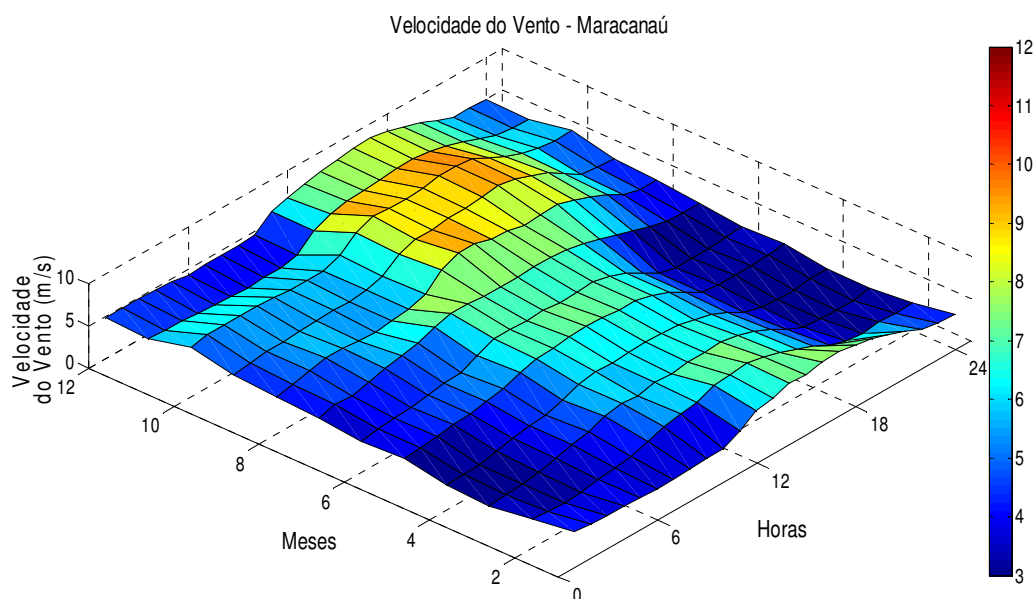
Figura 5.1 - Média da velocidade do vento diária, Maracanaú, fevereiro de 2012 a janeiro de 2013.



A Figura 5.2 ilustra dias característicos para o período em Maracanaú supracitado, com cada dia representando a média dos dias do mês específico (os valores da velocidade do vento medida a uma altura de 78 metros). A análise da superfície gerada permite a identificação de padrões de velocidade do vento diária e mensal e, conseqüentemente, pensar

em termos de sistemas eólicos conectados à rede, no caso brasileiro, para avaliar o potencial do vento como uma fonte complementar para usinas hidrelétricas. Considerando o comportamento mensal, Maracanaú apresenta os maiores valores de velocidade do vento, entre agosto e novembro.

Figura 5.2 - Superfície que representa o comportamento da velocidade do vento (m/s) em Maracanaú – Ceará durante o ano e durante as horas do dia.



A maioria dos valores são encontradas entre 5 m/s e 7 m/s. Considerando o comportamento diário, as maiores intensidades de velocidade são encontrados entre 10:00 – 19:00, em todos os meses observados.

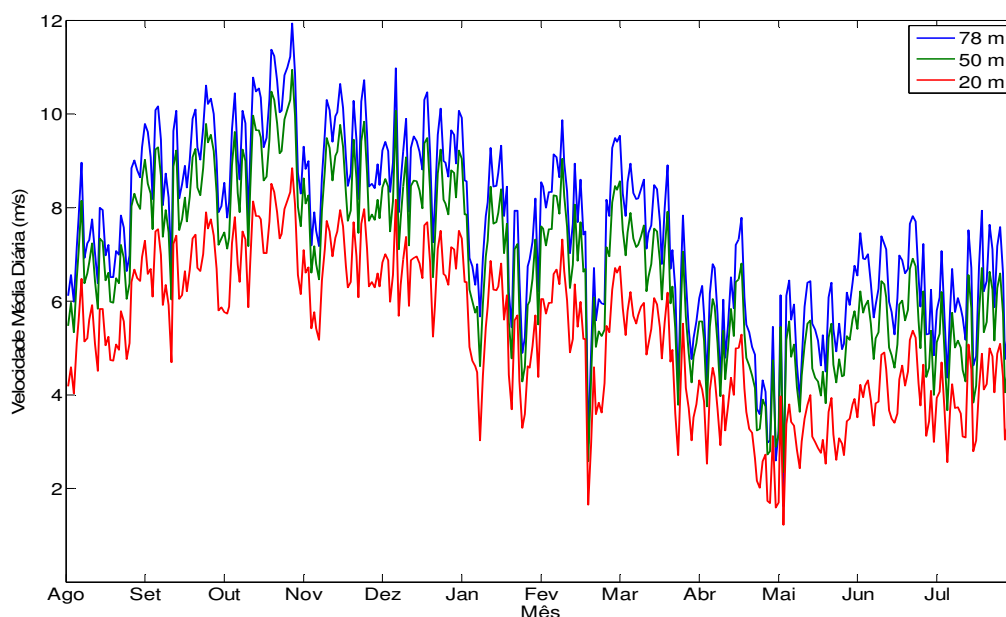
A Tabela 5.1 apresenta as estatísticas das séries mensais para Maracanaú. É possível observar que os meses que apresentam as melhores médias de velocidade do vento estão compreendidos entre julho e outubro, e que mês de outubro é o mês que apresenta a maior média (7,24 m/s).

Tabela 5.1. Parâmetros estatísticos dos dados de velocidade do vento, Maracanaú, por meses.

Velocidade do vento (m/s)	MARACANAÚ											
	Fev/12	Mar/12	Abr/12	Mai/12	Jun/12	Jul/12	Ago/12	Set/12	Out/12	Nov/12	Dez/12	Jan/13
Mínimo	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	1,50	1,70	1,70	1,90	0,40	1,50	0,40
Máximo	14,60	11,00	10,60	11,40	11,00	12,40	12,90	13,30	14,80	10,90	11,20	12,20
Média	4,71	4,49	4,52	5,20	5,03	6,03	6,58	6,81	7,24	5,76	5,92	5,23
Mediana	4,50	4,40	4,30	5,10	5,00	6,10	6,50	6,80	7,20	5,80	5,80	5,20
Desvio Padrão	2,58	2,18	2,03	2,00	2,03	2,02	2,12	2,19	1,99	1,92	1,79	2,06
Variância	6,65	4,77	4,11	4,01	4,14	4,07	4,50	4,82	3,95	3,68	3,22	4,24

Na Figura 5.3 é ilustrada a velocidade média do vento diária para Parnaíba, durante o período de agosto de 2012 a julho de 2013 para as três alturas mencionadas na Tabela 4.1. Como foi o caso em Maracanaú, a característica complementar do recurso eólico para o regime hidrelétrico sazonal é facilmente identificado, sendo que os menores valores da velocidade do vento são encontrados durante os meses chuvosos, entre janeiro e abril, e, inversamente, os maiores valores da velocidade do vento ocorrem no período seco (entre agosto e dezembro).

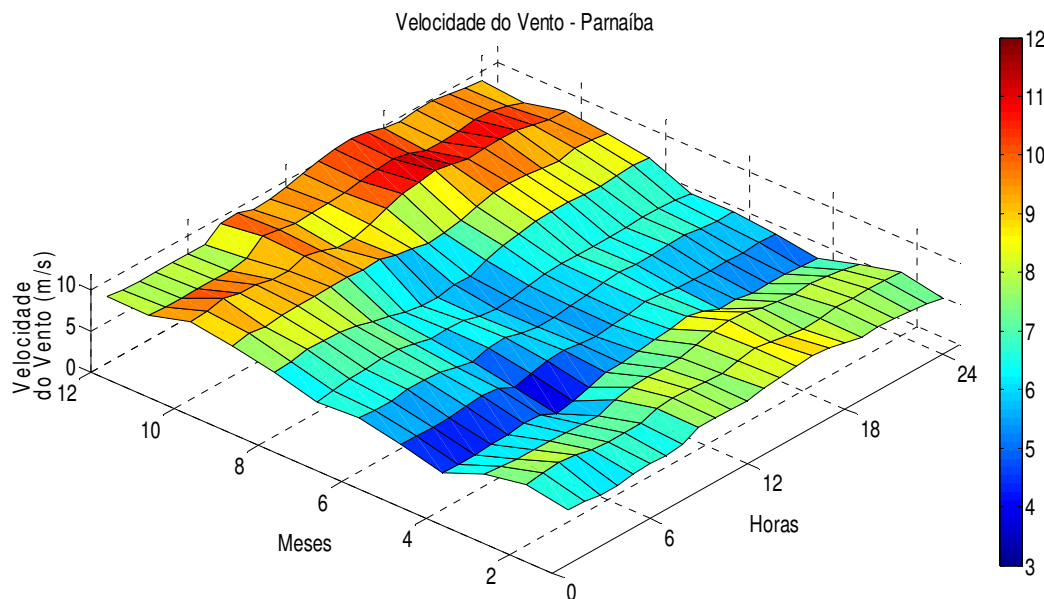
Figura 5.3 - Média da velocidade do vento diária, Parnaíba, agosto de 2012 a julho de 2013.



A Figura 5.4 ilustra dias característicos do período em Parnaíba, com os valores da velocidade do vento medidos a uma altura de 78 metros.

Considerando o comportamento mensal, Parnaíba apresenta os maiores valores de velocidade de vento entre setembro e dezembro (a maioria dos valores superiores a 8,5 m/s). Mesmo em outros períodos, como abril a agosto, um bom potencial eólico está disponível (valores superiores a 6 m/s). Considerando-se os padrões diários, são encontrados as maiores intensidades de velocidade do vento entre 13:00 – 01:00, em todos os meses observados.

Figura 5.4 - Superfície que representa o comportamento da velocidade do vento (m/s) em Parnaíba – Piauí durante o ano e durante as horas do dia.



A Tabela 5.2 apresenta as estatísticas das séries mensais para o município de Parnaíba. É possível observar que os meses que apresentam as melhores médias de velocidade do vento estão compreendidos entre setembro e dezembro, e que outubro é o mês que apresenta a maior média (9,90 m/s).

Tabela 5.2 - Parâmetros estatísticos dos dados de velocidade do vento, Parnaíba, por meses.

Velocidade do vento (m/s)	PARNAÍBA											
	Ago/12	Set/12	Out/12	Nov/12	Dez/12	Jan/13	Fev/13	Mar/13	Abr/13	Mai/13	Jun/13	Jul/13
Mínimo	1,00	1,50	2,90	3,70	3,00	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Máximo	13,10	14,30	15,90	14,60	14,40	13,60	16,80	14,00	13,00	14,10	10,40	12,20
Média	7,58	9,11	9,90	9,12	9,08	7,42	7,73	7,02	5,21	5,76	6,32	6,50
Mediana	7,80	9,20	10,00	9,20	9,20	7,50	7,90	7,10	5,40	5,90	6,40	6,60
Desvio Padrão	1,93	1,66	1,77	1,66	1,76	1,91	2,46	2,16	2,11	1,73	1,51	1,63
Variância	3,74	2,77	3,13	2,74	3,11	3,63	6,06	4,67	4,45	2,99	2,28	2,67

A Figura 5.5 ilustra a velocidade média do vento diariamente para Petrolina, no período de maio de 2012 a março de 2013, com referência às três alturas consideradas. Como pode ser observado, o recurso eólico e sua característica complementar ao regime hidroelétrico sazonal não é tão facilmente identificada como foi nos casos de Maracanaú e Parnaíba. Uma das razões para este comportamento pode ser encontrada na localização de Petrolina em uma área central do Nordeste brasileiro, estando localizada a cerca de 650 km da costa.

Figura 5.5 - Média da velocidade do vento diária, Petrolina, maio de 2012 a março de 2013.

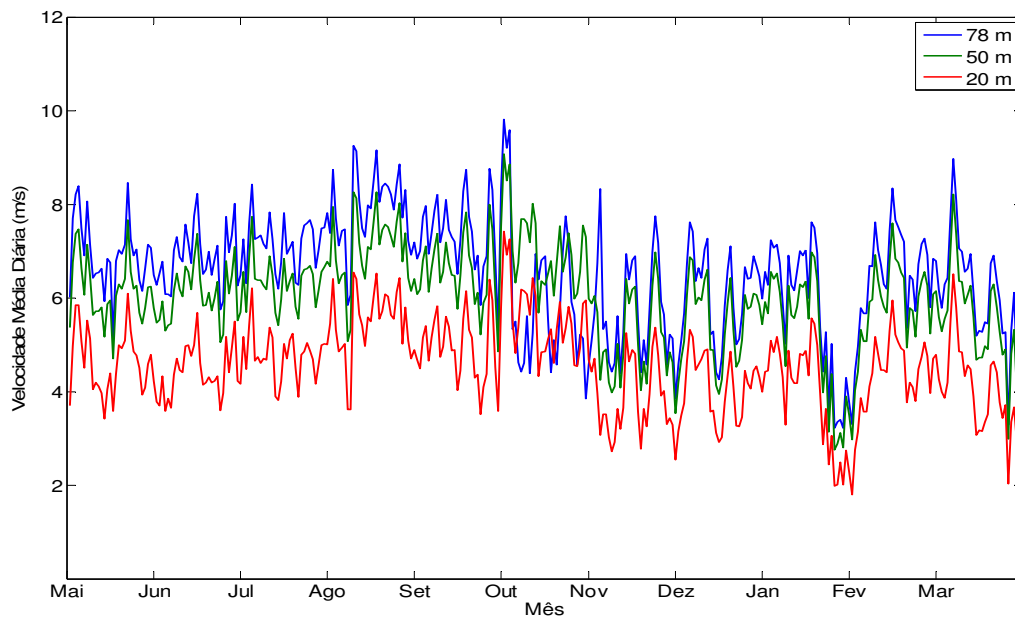
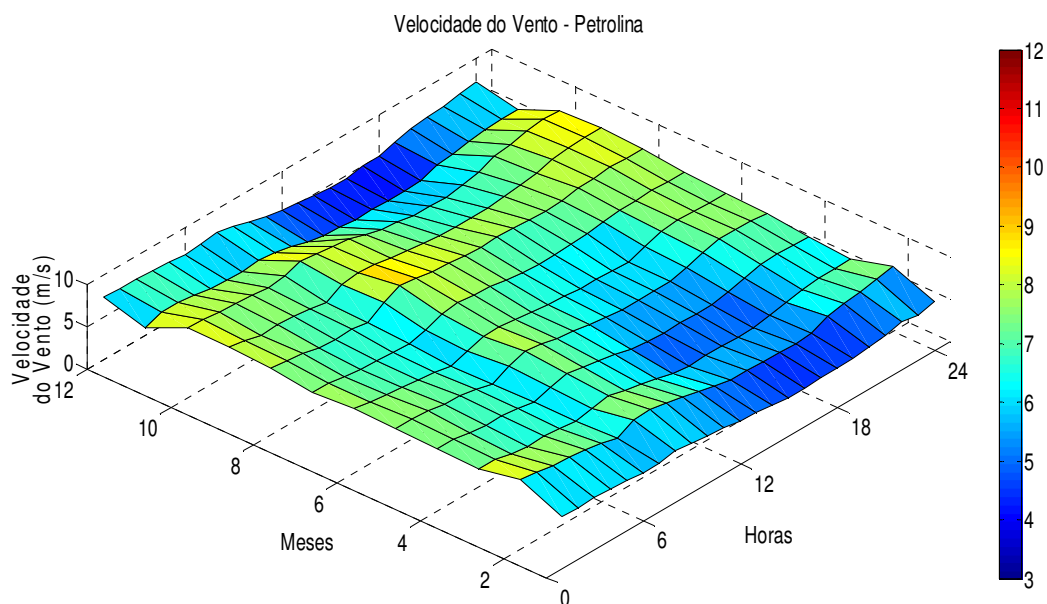


Figura 5.6 apresenta as características diurnas para os meses observados em Petrolina, com os valores da velocidade do vento medidas a uma altura de 78 metros. Ao analisar o comportamento mensal, pode-se observar claramente que Petrolina apresenta os maiores valores de velocidade do vento, entre julho e novembro. Ao analisar os padrões diários, o local foi caracterizado por baixas variações durante o dia, em todos os meses observados. Durante a maior parte do segundo semestre, uma pequena redução nos valores foi observada durante todo o período da manhã, enquanto que durante o resto do dia, valores superiores a 7 m/s foram encontrados, com baixa variabilidade.

Figura 5.6 - Superfície que representa o comportamento da velocidade do vento (m/s) em Petrolina – Pernambuco durante o ano e durante as horas do dia.



A Tabela 5.3 apresenta as estatísticas das séries mensais para Petrolina. É possível observar que os meses que apresentam as melhores médias de velocidade do vento estão compreendidos entre julho e outubro, e que mês de agosto é o mês que apresenta a maior média (7,8 m/s).

Tabela 5.3 - Parâmetros estatísticos dos dados de velocidade do vento, Petrolina, por meses.

Velocidade do vento (m/s)	PETROLINA										
	Mai/12	Jun/12	Jul/12	Ago/12	Set/12	Out/12	Nov/12	Dez/12	Jan/13	Fev/12	Mar/13
Mínimo	0,90	2,30	2,70	0,40	1,10	0,90	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Máximo	13,40	12,60	14,30	14,30	13,70	13,00	11,80	11,50	11,70	12,40	11,10
Média	6,91	6,87	7,24	7,80	7,54	7,36	5,54	6,24	5,40	6,74	6,05
Mediana	6,90	7,00	7,20	7,80	7,50	7,50	5,70	6,40	5,60	6,90	6,20
Desvio Padrão	1,43	1,28	1,24	1,47	1,56	1,60	1,87	1,80	2,13	1,65	1,85
Variância	2,04	1,64	1,53	2,16	2,45	2,57	3,50	3,24	4,53	2,73	3,43

A Tabela 5.4 resume os principais parâmetros estatísticos obtidos a partir dos valores da velocidade do vento de Maracanaú, Parnaíba e Petrolina. Para cada localidade são considerados três períodos diferentes de análise: a) dados do primeiro semestre (1° S); b) segundo semestre (2° S); e c) todo o ano (anual). Esta separação tem como objetivo identificar a influência de fatores sazonais (como a distribuição de chuva) ao longo do tempo no comportamento da velocidade do vento.

Tabela 5.4 - Parâmetros estatísticos dos dados de velocidade do vento.

Velocidade do vento (m/s)	MARACANAÚ			PARNAÍBA			PETROLINA		
	1° S	2° S	Annual	1° S	2° S	Annual	1° S	2° S	Annual
Mínimo	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Máximo	14,60	14,80	14,80	16,80	15,90	16,80	13,40	14,30	14,30
Média	4,87	6,39	5,63	6,57	8,54	7,55	6,40	6,96	6,71
Mediana	4,80	6,40	5,60	6,60	8,70	7,60	6,60	7,10	6,90
Desvio Padrão	2,17	2,08	2,26	2,19	2,09	2,36	1,79	1,79	1,81
Variância	4,73	4,31	5,10	4,78	4,37	5,55	3,22	3,20	3,19
Número de Observações	52.686			52.302			47.424		

Considerando os valores médios, a sazonalidade é verificada nos três locais, os valores mais elevados da velocidade do vento foram registrados no segundo semestre (meses de quase nenhuma precipitação na região) e os valores mais baixos no primeiro semestre (meses chuvosos). Maracanaú e Parnaíba apresentam valores muito próximos para o vento, diferença percentual de velocidade entre os dois semestres, 31% e 30%, respectivamente.

Petrolina segue claramente outro padrão, em que a diferença percentual é de apenas 8,8%, confirmando assim um comportamento de baixa variabilidade. É preciso lembrar que Petrolina está a cerca de 650 km de distância do litoral, enquanto Maracanaú e Parnaíba estão perto da costa. Desta forma, os valores de diferença percentuais encontrados

para os locais mais próximos e mais distante da costa pode ser explicado, considerando a influência da ZCIT e dos *ventos alísios*.

Levando-se em conta o desvio padrão, enquanto Maracanaú e Parnaíba apresentam valores mais baixos durante o segundo semestre, Petrolina não apresenta significativa variação entre os semestres, e mostra-se com o valor anual de desvio padrão mais baixo dos três locais analisados.

Os valores encontrados com base nas análises estatísticas de média demonstram que Parnaíba e Petrolina possuem as melhores condições para o aproveitamento eólico, com médias acima de 7 m/s e 6 m/s, respectivamente.

Maracanaú apresentou média de 5,63 m/s, apresentando um potencial inferior às outras regiões analisadas. Velocidades médias anuais a partir de 6,0 m/s já configuram condições favoráveis para a implantação e operação de usinas eólicas (MACEIRA *et al.*, 2011).

5.1.2 Comportamento da Direção do Vento

A determinação da direção predominante do vento é importante para a definição da direção de posicionamento dos aerogeradores, no caso do aproveitamento eolielétrico. Para o caso de uma usina com vários aerogeradores, o estudo da distribuição dos mesmos constitui fator essencial em um projeto, tendo em vista que a localização dos mesmos devera ser tal que seja minimizado o comprometimento da captação do vento individual, essa captação pode ser prejudicada com a instalação dos aerogeradores em esteira (Carvalho, 2003, Mattuela, 2007).

Como pode-se observar, o armazenamento dos dados de direção do vento são de extrema importância em um projeto eólico, a visualização das variações que ocorrem nesse parâmetro meteorológico normalmente se utiliza a representação dos dados na rosa dos ventos, que é traçada dividindo-se os quatro quadrantes em 12 setores, cada um com 30° graus (Carvalho, 2003).

Para melhor visualização da direção dos ventos foram construídos histogramas de ângulos, inseridos na rosa dos ventos, onde são apresentadas as frequências de ocorrências de cada ângulo, como se pode observar nas Figuras 5.7, 5.8 e 5.9, abaixo.

Figura 5.7 - Representação da frequência de ocorrência da direção do vento e da intensidade de velocidade do vento por meio de um histograma de ângulos para Maracanaú - CE (Fevereiro – 2012 / Janeiro – 2013).

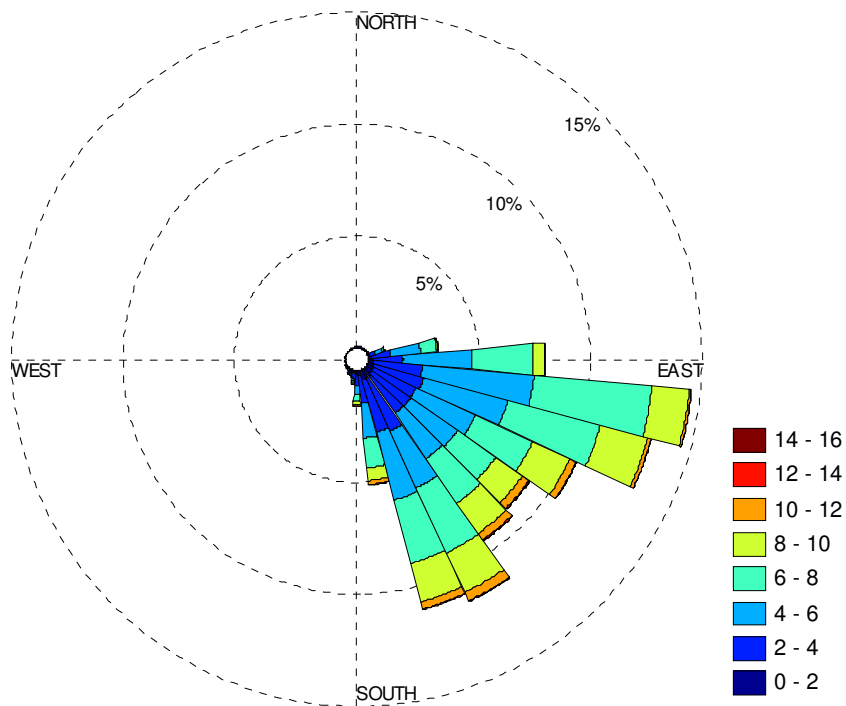


Figura 5.8 - Representação da frequência de ocorrência da direção do vento e da intensidade de velocidade do vento por meio de um histograma de ângulos para Parnaíba - PI (Agosto – 2012 / Julho – 2013).

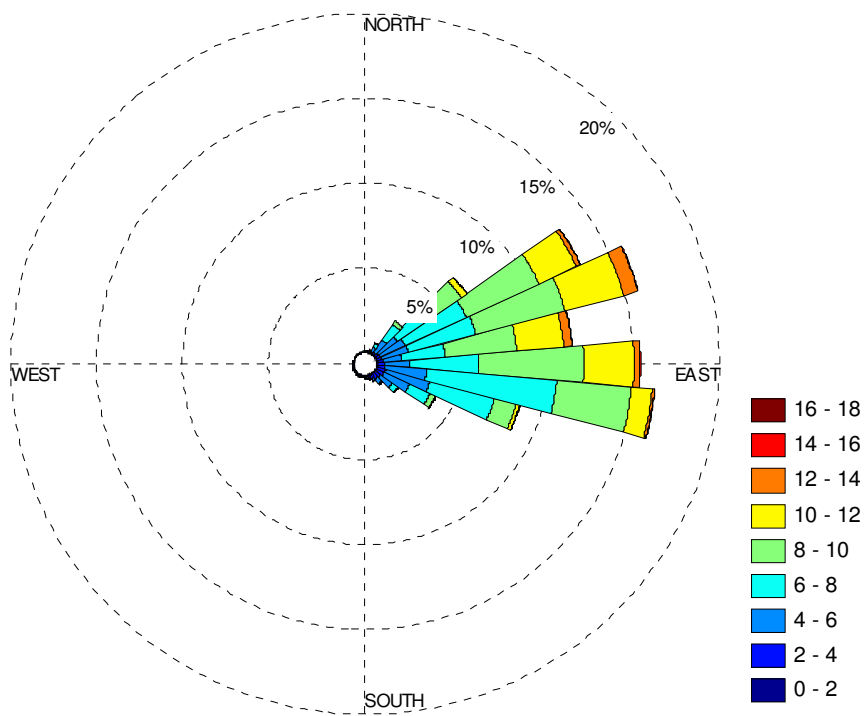
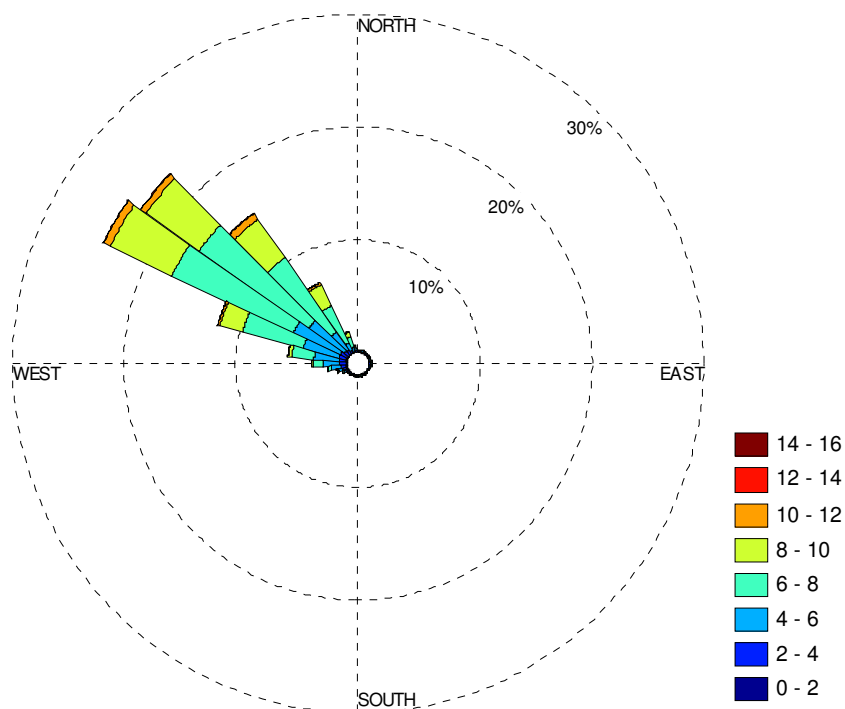


Figura 5.9 - Representação da frequência de ocorrência da direção do vento e da intensidade de velocidade do vento por meio de um histograma de ângulos para Petrolina - PE (Maio – 2012 / 26 de Março – 2013).

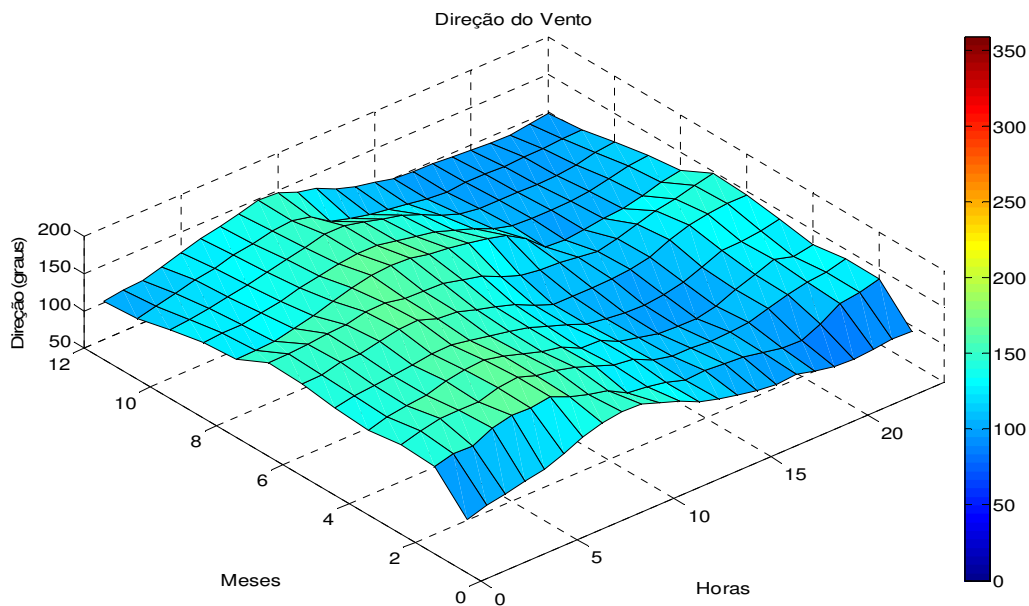


A direção predominante do vento para o município de Maracanaú, como mostra a Figura 5.7, é a direção Sudeste. Em Parnaíba pode-se observar na Figura 5.8 que, no período analisado, existe uma predominância na circulação dos ventos nas direções entre Sudeste e Nordeste, com predominância das ocorrências a Leste. Na Figura 5.9, observa-se que em Petrolina, a variabilidade na direção do vento é significativamente menor que nos outros municípios, e que a direção predominante do vento é a Noroeste.

Observando as Figuras 5.7, 5.8 e 5.9, Petrolina apresenta pequenas variações na direção do vento ao longo de todo o ano. No entanto, em Maracanaú e Parnaíba a direção do vento apresenta uma maior variabilidade anual. Essa maior variabilidade encontrada nas cidades litorâneas (Maracanaú e Parnaíba) está diretamente relacionada às brisas de mar e de terra, ou seja, a variação diária da temperatura entre o continente e o oceano. A representação da direção, por meses, pode ser encontrada no Anexo 4.

Nas Figuras 5.10, 5.11 e 5.12 apresenta-se as variações anuais e diárias da direção do vento nas três localidades.

Figura 5.10 - Superfície que representa o comportamento da direção do vento (graus) em Maracanaú – CE durante o ano e durante as horas do dia.



Observando a Figura 5.10, percebe-se que em Maracanaú vento não varia significativamente durante os meses do ano, contudo, a variação diária é significativa. Apresentando uma predominância da direção sudeste no período de 21 às 14 horas e da direção leste no período de 15 às 20 horas do dia.

Figura 5.11 - Superfície que representa o comportamento da direção do vento (graus) em Parnaíba - PI durante o ano e durante as horas do dia.

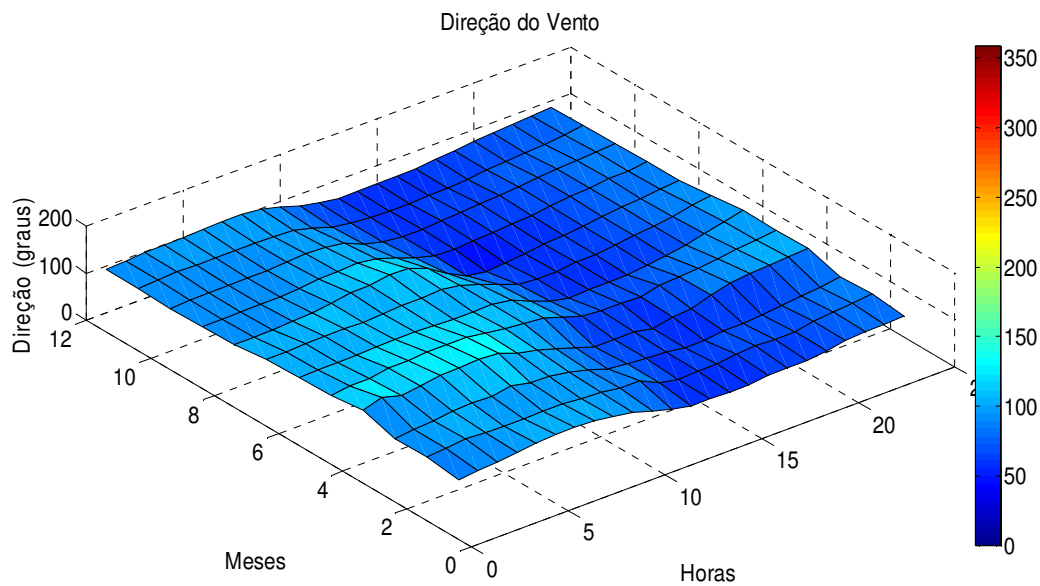
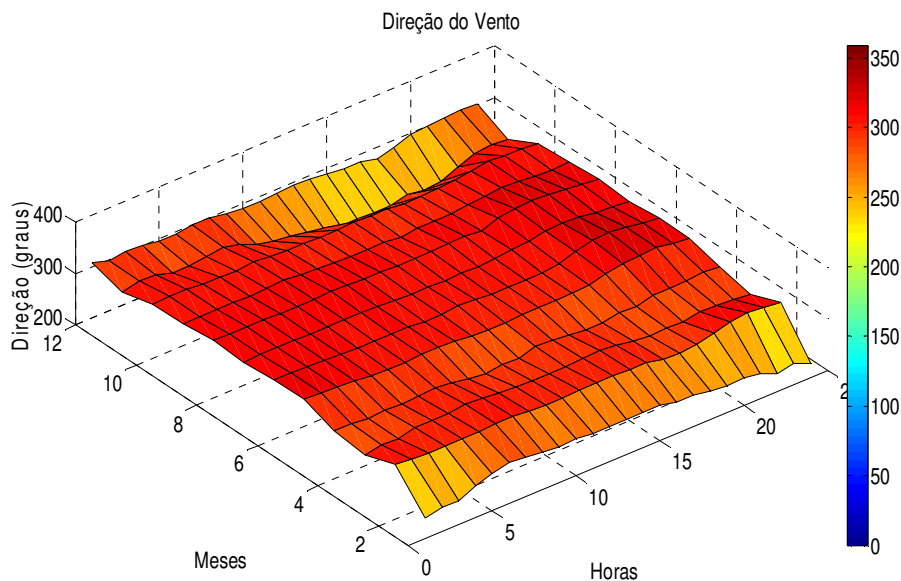


Figura 5.12 - Superfície que representa o comportamento da direção do vento (graus) em Petrolina - PE durante o ano e durante as horas do dia.



Analisando a Figura 5.11, observa-se em Parnaíba um comportamento semelhante ao que ocorre em Maracanaú, com a predominância de uma direção no período de 21 às 14 horas (sudeste), e de outra direção predominante entre 15 e 20 horas do dia (Nordeste).

Já observando a Figura 5.12 é possível perceber que para a localidade de Petrolina, da mesma forma que a velocidade do vento, a direção do vento não apresenta variações significativas anuais e nem diárias, com direção noroeste predominante na maior parte do ano.

5.1.3 Dia Característico

As Figuras 5.13 e 5.14 apresentam o dia característico nos meses com melhores e piores médias de velocidade do vento nas três localidades. Através do dia característico, com médias horárias de velocidade do vento a um nível de referência de 78m de altura, nos três locais, foi possível realizar considerações sobre o comportamento diário da velocidade do vento.

Figura 5.13 - Dia Característico para os meses com maiores médias de velocidade do vento em Maracanaú, Parnaíba e Petrolina.

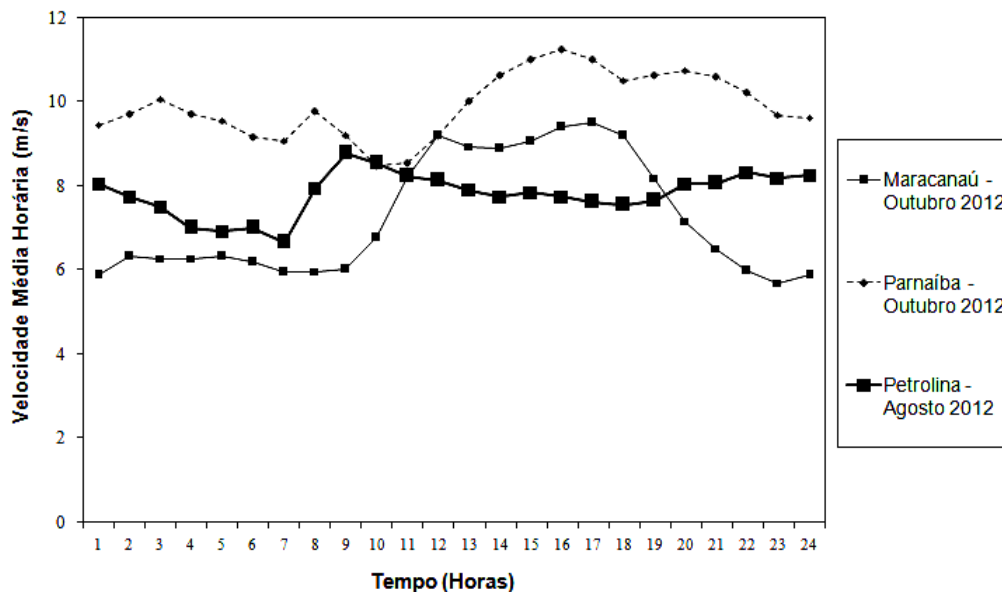
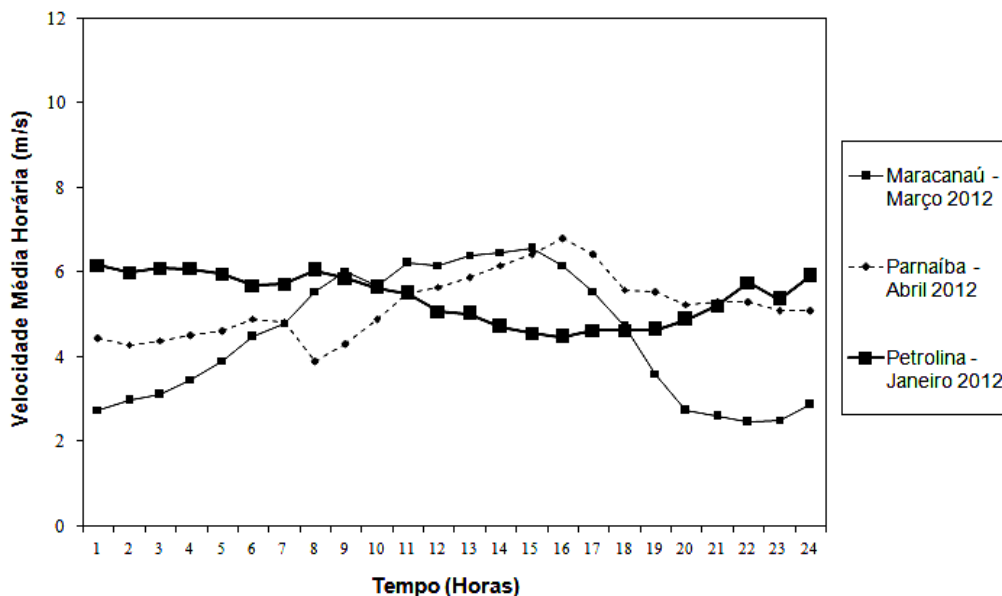


Figura 5.14 - Dia Característico para os meses com menores médias de velocidade do vento em Maracanaú, Parnaíba e Petrolina.



O vento nos meses com maiores médias nos três locais apresentam características diferentes em seu comportamento diário. Pode-se observar, na Figura 5.13, que Parnaíba é o local que atinge, em outubro os maiores valores de velocidade do vento, chegando a mais de 10 m/s, com ventos mais intensos a partir de 13:00 horas, indo com essa tendência até 01:00 hora.

Observa-se que Petrolina é o local que apresenta um comportamento diário mais constante no mês de maior intensidade de ventos, agosto, com uma pequena redução na

intensidade dos ventos no período da manhã, e o restante do dia apresentando um comportamento de velocidade do vento em torno de 8 m/s.

Em Maracanaú, no mês de outubro, o vento apresenta um comportamento bem definido, atingindo as maiores velocidades do vento entre 12:00 e 18:30, com sua intensidade reduzida no início da noite e período da manhã. Assim, nos meses de maiores médias de velocidade do vento para os três locais, Parnaíba e Petrolina apresentam um melhor comportamento diário, onde a amplitude dos valores de velocidade sofre uma menor variação e apresentando um comportamento, de forma geral, mais constante.

O vento nos meses com menores médias nos três locais apresenta características semelhantes aos meses de maiores médias, como pode ser observado na Figura 5.14. Maracanaú, no mês de março, continua com um comportamento bem definido, atingindo as maiores velocidades no fim do período da manhã e toda a tarde (de 09:00 até 17:00 horas), e nesse período com velocidades superiores a 6 m/s.

Petrolina continua tendo um comportamento constante, agora em torno de 6 m/s, com uma leve redução na amplitude no final da manhã até 22:00 horas da noite. A localidade de Parnaíba, no mês de abril, mês com menor média de velocidade, apresenta o mesmo comportamento diário do mês de maior média de velocidade, com ventos mais intensos a partir de 13:00 horas, indo com essa tendência até o início da manhã.

Identifica-se que todos os dias característicos, nos três locais, para os meses que apresentam melhores médias, possuem médias de velocidade do vento superiores a 8 m/s no horário que compreende 12:00 e 18:00 horas, sendo que Parnaíba apresenta o melhor potencial, chegando a atingir 11 m/s nesse período. Petrolina se destaca em relação a Maracanaú, por apresentar um comportamento mais constante durante o dia, com velocidade em torno de 8 m/s. Contudo Maracanaú, quando está no período da tarde, fica com velocidades superiores a Petrolina, atingindo 9 m/s.

Os comportamentos de dias característicos para todos os meses, para as três torres, podem ser encontrados no Anexo 2.

5.2 Aplicações da Distribuição de Weibull

As Figuras 5.15, 5.16 e 5.17 apresentam a aplicação da distribuição de Weibull para os dados anuais em Maracanaú, Parnaíba e Petrolina, respectivamente. Nessa aplicação, o cálculo dos valores de frequência de Weibull e dos parâmetros de forma e escala foi realizado utilizando o método empírico.

Figura 5.15 - Distribuição de Weibull Maracanaú – Anual.

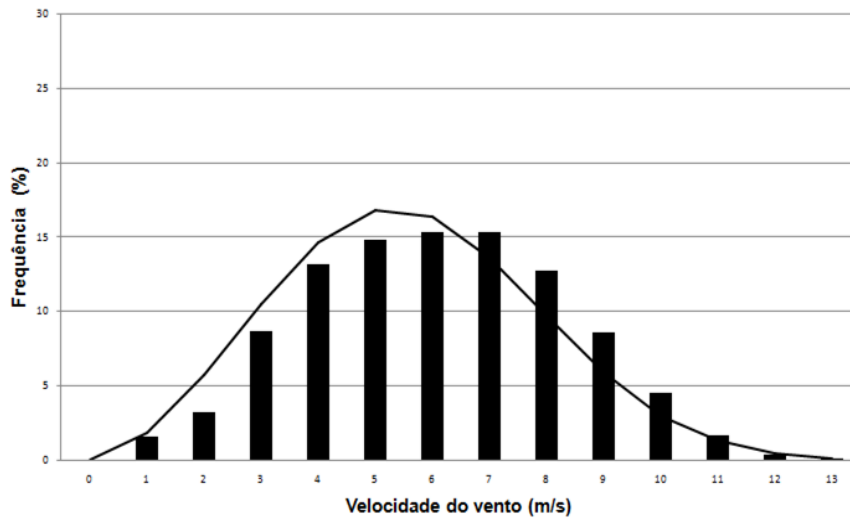


Figura 5.16 - Distribuição de Weibull Parnaíba – Anual.

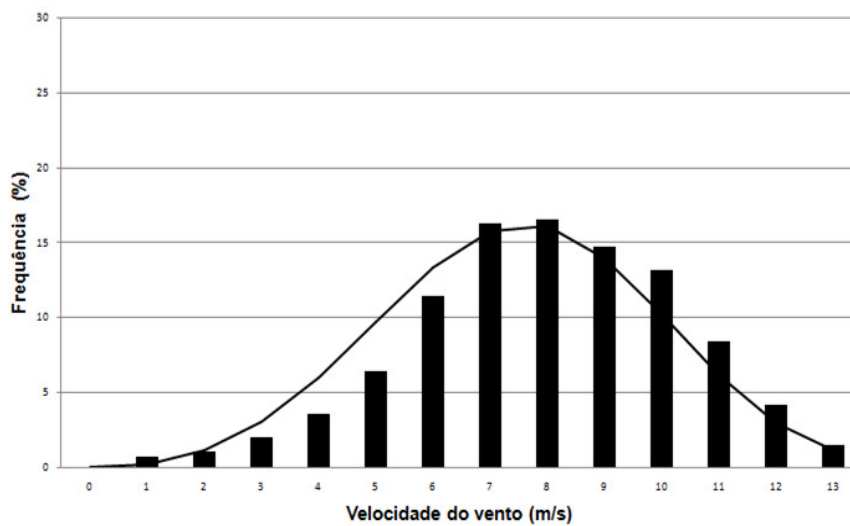
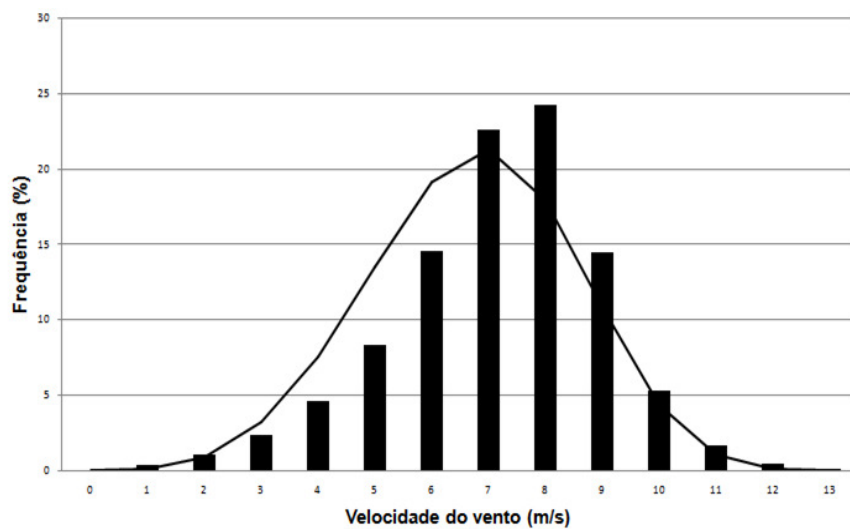


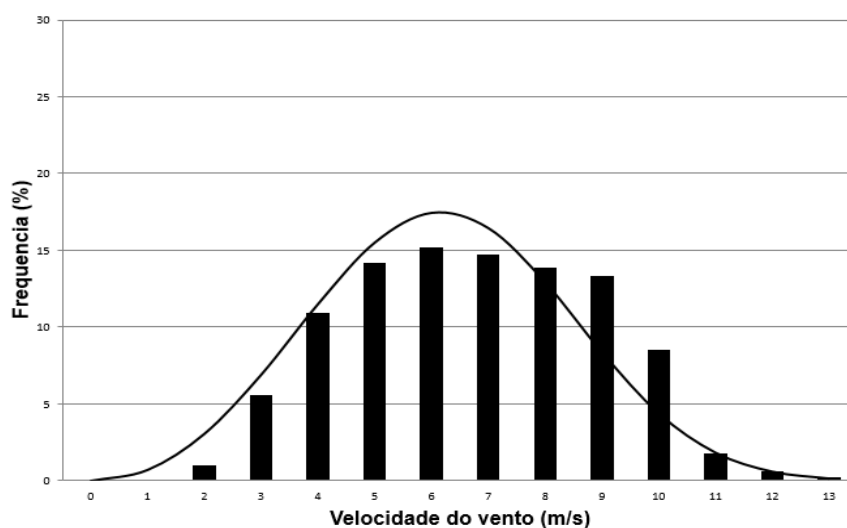
Figura 5.17 - Distribuição de Weibull Petrolina – Anual.



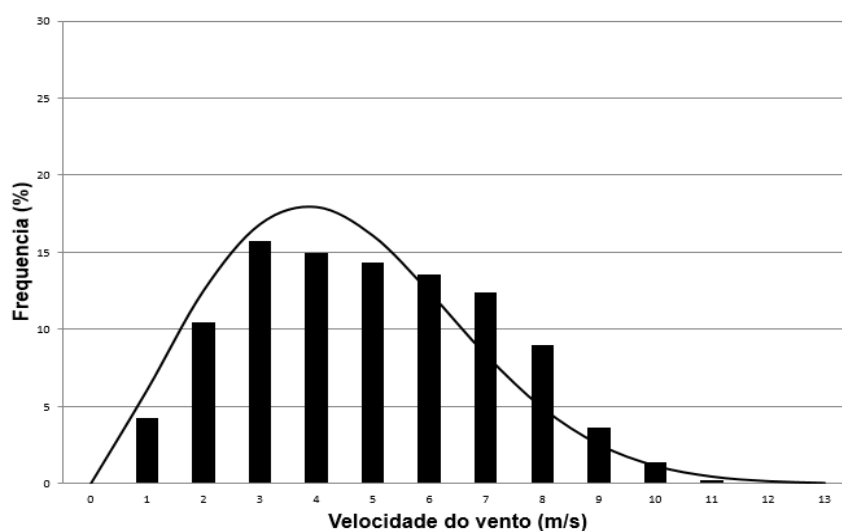
Analisando as Figuras 5.15, 5.16 e 5.17 pode-se observar que a distribuição de Weibull se ajusta de forma satisfatória às cidades de Maracanaú e Parnaíba (litorâneas), e não apresenta um bom ajuste para Petrolina (localizada distante da costa).

As Figuras 5.18, 5.19 e 5.20 apresentam os ajustes da distribuição de Weibull a dois meses de cada localidade analisada: a) o mês de maiores médias de velocidade; e b) o mês com menores médias de velocidade do vento.

Figura 5.18 - a) Distribuição de Weibull Maracanaú – Outubro de 2012 e b) Distribuição de Weibull Maracanaú – Março de 2012.



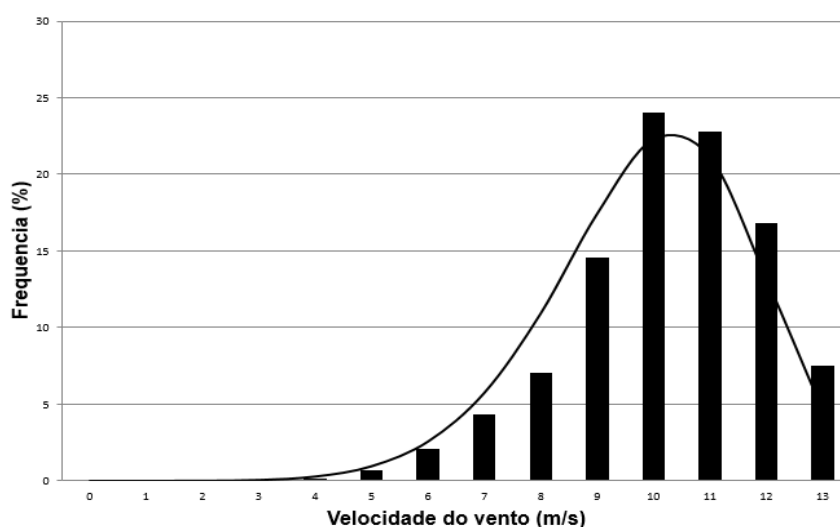
(a)



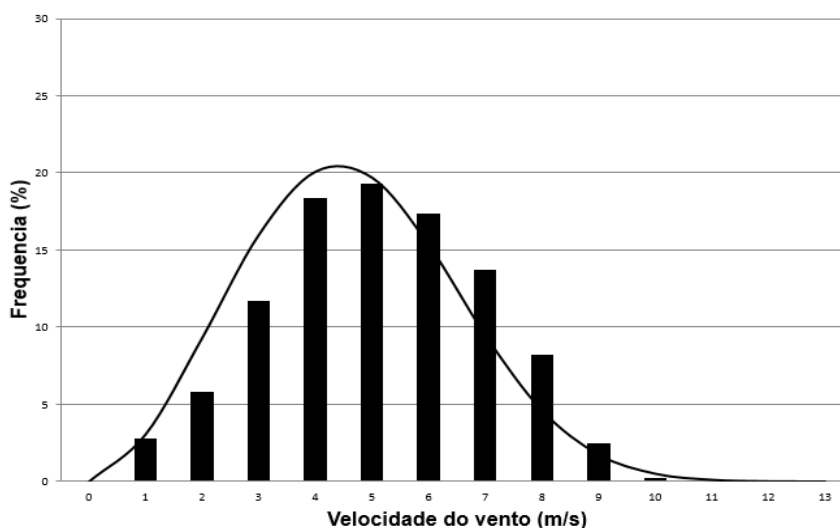
(b)

Pode-se observar na Figura 5.18 (a), que representa o mês de outubro em Maracanaú, que as maiores ocorrências de velocidades estão entre 6 e 9 m/s, com um fator de forma de 4,06, dados com pouca concentração em um valor específico. Na Figura 5.18 (b), do mês de março, que representa as menores médias de velocidade do local, pode-se observar que as velocidades de maior ocorrência estão entre 3 e 6 m/s, com um fator de forma de 2,08.

Figura 5.19- a) Distribuição de Weibull Parnaíba – Outubro de 2012 e b) Distribuição de Weibull Parnaíba – Abril de 2012.



(a)



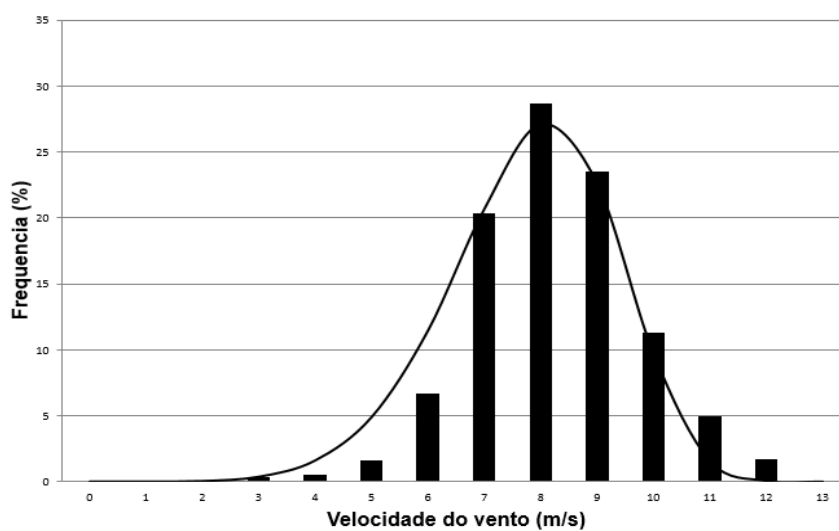
(b)

Em Parnaíba, o mês de maior média de velocidade do vento é outubro, representado na Figura 5.19 (a), onde observa-se uma maior concentração de ocorrência de velocidades entre 10 e 11 m/s, com fator de forma de 6,49. Já no mês de menor média de

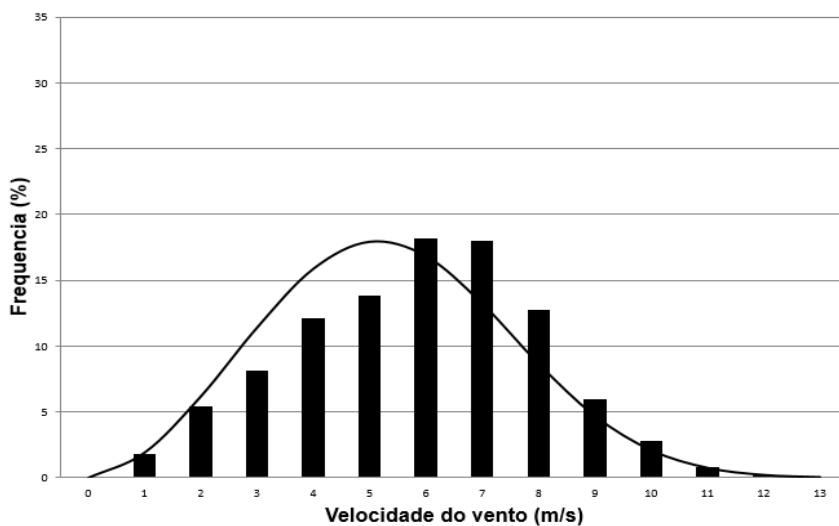
velocidade do vento, abril, mostrado na Figura 5.19 (b), pode-se observar que as maiores ocorrências de velocidades do vento estão entre 4 e 6 m/s, com fator de forma de 2,66.

Para Petrolina, no mês de maior potencial eólico, agosto, como mostra a Figura 5.20 (a), observa-se que as maiores ocorrências de velocidades do vento estão entre 8 e 9 m/s, com fator de forma de 6,12. No mês de Janeiro, como mostra a Figura 5.20 (b), as maiores ocorrências estão entre 6 e 7 m/s, com fator de forma de 2,74.

Figura 5.20 - a) Distribuição de Weibull Petrolina – Ago/2012 e b) Distribuição de Weibull Petrolina – Jan/2012.



(a)



(b)

As aplicações da distribuição de Weibull para todos os meses, nas três localidades, estão disponíveis no Anexo 3.

5.3 Cálculo dos Parâmetros de Weibull: Diferentes Métodos Numéricos

As Figuras 5.21, 5.22 e 5.23 apresentam os ajustes das curvas de Weibull encontradas para cada um dos quatro métodos numéricos utilizados (Energia Equivalente, momento, Empírico e Fator Padrão de Energia) e os respectivos histogramas anuais dos dados de velocidade do vento coletados para Maracanaú, Parnaíba e Petrolina, respectivamente.

Figura 5.21 - Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Maracanaú (Fevereiro de 2012 a Janeiro de 2013).

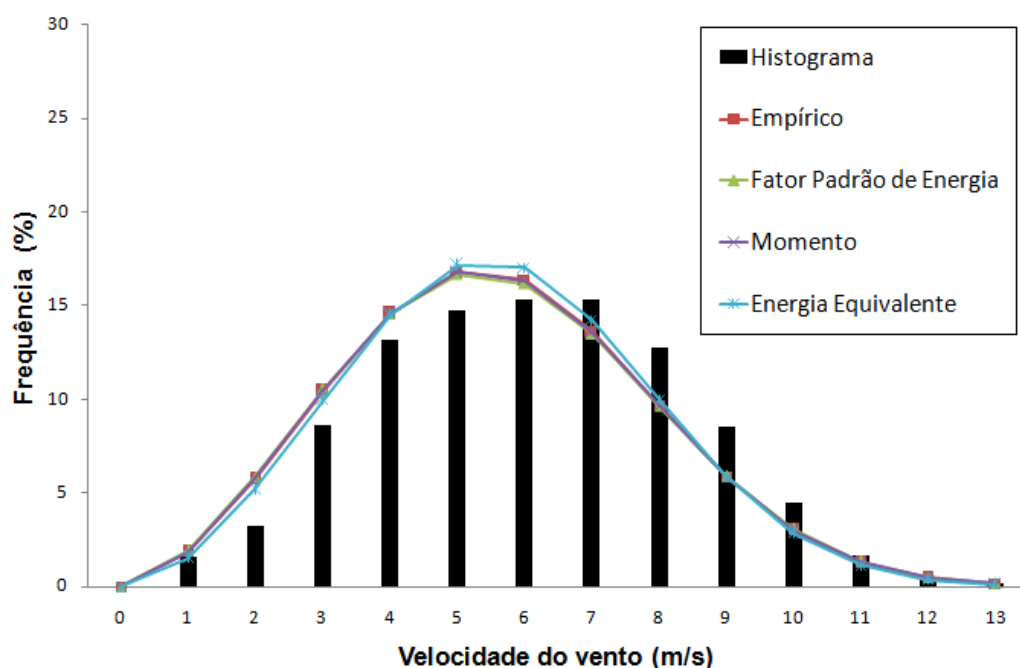


Figura 5.22 - Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Parnaíba (Agosto de 2012 a Julho de 2013).

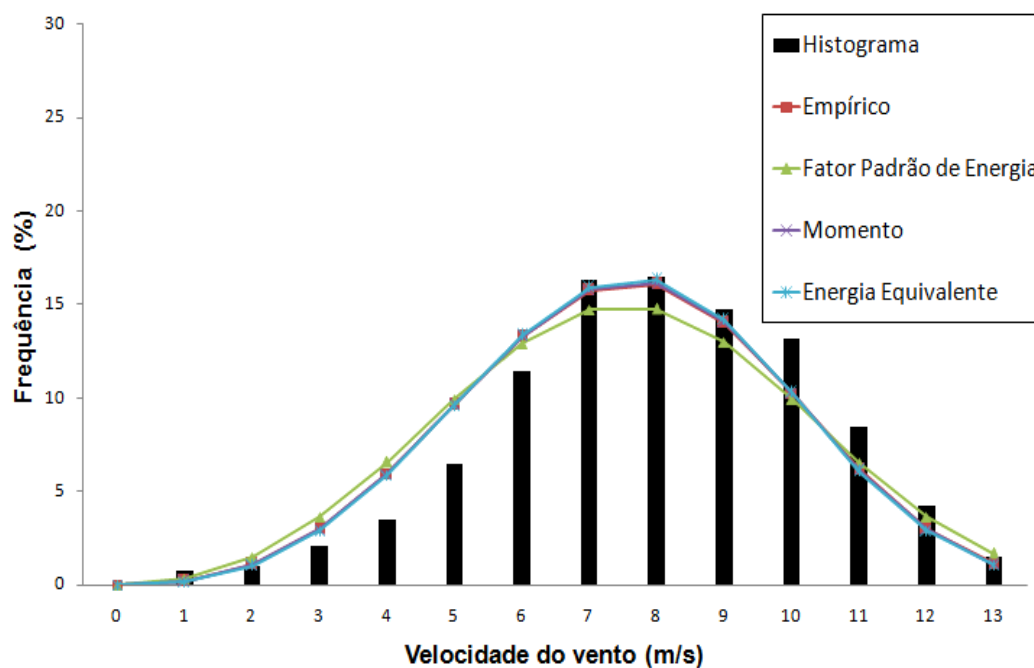
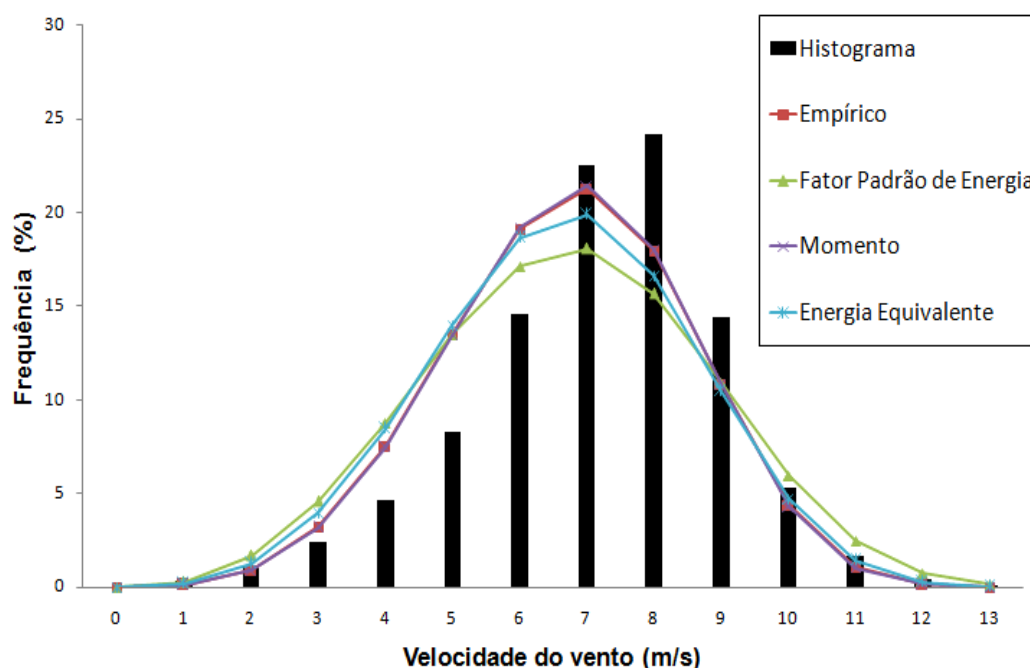


Figura 5.23 - Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Petrolina (Maio de 2012 a Março de 2013).



De acordo com as Figuras 5.21, 5.22 e 5.23, as curvas de Weibull para cada um dos quatro métodos numéricos considerados na análise têm diferentes níveis de coincidência com o histograma. Os melhores ajustes são encontrados nas Figuras 5.21 e 5.22, o que representa o ajuste Weibull para os dados de vento obtidos em zonas costeiras. Um ajuste inferior foi encontrado na Figura 5.23, representando dados de vento de uma cidade muito longe da costa.

Comparando-se os quatro métodos numéricos usados, pode-se observar que o método EE apresentou o melhor desempenho para a estimativa dos parâmetros de Weibull, seguido pelos métodos M e E. Este resultado confirma as expectativas, uma vez que o método de EE foi desenvolvido para otimizar a aplicação da função de densidade de Weibull para os dados de vento coletados na região Nordeste do Brasil. As Tabelas 5.5, 5.6 e 5.7 mostram a aplicação dos testes estatísticos (RMSE, X^2 e R^2) de Maracanaú, Parnaíba e Petrolina, respectivamente, com altura de medição de 78 metros.

Tabela 5.5 – Aplicações dos testes estatísticos para Maracanaú – CE.

Métodos Numéricos	Parâmetros Weibull		Testes Estatísticos		
	k	c	RMSE	X^2	R^2
Método Energia Equivalente	2,8170	6,3709	0,008714	0,000075	0,939075
Método Momento	2,6880	6,3319	0,018224	0,000439	0,925308
Método Empírico	2,6987	6,3354	0,017216	0,000296	0,925795
Método Fator Padrão de Energia	2,6660	6,3380	0,020956	0,000439	0,925308

Tabela 5.6 – Aplicações dos testes estatísticos para Parnaíba – PI.

Métodos Numéricos	Parâmetros Weibull		Testes Estatísticos		
	k	c	RMSE	X ²	R ²
Método Energia Equivalente	3,5970	8,3802	0,094722	0,008972	0,941334
Método Momento	3,5590	8,3890	0,107416	0,011538	0,926805
Método Empírico	3,5461	8,3906	0,111639	0,012463	0,926314
Método Fator Padrão de Energia	3,2557	8,4277	0,247164	0,06109	0,900961

Tabela 5.7 – Aplicações dos testes estatísticos para Petrolina - PE.

Métodos Numéricos	Parâmetros Weibull		Testes Estatísticos		
	k	c	RMSE	X ²	R ²
Método Energia Equivalente	3,8470	7,3377	0,000125	0,000156	0,833267
Método Momento	4,1720	7,3876	0,000127	0,000160	0,880779
Método Empírico	4,1438	7,3905	0,000123	0,000152	0,879844
Método Fator Padrão de Energia	3,5206	7,4579	0,006303	0,003972	0,824999

De acordo com os testes estatísticos, o método EE tem um bom desempenho (apresentando as maiores correlações e menores erros), uma vez que mostra o melhor ajuste nas tabelas 5.5 e 5.6, e o segundo melhor na tabela 5.7. É importante lembrar que os parâmetros de forma e escala são calculados utilizando uma distribuição de dados anuais de velocidade do vento. Nesse caso, estes parâmetros apresentam uma tendência em perder a sua característica representativa, devido à grande diferença sazonal observada no período de um ano na região em estudo.

De acordo com Akdag e Dinler (2009) a curva anual deve representar todos os meses observados. Portanto, as estimativas de k e c devem representar os dados de baixa velocidade (primeiro semestre), bem como dados de alta velocidade (segundo semestre). As Figuras 5.24, 5.25 e 5.26 mostram os valores de k obtidos utilizando o método E para todos os meses considerados, nas três localidades. Como pode ser observado, os valores mensais de k variam consideravelmente ao longo do ano, com um pico que ocorre no segundo semestre do ano, mostrando uma diferença em relação ao valor anual.

Figura 5.24 – Variação Mensal do fator de Forma: Maracanaú - CE.

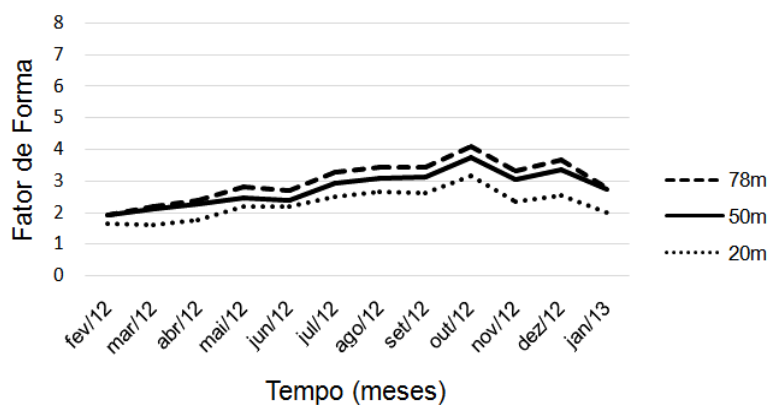


Figura 5.25 – Variação Mensal do fator de Forma: Parnaíba - PI.

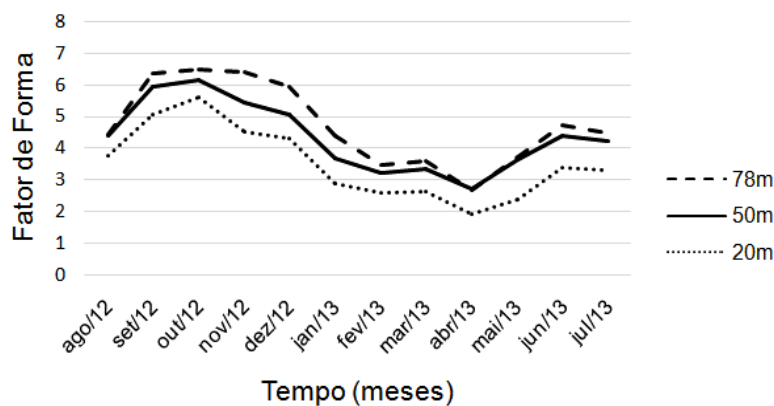
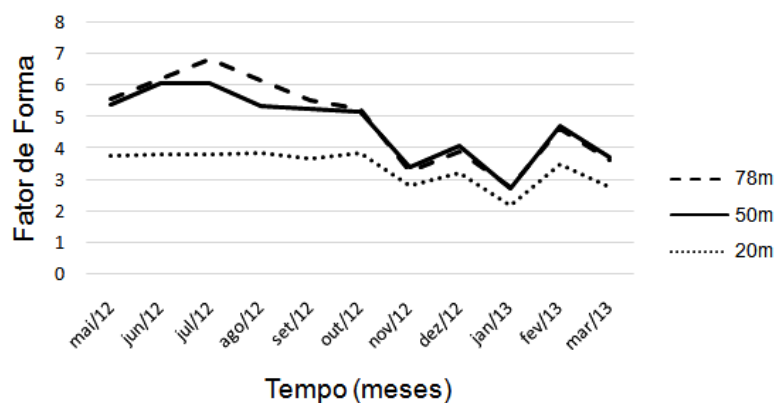


Figura 5.26 – Variação Mensal do fator de Forma: Petrolina - PE.



Considerando-se os dados de Maracanaú, a Tabela 5.5 mostra, com referência aos métodos utilizados, valores de k entre 2,6 e 2,9. Ao considerar a variação mensal na Figura 5.24, para o segundo semestre, observa-se que os valores k são encontrados entre 3 e 4.

A Tabela 5.6 (dados de Parnaíba) mostra valores de k entre 3,2 e 3,6. De acordo com a Figura 5.25, a maioria dos valores de k no segundo semestre são maiores do que 6. Dados de Petrolina, obtidos na Tabela 5.7, apresentam valores de k entre 3,5 e 4,2. Observando a Figura 5.26, os valores de k variam entre 5 e 7 no segundo semestre.

Para Parnaíba e Petrolina, o valor anual k mostra uma diferença significativa em relação aos parâmetros k quando se considera a variação mensal, especialmente no segundo semestre do ano.

Figura 5.27 – Variação mensal do fator de escala: Maracanaú-CE.

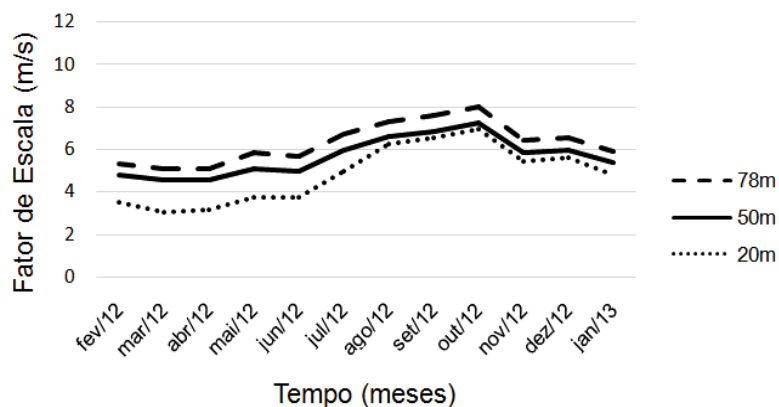


Figura 5.28 – Variação mensal do fator de escala: Parnaíba – PI.

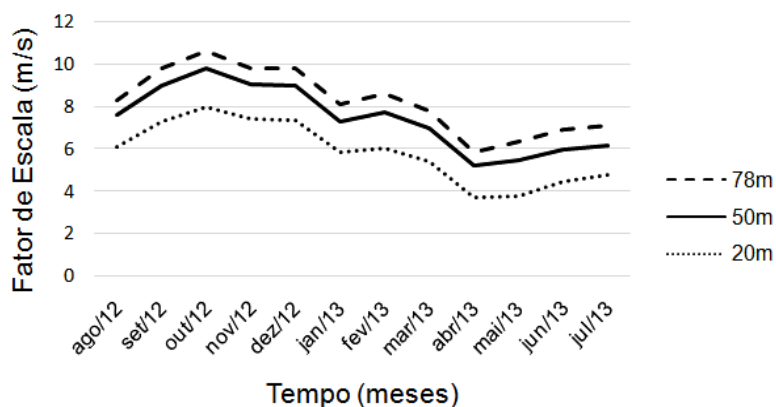
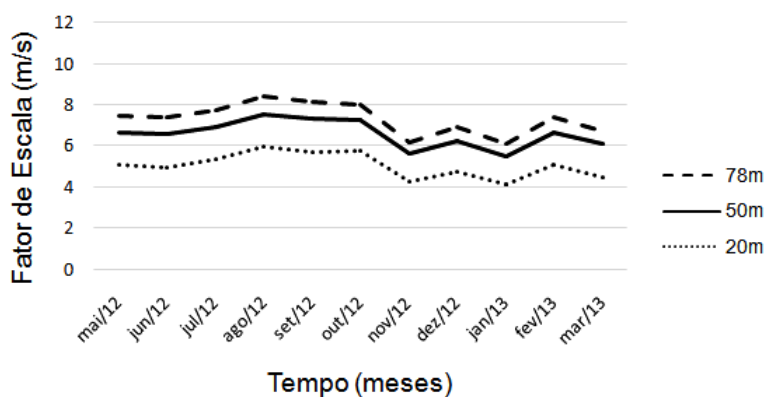


Figura 5.29 – Variação mensal do fator de escala: Petrolina – PE.



Considerando-se os dados de Maracanaú, a Tabela 5.5 apresenta, com referência aos métodos numéricos utilizados, valores anuais de c em torno de 6,3 m/s. Ao considerar a variação mensal na Figura 5.27, esta mostra que, para o segundo semestre, a maioria dos valores de c encontram-se entre 7 e 8 m/s.

Tabela 5.6 (dados de Parnaíba) mostra valores de c anuais em torno de 8,4 m/s. Pela Figura 5.28, a maioria dos valores de c encontram-se, no segundo semestre, com valores entre 8 e 10 m/s. Dados de Petrolina (apresentados na Tabela 5.7) mostram valores anuais de

c em torno de 7,4 m/s. De acordo com a Figura 5.29, a maioria dos valores c variam entre 7 e 8 m/s, no segundo semestre.

Os valores de k e c , por meses, pode ser encontrado no Anexo 5.

Considerando as variações no cálculo dos parâmetros de k e c da distribuição de Weibull, foi implementado os mesmos quatro métodos numéricos para os dois semestres do ano, como é apresentado nas Figuras 5.30 até a 5.35.

Figura 5.30 – Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Maracanaú (primeiro semestre).

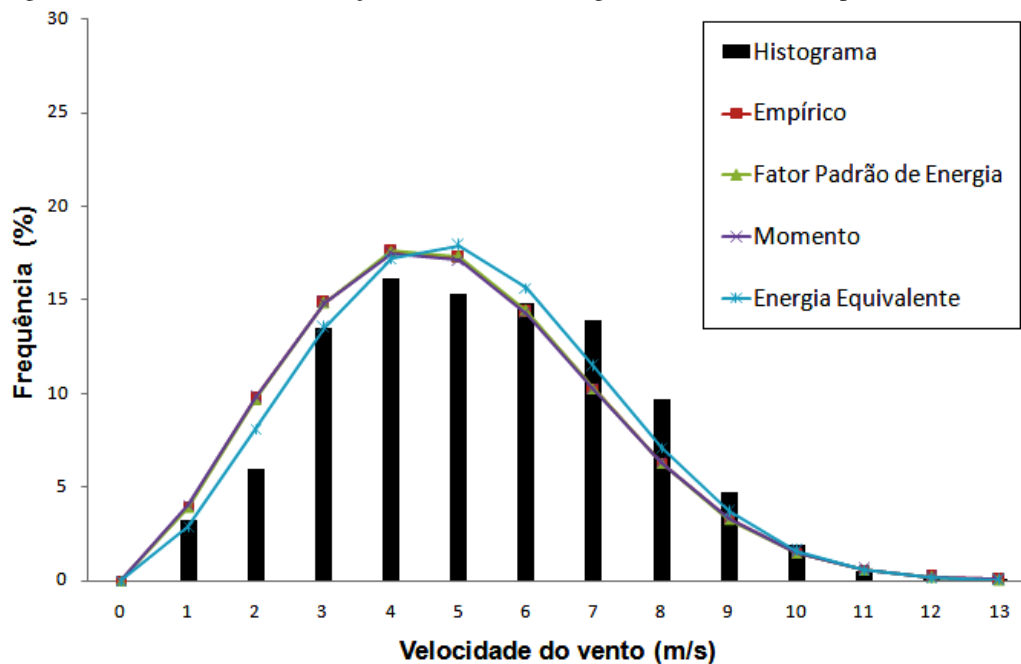


Figura 5.31 – Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Parnaíba (primeiro semestre).

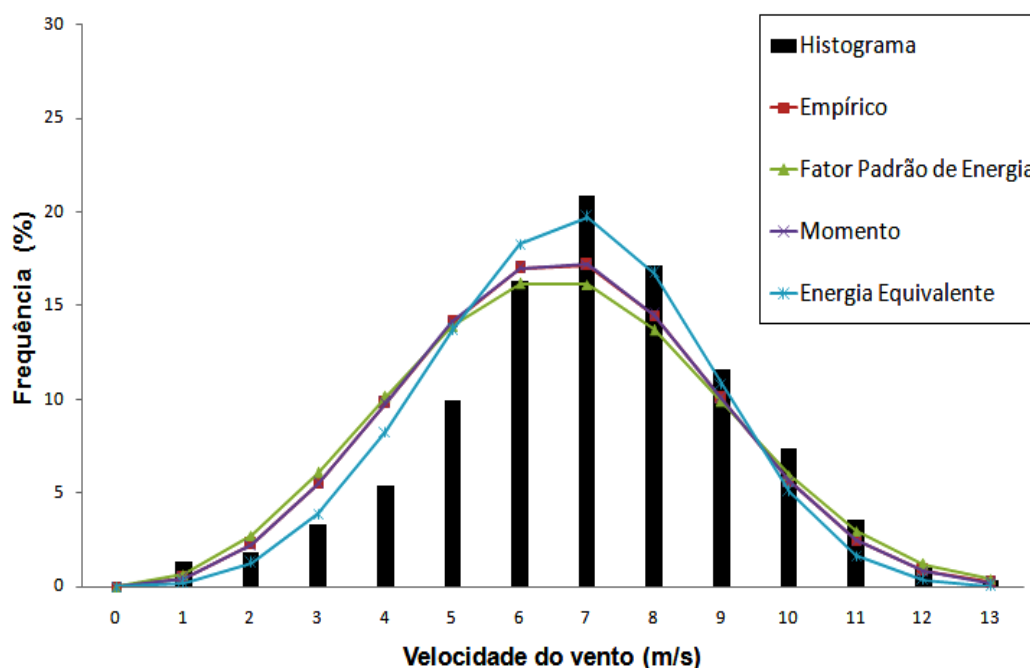
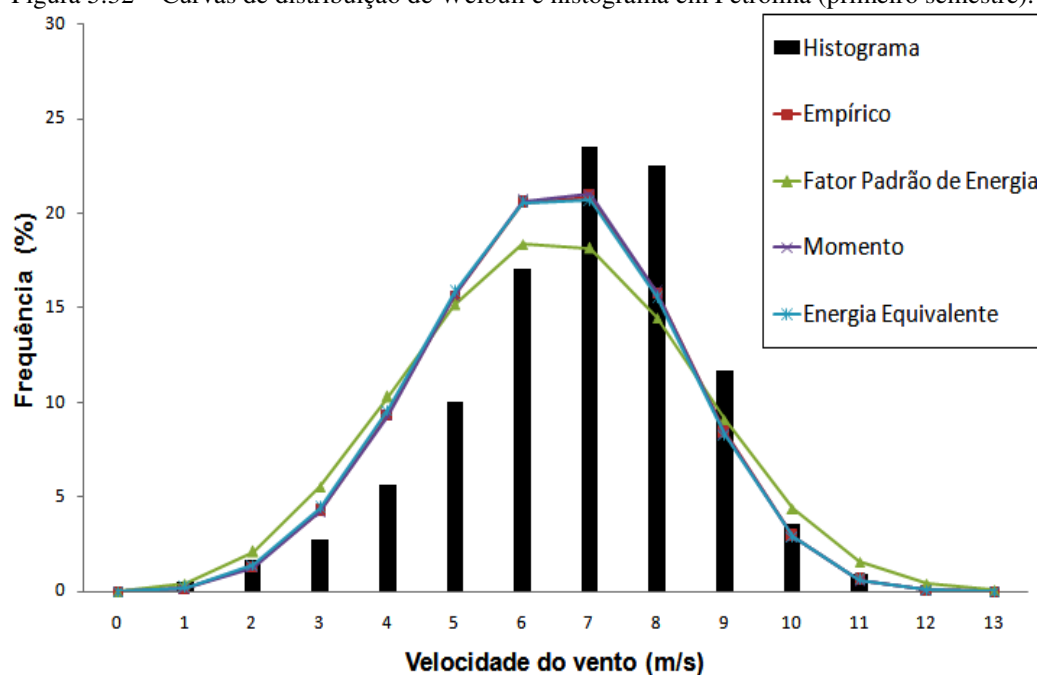


Figura 5.32 – Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Petrolina (primeiro semestre).



De acordo com as Figuras 5.30, 5.31 e 5.32, as curvas de Weibull apresentam diferentes níveis de coincidência com os histogramas. Como na aplicação anual, os melhores ajustes foram encontrados nas Figuras 5.30 e 5.31 (zonas costeiras) e um ajuste inferior foi encontrado na Figura 5.32 (cidade longe da costa).

Figura 5.33 – Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Maracanaú (segundo semestre).

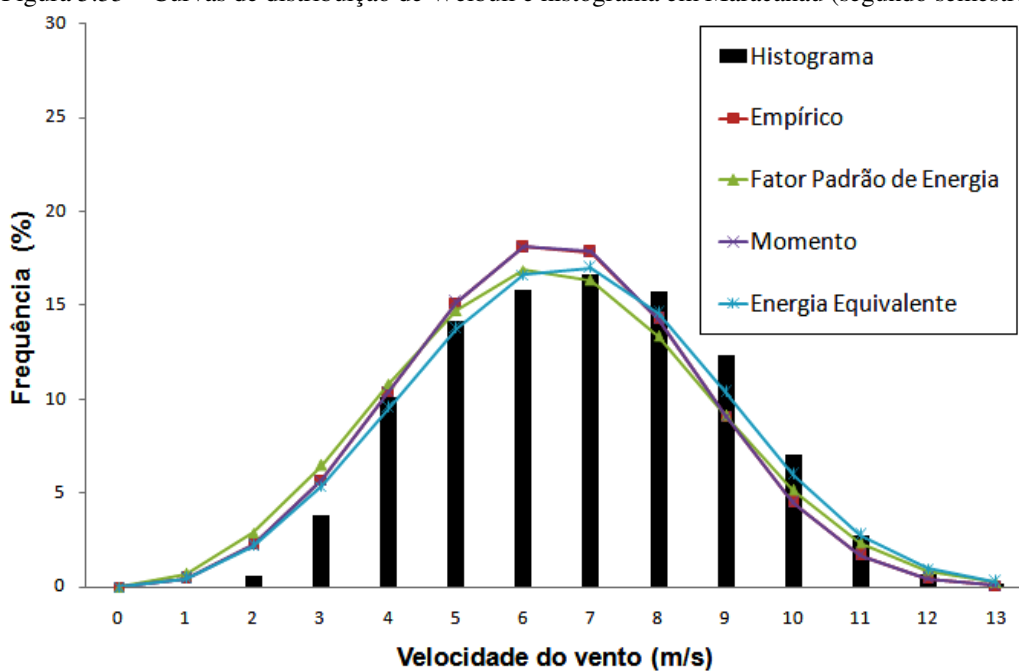


Figura 5.34 – Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Parnaíba (segundo semestre).

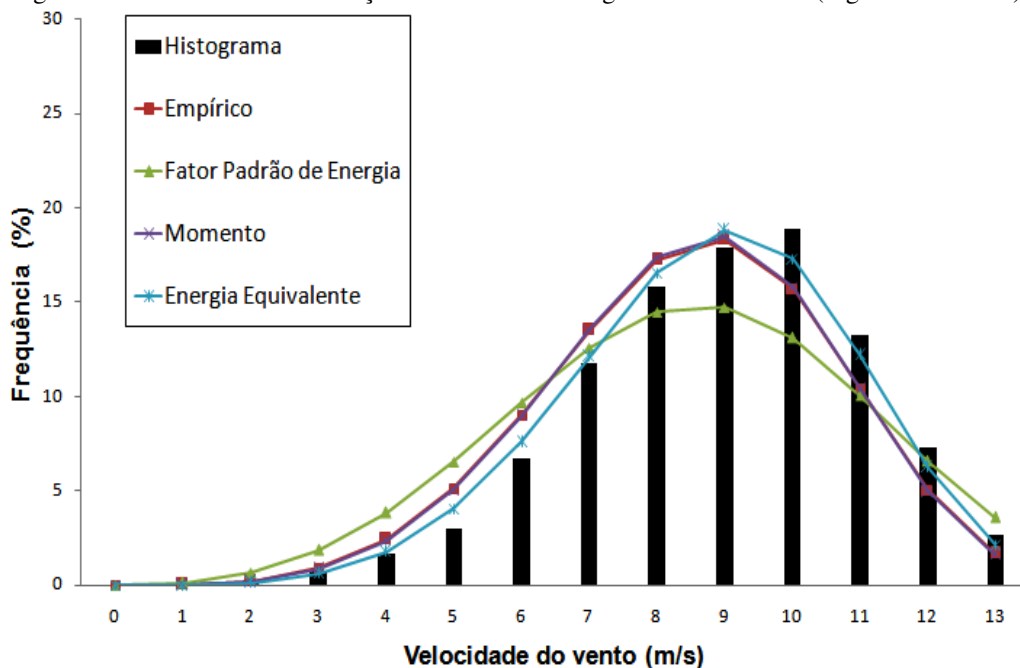
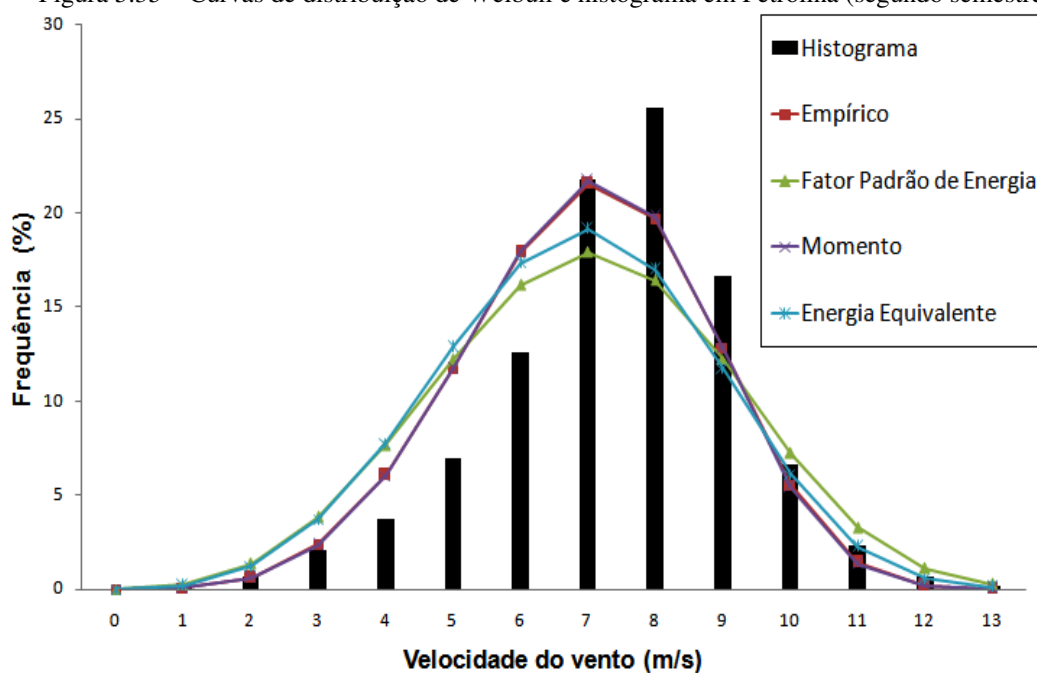


Figura 5.35 – Curvas de distribuição de Weibull e histograma em Petrolina (segundo semestre).



Nas Figuras 5.33, 5.34 e 5.35, foi possível observar o mesmo comportamento, os melhores ajustes foram encontrados para as cidades localizadas no litoral, e um ajuste inferior foi encontrado na cidade distante da costa.

As Tabelas 5.8 até 5.13 mostram a aplicação dos testes estatísticos (RMSE, X^2 e R^2) para avaliar a aplicação dos diferentes métodos numéricos, por semestres, para Maracanaú, Parnaíba e Petrolina, respectivamente, com altura de medição de 78 metros.

Tabela 5.8 - Aplicações dos testes estatísticos para Maracanaú – CE (primeiro semestre).

Métodos Numéricos	Parâmetros Weibull		Testes Estatísticos		
	k	c	RMSE	X ²	R ²
Método Energia Equivalente	2,5677	5,7142	0,018758	0,000351	0,954162
Método Momento	2,3840	5,4943	0,043527	0,001895	0,918983
Método Empírico	2,3985	5,4905	0,040858	0,001669	0,918661
Método Fator Padrão de Energia	2,4111	5,4900	0,038651	0,001494	0,918836

Tabela 5.9 - Aplicações dos testes estatísticos para Parnaíba - PI (primeiro semestre).

Métodos Numéricos	Parâmetros Weibull		Testes Estatísticos		
	k	c	RMSE	X ²	R ²
Método Energia Equivalente	3,8310	7,3980	0,000441	0,000019	0,934093
Método Momento	3,3070	7,3189	0,011233	0,000126	0,889658
Método Empírico	3,3001	7,3198	0,011687	0,000137	0,889023
Método Fator Padrão de Energia	3,0988	7,3421	0,032806	0,001076	0,863718

Tabela 5.10- Aplicações dos testes estatísticos para Petrolina - PE (primeiro semestre).

Métodos Numéricos	Parâmetros Weibull		Testes Estatísticos		
	k	c	RMSE	X ²	R ²
Método Energia Equivalente	3,9340	7,0345	0,000388	0,000015	0,851544
Método Momento	4,0020	7,0596	0,000334	0,000011	0,869615
Método Empírico	3,9775	7,0621	0,000348	0,000012	0,869059
Método Fator Padrão de Energia	3,4595	7,1164	0,001408	0,000198	0,830615

Tabela 5.11- Aplicações dos testes estatísticos para Maracanaú - CE (segundo semestre).

Métodos Numéricos	Parâmetros Weibull		Testes Estatísticos		
	k	c	RMSE	X ²	R ²
Método Energia Equivalente	3,2860	7,4003	0,001680	0,000282	0,976802
Método Momento	3,4020	7,1157	0,002330	0,000543	0,952098
Método Empírico	3,3932	7,1166	0,002516	0,000633	0,942526
Método Fator Padrão de Energia	3,1159	7,1466	0,016639	0,000268	0,941909

Tabela 5.12- Aplicações dos testes estatísticos para Parnaíba - PI (segundo semestre).

Métodos Numéricos	Parâmetros Weibull		Testes Estatísticos		
	k	c	RMSE	X ²	R ²
Método Energia Equivalente	4,7970	9,5904	0,136261	0,018567	0,986711
Método Momento	4,5710	9,3024	0,097462	0,009498	0,940495
Método Empírico	4,5341	9,3068	0,106931	0,011434	0,940675
Método Fator Padrão de Energia	3,6496	9,4223	0,628612	0,395152	0,873212

Tabela 5.13- Aplicações dos testes estatísticos para Petrolina - PE (segundo semestre).

Métodos Numéricos	Parâmetros Weibull		Testes Estatísticos		
	k	c	RMSE	X ²	R ²
Método Energia Equivalente	3,7880	7,5594	0,002160	0,004664	0,803604
Método Momento	4,4060	7,6358	0,000156	0,000243	0,889602
Método Empírico	4,3731	7,6391	0,000371	0,000138	0,888433
Método Fator Padrão de Energia	3,6024	7,7233	0,012454	0,001551	0,815431

De acordo com os testes estatísticos, o método EE apresentou o melhor desempenho no ajuste aos dados dos dois semestres. Analisando o segundo semestre do ano, os valores dos parâmetros k e c apresentaram valores mais próximos dos encontrados nos cálculos de aplicação de Weibull, por meses.

Analisando a Tabela 5.11, os valores de k , para Maracanaú, estão compreendidos entre 3,11 e 3,40, os valores de k obtidos no segundo semestre e apresentados na Figura 5.24 são encontrados entre 3 e 4, o que mostra que a aplicação semestral se mostrou mais próxima dos valores de k obtidos por meses.

Considerando-se os dados de Parnaíba, a Tabela 5.12 mostra com referência aos métodos utilizados, valores de k entre 4,53 e 4,79. Ao considerar a variação mensal na Figura 5.25, que demonstra valores de k para o segundo semestre entre 4 e 6.

Os ajustes para o segundo semestre de Petrolina apresentaram, como mostra a Tabela 5.13, valores de k entre 3,60 e 4,40. Observando a Figura 5.26, os valores de k variam entre 5 e 7 na maior parte do segundo semestre, e a partir de outubro, esse valor de k é reduzido e fica em torno de 3 e 5.

5.4 Análise de Diferentes Distribuições de Frequência

Nas Figuras 5.36, 5.37 e 5.38 são apresentadas as curvas dos ajustes das diferentes distribuições de probabilidade aos dados coletados nas três localidades.

Figura 5.36 – Curvas das diferentes distribuições estatísticas aplicadas a Maracanaú.

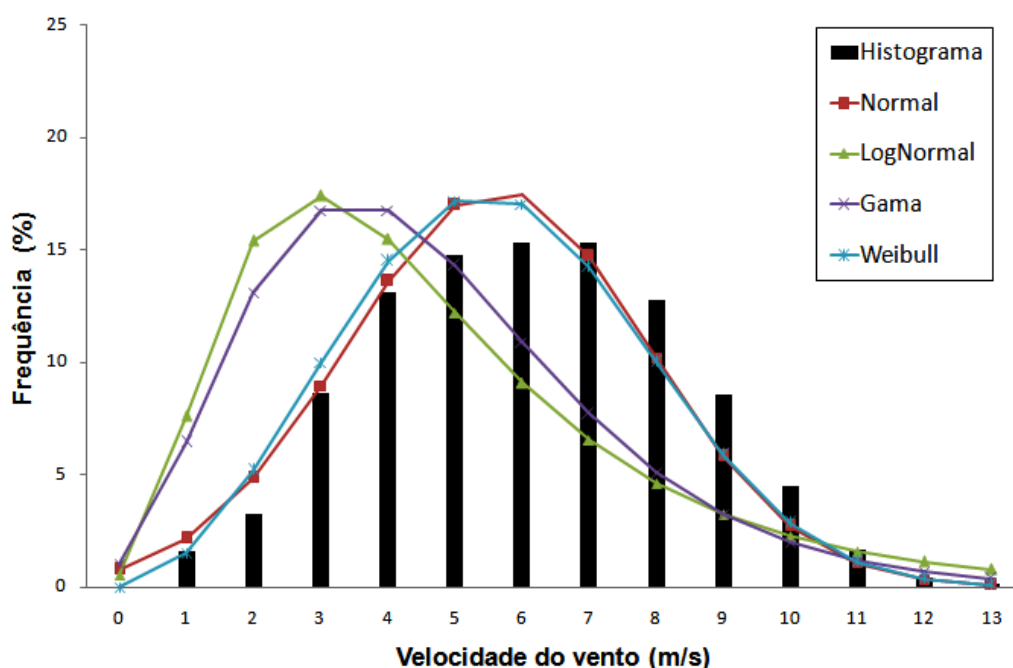


Figura 5.37 – Curvas das diferentes distribuições estatísticas aplicadas a Parnaíba.

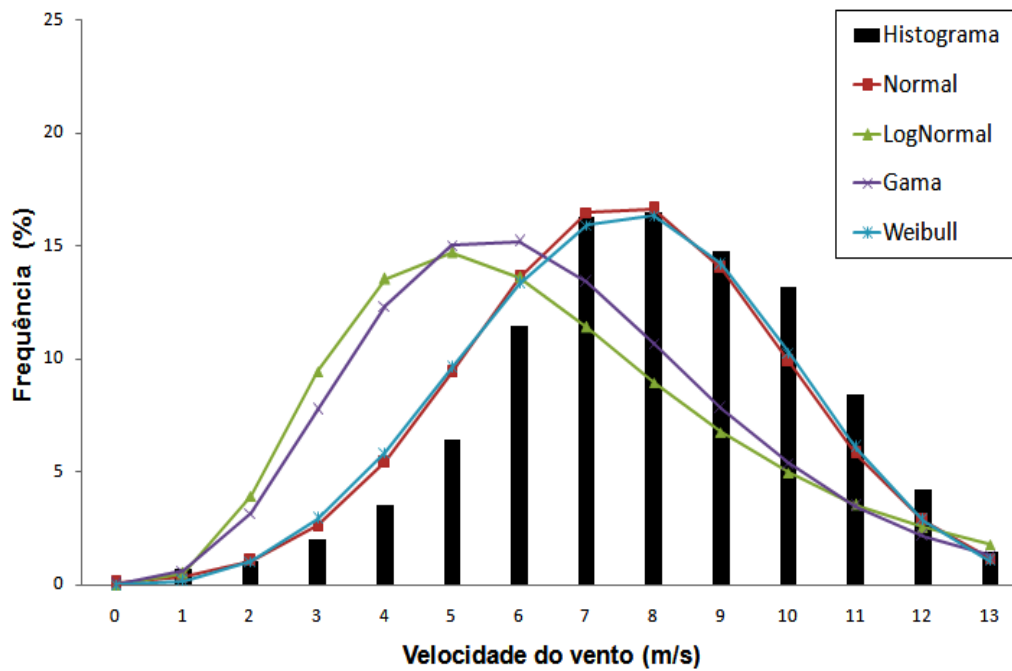
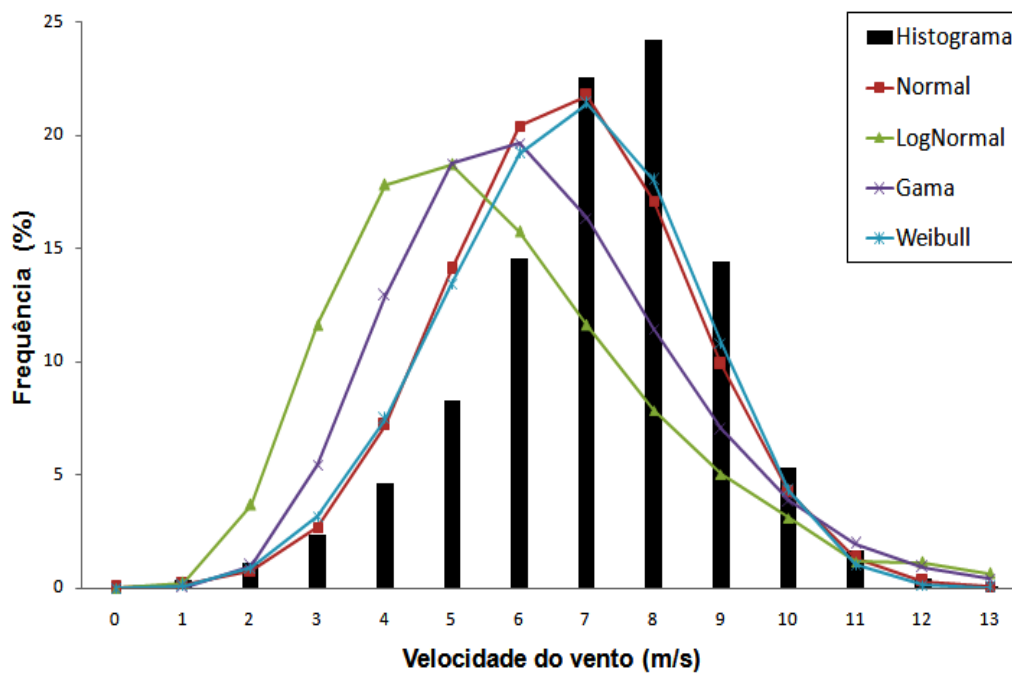


Figura 5.38 – Curvas das diferentes distribuições estatísticas aplicadas a Petrolina.



Nas Tabelas 5.14, 5.15 e 5.16 são apresentados os resultados da aplicação dos testes estatísticos (RMSE, X^2 e R^2) para avaliar as diferentes distribuições de frequência, para Maracanaú, Parnaíba e Petrolina, respectivamente.

Tabela 5.14- Aplicações dos testes estatísticos para avaliar as diferentes distribuições em Maracanaú - CE.

Distribuição estatística	Testes Estatísticos		
	RMSE	X ²	R ²
Weibull	0,0087	0,0007	0,9390
Normal	0,0816	0,0066	0,9371
Log Normal	0,5660	0,3203	0,0661
Gama	0,1213	0,0147	0,2901

Tabela 5.15- Aplicações dos testes estatísticos para avaliar as diferentes distribuições em Parnaíba - PI.

Distribuição estatística	Testes Estatísticos		
	RMSE	X ²	R ²
Weibull	0,0947	0,0089	0,9413
Normal	0,0474	0,0021	0,9184
Log Normal	1,1488	1,3199	0,0444
Gama	0,4449	0,1980	0,2333

Tabela 5.16- Aplicações dos testes estatísticos para avaliar as diferentes distribuições em Petrolina - PE.

Distribuição estatística	Testes Estatísticos		
	RMSE	X ²	R ²
Weibull	0,0001	0,0001	0,8807
Normal	0,1240	0,0231	0,8325
Log Normal	0,4380	0,1919	0,0764
Gama	0,0785	0,0061	0,4909

De acordo com os testes estatísticos, a distribuição Normal apresentou o melhor desempenho no ajuste aos dados coletados nas três localidades. A distribuição apresentou uma correlação superior a 90% nos ajustes fornecidos para os dados de Maracanaú e Parnaíba, e uma correlação de 80% aos dados de Petrolina.

Apesar do bom valor de correlação, nenhuma das três distribuições conseguiu ajustar de forma satisfatória os dados de Petrolina.

Os resultados mostram que, além de Weibull, a distribuição normal apresenta um bom potencial para ajuste dos dados de velocidade do vento analisados. Estas conclusões estão de acordo com os estudos de diferentes distribuições desenvolvidos por Maceira *et al.* (2011) e Araújo *et al.* (2010).

5.5 Avaliação da Geração de Energia Anual

Para a avaliação dos diferentes métodos numéricos aplicados para cálculos dos parâmetros de Weibull foi calculada a geração de eletricidade anual com o uso de três diferentes modelos de turbinas eólicas (Enercon, Vestas e Vensys) e utilizando o programa *RETScreen*. As especificações das turbinas aplicadas nesse estudo são apresentadas na Tabela 5.17.

Tabela 5.17- Informações relacionadas às turbinas eólicas utilizadas na análise de geração anual de energia.

INFORMAÇÕES			
Potência Unitária (kW)	2.000,0	2.000,0	1.500,0
Fabricante	ENERCON	VESTAS	VENSYS
Tipo	ENERCON - 82 E2 2MW - 78m	VESTAS V80 - 2.0 MW - 78m	VENSYS 77 - 85m
Quantidade de turbinas	20	20	20
Potência Instalada (kW)	40.000,0	40.000,0	30.000,0
Altura (m)	78,0	78,0	85,0
Diâmetro do rotor (m)	82	80	77
Área (m²)	5.281	5.027	4.657
	Padrão	Padrão	Padrão
<i>k</i>	2,8	2,8	2,8

A potência total instalada nos parques simulados é de 40.000,0 kW, com um total de 20 turbinas (potência unitária de 2.000,0 kW). As turbinas Enercon, Vestas e Vensyz possuem um diâmetro de rotor de 82, 80 e 77 m, respectivamente. Existe uma relação entre a velocidade do vento média e a energia anual disponível na turbina, para diferentes parâmetros de forma a energia disponível pode variar.

Além do cálculo da produção de eletricidade anual realizada no programa *RETScreen*, a Tabela 5.18 apresenta a produção de eletricidade total calculada por meio da Equação 4.1, que usa a curva de potência das turbinas e os histogramas de velocidade do vento. O cálculo é feito sem considerar a redução da performance por fatores externos como: sujeiras, chuvas, efeitos topográficos e perdas elétricas.

Tabela 5.18- Estimativa da produção de eletricidade anual dos parques eólicos nas três diferentes localidades.

Energia Elétrica Total Anual (E_{cp})			
	ENERCON	VESTAS	VENSYS
Maracanaú	85,143 MWh	71,892 MWh	69,210 MWh
Parnaíba	161,224 MWh	137,829 MWh	127,381 MWh
Petrolina	166,769 MWh	140,734 MWh	132,358 MWh

Os resultados obtidos nas simulações para a produção de energia elétrica anual entregue à rede são apresentados nas Tabelas 5.19, 5.20 e 5.21. Estes resultados são obtidos com base nos parâmetros (k e c) da distribuição de Weibull, calculados por meio dos quatro diferentes métodos numéricos.

Tabela 5.19- Análise da geração de energia anual para Maracanaú.

MARACANAÚ								
Resultados								
Turbina	Valores de <i>k</i>	Potência (MW)	Energia (MWh)	Fator de Capacidade (%)	Emissões de GEE (redução) - tCO ₂	Altura (m)	Diâmetro (m)	Área (m ²)
Enercon	3,8470 (1)*	2,0	63,407	18,096	12.446,8	78,0	82	5.281
	4,1720 (2)	2,0	64,526	18,415	12.666,6	78,0	82	5.281
	4,1438 (3)	2,0	64,437	18,390	12.649,0	78,0	82	5.281
	3,5206 (4)	2,0	64,724	18,472	12.705,4	78,0	82	5.281
Vestas	3,8470 (1)*	2,0	51,552	14,712	10.119,7	78,0	80	5.027
	4,1720 (2)	2,0	52,628	15,019	10.330,9	78,0	80	5.027
	4,1438 (3)	2,0	52,542	14,995	10.313,9	78,0	80	5.027
	3,5206 (4)	2,0	52,820	15,074	10.368,6	78,0	80	5.027
Vensys	3,8470 (1)*	1,5	52,764	20,078	10.357,7	85,0	77	4.657
	4,1720 (2)	1,5	53,530	20,369	10.507,9	85,0	77	4.657
	4,1438 (3)	1,5	53,469	20,346	10.495,9	85,0	77	4.657
	3,5206 (4)	1,5	53,664	20,420	10.534,3	85,0	77	4.657

* Método numérico que apresentou o melhor ajuste.

(1) – Energia Equivalente; (2) Momento; (3) Empírico; (4) Fator Padrão de Energia.

Tabela 5.20- Análise da geração de energia anual para Parnaíba.

PARNAÍBA								
Resultados								
Turbina	Valores de <i>k</i>	Potência (MW)	Energia (MWh)	Fator de Capacidade (%)	Emissões de GEE (redução) - tCO ₂	Altura (m)	Diâmetro (m)	Área (m ²)
Enercon	3,8470 (1)*	2,0	123,167	35,150%	24.177,6	78,0	82	5.281
	4,1720 (2)	2,0	123,216	35,164%	24.187,4	78,0	82	5.281
	4,1438 (3)	2,0	123,233	35,169%	24.190,6	78,0	82	5.281
	3,5206 (4)	2,0	123,582	35,269%	24.259,1	78,0	82	5.281
Vestas	3,8470 (1)*	2,0	104,556	29,839%	20.524,3	78,0	80	5.027
	4,1720 (2)	2,0	104,653	29,867%	20.543,4	78,0	80	5.027
	4,1438 (3)	2,0	104,686	29,876%	20.549,9	78,0	80	5.027
	3,5206 (4)	2,0	105,444	30,092%	20.698,7	78,0	80	5.027
Vensys	3,8470 (1)*	1,5	99,820	37,983%	19.594,6	85,0	77	4.657
	4,1720 (2)	1,5	99,822	37,984%	19.595,0	85,0	77	4.657
	4,1438 (3)	1,5	99,822	37,984%	19.595,1	85,0	77	4.657
	3,5206 (4)	1,5	99,789	37,972%	19.588,6	85,0	77	4.657

* Método numérico que apresentou o melhor ajuste.

(1) – Energia Equivalente; (2) Momento; (3) Empírico; (4) Fator Padrão de Energia.

Tabela 5.21- Análise da geração de energia anual para Petrolina.

PETROLINA								
Resultados								
Turbina	Valores de k	Potência (MW)	Energia (MWh)	Fator de Capacidade (%)	Emissões de GEE (redução) - tCO ₂	Altura (m)	Diâmetro (m)	Área (m ²)
Enercon	3,8470 (1)	2,0	86,119	24,6%	16.905,1	78,0	82	5.281
	4,1720 (2)*	2,0	84,622	24,2%	16.611,4	78,0	82	5.281
	4,1438 (3)*	2,0	84,746	24,2%	16.635,5	78,0	82	5.281
	3,5206 (4)	2,0	87,794	25,1%	17.233,9	78,0	82	5.281
Vestas	3,8470 (1)	2,0	70,593	20,1%	13.857,4	78,0	80	5.027
	4,1720 (2)*	2,0	69,164	19,7%	13.576,9	78,0	80	5.027
	4,1438 (3)*	2,0	69,280	19,8%	13.599,6	78,0	80	5.027
	3,5206 (4)	2,0	72,259	20,6%	14.184,4	78,0	80	5.027
Vensys	3,8470 (1)	1,5	58,163	22,1%	11.417,4	85,0	77	4.657
	4,1720 (2)*	1,5	57,026	21,7%	11.194,1	85,0	77	4.657
	4,1438 (3)*	1,5	57,118	21,7%	11.212,3	85,0	77	4.657
	3,5206 (4)	1,5	59,466	22,6%	11.673,2	85,0	77	4.657

* Métodos numéricos que apresentaram os melhores ajustes.

(1) – Energia Equivalente; (2) Momento; (3) Empírico; (4) Fator Padrão de Energia.

Pode-se observar que a estimacão realizada com base nos dados de velocidade do vento e curva de potência das turbinas, por não considerar perdas, tem uma estimacão bem superior  realizada pelas simulaces do *RETScreen*. Analisando as Tabelas 5.19, 5.20 e 5.21 observar-se que, existe uma regularidade no comportamento dos métodos numéricos no que tange a estimacão da energia elétrica anual a ser entregue  rede nas localidades de Maracanu e Parnaíba, e uma discrepância mais significativa quando analisa-se a cidade de Petrolina.

Mesmo considerando que o método da energia equivalente apresentou os melhores ajustes às condies de vento de Maracanu e Parnaíba, pode-se observar nas Tabelas 5.19 e 5.20 que a estimacão da energia elétrica entregue  rede para os quatro métodos apresentaram resultados semelhantes, apresentando, no caso de Maracanu uma diferença de apenas 1,317 MWh quando comparamos a estimacão feita pelo método Fator Padrão de Energia (método de menor desempenho no ajuste aos dados de velocidade do vento) com o método da Energia Equivalente (método com melhor ajuste aos dados de Maracanu e Parnaíba).

Em Parnaíba, as estimacões tiveram valores de gerao de energia bem próximos, isso ocorreu devido os ajustes dos quatro métodos numéricos na localidade terem apresentado um comportamento bem próximo nos ajustes a distribuo de Weibull.

No caso de Petrolina, observando a Tabela 5.21, percebe-se que a estimação da energia teve uma variação mais significativa na análise entre os quatro métodos numéricos e para as três diferentes turbinas eólicas simuladas, chegando a ter uma variação de cerca de 2 MWh da energia gerada quando se compara os métodos de Energia Equivalente e Fator Padrão de Energia com os métodos Empírico e Momento que apresentaram os melhores ajustes da distribuição de Weibull para a localidade.

Avaliando o potencial eólico, como já tinha sido mencionado na caracterização estatística, a cidade litorânea de Parnaíba – PI foi a que apresentou o melhor potencial para o aproveitamento do recurso eólico. Considerando que a média anual de fator de capacidade no mundo tem oscilado entre 22,5 e 35% (CONSELHO INTERNACIONAL DE ENERGIA EÓLICA, 2013) e que foi a localidade que superou o valor de 30% de fator de capacidade considerado bom na literatura (DALMAZ, 2007). Nas simulações com as turbinas da Enercon e Vensys, Parnaíba chegou a atingir um fator de capacidade superior a 30% chegando a atingir 37,983% em uma das simulações.

Seguindo Parnaíba, Petrolina se destaca como a segunda cidade com melhor potencial eólico, com uma característica atraente que é a regularidade nos dados de velocidade e direção do vento e por apresentar um fator de capacidade acima de 22% (dentro da faixa média anual) em algumas das configurações testadas (Enercon e Vensys).

Vale salientar a importância da análise de perdas e das condições ambientais de cada local na hora de se estimar a produção de energia elétrica anual a ser entregue à rede pelos parques eólicos. Observando a estimação feita com o uso da curva de potência e histogramas de velocidade do vento observa-se uma superestimação na energia gerada pelo parque, chegando a apresentar discrepâncias de: a) Maracanaú (21,736 MWh, 20,340 MWh e 16,446 MWh); b) Parnaíba (38,057 MWh, 33,273 MWh e 27,561 MWh); e c) Petrolina (80,650 MWh, 71,561 MWh e 75,332 MWh) nas configurações com as turbinas Enercon, Vestas e Vensys, respectivamente.

Este capítulo apresentou a análise dos resultados obtidos nesta pesquisa; resultados relacionados ao comportamento do vento nas três localidades estudadas, as aplicações estatísticas e ao cálculo da produção de eletricidade anual. O capítulo 6 contém as conclusões e são inseridas sugestões para trabalhos futuros.

6. CONCLUSÃO

O desenvolvimento do setor de energia elétrica brasileiro tem se caracterizado pelo uso de grandes usinas de energia hidroelétrica. Devido principalmente a razões ambientais, esta matriz pode mudar consideravelmente nas próximas décadas. Como consequência dessa tendência, os incentivos e iniciativas que visam à diversificação da matriz elétrica com um aumento do uso de usinas de energia renováveis descentralizadas, têm crescido no país.

Tendo como motivação a necessidade de informações confiáveis sobre a variabilidade de recursos de energias renováveis, o presente estudo analisou dados de velocidade do vento, coletados a partir de torres de medições, instalados em três locais do nordeste do Brasil: Parnaíba e Maracanaú, cidades próximas da costa e Petrolina, cerca de 650 km de distância da costa.

De acordo com a presente análise, Parnaíba e Petrolina apresentaram o melhor potencial para a exploração da energia eólica. Para Parnaíba, o valor médio anual da velocidade do vento é de 7,55 m/s, um parâmetro de forma de cerca 3,6 e um parâmetro de escala de cerca de 8,4 m/s.

Para Petrolina, um valor médio anual da velocidade do vento de 6,71 m/s, um parâmetro de forma de cerca de 4,2 e um parâmetro de escala de cerca de 7,4 m/s. É importante mencionar que a pequena variação da velocidade do vento ao longo do ano, encontrado em Petrolina, pode estar relacionada com a localização da cidade a cerca de 650 quilômetros da costa, sofrendo menos influência direta das diferenças de temperatura entre o oceano e o continente.

A direção predominante do vento em Maracanaú é a direção sudeste. Em Parnaíba existe uma predominância da circulação do vento nas direções sudeste e nordeste. Petrolina apresentou uma baixa variabilidade anual nos dados de direção do vento, com direção predominante de noroeste. A direção é um parâmetro de relevância, sendo considerado principalmente na hora da implantação dos parques eólicos, devido a localização dos aerogeradores, a fim de evitar o comprometimento da geração individual de cada máquina.

Este comportamento positivo relacionado à Petrolina pode ser visto como uma motivação para a instalação de parques eólicos em áreas do interior do Nordeste. Esta observação contrasta com a atual situação, na qual a maioria dos parques eólicos estão localizados ao longo da costa desta região brasileira.

Levando-se em conta os quatro métodos numéricos utilizados para a estimativa dos parâmetros da distribuição de Weibull, tanto na aplicação anual como na semestral, o Método de Energia Equivalente (EE) mostra os melhores resultados para cidades próximas da costa. Para Petrolina, localizada muito longe da costa, o método Momento (M) e o Método Empírico (E) apresentaram os melhores resultados. O melhor desempenho para o Método de EE para as zonas costeiras está de acordo com outras pesquisas desenvolvidas recentemente usando dois locais ao longo da costa do Ceará, Brasil (ROCHA *et al.*, 2012).

Para todos os locais considerados, os parâmetros de k e c (valores mensais) variam consideravelmente ao longo do ano, com um pico que ocorre no segundo semestre. Tomando esta característica local em conta, ou seja, a diferença entre os valores de k e c mensal e anual, a análise de potencial eólico realizada com base apenas em valores anuais pode levar a falsas estimativas.

A avaliação de outras diferentes distribuições de frequências, alternativas à distribuição de Weibull, mostra que apenas a distribuição normal apresenta um ajuste aproximado ao que Weibull permite desenvolver e que as outras distribuições (Log Normal, Gama) apresentam uma baixa capacidade de ajuste aos dados de velocidade do vento analisados nessa pesquisa.

Com base nas estimações da produção de eletricidade anual dos parques eólicos simulados para as três localidades, levando em consideração as perdas e condições ambientais locais, conclui-se que Parnaíba é a cidade que apresenta o melhor potencial de aproveitamento eólicoelétrico, com um fator de capacidade de aproximadamente 38% e um valor previsto de energia entregue à rede de cerca de 99 MWh ao ano.

Uma localidade deve apresentar algumas características para ser considerado um local tecnicamente viável à geração de eletricidade através dos ventos, sendo elas: velocidade média de vento anual ser superior a 6 m/s, existir pouca variação nas direções do vento, pouca turbulência durante todo o ano e com relação as simulações de parques, apresentar fator de capacidade superior a 30%. Das cidades avaliadas, Parnaíba é a cidade que apresenta o melhor potencial, com uma velocidade média anual de 7,55 m/s e com um fator de capacidade superior a 30% e próximo a 40%, dependendo da turbina.

Sugestões para trabalhos futuros

- Desenvolver estudos e análises estatísticas para períodos maiores de dados, nas três localidades;
- Utilizar técnicas da Inteligência Artificial (Algoritmos Genéticos, Otimização por Colônias de Formigas, Otimização por Nuvens de Partículas) visando à obtenção dos parâmetros k e c da distribuição de Weibull e a otimização dos ajustes das curvas e da estimação da energia gerada pelos aerogeradores;
- Utilizar ferramentas da inteligência computacional (Redes Neurais Artificiais) para previsão do recurso eólico, visando reduzir as incertezas relacionadas à produção final de parques eólicos, resultante da intermitência inerente ao recurso;
- Estudo de planejamento de operação integrada com fontes convencionais de energia (hidro e termoelétricas).

Artigos completos publicados vinculados ao projeto de pesquisa

- **Artigos publicados:**

CARNEIRO, T. C., CARVALHO, P. C. M. *Caracterização de Potencial Eólico: Estudo de Caso para Maracanaú (CE), Petrolina (PE) e Parnaíba (PI)*. V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, 2014.

- **Artigos aprovados para publicação:**

CARNEIRO, T. C., CARVALHO, P. C. M. *Different horizons of the application of Weibull distribution for Wind resource assessment: a case study for the Brazilian Northeast region*. EnviroInfo Conference, Oldenburg, Germany, 2014.

CARNEIRO, T. C., SANTOS, H. A., BRAGA, A. P. S., CARVALHO, P. C. M. *Redes Neurais Artificiais para Previsão de Velocidade do Vento: Estudo de Caso para Maracanaú – CE*. XX Congresso Brasileiro de Automática (CBA), Belo Horizonte, Brasil, 2014.

7. REFERÊNCIAS

ABDEL-HADY S., ABOU EL-AZM ALY A., SALEH H. **Assessment of different methods used to estimate Weibull distribution parameters for wind speed in Zafarana wind farm, Suez Gulf, Egypt.** Energy, 44, 710-719, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: **Por dentro da Conta de Luz: Informação de Utilidade Pública**, 2008.

AKDAG S.A., DINLER A. **A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications.** Energy Converts Manage, 2009.

AMARANTE, O. A. C., BROWER, M., ZACK, J., SÁ, A. L. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, Brasília, 2001.

AMARANTE, O. C., SCHULTZ, D., BITTENCOURT, R., ROCHA, N. **Wind – hydro complementary seasonal regimes in Brazil.** DEWI Magazin, 19, 79 – 86, 2001.

ARAÚJO, E. M., ARAÚJO, E. M., OLIVEIRA, J. B., SILVA, M. G., VIANA, P. C., ALVES, A. S. **Análise da Aderência de Distribuições de Probabilidade aos Dados de Temperatura Máxima e Mínima do Ar em Iguatu-CE.** Revista Caatinga, v. 23, n. 3, p. 104-109, julho-setembro. Mossoró-RN, 2010.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA – ABEÓLICA: <http://www.abeeolica.org.br>. Acessado em: 07 de outubro de 2013.

CARNEIRO, T. C., CARVALHO, P. C. M. **Caracterização de Potencial Eólico: Estudo de Caso para Maracanaú (CE), Petrolina (PE) e Parnaíba (PI).** V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, 2014.

CARVALHO, P.C.M. **Geração Eólica.** 146p. 1ª edição, Fortaleza – CE, Editora Imprensa Universitária, 2003.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPTEL/ELETROBRAS: **As Energias Solar e Eólica no Brasil**, 2013.

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

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI: **Energia Eólica: Panorama Mundial e Perspectiva no Brasil**, 2008.

CONSELHO INTERNACIONAL DE ENERGIA EÓLICA – GWEC: **Revolução Energética: A caminho do desenvolvimento limpo**, 2013.

COSTA, G. B., LYRA, R. F. F. **Análise dos Padrões de Vento no estado de Alagoas**. Revista Brasileira de Meteorologia, v.27, n.1, 31 - 38, 2012.

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

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE: **Balanco Energético Nacional – Ano base 2012**, Rio de Janeiro, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE: **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022**, 2013.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA: <http://www.eia.gov/>. Acessado em 25 de março de 2014.

ESTUDO DE IMPACTO DE VIZINHANÇA PARA IMPLANTAÇÃO DA UNIDADE INDUSTRIAL DE CALCINAÇÃO DE COQUE DE PETRÓLEO EM ÁREA DA REPAR – REFINARIA PRESIDENTE GETÚLIO VARGAS – ARAUCÁRIA, PR: <http://dc404.4shared.com/doc/gathYqia/preview.html>. Acessado em: 25 de junho de 2014.

FERNANDES, P. V. **Caracterização de Regimes de Ventos Visando seu Aproveitamento Energético**. 2005. Dissertação. (Mestrado em Engenharia mecânica), Departamento de Engenharia Mecânica, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal, 2005.

GASCH R., TWELE J. **Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation**. Springer, 2ª edição, Alemanha, 2012.

IEA, Recommended Practices for Wind Turbine Testing – Part 11: **Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry**, International Standard, Paris - France, 1999.

IEC, Wind Turbines Generation Part 12-1: **Power Performance Measurement of Electricity Producing Wind Turbines**, International Standard, Geneva - Switzerland, 2006.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA: www.ibge.gov.br, Acessado em 18 de novembro de 2013.

MACEIRA, M. E. P., PENNA, D. D. J., PESSANHA, J. F. M., MELO, A. C. G. **Modelagem estatística de ventos para utilização nos modelos de planejamento e operação**. Florianópolis – Santa Catarina. XXI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2011.

MAGALHÃES, R. A. **Aplicação de Distribuições Estatísticas para Obtenção da Densidade de Potência Eólica em Regiões do Litoral Cearense**. 2009. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Física), Departamento de Física, Universidade Estadual do Ceará, Fortaleza, 2009.

MALTA, C. S. **Estudo de Séries Temporais de Vento Utilizando Análises Estatísticas e Agrupamento de Dados**. 2009. Dissertação. (Mestrado em Engenharia Elétrica), Departamento de Engenharia Elétrica, Escola politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

MARTINS, F. R., PEREIRA, E. B. **Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil; Energy Policy**, 39, 4378 – 4390, 2011.

MATTUELLA, J. M. L. **Fontes Energéticas Sustentáveis: Um Estudo Sobre a Viabilidade do Aproveitamento da Energia Eólica em três Localidades, no RS**. 2005. Dissertação. (Mestrado em Engenharia Civil), Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE – MMA: **Plano Nacional sobre Mudança do Clima**, 2008.

MOURA, A. P. **Use of the Weibull and Rayleigh Distributions as Tools for Forecast of the Power, Generated Energy and Losses in a Distribution System: a Case Study**. VI Induscon – Conferência de Aplicações Industriais. Joinville, SC, 2004.

MUNHOZ, F. C., GARCIA, A. **Caracterização da Velocidade e Direção Predominante dos Ventos para a Localidade de Ituverava – SP**. Revista Brasileira de Meteorologia, v.23, n.1, 30-34, 2008.

NASCIMENTO, D. P. **Impacto das Centrais Eólicas no Mercado da Energia Elétrica**. 2006. Trabalho de Conclusão de Curso. (Graduação em Engenharia Elétrica), Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2006.

NETO, B. N., CARVALHO, P. C. M. **Geração de Energia Elétrica – Fundamentos**. Editora Érica, (ISBN 978-85-365-0422-3), 2012.

OLIVEIRA JUNIOR, J. F., SOUZA, J. C. S., DIAS, F. O., GOIS, G., GONÇALVES, I. F. S., SILVA, M. S. **Caracterização do Regime de Vento no Município de Seropédica, Rio de Janeiro (2001-2010)**. Revista Floresta e Ambiente, 20(4), p.447-459, 2013.

PEREIRA, E. B., GUARNIERE, R. A., MARTINS, F. R. **O Aproveitamento da Energia Eólica**, Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 30, n. 1, 2007.

RENEWABLE NRG SYSTEMS: www.nrgsystems.com, Acessado em 22 de Janeiro de 2014.

ROCHA, P. A. C., SOUSA, R. C., ANDRADE, C. F., SILVA, M. E. V. **Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil.** Applied Energy, 89, 395 – 400, 2012.

ROSA, L.P. SCHAEFFER, R. **Global warming potentials: the case of emissions from dams,** Energy Policy, p. 149-158, 1995.

ROSA, L.P. SCHAEFFER, R. **Greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs,** Ambio, p. 164-165, 1994.

SÁNCHEZ, I. **Short-term prediction of wind energy production,** International Journal of Forecasting 22, 2006.

SANSIGOLO, C. A. **Distribuições de Probabilidade de Velocidade e Potência do Vento.** Revista Brasileira de Meteorologia, v.20, n.2, 207-214, 2005

SANTOS, M. A. **Inventário das emissões de gases de estufa derivadas de hidrelétricas,** 2000. Dissertação. (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil, 2000.

SEÇÃO TÉCNICA DE SERVIÇOS METEOROLÓGICOS DO INSTITUTO DE ANTRONOMIA, GEOFÍSICA E CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS: www.estacao.iag.usp.br, Acessado em: 12 de março de 2014.

SECRETARIA DE INFRAESTRUTURA DO ESTADO DO CEARÁ – SEINFRAECE: **Governo do Estado do Ceará: Atlas do Potencial Eólico do Ceará,** 2001

SILVA G. R. **Características de vento da Região Nordeste, análise, modelagem e aplicações para projetos de centrais eólicas.** 2003. Dissertação. (Mestrado em Engenharia Mecânica), Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife-Pe, 2003.

SILVA, D. G., LOPES, R. P. CARVALHO, D. F. **Caracterização do Potencial Eólico em Seropédica (RJ).** Revista Energia na Agricultura, vol. 28, n.3, p.185-192, julho-setembro, 2013.

SILVA, G.; PEREIRA, A.; FARO, D.; FEITOSA, E.: **On the accuracy of the Weibull parameters estimators.** Proceedings of the European Wind Energy Conference, London, 2004.

STEVENS M. J., SMULDERS P. T. **The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes.** Wind Eng; 3:132–45, 1979.

TRUCCOLLO, E. C. **Estudo do Comportamento do Vento no Litoral Centro-Norte de Santa Catarina.** Revista Brasileira de Meteorologia, v.26, n.3, 451 - 460, 2011.

VIANELLO, R. L., ALVES, A. R. **Meteorologia Básica e Aplicações. Imprensa Universitária.** p. 449, Universidade Federal de Viçosa, Viçosa – MG, 1991.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION – WWEA: **Key Statistics of World Wind Energy Report 2013**, 2012.

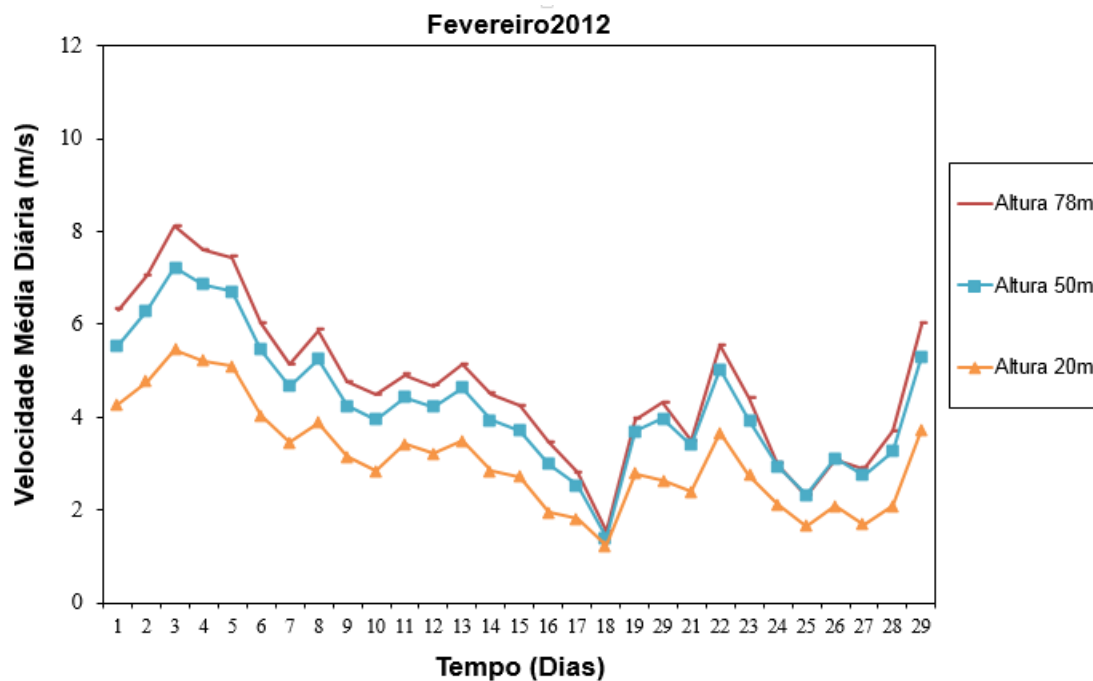
YAPP, R., 2011. **A view from the top – Brazil’s renewable energy success story.** Renewable Energy World, September-October, volume 14, número 5, 2011.

ZHOU, J., ERDEM, E., LI, G., SHI J. **Comprehensive evaluation of wind speed distribution models: a case study for North Dakota sites.** Energy Converts Manage, 51:1449–58, 2010.

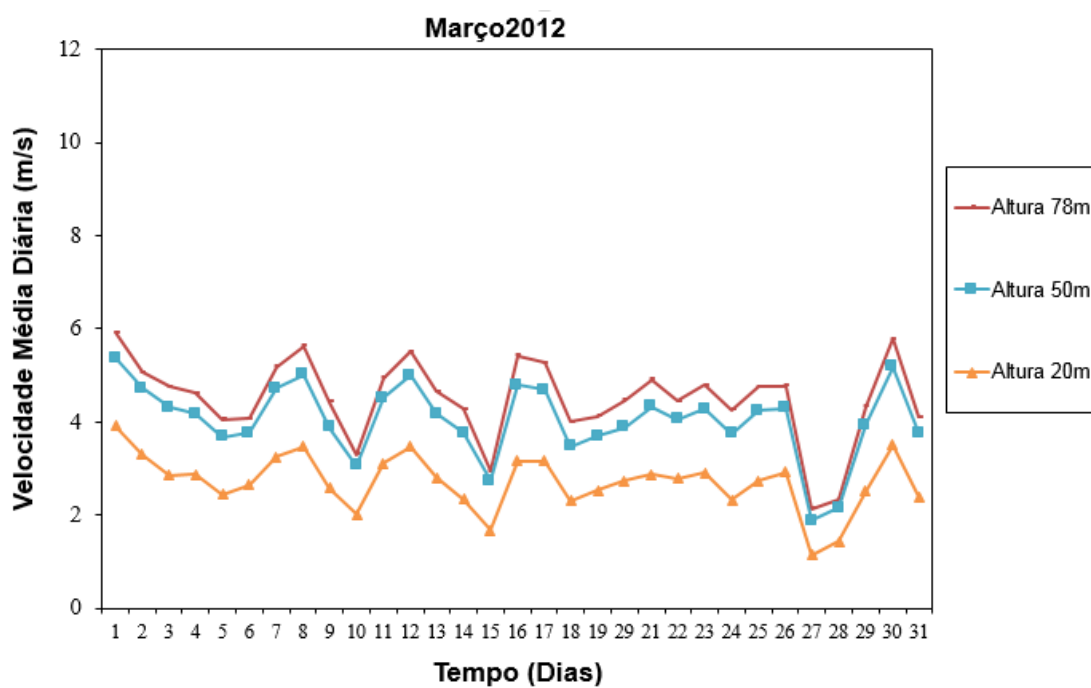
ANEXO 1

1. Gráficos de velocidade média diária – Maracanaú

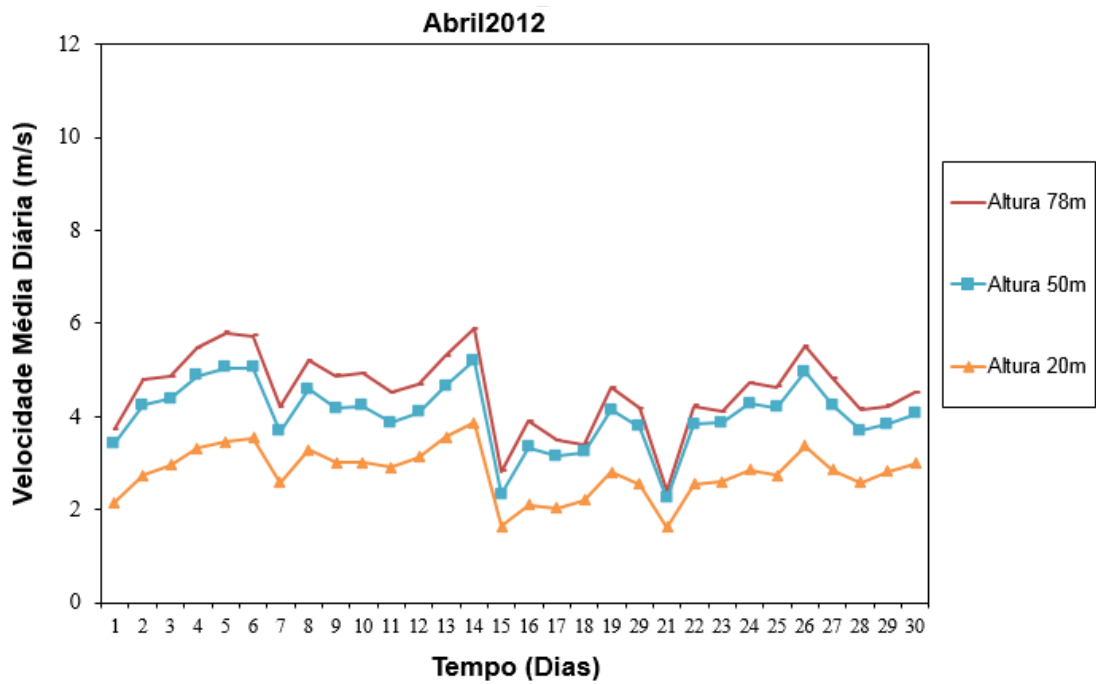
- Fevereiro -2012



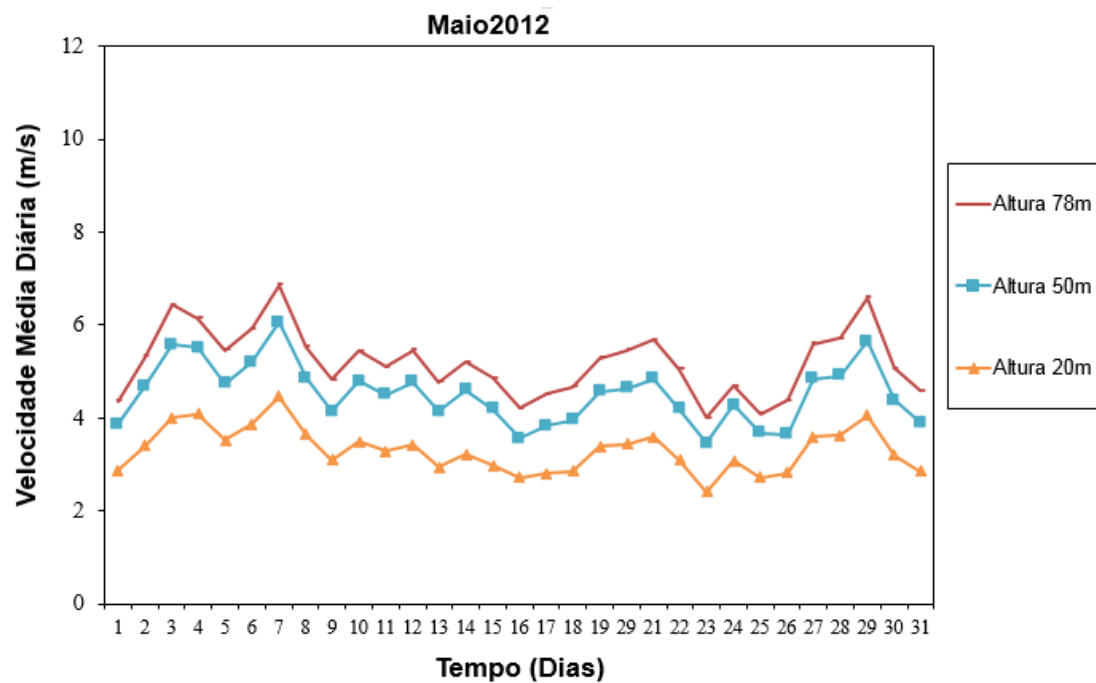
- Março – 2012



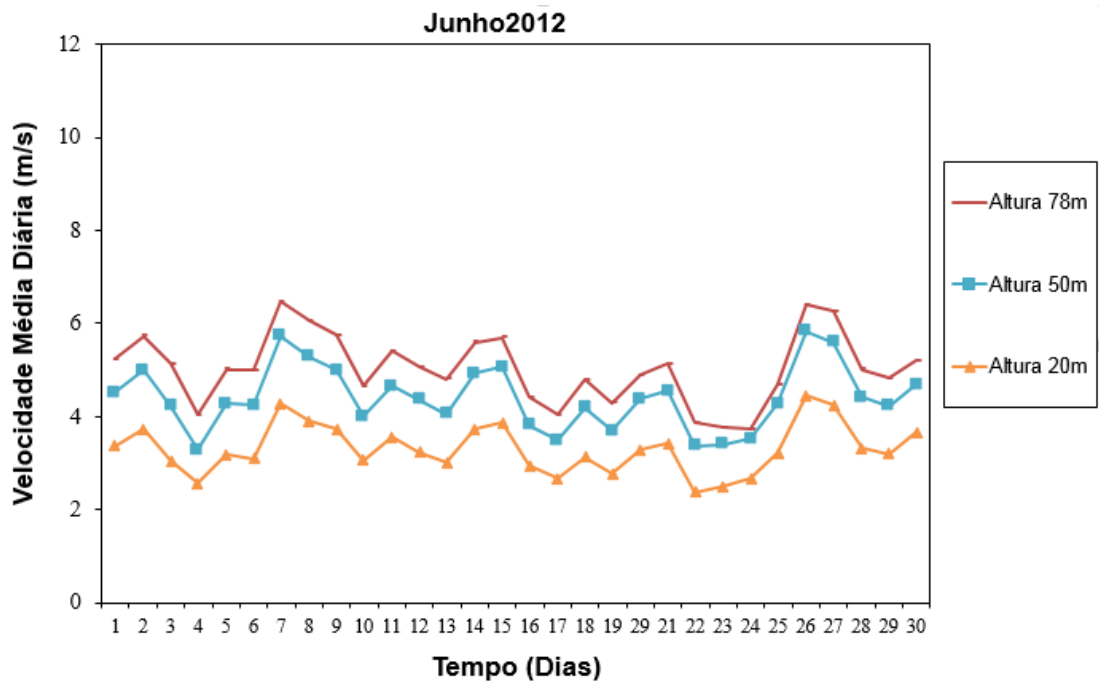
- Abril – 2012



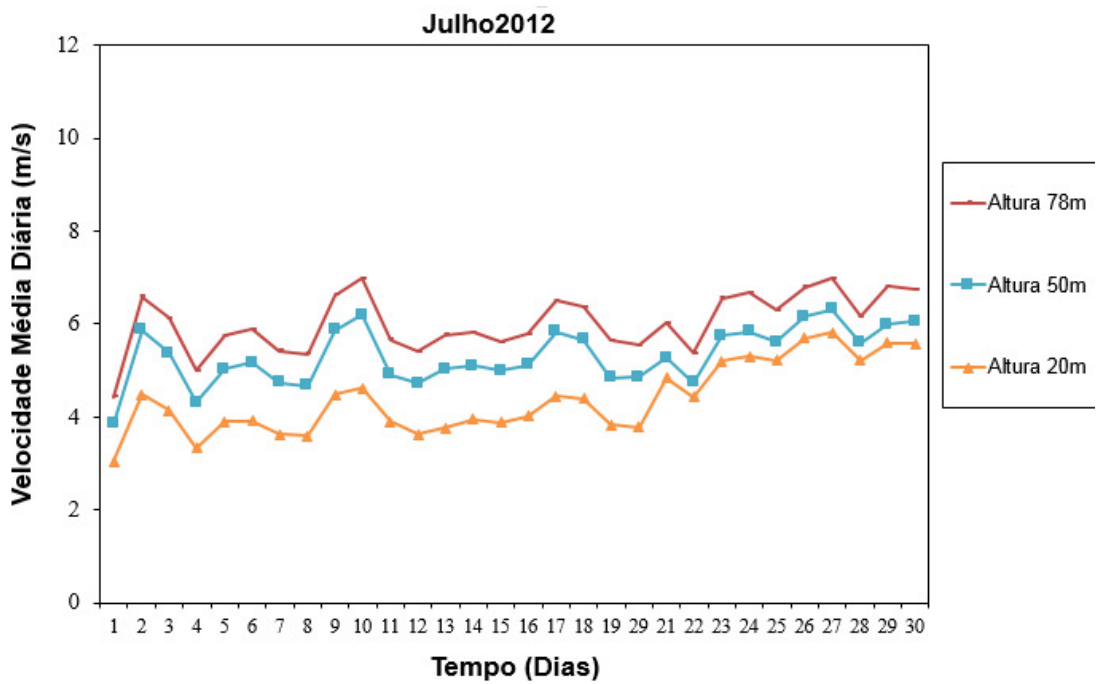
- Maio – 2012



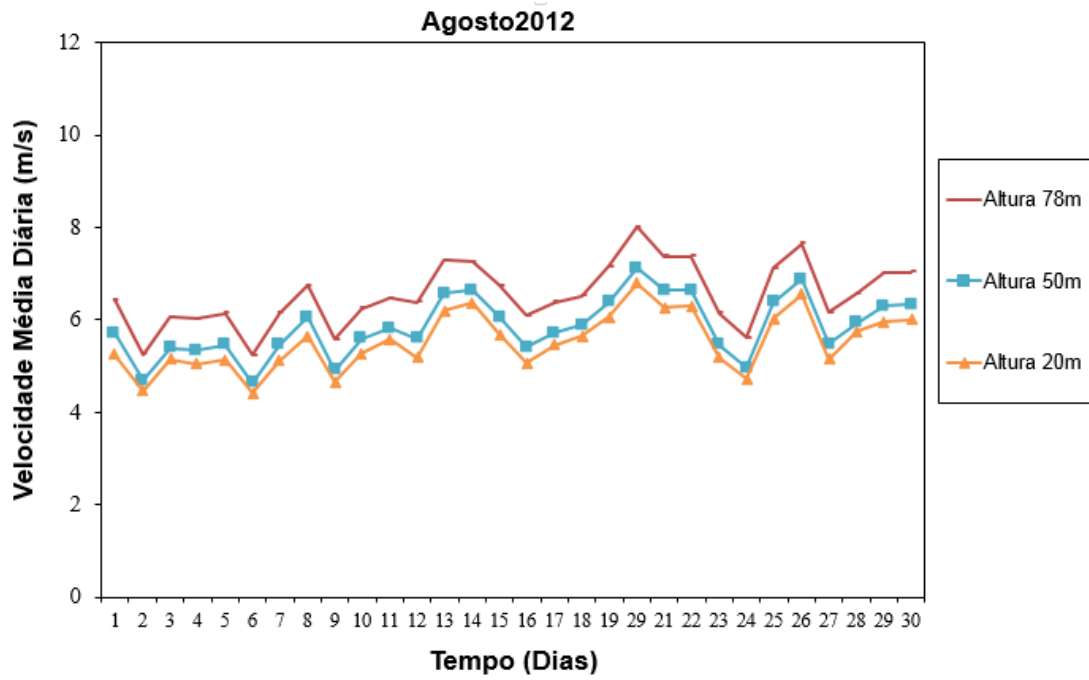
- Junho – 2012



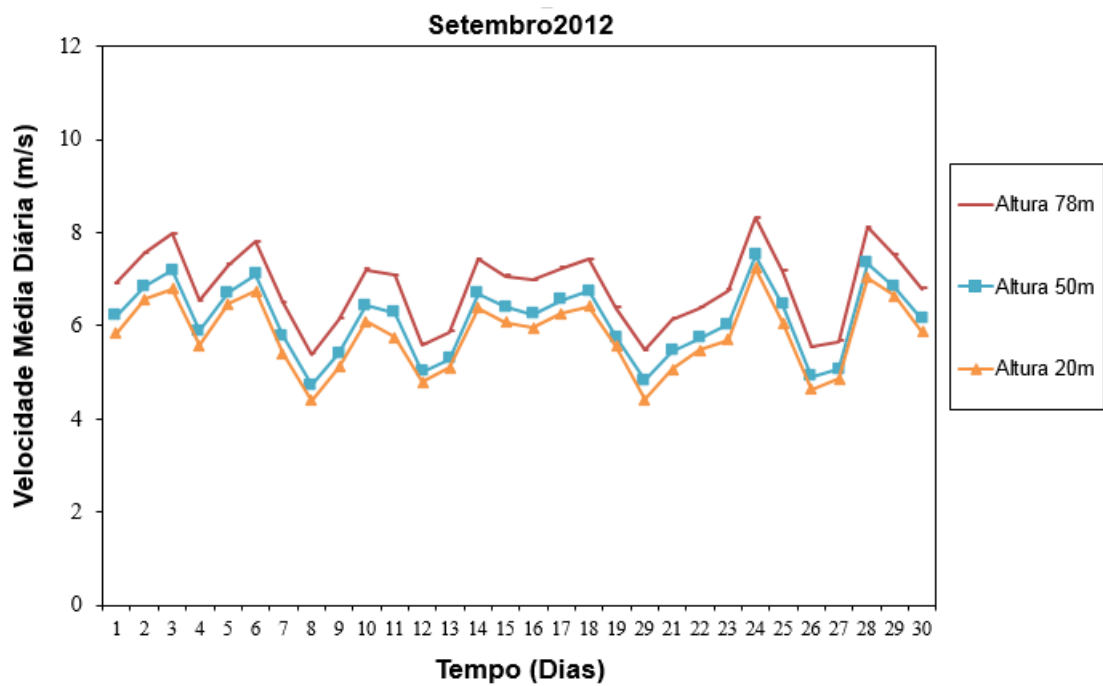
- Julho – 2012



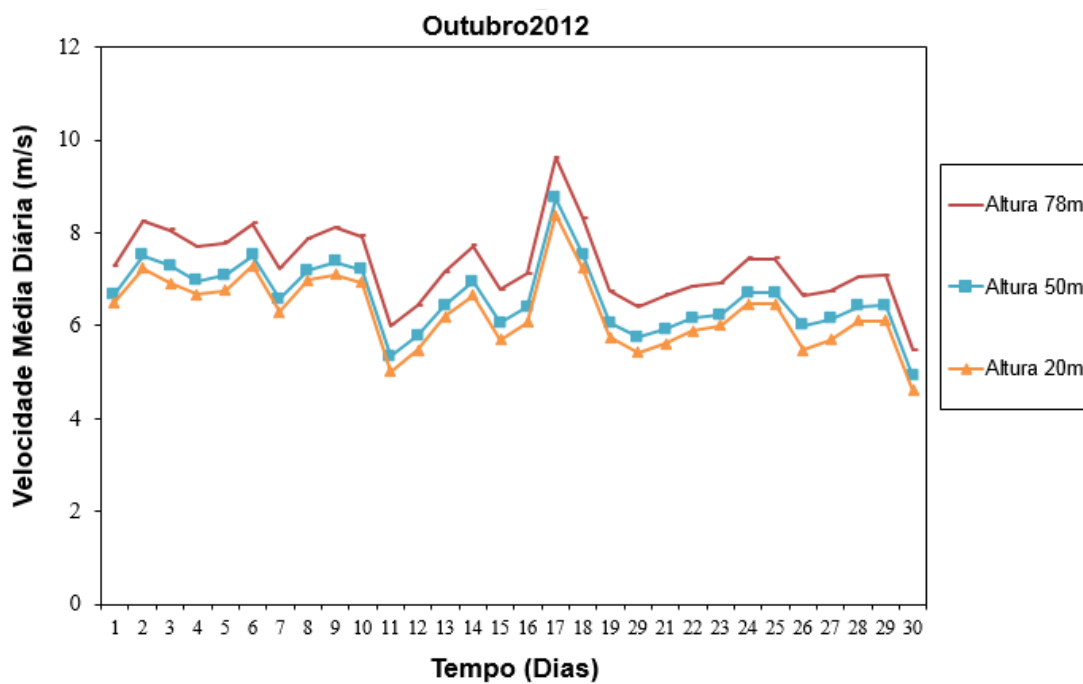
- Agosto – 2012



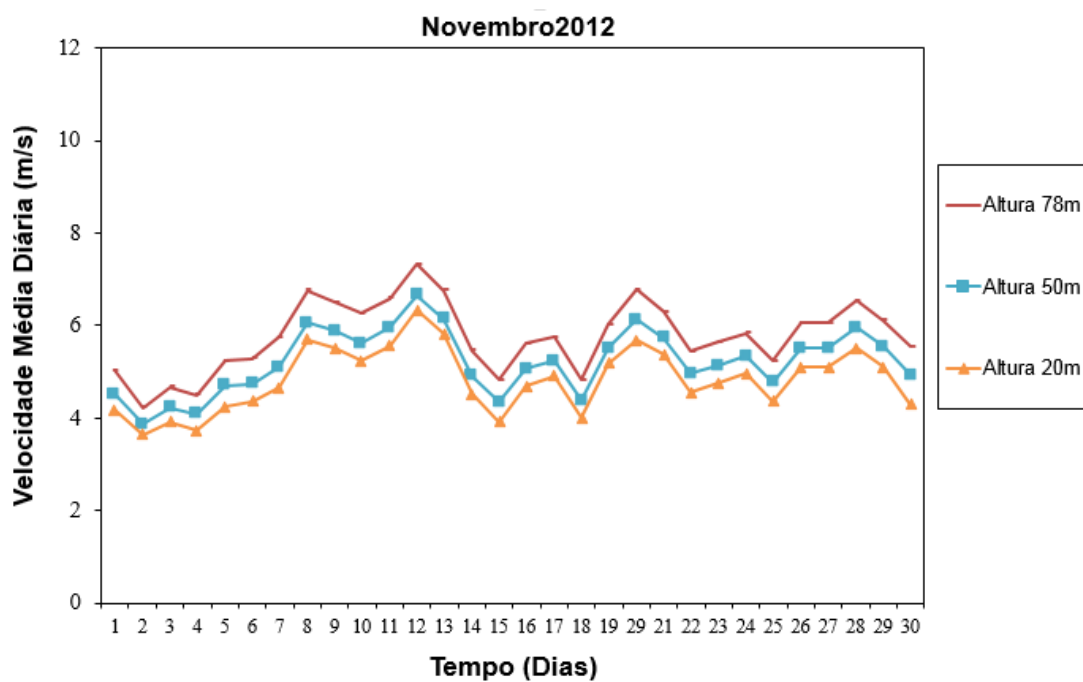
- Setembro – 2012



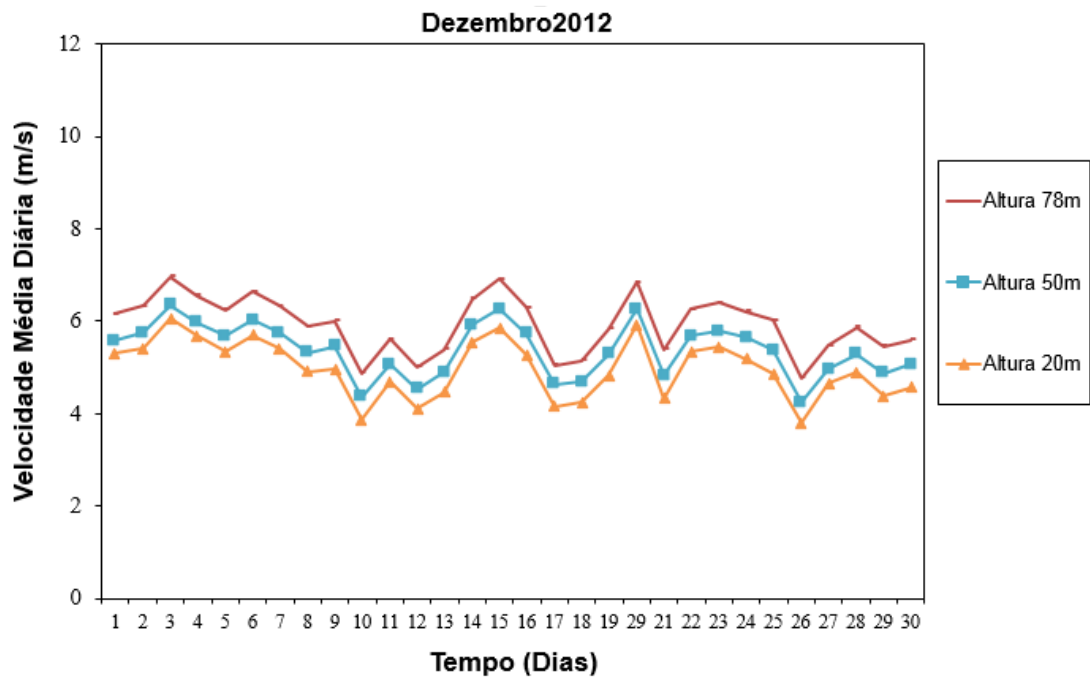
- Outubro – 2012



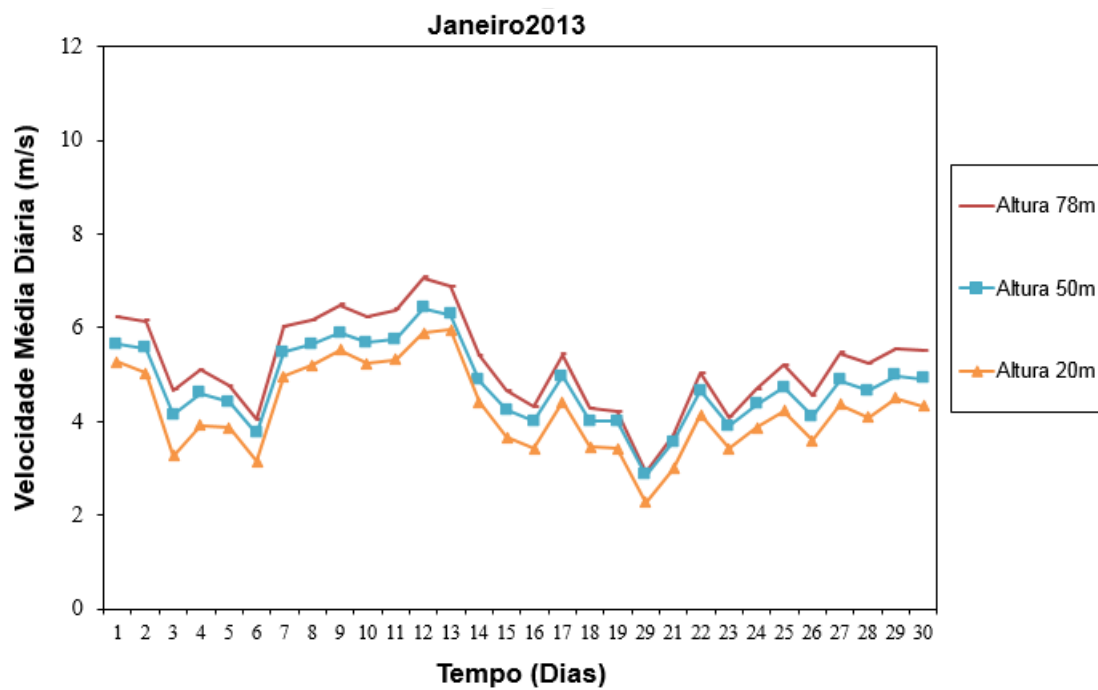
- Novembro – 2012



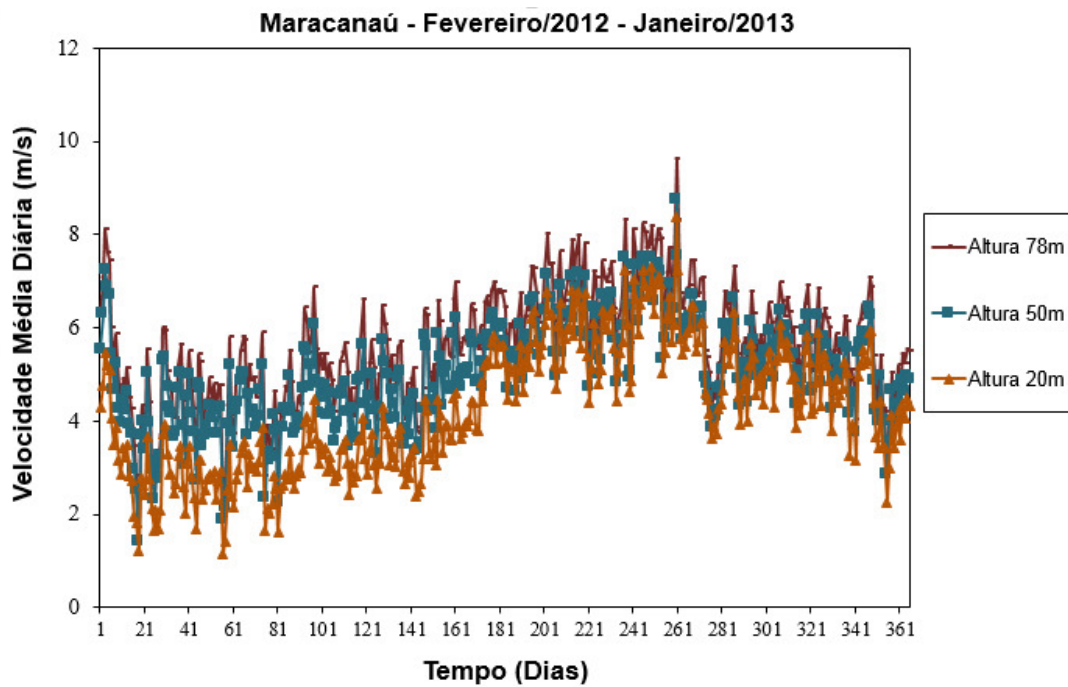
- Dezembro – 2012



- Janeiro – 2013

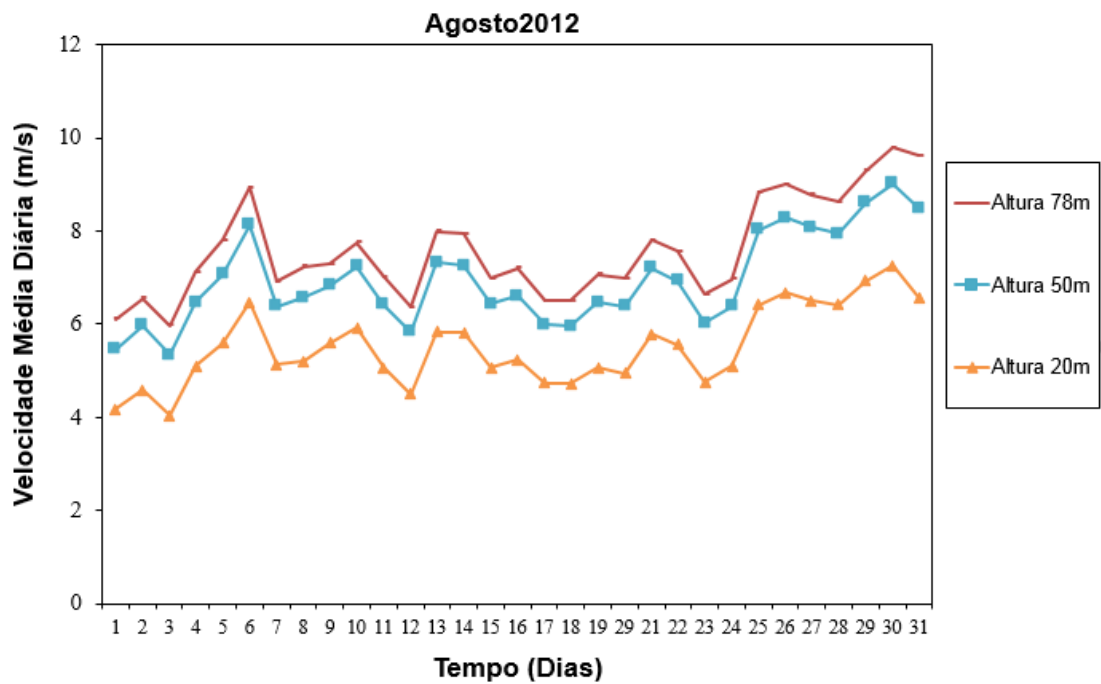


- Gráfico Médias Diárias Anual – Maracanaú

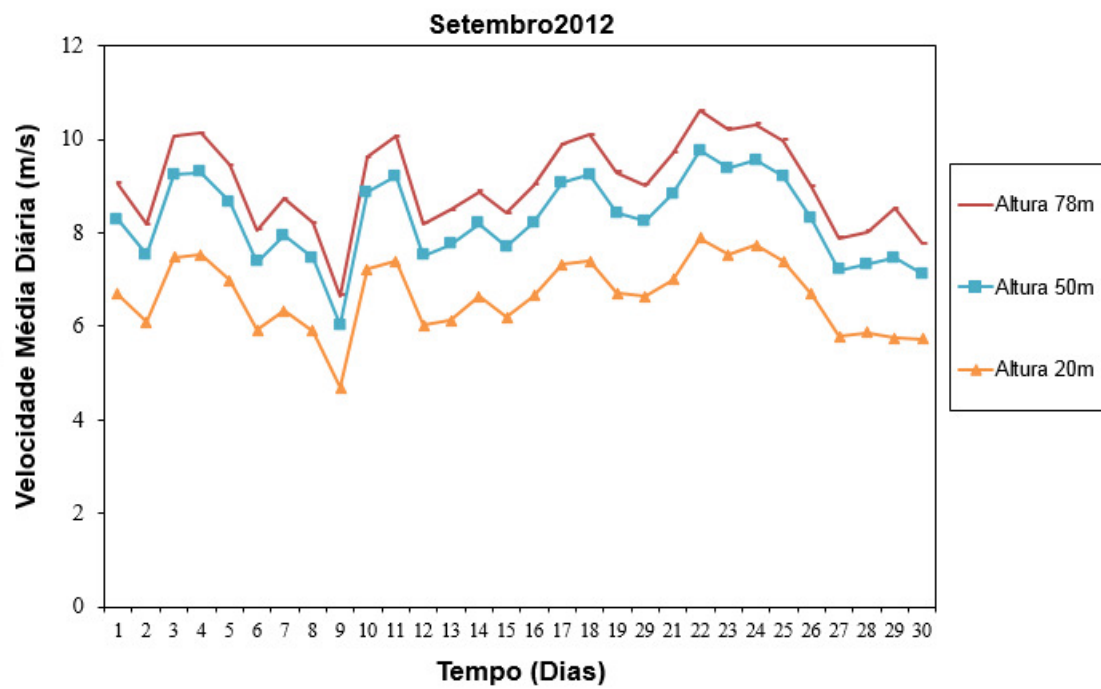


2. Gráficos Velocidade Média Diária – Parnaíba

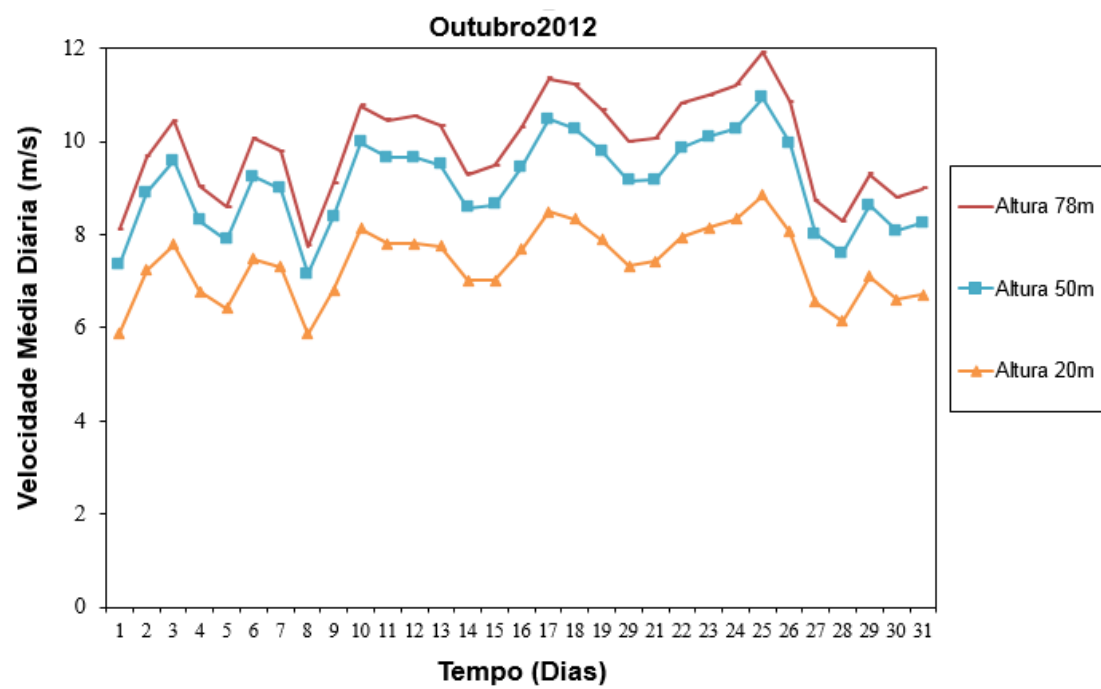
- Agosto – 2012



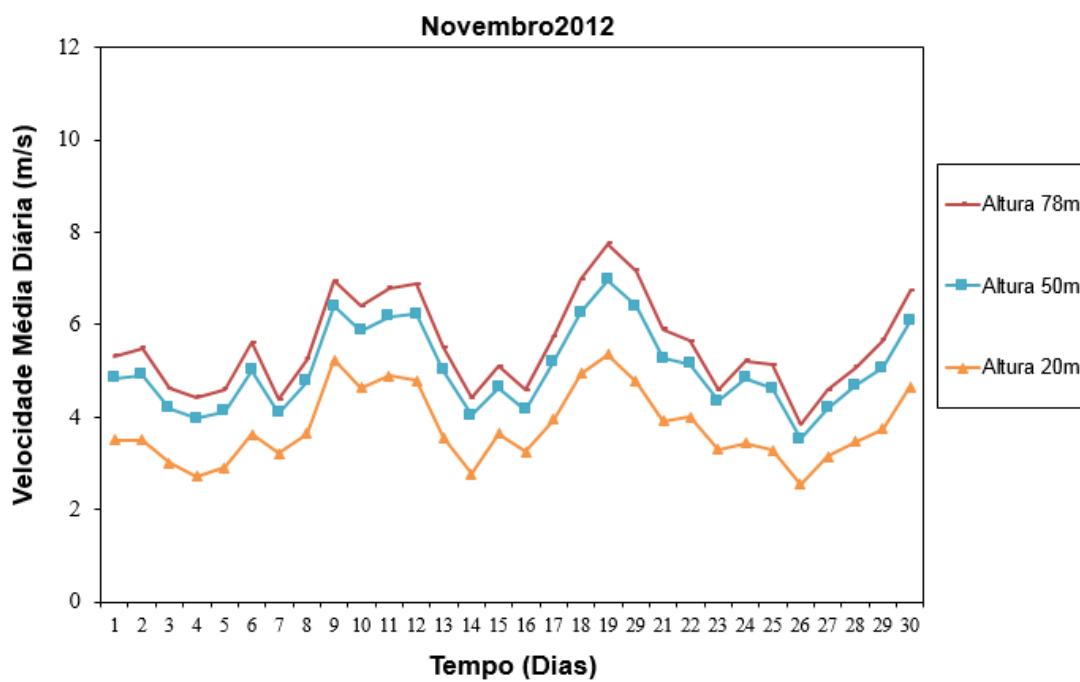
- Setembro – 2012



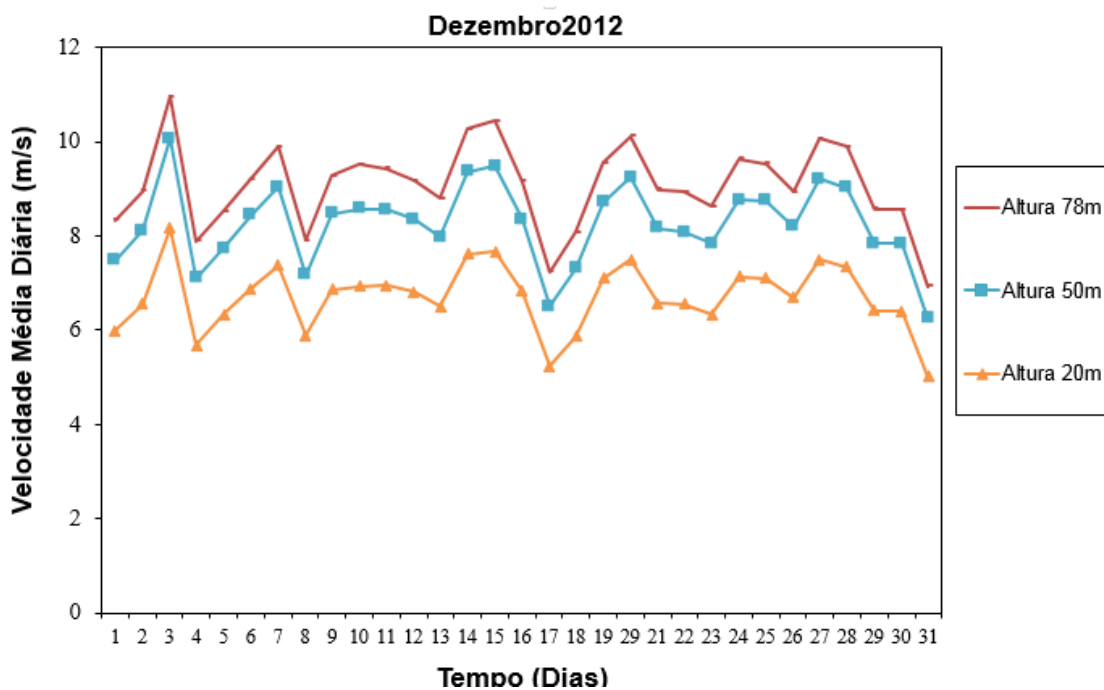
- Outubro – 2012



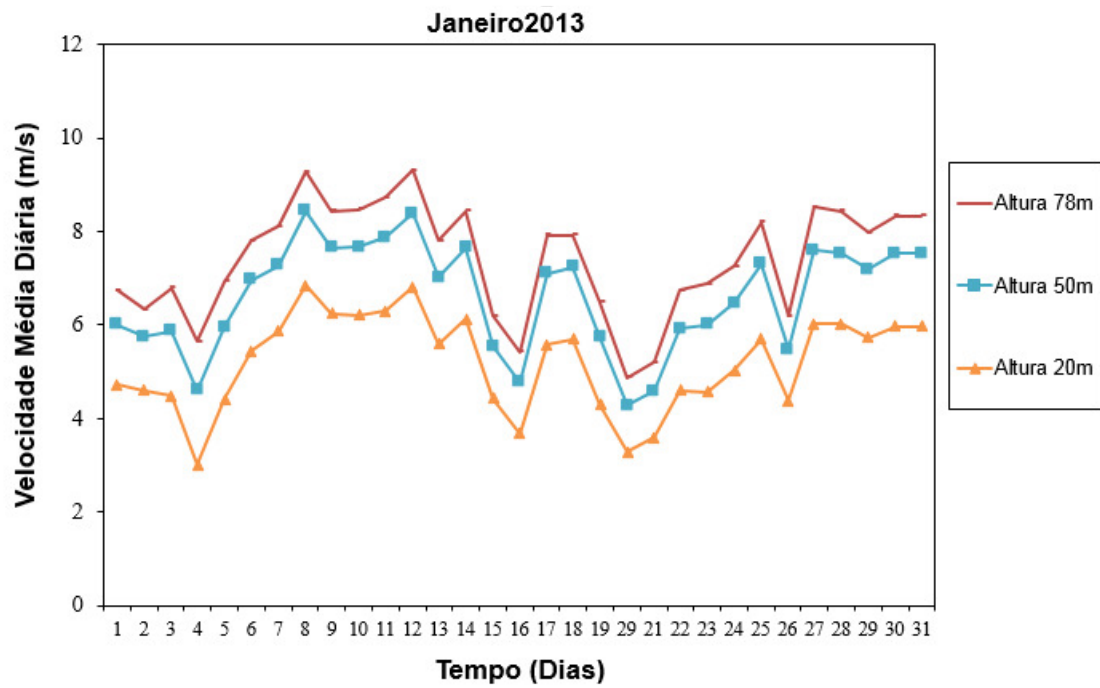
- Novembro – 2012



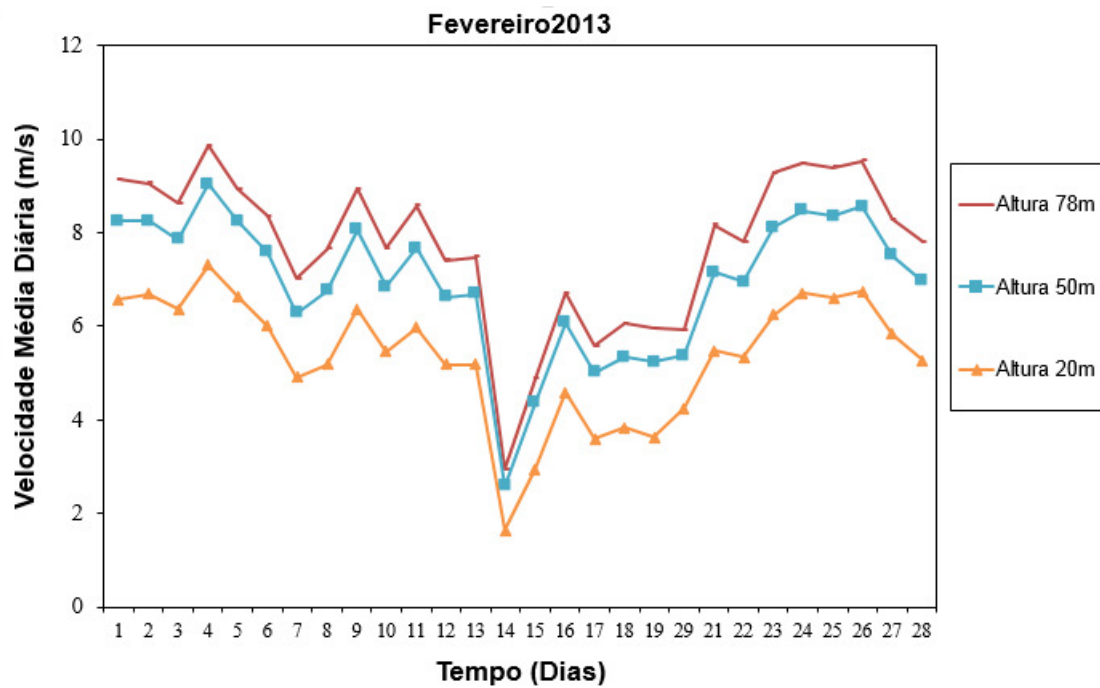
- Dezembro – 2012



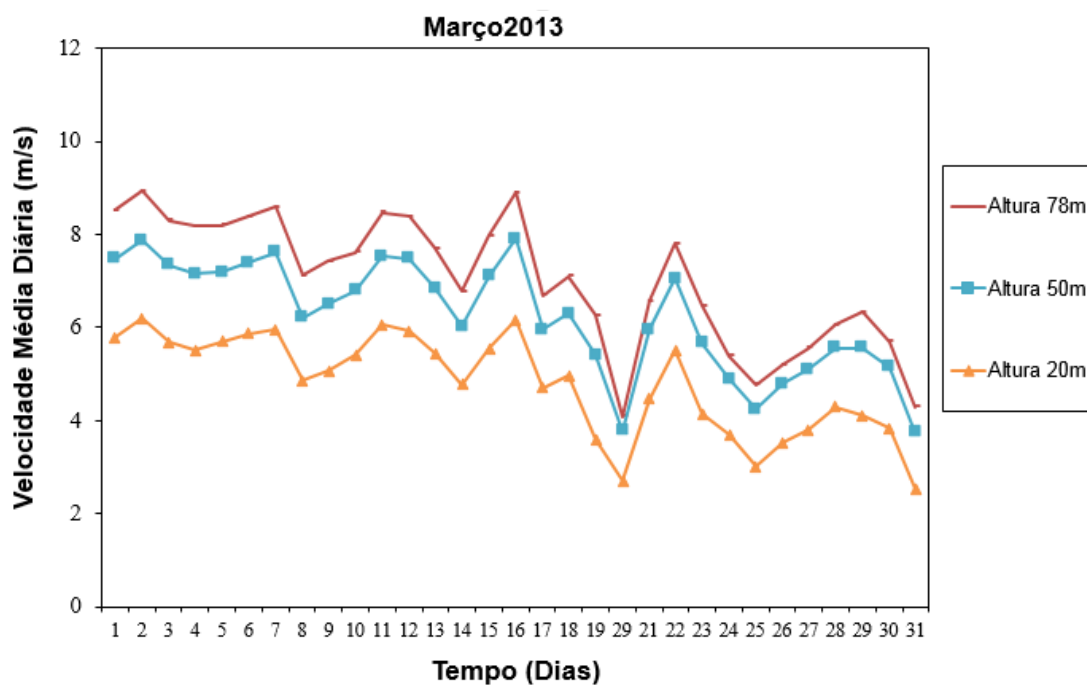
- Janeiro – 2013



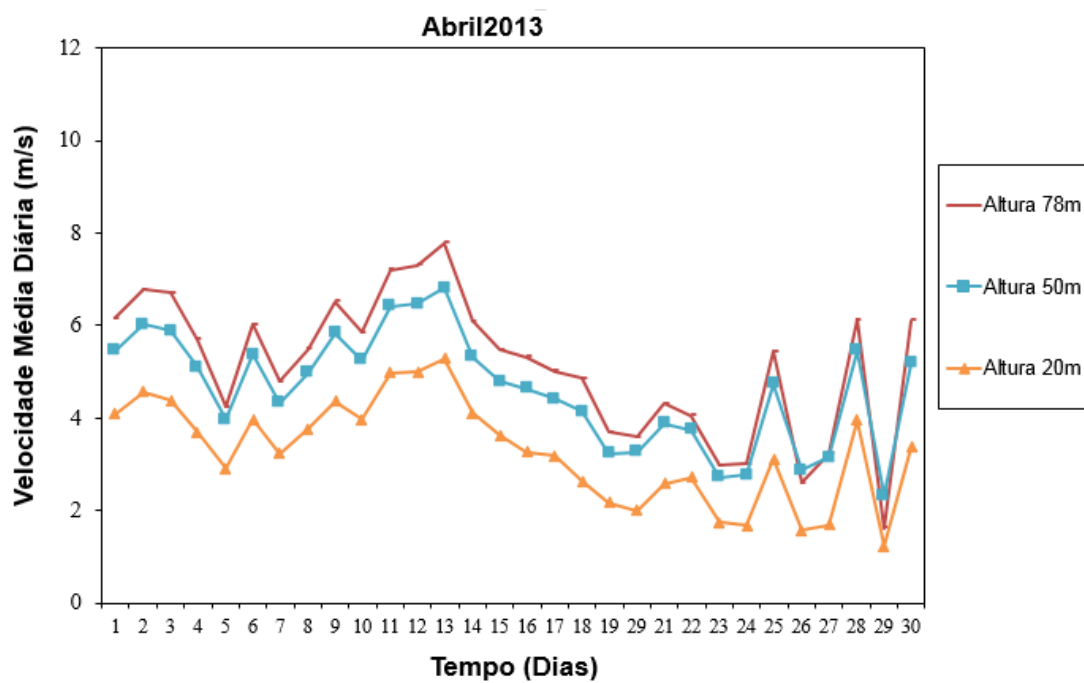
- Fevereiro – 2013



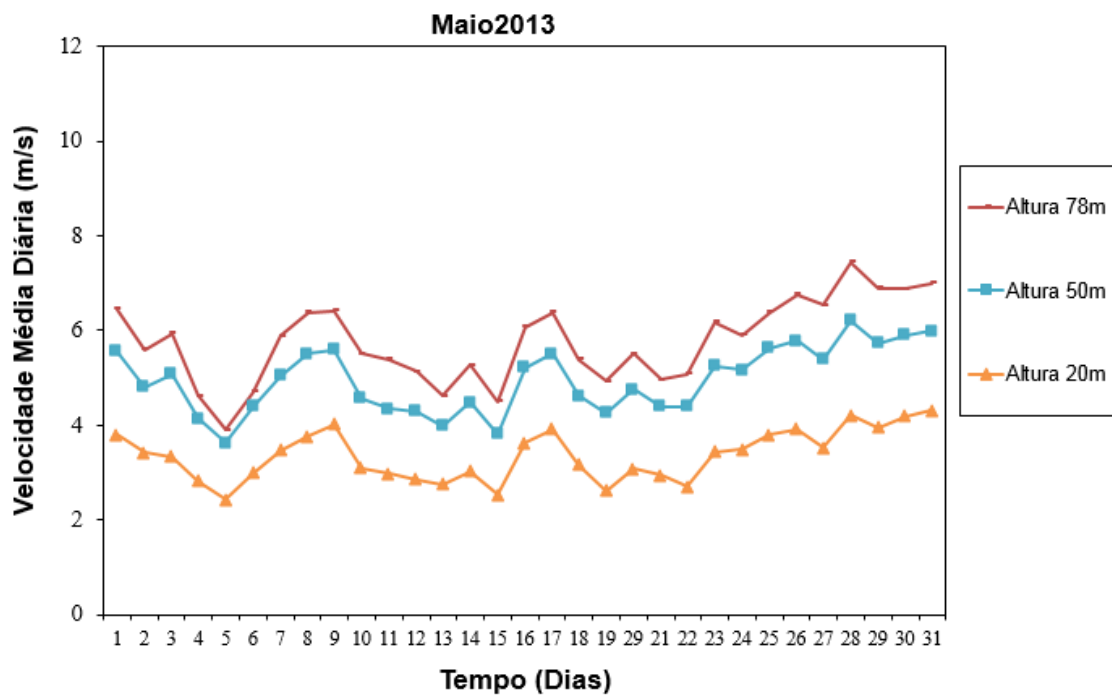
- Março – 2013



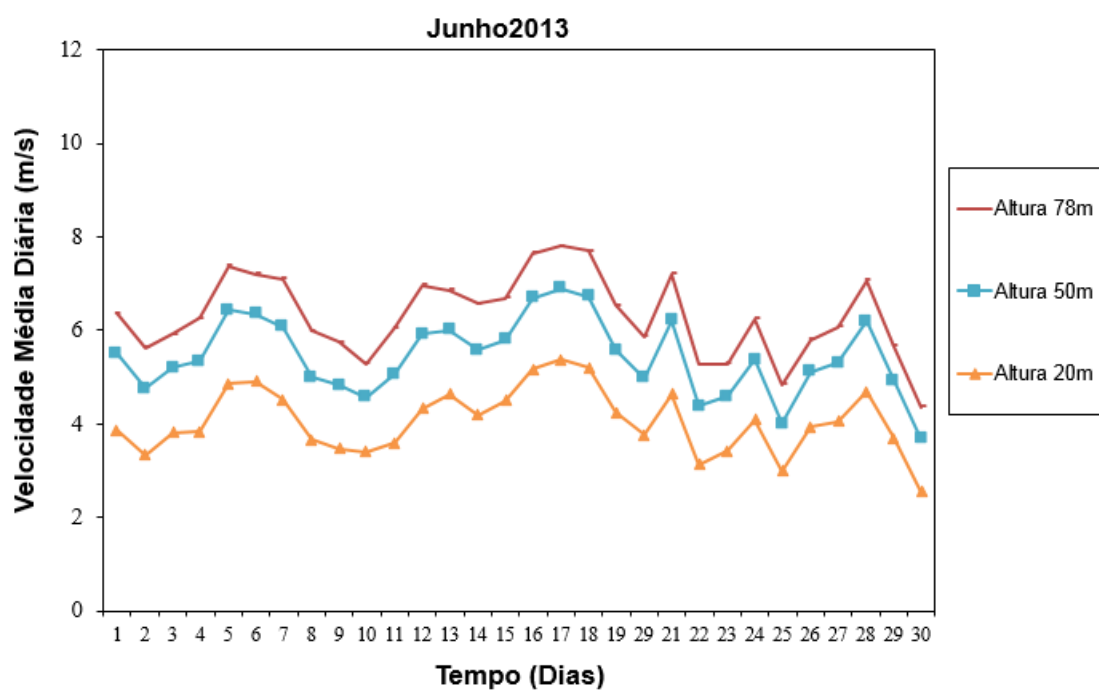
- Abril – 2013



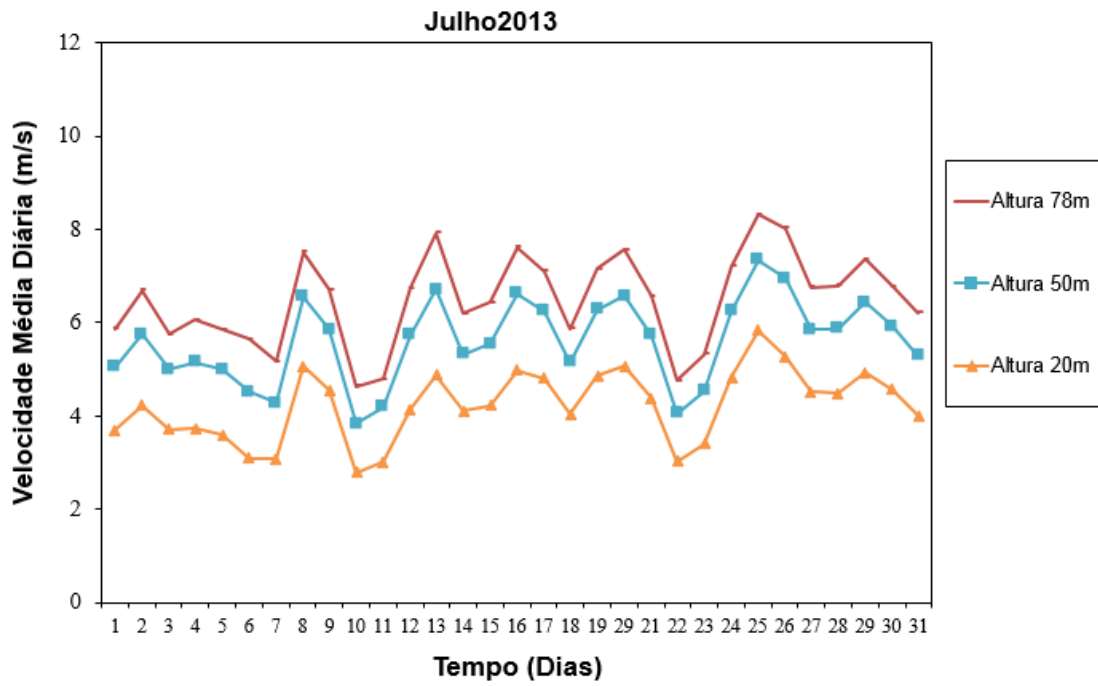
- Maio – 2013



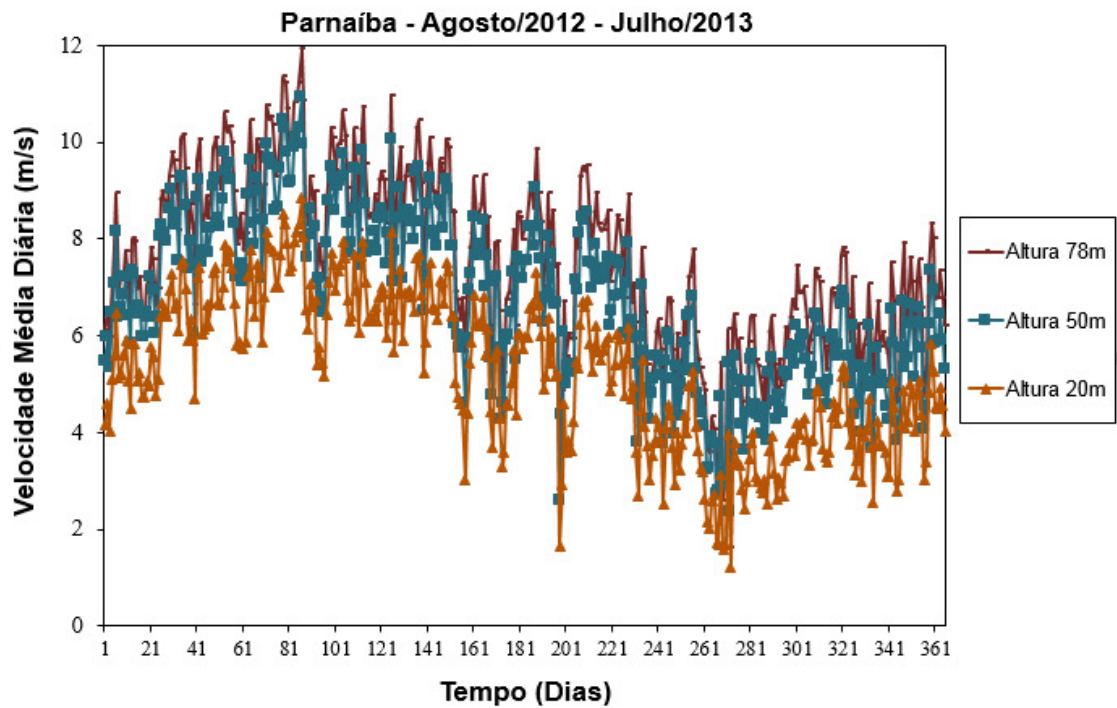
- Junho – 2013



- Junho – 2013

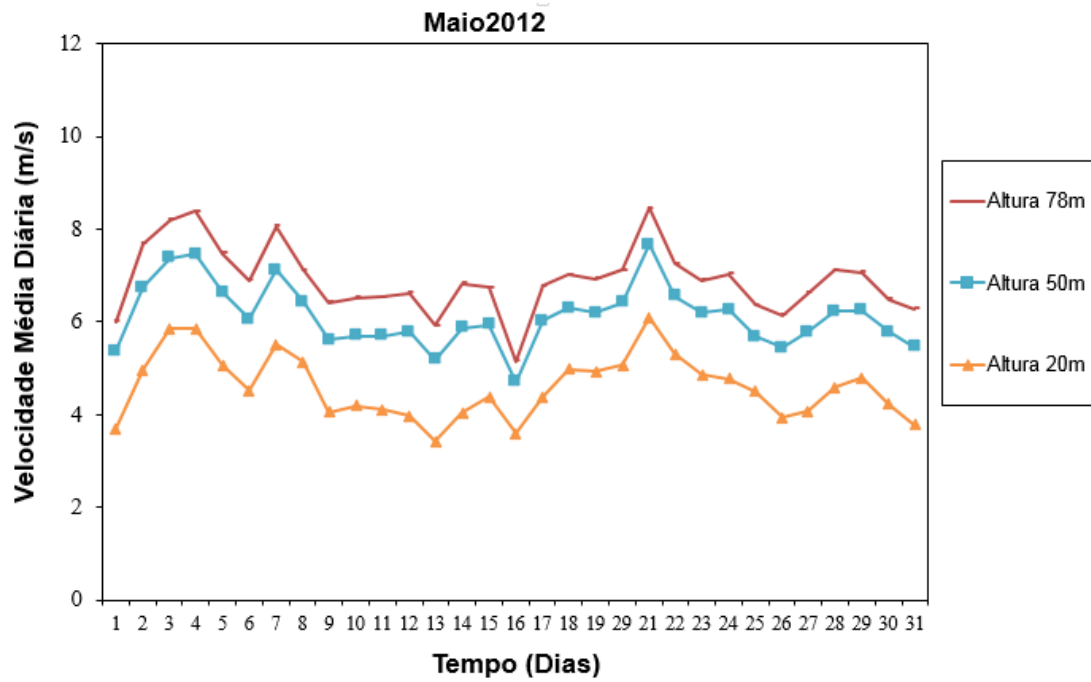


- Gráfico Médias Diárias Anual – Parnaíba

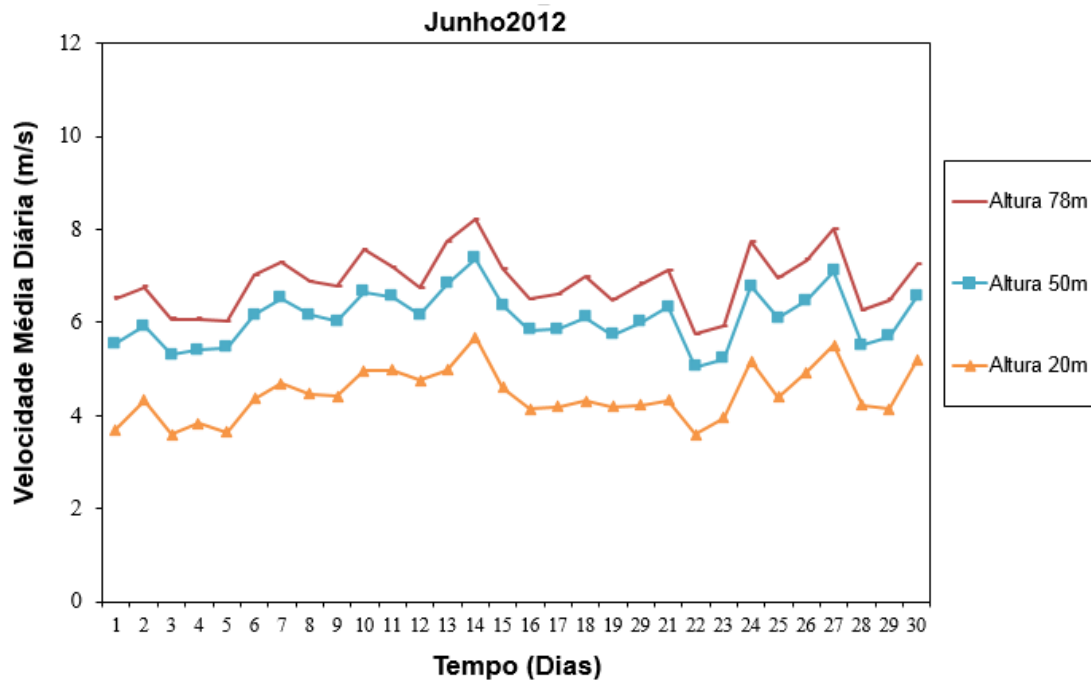


3. Gráficos Velocidade Média Diária – Petrolina

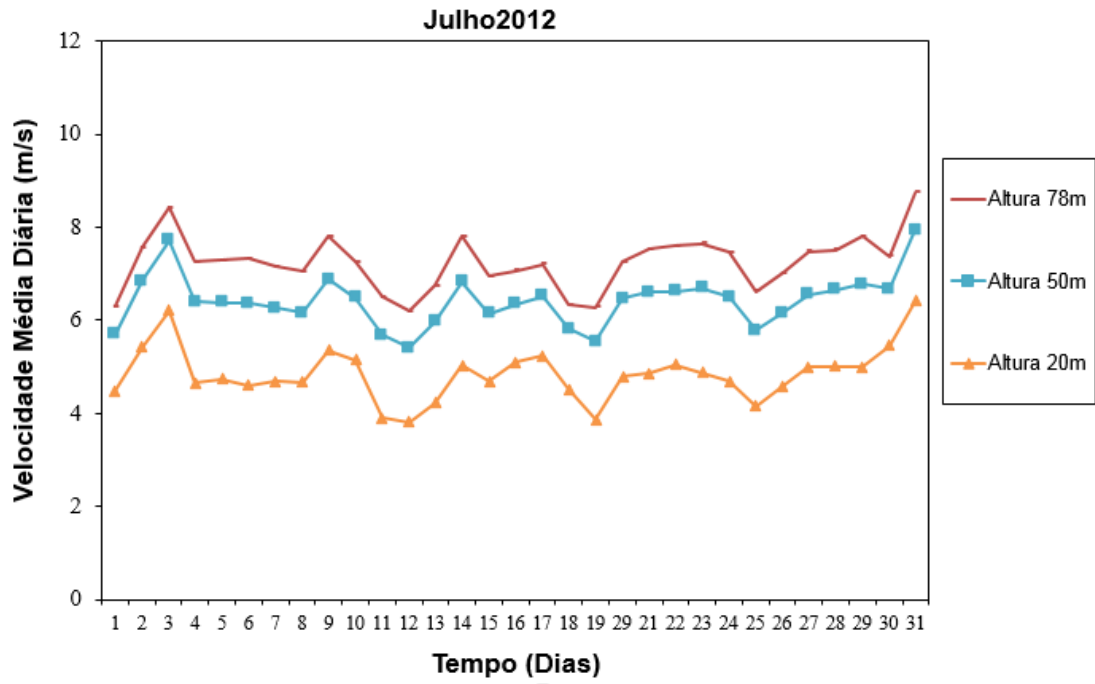
- Maio – 2012



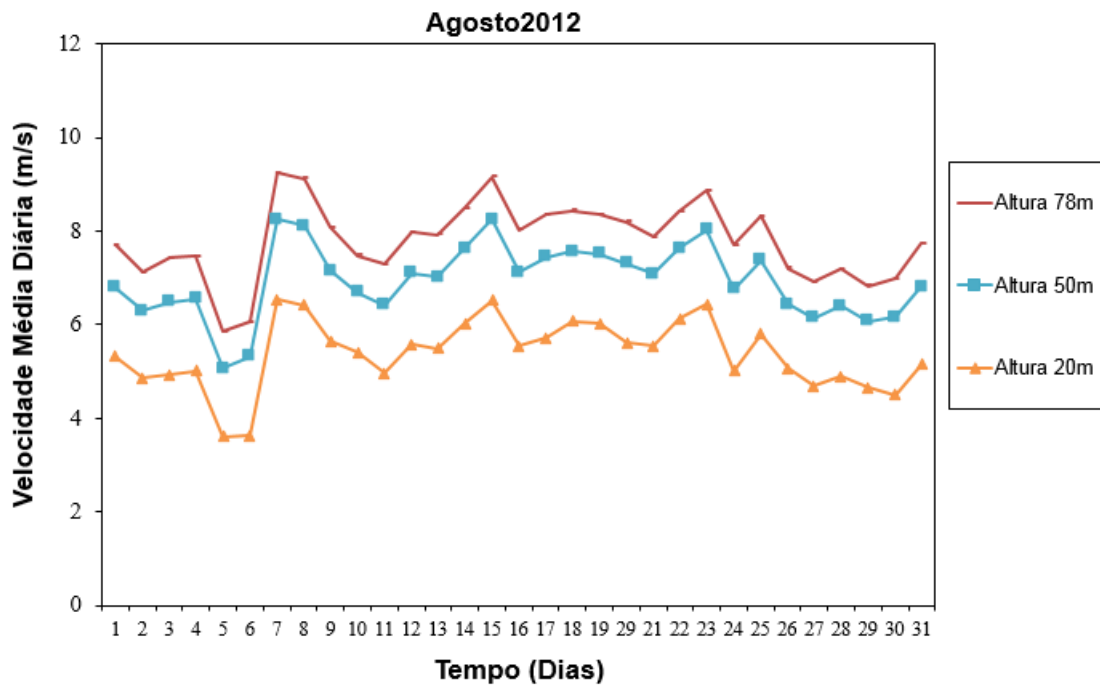
- Junho – 2012



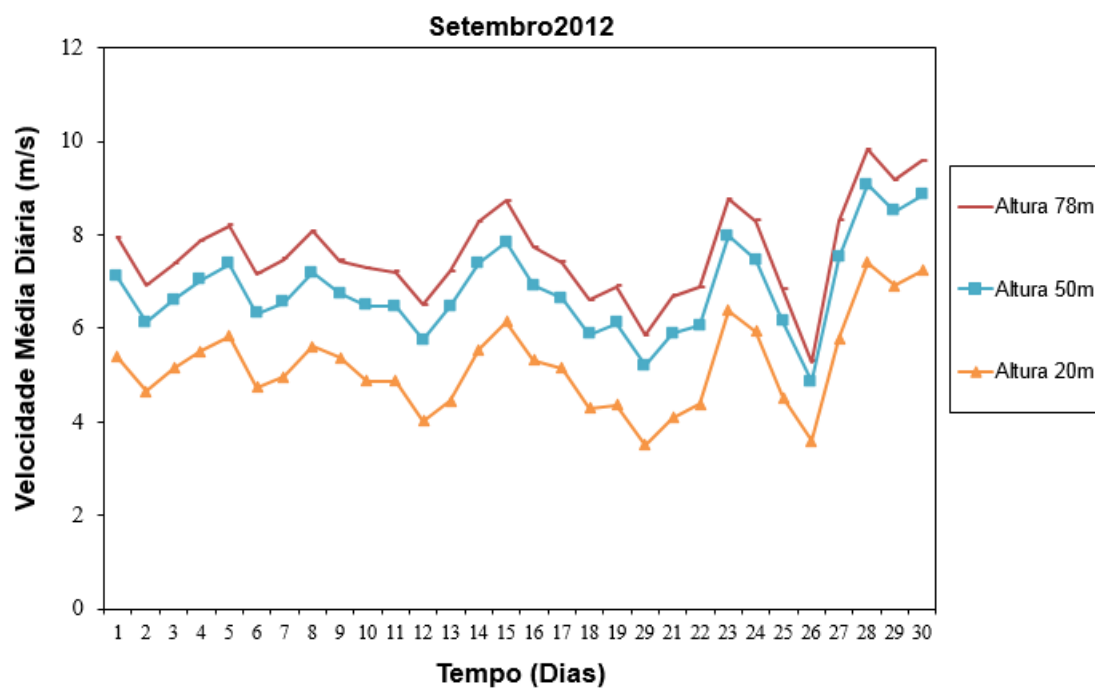
- Julho – 2012



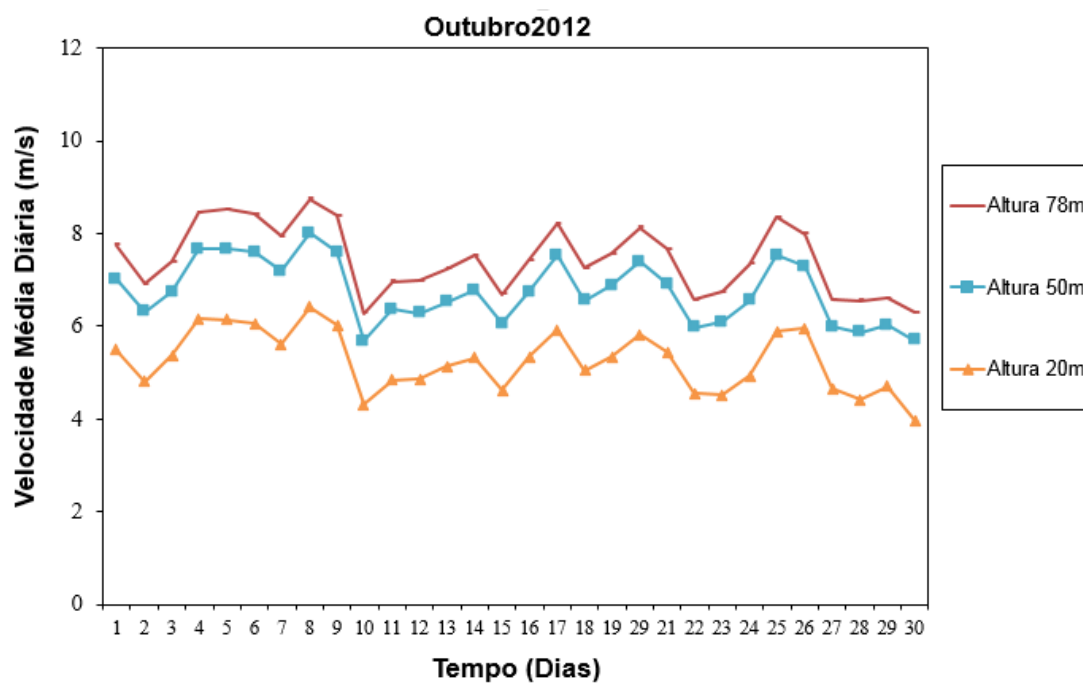
- Agosto – 2012



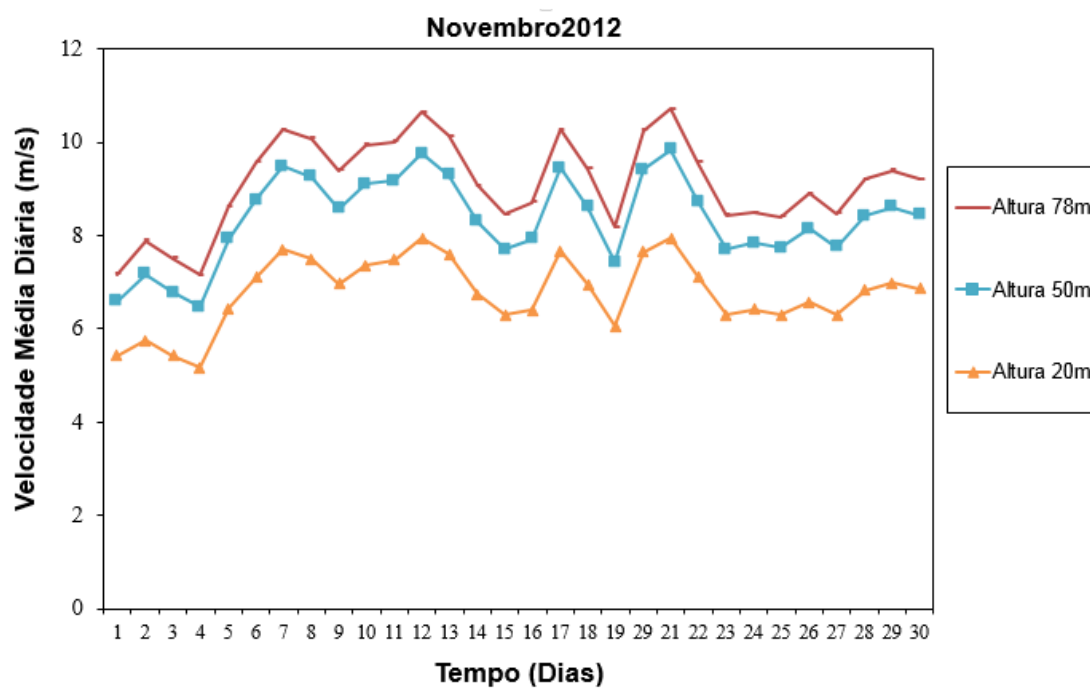
- Setembro – 2012



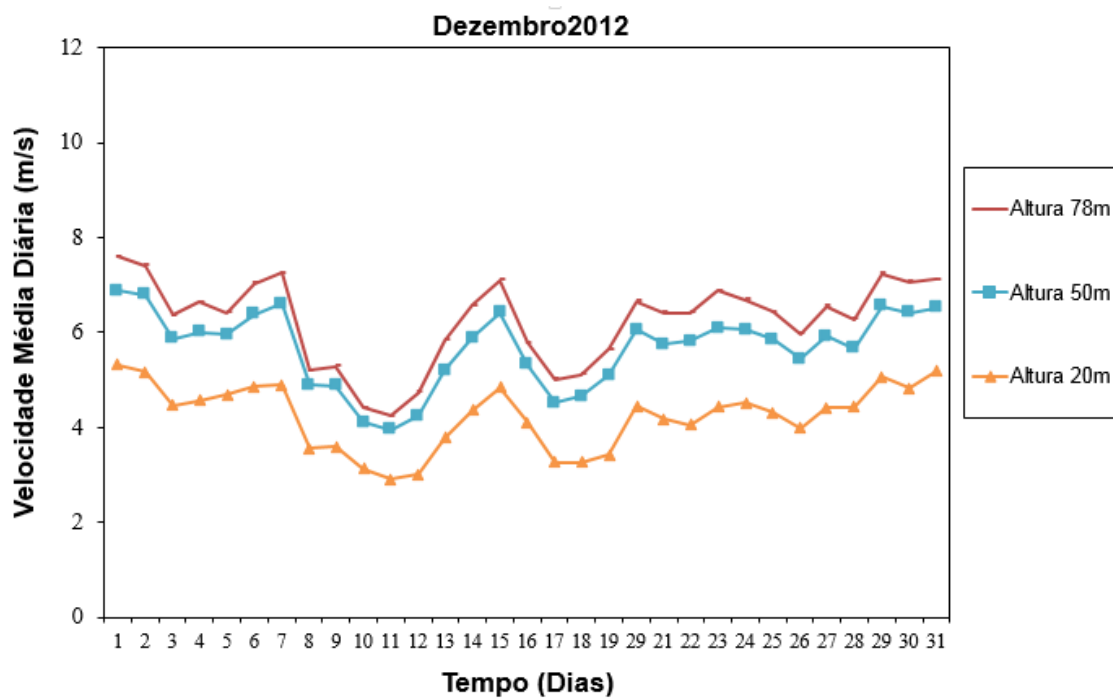
- Outubro – 2012



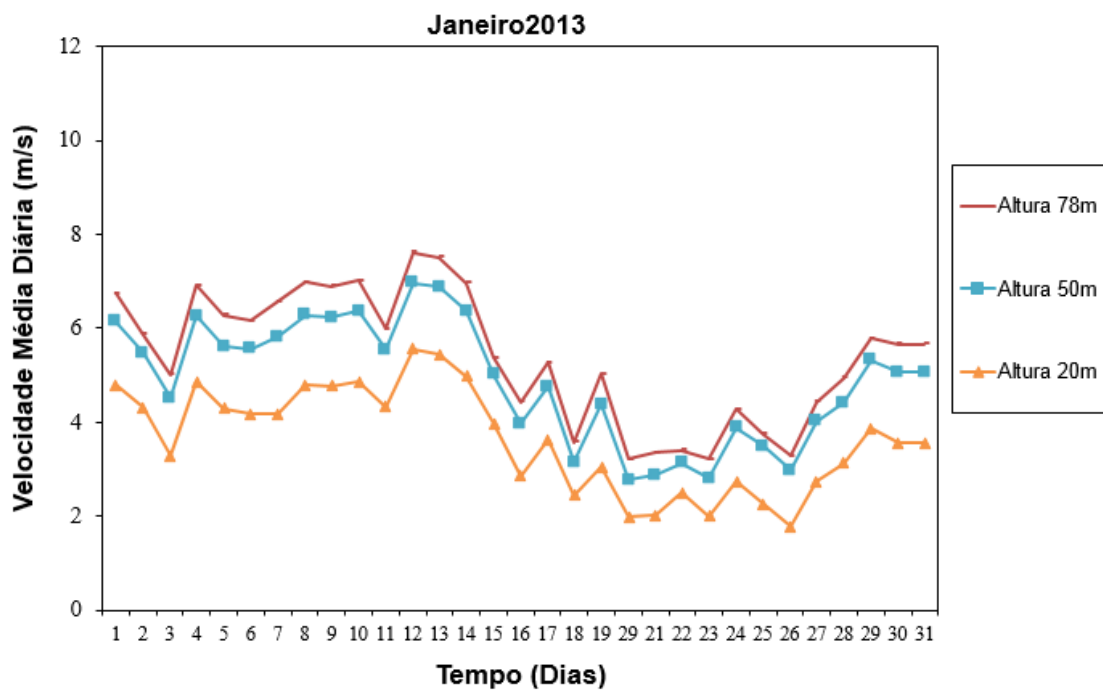
- Novembro – 2012



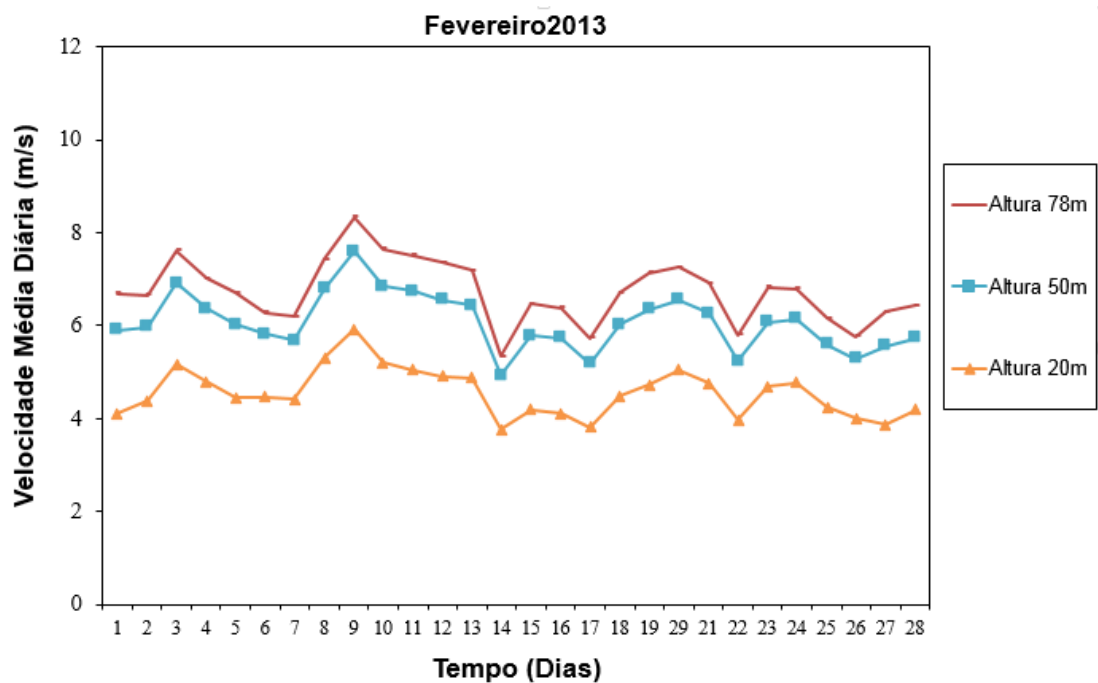
- Dezembro – 2012



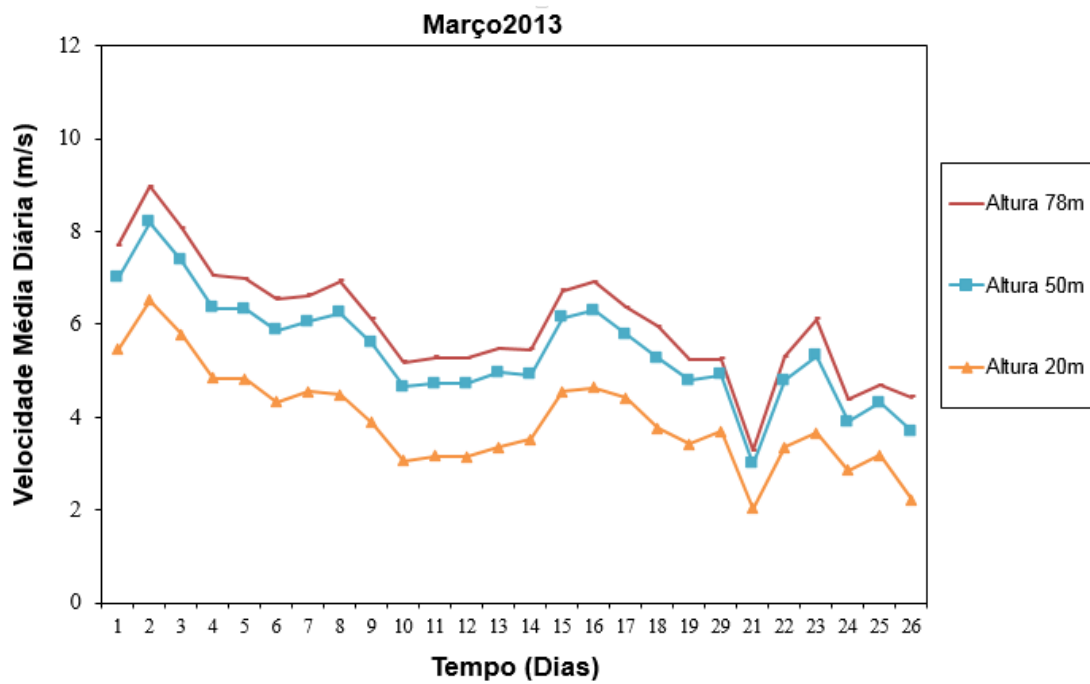
- Janeiro – 2013



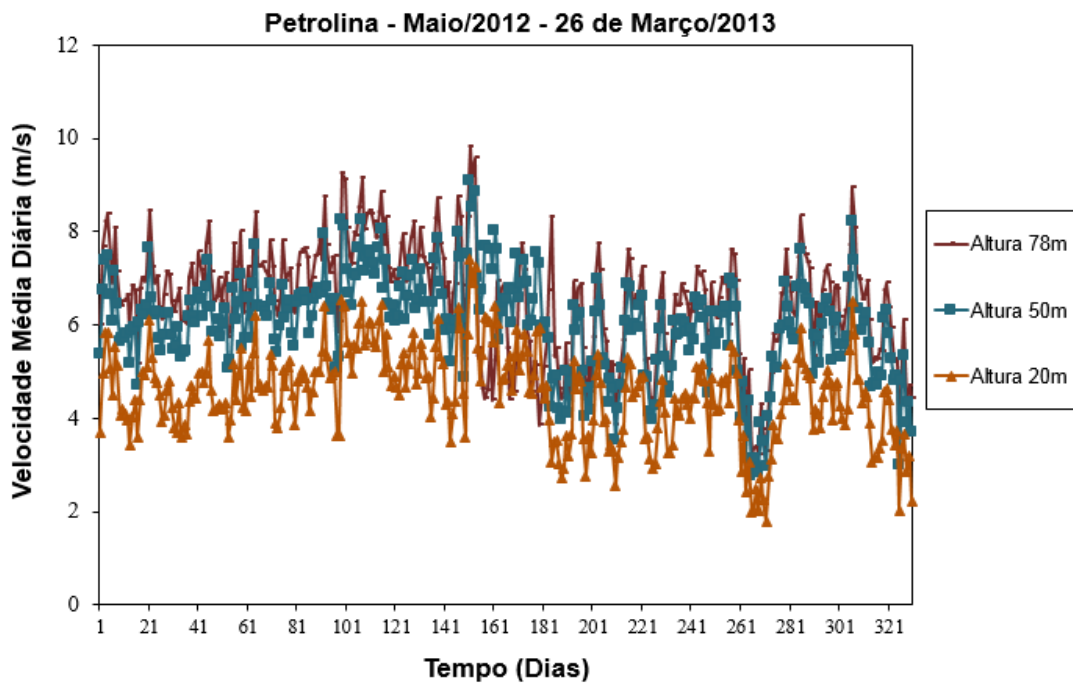
- Fevereiro – 2013



- Março – 2013



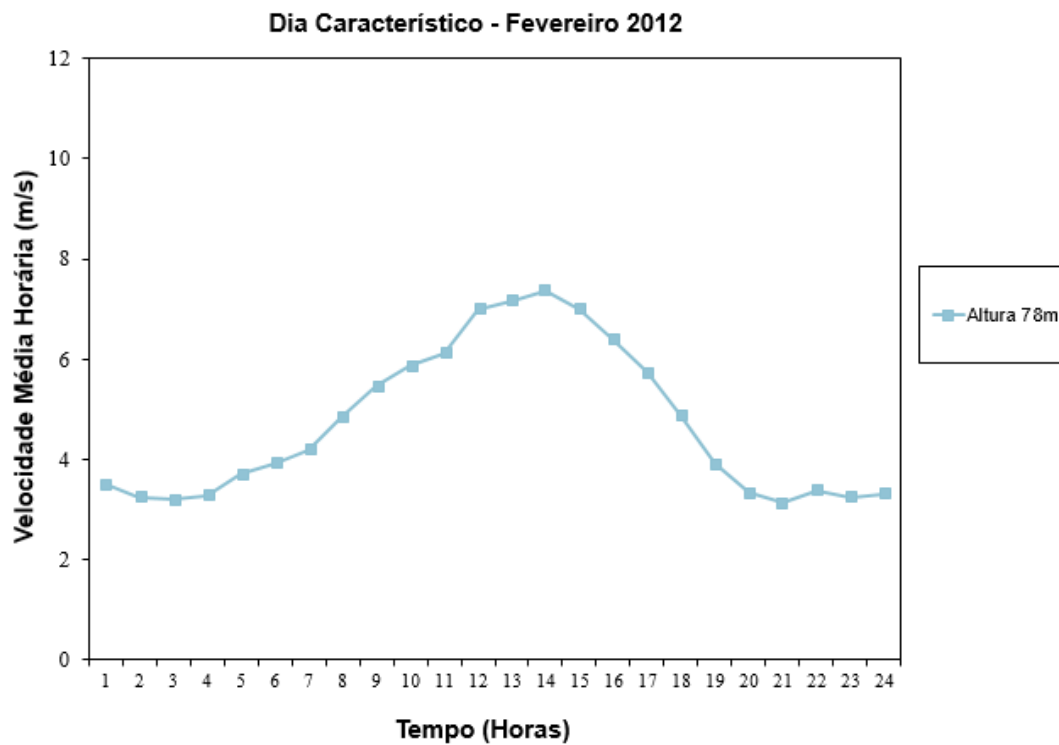
- Gráfico Médias Diárias Anual – Petrolina



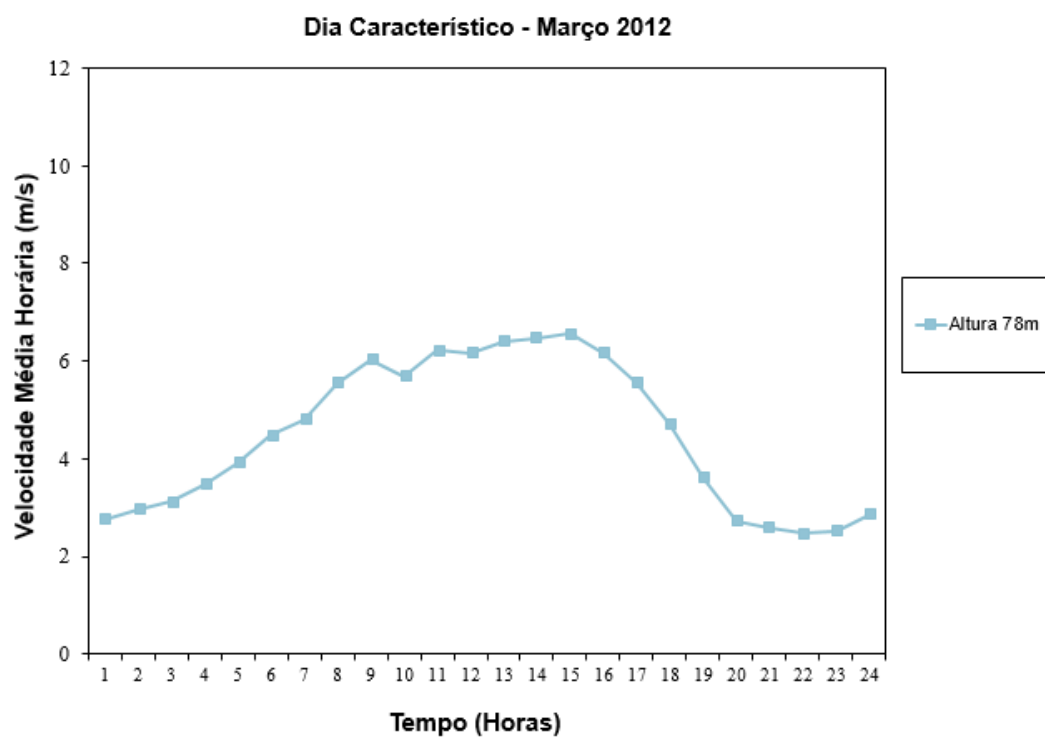
ANEXO 2

2. Gráficos dia característico – Maracanaú

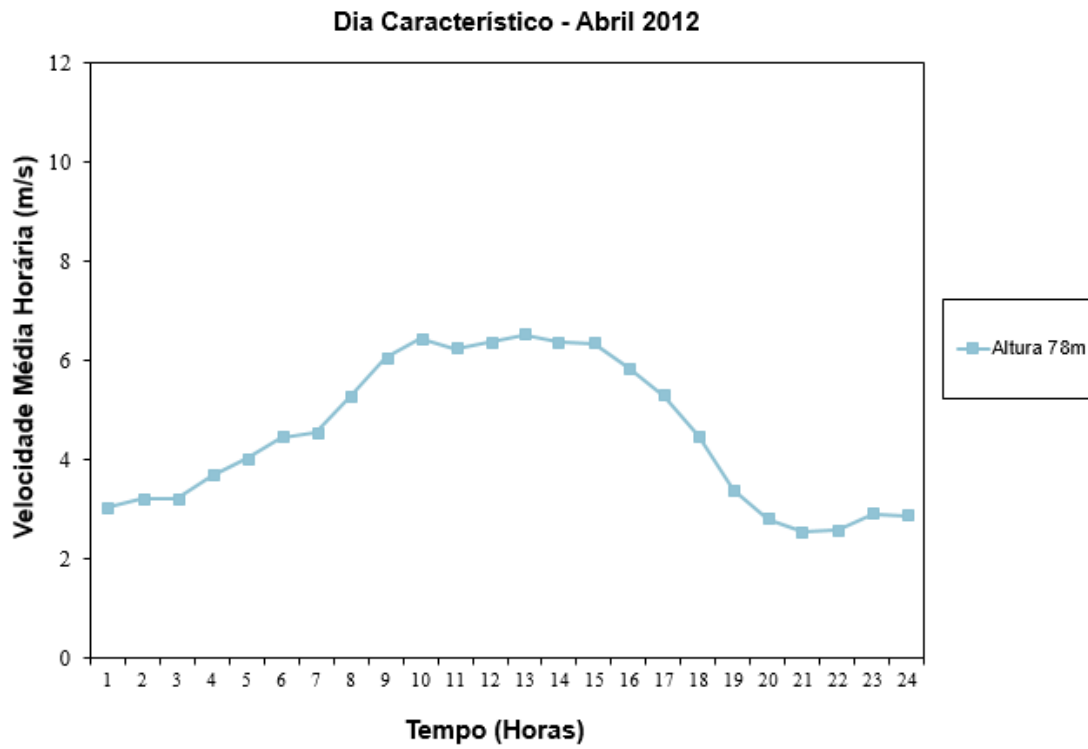
- Fevereiro - 2012



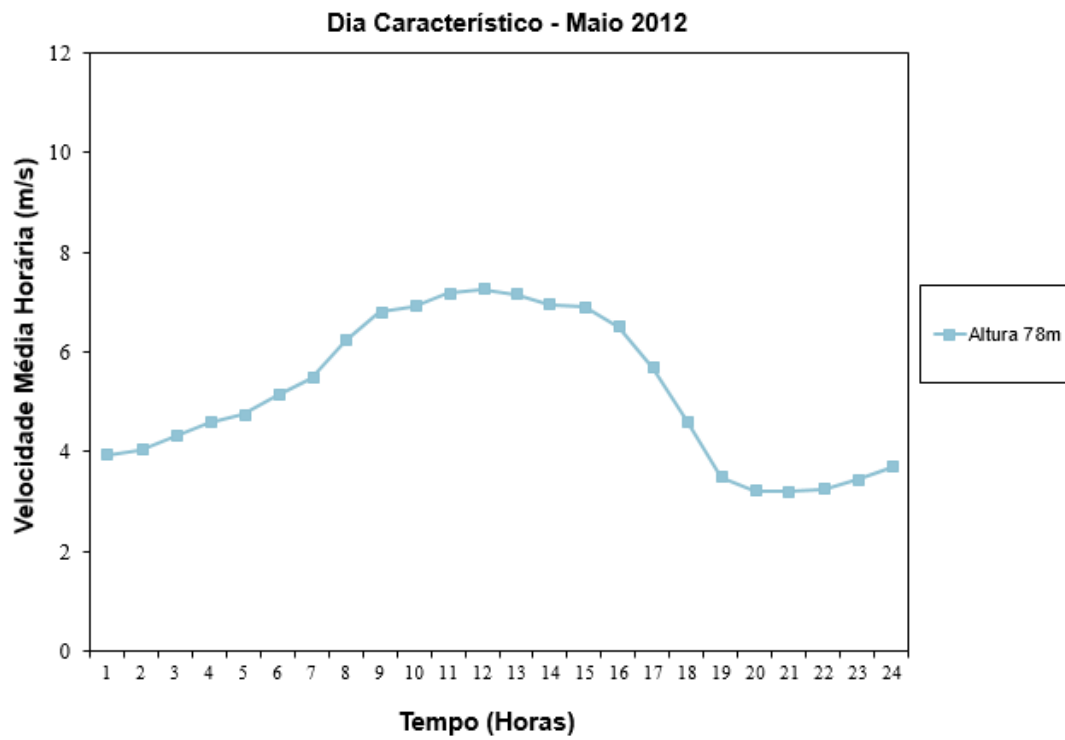
- Março – 2012



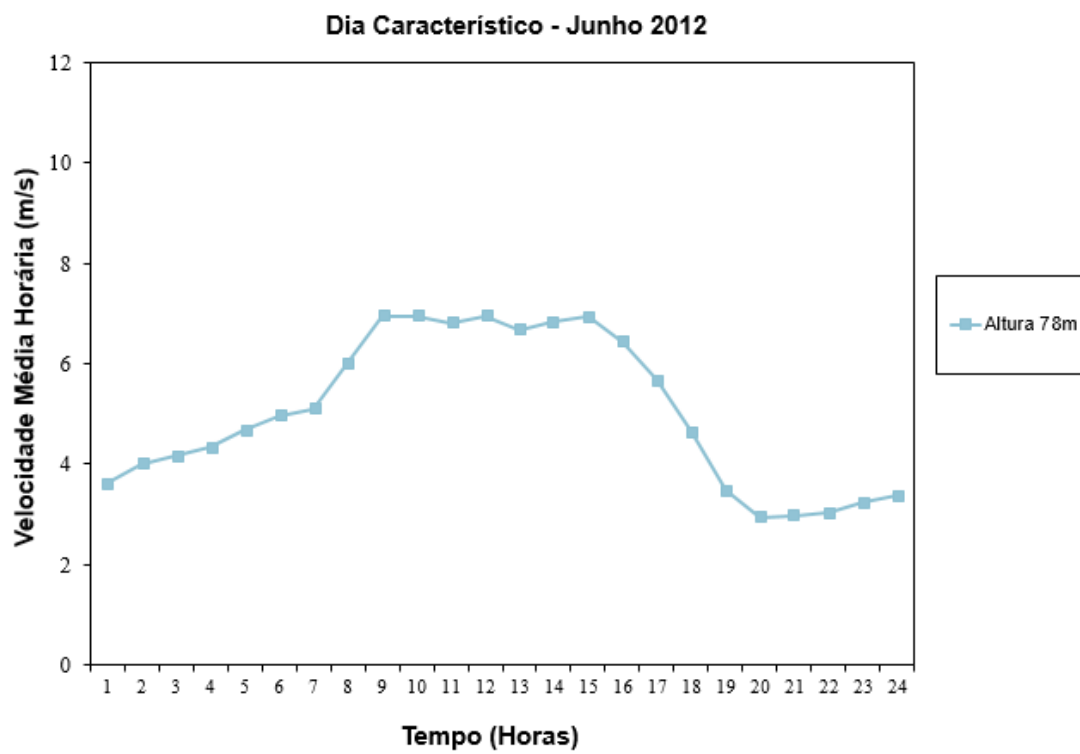
- Abril – 2012



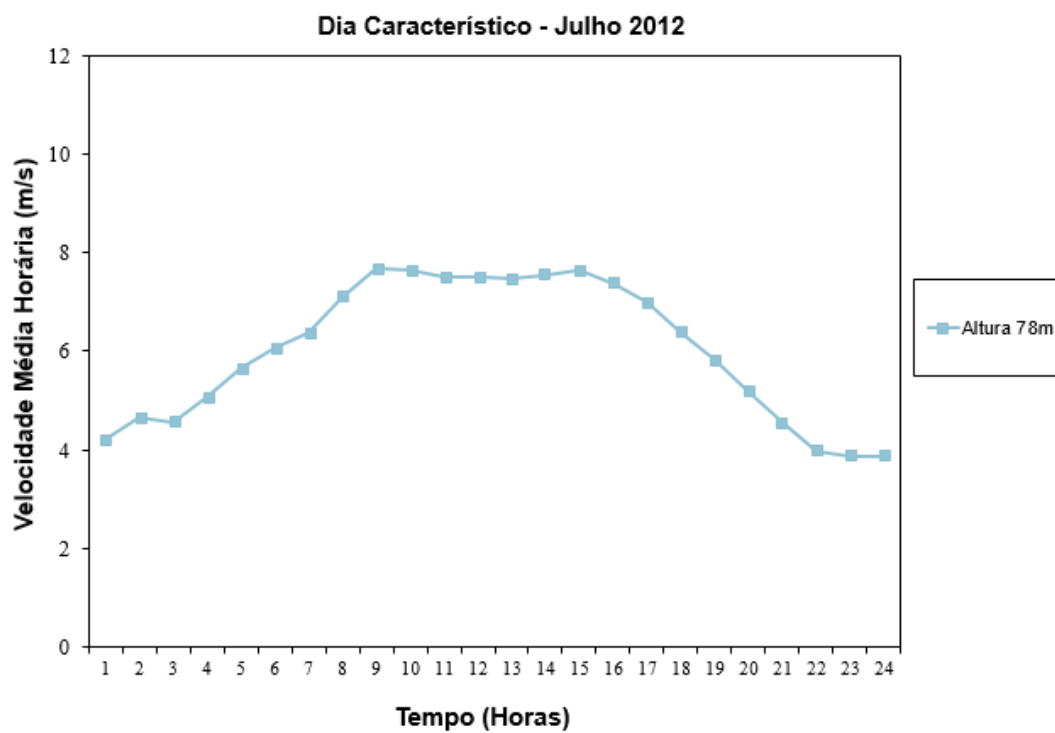
- Maio – 2012



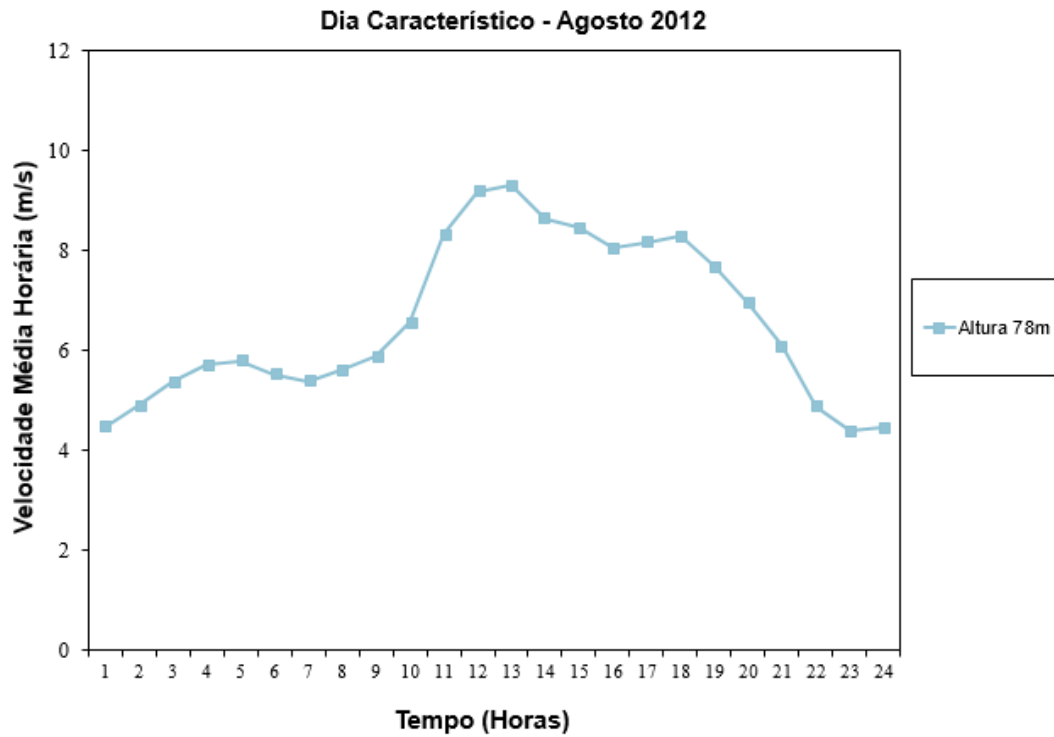
- Junho – 2012



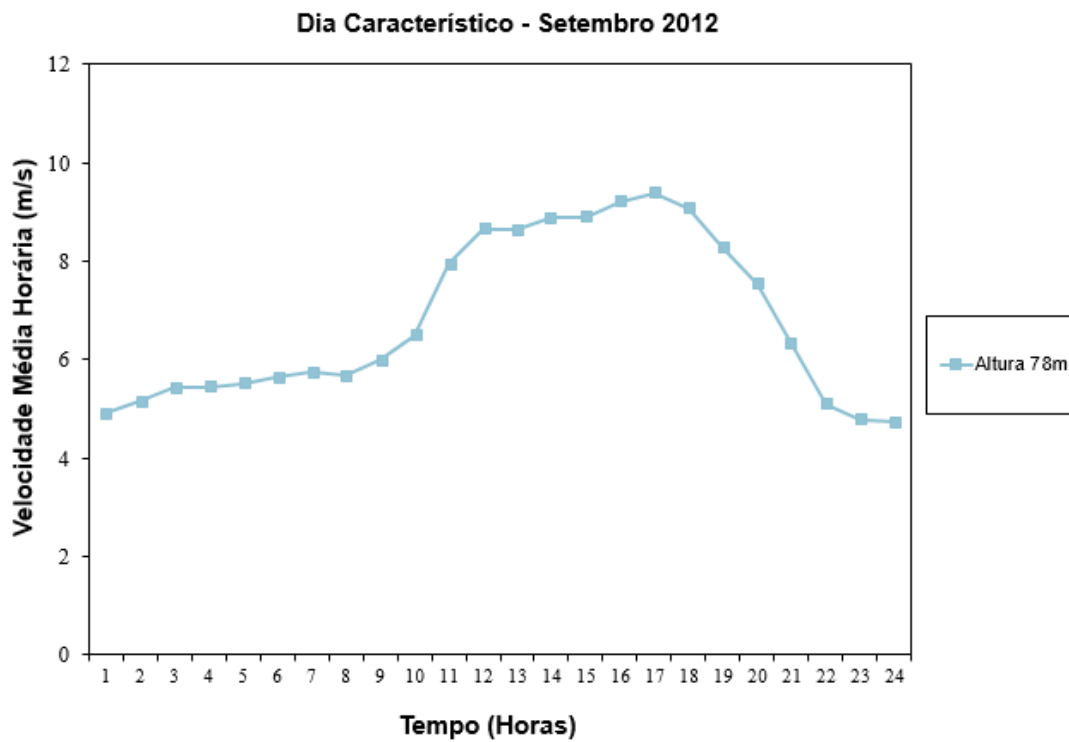
- Julho – 2012



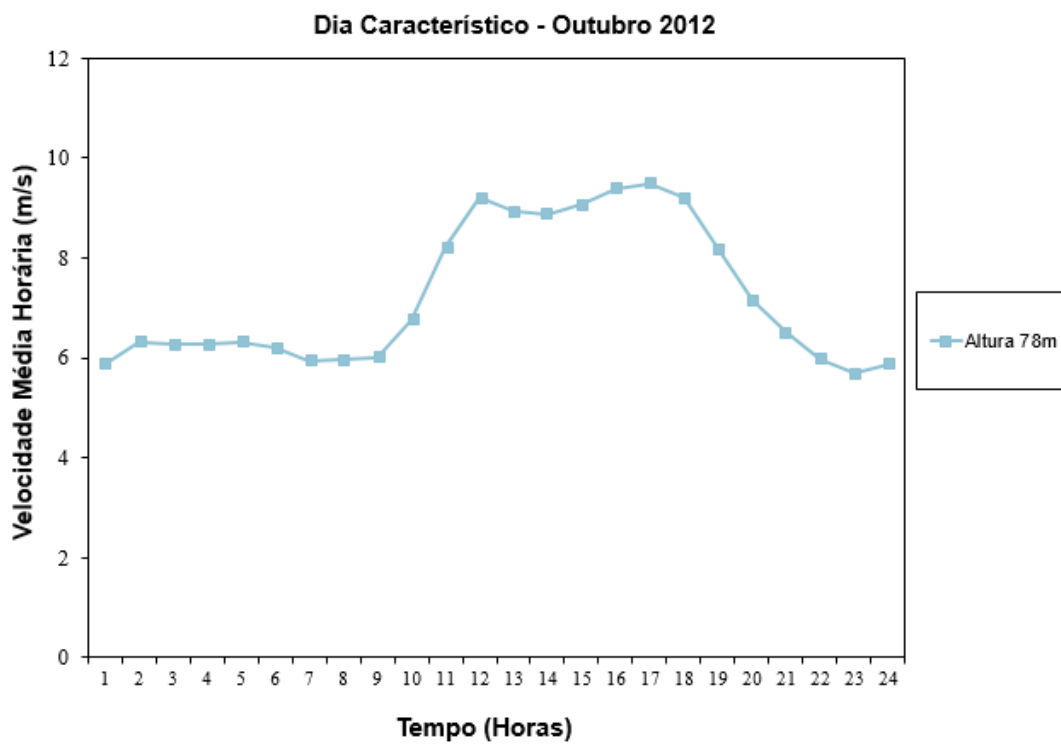
- Agosto – 2012



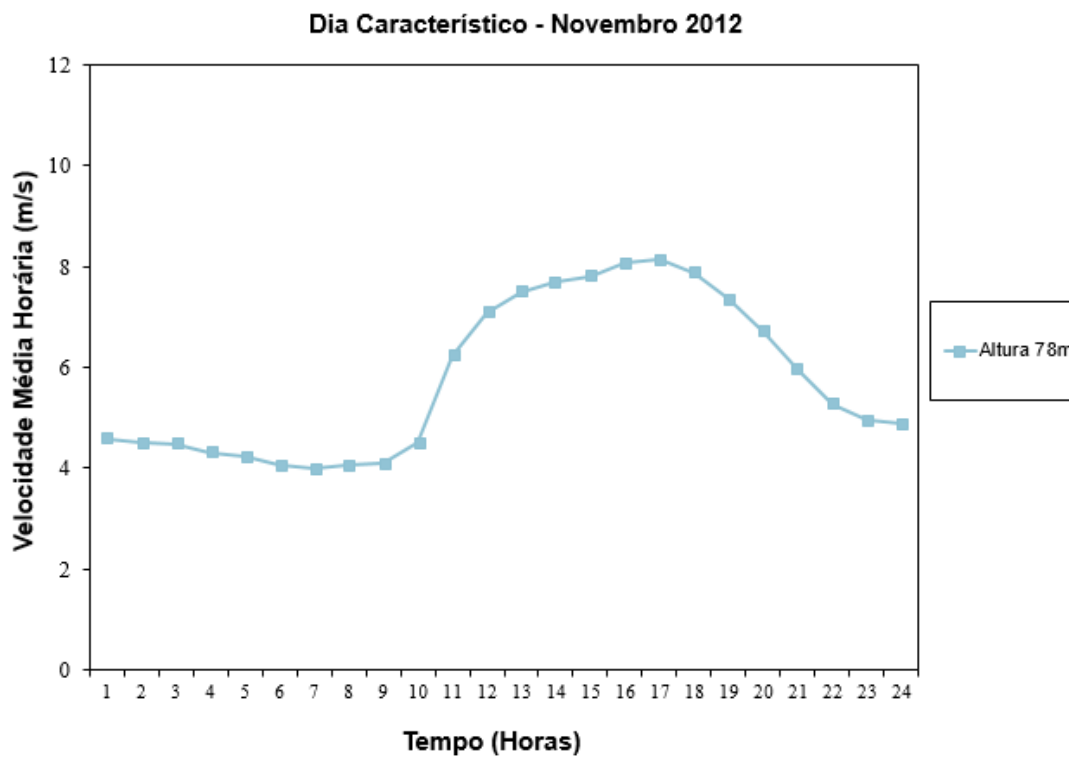
- Setembro – 2012



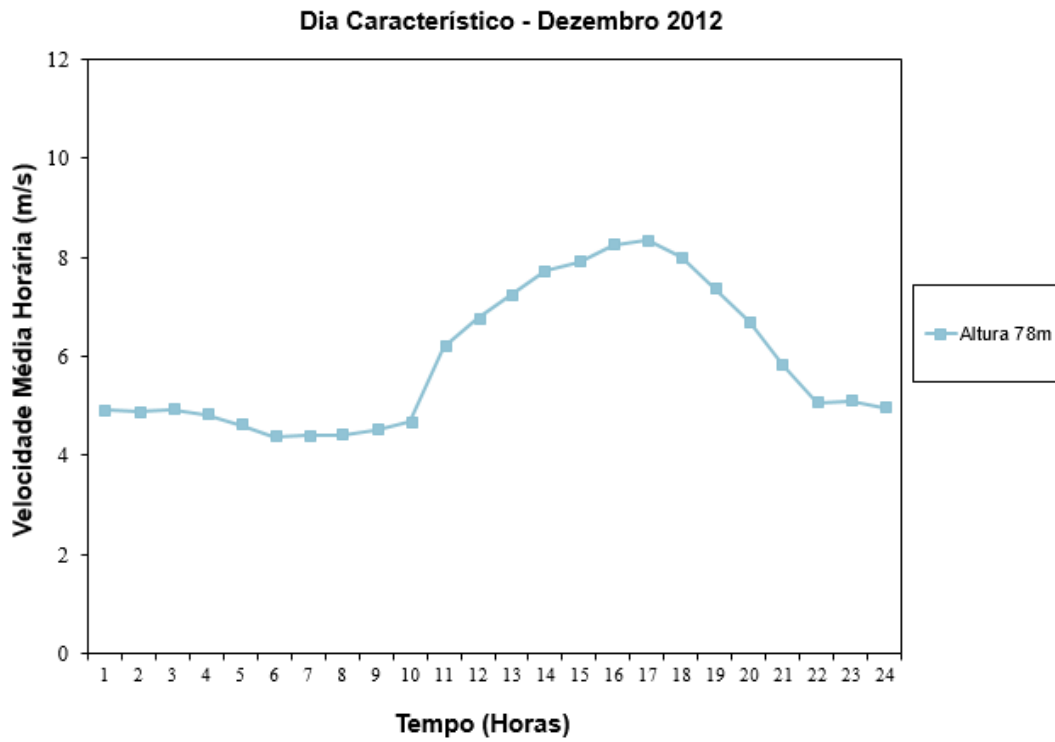
- Outubro – 2012



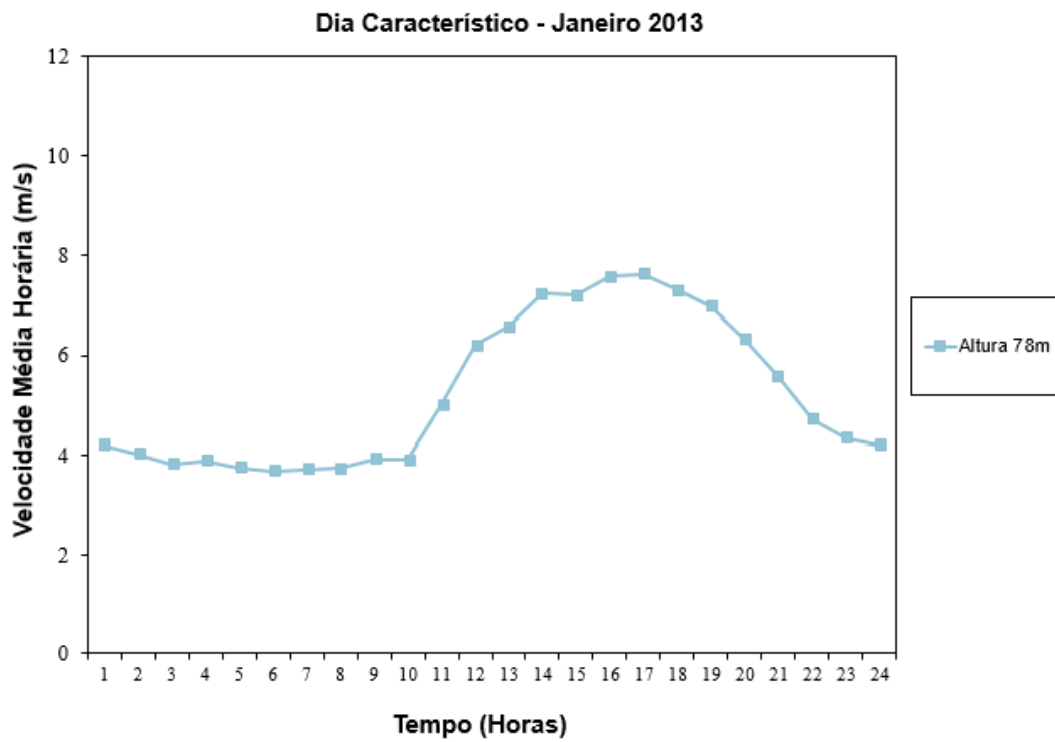
- Novembro – 2012



- Dezembro – 2012

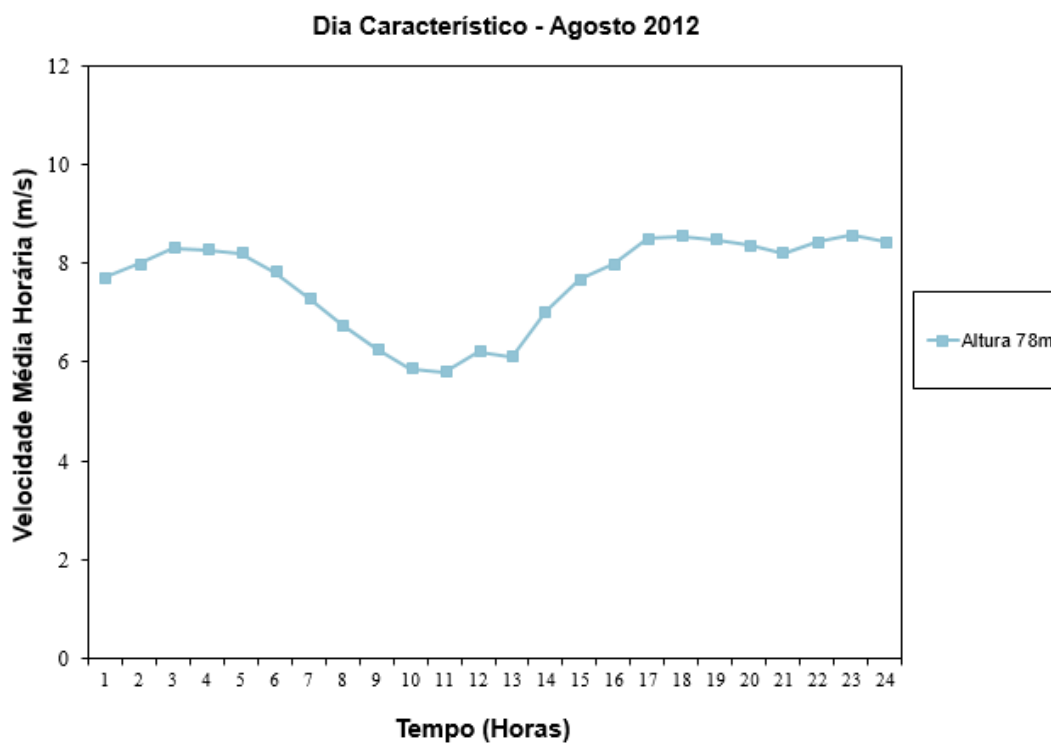


- Janeiro – 2013

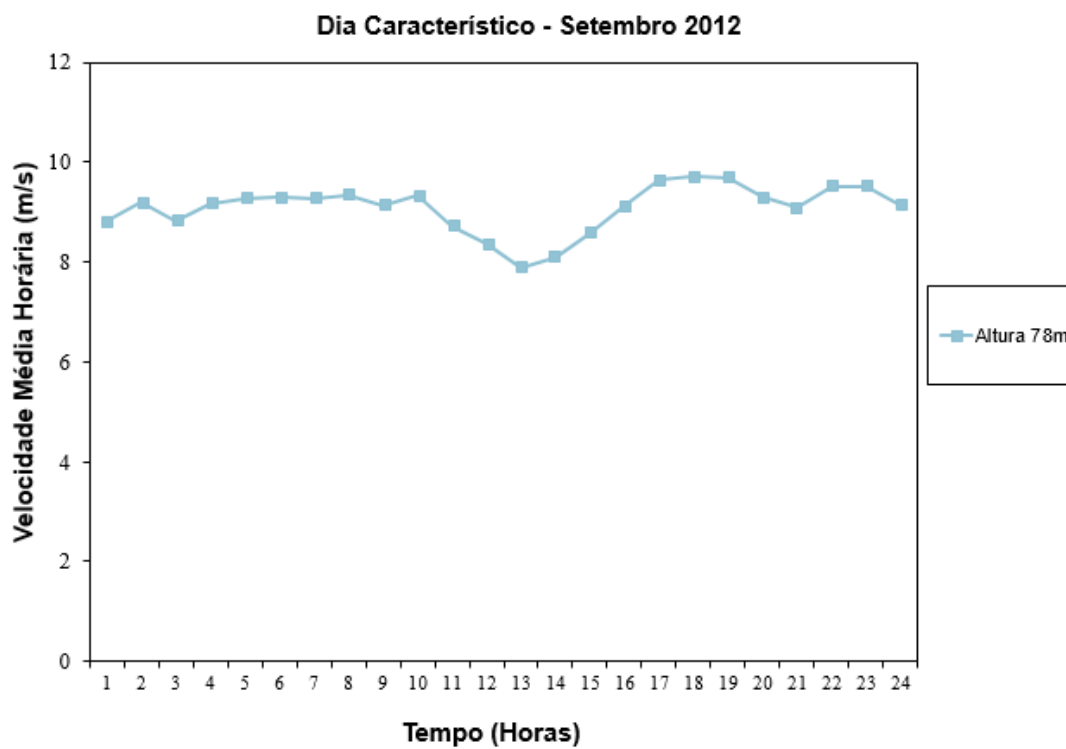


4. Gráficos dia característico – Parnaíba

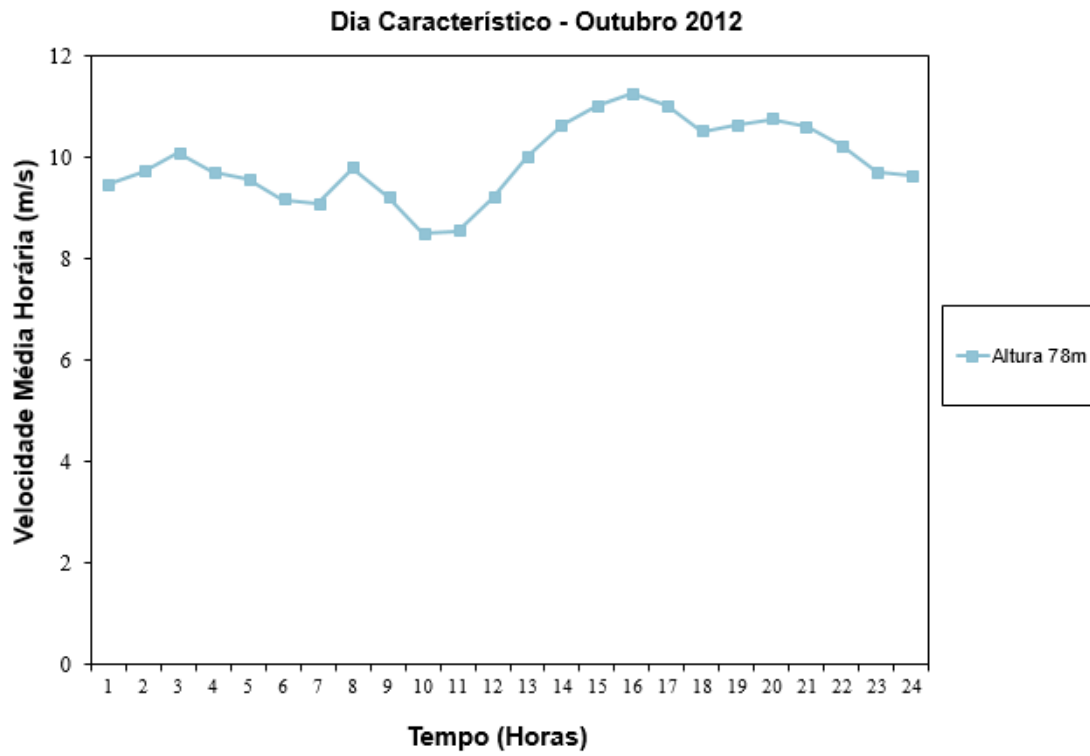
- Agosto – 2012



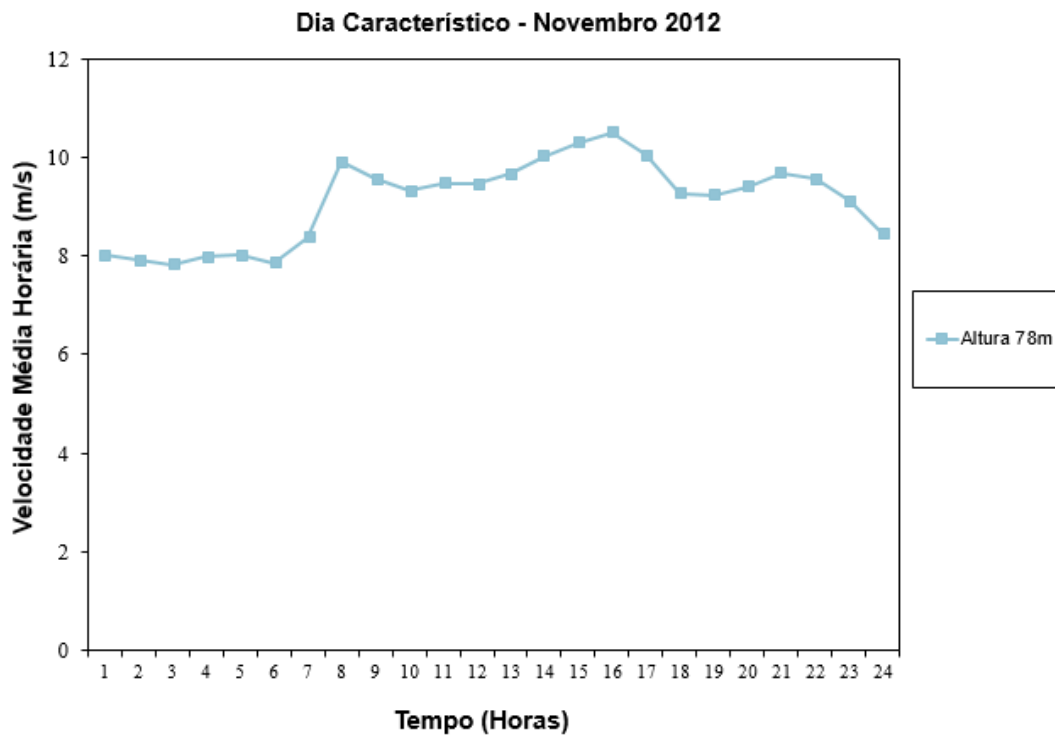
- Setembro – 2012



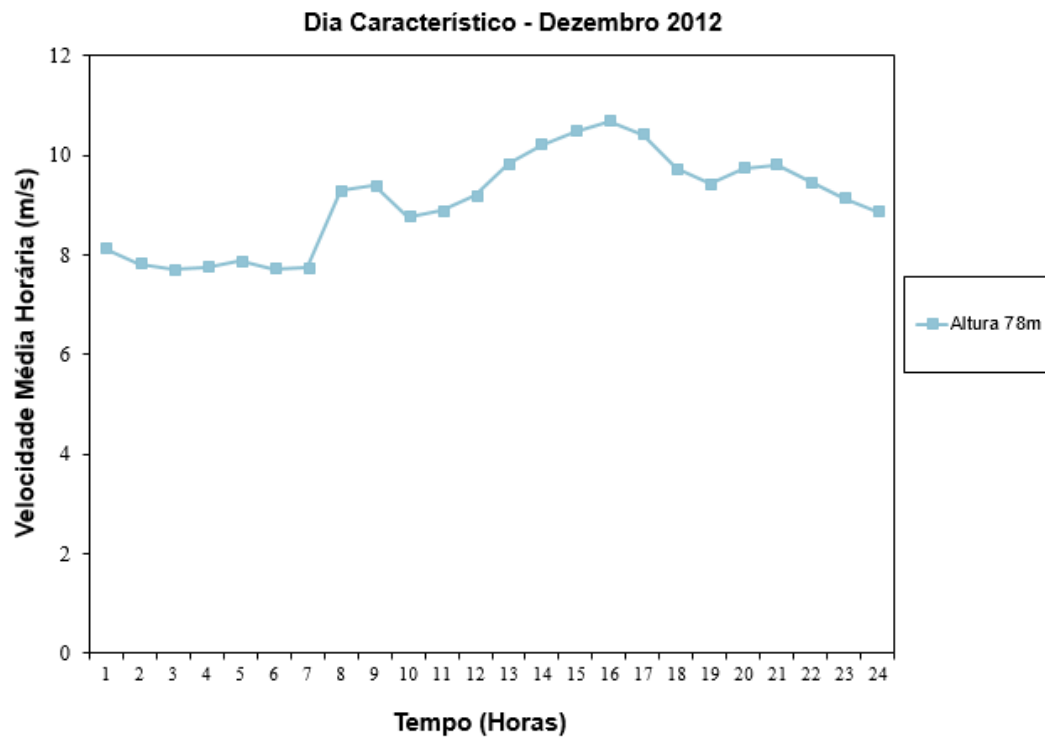
- Outubro – 2012



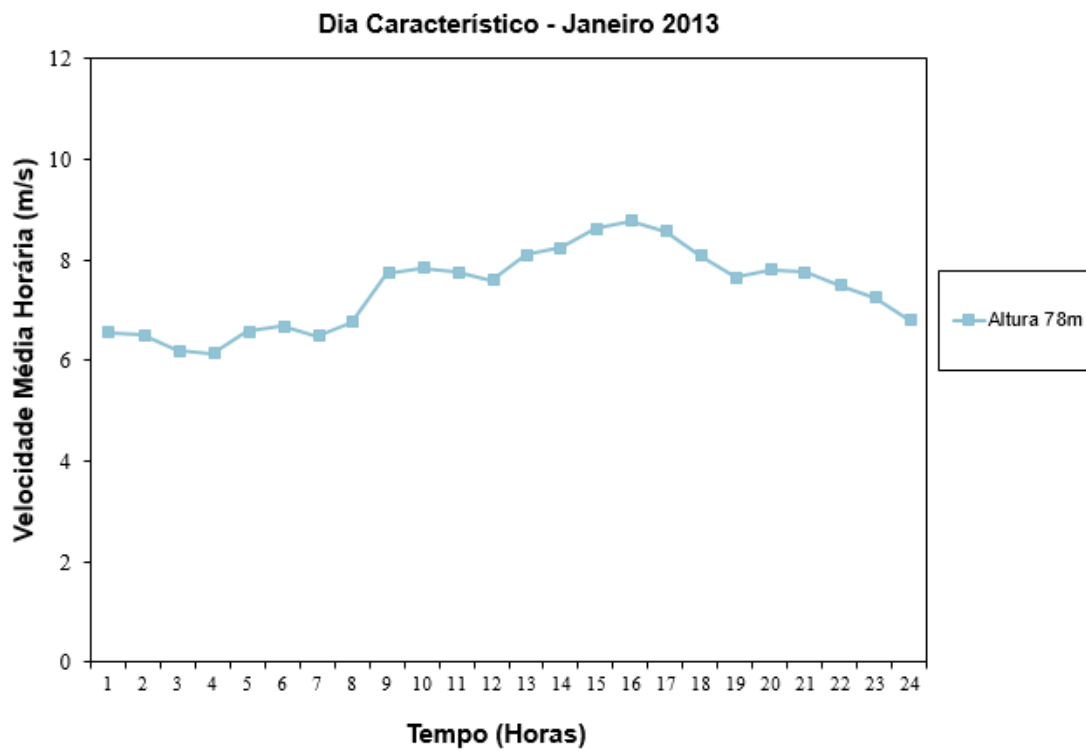
- Novembro – 2012



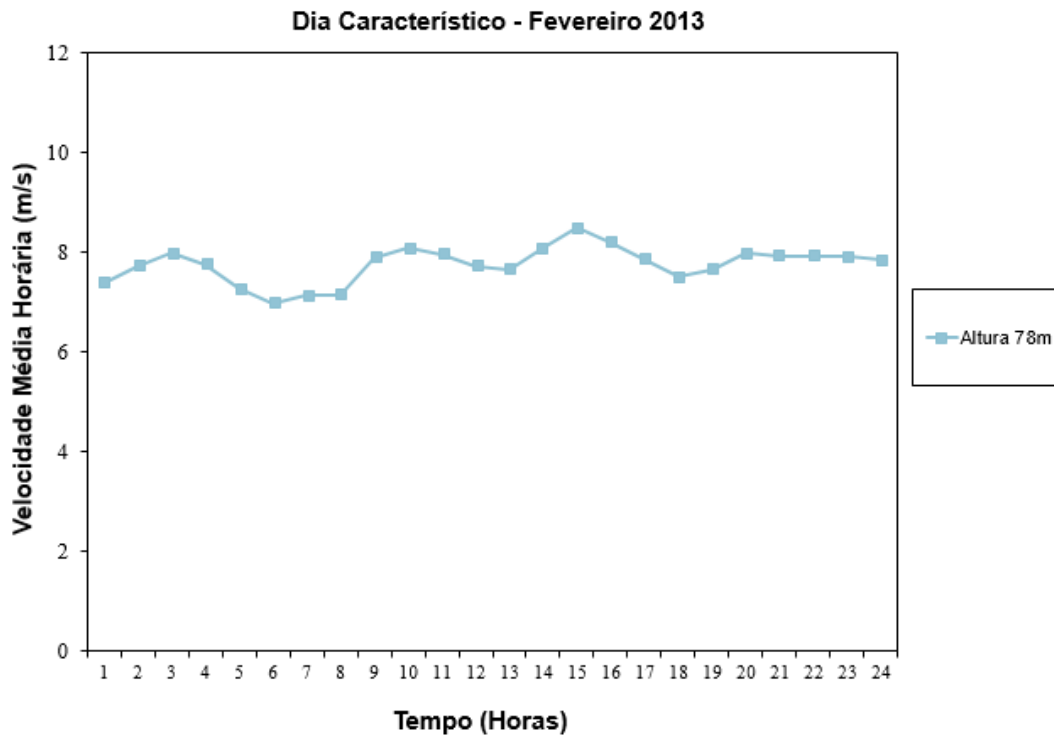
- Dezembro – 2012



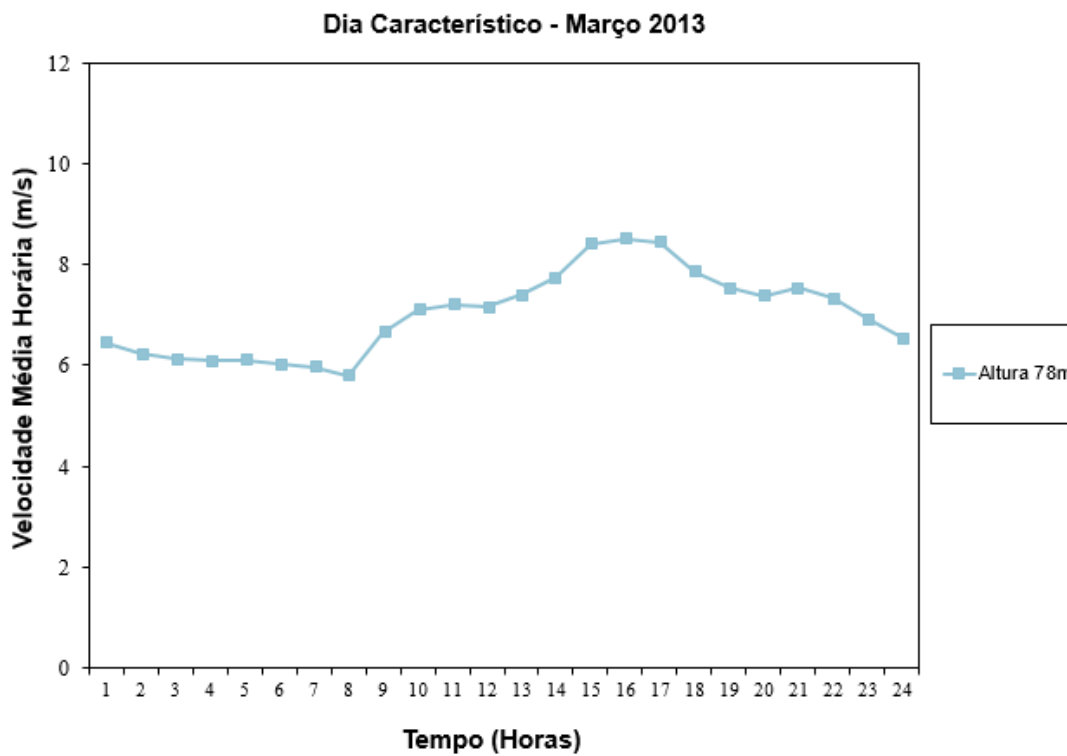
- Janeiro – 2013



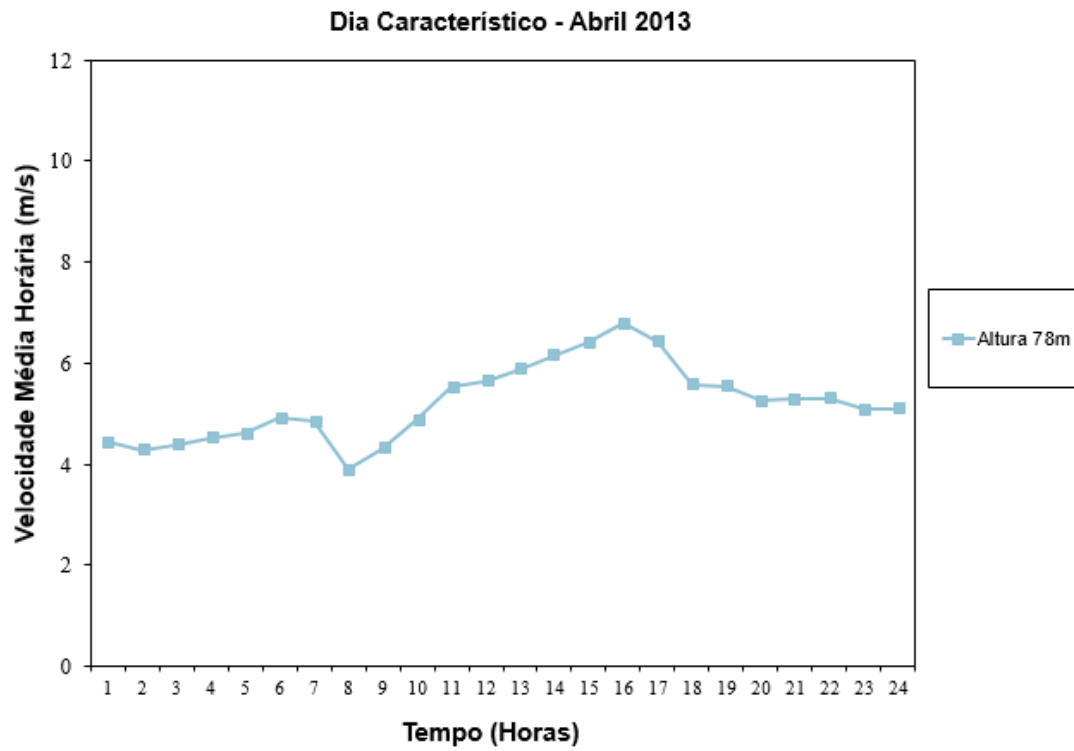
- Fevereiro – 2013



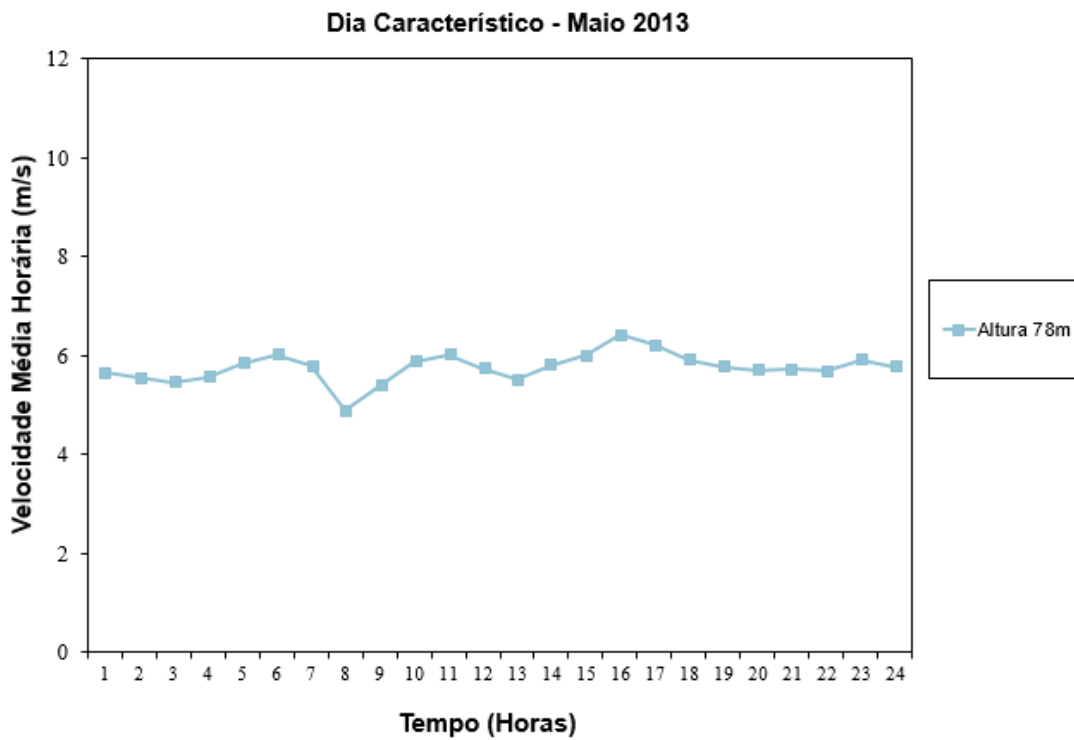
- Março – 2013



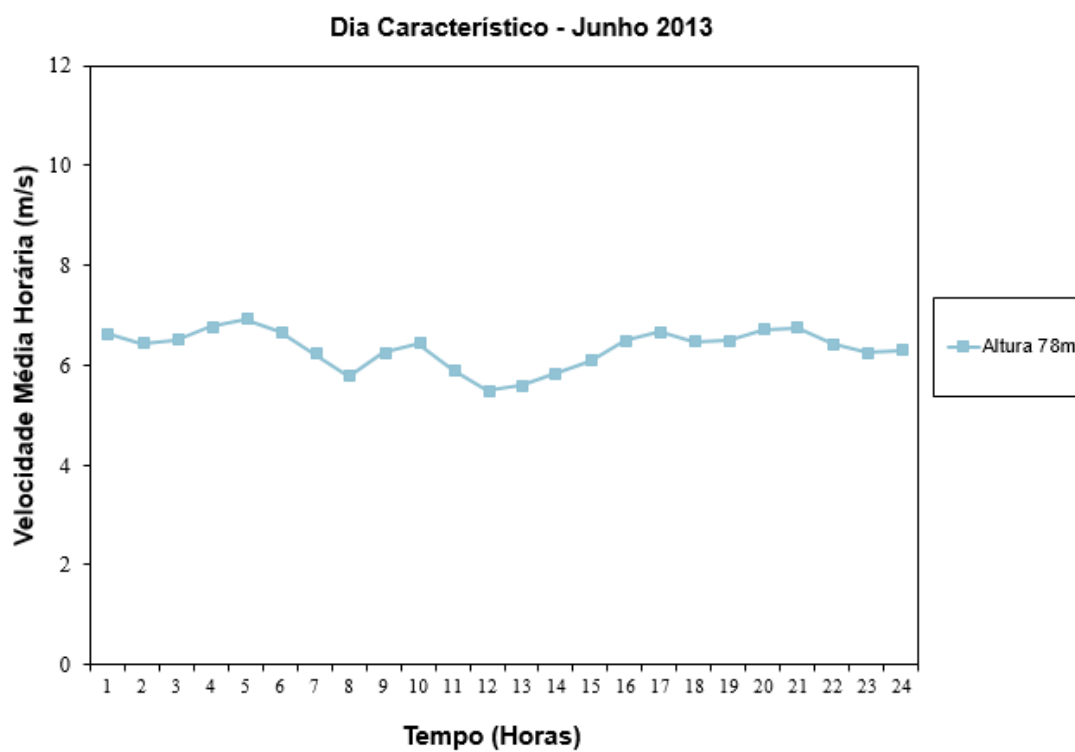
- Abril – 2013



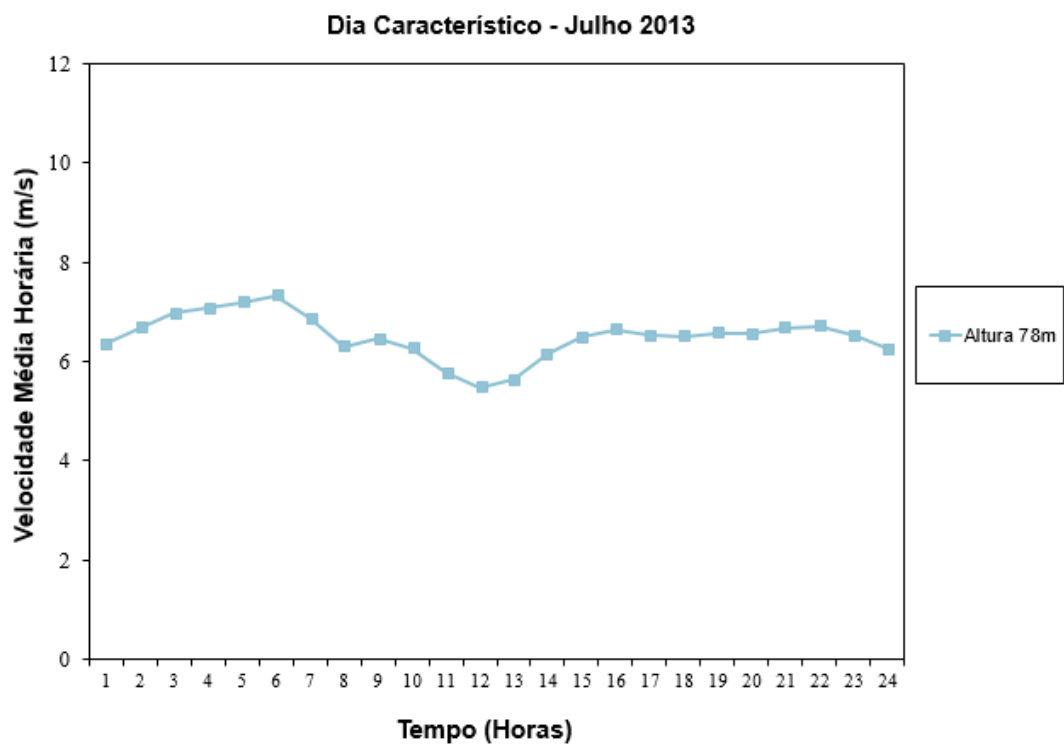
- Maio – 2013



- Junho – 2013

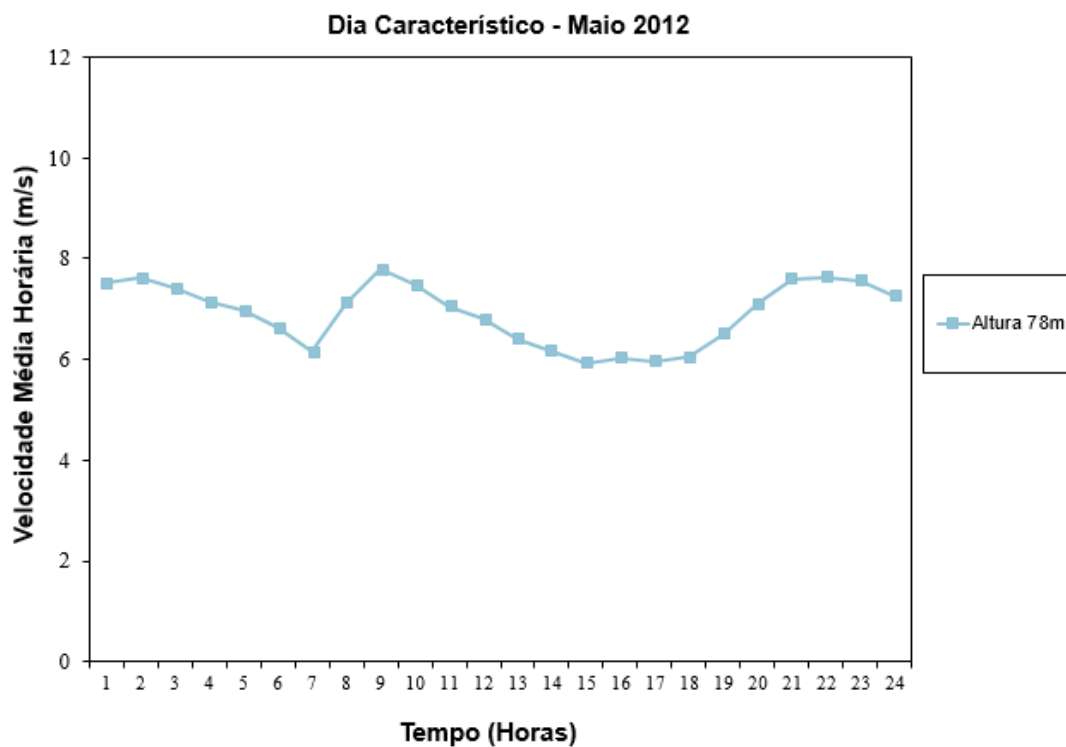


- Junho – 2013

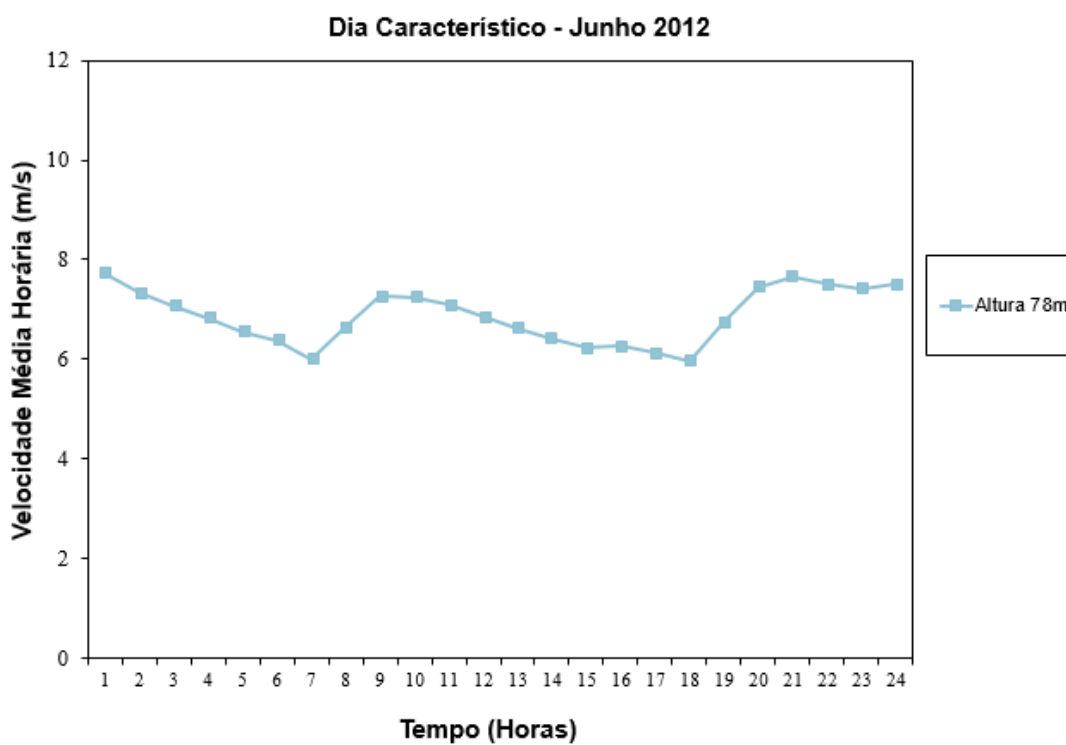


5. Gráficos dia característico – Petrolina

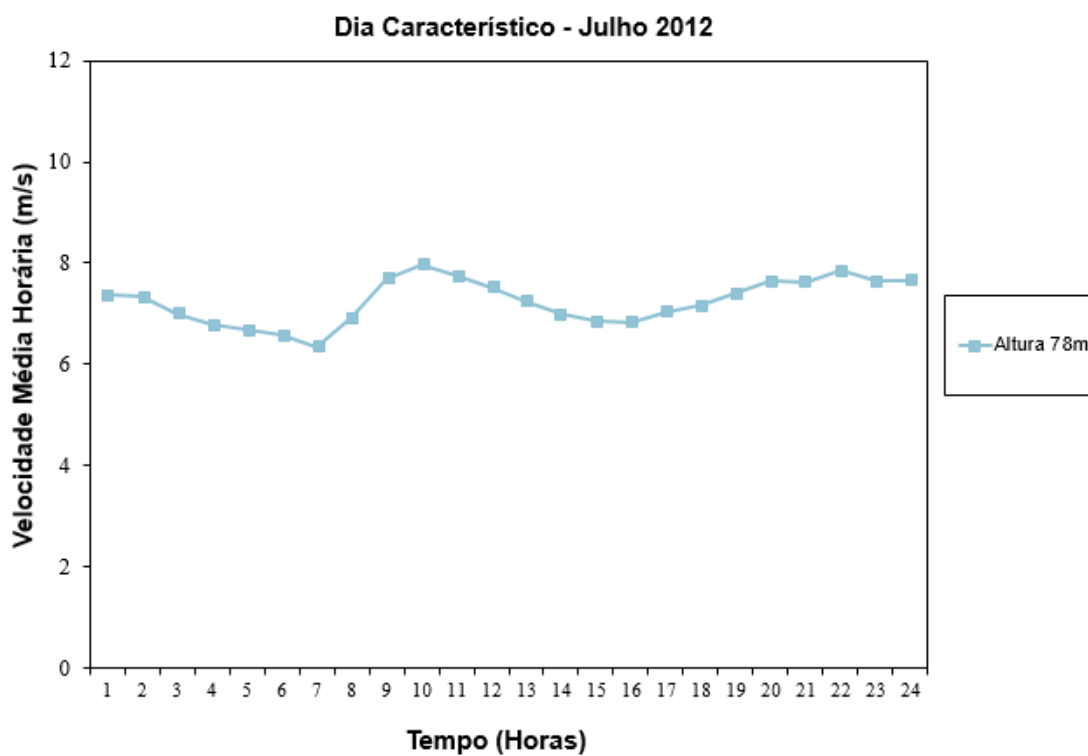
- Maio – 2012



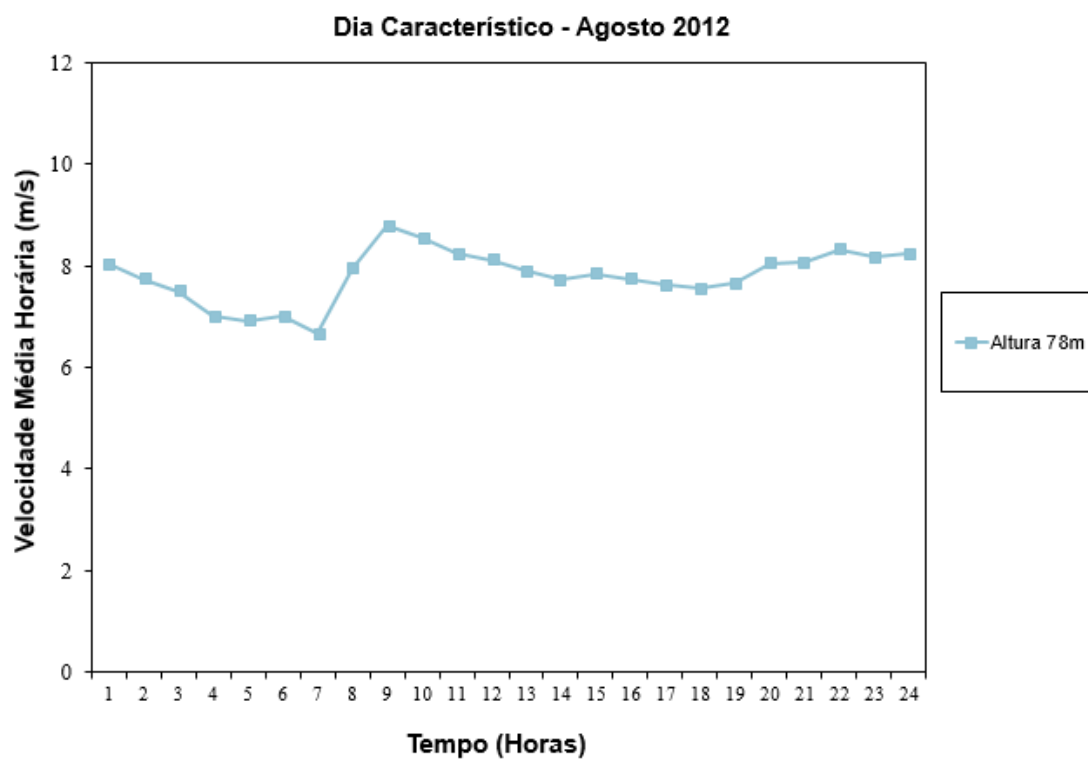
- Junho – 2012



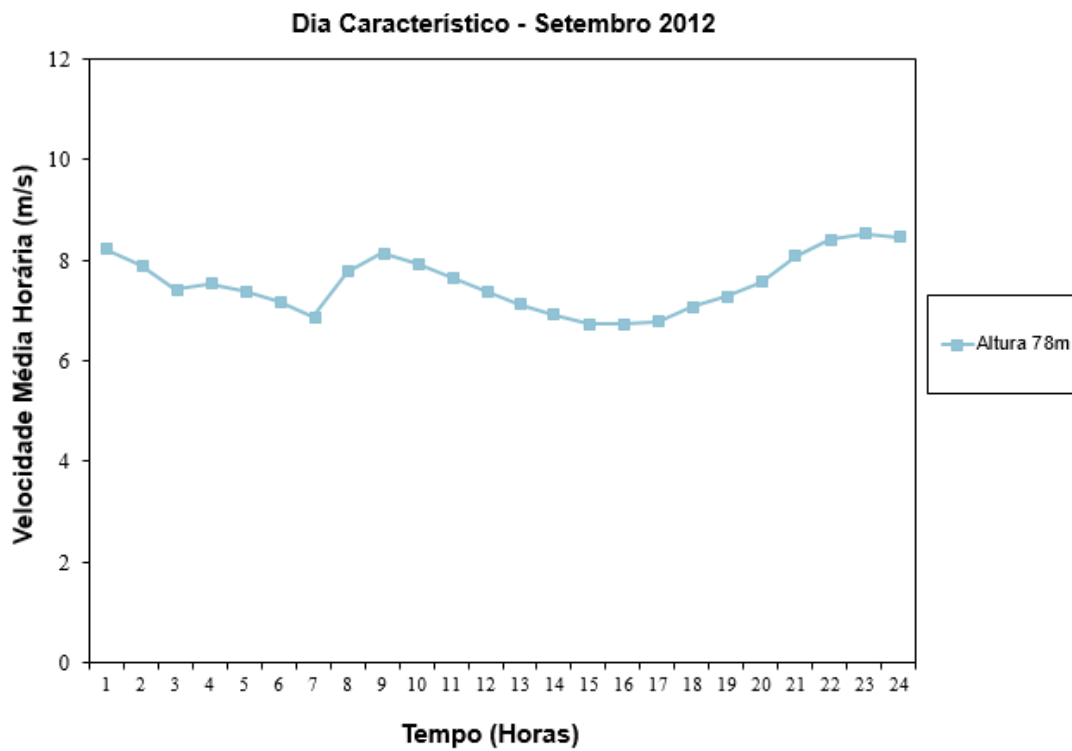
- Julho – 2012



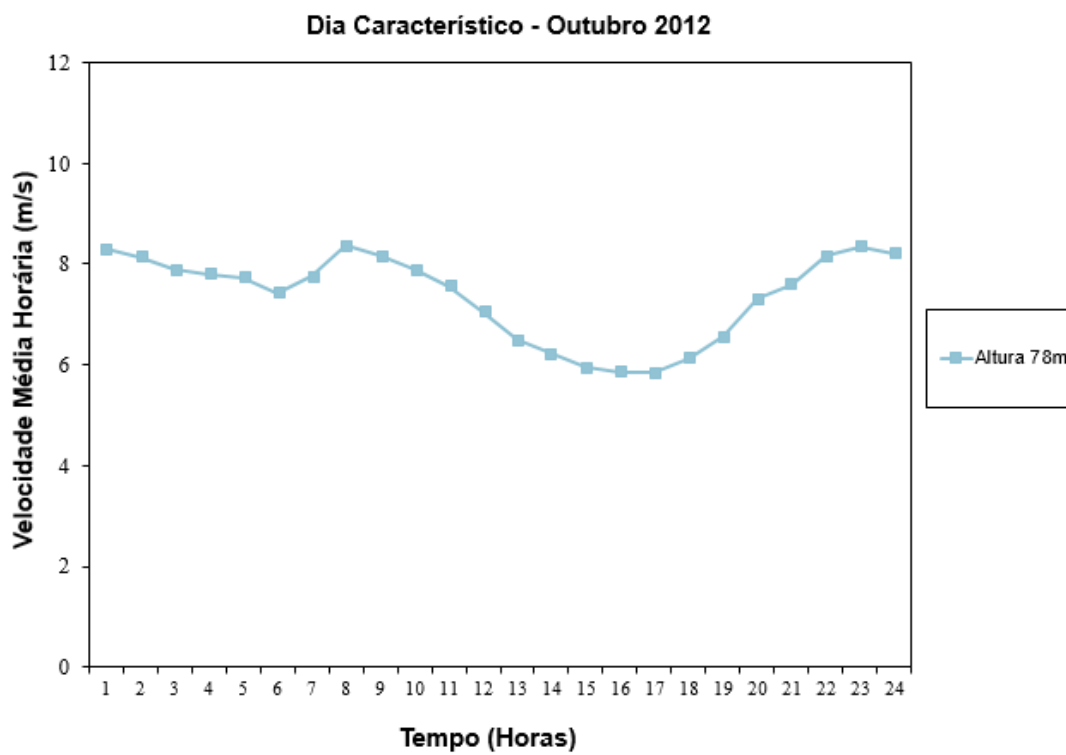
- Agosto – 2012



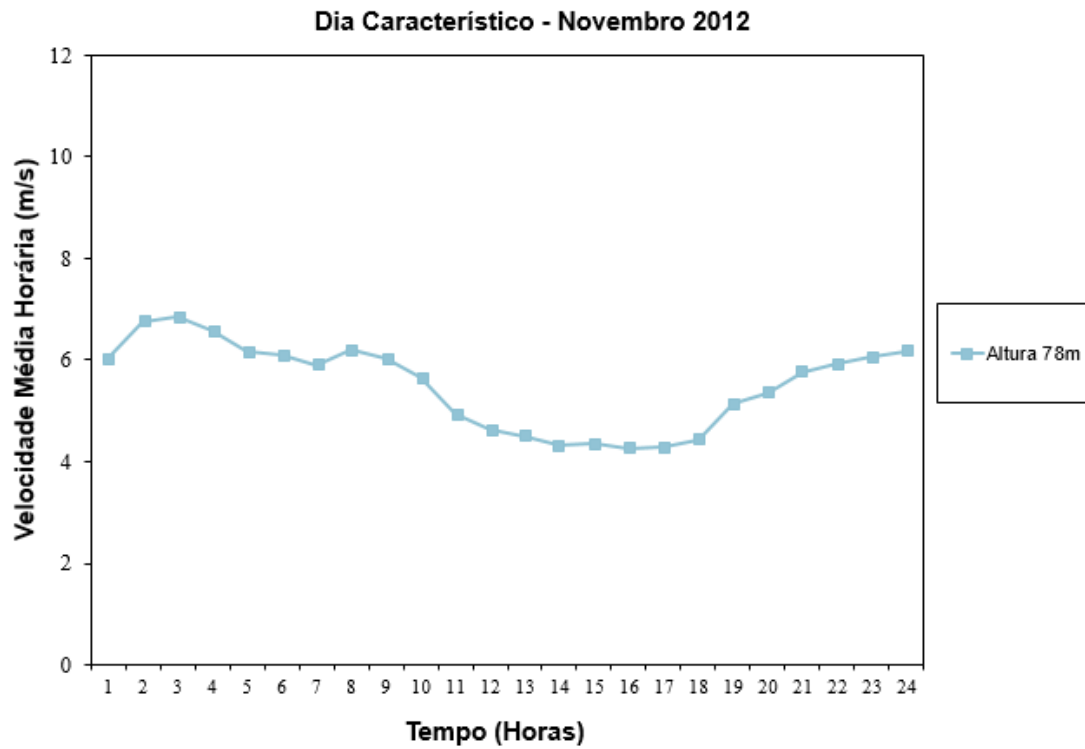
- Setembro – 2012



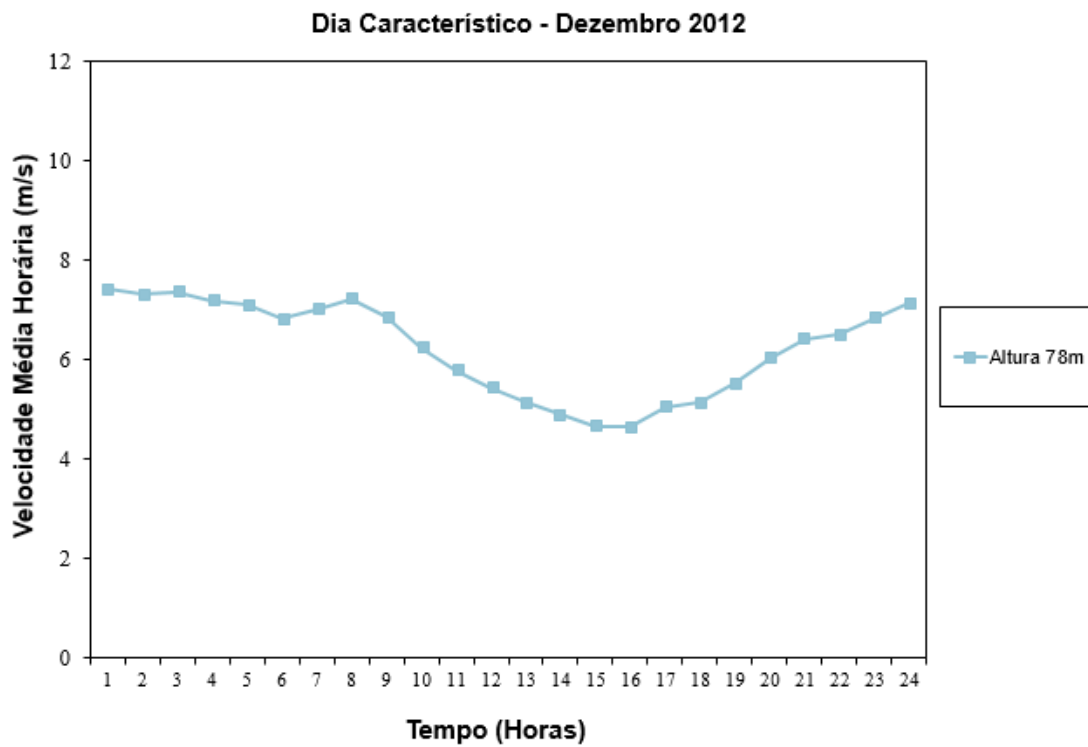
- Outubro – 2012



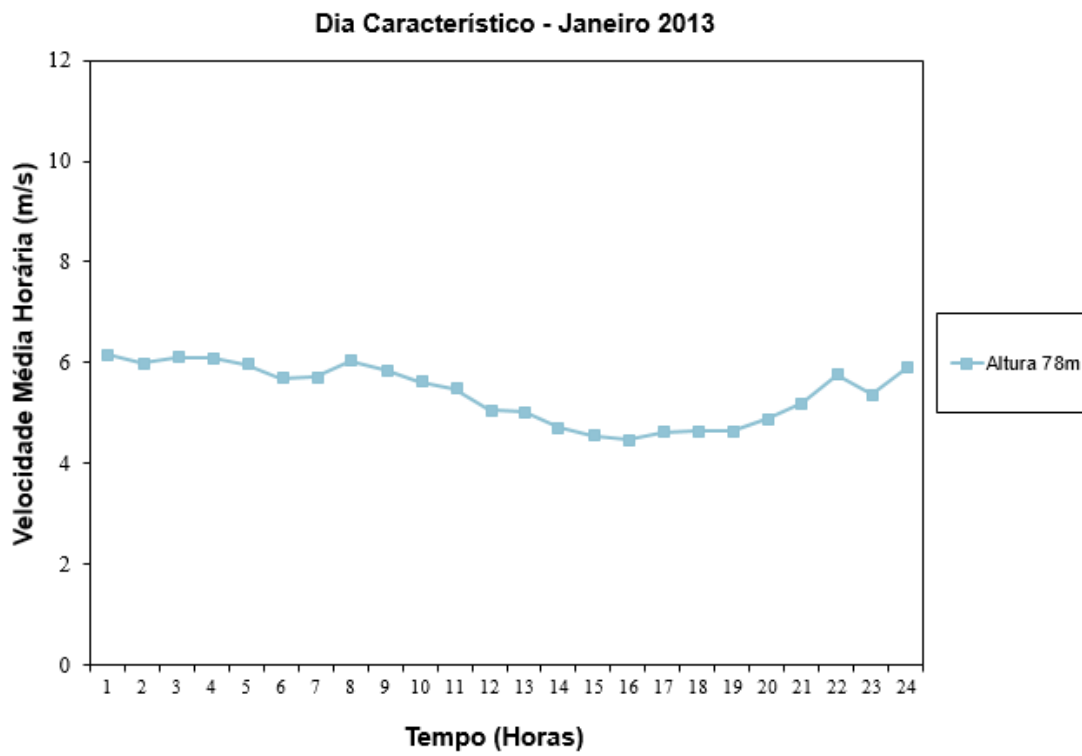
- Novembro – 2012



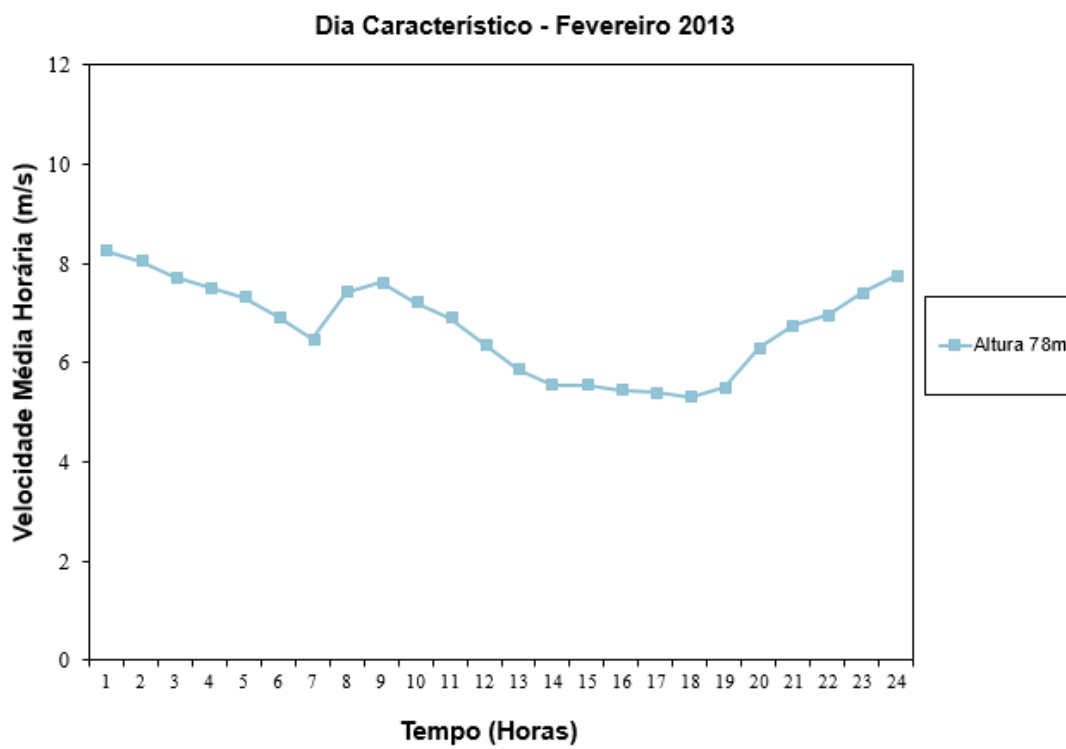
- Dezembro – 2012



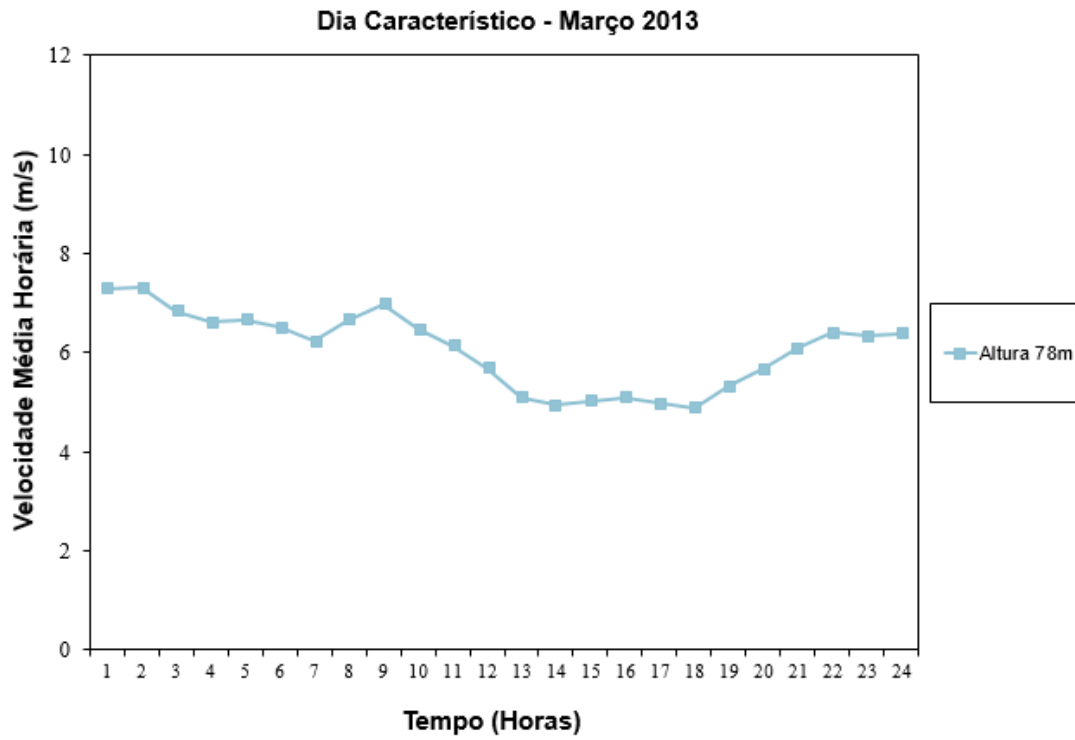
- Janeiro – 2013



- Fevereiro – 2013



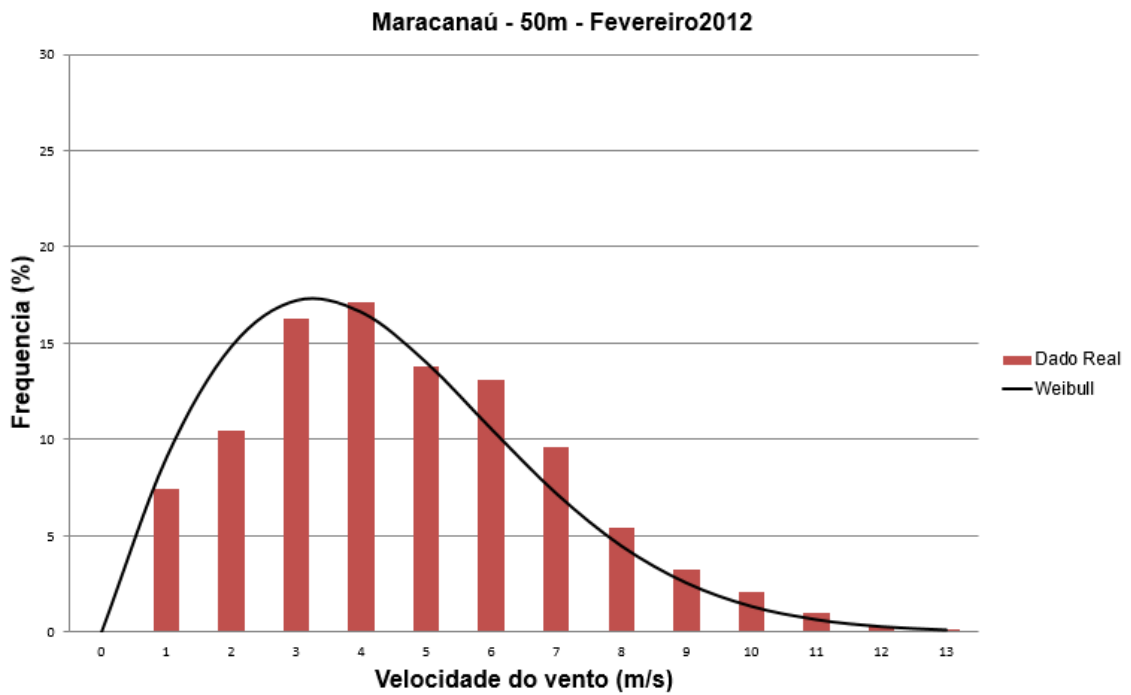
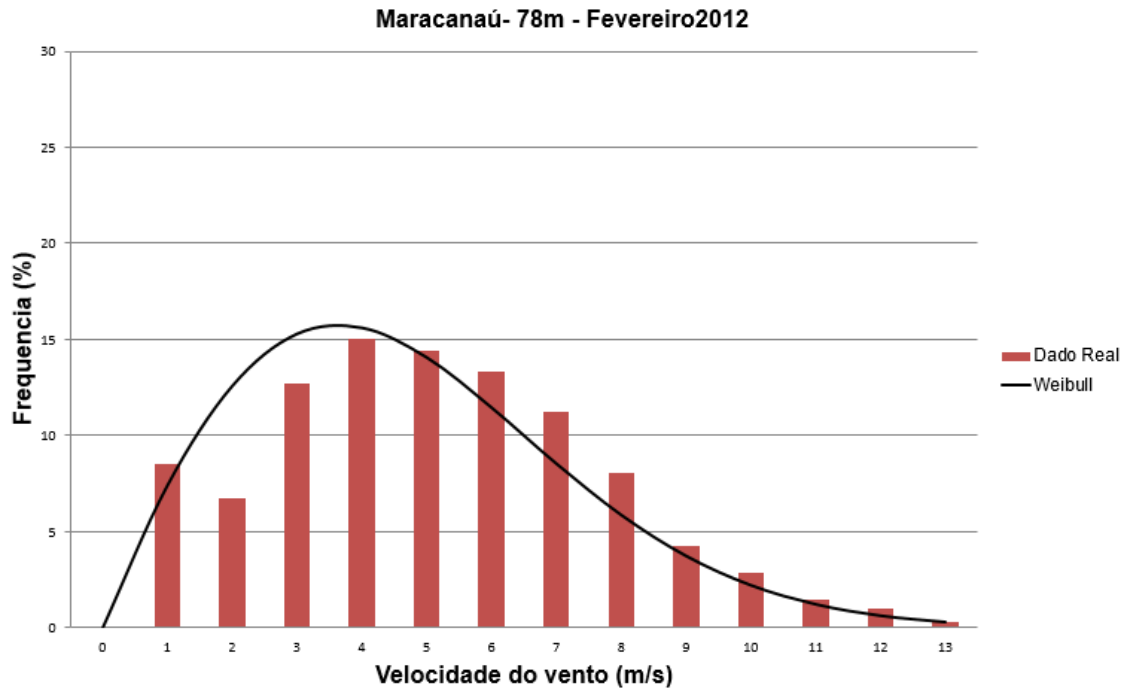
- Março – 2013

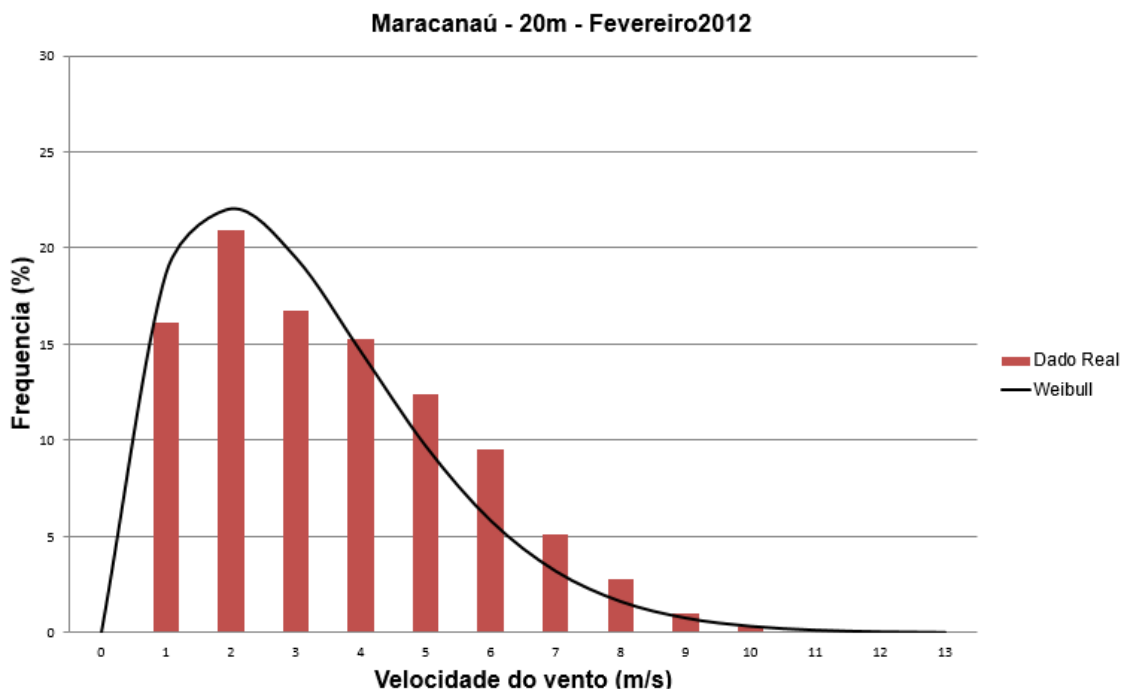


ANEXO 3

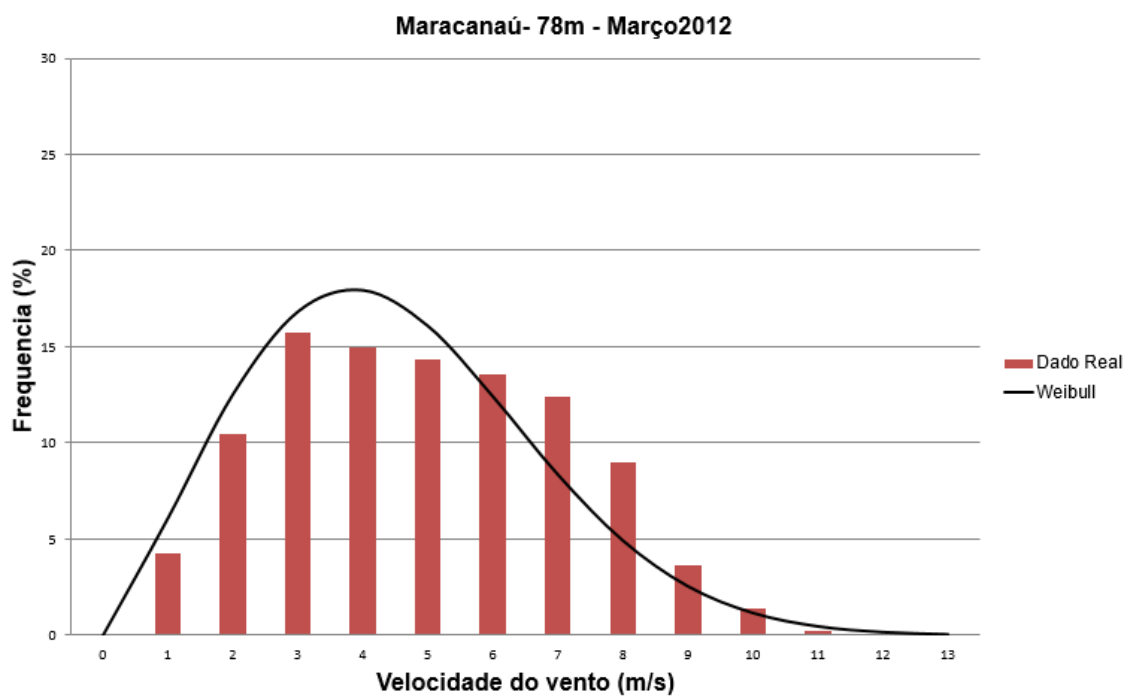
3. Gráficos com a distribuição de Weibull (alturas 78m, 50m e 20m) – Maracanaú

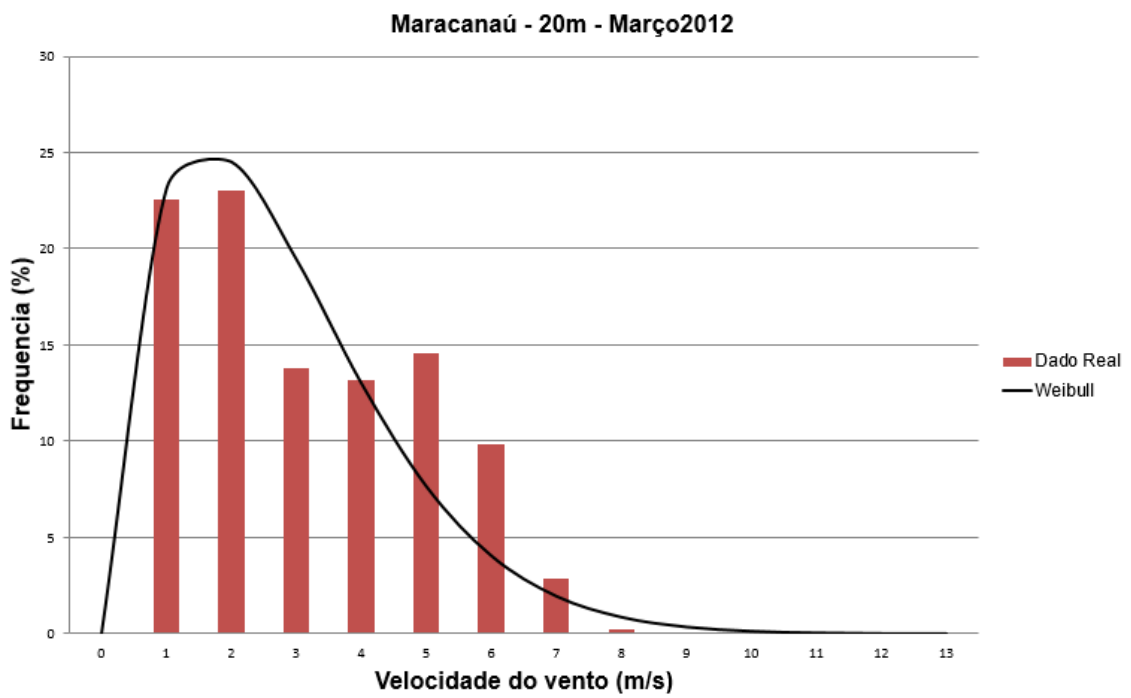
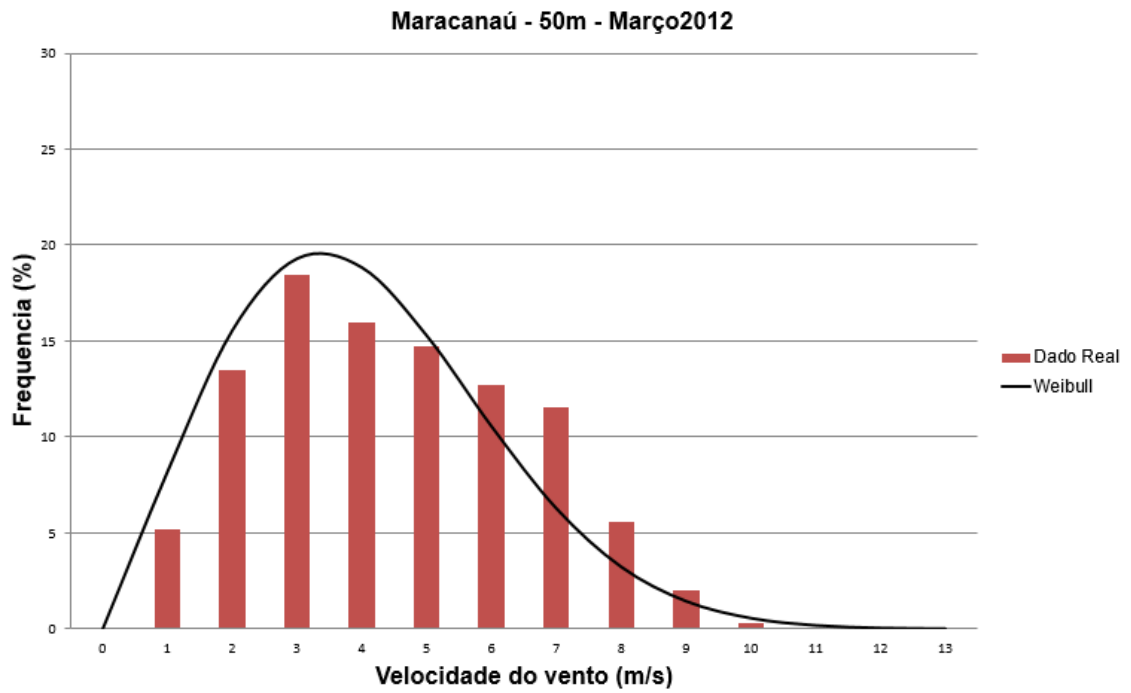
- Fevereiro -2012



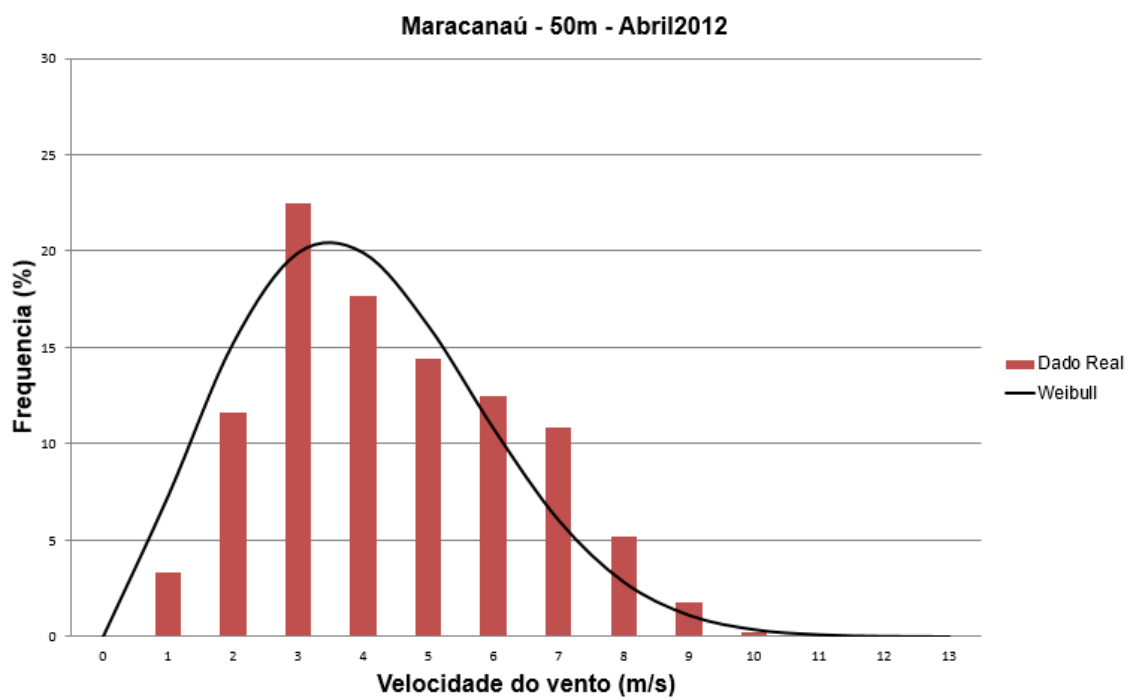
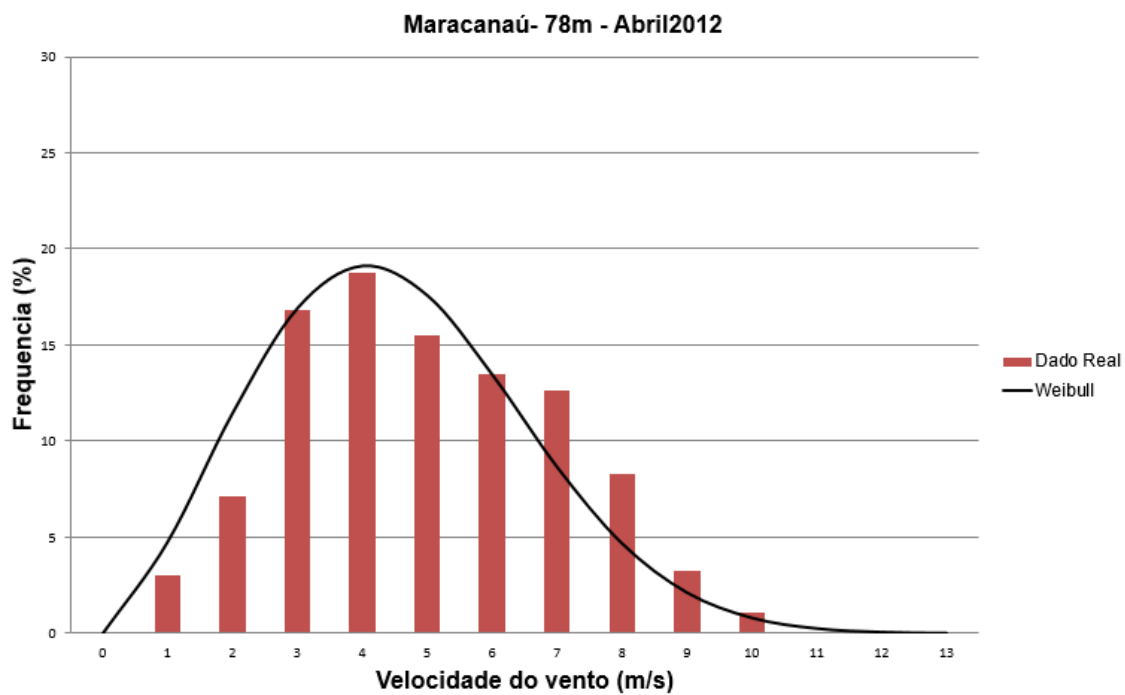


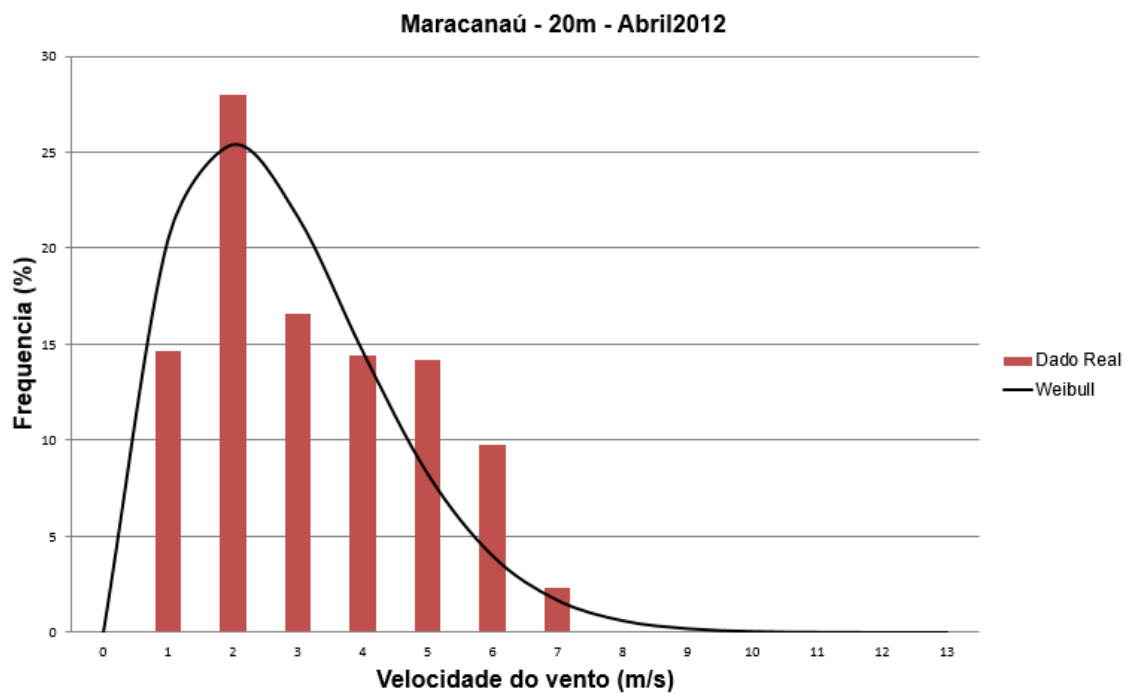
- Março – 2012



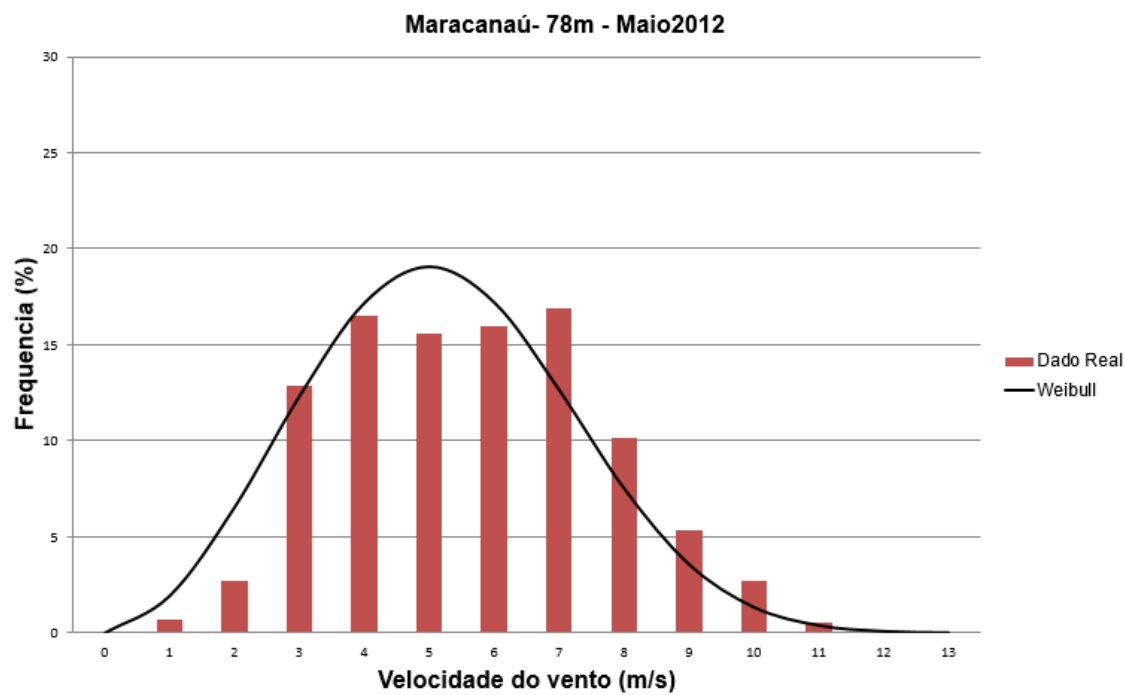


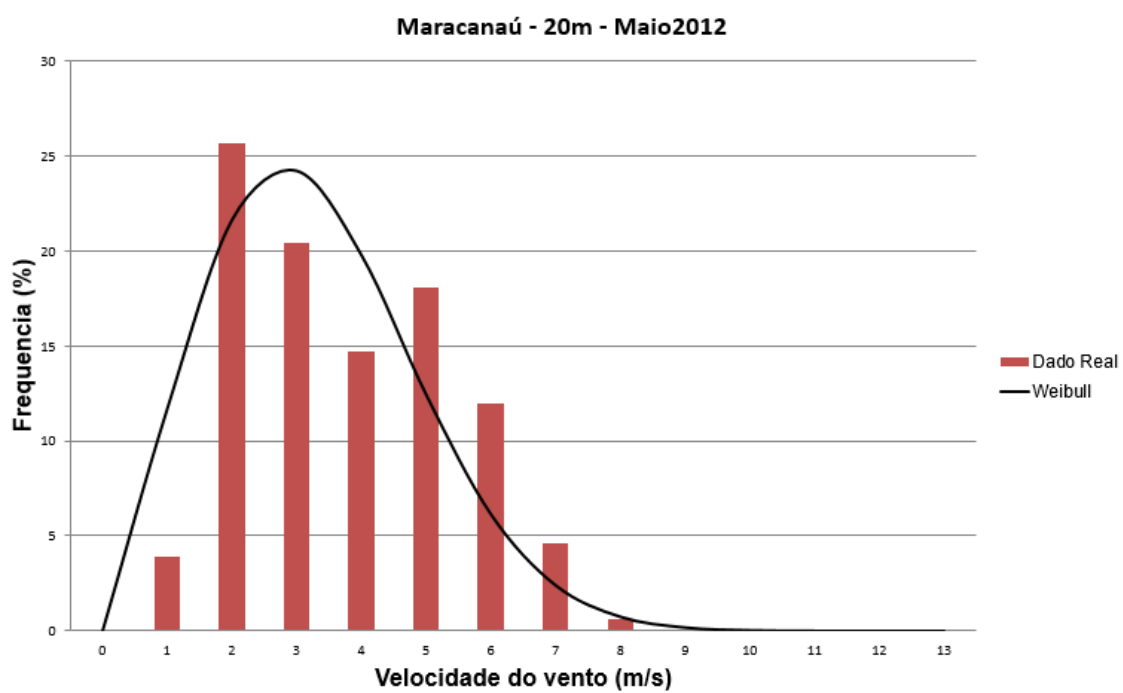
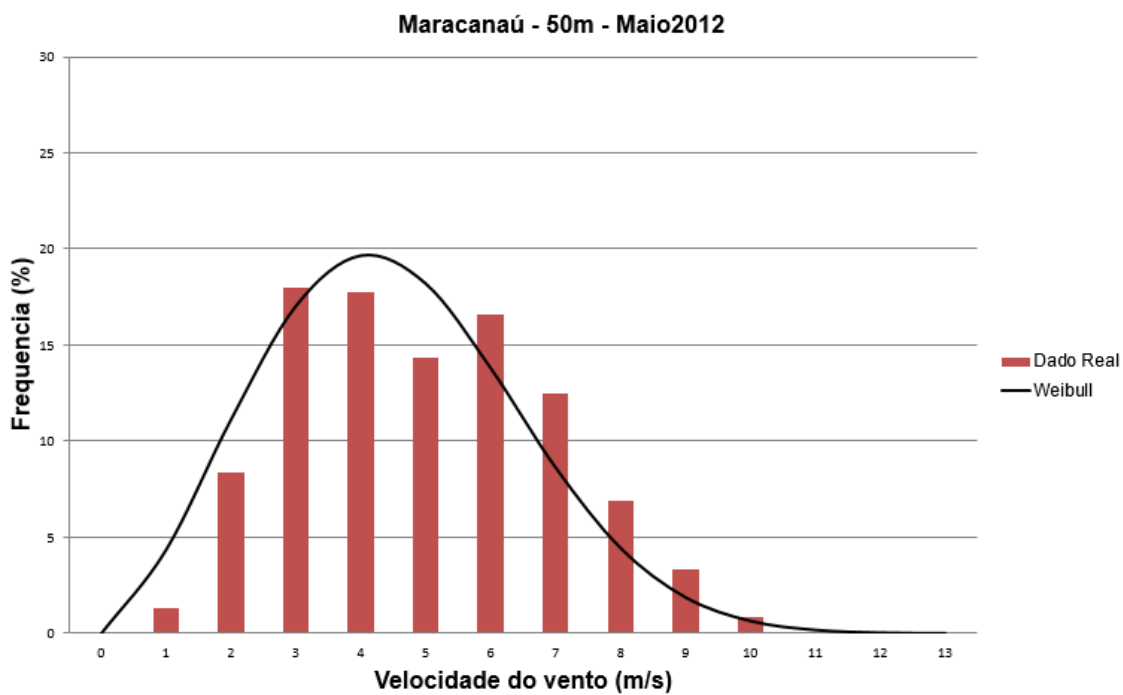
- Abril – 2012



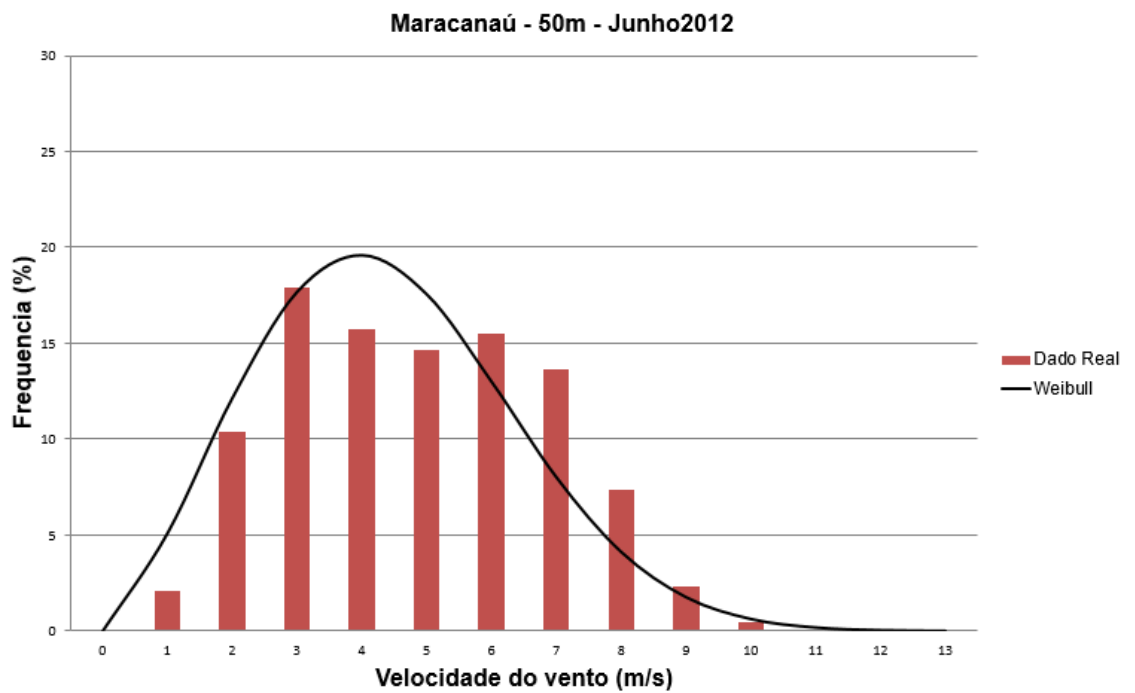
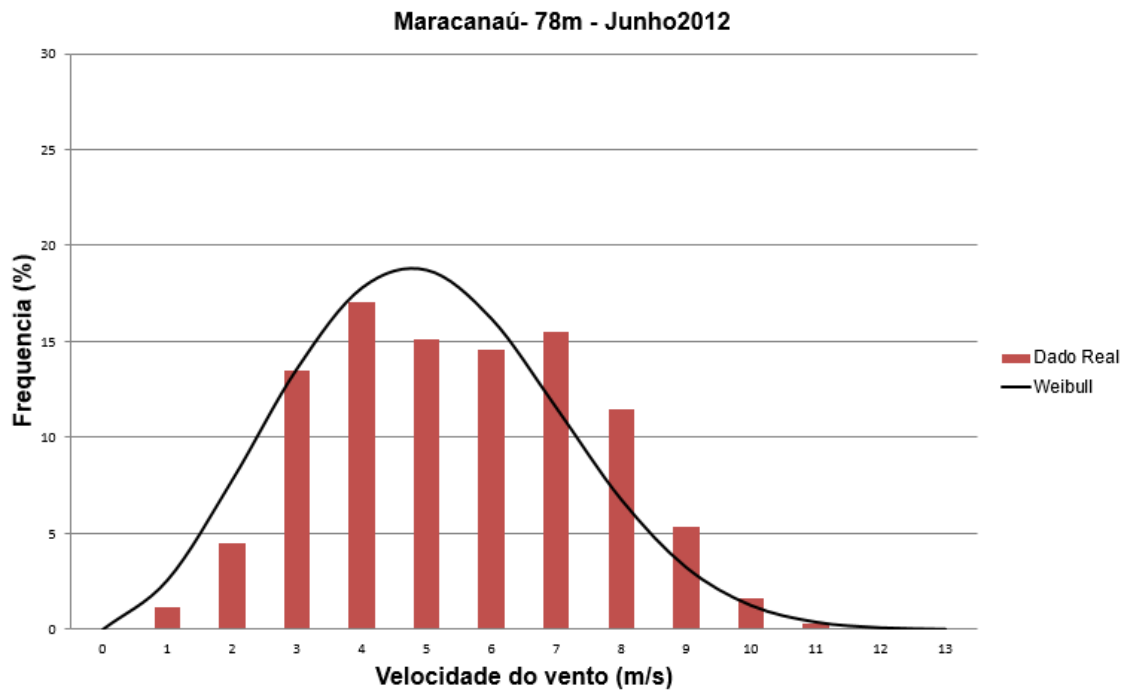


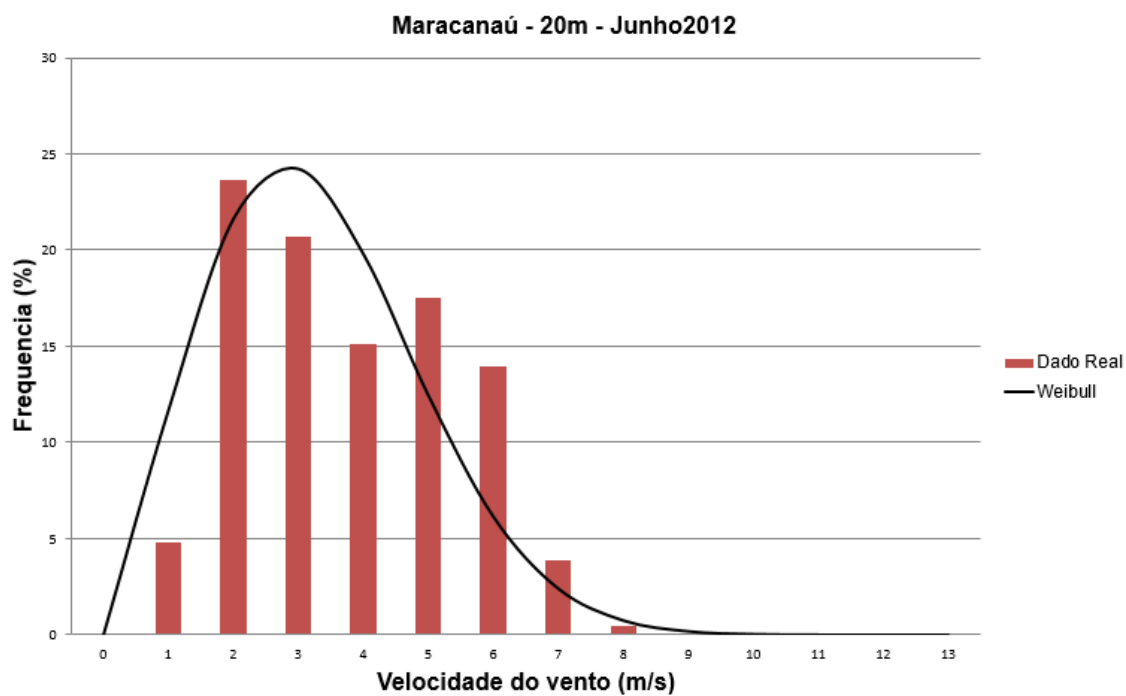
- Maio – 2012



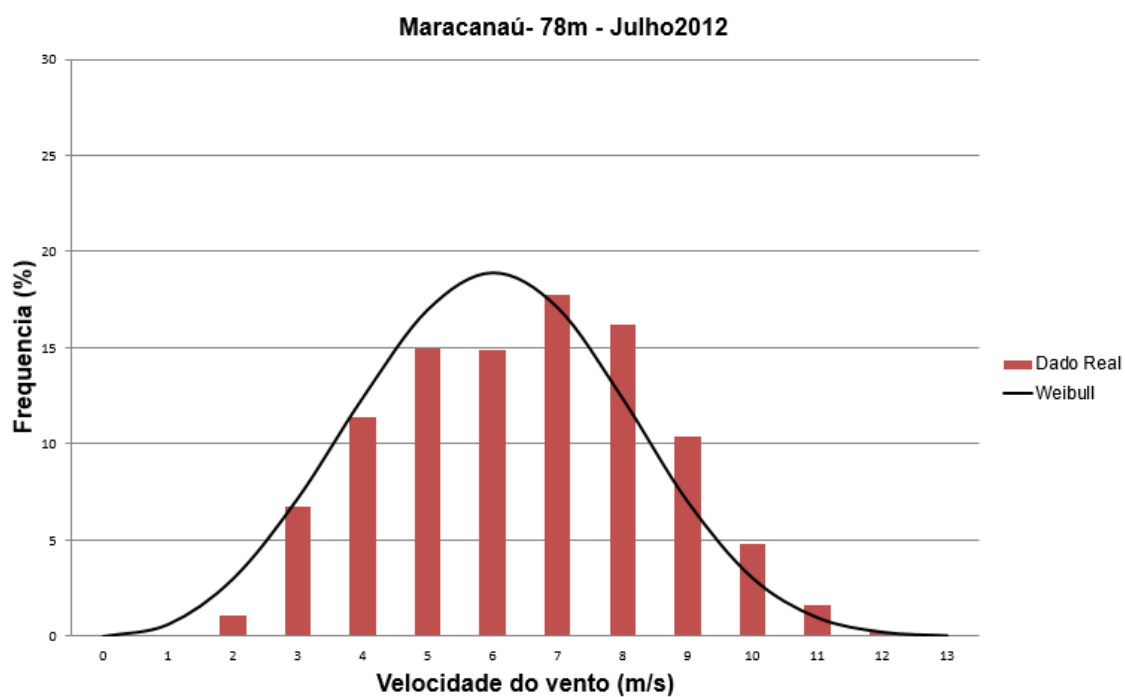


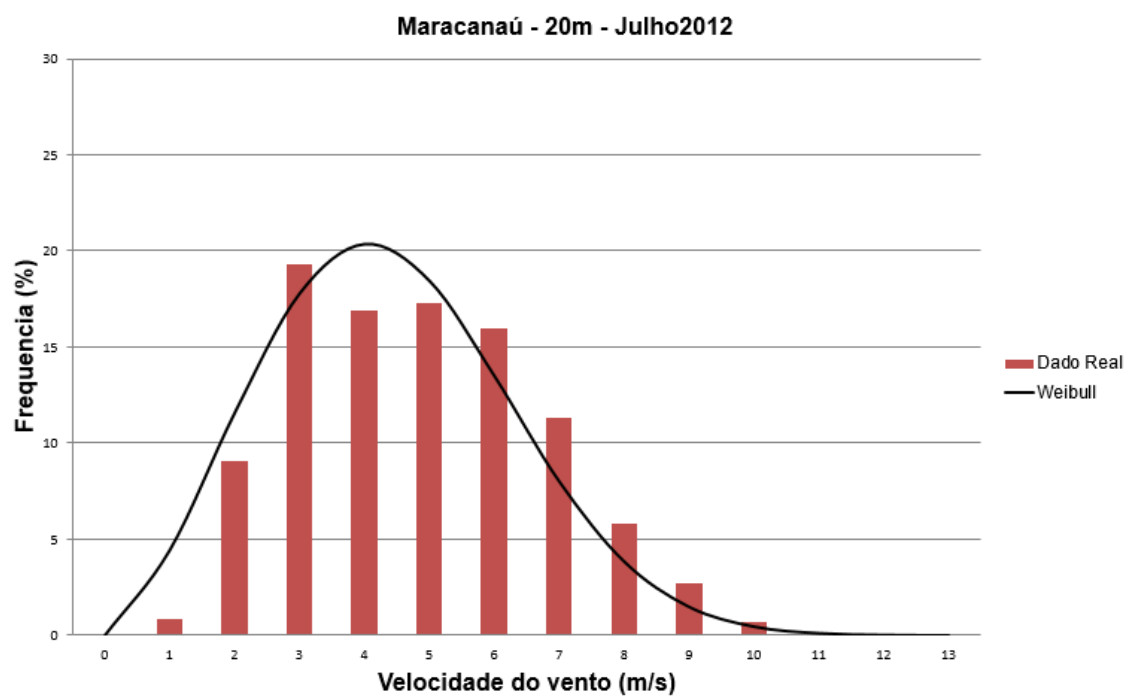
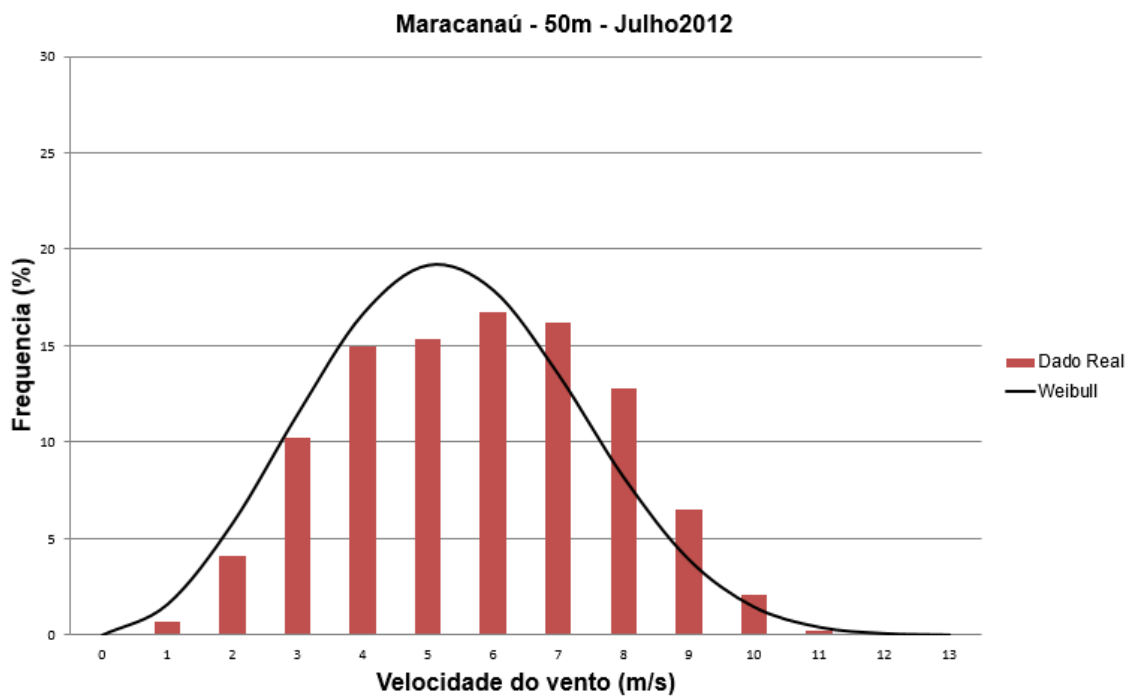
- Junho – 2012



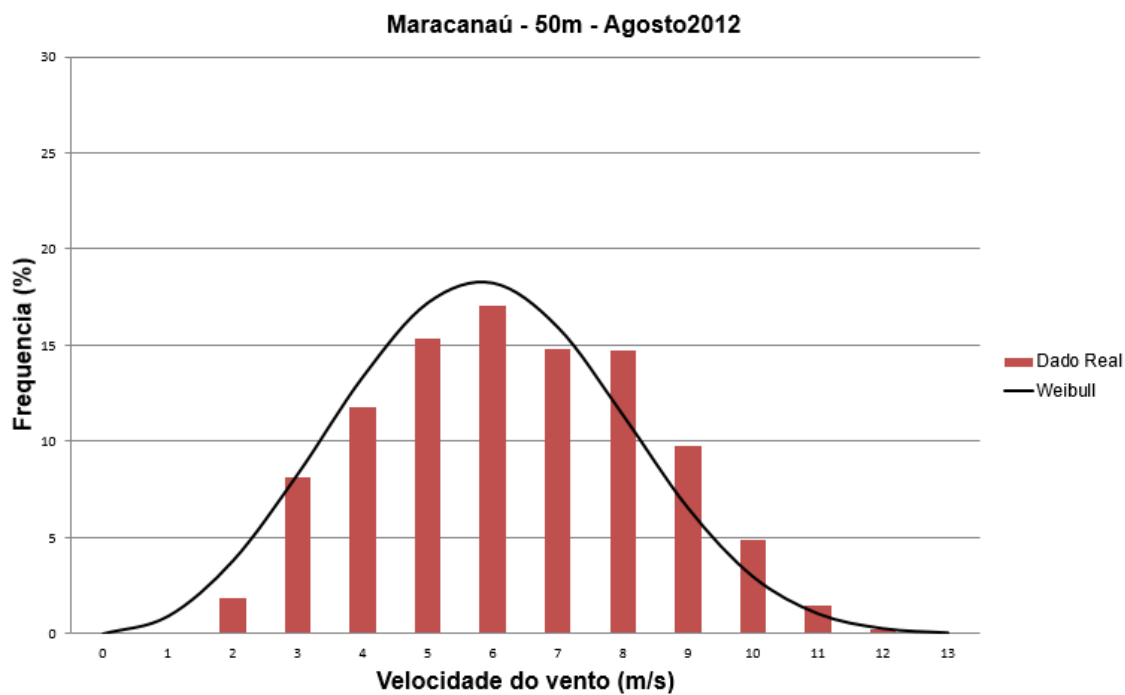
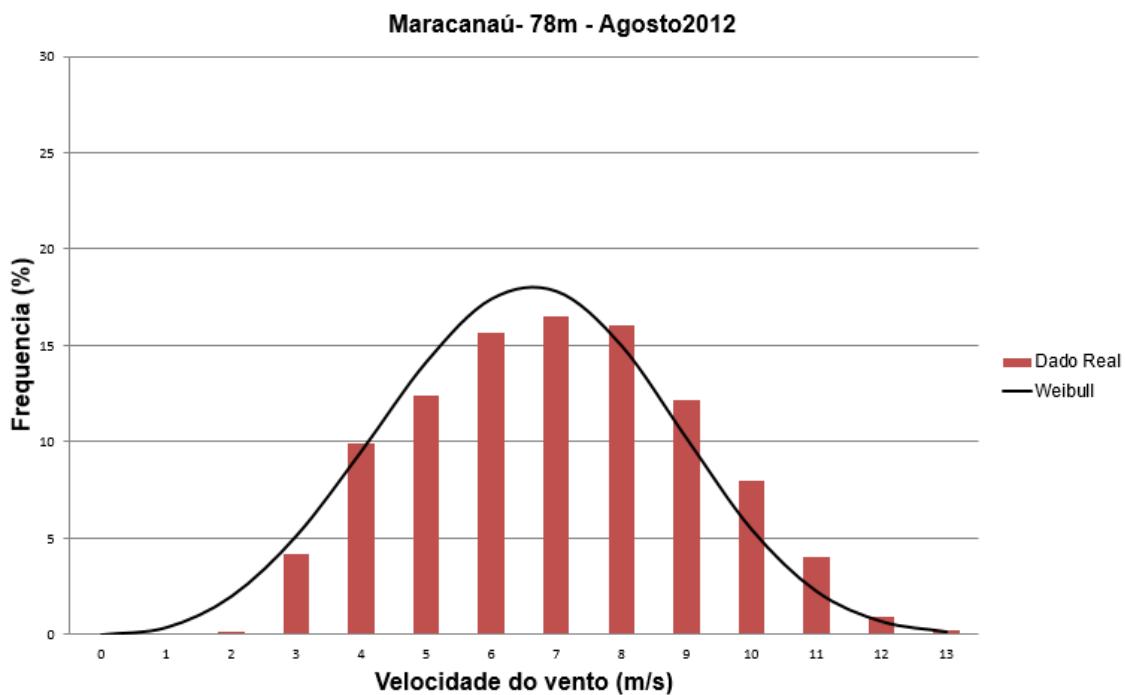


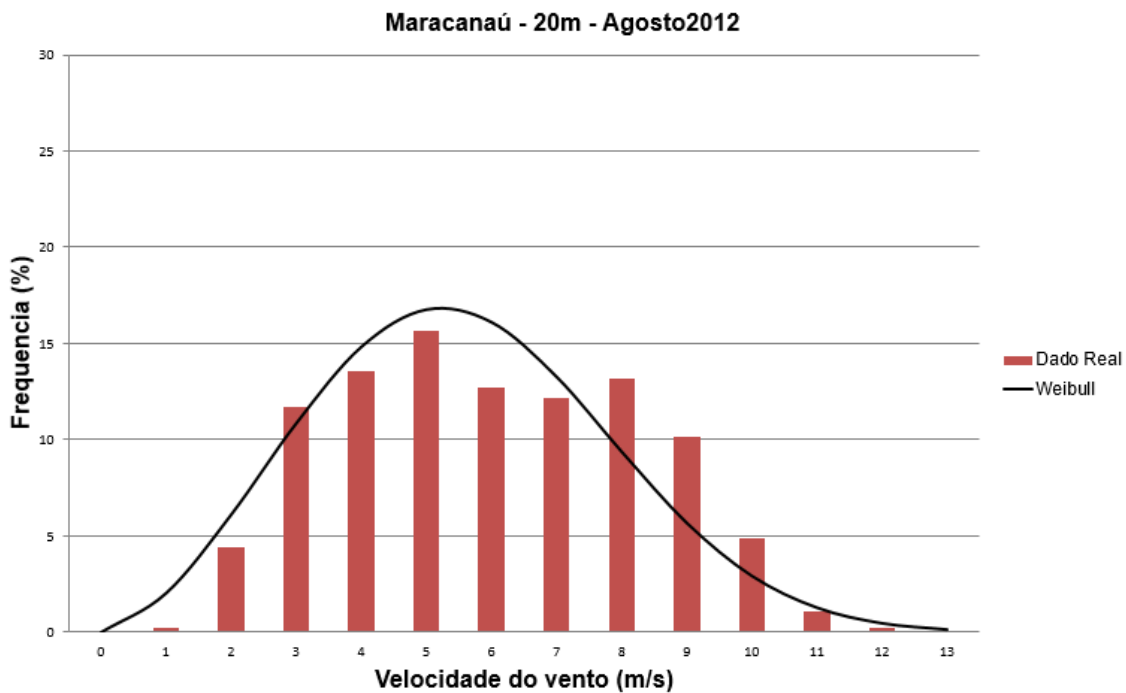
- Julho – 2012



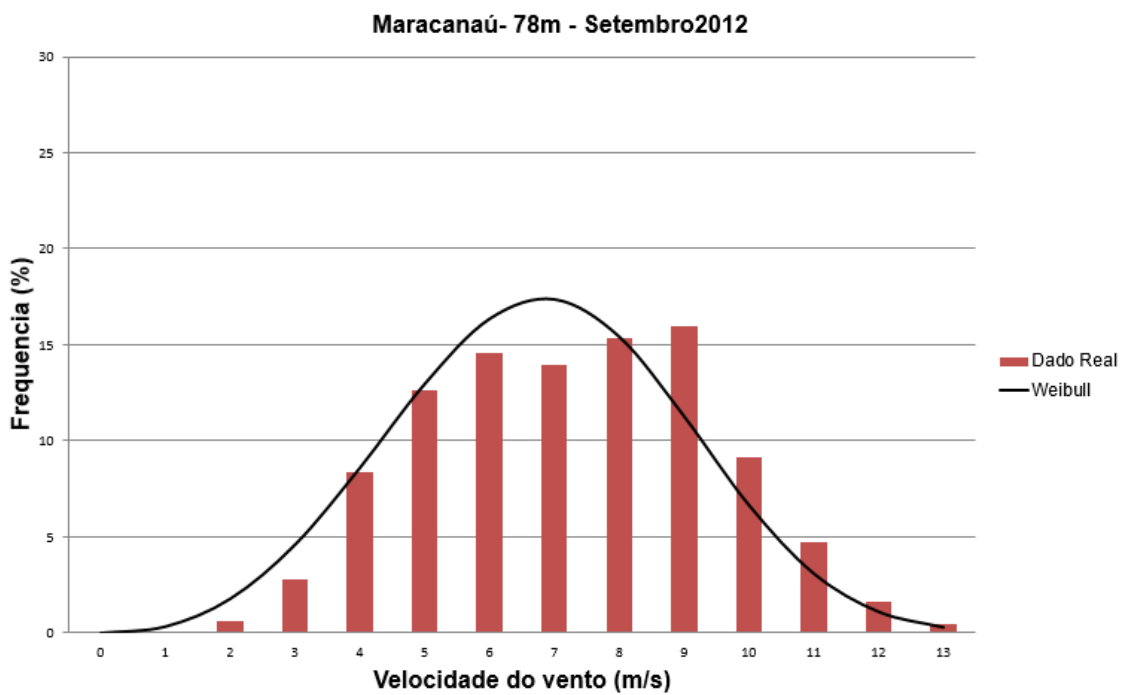


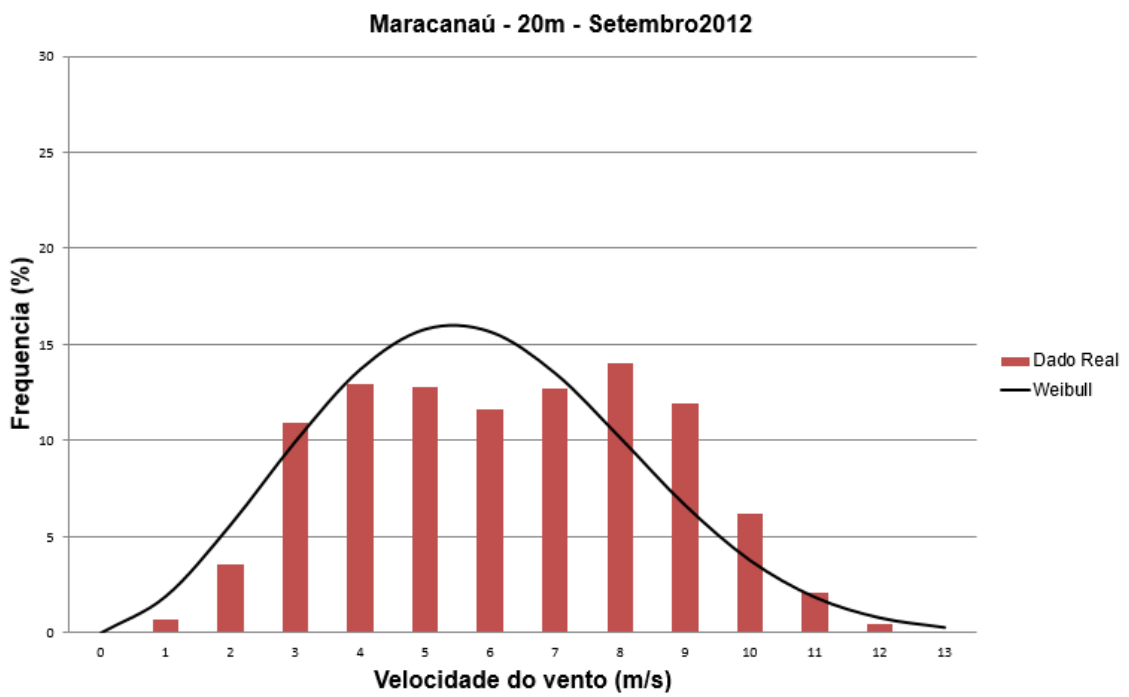
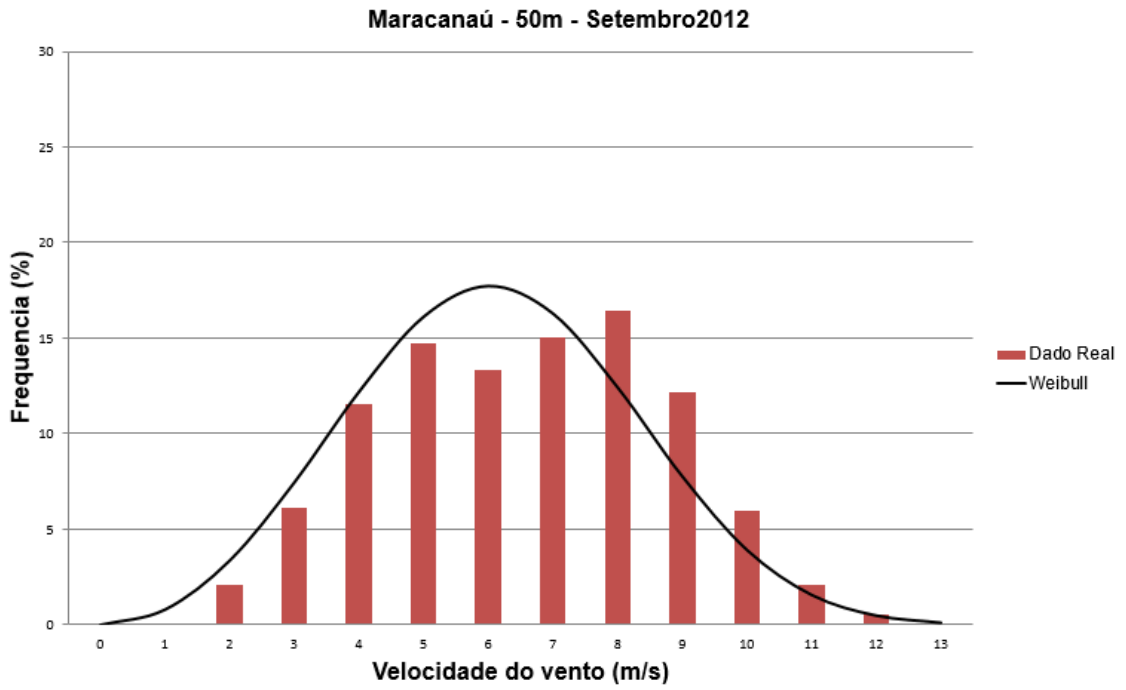
- Agosto – 2012



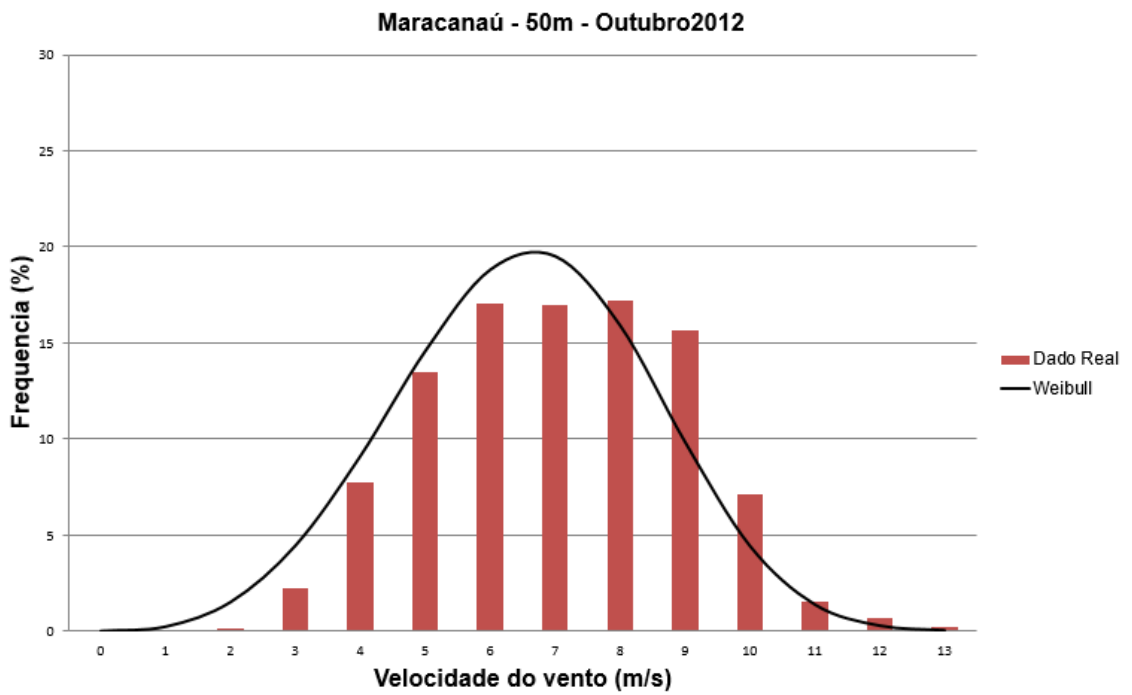
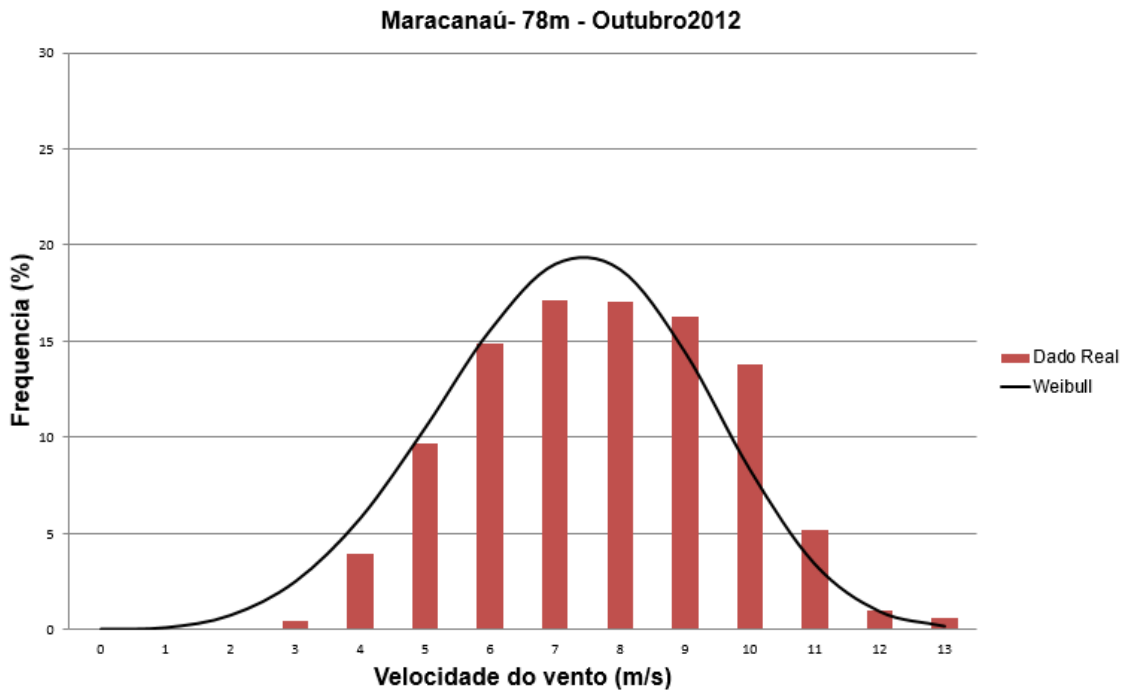


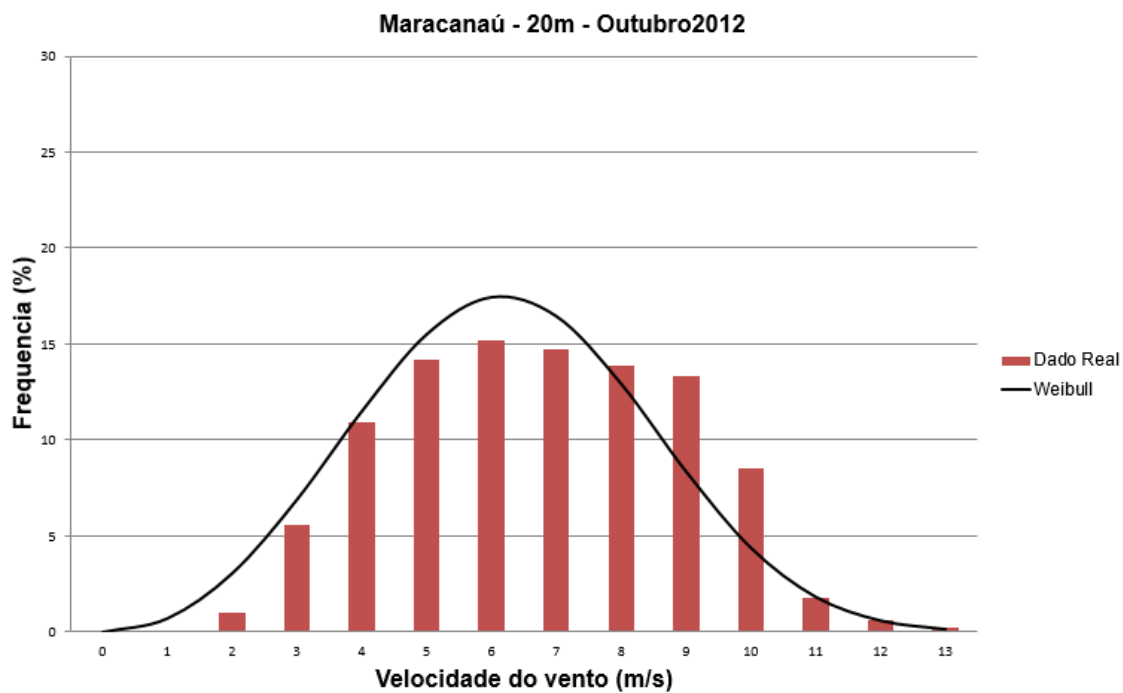
- Setembro – 2012



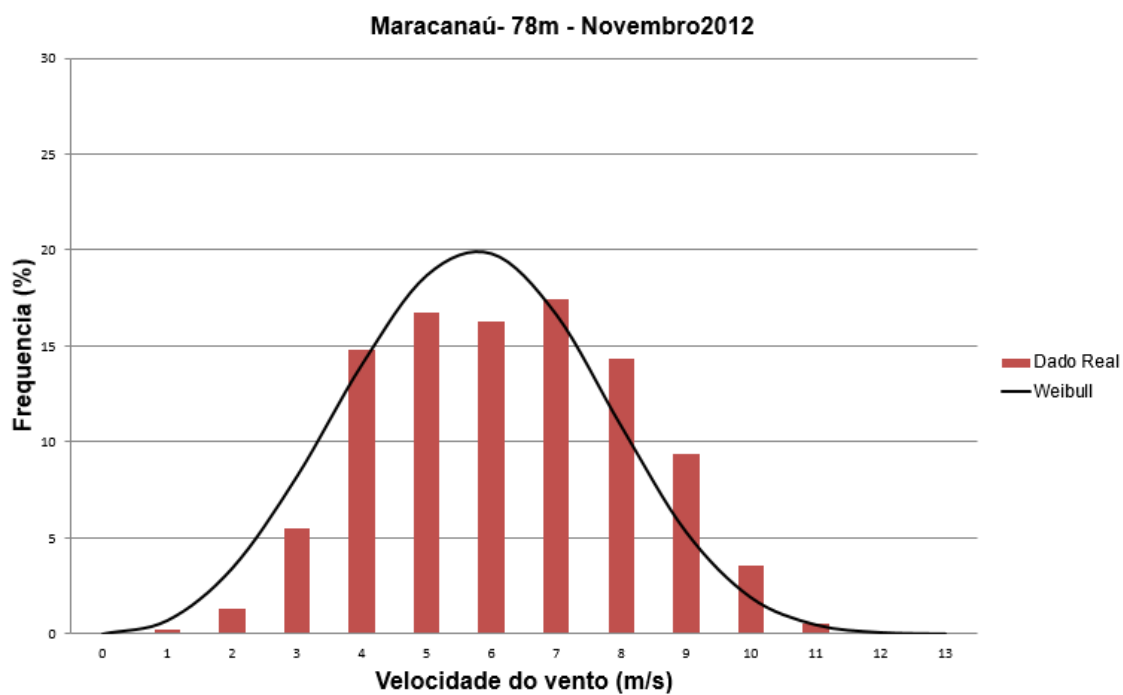


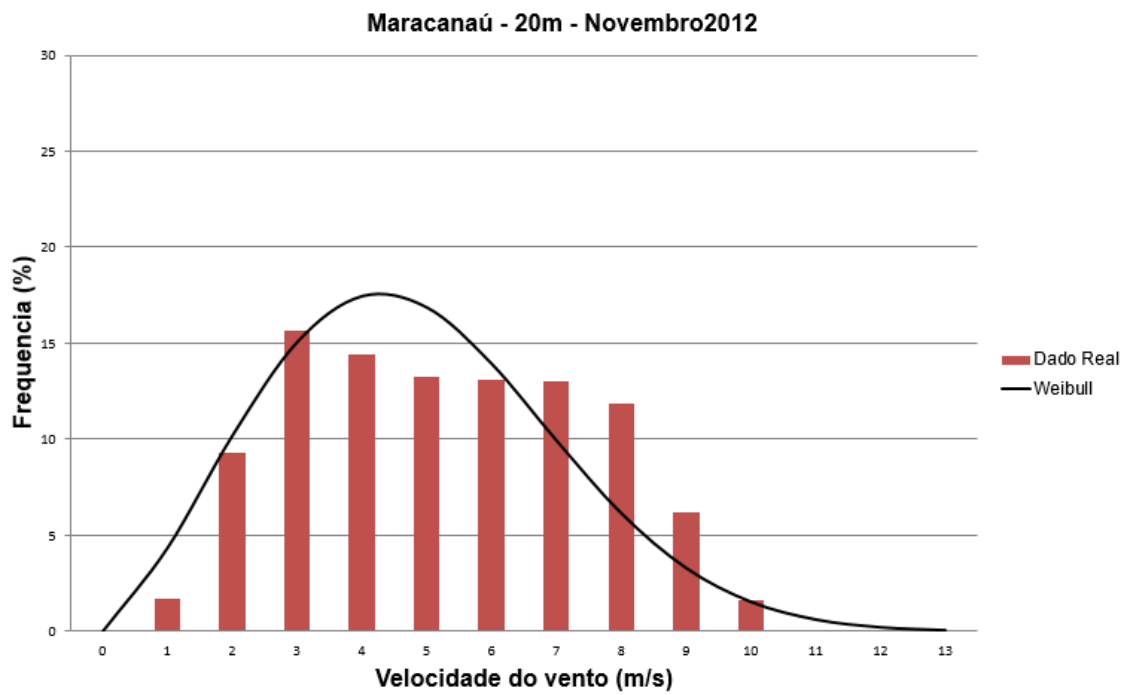
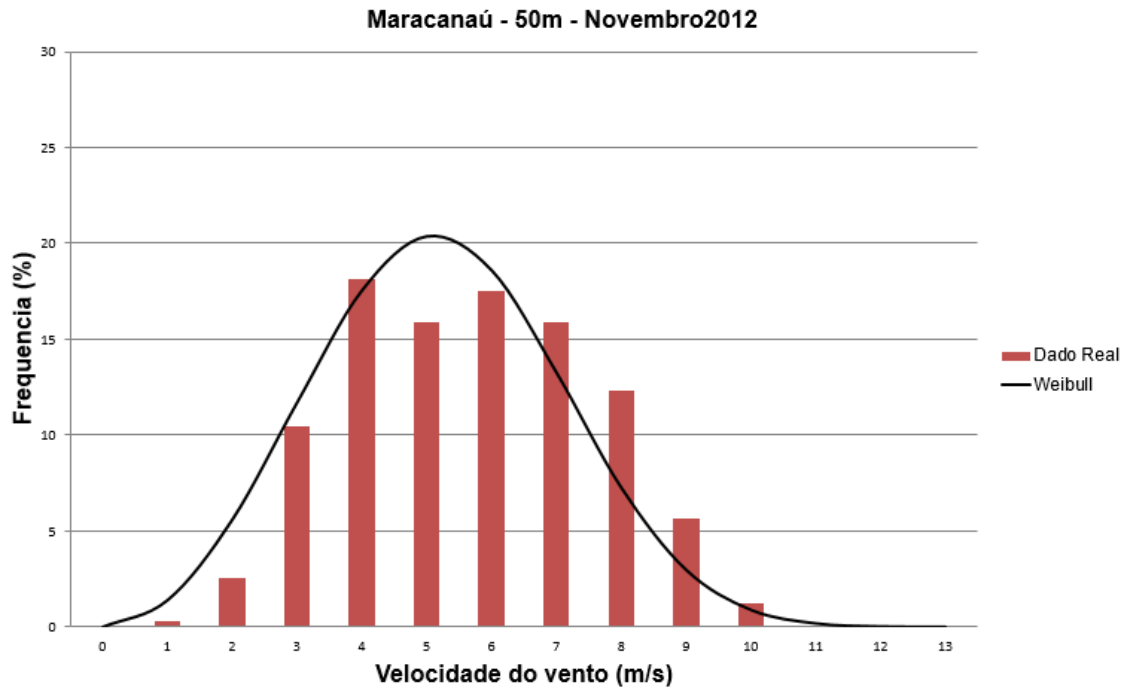
- Outubro – 2012



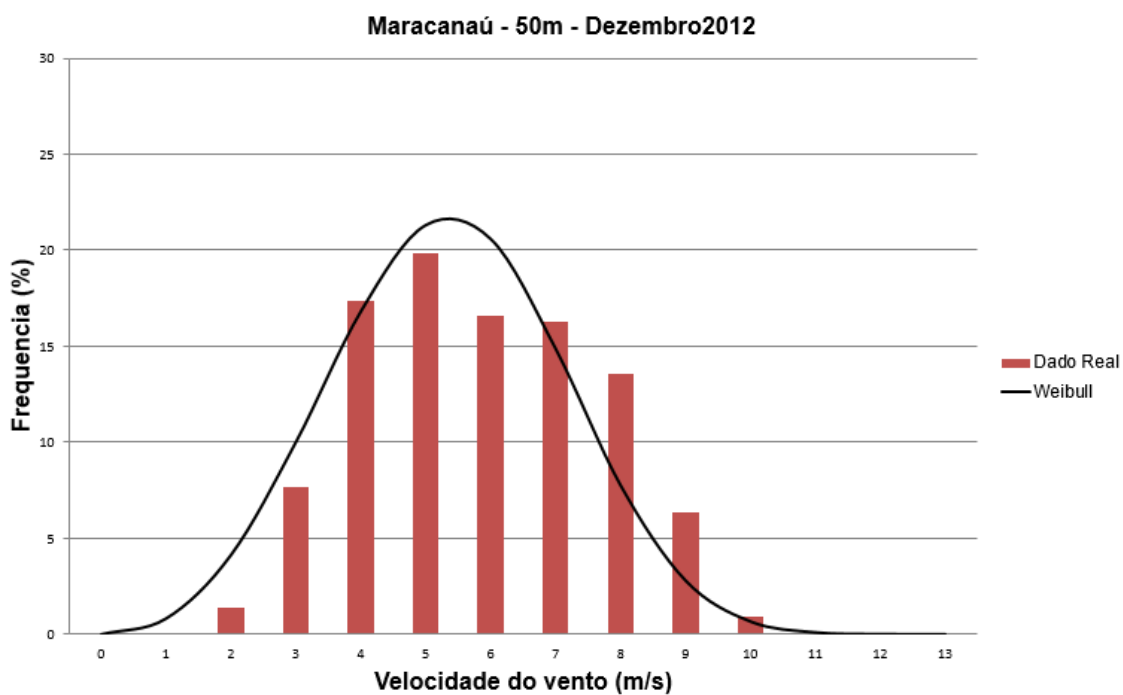
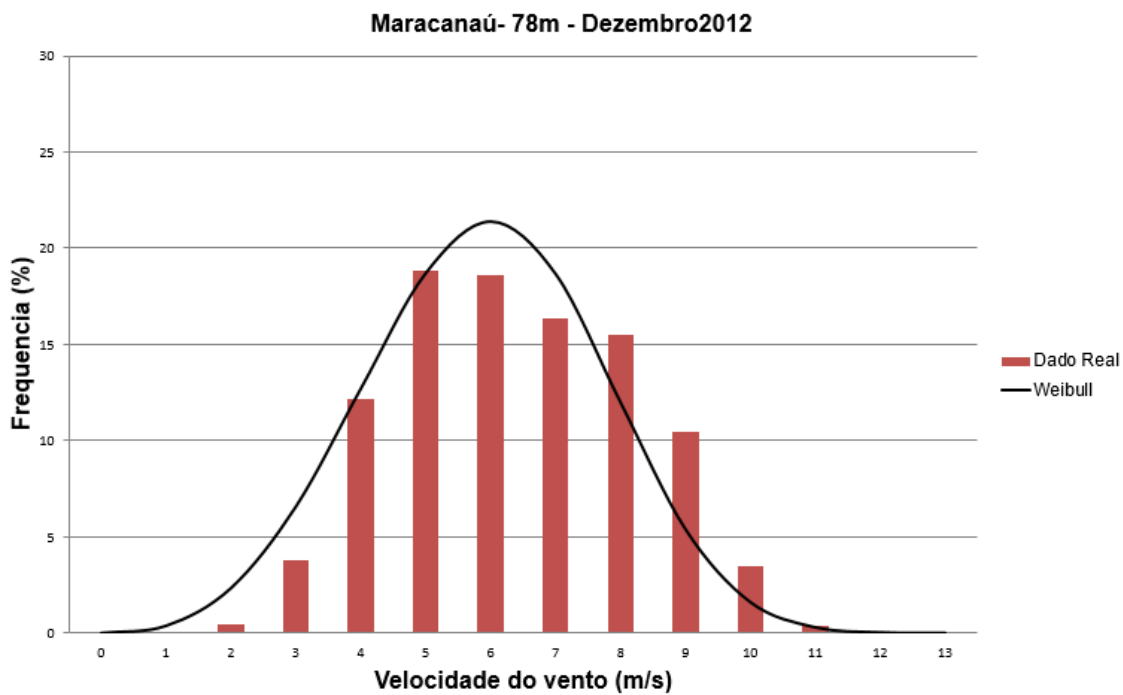


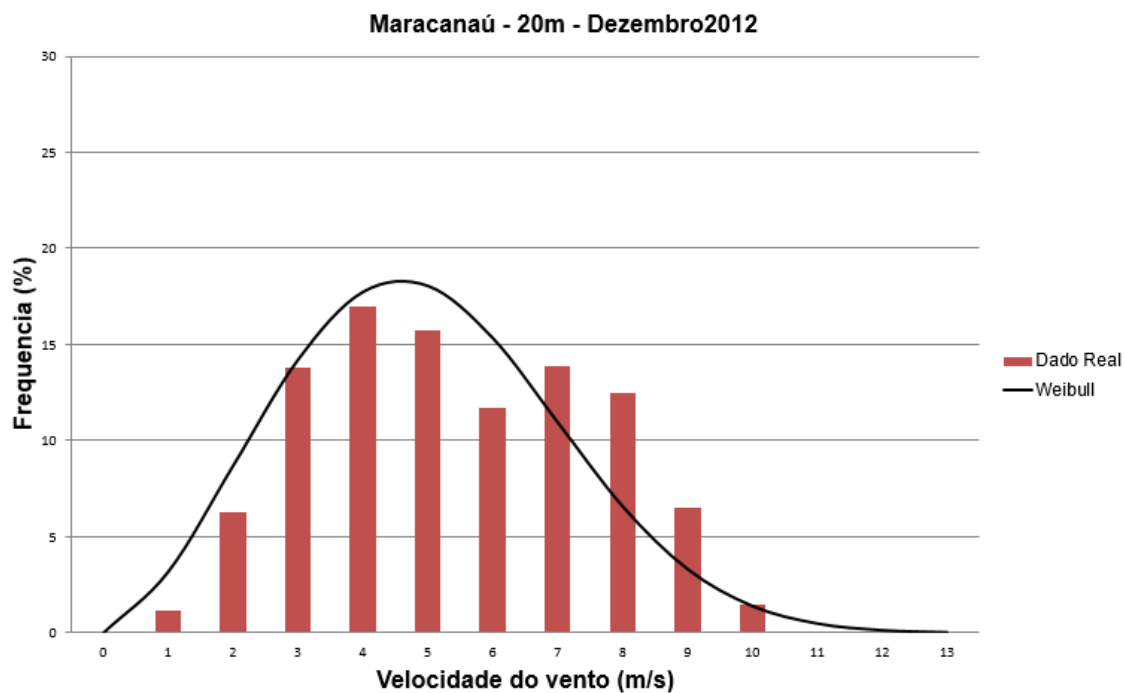
- Novembro – 2012



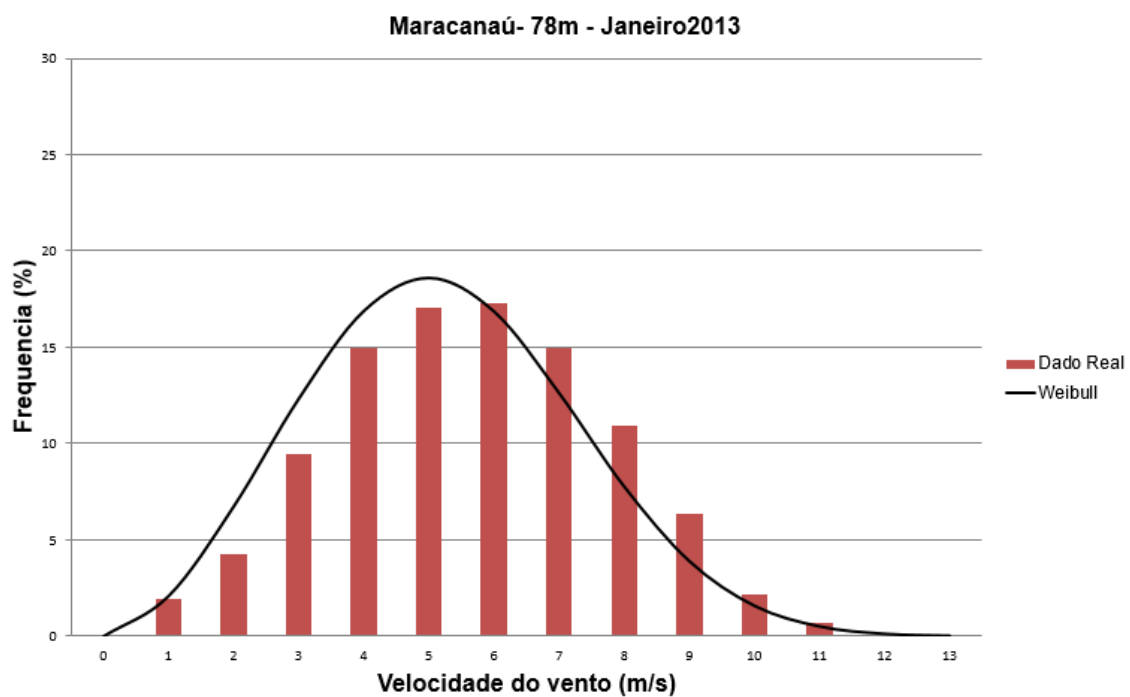


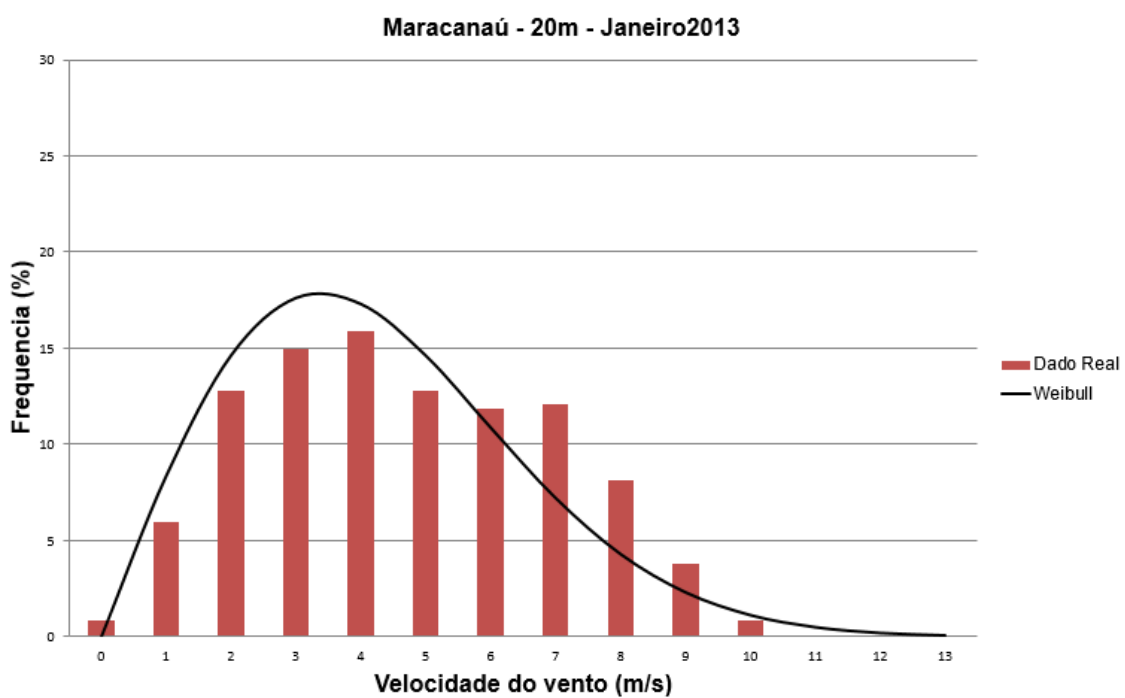
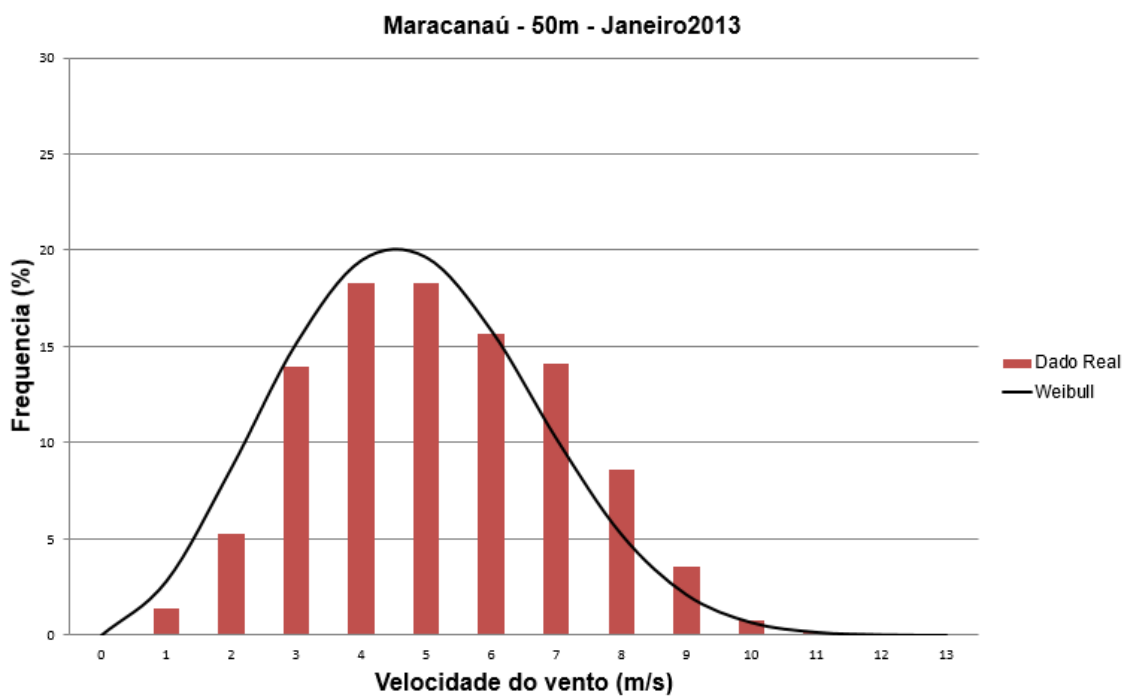
- Dezembro – 2012





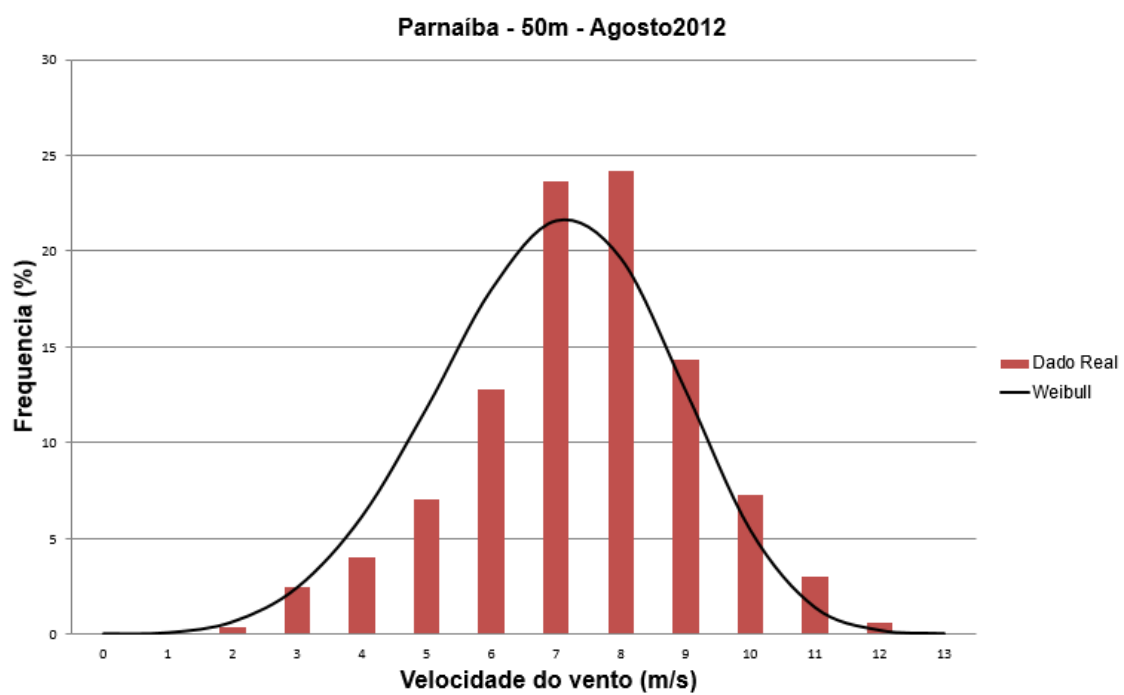
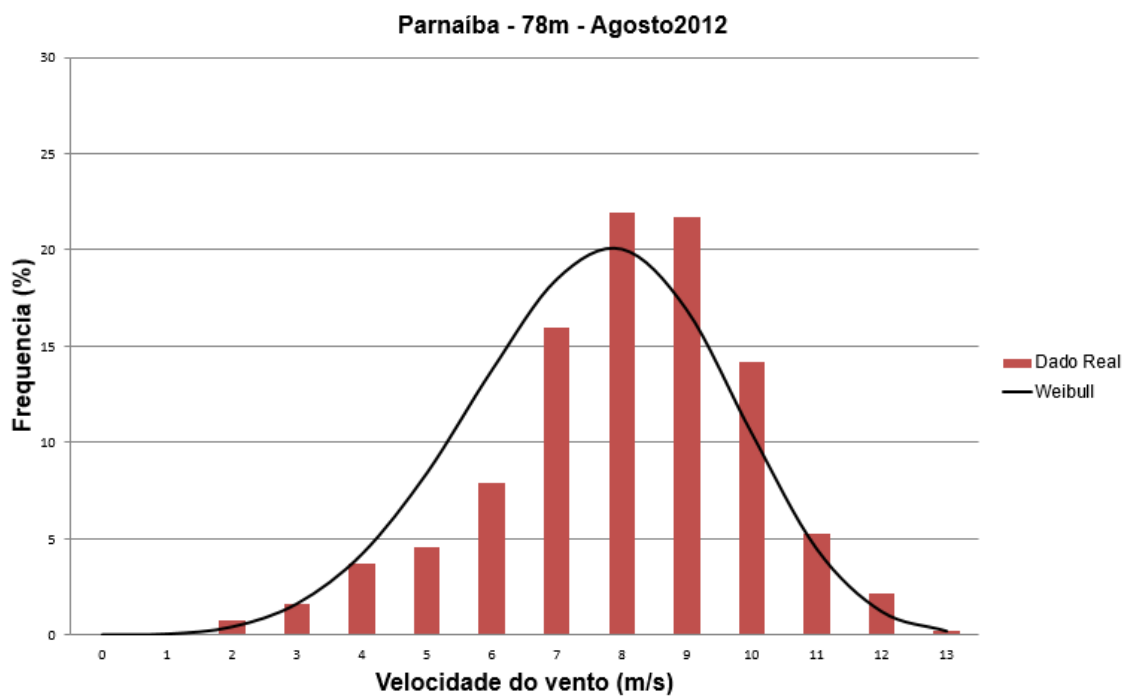
- Janeiro – 2013

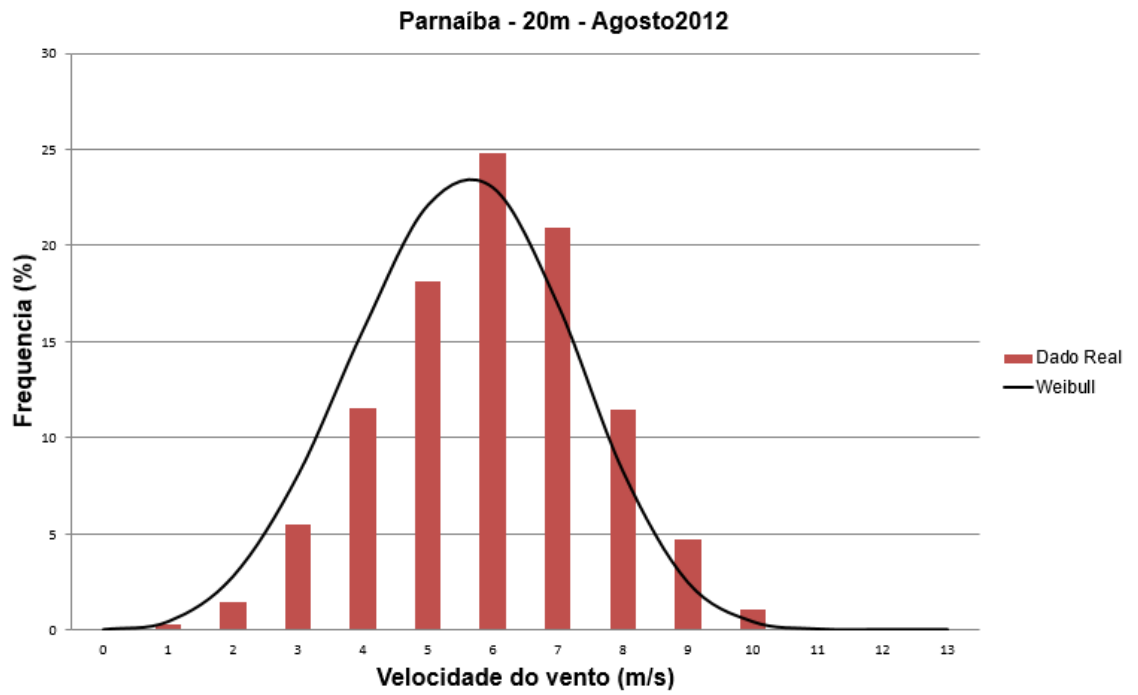




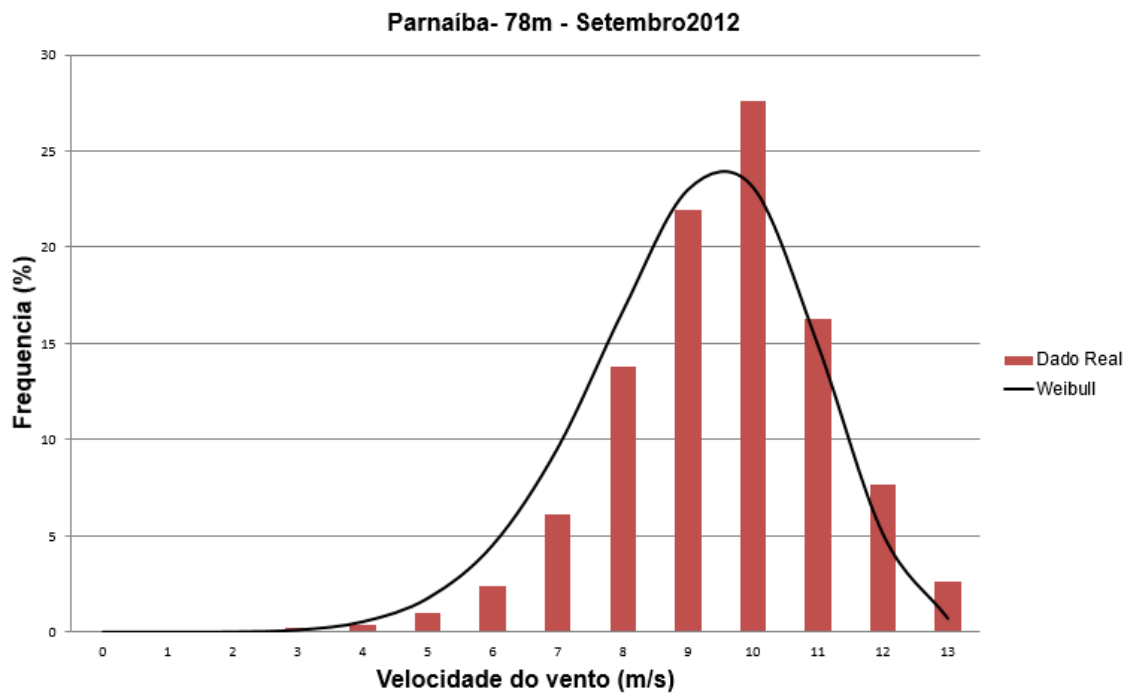
6. Gráficos com a distribuição de Weibull (alturas 78m, 50m e 20m) – Parnaíba

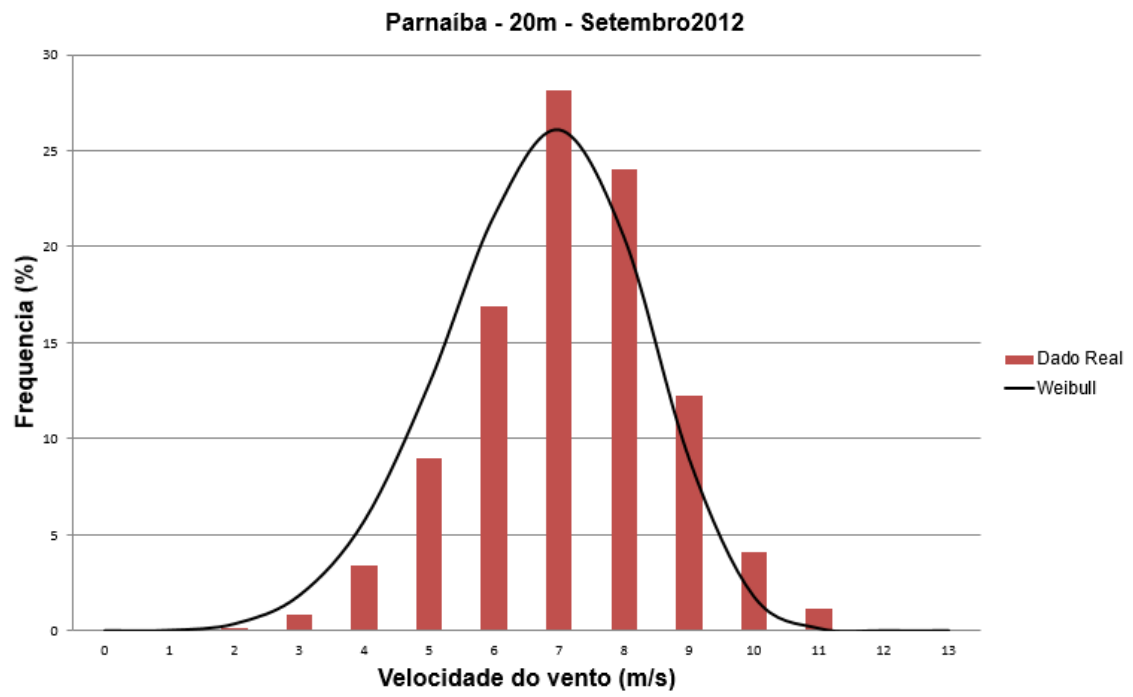
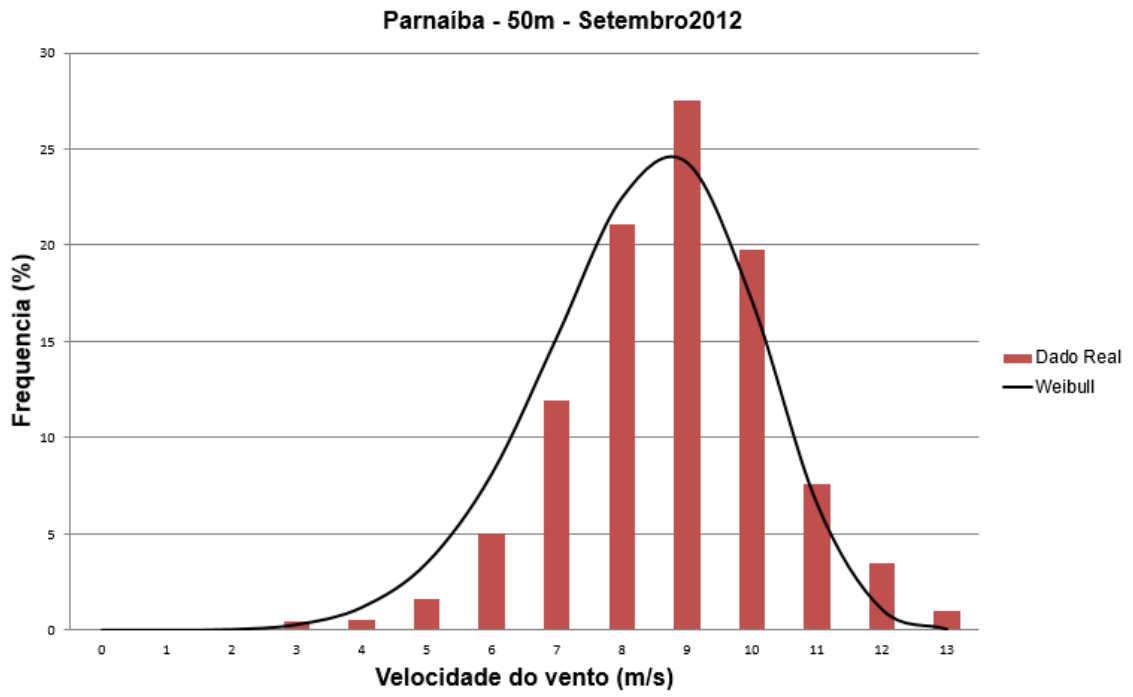
- Agosto – 2012



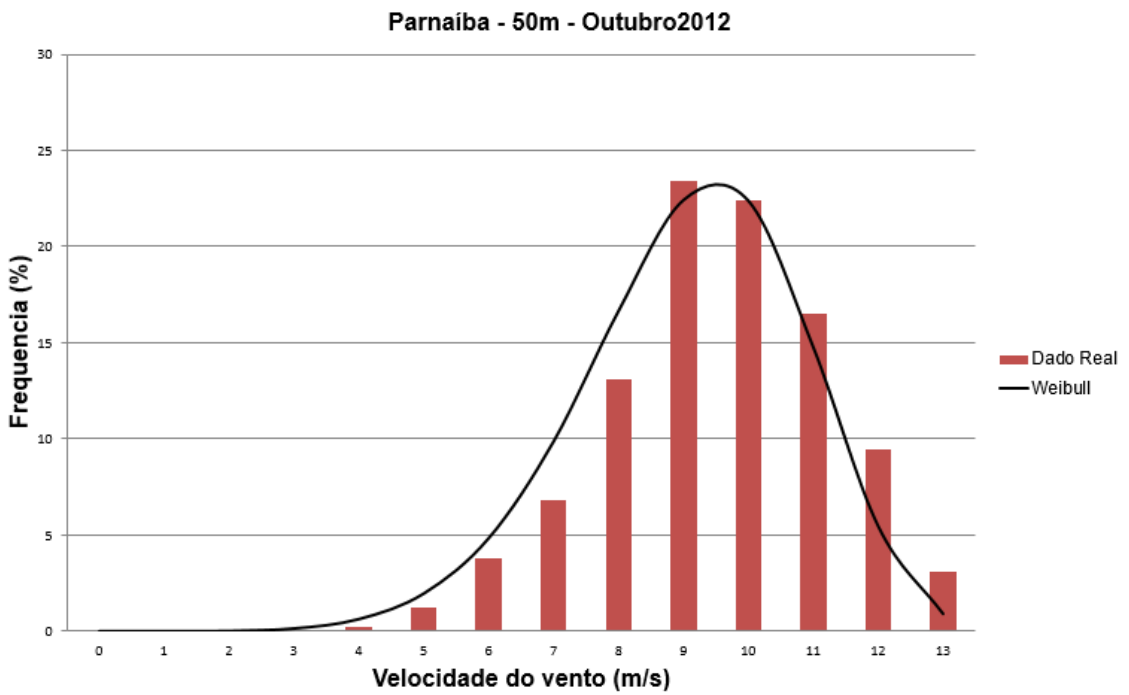
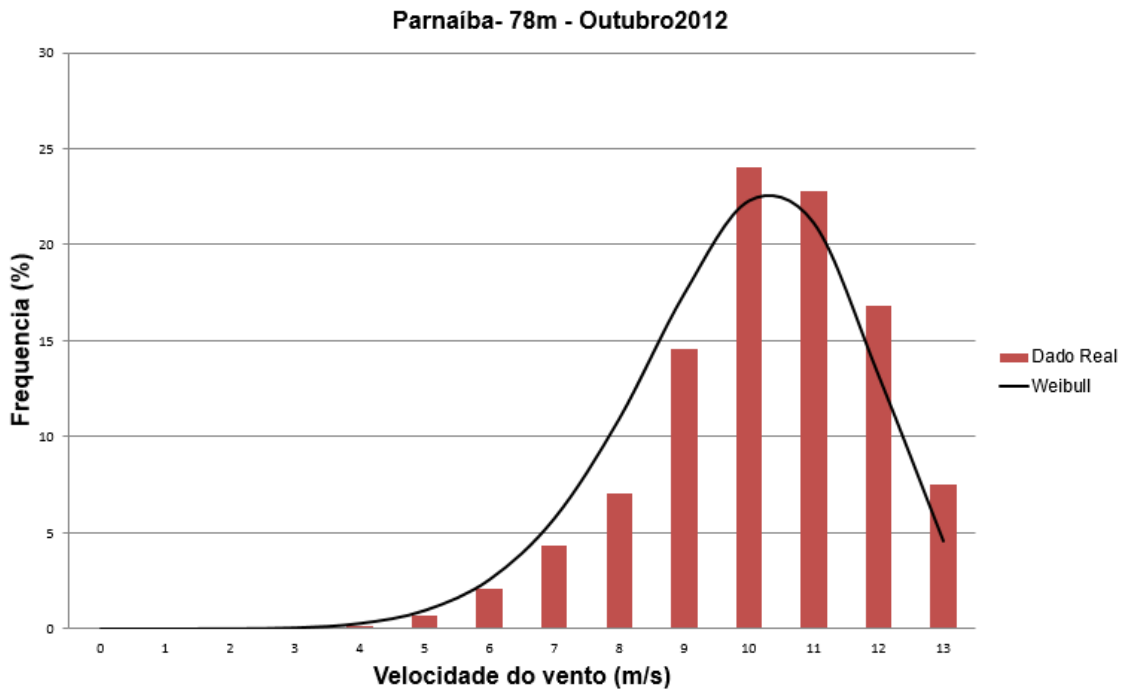


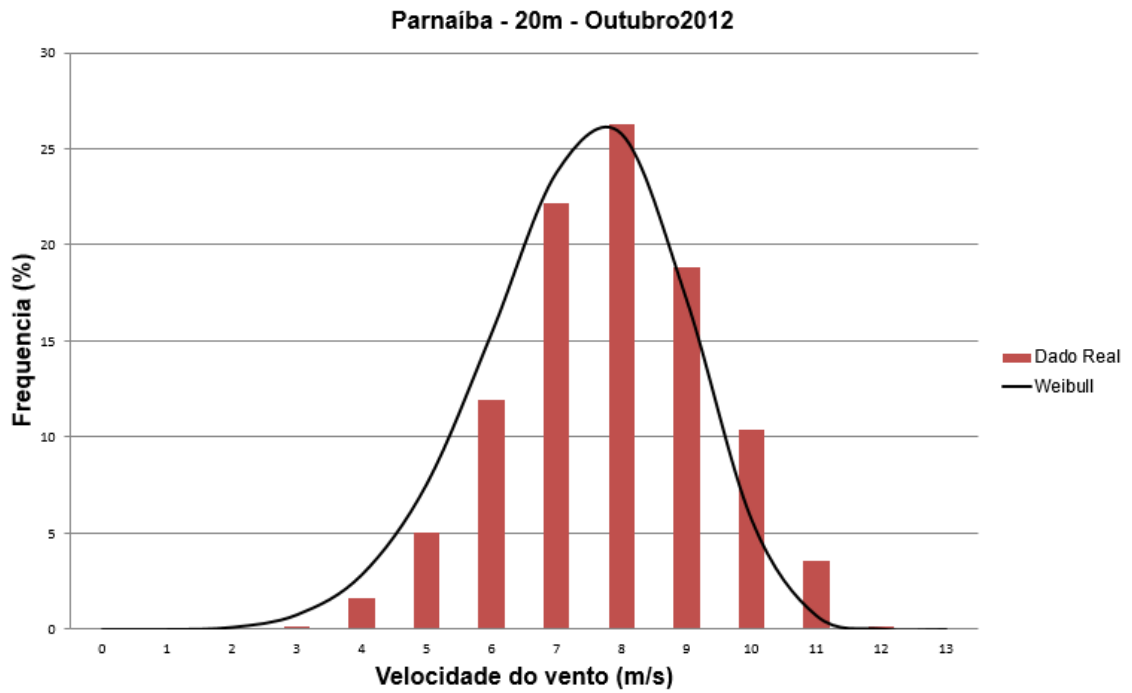
- Setembro – 2012



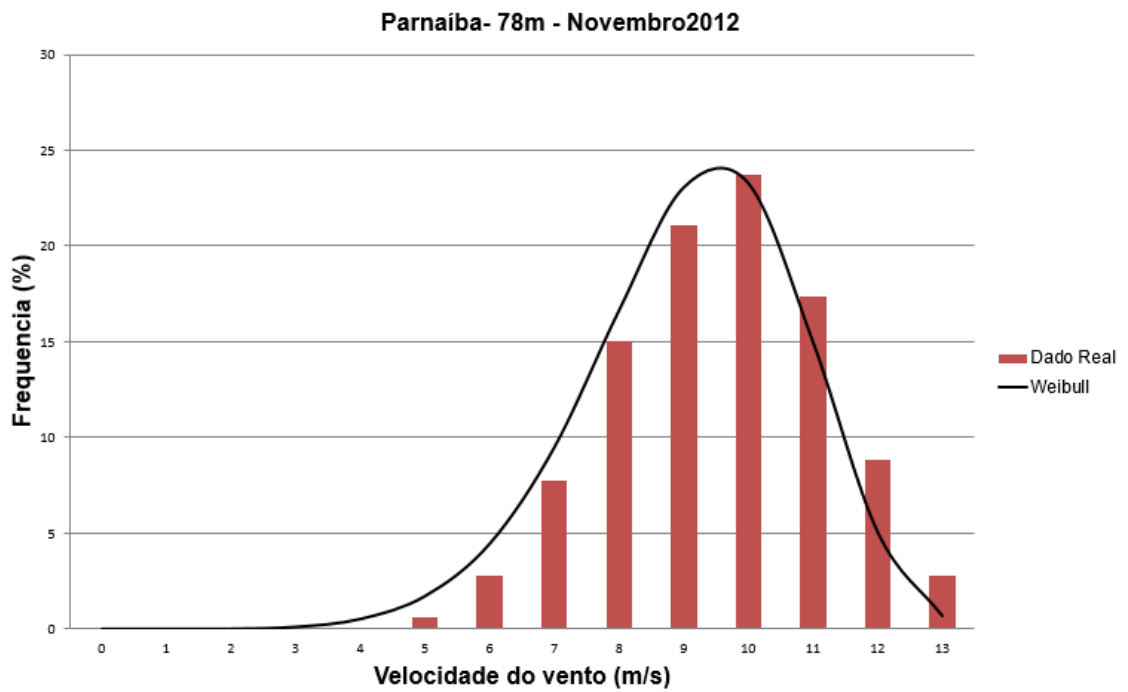


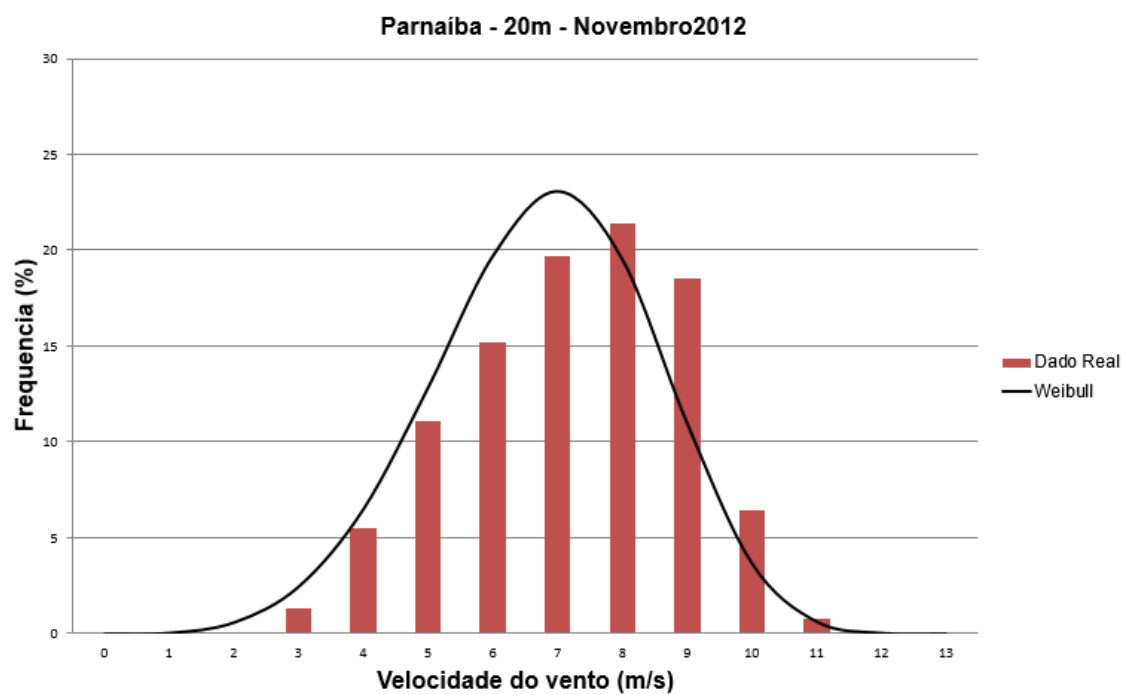
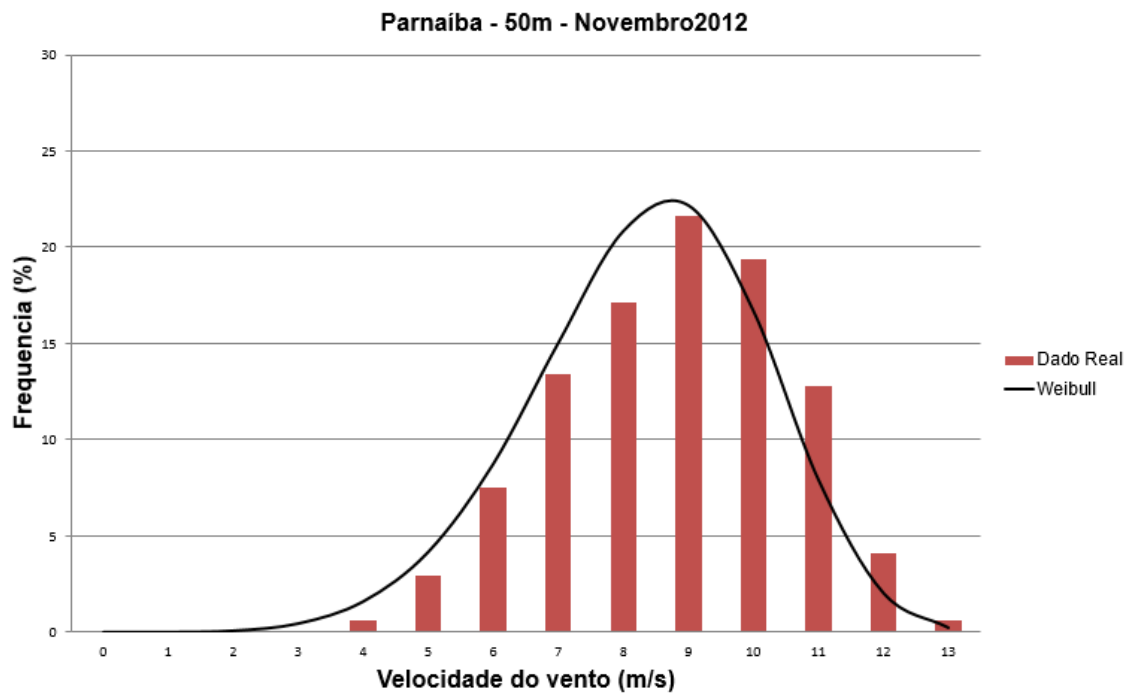
- Outubro – 2012



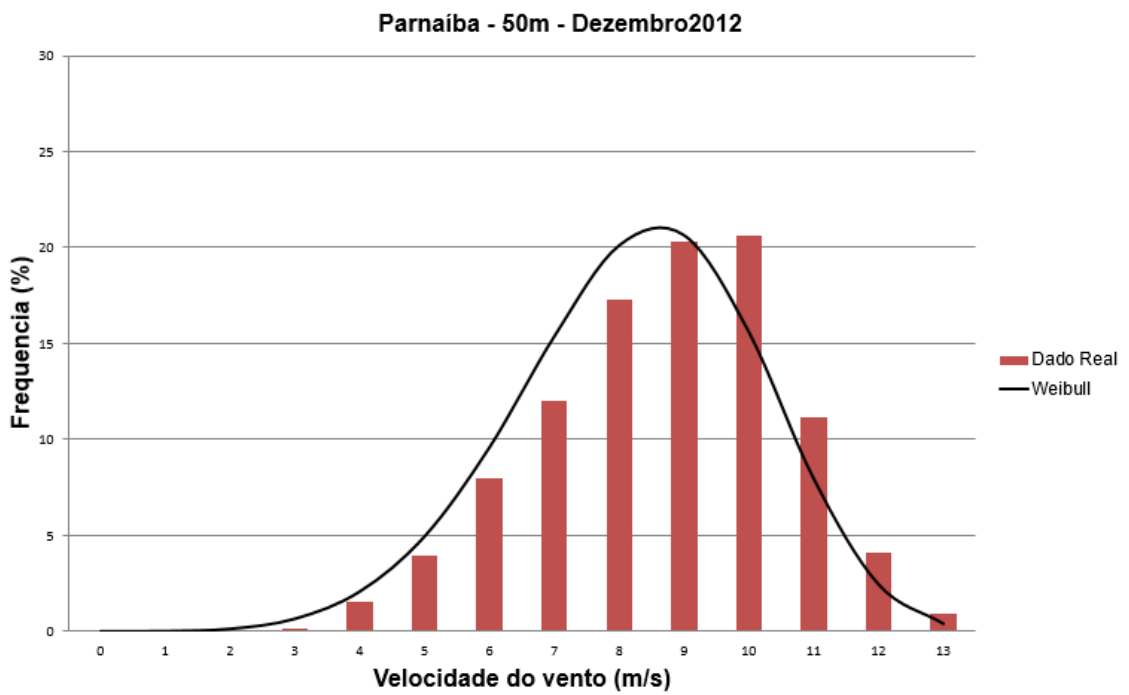
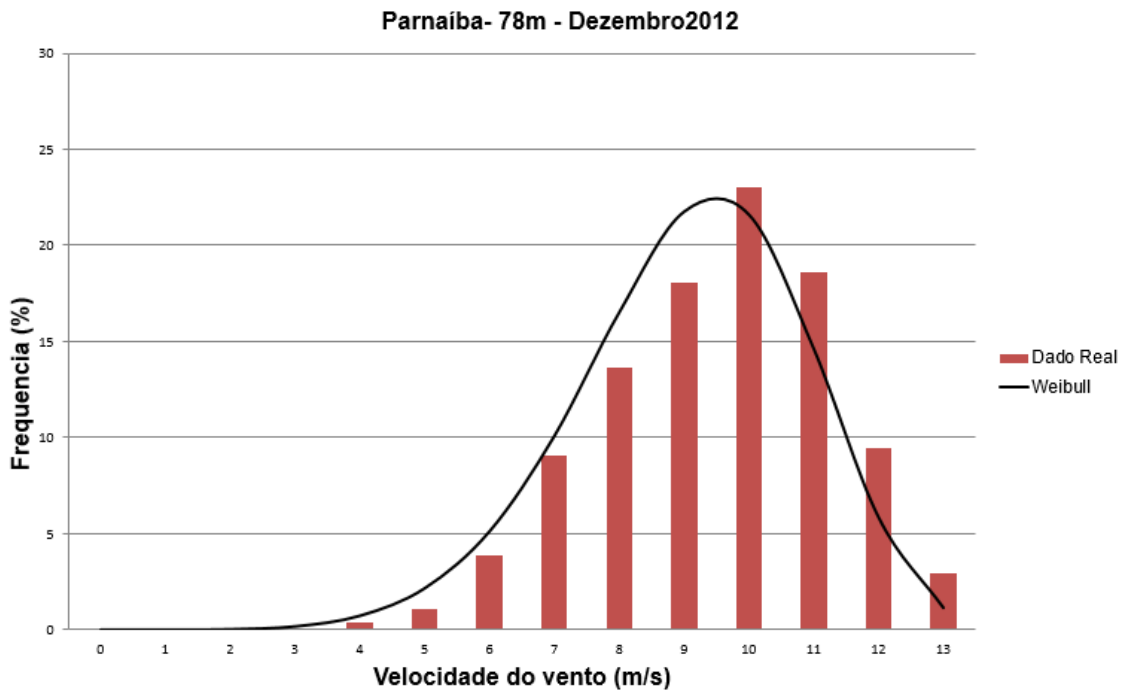


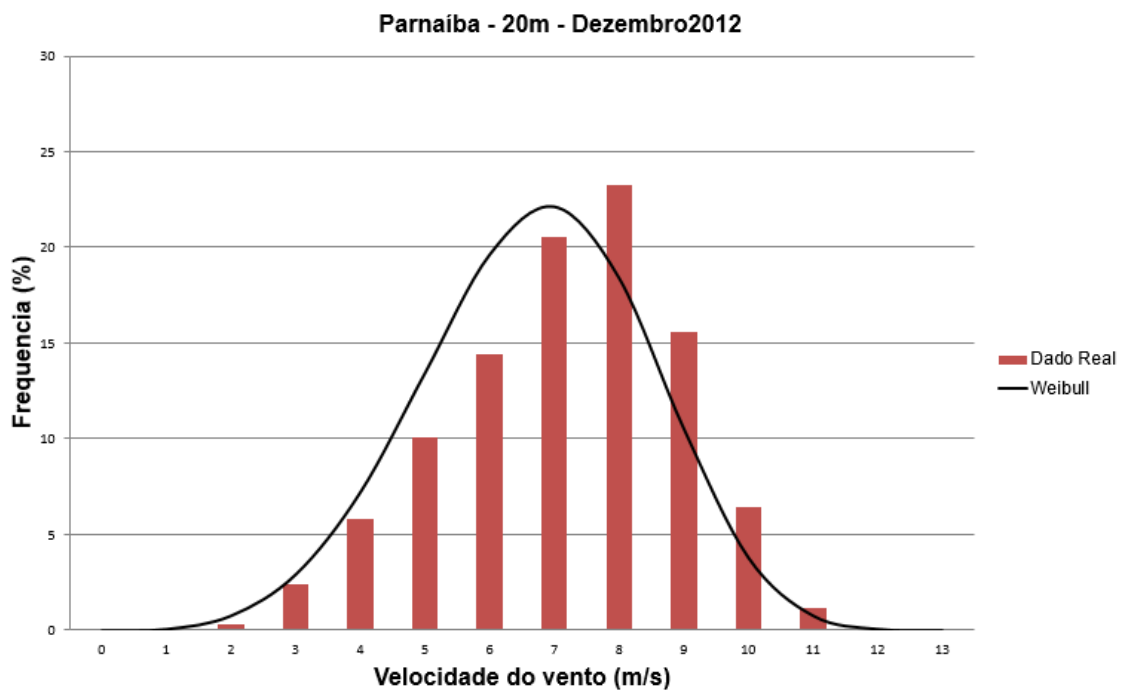
- Novembro – 2012



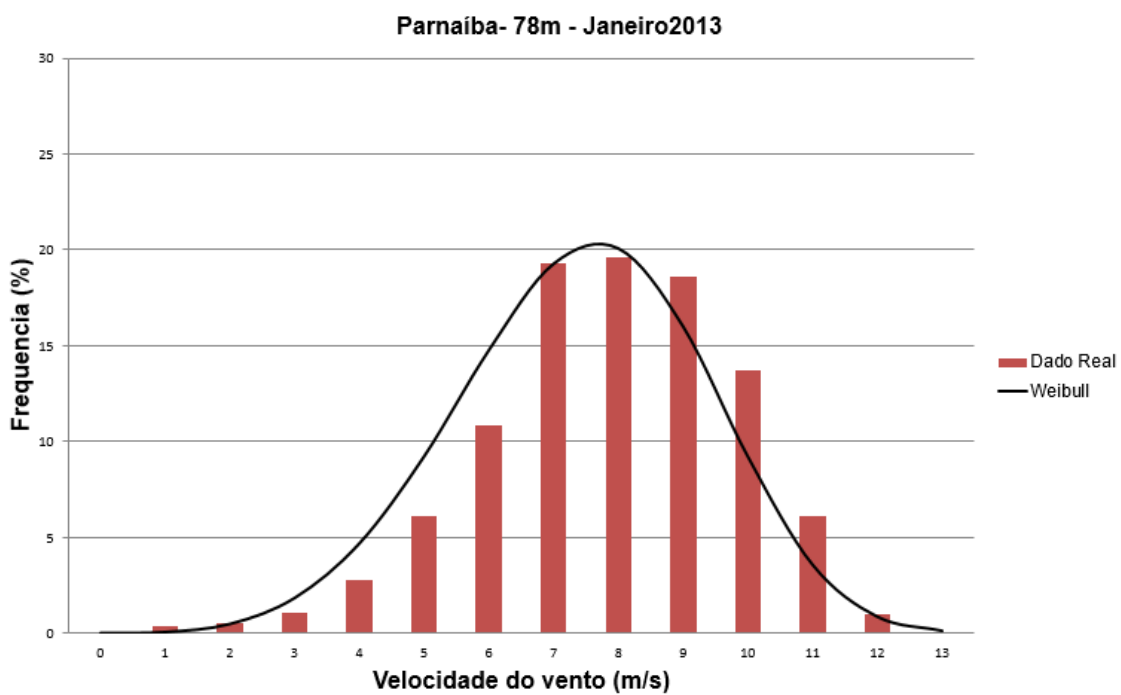


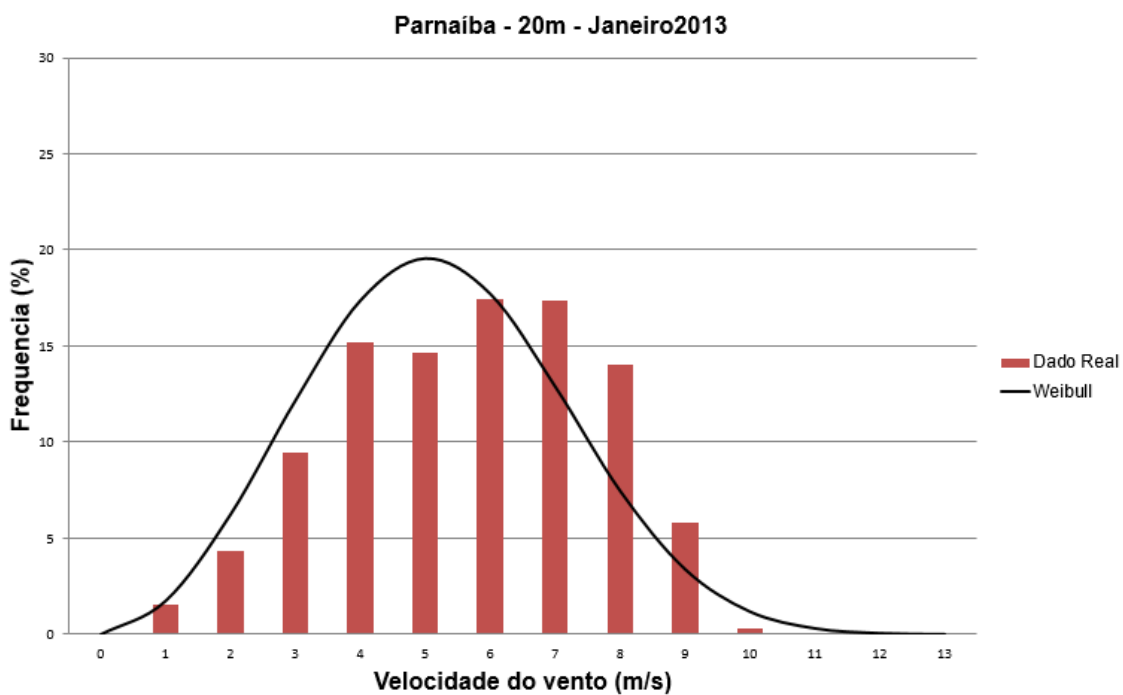
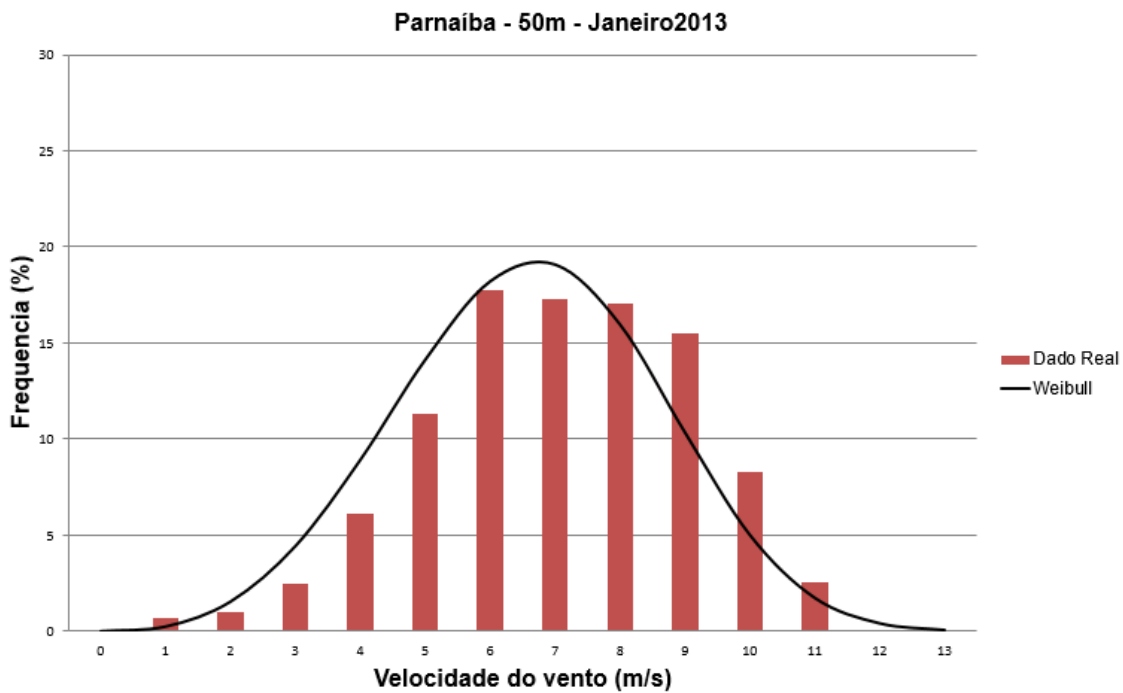
- Dezembro – 2012



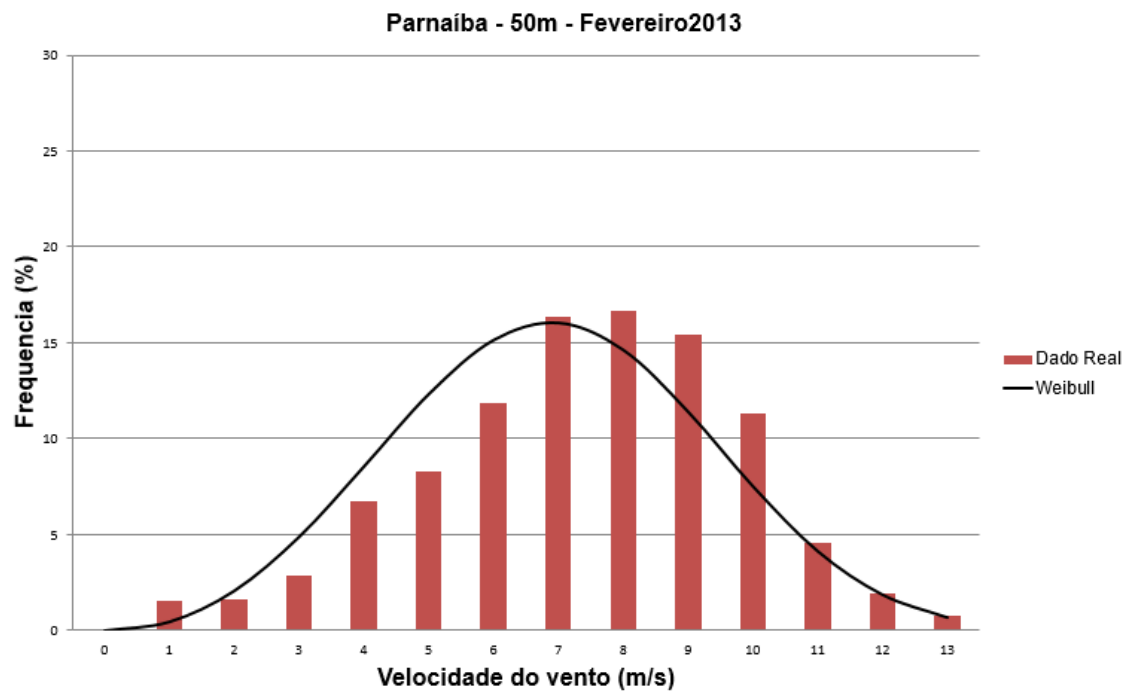
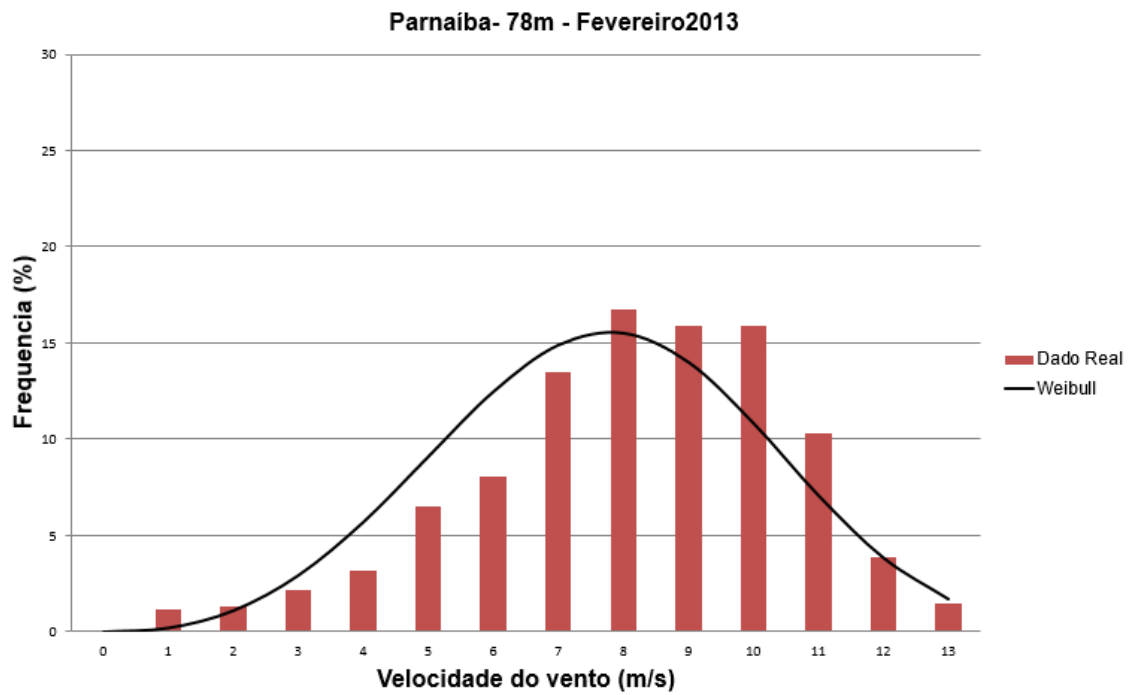


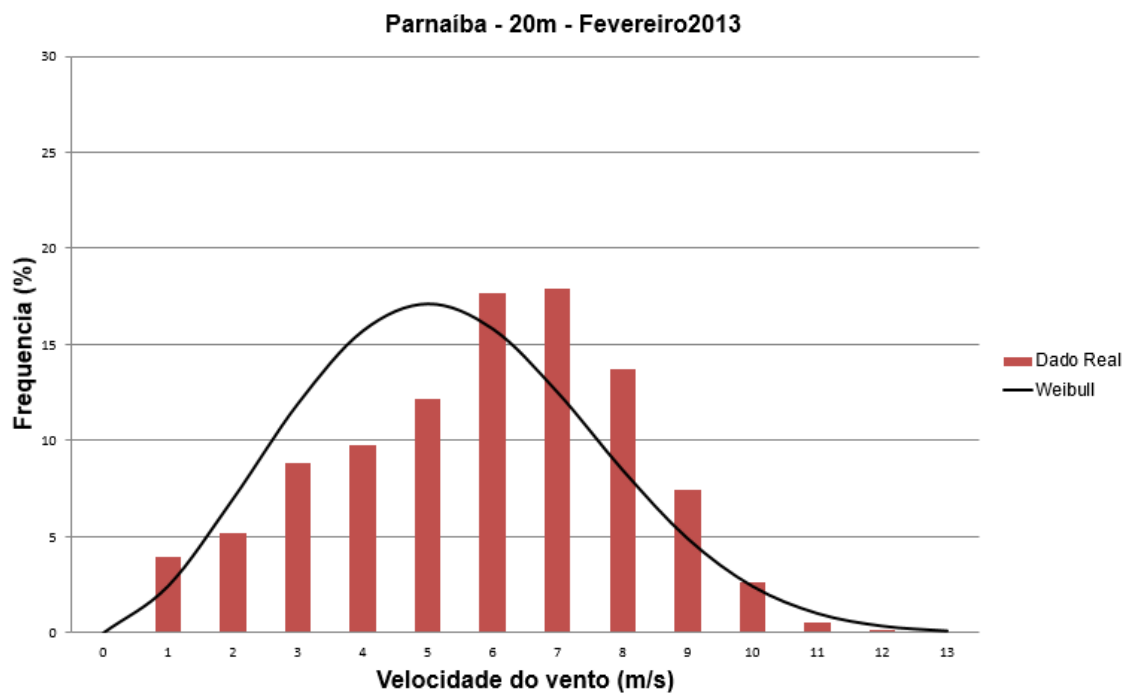
- Janeiro – 2013



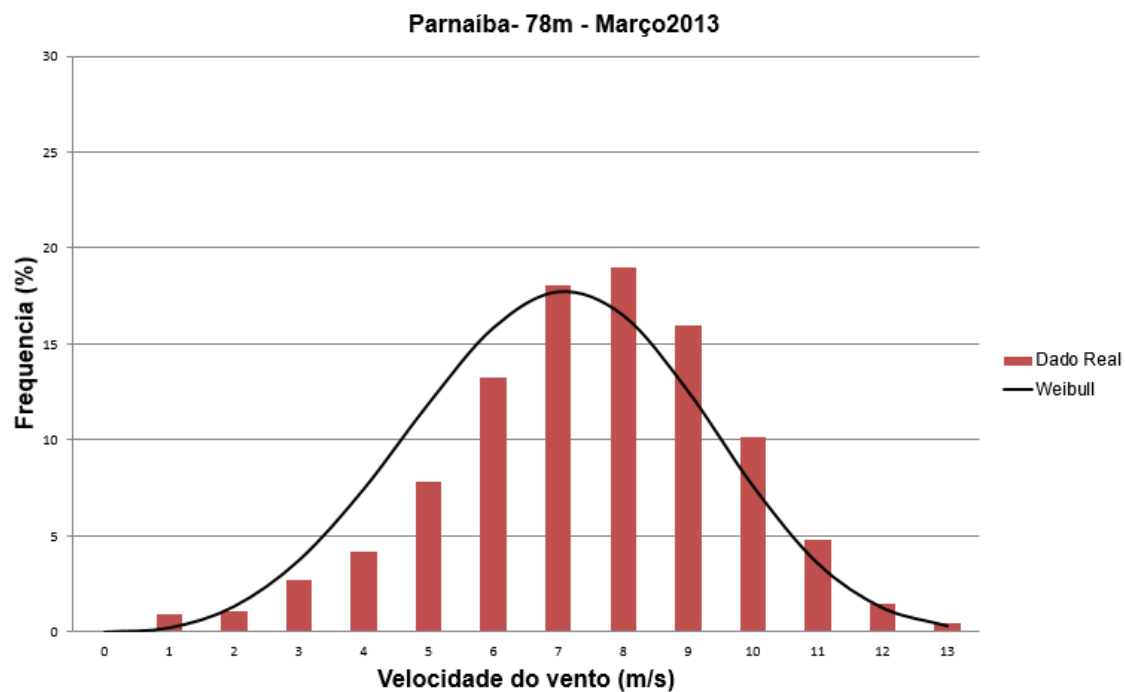


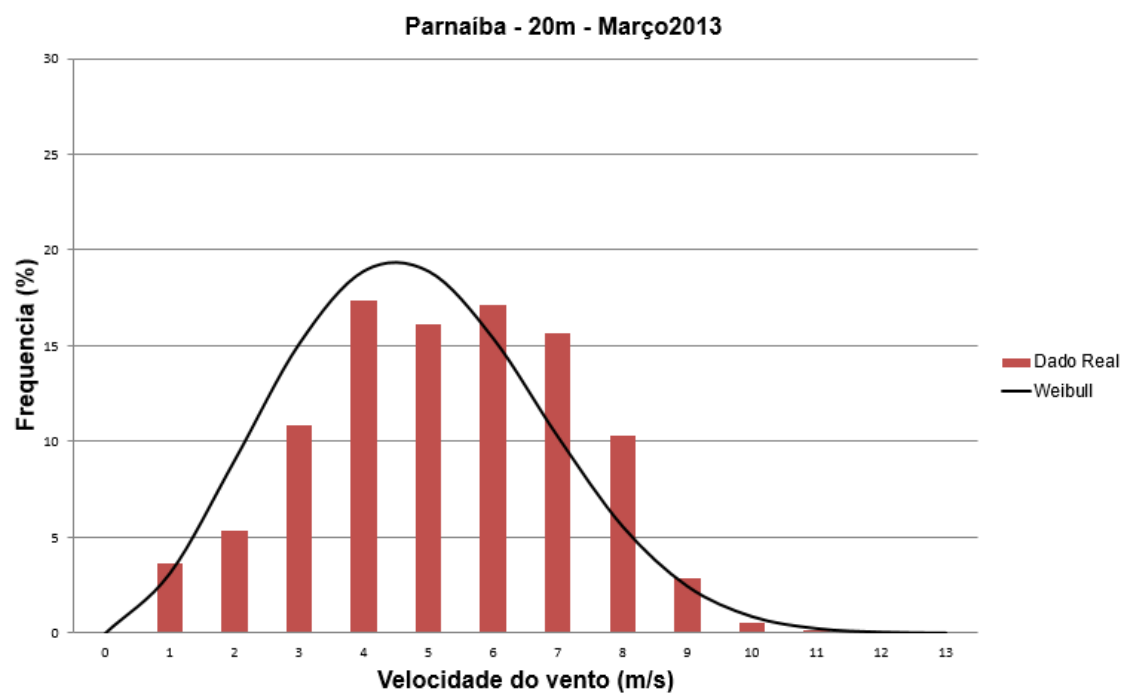
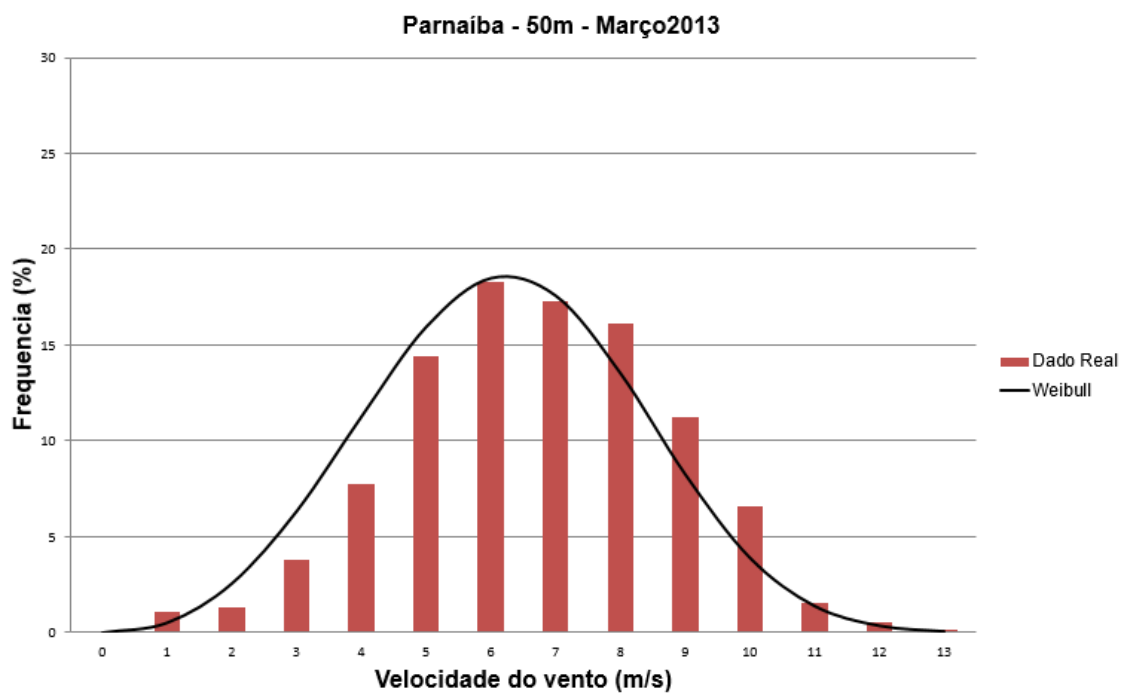
- Fevereiro – 2013



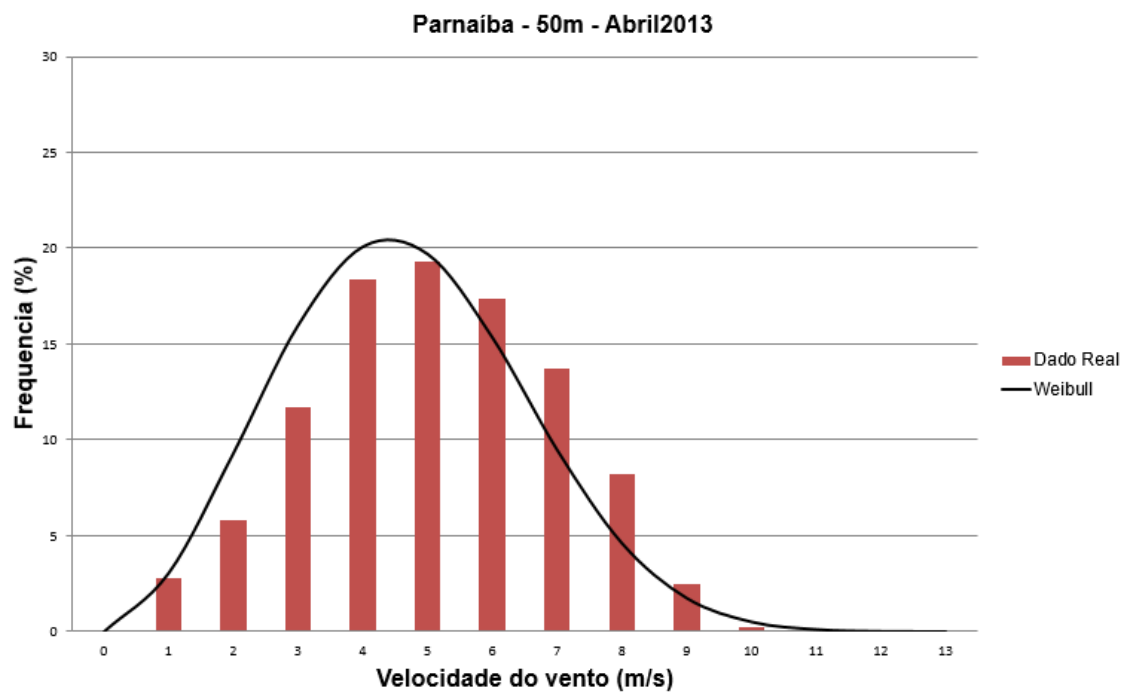
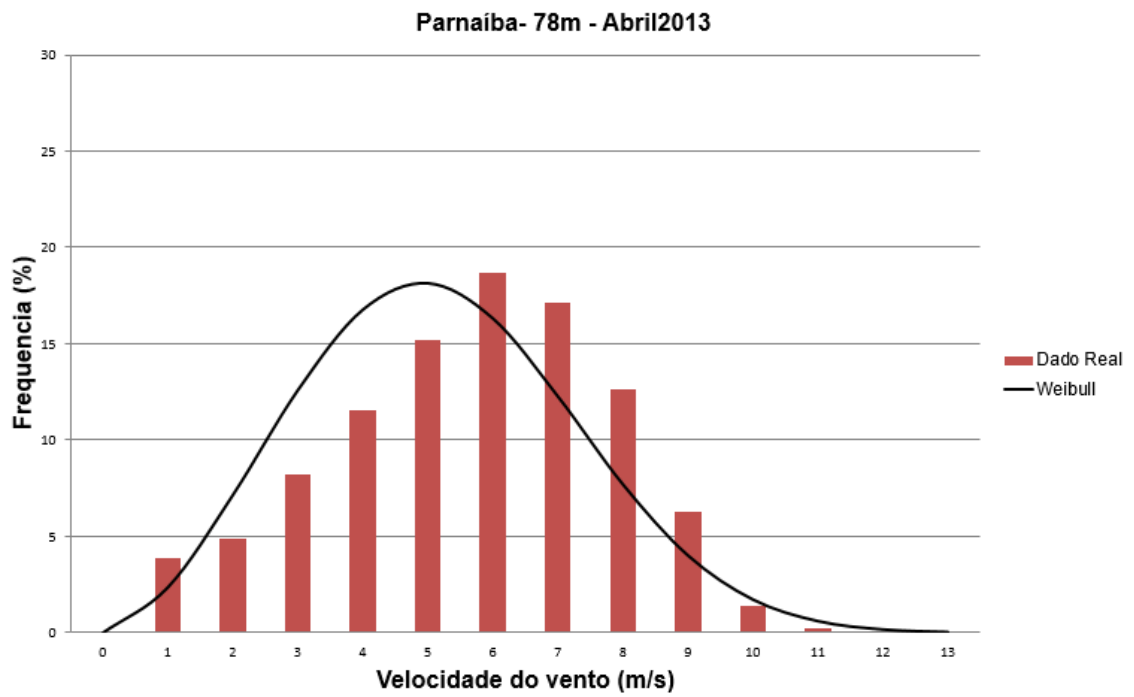


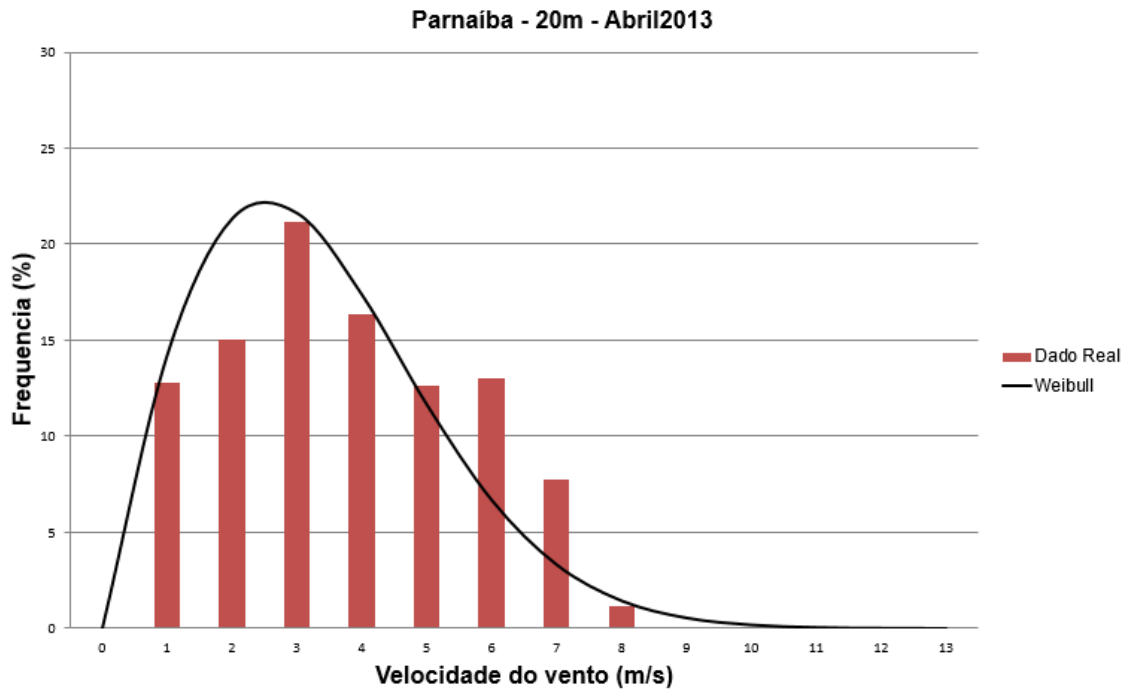
- Março – 2013



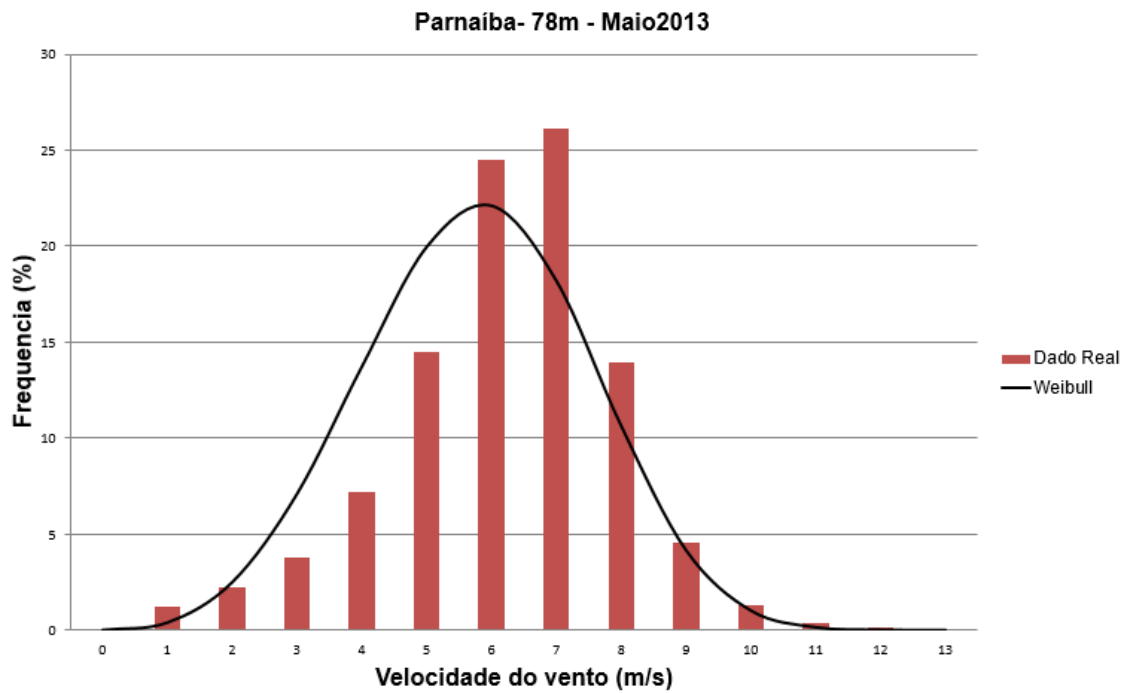


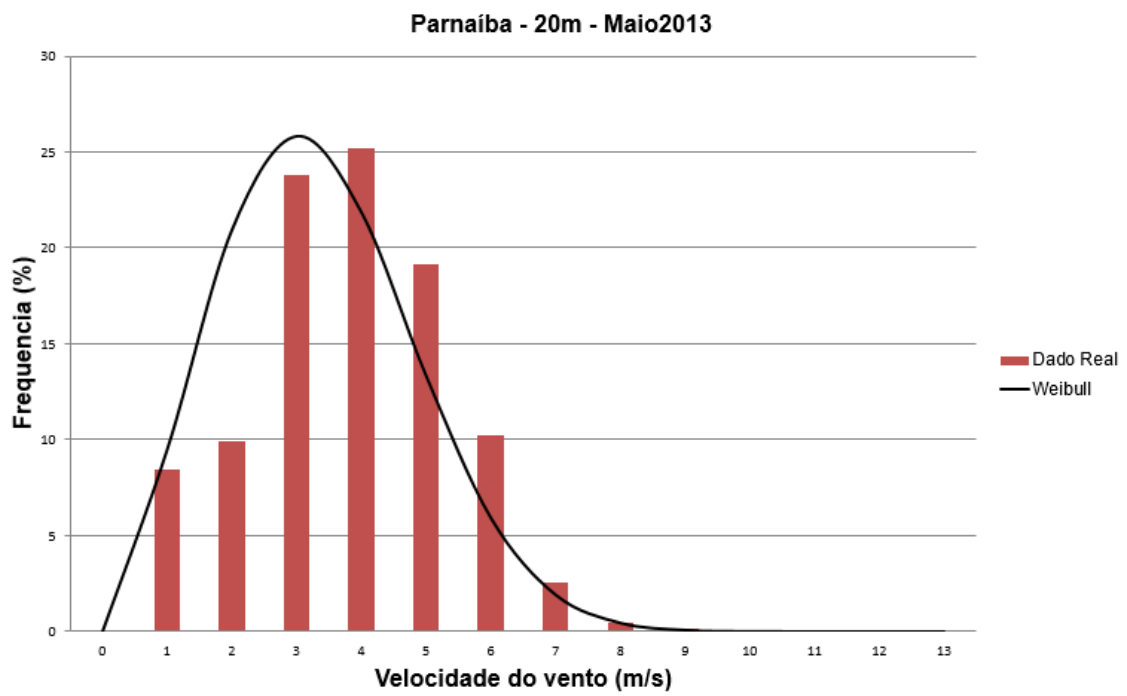
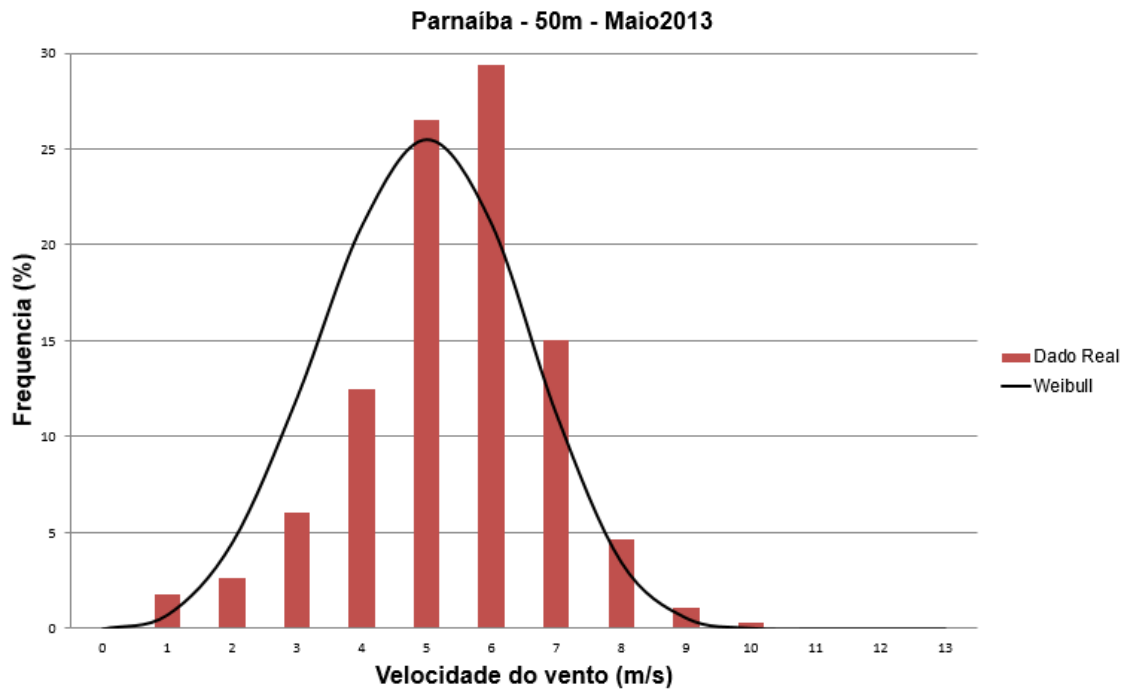
- Abril – 2013



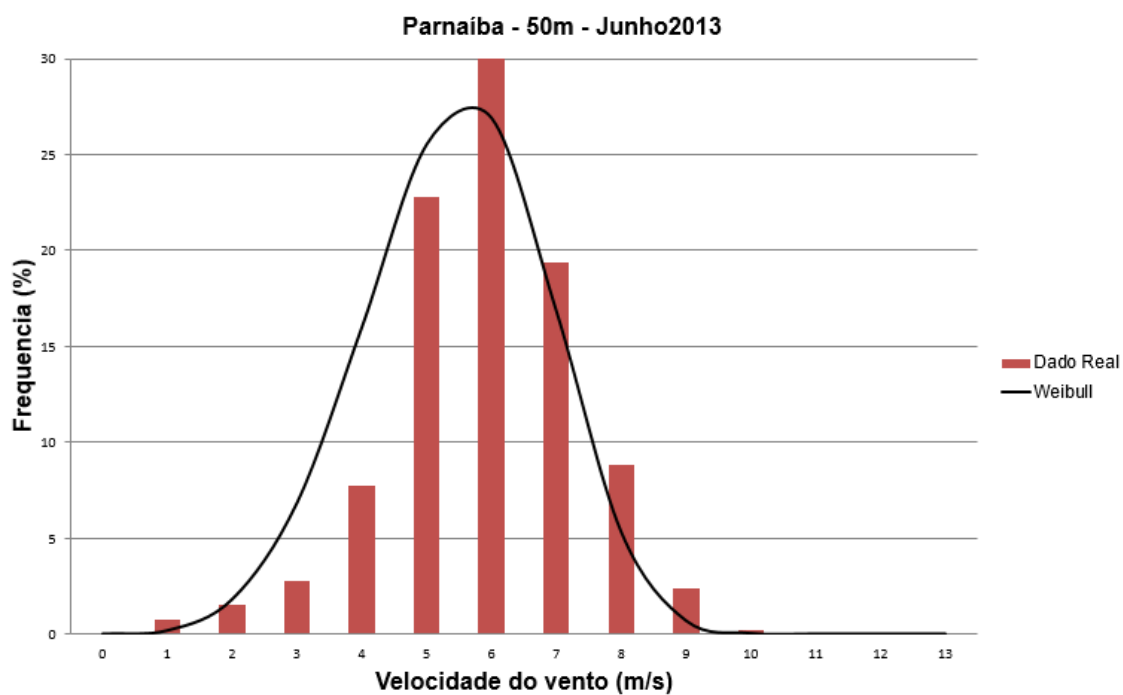
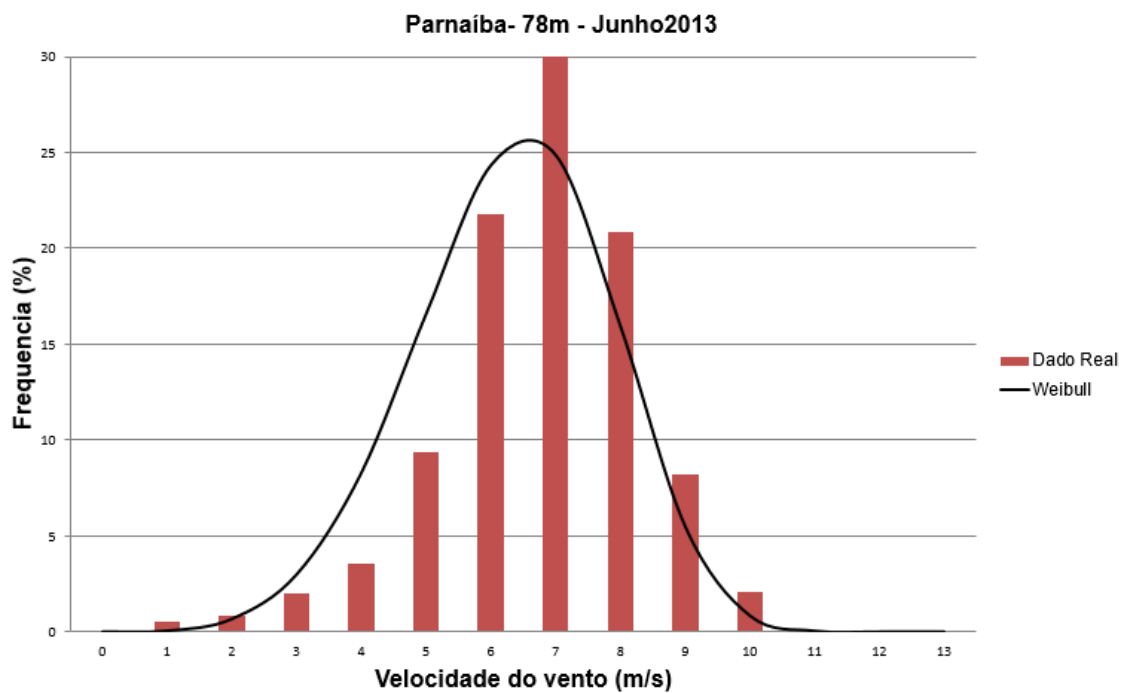


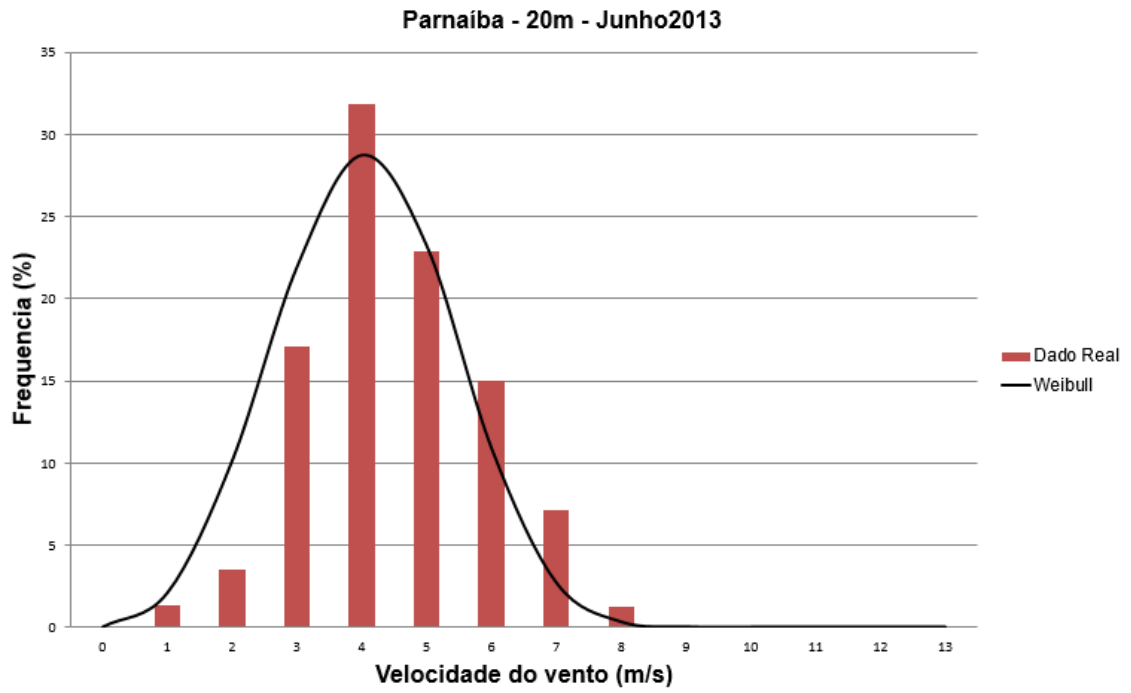
- Maio – 2013



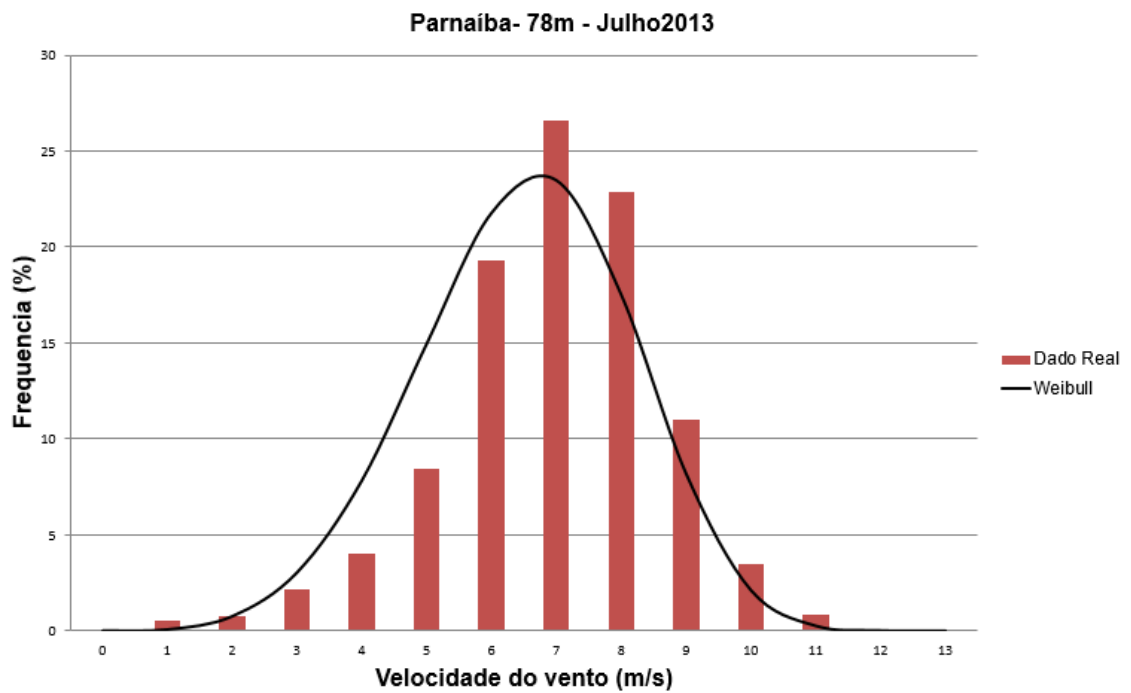


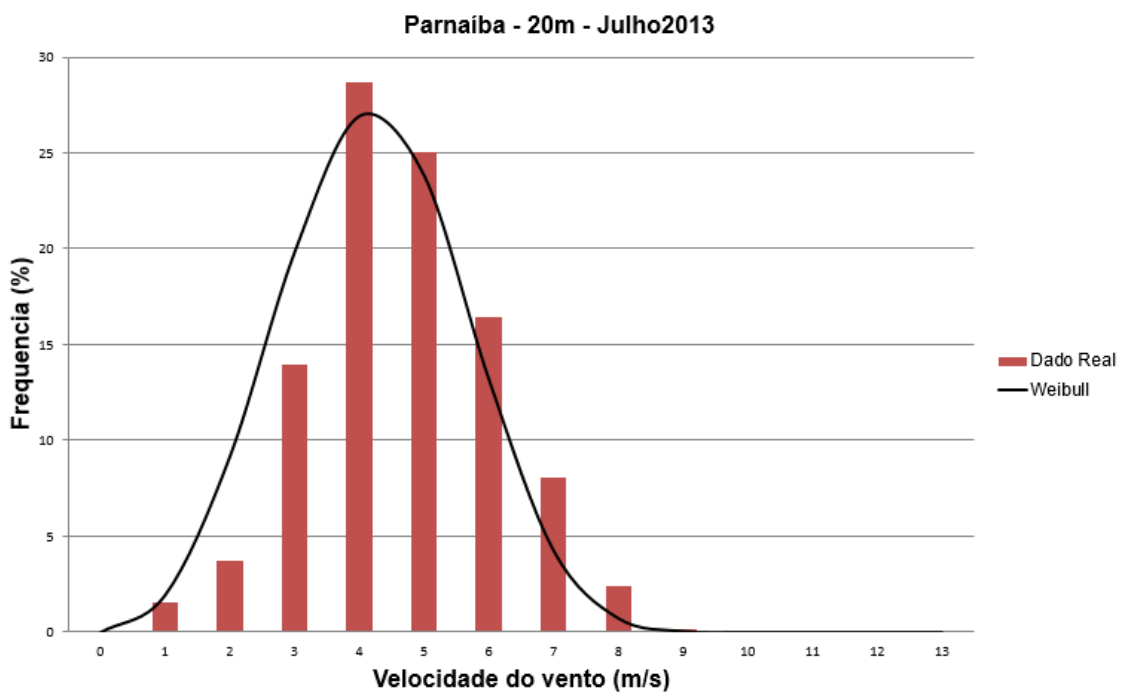
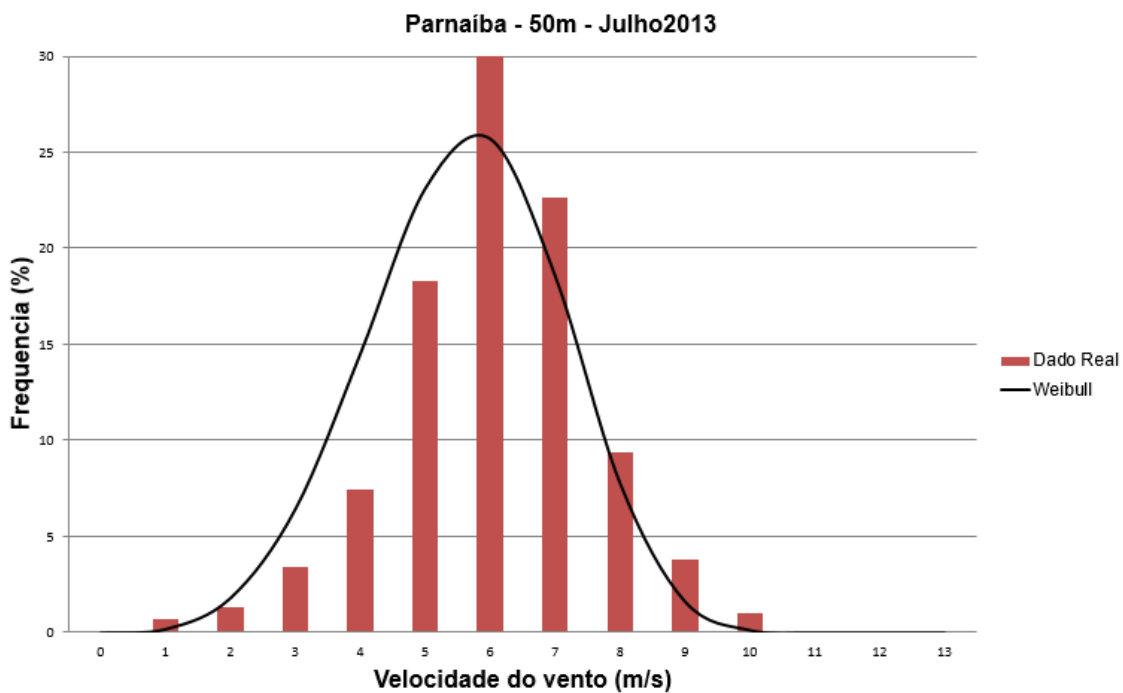
- Junho – 2013





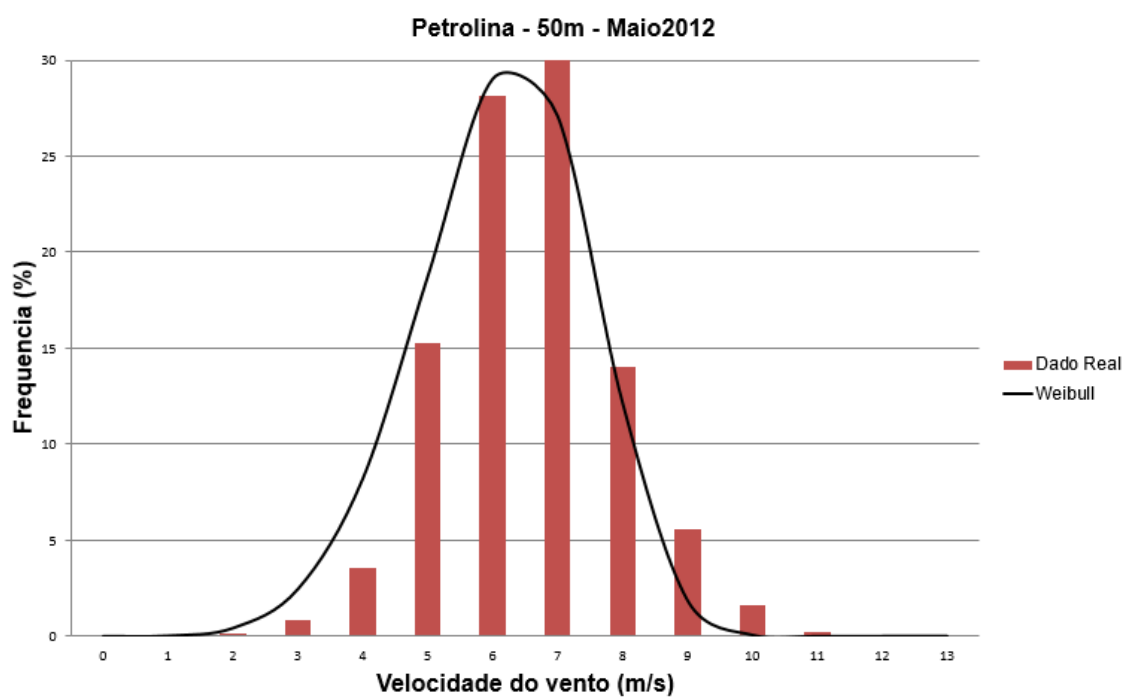
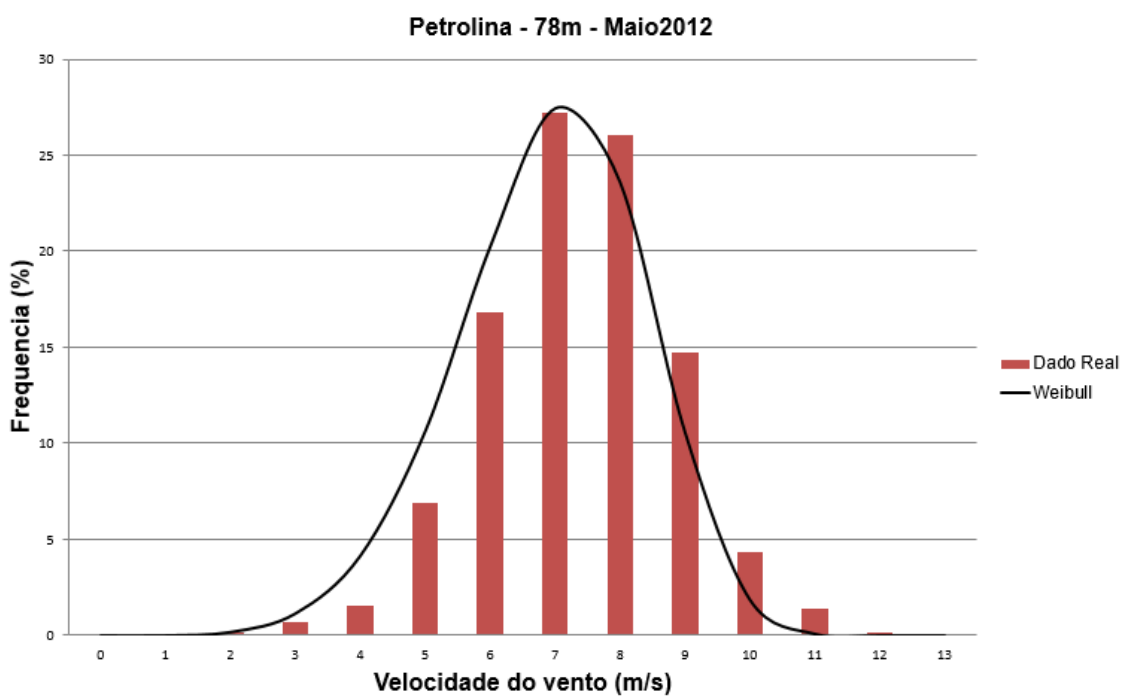
- Junho – 2013

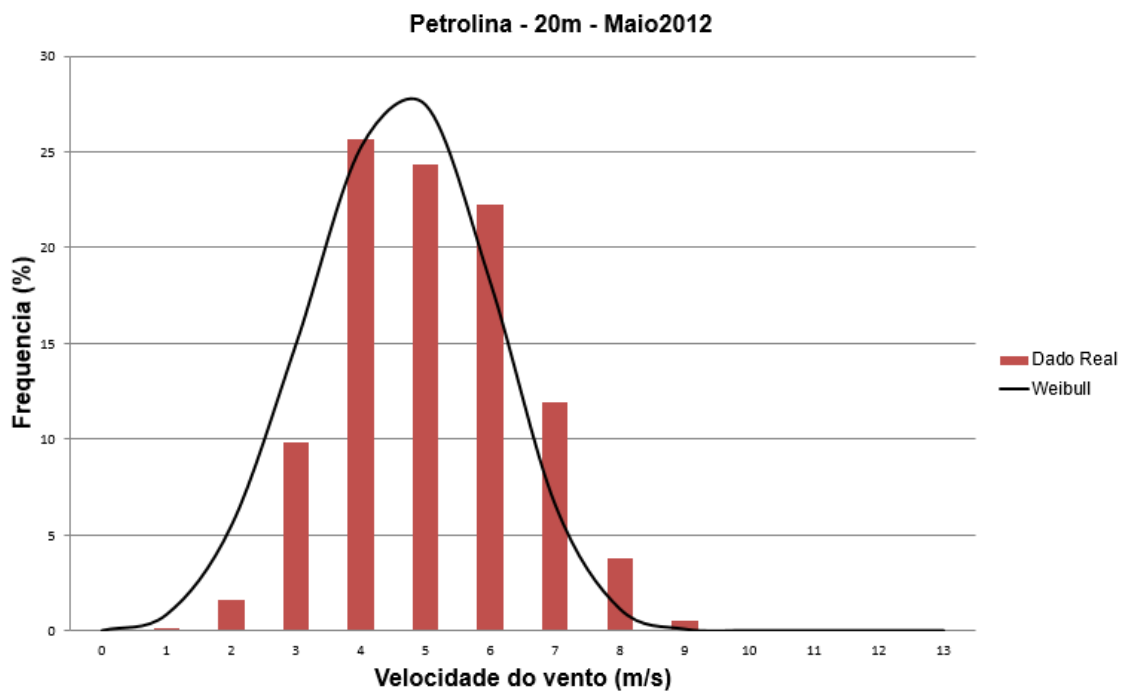




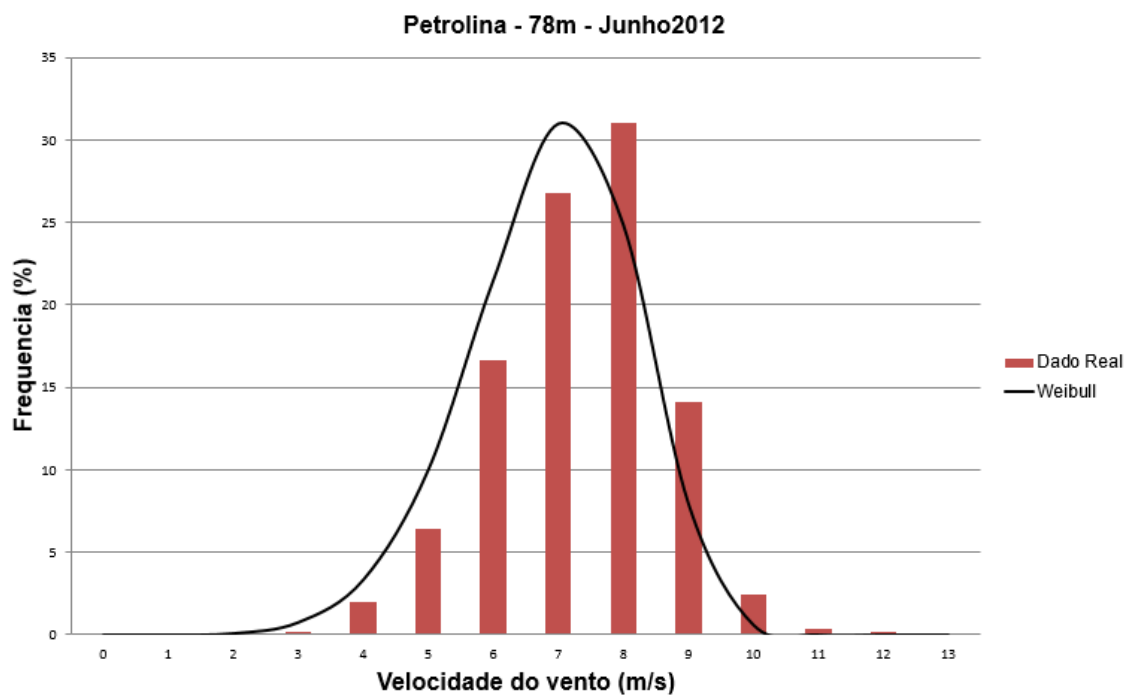
7. Gráficos com a distribuição de Weibull (alturas 78m, 50m e 20m) – Petrolina

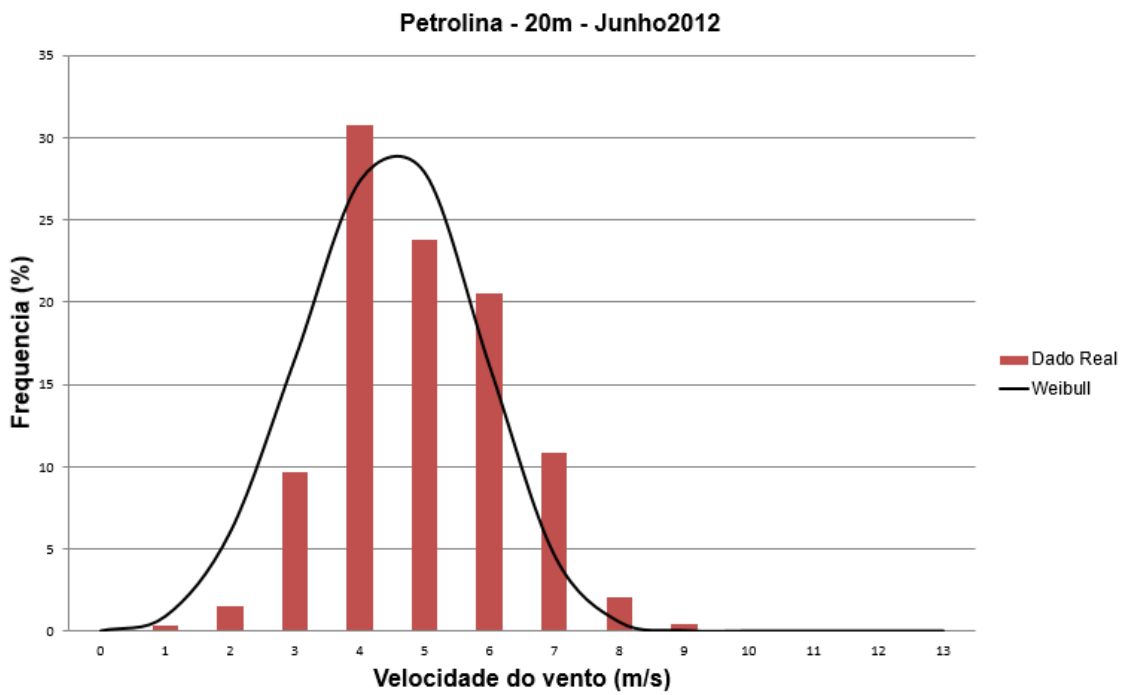
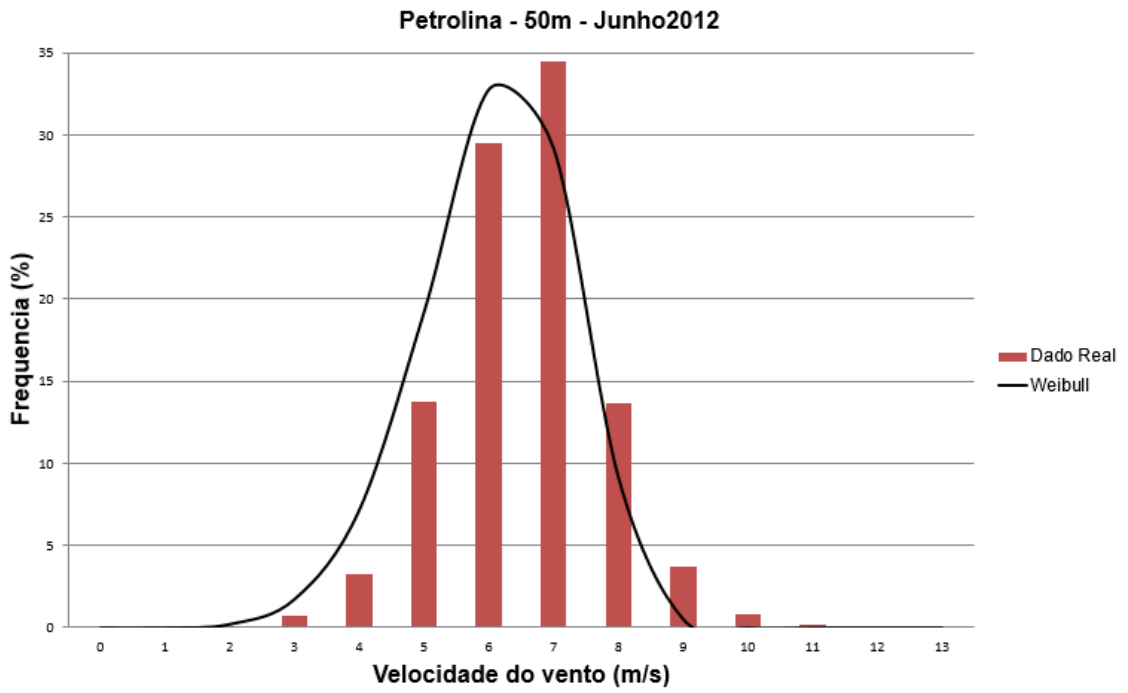
- Maio – 2012



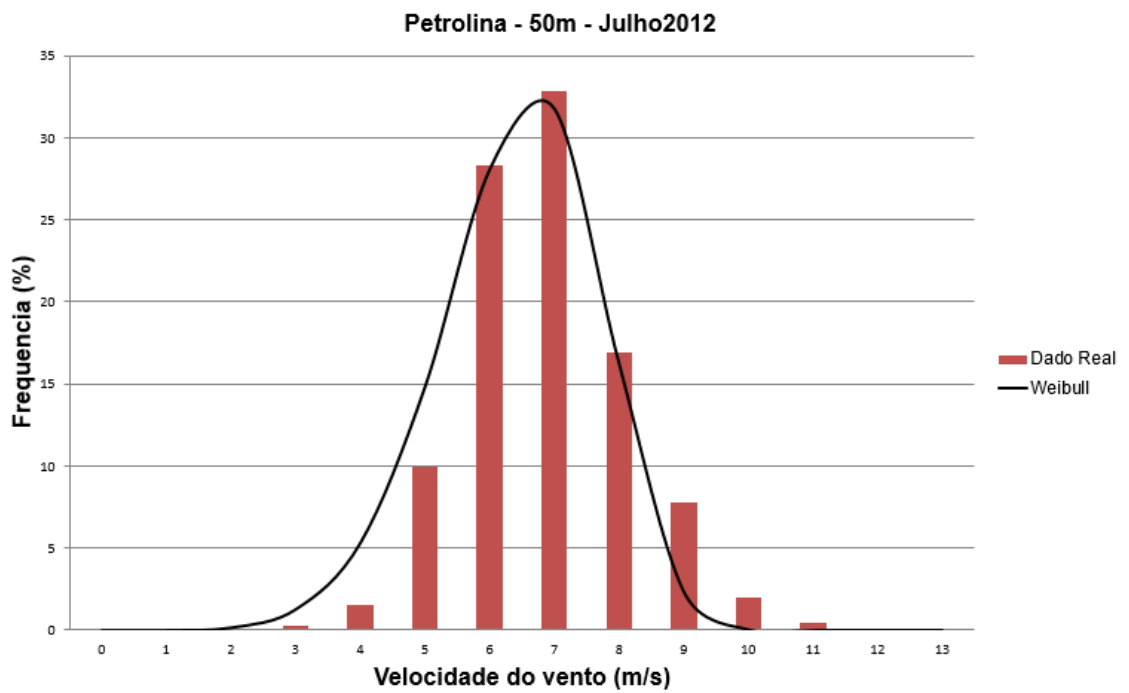
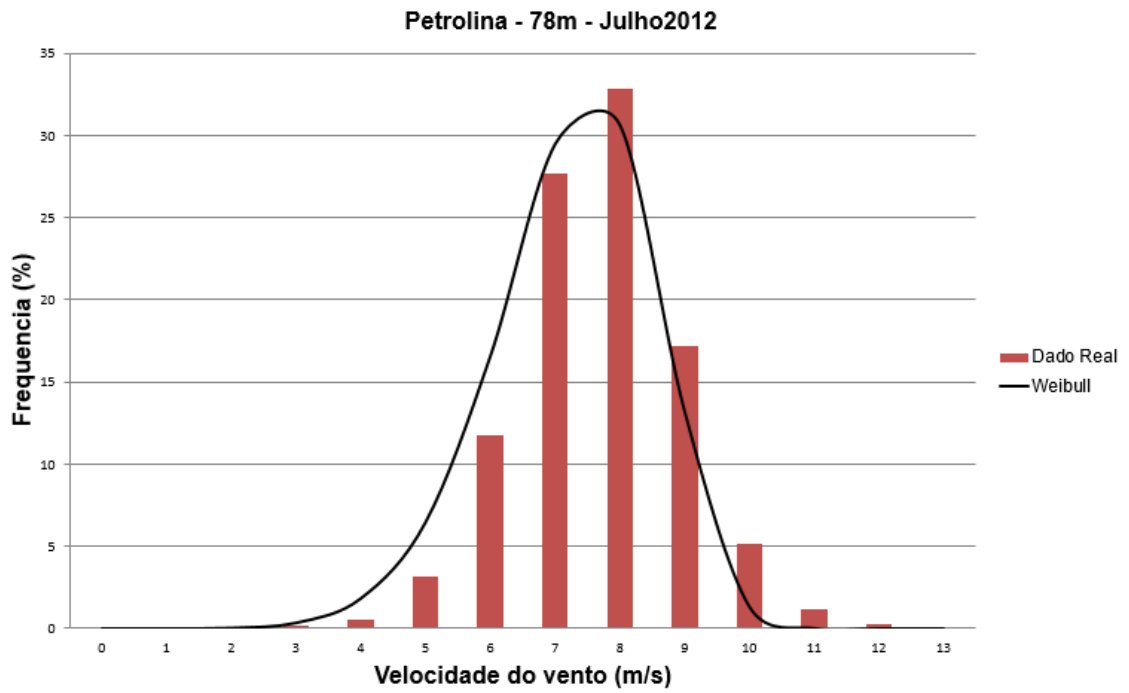


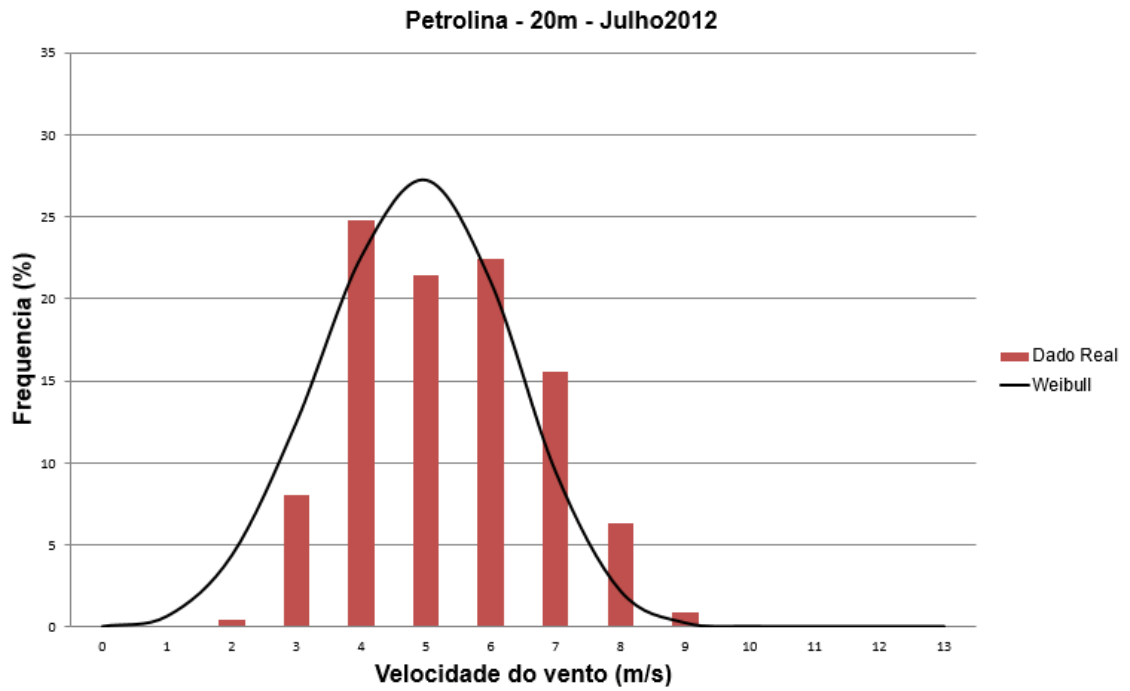
- Junho – 2012



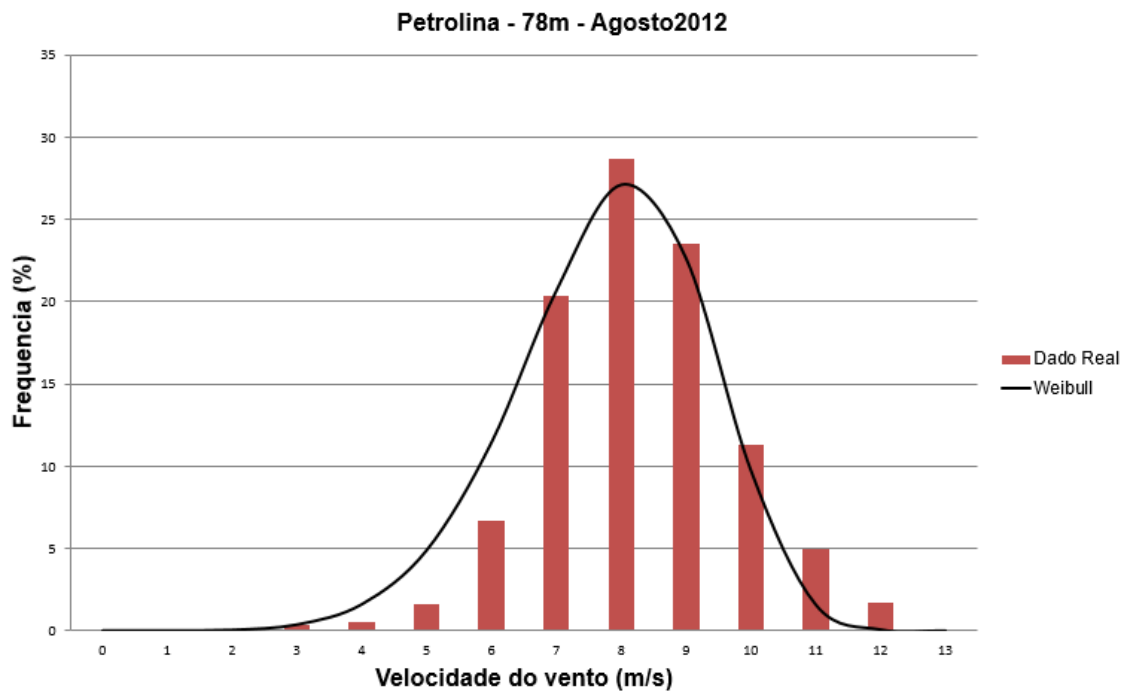


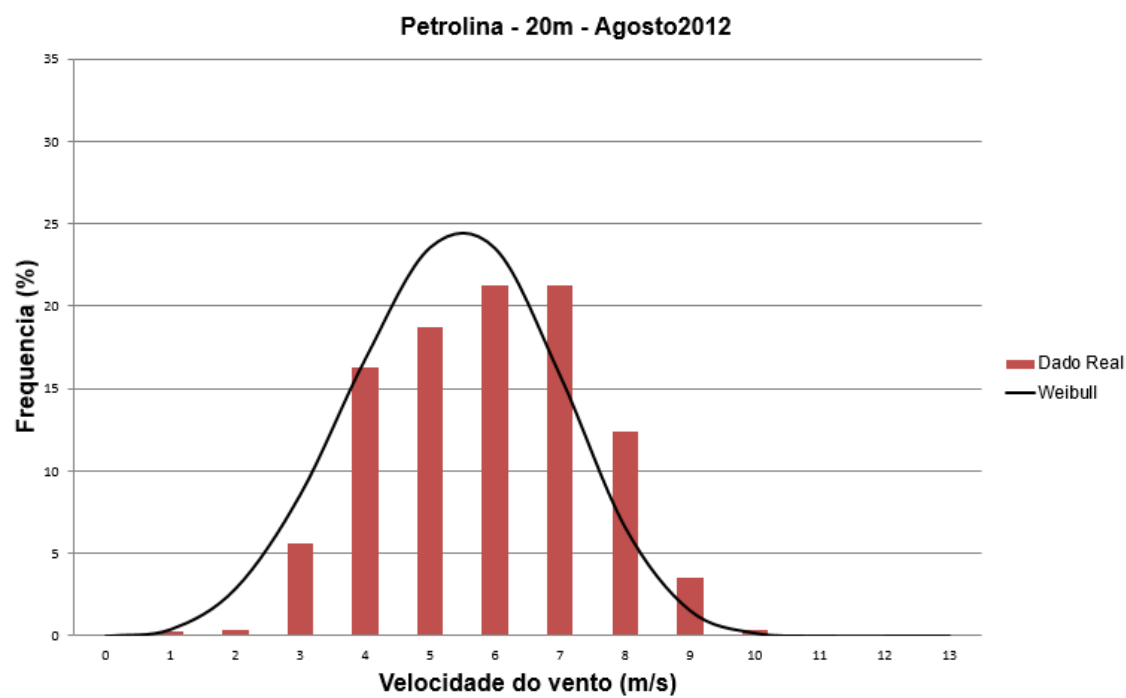
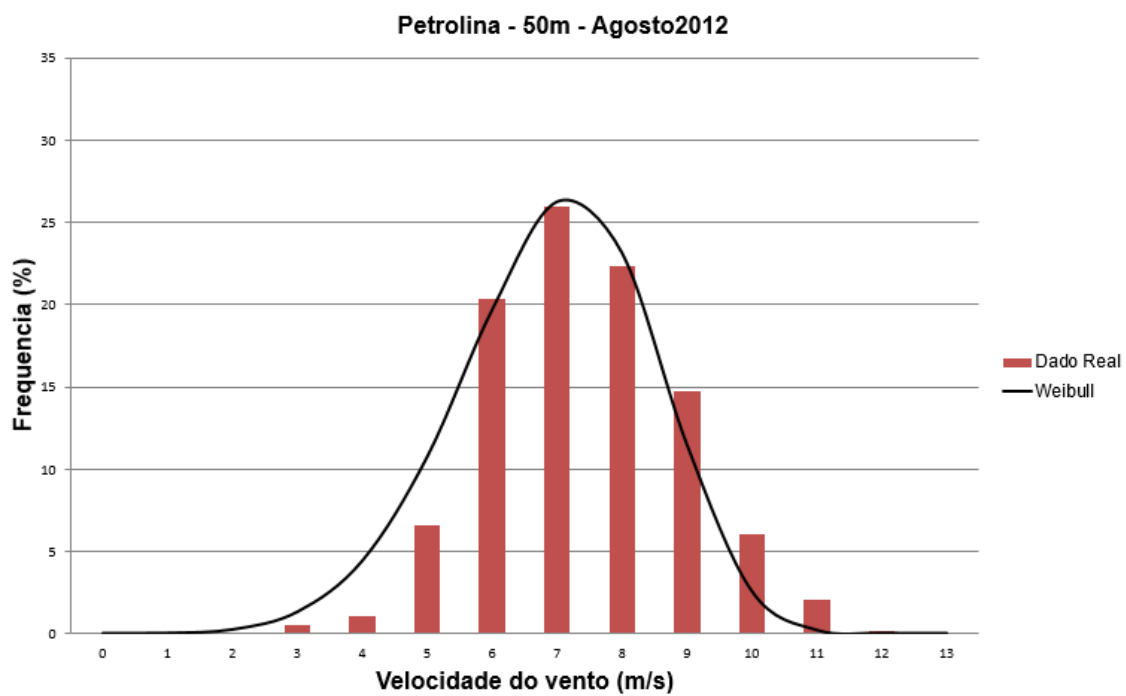
- Julho – 2012



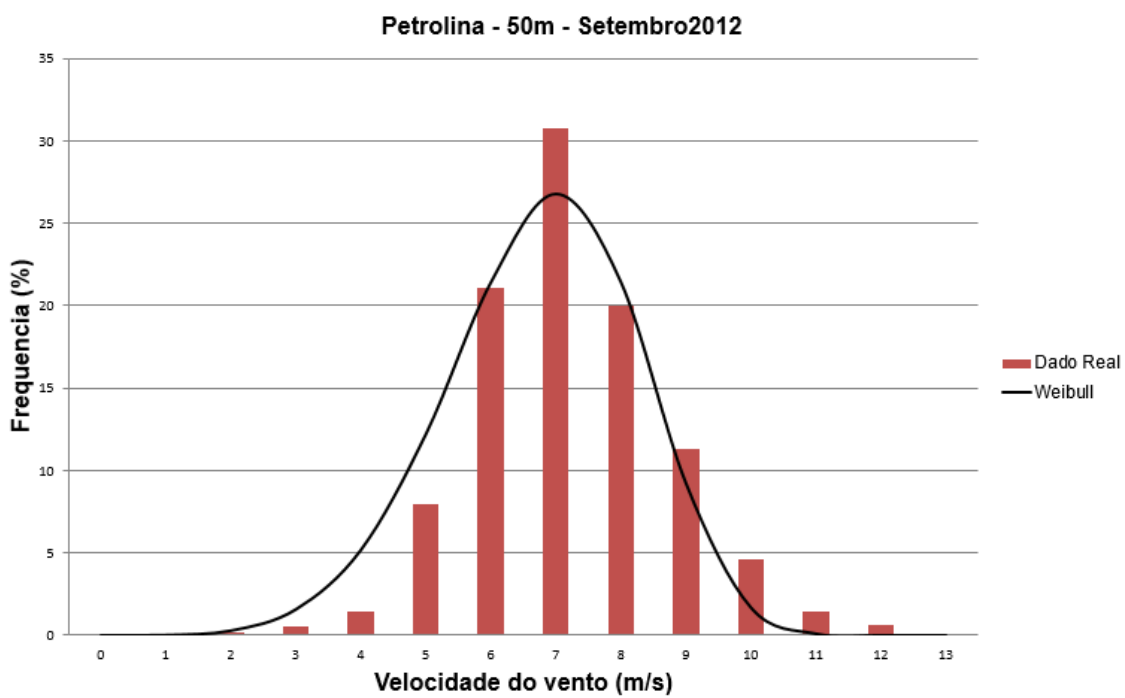
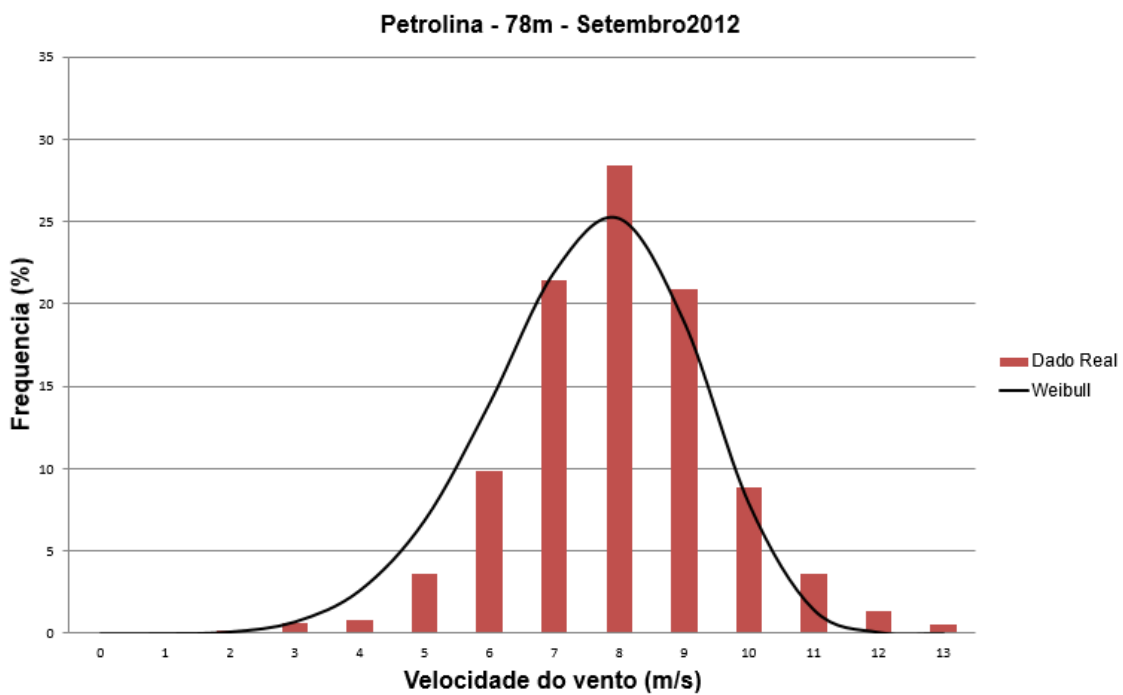


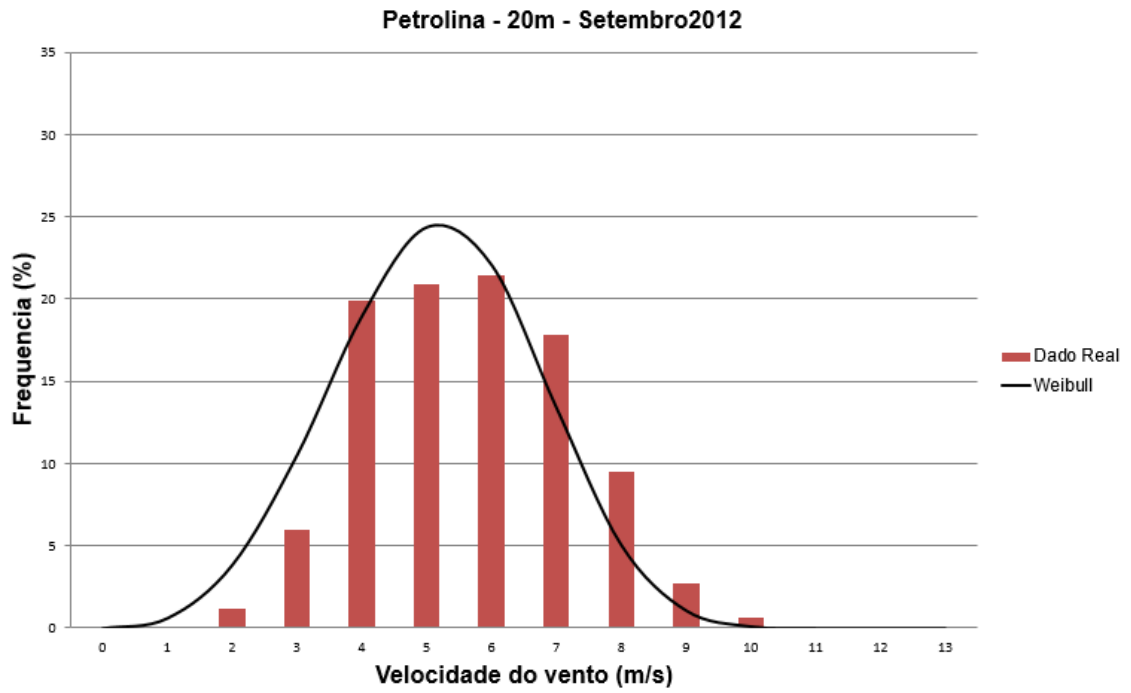
- Agosto – 2012



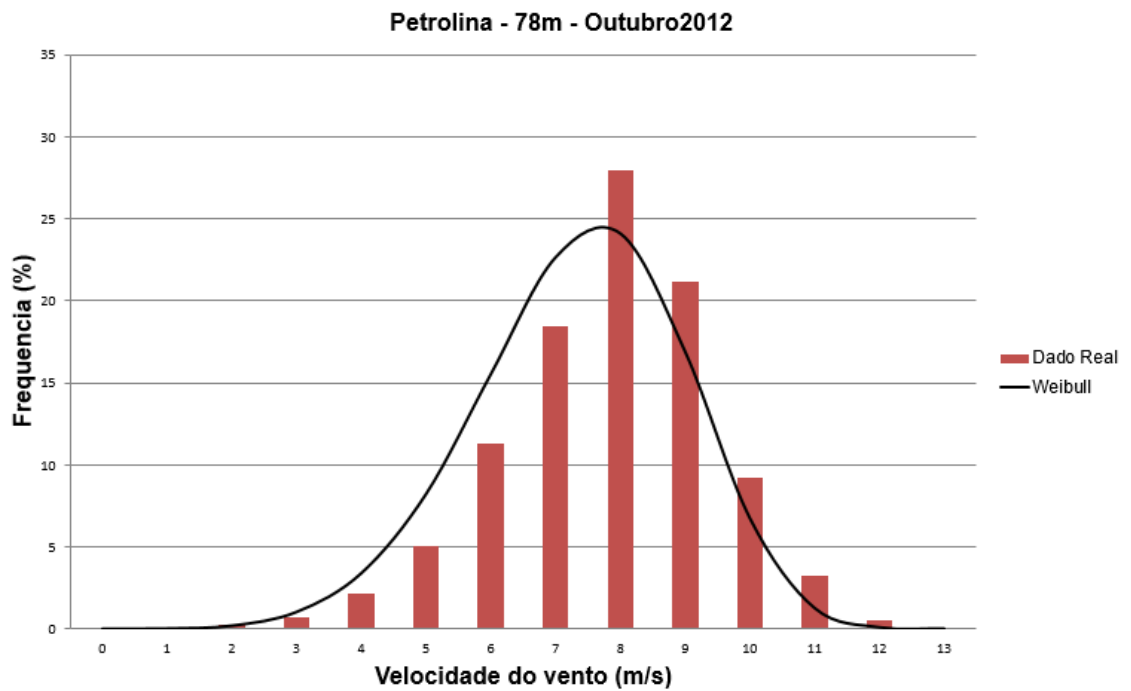


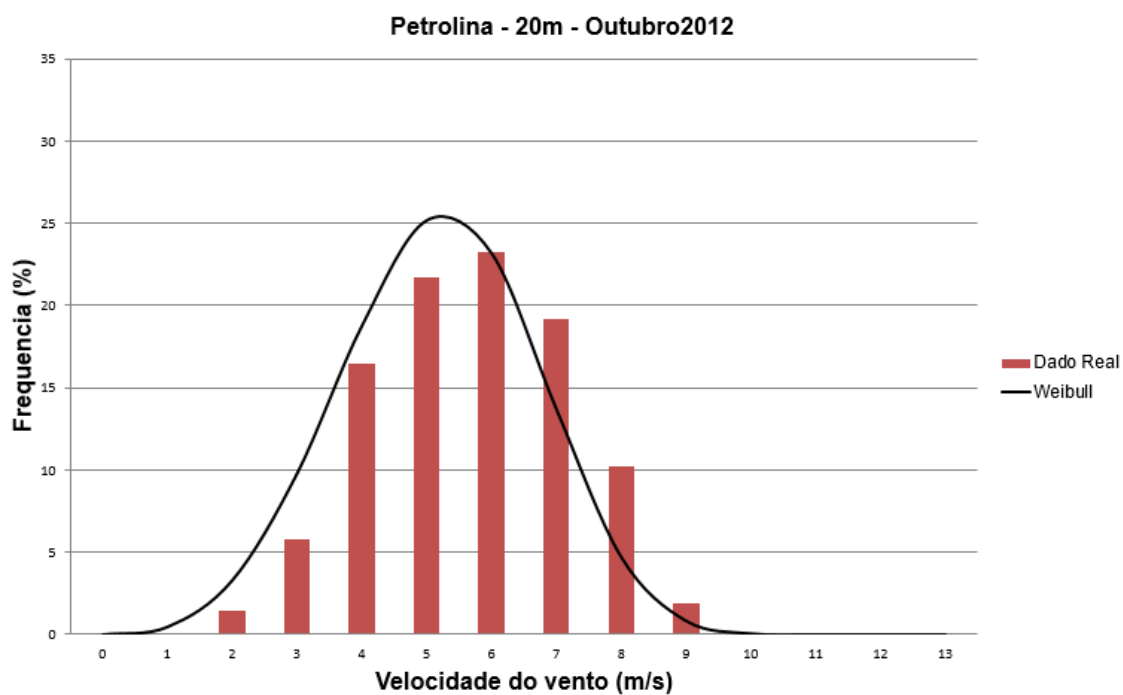
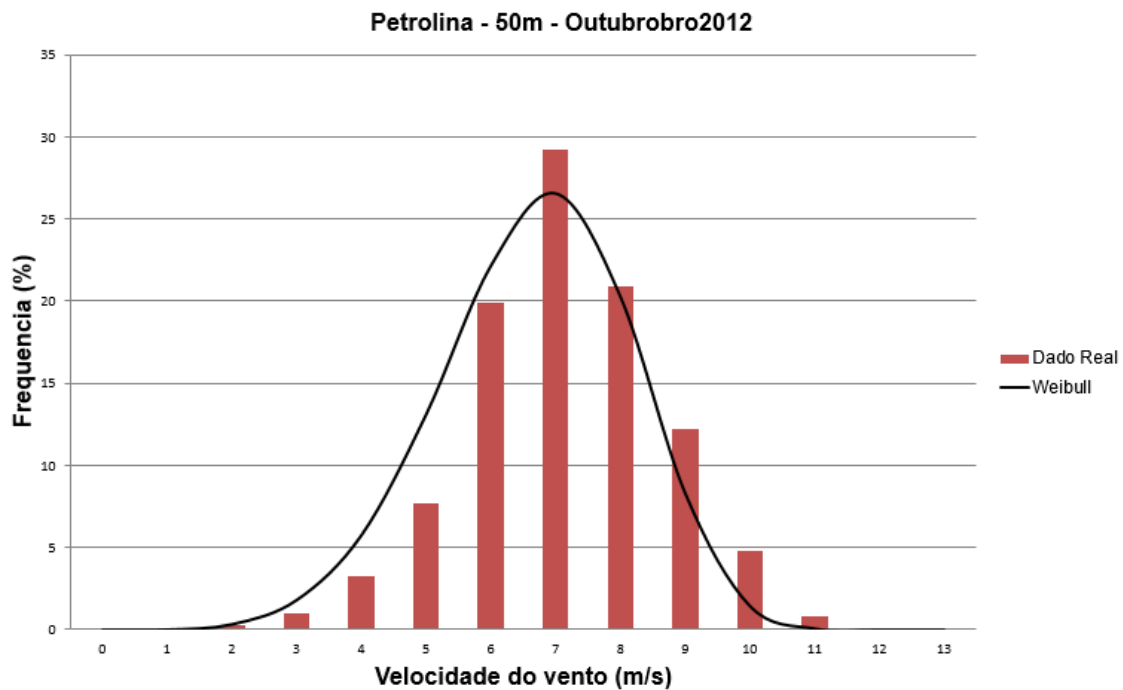
- Setembro – 2012



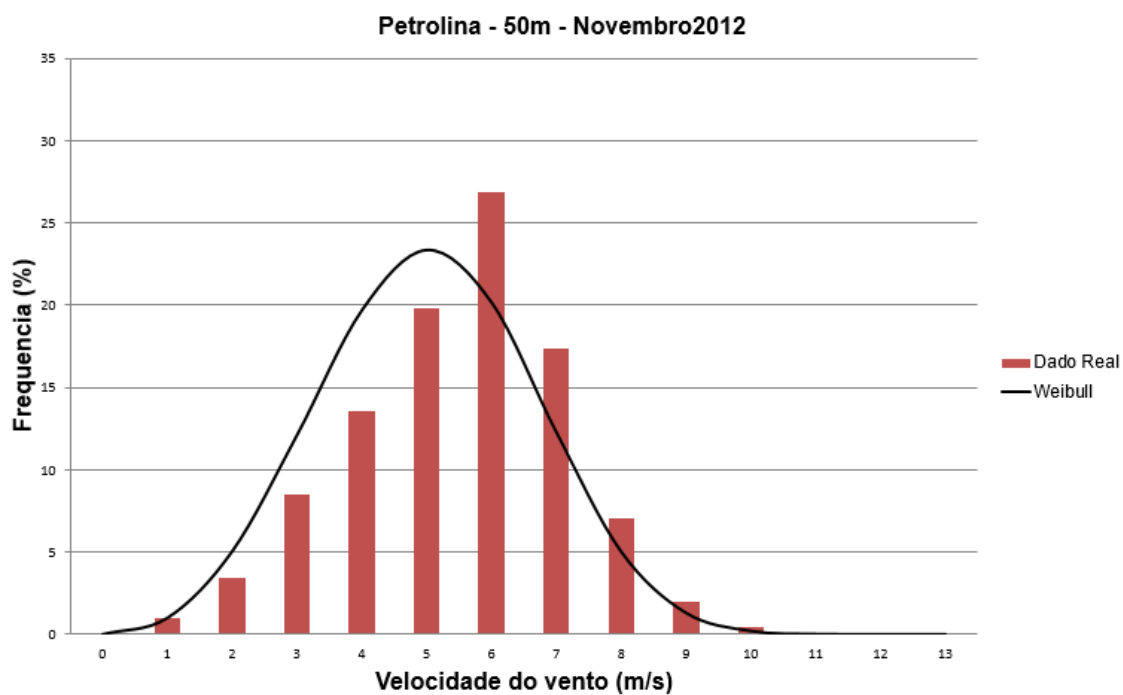
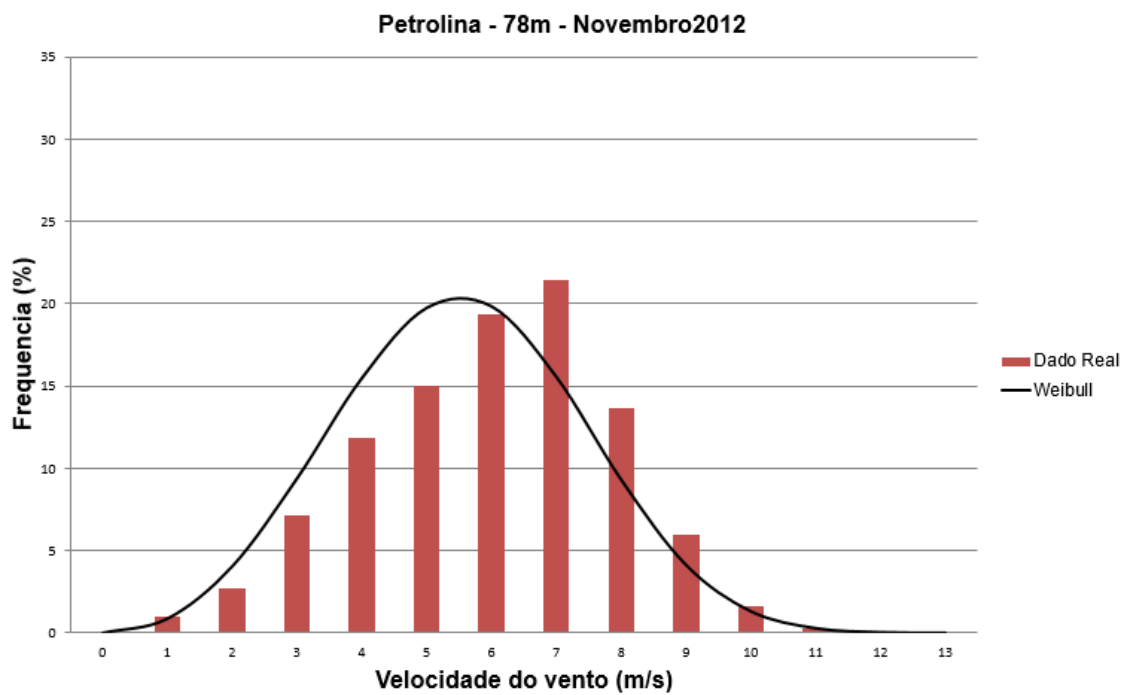


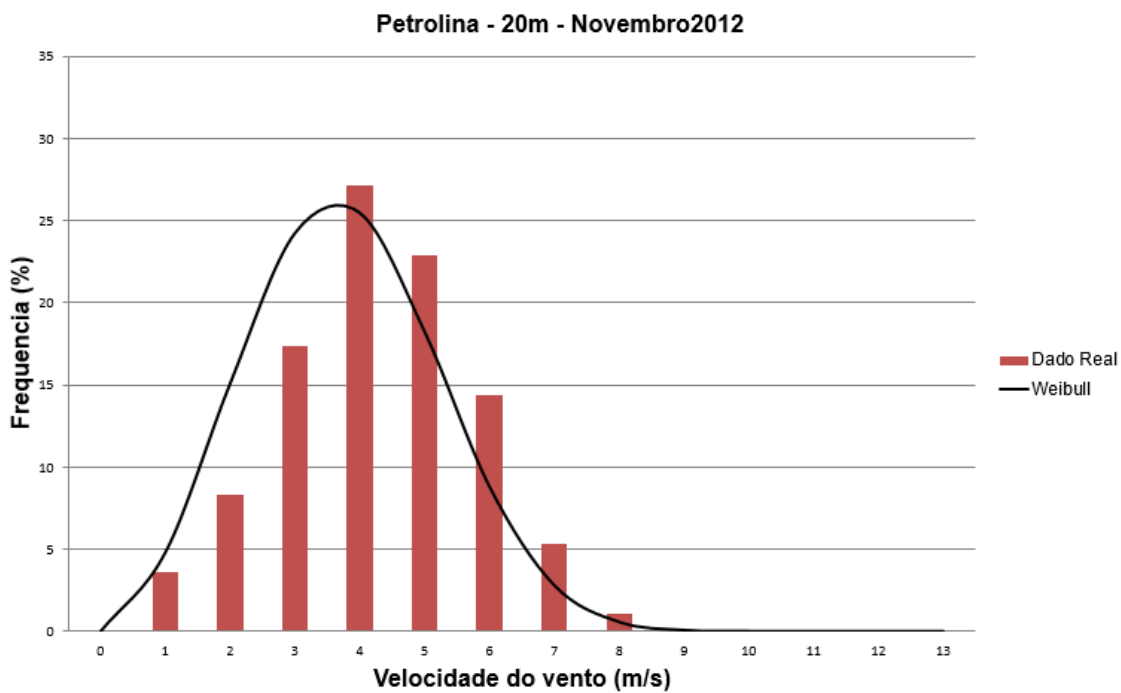
- Outubro – 2012



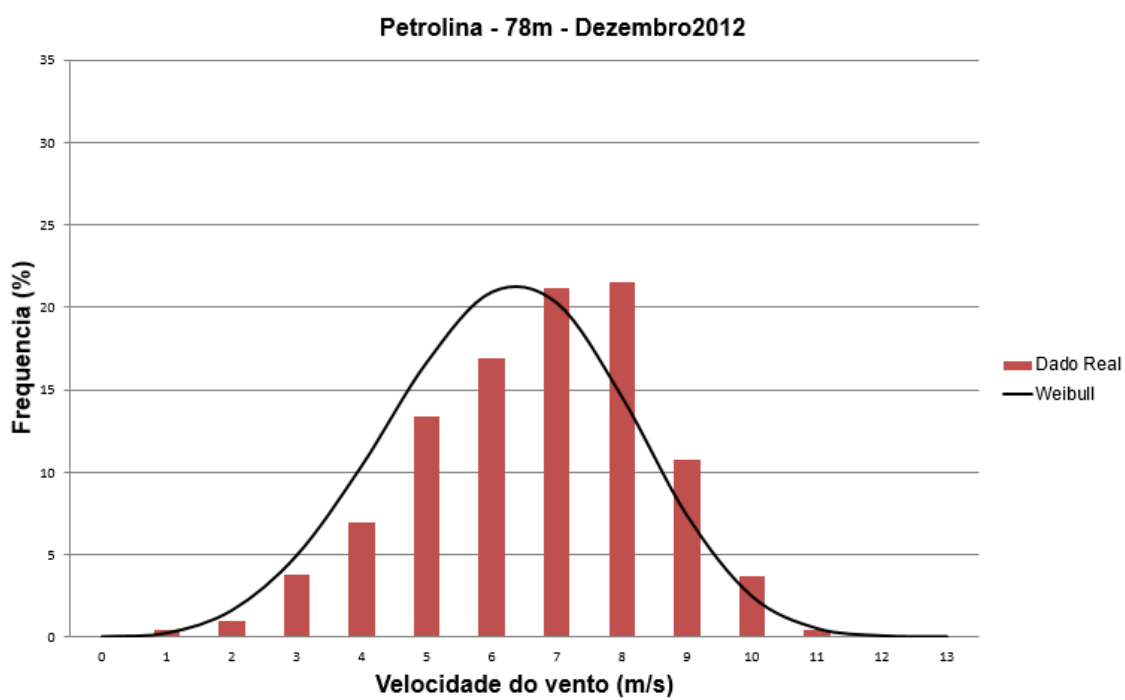


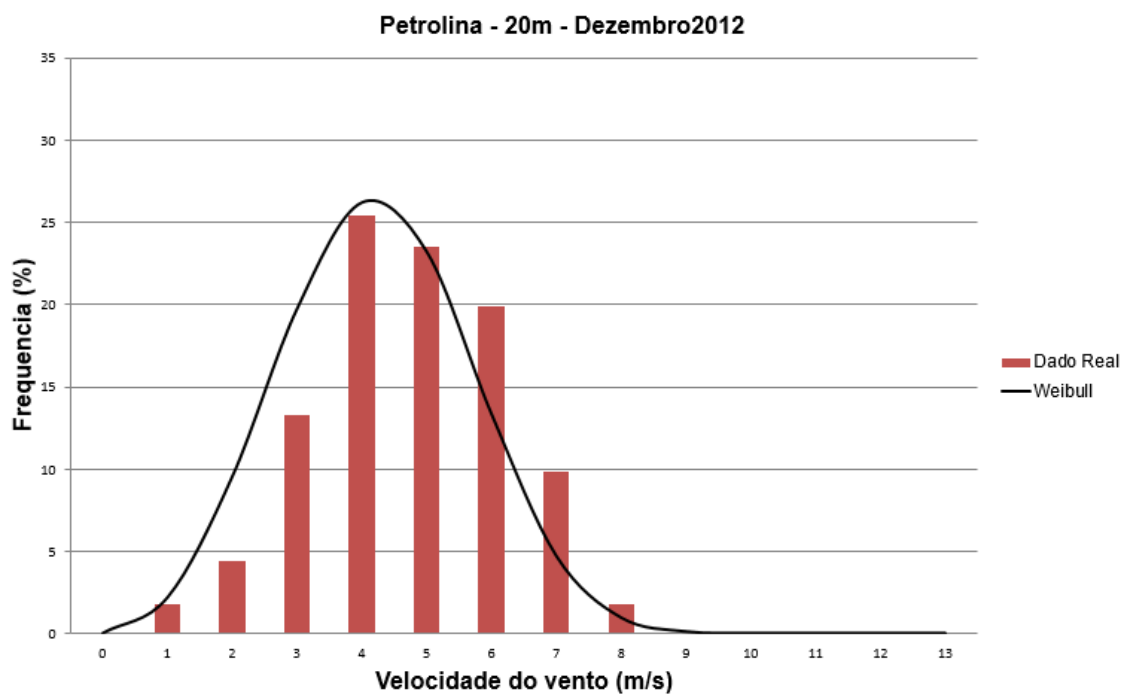
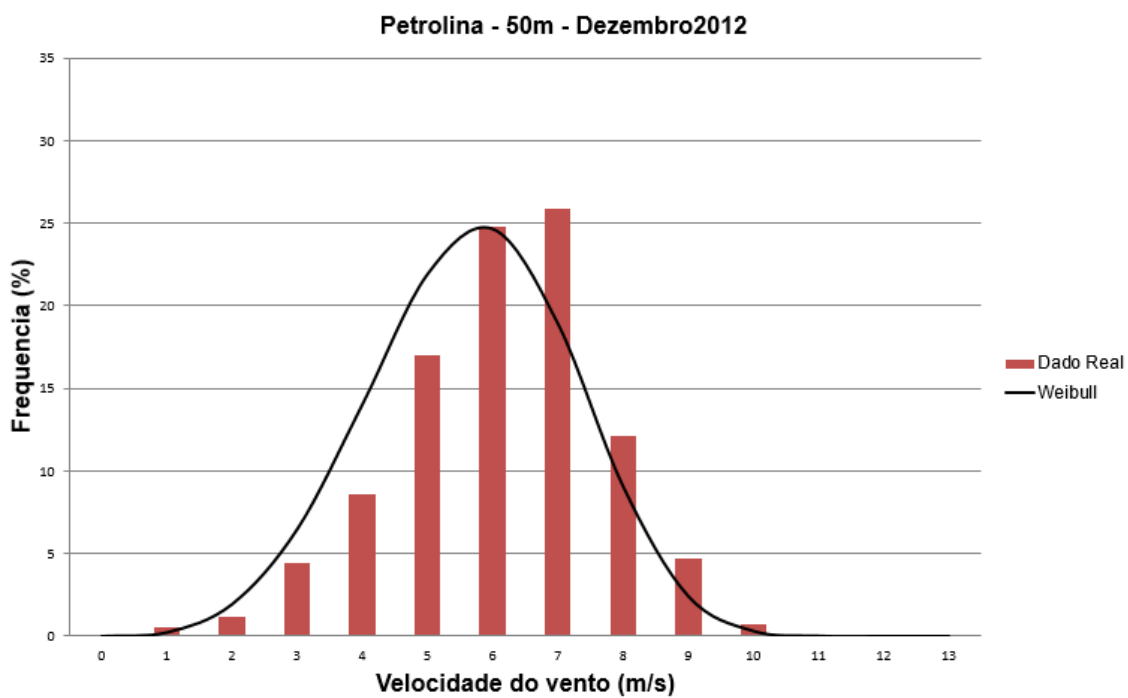
- Novembro – 2012



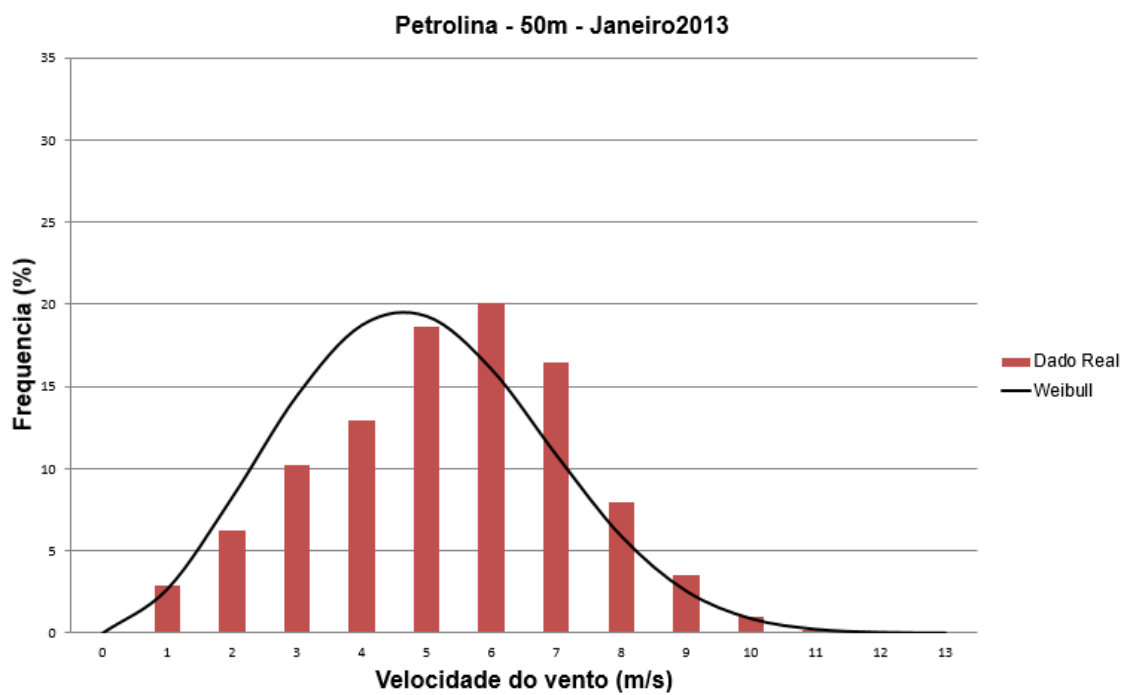
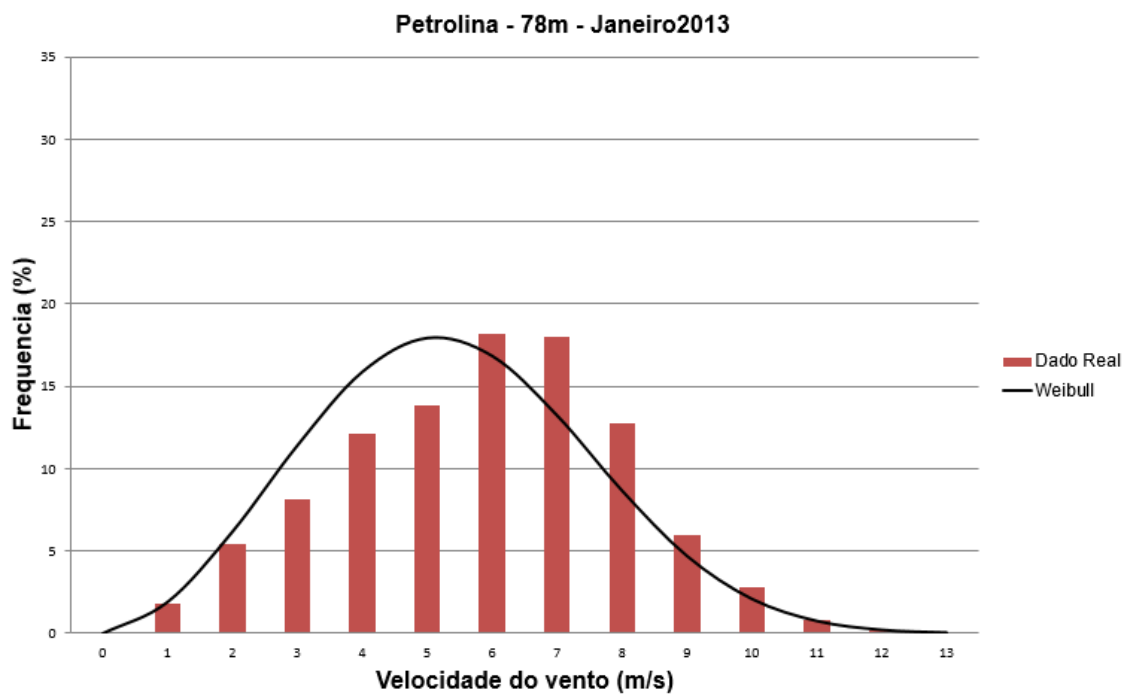


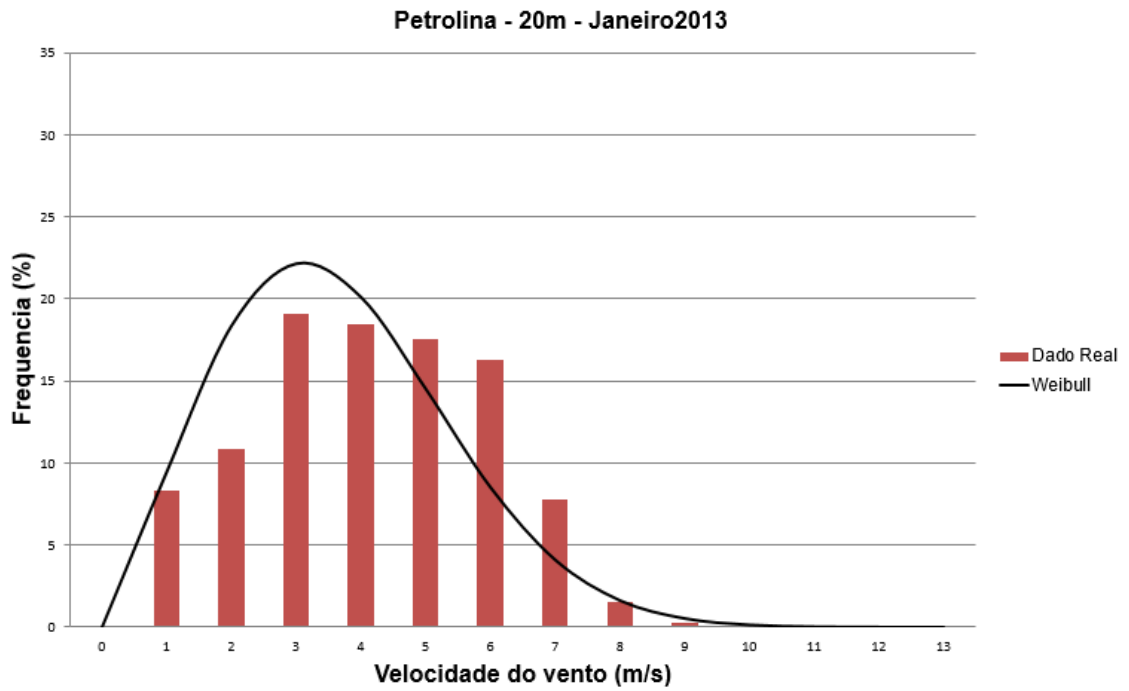
- Dezembro – 2012



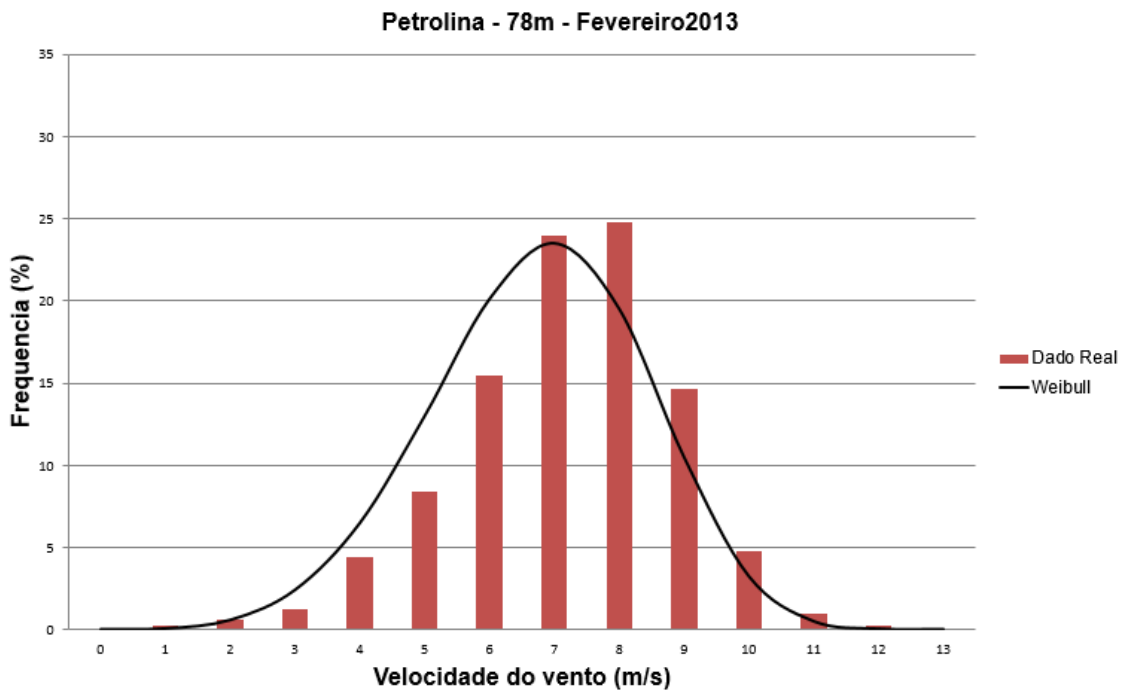


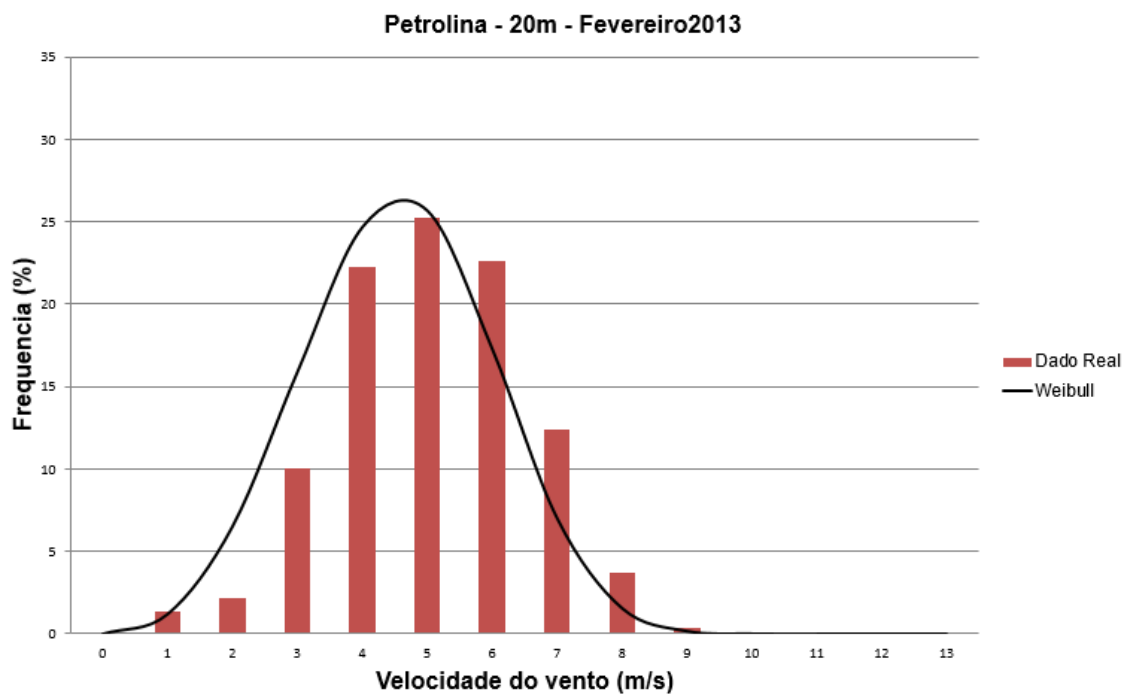
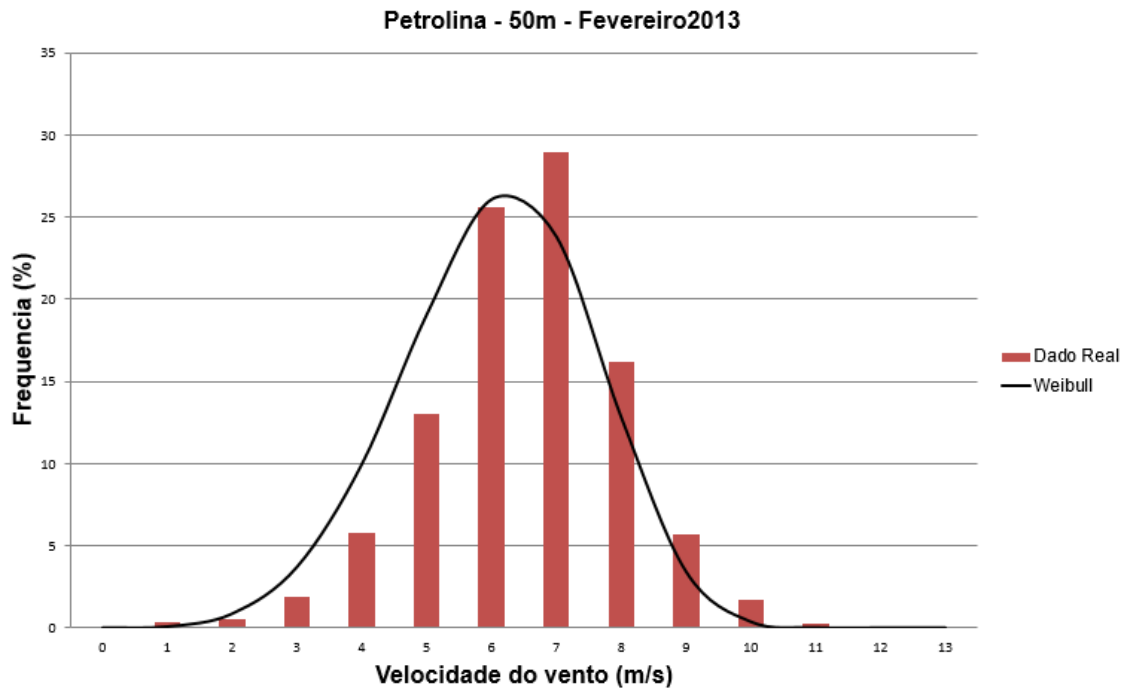
- Janeiro – 2013



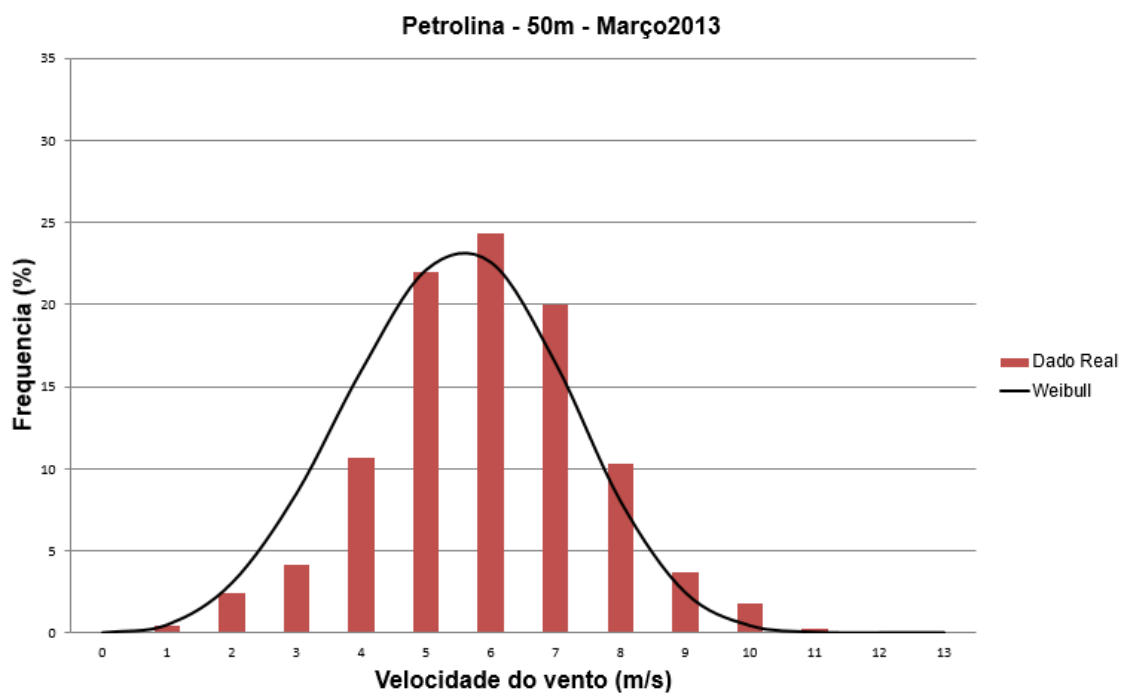
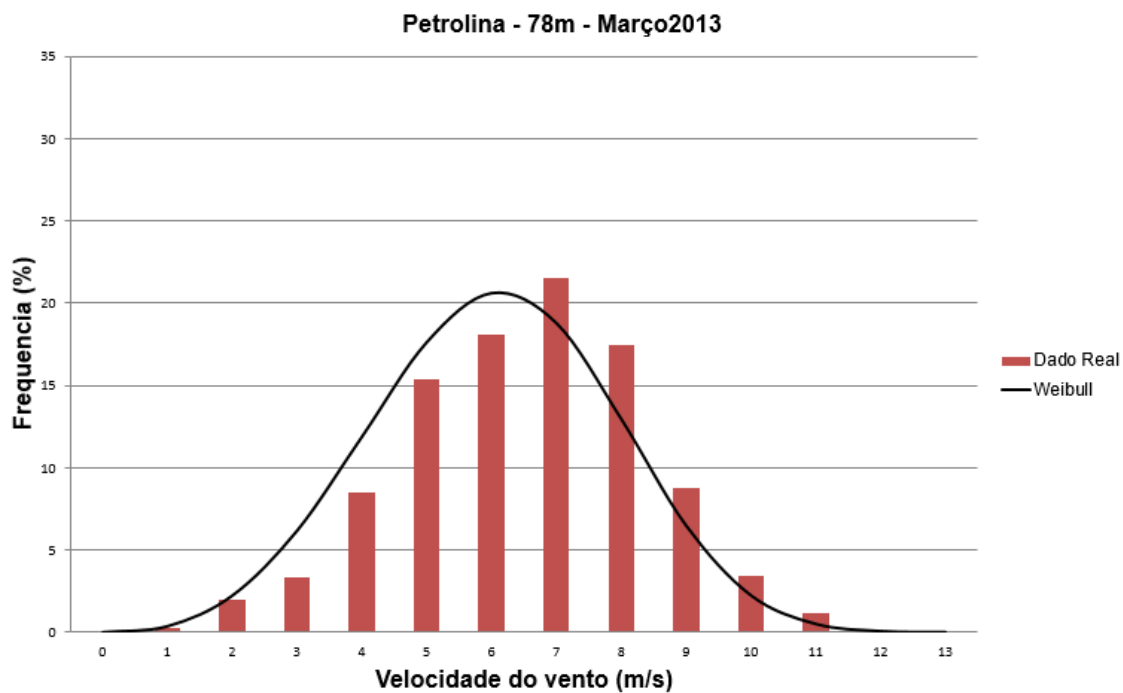


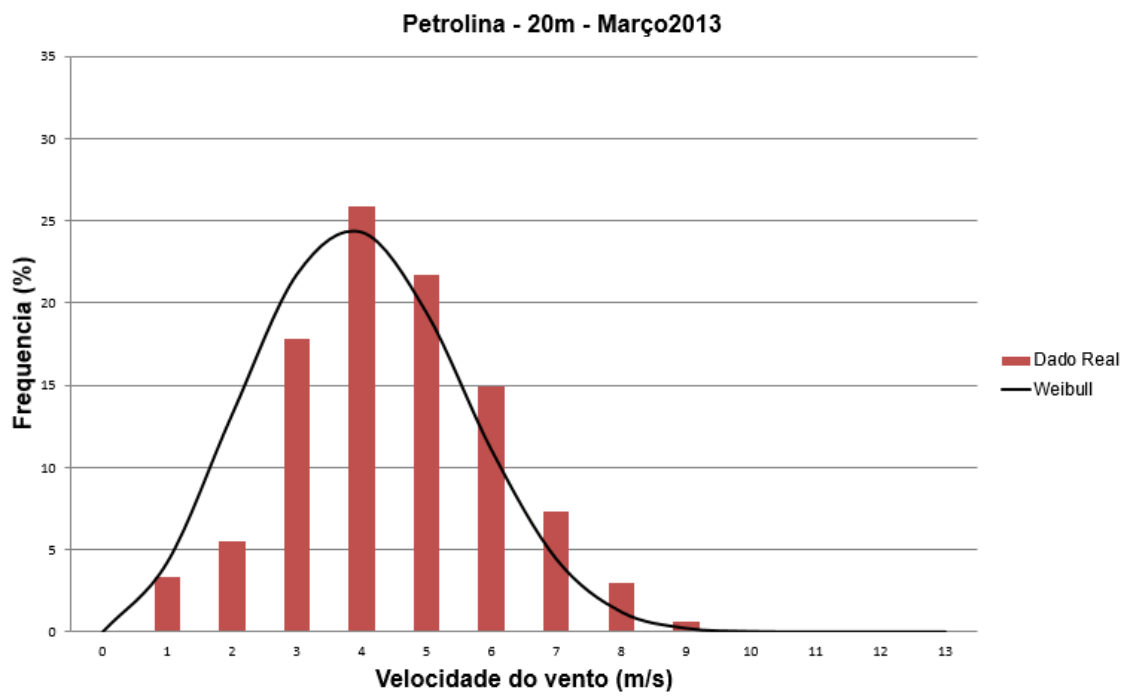
- Fevereiro – 2013



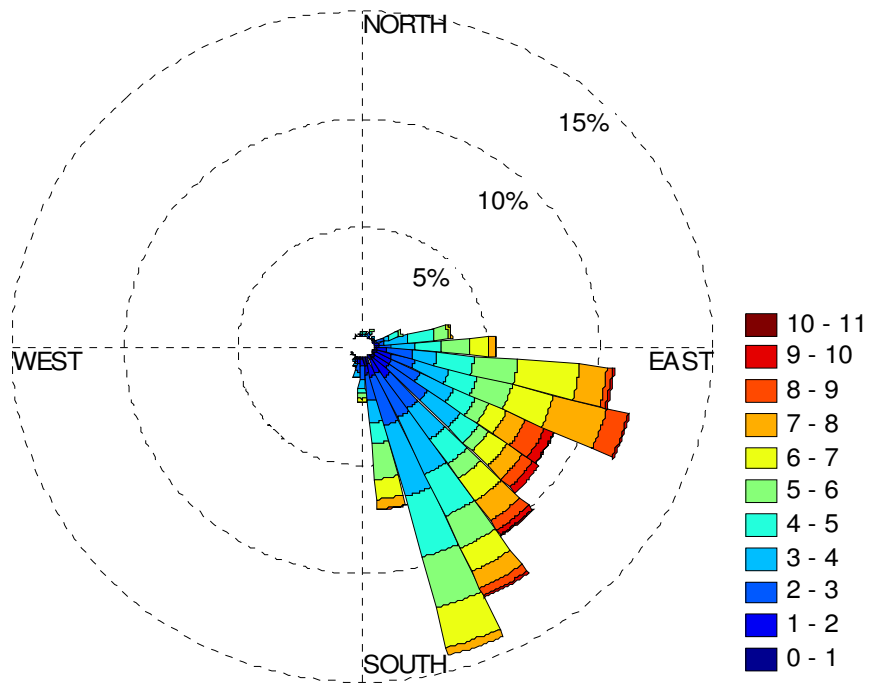


- Março – 2013

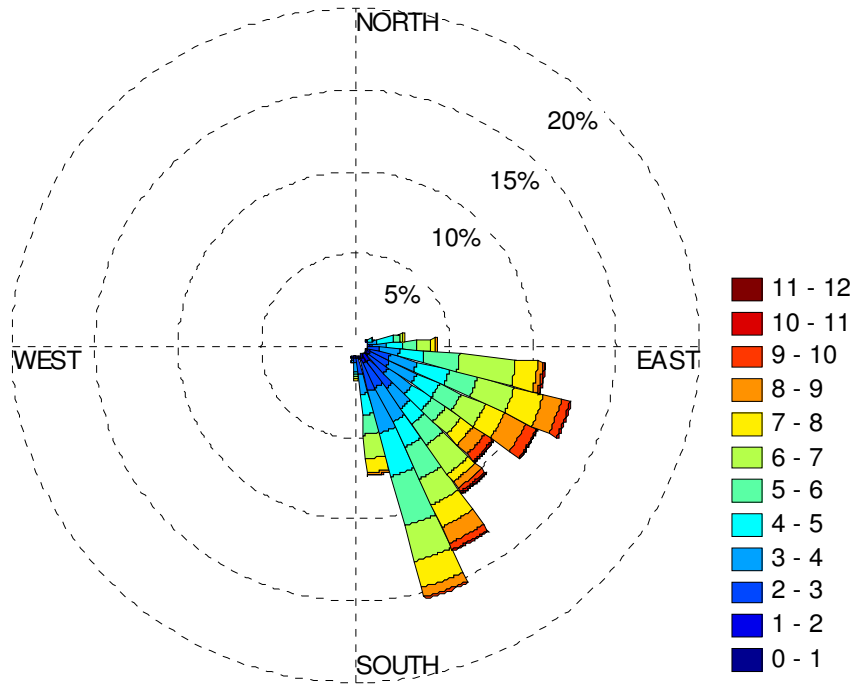




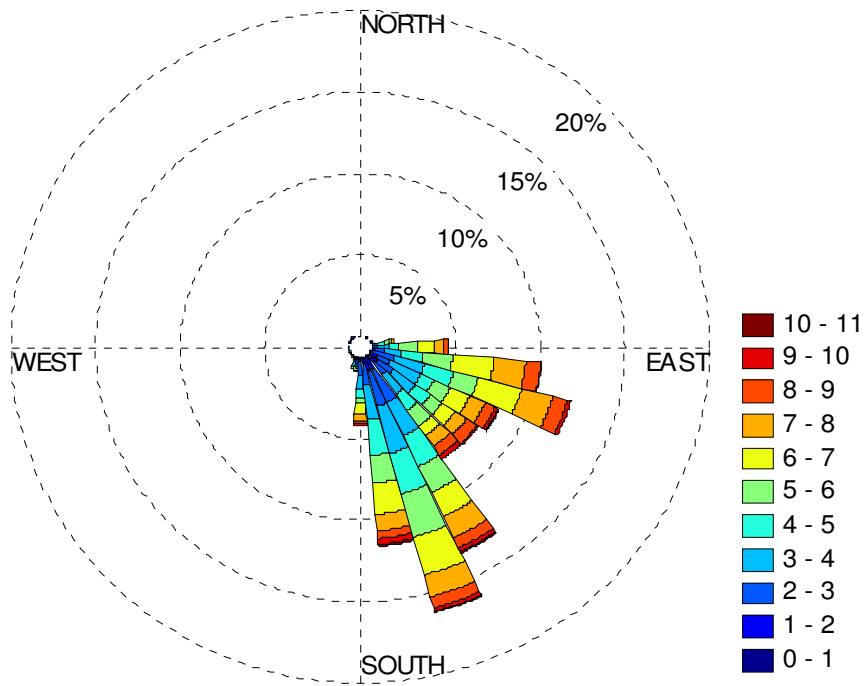
• **Abril/2012**



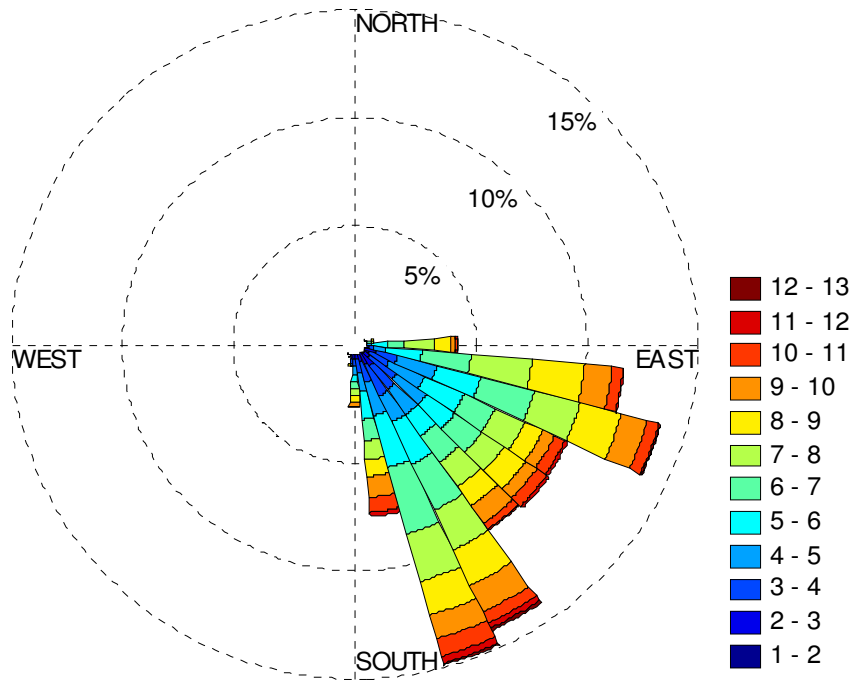
• **Mai/2012**



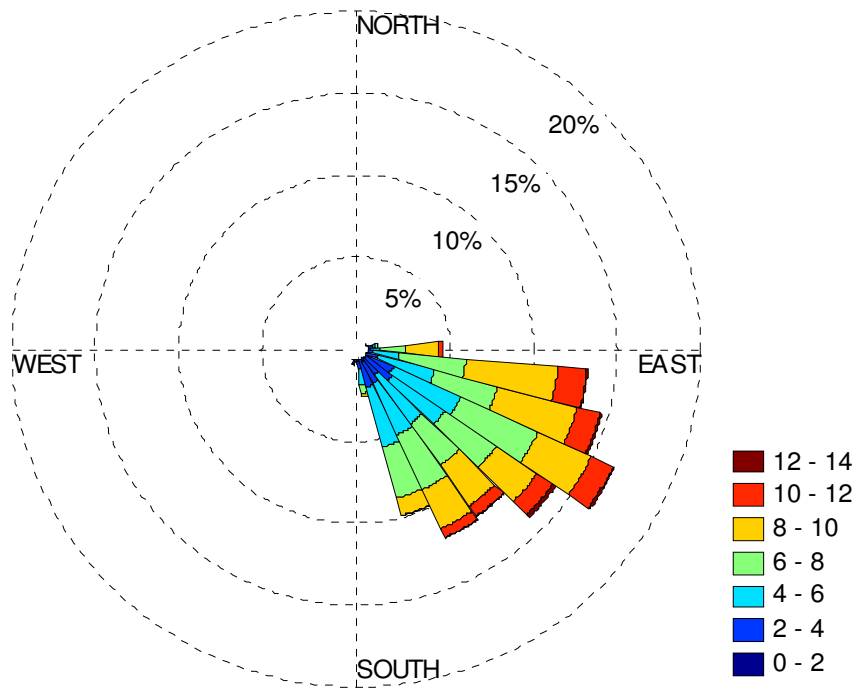
• Junho/2012



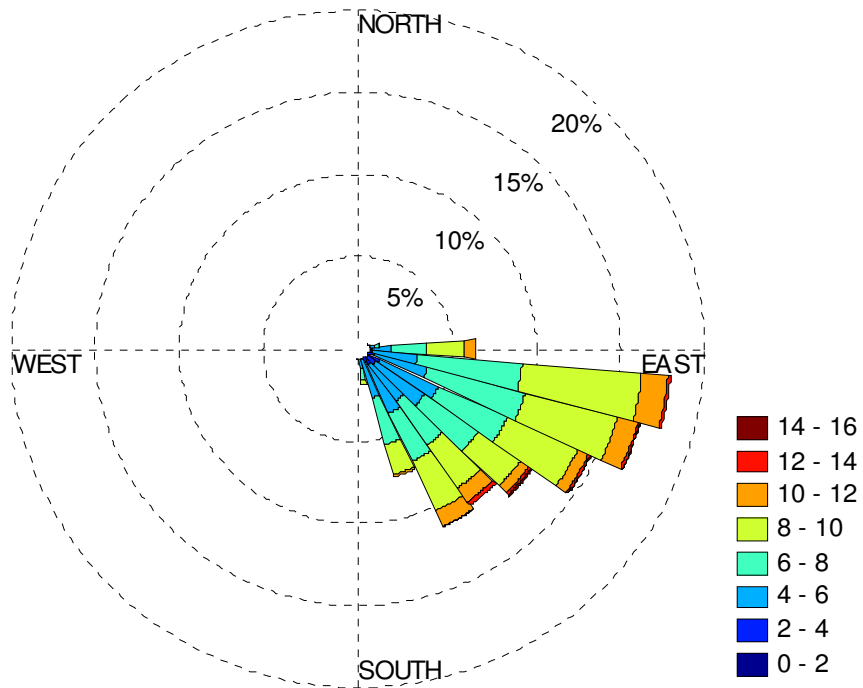
• Julho/2012



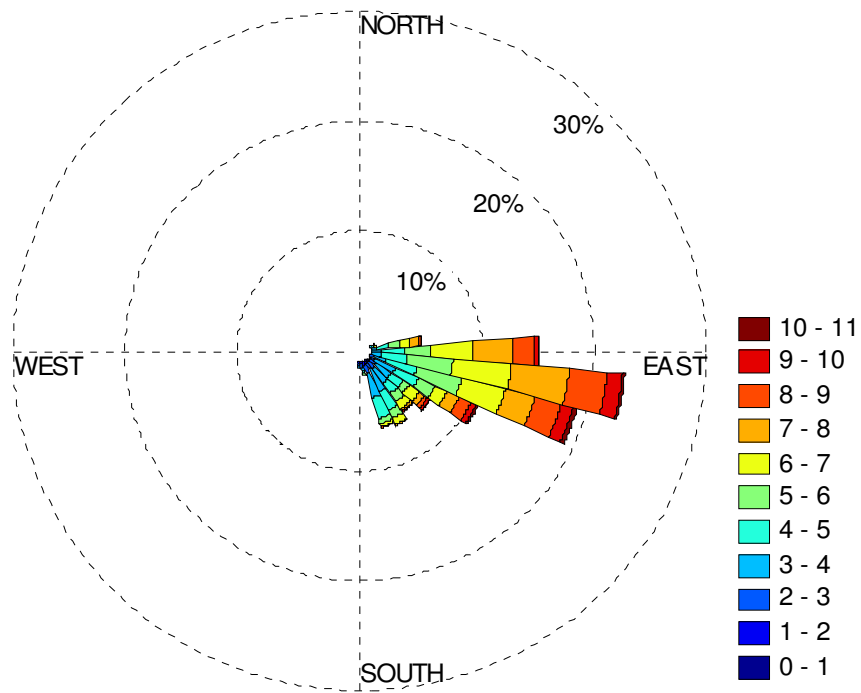
• Agosto/2012



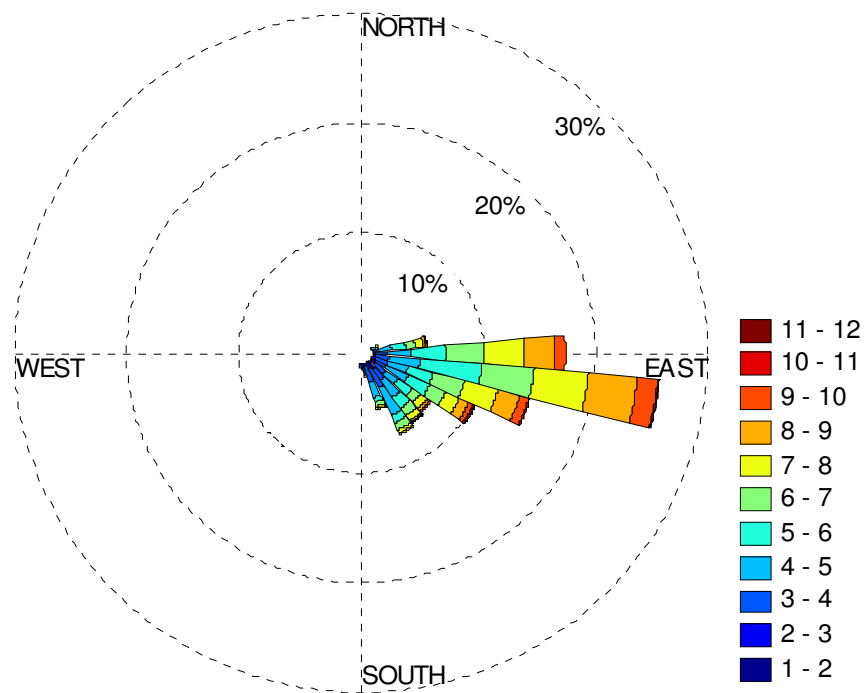
• Setembro/2012



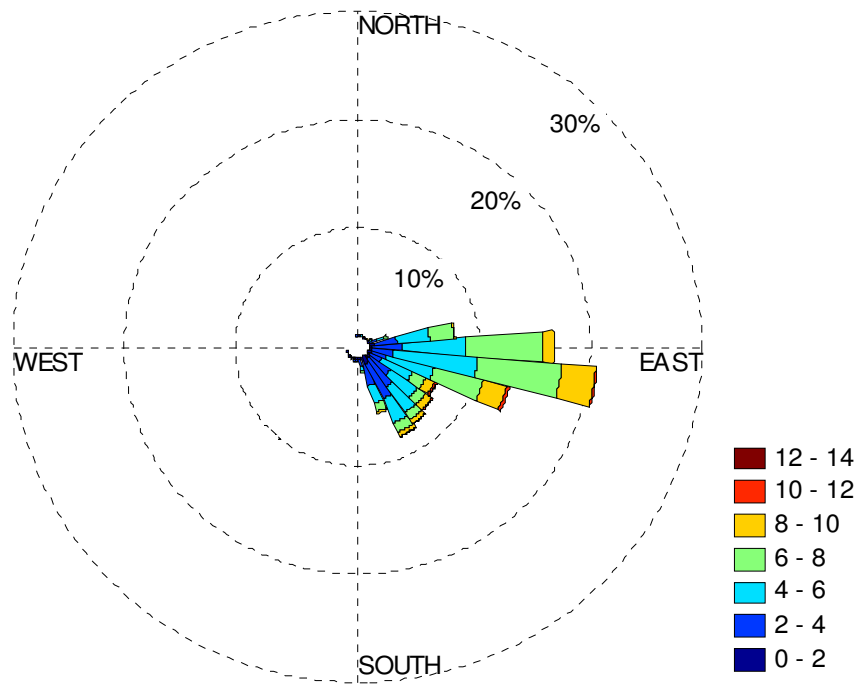
• **Outubro/2012**



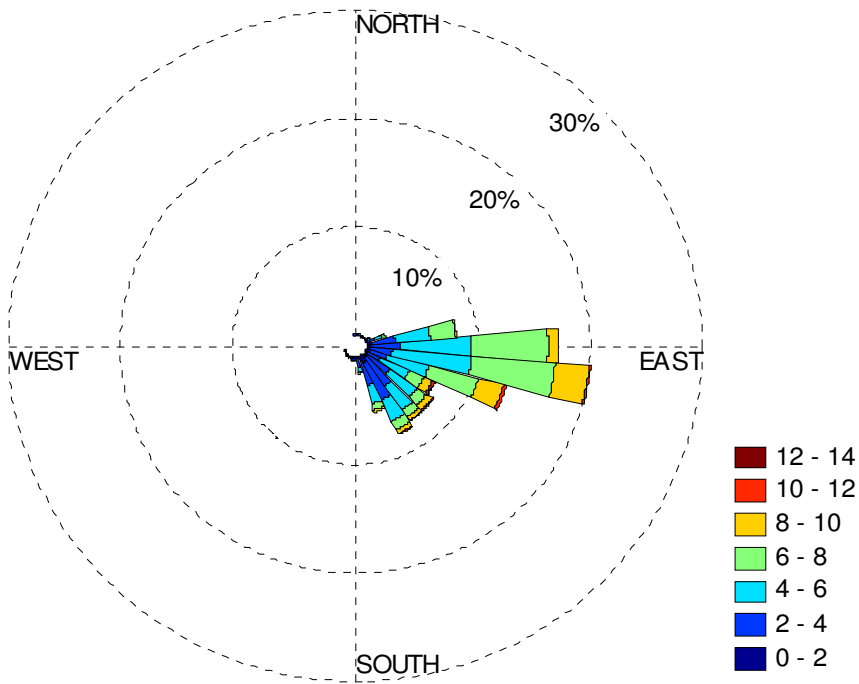
• **Novembro/2012**



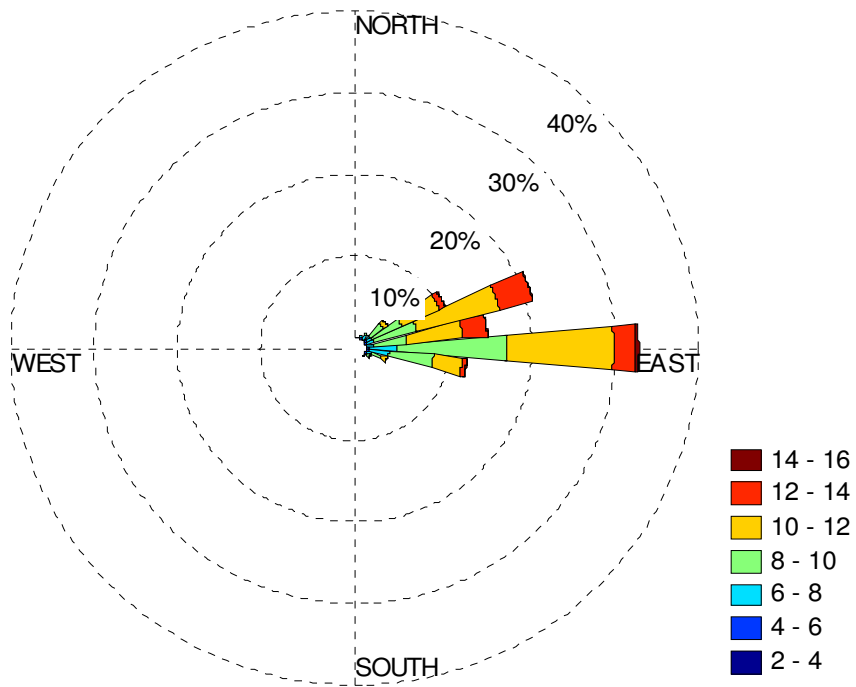
• **Dezembro/2012**



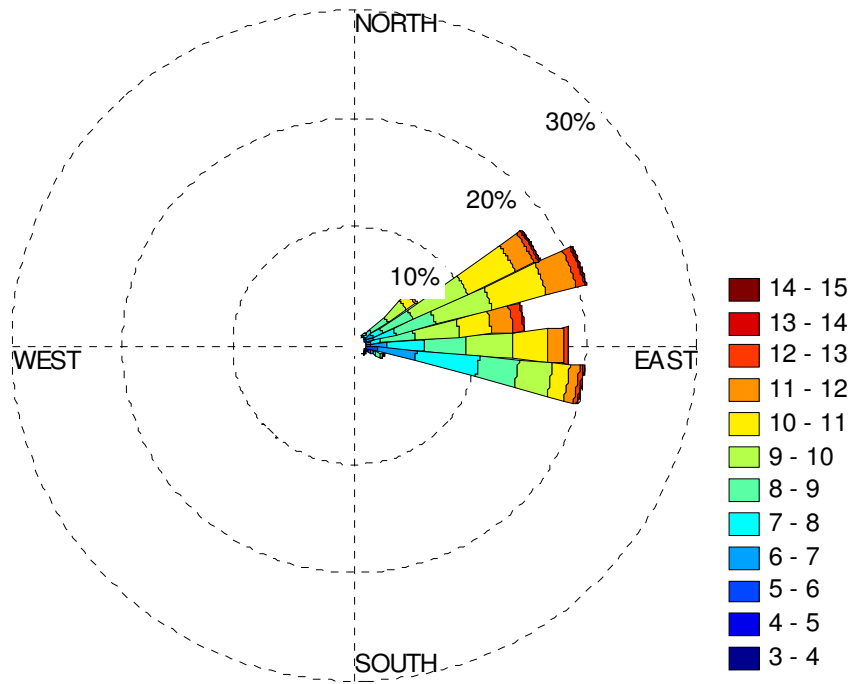
• **Janeiro/2013**



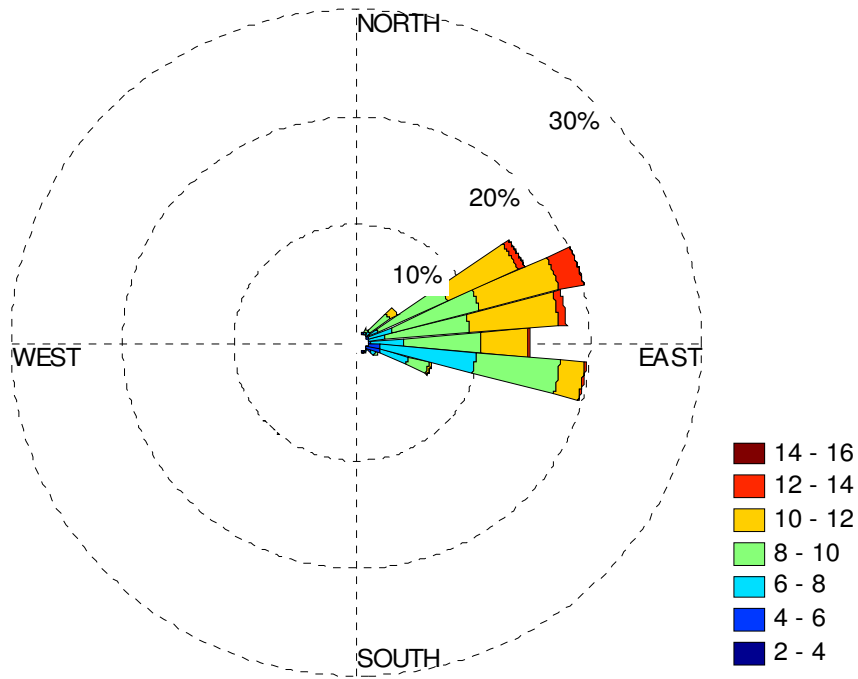
• **Outubro/2012**



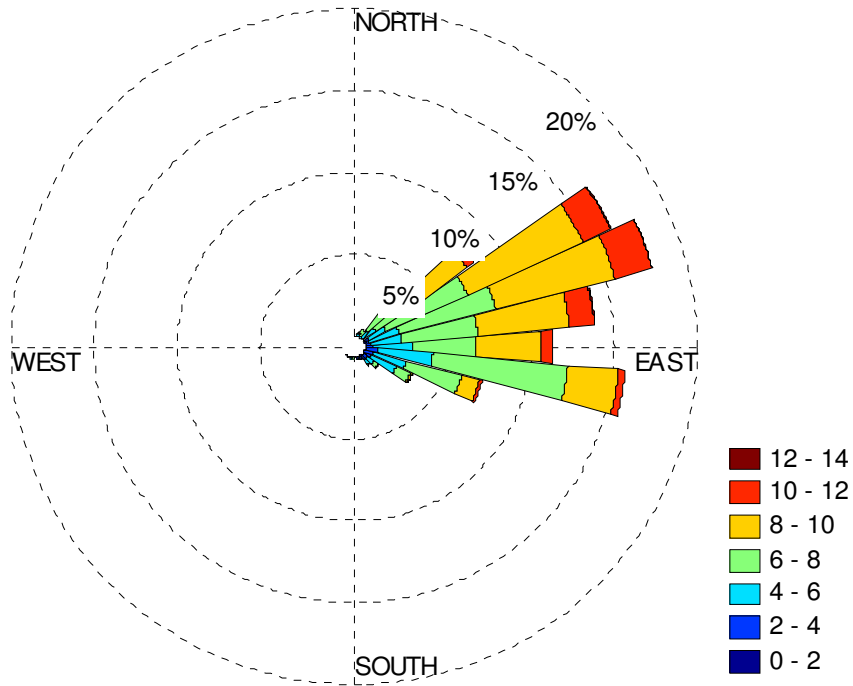
• **Novembro/2012**



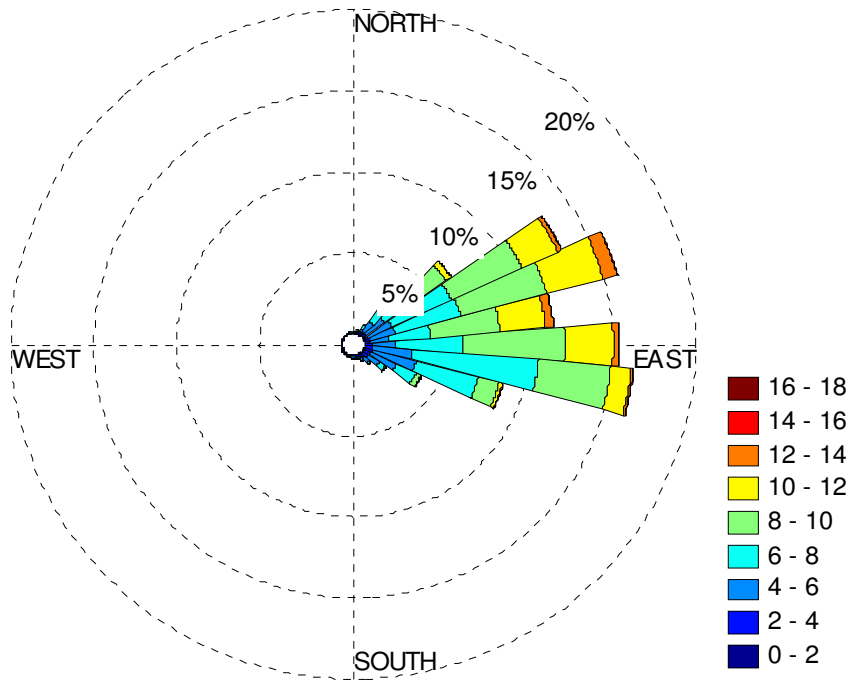
• **Dezembro/2012**



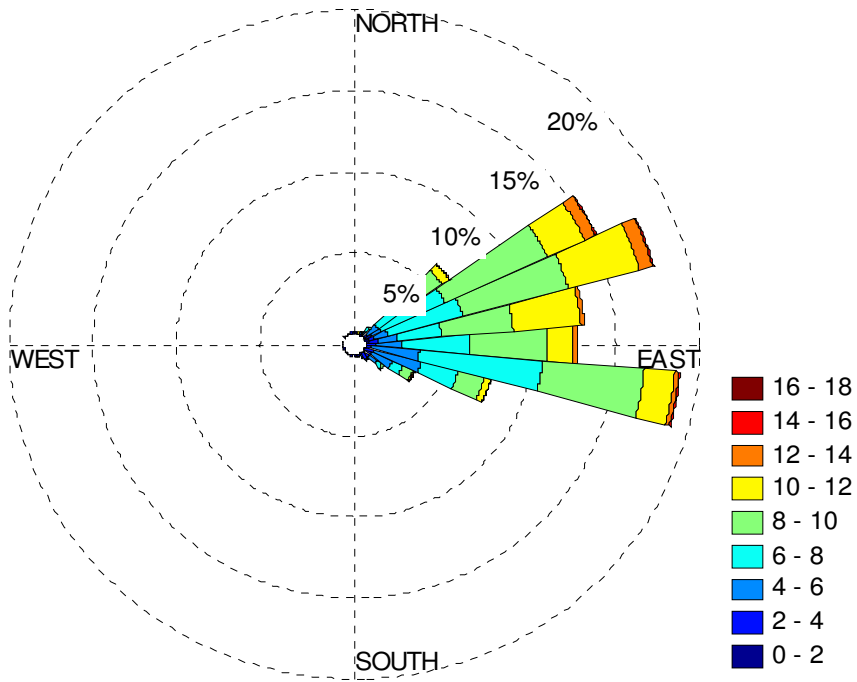
• **Janeiro/2013**



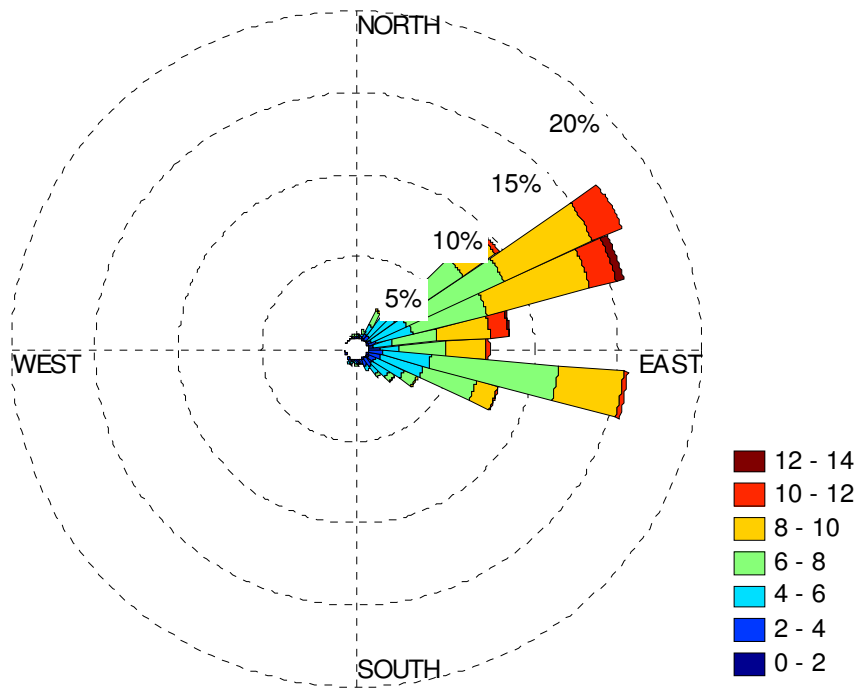
• **Fevereiro/2013**



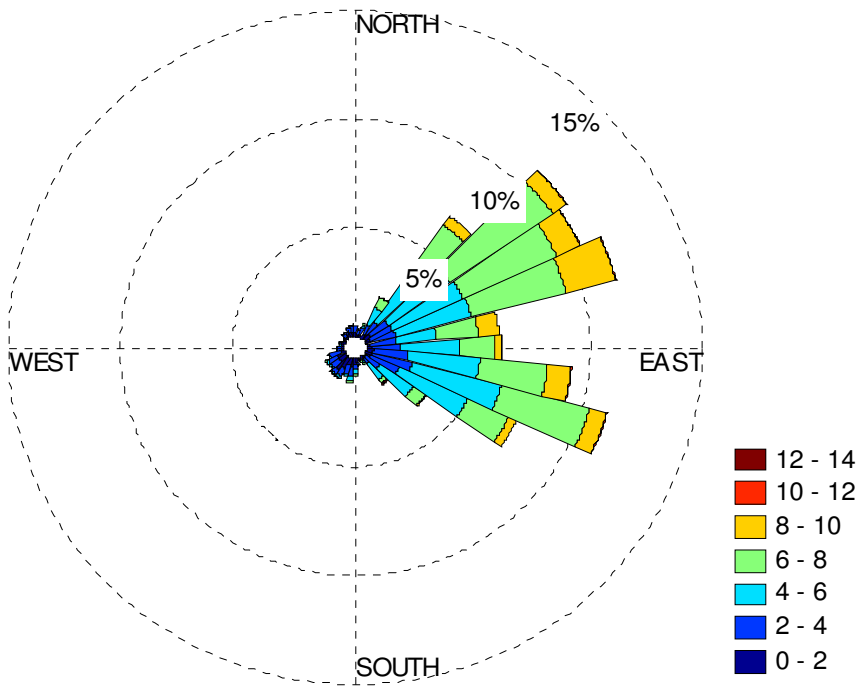
• **Março/2013**



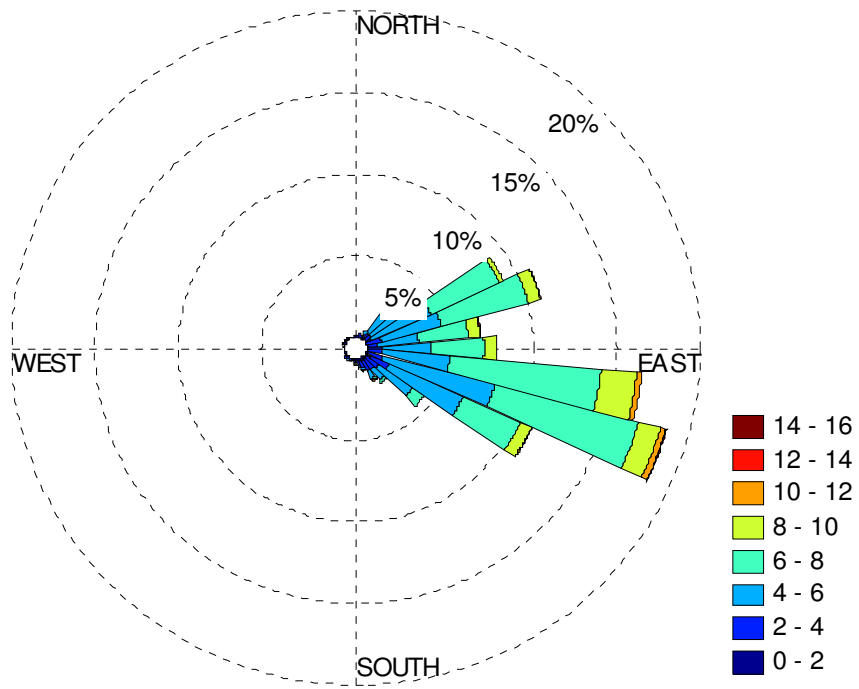
• **Abril/2013**



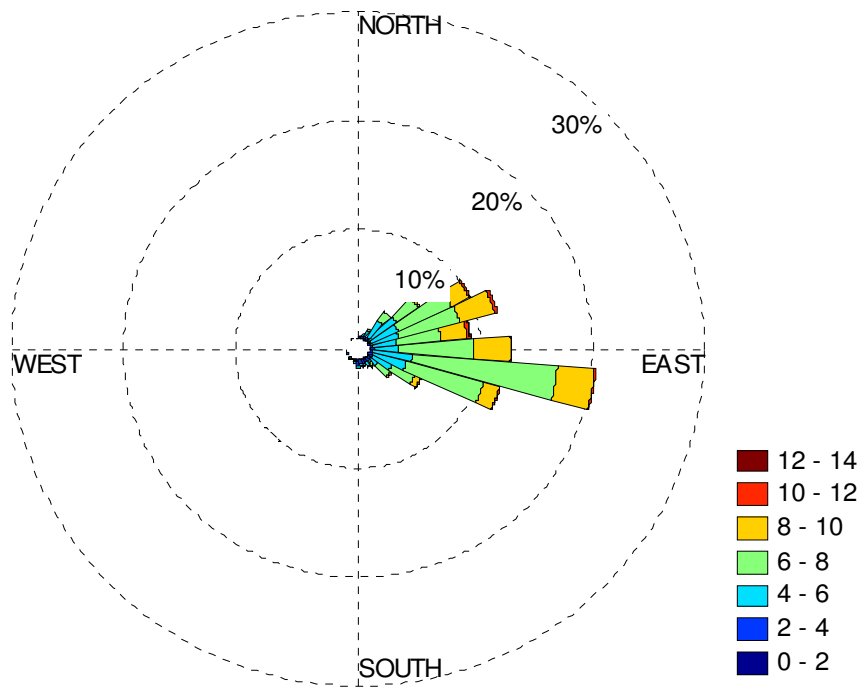
• **Mai/2013**



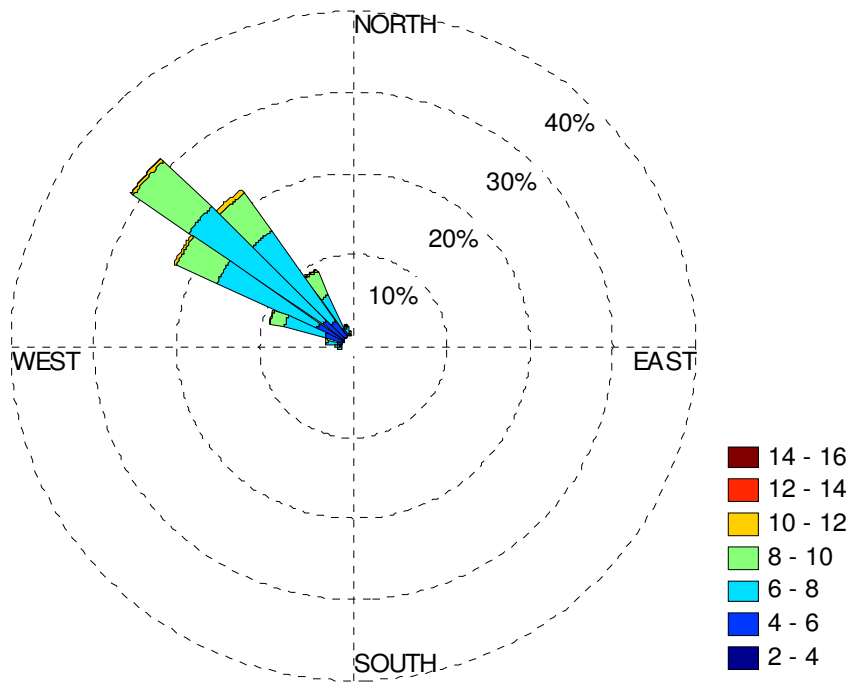
• Junho/2013



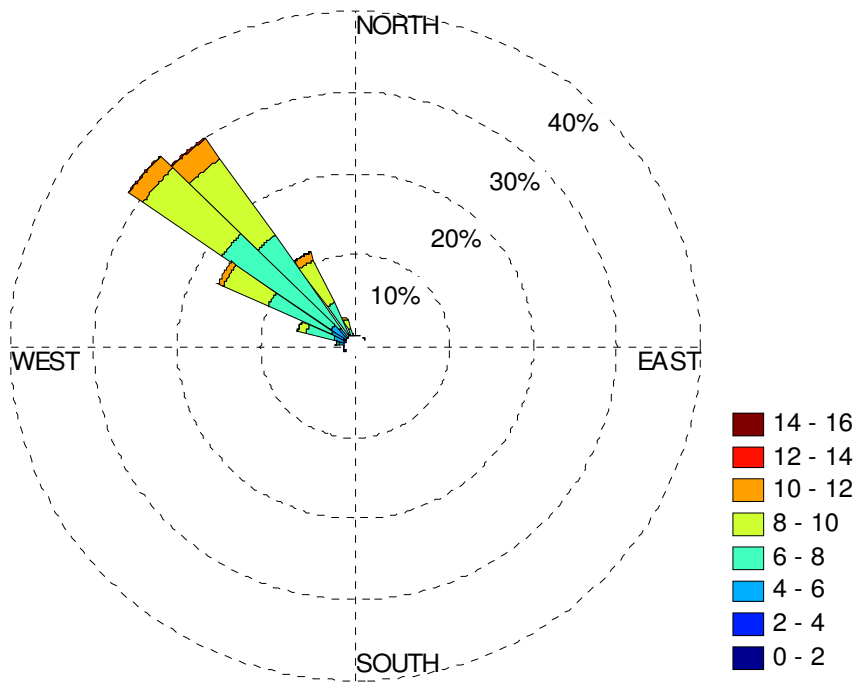
• Julho/2013



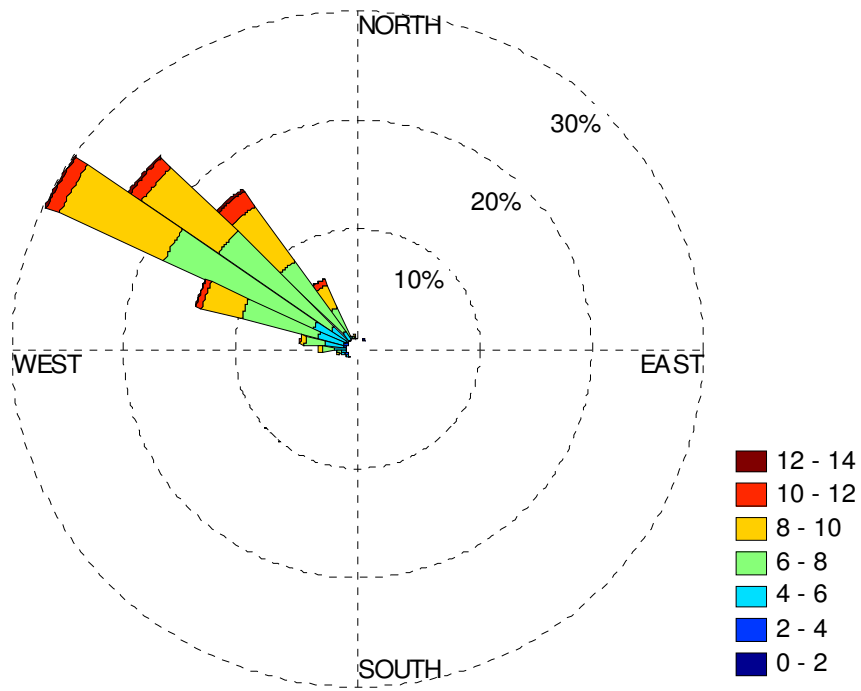
• **Julho/2012**



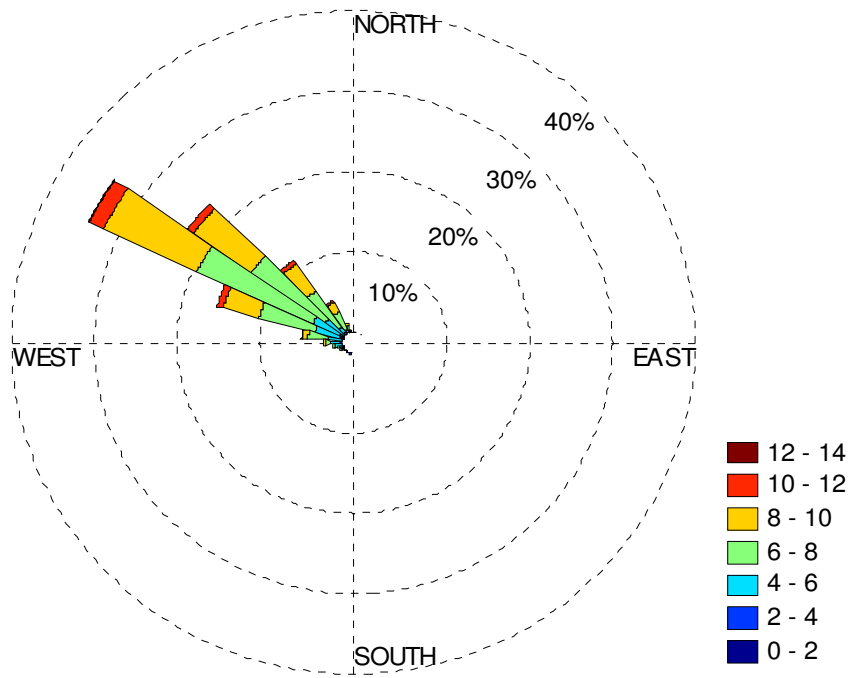
• **Agosto/2012**



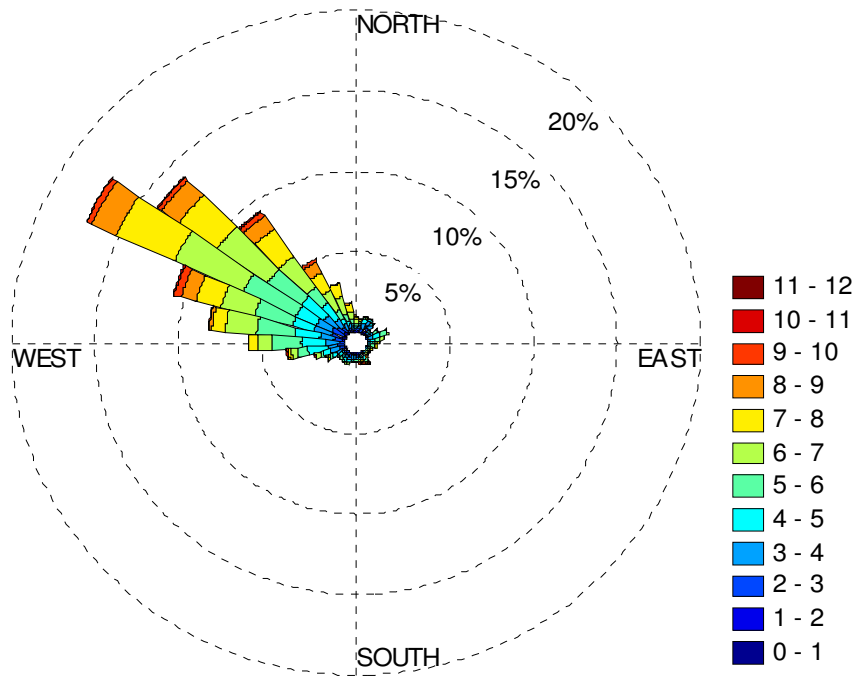
• Setembro/2012



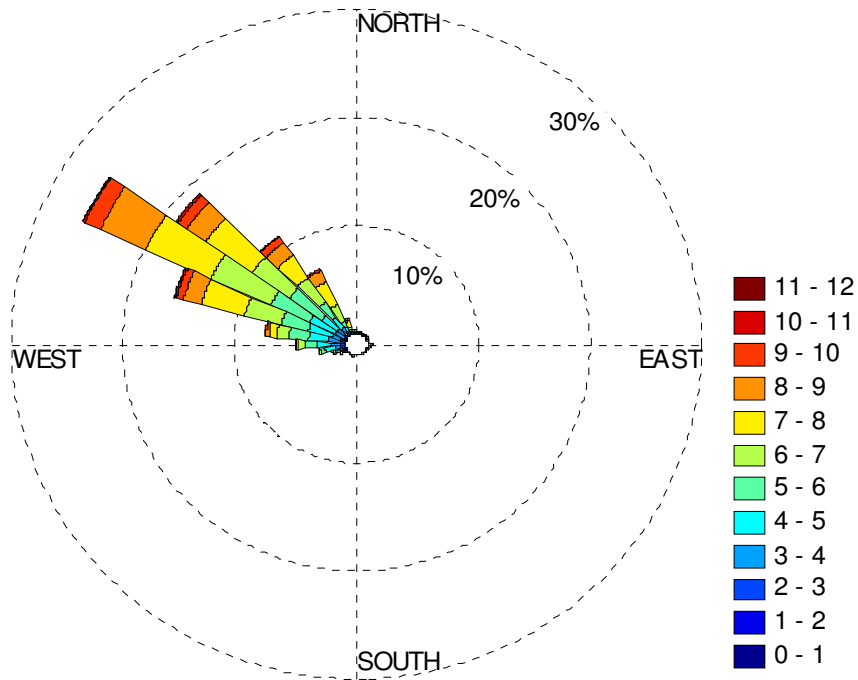
• Outubro/2012



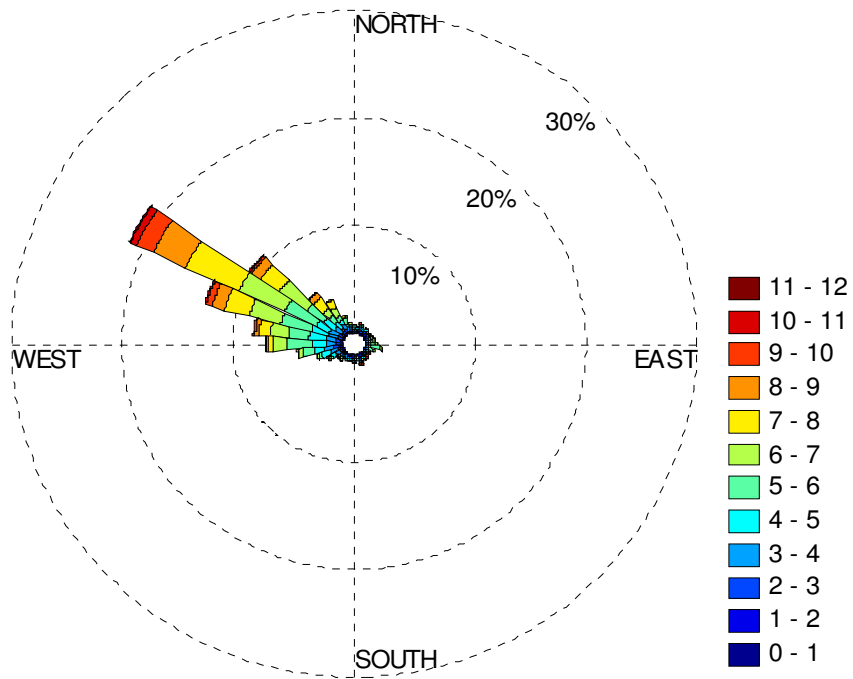
• **Novembro/2012**



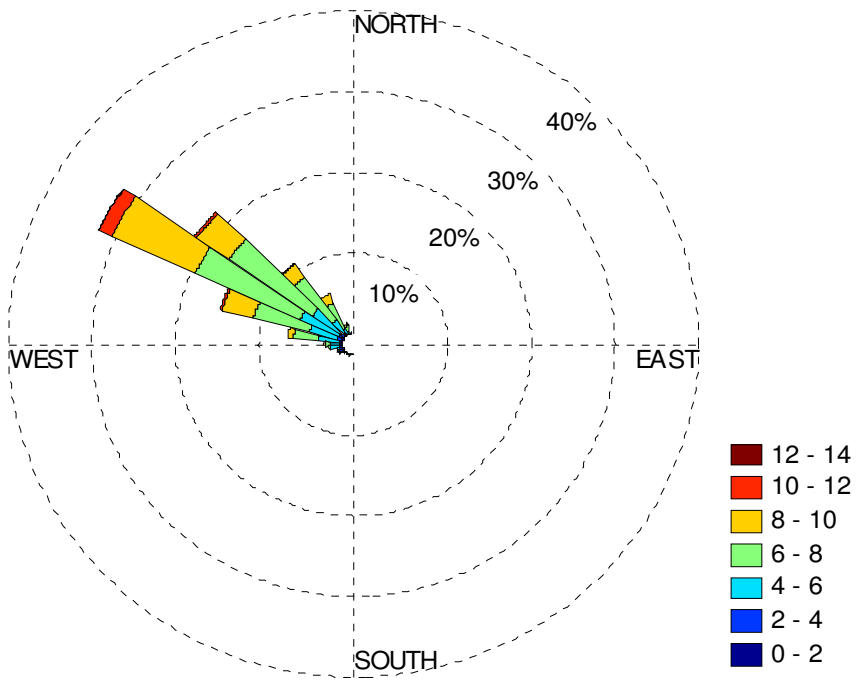
• **Dezembro/2012**



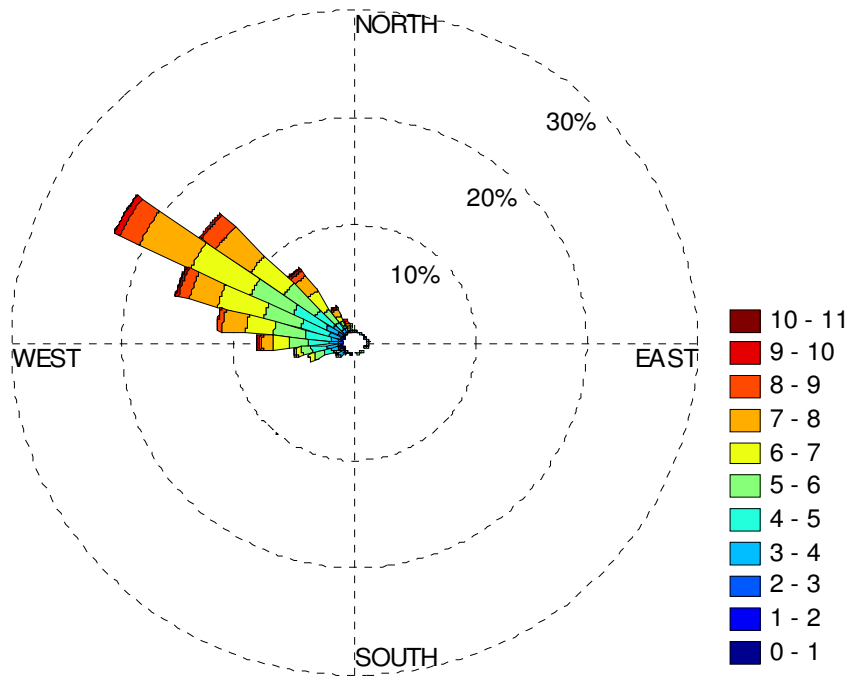
• Janeiro/2013



• Fevereiro/2013



- Março/2013



ANEXO 5

1. Tabela com os valores dos parâmetros de forma e escala, obtidos por meio do método empírico, para Maracanaú, Parnaíba e Petrolina.

- Maracanaú

Fator de forma e escala - Maracanaú						
	K			C		
	78m	50m	20m	78m	50m	20m
Fev/12	1,924984	1,908738	1,631187	5,315362	4,80665	3,482536
Mar/12	2,187842	2,118402	1,58394	5,071316	4,556474	3,023055
Abr/12	2,390064	2,24256	1,768409	5,102063	4,539544	3,136784
Mai/12	2,81862	2,471303	2,1764	5,837426	5,088846	3,732918
Jun/12	2,672682	2,385351	2,177876	5,659736	4,968192	3,733503
Jul/12	3,284691	2,911732	2,504646	6,724454	5,968626	4,973381
Ago/12	3,422569	3,08673	2,645914	7,326895	6,587662	6,273258
Set/12	3,418702	3,099322	2,61848	7,574661	6,83791	6,534061
Out/12	4,068727	3,73863	3,133426	7,975409	7,243219	6,973044
Nov/12	3,303532	3,049632	2,338795	6,422498	5,834532	5,448309
Dez/12	3,656731	3,360792	2,538933	6,561175	5,972628	5,590168
Jan/13	2,751214	2,713056	1,99471	5,87554	5,36888	4,792898

- Parnaíba

Fator de forma e escala - Parnaíba						
	K			C		
	78m	50m	20m	78m	50m	20m
Ago/12	4,411568	4,3679	3,7604	8,3183	7,6237	6,1107
Set/12	6,3337	5,9471	5,0711	9,7922	8,999	7,2945
Out/12	6,4953	6,13	5,6069	10,6292	9,7883	7,9798
Nov/12	6,3779	5,4253	4,5244	9,7974	9,0455	7,419
Dez/12	5,9251	5,0511	4,3078	9,7919	8,9878	7,3613
Jan/13	4,3734	3,6755	2,8939	8,1395	7,3259	5,8354
Fev/13	3,4649	3,2002	2,5826	8,5995	7,7451	6,0498
Mar/13	3,5975	3,3379	2,6171	7,7942	6,9552	5,3989
Abr/13	2,6681	2,6973	1,9047	5,8588	5,2404	3,742
Mai/13	3,6968	3,6431	2,3941	6,3834	5,489	3,7852
Jun/13	4,7364	4,3844	3,3652	6,9008	5,9641	4,5201
Jul/13	4,4787	4,2173	3,3086	7,1216	6,1574	4,7961

- **Petrolina**

Fator de forma e escala - Petrolina						
	K			C		
	78m	50m	20m	78m	50m	20m
Mai/12	5,548436	5,372656	3,740898	7,482451	6,646828	5,09344
Jun/12	6,203149	6,045587	3,794406	7,397054	6,564183	4,922542
Jul/12	6,830159	6,053974	3,815267	7,754734	6,91026	5,355072
Ago/12	6,128147	5,337373	3,837266	8,40043	7,525531	5,947278
Set/12	5,516604	5,250847	3,659872	8,164581	7,342806	5,710573
Out/12	5,234673	5,135842	3,843224	7,997005	7,250606	5,730752
Nov/12	3,249521	3,380738	2,80074	6,181091	5,600106	4,241197
Dez/12	3,861422	4,074046	3,214874	6,901667	6,252841	4,720623
Jan/13	2,749699	2,699056	2,187658	6,069625	5,49332	4,118153
Fev/13	4,600167	4,676411	3,492318	7,374811	6,639464	5,066745
Mar/13	3,618479	3,681959	2,768928	6,717221	6,069305	4,489814

ANEXO 6

1. Apresenta as informações atualizadas sobre os parques eólicos em operação no Brasil até maio de 2014, incluindo os registros de mini e micro geração eólica (ANEEL, 2014).

Nome do Parque Eólico	Localização (cidade/estado)	Potência instalada (kW)
Prainha	Aquiraz/Ceará	10.000
Taíba	São Gonçalo do Amarante/Ceará	5.000
Elétrica de Palmas	Palmas/Paraná	2.500
Beberibe	Beberibe/Ceará	25.600
Mucuripe	Fortaleza/Ceará	2.400
RN 15 - Rio de Fogo	Rio de Fogo/Rio Grande do Norte	49.300
Morgado	Acaraú/Ceará	28.800
Volta do Rio	Acaraú/Ceará	42.000
Alegria I	Guamaré/Rio Grande do Norte	51.000
Alegria II	Guamaré/Rio Grande do Norte	100.650
Pirauá	Macaparana/Pernambuco	4.950
Eólica do Bom Jardim	Bom Jardim da Serra/Santa Catarina	600
Foz do Rio Choró	Beberibe/Ceará	25.200
Praia Formosa	Camocim/Ceará	105.000
Eólica Canoa Quebrada	Aracati/Ceará	10.500
Lagoa do Mato	Aracati/Ceará	3.230
Horizonte	Água Doce/Santa Catarina	4.800
Eólica Icaraizinho	Amontada/Ceará	54.600
Eólica Paracuru	Paracuru/Ceará	28.804
Elebras Cidreira 1	Tramandaí/Rio Grande do Sul	70.000
Eólica Praias de Parajuru	Beberibe/Ceará	28.804
Garjaú	São Francisco de Itabapoana/Rio de Janeiro	28.050
Pedra do Sal	Parnaíba/Piauí	18.000
Parque Eólico Enacel	Aracati/Ceará	31.500
Macau	Macau/Rio Grande do Norte	1.800
Canoa Quebrada	Aracati/Ceará	57.000
Eólica Água Doce	Água Doce/Santa Catarina	9.000
Osório	Ósorio/Rio Grande do Sul	50.000
Sangradouro	Ósorio/Rio Grande do Sul	50.000
Palmares	Palmares do Sul/Rio Grande do Sul	8.000
Taíba Albatroz	São Gonçalo do Amarante/Rio Grande do Norte	16.500
Parque Eólico dos Índios	Ósorio/Rio Grande do Sul	50.000
Bons Ventos	Aracati/Ceará	50.000
Xavante	Pombos/Pernambuco	4.950
Mandacaru	Gravatá/Pernambuco	4.950
Santa Maria	Gravatá/Pernambuco	4.950
Gravatá Fruitade	Gravatá/Pernambuco	4.950
Millennium	Mataraca/Paraíba	10.200
Púlpito	Bom Jardim da Serra/ Santa Catarina	30.000
Aquibatã	Água Doce/Santa Catarina	30.000
Santo Antônio	Bom Jardim da Serra/ Santa Catarina	3.000

Cascata	Água Doce/Santa Catarina	6.000
Rio do Ouro	Bom Jardim da Serra/ Santa Catarina	30.000
Salto	Água Doce/Santa Catarina	30.000
Bom Jardim	Bom Jardim da Serra/ Santa Catarina	30.000
Campo Belo	Água Doce/Santa Catarina	10.500
Amparo	Água Doce/Santa Catarina	22.500
Cruz Alta	Água Doce/Santa Catarina	30.000
Vitória	Mataraca/Paraíba	4.500
Presidente	Mataraca/Paraíba	4.800
Camurim	Mataraca/Paraíba	4.800
Albatroz	Mataraca/Paraíba	4.800
Coelhos I	Mataraca/Paraíba	4.800
Coelhos III	Mataraca/Paraíba	4.800
Atlântica	Mataraca/Paraíba	4.800
Caravela	Mataraca/Paraíba	4.800
Coelhos II	Mataraca/Paraíba	4.800
Coelhos IV	Mataraca/Paraíba	4.800
Mataraca	Mataraca/Paraíba	4.800
Alhandra	Alhandra/Paraíba	6.300
Aratuá I	Guamaré/Rio Grande do Norte	14.400
Buriti	Acaraú/Ceará	30.000
Mangue Seco III	Guamaré/Rio Grande do Norte	26.000
Macaúbas	Brotas de Macaúbas/Bahia	35.070
Mangue Seco II	Guamaré/Rio Grande do Norte	26.000
Mangue Seco I	Guamaré/Rio Grande do Norte	26.000
Osório II	Ósorio/Rio Grande do Sul	24.000
Pedra do Reino	Sobradinho/Bahia	30.000
Icaraí	Amontada/Ceará	16.800
Mangue Seco V	Guamaré/Rio Grande do Norte	26.000
Santa Clara I	Parazinho/Rio Grande do Norte	30.000
Santa Clara III	Parazinho/Rio Grande do Norte	30.000
Cajucoco	Itarema/Ceará	30.000
Barra dos Coqueiros	Barra dos Coqueiros/Sergipe	34.500
Dunas de Paracuru	Paracuru/Ceará	42.000
Morro dos Ventos VI	João Câmara/Rio Grande do Norte	28.800
Morro dos Ventos I	João Câmara/Rio Grande do Norte	28.800
Morro dos Ventos IX	João Câmara/Rio Grande do Norte	30.000
Santa Clara VI	Parazinho/Rio Grande do Norte	30.000
Novo Horizonte	Brotas de Macaúba/Bahia	30.060
Seabra	Brotas de Macaúba/Bahia	30.060
Santa Clara IV	Parazinho/Rio Grande do Norte	2.000
Santa Clara II	Parazinho/Rio Grande do Norte	16.000
Morro dos Ventos III	João Câmara/Rio Grande do Norte	28.800
Morro dos Ventos IV	João Câmara/Rio Grande do Norte	28.800
Faisa IV	Trairi/Ceará	25.200
Sangradouro III	Ósorio/Rio Grande do Sul	24.000
Faisa III	Trairi/Ceará	25.200
Cabeço Preto	João Câmara/Rio Grande do Norte	19.800
Fazenda Rosário III	Palmares do Sul/Rio Grande do Sul	14.000
Embuaca	Trairi/Ceará	27.300

Areia Branca	Areia Branca/Rio Grande do Norte	27.300
Fazenda Rosário	Palmares do Sul/Rio Grande do Sul	8.000
Cerro Chato	Santana do Livramento/Rio Grande do Sul	30.000
Cerro Chato II	Santana do Livramento/Rio Grande do Sul	30.000
Cerro Chato III	Santana do Livramento/Rio Grande do Sul	30.000
Eurus VI	Parazinho/Rio Grande do Norte	8.000
Faixa I	Trairi/Ceará	29.400
Icarai II	Amontada/Ceará	37.800
Sistema Híbrido parte I - IMT	Boituva/São Paulo	2,24
Quixaba	Aracati/Ceará	25.500
Miassaba II	Guamaré/Rio Grande do Norte	14.400
Icarai I	Amontada/Ceará	27.300
Santa Clara V	Parazinho/Rio Grande do Norte	2.000
Sangradouro II	Ósorio/Rio Grande do Sul	26.000
Mar e Terra	Areia Branca/Rio Grande do Norte	23.100
Pedra Branca	Sento Sé/Bahia	30.000
Ósorio III	Ósorio/Rio Grande do Sul	26.000
Mel II	Areia Branca/Rio Grande do Norte	20.000
Sete Gameleiras	Sento Sé/Bahia	30.000
São Pedro do Lago	Sento Sé/Bahia	30.000
Atlântica I	Palmares do Sul/Rio Grande do Sul	30.000
Atlântica IV	Palmares do Sul/Rio Grande do Sul	30.000
Atlântica II	Palmares do Sul/Rio Grande do Sul	30.000
Fazenda Rosário II	Palmares do Sul/Rio Grande do Sul	20.000
Atlântica V	Palmares do Sul/Rio Grande do Sul	30.000
Cabeço Preto IV	João Câmara/Rio Grande do Norte	19.800
Ventos do Brejo A-6	Brejinho/Rio Grande do Norte	6
União dos Ventos I	Pedra Grande/Rio Grande do Norte	20.800
União dos Ventos II	Pedra Grande/Rio Grande do Norte	22.400
União dos Ventos III	Pedra Grande/Rio Grande do Norte	22.400
União dos Ventos VI	São Miguel do Gostoso/ Rio Grande do Norte	12.800
União dos Ventos VII	São Miguel do Gostoso/ Rio Grande do Norte	14.400
União dos Ventos VIII	Pedra Grande/Rio Grande do Norte	14.400
União dos Ventos IX	Pedra Grande/Rio Grande do Norte	11.200
União dos Ventos X	Pedra Grande/Rio Grande do Norte	12.800
Pedra do Reino III	Sobradinho/Bahia	18.000
Arizona I	Rio do Fogo/ Rio Grande do Norte	28.000
Mundaú	Trairi/Ceará	30.004
Trairi	Trairi/Ceará	30.004
Guajirú	Trairi/Ceará	30.004
Flexeiras I	Trairi/Ceará	30.004
Cerro dos Trindades	Santana do Livramento/Rio Grande do Sul	8.000
Cerro Chato IV	Santana do Livramento/Rio Grande do Sul	10.000
Caminho da Praia	Cabo de Santo Agostinho/Pernambuco	2.000
Clóvis Ferreira Minare	Iturama/Minas Gerais	156
PGM	Paço do Lumiar/Maranhão	2,60
Ilha dos Lençóis (Sistema Híbrido)	Cururupu/Maranhão	22,50
Antonio Augusto Pimentel de Sousa	Fortaleza/Ceará	1,70
Geraldo Junior Cavalcante	Fortaleza/Ceará	1,70

Lopes		
Pedro Pedron	Eusébio/Ceará	1,70
Stela Maris Zambelli	Eusébio/Ceará	1,70
Tarlene Guedes Bessa	Fortaleza/Ceará	1,70
Satrix	Eusébio/Ceará	5
SD Comercio de Alimentação e Serviços	Tibau/Rio Grande do Norte	3,30