

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO POR REGIÕES DO
ESTADO DO ESPÍRITO SANTO**

VITOR LUIZ RIGOTI DOS ANJOS

**VITÓRIA – ES
SETEMBRO/2004**

VITOR LUIZ RIGOTI DOS ANJOS

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO POR REGIÕES DO
ESTADO DO ESPÍRITO SANTO**

Projeto de Graduação do aluno Vitor Luiz Rigoti dos Anjos, elaborado sob a orientação do Prof. Dr. Rogério Ramos e apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo para obtenção do grau de Engenheiro Mecânico.

**VITÓRIA – ES
SETEMBRO/2004**

VITOR LUIZ RIGOTI DOS ANJOS

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO POR REGIÕES DO
ESTADO DO ESPÍRITO SANTO**

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Rogério Ramos
Orientador

Prof. Dr. João Luiz Marcon Donatelli
Examinador

Prof. Msc. Rogério Silveira de Queiroz
Examinador

Vitória - ES, / 09 / 2004

DEDICATÓRIA

A todos que desejam e lutam por uma Terra sem males.

AGRADECIMENTOS

Agradeço àqueles que foram peças fundamentais para a conclusão do curso de Engenharia Mecânica: Deus, meus pais e amigos, os professores da UFES e o meu professor orientador. Agradeço também àqueles que foram responsáveis pelo fornecimento de dados anemométricos para a realização deste trabalho: Setor de Meio Ambiente da Aracruz, professor Rogério Queiroz e a Assessoria de Comunicação da Rodosol.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	I
AGRADECIMENTOS.....	II
SUMÁRIO	III
1 INTRODUÇÃO.....	5
2 O APROVEITAMENTO DA ENERGIA EÓLICA	6
2.1 Histórico	6
2.2 Características dos ventos	13
2.2.1 Mecanismos de geração dos ventos	14
2.2.2 Movimento das massas de ar	15
2.3 Aspectos econômicos da energia eólica	16
2.3.1 Custos de fabricação dos geradores eólicos.....	17
2.3.2 Custos de preparação do projeto e de infra-estruturas	18
2.3.3 Custos de operação e manutenção.....	18
2.3.4 Operacionalidade do sistema	18
2.3.5 Tempo de vida	18
2.3.6 Velocidade média do vento	18
2.3.7 Período de amortização.....	19
2.4 Custo anual de energia produzida com sistemas eólicos	19
2.5 Características do aproveitamento	20
2.5.1 Impacto ambiental	20
2.5.2 Utilização do terreno	20
2.5.3 Emissão de ruídos	21
2.5.4 Impacto visual	23
2.5.5 Balanço energético	23
2.5.6 Aves	23
2.5.7 Interferências eletromagnéticas.....	23
2.5.8 Segurança.....	24
2.6 Futuro dos sistemas de energia eólica	24
3 TIPOS DE AEROGERADORES.....	25

3.1 Componentes de um aerogerador	25
3.1.1 Rotor	26
3.1.1.1 Rotores de eixo horizontal	27
3.1.1.2 Rotores de eixo vertical	28
3.1.2 Transmissão e caixa multiplicadora.....	29
3.1.3 Mecanismos de controle	30
3.1.4 Gerador	32
3.1.5 Torre	32
3.2 Sistemas de energia eólica.....	33
3.2.1 Sistemas de grande dimensão ligados a rede.....	33
3.2.2 Sistemas híbridos de média dimensão.....	35
3.2.3 Sistemas isolados de pequena dimensão	36
4 MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO	37
4.1 Estimativa do potencial eólico disponível	37
4.2 Potencial real aproveitável.....	40
4.3 Estimativa do potencial eólico em diferentes alturas.....	46
4.4 Rosa-dos-ventos.....	50
5 ESTUDO DE CASO – AVALIAÇÃO DO POTENCIAL REGIONAL	52
5.1 Estudo de caso - dados da Aracruz Celulose	55
5.1.1 Estação "Serra".....	55
5.1.2 Estação "Santana"	58
5.1.3 Estação "Fábrica"	61
5.2 Estudo de caso - dados da Rodosol (3ª Ponte).....	63
6 ANÁLISES E CONCLUSÕES	67
APÊNDICE.....	71
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91

1 INTRODUÇÃO

Com a progressiva degradação do meio ambiente devido à evolução da sociedade industrial de consumo ao longo dos anos, incluindo a poluição dos rios e o desmatamento da mata ciliar, multiplicaram-se os problemas oriundos desse desequilíbrio ecológico, como o assoreamento dos leitos e a queda de capacidade das usinas hidrelétricas tradicionais, por exemplo.

Por isso, surgiu a necessidade de se explorar melhor os outros recursos naturais para aumentar a geração de energia, suprimindo a demanda decorrente do aumento da população, e para diminuir a dependência das hidrelétricas e de outras fontes tradicionais de energia.

Neste sentido torna-se necessário aproveitar a energia de outras fontes, mais precisamente as fontes renováveis. Uma das soluções é a conversão da energia cinética presente no vento em energia elétrica, por meio de turbinas eólicas (aerogeradores) apropriadas para este fim. A energia assim gerada é, a princípio, limpa, renovável e não agressiva à natureza.

Para saber se é ou não viável a implantação de uma ou mais destas turbinas numa determinada região, deve-se recorrer a certos métodos para o tratamento dos dados de velocidade e direção do vento, tomados de tempos em tempos por anemômetros calibrados. E também devem ser levados em consideração para este estudo os custos de aquisição, instalação e manutenção do aerogerador e os custos relativos à distribuição da energia gerada para a vizinhança.

O objetivo deste trabalho é esclarecer os meios possíveis de se obter o potencial eólico disponível em uma região qualquer, desde que se tenham as características de velocidade e direção do vento, medidas com certa precisão e a uma altitude adequada, além das características geográficas da região em questão. Pode-se conhecer também o montante de energia que pode ser gerada por meio de um aerogerador qualquer que se tenha no mercado, desde que sejam conhecidas as suas características de potência de saída ou rendimento em função da velocidade do vento incidente.

Para isto, foi realizada uma pesquisa bibliográfica nos meios científicos especializados, além de dados de fabricantes de turbinas eólicas e consultas em centros de pesquisa e desenvolvimento, no Brasil e no exterior. Esse trabalho, portanto, reúne alguns tópicos importantes do vasto assunto que é a energia eólica, com ênfase na estimativa do potencial eólico possível de ser gerado em alguns locais do Espírito Santo.

2 O APROVEITAMENTO DA ENERGIA EÓLICA

2.1 Histórico

Este capítulo discorre sobre a utilização da energia eólica ao longo do tempo, incluindo uma expectativa da evolução para futuros desenvolvimentos nos próximos anos. Pretende-se ainda, fazer uma apresentação do estado da arte em tecnologia de energia eólica incluindo uma descrição do campo de aplicação dos diferentes tipos de sistemas. Será analisado o impacto em setores como economia, indústria e meio ambiente.

Acredita-se que foram os egípcios os primeiros a fazer uso prático do vento. Em torno do ano 2800 a.C. eles começaram a usar velas para ajudar a força dos remos dos escravos. Eventualmente as velas ajudavam o trabalho da força animal em tarefas como moagem de grãos e bombeamento de água.

Sabe-se que os chineses, bem antes dos portugueses, já tinham desenvolvido velas com formato triangular, abandonando a vela de formato quadrado, para melhorar o aproveitamento da força dos ventos nas suas embarcações.

Os persas começaram a usar a força do vento poucos séculos antes de Cristo e, pelo ano 700 d.C. eles estavam construindo moinhos de vento verticais elevados, para ser usado como força nas mós, na moagem de grãos.

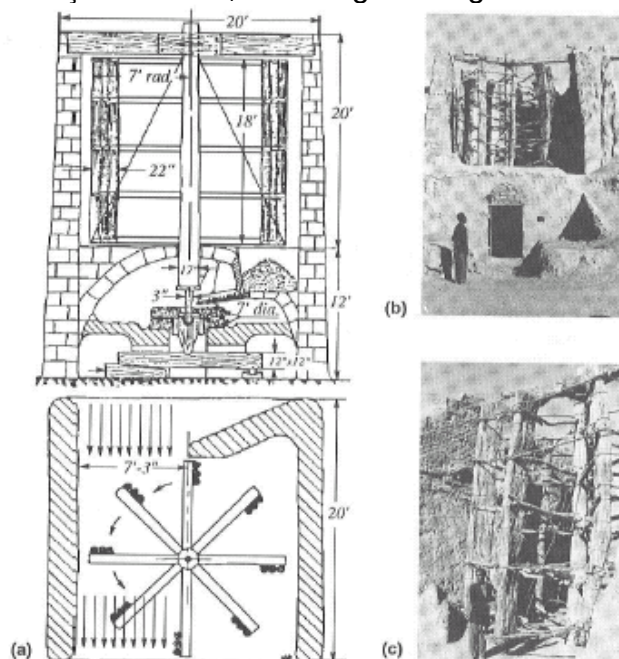


Figura 1 – Moinho de vento persa ainda em funcionamento na cidade de Neh, Irã
(a) a pedra do moinho está abaixo do rotor e as velas estão fixadas na palheta,
(b) vista geral da parede sul do moinho, (c) vista ampliada das velas da palheta

Outras civilizações do Oriente Médio, mais notavelmente os muçulmanos, continuaram onde os persas pararam e construíram seus próprios moinhos de vento. Com o retorno das Cruzadas, pensou-se que eles tinham trazido idéias sobre moinhos de vento e desenhos para a Europa, mas provavelmente foram os

escandinavos que desenvolveram o moinho de vento horizontal, com hélices, comuns nos campos.

A força do vento logo se tornou a fonte primária da energia mecânica medieval no antigo continente. Durante esse período, contaram com a força do vento para o bombeamento de água, moagem de grãos e operações de serraria.

Através da Idade Média, os melhoramentos técnicos continuaram a ocorrer em tais áreas, como na fabricação de lâminas aerodinâmicas, desenhos de engrenagens e, de forma geral, os desenhos dos moinhos de vento.

Os primeiros moinhos de vento nas novas colônias inglesas eram duplicatas das máquinas inglesas, e muitos dos desenhos melhorados na Holanda eram virtualmente ignorados. Pelos anos de 1850, Daniel Halliday começou a desenvolver o que se tornou o famoso de vento americano de fazenda. Usado principalmente para bombear água, essa máquina é o familiar moinho de vento multi-lâmina, ainda visto hoje em muitas áreas rurais, onde muito pouca coisa poderia ser feita sem ela.

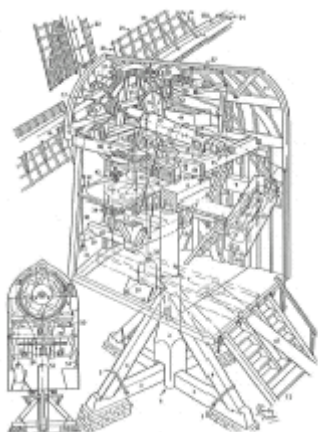


Figura 2 – Detalhes da complexidade de um moinho de vento holandês (Fonte: Divone, 1994 e Nrel, 1996)

Charles F. Brush (1849-1929) foi um dos fundadores da indústria elétrica Americana. Durante o inverno de 1887-88 ele construiu o que hoje se acredita ser a primeira turbina com operação automática para a geração de eletricidade. Na época, era o maior do mundo, com um rotor de 17 metros de diâmetro e 144 pás feitas de madeira.

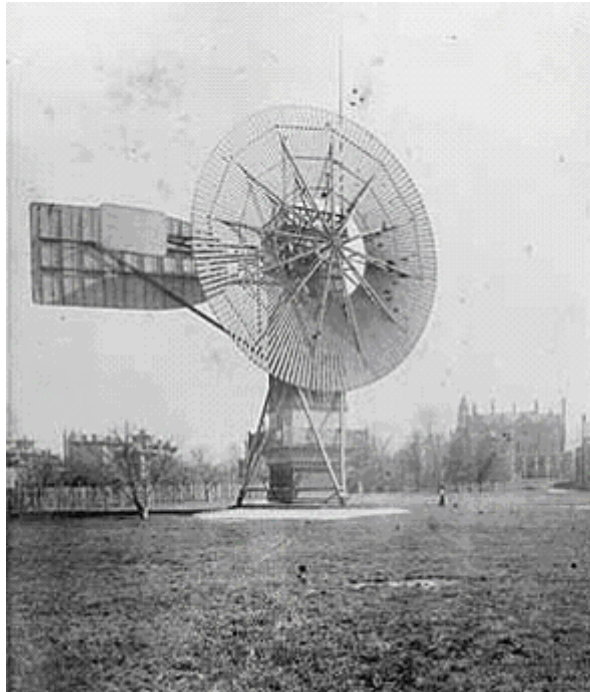


Figura 3 – o cata-vento gigante de Brush em Cleveland, Ohio

A turbina operou por 20 anos e carregava as baterias de sua propriedade. Embora fosse uma turbina gigantesca, o gerador era um modelo de apenas 12 kW, junto com o fato de que as turbinas de baixa rotação com várias pás do tipo americano não tinham uma alta eficiência média.

Algumas das primeiras melhorias na aerodinâmica das turbinas são creditadas aos dinamarqueses. O engenheiro Poul la Cour (1846-1908) foi um destes pioneiros, e até construiu seu próprio túnel de vento para experimentos. Ele descobriu que turbinas de alta rotação com poucas pás são mais eficientes para a produção de eletricidade do que aquelas de baixa rotação.



Figura 4 – as turbinas de Poul la Cour

Outros países europeus construíram enormes geradores de energia eólica. Durante os anos de 1950 e 1960, os franceses construíram desenhos avançados de unidades de 100 a 300 kW. Os alemães construíram geradores experimentais para prover uma força extra para sua linha de utilidades, mas essas máquinas foram eventualmente descartadas por causa da rígida competição com os geradores que usam combustíveis fósseis.

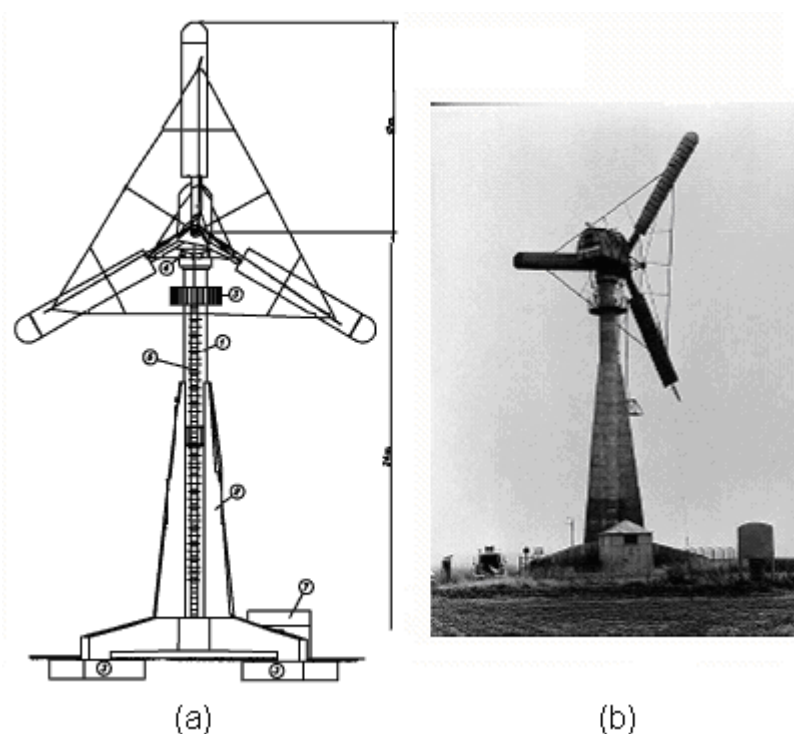


Figura 5 – Turbina eólica da ilha de Gedser com 200 kW e 34 metros de diâmetro (a) no projeto e (b) em 1977, após sua reforma

A inovadora turbina Gedser de 200 kW foi construída em 1956-57 pelo engenheiro Johannes Juul para a companhia de eletricidade SEAS localizada na costa de Gedser, no sul da Dinamarca. Esta turbina, que por muitos anos foi a maior do mundo, tinha uma durabilidade muito alta, trabalhando por 11 anos sem qualquer tipo de manutenção.

A turbina descrita, de três pás com orientação de direção eletro-mecânica e gerador assíncrono, foi o design pioneiro para as modernas turbinas. Ela era controlada por estol, controle que será descrito mais adiante, e Juul inventou freios aerodinâmicos de emergência, os quais eram acionados pela força centrífuga no caso de rajadas fortes de vento, basicamente o mesmo sistema usado hoje em modernas turbinas controladas por estol.

Uma das mais memoráveis máquinas foi a de Smith-Putnam, construída perto de Rutland, Vermont – EUA, durante os anos de 1940. Era uma enorme máquina com duas lâminas de 50 m e foi desenhada para fornecer 1,25 MW para a rede elétrica de Vermont. Por um período curto de tempo ela forneceu 1,5 MW, mas a escassez de material e de dinheiro naquela época de guerra trouxe o fim a este projeto, depois que os ventos quebraram uma das lâminas de 8 toneladas.



Figura 6 – Turbina eólica Smith-Putnam (1941), primeira planta eólica de classe MW

A utilização desta fonte de energia para a geração de eletricidade, em escala comercial, teve início há pouco mais de 30 anos e através de conhecimentos da indústria aeronáutica os equipamentos para a geração eólica evoluíram rapidamente em termos de idéias e conceitos preliminares para produtos de alta tecnologia.

No início da década de 70, com a crise mundial do petróleo, houve um grande interesse de países europeus e dos EUA em desenvolver equipamentos para a produção de eletricidade que ajudassem a diminuir a dependência do petróleo e do carvão. Existem atualmente 30.000 turbinas eólicas de grande porte em operação no mundo, com capacidade instalada da ordem de 13.500 MW.



Figura 7 – Turbina eólica moderna Nordex 2,5 MW, com 80 metros de altura e de diâmetro do rotor

No final de 1994 a capacidade instalada global de turbinas ligadas à rede era de 3700 MW dos quais 1700 MW nos EUA e 1650 MW na Europa. A capacidade mundial de produção eólica cresceu rapidamente: passando de um crescimento anual de 541 MW em 1993 para 742 MW em 1994, dos quais aproximadamente 450 MW correspondem ao crescimento anual Europeu.

Prevê-se que o crescimento de potência instalada de origem eólica em 1995 atinja 1200 MW, com um custo aproximado de US\$ 800 mil por MW instalado. O mercado mundial para 1995 é de US\$ 960 milhões.

Também existem programas em instalação de longo prazo suportados pelos governos na Europa e nos EUA, estendendo-se atualmente a outros países tais como China, Índia, Canadá, etc. Organizações, indústria e empresas de serviços assumem, cada vez mais, os seus interesses na energia eólica como um bom investimento e como solução para os problemas energéticos do futuro.

No entanto a viabilidade econômica dos investimentos é muito diferente de país para país e de região para região dependendo essencialmente da distribuição geográfica do potencial eólico.

A produção mundial de pequenos sistemas eólicos, com sistema de armazenamento de energia em baterias, é aproximadamente de 30 a 50 mil unidades por ano das quais 90% têm um limite máximo de potência inferior a 100 W. Os principais mercados são o Reino Unido e China (populações seminômades na região da Mongólia).

A principal aplicação para sistemas de bombeamento mecânicos é o abastecimento de água potável às populações. Os mercados principais são os EUA, Argentina, África e Nova Zelândia. O atual mercado para sistemas eólicos de bombeamento é aproximadamente de 5 a 10 mil unidades por ano originárias de 50 fabricantes diferentes.

A tabela 1 [13] dá uma estimativa da potência eólica instalada nos anos de 1994 e 2000 dando também uma idéia do acréscimo de potência instalada para 1994 e 1995:

Tabela 1 – Capacidades instalada e estimada no mundo

País ou Região	Acréscimo de capacidade para 1994 (MW)	Acréscimo de capacidade para 1995 (MW)	Capacidade Estimada para 1995 (MW)	Capacidade estimada para o ano 2000 (MW)
EUA	100	150	1722	2800
América Latina	4	25	10	400
Alemanha	307	300	632	2000
Dinamarca	525	75	539	1000
Noruega	30	40	162	500
Reino Unido	40	20	170	800
Suécia	10	15	40	240
Grécia	10	10	36	200

Itália	7	10	22	100
Portugal	-	5	9	60
Irlanda	6	10	8	150
Finlândia	3	3	4	50
Outros na Europa	4	10	28	440
Índia	141	400	201	2900
China	18	50	29	730
Outros na Ásia	0.3	10	7	187
Médio Oriente	2	5	24	70
Austrália e Nova Zelândia	-	-	6	80
Cabo Verde	2.4	0.2	2.9	6.0
Outros na África	5.3	10	13.5	220
Outros	0	0	5	70
TOTAL	758	1253	3738	13803

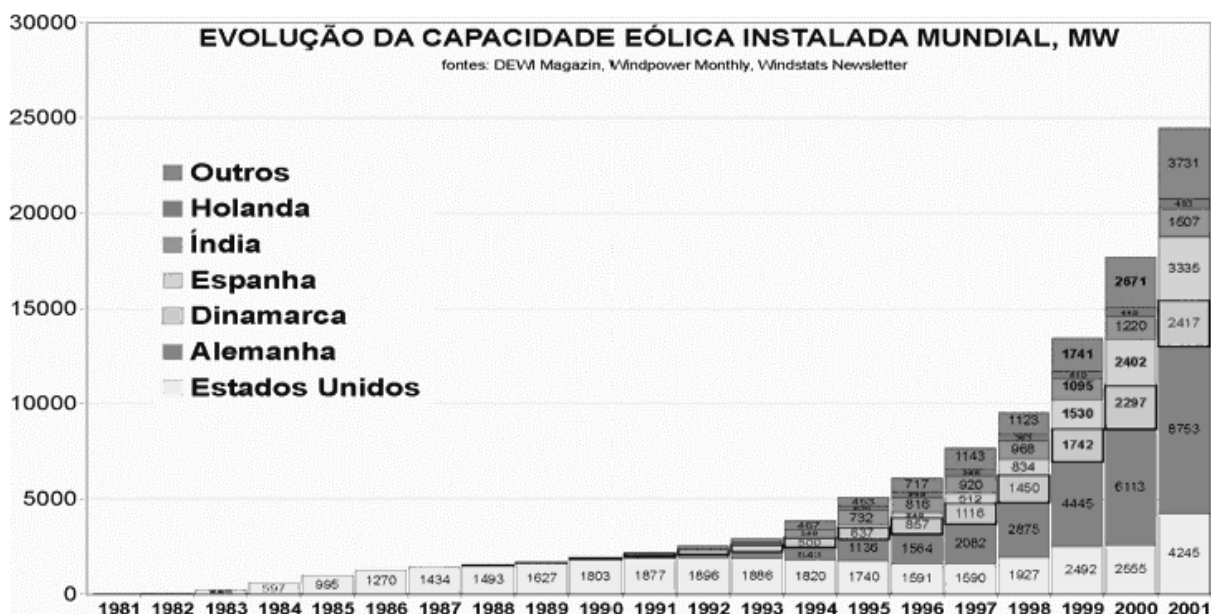


Figura 8 – Evolução da capacidade eólica instalada mundial ao longo dos anos

No Brasil, embora o aproveitamento dos recursos eólicos tenha sido feito tradicionalmente com a utilização de cata-ventos com várias pás para bombeamento de água, algumas medidas precisas de vento, realizadas recentemente em diversos pontos do território nacional, indicam a existência de um imenso potencial eólico ainda não explorado.

Grande atenção tem sido dirigida para o estado do Ceará por este ter sido um dos primeiros locais a realizar um programa de levantamento do potencial eólico através de medidas de vento com modernos anemômetros computadorizados. Entretanto, não foi apenas na costa do Nordeste que áreas de grande potencial eólico foram identificados.

Em Minas Gerais, por exemplo, uma central eólica está em funcionamento, desde 1994, em um local (afastado mais de 1000 km da costa) com excelentes condições de vento. A exemplo do Ceará, o Rio Grande do Sul e a Bahia também tiveram os

seus potenciais eólicos mapeados através de imagens de satélites e com o auxílio de modelos numéricos e softwares apropriados.

A capacidade instalada no Brasil até 2003 era de 20,3 MW, com turbinas eólicas de médio e grande porte conectadas à rede elétricas. Além disso, existem dezenas de turbinas eólicas de pequeno porte funcionando em locais isolados da rede convencional para aplicações diversas: bombeamento, carregamento de baterias, telecomunicações e eletrificação rural.

2.2 Características dos ventos

A energia eólica provém da radiação solar uma vez que os ventos são gerados pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre. Uma estimativa da energia total disponível dos ventos ao redor do planeta pode ser feita a partir da hipótese de que, aproximadamente, 2% da energia solar absorvida pela Terra é convertida em energia cinética dos ventos.

Este percentual, embora pareça pequeno, representa centenas de vezes a potência anual instalada nas centrais elétricas do mundo. A figura a seguir mostra quanta energia está disponível apenas na superfície do território brasileiro e sua comparação com a maior usina hidrelétrica do mundo na atualidade, a Usina de Itaipu [12].

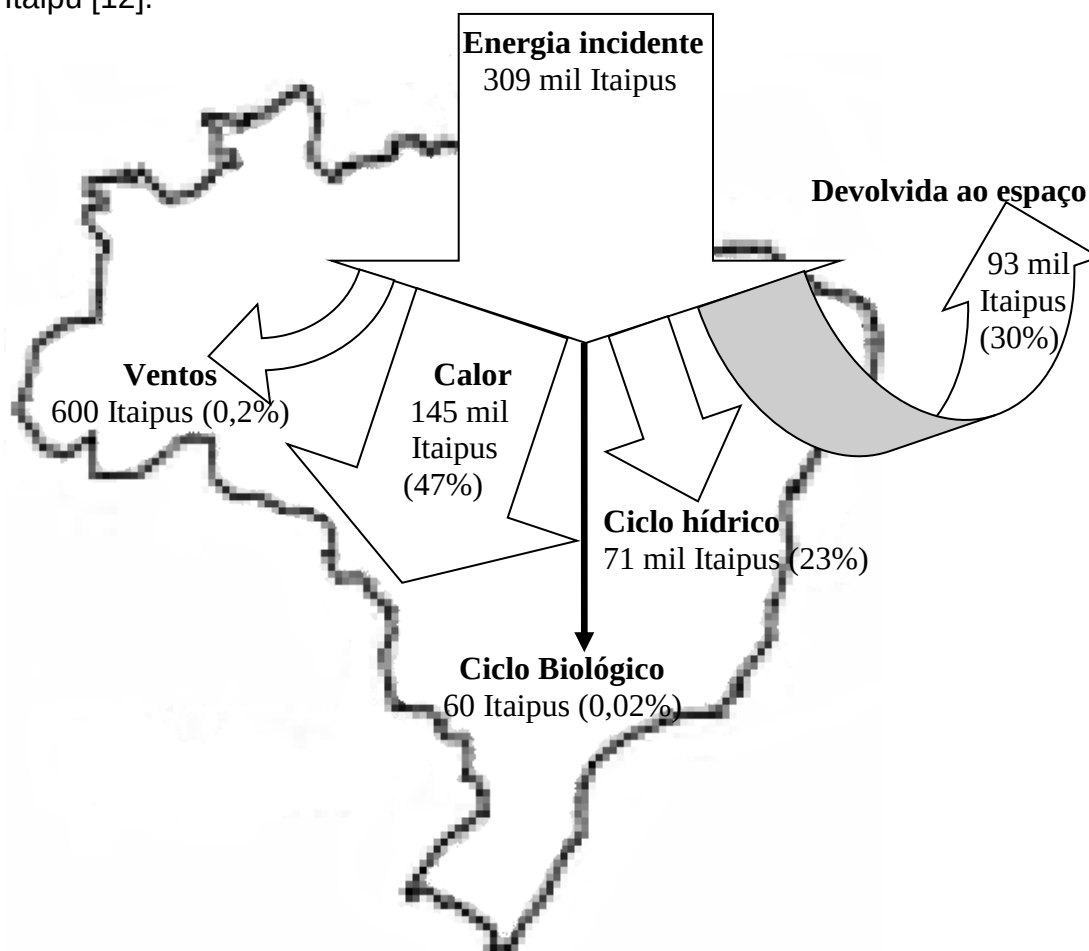


Figura 9 – Distribuição da energia solar incidente no Brasil

Os ventos que sopram em escala global e aqueles que se manifestam em pequena escala são influenciados por diferentes aspectos, como a altura, a rugosidade superficial, os obstáculos e o relevo, entre outros.

A seguir estão descritos os mecanismos de geração de ventos e os principais fatores de influência no regime dos ventos de uma região.

2.2.1 Mecanismos de geração dos ventos

A energia eólica pode ser considerada como uma das formas em que se manifesta a energia proveniente do sol, já que, como foi mencionado anteriormente, os ventos são causados pelo aquecimento diferenciado da atmosfera, que deve ser creditado, entre outros fatores, à orientação dos raios solares e aos movimentos da Terra.

As regiões tropicais, que recebem os raios solares quase que perpendicularmente, são mais aquecidas do que as regiões polares. Em consequência, o ar que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares.

O deslocamento de massas de ar determina a formação dos ventos, conforme apresenta a figura abaixo:

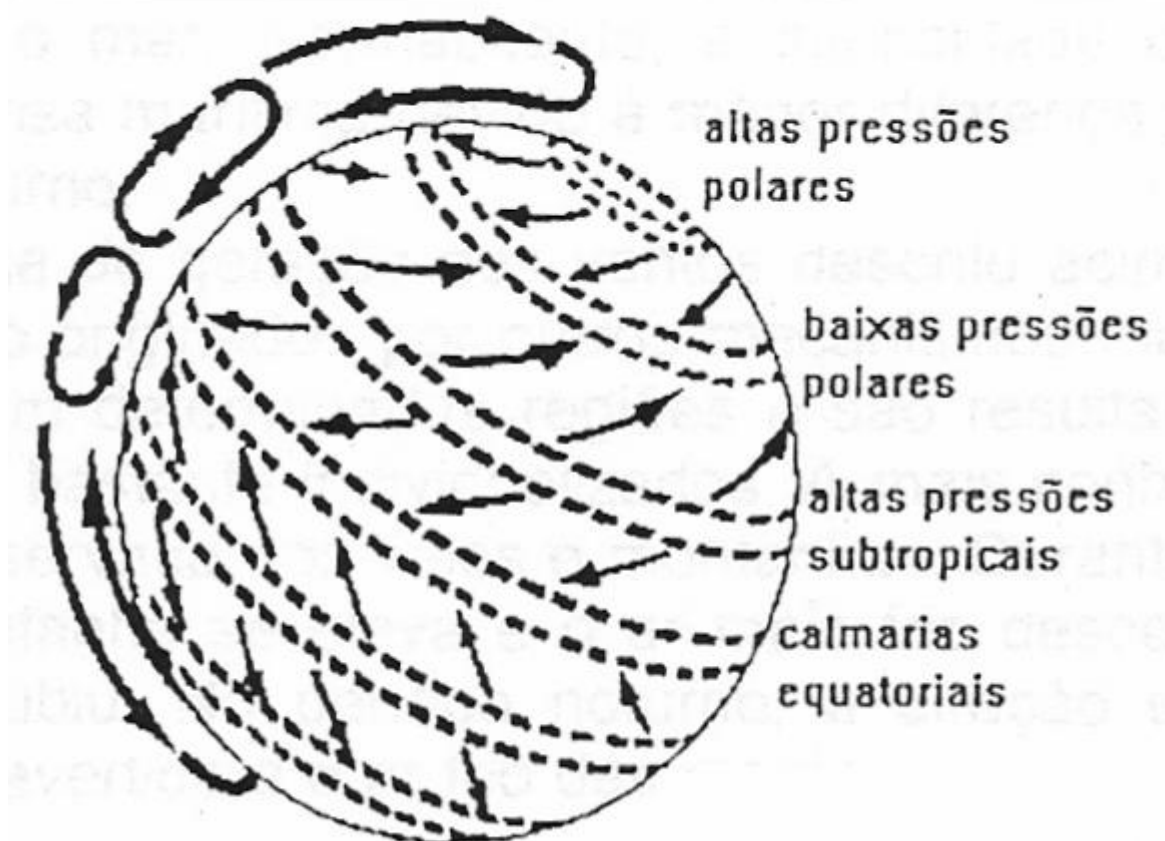


Figura 10 – Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar

Existem locais no globo terrestre nos quais os ventos jamais cessam de “soprar” pois os mecanismos que os produzem (aquecimento no Equador e resfriamento nos pólos) estão sempre presentes na natureza. Estes são chamados de ventos planetários ou constantes e podem ser classificados em:

- Alísios: ventos que sopram dos trópicos para o Equador, em baixas altitudes;
- Contra-alísios: ventos que sopram do Equador para os pólos, em altas altitudes;
- Ventos do oeste: ventos que sopram dos trópicos para os pólos;
- Polares: ventos frios que sopram dos pólos para as zonas temperadas.

Tendo em vista que o eixo da Terra está inclinado em $23,5^\circ$ em relação ao plano de sua órbita em torno do sol, variações sazonais na distribuição de radiação recebida na superfície da Terra resultam em variações sazonais na intensidade e duração dos ventos, em qualquer local da superfície terrestre.

Como resultado surgem os ventos continentais ou periódicos e compreendem as:

- Monções: são ventos periódicos que mudam de direção a cada seis meses, aproximadamente. Em geral, as monções sopram em determinada direção em uma estação do ano e em sentido contrário em outra estação.
- Brisas: são ventos periódicos que sopram do mar para o continente e vice-versa. Surgem em função das diferentes capacidades, inerentes a cada tipo de superfície (tais como mares e continentes), de refletir, absorver e emitir o calor recebido do sol. No período diurno, devido à maior capacidade da terra de refletir os raios solares, a temperatura do ar aumenta formando uma corrente de ar que sopra do mar para o continente, chamada brisa marítima. No período noturno, a temperatura da terra cai mais rapidamente que a da água, ocasionando a brisa terrestre que sopra do continente para o mar. Normalmente a intensidade da brisa terrestre é menos do que a da brisa marítima, por causa da menor diferença de temperatura que ocorre no período noturno.

Em conjunto com o sistema de geração de ventos descrito acima, encontram-se os ventos locais, que sopram em determinadas regiões, resultantes das condições locais, e são originados por outros mecanismos mais específicos.

2.2.2 Movimento das massas de ar

De uma forma geral, o movimento das massas de ar na atmosfera se processa em regime turbulento. Assim, a velocidade instantânea (V) do vento é descrita como um valor médio (V_m) acrescido de uma flutuação (V'), ou seja, $V = V_m + V'$.

Na prática da medição dos ventos, leva-se apenas em consideração a intensidade da velocidade média (V_m) em uma determinada faixa de tempo, que depende do instrumento utilizado.

A direção do vento também é importante para ser analisada, pois mudanças de direção frequentes indicam situações de rajadas de vento. Além disso, a medida de

direção do vento auxilia na determinação da localização das turbinas em um parque eólico.

Do ponto de vista do aproveitamento da energia eólica, é preciso distinguir os vários tipos de variações temporais da velocidade dos ventos: variações anuais, sazonais, diárias e de curta duração.

O conhecimento de como ocorrem estas variações é útil para a geração de energia, pois as variações influenciam na escolha das turbinas e da região onde elas serão instaladas e no dimensionamento correto do sistema de estocagem de energia (caso haja necessidade).

2.3 Aspectos econômicos da energia eólica

As abordagens econômicas de sistemas eólicos com ligação à rede podem ser de dois tipos diferentes:

- Estudos na perspectiva das autoridades governamentais para planejamento energético. Esta abordagem faz um estudo comparativo dos custos anuais de energia (US\$/kWh) para as diferentes fontes de energia. Esta abordagem é feita ao nível de economia internacional não incluindo fatores sociais ou influências governamentais tais como taxas de inflação, taxas de CO₂ ou outro tipo de taxas.
- Estudos na perspectiva de investidores privados ou distribuidores de energia elétrica. Nesta abordagem já são considerados os efeitos dos sistemas de taxas aplicados por cada país tais como taxa de inflação, taxa de atualização, taxas do sistema, etc. Como consequência deste tipo de abordagem em nível de economia nacional verifica-se que a viabilidade de sistemas de energia eólica difere muito de país para país. Ainda dentro deste tipo de abordagem a análise econômica poderá ser feita de duas formas diferentes: considerando os custos anuais de energia (US\$/kWh) ou fazendo um estudo individual para cada projeto onde se tem em conta o montante do investimento, o cash-flow e o tempo de amortização do investimento.

Estima-se que em grande número de países a energia eólica é competitiva com energia fóssil e com energia nuclear desde que se considerem custos sociais e custos externos tais como o desenvolvimento econômico, diversidade energética, produção dispersa e benefícios ambientais.

Estudos da EWEA (Associação Europeia de Energia Eólica, na sigla em inglês) mostram que o preço do kWh de energia eólica pode ser reduzido em 25% com ajuda dos novos desenvolvimentos de tecnologia e com um incremento dos volumes de produção [Submission of the European Wind Energy Association and its Corporate Group on the European Commission Energy Green Paper. May 1995].

Organizações internacionais sem preferências por energia eólica (por exemplo a IAEA – Agência Internacional de Energia Atômica, em inglês) prevêem que a energia

eólica seja, antes de 2010, competitiva com as energias fóssil e nuclear sem que seja necessário ter em conta os custos externos e sociais.

O custo da energia gerada através de sistemas eólicos é basicamente determinado pelos seguintes parâmetros:

- Custo total de investimento:
 - Custos de fabricação dos geradores eólicos
 - Custos de preparação do projeto, custos de infra-estruturas, etc.
- Custos de operação e manutenção
- Valor percentual da operacionalidade do sistema
- Tempo de vida
- Valor médio da velocidade do vento no local de instalação
- Período de amortização
- Taxa de atualização

2.3.1 Custos de fabricação dos geradores eólicos

Segundo estudos sobre os custos de fabricação para os fabricantes europeus, esses custos variam entre US\$ 696,00 por kW, o que equivale a US\$ 292,00 por metro quadrado (em relação à superfície varrida pelas pás), e US\$ 488,00 por kW e US\$ 238,00 por metro quadrado.

No entanto, devemos ter cuidado, pois estes custos estão relacionados com uma menor altura das torres implicando que estes aerogeradores talvez não sejam os mais viáveis. Estes preços referem-se a custos individuais sendo negociáveis os preços para projetos de larga escala.

O gráfico a seguir indica a variação dos preços de turbinas dinamarquesas de acordo com a sua potência.

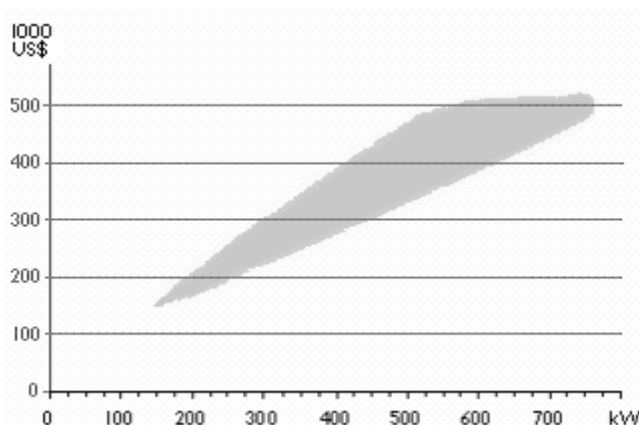


Figura 11 – preço de turbinas versus potência nominal

2.3.2 Custos de preparação do projeto e de infra-estruturas

Este tipo de custos depende das características do local, como a utilização do terreno, inclinação do terreno, proximidade de estradas, proximidade do ponto de interligação, etc. Estudos sobre este tipo de custo indicam valores da ordem de US\$ 180 por kW para máquinas entre 450 kW e 600 kW localizadas em terreno plano. Estes preços não incluem a construção de estradas nem os custos da linha de interligação ou reforço de linhas já existentes.

2.3.3 Custos de operação e manutenção

Os custos de operação e manutenção incluem: serviços, consumíveis, reparação, seguro, administração, aluguel do local, etc. Estudos recentes dinamarqueses e alemães estimam que os custos de operação e manutenção, para aerogeradores entre 450 kW e 500 kW, estão em cerca de US\$ 0.01 por kWh. Para uma máquina de 55 kW com 10 anos os custos de operação e manutenção estão em cerca de US\$ 0,02 por kWh.

2.3.4 Operacionalidade do sistema

A operacionalidade do sistema é dada em percentagem e representa o tempo de operacionalidade do sistema desde que a velocidade do vento seja superior à velocidade mínima de arranque (aproximadamente 3 m/s). Para as máquinas mais modernas fabricadas na Europa a operacionalidade é aproximadamente de 98%.

2.3.5 Tempo de vida

O tempo de vida para as máquinas europeias é de aproximadamente 20 anos. Algumas peças individuais são substituídas ou renovadas regularmente. Consumíveis tais como o óleo da caixa de engrenagens, mancais, amortecedores, etc., são substituídos de 2 em 2 anos.

Alguns componentes do sistema de orientação das pás devem ser substituídos todos os 5 anos. Componentes vitais tais como mancais da caixa de engrenagens e mancais do gerador devem ser substituídos na metade do tempo de vida do aerogerador.

2.3.6 Velocidade média do vento

O mais importante parâmetro para o cálculo da viabilidade de um investimento é o conhecimento dos recursos eólicos do local. Teoricamente a energia produzida varia diretamente com o quadrado da velocidade média do vento e a potência varia com o cubo da velocidade.

Na prática, a potência produzida por um aerogerador varia com a velocidade do vento segundo a curva de potência desse mesmo aerogerador e a energia produzida

será o integral da potência produzida durante o tempo que estiver em funcionamento. Por seu lado o custo anual da energia é inversamente proporcional à potência produzida.

Dados experimentais recolhidos na Noruega, Alemanha, Dinamarca e no Reino Unido, nos últimos 3 anos, mostram que os sistemas eólicos instalados atualmente com velocidades médias de 4.7 m/s a 10 m de altura produzem 800 kWh/m²; com 5 m/s produzem 1000 kWh/m² e com 9 m/s produzem valores anuais de energia superiores a 2000 kWh/m².

2.3.7 Período de amortização

Para o cálculo económico do custo anual da energia é utilizado como período de amortização o tempo de vida do equipamento que é aproximadamente 20 anos. Para investimentos privados será conveniente usar o período de amortização real, que corresponde ao tempo de amortização do empréstimo bancário.

Normalmente os projetos privados de energia eólica, na Europa, são financiados em 10-20% a fundo perdido e os restantes 90-80% são cobertos por empréstimos bancários com um período de amortização entre 8 e 12 anos.

2.4 Custo anual de energia produzida com sistemas eólicos

Os aerogeradores modernos produzem, hoje em dia, eletricidade a preço competitivo. Os custos anuais de energia foram reduzidos de US\$ 0,15 por kWh em 1980 para os valores atuais que rondam os US\$ 0,05 por kWh em locais com bons recursos eólicos.

Para investimentos privados, em que a avaliação económica é baseada em períodos de amortização menores e com taxas de juros mais altas, os custos anuais são cerca de 1,7 vez superiores. Os investimentos de sistemas eólicos de energia poderão ser amortizados em menos de 3 anos de operação para locais com bons recursos.

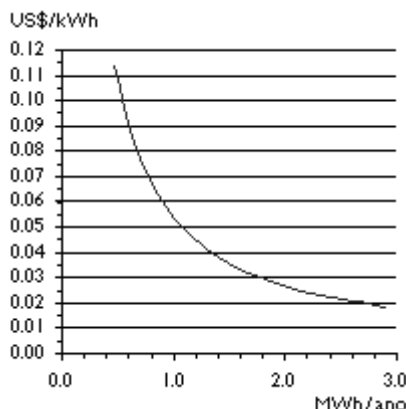


Figura 12 – custo do kWh versus MWh gerado por ano em uma turbina de 600kW

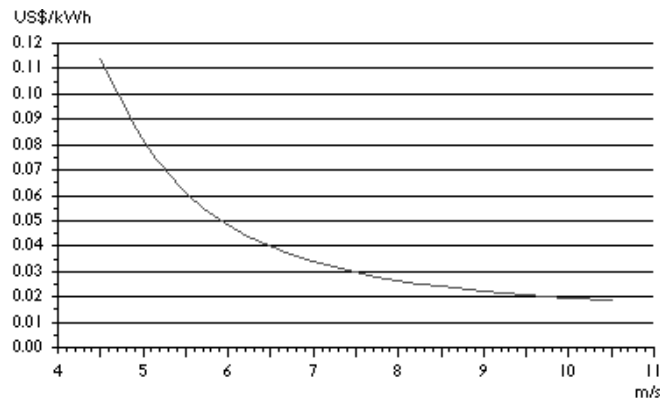


Figura 13 – custo do kWh versus velocidade média dos ventos em uma turbina de 600kW

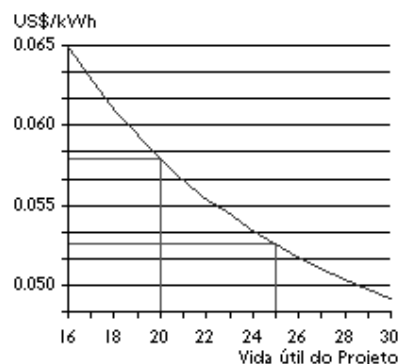


Figura 14 – custo do kWh versus tempo de vida útil do projeto

2.5 Características do aproveitamento

2.5.1 Impacto ambiental

A energia eólica é uma eficiente fonte de produção de eletricidade tendo ainda como vantagem os fatos de estar livre de perigos, de ser limpa e de ser abundante. Estas inquestionáveis vantagens da energia eólica não impedem que se tenham feito estudos, muito aprofundados, sobre todo o tipo de impactos que ela possa constituir. Sendo os mais importantes referidos e analisados em seguida.

2.5.2 Utilização do terreno

Os parques eólicos têm a vantagem de permitirem que o terreno ocupado seja utilizado para outros fins, agrícolas, por exemplo. No entanto não devemos esquecer que a implantação de obstáculos ou o aumento da rugosidade do terreno implica uma diminuição da produção do parque. De uma forma geral a instalação de parques eólicos não afeta significativamente o habitat natural.

A área ocupada por um parque eólico não é excessiva quando comparada com outros tipos de aproveitamentos (hídricos, por exemplo). A relação entre a área varrida pelas pás e a potência dos aerogeradores é de aproximadamente 3 m²/kW. Como exemplo, podemos observar que um aerogerador de 500 kW terá um comprimento de pás de aproximadamente 21 m.

Estudos aerodinâmicos comprovam que os aerogeradores devem estar distribuídos pelo terreno de forma que o funcionamento de cada aerogerador não seja afetado pelas perturbações aerodinâmicas dos aerogeradores vizinhos. Estes fatos implicam que a disposição dos aerogeradores respeite uma distância mínima entre eles de 5 vezes o comprimento das pás. Assim, como regra prática, podemos admitir que a área requerida por um parque eólico é de 0,08 a 0,13 km² por MW (7,7 a 12,5 MW por km²).

2.5.3 Emissão de ruídos

A emissão de ruídos nos aerogeradores é devida ao funcionamento mecânico e ao efeito aerodinâmico. Para aerogeradores com diâmetro do rotor superior a 20 m os efeitos aerodinâmicos são os que mais contribuem para a emissão de ruídos.

Os ruídos emitidos pelos aerogeradores decrescem de 50 dB junto ao aerogerador até 35 dB a uma distância de 450 m. Os efeitos fisiológicos, sobre o sistema auditivo e as diferentes funções orgânicas, apenas são sentidos a partir dos 65 dB.

No entanto, valores mais altos que 30 dB podem provocar efeitos psíquicos sobre o homem sendo o nível de ruído recomendável inferior a 40 dB. O ruído de 40 dB corresponde a uma distância dos aerogeradores de 200 m, que é a distância entre aerogeradores e habitações respeitada na Europa.

Tabela 2 – Níveis sonoros em dB(A) e a potência sonora correspondente em W/m²

dB(A)	W/m ²	dB(A)	W/m ²	dB(A)	W/m ²	dB(A)	W/m ²
0	10 ⁻¹²	48	6,310*10 ⁻⁸	69	7,943*10 ⁻⁶	90	10 ⁻³
10	10 ⁻¹¹	49	7,943*10 ⁻⁸	70	10 ⁻⁵	91	1,259*10 ⁻³
20	10 ⁻¹⁰	50	10 ⁻⁷	71	1,259*10 ⁻⁵	92	1,585*10 ⁻³
30	10 ⁻⁹	51	1,259*10 ⁻⁷	72	1,585*10 ⁻⁵	93	1,995*10 ⁻³
31	1,259*10 ⁻⁹	52	1,585*10 ⁻⁷	73	1,995*10 ⁻⁵	94	2,512*10 ⁻³
32	1,585*10 ⁻⁹	53	1,995*10 ⁻⁷	74	2,512*10 ⁻⁵	95	3,162*10 ⁻³
33	1,995*10 ⁻⁹	54	2,512*10 ⁻⁷	75	3,162*10 ⁻⁵	96	3,981*10 ⁻³
34	2,512*10 ⁻⁹	55	3,162*10 ⁻⁷	76	3,981*10 ⁻⁵	97	5,012*10 ⁻³
35	3,162*10 ⁻⁹	56	3,981*10 ⁻⁷	77	5,012*10 ⁻⁵	98	6,310*10 ⁻³
36	3,981*10 ⁻⁹	57	5,012*10 ⁻⁷	78	6,310*10 ⁻⁵	99	7,943*10 ⁻³
37	5,012*10 ⁻⁹	58	6,310*10 ⁻⁷	79	7,943*10 ⁻⁵	100	10 ⁻²
38	6,310*10 ⁻⁹	59	7,943*10 ⁻⁷	80	10 ⁻⁴	101	1,259*10 ⁻²
39	7,943*10 ⁻⁹	60	10 ⁻⁶	81	1,259*10 ⁻⁴	102	1,585*10 ⁻²
40	10 ⁻⁸	61	1,259*10 ⁻⁶	82	1,585*10 ⁻⁴	103	1,995*10 ⁻²
41	1,259*10 ⁻⁸	62	1,585*10 ⁻⁶	83	1,995*10 ⁻⁴	104	2,512*10 ⁻²
42	1,585*10 ⁻⁸	63	1,995*10 ⁻⁶	84	2,512*10 ⁻⁴	105	3,162*10 ⁻²
43	1,995*10 ⁻⁸	64	2,512*10 ⁻⁶	85	3,162*10 ⁻⁴	106	3,981*10 ⁻²
44	2,512*10 ⁻⁸	65	3,162*10 ⁻⁶	86	3,981*10 ⁻⁴	107	5,012*10 ⁻²
45	3,162*10 ⁻⁸	66	3,981*10 ⁻⁶	87	5,012*10 ⁻⁴	108	6,310*10 ⁻²
46	3,981*10 ⁻⁸	67	5,012*10 ⁻⁶	88	6,310*10 ⁻⁴	109	7,943*10 ⁻²
47	5,012*10 ⁻⁸	68	6,310*10 ⁻⁶	89	7,943*10 ⁻⁴	110	10 ⁻¹

Tabela 3 – Variação no nível sonoro com a distância da fonte

Distância, m	Variação, dB(A)	Distância, m	Variação, dB(A)	Distância, m	Variação, dB(A)
9	-30	100	-52	317	-62
16	-35	112	-53	355	-63
28	-40	126	-54	398	-64
40	-43	141	-55	447	-65
50	-45	159	-56	502	-66
56	-46	178	-57	563	-67
63	-47	200	-58	632	-68
71	-49	224	-59	709	-69
80	-50	251	-60	795	-70
89	-51	282	-61	892	-71

Se uma turbina tem uma fonte de som de 100 dB(A), ela vai ter um nível sonoro de 45 dB(A) a 141 metros distante. $[100 - 55 \text{ dB(A)} = 45 \text{ dB(A)}]$, pela tabela acima.

O nível sonoro decresce aproximadamente 6 dB(A) $[= 10 * \log (2)]$ toda vez que se dobra a distância da fonte sonora. A tabela assume que a absorção e a reflexão do som, caso existam, se cancelam.

Tabela 4 – Soma de níveis sonoros de duas fontes

dB	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
41	44,0	44,5	45,1	45,8	46,5	47,2	48,0	48,8	49,6	50,5
42	44,5	45,0	45,5	46,1	46,8	47,5	48,2	49,0	49,8	50,6
43	45,1	45,5	46,0	46,5	47,1	47,8	48,5	49,2	50,0	50,8
44	45,8	46,1	46,5	47,0	47,5	48,1	48,8	49,5	50,2	51,0
45	46,5	46,8	47,1	47,5	48,0	48,5	49,1	49,8	50,5	51,2
46	47,2	47,5	47,8	48,1	48,5	49,0	49,5	50,1	50,8	51,5
47	48,0	48,2	48,5	48,8	49,1	49,5	50,0	50,5	51,1	51,8
48	48,8	49,0	49,2	49,5	49,8	50,1	50,5	51,0	51,5	52,1
49	49,6	49,8	50,0	50,2	50,5	50,8	51,1	51,5	52,0	52,5
50	50,5	50,6	50,8	51,0	51,2	51,5	51,8	52,1	52,5	53,0

Exemplo: uma pessoa está a 200 metros de uma turbina e a 160 metros de outra turbina igual, que tenha um nível sonoro de 100 dB(A) na fonte; a 200 metros, o nível sonoro destas turbinas cai para 42 dB(A) e, a 160 metros, cai para 44 dB(A). Então, o nível sonoro total das duas turbinas que esta pessoa irá ouvir, segundo a tabela acima, é de 46,1 dB(A).

Dois idênticos níveis sonoros somados darão um nível sonoro final 3 dB(A) maior. Quatro turbinas darão um nível sonoro 6 dB(A) maior. Dez turbinas darão um nível sonoro 10 dB(A) maior.

Em geral, para somar cada um dos níveis de som no local onde uma pessoa estiver localizada, é preciso conhecer a potência do som em W/m^2 na primeira das três tabelas de som. Então, basta somar a potência dos sons para obter a potência total

em W/m^2 e usar a fórmula $dB = 10 * \log (\text{potência em } W/m^2) + 120$, para saber o nível sonoro no local em dB(A).

2.5.4 Impacto visual

Os modernos aerogeradores, com alturas das torres de 40 m e comprimento das pás de 20 m, constituem obviamente uma alteração visual da paisagem. O impacto visual é muito difícil de avaliar. No entanto, existem alguns efeitos incomodativos que podem ser contabilizados tais como: o efeito de sombras em movimento e reflexões intermitentes. O primeiro pode ser evitado com uma correta planificação do parque.

O efeito das reflexões intermitentes, devidas à incidência do sol sobre as pás em movimento, pode ser evitado utilizando pinturas opacas. Pintar os aerogeradores com as cores da paisagem é uma boa solução para minimizar o impacto visual. Por vezes nas proximidades de instalações militares é sugerida uma pintura de camuflagem para evitar que os aerogeradores constituam pontos de referência.

2.5.5 Balanço energético

A energia gasta para produzir, instalar e para a operação e manutenção de um aerogerador típico é produzida por esse mesmo aerogerador em menos de meio ano. Este fato torna a energia eólica numa das energias mais atrativas em termos de planeamento energético mundial.

2.5.6 Aves

Em alguns casos de parques localizados em zonas de migração de aves, tais como a região de Tarifa no sul da Espanha, tem-se observado um elevado número de aves mortas pelo movimento de rotação das pás. No entanto, estes incidentes não constituem um caso sério na grande maioria dos parques. A forma de evitar estes incidentes é um correto planeamento na localização dos parques evitando as rotas de migração.

2.5.7 Interferências eletromagnéticas

Os aerogeradores, em alguns casos, podem refletir as ondas eletromagnéticas. Isto implica que podem interferir e perturbar os sistemas de telecomunicações. Estas interferências não são significativas. No entanto, é necessário efetuar estudos mais detalhados quando o parque se situa junto de aeroportos ou de sistemas de retransmissão.

2.5.8 Segurança

Quanto à segurança das pessoas, tem-se verificado que os sistemas eólicos estão entre os sistemas de produção de energia elétrica mais seguros, tendo sido registrados apenas casos raros de pessoas feridas por pedaços partidos das pás.

2.6 Futuro dos sistemas de energia eólica

Algumas organizações internacionais fizeram estudos para prever cenários para a evolução de sistemas de energia eólica em todo o mundo.

A EWEA elaborou um documento estratégico, "Time for Action", publicado em 1991, onde estabeleceu metas realísticas para a Europa no ano de 2030. Neste documento prevê-se que os sistemas eólicos alimentem 10% do consumo estimado, o que equivale a 100 GW instalados.

O WEC (Conselho Mundial de Energia, em inglês) elaborou dois cenários: o primeiro enquadra-se numa situação em que não existem alterações significativas nas medidas ambientais. Este cenário prevê uma potência instalada de 10 a 15 GW no ano 2000 e 180 GW no ano 2020. No segundo cenário, mais ecológico que o anterior, está previsto para o ano 2020 uma potência instalada de energia eólica de 474 GW.

Para que esta evolução seja possível e para que a energia eólica passe a ser uma energia competitiva com a energia fóssil e nuclear, sem que para tal seja necessário consideras custos sociais e outros custos externos, será necessário que as organizações responsáveis e as entidades governamentais tomem as medidas de incentivo necessárias para que a tecnologia de sistemas eólicos atinja a maturidade e a total viabilidade.

3 TIPOS DE AEROGERADORES

O vento é o ar em movimento devido ao aquecimento desigual da superfície terrestre pelo sol. A Terra e seu envelope de ar, a atmosfera, recebe mais calor solar próximo ao Equador do que nas regiões polares. Mesmo assim, as regiões equatoriais não ficam mais quentes a cada ano, nem as polares ficam mais frias. É o movimento do ar ao redor da Terra que ameniza a temperatura extrema e produz ventos na superfície tão úteis para a civilização.

Esta energia que o vento tem pode ser convertida em energia mecânica, que por sua vez pode ser usada para mover moinhos ou bombas d'água, que precisam ter um alto torque em seu eixo principal, ou para gerar energia elétrica, usando turbinas eólicas ou aerogeradores devidamente projetados, sendo que este capítulo traz as características principais destes últimos.

3.1 Componentes de um aerogerador

Um aerogerador é um sistema constituído por vários componentes que devem trabalhar em harmonia para propiciar um maior rendimento final. Para o estudo global da conversão eólica, devem ser considerados os seguintes componentes:

- Rotor: Responsável pela transformação da energia cinética do vento em energia mecânica de rotação;
- Transmissão e Caixa multiplicadora: Responsável por transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até a carga. Alguns geradores não utilizam este componente, então o eixo do rotor é acoplado diretamente à carga;
- Gerador elétrico: responsável pela conversão da energia mecânica em energia elétrica;
- Mecanismo de controle: responsável pela orientação do rotor, controle de velocidade, controle da carga, entre outros;
- Torre: responsável por sustentar e posicionar o rotor na altura conveniente;
- Sistema de armazenamento: responsável por armazenar a energia para a produção de energia firme a partir de uma fonte intermitente;
- Transformador: responsável pelo acoplamento elétrico entre o aerogerador e a rede elétrica;
- Acessórios: componentes periféricos auxiliares na turbina, como sensores, anemômetros, sistema de freio, entre outros.

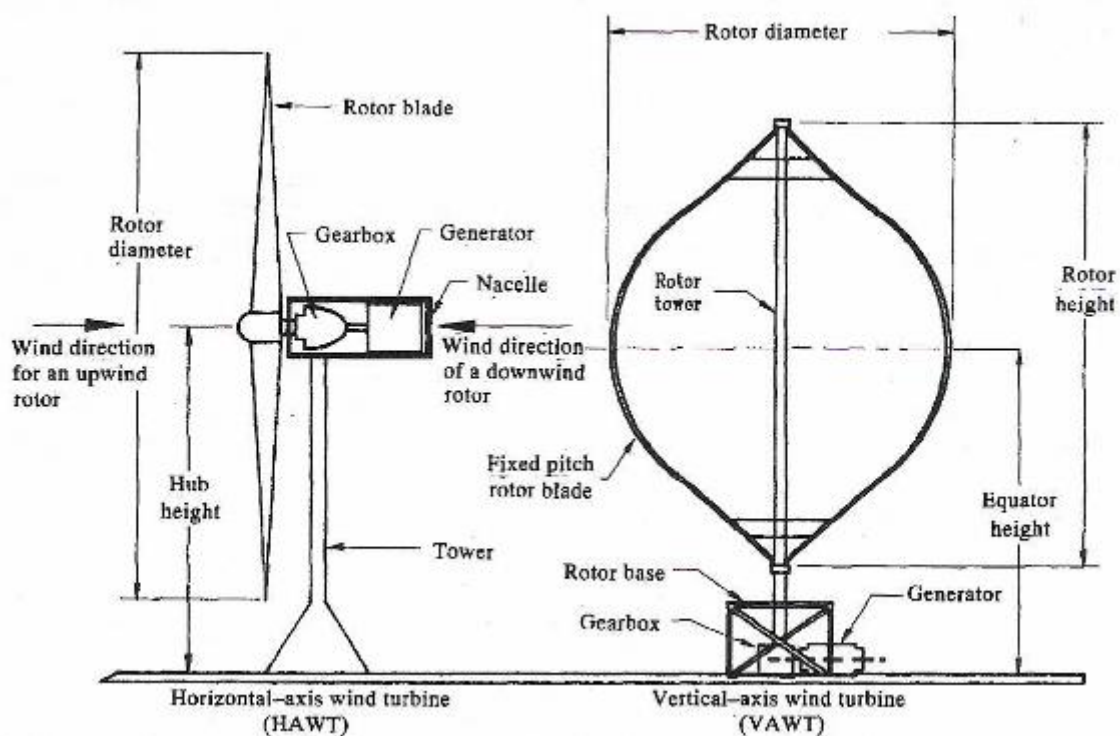


Figura 15 – Configurações básicas de aerogeradores

3.1.1 Rotor

O rotor é o componente responsável por transformar a energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação. É o componente mais característico de um aerogerador, e sua configuração influenciará diretamente no rendimento global do sistema.

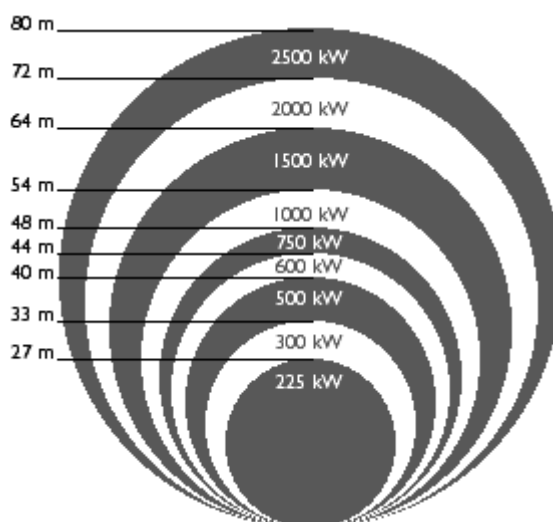


Figura 16 – potência da turbina X diâmetro do rotor

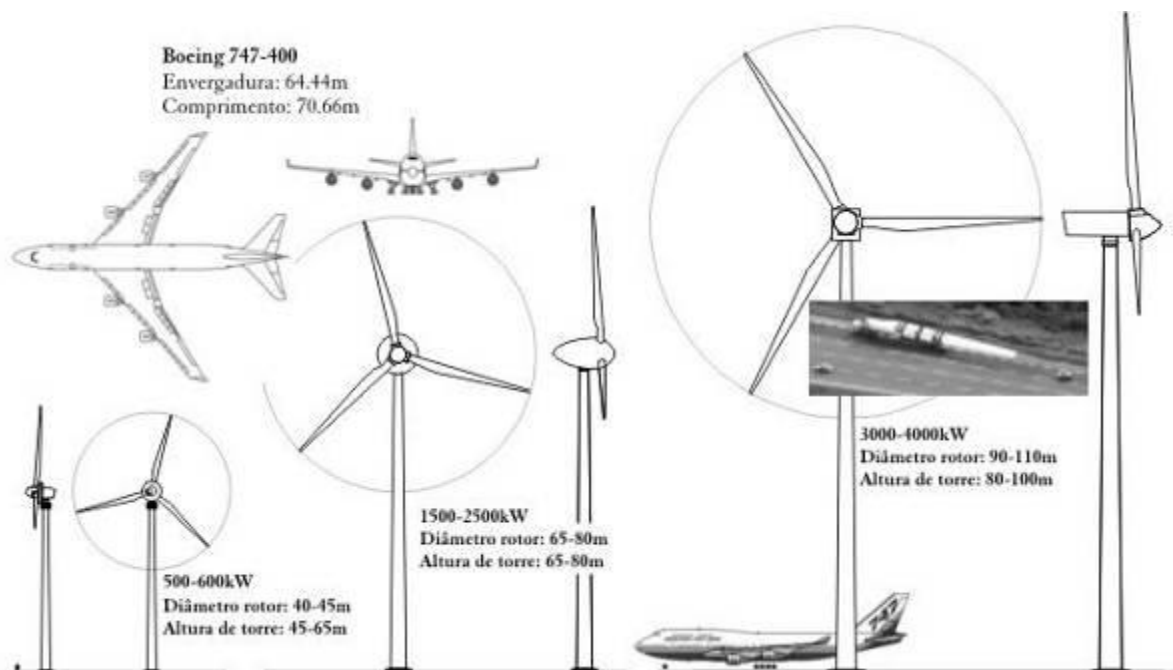


Figura 17 – comparação de rotores de vários diâmetros com um avião Boeing

Os rotores eólicos podem ser classificados, segundo a orientação do eixo, em rotores de eixo horizontal e rotores de eixo vertical.

3.1.1.1 Rotores de eixo horizontal

Os rotores de eixo horizontal são os mais comuns e grande parte da experiência mundial está voltada para a sua utilização e desenvolvimento. São movidos por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação (*lift*), que atuam perpendicularmente ao escoamento, e forças de arrasto (*drag*), que atuam na direção do escoamento. Estas forças são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento e as forças de sustentação dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque (ângulo entre a velocidade relativa do vento e o eixo do rotor).

Estes rotores são desenhados para serem movidos predominantemente por forças de sustentação e podem ser constituídos de uma pá e contrapeso, duas pás, três pás ou múltiplas pás, com as mais variadas formas e feitas com vários tipos de materiais, como alumínio e fibra de vidro reforçada.

Quanto à posição do rotor em relação à torre, o disco varrido pelas pás pode estar a jusante do vento (*down wind*), onde existe maior vibração ocorrendo nas pás e a orientação do rotor é automática de acordo com o fluxo de vento, ou a montante do vento (*up wind*), onde os esforços vibratórios se concentram na torre e são necessários mecanismos para a orientação do rotor.

Os rotores horizontais mais avançados tecnologicamente para gerar energia elétrica têm o formato de hélice com perfis NACA e são compostos de três pás, pois os rotores de uma ou duas pás permitem o surgimento de maiores esforços vibratórios e ruídos do que os de três pás.

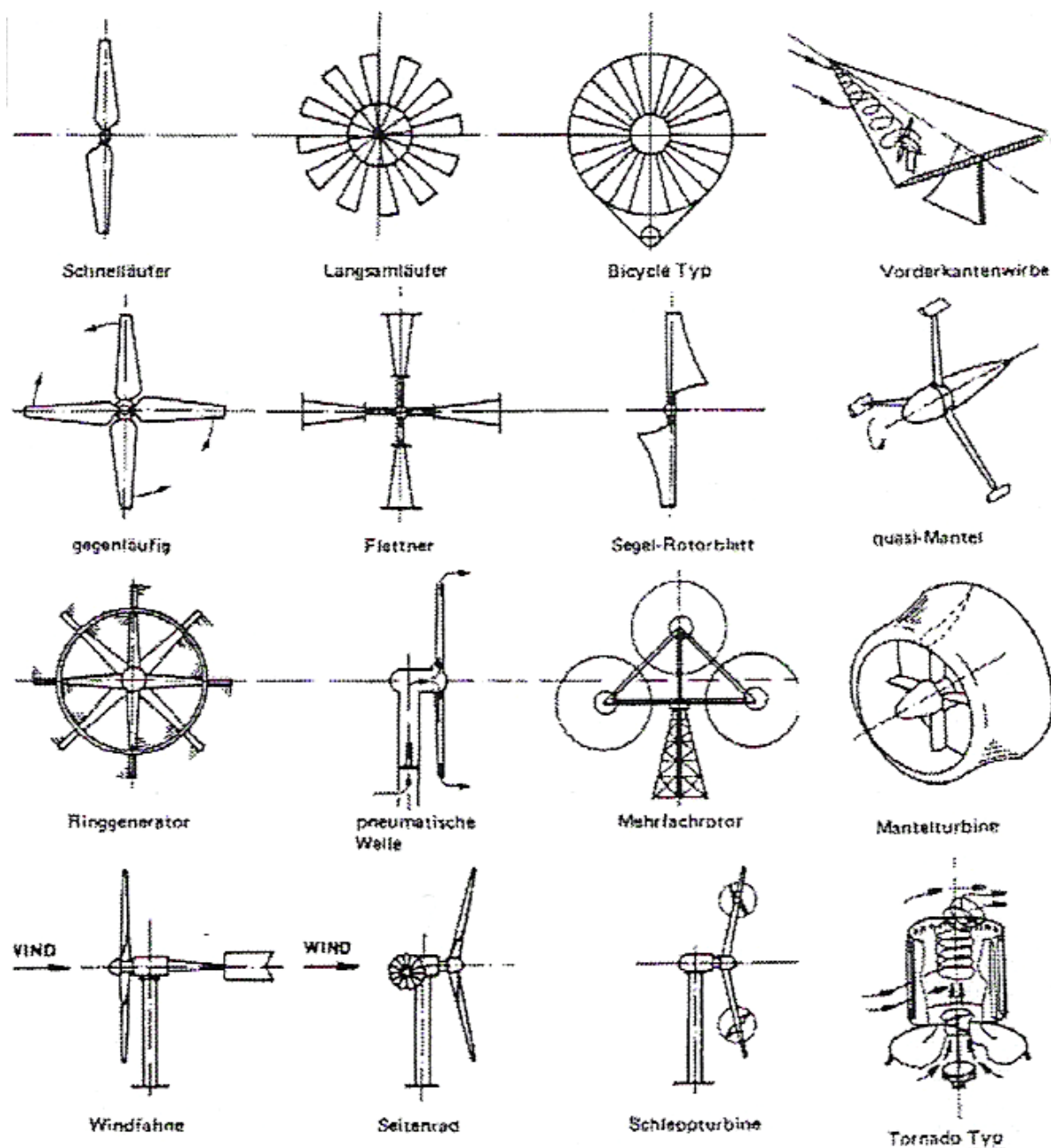


Figura 18 – Tipos de turbinas de eixo horizontal

3.1.1.2 Rotores de eixo vertical

Em geral, estes rotores têm a vantagem de não necessitarem de mecanismos de controle para acompanhamento da variação da direção do vento, reduzindo a complexidade do projeto da turbina e os esforços devidos às forças de Coriolis. No entanto, os rotores de eixo vertical não têm capacidade de gerar energia tão alta como os de eixo horizontal.

Os rotores de eixo vertical também podem ser movidos por forças de sustentação, como os rotores do tipo Darrieus – formados por duas ou três lâminas com perfil aerodinâmico – ou de arrasto, como os rotores Savonius.

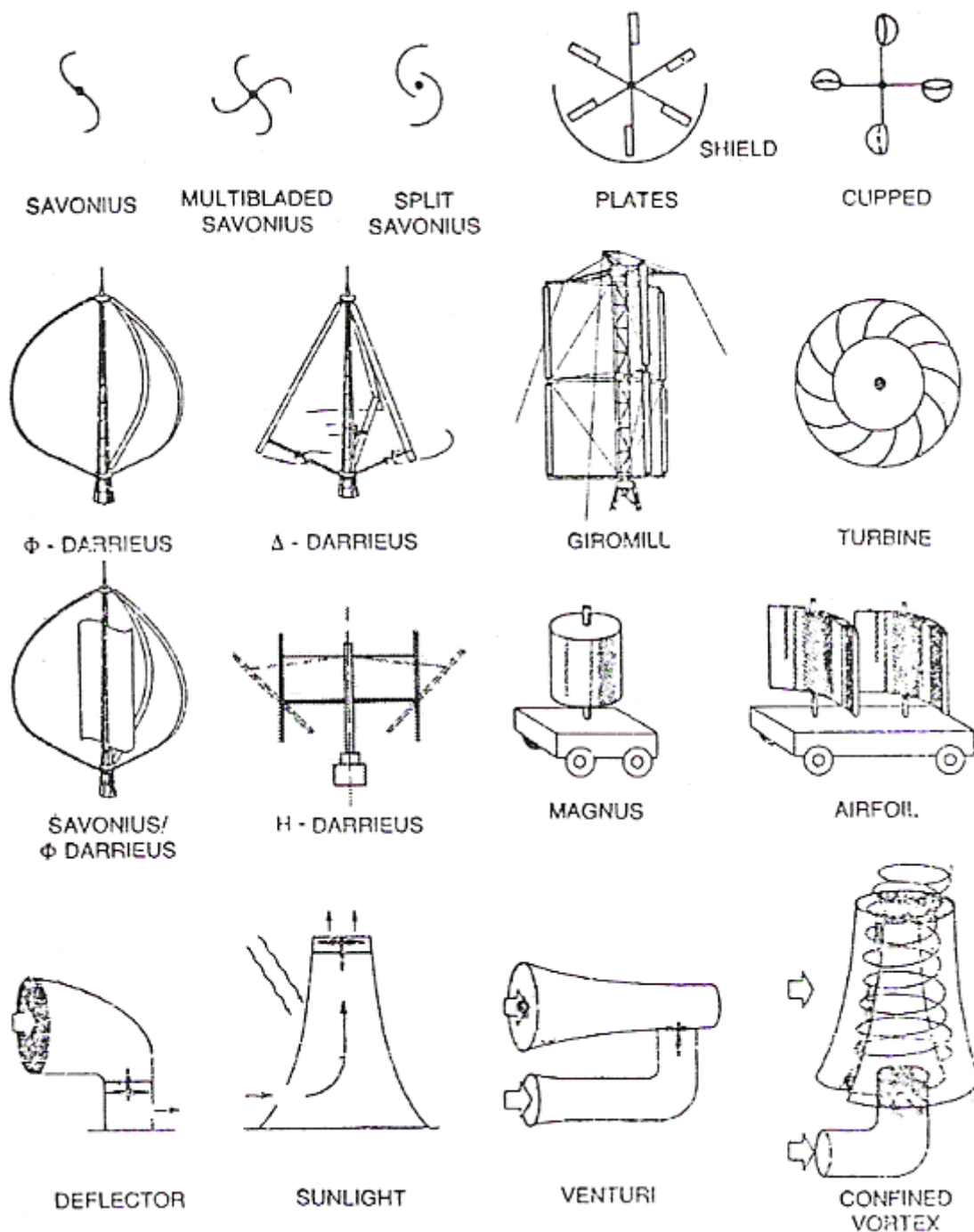


Figura 19 – tipos de turbinas de eixo vertical

3.1.2 Transmissão e caixa multiplicadora

Este conjunto é composto por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamentos e fica situado entre o rotor e o gerador de energia elétrica, onde transforma a baixa rotação no rotor (cerca de 20 rpm) em alta rotação no gerador (1500 rpm ou mais).

Existem alguns aerogeradores que não possuem uma caixa multiplicadora, usando geradores múltiplos de grandes dimensões e que necessitam de baixas rotações

para gerar energia. Optar por fabricar qualquer um destes tipos é uma questão de filosofia do fabricante, pois cada tipo tem vantagens e desvantagens.

3.1.3 Mecanismos de controle

Com a velocidade do fluxo de ar aumentando, as forças de sustentação aumentam com a segunda potência e a energia extraída com a terceira potência da velocidade do vento incidente, criando a necessidade de usar um mecanismo para o controle de potência de rotor que seja muito efetivo e rápido para evitar o sobrecarregamento elétrico e mecânico no sistema de transmissão, protegendo assim a turbina de danos.

Estes mecanismos destinam-se a outras funções, como orientar a direção do rotor e controlar a carga elétrica gerada. Existe uma enorme variedade de mecanismos de controle, que podem ser mecânicos (usados para freio, controle de velocidade e de passo), aerodinâmicos (usados para a orientação do rotor) ou eletrônicos (usados para o controle da carga).

Os principais mecanismos de controle são:

- Controle de passo:

Este controle é um sistema ativo que necessita de uma informação vinda do controlador eletrônico da turbina, que checa a potência gerada várias vezes por segundo. Quando a potência nominal do gerador é ultrapassada, este controlador envia uma ordem para o mecanismo de giro da pá (motor elétrico de passo ou sistema hidráulico), que imediatamente faz as pás mudarem o seu ângulo de passo para reduzirem o ângulo de ataque girando na direção da posição de embandeiramento (onde são menores as forças de sustentação), diminuindo assim a extração de potência. Este novo ângulo é escolhido de forma que a turbina produza apenas a potência nominal.

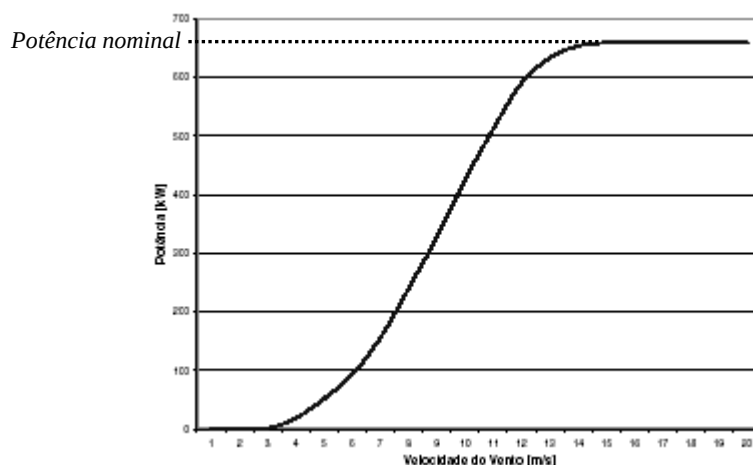


Figura 20 – gráfico da curva de potência de uma turbina com controle *pitch*

As vantagens deste sistema em relação ao controle por estol são:

- controle preciso sob quaisquer condições de vento

- partida simples do motor apenas pela mudança de passo
- não precisa de freios fortes quando precisa parar por emergência
- Controle por estol:

Este controle é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo, que é escolhido de forma que, para ventos com velocidade superior à nominal, o escoamento em torno do perfil da pá descole parcialmente da sua superfície, reduzindo as forças de sustentação e aumentando as de arrasto, impedindo o aumento de extração de potência.

Para evitar que o efeito estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduz bastante a potência do rotor, as pás têm uma ligeira torção em torno do seu eixo longitudinal, suavizando o desenvolvimento deste efeito.

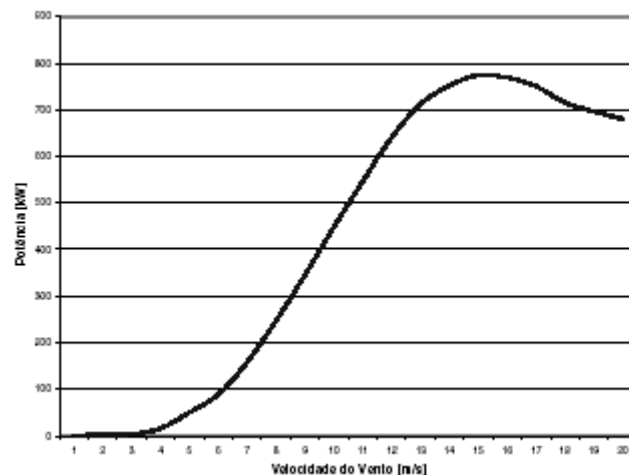


Figura 21 – gráfico da curva de potência de uma turbina com controle estol passivo

As vantagens deste sistema em relação ao controle de passo são:

- Turbinas de construção mais simples
- Manutenção menor, por ter menos peças móveis presentes
- Controle extremamente confiável

Além destes, existem outros mecanismos menos usados:

- Controle estol ativo – mistura os conceitos de controle por estol e por passo. Aqui o passo das pás gira na direção do estol ao invés de girar na direção da posição de embandeiramento. Tem como vantagens:
 - Mudanças menores no ângulo de passo que no controle de passo
 - Controle mais preciso da potência de saída que no controle por estol
 - Mantém quase exatamente a velocidade nominal com ventos de quaisquer velocidades
- Controle frontal do rotor – sistema que faz o rotor sair do plano perpendicular ao vento incidente, girando em torno do eixo vertical ou do eixo horizontal. Usado apenas para pequenas turbinas (1 kW ou menos).

3.1.4 Gerador

A transformação da energia mecânica de rotação em energia elétrica é um problema tecnologicamente dominado e, portanto, encontram-se vários fabricantes de geradores disponíveis no mercado.

Entretanto, a integração de geradores em turbinas constitui-se em um problema que envolve:

- variações na velocidade do vento (extensa faixa de rotações por minuto para a geração) e, conseqüentemente, no torque de entrada;
- exigência de frequência e tensão constante na energia final produzida;
- facilidade de instalação, operação e manutenção devido ao isolamento geográfico de tais sistemas, sobretudo em caso de pequena escala de produção onde precisam ter alta confiabilidade.

Atualmente, existem várias alternativas de conjuntos moto-geradores, como:

- geradores de corrente contínua
- geradores síncronos
- geradores assíncronos
- geradores de comutador de corrente alternada
- geradores de magneto permanente

Cada uma destas alternativas tem vantagens e desvantagens que devem ser analisadas com cuidado para então ser incorporada à turbina que se está projetando.

3.1.5 Torre

A torre da turbina eólica é necessária para sustentar e posicionar a nacele e o rotor. Seu custo é de aproximadamente 20% do custo total da turbina e cada metro de torre pode chegar a custar até US\$ 1.500,00.

As torres para turbinas podem ser [15]:

- torres tubulares de aço: a maioria das turbinas de alto porte tem este tipo de torre, que fabricada em seções de 20 a 30 metros com flanges em cada fim e montadas umas nas outras no local, dando o formato de um cone ao fim da montagem.
- torres treliçadas de aço: são fabricadas usando perfis de aço soldado. Sua vantagem básica é o custo, já que requer apenas metade do material necessário para construir uma torre tubular de aço com o mesmo tamanho, e sua desvantagem básica, para alguns, é a sua aparência.
- torres de concreto: fabricadas apenas para turbinas de grande porte, tem grande resistência mas é de difícil transporte em relação às duas anteriores.
- torres sustentadas por cabos: é composto de uma barra de aço, fixada por cabos de aço, que sustenta a turbina de baixo porte. Tem como desvantagens

ser mais suscetível ao vandalismo e de dificultar o acesso da área ao seu redor.

- torres híbridas: torres que combinam os diferentes conceitos citados acima.

3.2 Sistemas de energia eólica

Os sistemas de energia eólica existem para diferentes dimensões e para diferentes aplicações. Podemos subdividir estes sistemas em três categorias.

3.2.1 Sistemas de grande dimensão ligados à rede

As dimensões típicas das turbinas eólicas de eixo horizontal de ligação à rede situam-se numa gama entre 50 e 800 kW. Para a próxima geração estão já em teste aerogeradores com gamas de potência entre 1000 e 1500 kW pretendendo-se que atinjam o mercado ainda em 1996. A tentativa de especificar um ótimo para a dimensão dos aerogeradores tem alimentado grande número de discussões. No entanto ainda não existe evidência de que exista um ótimo econômico.

A tecnologia de sistemas eólicos atingiu a maturidade nos EUA e na Europa. A Europa tem vantagem competitiva em nível de aerogeradores de grande dimensão (ordem dos MW), pois o desenvolvimento destes sistemas apenas tem lugar neste continente. Estas máquinas são desenvolvidas com base em experiências não comerciais de projetos de investigação e demonstração.

Aerogeradores de ligação à rede funcionam agrupados em estruturas denominadas parques eólicos. A dimensão dos parques eólicos varia entre alguns 0.1 MW a dezenas de MW podendo ser ligados à rede de média e alta tensão.



Figura 22 – parque eólico de Ebeltoft, Dinamarca

Vários modelos conceptuais estão em uso: aerogeradores de eixo horizontal ou eixo vertical; de velocidade variável ou de velocidade fixa; com reguladores de velocidade *stall* ou reguladores de velocidade *pitch*.

A velocidade das turbinas *stall* é regulada naturalmente pelas características aerodinâmicas das pás sendo necessário um sistema de travagem para parar o rotor quando necessário. Os aerogeradores com reguladores de velocidade *pitch* são constituídos por pás em que o ângulo de inclinação é regulável. Este tipo de

controle, mais complexo, dá à turbina uma maior capacidade de aproveitamento energético. Os aerogeradores atualmente no mercado usam, para a conversão de energia mecânica em elétrica, geradores assíncronos.

A implantação de aerogeradores de velocidade fixa vem da tentativa de manter a velocidade fixa a partir de sistemas mecânicos ou aerodinâmicos. No entanto, o gerador assíncrono utilizado por estes aerogeradores não tem que funcionar forçosamente a uma velocidade fixa, tal como acontece com o gerador síncrono, mas sim dentro de uma gama de velocidades recomendável. A grande desvantagem dos geradores assíncronos reside no fato de precisarem absorver energia reativa da rede o que, para além de uma dependência desta, lhe trás problemas de controlo de tensão e frequência.

Os aerogeradores mais comuns no mercado são aerogeradores de eixo horizontal, com três pás e com reguladores de velocidade do tipo *stall* (2/3 das máquinas) ou *pitch* (1/3), funcionando com velocidade aproximadamente constante. Outros modelos conceptuais promissores, baseados em velocidades do rotor variáveis, estão a serem explorados em projetos liderados por companhias Europeias.

Os modelos de velocidade variável baseiam-se no uso de geradores síncronos e permitem um melhor aproveitamento da energia. Os geradores síncronos têm capacidade de controlar, através da excitação, a tensão e a potência reativa gerada o que era impossível nos geradores assíncronos. No entanto, a frequência é diretamente proporcional à velocidade de rotação do rotor pelo que são necessários sistemas de conversão de frequência. Os sistemas de conversão de frequência baseiam-se em sistemas eletrônicos de potência, mais concretamente: um retificador AC-DC e um inversor DC-AC. Estes sistemas possibilitam uma total manipulação da onda de saída: forma, frequência, fator de potência e tensão.

Uma das maiores preocupações no dimensionamento e projeto de parques eólicos é o levantamento do potencial eólico da região. Para tal, foram desenvolvidas ferramentas de simulação de ventos para estimar o potencial eólico e para possibilitar um correto dimensionamento dos parques. Algumas destas ferramentas se encontram disponíveis na *Internet* e não são de acesso gratuito. Entretanto, estes modelos não serão abordados neste trabalho.

A penetração de energia eólica admissível em grandes redes pode atingir valores entre 15% e 20% sendo necessário tomar precauções respeitantes à qualidade de tensão e frequência e à estabilidade da rede.

Os parques eólicos podem ser instalados rapidamente. Parques eólicos com, por exemplo, 50MW podem ser postos em operação em menos de um ano após o contrato.



Figura 23 – Parque eólico de Mucuripe com suas quatro turbinas

3.2.2 Sistemas híbridos de média dimensão

Estes sistemas são sistemas eólicos combinados com sistemas fotovoltaicos, Diesel ou hídricos em que podem ou não ser usados sistemas de armazenamento de energia. Estes sistemas são usados para pequenas redes isoladas ou para aplicações especiais tais como bombeamento de água, carga de baterias, dessalinização, etc.

A dimensão destes sistemas varia entre 10 kW e 200 kW sendo os modelos criados e dimensionados especialmente para cada caso de estudo o que justifica o elevado custo deste tipo de sistemas.

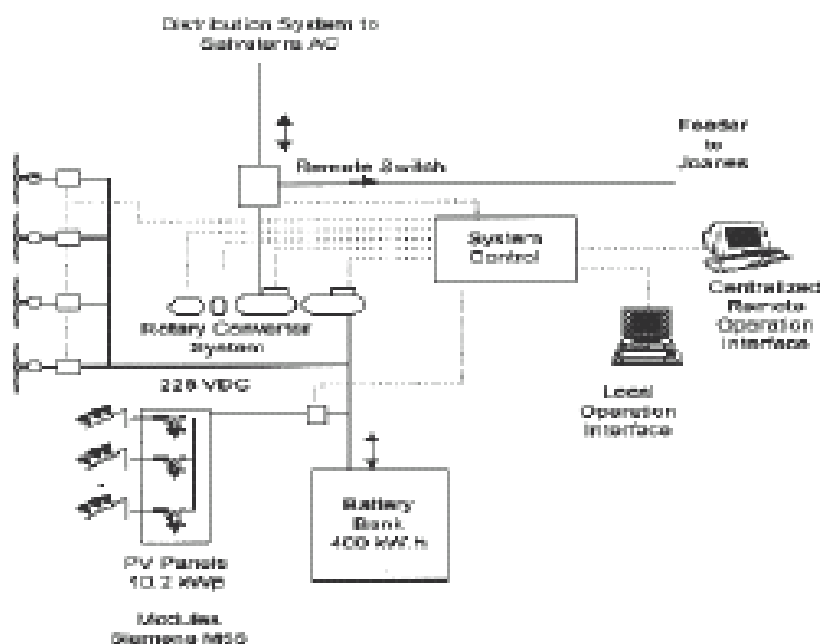


Figura 24 – Esquemático elétrico do sistema híbrido da Vila de Joanes, Pará

3.2.3 Sistemas isolados de pequena dimensão

Estes sistemas delimitam uma gama de potências entre 25 W e 10 kW e são usados para carga de baterias, bombeamento de água, aquecimento, etc. Para sistemas de carga de pequenas baterias, com potências entre 25 W e 150 W (usando turbinas com diâmetro de rotor de 1 a 3 m), sendo este tipo de sistemas o mais bem sucedido comercialmente. Aproximadamente 200 mil pequenos sistemas de carga de baterias estão em uso no mundo.

Os sistemas mecânicos para bombeamento são os sistemas eólicos numericamente mais representativos. Cerca de 1 a 2 milhões de unidades sob o nome de 50 marcas diferentes estão em uso dispersas por todo o mundo. No entanto estes sistemas são bastante antigos tendendo a serem substituídos por sistemas modernos atualmente em desenvolvimento e que têm vindo a despertar um interesse crescente.

4 MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO

Para se realizar análises da viabilidade técnico-econômica da implantação de sistemas eólicos, para um correto dimensionamento do sistema eólico (rotor, sistema de estocagem, etc.) e para a escolha do local mais apropriado para a instalação do mesmo, é necessário conhecer as características do vento local, como a velocidade média do vento, além de outras grandezas que definem a distribuição desta velocidade no tempo e no espaço, de forma mais precisa possível.

A determinação do potencial eólico de um determinado local só é confiável se feita a partir de dados coletados por períodos de tempo relativamente longos, pelo menos cinco anos [10]. Existe uma grande variação do regime dos ventos em consequência da mudança das estações do ano e uma variação menos significativa de ano para ano, e um estudo feito a partir de um pequeno conjunto de dados certamente fornecerá resultados errados sobre o potencial do local desejado.

Assim, será mostrado em seguida como é feita a estimativa do potencial eólico, obtendo-se as características dos ventos locais e a energia que é possível de ser gerada através de um sistema eólico.

4.1 Estimativa do potencial eólico disponível

A potência existente em um fluxo de ar, em Watts, é dada por:

$$P_D = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot v^2 \quad (1)$$

onde $\dot{m}$ é a vazão em massa de ar, em kg/s, passando através de uma área A , em m^2 , com velocidade v , em m/s, ou seja:

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v \quad (2)$$

onde ρ (densidade do ar) é dada em kg/m^3 . Juntando (1) em (2):

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

E, como a energia cinética disponível é a multiplicação da potência pelo tempo, teremos, em Watts-hora:

$$E_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot t \quad (4)$$

para t (tempo) dado em horas.

Para obter a potência máxima que pode ser extraída do vento, o físico alemão Albert Betz, nos seus estudos sobre rotores publicado em 1926 em seu livro "Wind-

Energie”, aplicou a teoria de conservação de quantidade de movimento para um rotor [10].



Figura 25 – Capa do livro Wind-Energie, de Albert Betz, em 1926

A retardação do vento passando através de um rotor ocorre em dois estágios, um antes e outro depois de sua passagem através do rotor, que é considerado como um disco com várias pás, as quais produzem mudanças uniformes na velocidade do ar que passa por ele.

Sendo V a velocidade média através do rotor, V_1 a velocidade do vento antes da turbina, V_2 a velocidade do vento depois de passar pelo rotor e M a massa de ar passando pelo rotor em uma unidade de tempo, a perda de quantidade de movimento do ar é:

$$\Delta Q_{\text{mov}} = M \cdot (V_1 - V_2) \quad (5)$$

e a potência absorvida pelo rotor é:

$$P = M \cdot (V_1 - V_2) \cdot V \quad (6)$$

Além disso, a energia cinética perdida pelo vento é:

$$\Delta E_c = M (V_1^2 - V_2^2) / 2 \quad (7)$$

e igualando (7) com (6):

$$M \cdot (V_1 - V_2) \cdot V = 0,5 \cdot M \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (8)$$

de onde se obtém:

$$V = 0,5 \cdot (V_1 + V_2) \quad (9)$$

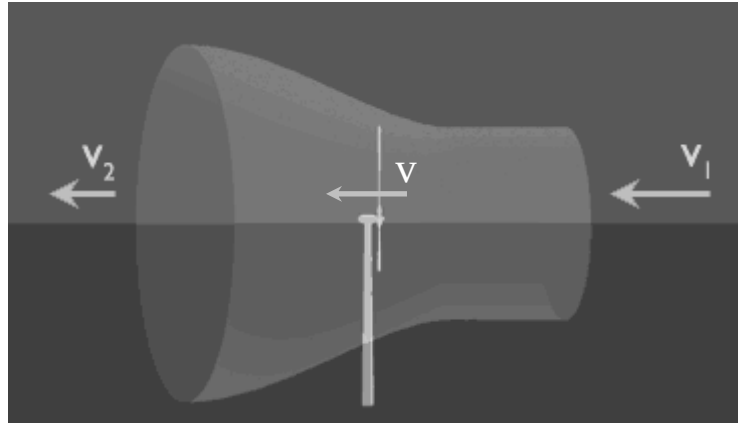


Figura 26 – Retardação do vento ao passar por um rotor

A massa de ar que passa através do rotor durante um segundo é:

$$M = \rho \cdot A \cdot V \quad (10)$$

onde m é a massa por segundo, ρ é a densidade do ar e A é a área varrida pelo rotor. Colocando a expressão (9) na (10):

$$M = \rho \cdot A \cdot 0,5 \cdot (V_1 + V_2) \quad (11)$$

Substituindo (11) em (6), encontra-se a seguinte expressão para a potência extraída do vento:

$$P = 0,25 \cdot \rho \cdot (V_1^2 - V_2^2) \cdot (V_1 + V_2) \cdot A \quad (12)$$

A potência total no vento antes de passar pela turbina numa mesma área A é:

$$P_o = 0,5 \cdot \rho \cdot V_1^3 \cdot A \quad (13)$$

Então, a razão entre P e P_o é:

$$P / P_o = 0,5 \cdot [1 - (V_2 / V_1)^2] \cdot [1 + (V_2 / V_1)] \quad (14)$$

Plotando esta razão em função da razão V_2 / V_1 :

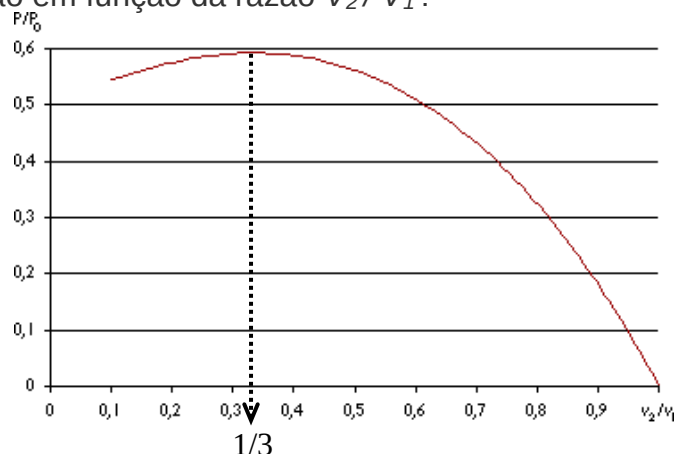


Figura 27 – Relação P / P_o versus V_2 / V_1

Derivando-se a equação (14) em relação a V_2/V_1 , verifica-se que a mesma tem o seu valor máximo igual a 0,5926 no ponto onde $V_2/V_1 = 1/3$, como pode ser visto no gráfico acima, significando que o máximo valor para a potência extraída do vento é 16/27 ou 59,26% da potência total presente no vento, que é o chamado “Limite de Betz”.

Leistung, welche wir mit einem Windrade von D m Durchmesser bei einer Windgeschwindigkeit v m/sek dem Winde entziehen können, ist demnach

$$L_{\max} = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho}{2} v^3 \cdot \frac{D^2 \pi}{4} \text{ mkg/sek}$$

Figura 28 – O Limite de Betz

4.2 Potencial real aproveitável

É necessário estimar também qual é o potencial ou a quantidade de energia elétrica que realmente será possível de ser gerada através de uma turbina eólica. Como a potência e a energia gerada dependem do cubo da velocidade, é preciso usar um método confiável para a determinação das mesmas a partir dos dados de velocidade e direção coletados pelo anemômetro.

Entretanto, sabe-se que um anemômetro possibilita a coleta da velocidade em uma infinidade de instantes e, conforme mencionado anteriormente, existe uma variação do regime de ventos ao longo dos anos, sendo então necessária uma base de dados de mais de cinco anos para uma estimativa mais confiável do potencial.

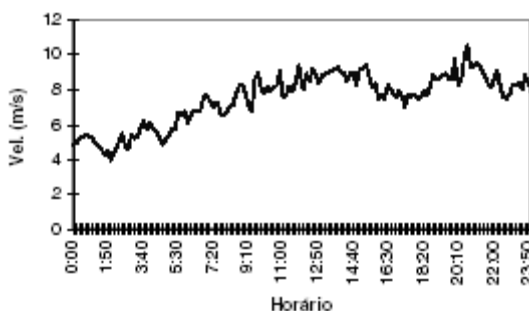


Figura 29 – Comportamento do vento em um dia qualquer

Nota-se que relacionar a velocidade em função do tempo seria extremamente complexo e trabalhoso, pois o regime de ventos tem direção e velocidade irregulares no tempo. Então, como utilizar corretamente esta base de dados para se obter uma velocidade que indique o potencial de uma certa região?

Nos artigos pesquisados, os autores mostram diversas formas para estimar o potencial eólico, todas elas utilizando as grandezas estatísticas, como média e desvio-padrão, dos dados coletados e também funções de densidade de probabilidade para armazenar os dados de forma compacta do que num histograma, facilitando o trabalho.

Assim, estes mesmos artigos, feitos em diversos países do mundo, têm mostrado que a melhor forma de se conhecer o potencial eólico de uma região é usando a função de densidade de probabilidade, particularmente as distribuições de Weibull e de Rayleigh.

A função de densidade de probabilidade de Weibull é dada por:

$$f(v)_w = \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{C} \right)^k \right] \quad (15)$$

Onde o parâmetro C é o fator de escala, que possui dimensão de velocidade e portanto qualifica a distribuição, e k é o fator de forma, adimensional, que indica a uniformidade da distribuição dos valores da velocidade.

Existem várias formas de se estimar esses dois parâmetros, e o método que tem se mostrado como o mais preciso [2] é o método da velocidade média e do desvio-padrão, no qual:

$$k = \left(\frac{\bar{V}}{\sigma} \right)^{1,086} \quad (16)$$

e

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

onde σ é o desvio-padrão da população, $\bar{V}$ é a velocidade média do vento no período considerado e $\Gamma(z)$ é a função Gama, presente em *softwares* matemáticos como Excel e Matlab e definida como:

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt \quad (18)$$

Caso k seja igual a 2, a distribuição de Weibull se reduz à distribuição de Rayleigh:

$$f(v)_R = \left(\frac{\pi v}{2 \bar{V}^2} \right) \exp \left(- \frac{\pi v^2}{4 \bar{V}^2} \right) \quad (19)$$

que pode, como a distribuição de Weibull, ser usada para se caracterizar a distribuição de ventos de um local.

Para se escolher entre uma ou outra, deve-se verificar qual delas se aproxima melhor da distribuição local dos ventos, comparando os gráficos das duas

distribuições. Conforme Sahin [5], a distribuição de Weibull costuma ser melhor para a caracterização do regime local de ventos, como mostra a figura abaixo:

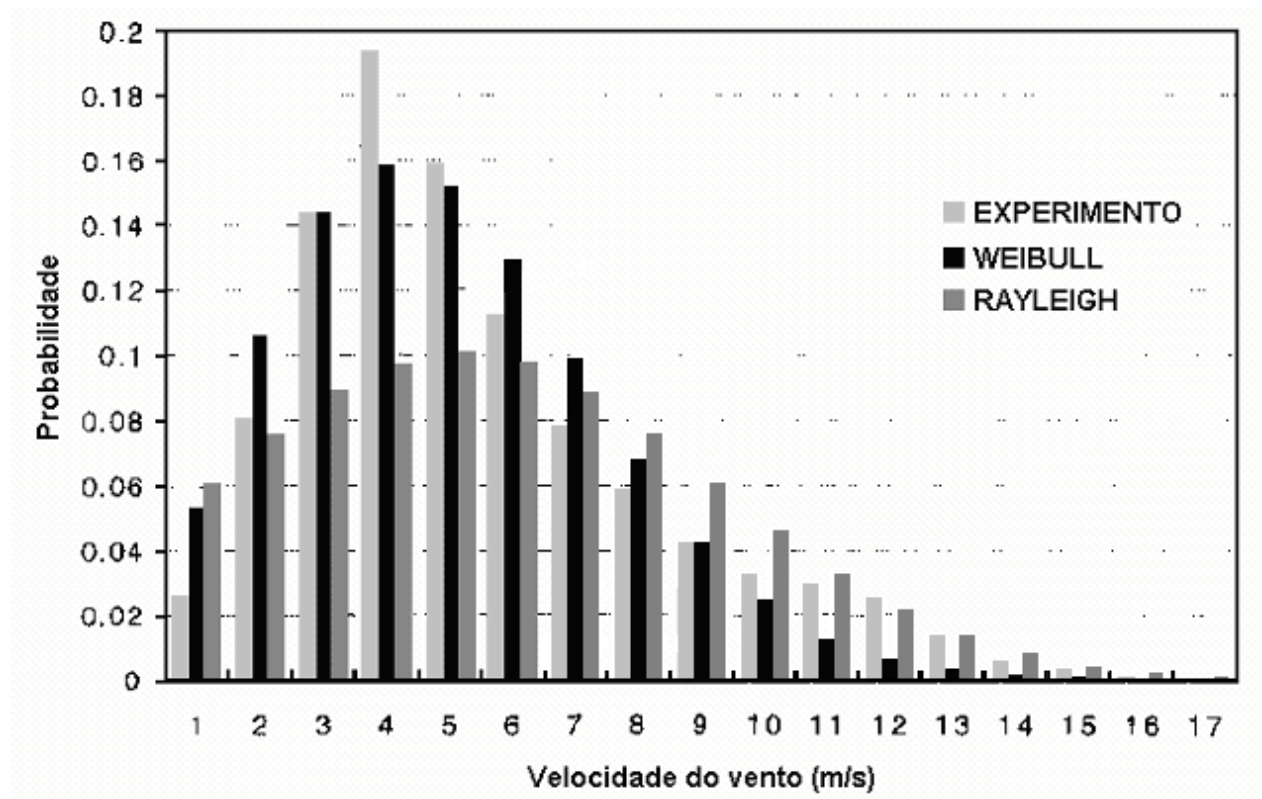


Figura 30 – Comparação entre as distribuições de Weibull e Rayleigh com um experimento real

Portanto, neste trabalho todos os cálculos serão feitos utilizando-se a distribuição de Weibull com os parâmetros obtidos da forma anteriormente descrita e será também mostrada a diferença que existe entre as duas distribuições.

Um dado auxiliar na caracterização do regime de ventos de um local é a velocidade ótima (v_{OPT}), que é aquela onde o cubo da velocidade atinge o máximo de frequência, ou seja, aquela onde a função $v^3 \cdot f(v)$ é máxima.

Tendo sido determinado os parâmetros de Weibull, para determinar qual é a velocidade ótima do local basta derivar $v^3 \cdot f(v)$ em relação à v e igualar a expressão resultante a zero:

$$\frac{d}{dv}[v^3 f(v)] = 0 \quad (20)$$

$$\frac{d}{dv} \left\{ v^3 \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{C} \right)^k \right] \right\} = 0 \quad (21)$$

$$- v^3 \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{C} \right)^k \right] k \frac{v^{k-1}}{C^k} + v^3 \frac{k}{C} \exp \left[- \left(\frac{v}{C} \right)^k \right] (k-1) \frac{v^{k-2}}{C^{k-1}} +$$

$$+ 3v^2 \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^k\right] = 0 \quad (22)$$

$$-\frac{k}{C^k} v^k + (k-1) + 3 = 0 \quad (23)$$

$$v^k = C^k \frac{(k+2)}{k} \quad (24)$$

$$v_{OPT} = C \left[\frac{(k+2)}{k} \right]^{\frac{1}{k}} \quad (25)$$

Diferente dos parâmetros de Weibull e das velocidades média e máxima do local, a velocidade ótima pode ser usada para ajudar na escolha da turbina a ser instalada na região. Por exemplo, supondo-se que num local esta velocidade ótima seja de 7 m/s, aquela(s) turbina(s) disponível (is) no mercado que, nesta velocidade, gerarem potência mais longe da potência nominal talvez não serão indicadas para serem instaladas.

A fim de se conhecer o montante de energia elétrica gerada ou possível de ser gerada em um intervalo de tempo por uma turbina, necessita-se conhecer o potencial médio do vento, em kW, nesse intervalo; então:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \bar{V}^3 \quad (26)$$

onde A é a área varrida pelo rotor e ρ é a densidade média do ar no local desejado. A partir da definição da função de densidade de probabilidade, a velocidade média é dada por:

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} v \cdot f(v) \cdot dv \quad (27)$$

Então:

$$\bar{V}^3 = \int_0^{\infty} v^3 \cdot f(v) \cdot dv \quad (28)$$

Ao substituir (28) em (26), a potência média é:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \int_0^{\infty} v^3 \cdot f(v) \cdot dv \quad (29)$$

Sabe-se que o rotor de uma turbina converte a energia cinética dos ventos em energia mecânica de modo variável com a velocidade do vento incidente, conforme a figura 31 esclarece:

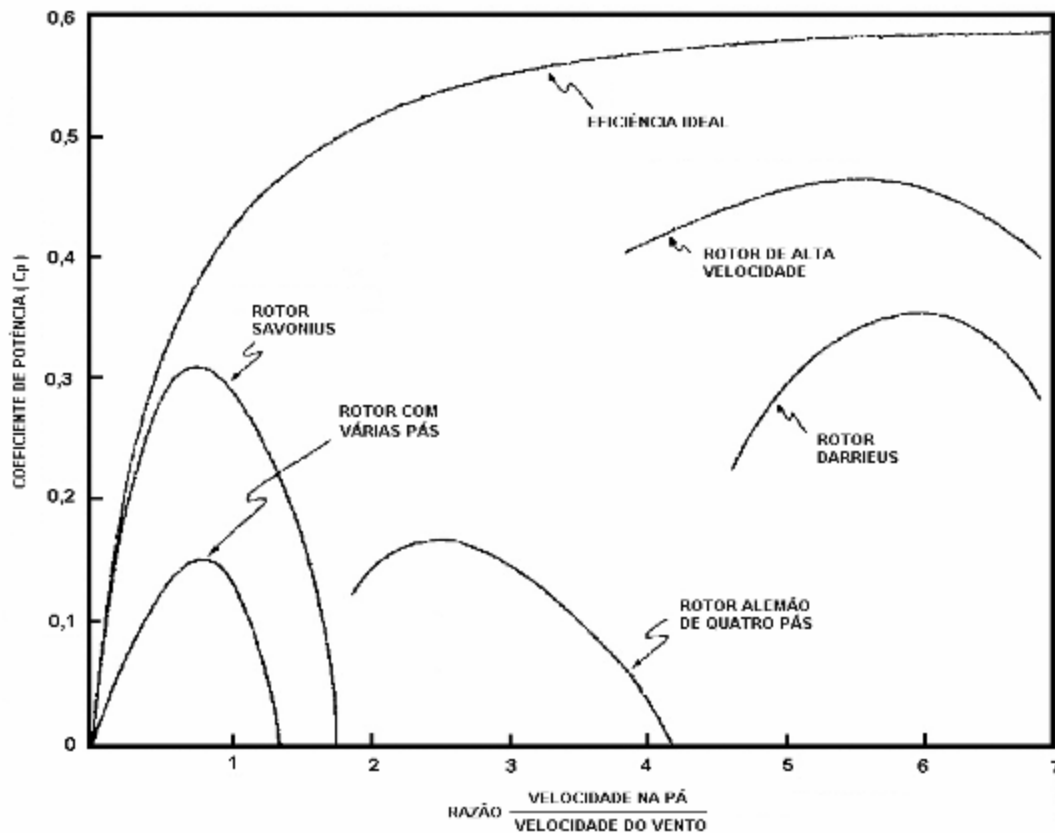


Figura 31 – Curvas de performance típica para vários tipos de turbinas

Então, caso seja conhecida a equação de rendimento em função da velocidade $N(v)$ para a turbina em questão, a equação para a potência média se torna:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \int_0^{\infty} v^3 \cdot N(v) \cdot f(v) \cdot dv \quad (30)$$

Outro modo de se conhecer o potencial médio é através da curva da potência que o fabricante do aerogerador fornece depois de realizar testes de campo, na forma de tabela ou de gráfico:

Tabela 5 – Potência de saída em função da velocidade incidente numa turbina

Velocidade m/s	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
Potência de saída kW	0	3,2	28,6	72,4	125,4	190,1	217	225	225	225	225	225

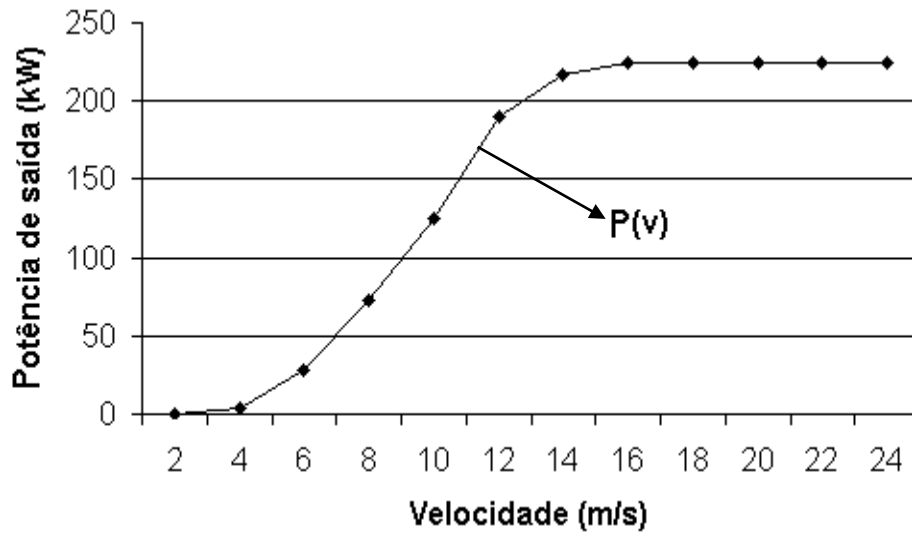


Figura 32 – Curva de potência de saída versus velocidade incidente na turbina

Assim:

$$\bar{P} = \int_0^{\infty} P(v) \cdot f(v) \cdot dv = \int_{V_i}^{V_f} P(v) \cdot f(v) \cdot dv \quad (31)$$

onde V_i e V_f são, respectivamente, as velocidades de “cut-in” e de “cut-off”, ambas informadas pelo fabricante da turbina. No caso desta função ser desconhecida, pode-se simular a potência de saída de uma turbina usando a seguinte equação [6]:

$$P(v) = \begin{cases} 0, & \text{para } 0 \leq v < V_i \\ P_n \left(\frac{v^k - V_i^k}{V_r^k - V_i^k} \right), & \text{para } V_i \leq v < V_r \\ P_n, & \text{para } V_r \leq v < V_f \end{cases} \quad (32)$$

V_r é a velocidade mínima onde se tem a potência nominal P_n para a qual o aparelho foi projetado. Com a potência média real descoberta, encontrar o montante de energia elétrica gerada torna-se simples:

$$E_G = \bar{P} \cdot \Delta t \quad (33)$$

onde Δt é o tempo considerado em horas, e E_G é obtida em kWh.

4.3 Estimativa do potencial eólico em diferentes alturas

O perfil de velocidades de um fluido numa placa plana está esquematizado na figura que segue:

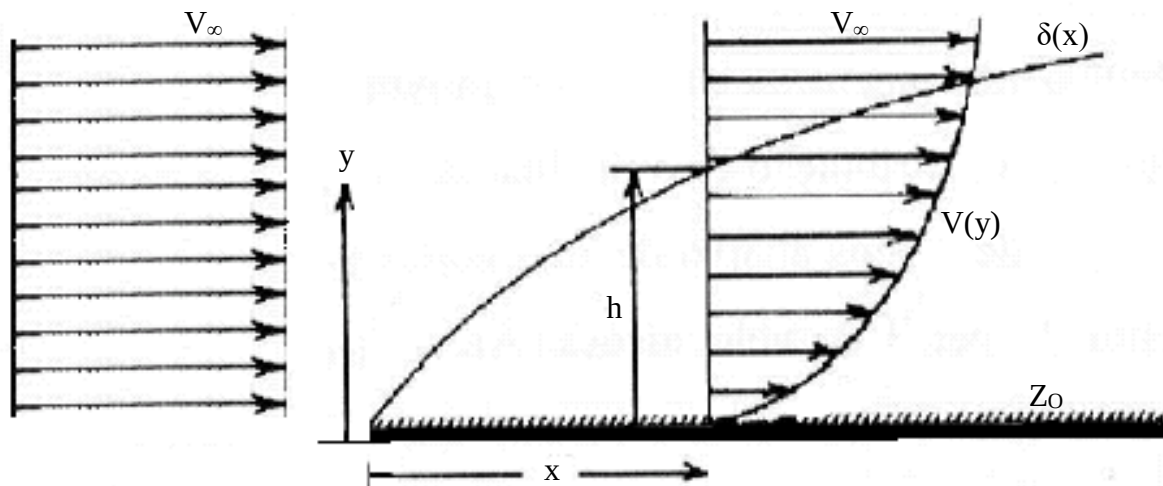


Figura 33 – Perfil de escoamento de um fluido em uma placa plana

Ou seja, quanto mais próximo da superfície se está, mais perto de zero é a velocidade, e mais acima da camada limite a velocidade é mantida a mesma independente da componente y . Do mesmo modo a velocidade dos ventos também varia com a altura do nível do solo em que é medida, aumentando juntamente com a altura de medição.

Sabendo disso, pode ser necessário para os fins de geração de energia elétrica saber o quanto de energia pode ser gerada em diferentes altitudes do solo, a fim de se aproveitar o máximo de energia disponível no vento. Graças à evolução tecnológica, é possível a fabricação de torres para instalar as turbinas nas mais diversas alturas, podendo chegar até cerca de 100 metros.

Além de torres, também é possível instalar anemômetros a mais de 10 metros do solo, possibilitando o conhecimento do regime de ventos e conseqüentemente o potencial de energia aproveitável nestas alturas.

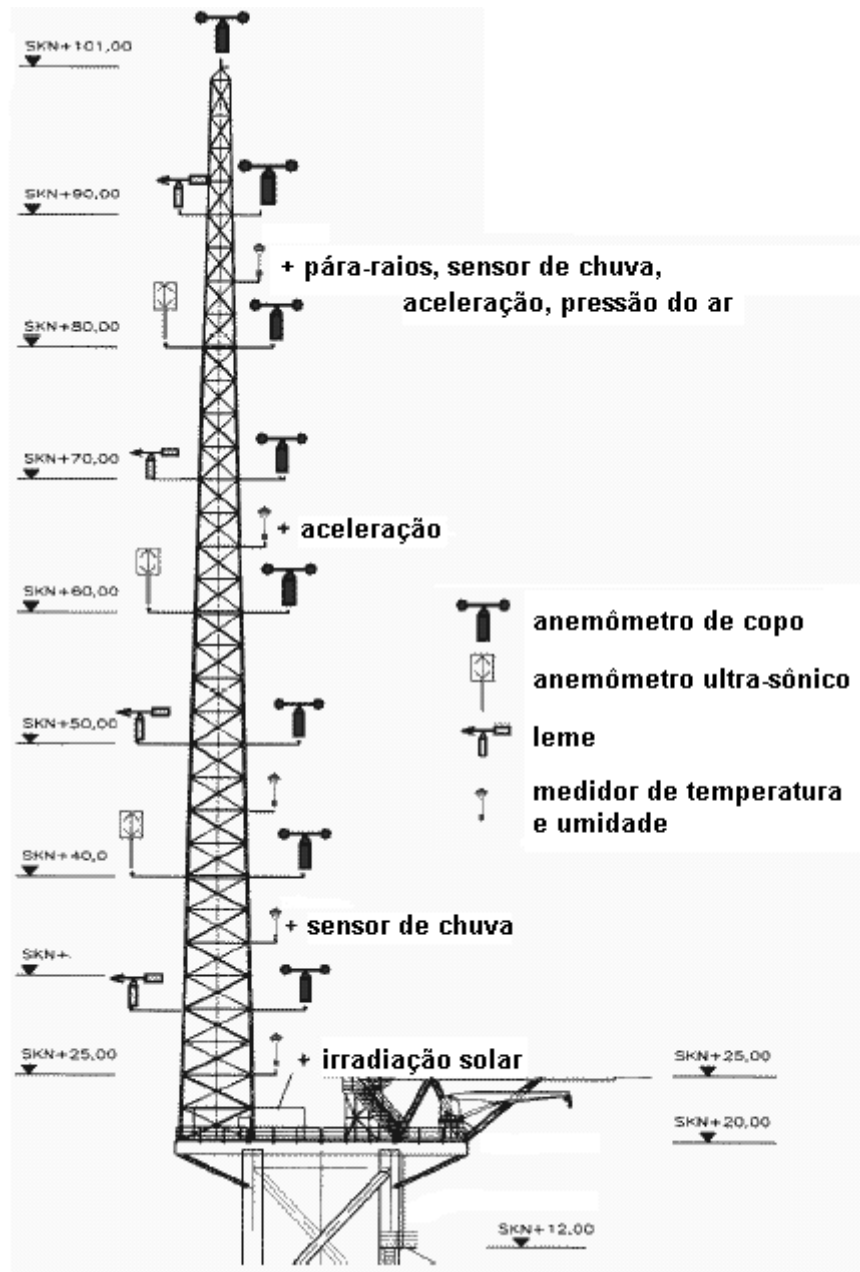


Figura 34 – Torre anemométrica offshore alemã de 101 metros de altura

Contudo, essa tecnologia nem sempre está disponível, sendo possível conhecer a velocidade do vento a uma só altura; assim, o mais comum é o anemômetro instalado a 10 metros do solo. Então como saber a velocidade em alturas maiores?

Nos artigos pesquisados são usados dois diferentes métodos de estimativa:

- Lei da Potência: nesta lei, a velocidade na altura desejada é igual a velocidade conhecida multiplicada pela razão, elevada a um coeficiente alfa (α), da altura desejada pela altura onde se conhece a velocidade:

$$V_Z = V_R \cdot \left(\frac{Z}{Z_R} \right)^\alpha \quad (34)$$

onde

V_Z = velocidade do vento à altura Z acima do solo;

V_R = velocidade de referência, ou seja, a velocidade conhecida à altura Z_R .

Z = altura acima do solo para a qual se quer conhecer a velocidade V_Z .

Z_R = altura a qual se conhece a velocidade do vento V_R .

α = expoente que varia com parâmetros como estação, terreno, temperatura, etc.

Este coeficiente alfa pode ser determinado conhecendo-se as características do terreno da região, e através destas é estimado o comprimento da rugosidade (Z_o) do local usando o gráfico a seguir:

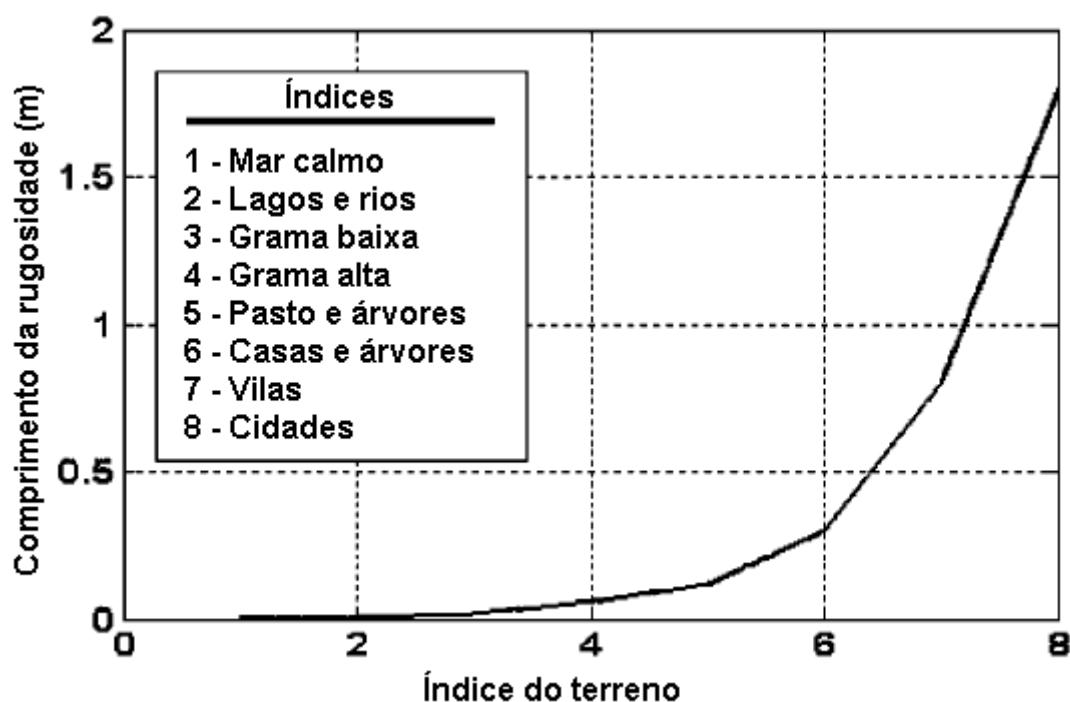


Figura 35 – Comprimento de rugosidade para vários tipos de terrenos

Com Z_o estimado, chega-se ao coeficiente alfa usando a seguinte relação:

$$\alpha = 0,096 (\log Z_o) + 0,016 (\log Z_o)^2 + 0,24 \quad (35)$$

- Lei Logarítmica: a velocidade do vento em uma certa altura acima do solo é dada por:

$$V_Z = V_R \cdot \frac{\ln(Z/Z_o)}{\ln(Z_R/Z_o)} \quad (36)$$

onde

V_Z = velocidade do vento à altura z acima do solo.

V_R = velocidade de referência, ou seja, a velocidade conhecida à altura Z_R .

Z = altura acima do solo para a qual se quer conhecer a velocidade V_Z .
 Z_O = comprimento da rugosidade superficial na direção em que o vento está.
 Z_R = altura de referência, ou seja, aquela onde se sabe a exata velocidade V_R .

Esta fórmula assume que a superfície do solo não é aquecida nem resfriada pelo ar que passa por ela.

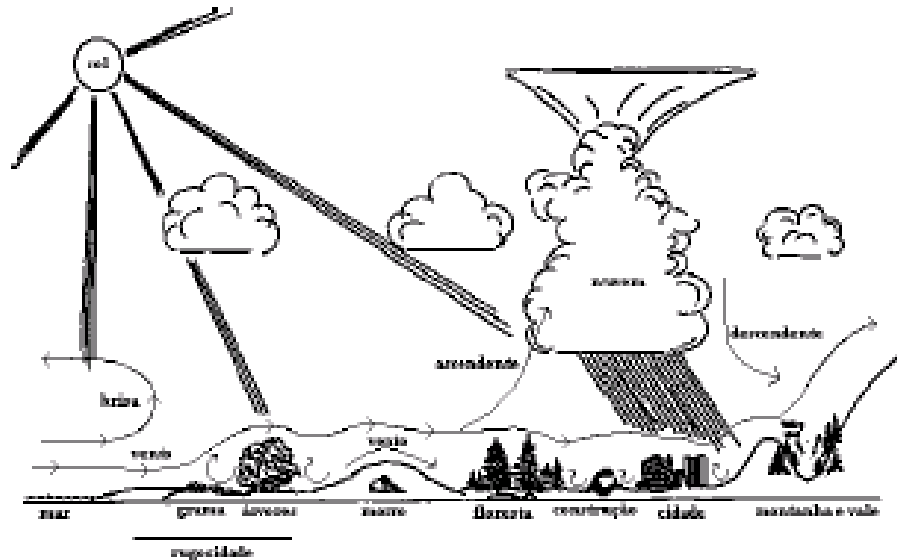


Figura 36 – Comportamento do vento sob a influência das características do terreno

Não existe um método que seja, para qualquer lugar, o mais preciso na estimativa da velocidade em diversas alturas; uma certa lei pode ser precisa em um local mas em outro ela já mostra a mesma com precisão e o mais correto é usar em uma mesma torre anemométrica vários aparelhos em alturas diferentes.

Contudo, com a lei da potência pode se chegar a pequenos erros (3%) entre a estimativa e a medida real, conforme a tabela abaixo [11]:

Tabela 6 – Estimativa da velocidade do vento pela Lei da Potência em comparação com dados medidos

Local	Registro Meteorológico		Velocidade medida a 25 metros	Velocidade estimada a 25 metros	Erro (%)	Índice do terreno / Comprimento da rugosidade (m)
	Velocidade (m/s)	Altura (m)				
Cox's Bazar	2.42	10	3.34	3.22	-3.61	6.5 / 0.6245 m
Kutubdia	2.16	5	4.18	3.69	-11.77	6.25 / 0.5139 m
Patenga	2.45	5	3.85	4.04	5.12	6 / 0.416 m
Teknaf	2.16	5	2.96	3.33	12.62	5.5 / 0.258 m

Assim, tendo uma base de dados anemométricos medidos a 10 metros do solo, é fácil estimar quais serão os novos parâmetros de Weibull na altura desejada e assim estimar o montante de energia elétrica possível de ser gerada.

Sendo a velocidade dada em m/s, a velocidade média e o desvio padrão terão também esta mesma unidade. Então, ao multiplicar todas as medidas de velocidade para obtermos as novas medidas, por exemplo a 50 metros, significa que todas medidas serão multiplicadas por 5^α; logo, tanto a média quanto o desvio padrão serão multiplicados pelo mesmo valor, fazendo com que o parâmetro k não seja alterado com a mudança de altura.

O parâmetro C , no entanto, fica modificado, multiplicado por 5^α, já que a velocidade média será multiplicada. Por isso, torna-se desnecessário, para estimar velocidade em outras alturas, multiplicar todas as medidas por 5^α, mas apenas o parâmetro C .

4.4 Rosa-dos-ventos

É de alta importância para o pleno conhecimento do regime local de ventos saber as características da direção do vento ao longo de um certo período. Um local onde o vento sopra preferencialmente em uma dada direção pode ser uma “jazida” em potencial para a exploração de energia pelos aerogeradores.

Por outro lado, se num local os ventos têm frequências parecidas nas várias direções, pode ser que este local não seja o melhor para se investir em geração de energia elétrica, pois provavelmente as perdas de energia com a mudança de direção da turbina e com o tempo que se perde para fazer esta mudança serão significativas. Contudo, caso sejam usadas turbinas de eixo vertical, pouco importa como se dá a mudança na direção do vento.

Em alguns casos, onde existe uma certa preponderância na direção, pode-se optar até por turbinas mais simples, que não contenham os sistemas de mudança de direção ou, caso os tenha, o ângulo de giro no qual a turbina pode se movimentar seja reduzido.

Conhecer a rosa-dos-ventos também é útil para os cálculos mais precisos da velocidade para outras alturas ao longo do tempo, pois esta depende do coeficiente α , que por sua vez depende da rugosidade do terreno, que é diferente dependendo da direção em que o vento sopra. Ou seja, α na direção norte é diferente do α na direção sudeste, por exemplo; contudo, nem sempre é preciso observar a direcionalidade deste coeficiente, e admite-se somente um α para o local desejado.

Para a construção desta rosa-dos-ventos basta verificar a frequência relativa das medidas em cada setor em que foi dividido o ciclo de 360° e logo após plotar estas frequências como um “gráfico de barras”, só que num gráfico tipo polar. Exemplo:

Exemplos de rosa-dos-ventos são mostrados abaixo:

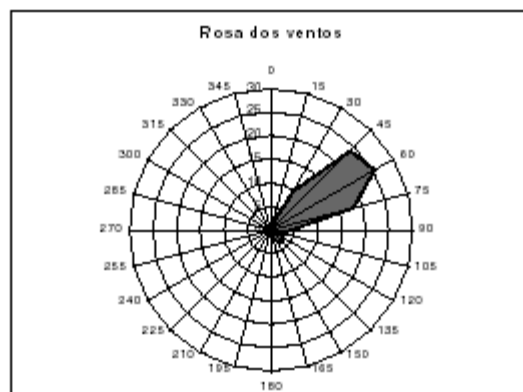


Figura 37 – Rosa-dos-ventos da estação de Guimarães, Maranhão

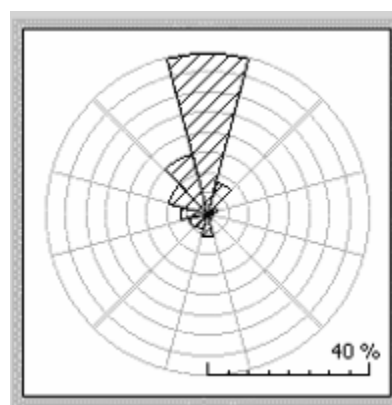


Figura 38 – Rosa-dos-ventos da Serra de Sicó, Portugal

5 ESTUDO DE CASO – AVALIAÇÃO DO POTENCIAL REGIONAL

De acordo com a revista Brasil Energia de junho de 2003, o potencial eólico brasileiro está estimado em 140 GW e, se as 91 centrais eólicas autorizadas desde então pela ANEEL saírem do papel, haverá mais 6,2 GW de potência disponível. Esta mesma revista publicou em julho de 2004 a seguinte tabela com os projetos habilitados pelo PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia:

Tabela 7 – Projetos habilitados pelo PROINFA

Estado	Empresa	Aprovado	Potência instalada (MW)
BA	Heraklion Part.	BA 3 - Caetité	192,1
CE	Eco Energia Beberibe	Beberibe	25,2
	Eletrowind	Praia do Morgado	28,8
		Praias de Parajuru	28,8
		Volta do Rio	42
	Enacel	Enacel	31,5
	Ventos Energ. Tecnol.	Canoa Quebrada	57
	Siif Energies	Foz do Rio Choró	6,7
PE	Cersil	Pirauá	4,25
	Enerbrasil	PE 3 - Poção	23,3
RN	Enerbrasil	RN 11 – Guamaré	146,2
		RN 4 – Pititinga	24,5
		RN 15 – Rio do Fogo	49,3
RS	Elebras	Cidreira I	70
	Enerfin	Dos Índios	50
		Osório	50
		Sangradouro	50
SC	Consórcio Aquibatã	Aquibatã	30
	Consórcio Bom Jardim	Bom Jardim	30
	Consórcio Cruz Alta	Cruz Alta	30
	Pqe. Eólico Sta. Catarina	Água Doce	9
	Pegasus	Amparo	21,4
		Campo Belo	9,6
		Rio do Ouro	30
	Sta. Cruz Energia	Púlpito	30
		Salto	30
PB	Cedin do Brasil	Alhandra	0,35
Total			1100

Visualizando estes dados surge uma pergunta: e no Espírito Santo? Qual seria a capacidade de gerar energia elétrica por meio dos ventos? Quais as características deste potencial energético ao longo dos meses? É possível abastecer quantas casas a partir de uma turbina?

Com estas perguntas e com as ferramentas de cálculo apresentadas no capítulo anterior, neste capítulo serão apresentados os resultados do trabalho de estimar o

potencial de alguns locais do Espírito Santo, a partir dos dados de velocidade e direção do vento, coletados e cedidos pelas empresas Aracruz Celulose e Rodosol.

A Aracruz Celulose disponibilizou para este trabalho uma planilha onde estão registrados, em intervalos de meia hora entre registros, os dados de velocidade e direção de vento entre 01 de outubro de 2001 a 30 de novembro de 2002, totalizando 14 meses, para 3 estações de medição instaladas a 10 metros do solo e situadas no município da Serra, Aracruz e São Mateus.

A Rodosol forneceu uma planilha onde estão registrados, em intervalos de uma hora entre registros, os dados de velocidade e direção de vento entre 01 de janeiro de 2001 a 21 de março de 2004 (data em que foi feita a solicitação do envio desta planilha), totalizando 39 meses. A estação de medição está instalada na 3ª Ponte, a 70 metros do nível do mar, no vão central da ponte.

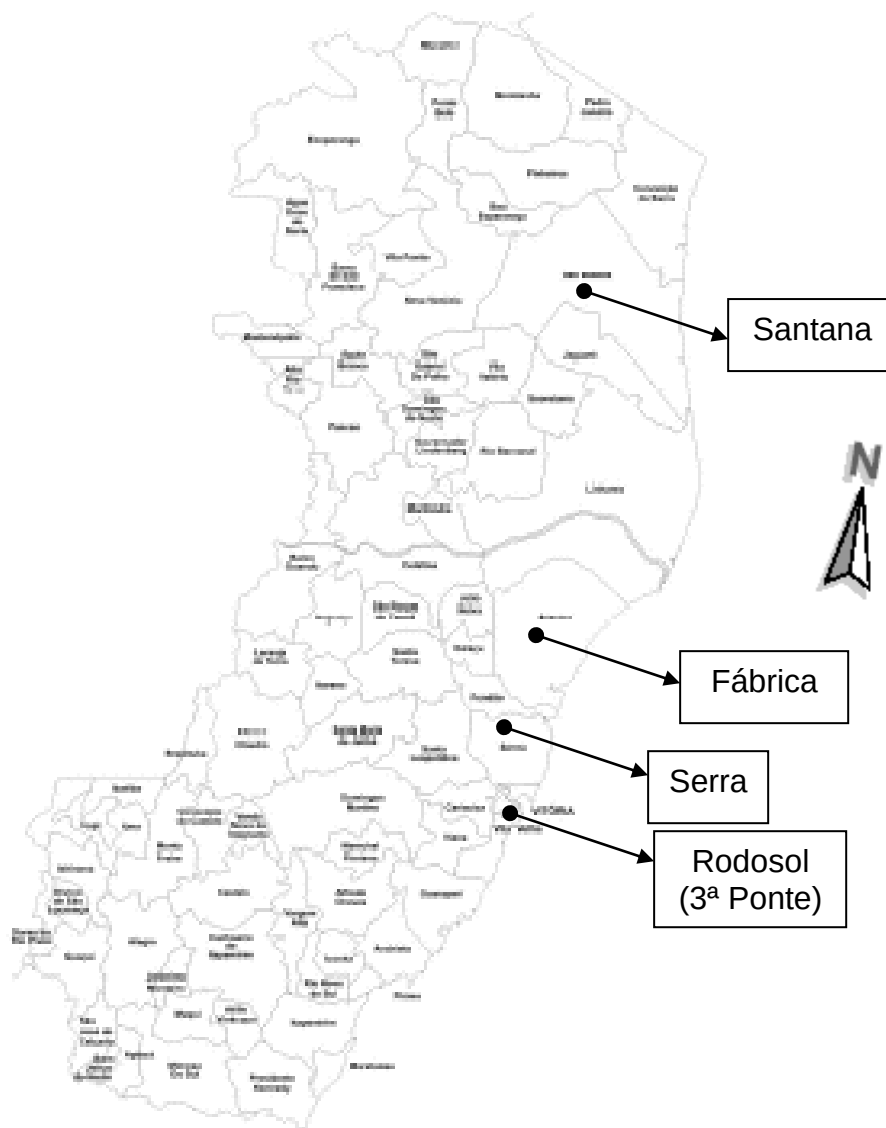


Figura 39 – Localização das estações estudadas

Com os dados, obteve-se a velocidade média e o desvio-padrão em cada mês, para daí obter os parâmetros de Weibull k e C de acordo com as equações (16) e (17) do capítulo anterior. Então, para sete turbinas diferentes, foi estimado o montante de energia que pode ser gerada em cada mês e no total.

Para este cálculo, foi necessário, utilizando o Excel, obter a equação de potência de saída em função da velocidade para cada uma das turbinas. Delas, apenas a Enercon 200 kW e a Batuíra 500 W têm fornecedores no Brasil.

Também foi estimada, usando as fórmulas (31) e (33) no Matlab, a potência média e a energia que pode ser gerada em cada local a 10, 20 e 30 metros do solo, supondo-se que o terreno nestes 3 locais seja mais parecido com o terreno de índice 5 (pasto e árvores).

Assim, a Figura 35 fornece Z_0 igual a 0,12245 e substituindo este valor na fórmula (35), obtém-se α igual a 0,16575. Para o total de meses, estimou-se também o montante de energia gerada a 100 metros do solo para comparação com os demais valores.

Utilizando o *software* gratuito *AllWin* [18], foi montado, para o total de registros de cada local, um gráfico que compara as distribuições de Weibull e Rayleigh com a distribuição de frequências relativas de cada faixa de velocidades dos dados fornecidos.

Além disso, esse *software* permite a elaboração da rosa-dos-ventos de cada local, bastando inserir a quantidade de setores em que se quer dividir os 360 graus, o percentual de registros que se encontram em cada setor e, se necessário, as velocidades média e máxima do vento em cada setor. Para este trabalho foram usados 8 setores – Norte, Nordeste, Leste, Sudeste, Sul, Sudoeste, Oeste e Noroeste. Esta rosa-dos-ventos também foi elaborada através de uma planilha Excel, programada para o mesmo fim.

Assim feito, todos os valores obtidos foram tabelados para facilitar a comparação entre turbinas, meses ou diferentes alturas do solo. A seguir estão mostradas os gráficos e as tabelas supracitadas, enquanto que as turbinas utilizadas nos cálculos estão expostas no Apêndice.

5.1 Estudo de caso – Aracruz Celulose

5.1.1 Estação “Serra”

Após a determinação dos parâmetros de Weibull e da distribuição de frequências a partir dos dados fornecidos pelo Excel, foi usado o *software* AllWin [18] para plotar as distribuições de Weibull e de Rayleigh e o histograma desta estação para a altura de 30 metros usando a Lei da Potência:

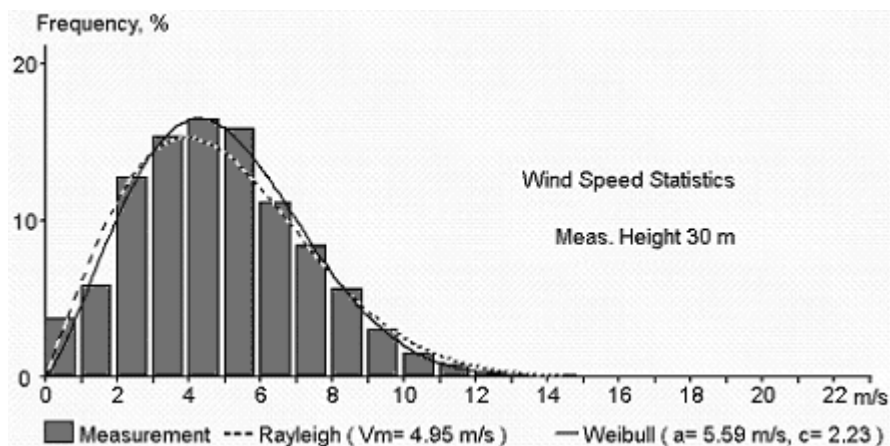


Figura 40 – Estação Serra: comparação entre as distribuições de Out/2001 a Nov/2002

Com o Excel também foi possível obter a rosa-dos-ventos para a estação:

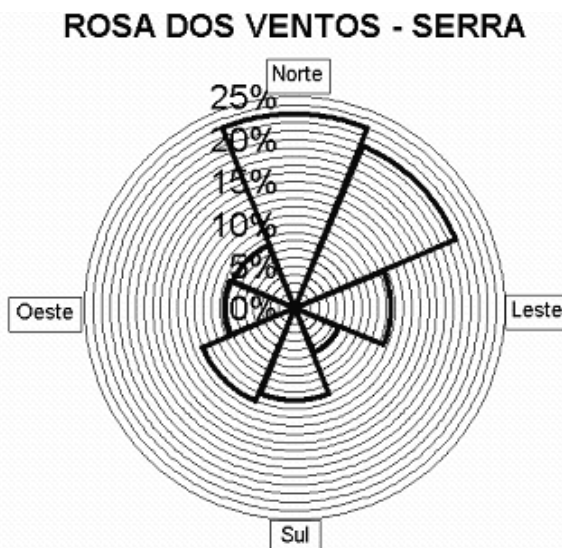


Figura 41 – Estação Serra: rosa-dos-ventos de Out/2001 a Nov/2002

Pelo AllWin se pode fazer a rosa-dos-ventos e também a distribuição das velocidades média e máxima em cada direção considerada:

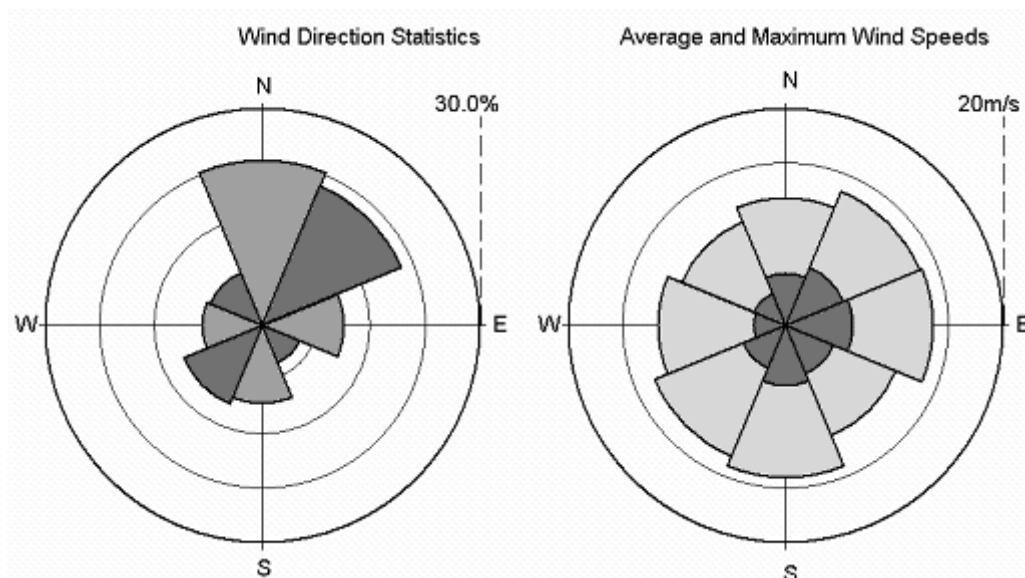


Figura 42 – Estação Serra: rosa-dos-ventos de Out/2001 a Nov/2002, 30 metros

A seguinte tabela mostra as características principais do regime de ventos local em diferentes alturas:

Tabela 8 – Estação Serra: características dos ventos

Mês	Altura	10 m	20 m	30 m	100 m	Mês	Altura	10 m	20 m	30 m	100 m
Out/01	K	2,330	2,330	2,330	2,330	Jun/02	K	2,609	2,609	2,609	2,609
	C	4,473	5,017	5,366	6,551		C	3,587	4,024	4,304	5,254
	V méd.	3,963	4,446	4,755	5,805		V méd.	3,186	3,574	3,823	4,667
	V OPT	5,835	6,546	7,001	8,547		V OPT	4,461	5,004	5,352	6,534
Nov/01	K	2,272	2,272	2,272	2,272	Jul/02	K	2,406	2,406	2,406	2,406
	C	4,733	5,309	5,678	6,932		C	4,326	4,853	5,190	6,336
	V méd.	4,192	4,703	5,030	6,141		V méd.	3,835	4,302	4,601	5,617
	V OPT	6,249	7,009	7,497	9,152		V OPT	5,562	6,240	6,673	8,147
Dez/01	K	2,326	2,326	2,326	2,326	Ago/02	K	2,434	2,434	2,434	2,434
	C	5,114	5,736	6,135	7,490		C	4,365	4,896	5,236	6,393
	V méd.	4,531	5,082	5,436	6,636		V méd.	3,870	4,341	4,643	5,669
	V OPT	6,677	7,490	8,011	9,780		V OPT	5,584	6,264	6,700	8,180
Jan/02	K	2,025	2,025	2,025	2,025	Set/02	K	2,336	2,336	2,336	2,336
	C	4,832	5,421	5,798	7,078		C	4,657	5,224	5,587	6,821
	V méd.	4,282	4,803	5,137	6,271		V méd.	4,126	4,629	4,950	6,044
	V OPT	6,784	7,609	8,138	9,936		V OPT	6,068	6,807	7,280	8,888
Fev/02	K	2,109	2,109	2,109	2,109	Out/02	K	2,807	2,807	2,807	2,807
	C	4,710	5,284	5,651	6,899		C	5,822	6,531	6,985	8,527
	V méd.	4,172	4,679	5,005	6,110		V méd.	5,184	5,816	6,220	7,594
	V OPT	6,462	7,249	7,753	9,465		V OPT	7,052	7,911	8,460	10,329
Mar/02	K	2,070	2,070	2,070	2,070	Nov/02	K	2,963	2,963	2,963	2,963
	C	4,389	4,924	5,266	6,429		C	5,895	6,613	7,073	8,635
	V méd.	3,888	4,361	4,665	5,695		V méd.	5,261	5,902	6,312	7,706
	V OPT	6,085	6,826	7,301	8,913		V OPT	7,016	7,870	8,417	10,276
Abr/02	K	2,165	2,165	2,165	2,165	Out/01 a Nov/02	K	2,227	2,227	2,227	2,227
	C	3,930	4,408	4,715	5,756		C	4,655	5,222	5,585	6,818
	V méd.	3,480	3,904	4,175	5,098		V méd.	4,123	4,625	4,946	6,039
	V OPT	5,316	5,963	6,378	7,787		V OPT	6,206	6,962	7,446	9,091
Mai/02	K	2,178	2,178	2,178	2,178						
	C	4,491	5,038	5,388	6,579						
	V méd.	3,978	4,462	4,772	5,826						
	V OPT	6,058	6,795	7,267	8,873						

As tabelas 9 e 10 mostram uma estimativa da potência e energia que podem ser geradas utilizando-se algumas das turbinas disponíveis atualmente no mercado:

Tabela 9 – Estação Serra: potencial estimado a 30 metros

Turbina	Vestas 225kW		Enercon 200kW		Micon 108kW		Nordtank 65kW		Bergey 50kW		Ropatec 6kW		Batuíra 500W	
	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	kWh	W
Out/01	16,3	21,9	20,2	27,2	8,0	10,8	5,2	7,0	5,4	7,3	0,26	0,35	73,3	98,5
Nov/01	19,0	26,4	23,4	32,5	9,4	13,1	6,0	8,3	6,3	8,7	0,30	0,42	80,3	111,5
Dez/01	24,2	32,5	29,5	39,6	12,0	16,1	7,5	10,1	7,9	10,6	0,39	0,52	96,7	130,0
Jan/02	22,5	30,2	27,3	36,7	11,1	14,9	7,0	9,4	7,3	9,8	0,37	0,50	88,2	118,5
Fev/02	18,3	27,3	22,5	33,5	9,1	13,5	5,8	8,6	6,0	9,0	0,30	0,44	75,3	112,0
Mar/02	16,8	22,6	20,8	27,9	8,3	11,1	5,4	7,2	5,6	7,5	0,27	0,37	72,5	97,5
Abr/02	11,2	15,5	14,0	19,5	5,5	7,6	3,7	5,1	3,7	5,2	0,18	0,25	54,0	75,0
Mai/02	17,3	23,3	21,4	28,8	8,6	11,5	5,5	7,4	5,7	7,7	0,28	0,37	75,1	101,0
Jun/02	6,9	9,6	9,1	12,6	3,2	4,5	2,5	3,5	2,4	3,4	0,12	0,16	40,3	56,0
Jul/02	14,4	19,3	17,9	24,1	7,1	9,5	4,7	6,3	4,8	6,5	0,23	0,31	67,7	91,0
Ago/02	14,7	19,7	18,3	24,6	7,2	9,7	4,8	6,4	4,9	6,6	0,23	0,31	69,2	93,0
Set/02	17,8	24,7	22,0	30,5	8,8	12,2	5,6	7,8	5,9	8,2	0,28	0,39	77,4	107,5
Out/02	32,1	43,1	39,0	52,4	16,0	21,5	9,8	13,2	10,4	14,0	0,51	0,69	122,4	164,5
Nov/02	31,7	44,0	38,5	53,5	15,8	22,0	9,7	13,5	10,3	14,3	0,50	0,70	121,3	168,5

Tabela 10 – Estação Serra: potencial anual estimado em diversas alturas

Turbina	Vestas 225kW		Enercon 200kW		Micon 108kW		Nordtank 65kW		Bergey 50kW		Ropatec 6kW		Batuíra 500W	
	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	W
Altura														
10 m	126,6	14,5	160,4	18,3	61,7	7,0	42,1	4,8	43,2	4,9	2,1	0,23	0,8	72,0
20 m	182,5	20,8	226,8	25,9	90,0	10,3	58,5	6,7	60,9	6,9	2,9	0,33	1,0	94,0
30 m	223,1	25,5	274,9	31,4	110,4	12,6	70,4	8,0	73,6	8,4	3,6	0,41	1,2	108,5
100 m	383,9	43,8	459,1	52,4	189,1	21,6	117,3	13,4	121,7	13,9	6,5	0,74	1,7	157,5

Por fim, a tabela 11 mostra as velocidades média e máxima, bem como os parâmetros de Weibull, para cada uma das 8 direções principais:

Tabela 11 – Estação Serra: regime dos ventos por direção a 30 metros entre Out/01 e Nov/02

Direção	Quantidade	Frequência relativa	$\bar{V}$	Velocidade máxima	Desvio padrão	K	C	V _{OPT}
Norte	4690	22,94%	4,829	11,757	2,140	2,420	5,447	6,987
Nordeste	4264	20,85%	5,862	13,437	2,254	2,823	6,581	7,956
Este	2323	11,36%	6,261	13,557	2,529	2,676	7,042	8,675
Sudeste	1174	5,74%	4,800	11,038	1,888	2,755	5,393	6,575
Sul	2233	10,92%	5,562	14,037	2,544	2,339	6,277	8,176
Sudoeste	2435	11,91%	4,354	13,077	2,115	2,191	4,916	6,610
Oeste	1705	8,34%	3,032	11,757	1,355	2,399	3,420	4,404
Noroeste	1624	7,94%	3,152	10,318	1,354	2,504	3,553	4,491
Total	20448	100,00 %	4,946	14,037	2,366	2,227	5,585	7,446

5.1.2 Estação “Santana”

Após a determinação dos parâmetros de Weibull e da distribuição de freqüências a partir dos dados fornecidos pelo Excel, foi usado o *software* AllWin para plotar as distribuições de Weibull e de Rayleigh e o histograma desta estação para a altura de 30 metros usando a Lei da Potência:

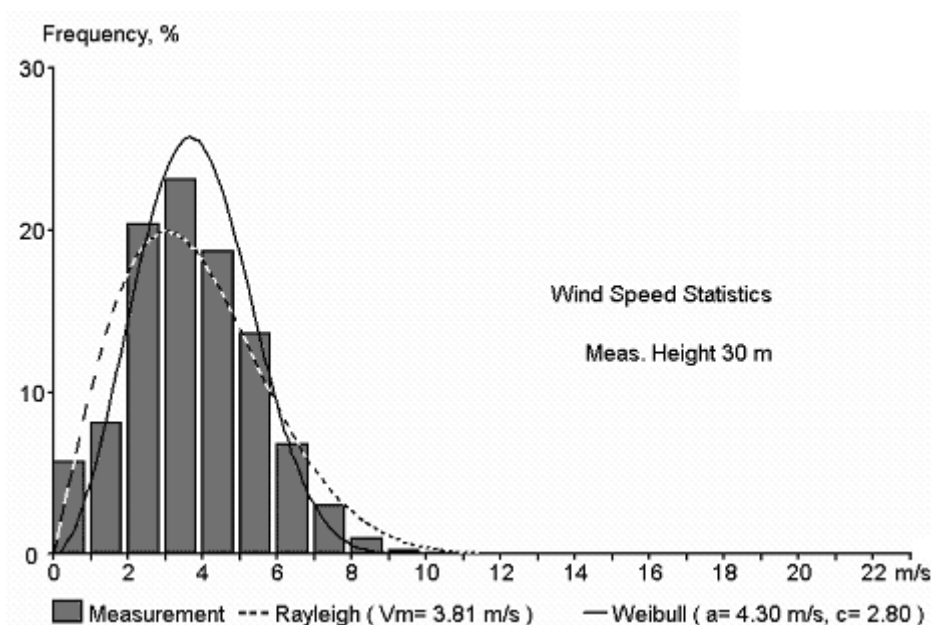


Figura 43 – Estação Santana: comparação entre as distribuições de Out/2001 a Nov/2002

Com o Excel também foi possível obter a rosa-dos-ventos para a estação:

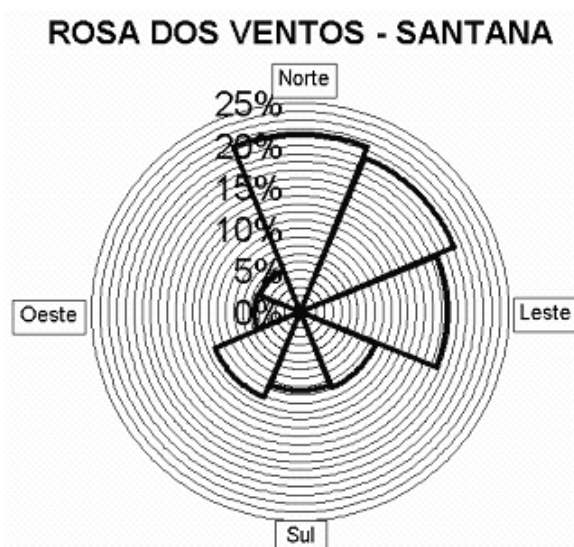


Figura 44 – Estação Santana: rosa-dos-ventos de Out/2001 a Nov/2002

Pelo AllWin se pode fazer a rosa-dos-ventos e também a distribuição das velocidades média e máxima em cada direção considerada:

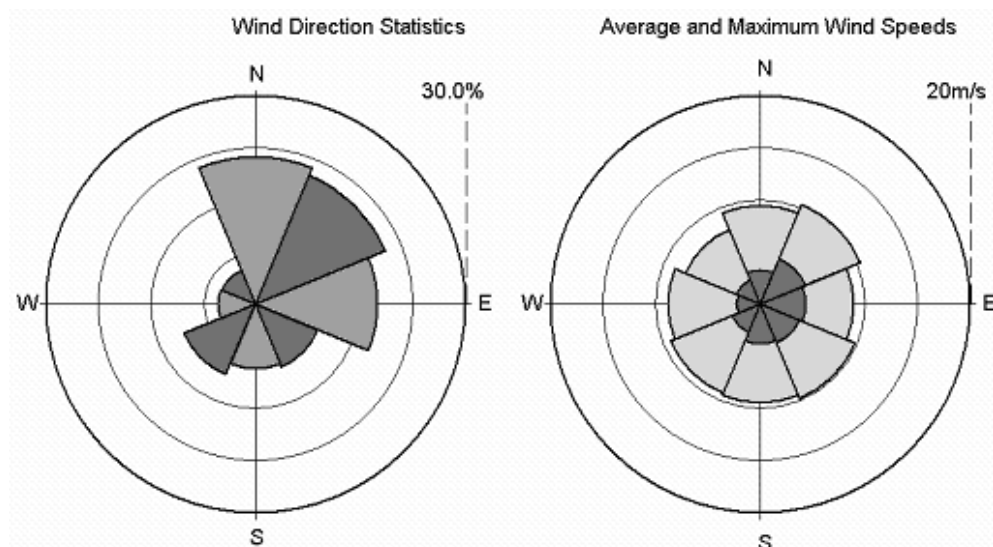


Figura 45 – Estação Santana: rosa-dos-ventos de Out/2001 a Nov/2002, 30 metros

A seguinte tabela mostra as características principais do regime de ventos local em diferentes alturas:

Tabela 12 – Estação Santana: características dos ventos

Mês	Altura	10 m	20 m	30 m	100 m	Mês	Altura	10 m	20 m	30 m	100 m
Out/01	k	1,964	1,964	1,964	1,964	Jun/02	k	2,768	2,768	2,768	2,768
	C	3,631	4,073	4,356	5,318		C	2,654	2,977	3,184	3,887
	V méd.	3,219	3,611	3,862	4,714		V méd.	2,362	2,650	2,834	3,460
	V OPT	5,192	5,824	6,229	7,604		V OPT	3,230	3,624	3,876	4,732
Nov/01	k	2,268	2,268	2,268	2,268	Jul/02	k	2,984	2,984	2,984	2,984
	C	3,923	4,400	4,706	5,746		C	3,244	3,639	3,892	4,752
	V méd.	3,475	3,898	4,169	5,089		V méd.	2,896	3,249	3,475	4,242
	V OPT	5,184	5,815	6,219	7,593		V OPT	3,852	4,322	4,622	5,643
Dez/01	k	2,226	2,226	2,226	2,226	Ago/02	k	2,918	2,918	2,918	2,918
	C	4,098	4,596	4,916	6,002		C	3,491	3,916	4,188	5,113
	V méd.	3,629	4,071	4,354	5,316		V méd.	3,114	3,493	3,735	4,560
	V OPT	5,466	6,131	6,557	8,006		V OPT	4,175	4,683	5,009	6,115
Jan/02	k	2,303	2,303	2,303	2,303	Set/02	k	2,789	2,789	2,789	2,789
	C	4,104	4,604	4,924	6,011		C	3,862	4,332	4,633	5,657
	V méd.	3,636	4,079	4,362	5,326		V méd.	3,438	3,857	4,125	5,036
	V OPT	5,384	6,039	6,459	7,886		V OPT	4,688	5,259	5,625	6,867
Fev/02	k	1,975	1,975	1,975	1,975	Out/02	k	2,865	2,865	2,865	2,865
	C	3,385	3,797	4,061	4,958		C	4,347	4,876	5,215	6,367
	V méd.	3,000	3,366	3,600	4,395		V méd.	3,874	4,346	4,648	5,675
	V OPT	4,824	5,411	5,787	7,065		V OPT	5,229	5,866	6,274	7,660
Mar/02	k	2,643	2,643	2,643	2,643	Nov/02	k	2,786	2,786	2,786	2,786
	C	2,637	2,958	3,164	3,863		C	4,202	4,713	5,041	6,154
	V méd.	2,344	2,629	2,812	3,433		V méd.	3,741	4,196	4,488	5,479
	V OPT	3,264	3,661	3,916	4,780		V OPT	5,102	5,723	6,121	7,473
Abr/02	k	2,779	2,779	2,779	2,779	Out/01 a Nov/02	k	2,333	2,333	2,333	2,333
	C	3,055	3,427	3,665	4,475		C	3,585	4,022	4,301	5,251
	V méd.	2,720	3,051	3,263	3,984		V méd.	3,177	3,564	3,811	4,653
	V OPT	3,713	4,165	4,455	5,439		V OPT	4,675	5,245	5,609	6,848
Mai/02	k	3,112	3,112	3,112	3,112						
	C	3,360	3,769	4,031	4,922						
	V méd.	3,006	3,371	3,606	4,402						
	V OPT	3,941	4,421	4,728	5,773						

As tabelas 13 e 14 mostram uma estimativa da potência e energia que podem ser geradas utilizando-se algumas das turbinas disponíveis atualmente no mercado:

Tabela 13 – Estação Santana: potencial estimado a 30 metros

<i>Turbina</i>	<i>Vestas 225kW</i>		<i>Enercon 200kW</i>		<i>Micon 108kW</i>		<i>Nordtank 65kW</i>		<i>Bergey 50kW</i>		<i>Ropatec 6kW</i>		<i>Batuíra 500W</i>	
<i>Mês</i>	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	kWh	W	kWh	W
<i>Out/01</i>	12,5	16,8	15,6	21,0	6,2	8,3	4,0	5,4	4,2	5,7	205	276	61	82
<i>Nov/01</i>	13,9	19,3	17,2	23,9	6,8	9,5	4,4	6,2	4,7	6,5	229	318	66	92
<i>Dez/01</i>	17,1	23,1	21,0	28,2	8,4	11,2	5,5	7,3	5,7	7,6	281	378	77	103
<i>Jan/02</i>	15,9	21,4	19,7	26,5	7,8	10,5	5,1	6,9	5,2	7,0	272	366	74	99
<i>Fev/02</i>	11,4	16,9	14,1	21,0	5,7	8,3	3,7	5,4	3,9	5,7	198	294	51	76
<i>Mar/02</i>	8,1	10,9	10,3	13,8	4,0	5,3	2,6	3,4	2,8	3,8	143	192	32	43
<i>Abr/02</i>	6,8	9,5	8,7	12,1	3,3	4,6	2,2	3,1	2,4	3,3	117	162	34	48
<i>Mai/02</i>	9,8	13,1	12,6	16,9	4,7	6,3	3,3	4,4	3,4	4,6	174	234	46	62
<i>Jun/02</i>	4,3	6,0	5,7	7,9	2,0	2,8	1,5	2,0	1,6	2,2	73	102	25	34
<i>Jul/02</i>	8,6	11,5	11,1	14,9	4,2	5,6	3,0	4,1	3,3	4,5	147	198	42	57
<i>Ago/02</i>	9,5	12,8	12,3	16,5	4,6	6,2	3,2	4,3	3,3	4,5	161	216	49	67
<i>Set/02</i>	12,0	16,7	15,3	21,3	5,9	8,2	4,2	5,8	4,5	6,3	203	282	60	84
<i>Out/02</i>	20,0	26,9	24,9	33,4	9,8	13,2	6,4	8,7	6,7	9,0	344	462	87	117
<i>Nov/02</i>	19,0	26,4	23,6	32,8	9,4	13,1	6,1	8,4	6,4	8,9	320	444	81	112

Tabela 14 – Estação Santana: potencial anual estimado em diversas alturas

<i>Turbina</i>	<i>Vestas 225kW</i>		<i>Enercon 200kW</i>		<i>Micon 108kW</i>		<i>Nordtank 65kW</i>		<i>Bergey 50kW</i>		<i>Ropatec 6kW</i>		<i>Batuíra 500W</i>	
<i>Altura</i>	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	W	MWh	W
<i>10 m</i>	46,8	5,4	65,0	7,5	20,8	2,4	18,3	2,1	18,1	2,1	0,9	102	0,3	41
<i>20 m</i>	102,7	11,7	131,4	15,1	49,1	5,7	34,6	4,0	35,7	4,1	1,7	198	0,6	63
<i>30 m</i>	143,3	16,4	179,5	20,6	69,5	8,0	46,5	5,3	48,5	5,6	2,4	276	0,8	78
<i>100 m</i>	304,1	34,7	363,7	41,6	148,2	17,0	93,4	10,7	96,6	11,1	5,3	612	1,3	127

Por fim, a tabela 15 mostra as velocidades média e máxima, bem como os parâmetros de Weibull, para cada uma das 8 direções principais:

Tabela 15 – Estação Santana: regime de ventos por direção a 30 metros entre Out/01 a Nov/02

<i>Direção</i>	<i>Quantidade</i>	<i>Frequência</i>	$\bar{V}$	<i>Velocidade máxima</i>	<i>Desvio padrão</i>	<i>K</i>	<i>C</i>	<i>V_{OPT}</i>
Norte	4351	21,28%	3,338	9,478	1,668	2,548	3,769	5,151
Nordeste	4106	20,08%	4,797	10,318	1,758	3,570	5,374	6,388
Este	3587	17,54%	4,427	8,998	1,566	3,710	4,951	5,818
Sudeste	2006	9,81%	4,118	9,838	1,617	3,310	4,627	5,638
Sul	1927	9,42%	3,884	9,478	1,683	2,974	4,378	5,558
Sudoeste	2260	11,05%	2,957	9,238	1,222	3,134	3,329	4,138
Oeste	1118	5,47%	2,336	8,878	0,936	3,240	2,626	3,225
Noroeste	1093	5,35%	2,555	7,798	1,160	2,827	2,883	3,742
Total	20448	100,00 %	3,811	10,318	1,747	2,798	4,301	5,609

5.1.3 Estação “Fábrica”

Após a determinação dos parâmetros de Weibull e da distribuição de freqüências a partir dos dados fornecidos pelo Excel, foi usado o *software* AllWin para plotar as distribuições de Weibull e de Rayleigh e o histograma desta estação para a altura de 30 metros usando a Lei da Potência:

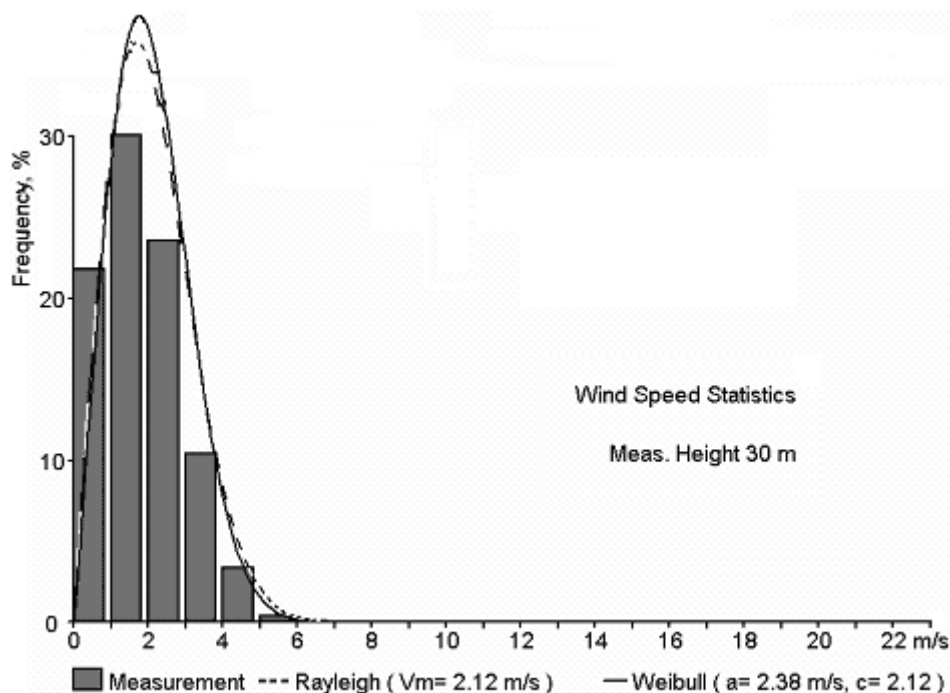


Figura 46 – Estação Fábrica: comparação entre as distribuições de Out/2001 a Nov/2002

Com o Excel também foi possível obter a rosa-dos-ventos para a estação:

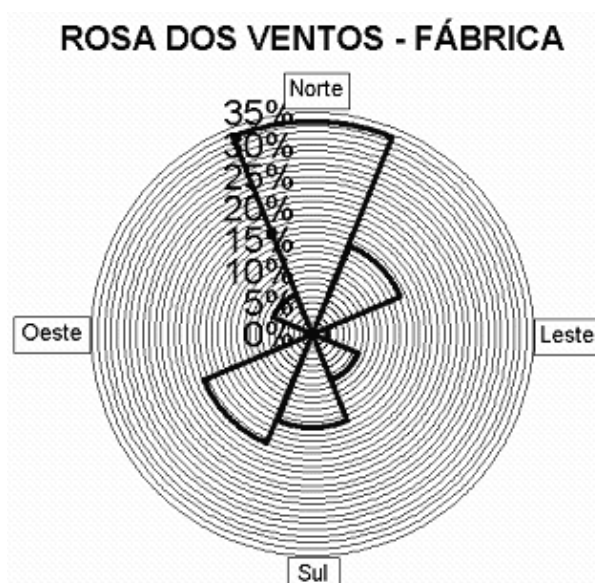


Figura 47 – Estação Fábrica: rosa-dos-ventos de Out/2001 a Nov/2002

Pelo AllWin se pode fazer a rosa-dos-ventos e também a distribuição das velocidades média e máxima em cada direção considerada:

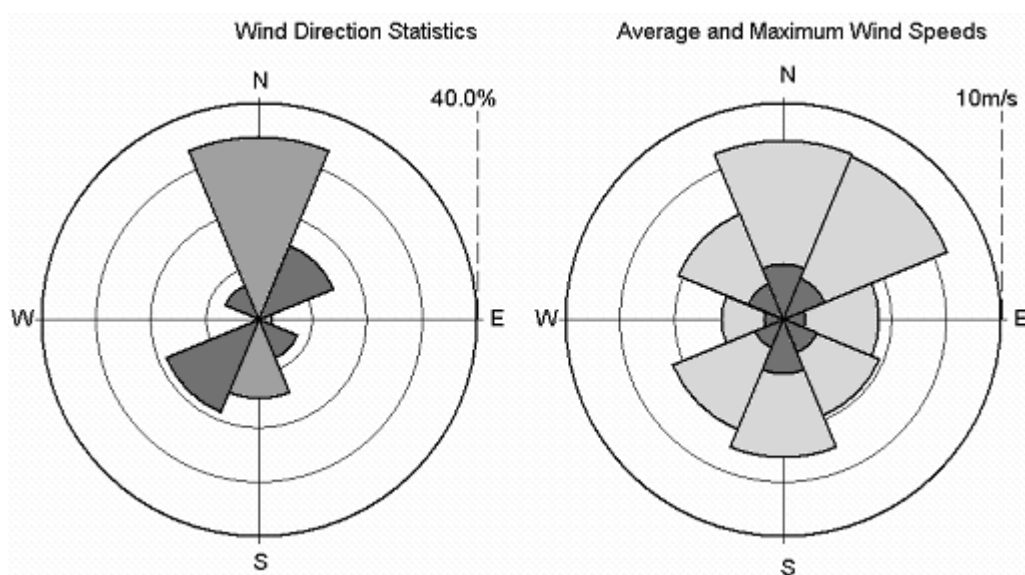


Figura 48 – Estação Fábrica: rosa-dos-ventos de Out/2001 a Nov/2002, 30 metros

A seguinte tabela mostra as características principais do regime de ventos local em diferentes alturas:

Tabela 16 – Estação Fábrica: características dos ventos

Mês	Altura	10 m	20 m	30 m	100 m	Mês	Altura	10 m	20 m	30 m	100 m
Out/01	K	1,680	1,680	1,680	1,680	Jun/02	k	1,681	1,681	1,681	1,681
	C	1,873	2,101	2,247	2,744		C	1,360	1,526	1,632	1,992
	V méd.	1,673	1,876	2,007	2,450		V méd.	1,214	1,362	1,457	1,779
	V OPT	2,987	3,351	3,584	4,376		V OPT	2,168	2,432	2,601	3,175
Nov/01	K	1,719	1,719	1,719	1,719	Jul/02	k	1,716	1,716	1,716	1,716
	C	2,181	2,446	2,616	3,194		C	1,899	2,130	2,278	2,782
	V méd.	1,944	2,181	2,333	2,848		V méd.	1,693	1,900	2,032	2,480
	V OPT	3,416	3,832	4,099	5,004		V OPT	2,979	3,342	3,575	4,364
Dez/01	K	2,158	2,158	2,158	2,158	Ago/02	k	1,842	1,842	1,842	1,842
	C	2,276	2,553	2,731	3,334		C	1,734	1,945	2,080	2,539
	V méd.	2,016	2,261	2,418	2,953		V méd.	1,540	1,728	1,848	2,256
	V OPT	3,085	3,460	3,701	4,518		V OPT	2,584	2,899	3,100	3,785
Jan/02	K	1,865	1,865	1,865	1,865	Set/02	k	1,923	1,923	1,923	1,923
	C	2,187	2,453	2,624	3,203		C	2,173	2,438	2,607	3,183
	V méd.	1,942	2,178	2,330	2,844		V méd.	1,928	2,163	2,313	2,824
	V OPT	3,232	3,625	3,877	4,734		V OPT	3,148	3,532	3,777	4,611
Fev/02	K	1,888	1,888	1,888	1,888	Out/02	k	2,235	2,235	2,235	2,235
	C	2,034	2,281	2,440	2,979		C	2,412	2,706	2,894	3,533
	V méd.	1,805	2,025	2,165	2,644		V méd.	2,136	2,397	2,563	3,129
	V OPT	2,981	3,344	3,577	4,367		V OPT	3,211	3,602	3,852	4,703
Mar/02	K	1,589	1,589	1,589	1,589	Nov/02	k	2,452	2,452	2,452	2,452
	C	1,581	1,774	1,897	2,316		C	2,725	3,057	3,270	3,992
	V méd.	1,419	1,591	1,702	2,078		V méd.	2,417	2,711	2,900	3,540
	V OPT	2,641	2,963	3,168	3,868		V OPT	3,476	3,899	4,170	5,091
Abr/02	K	1,779	1,779	1,779	1,779	Out/01 a Nov/02	k	1,767	1,767	1,767	1,767
	C	1,668	1,871	2,001	2,443		C	1,984	2,226	2,381	2,907
	V méd.	1,484	1,665	1,780	2,174		V méd.	1,766	1,981	2,119	2,587
	V OPT	2,547	2,858	3,056	3,731		V OPT	3,045	3,416	3,653	4,460
Mai/02	K	1,565	1,565	1,565	1,565						
	C	1,700	1,906	2,039	2,489						
	V méd.	1,527	1,713	1,832	2,237						
	V OPT	2,876	3,226	3,451	4,213						

Por fim, a tabela 17 mostra as velocidades média e máxima, bem como os parâmetros de Weibull, para cada uma das 8 direções principais:

Tabela 17 – Estação Fábrica: regime de ventos por direção a 30 metros entre Out/01 a Nov/02

<i>Direção</i>	<i>Quantidade</i>	<i>Frequência relativa</i>	$\bar{V}$	<i>Velocidade máxima</i>	<i>Desvio padrão</i>	<i>K</i>	<i>C</i>	<i>V_{OPT}</i>
Norte	6870	33,60%	2,590	8,278	1,390	2,359	2,922	4,175
Nordeste	3073	15,03%	2,129	8,158	0,906	3,033	2,399	3,021
Este	514	2,51%	1,051	4,439	0,487	2,765	1,187	1,556
Sudeste	1587	7,76%	1,702	4,799	0,844	2,568	1,921	2,615
Sul	3001	14,68%	2,525	6,359	1,383	2,307	2,847	4,124
Sudoeste	3812	18,64%	1,438	5,519	0,908	1,976	1,608	2,605
Oeste	210	1,03%	0,924	2,879	0,671	1,697	1,015	1,893
Noroeste	1381	6,75%	1,812	5,279	0,880	2,631	2,046	2,750
Total	20448	100,00%	2,119	8,278	1,254	2,120	2,381	3,653

Para esta estação não foi feita a análise do potencial energético em diversas alturas do solo pois, como pode ser visto pela tabela 16 ou pela figura 45, a velocidade média poucas vezes ultrapassa os 3 m/s, velocidade mais comum de “cut-in” das turbinas eólicas, o que indica que é quase impossível gerar energia através dos ventos.

5.2 Estudo de caso – Rodosol (3ª Ponte)

Após a determinação dos parâmetros de Weibull e da distribuição de frequências a partir dos dados fornecidos pelo Excel, foi usado o *software* AllWin para plotar as distribuições de Weibull e de Rayleigh e o histograma desta estação :

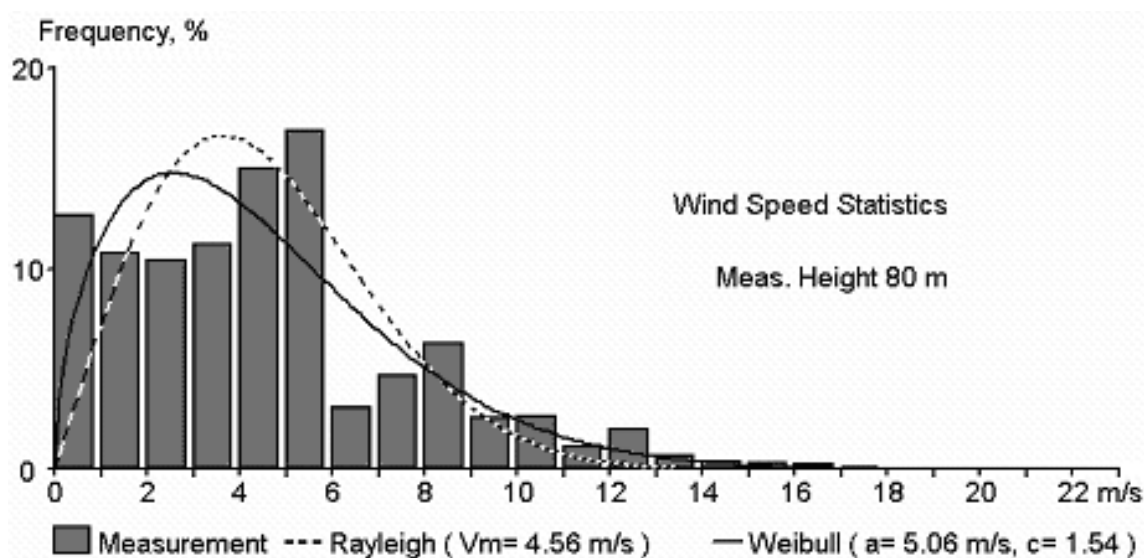


Figura 49 – Rodosol: comparação entre as distribuições de 2001 a 2003

Com o Excel também foi possível obter a rosa-dos-ventos para a estação:

ROSA DOS VENTOS - 3ª PONTE 2001 a 2003

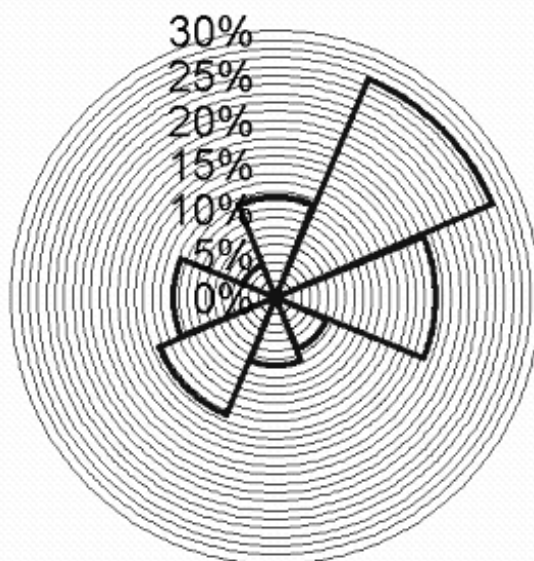


Figura 50 – Rodosol: rosa-dos-ventos de 2001 a 2003

Pelo AllWin se pode fazer a rosa-dos-ventos e também a distribuição das velocidades média e máxima em cada direção considerada:

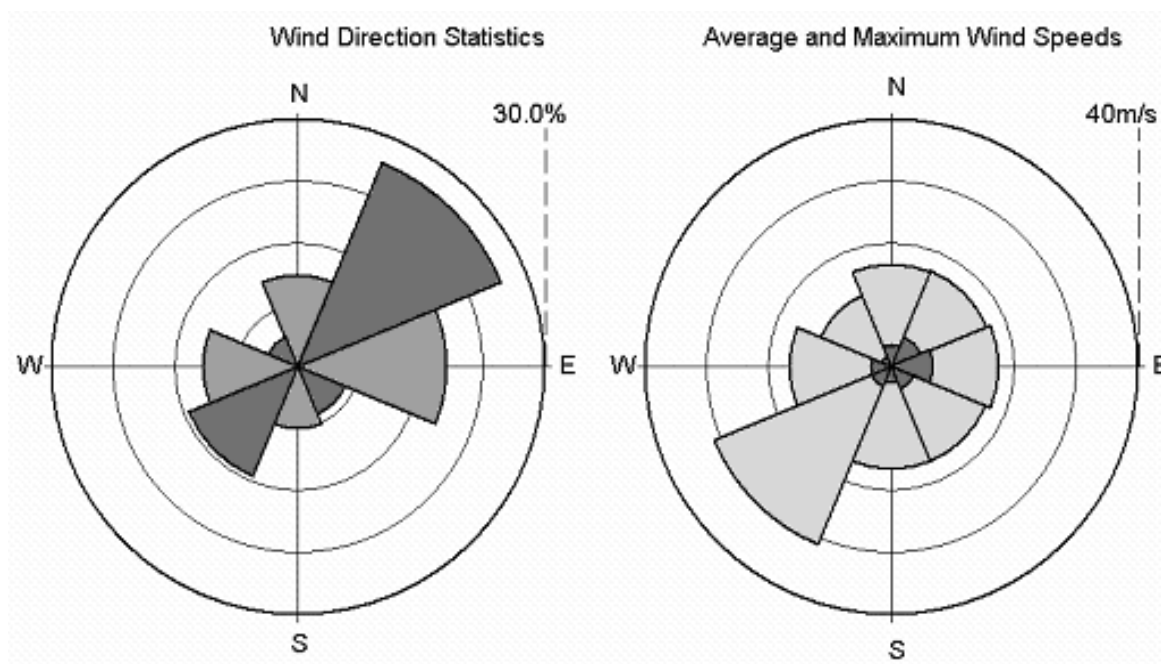


Figura 51 – Rodosol: rosa-dos-ventos de 2001 a 2003

A seguinte tabela mostra as características principais do regime de ventos local em diferentes alturas:

Tabela 18 – Rodosol: características dos ventos de 2001 a 2003

2001	K	C	$\bar{V}$	V _{OPT}	2002	K	C	$\bar{V}$	V _{OPT}	2003	K	C	$\bar{V}$	V _{OPT}
Jan	1,661	6,605	5,90	10,63	Jan	1,768	6,184	5,51	9,49	Jan	1,614	5,214	4,67	8,59
Fev	1,601	5,820	5,22	9,66	Fev	1,743	5,710	5,09	8,85	Fev	1,549	5,161	4,64	8,82
Mar	1,658	5,542	4,95	8,93	Mar	manutenção no aparelho				Mar	1,722	5,691	5,07	8,90
Abr	1,716	4,599	4,10	7,22	Abr	manutenção no aparelho				Abr	1,742	3,682	3,28	5,71
Mai	1,601	4,072	3,65	6,76	Mai	1,927	4,278	3,80	6,19	Mai	1,708	3,748	3,34	5,90
Jun	1,468	3,601	3,26	6,47	Jun	1,567	3,633	3,26	6,14	Jun	1,389	3,338	3,05	6,34
Jul	1,653	4,864	4,35	7,86	Jul	1,582	3,663	3,29	6,14	Jul	1,534	4,462	4,02	7,69
Ago	1,386	4,308	3,93	8,20	Ago	1,537	4,686	4,22	8,06	Ago	1,579	4,824	4,33	8,10
Set	1,672	5,099	4,56	8,16	Set	1,550	4,728	4,25	8,07	Set	1,627	4,644	4,16	7,60
Out	1,641	4,479	4,01	7,28	Out	1,914	7,402	6,57	10,76	Out	1,599	6,186	5,55	10,28
Nov	1,828	5,797	5,15	8,69	Nov	2,080	7,510	6,65	10,38	Nov	1,645	6,984	6,25	11,33
Dez	1,939	6,469	5,74	9,32	Dez	1,793	5,630	5,01	8,55	Dez	1,543	5,691	5,12	9,75
Total	1,579	5,029	4,52	8,45	Total	1,563	5,290	4,75	8,96	Total	1,491	4,940	4,46	8,74

As tabelas 19, 20 e 21 mostram para cada ano qual o montante estimado de energia que pode ser gerada por meio de algumas das turbinas disponíveis no mercado:

Tabela 19 – Rodosol: potencial estimado em 2001

2001	Vestas 225kW		Enercon 200kW		Neg-Micon 108 kW		Nordtank 65kW		Bergey 50kW		Ropatec 6kW		Batuíra 500W	
Mês	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	kWh	W	kWh	W
Jan	35,6	47,8	40,7	54,7	17,3	23,3	10,8	14,5	10,6	14,2	670	900	135	181
Fev	24,9	37,1	29,1	43,3	12,2	18,2	7,7	11,4	7,7	11,4	456	678	102	152
Mar	24,0	32,2	28,4	38,2	11,8	15,8	7,1	9,6	7,6	10,2	446	600	104	140
Abr	13,6	18,9	16,8	23,4	6,7	9,3	4,4	6,1	4,5	6,3	225	312	70	97
Mai	10,8	14,5	13,5	18,1	5,3	7,1	3,5	4,7	3,6	4,9	179	240	58	78
Jun	8,3	11,5	10,4	14,4	4,0	5,6	2,7	3,8	2,8	3,9	138	192	45	62
Jul	15,3	20,5	18,8	25,3	7,5	10,1	4,9	6,6	5,1	6,8	250	336	75	101
Ago	16,7	22,5	19,8	26,6	8,2	11,0	5,2	7,0	5,2	7,0	304	408	73	98
Set	18,6	25,9	22,5	31,2	9,1	12,7	5,8	8,1	6,0	8,4	320	444	87	121
Out	13,8	18,5	17,0	22,8	6,8	9,1	4,4	5,9	4,5	6,1	232	312	70	94
Nov	24,1	33,5	28,8	40,0	11,9	16,5	7,5	10,4	7,7	10,7	415	576	108	150
Dez	31,5	42,4	37,1	49,9	15,5	20,9	9,7	13,0	9,9	13,3	554	744	133	179
Total	231,3	26,4	276,8	31,6	113,9	13,0	72,7	8,3	73,6	8,4	4.047	462	1.051	120

Tabela 20 – Rodosol: potencial estimado em 2002

2002	Vestas 225kW		Enercon 200kW		Neg-Micon 108 kW		Nordtank 65kW		Bergey 50kW		Ropatec 6kW		Batuíra 500W	
Mês	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	MWh	kW	kWh	W	kWh	W
Jan	29,8	40,0	34,9	46,9	14,6	19,6	9,2	12,3	9,2	12,4	531	714	124	166
Fev	22,4	33,4	26,7	39,7	11,0	16,4	6,9	10,3	7,1	10,6	391	582	98	146
Mar	Manutenção no aparelho													
Abr	Manutenção no aparelho													
Mai	9,8	13,2	12,5	16,8	4,8	6,4	3,3	4,4	3,3	4,5	161	216	58	78
Jun	7,6	10,6	9,6	13,4	3,7	5,1	2,5	3,5	2,6	3,6	130	180	44	61
Jul	8,0	10,7	10,0	13,5	3,9	5,2	2,7	3,6	2,8	3,7	134	180	46	61
Ago	16,9	22,7	20,3	27,3	8,3	11,1	5,3	7,1	5,4	7,3	290	390	79	106
Set	16,6	23,0	19,9	27,7	8,1	11,3	5,2	7,2	5,3	7,4	285	396	77	107
Out	42,8	57,5	48,8	65,6	20,9	28,1	12,9	17,4	12,7	17,1	799	1.074	160	215
Nov	41,7	57,9	48,1	66,8	20,4	28,4	12,6	17,5	12,7	17,7	765	1.062	161	224
Dez	23,4	31,5	28,1	37,8	11,5	15,5	7,3	9,8	7,5	10,1	402	540	106	142
Total	265,4	30,3	313,6	35,8	129,6	14,8	82,3	9,4	83,2	9,5	4.730	540	1.148	131

Tabela 21 – Rodosol: potencial estimado em 2003

2003	Vestas 225kW		Enercon 200kW		Neg-Micon 108 kW		Nordtank 65kW		Bergey 50kW		Ropatec 6kW		Batuíra 500W	
<i>Mês</i>	<i>MWh</i>	<i>kW</i>	<i>MWh</i>	<i>kW</i>	<i>MWh</i>	<i>kW</i>	<i>MWh</i>	<i>kW</i>	<i>MWh</i>	<i>kW</i>	<i>kWh</i>	<i>W</i>	<i>kWh</i>	<i>W</i>
<i>Jan</i>	21,1	28,4	25,1	33,8	10,3	13,9	6,5	8,8	6,7	9,0	371	498	94	127
<i>Fev</i>	19,3	28,7	22,9	34,1	9,5	14,1	6,0	8,9	6,1	9,1	343	510	85	126
<i>Mar</i>	24,8	33,4	29,5	39,6	12,2	16,4	7,7	10,3	7,9	10,6	437	588	108	146
<i>Abr</i>	6,7	9,3	8,6	12,0	3,2	4,5	2,3	3,2	2,4	3,3	112	156	41	57
<i>Mai</i>	7,5	10,1	9,7	13,0	3,6	4,9	2,5	3,4	2,6	3,5	125	168	45	61
<i>Jun</i>	7,3	10,1	9,2	12,8	3,5	4,9	2,4	3,3	2,5	3,5	125	174	40	55
<i>Jul</i>	14,8	19,9	18,1	24,3	7,3	9,8	4,7	6,3	4,8	6,5	254	342	72	97
<i>Ago</i>	17,6	23,7	21,3	28,6	8,6	11,6	5,6	7,5	5,7	7,7	304	408	83	111
<i>Set</i>	14,9	20,7	18,2	25,3	7,3	10,2	4,8	6,6	4,9	6,8	251	348	73	101
<i>Out</i>	31,6	42,5	36,4	48,9	15,4	20,7	9,7	13,0	9,5	12,8	589	792	123	166
<i>Nov</i>	38,7	53,7	43,6	60,5	18,8	26,1	11,7	16,2	11,2	15,5	747	1.038	139	193
<i>Dez</i>	27,0	36,3	31,3	42,1	13,2	17,7	8,3	11,2	8,2	11,1	496	666	109	147
Total	234,8	26,8	278,6	31,8	114,8	13,1	72,7	8,3	74,5	8,5	4.152	474	1.030	118

Por fim, a tabela abaixo mostra as velocidades média e máxima, bem como os parâmetros de Weibull, em cada uma das 8 direções principais:

Tabela 22 – Rodosol: regime de ventos por direção de 2001 a 2003

<i>Direção</i>	<i>Quantidade</i>	<i>Frequência relativa</i>	$\bar{V}$	<i>Velocidade máxima</i>	<i>Desvio padrão</i>	<i>K</i>	<i>C</i>	<i>V_{OPT}</i>
Norte	2895	11,26%	3,555	16,667	2,761	1,316	3,859	7,787
Nordeste	6890	26,79%	5,342	16,944	2,866	1,966	6,026	8,609
Este	4661	18,12%	6,943	17,500	3,478	2,118	7,840	10,730
Sudeste	1606	6,24%	4,037	16,667	2,592	1,618	4,507	7,412
Sul	1974	7,67%	2,837	16,667	1,832	1,608	3,166	5,233
Sudoeste	3688	14,34%	3,613	31,111	2,193	1,719	4,052	6,347
Oeste	2996	11,65%	3,489	16,667	2,160	1,683	3,907	6,221
Noroeste	1011	3,93%	1,834	12,500	1,439	1,301	1,986	4,061
Total	25721	100,00%	4,556	31,111	3,057	1,542	5,062	8,681

6 ANÁLISE E CONCLUSÕES

Analisando as figuras e as tabelas acima, pode-se constatar que:

- A distribuição de Weibull é a que melhor expressa a frequência dos ventos em todos os locais estudados. Isso pode ser visto tanto pelos gráficos quanto pelo potencial estimado usando as distribuições de Weibull e de Rayleigh, potencial este obtido pelo *software* AllWin conforme a figura abaixo, que é típica para esta comparação:

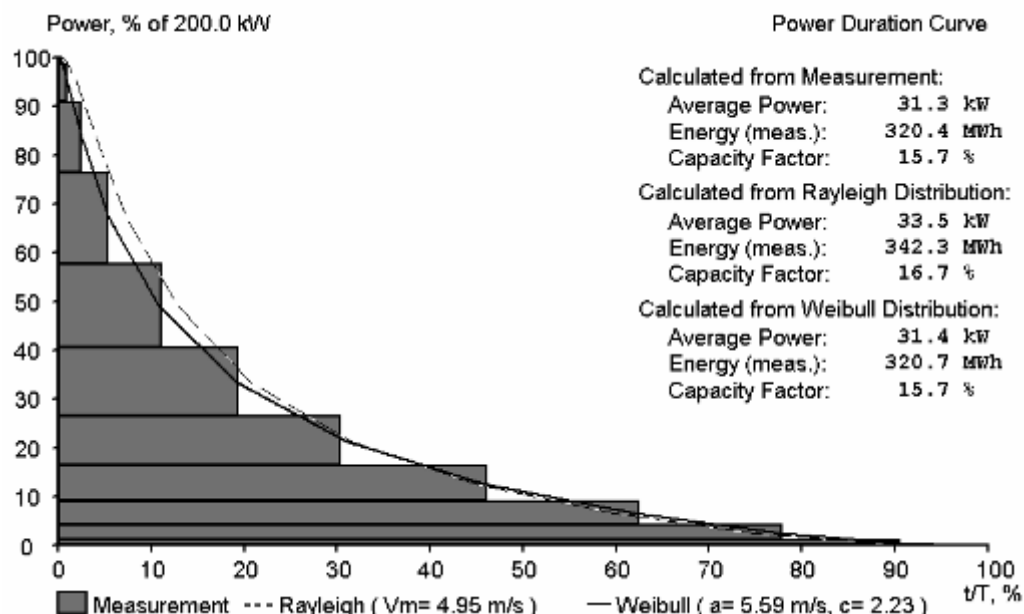


Figura 52 – Comparação entre os potenciais estimados para a estação Serra a 30 metros e turbina Enercon 200 kW

Observa-se que o potencial obtido pela distribuição de Weibull se aproxima bem mais do potencial que o *software* calcula através do histograma do que pela distribuição de Rayleigh, o que leva a concluir que esta última não é tão precisa para se estimar o potencial eólico deste local.

- Nota-se que a curva de frequência de Weibull, embora seja a mais próxima dos dados apresentados, não é perfeitamente igual. Por isso, o próximo passo poderá ser, em outros trabalhos, a otimização dos parâmetros de Weibull [2], desde que seja conhecido o montante de energia gerado por uma turbina instalada no local desejado, a fim de que se possa fazer uma estimativa de energia gerada mais confiável, ou seja, mais próxima possível da energia real gerada.
- Através da estimativa feita com os dados da Rodosol, verifica-se que a amostragem de dados de um ano apenas não é representativa para se basear uma decisão de instalação de uma turbina eólica na região; a estimativa poderá falhar muito com o passar do tempo, conseqüentemente sem garantia do fornecimento contínuo de energia.

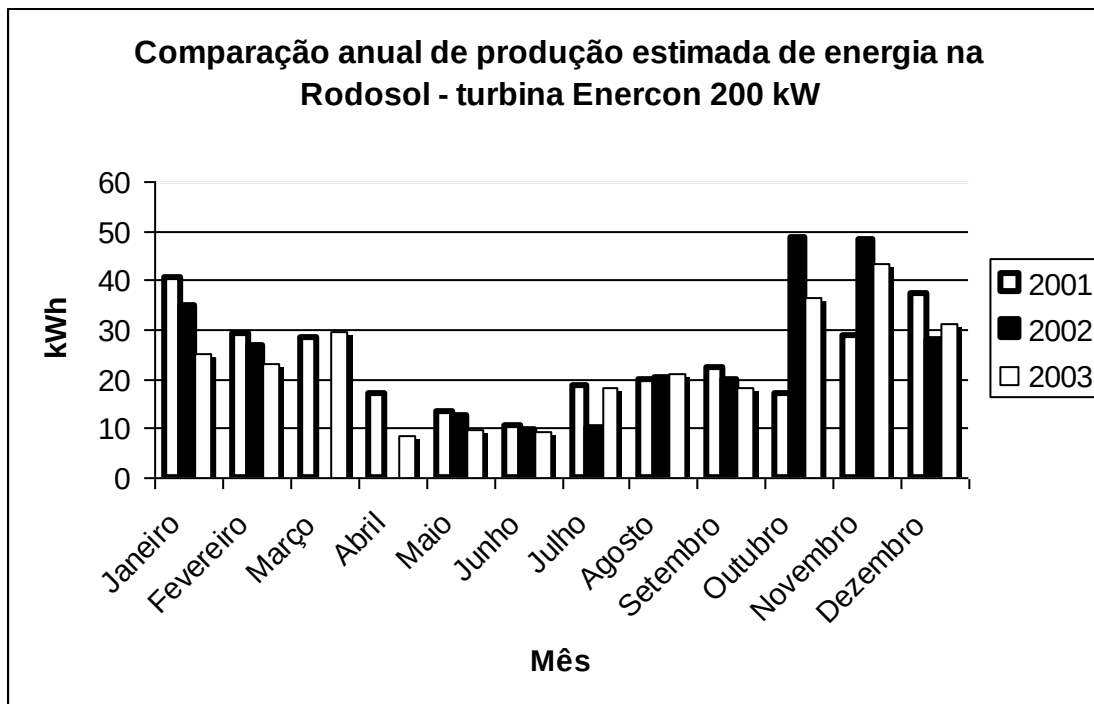


Figura 53 – Comparação anual de energia produzida na Rodosol

Pela figura 53, fica clara a diferença entre o montante de energia mensal produzida em cada ano, tornando necessária a amostragem em períodos mais longos.

- A estação “Fábrica”, da Aracruz Celulose, apresenta velocidades médias dos ventos que raramente chegam a 3 m/s, característica essa que praticamente a descarta para a geração de energia elétrica. A estação “Santana”, embora tenha um melhor regime de ventos que a anterior em relação à velocidade média, não é tão rica quanto à estação “Serra”, o que implica na utilização de turbinas de baixo porte para a geração de energia com melhor rendimento.
- Para se visualizar como a utilização de energia eólica é vantajosa economicamente, foi feita uma análise da estação “Serra” para a instalação de uma turbina a 100 metros do solo, descrita na tabela abaixo:

Tabela 23 – Análise econômica simples da produção de energia

Turbina eólica	Vestas 225 kW	Enercon 200 kW
Potência nominal (kW)	225	200
Custo do kW instalado (R\$)	3.321,00	3.732,00
Custo da turbina (R\$)	747.203,00	746.418,00
Produção anual da turbina (MWh)	384	459
Consumo anual médio de uma casa (MWh)	2,4	2,4
Casas supridas anualmente por turbina	160	191

O custo do kW instalado se refere à soma dos custos da turbina, do seu transporte e instalação, desconsiderando a manutenção preventiva e corretiva, segundo os fabricantes Neg-Micon (turbina Vestas) e Enercon. Verifica-se que,

se for instalada a turbina Vestas, a quantidade de casas abastecidas será menor que se for instalada a turbina Enercon.

- Ao plotar o valor da energia média em cada mês para cada uma das estações, observa-se melhor que, ao longo do ano, a geração de energia atinge um valor máximo e um valor mínimo. Isso sugere o período em que se deve programar a parada para manutenção preventiva, que deve ser o período do ano em que a geração de energia atinge o nível mais baixo. O gráfico da figura 54 mostra um exemplo desta variação anual de fornecimento de energia:

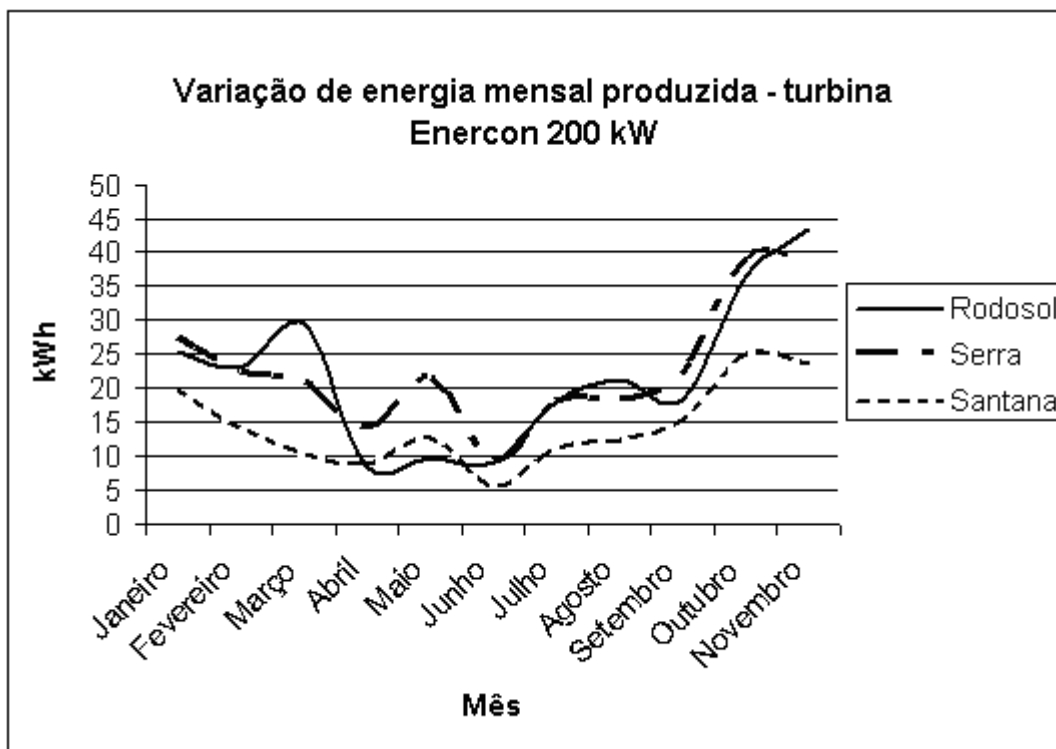


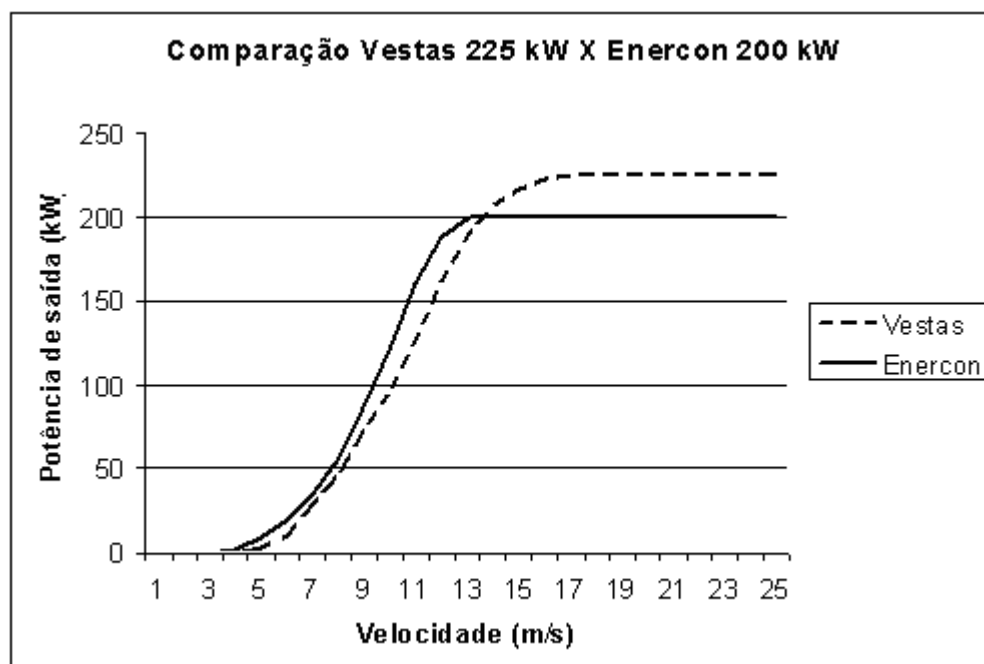
Figura 54 – Variação da produção mensal de energia elétrica de Janeiro a Novembro de 2002 (Serra e Santana) e 2003 (Rodosol)

Através desta comparação, verifica-se que nos meses de Abril e Junho a produção atinge o seu valor mínimo, o que faz esse período ser o mais apropriado para a manutenção sem que haja muito desperdício da energia dos ventos.

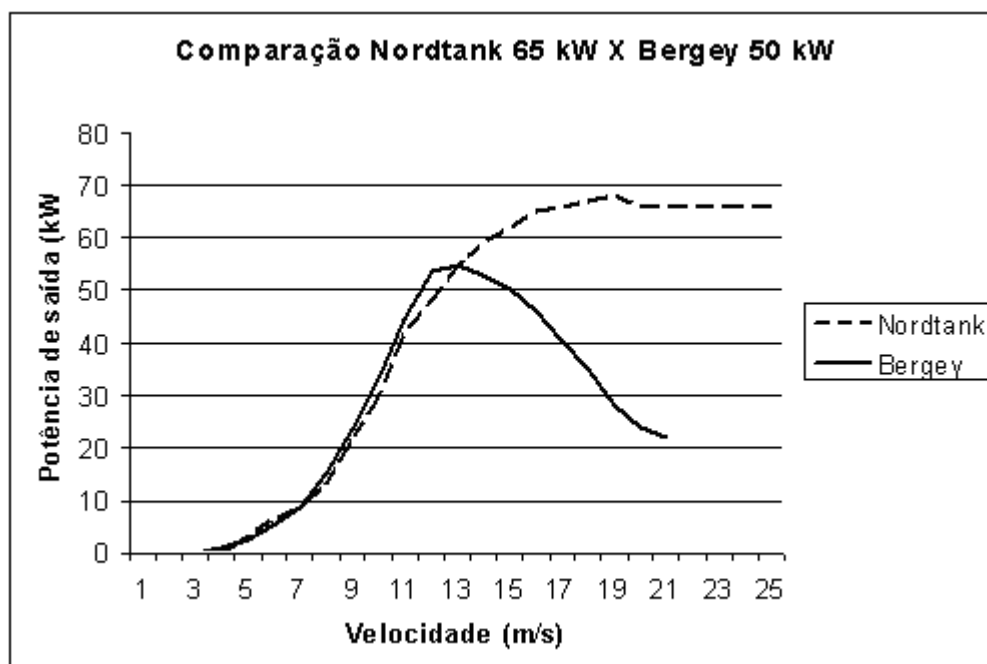
- As estimativas feitas nas estações de medição também servem para mostrar outro fato: nem sempre a turbina de maior porte irá gerar mais energia. Comparando-se as turbinas Vestas 225 kW e Enercon 200 kW, percebe-se que esta última gera mais energia, para qualquer altura em que ambas estejam instaladas.

O mesmo é verificado ao comparar as turbinas Nordtank 65 kW e Bergey 50 kW, onde mais uma vez aquela que tem maior potência nominal não é a que gera mais energia. Note-se que para velocidades de até 13 m/s, a turbina de maior potência nominal não gera a maior potência de saída.

Os fatos acima são comprovados quando as curvas de potência das turbinas são sobrepostas, conforme as figuras 55 e 56:



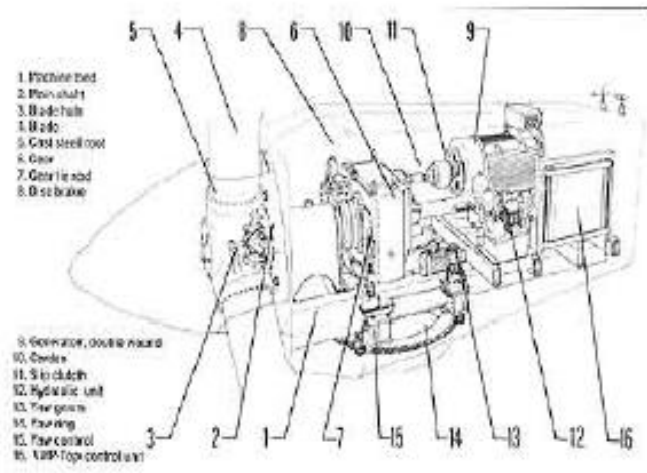
Figuras 55 – Curvas de potência das turbinas Vestas 225 kW e Enercon 200 kW sobrepostas



Figuras 56 – Curvas de potência das turbinas Nordtank 65 kW e Bergey 50 kW sobrepostas

APÊNDICE

Turbina Vestas V27 – 225 kW



Turbine Complete: Nacelle, Blades, Controllers & Tower

Delivery: 8 to 10 weeks ²

System Specifications:

Tower

- Height: 106.5 ft
- Hub height: 110 ft
- Material: Hot dip-galvanized steel, painted.
- Safety: Nacelle reached by inside tower ladder; lockable door.

Generator

- Rate generator power: 225.0 kW at 32.6 mph.
- RPM's: 760 to 1008
- Type: Double wound Asynchronous 480 VAC; 3-phase; 60 Hz

Component Weight

- Nacelle: 17,600 lbs
- Blades: 6,380 lbs.
- Tower: 26,400 lbs.

Operational Data

- Cut-in wind speed: 8 mph
- Cut-off wind speed: 55 mph, Variable pitch, disc brake back up.
- Survival wind speed: 120 mph

Rotor

- 3 Variable pitch blades
- 88.6 ft. diameter
- Upwind orientation, clockwise

Blades

- Fiberglass reinforced polyester
- 6,165 sq ft swept area

Miscellaneous

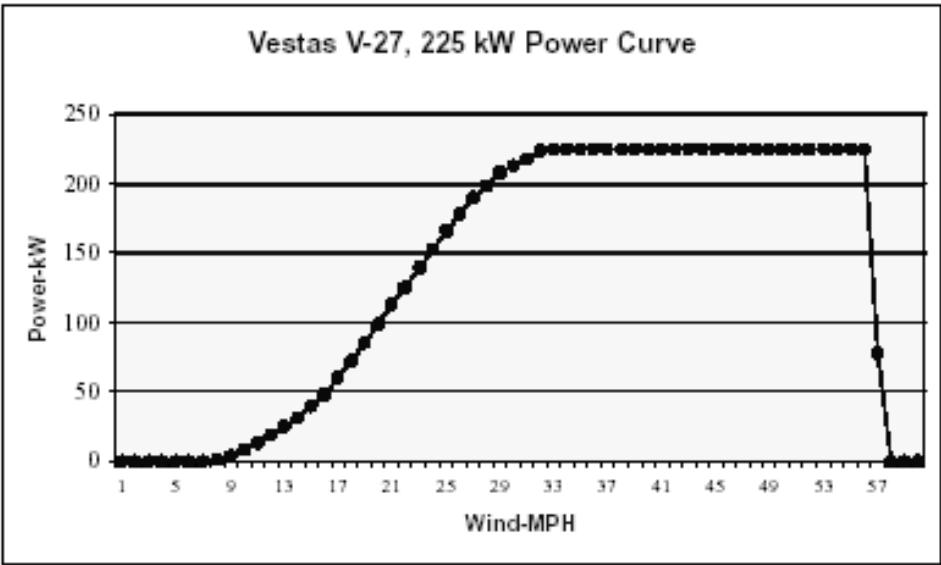
- Control panel mounted safely inside tower.
- Remote system monitoring and controls via internet connection. (Available)
- For more information on this turbine, contact us at; mail to: <mailto:ewind@netins.net>

Safety

- All turbines purchased include the following OSHA approved safety equipment, which is packed within the turbine load at time of shipment.
 - Safety climbing harness with shock absorber strap
 - Climbing lanyards
 - Slip grips
 - Safety instructions manual

NOTE: All personnel working in, on or around a turbine installation should wear a hard hat at all times.

System Performance: ³



Wind Speed (m/s)	Wind Speed (mph)	Power Output (kW)
4	9	3.2
6	13.5	28.6
8	18	72.4
10	22	125.4
12	27	190.1
14	31	217.0
16	33	225.0
18	40	225.0
20	45	225.0
22	49	225.0
24	54	225.0
26	58	76.0
28	63	0.0
30	67	0.0

Estimated annual production, based on hub height 110 ft. (33m),
& wind speed averages: 13 mph = 458,000 kWh,
15.4 mph = 636,000 kWh, 17.6 mph = 795,000 kWh



RECONDITIONING PROCESS

- **All parts:** Inspect/replace as needed
- **Gearbox:** Inspect gearbox, check endplay, replace seals if needed, and fill with new gear oil.
- **Brake unit:** Test magnetic brake unit & meg electric motor
- **Yaw System:** Meg yaw motor. Inspect yaw bearing & adjust yaw pinon gear to yaw ring.
- **Generator:** Meg large generator.
- **Main Shaft:** Inspect mainshaft bearing, seals, & coupler. Replace if needed.
- **Anemometer:** Test RPM sensor, anemometer & windvane.
- **Controller:** Check & test controller & set parameters
- **Blades:** Inspect blades, balance & match set.

COST \$128,350.00 USD¹

SHIPPING

- All prices quoted are FOB: Los Angeles, California or Galveston, Texas.

WARRANTY

- Turbines are warranted for a period of two years on drive train and blades.
- One year on major components.
- Replacement parts are available.

INSTALLATION

- Manuals and blueprints provided at time of sale.
- Foundation drawings available.
- 2 yr. dial up tech support included.
- On-site installation supervision or system installation available, under separate contract.

DESIGN ADVANTAGES

- Low visual impact tubular towers
- Easy access to controller and nacelle via internal tower ladder with dual lockable doors
- Ease of service and maintenance during inclement conditions

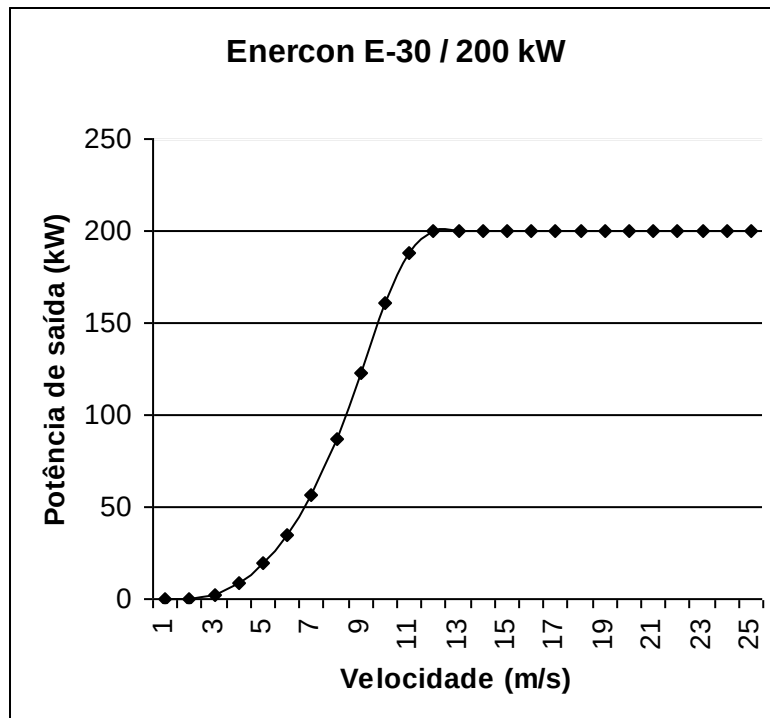
NOTES:

¹ Prices and delivery dates are subject to availability and change. We do offer price discounts for multiple system purchases. Contact us for additional information and a price quote.

² Please confirm with us: <mailto:ewind@netins.net>

³ Annual electrical production in kilowatt-hours will vary dependent upon your wind speed averages. We would be glad to assist you in calculating your annual production upon request.

Turbina Enercon E-30



Rated power: 200 kW

Rotor diameter: 30 m

Hub height: 36 / 50 m (tubular steel tower, various bases)

Turbine concept: Gearless, variable speed, variable pitch control

Rotor:

Type: Upwind rotor with active pitch regulation

Direction of rotation: Clockwise

Number of blades: 3

Swept area: 706 m²

Blade material: Fibreglass (epoxy resin); integrated lightning protection

Rotor speed: Variable, 18 - 45 rpm

Tip speed: 31 - 78 m/s

Pitch control: ENERCON blade pitch system, one independent pitching system per rotor blade with allocated emergency supply

Drive train with generator

Hub: Rigid

Main bearings: Single-row tapered roller bearing

Generator: Direct-drive ENERCON ring generator

Grid feeding: ENERCON inverter

Braking systems: 3 independent blade pitch systems with emergency supply, Rotor brake, Rotor lock

Yaw control: Active via adjustment gears, load-dependent damping

Cut-in wind speed: 2.5 m/s

Rated wind speed: 12 m/s

Cut-out wind speed: 28 - 34 m/s

Remote monitoring: ENERCON SCADA



Turbina Micon 108 kW



Turbine Price Complete: \$ 58,570.00 USD ¹

Delivery: 6 to 8 weeks ²

System Specifications:

Tower

- Height: 75 ft
- Hub height: 78 ft
- Material: Hot dip-galvanized steel plate
- Safety: Nacelle reached by inside tower ladder; lockable door.

Generator

- Rate generator power: 108 kW at approximately 33 mph
- RPM's: 1200
- Type: Asynchronous 480 VAC; 3-phase; 60 Hz

Component Weight

- Nacelle: 13,780 lbs
- Tower: 15,876 lbs

Operational Data

- Cut-in wind speed: 8 mph
- Cut-off wind speed: None (stall regulated)
- Survival wind speed: 120 mph

Rotor

- 3 fixed pitch blades
- 62 ft. diameter
- Upwind orientation

Blades

- Fiberglass reinforced polyester
- 3154 sq ft swept area

Miscellaneous

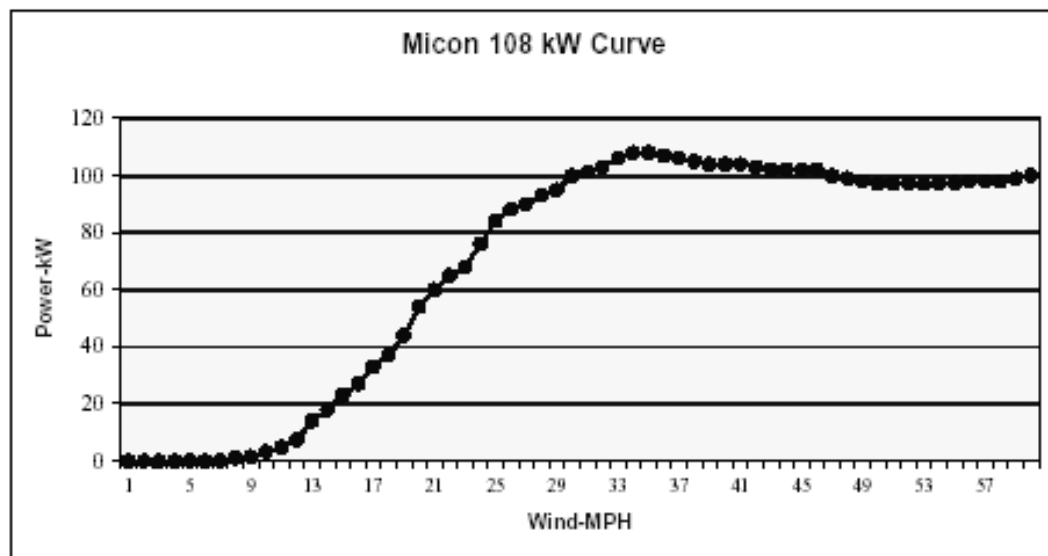
- Control panel mounted safely inside tower.
- Centrifugally activated blade-tip brakes.
- For more information on this turbine, contact us at; mail to: <mailto:ewind@netins.net>

Safety

- All turbines purchased include the following OSHA approved safety equipment, which is packed within the turbine load at time of shipment.
 - Safety climbing harness with shock absorber strap
 - Climbing lanyards
 - Slip grips
 - Safety instructions manual

NOTE: All personnel working in, on or around a turbine installation should wear a hard hat at all times.

System Performance: ³



Wind Speed (m/s)	Wind Speed (mph)	Power Output (kW)
4	9	1
6	13.5	14
8	18	37
10	22	65
12	27	90
14	31	101
16	36	108
18	40	104
20	45	105
22	49	97
24	54	97
26	58	98
28	63	99
30	67	101



RECONDITIONING PROCESS

- **All parts:** Inspect/replace as needed
- **Gearbox:** Inspect gearbox, check endplay, replace seals if needed, and fill with new gear oil.
- **Brake unit:** Test magnetic brake unit & meg electric motor
- **Yaw System:** Meg yaw motor. Inspect yaw bearing & adjust yaw pinon gear to yaw ring.
- **Generator:** Meg large generator.
- **Main Shaft:** Inspect mainshaft bearing, seals, & coupler. Replace if needed.
- **Anemometer:** Test RPM sensor, anemometer & windvane.
- **Controllor:** Check & test controller & set parameters
- **Blades:** Inspect blades, balance & match set, inspect & adjust tips & replace tip pins & bushings if needed

SHIPPING

- All prices quoted are FOB: Riverside, California U.S.A



WARRANTY

- Turbines are warranted for a period of two years on drive train.
- One year on major components.
- Replacement parts are available.

INSTALLATION

- Manual and blueprints provided at time of sale.
- Foundation drawings available.
- Technical phone support, on-site installation supervision or system installation available, under separate contract.

DESIGN ADVANTAGES

- Low visual impact tubular towers
- Easy access to controller and nacelle via internal tower ladder with dual lockable doors
- Ease of service and maintenance during inclement conditions

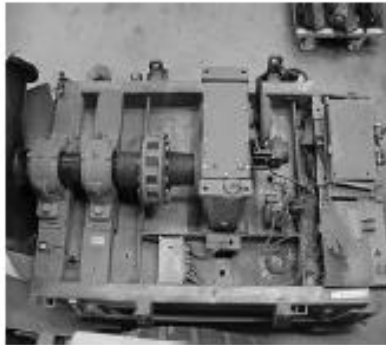
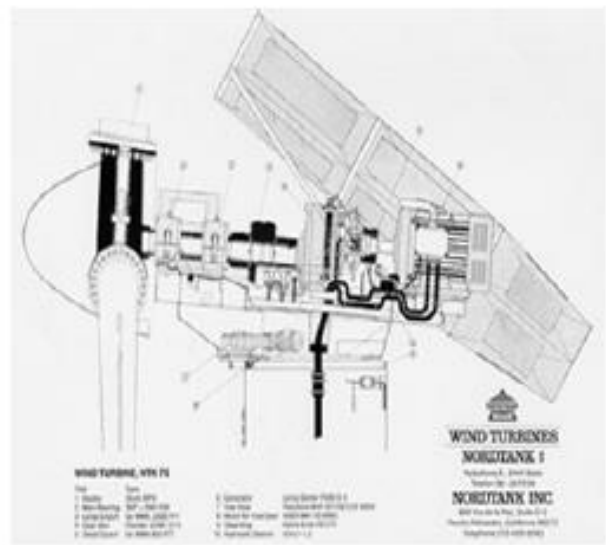
NOTES:

¹ Prices and delivery dates are subject to availability and change. We do offer price discounts for multiple system purchases. Contact us for additional information and a price quote.

² Please confirm with us: <mailto:ewind@netins.net>

Annual electrical production in kilowatt-hours will vary dependent upon your wind speed averages. We would be glad to assist you in calculating your annual production upon request.

Turbina Nordtank 65 kW



Turbine Price Complete: \$ 42,870.00 USD ¹

Delivery: 6 to 8 weeks ²

System Specifications:

Tower

- Hub height: 75 ft
- Material: Hot dip-galvanized tubular steel. Three sections, w/ access doors bottom & top.
- Safety: Nacelle reached by inside tower ladder; lockable doors.

Generator

- Rate generator power: 65 kW at approximately 33 mph, max out 68 kW at 39 mph.
- RPM's: 1200
- Type: Asynchronous 480 VAC; 3-phase;
- 60 Hz + or - 1 Hz, Phase equal. control

Component Weight

- Nacelle: 12,580 lbs
- Tower: 14,300 lbs

Operational Data

- Cut-in wind speed: 8 mph
- Cut-off wind speed: None (stall regulated)
- Survival wind speed: 120 mph

Rotor

- 3 fixed pitch blades
- 54 ft. diameter
- Upwind orientation

Blades

- Fiberglass reinforced polyester
- 2,290 sq ft swept area

Miscellaneous

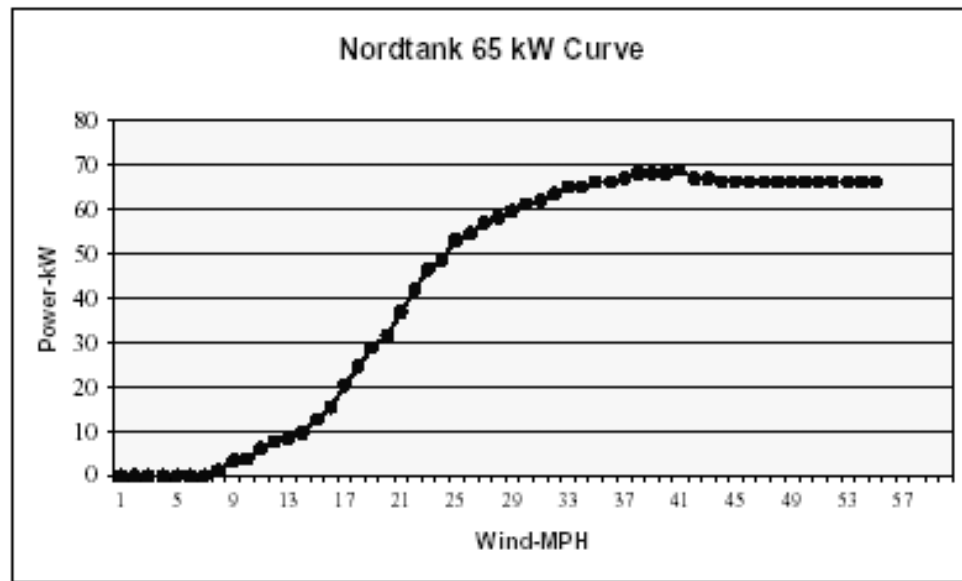
- Control panel mounted safely inside tower base.
- Centrifugally activated blade-tip brakes.
- For more information on this, or other turbines, contact us at; <mailto:ewind@netins.net>

Safety

- All turbines purchased include the following OSHA approved safety equipment, which is packed within the turbine load at time of shipment.
 - Safety climbing harness with shock absorber strap
 - Climbing lanyards
 - Slip grips, no fall
 - Safety instructions manual

NOTE: All personnel working in, on or around a turbine installation should wear a hard hat at all times.

System Performance³



Windspeed		Output
M/S	MPH	Kilowatts
0.0	0.0	0.0
2.0	4.4	0.0
3.0	6.6	0.0
4.0	8.8	3.5 kW
5.0	11.0	6.2 kW
6.0	13.2	8.6 kW
7.0	15.4	13.2 kW
8.0	17.6	21.5 kW
9.0	19.8	29.5 kW
10.0	22.0	42.0 kW
11.0	24.2	48.5 kW
12.0	26.4	55.0 kW
13.0	28.6	59.0 kW
14.0	30.8	62.0 kW
15.0	33.0	65.0 kW
16.0	35.2	66.0 kW
17.0	37.4	67.0 kW
18.0	39.6	68.0 kW
19.0-25.0	40.0-55.0	66.0 kW



RECONDITIONING PROCESS

- **All parts:** Inspect/replace as needed
- **Gearbox:** Inspect gearbox, check endplay, replace seals if needed, and fill with new gear oil.
- **Brake unit:** Test magnetic brake unit & meg electric motor
- **Yaw System:** Meg yaw motor. Inspect yaw bearing & adjust yaw pinon gear to yaw ring.
- **Generator:** Meg large generator.
- **Main Shaft:** Inspect mainshaft bearings, seals, & coupler. Replace if needed.
- **Anemometer:** Test RPM sensor, anemometer & windvane.
- **Controller:** Check & test controller & set parameters
- **Blades:** Inspect blades, balance & match set, inspect & adjust tips & replace tip pins & bushings if needed

SHIPPING

- All prices quoted are FOB: Riverside, California U.S.A.

WARRANTY

- Turbines are warranted for a period of two years on drive train. (One year on major components).
- Replacement parts are available.

INSTALLATION

- Manual and blueprints provided at time of sale.
- Foundation drawings available, based upon your geologic conditions.
- Technical phone support, on-site installation supervision or system installation available, under separate contract.

DESIGN ADVANTAGES

- Low visual impact tubular towers
- Easy access to controller and nacelle via internal tower ladder with dual lockable doors
- Ease of service and maintenance during inclement conditions

NOTES:

¹ Prices and delivery dates are subject to availability and change. We do offer price discounts for multiple system purchases. Contact us for additional information and a price quote.

² Please confirm with us at: ewind@netins.net

³ Annual electrical production in kilowatt-hours will vary dependent upon your wind speed averages. We would be glad to assist you in calculating your annual production upon request.

Turbina BWC XL.50

Bergey Windpower is currently developing the BWC XL.50, an advanced technology 50 kW turbine, as part of the US-DOE Advanced Small Wind Turbine Program. With a rotor diameter of 14 meters (46 ft.) and a peak output of approximately 70 kW, the XL.50 combines the simplicity and reliability of the BWC 10 kW Excel with advanced technical features designed to improve performance and reduce the costs of wind-generated electricity. A computer rendering of the XL.50 is shown at the right.

The BWC XL.50 is rated at 50 kW at a wind speed of 11 meters/second (25 mph). It will be available for three-phase utility interconnected applications with outputs of 480 VAC, 60 Hz, for domestic customers, and 380 VAC, 50 Hz, for overseas markets. A UPS (Uninterruptible Power Supply) option will also be available for customers with grid reliability problems. For off-grid applications, such as village electrification, a stand-alone version will be available with an integral 70 kW inverter.

As with all Bergey wind turbines, the XL.50 is mechanically simple, has only three moving parts, and is designed to require only a minimal level of maintenance. As a variable speed machine with a direct-drive alternator, it does not require a gearbox. The tail provides orientation into the wind and the passive AutoFurl™ system provides storm protection in winds up to 54 m/s (120 mph). The blades are fabricated from fiberglass pultrusions which feature high strength and outstanding fatigue resistance. The new BWC SH-3032 airfoil has been optimized using the latest computational fluid dynamics programs, and verified with extensive wind tunnel tests.

The XL.50 will be the first variable speed wind turbine to adapt an essentially off-the-shelf AC variable speed drive for conversion to utility grade power. Working with engineers from ABB, BWC has developed a 70 kW electrical subsystem based on their established line of power conversion systems. It provides exceptional low wind speed performance, optimal rotor loading throughout the operating range, and a conversion efficiency that peaks in the neighborhood of 97%. The ABB drive is capable of either connecting to the power grid or operating in a stand-alone mode using an integrated battery bank.

The photo to the right shows the prototype Bergey XL.50 permanent magnet alternator undergoing tests at the BWC factory. As with all Bergey wind turbines, the XL.50 features an inverted configuration in which the outer magnet can turns and the stator windings and central shaft are stationary. This allows the stator output to transfer power without the need for slip rings or brushes. The blades attach directly to the magnet can, thereby simplifying the mechanical design of the rotor system. The alternator design is based on state-of-the-art neodymium "super magnets". It has demonstrated electrical efficiencies of up to 93%.

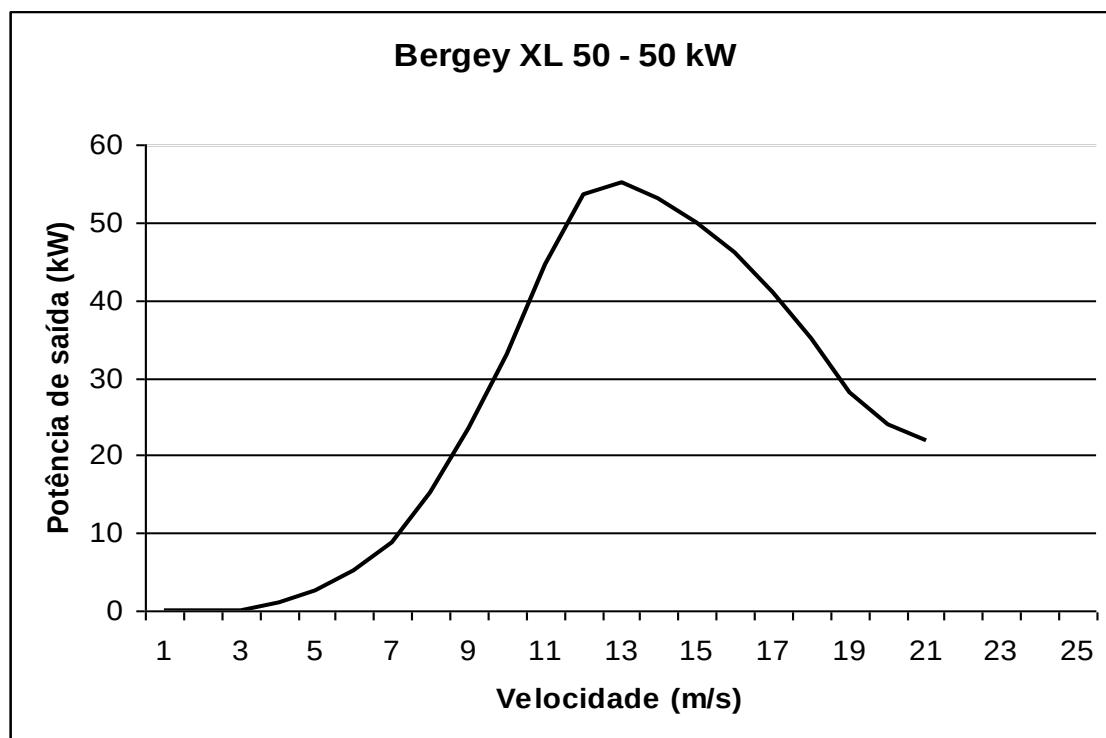
Overspeed protection is provided by a version of the well-proved BWC AutoFurl™ passive furling system. A manual furling and dynamic braking system is included for inspection and service.

The BWC XL.50 has been specifically designed to perform well in low wind speed areas traditionally thought of as being unsuitable for wind power. Low wind speed

performance is greatly enhanced by ABB circuitry that optimally loads the wind turbine down to wind speeds as low as 2 m/s (4.5 mph). Combined with the new blade system, this circuitry allows the XL.50 to produce useful power more than 6,500 hours a year at a typical site. For reference, a typical solar system produces power 3,500 hours a year at a typical site.

The pre-prototype XL.50 is now undergoing developmental testing at the BWC factory in Norman, Oklahoma, where winter winds and summer thunder storms provide a challenging test environment. A prototype will be delivered to the US-DOE's National Wind Technology Center (NREL) in Boulder, Colorado in 2003 for further performance testing under the extreme wind and icing conditions that prevail at the test site. NREL has performed structural tests on the BWC XL.50 pultruded blades, verifying their exceptional strength.

BWC is maintaining a list of individuals and organizations who have expressed interest in the XL.50 wind turbine. They will receive specific information on performance and pricing when a delivery schedule has been established. To receive further information on the BWC XL.50 as it becomes available, please get in touch with Steve Wilke at his e-mail link at swilke@bergey.com.



XL.50 Specifications

Type: 3 Blade Upwind
Rotor Diameter: 14 m (46 ft)
Start-up Wind Speed: 2.5 m/s (5.6 mph)
Cut-in Wind Speed: 2.5 m/s (5.6 mph)
Rated Wind Speed: 11 m/s (24.6 mph)
Rated Power: 50 Kilowatts
Cut-Out Wind Speed: None

Furling Wind Speed: 12 m/s (27 mph)
Max. Design Wind Speed: 70 m/s (157 mph)
Blade Pitch Control: None, Fixed Pitch
Overspeed Protection: AutoFurl
Gearbox: None, Direct Drive
Temperature Range: -40 to +60 Deg. C (-40 to +140 Deg. F)
Generator: Permanent Magnet Alternator
Output Form: 480 VAC, 3-phase, 60 Hz or 380 VAC, 3-phase, 50 Hz

For further information, please contact:

Steve Wilke
Customer Service, Bergey WindPower Co.

T: 405-364-4212 F: 405-364-2078
E-mail: swilke@bergey.com

Copyright © 2003, Bergey WindPower Co. All rights reserved. Contact:
webmaster@bergey.com

Turbina Ropatec 6 kW



WindRotor WRE.060

Product Information Sheet

General

The Ropatec WindRotor is a vertically driven wind rotor which demonstrates special product characteristics through its unique construction. The system could be described as a hybrid solution, building upon the Savonius and Darrieus principles. The WindRotor WRE.060 can be delivered with the MSP-Controller, an innovative CPU controlled charge regulator (48V) with incorporated SMD DC/AC inverter with 4500VA continuous output.

Benefits

Cut in wind speed at 2 m/s (in every position)
Independent from the wind direction
Low maintenance
Truly noiseless even at high wind velocities
No cut off wind speed
Aerodynamically auto regulated rpm's
Nominal output at wind speeds of 14 m/s and higher
No electromagnetic field built-up
Very reliable, long product life
Expandable to a hybrid system including photovoltaic modules and/or gen-sets

Technical data		
WindRotor	Rated output on axis (at 14 m/s)	6000 W
	Cut-in wind speed	2 m/s
	Rated wind speed	14 m/s
	Rotor speed control	Aerodynamically auto regulated
	Over speed control	Not required
	Maximum rotation/minute	100-120 rpm at 14 m/s
	Cut-off wind speed	none
	Rotor weight	750 kg
	Rotor blade type	Vertical Axis Wind Turbine (VAWT)
	Rotor diameter	3,3 m
	Swept area	14,52 m ² (3,3 m x 4,4 m)
	Gear box type	No gear box – direct driven
	Brake system	Not required
Alternator	Type	Permanent excited multi-pole
	Electrical transmission	Brush less
	Voltage depending on RPM*	0 – 220*
	Poles	48
MSP-Controller	Battery charger	48 VDC
	Output MSP on-grid	2x 215VAC/ 230 VAC / 50Hz – 60
Limited Warranties	Product workmanship	2 years
	Rated output (at 14 m/s)	15 years
Typical performance sea level, Weibull K 2, mast 10 m, anemometer 10m	Average wind 5 m/s	Annual energy output 3051 kwh
	Average wind 7 m/s	Annual energy output 7608 kwh
	Average wind 9 m/s	Annual energy output 12861 kwh
	Average wind 11 m/s	Annual energy output 17469 kwh

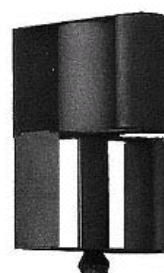
*) on sea level

2) usable energy production depends on the configuration of the system. A typical situation is the WindRotor with a battery charger and batteries. Due to losses in wiring, battery charger and batteries the efficiency can differ from 65% to 80%.

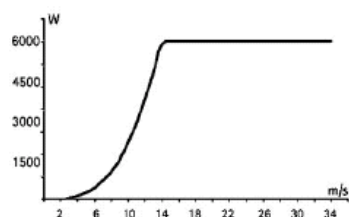
Due to product improvement the specifications in this product information sheet are subject to change without notice.
All data about the annual energy output are based on assumptions and may differ depending on the actual location of the WindRotor.

ROPATEC AG-SPA
Via Siemens Str. 19, 39100 Bozen-Bolzano, Italy
Tel.: + 39-0471-568180
Fax: + 39-0471-568183
E-Mail: info@ropatec.com
<http://www.ropatec.com>

WindRotor Model WRE.060



WRE.060.MSP Potency curve



mechanical output on axis - energy production depends on the configuration of the system



Ropatec NA Inc.
WindRotor Retail Price List
Effective May, 1st 2004th

*All funds in US Currency
Prices FOB Innisfail, Alberta, Canada*

Part.-No.	Description***	MSRP USD
WRE.007	WindRotor 750W for 24V battery loading. Analogue battery charger included	\$ 4,500 USD
WRE.030.HR	WindRotor 3000 W for hot resistance applications (without battery charger or MSP-Controller)	\$ 10,250 USD
WRE.030.MSP.48	WindRotor 3000 W for battery loading or/and grid connection with MultiSourcePower-Controller 2500 and built-in SMD inverter. Battery loading DC 48V Grid output AC 230V-50/60Hz constant power 2500 W Off grid output AC 230V-50Hz/ 115V-50/60Hz (x2) - constant power 2500 W/1300W (x2)	\$ 11,500 USD
WRE.060.HR	WindRotor 6000 W for hot resistance applications (without battery charger or MSP-Controller)	\$ 15,000 USD
WRE.060.MSP.48	WindRotor 6000 W for battery loading or/and grid connection with MultiSourcePower-Controller 4500 and built-in SMD inverter. Battery loading DC 48V Grid output AC 230V-50/60Hz constant power 4500 W Off grid output AC 230V-50Hz/ 115V-50/60Hz (x2) - constant power 4500 W/2300W (x2)	\$ 16,500 USD

Terms and Conditions

** Price of products listed above valid until Sept. 30, 2004.

*** Product specifications subject to change without notice.

BOX 6300 • INNISFAIL, ALBERTA, CANADA • T4G 1S9
TEL: 403 227 7848 FAX: 403 227 7849 • WWW.ROPATEC.COM

Turbina Batuíra 500 W

O modelo Batuíra® 500 tem peças galvanizadas a fogo, hélices e leme em fibra de vidro. Produz 500 watts/hora com ventos de até 12 metros por segundos.

O usuário acoplará acessórios como:

- torre (indicada para cada necessidade)
- baterias
- lâmpadas econômicas
- inversores 12v para 110v
- e outros acessórios .

A energia produzida devidamente armazenada em banco de baterias pode ser dimensionado com a finalidade de manter as necessidades de usuários até em dias de calmarias, podendo manter os seguintes equipamentos ou outros:

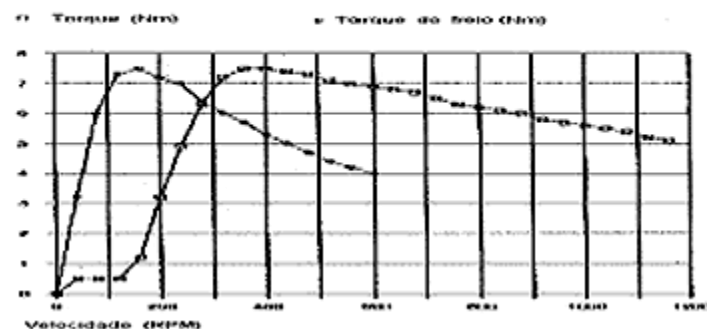
- 10 lâmpadas econômicas do tipo fluorescentes compactas de 9 watts
- 1 TV a cores de 20 polegadas de 80 watts
- 1 geladeira 240 litros (econômicas, homologadas com o selo do Procel)
- 1 rádio de comunicação.

O aerogerador não possui gerador de DÍNAMOS ou ALTERNADORES, utilizamos GERADOR DE MAGNETO PERMANENTE, devido a eficiência e a inexistência de manutenção como os outros que requerem eventuais trocas de peças como escovas, etc. A leveza das hélices (NACA 4412) associadas a alta resistência foram desenvolvidas com recursos lógicos, obtendo alta performance e baixo nível de ruído, compostos e ligas especiais como o dióxido de titânio, cobalto e outros recursos. Sistema de freios contra tempestades automático, colocando a turbina a 45° dos ventos.

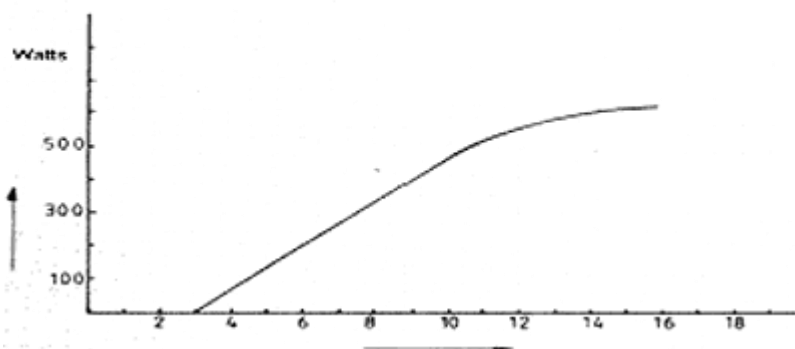
Gráficos de aproveitamento

Curva de Torque

Gerador da AlterCoop modelo BATUIRA 500



Curva de eficiência
AlterCoop modelo Baturá 500



Acessórios

- Torre: para a fixação da BATUÍRA® 500, poderemos indicar e discutir modelos e marcas, tendo em a vista as particularidades de cada local à ser instalada.
- Lâmpadas: sugerimos, para um melhor aproveitamento da energia gerada através do Aerogerador AlterCoop modelo BATUÍRA® 500 a utilização de lâmpadas 12 volts de baixo consumo, do tipo fluorescentes compactas.
- Baterias do tipo seladas 135 AmpH (livres de manutenções).

Opcionais

1 KIT INTELIGENTE, composto de:

- Micro computador com DVD com antena de conexão para internet e transmissões de dados via satélite
- Equipamento solar (tipo coletor para aquecimento de água)
- Geladeiras
- Rádios de comunicação
- Sistemas híbridos (solar)
- Lâmpadas
- Inversores (12V saindo 110V)
- Baterias
- Torres

Poderemos fornecer os itens separadamente. Recomendamos ainda a geração de energia limpa p/ sítios, pousadas, hotéis, escolas, postos de saúde e pequenas aldeias ou comunidades isoladas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Revista "Mechanical Engineering" – setembro de 1977 – páginas 22 a 24
- [2] Hirata, M. H., Araújo, M. R. P., Guedes, V. G., Silva, P. C., 1999, *Otimização dos Parâmetros da Distribuição de Weibull*, XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, 22 a 26 de novembro, Águas de Lindóia, SP.
- [3] Sulaiman, M. Y., Akaak, A. M., Wahab, M. A., Zakaria, A., Sulaiman, Z. A., Suradi, J., *Wind characteristics of Oman*. Energy 27 (2002) pp 35 – 46.
- [4] Som, A. K., Ragab, F. M., *A preliminary study of wind power potential in Bahrain*. Renewable Energy, vol. 3, nº 1, pp 67-74, 1993
- [5] Sahin, A. Z., Aksakal, A., *Wind power energy potential at the northeastern region of Saudi Arabia*, Renewable Energy, vol. 14, nº 1 – 4, pp 435 – 440, 1998.
- [6] Lu, L., Yang, H., Burnett, J., *Investigation on wind power potential on Hong Kong islands – an analysis of wind power and wind turbine characteristics*. Renewable Energy 27 (2002), pp 1 – 12.
- [7] Alnaser, W. E., *The available wind power in Bahrain*, Renewable Energy, vol. 3, nº 2/3, pp 185 – 188, 1993.
- [8] Bellarmine, G. T., Urquhart, J., *Wind energy for the 1990's and beyond*, Energy Conversion Management, vol. 37, nº 12, pp 1741 – 1752, 1996.
- [9] Santamouris, M., Asimakopulos, D., *Passive cooling of buildings*, ed. James & James, 1996.
- [10] Golding, E. W., *The generation of electricity by wind power*, E. & F. N. Spon LTD., Londres, 1955
- [11] Khan, M.J., Iqbal, M.T., Mahboob, S., *A wind map of Bangladesh*. Renewable Energy 29 (2004) pp 643 – 660.
- [12] Acioli, José de Lima, *Fontes de Energia*. Editora Universidade de Brasília, 1994.
- [13] <http://www.ineti.pt>, acessado em 10 de setembro de 2003
- [14] Dutra, Ricardo Marques, *Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro*. Tese de mestrado defendida em fevereiro de 2001, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro.
- [15] <http://www.windpower.de>, acessado em 12 de agosto de 2004
- [16] <http://www.semc.rs.gov.br/atlas/tecnol.htm>, acessado em 06 de dezembro de 2003
- [17] <http://www.ewea.org>, acessado em 23 de setembro de 2003
- [18] AllWin for Windows, Deutsches Windenergie-Institut Wilhelmshaven Ammonit GmbH, Berlin, versão 2.1b livre, 1995

Crédito das figuras:

[14] – 1 2 20 21 23 24 29 33 36 37

[15] – 3 4 5 6 7 11 12 13 14 15 16 22 25 26 27 28

[16] – 8 17

[12] – 9

[13] – 10 38

[1] – 18 19

[5] – 30

[10] – 31

[11] – 35

[17] – 34