



**Universidade Federal de Campina Grande**

**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

ANTONIO ARAÚJO NETO

**POTENCIAL EÓLICO: O CASO DO NORDESTE BRASILEIRO**

Campina Grande, Paraíba  
Outubro de 2013

ANTONIO ARAÚJO NETO

## POTENCIAL EÓLICO: O CASO DO NORDESTE BRASILEIRO

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande  
como parte dos requisitos necessários para a  
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no  
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador:

Professor Leimar de Oliveira, M. Sc.

Campina Grande, Paraíba  
Outubro de 2013

ANTONIO ARAÚJO NETO

## POTENCIAL EÓLICO: O CASO DO NORDESTE BRASILEIRO

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Aprovado em        /        /

**Professor Avaliador**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador

**Leimar de Oliveira, M. Sc.**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por todas as bênçãos derramadas em minha vida e por estar sempre me dando forças na caminhada da vida.

Agradeço aos meus pais, Antonio Marcos e Maria Francinete, por não medirem esforços para me oferecer sempre o melhor, pelo amor incondicional, carinho e atenção, e por me ensinarem os verdadeiros valores da vida.

Agradeço as minhas irmãs, Andréia e Adriana, pelo carinho e amizade, e por estarem sempre ao meu lado em todos os momentos da vida.

Agradeço aos familiares e amigos, que sempre estiveram ao meu lado nessa caminhada.

Agradeço ao professor Leimar de Oliveira, por toda ajuda e atenção na orientação desse trabalho.

A todos que passaram pela minha vida e que, de alguma forma, contribuíram para o meu crescimento pessoal e profissional.

## RESUMO

O presente trabalho faz uma análise do potencial eólico do Nordeste Brasileiro, mostrando as características singulares dos recursos eólicos da região. A priori será feita uma explanação geral acerca dos princípios da energia eólica, mostrando a origem dos ventos e os fatores que influenciam o seu comportamento, assim como os tipos de turbinas e seus componentes. Por fim, será realizada uma comparação entre as características eólicas do Nordeste, Estados Unidos e Europa, afim de destacar o potencial eólico da região Nordeste.

**Palavras-chave:** Energia Eólica, Potencial Eólico, Turbina Eólica.

## ABSTRACT

The present study makes an analysis of the wind potential of the Brazilian Northeast, showing the unique characteristics of wind resources in the region. First of all, there will be a general explanation about the principles of wind energy, showing the origin of the winds and the factors that influence their behavior, as well as the types of turbines and their components. Lastly, a comparison will be made among the wind characteristics of the Northeast United States and Europe, in order to highlight the wind potential energy in the Northeast.

**Keywords:** Wind Energy, Wind Potential, Wind Turbine.

# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Ângulo de incidência dos raios solares durante o equinócio.....	4
Figura 2. Formação do vento.....	5
Figura 3. Atuação da força de Coriolis nos hemisférios sul e norte.....	6
Figura 4. Variação da força de Coriolis com a latitude e a velocidade do vento.....	7
Figura 5. Modelo de circulação global da atmosfera com a posição das células de circulação vertical e os ventos típicos próximos a superfície.....	8
Figura 6. Brisa marítima.....	9
Figura 7. Brisa terrestre.....	10
Figura 8. Brisa de vale.....	10
Figura 9. Brisa de montanha.....	10
Figura 10. Fluxo de vento através de uma turbina eólica.....	14
Figura 11. Exemplos de distribuições de Weibull.....	16
Figura 12. Perfil vertical do vento.....	17
Figura 13. Influência da mudança de rugosidade no perfil vertical do vento.....	20
Figura 14. Intensidade da turbulência em função da altura; $z_0 = 10^{-1}$ .....	23
Figura 15. Escoamento na zona envolvente de um obstáculo.....	24
Figura 16. Turbulências causadas por diferentes obstáculos.....	24
Figura 17. Turbulências causadas pela velocidade de impacto no obstáculo.....	24
Figura 18. Turbina Savonius.....	27
Figura 19. Turbina Darrieus.....	27
Figura 20. Turbina eólica de eixo horizontal com 3 pás.....	28
Figura 21. Turbina eólica de eixo horizontal com múltipás.....	29
Figura 22. Turbinas <i>Upwind</i> (a) e <i>Downwind</i> (b).....	30
Figura 23. Principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal.....	31
Figura 24. Curva de potência típica de uma turbina eólica.....	34
Figura 25. Fluxo separado (estol) em volta do perfil.....	35
Figura 26. Fluxo aderente ao perfil.....	36
Figura 27. Potencial Eólico do Brasil.....	39
Figura 28. Potencial Eólico do Nordeste.....	39
Figura 29. Performance da turbina NEG Micon de 1,5 MW para diferentes condições eólicas, $\rho = 1,16 \text{ kg/m}^3$ .....	42
Figura 30. Redução percentual na geração anual devido à mudança da densidade do ar de $1,225 \text{ kg/m}^3$ para $1,16 \text{ kg/m}^3$ (NEG Micon).....	44
Figura 31. Redução percentual na geração anual devido à mudança da densidade do ar de $1,225 \text{ kg/m}^3$ para $1,16 \text{ kg/m}^3$ (Nordex N60).....	44

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Expoente $\alpha$ para diferentes tipos de superfície. ....	20
Tabela 2. Classificação do terreno quanto a rugosidade. ....	21
Tabela 3. Velocidade média anual dos ventos. ....	40
Tabela 4. Distribuição de ocorrências do parâmetro $k$ na altura de 50 metros. ....	41
Tabela 5. Setores com frequência de ocorrências superior a 5%. ....	43



# SUMÁRIO

Agradecimentos .....	iv
Resumo .....	v
Abstract .....	vi
Lista de Ilustrações .....	vii
Lista de Tabelas .....	viii
Sumário .....	ix
1 Introdução .....	1
1.1 Objetivos .....	2
1.2 Estrutura do trabalho .....	2
2 Características dos ventos .....	4
2.1 A natureza do vento .....	4
2.2 Força de Coriolis .....	5
2.3 Circulação geral da atmosfera .....	7
2.4 Variabilidade do Vento .....	8
2.4.1 Variação Espacial .....	9
2.4.1.1 Variações globais .....	9
2.4.1.1 Variações Regionais .....	9
2.4.1.1 Variações Locais .....	11
2.4.2 Variação Temporal .....	11
2.4.2.1 Variações de longo prazo .....	11
2.4.2.2 Variações de curto prazo .....	12
2.5 A potência do vento .....	12
2.6 Máxima extração de potência - Limite de Betz .....	14
2.7 Distribuição de Weibull .....	15
3 A influência do terreno no comportamento do vento .....	17
3.1 Perfil vertical do vento .....	17
3.2 Rugosidade .....	20
3.3 Turbulência .....	22
3.4 Obstáculos .....	23
4 Aspectos técnicos da energia eólica .....	26
4.1 Tipos de turbinas .....	26
4.2 Componentes de uma turbina .....	30
4.3 Potência dos aerogeradores .....	34
4.3.1 Curva de potência .....	34
4.3.2 Controle aerodinâmico de potência .....	35

4.3.2.1	Controle por estol.....	35
4.3.2.1	Controle por passo.....	36
4.3.2.2	Controle ativo de estol.....	37
5	Potencial eólico: o caso do nordeste brasileiro.....	38
5.1	Potencial Eólico.....	38
5.1.1	Velocidade do vento.....	40
5.2	Qualidade dos ventos.....	40
5.2.1	Constância do vento.....	41
5.2.2	Direção do vento.....	42
5.2.3	Densidade do ar.....	43
6	Conclusão.....	46
	Bibliografia.....	47

# 1 INTRODUÇÃO

As fontes primárias de energia não renováveis são responsáveis por cerca de 80% da energia consumida no mundo. Essas fontes se encontram na natureza em forma de estoque, por conseguinte de maneira limitada e se esgotam com o tempo de utilização. O urânio e os combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural), são as principais fontes de energia não renováveis as quais têm reservas finitas.

Nas últimas décadas, tem aumentado a preocupação sobre o impacto ambiental causado pela utilização de fontes de energia não renováveis, não apenas para geração de energia elétrica. Especialista em áreas do conhecimento, alertam que as emissões de gases de efeito estufa na atmosfera, causado pela queima de combustíveis fósseis, precisam ser substancialmente reduzidas para evitar perigosas alterações climáticas em escala global.

Nesse contexto, as fontes de energias renováveis surgem como uma alternativa ou complemento às convencionais, reduzindo os efeitos causados pela queima de combustíveis fósseis. Dentre as fontes alternativas, a energia eólica vem se destacando por apresentar resultados significativos quanto ao desenvolvimento tecnológico, diminuição dos custos, e aumento de potência instalada, tanto em países desenvolvidos como em países chamados emergentes.

A energia dos ventos tem sido utilizada pelo homem há milhares de anos para produzir trabalho. O primeiro registro histórico da utilização da energia eólica foi para o bombeamento de água e moagem de grãos por meio de cata-ventos, por volta de 200 A.C na Pérsia. Acredita-se que antes da invenção dos cata-ventos na Pérsia, a China (por volta de 2000 A.C) e o império Babilônico (por volta de 1700 A.C) também utilizavam cata-ventos rústicos para irrigação.

Na Europa a introdução dos cata-ventos ocorreu por volta do Século XI, durante as cruzadas. Na Holanda foram largamente utilizados para a drenagem de terras alagadas na criação de áreas de plantio e foi por volta do final do século XIX com a criação da primeira turbina eólica que utilizou-se a energia dos ventos para produção de energia elétrica.

Observa-se que o homem há milhares de anos enxergou o potencial presente na energia dos ventos. Estudar e compreender esse recurso continua sendo de extrema importância para o desenvolvimento humano.

Neste trabalho são ressaltados os tipos de ventos na terra, contextualizando para o aproveitamento da geração de energia elétrica, analisando-se em particular o potencial eólico da região Nordeste.

## 1.1 OBJETIVOS

Mostrar o potencial eólico do Nordeste brasileiro, evidenciando as vantagens dos recursos eólicos da região.

Características dos ventos, influência do terreno no comportamento do vento, modelos de turbinas, componentes de aerogeradores, serão alguns dos temas apresentados.

## 1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

No Capítulo 2 será mostrado as características dos ventos. Nele é apresentado o processo de geração dos ventos e os fatores que influenciam o seu comportamento. Aborda também a potência disponível no vento, a máxima potência que se pode extrair do mesmo e a representação do vento em termos de distribuição de probabilidade.

No Capítulo 3 será abordado a influência do terreno no comportamento dos ventos, mostrando a importância de se verificar a topografia, a rugosidade e os obstáculos na região onde se pretende instalar turbinas eólicas de maneira a se obter o melhor aproveitamento da energia dos ventos.

No Capítulo 4 será visto os aspectos técnicos associados a geração eólica, como os tipos de turbinas, seus principais componentes e o conceito de controle aerodinâmico de potência.

No Capítulo 5 será abordado o potencial eólico do Nordeste. Neste será realizado uma análise comparativa entre os ventos do Nordeste, Estados Unidos e Europa, onde se evidenciará as vantagens dos recursos eólicos do Nordeste.

O Capítulo 6 é conclusivo. Tem como objetivo mostrar as constatações verificadas ao longo do trabalho realizado e findará com uma explanação sobre o que foi evidenciado durante revisão bibliográfica.

## 2 CARACTERÍSTICAS DOS VENTOS

Compreender as características dos ventos é de fundamental importância para os diversos aspectos da exploração da energia eólica, desde a identificação de locais adequados para geração de energia elétrica até o projeto de turbinas eólicas.

Nesse capítulo serão abordadas as características dos ventos, apresentando os fatores que influenciam seu comportamento, especialmente na região Nordeste do Brasil. Também será explorado, a potência disponível no vento, a potência máxima que se pode extrair do mesmo e a representação do vento em termos de distribuição de probabilidade.

### 2.1 A NATUREZA DO VENTO

O vento é resultado quase que inteiramente da radiação solar sobre o planeta. Devido a forma esférica da terra, os raios solares atingem sua superfície em diferentes ângulos de incidência, como apresentado na Figura 1.

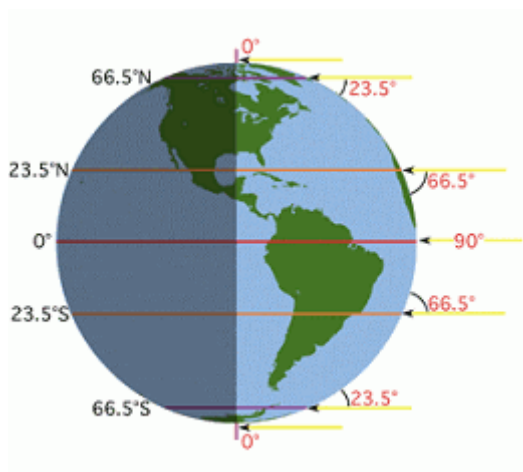


Figura 1. Ângulo de incidência dos raios solares durante o equinócio  
(<http://www.physicalgeography.net>, 2013).

Esse fato gera o aquecimento diferencial da superfície da terra ocasionando uma diferença de pressão entre as regiões, fazendo com que as massas de ar se desloquem da

região de alta pressão para a região de baixa pressão, esse deslocamento das massas de ar denominamos de vento, como mostrado na Figura 2.

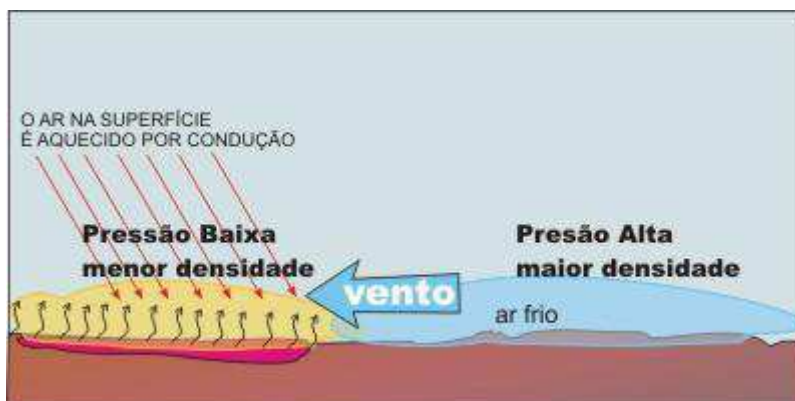


Figura 2. Formação do vento (<http://www.escolanautica.com.br/>, 2013).

A medida que a velocidade do vento aumenta uma outra força começa a interferir devido a rotação da terra, é a chamada força de Coriolis. Essa força é importante ser compreendida pois influencia fortemente o movimento das massas de ar.

## 2.2 FORÇA DE CORIOLIS

Um corpo cujo sistema de referência se encontre em rotação está sujeito a uma força fictícia perpendicular à direção do seu movimento conhecida por Coriolis. Devido ao movimento de rotação da terra, a força de Coriolis faz com que o vento seja desviado para a esquerda da sua trajetória no hemisfério sul, e para a direita no hemisfério norte, como mostrado na Figura 3.

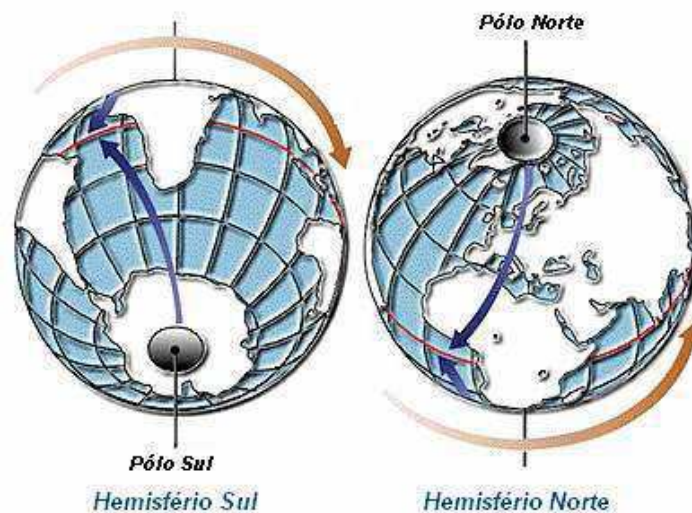


Figura 3. Atuação da força de Coriolis nos hemisférios sul e norte (<http://www.uff.br>, 2013).

A força de Coriolis é sempre perpendicular ao movimento, e é definida pela equação (1):

$$f = 2 \cdot \omega_T \cdot V_p \cdot \text{sen } |\lambda| . \quad (1)$$

Onde:

$\omega_T$  = velocidade angular da terra em rad/s;

$V_p$  = velocidade da partícula em m/s;

$\lambda$  = latitude em graus.

No gráfico da Figura 4 pode-se observar como a força de Coriolis varia com a latitude e a velocidade do vento.



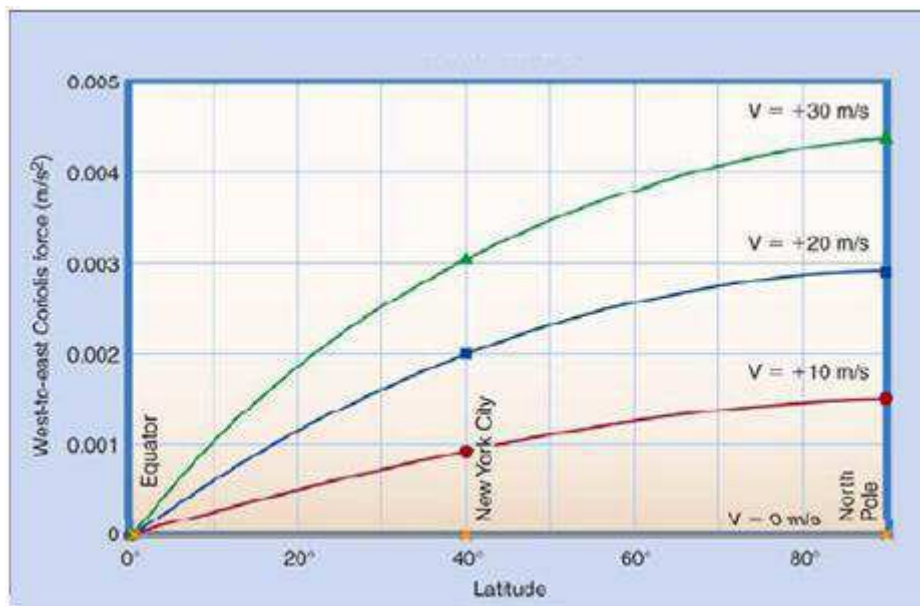


Figura 4. Variação da força de Coriolis com a latitude e a velocidade do vento (<http://www.physicalgeography.net>, 2013).

Como a força de Coriolis é proporcional à velocidade do vento, e à sua distância do equador, verifica-se que esta é nula no equador e máxima nos pólos com mostra o gráfico da Figura 4.

### 2.3 CIRCULAÇÃO GERAL DA ATMOSFERA

Como mencionado, o vento é gerado pelo aquecimento diferencial das regiões do planeta. Desse processo resulta a produção de massas de ar quente nas latitudes baixas onde a concentração de raios solares é maior, e a produção de massas de ar frio nas latitudes elevadas onde a concentração de raios solares é menor. O ar tropical por ser mais quente e menos denso que o ar polar tende a desloca-se para os pólos, enquanto que o ar polar mais frio e denso tende a desloca-se para o equador, formando um padrão de circulação.

Nas latitudes compreendidas entre 30° N e 30° S, a circulação se faz, à superfície, em direção a Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) localizada próxima ao Equador, e em direção aos pólos, a níveis de altitude superiores, formando a célula de convecção de Hadley e dando origem aos Ventos Alísios, cuja a circulação condiciona fortemente o regime de vento no Nordeste do Brasil.

Entre as latitudes  $30^\circ$  e  $60^\circ$ , em ambos os hemisférios, são formadas as células de Ferrel. Nessas células, os ventos de superfície se dirigem para os pólos, e devido a força de Coriolis são deslocados por uma forte componente oeste. Estes ventos, chamados de Ventos de Oeste, se caracterizam por apresentar uma grande variação de intensidade em relação ao seu valor médio.

Entre as latitudes  $60^\circ$  N e  $60^\circ$  S, a circulação atmosférica é resultante da subsidência das massas de ar nas proximidades dos pólos, gerando fluxos superficiais em direção ao equador, denominados de Ventos Polares de Leste, que apresentam velocidade superiores a dos Ventos Alísios. O encontro dessas massas de ar, mais frias, com os Ventos de Oeste, mais quentes, formam uma zona de descontinuidade chamada de Frente Polar.

A circulação global da atmosférica é apresentada na Figura 5.

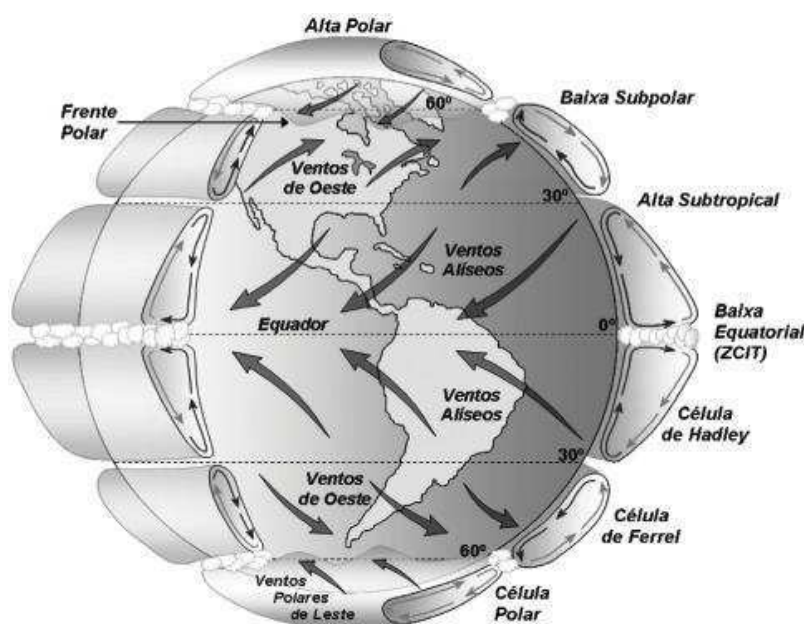


Figura 5. Modelo de circulação global da atmosfera com a posição das células de circulação vertical e os ventos típicos próximos a superfície (LUTGENS, 1995).

## 2.4 VARIABILIDADE DO VENTO

Do ponto de vista da energia eólica, a característica mais marcante do recurso eólico é a sua variabilidade. O vento é muito variável, tanto no espaço quanto no tempo. A variação espacial do vento pode ser classificada em três classes: variações globais,

variações regionais e variação locais. Já a variação temporal do vento pode ser dividida em duas classes: variações de longo e curto prazo.

#### 2.4.1 VARIAÇÃO ESPACIAL

##### 2.4.1.1 VARIAÇÕES GLOBAIS

As variações globais são influenciadas pelos mecanismos de circulação geral já descritos na seção 2.2, devido ao aquecimento diferencial da superfície da terra que da origem aos Ventos Alísios, particularmente importantes no Nordeste Brasileiro.

##### 2.4.1.1 VARIAÇÕES REGIONAIS

As circulação regional é, no caso do Nordeste Brasileiro, determinada praticamente pela interação dos Ventos Alísios com correntes de ar originadas por gradientes térmicos (brisas marítimas e terrestres).

A brisa marítima ocorre durante o dia quando a terra se aquece mais rápido que o mar fazendo com que o vento sobre o continente se aqueça e ascenda formando uma zona de baixa pressão. O ar mais frio e denso sobre o oceano flui então em direção a zona de baixa pressão no continente, dando origem a brisa marítima como mostrado na Figura 6. Quando o mar está mais quente que a terra o padrão se inverte dando origem as brisas terrestres, como mostrado na Figura 7. Em geral, a brisa terrestre é bem menos intensa que a brisa marítima, devido a menor diferença de temperatura entre a terra e o mar no período noturno. Como a terra aquece e resfria mais rápido do que a superfície do mar, o padrão de brisas marítimas e terrestres tende a reverter ao longo de um ciclo de 24 horas.

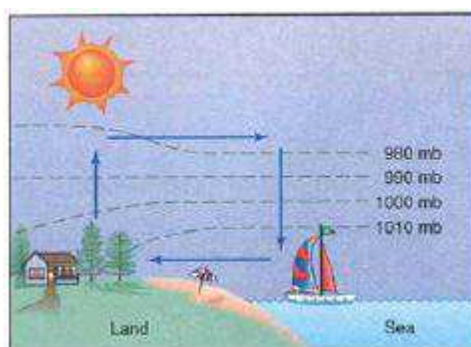


Figura 6. Brisa marítima (MORAN, 1997).

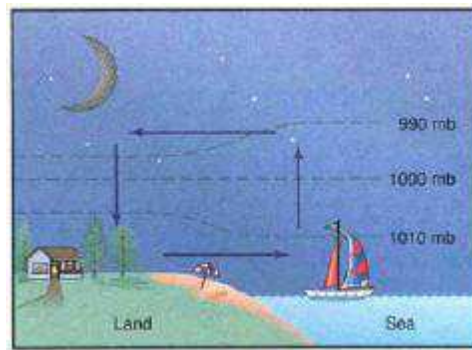


Figura 7. Brisa terrestre (MORAN, 1997).

A topografia também da origem a circulação de brisas, com inversão do sentido da circulação entre a situação diurna e noturna como ilustrado na Figura 8 e a Figura 9. Semelhante ao processo de formação da brisa marítima/terrestre, a superfície do solo funciona como fonte de aquecimento durante o dia e de arrefecimento durante a noite. A atmosfera sobre regiões de vale é pouco afetada pelo ciclo diurno uma vez que esta encontra-se distante do solo. Na zona montanhosa no entanto, a atmosfera está em contato direto com a superfície, trocando calor. Dessa forma, a montanha comporta-se como uma fonte de calor durante o dia, dando origem a uma circulação mais fria de ar vinda do vale, essa circulação é conhecida como brisa de vale. Durante a noite a montanha é uma fonte de arrefecimento, tendo lugar uma corrente de ar frio da montanha para o vale, conhecida como brisa de montanha.



Figura 8. Brisa de vale (MORAN, 1997).



Figura 9. Brisa de montanha (MORAN, 1997).

#### 2.4.1.1 VARIAÇÕES LOCAIS

O vento sofre influência significativa de fatores locais. Os principais mecanismos que afetam o escoamento local do ar são: fenômenos aerodinâmicos associados a topografia local (elevações, depressões, entre outros) e a obstáculos naturais ou artificiais (vegetação, edifícios, entre outros) e fenômenos associados a diferenças de rugosidade entre as várias superfícies adjacentes ao fluxo atmosférico.

A influência da topografia, da rugosidade, dos obstáculos e outros fatores na velocidade do vento, será explorado com mais detalhes no Capítulo 3.

#### 2.4.2 VARIAÇÃO TEMPORAL

##### 2.4.2.1 VARIAÇÕES DE LONGO PRAZO

A velocidade do vento em qualquer local particular está sujeita a variações interanuais e sazonais.

As variações interanuais no Nordeste brasileiro têm como principais condicionantes as mudanças permanentes nos padrões climáticos do planeta (por exemplo, o aumento da temperatura global) e pequenas irregularidades nos ciclos interanuais da ZCIT (por exemplo, ocorrência de El Niño e La Niña). Todavia, as variações nas regiões próximas ao equador são bem menores que as normalmente observadas nas médias e altas latitudes.

Já as variações sazonais da velocidade e direção predominante do vento são provocadas pela mudança no comportamento da circulação geral da atmosfera ao longo do ano. Na região Nordeste essas variações estão associadas principalmente a movimentação da ZCIT ao longo do ano e por efeitos regionais, como brisas marítimas e terrestres e brisas de vale e montanha. Nos meses de Agosto e Setembro, o recuo da ZCIT para latitudes equatoriais provoca maiores gradientes térmicos entre o oceano e o continente intensificando os Ventos Alísios. Já nos meses de Fevereiro e Março, a aproximação da ZCIT ocasiona chuvas contínuas, e nesse período a intensidade dos ventos diminui.

### 2.4.2.2 VARIAÇÕES DE CURTO PRAZO

As variações de curto prazo são classificadas em variações diurnas e variações de curta duração.

Os ventos apresentam variações diurnas bem definidas influenciadas principalmente por diferenças de temperatura entre superfícies. No litoral do Nordeste, estas variações são ocasionadas principalmente por brisas marítimas e terrestres, e no interior da região por brisas de vale e de montanha.

Já as variações de curta duração estão associadas a turbulência e a rajadas de vento, e devem ser levadas em consideração em projetos eólicos, pois causam fadiga nos componentes estruturais da turbina reduzindo seu tempo de vida útil.

No litoral do Nordeste verificam-se baixos níveis de turbulência, esses níveis aumentam a medida que se dirige para o interior do estado devido a influência da topografia, da rugosidade e dos obstáculos.

## 2.5 A POTÊNCIA DO VENTO

Uma turbina eólica capta uma parte da energia cinética do vento que passa através da área varrida pelo rotor e a transforma em energia elétrica. Sendo o vento uma massa de ar  $m$  a deslocar-se a uma velocidade  $u$ , pode-se calcular sua energia cinética através da equação (2).

$$E = \frac{1}{2} . m . u^2 \quad (2)$$

A potência disponível no vento é dada pela derivada da energia no tempo, e pode ser definida pela equação (3).

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \frac{\Delta m}{\Delta t} u^2 \quad (3)$$

Onde:

$P$  = Potência disponível no vento em W;

$E$  = Energia cinética do vento em Joules;

$t$  = Tempo em segundos;

$$\frac{\Delta m}{\Delta t} = \text{Fluxo da massa de ar em kg/s};$$

$u$  = Velocidade do vento em m/s.

O fluxo da massa de ar é dado pela equação (4).

$$\frac{\Delta m}{\Delta t} = \rho \cdot u \cdot A \quad (4)$$

Onde:

$$\frac{\Delta m}{\Delta t} = \text{Fluxo da massa de ar em kg/s};$$

$\rho$  = Densidade do ar em kg/m<sup>3</sup>;

$u$  = Velocidade do vento em m/s;

$A$  = Área varrida pelo rotor em m<sup>2</sup>.

Substituindo-se a equação (4) na equação (3), temos que a potência disponível no vento que passa pela área varrida pelo rotor, é dada pela equação (5):

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot u^3 \quad (5)$$

Onde:

$P$  = Potência do vento em W;

$\rho$  = Densidade do ar em Kg/m<sup>3</sup>;

$A$  = Área varrida pelo rotor em m<sup>2</sup>;

$u$  = Velocidade do vento em m/s.

Contudo, para se calcular a potência elétrica produzida por um aerogerador, deve-se considerar o coeficiente aerodinâmico de potência do rotor ( $C_p$ ) e o rendimento do conjunto gerador/transmissões ( $\eta$ ). Assim, a potência útil produzida pela turbina eólica é expressa pela equação (6):

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta \quad (6)$$

Como podemos observar, a potência elétrica produzida por uma turbina eólica é função do cubo da velocidade do vento, dessa forma, o vento no local de instalação de uma turbina eólica é o fator mais relevante para o aproveitamento eólico.

## 2.6 MÁXIMA EXTRAÇÃO DE POTÊNCIA - LIMITE DE BETZ

O fluxo de ar através de uma turbina eólica de eixo horizontal é ilustrado na Figura 10.

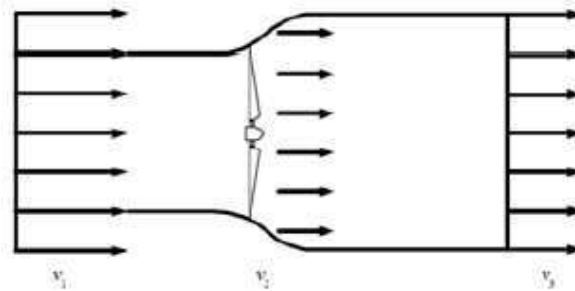


Figura 10. Fluxo de vento através de uma turbina eólica (MARQUES, 2004).

O fluxo de ar ao passar pelo rotor da turbina perde parte da sua energia cinética, sendo sua velocidade na saída da turbina menor do que na entrada. Em 1919, o físico Alemão Albert Betz mostrou que para se extrair a máxima potência desse fluxo, é necessário que a velocidade da massa de ar na saída do rotor seja exatamente igual a um terço ( $1/3$ ) da velocidade na entrada do rotor, ou seja, dois terços ( $2/3$ ) da energia cinética contida na massa de ar que atravessa o rotor seria captada e convertida em energia elétrica. Betz calculou a fração máxima da energia contida no vento que pode ser extraída por uma turbina, ou seja, o coeficiente de potência máximo, encontrando o valor  $C_{p,max} = 0.593$ , provando que apenas 59,3% da potência disponível no vento pode ser convertida em potência mecânica por uma turbina eólica, esse limite máximo de extração de energia do vento é conhecido como limite de Betz. Vale ressaltar que esse valor é teórico, na prática as turbinas operam abaixo do limite de Betz.



## 2.7 DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL

A distribuição de Weibull, nomeada pelo seu criador Waloddi Weibull, é uma distribuição de probabilidade contínua e tem sido utilizada para dar uma boa representação da variação da velocidade média do vento ao longo de um ano em muitos locais. A distribuição de Weibull é expressa pela equação (7),

$$f(\bar{u}) = \frac{k}{c} \left( \frac{\bar{u}}{c} \right)^{k-1} \cdot \exp \left( - \left( \frac{\bar{u}}{c} \right)^k \right) \quad (7)$$

onde  $f(\bar{u})$  é a frequência de ocorrência da variável velocidade média do vento  $\bar{u}$ ;  $c$  é um parâmetro de escala, com dimensões de velocidade; e  $k$  é um parâmetro de forma, adimensional.

O parâmetro  $c$  está relacionado com a velocidade média através da função gama -  $\Gamma$ , como mostra a equação (8):

$$\bar{u} = c \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \quad (8)$$

e o parâmetro  $k$  é uma medida da variância dos dados, como mostra a equação (9):

$$\sigma^2 = c^2 \left[ \Gamma \left( 1 + \frac{2}{k} \right) - \left( \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \right)^2 \right] \quad (9)$$

Valores mais elevados do parâmetro  $k$ , tais como 2,5 ou 3, indica um local onde a variação da velocidade média horária do vento sobre a média anual é pequena, como é o caso nos cinturões de Ventos Alísios. Um menor valor de  $k$ , tal como 1,5 ou 1,2, indica uma maior variabilidade em relação a média. Alguns exemplos são mostrados na Figura 11.

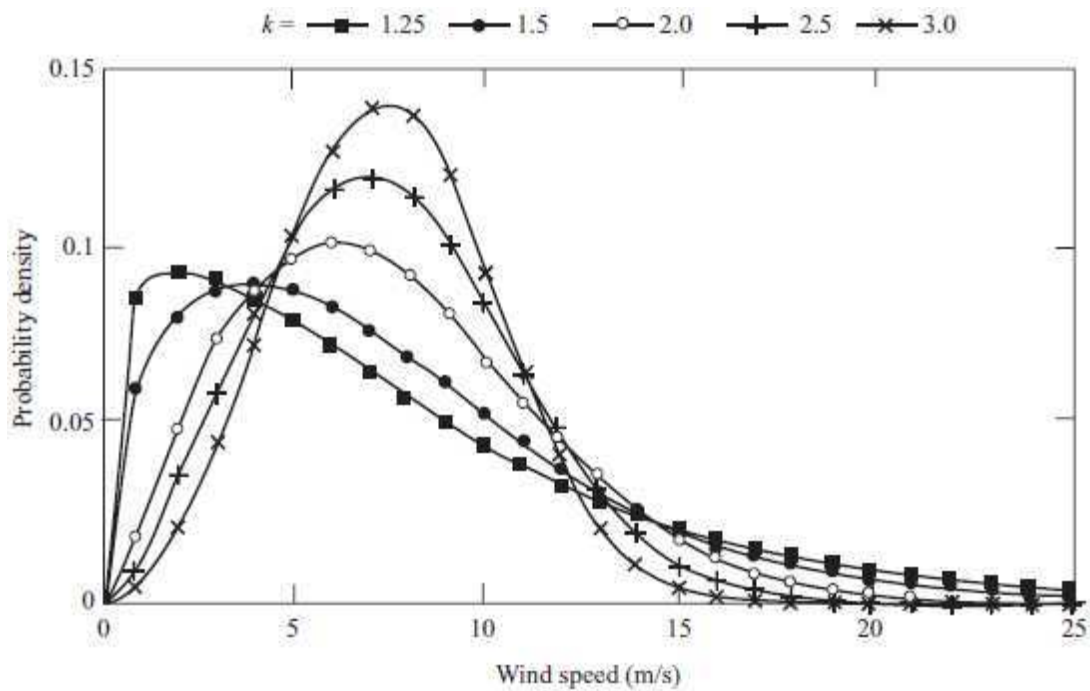


Figura 11. Exemplos de distribuições de Weibull. (BURTON, 2001)

Estudos mostram uma forte associação entre a distribuição probabilística de Weibull e o comportamento do vento observado no Nordeste brasileiro.

### 3 A INFLUÊNCIA DO TERRENO NO COMPORTAMENTO DO VENTO

Determinar o tipo de terreno de uma região é extremamente importante para que se possa avaliar melhor o seu potencial eólico, pois a topografia, a rugosidade e os obstáculos podem variar muito a direção e a velocidade dos ventos.

Dessa forma, é importante compreender como as características de um terreno podem afetar o aproveitamento da energia dos ventos.

Neste capítulo será abordado a influência da topografia, rugosidade e obstáculo no comportamento do vento.

#### 3.1 PERFIL VERTICAL DO VENTO

O perfil vertical do vento define-se como a variação na componente horizontal da velocidade do vento em função da altura. Essa variação deve-se ao atrito gerado entre as massas de ar e a superfície do solo, que causa uma diminuição na velocidade do vento. Assim, quanto mais distante do solo maior será a velocidade do vento devido ao menor atrito com a superfície.

O perfil vertical do vento pode ser observado no gráfico da Figura 12.

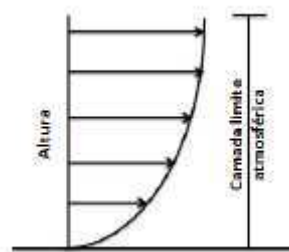


Figura 12. Perfil vertical do vento (ROHATGI, 1994).

Esta região, onde há uma variação na velocidade do vento dada a influência direta do atrito do solo, é chamada de camada limite atmosférica, e é onde as turbinas

são instaladas. Por isso, é de grande importância saber como a velocidade do vento varia nessa camada, para avaliar não só a produção de energia elétrica com mais precisão, como também os carregamentos e fadigas impostos aos mecanismos das turbinas.

Esse perfil vertical pode ser aproximado pela lei logarítmica de Prandtl, expressa pela equação (10).

$$\bar{u}(z) = \left( \frac{u_*}{k} \right) \ln \left( \frac{z}{z_0} \right) \quad (10)$$

Onde:

$\bar{u}(z)$  = Velocidade média do vento em m/s;

$u_*$  = Velocidade de atrito em m/s;

$k$  = Constante de Von Karman (aproximadamente 0,4);

$z_0$  = Comprimento de rugosidade aerodinâmica em m;

$z$  = Altura acima do solo em metros.

A velocidade de atrito  $u_*$ , é representada pela equação (11).

$$u_* = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}} \quad (11)$$

Onde:

$\tau_w$  = Tensão de cisalhamento na superfície do solo em N/m<sup>2</sup>;

$\rho$  = Massa específica do ar em Kg/m<sup>3</sup>.

Se a velocidade do vento for determinada em uma certa altura, é possível estimar a velocidade do vento em outra altura desejada. Para isso, utiliza-se frequentemente da lei logarítmica expressa pela equação (12):

$$\frac{\overline{u}(z_2)}{\overline{u}(z_1)} = \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (12)$$

Onde:

$z_1$  = Altura no ponto 1 em metros;

$z_2$  = Altura no ponto 2 em metros;

$z_0$  = Comprimento de rugosidade aerodinâmica em m;

$\overline{u}(z_1)$  = Velocidade média no ponto 1 em m/s.

A lei de potência é outro modelo matemático que também é utilizado para estimar a velocidade do vento a partir de uma altura de referência, é semelhante a lei logarítmica, e é expressa pela equação (13):

$$\frac{\overline{u}_z}{\overline{u}_{z_{ref}}} = \left(\frac{z}{z_{ref}}\right)^\alpha \quad (13)$$

onde o expoente  $\alpha$  varia de acordo com o tipo de superfície do terreno. Na Tabela 1 são apresentados alguns valores de  $\alpha$  para diferentes tipos de superfície terrestre.

Tabela 1. Expoente  $\alpha$  para diferentes tipos de superfície.

Descrição da superfície terrestre	$\alpha$
Superfície lisa, lago ou oceano	0,10
Relva	0,14
Vegetação rasteira (até 0,3m), árvores ocasionais	0,16
Arbustos	0,20
Árvores, construções ocasionais	0,22-0,24
Áreas residências	0,28-0,40

Na prática, o expoente  $\alpha$  é muito variável com a elevação, estação do ano, velocidade do vento, natureza do terreno, temperatura e muitos outros mecanismos mais ou menos complexos.

### 3.2 RUGOSIDADE

A rugosidade do solo pode ser definida como as irregularidades apresentadas na sua superfície. Dessa forma pode-se dizer que uma superfície lisa apresenta baixa rugosidade, enquanto uma superfície mais irregular apresenta alta rugosidade.

Árvores, arbustos, vegetação rasteira e pequenas construções influenciam a rugosidade do solo.

O perfil vertical de velocidade do vento varia em relação à diferença de rugosidade na superfície do solo como pode ser visto na Figura 13.

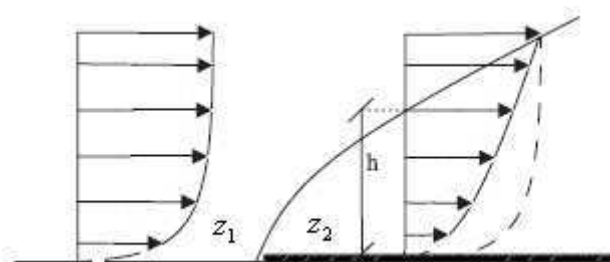


Figura 13. Influência da mudança de rugosidade no perfil vertical do vento (<http://www.cresesb.cepel.br>, 2013).

Pode-se observar a influência no perfil vertical do escoamento devido à mudança de rugosidade  $z_1$  para  $z_2$ . O perfil da velocidade na superfície  $z_2$  é mais aberto em relação ao perfil da superfície  $z_1$ , ou seja, há uma transferência da velocidade da parte inferior para a parte superior do perfil, causado pelo atrito superficial.

O comprimento de rugosidade  $z_0$  é parametrizado em metros e é a altura em que a velocidade do vento é zero. Os valores típicos de  $z_0$  são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Classificação do terreno quanto a rugosidade.

Classes de cobertura do solo	Descrição	$z_0$ (m)
Água	Áreas representadas por lagoas e represas.	0,0002
Solo exposto	Regiões não ocupadas por edificações e sem qualquer tipo de cobertura vegetal.	0,03
Vegetação rasteira	Vegetação de pequeno porte ou com obstáculos esparsos em altura que podem ser árvores ou construções.	0,1
Vegetação arbórea	Áreas com vegetação arbórea significativa, que podem ser remanescentes de florestas.	1,0
Área urbana residencial	Regiões com edificações de até dois pavimentos, tipologia típica de bairros residenciais.	0,33
Área urbana densa de altura média	Áreas compostas por residências e prédios de até 8 pavimentos, com pequeno afastamento entre eles.	0,39
Área urbana de alta densidade	Regiões de densidade elevada que apresentam edificações acima de 10 pavimentos, com pequenos afastamentos entre eles.	3,8

A rugosidade do solo é um dos fatores que influenciam o efeito dos ventos em uma determinada região, e por esta razão deve ser considerado na escolha do local de instalação de turbinas eólicas.

### 3.3 TURBULÊNCIA

A turbulência é uma a flutuação na velocidade do vento em uma escala de tempo relativamente rápida, tipicamente menos do que cerca de 10 min. A turbulência afeta o aproveitamento da energia do vento, causando mudanças na direção e na velocidade do mesmo.

As duas principais causas da turbulência são: (i) atrito com a superfície da terra, que causa perturbações tão extensas quantos as geradas pelas características topográficas como colinas e montanhas; (ii) efeitos termais, que causam o movimento vertical das massas de ar.

A turbulência é um processo complexo, e não pode ser simplesmente representado por equações determinísticas, sendo necessário recorrer a técnicas estatísticas.

A componente flutuante do vento pode conter uma energia considerável em frequências próximas das frequências de oscilação da estrutura da turbina eólica, submetendo essa estrutura a esforços que reduzirão seu tempo de vida útil. Como a turbulência é um fenômeno inerente ao escoamento e não é possível eliminá-la, deve-se considerá-la como um fator determinante no projeto de turbinas eólicas.

A intensidade de turbulência é uma medida do nível global de turbulência e é definida pela equação (14):

$$I = \frac{\sigma}{\bar{u}} \quad (14)$$

Onde:

$I$  = Intensidade de turbulência;

$\sigma$  = Desvio padrão da variação da velocidade do vento;

$\bar{u}$  = Velocidade média do vento.

A intensidade de turbulência depende da rugosidade da superfície do solo e da altura acima da superfície.

Os valores típicos de intensidade de turbulência ( $I$ ), encontram-se no intervalo entre 0,1 e 0,4.



Na Figura 14 podemos verificar a variação da intensidade da turbulência com a altura para o caso de um terreno com árvores ( $z_0 = 10^{-1}$ ).

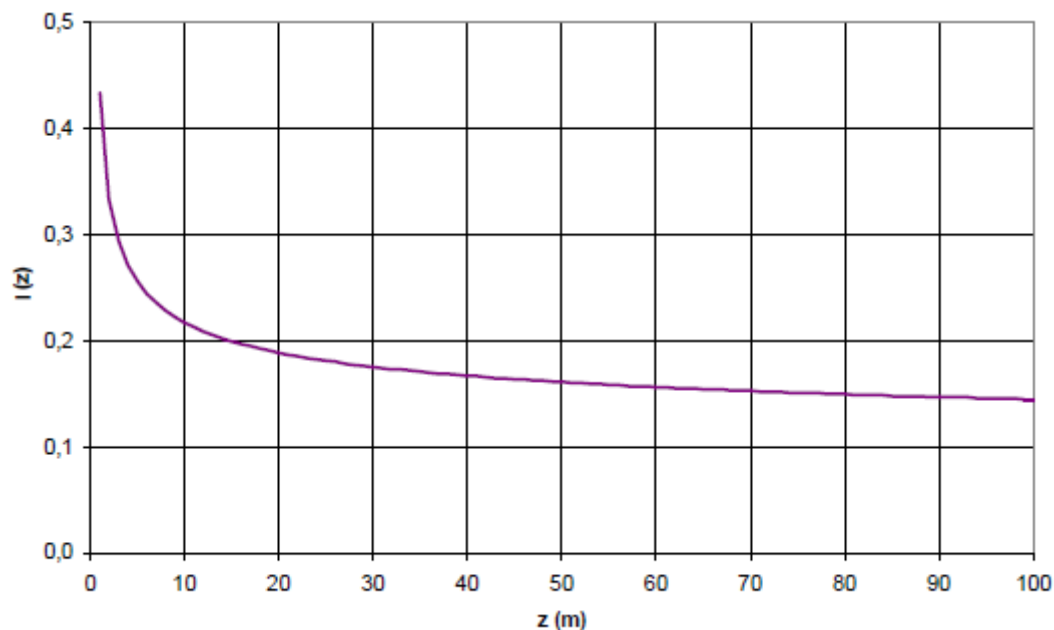


Figura 14. Intensidade da turbulência em função da altura;  $z_0 = 10^{-1}$  (CASTRO, 2003).

O estudo da turbulência é de primordial importância para que se possa modelar cada vez melhor os problemas que a envolvem.

### 3.4 OBSTÁCULOS

Edifícios, árvores, formações rochosas, entre outros, tem grande influência na diminuição da velocidade do vento, e são fontes de turbulência em sua vizinhança, sendo dessa maneira responsáveis pela queda do potencial eólico.

Grande parte da turbulência é gerada na região por detrás do obstáculo, e pode propagar-se até três vezes a dimensão do objeto, dessa forma deve-se evitar grandes obstáculos próximo das turbinas eólicas, principalmente na direção do vento predominante.

Na Figura 15 é mostrado como o escoamento é afetado na área envolvente do obstáculo.

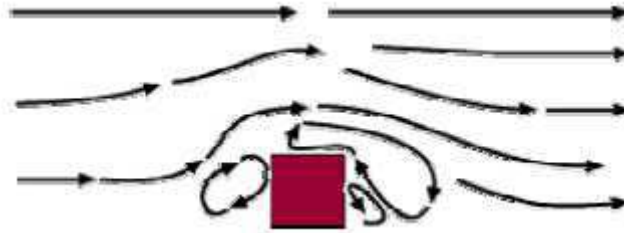


Figura 15. Escoamento na zona envolvente de um obstáculo (DANISHASSOC).

O efeito causado pelo obstáculo no escoamento do ar depende das dimensões do objeto e da velocidade de impacto do vento sobre o mesmo.

Na Figura 16 é mostrada a turbulência formada de acordo com o formato do obstáculo.

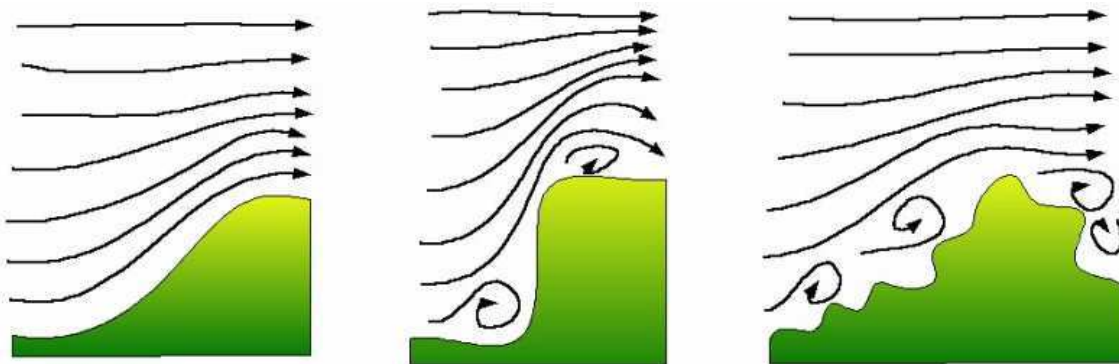


Figura 16. Turbulências causadas por diferentes obstáculos (<http://rgg.homelinux.com>, 2013).

Já na Figura 17 é mostrada a turbulência formada de acordo com a velocidade de impacto do vento no obstáculo.

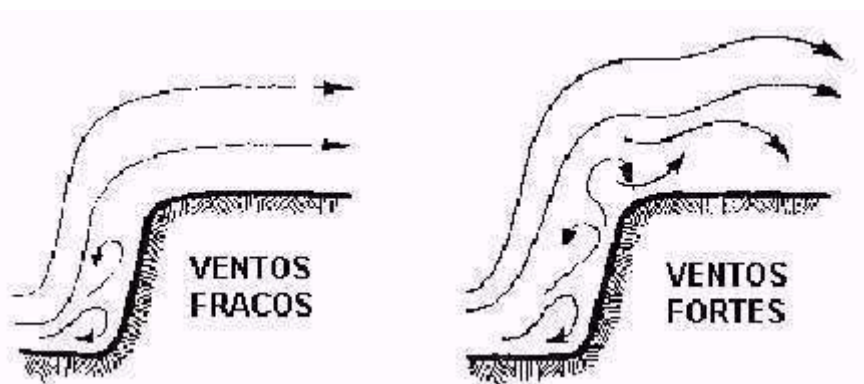


Figura 17. Turbulências causadas pela velocidade de impacto no obstáculo (<http://www.aeronline.com.br>, 2013).

Assim, é de suma importância a análise dos obstáculos no sítio onde se instalará turbinas eólicas. Se estes obstáculos se encontrarem a menos de 1 km medido segundo a direção de ventos predominantes, eles deverão ser levados em conta no projeto de instalação de turbinas.

## 4 ASPECTOS TÉCNICOS DA ENERGIA EÓLICA

Neste capítulo serão apresentados os aspectos técnicos associados a geração de energia eólica. Esses aspectos são importantes para entender porque a energia eólica se destaca como fonte alternativa de energia.

Inicialmente serão apresentadas os tipos de turbinas eólicas e seus principais componentes. Posteriormente, serão apresentados os dois conceitos tradicionais do controle aerodinâmico de potência, que dão origem à classificação das turbinas eólicas em dois grupos, sendo eles as turbinas do tipo Estol (*Stall*) e as turbinas do tipo *Pitch*.

### 4.1 TIPOS DE TURBINAS

Os sistemas eólicos de conversão de energia são classificados em dois tipos, a saber: os que utilizam a força de arrasto (*drag*) e os que utilizam a força de sustentação (*lift*). As turbinas modernas utilizam, preferencialmente, a concepção da '*sustentação*', e podem ser divididas, de acordo com a orientação do seu eixo de giro, em turbinas de eixo vertical ou de eixo horizontal.

As turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV) são caracterizadas pelo eixo de rotação que se encontra disposto na vertical, perpendicular a direção do vento de incidência.

As principal vantagem desse tipo de turbina é sua capacidade de operar independentemente da direção do vento, não necessitando de mecanismos de orientação que encarecem o custo do equipamento. Outra vantagem, é ter a parte eletromecânica alocada a nível do solo, o que reduz os custos de instalação e manutenção. Como desvantagens esse tipo de turbina apresenta elevados níveis de flutuação no torque e capacidade limitada de regulação em altas velocidades.

Os principais tipos de turbinas de eixo vertical são:

- Savonius: Movida principalmente pela força de arrasto do ar, sua maior eficiência se dá em ventos fracos e pode chegar a 20%.



Figura 18. Turbina Savonius (<http://en.wikipedia.org>, 2013).

- Darrieus: a turbina tipo Darrieus é constituída por 2 ou 3 pás, funciona através de força de sustentação tendo assim uma eficiência melhor que a a turbina do tipo Savonius, podendo chegar a 40% em ventos fortes.



Figura 19. Turbina Darrieus

(<http://alternative-energy-home.cosmic-corridor.com>, 2013).

As turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH) são as mais utilizadas na atualidade por apresentarem maior eficiência na geração de energia elétrica. As TEEH possuem eixo de rotação paralelo ao solo e precisam se alinhar constantemente com o

vento utilizando um mecanismo de ajuste. O sistema de ajuste padrão consiste de motores elétricos e caixas de engrenagens que movem todo o rotor para a esquerda ou direita em pequenos incrementos. O controlador eletrônico da turbina lê a posição de um dispositivo cata-vento (mecânico ou eletrônico) e ajusta a posição do rotor para capturar o máximo de energia eólica disponível. As TEEH usam uma torre para elevar os componentes da turbina a uma altura ideal para a velocidade do vento (e para que as pás possam ficar longe do solo) e ocupam muito pouco espaço no solo, já que todos os componentes estão a até 100 metros de altura.

O número de pás nesse tipo de turbina varia de acordo com o tipo de aplicação, para geração de energia elétrica são utilizadas predominantemente turbinas eólicas com três pás. Os rotores tripás apresentam uma melhor distribuição de peso, sendo, portanto, dinamicamente mais estáveis, já os rotores com uma ou duas pás, são mais instáveis e propensos a turbulência, trazendo risco a estrutura, além de apresentarem maior ruído em função da maior velocidade rotacional. Na Figura 20 é apresentada uma turbina eólica de eixo horizontal com três pás.



Figura 20. Turbina eólica de eixo horizontal com 3 pás (<http://energiasesp12b.no.sapo.pt>, 2013).

Quando o uso da turbina é orientado para o bombeamento de água, o número de pás pode ser superior a vinte. O número de pás está diretamente relacionado ao torque no eixo do rotor, assim, turbinas com elevado número de pás possuem um alto torque inicial que pode ser aproveitado para se dispor de uma partida automática para o

bombeamento de água quando a velocidade do vento se eleva. Na Figura 21 é apresentada uma turbina eólica de eixo horizontal com multipás.



Figura 21. Turbina eólica de eixo horizontal com multipás (<http://pt.wikipedia.org>, 2013).

As turbinas eólicas também podem ser classificadas de acordo com a orientação do rotor em relação ao fluxo de vento, podendo ser do tipo upwind (posição do rotor a montante da torre) ou downwind (rotor a jusante da torre). As turbinas do tipo downwind apresentam como vantagem o fato de não necessitarem de mecanismos de orientação em relação à direção do vento. Porém, a própria torre torna-se um obstáculo ao fluxo de vento, podendo ocasionar maiores perdas. Devido a esta desvantagem, esses tipos de rotores são menos utilizados que os upwind, pois estes, apesar de necessitarem de dispositivos de orientação para a direção do vento, têm maior eficiência. Turbinas com essas classificações estão ilustradas na Figura 22.

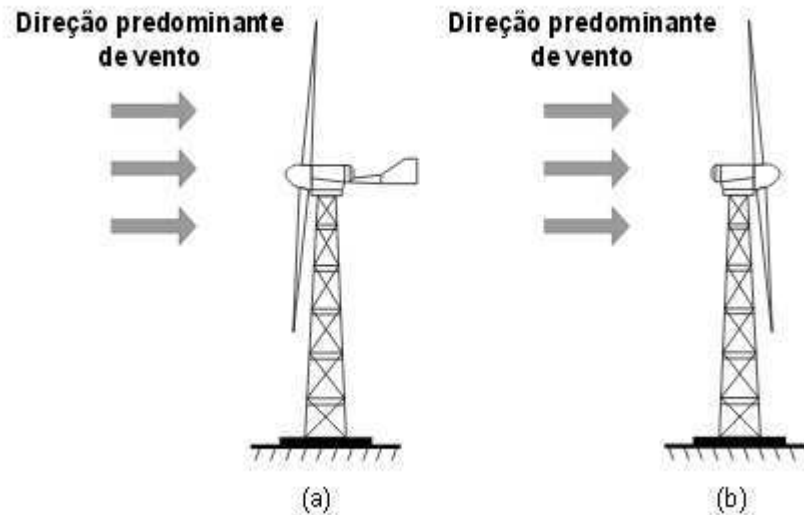


Figura 22. Turbinas *Upwind* (a) e *Downwind* (b) (PINHO, 2008).

## 4.2 COMPONENTES DE UMA TURBINA

Os principais componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal são: torre, nacela, rotor, transmissão (multiplicador de rotação), gerador, entre outros. Os aerogeradores são diferenciados pelo tamanho e formato da nacela, pela presença ou não de uma caixa de engrenagens e pelo tipo de gerador utilizado (convencional ou multipolos). Na Figura 23 são apresentados os principais componentes de um aerogerador moderno.



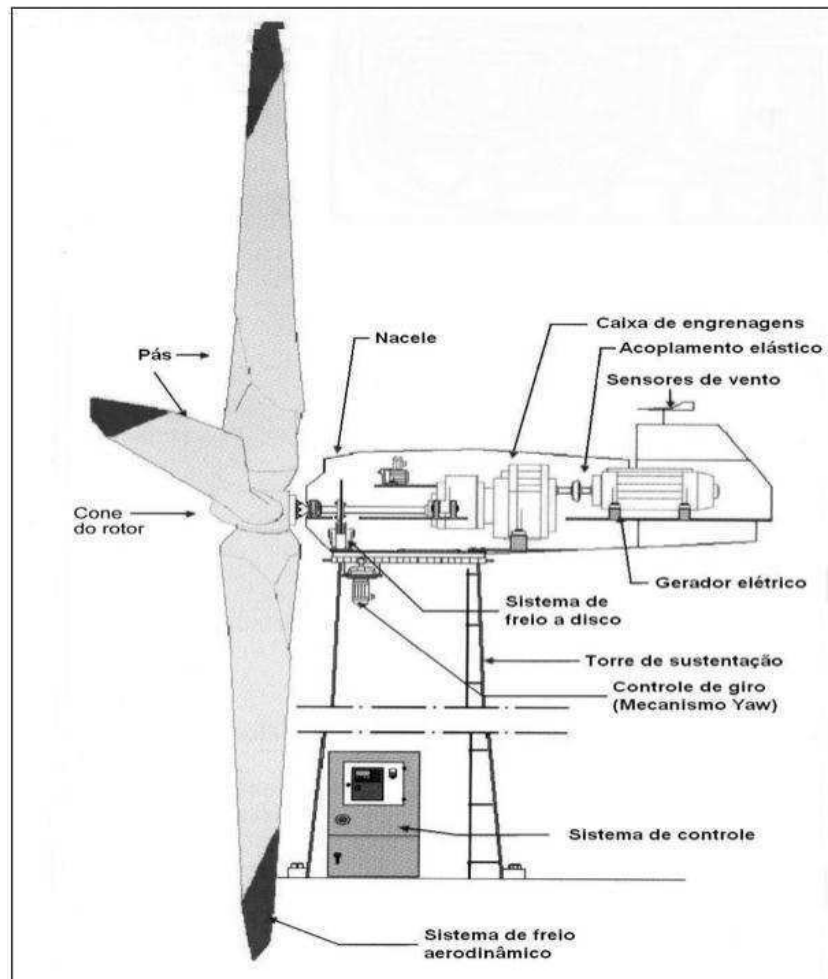


Figura 23. Principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal (PEREIRA, 2004).

#### a) Nacele

A nacelle é a estrutura que abriga o gerador elétrico, a caixa de engrenagens, os freios, os controladores, dentre outros. Ela pode estar localizada antes ou depois da turbina eólica e a sua função é proteger os equipamentos contra as intempéries.

#### b) Pás do Rotor

As pás do rotor são responsáveis por capturar a energia cinética do vento e transformá-la em trabalho mecânico. As pás são fixadas no cubo do rotor. Inicialmente, as pás eram feitas de alumínio, mas atualmente, são fabricadas com fibras de vidro e reforçadas com epóxi.

#### c) Cubo do rotor

O cubo do rotor é uma estrutura metálica situada à frente do aerogerador, constituída de aço ou liga de alta resistência. É montado e transportado como uma peça única a fim de evitar a montagem no local de instalação.

#### d) Eixo

O eixo responsável pela conexão do cubo ao gerador, transferindo energia mecânica da turbina. Também constituído de aço ou liga de alta resistência.

#### e) Caixa de Transmissão ou Multiplicadora

Este equipamento é responsável por transmitir a energia mecânica, através de um sistema de engrenagens, entregue pelo eixo do rotor até a carga, que no caso é o gerador. Os rotores apresentam baixas rotações, em torno de 20 a 150 rpm, e os geradores operam com rotações muito mais elevadas, em torno de 1.200 a 1.800 rpm; por isso, faz-se necessária a presença da caixa de transmissão. Atualmente já existem aerogeradores que não apresentam a caixa de transmissão, ou seja, é realizado o acoplamento direto entre o rotor e o gerador, que, nesse caso, apresenta um maior número de pólos.

#### f) Gerador Elétrico

O gerador é o responsável por transformar a energia mecânica entregue ao seu eixo em energia elétrica na saída de seus terminais. Atualmente, existem diversos tipos de geradores: geradores de corrente contínua, geradores síncronos, geradores assíncronos, geradores de comutador de corrente alternada. O mais utilizado nas turbinas modernas é o gerador de indução.

#### g) Torre

As torres são utilizadas para sustentar a nacela juntamente com os demais componentes. É um item estrutural de grande porte e de elevada contribuição no custo do sistema. As torres mais modernas são de metal tubular ou de concreto e podem ser sustentadas ou não por cabos tensores.

#### h) Sistema de Direcionamento

Os aerogeradores de grande porte possuem um sistema de direcionamento que faz com que a nacela gire de acordo com a direção do vento. Para isso ocorrer, existem sensores que indicam a direção do vento e um sistema de engrenagens na ligação da torre com a nacela, a qual é movimentada através da ação de um atuador elétrico ou hidráulico.

#### i) Sistema de Controle

O sistema de controle contém um microprocessador que monitora, continuamente, as condições do aerogerador. Em caso de um mau funcionamento (sobrecarga, excesso de calor na caixa de engrenagens, etc.) ele automaticamente dispara o processo de parada da turbina eólica.

#### j) Sensores de Vento

Os sensores de vento são basicamente o anemômetro e a veleta. O primeiro mede a velocidade do vento e o segundo monitora a direção do vento. Os sinais do anemômetro são usados pelo sistema de controle para partir o aerogerador quando a velocidade do vento está em torno de 3,5 m/s a 5 m/s. Quando esta velocidade é superior a 25 m/s, o sistema de controle dispara o processo de parada do aerogerador de forma a preservá-lo mecanicamente. Já o sinal da veleta é usado para girar o aerogerador contra o vento, por meio do mecanismo de orientação.

Existem diversos tipos de aerogeradores na atualidade e o que irá determinar qual o mais adequado são as características do local de instalação da turbina, incluindo o regime de ventos, e as preferências do comprador.

## 4.3 POTÊNCIA DOS AEROGERADORES

### 4.3.1 CURVA DE POTÊNCIA

A potência de saída de uma turbina eólica está diretamente relacionada com a velocidade do vento e essa relação entre potência e velocidade é modelada pela curva característica de potência da turbina eólica. Na Figura 24 é apresentada uma curva de potência típica.

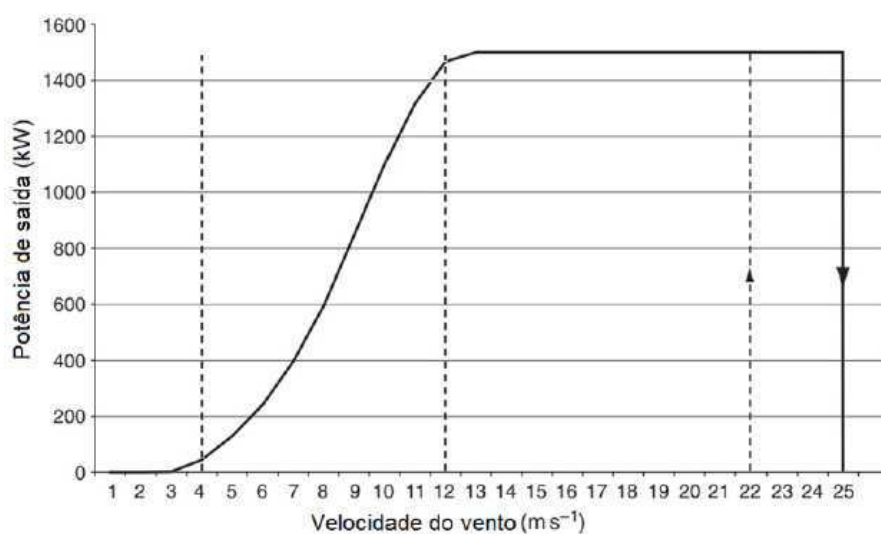


Figura 24. Curva de potência típica de uma turbina eólica (ACKERMANN, 2005).

A curva mostra que a geração de energia inicia a partir de certa velocidade, tipicamente entre 3 e 6 m/s, chamada de velocidade de partida (*cut-in*). A medida que a velocidade do vento aumenta, a produção de eletricidade também aumenta até atingir a potência nominal, quando o vento alcança a velocidade nominal específica de projeto, normalmente entre 12 e 16 m/s. A potência máxima é controlada por estol aerodinâmico ou por ajuste do ângulo de posicionamento das pás. Caso a velocidade do vento continue aumentando, atinge-se a velocidade de proteção ou corte (*cut-out*), tipicamente entre 20 e 25 m/s, e um mecanismo de proteção é acionado com a finalidade de reduzir as cargas aerodinâmicas atuantes na estrutura.

### 4.3.2 CONTROLE AERODINÂMICO DE POTÊNCIA

As turbinas eólicas são projetadas de maneira que atinjam e mantenham a potência nominal o máximo de tempo possível. Para isso é necessário obter uma mesma potência de saída para diversos valores distintos de velocidades do vento. Da mesma forma devem ser previstos dispositivos de limitação para se evitar esforços excessivos nos componentes mecânicos para ventos de velocidade elevada. Para isto, o atual estágio de desenvolvimento das turbinas eólicas oferece três formas construtivas que permitem o controle da potência produzida no rotor:

#### 4.3.2.1 CONTROLE POR ESTOL

É um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas e não podem ser giradas em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é escolhido de tal maneira que na faixa de operação próxima a velocidade nominal, o escoamento atinge o perfil aerodinâmico das pás em condições ótimas. Com rotação constante ou praticamente constante e com o aumento da velocidade do vento, o ângulo de ataque vai crescendo até que o escoamento se descole da face superior das pás (estol), ou seja, o fluxo se afasta da superfície da pá, surgindo regiões de turbulência entre este escoamento e a superfície. Este efeito reduz a força de sustentação e aumenta a de arrasto. Devido a tal fenômeno, o sistema atua como um freio aerodinâmico, limitando a potencia de saída da turbina.

Para que a potência do rotor não reduza drasticamente é necessário ocorrer um suave desenvolvimento do estol. Isto é feito com uma leve torção longitudinal em cada pá evitando que o efeito estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo. Na Figura 25 é ilustrado o princípio do estol com o descolamento do fluxo de ar mostrado na região mais clara onde se percebe também uma zona de turbulência.



Figura 25. Fluxo separado (estol) em volta do perfil (CRESEB, 2013).

Esse tipo de turbina é mais simples do que as com controle por passo, apresentando as seguintes vantagens:

- Inexistência de sistemas de controle de passo;
- Estrutura de cubo do rotor mais simples;
- Menor número de peças móveis ocasionando menos manutenção e reduzindo a chance de defeitos;
- Auto-controle de potência.

#### 4.3.2.1 CONTROLE POR PASSO

É um sistema de controle ativo efetuado a partir de um sinal do gerador de potência. Com o aumento do vento para valores superiores ao nominal, a potência gerada é mantida constante com o giro das pás do rotor em torno do seu eixo longitudinal. A potência de saída é regulada com o controle das forças aerodinâmicas que atuam sobre as pás, através da variação do seu ângulo de ataque com a alteração do ângulo de passo.

Nesse modelo, sob todas as condições de vento, o fluxo em torno dos perfis da pá do rotor é bem aderente à superfície produzindo sustentação aerodinâmica e pequenas forças de arrasto como é mostrado na Figura 26. O esforço provocado pelo rotor sobre a torre e estrutura de fundação em aerogeradores com controle de passo é consideravelmente menor que o provocado por turbinas com controle de estol. Assim há uma redução de material empregado e por conseqüência um menor peso de toda estrutura em turbinas com esse sistema de controle. O ajuste do ângulo de passo da pá requer peças móveis adicionais no cubo do rotor e conseqüentemente maiores custos da parte mecânica do que as turbinas de pás fixas.



Figura 26. Fluxo aderente ao perfil (CRESEB, 2013).

#### 4.3.2.2 CONTROLE ATIVO DE ESTOL

É um sistema de controle que consiste na junção das técnicas de controle de passo e por estol. Tecnicamente, o controle ativo de estol assemelha-se as máquinas de controle de passo, uma vez que elas tem as lâminas de passo variável. No intuito de obter um alto torque para velocidades baixas, a máquina geralmente é programada do mesmo jeito que é feito no controle de passo em baixas velocidades. Muitas vezes são usados apenas alguns passos fixos, variando com a velocidade do vento.

No entanto, quando a máquina atinge a potência nominal é notada uma grande diferença das turbinas com controle de passo. Se o gerador está prestes a sobrecarregar, a máquina irá posicionar suas lâminas no sentido oposto do que ocorre no controle de passo. Quer dizer, irá aumentar o ângulo de ataque das pás com o intuito de que elas entrem em um profundo efeito estol, desperdiçando o excesso de energia do vento.

Uma das vantagens do controle ativo de estol é poder controlar a potência de saída com maior precisão que o controle por estol passivo, de modo que seja evitada que essa potência ultrapasse a nominal da máquina no início de uma rajada de vento.

## 5 POTENCIAL EÓLICO: O CASO DO NORDESTE

### BRASILEIRO

O Nordeste do Brasil apresenta características eólicas singulares, que o difere de outros locais do planeta. Além disso, a sua localização privilegiada, que abrange a área dos Ventos Alísios, associada a uma extensa área litorânea e de montanhas, torna-a uma das regiões com maior potencial eólico em todo mundo.

Neste capítulo será realizado uma análise comparativa entre os ventos do Nordeste, Estados Unidos e Europa, onde se evidenciará as vantagens dos recursos eólicos do Nordeste.

Os estudos realizados neste capítulo foram baseados em resultados provenientes dos Atlas dos Recursos Eólicos disponíveis para estas três regiões.

#### 5.1 POTENCIAL EÓLICO

O Ministério de Minas e Energia, através do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - CEPEL, publicaram em 2001 o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, oferecendo informações relativas ao comportamento dos ventos em todo território nacional. De acordo com o referido Atlas, o Brasil apresentava em 2001, um potencial eólico de 143,5 GW, conforme é mostrado no mapa eólico da Figura 27.



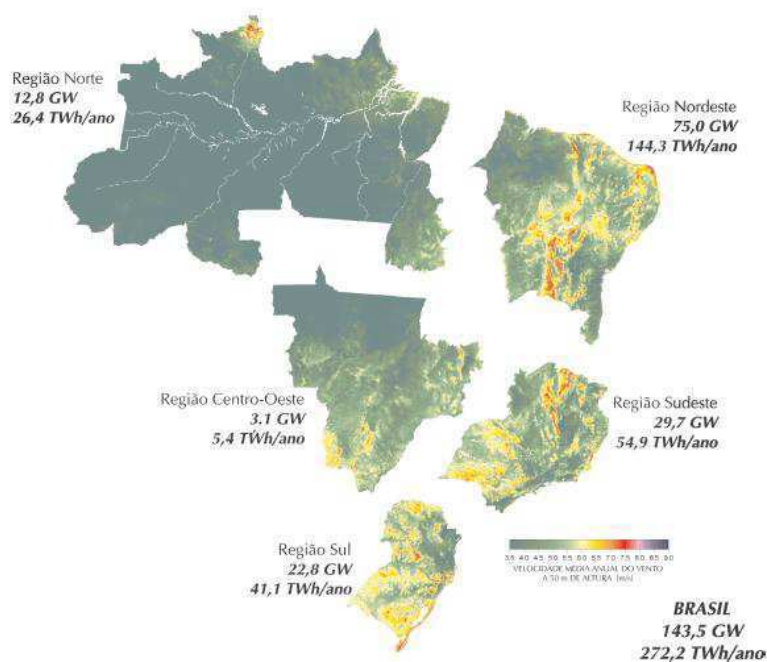


Figura 27. Potencial Eólico do Brasil (MME, 2001).

Em 2012, esse potencial foi reavaliado e estimado em 300 GW pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O Nordeste possui metade deste potencial e é a região de maior potencial eólico do país.

Na Figura 28 é mostrado o mapa do potencial eólico do Nordeste para ventos a 50 m de altura. Pode-se observar no mapa que o potencial eólico do Nordeste está localizado tanto na faixa litorânea quanto no interior da região.

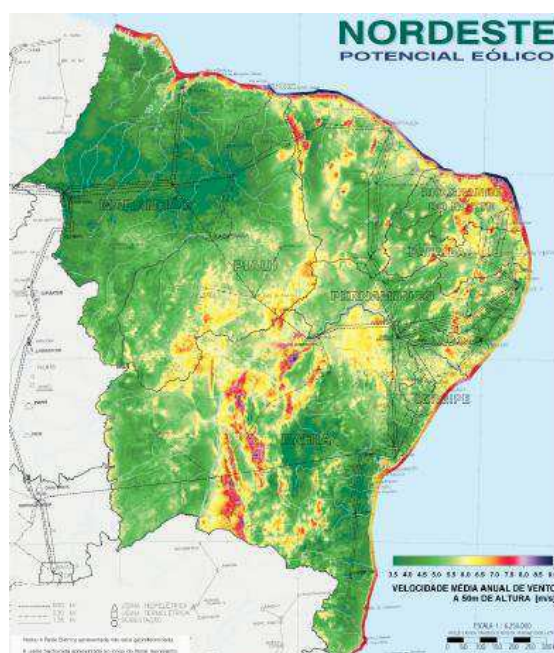


Figura 28. Potencial Eólico do Nordeste (MME, 2001).

### 5.1.1 VELOCIDADE DO VENTO

A velocidade média anual do vento é um dos fatores mais importantes na análise preliminar do potencial eólico de uma determinada região, pois como mencionado, a potência elétrica de saída de uma turbina eólica varia proporcionalmente com o cubo da velocidade do vento. Na região Nordeste verificam-se ventos com velocidades médias anuais elevadas, com valores entre 6 e 9 m/s, principalmente no litoral e nas regiões mais altas.

Na Tabela 3 são apresentadas as velocidades médias anuais nas áreas de maiores intensidade de vento de 4 estados do Nordeste. Os resultados aqui apresentados são baseados nas informações disponíveis nos Atlas Eólicos de cada estado.

Tabela 3. Velocidade média anual dos ventos.

<b>ESTADO</b>	<b>VEL. MÉDIA ANUAL</b> <b>[m/s]</b>	<b>ALTURA</b> <b>[m]</b>
RIO GRANDE DO NORTE	> 8	50
BAHIA	> 8	50
ALAGOAS	≥ 8	50
CEARÁ	> 8	50

Fonte: Atlas Eólico dos estados do Rio Grande do Norte, Bahia, Alagoas e Ceará.

De acordo com os dados da Tabela 3, a menor velocidade média anual verificada nas áreas de maior intensidade de vento dos 4 estados, a uma altura de 50 m, foi de 8 m/s. Sabe-se que velocidades médias anuais de 6.0 m/s já constituem condições favoráveis para operação de usinas eólicas, verifica-se assim, que os referidos estados do Nordeste apresentam um ótimo potencial eólico em termos de intensidade de vento.

## 5.2 QUALIDADE DOS VENTOS

Em termos de potencial eólico, o que diferencia o Nordeste de outras regiões do mundo é a qualidade dos seus ventos, que são mais constantes e mais direcionais, quando comparados, por exemplo, aos ventos dos Estados Unidos e Europa.

Neste t3pico do trabalho ser3 realizada uma compara33o entre os ventos do Nordeste, Estados Unidos e Europa, utilizando os dados anemom3tricos dispon3veis nos Atlas E3licos das tr3s regi3es.

### 5.2.1 CONST3NCIA DO VENTO

Como mencionado, a const3ncia do vento 3 indicada pelo par3metro  $k$  da distribu33o de Weibull. Considerando a influ3ncia do par3metro  $k$  nas ocorr3ncias de velocidades mais altas e mais baixas e que a densidade de energia 3 diretamente proporcional ao cubo da velocidade, pode-se constatar que uma pequena varia33o de  $k$  ocasiona um grande impacto na energia dispon3vel pelo vento.

Na Tabela 4 3 apresentada a distribu33o das ocorr3ncias do par3metro  $k$  para os sistemas anemom3tricos apresentados nos Atlas E3licos do Nordeste, Estados Unidos e Europa.

Tabela 4. Distribu33o de ocorr3ncias do par3metro  $k$  na altura de 50 metros.

$k$ [m/s]	Europa	Nordeste/BR	Estados Unidos
	% do total de sistemas	% do total de sistemas	% do total de sistemas
< 1,0	0,0%	0,0%	0,0%
1,0 - 1,5	24,6%	0,0%	11,3%
1,5 - 2,0	40,0%	0,0%	45,1%
2,0 - 2,5	34,3%	0,0%	25,4%
2,5 - 3,0	1,1%	47,08%	14,1%
3,0 - 3,5	0,0%	13,0%	2,8%
3,5 - 4,0	0,0%	13,0%	0,0%
> 4,0	0,0%	26,1%	1,4%

Fonte: Atlas do Potencial E3lico do Nordeste, Estados Unidos e Europa.

Verifica-se atrav3s da Tabela 4, que na regi3o Nordeste o par3metro  $k$  apresenta valores mais elevados que os observados nos Estados Unidos e Europa, o que indica que os ventos do Nordeste s3o mais constantes que os destas regi3es. Essa menor dispers3o em torno da velocidade m3dia do vento contribui para um aumento na gera33o e3lica em locais onde a velocidade m3dia anual do vento 3 elevada, conforme mostra o exemplo a seguir.

Na Figura 29 s3o apresentados os valores anuais de fator de capacidade para diferentes rela33es de velocidade m3dia e par3metro  $k$ . A turbina e3lica utilizada no exemplo 3 a NEG Micon de 1,5 MW.

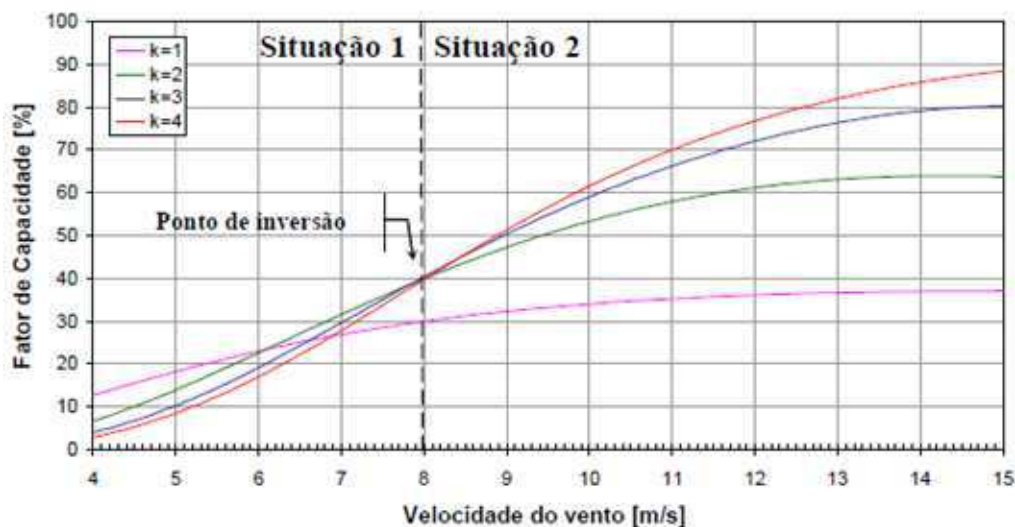


Figura 29. Performance da turbina NEG Micon de 1,5 MW para diferentes condições eólicas,  $\rho = 1,16 \text{ kg/m}^3$  (Silva, 2003).

Observa-se no gráfico da Figura 29 que para locais com velocidade média anual inferior a 8 m/s, a ocorrência de valores menores de  $k$  induzem a máquina para uma maior produção de energia elétrica. No entanto, nos locais com velocidade média superior a 8 m/s, o fenômeno se inverte, fazendo com que os altos valores de  $k$  respondam com um incremento na geração anual.

Na região Nordeste verificam-se ventos com velocidades médias anuais superiores a 8 m/s em extensas áreas dos litorais do Piauí, do Ceará, do Rio Grande do Norte, da Paraíba e do extremo norte de Pernambuco, além de uma grande quantidade de áreas isoladas de serras, chapadas e montanhas.

Dessa forma, a maior constância dos ventos do Nordeste se apresenta como um fator diferencial, proporcionando uma maior capacidade geração de energia.

### 5.2.2 DIREÇÃO DO VENTO

A direção do vento é um importante parâmetro a ser analisado na região onde se pretende instalar turbinas eólicas, pois mudanças de direção frequentes podem causar perdas na geração e carregamentos de fadiga nos componentes estruturais do sistema eólico.

Em geral, regiões tropicais apresentam pequenas variações de direção, menores até que  $30^\circ$ , já nas médias e altas latitudes, estas variações são bem maiores e bruscas, e

podem ultrapassar 180°. No Nordeste brasileiro as variações de direção do vento são bem menores das que ocorrem nos Estados Unidos e Europa. Na Tabela 5 são apresentados os resultados de um experimento que compara os sistemas anemométricos instalados no Nordeste e na Europa com relação aos setores com ocorrências de vento superiores a 5% do período de um ano.

Tabela 5. Setores com frequência de ocorrências superior a 5%.

N° de setores	Nordeste/BR	Europa
	% do total de sistemas	% do total de sistemas
2	0,0%	0,0%
3	8,70%	0,57%
4	56,52%	1,71%
5	34,78%	1,14%
6	0,0%	4,0%
7	0,0%	7,43%
8	0,0%	8,57%
9	0,0%	16,0%
10	0,0%	21,14%
11	0,0%	18,86%
12	0,0%	20,57%

Fonte: Atlas do Potencial Eólico do Nordeste e Europa.

Através dos resultados apresentados na Tabela 5, pode-se comprovar a pequena variação na direção dos ventos do Nordeste (100% dos sistemas instalados apresentam variações entre 3 e 5 setores adjacentes). Enquanto que na Europa, essas variações de direção são muito maiores, e provenientes de quase todas as direções (76,57% dos sistemas apresentam variações entre 9 e 12 setores).

Para o Nordeste, essas menores variações possibilitam uma redução de possíveis perdas na geração relacionados ao sistema de giro da turbina, e também uma redução dos carregamentos de fadiga em vários componentes da estrutura. Além disso, essas menores variações de direção diminuem o efeito de sombreamento nos parques eólicos, uma vez que o conhecimento da direção predominante do vento ajuda a posicionar melhor as turbinas, de forma a evitar interferências de um aerogerador em outro.

### 5.2.3 DENSIDADE DO AR

A densidade do ar é outro parâmetro que exerce forte influência na geração eólica. Em regiões onde a densidade do ar é mais elevada, os ventos apresentam uma maior quantidade de energia cinética. No continente europeu e norte-americano, as

densidades médias do ar apresentam valores superiores aos observados no Nordeste. Dessa forma, pode-se garantir que os ventos destes locais dispõem de maior energia, considerando uma mesma condição de vento.

As Figuras 30 e 31 apresentam exemplos de reduções percentuais na geração anual devido a mudança de densidade do ar de  $1,225 \text{ kg/m}^3$  (valor típico do continente europeu e norte americano) para  $1,16 \text{ kg/m}^3$  (valor típico da região Nordeste).

No primeiro exemplo (Figura 30), foi utilizada uma turbina NEG Micon de 1500 kW, com controle de potência por passo e velocidade de vento nominal de 14 m/s.

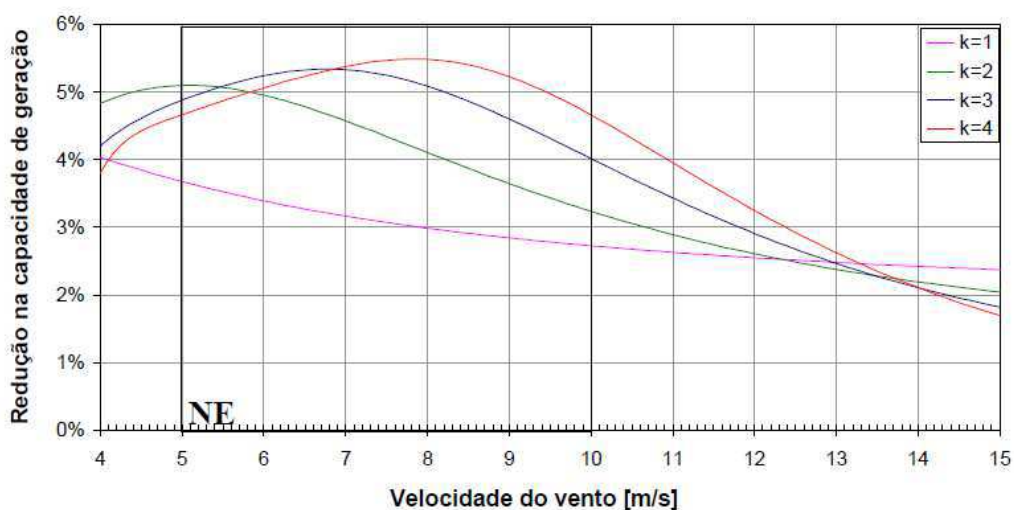


Figura 30. Redução percentual na geração anual devido à mudança da densidade do ar de  $1,225 \text{ kg/m}^3$  para  $1,16 \text{ kg/m}^3$  (NEG Micon) (Silva, 2003).

No segundo exemplo (Figura 31), foi utilizada uma turbina Nordex N60 de 1300 kW, com controle de potência por *estol* e velocidade de vento nominal de 15 m/s.

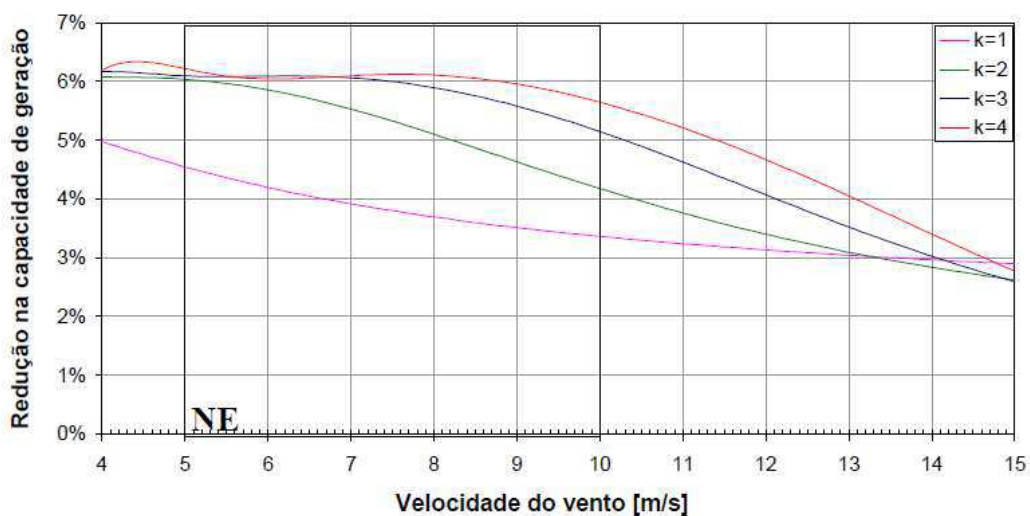


Figura 31. Redução percentual na geração anual devido à mudança da densidade do ar de  $1,225 \text{ kg/m}^3$  para  $1,16 \text{ kg/m}^3$  (Nordex N60) (Silva, 2003).

No dois exemplos, na faixa típica de velocidade do Nordeste são observadas as maiores reduções na capacidade de geração das turbinas eólicas devido à mudança na densidade do ar.

Observa-se uma faixa média de redução na capacidade de geração anual de 3,5% a 6,5% devido a mudança da densidade do ar para o padrão Nordeste.

Verifica-se então, que há uma menor geração anual de energia eólica no Nordeste quando comparado com regiões onde a densidade do ar apresenta valores mais elevados, como no caso dos continentes europeu e norte americano.

## 6 CONCLUSÃO

Este trabalho destacou o potencial eólico do Nordeste brasileiro, mostrando as vantagens diferenciais dos recursos eólicos da região com relação aos recursos eólicos dos Estados Unidos e Europa.

Ficou comprovado que o Nordeste apresenta um grande potencial eólico em termos de intensidade de vento, apresentando tanto no litoral quanto no interior da região, ventos com velocidades médias anuais elevadas.

Constatou-se que os ventos do Nordeste são mais constantes que os ventos observados nos Estados Unidos e Europa, e que essa menor dispersão em torno da velocidade média contribui para um aumento na geração eólica em locais onde a velocidade média anual do vento é superior a 8 m/s. Também ficou evidenciado que os ventos da região Nordeste são mais direcionais que os ventos verificados nessas regiões e que essa maior direcionalidade minimizam as perdas relacionadas ao sistema de giro das turbinas, bem como a fadiga nos componentes estruturais do sistema eólico e o efeito de sombra nos parques eólicos, contribuindo para uma maior capacidade de geração e um aumento da vida útil dos equipamentos.

Constatou-se porém, que nos Estados Unidos e Europa a densidade do ar é mais elevada que a da região Nordeste, e que esse maior valor da massa específica do ar proporciona uma maior capacidade de geração eólica.

Fica, portanto, evidenciado as características eólicas que tornam o Nordeste brasileiro uma das regiões com maior potencial eólico no mundo.



## BIBLIOGRAFIA

BURTON, T.; SHARPE, D.; NICK, J.; **Wind Energy Handbook**. 1. ed. Londres: John Wiley & Sons, 2001.

CASTRO, R. M. **Introdução à energia eólica**. 1. ed. Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa, 2003.

CEPEL. **Atlas do potencial Eólico Brasileiro**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2001.

COSTA, P. A. S. **Atlas do Potencial Eólico para Portugal Continental**. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia da Terra), Coordenadoria de Pós-Graduação, Universidade de Lisboa, 2004.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em: 18/07/2013.

CRESEB/CEPEL. Energia eólica - princípios e tecnologia. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial\\_eolica\\_2008\\_e-book.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf), acesso em 14/06/2013.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>, acesso em: 18/07/2013.

SILVA, N. F. **Fontes de energia renováveis complementares na expansão do Setor Elétrico Brasileiro: O caso da energia eólica**. Tese (Doutorado em Planejamento Energético), Coordenadoria de Pós-Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.

SILVA, R. S. **Características de vento da região Nordeste**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Coordenadoria de Pós-Graduação, Universidade Federal de Pernambuco, 2003.

Energias Renováveis. Disponível em: [http://www.energiasrenovaveis.com/DetailConceitos.asp?ID\\_conteudo=60&ID\\_area=3&ID\\_sub\\_area=6](http://www.energiasrenovaveis.com/DetailConceitos.asp?ID_conteudo=60&ID_area=3&ID_sub_area=6), acesso em 04/07/2013.

RICOSTI, J. F. C. **Inserção da energia eólica no sistema hidrotérmico brasileiro: o caso da energia eólica**. Dissertação (Mestrado em Energia), Coordenadoria de Pós-Graduação, Universidade de São Paulo, 2011.

EPE. Empresa de Pesquisas Energéticas. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20E%C3%B3lica%202009/NT-%20Eolica%20EPE-PRE01-2009-R1.pdf>, acesso em 22/07/2013.

Associação Brasileira de Energia Eólica. Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br>, acesso em: 29/08/2013.

