

ANDREWS WALCZAK MINUZZI

**ESTUDOS DE METODOLOGIAS DE AVALIAÇÃO DO VENTO PARA APLICAÇÃO NO
CAMPUS ALEGRETE**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como parte das atividades para obtenção do título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica da Fundação Universidade Federal do Pampa, área de concentração Energia Eólica.

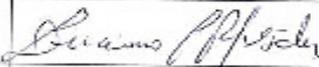
Orientador: Luciano Lopes Pfitscher

**ALEGRETE
2011**

Autoria: Andrews Waleczak Minuzzi

Título: Estudos de Metodologias de Avaliação do Vento para Aplicação no campus Alegrete

Trabalho de conclusão de curso apresentado como parte das atividades para obtenção do título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica da Fundação Universidade Federal do Pampa, área de concentração Energia Eólica.

Os componentes da banca de avaliação, abaixo listados, consideram este trabalho aprovado.				
	Nome	Titulação	Assinatura	Instituição
1	Luciano Lopes Pfeifer	Mestre		UNIPAMPA
2	Diego Bebezi Barros	Doutor		UNIPAMPA
3	José Wagner Maciel Kreher	Doutor		UNIPAMPA

Data da aprovação: 20 de junho de 2011.

*Agradeço aos meus pais, Italo e
Maristela, e minha irmã, Stéfanie, pelo esforço
que fizeram durante cinco anos para eu
conquistar meu objetivo.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço aos meus pais, os quais me deram força e incentivo para alcançar meus objetivos. Agradeço ao meu avô Gibelino, que nos momentos difíceis me deu suporte para continuar essa batalha. Agradeço a minha namorada e amiga Bianca, a qual me deu suporte nos momentos difíceis. Não posso esquecer também do Felipe e do Antonio, companheiros e amigos de apartamento, juntos enfrentamos inúmeras noites estudando, fazendo trabalhos, poucas festas e causando muita perturbação ao Tio Neves. Agradeço também ao amigo Alexandre R. Rotta o qual me dava carona a minha cidade natal todos os finais de semana dos últimos semestres. Agradeço ao Filipe Rosado, amigo de longa data, companheiro de tênis e irmão do Capítulo Alegrete da Ordem DeMolay. Aos demais que não foram citados, agradeço por estarem presentes em toda essa jornada.

Não busque ser um homem de sucesso, busque ser um homem de valor.

Albert Einstein

RESUMO

A crescente busca por fontes energéticas renováveis expandiu os horizontes da corrida energética, especificamente sobre a energia eólica. O presente trabalho tem por objetivos abordar as metodologias que estão sendo utilizadas para a predição dos ventos, bem como, os principais pontos para a localização de turbinas eólicas. Para a localização de turbinas são discutidos os principais fatores que influenciam a escolha do futuro local partindo da análise dos ventos, equipamentos utilizados para medir velocidade e direção, rugosidade do solo, obstáculos, turbulência e efeitos de aceleração e desaceleração dos ventos, entre outros. Com relação às predições dos ventos, são apresentadas as metodologias que estão sendo utilizadas para a medição e predição dos regimes de vento e a importância das predições de curto e longo prazo para o sistema eólico em um todo. Como parte prática, a partir das metodologias abordadas, é feita uma avaliação da localização de uma turbina no campus Alegrete considerando as características físicas do Campus e identificando qual seria o melhor lugar para um melhor posicionamento da mesma.

Palavras-chave: análise de vento, localização de turbinas, predição de ventos, Rayleigh, turbinas eólicas e Weibull.

ABSTRACT

The increasing quest for renewable energy sources has expanded the horizons of the energetic stream, specifically wind power. This study aims to address the methodologies being used to predict the winds and address the main locations for wind turbines. To set up the turbines this work starts can start by analyzing the wind as the main factor that influenciates the choice of a future location, followed by the study of the equipment used to measure speed and direction, roughness, obstacles, turbulence and effects of the acceleration and deacceleration of the wind among others. Reffering to the wind predictions, this work analyzes present methodologies that are being used for measuring and predicting the wind regime and the importance of predictions of short and long term for the wind system in a whole. As a practice study, taking into account the methodologies mentioned, specially the setting up of the turbines, an assesment is made to locate a turbine in an area considering its physical characteristics.

Keywords: wind analysis, turbine siting, wind prediction, Rayleigh, wind turbine and Weibull.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Participação das fontes energéticas na geração de energia.....	17
Figura 2 Projetos eólicos em operação e não construídos.	20
Figura 3 Crescimento da capacidade de potência instalada ao redor do mundo.	22
Figura 4 Evolução de potência instalada entre 2009 e 2010.....	22
Figura 5 Exemplo de sistema eólico isolado.	24
Figura 6 Exemplo de sistema híbrido.	24
Figura 7 Sistema on-grid	25
Figura 8 Altura e potência de turbinas de grande porte.	27
Figura 9 Exemplo de turbina Savonius e Darrieus.	28
Figura 10 Exemplos de turbina de eixo horizontal: uma, duas, três e multi- pás.....	29
Figura 11 Turbinas HAWT upwind e downwind.	30
Figura 12 Estrutura e componentes de uma turbina.	32
Figura 13 Exemplo da curva de potência de turbina com velocidade de corte (cut-off) de 25 m/s.	33
Figura 14 Velocidade rotacional em relação a variação da velocidade do vento.	34
Figura 15 Exemplo de torre meteorológica.	37
Figura 16 Anemômetro de copo.	38
Figura 17 Diferentes modelos de anemômetros de hélice.	38
Figura 18 Modelo de anemômetro sônico.	39
Figura 19 Exemplo de anemoscópio.	40
Figura 20 Exemplo de registrador de dados utilizado em medições eólicas.	41
Figura 21 Comportamento da velocidade do vento com o aumento de altura.	46
Figura 22 Escoamento do vento em um obstáculo.	47
Figura 23 Dimensão de áreas turbulentas em relação à altura do obstáculo.	47
Figura 24 Efeito esteira em parque offshore.....	48
Figura 25 Disposição das turbinas a fim de evitar o efeito do parque.....	49
Figura 26 Aceleração causada pelo efeito colina.....	50
Figura 27 Exemplo da distribuição de Weibull.	55
Figura 28 Exemplo da distribuição de Weibull com os dados medidos ultrapassando o ajuste de Weibull.	55
Figura 29 Fluxo de vento em uma área A.....	57
Figura 30 Exemplo de aproveitamento de um sistema eólico segundo Betz.	58
Figura 31 Configuração do modelo Prediktor.	67
Figura 32 Exemplo da predição, saída, do Prediktor.....	68
Figura 33 Exemplo de configuração do WPPT.	69
Figura 34 Esquemático da arquitetura do modelo Zephyr.....	71
Figura 35 Exemplo interface e saída do Zephyr.	71
Figura 36 Localização atual da turbina.....	73
Figura 37 Curva de potência da turbina.....	74
Figura 38 Estação meteorológica montada.....	77

Figura 39 - Variação da velocidade do vento no mês de janeiro, em km/h.....	78
Figura 40 Variação do vento no mês de fevereiro, em km/h.....	79
Figura 41 - Perfil diário dos dados de janeiro.....	79
Figura 42 - Perfil diário dos dados de fevereiro.	80
Figura 43 - Distribuição de Weibull para o mês de janeiro.....	80
Figura 44 Distribuição de Weibull para o mês de fevereiro.....	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Centrais eólicas participantes da matriz energética.	18
Tabela 2 Funcionamento de uma turbina com a variação do vento.....	33
Tabela 3 Combinação de sinais das componentes e as suas direções.....	42
Tabela 4 Classe da rugosidade e comprimento da rugosidade.	45
Tabela 5 Índice α para superfícies.	51
Tabela 6 Modelos de predição em curto prazo existentes	65
Tabela 7 Direção do vento afetado pelos obstáculos.....	75

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	14
1.1 Objetivos.....	15
1.2 Estrutura do trabalho	16
2 PANORAMA ATUAL DA GERAÇÃO EÓLICA	17
2.1 Energia eólica no Brasil e no mundo	17
2.1.1 Energia eólica no Brasil.....	17
2.1.2 Energia eólica no mundo	20
2.2 Parque Eólico.....	23
2.2.1 Aplicação básica de um parque eólico.....	23
2.2.2 Composição básica de um parque eólico.....	23
2.2.3 Tipos de Parques Eólicos.....	25
2.3 Turbinas Eólicas	26
2.3.1 Tamanho das Turbinas	26
2.3.2 Tipos de turbinas.....	27
2.3.3 Elementos da Turbina Eólica.....	30
2.3.4 Mudança da velocidade de rotação: Variação da potência gerada na turbina com a variação da velocidade do vento.....	32
3 METODOLOGIAS PARA LOCALIZAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS.....	35
3.1 Análise dos ventos	35
3.2 Medições da velocidade do vento.....	36
3.2.1 Classificação das medições	36
3.3 Determinação da velocidade média de vento de um local.....	41
3.3.1 Método da velocidade resultante vetorial.....	41
3.3.2 Velocidade média aritmética.....	42
3.3.3 Velocidade média estatística.....	42
3.3.4 Persistência da direção do vento.....	43
3.4 Efeitos que influenciam o aproveitamento do vento	44
3.4.1 Rugosidade	44
3.4.2 Perfil da velocidade do vento em relação a altura: cisalhamento do vento	45
3.4.3 Obstáculos	46
3.4.4 Turbulência	47
3.4.5 Efeito do Parque	48

3.4.6 Efeitos de Aceleração	49
3.5 Elevação da velocidade medida ao nível do eixo da turbina	50
3.6 Metodologia estatística da função de distribuição	52
3.6.1 Função de Weibull	52
3.6.2 Função de Rayleigh	56
3.7 Potência extraída do vento	56
4 METODOLOGIAS DE ESTIMAÇÃO DE VENTO	60
4.1 Variabilidade temporal do vento	60
4.1.1 Variabilidade em longo prazo	60
4.1.2 Variabilidade em curto prazo	61
4.2 Métodos Atuais	62
4.2.1 Modelo Estatístico	63
4.2.2 Modelo Meteorológico ou Físico	65
4.3 Modelos de previsão	65
4.3.1 Softwares para predição	65
5 ESTUDO DE CASO - APROVEITAMENTO EÓLICO NA UNIPAMPA NO CAMPUS DE ALEGRETE	73
5.1 Localização atual da turbina eólica	73
5.2 A Turbina	74
5.3 Avaliação da localização atual	75
5.4 Dados medidos no local da turbina	76
5.4.1 Análise dos dados medidos	77
5.5 Instrumentação necessária para uma correta avaliação do potencial de geração	81
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	83
Referências bibliográficas	86
Anexos	90

1 INTRODUÇÃO

No cenário energético em que o planeta se encontra, pondera-se que fatores como o crescimento industrial e a busca imediata pelo controle de reservas de combustíveis fósseis causam preocupação com a agressão ao meio ambiente. Tal preocupação ocorre, principalmente, devido à utilização desse tipo de fonte energética, que embora traga benefícios no âmbito econômico, favorece, por conseguinte, o aquecimento global. Os fenômenos climatológicos acarretados pela poluição da atmosfera através desses combustíveis fizeram com que estudiosos buscassem alternativas que englobassem menos impactos ambientais e mais viabilidade técnico-econômica para novas tecnologias em outras fontes energéticas.

A partir dos pressupostos acima citados, a energia eólica se tornou um grande atrativo tanto pelo fato do vento estar presente em todas as partes do mundo quanto pela viabilidade econômica. Mas, para isso, tornam-se necessários estudos de curto e longo prazo do comportamento do vento.

Os estudos em curto e longo prazo auxiliam na tomada de decisões desde o impacto do vento nas turbinas até a implantação da mesma. É válido elencar que o amparo via software para esse tipo de estudo trouxe confiabilidade e precisão nas previsões para poucas horas ou dias. Os sistemas de previsão tornaram-se mais confiáveis, precisos e realistas com a utilização de diferentes métodos de previsão em um modelo de previsão, os quais mesclam métodos estatísticos e físicos.

Antes de serem enfocados estudos de curto e longo prazo, fazem-se necessários estudos com relação à localização de aerogeradores. Um grande problema encontrado relativo a essa questão é saber a velocidade média do vento ao incidir nas pás da turbina, além de outros fatores que interferem no escoamento do vento como, por exemplo, obstáculos, rugosidade e oro-

grafia. Por isso, são necessárias análises detalhadas sobre o local onde se deseja instalar a turbina eólica para que se tenha uma boa precisão sobre os dados que serão levados em conta. Os estudos de localização de turbinas eólicas ponderam uma vasta gama de fatores, sejam eles de relevo, obstáculos, ou até mesmo a distribuição das turbinas eólicas dentro de um parque eólico, tendo em vista que todos esses fatores influenciam na velocidade final do vento que será aproveitado.

Serão revisadas, a partir disso, algumas formas de como avaliar o potencial eólico de um local específico para a instalação de turbina ou parques eólicos, levando em conta a necessidade de obter um máximo rendimento dos sistemas eólicos. Ressalta-se que esse estudo possibilitará a utilização das metodologias para avaliar a atual situação de turbina eólica já instalada no campus da Unipampa em Alegrete, a fim de verificar se a mesma encontra-se em local adequado a partir da velocidade do vento e verificar a interferência dos prédios, no entorno da turbina, em seu aproveitamento eólico. Consoante com esses aspectos, também serão mencionados como prever em curto e longo prazo a variação da velocidade do vento no local de estudo.

Diante desse panorama, este trabalho tem como objetivo fazer um estudo sobre as metodologias para a aplicação dos conceitos de localização de turbinas para avaliar a região do campus de Alegrete – Rio grande do Sul, da Universidade Federal do Pampa. Com a aplicação dos conceitos, será possível definir a situação do regime dos ventos na região do campus, possibilitando, assim, uma ideia futura para instalações de turbinas eólicas. Com a disposição e idéias de diferentes metodologias, fica em aberto a possibilidade da aplicação prática dessa revisão bibliográfica para trabalhos futuros.

1.1 Objetivos

Os principais objetivos para o referido trabalho são:

- Apresentar as principais formas utilizadas para a localização de turbinas eólicas;
- Apresentar os modelos métodos de predição dos ventos desenvolvidos por instituições da área e
- Definir uma estrutura para aquisição de dados do vento.

1.2 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. O capítulo I aborda o panorama da energia eólica no Brasil e no mundo, citando algumas iniciativas governamentais e instituições de pesquisas na área. Demais tópicos que formam o capítulo estão relacionados às aplicações e composição de parques eólicos, tipos e elementos de turbinas eólicas, entre outros.

O capítulo II refere-se às metodologias para a localização das turbinas eólicas, partindo da análise dos ventos, equipamentos utilizados para medir velocidade e direção dos mesmos; como determinar a velocidade média anual, efeitos que influenciam o aproveitamento dos ventos, entre outros.

O capítulo III apresenta as metodologias que estão sendo utilizadas em parques eólicos em todo o mundo para predição dos regimes de vento, abordando, ainda, as variabilidades de curto e longo prazo do vento.

O capítulo IV demonstra uma breve avaliação da localização de uma turbina no campus, considerando as características físicas onde está se encontra instalada. Apresenta também a estrutura necessária para se fazer a avaliação do potencial de geração

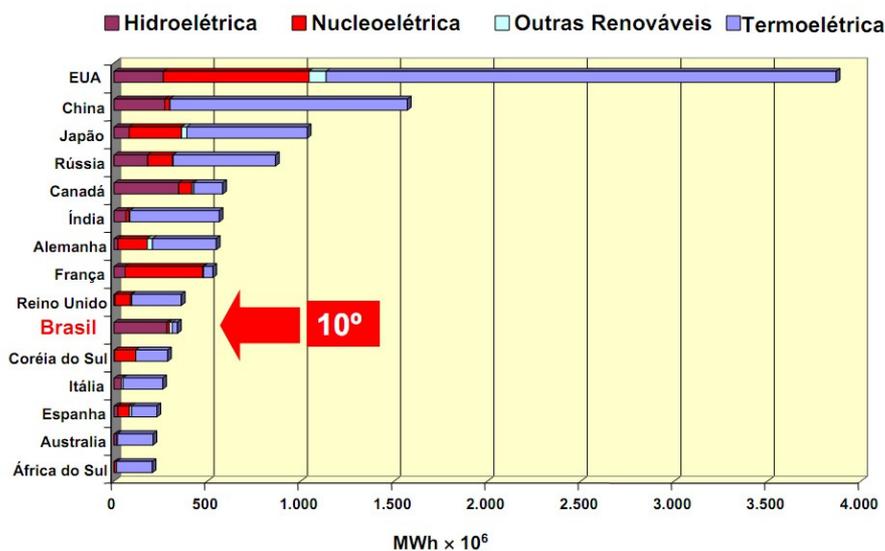
O capítulo V é composto pelas conclusões referentes às metodologias abordadas, destacando os métodos mais utilizados e sugestões para trabalhos futuros.

2 PANORAMA ATUAL DA GERAÇÃO EÓLICA

2.1 Energia eólica no Brasil e no mundo

2.1.1 Energia eólica no Brasil

No Brasil, a participação das energias renováveis na matriz energética ainda não possui índices de grande relevância, excluindo a participação de geração hidráulica, conforme pode ser visto na figura 1. Entretanto, com alguns incentivos do governo federal, a participação das energias renováveis, principalmente eólica e biomassa, terão uma maior importância no sistema energético brasileiro. Os incentivos e projetos fomentados pelo governo serão descritos nos próximos itens.



Fonte: ANEEL

Figura 1- Participação das fontes energéticas na geração de energia.

Segundo a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, até o setembro de 2003 o Brasil contava, em operação, com apenas seis centrais eólicas com capacidade total instalada de 22.075 kW, mas até o ano de 2009 a matriz elétrica contava com 33 centrais em operação e mais de 414 kW de potência total instalada. A distribuição das 33 centrais, juntamente com outras informações, é mostrada na Tabela 1.

Tabela 1
Centrais eólicas participantes da matriz energética.

Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município
Eólica de Prainha	10.000	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda	Aquiraz - CE
Eólica de Taíba	5.000	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda	São Gonçalo do Amarante - CE
Eólica-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho	1.000	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Gouveia - MG
Eólio - Elétrica de Palmas	2.500	Centrais Eólicas do Paraná Ltda.	Palmas - PR
Eólica de Fernando de Noronha	225	Centro Brasileiro de Energia Eólicas - FADE/UFPE	Noronhadode Noronha - PE
Parque Eólico de Beberibe	25.600	Usina Eólica Econergy Beberibe S.A.	Beberibe - CE
Mucuripe	2.400	Wobben Wind Power Indústria e Comércio Ltda	Fortaleza - CE
RN 15 - Rio do Fogo	49.300	Energias Renováveis do Brasil S.A.	Rio do Fogo - RN
Eólica de Bom Jardim	600	Parque Eólico de Santa Catarina Ltda	Bom Jardim da Serra - SC
Foz do Rio Choró	25.200	SIIF Cinco Geração e Comercialização de Energia S.A.	Beberibe - CE
Eólica Olinda	225	Centro Brasileiro de Energia Eólica - FADE/UFPE	Olinda - PE
Eólica Canoa Quebrada	10.500	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A.	Aracati - CE
Lagoa do Mato	3.230	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A.	Aracati - CE
Parque Eólico do Horizonte	4.800	Central Nacional de Energia Eólica Ltda	Água Doce - SC
Eólica Paracuru	23.400	Eólicas Paracuru Geração e Comercialização Energia	Paracuru - CE

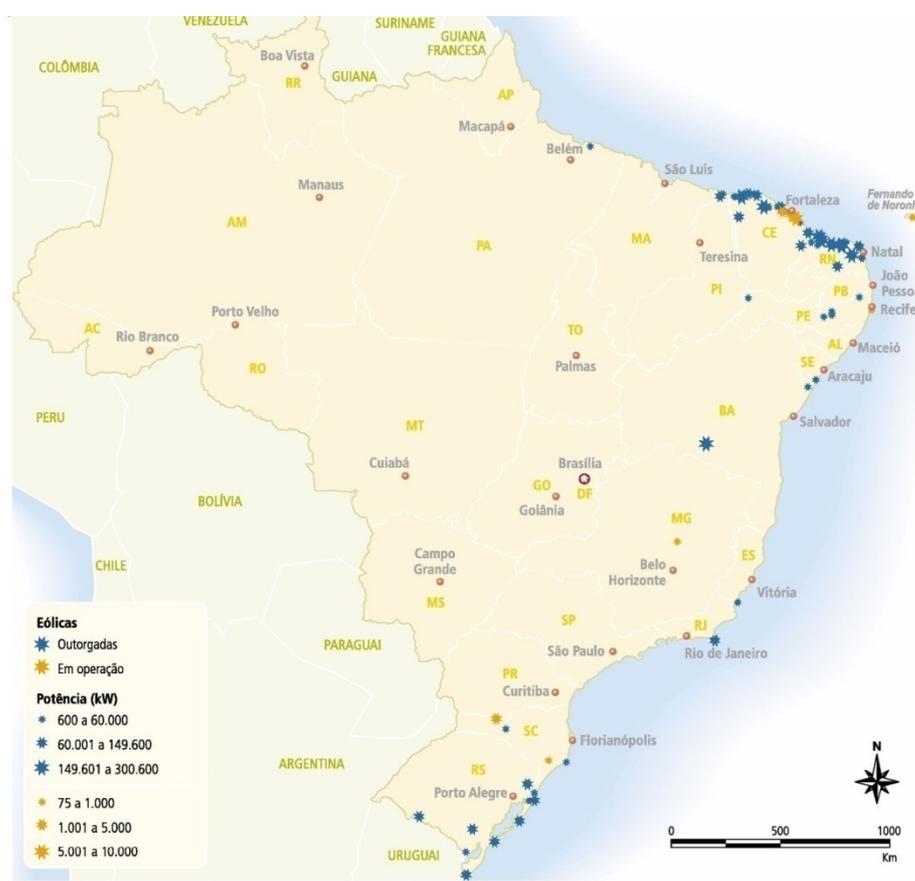
Usina	Potência (kW)	Proprietário	Município
Pedra do Sal	18.000	Econergy Pedra do Sal S.A.	Parnaíba - PI
Macau	1.800	Petróleo Brasileiro S/A	Macau - RN
Eólica Água Doce	9.000	Central Nacional de Energia Eólica Ltda	Água Doce - SC
Parque Eólico de Osório	50.000	Ventos do Sul Energia S/A	Osório - RS
Parque Eólico Sangradouro	50.000	Ventos do Sul Energia S/A	Osório - RS
Taíba Albatroz	16.500	Bons Ventos Geradora de Energia S.A.	São Gonçalo do Amarante - CE
Parque Eólico dos Índios	50.000	Ventos do Sul Energia S/A	Osório - RS
Millennium	10.200	SPE Millennium Central Geradora Eólica S/A	Mataraca - PB
Presidente	4.500	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A	Mataraca - PB
Camurim	4.500	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A	Mataraca - PB
Albatroz	4.500	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A	Mataraca - PB
Coelhos I	4.500	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A	Mataraca - PB
Coelhos III	4.500	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A	Mataraca - PB
Atlântica	4.500	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A	Mataraca - PB
Caravela	4.500	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A	Mataraca - PB
Coelhos II	4.500	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A	Mataraca - PB
Coelhos IV	4.500	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A	Mataraca - PB
Mataraca	4.500	Vales dos Ventos Geradora Eólica S.A	Mataraca - PB
Total: 33 Usina(s)		Potência Total: 414.480 kW	

Fonte: ANEEL, 2009

É válido ressaltar que até setembro de 2003 a ANEEL tinha, em registros, mais de 92 projetos autorizados no ramo de geração de energia elétrica através da energia eólica. Isso nos mostra um notório aumento no incentivo e no crescimento da participação da energia eólica na

matriz energética nacional. O mapa, na figura 2, mostra as localidades onde existem usinas de geração em funcionamento e usinas ainda não construídas.

Outro aspecto de fundamental importância é que o Brasil conta com uma enorme extensão territorial e uma costa litorânea com mais de 8.000 km, além disso, estudos mostram que grande parte do território nacional possui uma potencialidade dos ventos na qual se pode gerar energia elétrica. Segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro de 2001, o potencial eólico é estimado em mais de 272 TWh/ano.



Fonte: ANEEL

Figura 2 Projetos eólicos em operação e não construídos.

2.1.2 Energia eólica no mundo

A busca por novas fontes de energia, tanto pelo elevado preço dos derivados do petróleo quanto pela preocupação com a poluição, fez com que países desenvolvidos, como a Estados Unidos, Dinamarca, Holanda, Alemanha e Suécia, se tornassem os pioneiros na utilização da tecnologia dos sistemas eólicos, com importante crescimento nos anos 80.

Somente no ano de 2008, as turbinas eólicas em funcionamento ao redor do mundo compreendiam uma potência de saída de 121.000 MW, tendo como resultado a criação de mais de 440 mil novos empregos em todo o mundo. Isso mostra que a energia eólica está sendo considerada uma tecnologia modelo, uma vez que o desenvolvimento tecnológico transformou uma simples turbina de moer grãos em fazendas em um lucrativo negócio de bilhões de dólares em pouco tempo. (Quaschnig, 2008)

A Dinamarca é considerada a pioneira na tecnologia de turbinas modernas, sendo que foi a primeira a fornecer energia elétrica a partir de energia eólica no ano de 1891, projeto criado pelo professor Paul la Cour. Um importante ícone que demonstra a razão da Dinamarca ter sido líder nesse ramo é o grupo Vestas, uma das empresas do segmento de maior importância global e que emprega mais de 20.800 funcionários e tem como retorno 6 bilhões de euros – dados de 2008. (Quaschnig, 2008)

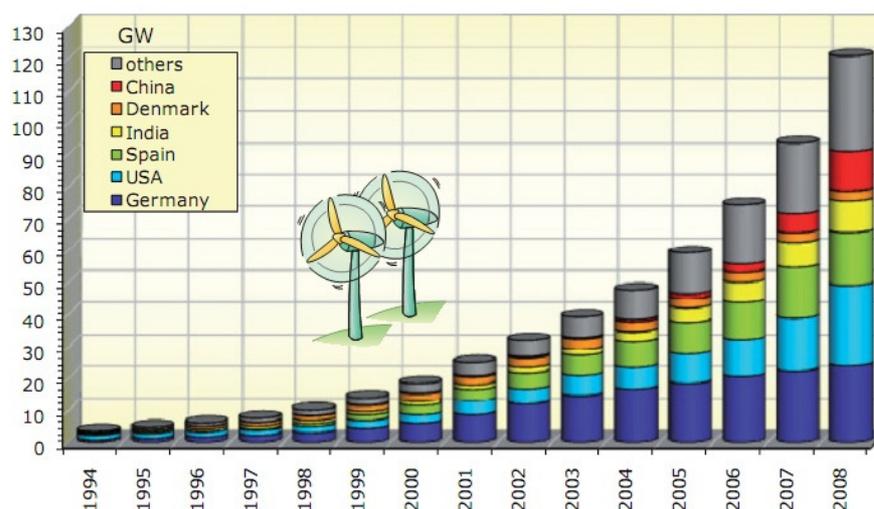
Os Estados Unidos apresentaram crescimento nessa tecnologia em meados dos anos 80, contudo houve um declínio que resultou em um congelamento nessa área nos anos 90. Já a Alemanha, nos anos 90, tornou-se a principal potência do mercado eólico.

Dentre esses três países citados como modelos de tecnologia, o que continua se destacando é a Alemanha, tendo em vista que apresenta um crescimento constante de investimentos no setor eólico. A Dinamarca, nas últimas décadas, deixou de explorar fazendas eólicas, assim o número de novas fazendas está tendendo a zero.

Segundo Quaschnig (2008), no mercado de energia eólica, estão atualmente em destaque a Alemanha, os EUA, a China e a Espanha. A Índia também desenvolveu um mercado para a energia eólica e possui o grupo Suzlon que é uma das maiores fabricantes de turbinas do mundo. Todo esse desenvolvimento e instalação de parques eólicos podem ser vistos na figura 3.

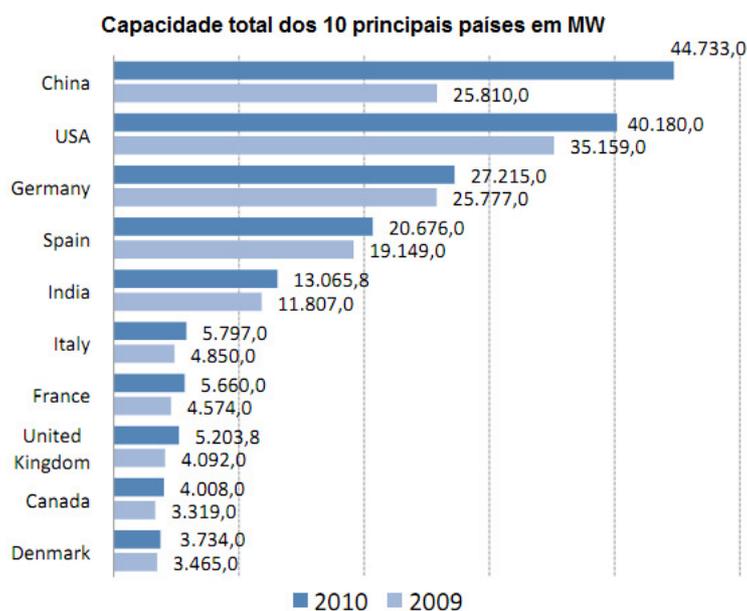
Dados atuais foram apresentados pela Associação Mundial de Energia Eólica – WWEA, e mostram que, em 2010, o mercado chinês de energia eólica se tornou o maior em escala global, representando mais da metade da instalação de turbinas eólicas no mercado mundial. Destaca-se que neste ano a China conta com 18,9 GW de potência instalada, equivalente a 50,3% das instalações em 2010. A grande queda em novas instalações de parques eólicos aconteceu nos EUA, cuja participação de novos parques caiu de 25,9% ou 9,9 GW em 2009 para 14,9% ou 5,6 GW em 2010. Outros países que tiveram novas instalações eólicas com potên-

cias entre 0,5 e 1,5 GW em 2010 são: Alemanha, Espanha, Portugal, Reino Unido, França, Itália, Canadá e Suécia. Para potências instaladas entre 100 e 500 MW encontram-se Turquia, Polónia, Portugal, Bélgica, Brasil, Dinamarca, Japão, Bulgária, Grécia, Egito, Irlanda e México. Com isso, a China e os EUA representam 43,2% da capacidade eólica global. A evolução de 2009 para 2010, dos principais países é apresentado na figura 4.



Fonte: Quaschnig, 2008

Figura 3 Crescimento da capacidade de potência instalada ao redor do mundo.



Fonte: Adaptado de World Wind Energy Report 2010 – WWEA.

Figura 4 Evolução de potência instalada entre 2009 e 2010.

2.2 Parque Eólico

2.2.1 Aplicação básica de um parque eólico

Segundo a Associação Brasileira de Energias Renováveis e Meio Ambiente, ou ABEAMA, a utilização um parque eólico pode ser dada de três formas de aplicação: sistemas híbridos, isolados ou interligados a rede elétrica.

O sistema híbrido, conforme o próprio nome já sugere, é um sistema que conta com mais de um tipo de fonte de geração, podendo essa ser um gerador a diesel, painéis fotovoltaicos e/ou turbinas eólicas. Esse sistema com várias formas de geração é mais complexo e necessita de otimização para o uso correto de cada fonte. Na maioria dos casos é empregado em sistema de médio porte. Um exemplo de sistema híbrido é apresentado na figura a seguir. (ABEAMA, 2011)

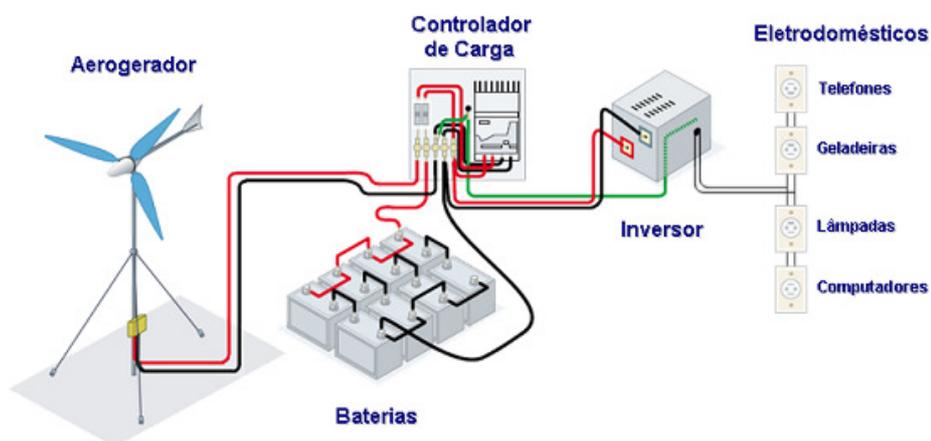
O sistema isolado utiliza sistema de armazenamento de energia, com isso, ressalta-se que são empregados em sistemas de pequeno porte. O armazenamento de energia pode ser feito com baterias ou na forma de energia potencial gravitacional e bombeamento de água para reservatórios. O sistema de armazenamento de energia necessita de um controlador de carga para controlar a carga e a descarga da bateria, a fim de evitar danos à mesma, seja por sobrecarga ou descarga profunda. Um inversor de corrente torna-se necessário se os equipamentos alimentados por esse sistema operam em corrente alternada.

O sistema interligado à rede, ou *on-grid*, não necessita de uma forma de armazenamento, tendo em vista que a energia elétrica é entregue diretamente a rede. Esse tipo de sistema apresenta as vantagens inerentes aos sistemas de geração distribuída, como a redução de perdas e o custo evitado de expansão de redes. Segundo a WWEA, o total de potência instalada no mundo de sistemas eólicos interligados à rede somam aproximadamente 120 GW (WWEA, 2009).

2.2.2 Composição básica de um parque eólico

Num sistema eólico isolado, figura abaixo, considerado simples, no qual a turbina gere em corrente contínua, os elementos que compõe esse sistema, excluindo a turbina, são o controlador de carga, que protege as baterias contra descarga excessiva ou sobrecarga, o banco de baterias, que possui uma ou mais baterias para o armazenamento de energia para uso em perí-

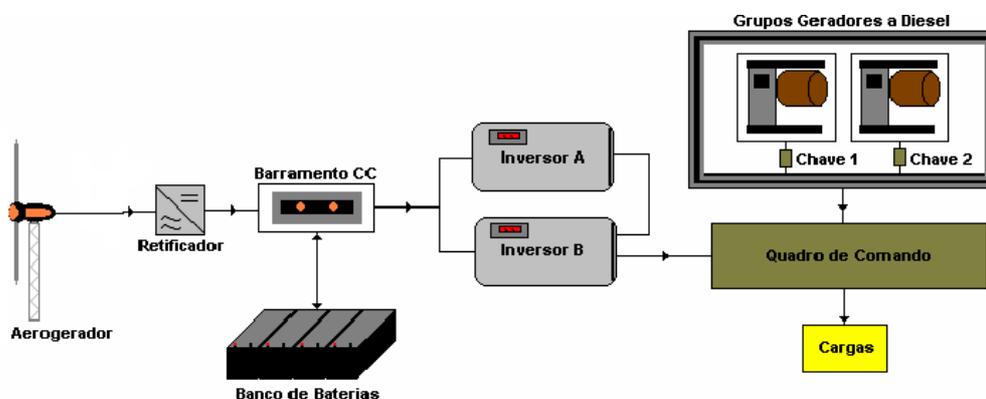
odos de pouco vento e o retificador, que é um dispositivo eletrônico que converte a corrente contínua, CC, do sistema em corrente alternada, AC, para a utilização em equipamentos domésticos.



Fonte: CRESESB

Figura 5 Exemplo de sistema eólico isolado.

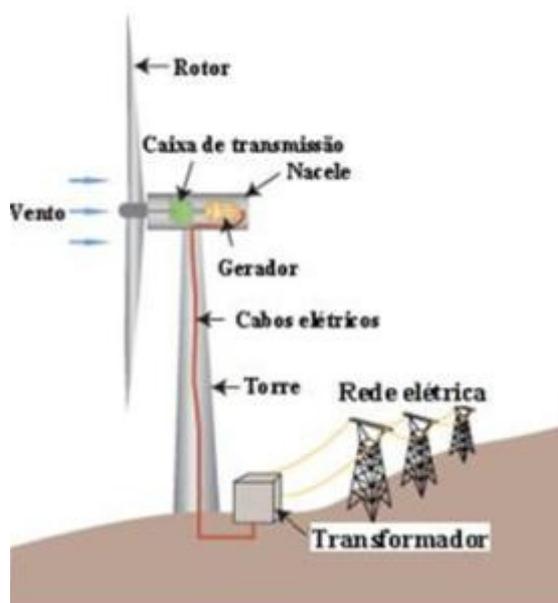
Os sistemas híbridos, figura 6, são compostos, normalmente, por um controlador de carga para que proteja as baterias contra descarga excessiva ou sobrecarga, o banco de baterias, que possui uma ou mais baterias para o armazenamento de energia para uso em períodos de pouco vento, e o inversor, que é um dispositivo eletrônico que converte a corrente contínua, CC, do sistema em corrente alternada, AC, para a utilização em equipamentos domésticos. Para o grupo gerador diesel não é necessário outros elementos, pois este normalmente gera em corrente alternada. No caso de o sistema também ser composto por painéis fotovoltaicos, estes iriam acoplados junto ao barramento CC.



Fonte: adaptado de Barbosa, 2008

Figura 6 Exemplo de sistema híbrido.

Em sistemas *on-grid*, figura 7, a conexão desses sistemas com a rede é feita através de um conversor, que é um equipamento eletrônico (composto por retificador e/ou inversor) que converte a energia gerada pela turbina, em geral AC de tensão e frequência variáveis, para níveis adequados à injeção na rede, e o transformador, que é equipamento que aumenta o nível de tensão gerado para a tensão da rede, da ordem de dezenas ou centenas de kV. Os sistemas conectados à rede geralmente não possuem sistemas de armazenamento de energia, de forma que produzem energia somente quando existe disponibilidade de vento.



Fonte: pucrs.br
Figura 7 Sistema on-grid

2.2.3 Tipos de Parques Eólicos

Os parques eólicos possuem duas formas de instalação, em dois tipos de situação. As situações possíveis são *onshore* que são turbinas terrestres, e as *offshore* que são turbinas eólicas localizadas na costa ou em mar aberto.

Segundo Mathew (2006), as vantagens dos parques *offshore*, por estarem localizadas perto ou no mar, são ventos mais fortes e mais constantes a uma altura mais baixa do que nas zonas terrestres que os ventos fortes e constantes se encontram a uma altura mais elevada. Além disso, esses parques possuem uma maior aceitação pela questão ambiental, pois a poluição sonora e visual não é tão significativa nessas áreas.

Já os parques *onshore* estão sujeitos a várias restrições e objeções, sendo algumas delas a objeção pela poluição visual e sonora e as restrições do terreno quando esse é obstruído por qualquer tipo de obstáculo que podem ser montanhas ou edifícios. Como os parques necessitam grandes áreas, alguns projetos são delimitados pelo limite de terras disponíveis e por disputas do uso dessas áreas por fazendeiros. Tais restrições fazem com que os parques *offshore* se tornem uma alternativa mais atraente, e isso explica, portanto, o número crescente de projetos nas áreas costeiras e marítimas. Os parques *onshore*, entretanto, não são somente desvantagens, pois possuem as seguintes vantagens em relação aos *offshore*:

- Baixos custos das fundações;
- A integração com a rede elétrica é mais fácil e mais barata;
- A instalação e o acesso, durante a construção e manutenção, são mais baratos.

2.3 Turbinas Eólicas

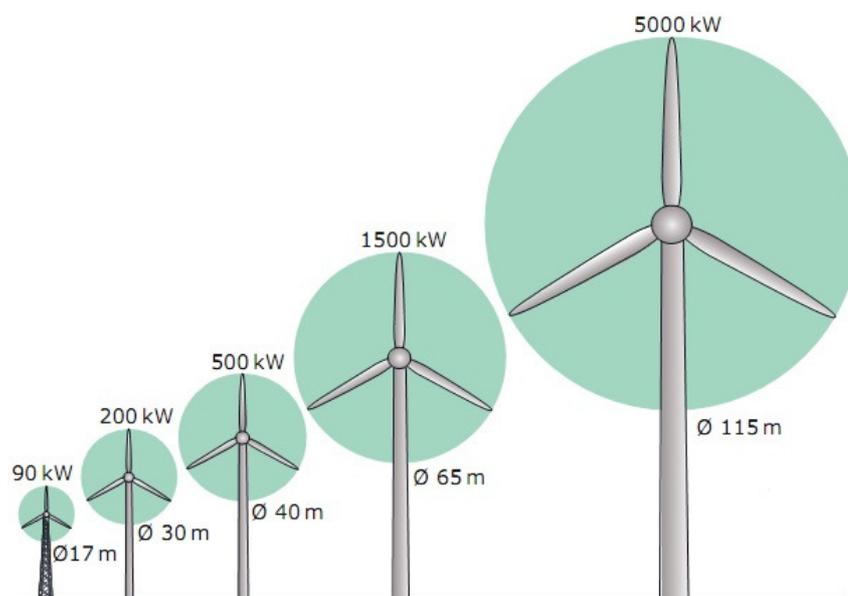
2.3.1 Tamanho das Turbinas

Entre o fim dos anos setenta e início dos anos oitenta, as turbinas eólicas produzidas tinham capacidade de geração de 30 a 60 kW. Entre os anos oitenta para os anos noventa, a capacidade de geração das turbinas cresceu, juntamente com projetos com turbinas de 1 MW, tendo como padrão turbinas com potências de 300 a 500 kW. No final dos anos noventa a capacidade de geração das turbinas continuou ascendendo, e em 1998, a grande maioria das turbinas que fazia parte de parques eólicos possuía potência de geração com valores entre 600 e 750 kW. Na transição entre os anos noventa e dois mil, as turbinas padrões eram de 1 MW.

No início de 2004, as turbinas mais comuns para a época contavam com 2 MW de potência. Destaca-se que as unidades de 2 MW foram instaladas no momento em que unidades de 5 MW passavam a ser produzidas. As unidades de 5MW possuíam hélices com pás de 60 metros de comprimento e a hélice composta de 3 pás com um diâmetro na ordem de 120 metros, conforme é exemplificado os diâmetros de vários portes de turbina na figura 8.

Turbinas de grande porte podem ser vistas com mais frequência em parques *offshore* devido ao custo da turbina é viável devido a grande capacidade de geração nesse tipo de locali-

zação. No final da primeira década de 2000 eram esperadas turbinas de 6 a 10 MW, para localidades *offshore*.



Fonte: Quaschnig, 2008

Figura 8 Altura e potência de turbinas de grande porte.

2.3.2 Tipos de turbinas

2.3.2.1 Turbinas de Eixo Vertical - VAWT (Vertical Axis Wind Turbine)

As turbinas eólicas de eixo vertical são produzidas por pouquíssimas empresas no mundo, sendo o exemplo mais conhecido para esse tipo de turbina a Cap-Chat no Canadá. O eixo vertical permite que o gerador fique localizado na base do sistema, não sendo necessários mecanismos para a orientação da turbina na direção do vento. Um exemplo de VAWT é mostrado na figura 9.

Algumas vantagens desse tipo de turbina são:

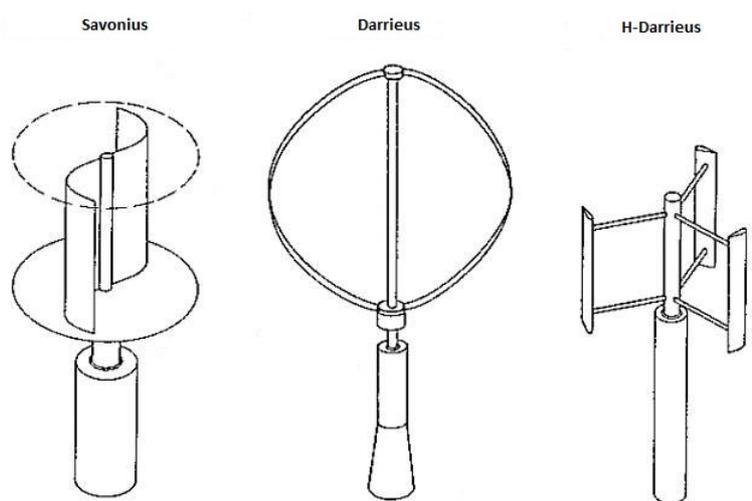
- Independe da direção do vento;
- Maior rendimento em relação às HAWT;
- Gerador encontra-se em solo e pode não necessitar de torre;
- Boa alternativa para aplicação em menor escala;

- A caixa de engrenagens e o gerador são instalados na terra, o que baixa os custos de manutenção.

Algumas desvantagens são:

- Os esforços nas pás limitam a velocidade;
- A velocidade do vento junto ao solo é baixa;
- Necessita ajuda para começar a funcionar.

As turbinas de eixo vertical são divididas em dois tipos, a Savonius e a Darrieus, mostrados na figura 9. Em vista superior a turbina de eixo vertical Savonius possui um formato de S. Como a sua construção é simples, pode ser feita com latões de óleo cortados ao meio e a mesma é utilizada em locais que não possuem ventos com velocidades altas. Seu funcionamento é dado a partir do acionamento diferencial, que ocorre devido à diferença dos esforços do vento em cada concha. A turbina Darrieus funciona com o princípio da variação cíclica de incidência, esse tipo de turbina foi a única VAWT manufaturada comercialmente, embora não tenha sido em grande escala. É caracterizada pelas suas pás em C, que lembram uma bate-dei-ra. (Mathew, 2008)

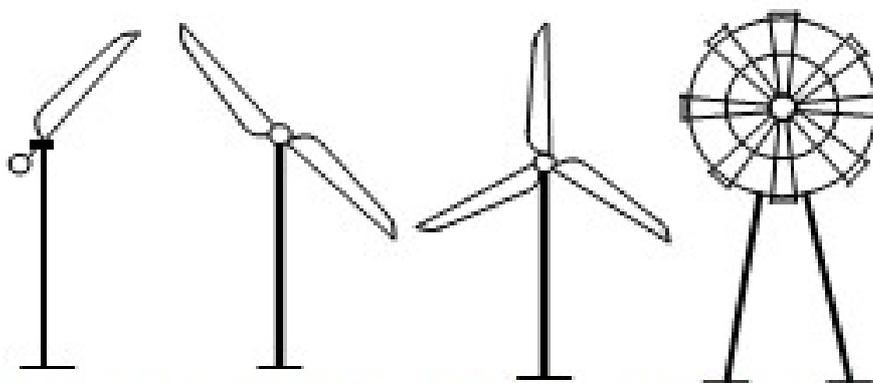


Fonte: tf-power.de

Figura 9 Exemplo de turbina Savonius e Darrieus.

2.3.2.2 Turbinas de Eixo Horizontal - HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine)

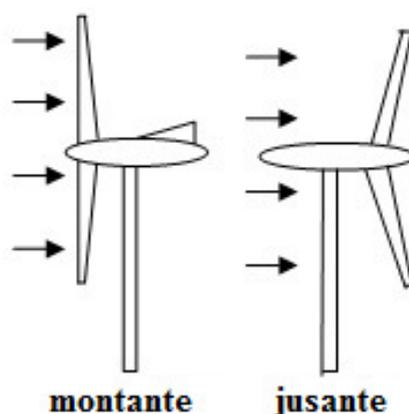
Esse tipo de turbina é o mais utilizado comercialmente, sendo normalmente composta de uma hélice formada por três pás, podendo apresentar duas ou até mesmo multi-pás, exemplificado na figura 10. As HAWT com hélices de uma ou duas pás, de menor custo que hélices de três pás, não são largamente utilizadas devido à baixa estabilidade na turbina decorrente do desequilíbrio. Uma grande desvantagem é que a caixa de engrenagens e o gerador são ligados diretamente ao eixo, sendo necessário, portanto, içá-los para serem postos na torre, o que aumenta o custo de manutenção e de material para a torre.



Fonte: Adaptado de Mathew, 2006

Figura 10 Exemplos de turbina de eixo horizontal: uma, duas, três e multi- pás.

Elenca-se que as HAWT possuem diferenciadas classificações quanto à incidência do vento nas pás. Uma HAWT *upwind*, a montante do vento, é aquela em que as pás do rotor recebem diretamente o vento, assim sendo, o vento passa primeiro pelas pás para depois passar pelo *nacelle*, mas esse modelo é extremamente dependente do sistema de direcionamento para manter o rotor recebendo o vento. No caso da HAWT *downwind*, a jusante do vento, é aquela em que o vento passa pela retaguarda das pás e não necessita de sistema de direcionamento para direcionar as pás, pois o rotor é flexível e orientação automática. Esses dois modelos podem ser observados na figura 11 para um melhor entendimento. (Mathew, 2008)



Fonte: Adaptado de Mathew, 2006

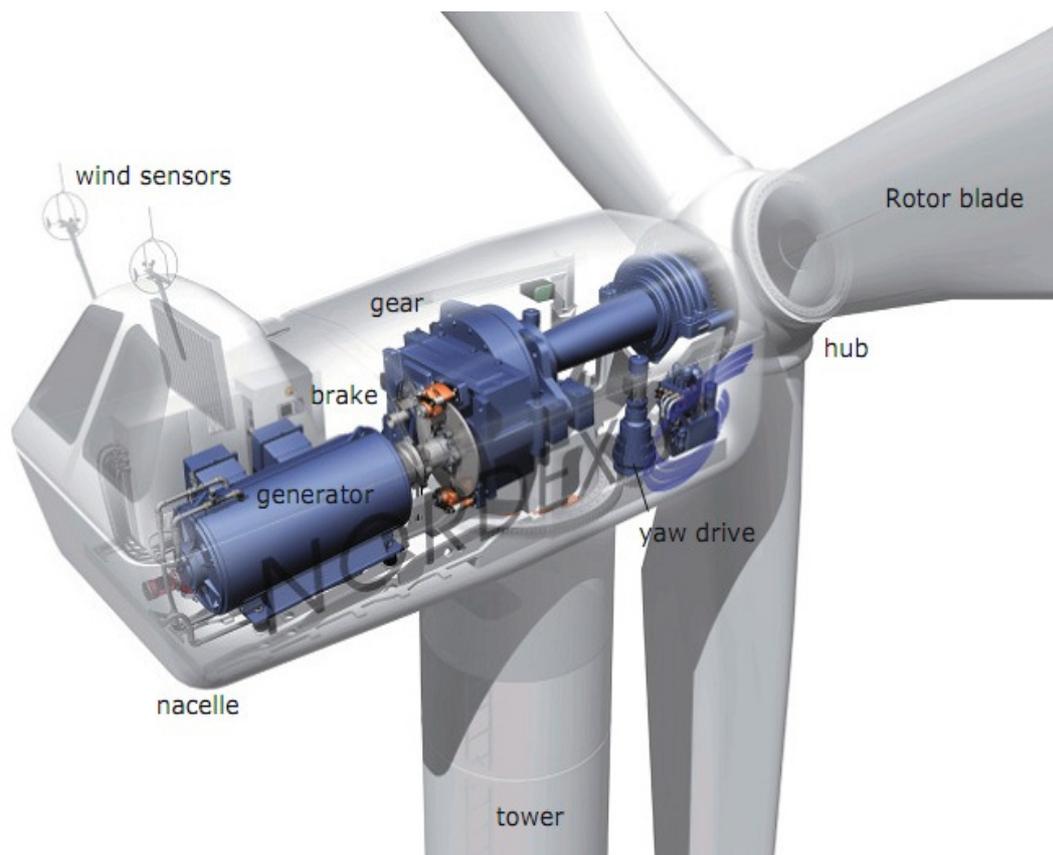
Figura 11 Turbinas HAWT upwind e downwind.

2.3.3 Elementos da Turbina Eólica

A estrutura básica de uma turbina eólica é formada, na maioria das vezes, com os componentes mostrados na figura 12. Tais elementos são descritos abaixo.

- **Pás do Rotor:** As pás são obstáculos para o vento, com isso, por seu design aerodinâmico, são movidas pelo vento e convertem a energia cinética dos ventos em energia mecânica, que faz com que o eixo comece a girar. Possuem perfil semelhante à seção transversal de asas de aviões. São fabricadas em alumínio, aço, fibra de vidro, fibra de carbono ou kevlar;
- **Cubo do Rotor:** Peça que conecta o eixo central das pás com a caixa multiplicadora de energia. O cubo transfere a energia cinética do vento obtida pelas pás em forma de energia mecânica para rotacionar as engrenagens de multiplicação de velocidade;
- **Mecanismo de Mudança de Direção:** Esse tipo de mecanismo é composto de engrenagens e motores elétricos que possibilitam movimentar a turbina em encontro ao vento. Esse mecanismo é ativado por controle eletrônico, controle que checa inúmeras vezes por segundo os sensores de vento da turbina sempre que a mesma estiver em movimento;

- Engrenagens: Também conhecidas como caixa multiplicadora de velocidade, um dos itens de maior importância dentro da turbina uma vez que faz a conexão entre o eixo e o gerador. Aumenta a velocidade do rotor que é baixa, por volta de 22 rpm, para uma faixa de rotações por minuto de acordo com a velocidade necessária para a geração de energia pelo gerador, alguns geradores com 1500 rpm. Essa caixa possui uma constante e um coeficiente para o controle de velocidade, a fim de fornecer a mesma rotação para o gerador independente da rotação de entrada no rotor;
- Freio: O sistema de freio é ativado quando a velocidade do vento está acima do limite suportado pela turbina para geração;
- Gerador: É uma máquina elétrica que transforma a energia cinética em energia elétrica pelo princípio de indução eletromagnética. A eficácia de geração dos geradores eólicos na teoria é de 59%, mas na prática essa eficácia é reduzida, e fica entre 35 a 49%;
- *Nacelle*: É a carcaça montada sobre a torre na qual são instalados o gerador, a caixa de engrenagens, todo o sistema de controle, medição do vento e motores para rotação do sistema para o melhor posicionamento em relação ao vento. As figuras 15 e 16 mostram os principais componentes instalados em dois tipos de *nacelles*, uma delas utiliza um gerador convencional enquanto outra utiliza um gerador multipolos;
- Sensores de Vento: São anemômetros que medem a velocidade e a direção do vento. O anemômetro normalmente é formado por três copos dispostos 120° entre si, formando um Y. Também são compostos por um estabilizador vertical em sua extremidade traseira que detecta o sentido do vento. A medição de velocidade é feita através de um registro eletrônico do número de voltas. Existem inúmeros outros tipos de anemômetros, tais como a laser, ultra-sônicos e fio quente e;
- Torre: A torre da turbina suspende o *nacelle*. Podem ser construídas em concreto, aço tubular, treliças de aço e haste firmada por cabo. O valor da torre é cerca de 20% do custo total da turbina. A torre em treliça é a mais barata, pois ocupa somente a metade do aço utilizado em torres tubulares. A altura das torres é determinada pelo diâmetro do rotor. (Breeze, 2005)

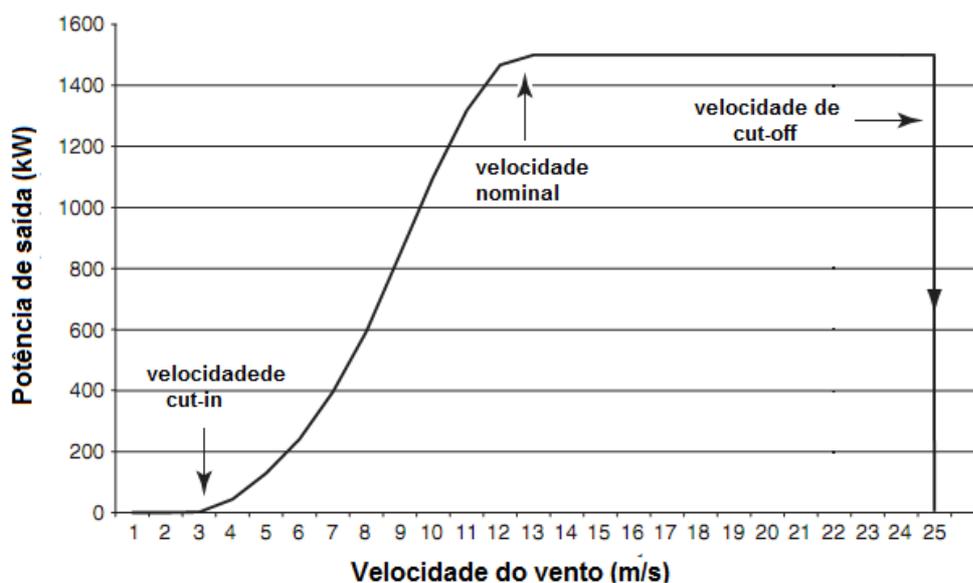


Fonte: Nordex AG

Figura 12 Estrutura e componentes de uma turbina.

2.3.4 Mudança da velocidade de rotação: Variação da potência gerada na turbina com a variação da velocidade do vento

Segundo o CRESESB, o funcionamento de um aerogerador é dado pela curva de potência, exemplo figura 13 quando ventos com baixa velocidade incidem nas hélices, sendo que esse tipo de vento não tem força suficiente iniciar a geração de energia, após esse faixa, a velocidade de partida (cut-in) varia entre 10,8 km/h e 14,4 km/h ou 3 a 4 m/s . Quando a velocidade começa a aumentar, a potência no eixo do aerogerador aumenta até alcançar a potência nominal do aerogerador, velocidade nominal que varia geralmente entre 34,2 km/h e 54,0 km/h ou 9,5 e 15 m/s. Quando a velocidade vai se tornando superior a nominal, na grande maioria das turbinas, a potência permanece constante até uma velocidade de corte (cut-off), na qual a turbina deve sair automaticamente de operação para evitar que sofra danos estruturais. É importante saber que a energia disponível varia com o cubo da velocidade do vento, de forma que o dobro de velocidade representa um aumento de oito vezes em energia.



Fonte: Adaptado de Ackermann, 2005.

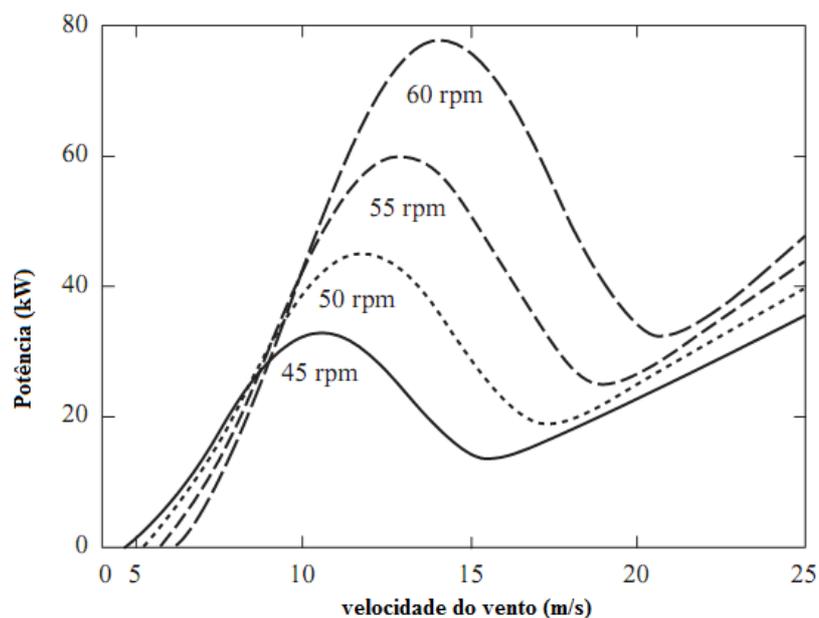
Figura 13 - Exemplo da curva de potência de turbina com velocidade de corte (cut-off) de 25 m/s.

Quando a velocidade de rotação operacional nominal de uma turbina é escolhida, entre uma velocidade operacional baixa ou alta, a potência de saída dessa uma turbina é extremamente dependente do nível de rotação que a velocidade do vento causa. A tabela 2 mostra a velocidade de operação e descreve o que acontece com a variação do vento.

Tabela 2
Funcionamento de uma turbina com a variação do vento.

Velocidade operacional da turbina	Vento de velocidade baixa	Vento de velocidade média	Vento de velocidade alta
Velocidade baixa	Extraí a máxima potência	Opera em modo de <i>stall</i> , não extraí a máxima potência, logo ineficiente	Opera em modo de <i>stall</i> , não extraí a máxima potência, logo ineficiente
Velocidade alta	Muitas perdas por arrasto, não extraí a máxima potência, logo ineficiente	Muitas perdas por arrasto, não extraí a máxima potência, logo ineficiente	Extraí a máxima potência

Na figura 14, é mostrada a variação na velocidade do vento em diferentes rotações operacionais para uma determinada turbina. É possível perceber que em todos os casos ocorrem momentos de máxima geração, e com o aumento ou diminuição da velocidade há uma diminuição na energia gerada.



Fonte: Adaptado de Burton, 2001

Figura 14 - Velocidade rotacional em relação a variação da velocidade do vento.

O próximo capítulo apresenta os fatores levados em conta para a localização das turbinas eólicas, partindo da análise dos ventos, que engloba cálculos de velocidade média, distribuições de Weibull e Rayleigh, entre outros.

3 METODOLOGIAS PARA LOCALIZAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS

3.1 Análise dos ventos

Antes de se fazer uma análise do vento, torna-se necessário elucidar alguns pontos que influenciam a velocidade do vento em uma determinada localidade. A topografia do terreno, por exemplo, influencia significativamente a velocidade do vento e, por conseguinte, a análise, pois a topografia do terreno pode, devido aos desníveis da área, causar diferença na velocidade do vento tanto reduzindo como acelerando a velocidade do vento. Os parâmetros regionais de certa localidade em estudo, para futuramente ser instalado um parque eólico, devem analisar a variação de velocidade do vento com a altura; a rugosidade do terreno, que nada mais é do que as características da área como a vegetação; as construções e a utilização da área; a presença de barreiras, que causam turbulências e o relevo, que causa aceleração ou desaceleração no vento.

A análise dos ventos vem sendo feita por inúmeras instituições, tanto públicas como privadas. No Brasil, para citar como exemplo, o CRESESB (cresesb.copel.br) analisou os ventos em todo o território nacional durante os anos de 1983 a 1999 e apresentou, em 2001, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Segundo o CRESESB foram utilizados para a elaboração do atlas variáveis como condições geográficas tais quais o relevo, a rugosidade induzida por classes de vegetação e uso do solo, as interações térmicas entre a superfície terrestre e a atmosfera, inclusive efeitos do vapor d'água presente. Também existem estudos mais específicos para determinadas regiões brasileiras como o Atlas Eólico do estado do Rio Grande do Sul, do Rio de Janeiro, do Paraná, entre outros, que podem ser encontrados no site do CRESESB.

Depois de selecionado um possível local, devem ser realizados estudos específicos para comprovar que o local é apropriado. Num primeiro instante deve ser observada a medida da

velocidade dos ventos de longo e médio prazo para conhecer o regime dos ventos na região. Consoante com o que é citado por alguns autores, somente com esses dados de médio e curto prazo pode-se saber com precisão a viabilidade do projeto, e são exigidas medições de no mínimo um ano completo para validação dos dados, embora sempre ressaltem que quanto maior o tempo de medição maior será a precisão do levantamento.

3.2 Medições da velocidade do vento

3.2.1 Classificação das medições

Segundo Jain (2011), existem duas formas de medição do vento, a medição *In Situ* que é feita através de uma torre meteorológica e a medição por sensoriamento remoto, que pode ser feita através do modelo SODAR (Sonic Detection and Ranging), que é baseado em ondas sonoras, ou LIDAR (Light Detection and Ranging), que é baseado em ondas luminosas.

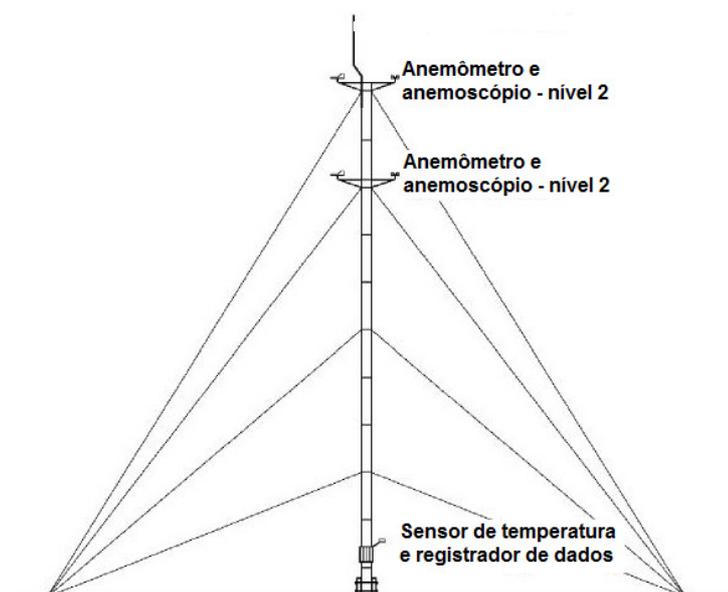
O modelo SODAR realiza as medições emitindo fortes pulsações acústicas na faixa audível e detectando a frequência Doppler trocada do eco recebido. O sinal emitido muda de frequência e sua força relativa, assim são processados de vários modos para produção de informações mais precisas comparado com métodos convencionais. Com a utilização do modelo SODAR é possível medir velocidade e direção do vento, movimentos verticais e turbulência. (LISBOA, 2007)

O modelo LIDAR, por sua vez, utiliza a luz em vez do som para realizar as medições e baseia-se no efeito Doppler igual ao modelo anterior. Neste caso, a radiação é espalhada por partículas como poeira, umidade e outros.

Na medição *In Situ*, a torre capta velocidade e direção do vento, pressão e temperatura. As torres meteorológicas são classificadas como temporárias ou permanentes. Considera-se temporária quando a torre é instalada de 1 a 3 anos para medição e, considera-se permanente quando são instaladas para a medição em torno de vinte anos. Os modelos de torres encontradas são na faixa de 30 a 100 metros, todavia, as mais comuns são as torres com 60 m de altura.

3.2.1.1 Equipamentos de medição de uma torre meteorológica

Destaca-se que as torres meteorológicas possuem equipamentos básicos instalados em seu corpo. Considerando uma torre de 60 metros, os elementos que a compõe são: dois anemômetros em 60 metros, um sensor de direção do vento em 58 metros, dois anemômetros em 40 metros, dois anemômetros em 30 metros, um sensor de direção do vento em 28 metros, um sensor de temperatura em 3 metros, *data logger* e comunicador, dentro de uma caixa hermética, em 3 metros. É apresentado um exemplo de torre meteorológica a seguir.



Fonte: Adaptado de nwcommunityenergy.org
Figura 15 - Exemplo de torre meteorológica.

3.2.1.1.1 Anemômetro

O anemômetro é o equipamento que mede a velocidade do vento. Esse equipamento pode ser encontrado em três modelos básicos, que são: são o anemômetro de copo, o anemômetro de hélice e o anemômetro sônico.

O anemômetro de copo é o mais utilizado em sistemas de medição. O modelo é formado por três copos que giram em um eixo vertical, tendo em vista que a rotação dos copos é proporcional a velocidade do vento. A leitura dos dados se dá por uma onda AC de baixo nível e a frequência desse sinal AC é proporcional a velocidade do vento. A figura a seguir apresenta um modelo de anemômetro de copo.



Fonte: climate.arm.ac.uk/
Figura 16 - Anemômetro de copo.

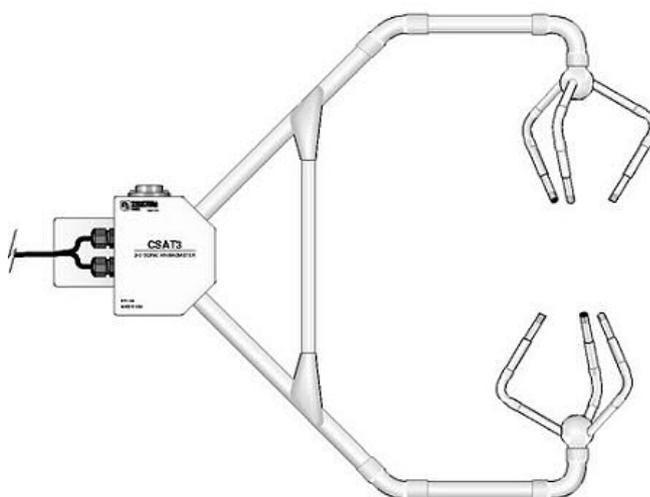
O anemômetro de hélice possui dois formatos: com eixo na horizontal, os mais comuns, ou com eixo na vertical, no caso de anemômetros com três hélices. A forma da hélice é projetada juntamente a um leme na parte posterior ao corpo do anemômetro, a fim de permanecer em alinhamento oposto ao sentido do vento. A figura a seguir apresenta dois modelos de anemômetros de hélice.



Fonte: Adaptado respectivamente de meteo6.com e youngusa.com
Figura 17 - Diferentes modelos de anemômetros de hélice.

O anemômetro sônico utiliza ultra-som para medir a velocidade e o sentido do vento. A aquisição de dados desse sistema é feita por três transdutores e a frequência de operação desse tipo de anemômetro é de 20 Hz. Segundo especialista, o anemômetro sônico é apropriado para medir rápidas variações de direção e velocidade do vento. (SOBRAL, 2009).

A figura a seguir apresenta modelo de anemômetro sônico.



Fonte: campbellsci.ca/

Figura 18 - Modelo de anemômetro sônico.

3.2.1.1.2 Sensor de Direção de Vento ou anemoscópio

O sensor de direção do vento mede a componente horizontal do vento e a saída do sensor; é uma tensão analógica proporcional à direção do vento. A grande maioria dos sensores de direção possui um norte demarcado, isso é de extrema importância para a instalação, uma vez que se deve alinhar o norte do equipamento com o norte geográfico verdadeiro. Um exemplo de anemoscópio é mostrado na figura a seguir.



Fonte: <http://ftsinc.com/>

Figura 19 - Exemplo de anemoscópio.

3.2.1.1.3 Registrador de dados

O registrador de dados, figura 20, tem a função de armazenar os dados obtidos através dos sensores de medição da torre meteorológica, a partir disso é possível fazer o tratamento dos dados medidos. Os registradores, ou unidade de aquisição de dados, são equipamentos versáteis que apresentam uma grande variedade de configurações, sendo possível determinar o tipo de unidade a ser medida, intervalos de tempos de coleta e como os dados serão apresentados. É possível, ainda, fazer cálculos diretos de valores de potência, valores máximos, mínimos e médios, bem como, ocorrência de rajadas de vento. Segundo Pinho (2008) os registradores mais utilizados podem armazenar os dados em memórias internas, cartões de transferência, ou enviados a um computador via rádio ou telefonia fixa ou móvel. A coleta dos dados, na maioria das vezes, é feita de forma manual e o meio de armazenamento deve ter capacidade suficiente de memória para evitar o deslocamento constante de pessoal até o local de coleta.



Fonte: <http://ftsinc.com/>

Figura 20 - Exemplo de registrador de dados utilizado em medições eólicas.

3.3 Determinação da velocidade média de vento de um local

3.3.1 Método da velocidade resultante vetorial

Um dos métodos para medir a velocidade média resultante do vento em um local foi proposta por Teixeira (1978), feita a partir da decomposição vetorial de componentes zonal e componente meridional, respectivamente CZ e CM. Para o cálculo das duas componentes são utilizados como variáveis a direção do vento (dd), em graus, e a velocidade do vento (v), em metros por segundo. A partir dos dados obtidos por um anemômetro e um sensor de direção, é possível calcular a velocidade média resultante com as equações 1 e 2 propostas por Teixeira.

$$CZ = v \times \sin(dd - 180^\circ) = -v \sin dd \quad (1)$$

$$CM = v \times \cos(dd - 180^\circ) = -v \cos dd \quad (2)$$

Dados os valores das componentes zonal e meridional, torna-se possível obter a velocidade média resultante, recompondo o vetor vento (módulo) e a direção, de acordo com a equação 3, tendo como condição a componente zonal e considerando $v \neq 0$. Na tabela 3 são apresentadas as combinações possíveis de sinais das componentes e de suas respectivas direções.

$$dd = \begin{cases} \arcsin \left(-\frac{\overline{CM}}{\overline{v}} \right), & \text{se } CZ < 0 \\ 360^\circ - \arcsin \left(-\frac{\overline{CM}}{\overline{v}} \right), & \text{se } CZ \geq 0 \end{cases} \quad (3)$$

Tabela 3
Combinação de sinais das componentes e as suas direções.

Sinal de CZ	Sinal de CM	Quadrante	Direção
+	+	I	SW
-	-	II	NE
-	+	III	SE
+	-	IV	NW

Fonte: Elaboração própria.

3.3.2 Velocidade média aritmética

A velocidade média aritmética é uma forma mais simples para se calcular a média horária de velocidade do vento. A mesma é composta pela velocidade do vento (v) e pelo número total de dados medidos (n), de acordo com a equação 4:

$$\overline{v} = \frac{\sum_{i=1}^n v_i}{n} \quad (4)$$

3.3.3 Velocidade média estatística

Outra forma de calcular a velocidade média do vento em um determinado local é através da forma estatística. A velocidade média estatística é dada pelo somatório da multiplicação da frequência de ocorrência e velocidade em relação ao somatório da frequência de ocorrência do vento. Isso é descrito na equação 5, para o modelo estatístico da velocidade média.

$$\overline{v} = \left(\frac{\sum_{i=1}^N f_i v_i^n}{\sum_{i=1}^N f_i} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (5)$$

Junto com a velocidade média estatística encontra-se o desvio padrão, que relaciona a velocidade medida em um instante de tempo com a velocidade média. A equação do desvio padrão é dada na equação 6.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N f_i (v_i - \bar{v})^2}{\sum_{i=1}^N f_i}} \quad (6)$$

As variáveis das equações de velocidade média e desvio padrão são dados por

- \bar{v} = velocidade média do vento
- v = velocidade atual do vento
- N = número de dados gravados
- f = frequência da velocidade do vento
- n = tipo de média, quando $n=1$ média aritmética, $n=2$, para raiz média quadrada, $n=3$, para uma média cúbica (JANGAMSHETTI, 1999)

3.3.4 Persistência da direção do vento

A persistência da direção do vento é uma relação proposta por Assis (1996) que faz uma relação entre a velocidade média vetorial, equação 3, e a aritmética, equação 4, apresentada na equação 7. A proposta de Assis demonstra a porcentagem que o vento flui em uma determinada direção. Se a persistência foi igual a um, significa que o vento, numa determinada região, flui todo em uma direção, se a persistência for igual a zero, significa que o vento flui metade para uma direção e a outra metade em direção oposta.

$$\text{Pers} = \frac{\text{Velocidade média vetorial}}{\text{Velocidade média aritmética}} \quad (7)$$

3.4 Efeitos que influenciam o aproveitamento do vento

3.4.1 Rugosidade

Sabe-se que a mudança do vento de um local liso para um local com rugosidade aumenta a fricção no solo e com isso o vento perde velocidade na superfície. Partindo de tal pressuposto, quanto maior o nível de rugosidade de uma região maior será a perda de velocidade do vento. A mudança do vento de um local rugoso para um local liso provocará, portanto, um aumento na velocidade do vento.

Alguns exemplos de rugosidade são as florestas e grandes construções, que diminuem a velocidade do vento consideravelmente, já pistas de asfalto reduzem pouco a velocidade, enquanto gramas e arbustos reduzem consideravelmente as velocidade, e a água, que é extremamente lisa, quase não influencia a velocidade do vento. Um fator importante relativo ao vento, em terra, é que a superfície terrestre deixa de influenciar o vento somente a partir de dois mil metros de altitude.

Salienta-se que a rugosidade do solo é dividida em classes. Como cita Ragheb (2011), a classe da rugosidade e seu comprimento são parâmetros para avaliar condições do vento em um local para fins de estudos do potencial eólico.

Para o cálculo da rugosidade, o comprimento da rugosidade é dado como a altura acima da terra, Z_0 em metros, em que a velocidade do vento teoricamente é zero. A classe da rugosidade, CR, é definida de acordo com a equação 8, e a tabela 4 identifica o RC em associação com o comprimento da rugosidade.

$$CR = 1,699823015 + \frac{\ln Z_0}{\ln 150} \quad \text{para } z_0 \leq 0,03$$

$$CR = 3,912489289 + \frac{\ln Z_0}{\ln 3,333} \quad \text{para } z_0 > 0,03$$

(8)

Tabela 4
Classe da rugosidade e comprimento da rugosidade.

CR	Z_0 [m]	Índice de e- nergia [%]	Local
0	0,0002	100	Água
0,5	0,0024	73	Área aberta lisa: pista de asfalto
1,0	0,03	52	Zona rural, sem cercas, morros arredondados e construções dispersas
1,5	0,055	45	Zona rural, com cercas vivas com 8 metros numa distância de 1250 metros
2,0	0,1	39	Zona rural, com cercas vivas com 8 metros numa distância de 500 metros
2,5	0,2	31	Zona rural, com cercas vivas com 8 metros numa distância de 250 metros
3,0	0,4	24	Vilarejos e pequenas cidades, com florestas
3,5	0,8	18	Grandes cidades com prédios
4,0	1,6	13	Cidades muito grandes com prédios altos e arranha-céus

Fonte: European Wind Atlas

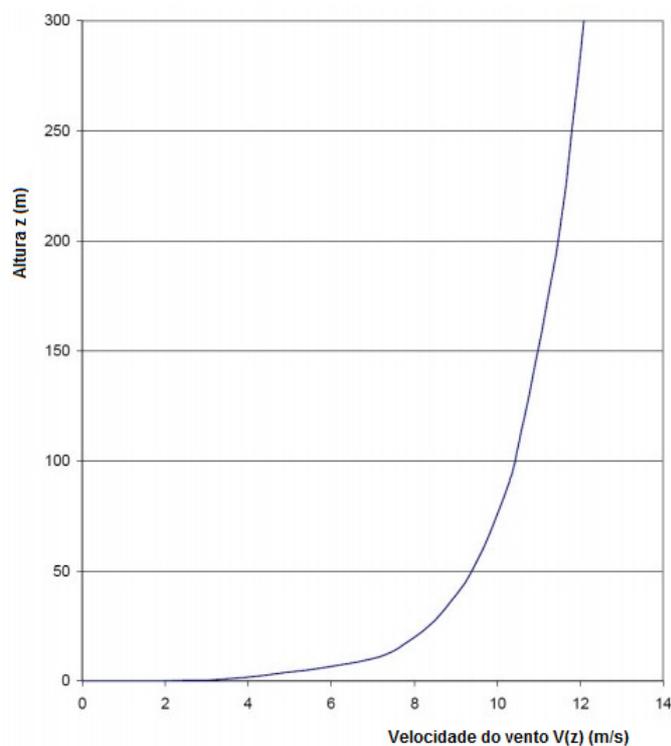
3.4.2 Perfil da velocidade do vento em relação a altura: cisalhamento do vento

O cisalhamento do vento é o nome dado ao perfil da velocidade do vento quando ele se aproxima da superfície e perde velocidade. Considerando como variáveis a altura acima do solo, Z em metros, comprimento da rugosidade, Z_0 em metros dado na tabela 4, é possível obter a velocidade do vento a uma altura superior a altura de referência, $V(z)$ em m/s. Tendo

uma velocidade de referência, v_{ref} , que é a velocidade conhecida de uma altura de referência, Z_{ref} , é possível calcular a velocidade $v(z)$, conforme descrito na equação 9.

$$V(z) = V_{ref} \frac{\ln \frac{z}{Z_0}}{\ln \frac{Z_{ref}}{Z_0}} \quad (9)$$

Consoante com Ragheb (2011), um exemplo que demonstra como a velocidade do vento se comporta ao se distanciar da camada terrestre é mostrado na figura 21, sendo as constantes utilizadas para a obtenção desse gráfico foram: $v_{ref} = 8$ m/s, $Z_{ref} = 20$ m, $Z = 50$ m, CR em classe 2, $Z_0 = 0,1$.



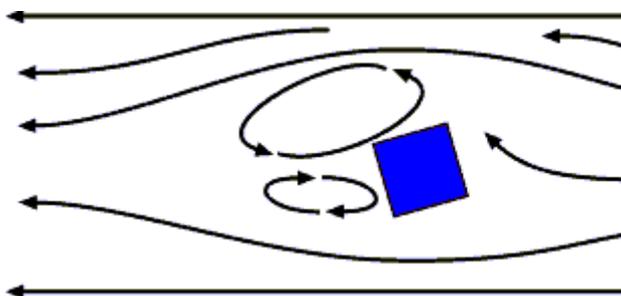
Fonte: Ragheb, 2011

Figura 21 - Comportamento da velocidade do vento com o aumento de altura.

3.4.3 Obstáculos

Os obstáculos encontrados pelo vento ao longo do tempo impedem ou alteram sua velocidade. Um efeito causado por obstáculos é chamado de sombreamento do vento. A interferência no escoamento do vento pode ser causada por inúmeros fatores que podem ser o perfil do obstáculo, a sua rugosidade, a distância entre os obstáculos, entre outros. Além da desacelera-

ção do vento, há a formação de uma esteira turbulenta a jusante dos obstáculos, mostrado em na figura 22.



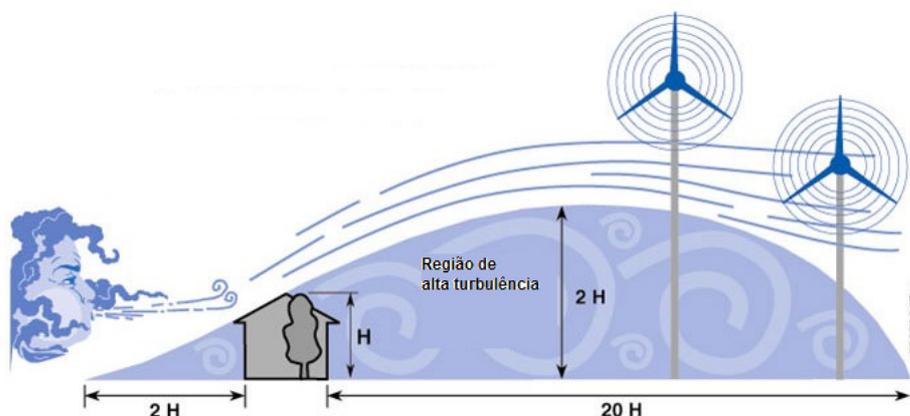
Fonte: inforse.org

Figura 22 - Escoamento do vento em um obstáculo.

3.4.4 Turbulência

A turbulência é um efeito causado por obstáculos, rajadas de vento, temporais, entre outros. Ela reduz a forma do gerador utilizar o vento e, por conseguinte, causa desgaste ou até mesmo rupturas nas peças em movimento.

Tal fenômeno é causado quando o vento passa por algum tipo de obstáculo, podendo esse ser um edifício, pedras ou árvores. A turbulência depende do tamanho do seu obstáculo. Considerando um obstáculo de h metros de altura, a zona turbulenta pode ser de $2h$ no lado contra o vento, 10 a $20h$ a favor do vento e de $2h$ na vertical acima do obstáculo. Isso pode ser visto na figura 23, sendo que essa modelagem demonstra a distancia que deve ser levada em conta entre um obstáculo e uma turbina eólica.



Fonte: adaptado de rsiwind.com

Figura 23 - Dimensão de áreas turbulentas em relação à altura do obstáculo.

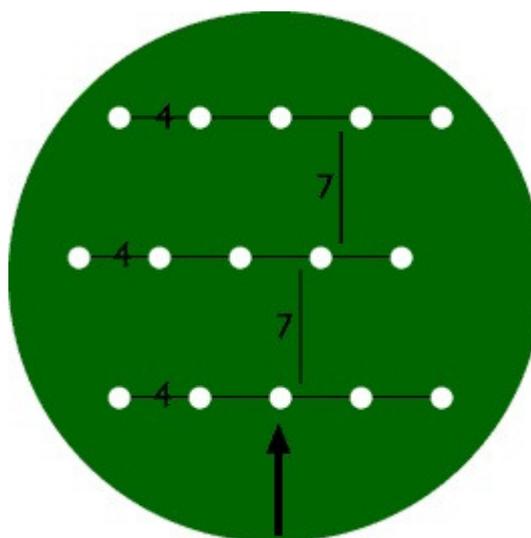
3.4.5 Efeito do Parque

O efeito do parque ou esteira é caracterizado pela turbulência que é gerada quando o vento passa pela hélice da turbina e, para impedir que uma turbina afete a geração de outra é necessária a disposição entre as turbinas em determinadas distâncias. Na figura 24 é apresentado o efeito esteira em um parque *offshore*. A Danish Wind Industry Association apresenta as distâncias mínimas que são de 5 a 9 medidas de diâmetros no sentido de prevalência do vento, e, entre 3 e 5 medidas de diâmetros na perpendicular do sentido do vento. Essa forma de distribuição pode ser observada na figura 25. Com o efeito do parque as perdas na produção de energia podem chegar a 5%.



Fonte: cires.colorado.edu

Figura 24 - Efeito esteira em parque offshore.



Fonte: windpower.org

Figura 25 - Disposição das turbinas a fim de evitar o efeito do parque.

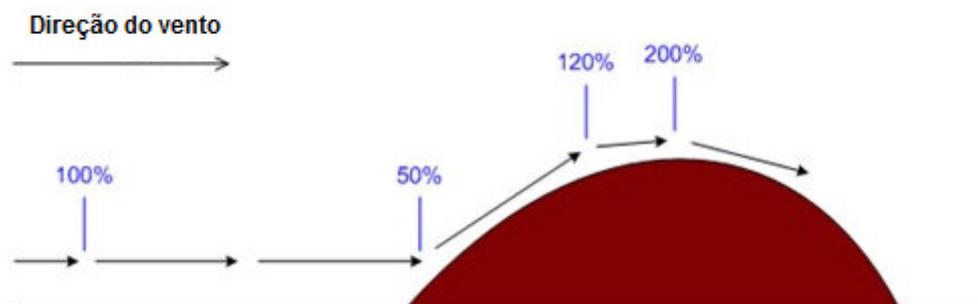
3.4.6 Efeitos de Aceleração

3.4.6.1 Efeito Túnel

O efeito túnel é causado quando se encontram dois obstáculos lado a lado com certo espaçamento entre os dois. Quando o vento passa entre os dois obstáculos ocorre um aumento considerável de velocidade, em alguns casos o aumento de velocidade chega a 1/3. Como o vento nessas regiões é mais rápido, é uma boa opção para a instalação de turbinas, pondera-se, entretanto, que em túneis com muita rugosidade a vantagem pode ser seriamente comprometida com a turbulência gerada.

3.4.6.2 Efeito Colina

O efeito colina ocorre devido ao vento espremer-se na subida e, no momento em que atinge o pico, ele expande-se causando uma aceleração no vento, conforme demonstrado na figura 26. Nesse caso, é vantajosa a instalação de turbinas eólicas em colinas, embora existam restrições. As restrições dão-se quando a colina é muito íngreme ou sua superfície é muito irregular, podendo gerar turbulências no pico. A aceleração depende da forma da colina, sendo que a melhor aceleração é observada em montes triangulares.



Fonte: skylandsrenewableenergy.com

Figura - 26 Aceleração causada pelo efeito colina.

3.5 Elevação da velocidade medida ao nível do eixo da turbina

A maioria das medições da velocidade do vento é feita em torres com alturas entre 10 e 20 metros. No geral, essa faixa de altitude não corresponde à altura do eixo da turbina, torna-se necessário elevar a velocidade medida para a altura do eixo. O método mais utilizado para elevar a velocidade para o eixo da turbina é dado pela Lei Potencial.

A Lei potencial tem como primeiro passo encontrar o índice da lei potencial, α , a partir de duas velocidades medidas em alturas diferentes. Para o cálculo do índice α é utilizada a equação 11, obtida pelo arranjo da equação 10.

$$\frac{v_2}{v_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^\alpha \quad (10)$$

$$\alpha = \frac{\left(\log \frac{v_2}{v_1} \right)}{\left(\log \frac{Z_2}{Z_1} \right)} \quad (11)$$

As variáveis das equações são dadas como:

- v_1 : velocidade na altura Z_1 , em m/s;
- v_2 : velocidade na altura Z_2 , em m/s;
- Z_1 : altura de medição de Z_1 , em m;

- Z_2 : altura de medição de Z_2 , em m e
- α : índice da lei da potência.

A partir do índice da lei potencial calculado é possível obter a velocidade na altura do eixo a partir da equação 12.

$$v_3 = v_2 \left(\frac{Z_3}{Z_2} \right)^\alpha \quad (12)$$

Onde as variáveis são:

- v_3 : velocidade do vento na altura do eixo, em m/s e;
- Z_3 : altura do eixo do rotor, em m.

Outra forma mais simples de calcular a velocidade do vento em outra altitude é utilizando a equação 5, com as variáveis sendo:

- v_2 : velocidade de referência, em m/s;
- Z_2 : altura de referência, em m;
- v_3 : velocidade do vento na altura do eixo, em m/s e;
- Z_3 : altura do eixo do rotor, em m.

Neste modelo mais simples não é necessário calcular o índice da lei da potência, pois o mesmo é dado para determinadas superfícies. O valor mais comum do índice α é o valor de 1/7, e outros valores são apresentados na tabela 5.

Tabela 5
Índice α para superfícies.

Descrição do terreno	Índice α
Superfície lisa: lago ou oceano	0,10
Gramma baixa	0,14
Vegetação rasteira (até 0,3 m), árvores ocasionais	0,16

Descrição do terreno	Índice α
Arbustos, árvores ocasionais	0,20
Árvores, construções ocasionais	0,22 - 0,24
Áreas residenciais	0,28 - 0,40

3.6 Metodologia estatística da função de distribuição

A velocidade e a variância média são dadas pelas equações 13 e 14 respectivamente. Essas equações são compostas pela função densidade $f(v)$ que é usada para descrever a curva de frequência da velocidade do vento. Pondera-se que as funções mais utilizadas são a de Weibull e Rayleigh, sendo que elas possuem, respectivamente, dois e um parâmetros. Os parâmetros fazem com que a função de Weibull seja um tanto mais versátil e a de Rayleigh um tanto mais simples para ser calculada. As variáveis das equações correspondem a \bar{v} , velocidade média do vento, v , velocidade atual do vento, e $f(v)$, a função densidade. (JANGAMSHETTI, 1999)

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (13)$$

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - \bar{v})^2 f(v) dv \quad (14)$$

3.6.1 Função de Weibull

A função probabilidade de densidade é dada na equação 15, onde v é a velocidade do vento, k é o parâmetro de forma e c é o parâmetro de escala, os quais são abordados na seção a seguir. Um detalhe da distribuição estatística é que não são adequadas para poucas horas ou dias de medições, mas sim para períodos acima de semanas ou anos se comportam razoavelmente bem. (WANG, 2011)

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (k > 0, v > 0, c > 1) \quad (15)$$

Partindo de tais pressupostos, dada a função probabilidade de densidade, é possível reescrever a velocidade média substituindo a equação 15 na equação 13. Logo, a velocidade média na forma estatística é dada por

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} dv \quad (16)$$

A simplificação da equação da velocidade média é dada, equação 17, com a função gama Γ .

$$\bar{v} = c \Gamma\left(1 + \frac{k}{c}\right) \quad (17)$$

Onde a função gama é dada pela equação 18

$$\Gamma(y) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{y-1} dx \quad y = 1 + 1/k \quad (18)$$

Assim, a variância é dada de forma simplificada na equação 19

$$\sigma^2 = \frac{\bar{v}^2 \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \quad (19)$$

3.6.1.1 Calculando os parâmetros k e c

Vários métodos são utilizados para calcular os parâmetros de forma e escala, velocidade média e a variância do vento. O mais comum é utilizado quando são conhecidas a velocidade média e a variância do vento no local. A partir do conhecimento da velocidade e variância é possível calcular os parâmetros k e c a partir das equações 20 e 21.

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (20)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (21)$$

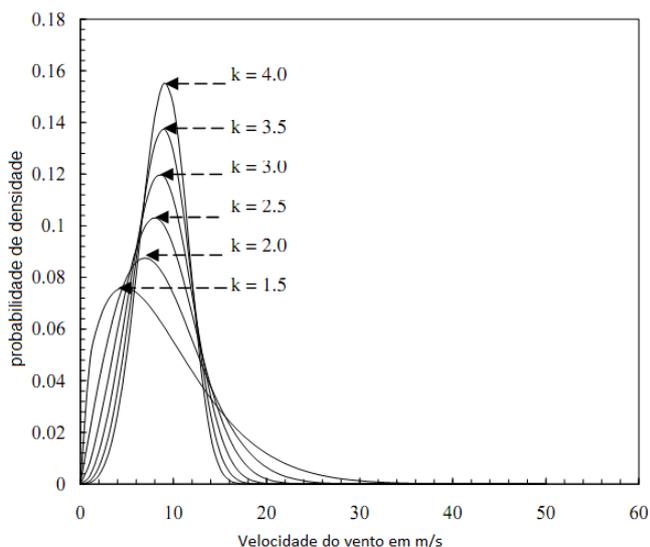
Segundo Al-Fawzan (2000) são utilizados os métodos gráficos ou analíticos para calcular os dois parâmetros de Weibull.

- Método gráfico;
 - Perigo de Plotagem Técnica e
 - Plotagem de probabilidade Weibull.

- Método analítico;
 - Mínimos quadrados; (confiabilidad.net, 2011)
 - Método dos momentos e;
 - Máxima verossimilhança.

O fator de forma, quando igual a 1 a distribuição Weibull torna-se uma distribuição exponencial, para $k=2$ a distribuição de Weibull torna-se uma distribuição de Rayleigh e quando $k > 3$, distribuição de Weibull se aproxima de uma distribuição de Gauss. Outro detalhe do parâmetro forma é que no momento em que a velocidade do vento for constante a turbulência será pequena, resultando, assim, um grande valor do parâmetro k . No que se refere ao comportamento variável da velocidade do vento, resulta em um valor pequeno do parâmetro k e conseqüentemente em alta turbulência. (Lima, 2008)

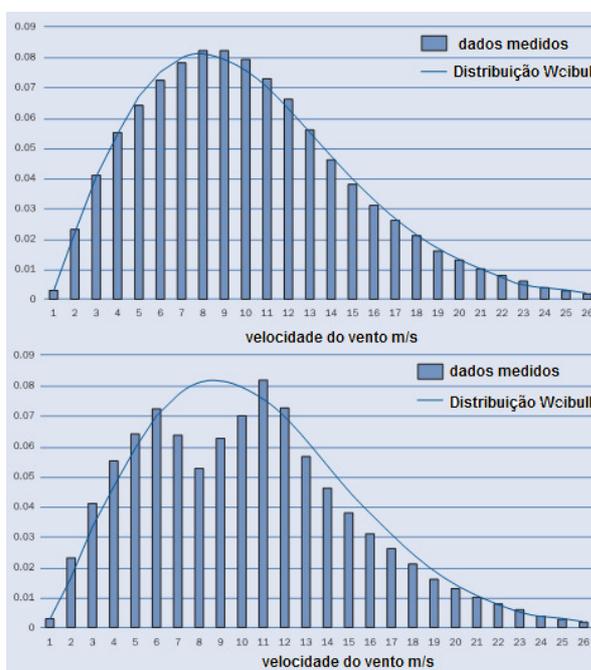
Para demonstrar os efeitos dos parâmetros de Weibull foi demonstrado um exemplo por Mathew (2006), no qual cita que o principal fator que determina a uniformidade de vento é o fator de forma k . A figura 27 ilustra o efeito desse parâmetro k sobre a probabilidade de densidade, no qual se utiliza o fator de escala sendo o valor de 9,8 m/s. Dessa forma, a uniformidade de vento no site aumenta com k . Por exemplo, com $k = 1,5$, a velocidade do vento está entre 0 e 20 m/s em 95 % do tempo. Considerando que, quando $k = 4$, a velocidade é mais uniformemente distribuída em um menor intervalo de 0 a 13 m/s em 95% do tempo. No caso em que o parâmetro k é igual a 1,5, a velocidade mais freqüente do vento é de 5 m/s em 7,6% do tempo total. Todavia, quando se utiliza o parâmetro k igual a 4, a velocidade mais freqüente do vento é de 9 m/s que prevalece em 15,5% do tempo.



Fonte: adaptado de Mathew (2006)

Figura 27 - Exemplo da distribuição de Weibull.

Assim, o parâmetro de escala, está relacionado com a velocidade média do vento, e o parâmetro de forma, que é uma medida da largura da distribuição. A distribuição de Weibull é muito útil, tendo em vista que permite a descrição da velocidade do vento e da sua distribuição de uma forma concisa. Um exemplo da distribuição pode ser visto na figura 28.



Fonte: EWEA, 2009.

Figura 28 - Exemplo da distribuição de Weibull com os dados medidos ultrapassando o ajuste de Weibull.

3.6.2 Função de Rayleigh

A função densidade de probabilidade de Rayleigh é um subconjunto da função densidade de Weibull, descrito no tópico anterior. A mesma apresenta-se com parâmetro de forma, k , igual a 2 e apenas com um parâmetro de ajuste, c . A função de Rayleigh torna-se relativamente mais simples devido ao fato de utilizar somente um parâmetro, embora possua algumas limitações, no caso da representação de velocidades mais elevadas. A distribuição de Rayleigh é pouco apresentada e, geralmente, de forma sucinta nas referências bibliográficas. A forma mais simples da função é dada pela equação 22.

A função Rayleigh possui boa representação em casos de distribuição de velocidade de vento, onde não se conhece o perfil exato de vento, pois necessita apenas da velocidade média, o que já é suficiente para determinação da sua frequência de distribuição.

$$f(v) = \frac{v}{c^2} e^{-\left(\frac{v}{2c}\right)^2} \quad (22)$$

O cálculo do parâmetro c é dado pela equação 23.

$$c = \frac{\bar{v}}{1,253} \quad (23)$$

3.7 Potência extraída do vento

É de grande valia ter um conhecimento básico das propriedades físicas do vento e de como estimar a disponibilidade de recursos eólicos para assim ter ideia da viabilidade econômica da futura instalação. A energia cinética, basicamente, é a energia disponível para a geração de energia por uma turbina eólica. Essa energia é compreendida como o volume de ar que se desloca a uma velocidade constante, podendo ser calculada a partir da equação 24.

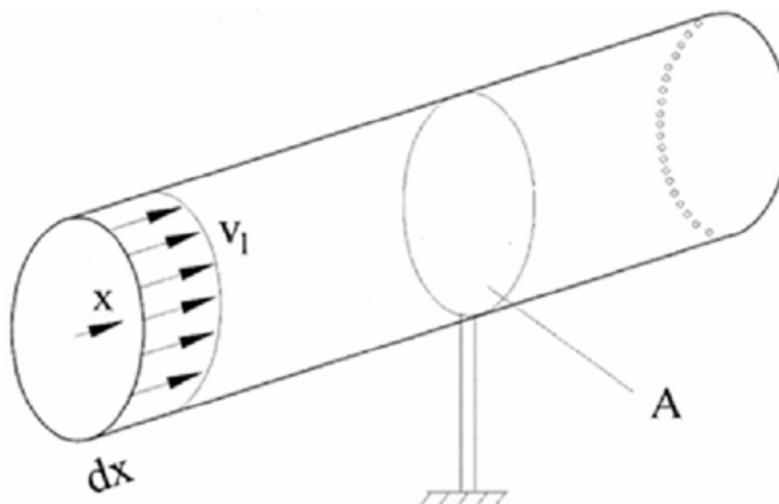
$$E_c = \frac{1}{2} \rho \cdot V \cdot v^2 \quad (24)$$

As variáveis da equação são:

- E_c : é a energia cinética disponível, em $\text{kg m}^2/\text{s}^2$, ou joules;

- ρ : é a densidade do ar, em kg/m^3 ;
- V : é o volume de ar, em m^3 e
- v : é a velocidade do vento, em m/s .

Segundo Redlinger (2001), a energia cinética é expressa em termos de trabalho por unidade de tempo (dE_c/dt), mas como uma turbina eólica é classificada de acordo com a potência de saída e não por energia cinética tem-se que obter a expressão em termos de potência. Assim é possível reescrever a equação anterior da seguinte forma, equação 25. Neste caso, o volume de ar é substituído por uma área perpendicular ao fluxo do vento multiplicado pelo deslocamento horizontal na direção de fluxo do vento dx , figura 29.



Fonte: CRESESEB

Figura 29 - Fluxo de vento em uma área A.

$$E_c = \frac{1}{2} \rho \cdot (A \cdot dx) \cdot v^2 \quad (25)$$

Sendo a potência a variação da energia cinética em função do tempo

$$P = \frac{d(E_c)}{dt} \quad (26)$$

Substituindo a equação 25 na equação 26, tem-se

$$P = \frac{d\left(\frac{1}{2} \rho \cdot (A \cdot dx) \cdot v^2\right)}{dt} \quad (27)$$

Simplificando a equação 27

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot \left(A \cdot \frac{dx}{dt} \right) \cdot v^2 \quad (28)$$

Sendo

$$\frac{dx}{dt} = v \quad (29)$$

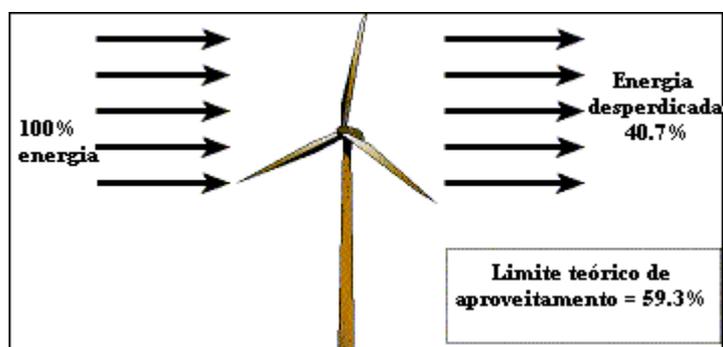
A equação da potência é expressa da seguinte forma

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (30)$$

Contudo, uma turbina eólica não é um sistema ideal, logo não converte toda a energia cinética em energia mecânica. Isso foi provado por Albert Betz em 1919 que concluiu que um aerogerador não consegue converter mais de 59,3% da energia cinética em energia mecânica, um exemplo é apresentado na figura 30. Essa percentagem é conhecida como Limite de Betz. O coeficiente de Betz é igual a 0,593, mas na realidade a potência máxima que as turbinas eólicas atuais conseguem converter é com um coeficiente de 0,5 ou 50%.

Essa condição de limite de conversão implica em uma readequação da equação de potência para a equação 31, que expressa a potência máxima extraída por um sistema eólico.

$$P_{\text{máx}} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot c_p \quad (31)$$



Fonte: aerogeradores.org

Figura 30 - Exemplo de aproveitamento de um sistema eólico segundo Betz.

O capítulo a seguir aborda os termos da variabilidade temporal dos ventos em longo prazo e em curto prazo. Abrange também as metodologias que estão sendo utilizadas em parques eólicos para as predições do vento.

4 METODOLOGIAS DE ESTIMAÇÃO DE VENTO

A medição da velocidade do vento é considerada, de fato, o ponto crítico para avaliação de uma região para estimar seus recursos eólicos. A precisão nessa medição determina o desempenho e predição da energia anual gerada, erros em quaisquer dessas etapas causam riscos financeiros.

Nos próximos itens serão discutidas algumas metodologias aplicadas para predição dos ventos.

4.1 Variabilidade temporal do vento

De acordo com a EWEA – Associação Européia de Energia Eólica (2009), um dos parâmetros mais importantes para determinar a potência desenvolvida na exploração de parques eólicos é a distribuição do vento. A distribuição do vento descreve, em gráficos, quanto tempo a velocidade do vento permanece em uma mesma direção. A EWEA também afirma que esse tipo de distribuição é feita, na maioria das vezes, erroneamente, pois para definir a produção de energia de uma turbina deve-se combinar a distribuição do vento juntamente com a curva de potência da turbina.

4.1.1 Variabilidade em longo prazo

Existem evidências de que a variação da velocidade do vento, em alguma localização particular, pode estar sujeita a lentas variações em longo prazo, como elenca Burton (2001). Em volta dessas lentas variações existem muitos debates sobre as variações dos ventos decorrentes de efeitos climáticos, como o aquecimento global, e que isso afeta a condições dos ventos. As variações em longo prazo incluem as variações sazonais e anuais.

A variabilidade de longo prazo desempenha um importante papel no planejamento estratégico do sistema, uma vez que pode haver algumas mudanças consideráveis na variabilidade do vento de um ano para outro. Essas variações anuais, em alguns casos, ocorrem devido a fenômenos climáticos como o *El Niño*, ou mudanças atmosféricas causadas por erupções vulcânicas. Por isso, as medições em longo prazo, para o planejamento estratégico, auxiliam a avaliação da incerteza na produção energética anual de uma exploração de parques eólicos.

Dentro da variabilidade de longo prazo encontra-se a variabilidade anual que tem forte influência no desenvolvimento de metodologias de análise para avaliação de recursos eólicos de longo prazo. Como podem ocorrer variações climáticas de ano para ano durante as estações, é ideal capturar o máximo de dados ao longo de vários anos.

4.1.1.1 Variações Anuais

Para se ter um ótimo conhecimento sobre a maneira o vento se comporta em uma determinada região, é ideal conhecer e observar dados ao longo de vários anos e não basear-se em dados de apenas um ano. Quando são medidos dados ao longo de vários anos, as características do regime local dos ventos tornam-se mais confiáveis.

4.1.1.2 Variações Sazonais

As variações no regime dos ventos são resultados de um aquecimento na camada terrestre não uniforme. Uma pequena variação na velocidade do vento causa uma grande variação na potência de saída de uma turbina, pois de acordo com a equação de potência é possível observar que a energia disponível possui uma relação cúbica com a velocidade do vento, de forma que o dobro de velocidade representa um aumento de oito vezes em energia. Assim sendo, as variações sazonais são utilizadas para o ajuste do sistema em pequenas variações do vento que alterem a potencia de saída, pois as médias anuais, se forem utilizadas, podem levar a resultados distantes da realidade.

4.1.2 Variabilidade em curto prazo

A variabilidade do vento em curto prazo é importante para saber os dados de rajadas de vento e turbulência, assim é possível estimar os esforços que a estrutura da turbina deve su-

portar e a adequação do sistema de controle da turbina para evitar fadigas no sistema de geração. Na variabilidade em curto prazo, a média dos dados medidos em intervalos de 10 minutos é utilizada para determinar o desempenho do sistema, mais precisamente a potência de saída da turbina. Já as variações de curta duração, intervalo de 3 segundos, indicam os picos de rajadas e turbulência do vento.

4.1.2.1 Variação Diária

Ao analisar a velocidade média do vento ao longo do dia é possível notar que existe significativa variação de um mês para o outro. A partir dessa informação consegue-se projetar e ajustar com muito mais eficiência uma turbina. Um exemplo citado por Silva (1999), demonstrando a variação diária do vento, nos locais em que os ventos no período do dia são mais fortes do que os ventos no período da noite e a carga de pico ocorre durante o dia, a carga base pode ser fornecida pelo sistema existente e a carga adicional pelo sistema eólico. Entretanto, se a carga de pico ocorre durante a noite, provavelmente a demanda será maior que o disponível e um sistema de armazenamento de energia pode ser necessário.

4.2 Métodos Atuais

As metodologias mais avançadas utilizadas para a predição utilizam a combinação de modelos físicos com modelos estatísticos. A tabela 6 apresenta os modelos de predição e os métodos que são utilizados em cada modelo. Os modelos físicos rodam com condições físicas do local de estudo em tempo real, após isso são aplicados no modelo estatístico para a redução dos erros restantes.

Os modelos físicos se baseiam em modelos matemáticos de mecânica dos fluídos e são conhecidos por modelos numéricos da predição de tempo (Numerical Weather Prediction - NWP). São os mais utilizados para a precisão do vento e trabalham com soluções numéricas com equações de calor, momento, temperatura.

Segundo Camargo (2007), as principais vantagens para utilização do NWP são:

- Precisão para previsão de diversos dias à frente;
- Podem ser utilizados para diversas localizações e;

- Procedimentos bem estabelecidos.

As desvantagens são:

- Sistema complexo para operar;
- As simulações, por serem complexas, acarretam grandes custos e;
- Possuem pouca precisão para horizontes curtos de minutos, até uma hora.

Já o modelo estatístico é baseado em relações entre dados de entrada e saída. A sua grande vantagem é a utilização de um sistema de experiência de aprendizagem, muitos deles a partir de redes neurais artificiais. Alguns desses modelos são altamente sofisticados, pois relacionam múltiplas variáveis não-lineares das variáveis de entrada e saída.

Uma importante observação a se fazer em relação aos métodos, é que a grande maioria deles faz somente previsões de curto prazo. Não são somente as metodologias que estão sendo aplicadas que seguem esse rumo, a revisão bibliográfica dos métodos direciona para inúmeros trabalhos associados à previsão de curto prazo e poucos trabalhos relativos à previsão de longo prazo.

4.2.1 Modelo Estatístico

A previsão estatística mais simples é a previsão de persistência, sendo a previsão igual à última medição disponível. Em outras palavras, o último valor medido é assumido a persistir no futuro, sem nenhuma alteração. É dada a equação 32, onde y_k é a previsão para o próximo passo e y_{k-1} é o valor medido no passo $k-1$.

$$\hat{y}_k = y_{k-1} \quad (32)$$

Para a equação acima, há uma forma mais aprimorada para a previsão, na qual se utiliza uma combinação linear dos últimos n valores medidos, como mostrado na equação 33. Esse modelo de n -ésima ordem também é conhecido como modelo auto-regressivo ou AR (autoregressive model).

$$\hat{y}_k = \sum_{i=1}^n a_i y_{k-i} \quad (26)$$

A partir da definição de \hat{y}_k , é possível definir o erro de predição do passo k a partir da equação 34.

$$e_k = \hat{y}_k - y_k \quad (34)$$

Após a definição da predição do próximo passo e do erro de predição do passo k , é possível melhorá-la com a utilização da equação 35. Essa equação é conhecida pelo nome de modelo auto-regressivo de n -ésima ordem e m -ésima de movimento médio ou ARMA (autoregressive and moving average model).

$$\hat{y}_k = \sum_{i=1}^n a_i y_{k-i} + \sum_{j=1}^m b_j e_{k-j} \quad (35)$$

Segundo Burton (2001), os parâmetros a_i , parâmetro autoregressivo, e b_j , parâmetro de movimento médio, podem ser calculados de várias maneiras. A mais comum é o método de mínimos quadrados recursivo, proposto por Ljung e Söderström em 1983, sendo que as estimativas dos parâmetros são atualizadas em cada iteração, de tal forma a minimizar o valor esperado da soma dos quadrados dos erros de previsão. O método de Ljung e Söderström inclui um “fator de esquecimento”, assim a influência das observações mais antigas podem ser progressivamente reduzidas, levando a uma estimativa dos parâmetros adaptativos, que irão mudar gradualmente para acomodar variações nas propriedades estatísticas da variável y .

A pesquisa de Bossanyi (1985) utilizou modelos ARMA para previsão da velocidade do vento, de poucos segundos para horizontes de minutos à frente, obtendo reduções de erros de previsão de até vinte por cento quando comparado com uma previsão de persistência. Os melhores resultados foram obtidos quando foram feitas previsões com horizontes de dez minutos com dados de um minuto.

Mais informações sobre o modelo ARMA podem ser encontradas em Boone, 2005.

4.2.2 Modelo Meteorológico ou Físico

As previsões podem ser melhores quando utilizadas por métodos que primam previsões meteorológicas em vez de estatísticas, desde que a predição seja para poucas horas ou dias. Hoje, no mercado, encontram-se inúmeros softwares de simulação que detalham a atmosfera, e fazem parte da suas análises os dados de entradas como pressão, temperatura, velocidade do vento, rugosidade, entre outros dados.

4.3 Modelos de previsão

4.3.1 Softwares para predição

Os modelos de previsão que estão sendo usados diferem uns dos outros tanto na forma de cálculos como na lógica empregada. São apresentadas, a seguir, na tabela 6 algumas características e funcionamento dos principais modelos de predição.

Tabela 6
Modelos de predição em curto prazo existentes

Modelo	Desenvolvedor	Método	Status Operacional	Funciona desde
Prediktor	Risø	Físico	Espanha, Dinamarca Irlanda, Alemanha e EUA	1993
WPPT	IMM, Universidade de Copenhague	Estatístico	1 GW - Dinamarca	1994
Zephyr	Risø e IMM	Físico e estatístico	Dinamarca	2003
Previento	Universidade de Oldenburg	Físico	-	-
Modelo	Desenvolvedor	Método	Status Operacional	Funciona desde

AWPPS (More-care)	Armines/Ecole des Mines de Paris	Estatístico, Fuzzy e ANN	Irlanda, Madeira	1998, 2002
RAL (More- care)	RAL	Estatístico	Irlanda	-
Sipreólico	Universidade Carlos III, Madri e Rede Elétrica da Espanha	Estatístico	4 GW - Espanha	2002
LocalPred- RegioPred	CENER	Físico	La Muela, Soria, A- laiz	2001
HIRPOM	Universidade de Cork, Ir- landa e Danish Meteorolo- gical Institute	Físico	Em desenvolvimento	-
AWPT	ISSET	Estatístico, ANN	10 GW – Alemanha	-

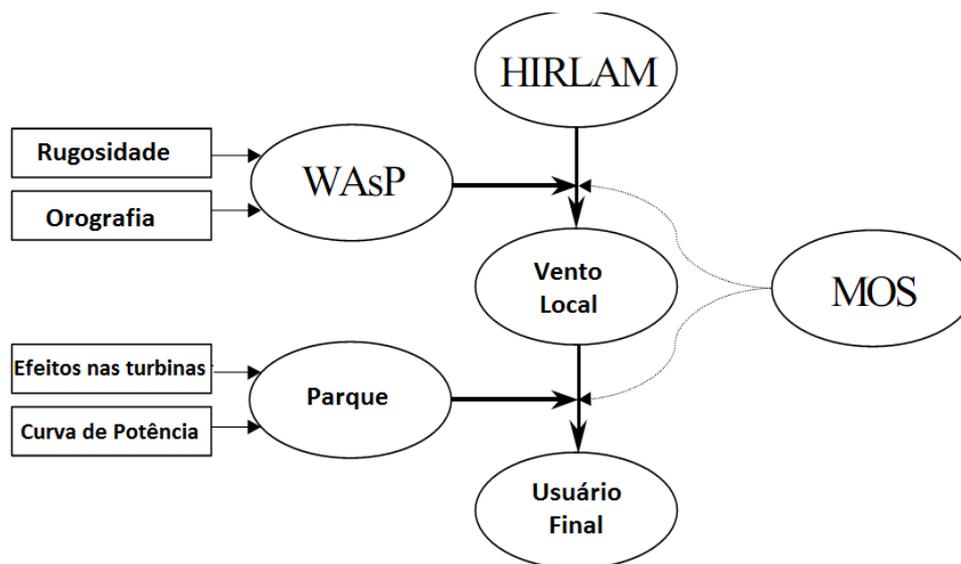
Fonte: adaptado Giebel, 2003

4.3.1.1 Prediktor

A primeira versão foi publicada em 1994 como tese de doutorado de Lars Landberg. O modelo foi implementado primeiramente na rede europeia DMI-HIRLAM; o modelo possuía resolução de 57 km, previa até 36 horas de antecedência e rodava duas vezes ao dia.

A ideia principal do Prediktor foi utilizar a velocidade e direção do vento obtidos através de um NWP, após obter os dados dos ventos os mesmos são convertidos para o local das turbinas. Depois de convertidos os dados de ventos, esses são comparados e analisados com a curva de potência das turbinas e só assim, finalmente, é possível se modificar a eficiência das turbinas eólicas do parque. O diagrama esquemático da ideia principal desse modelo é apresentado na figura 31. (RISØ NATIONAL LABORATORY, 2011)

O sistema MOS (modelo de saída estatística) é composto por duas condições lineares. Uma das condições tem a finalidade para a velocidade do vento local e outra para ajustar a potência da turbina. Ambas as condições podem ser otimizadas *offline*, o que é uma boa opção para se obter alguns dados retrospectivos do desempenho das turbinas eólicas.



Fonte: adaptado de Risø National Laboratory

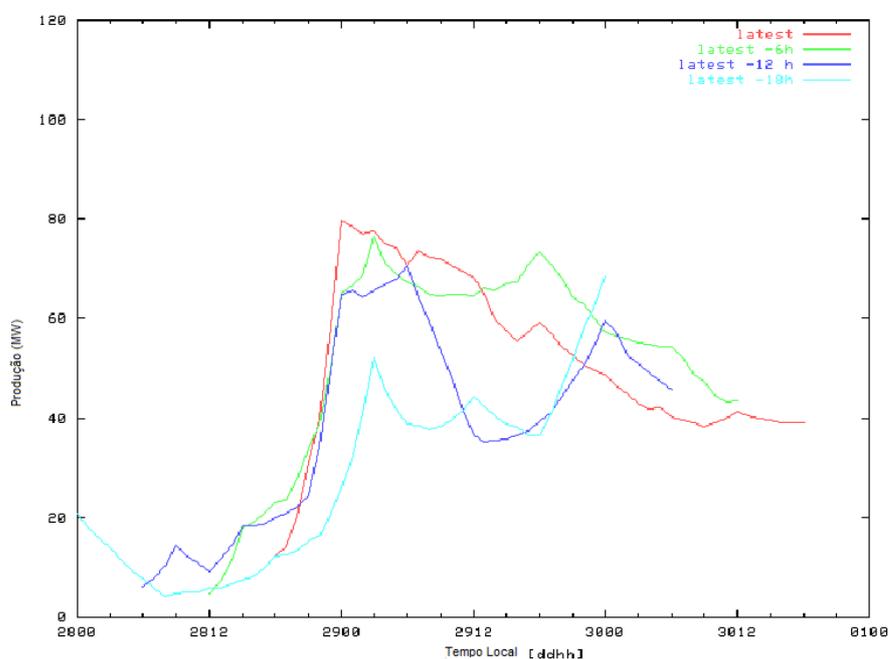
Figura 31 - Configuração do modelo Prediktor.

As entradas do Prediktor são:

- Rugosidade e Orografia do terreno para dados de entrada para o WAsP;
- Curva de potência e efeitos nas turbinas;
- Dados do Centro Europeu de Previsão do Tempo a Médio Prazo para o módulo HIRLAM.

O módulo HIRLAM (modelo de alta resolução de área limitada) modelo numérico de previsão de tempo consiste em duas sub-redes, HIRLAM-T15 e HIRLAM-S05. O HIRLAM-T15 recebe as condições iniciais do Centro Europeu de Previsão do Tempo a Médio Prazo (ECMWF) do modelo atmosférico global em intervalos de seis horas, uma resolução horizontal de 16 km e um passo de tempo de 240 s. As condições iniciais para a sub-rede HIRLAM-S05 são dadas pela sub-grade HIRLAM-T15. Possui uma resolução horizontal de 5,5 km, e um passo de tempo de 30 s, além de fornecer previsões das variáveis atmosféricas com horizontes de até 48 horas e as previsões são atualizadas a cada 6 horas.

Na figura 32 é apresentado um exemplo de previsão obtida através do Prediktor.



Fonte: Adaptado de LANDBERG, 2011

Figura 32 - Exemplo da previsão, saída, do Prediktor.

4.3.1.2 Wind Power Prediction Tool – WPPT

O WPPT é um dos softwares de previsão mais utilizados no âmbito de produção de energia a partir da energia eólica. Foi desenvolvido pelo Instituto de Informática e Modelagem Matemática – IMM. Possui um sistema flexível, tanto a respeito de dados como de informações, que podem ser utilizadas na configuração do sistema.

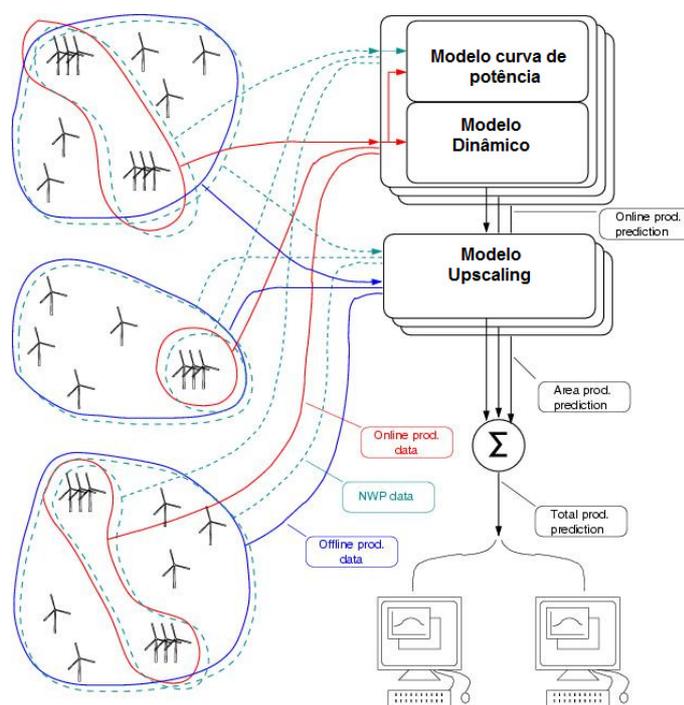
O WPPT utiliza medições de potência eólica *online* dos parques eólicos selecionados e um modelo adaptativo recursivo de mínimos quadrados exponenciais para prever a produção de energia em horizontes de curto prazo. Para horizontes mais longos, de até 48 horas, um modelo físico baseado no modelo HIRLAM é utilizado. Para previsão de médio prazo, de 2 a 8 horas, os resultados do modelo de séries temporais e a saída HIRLAM são calculados em conjunto, utilizando uma função de ponderação, de forma que o modelo de série temporal torne-se menos significativa para maiores previsões. Os resultados obtidos são introduzidos em métodos estatísticos adaptativos que simulam a produção de energia no futuro. Assim, o WPPT utiliza três tipos de sistemas de previsão e espera-se produzir resultados mais precisos.

As entradas deste modelo combinam medições on-line de produção de energia a partir de parques eólicos selecionados, medições de geração de energia de turbinas eólicas da área escolhida e NWP da velocidade e direção do vento de uma região. Se necessário, a região total pode ser dividida em sub-regiões, como mostrado na figura 33. As previsões para a totalidade da região são calculadas usando uma abordagem em dois modelos:

No primeiro modelo as previsões de energia são calculadas para um número de parques eólicos utilizando medições on-line da produção de energia, utilizando entradas a partir de NWP.

No segundo modelo é prevista a produção de energia em uma determinada área por meio de um modelo de medidas off-line.

Para ambos os modelos, a previsão de energia total de uma região é calculada através da soma das previsões das sub-regiões. A previsão final da produção de energia eólica para a região é feita a partir de uma média ponderada das previsões dos dois modelos.



Fonte: enfor.dk

Figura 33 - Exemplo de configuração do WPPT.

As entradas do WPPT são:

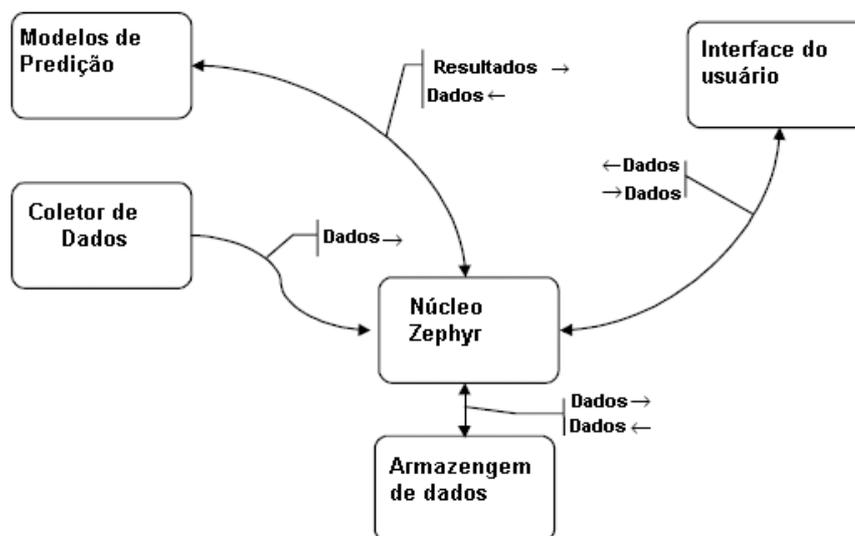
- Medidas on-line de energia eólica;
- Previsões meteorológicas de direção e velocidade do vento;
- Dados através de modelos NWP e;
- Número de turbinas ativas.

4.3.1.3 Zephyr

O sistema Zephyr é uma combinação do conhecimento da Risø e IMM, dos sistemas Prediktor e WPPT respectivamente. Esse modelo apresenta duas formas de aproximação. O Prediktor é utilizado quando não há nenhuma outra medida disponível para deixar os modelos estatísticos adaptáveis para o aprendizado do modelo WPPT. Já o WPPT é mais adequado quando se tem inúmeras medidas disponíveis.

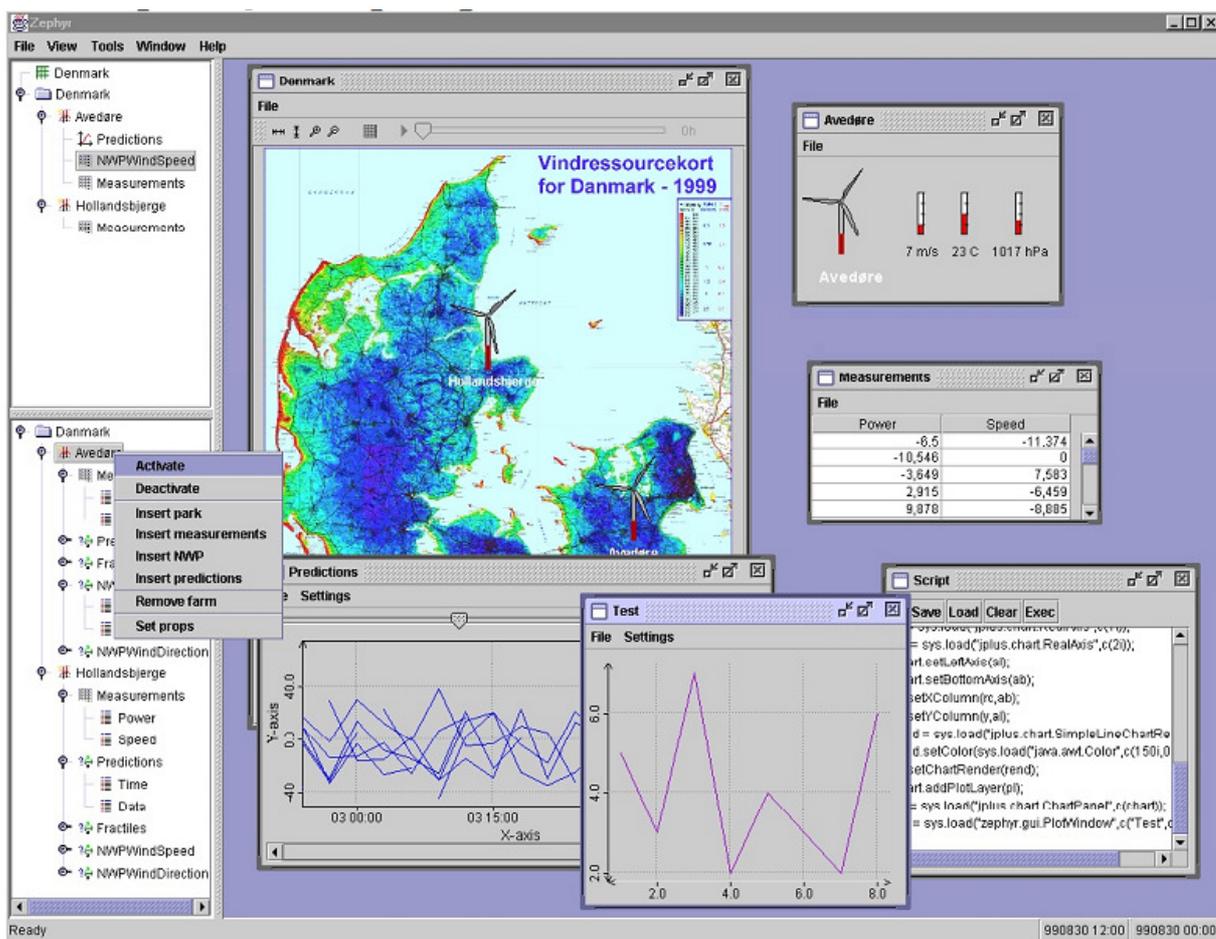
A arquitetura de funcionamento do modelo é destacada pelo núcleo de controle, figura 34, que não controla apenas a interface com o usuário. O início do modelo se dá no coletor de dados, bloco que é responsável pela aquisição e validação dos quatro tipos de dados medidos. O coletor é acionado pelo núcleo quando esse necessita de dados meteorológicos, checado a cada 6 horas, enquanto os dados online são checados a cada 15 minutos. O módulo de predição é acionado pelo núcleo quando existem novos dados disponíveis. O núcleo também mantém o controle do armazenamento de dados. Os dados provenientes do coletor são armazenados, assim como as previsões. O núcleo oferece para a interface de usuário alguns acessos, podendo ser através de conexão de rede local ou via internet. (Giebel, 2002)

A figura 35 apresenta a interface do modelo Zephyr com algumas saídas. O material para um melhor entendimento deste modelo, com seu equacionamento, pode ser encontrado no artigo de T.S. Nielsen acessado em 2011.



Fonte: Adaptado de Giebel, 2002

Figura 34 - Esquemático da arquitetura do modelo Zephyr.



Fonte: LANDBERG, 2011

Figura 35 - Exemplo interface e saída do Zephyr.

O próximo capítulo faz uma avaliação da localização de uma turbina no campus da UNI-PAMPA, considerando as características físicas. Além de identificar qual seria a melhor localização dentro da instituição. Elenca, ainda, a estrutura necessária para se fazer a avaliação do potencial de geração.

5 ESTUDO DE CASO - APROVEITAMENTO EÓLICO NA UNIPAMPA NO CAMPUS DE ALEGRETE

5.1 Localização atual da turbina eólica

A turbina eólica foi instalada no campus de Alegrete, item em estrela, no período em que a estrutura da universidade era composta somente de um prédio, conforme pode ser visto na figura 36, para fins de estudos referentes ao aproveitamento da energia eólica. Hoje, com a expansão da estrutura física do campus, foram construídos prédios, áreas em vermelho, ao redor dessa turbina. Com a mudança do terreno, em termos de rugosidade e obstáculos, se tem por objetivo avaliar a situação atual da localização desta turbina. Essa avaliação será feita a partir da revisão bibliográfica, contando com alguns dados meteorológicos medidos no período de janeiro a fevereiro de 2011.



Fonte: adaptada de Google Maps

Figura 36 - Localização atual da turbina.

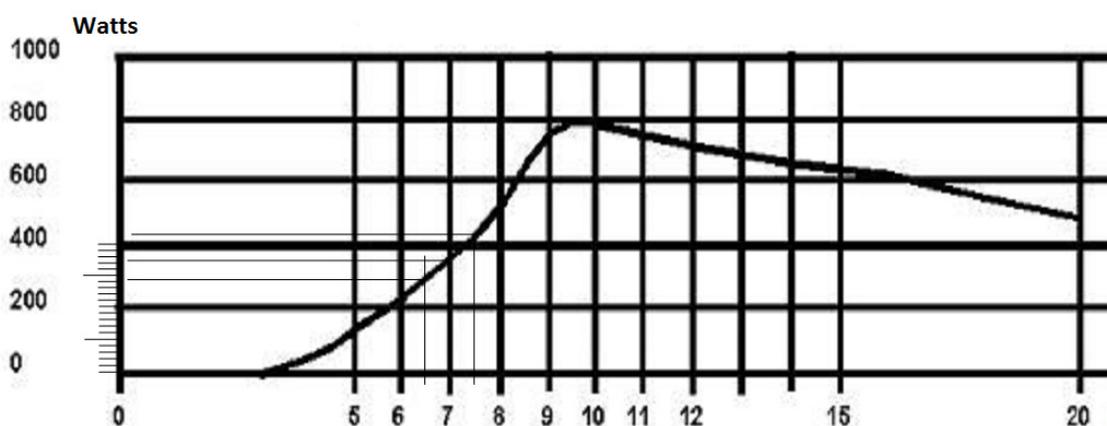
As indicações presentes na figura mostram os obstáculos, levando em conta que, da indicação 1 até a 6 são os novos prédios que foram construídos ou estão sendo construídos, enquanto o indicador 7 engloba desde obstáculos de construções até árvores.

5.2 A Turbina

O modelo da turbina eólica instalada no campus é a WM500 da WORK WIND. Abaixo são apresentados alguns parâmetros desse aerogerador.

- Gerador: imã permanente;
- Saída nominal: 500 W a 8 m/s;
- Voltagem nominal de saída: 24 V;
- Início da geração: a 3 m/s;
- Pás: 3 de fibra de vidro reforçada de 2,5m de diâmetro e
- Rotação nominal: 400r/min.

De acordo com a curva de potência da turbina WM 500, gráfico da figura 37, o local da instalação da turbina deve conter ventos com velocidade média dentro da faixa de 8 a 10 m/s para a turbina girar em velocidade nominal e com isso ter um bom aproveitamento de geração.



Fonte: Work Wind

Figura 37 - Curva de potência da turbina.

5.3 Avaliação da localização atual

A atual localização da turbina eólica não está correta, tendo em vista que existem inúmeros fatores que influenciam a perfeita incidência do vento nas pás da turbina, como obstáculos, rugosidade e turbulência, por exemplo. Os obstáculos que foram inseridos, tanto com a expansão das partes físicas do campus como a expansão das construções ao redor do campus são objetos que desaceleram muito a velocidade do vento e causam, ainda, elevados índices de turbulência.

A partir da figura 36 foi construída a tabela 7 na qual observa-se que o local se torna impróprio para a localização de uma turbina devido aos obstáculos inseridos, numerados de 1 a 7, que impedem a aceleração ou desaceleram os ventos, de acordo com a direção dos ventos definidos pelos pontos cardeais.

Tabela 7
Direção do vento afetado pelos obstáculos.

Ponto Cardeal	Bloqueado pelo item	Afetado pelo item
Leste	1 e 6	-
Nordeste	7	1 e 2
Norte	2	7
Noroeste	3 e prédio existente	2
Oeste	-	3 e 4
Sudoeste	-	4 e 5
Sul	5	-
Sudeste	-	5 e 6

Fonte: Elaboração própria.

Algumas das alternativas viáveis de realocação da turbina seriam em regiões mais abertas e distantes das construções do campus ou no terraço de algum prédio. Todavia, para as duas

alternativas devem ser feitos estudos mais detalhados de medição e variação do vento para se obter um maior entendimento sobre o comportamento do vento na nova localização. No que se refere à realocação da turbina para o terraço, seriam necessários estudos sobre a turbulência causada pelo vento no topo da estrutura para se saber o nível de interferência que essa possível turbulência causaria na geração de energia.

5.4 Dados medidos no local da turbina

Para a medição dos dados meteorológicos no local foi utilizada uma estação meteorológica sem fio, modelo WMR928NX da Oregon Scientific, a qual proporciona a medição dos seguintes elementos meteorológicos: (esquemático da estação meteorológica em ANEXOS-ANEXO 1)

- Temperatura do ar (interna e externa);
- Umidade relativa;
- Pressão atmosférica;
- Velocidade e direção do vento e
- Precipitação pulviométrica.

A troca de dados é feita através de módulos transmissores sem fio com frequência de operação de 433 MHz, que possuem painéis fotovoltaicos para a alimentação dos sensores e transmissores. Esses, por sua vez, enviam os dados para a unidade principal que é conectada ao computador via conexão RS-232. A partir dessa conexão, é configurado um software de Estação Meteorológica Virtual, a fim de serem observados os dados que estão sendo medidos em tempo real e gerar um banco de dados para análises posteriores. A estação meteorológica foi montada em um tripé, figura 38, e posicionada próximo a turbina.

Os dados medidos não são válidos para se obter provas matemáticas que a localização da turbina está certa ou errada. Como citado nos capítulos anteriores, são necessárias medições de dados por, no mínimo, um ano para ser definida uma resposta real da situação.



Fonte: própria
Figura 38 - Estação meteorológica montada.

5.4.1 Análise dos dados medidos

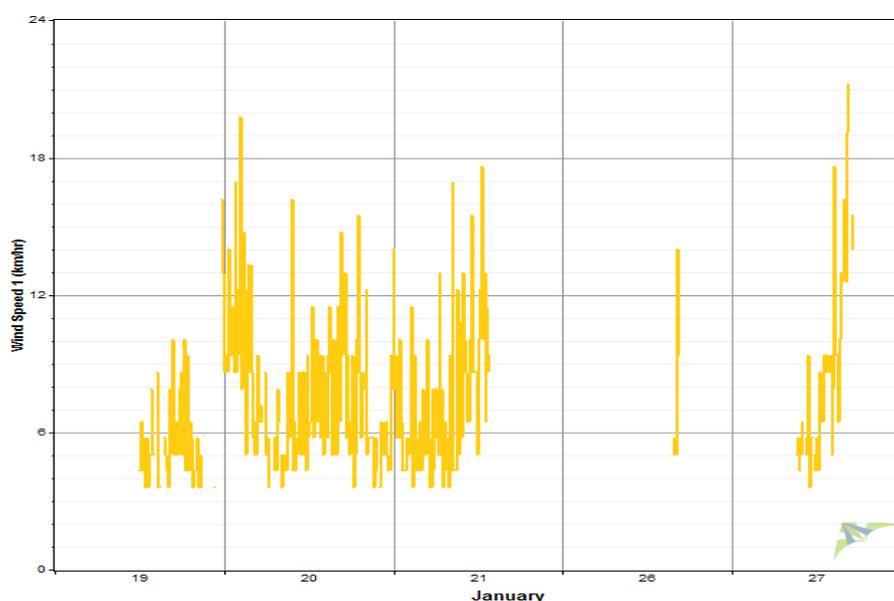
A partir do software Windographer 2.0, versão *trial*, foram feitas simulações, nos tópicos seguintes, para obtenção dos gráficos que são apresentados a seguir. O software desenvolvido pela Mistaya Enginering Inc, torna possível visualizar séries temporais, rosas dos ventos, histogramas, além de calcular coeficientes eólicos como o de cisalhamento do vento, densidade de energia eólica, intensidade da turbulência encontrada no local, bem como, os parâmetros da distribuição de Weibull. Os relatórios das simulações feitas são apresentados em Anexo.

5.4.1.1 Série temporal da variação do vento ao longo das medições

Ressalta-se que as séries de dados foram obtidas em dois instantes no ano de 2011. A primeira série foi colhida entre os dias 19 a 31 de janeiro de 2011 e, a segunda foi obtida entre o dia primeiro e o dia 21 de fevereiro de 2011. É válido ratificar que essa medição não comprova a situação do local, pois é necessária uma série de dados extremamente maior, conforme citado anteriormente, a fim de comprovar futuras conclusões.

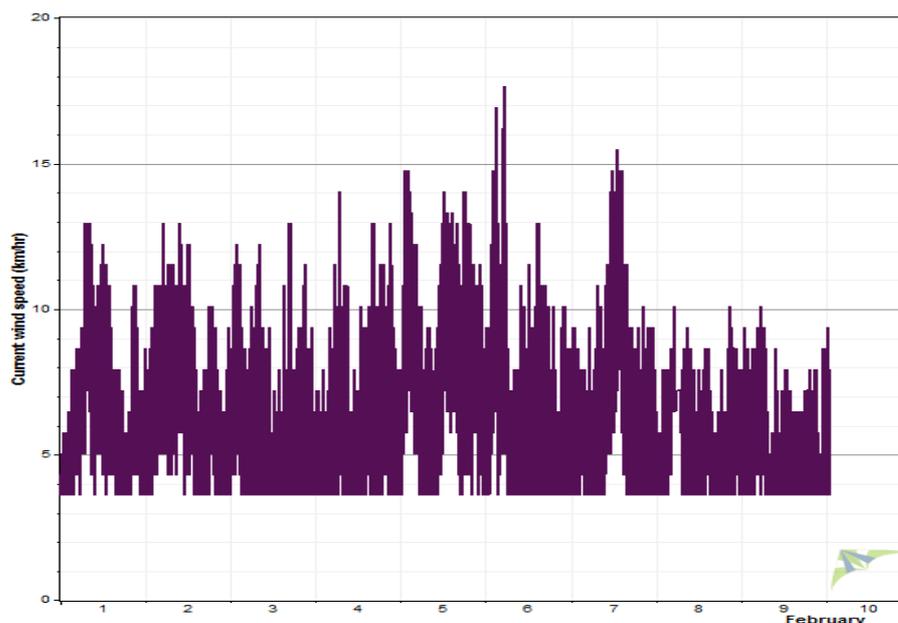
A série do mês de janeiro, figura 39, apresenta picos máximos da velocidade do vento de 25 km/h, embora, no geral, tenha sido apresentada velocidade entre 8 e 17 km/h. Destaca-se que as velocidades medidas nunca alcançaram a velocidade nominal da turbina, que é de 28 km/h. A parte falhada no gráfico é causada por erros na medição que foram excluídos. Esses erros podem ter ocorrido devido a falha do anemômetro ou falha na comunicação entre os módulos de transmissão da torre e a receptor base conectado ao computador. Erros são fatores presentes nas medições, e, por isso, são necessários muitos dados para obter-se uma quantidade válida e consistente dos mesmos após filtragem, muito superior ao número de dados com erros.

A série do mês de fevereiro, figura 40, apresenta seu valor máximo de aproximadamente 18 km/h, e, no geral, apresentaram velocidade abaixo de 11 km/h, também abaixo da velocidade nominal. Na transição do dia 9 para o dia 10 ocorreram erros nas medições que foram excluídos para a obtenção do gráfico.



Fonte: Simulação com software Windographer 2.0.

Figura 39 - Variação da velocidade do vento no mês de janeiro, em km/h.

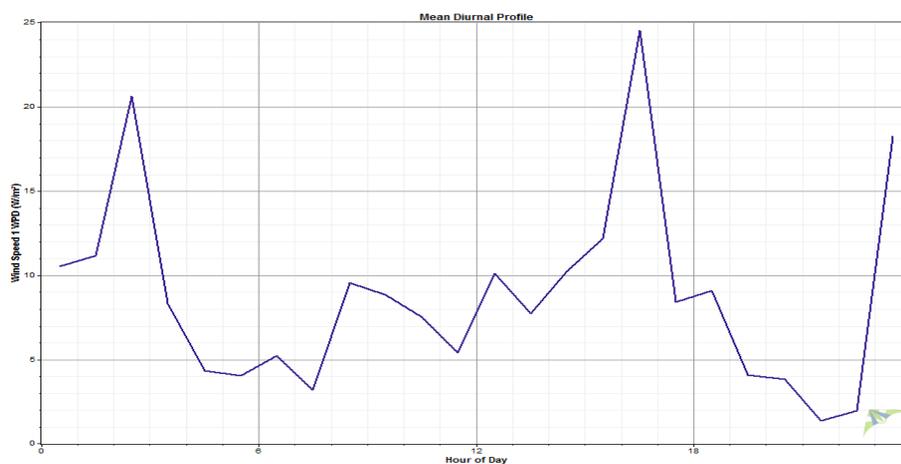


Fonte: Simulação com software Windographer 2.0.

Figura 40 - Variação do vento no mês de fevereiro, em km/h.

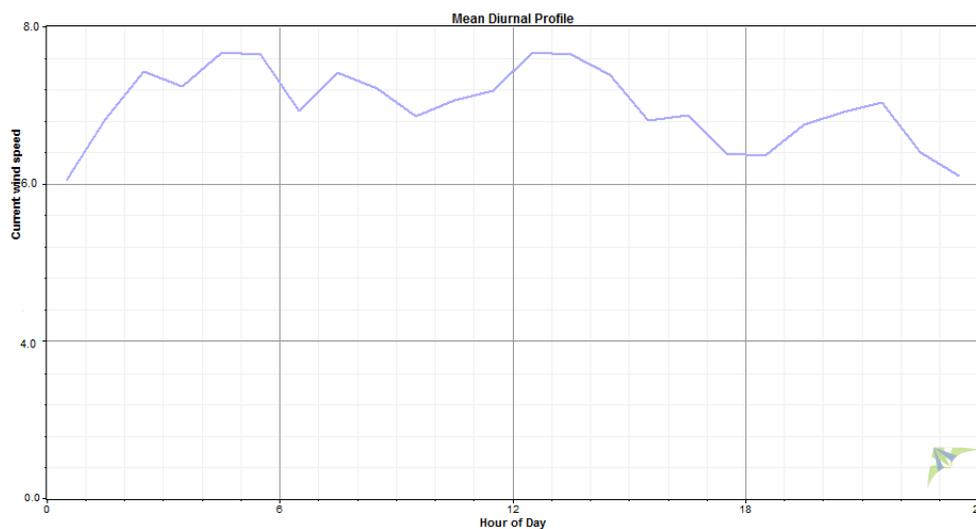
5.4.1.2 Perfil médio diário do vento

Nas figuras 41 e 42 são apresentados, respectivamente, o perfil diário do vento nos meses de janeiro e fevereiro. No perfil de fevereiro, a velocidade ao longo do dia apresentou-se mais constante, em torno de 7 km/h, do que no mês de janeiro, onde o vento ficou extremamante incostante. Entre 15 e 18 horas, ocorreu pico de velocidade de amplitude de aproximadamente 24,5 km/h. As duas situações demonstram velocidades abaixo da nominal para geração, de acordo com a curva de potência da turbina.



Fonte: Simulação com software Windographer 2.0.

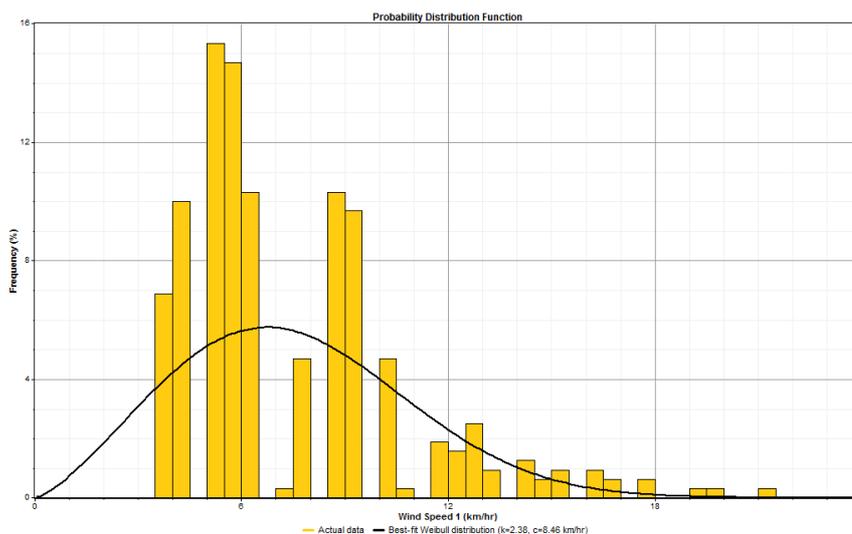
Figura 41 - Perfil diário dos dados de janeiro.



Fonte: Simulação com software Windographer 2.0.
 Figura 42 - Perfil diário dos dados de fevereiro.

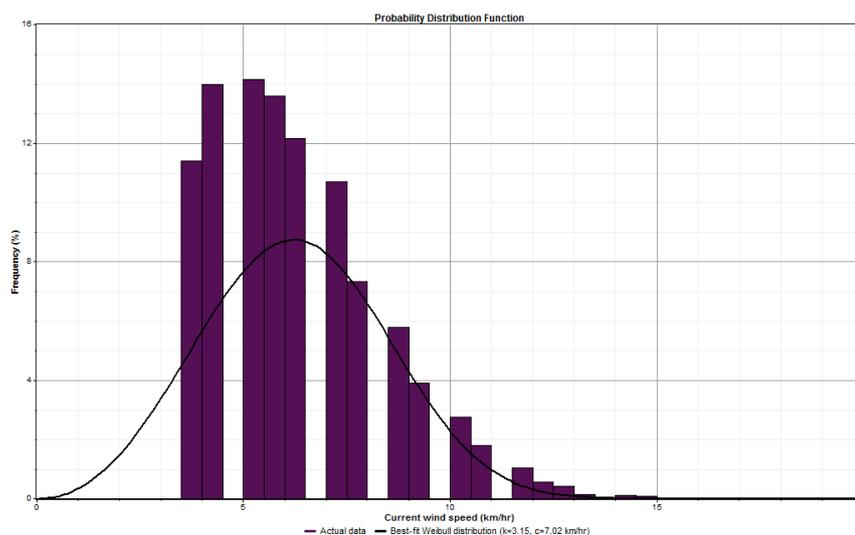
5.4.1.3 Distribuição de Weibull para as medições

Na figura 43 é mostrada a distribuição de Weibull para o mês de janeiro, o qual teve a maior velocidade do vento medida. Os níveis de frequência do vento com maior destaque encontram-se com velocidade de aproximadamente 6 km/h. Os valores calculados pelo software dos parâmetros k e c são, respectivamente, 2,68 e 8,46 km/h.



Fonte: Simulação com software Windographer 2.0.
 Figura 43 - Distribuição de Weibull para o mês de janeiro.

Na figura 44 é apresentada a distribuição de Weibull para o mês de fevereiro. Os níveis de frequência do vento com maior destaque são de velocidade de, aproximadamente, 6 km/h. Os valores calculados pelo software dos parâmetros k e c são respectivamente 3,15 e 7,02 km/h.



Fonte: Simulação com software Windographer 2.0.

Figura 44 - Distribuição de Weibull para o mês de fevereiro.

5.5 Instrumentação necessária para uma correta avaliação do potencial de geração

A estrutura julgada necessária para uma futura medição de avaliação do potencial seria composta de dois anemômetros, um anemoscópio e um registrador de dados compatível com os sensores. As futuras medições poderiam ser feitas por, no mínimo, duas torres meteorológicas distribuídas ao longo da região do campus.

A torre meteorológica deve ter ao menos 20 metros para que seja possível fixar um anemômetro na altura de 10 metros em relação ao solo e o segundo anemômetro em uma altura de, pelo menos, 20 metros em relação ao solo. A partir dessa disposição dos elementos o banco de dados será formado de duas velocidades de referência, uma em 10 e a outra em 20 metros.

Além disso, as medições devem ser feitas, como citadas em outros capítulos, por no mínimo um ano, entretanto, por segurança, seriam necessários dados de no mínimo dois anos. Esse período extra visa obter uma maior quantidade de dados para que após a filtragem dos

erros contidos nos mesmos tendo uma maior confiabilidade e um maior entendimento do comportamento do vento neste futuro local.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

No presente trabalho foram apresentados os principais pontos e efeitos levados em conta para a localização correta de uma turbina eólica, além de terem sido apresentados itens sobre a variação temporal do vento e métodos utilizados em softwares de predição de vento.

Salienta-se que modelos de predição reúnem muitas áreas científicas, como, por exemplo, a previsão meteorológica e, até mesmo, inteligência artificial. A união dessas áreas tem propiciado o desenvolvimento de sistemas de predição mais confiáveis, precisos e com mais recursos, contribuindo assim para que a energia eólica seja uma fonte alternativa viável. Conforme fora elencado, esses modelos são divididos pelo seu horizonte temporal da previsão: modelos de muito curto prazo, modelos de curto prazo e modelos de longo prazo, sendo observado que grande parte das pesquisas e projetos desenvolvidos são referentes às previsões de curto prazo e uma minoria a termos de longo prazo.

Os sistemas de predição consistem, portanto, no conjunto dos diversos tipos de modelos, iniciado por modelos NWP, de âmbito geográfico global, e possibilitam fazer previsões precisas para horizontes mais longos. Os modelos de previsão estatística, por sua vez, são compostos com informação local de elevada resolução geográfica, o que possibilita fazer previsões para horizontes de curto prazo. Ratifica-se que não foi possível realizar uma pesquisa mais profunda, relativa ao equacionamento dos métodos de predição, devido a extensão de cada método, pois uma abordagem aprofundada destes requer muito tempo para ser realizada.

No que se refere a forma de predição a ser inserida na universidade, o sistema Prediktor não seria recomendado para ser utilizado, devido a necessidade de dados de um centro de previsão meteorológica, no caso de médio prazo como o centro europeu, para alimentar o módulo HIRLAM que o compõe. Uma vantagem para a adoção deste modelo, se o sistema possuir dados para alimentar o módulo HIRLAM, é o emprego de poucos dados de entradas comparado com o sistema WPPT.

A partir disso, o modelo WPPT é um dos mais indicados para a utilização, não por ser o mais utilizado nos parques eólicos, mas dado o número de entradas que é suportado, o que o torna o sistema mais preciso, e ao amplo horizonte de previsão de curto prazo de 120 horas.

O modelo Zephyr, por ser uma mistura dos modelos Prediktor e WPPT, possui as vantagens de ambos e, dessa forma, torna-se mais vantajoso e viável que os demais, além de possuir o núcleo Zephyr que controla todos os sistemas desde a coleta dos dados até a apresentação na interface de usuário. O mesmo utiliza o módulo de WPPT quando existem muitos dados de entrada disponíveis e utiliza o módulo Predicator no momento em que nenhuma medida disponível pode ser empregada pelo módulo WPPT.

A partir das análises das metodologias e dos dados medidos, ficou evidente que a localização da turbina no campus não é a ideal, uma vez que, além dos obstáculos no local, os ventos em nenhum dos dias de medição alcançaram velocidade nominal de geração, que é de 28,8 km/h. Na análise dos dados observou-se a grande importância da série temporal para obter conclusões precisas da situação eólica do local em estudo. Ficou evidente, nos dois meses analisados, que os valores obtidos dos parâmetros de forma, na simulação, obtiveram valores pequenos, indicando que os ventos na região são turbulentos, satisfazendo a ideia proposta por Lima (2008). Verificou-se também a importância do tratamento dos dados para eliminação de erros causados durante a medição e que os erros podem ser minimizados com a calibração dos aparelhos. Para uma futura realocação da turbina eólica, é necessária a realização de medições em outras posições no terreno do campus para se conhecer o comportamento dos ventos a certa distância de obstáculos.

As ideias sugeridas para trabalhos futuros são:

- Levantamento do potencial eólico para o campus,

- Análise da potência gerada pela turbina,
- Instalação de uma nova estrutura de medição,
- Criação de banco de dados do regime dos ventos na região do campus para outros estudos futuros,
- Obtenção e análise das curvas de Weibull e Rayleigh,
- Utilização e verificação do método de Rayleigh devido as poucas fontes e exemplos na bibliografia e
- A criação de software de predição dos ventos considerando modelos físicos e estatísticos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEAMA - Associação Brasileira de Energias Renováveis e Meio Ambiente. Disponível em: < www.abeama.org.br>. Acessado em: 13 mar. 2011.

ACKERMANN, Thomas. **Wind Power in Power Systems**. UK: John Wiley & Sons, 2005.

AL-FAWZAN Mohammad A. **Methods for Estimating the Parameters of the Weibull Distribution**. Disponível em < <http://interstat.statjournals.net/YEAR/2000/articles/0010001.pdf>>. Acessado em: 04 jun 2011.

BARBOSA Claudomiro Fábio de Oliveira, PINHO João Tavares. **AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICO EÓLICO-DIESEL PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NA AMAZÔNIA**. II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES - Florianópolis, 18 a 21 de novembro de 2008.

BOONE Andrew. **Simulation of Short-term Wind Speed Forecast Errors using a Multivariate ARMA(1,1) Time-series Model**. Estocolmo: Royal Institute of Technology. Dissertação (Mestrado em Engenharia em Sustentabilidade de Energia) – Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento e Meio Ambiente, Royal Institute of Technology, Estocolmo, 2005.

BREEZE, Paul. **Power Generation Technologies**. 1ª ed. UK: Newnes, 2005.

BURTON, Tony, SHARPE, David, JEINKINS, Nick, BOSSANYI, Ervin. **Wind Energy Handbook**. UK: John Wiley & Sons, 2001.

PALACIO, Luis Hernando Palacio. **Cálculo de los Parámetros de la Distribución de Weibull**. Disponível em <<http://confiabilidad.net/articulos/calculo-de-los-parametros-de-la-distribucion-de-weibull/>>. Acessado em: 04 jun 2011.

CAMARGO RODRIGUES, Guilherme. **Utilização de Redes Neurais para Previsão de Ventos no Horizonte de 24 Horas**. Rio de Janeiro: UFRJ. Dissertação (Mestrado Ciências em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 09 abr. 2011.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. Dinamarca, 2005. Disponível em: <<http://www.windpower.org/>>. Acessado em: 09 abr. 2011.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION - EWEA. Wind Energy: The Facts. UK: Earthscan, 2009.

GIEBEL G., LANDBERG L., KARINIOTAKIS G., BROWNSWORD R. **State-of-the-Art on Methods and Software Tools for Short-Term Prediction of Wind Energy Production**. European Wind Energy Conference & Exhibition EWEC 2003, Madrid, Spain.

GIEBEL Gregor, LANDBERG Lars, NIELSEN Torben Skov, MADSEN Henrik. **The Zephyr Project: The Next Generation Prediction System**. Paris: GWEC, 2002.

JAIN, Pramod. **Wind Energy Engineering**. XX: McGraw-Hill, 2011.

JANGAMSHETTI Suresh. H., RAU V.Guruprasada. **Site Matching of Wind Turbine Generators: A Case Study**. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 14, No. 4, December 1999.

LANDBERG Lars. **Predicting the output from wind farms – a tutorial**. Risø National Laboratory. Disponível em: <http://www.ee.qub.ac.uk/blowing/activity/Dublin/l_landberg.pdf>. Acessado em: 09 jun 2011

LIMA Francisco José Lopes de, SILVA E. M., VIEIRA Cícero Fernandes Almeida. **Avaliação da Aplicação das Distribuições de Probabilidade de Weibull, de Rayleigh e Log-Normal para Obtenção da Densidade de Potência Eólica na Região Jaguaruana-CE: Estudo de Casos para os Anos de 2004 e 2005**. XV Congresso Brasileiro de Meteorologia, 2008, São Paulo.

LISBOA Henrique de Melo, KAWANO Mauricy. **Controle da Poluição Atmosférica**. Montreal: dezembro, 2007.

MATHEW, Sathyajith. **Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics**. Malapuram: Springer, 2008.

PINHO João Tavares. **Sistemas Híbridos: Soluções Energéticas para a Amazônia**. 1ª ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2005.

PROGRAMA DE INCENTIVO AS FONTES ALTERNATIVAS (PROINFA). Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acessado em: 14 abr. 2011.

QUASCHNING, Volker. **Renewable Energy and Climate Change**. UK: A John Wiley & Sons, 2008.

RAGHEB M. **Wind Shear, Roughness Classes and Turbine Energy Production**. 2008.

Disponível em:

<<https://netfiles.uiuc.edu/mragheb/www/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/Wind%20Shear%20Roughness%20Classes%20and%20Turbine%20Energy%20Production.pdf>>.

Acessado em: 20 abr 2011.

REDLINGER, Robert Y., ANDERSEN, Per Dannemand, MORTHORST, Poul Erik. **Wind Energy in The 21st Century: Economics, Policy, Technology and the Changing Electricity Industry**. New York: Palgrave Macmillan, 2001.

RISØ NATIONAL LABORATORY. Disponível em <<http://www.risoe.dtu.dk/>>. Acessado em: 05 mai. 2011.

SOBRAL Fábio Stefano Batista. **Avaliação do Potencial Eólico para Geração de Energia na Zona Rural do Estado de Sergipe**. São Cristóvão: UFS. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento e Meio Ambiente) – Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento e Meio Ambiente, Universidade Federal do Sergipe, São Cristóvão, 2009.

T.S. Nielsen, H. Madsen, H. Aa. Nielsen, L. Landberg, G. Giebel. **Zephyr - the Prediction Models**. Disponível em: < www2.imm.dtu.dk/pubdb/views/edoc_download.php/683/pdf/ >.

Acessado em : 08 jun 2011.

TEIXEIRA, L. **Oscilações do Vento na Estratosfera Equatorial**. CTA/IAE. Relatório técnico. São José dos Campos, SP, agosto de 1978.

WANG Ruigang, LI Wenyi, BAGEN B. **Development of Wind Speed Forecasting Model Based on the Weibull Probability Distribution**. 2011 International Conference on Computer Distributed Control and Intelligent Environmental Monitoring, 2011.

WIND POWER PREDICTION TOOL - ENFOR Disponível em: <<http://www.enfor.dk/>>. Acesso em: 09 abr. 2011.

World Wind Energy Association – WWEA, 2009. Wind Energy International 2007-2008. WWEA, New Delhi, India.

ANEXOS

Summary Report:

Page 1 of 5

Data Set Properties

Report Created: 6/7/2011 21:53 using Windographer 2.0.1
Filter Settings: <Unflagged data>

Variable	Value
Latitude	N 0° 0' 0.000"
Longitude	E 0° 0' 0.000"
Elevation	0 m
Start date	1/19/2011 12:00
End date	1/27/2011 17:10
Duration	8.2 days
Length of time step	10 minutes
Calm threshold	0 km/hr
Mean temperature	15.0 °C
Mean pressure	101.3 kPa
Mean air density	1.225 kg/m ³
Power density at 50m	n/a
Wind power class	n/a
Power law exponent	n/a
Surface roughness	n/a
Roughness class	n/a
Roughness description	n/a

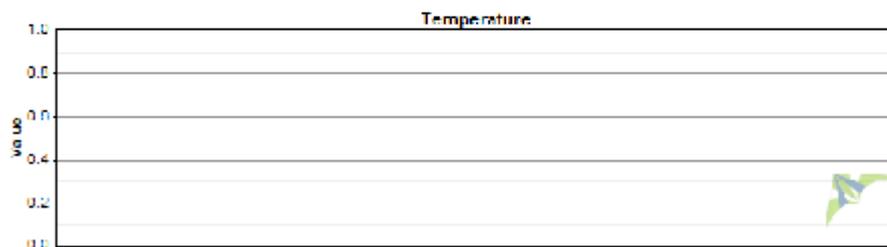


Figura 45 - Relatório gerado pelo software Windographer para o mês de janeiro.

Wind Speed and Direction

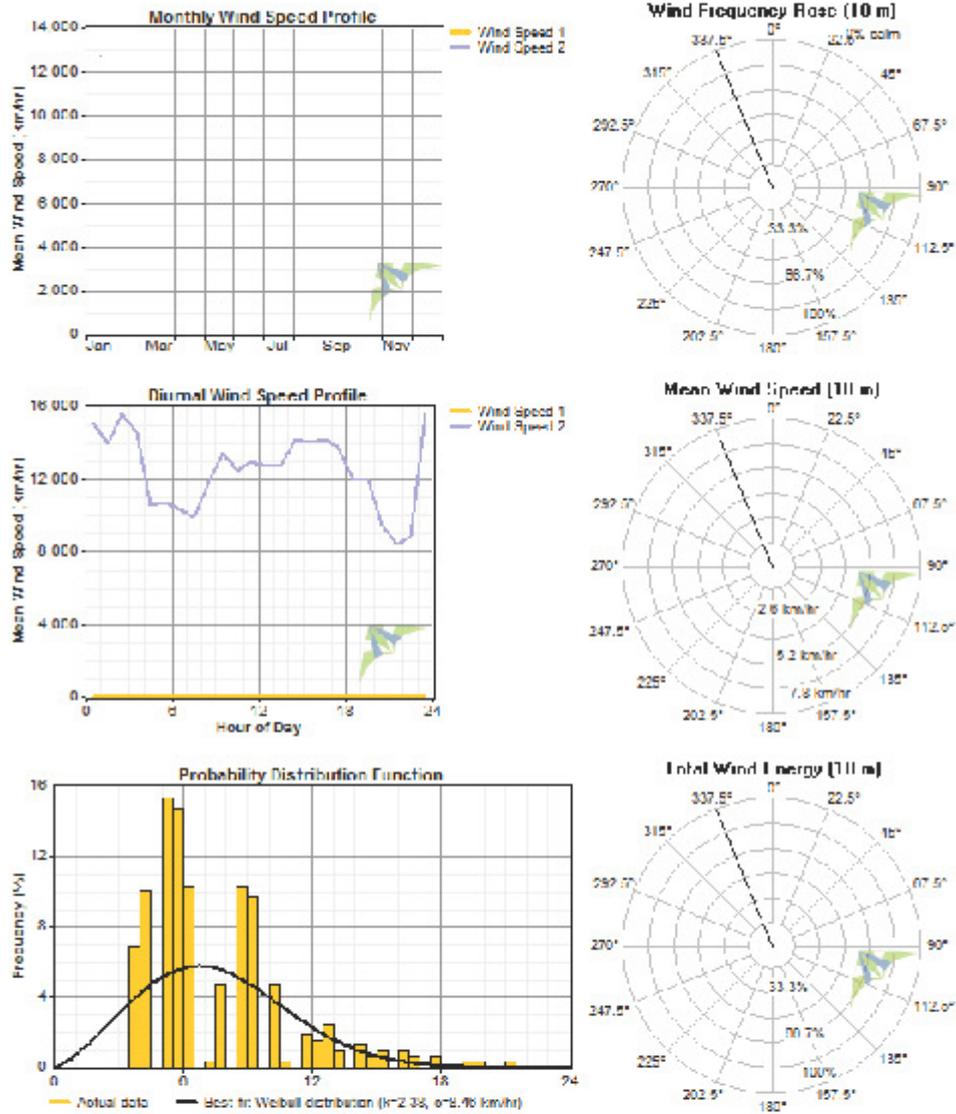


Figura 46 - Relatório gerado pelo software Windographer para o mês de janeiro.

Data Column Properties

Label	Units	Height	Possible Records	Valid Records	Recovery Rate (%)	Mean	Min	Max	Std. Dev
Data			1,183	320	27.05	194,069	0	357,00	129,883
Wind Direction	°	10 m	1,183	320	27.05	358	3,599	21,235	3,307
Wind Speed 1	km/hr	10 m	1,183	320	27.05	7.48	3.60	21.24	3.31
Wind Speed 2	km/hr	10 m	1,183	320	27.05	12,728	5,039	24,115	3,604
Column 5			1,183	320	27.05	59,409	45,000	72,000	6,068
Column 6			1,183	320	27.05	54,038	28,000	86,000	13,920
Column 7			1,183	320	27.05	26,554	21,000	29,000	1,465
Column 8			1,183	320	27.05	27,739	20,400	34,600	4,562
Column 9			1,183	320	27.05	997,131	991,042	1,001,043	2,555
Column 10			1,183	320	27.05	1,406	0	10,000	3,482
Air Density	kg/m ³		1,183	1,183	100.00	1.225	1.225	1.225	0.000
Wind Speed 1 WPD	W/m ²		1,183	320	27.05	9.3	0.6	125.7	15.4
Wind Speed 2 WPD	W/m ²		1,183	320	27.05	33,765,421,051,679,071,184,0328,905,207,808			

Figura 47 - Relatório gerado pelo software Windographer para o mês de janeiro.

Data Set Properties

Report Created: 6/7/2011 21:39 using Windographer 2.0.1
Filter Settings: <Unflagged data>

Variable	Value
Latitude	N 0° 0' 0.000"
Longitude	E 0° 0' 0.000"
Elevation	0 m
Start date	2/1/2011 00:14
End date	2/18/2011 07:13
Duration	17 days
Length of time step	1 minutes
Calm threshold	0 km/hr
Mean temperature	15.0 °C
Mean pressure	997.8 kPa
Mean air density	6.886 kg/m ³
Power density at 50m	n/a
Wind power class	n/a
Power law exponent	n/a
Surface roughness	n/a
Roughness class	n/a
Roughness description	n/a

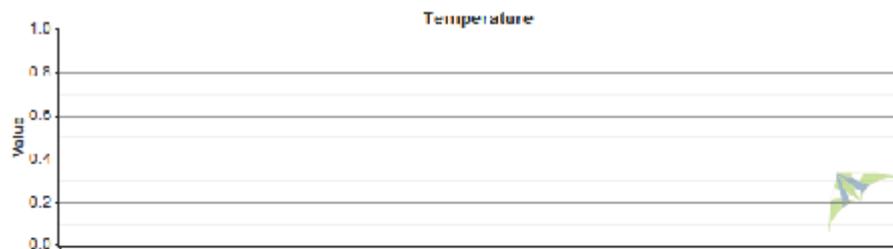
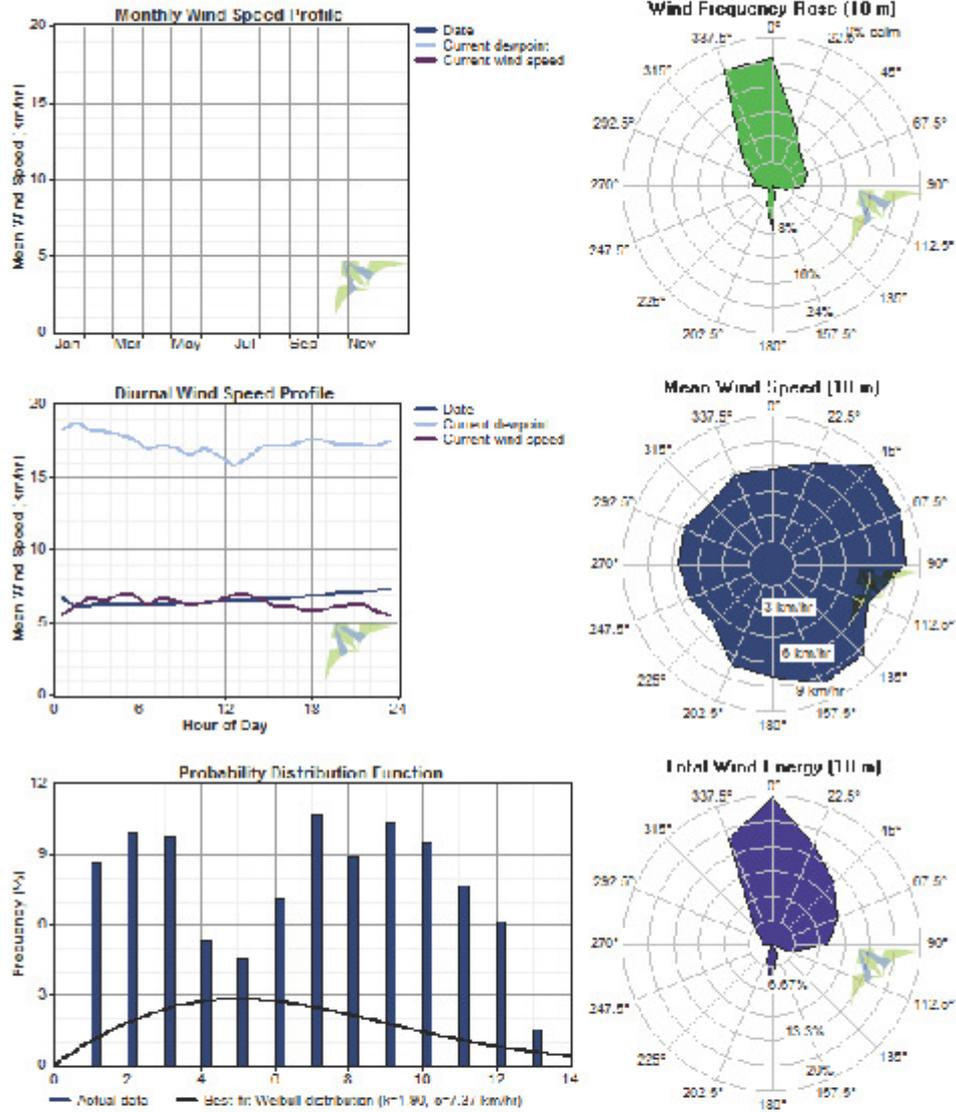


Figura 48 - Relatório gerado pelo software Windographer para o mês de fevereiro.

Wind Speed and Direction



Data Column Properties									
Label	Units	Height	Possible/Valid	Recovery	Mean	Min	Max	Std. Dev	
			Records/Records	Rate (%)					
Date	mm/dd/yyyy		24,899 13,012	52.26	2,011	2,011	2,011		0
Date	hh:mm		24,899 13,012	52.26	2	2	2		0
Date	km/hr	10 m	24,899 13,012	52.26	6.56	1.00	13.00		3.52
Current temperature	°C		24,899 13,012	52.26	26.82	18.40	37.90		4.04
Current humidity			24,899 13,012	52.26	62.09	18.00	98.00		21.77
Current dewpoint	km/hr	10 m	24,899 13,012	52.26	17.30	2.80	26.00		4.31
Current wind speed			24,899 13,012	52.26	1.747	1.000	4.900		0.577
Current wind speed	km/hr	10 m	24,899 13,012	52.26	6.29	3.60	17.64		2.08
Recent high gust	°		24,899 13,012	52.26	3.291	0.000	6.900		0.927
Average wind bearing	°	10 m	24,899 13,012	52.26	8.9	0.0	359.0		134.8
Current rainfall rate			24,899 13,012	52.26	0.80	0.00	98.00		4.84
Total rainfall today so far			24,899 13,012	52.26	5.36	0.00	63.00		15.61
Current sea level pressure	kPa		24,899 13,012	52.26	998	992	1,004		3
Total rainfall counter as held by the station			24,899 13,012	52.26	62.0	14.0	132.0		52.1
Inside temperature			24,899 13,012	52.26	26.27	22.50	28.50		1.10
Inside humidity			24,899 13,012	52.26	65.85	37.00	85.00		11.23
Current gust	km/hr		24,899 13,012	52.26	1.820	0.000	6.900		0.850
Wind chill			24,899 13,012	52.26	26.82	18.40	37.90		4.05
Heat Index			24,899 13,012	52.26	27.09	18.40	39.00		4.25
UV Index			24,899 13,012	52.26	0	0	0		0
Solar Radiation			24,899 13,012	52.26	0	0	0		0
Air Density	kg/m ³		24,899 24,899	100.00	6.89	1.22	12.14		5.41
Date WPD	W/m ²		24,899 13,012	52.26	67.5	0.1	285.2		72.1
Current dewpoint WPD	W/m ²		24,899 13,012	52.26	785	3	2,263		455
Current wind speed WPD	W/m ²		24,899 13,012	52.26	43.8	6.0	708.3		49.8

Figura 50 - Relatório gerado pelo software Windographer para o mês de fevereiro.