

2 Recursos Eólicos

A energia eólica pode ser considerada como uma das formas em que se manifesta a energia proveniente do Sol, uma vez que os ventos têm origem no aquecimento diferenciado da atmosfera. Essa não uniformidade no aquecimento da atmosfera deve ser creditada, entre outros fatores, à orientação dos raios solares e aos movimentos da Terra.

A Figura 4 ilustra a formação do vento nas regiões tropicais, que recebem os raios solares perpendicularmente. Essas regiões são mais aquecidas do que as regiões polares. Conseqüentemente, o ar quente 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.

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. 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.

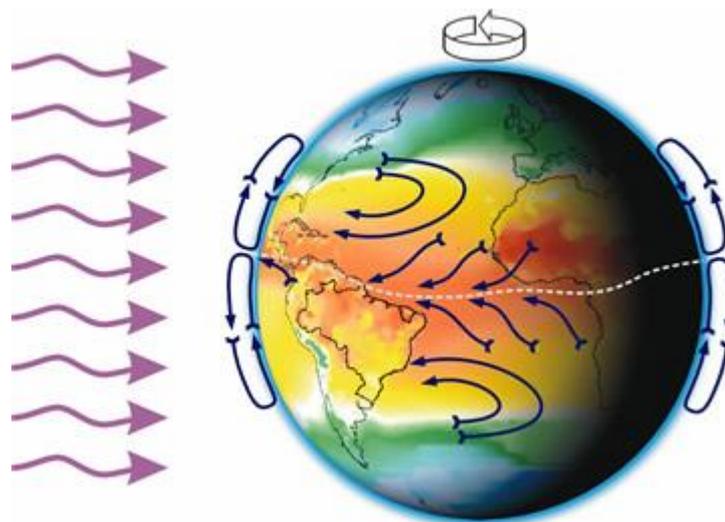


Figura 4-Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar

Fonte: Atlas Eólica do Brasil, 1998

Uma estimativa de 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.

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

O comportamento estatístico do vento ao longo do dia é um fator que é influenciado pela variação da velocidade do vento ao longo do tempo. As características topográficas de uma região também influenciam o comportamento dos ventos uma vez que, em uma determinada área, podem ocorrer diferenças de velocidade, ocasionando a redução ou aceleração na velocidade do vento. Além das variações topográficas e de rugosidade do solo, a velocidade também varia seu comportamento com a altura (CRE-SESB/CEPEL, 2010).

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

- A variação da velocidade com a altura;
- A rugosidade do terreno, que é caracterizada pela vegetação, utilização da terra e construções;
- Presença de obstáculos nas redondezas;
- Relevo que pode causar efeito de aceleração ou desaceleração no escoamento do ar.

As informações necessárias para o levantamento das condições regionais podem ser obtidas a partir de mapas topográficos e de uma visita ao local de interesse para avaliar e modelar a rugosidade e os obstáculos. O uso de imagens aéreas e dados de satélite também contribui para uma análise mais apurada (CRESESB/CEPEL, 2010).

2.1 Integração da Energia Eólica

As implicações da introdução da geração eólica em um sistema elétrico abrangem vários aspectos desde o planejamento e operação até aspectos comerciais e regulatórios.

Em função de certas características dos ventos, tais como incerteza, incontrolabilidade e variabilidade das velocidades a integração da energia eólica nos sistemas elétricos de potência é um desafio, e para mitigá-los faz-se necessário a integração de modelos eficientes de previsões de velocidades dos ventos no planejamento e na operação do sistema elétrico.

2.2 Produção da Energia Eólica

A energia eólica é produzida através da energia cinética dos ventos.

O aproveitamento da energia cinética dos ventos para produção de eletricidade se dá através de um processo de conversão de energia que utiliza as turbinas eólicas acopladas aos geradores elétricos.

Neste processo de conversão, a integração entre vento e o rotor da turbina produz o torque eletromecânico que é transferido ao gerador, uma vez que a energia eólica é produzida através da energia cinética, a qual é calculada através da equação (2.1).

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

onde, v é a velocidade do vento e m a massa do ar.

Desta forma, a combinação da equação com a definição de potência, que é definida pela razão de energia por unidade de tempo, deduz-se que:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{mv^2}{2t} \quad (2.2)$$

Definindo a taxa de massa (m) como sendo a massa por unidade de tempo. Esta taxa pode ainda ser explicitada pelo produto da densidade do ar (ρ) e pela vazão de ar (Q), conforme apresentação abaixo:

$$\dot{m} = \rho Q \quad (2.3)$$

Entretanto, a vazão (Q) pode ser calculada através do produto da velocidade do vento (v) pela área no qual o fluxo de ar atravessa as pás do rotor da turbina (A).

$$Q = vA \quad (2.4)$$

Sendo A a área varrida pelo rotor da turbina, que é diretamente proporcional ao quadrado do seu diâmetro, calculado a partir da equação.

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad (2.5)$$

Combinando as equações (2.2), (2.3) e (2.4), chega-se a seguinte equação para o cálculo da potência eólica:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.6)$$

A equação (2.6) expressa a potência contida no vento. Entretanto, as turbinas não capturam toda energia disponível nos ventos. Em condições ideais, o valor máximo da energia captada por um rotor eólico é limitado pela eficiência de Betz dada pelo fator $16/27$ (0,593), ou seja 59,3 % da energia contida no fluxo de ar podem ser teoricamente extraídas por uma turbina eólica (Oliveira, 2008).

Na prática, entretanto, o rendimento aerodinâmico das pás reduz ainda mais este valor. Para um sistema eólico, existem ainda outras perdas, relacionadas com todos os componentes (rotor, transmissão, caixa multiplicadora e gerador). Fora isso, o fato do rotor eólico funcionar em uma faixa limitada de velocidade de vento também irá contribuir para reduzir a energia por ele captada, de acordo com a curva de potência de turbina. Sendo assim, a energia líquida obtida por uma turbina eólica é calculada através da equação (2.7)

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (2.7)$$

O coeficiente de potência (C_p) é obtido através do produto da eficiência mecânica (η_m), eficiência elétrica (η_e) e da eficiência aerodinâmica da turbina eólica. Todos os três fatores dependem da velocidade do vento e da potência gerada.

A relação entre a potência gerada pela turbina (P) e a velocidade do vento (v) é expressa pela curva de potência, normalmente apresentada graficamente como na Figura 5.

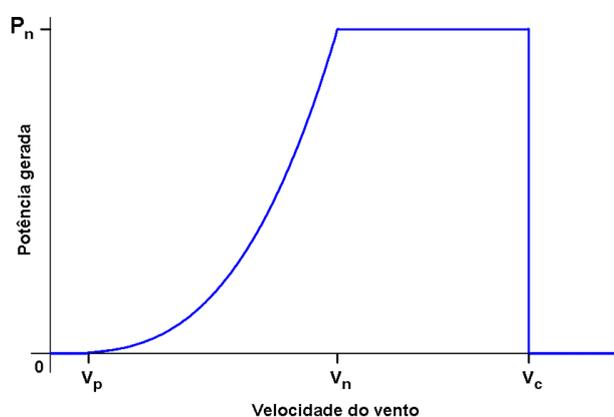


Figura 5. Curva de potência típica de uma turbina eólica.

Fonte: Wikipedia (2009)

Conforme indicado pela curva de potência na Figura 5, a conversão de energia eólica em energia elétrica se dá a partir de uma velocidade mínima denominada velocidade de partida v_p (*cut-in wind speed*). A potência da turbina é limitada ao valor nominal P_n , à velocidade nominal v_n (*rated wind speed*). Para velocidades entre v_p e v_n a potência elétrica gerada pela turbina eólica cresce com o cubo da velocidade de acordo com a equação (2.7). A partir da velocidade nominal o controle de velocidade da turbina mantém a potência gerada constante até que para velocidades superiores à velocidade de corte v_c (*cut-out wind speed*) a turbina é retirada de operação para preservá-la de esforços mecânicos excessivos (Custódio, 2009).

2.3 Perfil de Velocidades

Quando se faz o estudo de velocidade do vento em uma região, a medição dos dados é feita através de um anemômetro que é colocado em uma altura determinada. Porém, para o aproveitamento eólico, é necessária uma avaliação das velocidades em diferentes alturas em relação ao solo para que se determine o tamanho da torre do aerogerador. Ou ainda, no caso de já se dispor de dados a certa altura do solo que não correspondem à altura em que um aerogerador será instalado, como ocorre quando se tem dados de medições em aeroportos, por exemplo. Nestes casos, uma correção é necessária para que se tenha uma melhor noção das velocidades encontradas nas diferentes alturas.

Caso a medição das velocidades do vento seja realizada a uma altura diferente daquela na qual será posicionado a centro do rotor da turbina, as velocidades terão que ser corrigidas para altura de rotor da turbina. Esta correção pode ser realizada através de fatores de conversão (Dalmaz, 2007).

Atualmente são utilizados dois métodos para determinar o fator de conversão. O primeiro é o Método da Lei da Potência, usado nos EUA, e o segundo é o Método Logarítmico, mais comumente usado na Europa (Salles, 2004).

A primeira aproximação deriva empiricamente das medidas das atuais americanas e o segundo, usado no Atlas do Vento europeu, provém matematicamente da teoria de como o vento se move na superfície da terra. A equação (2.8) mostra a extrapolação logarítmica:

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\log\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\log\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad (2.8)$$

onde, v representa a velocidade desejada, v_0 a velocidade conhecida na altura H_0 , H a altura desejada para velocidade v , H_0 altura de referência e z_0 , o comprimento da rugosidade.

A equação (2.9) representa a lei da Potência. Nas equações (2.8) e (2.9) é observado que a velocidade cresce com o aumento da altura.

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha, \quad (2.9)$$

Na equação (2.9) o coeficiente α representa as características de rugosidades dos diversos tipos de terrenos, cujos valores típicos são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4-Coeficientes de rugosidades.

Tipo de Terreno	Coefficiente
Lago, Oceano e Solo liso	0,10
Florestas	0,15
Cercas vivas e arbustos	0,20
Pequenas cidades com poucas árvores e arbustos	0,25
Grandes cidades com altos edifícios e construções	0,30

Fonte: adaptado de Oliveira (2009)

2.4

Modelos de Previsão para Geração de Energia Eólica

As variações do vento criam muitas dificuldades em sua previsão. Dependendo da aplicação e horizonte de previsão a serem estudados, os modelos mais usados para cada caso de previsão do vento são:

- Modelo Físico
- Modelo Estatístico e Inteligência Computacional Artificial (análise de séries temporais)
- Modelo Combinado (Estatístico e Físico)

2.4.1

Modelo Físico ou Atmosférico

Nesta categoria o modelo mais usado pelos pesquisadores da área meteorológica é conhecido pelo nome de *Númeric Weather Prediction* (NWP). Este tipo de modelo fornece a previsão de tempo para horizontes de previsão maiores que 8 horas, pois a evolução da atmosfera na escala sinóptica é significativa depois de certas horas, e esta evolução muda de escala conforme as condições do local. Para uso do modelo NWP é necessário definir condições iniciais e de contorno, bem como o mapa digital do terreno e a rugosidade do solo.

As condições iniciais conhecidas também como o estado da atmosfera no momento da previsão (temperatura, velocidade de vento, direção de vento, etc.), são definidas a partir de observações meteorológicas. No entanto, nem sempre essas condições são perfeitamente definidas, dado o número limitado de estações de medição disponíveis.

Condições de contorno para os modelos aparecem em área limitada, pelo fato dos domínios espaciais não cobrirem toda a atmosfera. Essa limitação causa erros motivados pela falta de informações sobre o estado e evolução da atmosfera exterior ao domínio (Oliveira, 2008). Ainda, segundo Oliveira (2008) este tipo de modelo é muito limitado para horizonte de previsão de curto tempo, pelas seguintes razões:

- Variabilidade do vento;
- Resolução de Modelo de Elevação Digital (DEM);
- Espaçamento da grade;
- Tempo computacional.

A variabilidade dos ventos ao longo das horas e do dia é um fato que não pode ser evitado. Isto exige um maior detalhamento na modelagem e na resolução do modelo NWP, que pode ser obtido através do DEM e do espaço de grade. Contudo, isso pode incorrer no aumento de tempo computacional do modelo, já que este resolve equações dinâmicas, que dependendo da precisão exigida requer mais tempo para resolvê-las. Sendo assim, a precisão exigida para previsão de horizonte de tempo maiores, tornam o modelo muitas das vezes inviável na previsão de curto prazo.

2.4.2

Modelos Estatísticos e de Inteligência Computacional

Este tipo de modelagem conta com ampla variedade de métodos, tais como: Modelos de Inteligência Computacional (Rede Neurais, Lógica *Fuzzy*, Sistema *Neuro-Fuzzy*), Modelos Estatísticos (ARIMA, Análise Harmônica, *Wavelets*, etc.). Esta abordagem é adequada somente para previsões de curto prazo, já que a precisão das previsões obtidas diminui com a expansão do horizonte de projeção.

Kariniotakis et al. (1996) e Sfetsos (2000) avaliaram a capacidade preditiva de diferentes modelos de séries temporais na previsão de curto prazo da geração eólica e da velocidade do vento respectivamente. Os autores compararam Modelos Lineares Auto Regressivos, *Wavelets*, Redes neurais *Feed-Forward*, Redes Neurais recorrentes, redes

com função de base radial e redes *Neuro-Fuzzy* adaptativas (*Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System – ANFIS*), sendo que esta última abordagem apresentou bons resultados na previsão da velocidade do vento (Sfetsos, 2000) e alcançou o melhor desempenho na previsão da geração eólica até 10 horas à frente e em horizontes de 24 a 48 horas à frente (Pinson & Kariniotakis, 2003).

Pinson & Kariniotakis (2003) apresentaram uma aplicação de Rede Dinâmica *Neuro-Fuzzy* baseadas em escalonamento. Na Europa é comum a extrapolação regional para previsões de energia eólica feitas a partir de parques eólicos de referências. Esse método já foi utilizado para previsão regional entre Dinamarca e Alemanha. Cabe lembrar que ele leva em conta a altura, o tipo de turbina, e a descrição do terreno.

O método consiste em prever o total da produção do mais representativo parque eólico, ou seja, aquele parque que apresenta a melhor correlação entre produção de energia e o total da energia gerada. A previsão de saída do parque eólico de referência é feita usando a rede *Neuro-Fuzzy*, a fim de aprender e reproduzir a correlação dinâmica existente entre o parque eólico de referência e a energia total.

Alguns exemplos da aplicação do modelo ANFIS na previsão de geração eólica podem ser encontrados em Potter et al. (2004) e Pousinho et al. (2010).

Um dos projetos de referência sobre previsão de velocidade do vento, é o ANEMOS (*Development of a Next Generation Wind Resource Forecasting System for the Large-Scale Integration of Onshore and Offshore Wind Farms*), criado por um consórcio de países europeus com a finalidade de desenvolver modelos com precisões maiores do que todos os estados de arte existentes para previsão do vento *onshore* e *offshore*.

Para isso, desenvolveram um *software* integrado com as redes neurais artificiais para a previsão do vento de curto prazo, para horizontes de tempo de até 48 horas. Para horizontes superiores a 48 horas até 7 dias, eles criam intervalo de confiança para previsão. O software desenvolvido incorpora o modelo estatístico e modelo físico (metrológico) e com isso as previsões geradas são mais robustas do que modelos tradicionais (ANEMOS,2006).

O projeto foi estruturado em nove partes:

- Coleta de dados;
- Avaliação de técnicas de previsão *off-line*;
- Desenvolvimento dos modelos estatísticos;
- Desenvolvimento dos modelos físicos;

- Previsão *offshore*;
- Desenvolvimento de plataforma de previsão de ANEMOS;
- Instalação de plataforma de operação *on-line*;
- Avaliação de operação *on-line*;
- Avaliação global e difusão.

Durante a primeira fase do projeto ANEMOS foram desenvolvidos alguns sistemas de previsão, tais como:

- *AWPPS (Ecole des Mines/Armines)*.
- *LocalPred (CENER, CIEMAT)*
- *Prediktor (RISOE)*
- *Previento (U. Oldenburg, EMSYS)*
- *Sipreolico (UC3M/REE)*
- *WPPT (DTU/IMM)*
- *Prediction model of NTUA*
- *Prediction system of RAL*
- *Prediction model of ARIA*

Esses modelos de previsão foram ajustados nos dados reais em estudos de caso da Espanha, Alemanha e Dinamarca (incluído um *offshore*), Irlanda, Grécia e França. Os estudos de caso foram selecionados levando em conta diferentes terrenos e condições climáticas, o que permite constatar as vantagens e as desvantagens de cada modelo. O resultado do estudo de caso revela que o desempenho está em função de condições do terreno e o nível de previsibilidade. Nota-se que a previsibilidade é maior quando a produção regional eólica é prevista a partir do efeito de alisamento espacial e de distribuição dos parques eólicos.

2.4.3 Modelo Misto

Este tipo de abordagem combina o método numérico de previsão (NWP) com os métodos estatísticos, as redes neurais e a lógica *fuzzy* na composição dos modelos de previsão aproveitando as vantagens de cada um dos métodos (Ernst et al., 2003).

Geralmente estes modelos são aplicados para localidades onde se têm um modelo NWP, que não tenha resolução adequada para horizonte de previsão desejado. Desta forma, a saída do modelo NWP é usada como entrada dos modelos estatísticos ou de inteligência computacional.

A lógica *fuzzy* é utilizada para avaliar a qualidade das previsões realizadas a partir dos modelos numéricos, com a finalidade de filtrar as informações antes de serem repassadas para os ajustes dos modelos estatísticos e de redes neurais. Sendo assim, os modelos são usados, quase sempre, em horizontes de previsão curtos para ajustar os resultados encontrados através deles.

No Tabela 5 na pagina seguinte, são apresentados alguns modelos de previsões de horizonte de curtotempo utilizados em alguns países da Europa.

Tabela 5-Modelos de previsão utilizados na Europa.

Modelo de Previsão	Desenvolvedor	Método	Posição Operacional	Início de Operação
Prediktor	Risco	Físico	Espanha, Dinamarca, Irlanda e Alemanha	1993
WPPT	IMM; University of Copenhagen	Estatístico	Dinamarca	1994
Zephyr, Combination of WPPT and Prediktor	Riso and IMM	Misto: Físico & Estatístico	Dinamarca	2003
Previento	University of Oldenburg, Germany	Estatístico	-----	-----
AWPPS (More-Care)	Armines /Ecole des Mines de Paris	Estatístico & Neuro Fuzzy	Irlanda, Creta e Ilha de Madeira	1998, 2002
RAL (More-Care)	RAL	Estatístico	Irlanda	-----
SIPREÓLICO	University Carlos III, Madrid Red Eléctrica de Espanã Statistical	Estatístico	Espanha	2002
LocalPred-RegioPred	CENTER	Físico	Espanha	2001
HIRPOM	University College Cork, Ireland Danish Meteorological Institute	Físico	Irlanda	-----
AWPT	ISSET	Estatístico & Rede Neural	Alemanha	-----

Fonte: adaptado de *European Wind Energy Conference (EWEC) 2003*