

## 2

### Energia Eólica

Este capítulo visa apresentar uma abordagem geral sobre energia eólica e suas características no Brasil e no mundo.

#### 2.1

##### O Vento

Os ventos são causados, principalmente, pelo aquecimento desigual da superfície da Terra pelo Sol, [5]. A região próxima da linha do Equador recebe uma maior incidência de raios solares em relação às regiões polares, originando os gradientes de temperatura. O ar aquecido torna-se mais leve e menos denso e tende a subir em direção aos pólos. As regiões próximas aos pólos ficam com maior volume de ar, criando uma diferença na pressão atmosférica (gradientes de pressão), impulsionando o ar frio para regiões mais baixas em direção ao Equador.

O movimento do ar ao redor da Terra ameniza a temperatura extrema e produz ventos na superfície com constante transferência de energia, no entanto, apenas ventos das camadas atmosféricas mais baixas são acessíveis para a conversão em energia eólica.

#### 2.2

##### Conversão em Energia Eólica

A forma mais antiga de utilização dos ventos para a obtenção de energia mecânica ainda é feita através de moinhos, cata-ventos e barcos a vela. Porém, atualmente, a energia eólica representa uma fonte alternativa e renovável para geração de energia elétrica. A conversão da energia cinética dos ventos em eletricidade é feita através de aerogeradores, que são constituídos, basicamente, por: turbina ou rotor eólico; sistemas integrados ou auxiliares, como o sistema de orientação, a caixa de multiplicação de velocidade, e o sistema de segurança; e um gerador elétrico, [16].

O rotor, responsável por transformar a energia cinética em energia mecânica, é o primeiro estágio da conversão. Os outros dois são: transmissão mecânica e multiplicação de velocidade; e, por fim, o próprio gerador, responsável por converter a energia mecânica em energia elétrica.

O sistema de segurança, composto basicamente por freios, é um sistema auxiliar necessário para controlar o giro da turbina em condições adversas de operação. O regime de ventos não é constante e a conexão da turbina à rede elétrica pode provocar oscilações e sobre tensões.

A quantidade de eletricidade que pode ser gerada pelo vento depende de quatro fatores: da quantidade de vento que passa pela hélice, do diâmetro da hélice, da dimensão do gerador e do rendimento de todo o sistema.

## **2.3**

### **Fonte Eólica**

A quantidade de energia disponível no vento varia de acordo com as estações e os horários. A distribuição de frequência de velocidade do vento é influenciada por efeitos locais como topografia e a rugosidade do solo. Além disso, a quantidade de energia eólica extraível numa região depende das características de desempenho, altura de operação e espaçamento horizontal dos sistemas de conversão de energia eólica instalados.

## **2.4**

### **Tipos de Aerogeradores**

A principal forma de caracterizar um aerogerador é quanto à configuração do eixo do rotor. Existem, basicamente, dois tipos de aerogeradores: com rotor de eixo vertical ou com rotor de eixo horizontal, [32].

### 2.4.1

#### ***Eixo Vertical***

O primeiro moinho de vento desenvolvido utilizava o sistema de eixo vertical para bombear água. São geralmente mais baratos que os de eixo horizontal, e não necessitam de um mecanismo de orientação em relação à direção do vento incidente, pois estão permanentemente alinhadas ao vento. Outra vantagem é a maior facilidade na instalação e manutenção, uma vez que a maioria dessas turbinas tem seus equipamentos montados no solo. Mas isso significa uma área de base maior, e é uma grande desvantagem em áreas de cultivo.

Uma das maiores dificuldades é montar turbinas de eixo vertical em torres, o que significa que elas operam em altitudes mais baixas, recebendo o fluxo de ar próximo ao solo com maior turbulência. Por isso, devem operar em frequência mais lenta, resultando em menor eficiência de extração energética, [17].

#### 2.4.1.1

##### ***Tipo Darrieus***

Esta concepção de rotor eólico foi desenvolvida pelo engenheiro francês Georges J. M. Darrieus. Constituídos, normalmente, de duas ou três pás em formato de arco. Este tipo de turbina tem uma boa eficiência, mas produz grande oscilação de torque<sup>2</sup> e estresse cíclico na torre, o que contribui para a baixa confiabilidade. A oscilação de torque pode ser reduzida com o uso de três ou mais pás que resulta em maior estabilidade para o rotor. Além disso, como possui torque de partida muito baixo, geralmente exige alguma fonte de alimentação externa, ou um rotor Savonius adicional. As turbinas tipo Darrieus mais recentes não são sustentadas por fios, mas têm uma superestrutura externa conectada ao topo do suporte.

---

<sup>2</sup>O torque é a contrapartida rotacional da força. A força tende a alterar o movimento, e o torque tende a fazer girar ou a alterar o estado de rotação. Definimos o torque como o produto do braço de alavanca pela força que tende a produzir a rotação; onde o braço de alavanca é a distância entre a força aplicada e o eixo de rotação, [26].



Figura 2-1 – Turbina eólica vertical Darrieus.

Fonte: [http://solar-wind-nature-energy.com/win\\_turbines\\_vt.html](http://solar-wind-nature-energy.com/win_turbines_vt.html).

#### **2.4.1.2**

##### ***Tipo Savonius***

Este aerogerador foi desenvolvido na Finlândia pelo engenheiro S. J. Savonius. Apresenta torque de partida e é, relativamente, de fácil construção, porém apresenta velocidade de rotação reduzida e baixo rendimento, cerca de 15% de eficiência. Este tipo de dispositivo com duas ou mais pás em forma de conchas é muito utilizado em anemômetros e sistemas de ventilação. Tais como, o ventilador Flettner, que usa um rotor Savonius. Ainda é fabricado e muito comum em ônibus e telhados.

Uma nova variedade de turbina tipo Savonius usa velas que podem abrir ou fechar com as mudanças na velocidade do vento.

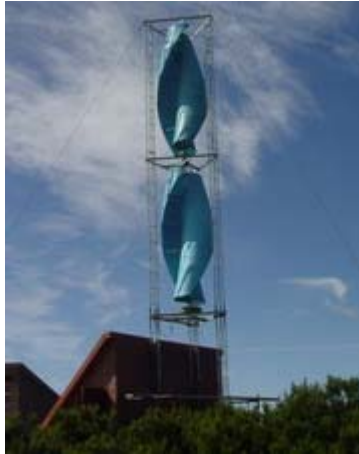


Figura 2-2 – Turbina eólica vertical Savonius.

Fonte: [http://solar-wind-nature-energy.com/win\\_turbines\\_vt.html](http://solar-wind-nature-energy.com/win_turbines_vt.html).

A Turbina Eólica-Solar é baseada em engenharia à vela e utiliza um rotor Savonius coberto por células solares (ou células fotovoltaicas) capazes de transformar a energia luminosa, proveniente do sol, em energia elétrica. Desse modo, sol e vento podem produzir eletricidade simultaneamente, melhorando o desempenho da turbina. Este mecanismo produz pouco ou nenhum ruído.

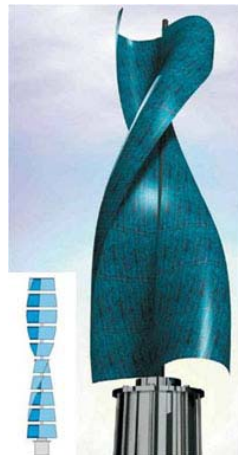


Figura 2-3 – Turbina eólica-solar vertical.

Fonte: [http://solar-wind-nature-energy.com/win\\_turbines\\_vt.html](http://solar-wind-nature-energy.com/win_turbines_vt.html).

### 2.4.1.3

#### ***Tipo Gorlov***

Este modelo é essencialmente uma turbina Darrieus em uma configuração helicoidal, patenteado em 2001. Ele foi desenvolvido com o objetivo de solucionar a maioria dos problemas do rotor original Darrieus. Esta turbina possui

auto-partida, tem menor oscilação de torque, baixa vibração e ruído, além de baixo estresse cíclico. Pelo menos dois produtos de turbinas eólicas verticais tipo Gorlov já estão no mercado, incluindo a turbina eólica *Turby* e a turbina eólica *Quietrevolution*. Essas empresas apostaram em turbinas discretas que apresentam bons resultados em áreas urbanas, podendo ser montadas no topo de edifícios, precisam de pouca manutenção e menor investimento. Já funcionam em algumas lojas de varejo, departamentos governamentais, escolas e universidades. Este mecanismo alcança até 35% de eficiência, um resultado bastante competitivo entre as turbinas de eixo vertical.



Figura 2-4 – Turbina eólica vertical Gorlov.

Fonte: [http://solar-wind-nature-energy.com/win\\_turbines\\_vt.html](http://solar-wind-nature-energy.com/win_turbines_vt.html).

#### 2.4.1.4

##### **Tipo Giromill**

Também é um subtipo de turbina Darrieus, onde as pás, originalmente curvas, são substituídas por lâminas retas verticais à torre. Outra característica desta turbina é o *Cycloturbine*, que permite que cada lâmina possa girar em torno de seu eixo vertical. A principal vantagem deste projeto é que o torque gerado permanece quase constante ao longo de um amplo intervalo. Durante este intervalo, o torque é perto do máximo possível. Embora apresentem menor rendimento que as turbinas tipo Darrieus, as turbinas tipo Giromill possuem outras vantagens como o alto torque de partida e maior eficiência em operações com ventos turbulentos.

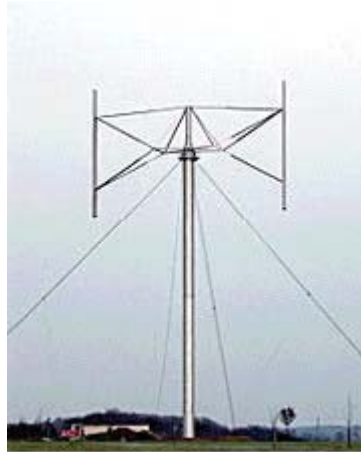


Figura 2-5 – Turbina eólica vertical Giromill.

Fonte: [http://solar-wind-nature-energy.com/win\\_turbines\\_vt.html](http://solar-wind-nature-energy.com/win_turbines_vt.html).

## 2.4.2

### ***Eixo Horizontal***

Os sistemas de eixo horizontal, apesar de terem custo mais elevado que os sistemas de eixo vertical, apresentam maior eficiência e rendimento. Por isso, são os mais conhecidos e os mais utilizados na geração de energia elétrica em larga escala, [36].

Ao contrário das turbinas de eixo vertical, as turbinas de eixo horizontal necessitam do mecanismo de orientação usado para girar o rotor e mantê-lo de frente para o vento, extraindo o máximo de energia eólica. Este tipo de turbina contém uma torre para alçar os componentes da turbina a uma altura ideal para a velocidade do vento (80-100 metros), ocupando muito pouco espaço no solo.

Turbinas eólicas de eixo horizontal podem ser de uma, duas, três, quatro pás ou multipás. A turbina com uma pá requer um contrapeso para eliminar a vibração. A turbina com duas pás é bastante usada por ser forte, simples e mais barata do que a turbina com três pás. No entanto, a turbina composta por três pás é mais estável, pois distribui melhor as tensões durante a rotação da máquina para acompanhar a direção do vento.

Atualmente, o padrão de rotores utilizados nos aerogeradores modernos é de três ou duas pás. Isto se deve ao fato da grande relação de potência extraída por área

de varredura do rotor para velocidades mais elevada. Rotores múltiplos são apenas usados quando se necessita de um grande torque de partida, porém implicam em menor eficiência.

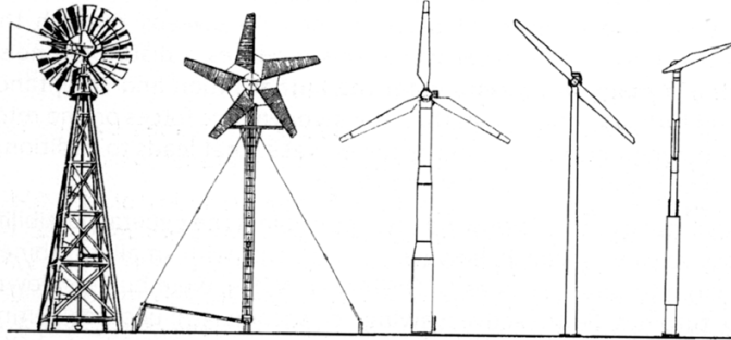


Figura 2-6 – Turbinas eólicas horizontais.

Fonte: Marques, 2004.

As turbinas de eixo horizontal ainda podem ser classificadas de acordo com a posição do rotor em relação à torre. Podem ser turbinas *downwind*, que possuem uma inclinação na colocação das pás e recebem o vento por trás da turbina eólica, por isso não necessitam de um mecanismo de direcionamento. Entretanto, esta configuração exige maior flexibilidade do rotor, gerando ruídos audíveis que dificultam a autorização e a aceitação deste tipo de turbina. Nas turbinas *upwind*, o rotor eólico é montado antes da torre, ou seja, o vento incide primeiramente sobre o rotor, e, portanto, é necessário controle ativo para orientação do rotor em relação ao vento. O modelo *upwind* é o mais utilizado, principalmente em turbinas de grande porte.

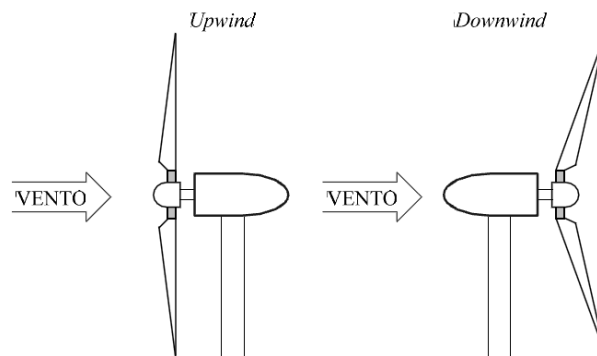


Figura 2-7 – Direção do vento em turbinas *upwind* e *downwind*.

Fonte: Marques, 2004.



## 2.5

### Aproveitamento Eólico

O aproveitamento eólico depende, principalmente, das características do aerogerador e das características do local de instalação. O regime de ventos do local deve ser avaliado a fim de determinar a posição que otimiza a quantidade de energia produzida.

#### 2.5.1

##### *Características do Aerogerador*

##### 2.5.1.1

##### *Curva de Potência*

A potência de uma turbina eólica varia com a velocidade do vento e cada turbina eólica tem uma curva característica de desempenho de energia, [33]. Com essa curva é possível prever a produção de energia de uma turbina eólica, sem considerar os detalhes técnicos de seus vários componentes. Assim, a curva de potência de uma turbina eólica é um gráfico que indica a produção máxima de energia elétrica em diferentes velocidades do vento. O gráfico aponta três pontos importantes para análise do desempenho da turbina: a velocidade mínima, a velocidade nominal e a velocidade de corte.

- (i) Velocidade mínima ( $V_m$ ): a velocidade do vento em que a turbina começa a gerar energia.
- (ii) Velocidade nominal ( $V_n$ ): a velocidade do vento em que a turbina eólica atinge sua energia nominal. Isso, muitas vezes, significa a sua potência máxima.
- (iii) Velocidade de corte ( $V_c$ ): a velocidade do vento em que a turbina eólica desliga para evitar que a potência do gerador trabalhe em níveis prejudiciais.

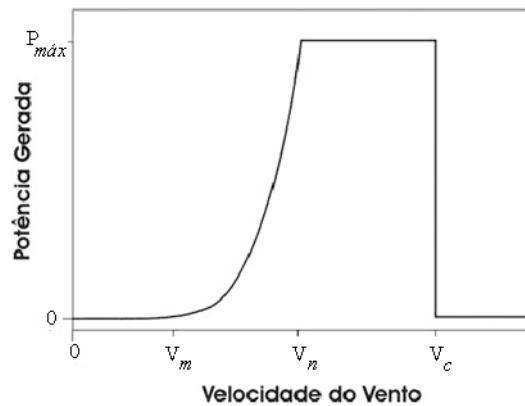


Figura 2-8 – Diagrama típico da curva de potência de um gerador eólico.

Fonte: Própria.

Curvas de potência são calculadas por meio de medições de campo, onde um anemômetro é colocado sobre um mastro razoavelmente perto da turbina de vento, mas não na própria turbina ou muito próximo a ele, já que o rotor da turbina pode criar turbulência e interferir na medição da velocidade do vento. Se a velocidade do vento não oscila bruscamente, então pode-se usar as medições a partir do anemômetro e ler a saída de energia elétrica da turbina eólica. O gráfico será obtido a partir da combinação desses dois resultados, como na Figura 2-8.

### 2.5.1.2

#### **Eficiência**

A quantidade de potência disponível no vento que pode ser convertida em potência mecânica por uma turbina eólica é chamada de coeficiente de potência ( $c_p$ ), normalmente utilizado para comparar a eficiência de diferentes turbinas eólicas.

A quantidade da energia que o vento transfere para o rotor dependerá da densidade do ar ( $\rho$ ), da área de varredura do rotor ( $A$ ) e do deslocamento de uma massa de ar ( $m$ ) a uma velocidade ( $v_1$ ). A potência do vento ( $P_v$ ) associada ao deslocamento da massa de ar é definida por, [12], [15]:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta m}{\Delta t} \cdot v_1^2 \quad (2.1)$$

Onde  $t$  representa o tempo. Como o fluxo de massa de ar que atravessa as pás do rotor é dado por:

$$\frac{\Delta m}{\Delta t} = \rho \cdot A \cdot v_1 \quad (2.2)$$

Substituindo a Eq.(2.2) na Eq.(2.1), a potência mecânica disponível no vento irá variar com o cubo da velocidade e pode ser dada pela seguinte equação:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad (2.3)$$

Onde:

$P_v$  = potência média do vento em Watts (W);

$\rho$  = densidade do ar seco = 1,225 kg/m<sup>3</sup>;

$A$  = área de varredura do rotor (m<sup>2</sup>);

$v_1$  = velocidade média do vento (m/s).

Se o local de instalação apresentar um regime de vento com o dobro de velocidade, a potência disponível será oito vezes maior. Logo, o valor da velocidade do vento no local é o fator mais relevante para o aproveitamento eólico. Contudo, a potência disponível no vento não pode ser inteiramente recuperada pelo aerogerador, apenas uma fração da energia cinética do vento que atravessa as pás da turbina pode ser convertida em energia mecânica no rotor.

A potência que a turbina poderá extrair do vento dependerá da velocidade que o vento exerce dentro do mecanismo,  $v_2$ , na Figura 2-9. Esta velocidade,  $v_2$ , é menor que a velocidade do vento incidente nas pás,  $v_1$ , pois a turbina interfere no fluxo de ar e atua como um bloqueio. Após passar pelo rotor, o vento é turbulento e com velocidade reduzida,  $v_3$ .

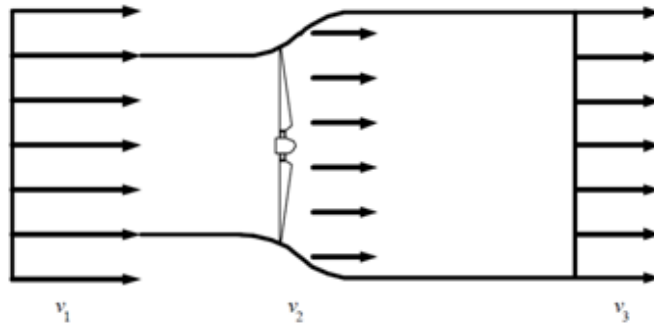


Figura 2-9 – Perdas de velocidade do vento na turbina.

Fonte: Marques, 2004.

Logo, a potência mecânica teórica da turbina ( $P_t$ ) é dada por:

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta m}{\Delta t} \cdot (v_1^2 - v_3^2) \quad (2.4)$$

E o fluxo de massa de ar que atravessa as pás do rotor pode ser dado por:

$$\frac{\Delta m}{\Delta t} = \rho \cdot A \cdot v_2 \quad (2.5)$$

Assumindo<sup>3</sup> que a velocidade do vento que atravessa as pás do rotor é:

$$v_2 = \frac{v_1 + v_3}{2} \quad (2.6)$$

Substituindo a Eq.(2.6) na Eq.(2.5) e em seguida na Eq.(2.4), obtém-se a seguinte equação para a potência mecânica teórica:

$$P_t = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A \cdot (v_1 + v_3) \cdot (v_1^2 - v_3^2) \quad (2.7)$$

Finalmente, o coeficiente de potência ( $c_p$ ), que caracteriza o nível de rendimento de uma turbina eólica, é uma medida adimensional e pode ser definido pela razão:

---

<sup>3</sup> A relação entre as velocidades  $v_1$ ,  $v_2$  e  $v_3$  pode ser demonstrada pelo teorema de Rankine (1865) Froude (1885), desenvolvido para hélices marítimas e utilizado em hélices por Betz (1920). Ver [28].

$$c_p = \frac{P_t}{P_v} = \frac{\text{Potência extraída pela turbina}}{\text{Potência disponível no vento}} \quad (2.8)$$

A potência extraída pela turbina teórica ( $P_t$ ), calculada anteriormente, não considera as perdas mecânicas da operação. O verdadeiro valor da potência extraída do vento é menor, assim como o coeficiente de potência real da turbina e pode ser corrigido:

$$c_{p,corr} = c_p \cdot \eta \quad (2.9)$$

Onde  $\eta$  representa o rendimento das perdas mecânicas e varia entre 0 e 1.

### 2.5.1.3

#### **Rendimento de Betz**

Extrair toda a potência disponível do vento significaria que a velocidade do vento na saída da turbina seria igual a zero ( $v_3=0$ ), ou seja, a turbina agiria como uma barreira, interrompendo o deslocamento da massa de ar (fluxo de massa de ar nulo) e, conseqüentemente, implicaria em potência nula. Por outro lado, se a velocidade do vento incidente não se alterar na saída da turbina ( $v_1= v_3$ ), então, novamente, a potência extraída do vento será nula. A velocidade referente à potência máxima extraída é um valor entre  $v_1$  e  $v_3$ , [36].

Teoricamente, quanto maior a potência extraída pela turbina, menor será a velocidade do vento de saída,  $v_3$ . No entanto, se  $v_3$  diminui muito, pela Eq.(2.6), o valor de  $v_2$  também diminui, reduzindo o fluxo de massa de ar e reduzindo a potência extraída pela turbina. Percebe-se, assim, que existe um limite máximo de extração da energia cinética disponível no vento.

O limite de Betz indica o valor máximo do rendimento que o aerogerador pode atingir. O coeficiente de potência  $c_{p,Betz} = 0,593$  significa que somente 59,3% da potência disponível no vento pode ser convertida em potência mecânica por uma turbina eólica. Note que esta análise independe do tipo de turbina, [33]. Na prática

as turbinas operam abaixo do limite de Betz, o coeficiente das turbinas com melhor desempenho no mercado está entre 0,35 e 0,45.

## **2.5.2**

### ***Características do Local***

A escolha do local depende da avaliação de alguns parâmetros, porém o principal fator é a incidência de ventos, a região deve apresentar um bom potencial eólico. O estudo das características do local definirá o aproveitamento da energia eólica, e pode ser dividido em algumas etapas: (i) estudo do terreno e sua influência no comportamento do vento; (ii) estudo do vento; (iii) estudo da disposição dos aerogeradores e (iv) estudo da conexão das turbinas à rede elétrica para produções em larga escala. A análise integrada desses efeitos servirá de base para que decisões sejam tomadas em relação à potência do aerogerador, local de construção e viabilidade comercial do projeto.

#### **2.5.2.1**

##### ***Terreno***

As características do terreno têm grande influência no regime de ventos. Terrenos irregulares reduzem a velocidade do vento e causam turbulência, por isso a rugosidade da área de instalação e do seu entorno, num raio de até 15 km, deve ser baixa. O terreno também deve ser livre de obstáculos como prédios, árvores, plantações e construções elevadas, pelo menos, a uma distância de vinte vezes a altura do objeto até o aerogerador, [11]. Obstáculos mais distantes são considerados como rugosidades. A região também não deve apresentar condições climáticas adversas capazes de danificar o aerogerador. Além disso, deve-se considerar a facilidade de acesso às turbinas para manutenção e transporte de peças.

No caso de produções em larga escala, ainda deve-se observar a distância da rede elétrica, os acessos às subestações e restrições ambientais ou legais à construção de linhas para conexão.

### 2.5.2.2

#### **Perfil de Velocidades**

As medições de vento, realizadas em diferentes alturas e ao longo de toda a área, irão definir o perfil de comportamento do vento. O passo inicial de um projeto de produção de energia eólica é o levantamento da velocidade média do vento, da direção de incidência predominante e da sua regularidade.

A velocidade do vento tem relação direta com a altitude. Quanto maior a altura, maior será a velocidade do vento. Essa relação assume forma exponencial, porém sua função depende do valor da velocidade do vento, da rugosidade da superfície do solo e do valor do gradiente de temperatura do ar junto ao solo.

Devido ao atrito entre o fluxo de massa de ar e a superfície do solo, a velocidade do vento é nula junto ao solo. Por isso, se a região apresentar alguma vegetação, a velocidade será nula na altura do topo das plantas ou pouco abaixo ( $u$ ), conforme Figura 2-10. Ainda observando a figura, o vento na região com plantas só alcança a mesma velocidade  $v$  a uma altura superior ( $z+u$ ).

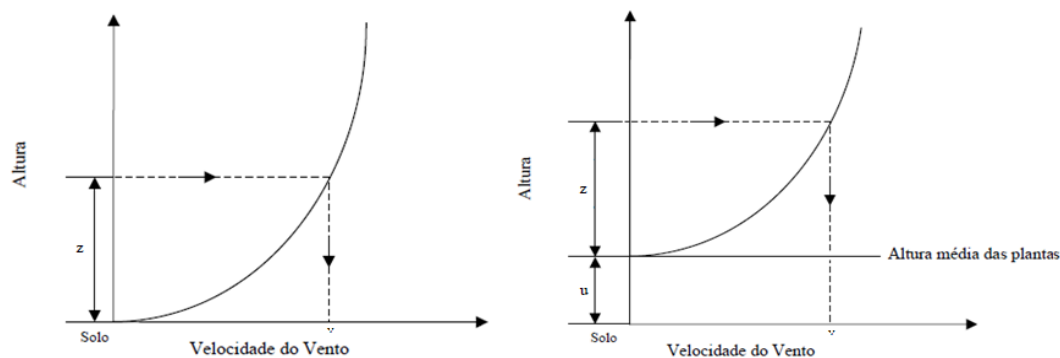


Figura 2-10 – Relação entre altura e velocidade do vento.

Fonte: Própria.

### 2.5.2.3

#### **Turbulência**

O levantamento da frequência e da amplitude de turbulências, que incidem no local, são informações igualmente importantes para um projeto de produção de energia eólica. A velocidade do vento varia bastante com o tempo e a turbulência

está relacionada à intensidade dessas oscilações, que constitui o estado de agitação do ar. Uma variação brusca na velocidade do vento, geralmente é acompanhada por uma variação, igualmente brusca, na direção.

O aquecimento da superfície pelo Sol e a rugosidade natural da superfície oferecem resistência ao vento, gerando turbulência (turbulência mecânica). A turbulência mecânica é maior sobre os continentes do que sobre os oceanos e tende a diminuir com a altura. Em altitudes mais elevadas a amplitude e frequência das oscilações de temperatura também são reduzidas. A medição do vento sofre interferência do efeito das turbulências, portanto para melhorar a qualidade das medições à superfície, devem ser coletados os valores médios correspondentes a um intervalo de dez minutos, [49].

Maior turbulência representa maior risco de falha na operação das turbinas, pois estas ficam sujeitas a uma maior flutuação de esforços. Além disso, compromete o aproveitamento eólico, pois uma vez acionado o sistema de segurança, a rotação das pás é reduzida e o sistema elétrico do gerador pode ser desconectado da rede elétrica.

### **2.5.3**

#### ***Fator de Capacidade Eólico***

O fator de capacidade é uma forma de avaliar o potencial eólico da região, e pode ser interpretado como o percentual de aproveitamento, efetivo ou estimado, do total da potência máxima instalada. Portanto seu cálculo depende das características do aerogerador instalado e das características do local.

Alguns estados do Brasil, como Ceará e Rio Grande do Norte, apresentam um fator de capacidade eólico entre 40% e 45%. Este é considerado um ótimo resultado, uma vez que, estudos sobre o potencial eólico mostram que a média mundial do fator de capacidade é de 27%, [24].

Importante observar que a produção eólica no mar (*offshore*) apresenta quase o dobro do fator de capacidade da produção terrestre, podendo ultrapassar o valor de



50%. Apesar de demandar maior investimento com equipamentos, instalação, transmissão e manutenção, a produção *offshore* tem outras vantagens como a localização em área plana, não ocupa espaço em terra e não apresenta obstáculos à circulação do vento.

O fator de capacidade é diretamente influenciado por condições naturais que precisam ser favoráveis, tais como o perfil de velocidade do vento e a turbulência do local. A turbulência deve ser baixa, possibilitando a instalação de turbinas maiores com maior potência de geração. Outras condições favoráveis podem ser atingidas e aumentar o fator de capacidade médio, como a otimização da curva de potência da turbina. Essa prática faria a turbina operar por mais tempo em potência ótima, isso significaria produzir energia por mais tempo, com menor estresse estrutural no equipamento e redução de manutenção, (Figura 2-11).

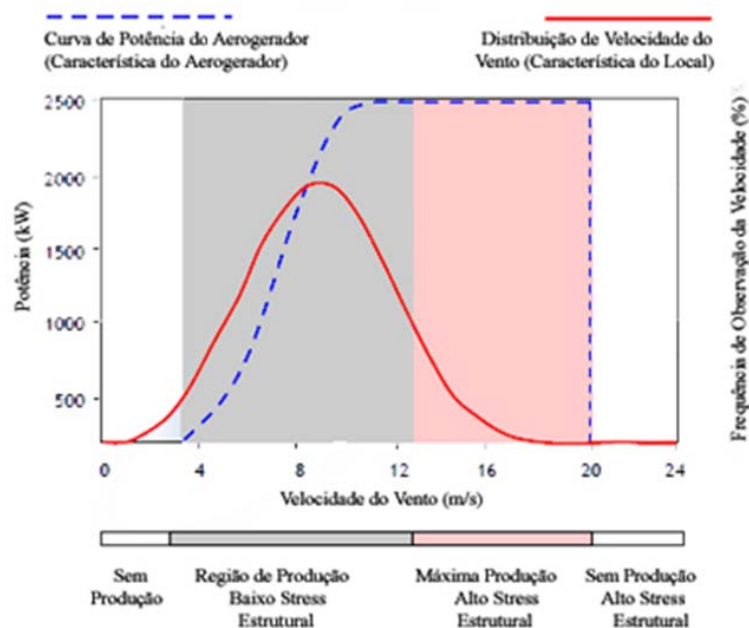


Figura 2-11 – Otimização da curva de potência.

Fonte: Própria.

Avanços tecnológicos também são responsáveis pelo aumento do fator de capacidade. Melhorias na qualidade do funcionamento do aerogerador garantem melhor aproveitamento eólico e redução de perdas de energia.

Em geral, o fator de capacidade é expresso em termos de aproveitamento anual, podendo também ser calculado para analisar outros intervalos de tempo (mensal etc.). As equações abaixo assumem medidas anuais.

A energia produzida em um ano por pode ser definida como:

$$E_{elétrica} = \sum_{i=1}^n f_i \cdot P_i \cdot t \quad (2.10)$$

Onde:

$f_i$  = frequência anual de ocorrência de uma velocidade de classe  $i$ ;

$P_i$  = potência equivalente para velocidade de classe  $i$  (Watts);

$t$  = intervalo de tempo entre as medições (horas).

O fator de capacidade (FC) de um determinado local é definido como a razão entre a energia produzida (ou estimada) durante um ano, e a energia que seria produzida caso o aerogerador operasse em sua potência nominal durante 100% do tempo. O FC pode ser escrito como:

$$FC = \frac{E_{elétrica}}{P_{nominal} \cdot T} \quad (2.11)$$

Onde:

$P_{nominal}$  = potência nominal do aerogerador (Watts);

$T$  = período de análise em horas = 8760 horas em um ano.

## 2.6

### Conjuntura da Energia Eólica

#### 2.6.1

##### **No Mundo**

Pela primeira vez, em 2010, os maiores investimentos em geração de energia eólica foram realizados em países subdesenvolvidos e em economias emergentes, [24]. A tecnologia envolvida na produção desta energia, até então, era considerada muito avançada e com preço elevado, viável apenas em países pertencentes à

OECD<sup>4</sup>. Porém, um grupo cada vez maior de países tem assumido nova postura no mercado e aumentado drasticamente seu conhecimento sobre a geração de energia eólica. Essa mudança de atitude reforça: a atratividade da energia eólica; o esforço em diversificar a matriz energética do país; a necessidade de melhorar a segurança de abastecimento e suprir a crescente demanda; o interesse em reduzir os custos nacionais com importações dos combustíveis fósseis a preços voláteis. Fatores ambientais também desempenham papel importante em muitos desses novos mercados.

O crescimento da energia eólica tem sido impulsionado principalmente pelo desenvolvimento contínuo da China, que se tornou o país com maior capacidade eólica instalada no mundo. O governo chinês assumiu compromisso com o forte desenvolvimento dos recursos eólicos do país, em parte motivado pela necessidade de aumentar a sua capacidade de produção para sustentar uma economia em crescimento e estimular o desenvolvimento econômico rural.

Esse compromisso político foi apoiado por políticas favoráveis ao desenvolvimento da energia eólica, e isso resultou em um crescimento excepcional no setor. Em 2009, a sua capacidade eólica instalada mais do que dobrou em comparação com 2008, e em 2010, os chineses adicionaram uma capacidade recorde de 18,9 GW, totalizando 42,3 GW. A energia eólica agora representa quase um quinto de toda a capacidade de geração de energia anual, quase nivelada à geração de energia hidrelétrica.

Além dos benefícios ambientais e da maior segurança na oferta de energia, o governo chinês reconhece também a oportunidade econômica na construção de uma base sólida de fabricação dos equipamentos para conversão em energia eólica. Em 2009, na lista dos dez maiores fabricantes de turbina eólica, três eram

---

<sup>4</sup>OECD (*Organization for Economic Cooperation and Development*) é uma organização intergovernamental de 34 países que aceitam os princípios da democracia representativa e da economia de livre mercado. Os membros da OECD são economias de alta renda e alto Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), considerados países desenvolvidos com exceção do México, Chile e Turquia. Dentre seus participantes, 31 países produzem juntos mais da metade de toda a riqueza do mundo. A OECD influencia a política econômica e social de seus membros, [40].

chineses. Em 2010, a China representou 50,3% do mercado mundial de turbinas eólicas. Atualmente, a capacidade anual de produção é, pelo menos, 30 GW.

Um quadro semelhante está surgindo na Índia, embora em menor escala. O país apresenta um rápido crescimento econômico e populacional, gerando demanda crescente de energia. A escassez de eletricidade é comum, e uma parte significativa da população não tem acesso à energia elétrica. Por isso, muito esforço está sendo empregado para que o fornecimento de energia acompanhe a demanda. Como na China, o desenvolvimento de energia eólica na Índia tem estimulado a fabricação nacional, e a empresa indiana Suzlon é agora líder global. Na Índia, 17 empresas já fabricam equipamentos para conversão em energia eólica, com uma capacidade de produção de 7,5 GW por ano.

Apesar do crescimento excepcional na China, o cenário mundial apresentou uma taxa de crescimento de 23,6%, a menor taxa de crescimento desde 2004, [50]. A taxa de crescimento é a relação entre a nova capacidade eólica instalada e a capacidade eólica instalada em anos anteriores.

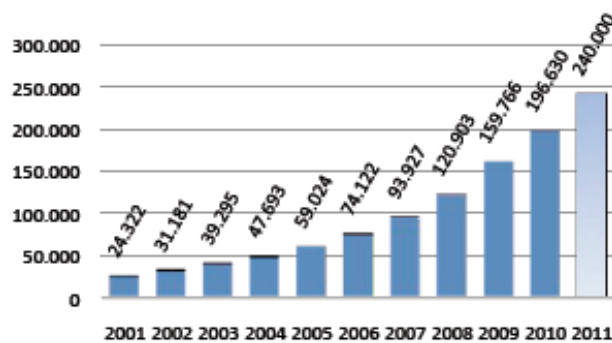


Figura 2-12 – Capacidade total instalada de energia eólica no mundo (MW).

Fonte: WWEA, 2011.

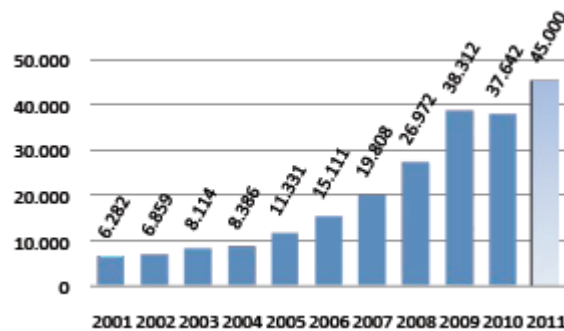


Figura 2-13 – Nova capacidade instalada de energia eólica no mundo (MW).

Fonte: WWEA, 2011.

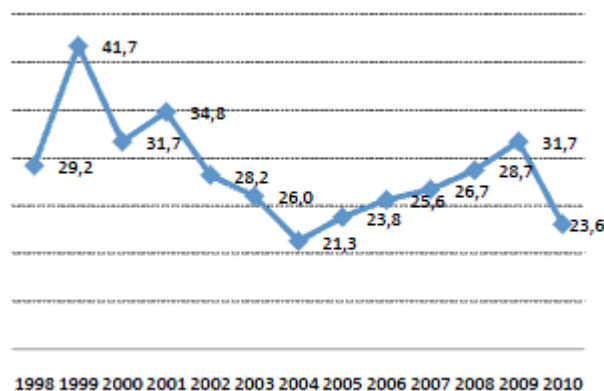


Figura 2-14 – Taxa de crescimento eólico mundial (%).

Fonte: WWEA, 2011.

A queda no número de novas instalações nos EUA cedeu a posição número um à China. Juntos, EUA e China, representam 43,2% da capacidade eólica total. A Alemanha, em terceiro lugar mundial, mantém a liderança na Europa.

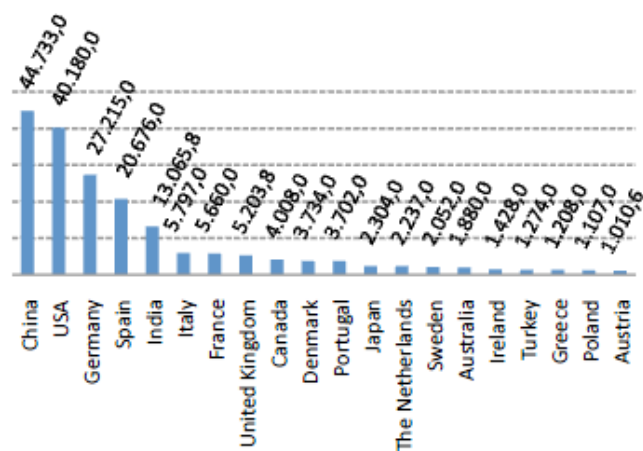


Figura 2-15 – Países com maior capacidade total instalada (MW).

Fonte: WWEA, 2011.

Um quadro diferente pode ser visto, quando analisamos a relação entre a capacidade instalada e algumas importantes características do país, como: área, população e PIB. A Dinamarca lidera com a maior capacidade instalada nas três categorias.

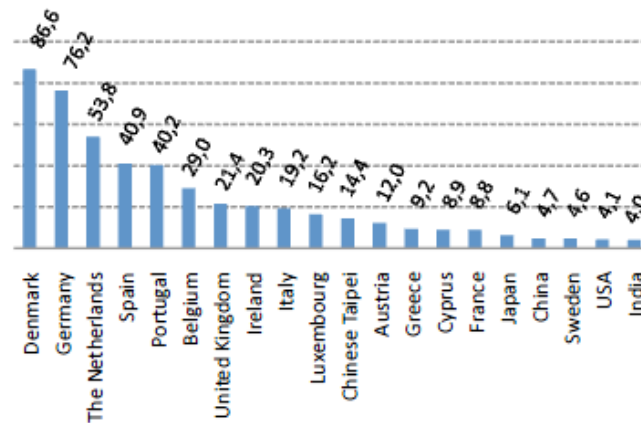


Figura 2-16 – Capacidade eólica por área (kW / km²).

Fonte: WWEA, 2011.

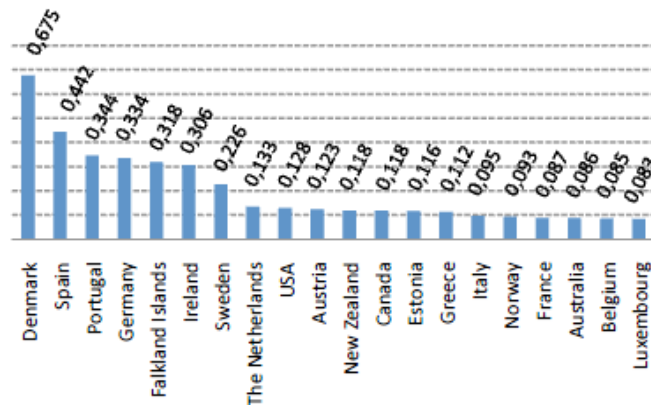


Figura 2-17 – Capacidade eólica por população (kW / pessoa).

Fonte: WWEA, 2011.

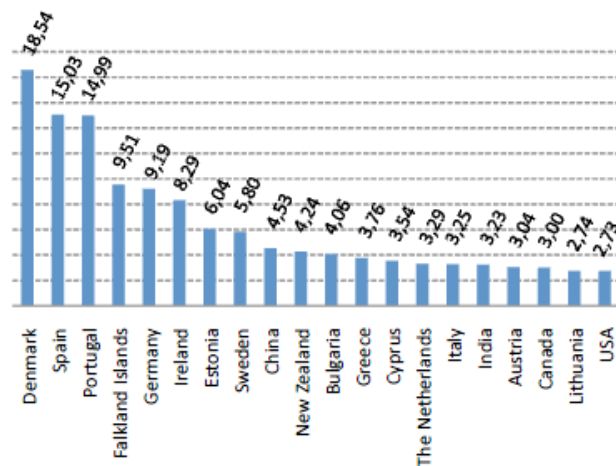


Figura 2-18 – Capacidade eólica por PIB (kW / milhão US\$).

Fonte: WWEA, 2011.

No final de 2010, todas as turbinas eólicas instaladas no mundo podiam gerar o equivalente a 2,5% do consumo global de eletricidade.

A Ásia apresentou maior parcela de novas instalações (54,6%), seguida pela Europa (27,0%) e América do Norte (16,7%). Na América Latina (1,2%) e África (0,4%), apesar do modesto início na atividade, o desenvolvimento da energia eólica está cercado de elevada expectativa e com sinais concretos do grande potencial de capacidade dessas regiões.

A América Latina possui abundância em recursos eólicos e é considerada como território principal para a implantação da energia eólica. A região está na iminência de desenvolver uma substancial indústria de energia eólica para complementar os seus ricos recursos naturais, nomeadamente no Brasil e no México.

## 2.6.2

### **No Brasil**

Em 2001, o primeiro atlas eólico brasileiro foi publicado com estimativas do potencial de geração de energia eólica em torno de 143 GW a 50 metros de altura. Em 2008 e 2009, novas medições realizadas em vários estados a 80-100 metros de

altura, indicaram que o verdadeiro potencial é consideravelmente maior, em mais de 350 GW, [24].

O Brasil ocupa uma posição privilegiada na lista dos países com maior potencial de produção de energia eólica, devido à sua excelente fonte de recursos naturais, às grandes áreas despovoadas e uma costa com 9.650 km. As maiores fontes de recursos eólicos estão na região Norte/Nordeste do Brasil, e em particular nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Pernambuco e Bahia. O Sul/Sudeste também possui bons recursos eólicos, especialmente nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina.

A energia eólica pode aliviar algumas preocupações graves de segurança no abastecimento de energia no Brasil. Por ser um país alimentado, principalmente, por energia hidrelétrica, sofre cada vez mais com as flutuações sazonais e os períodos de escassez de água.

Dentre os países da América Latina, a energia eólica tem feito maior progresso no Brasil. Em 2010, a produção eólica brasileira adicionou 326 MW à sua capacidade instalada, totalizando 931 MW, o que representa um crescimento de 54,2% em termos de capacidade total instalada, e um aumento de 23,8% em termos de nova capacidade instalada.

O PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) foi instituído no Brasil em 2002, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos com base em fontes renováveis de energia em especial a eólica. O intuito é promover a diversificação da matriz energética brasileira e a valorização das características e potencialidades regionais e locais. Todos os 14 projetos de energia eólica instalados e conectados em 2010 eram projetos PROINFA. De modo geral, 40 parques eólicos do PROINFA estão agora em operação, totalizando pouco mais de 900 MW, enquanto outros 13 projetos (394,1 MW) ainda estão em construção, e a maioria destes estão programados para serem conectados à rede em meados de 2011. Apenas um projeto PROINFA remanescente (135 MW) ainda não teve sua construção iniciada.



A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), órgão regulador do sistema elétrico brasileiro, promoveu o primeiro leilão de energia eólica no país, em Dezembro de 2009, e resultou na contratação de 71 projetos eólicos com capacidade total de 1.800 MW. Os projetos contratados deverão fornecer eletricidade até 2012. Em Agosto de 2010, foram realizados dois novos leilões no mesmo dia, o primeiro com 1.519 MW contratados e entrega em Janeiro de 2013 e o segundo com 538MW e entrega em Setembro de 2013.

No final de 2010, o Brasil havia contratado projetos, que totalizavam mais de 4.000 MW com entrega até 2013. Dois novos leilões já foram anunciados para Junho de 2011. Assumindo que os projetos contratados em leilões serão concluídos de acordo com o cronograma, as perspectivas para a energia eólica no Brasil são bastante promissoras.

## 2.7

### Literatura de Modelos de Previsão

Dado o comportamento aleatório do vento e suas grandes oscilações, principalmente, em curtos períodos de tempo, um sistema de previsão de curto e de longo prazo torna-se necessário para o bom planejamento da operação. Este item apresentará um resumo da literatura dos principais modelos de previsão, baseado nos artigos, [20] e [37].

Estão presentes na literatura, inúmeros modelos de previsão de curto prazo, e poucos modelos de previsão de longo prazo. Uma das maiores dificuldades, em comparação à previsão de energia de fontes convencionais, é lidar com a volatilidade do vento. Por esse motivo, os modelos mais bem sucedidos agregam conhecimento físico e estatístico.

Os modelos podem ser classificados como: (i) modelos de previsão meteorológica, originalmente o NWP (*Numerical Weather Prediction*); (ii) modelos puramente estatísticos; (iii) metodologias computacionais; e (iv) modelos mistos. Os modelos meteorológicos, normalmente são modelos físicos e estimam a velocidade do vento com base na avaliação das condições físicas da região.

Quando apenas as medições de velocidade do vento estão disponíveis, são empregados modelos estatísticos e métodos computacionais. As principais técnicas aplicadas são: análise de séries temporais e inteligência artificial. Esses modelos, geralmente, têm boa precisão apenas nas primeiras horas previstas. Os modelos mistos combinam as abordagens anteriores, seja usando o modelo estatístico como correção dos erros remanescentes do modelo meteorológico, ou, alimentando o modelo estatístico com dados meteorológicos, usualmente empregando técnicas recursivas. Por serem modelos de curto prazo, com horizonte de previsão de algumas horas, a conexão e transferência de dados entre os modelos deve ser quase instantânea.

O principal erro em um sistema de previsão de curto prazo provém do modelo NWP. Para contornar esta fonte de erro, são utilizadas combinações de modelos que podem conter múltiplos modelos NWP, ou outros modelos físicos com condições iniciais diferenciadas. Dentre as metodologias estocásticas mais empregadas estão: diversas combinações do modelo autoregressivo e média móvel (ARMA); Algoritmo de Mínimos Quadrados Recursivo; Filtro de Kalman; Redes Neurais; Lógica Fuzzy; Distribuição Weibull; Simulação de Monte Carlo.

Podem ser empregadas duas abordagens de modelos preditivos, um com o objetivo de prever a energia eólica a ser produzida e, o outro com o objetivo de prever a velocidade do vento. O último, com subsequente conversão em energia eólica, é conhecido como modelo em dois estágios. Uma comparação entre as duas abordagens mostrou que o uso da velocidade do vento como variável explicativa, em modelos autoregressivos, teve melhores resultados em horizontes de previsão até 8-12 horas. Para maiores horizontes de previsão, o uso da velocidade do vento não ofereceu nenhuma vantagem sobre o uso direto da variável energia eólica.

O modelo em dois estágios inclui a etapa de conversão da velocidade e direção do vento em energia, que na maioria das vezes é realizada através da curva de potência, e pode incluir também a soma das potências das diferentes turbinas de um parque eólico. Por fim, um terceiro estágio pode ser acrescentado quando há necessidade de prever a energia de todos os parques eólicos da região. Na prática,

algumas usinas representativas são escolhidas, seus dados são usados como base de cálculo e o resultado é inferido ao conjunto.

### 2.7.1

#### **Revisão dos Principais Modelos**

Nem todos os modelos de previsão de curto prazo envolvem todos os estágios, como é o caso do modelo Prediktor (1994), desenvolvido na Dinamarca, que não utiliza as previsões instantâneas NWP, e sim, relações físicas para converter o vento previsto em energia, porém tem sua precisão reduzida. Prediktor e WPPT (*Wind Power Prediction Tool*, 1994) eram praticamente os únicos modelos no mercado no início dos anos 90.

O WPPT, também foi desenvolvido na Dinamarca, e baseia-se no uso do algoritmo de mínimos quadrados recursivo e, após algumas melhorias, atingiu um horizonte de previsão confiável para as próximas 39 horas. WPPT é um sistema de modelos de previsão da energia total produzida em grandes regiões. A sua versão atual combina as medições instantâneas de produção de energia de uma determinada usina e também, as medições instantâneas da região; o histórico<sup>5</sup> da produção de energia de uma usina e o histórico da região; as previsões meteorológicas NWP com cobertura de uma usina e com cobertura de toda a região; e um sistema com vários modelos meteorológicos. A combinação dos modelos Prediktor e WPPT deu origem ao modelo Zephyr (2002). Atualmente, o modelo Zephyr é raramente usado.

Outro modelo que participou da fase inicial de desenvolvimento foi o EWind (1998), desenvolvido nos Estados Unidos. Este modelo introduziu previsões meteorológicas com características e condições físicas locais. O LocalPred & RegioPred (2001), desenvolvido na Espanha, originalmente continha análise fatorial de componentes principais e inteligência artificial nas previsões NWP, porém não obteve bons resultados devido à dificuldade de prever o perfil do vento

---

<sup>5</sup>Os primeiros modelos se preocupavam em prever informações relevantes do vento para, depois, realizar a conversão em energia. Atualmente, os dados históricos têm sido adicionados como variáveis do modelo.

local em terrenos tão complexos. Após sucessivas pesquisas, a sua forma atual usa a combinação de diversos modelos meteorológicos como dados de entrada no modelo NWP, em seguida utiliza técnicas computacionais de aprendizagem para geração de cluster. A previsão final é calculada por um modelo que combina todas as entradas individuais.

O Previento (2002) é outro modelo de curto prazo, desenvolvido na Alemanha, muito similar ao Prediktor. Esta versão adotou a leitura de previsões meteorológicas, através dos modelos físicos do Serviço Meteorológico Alemão (DWD).

O sistema MORE-CARE (2002) surgiu com modelos mais avançados para previsão da energia produzida nas próximas 48-72 horas, e com utilização de dados instantâneos NWP e SCADA<sup>6</sup> (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Esse sistema incorpora o uso de análise de séries temporais para previsões de energia eólica de curto prazo (até 10 horas adiante), em seguida, o modelo é alimentado com os dados NWP e SCADA, e através de Redes Neuro-Fuzzy, calculam-se as previsões de longo prazo, até 72 horas adiante. Para um desempenho ótimo no horizonte de previsão, usa-se uma combinação das previsões de curto e longo prazo. Na mesma época outro modelo era comercializado na Alemanha, o AWPT (*Advanced Wind Power Prediction Tool*, 2002), que usa os modelos de previsão DWD e Redes Neurais. O AWPT compõe as etapas de previsão de energia de curto e longo prazo do sistema WPMS (*Wind Power Management System*). O sistema WPMS inclui: sistema de monitoramento de produção de energia de usinas representativas; modelos que transformam as produções de energia individuais em produções acumuladas para grandes regiões; previsões de curto prazo, próximas 1-8 horas; e previsões de longo prazo, 1 dia a frente.

O rápido crescimento da energia eólica na Espanha foi acompanhado por novas pesquisas e novos modelos. O Sprieólico (2002), além de dados meteorológicos,

---

<sup>6</sup>SCADA geralmente se refere a sistemas de controle industrial. Neste contexto, são sistemas computacionais que monitoram parques eólicos desde a geração, transmissão até a distribuição de energia elétrica.

recebe também dados SCADA, de 80% de todas as turbinas da Espanha, por hora. Essas informações são usadas em nove modelos, dependendo da disponibilidade de dados. Todos os modelos são estimados usando algoritmo de mínimos quadrados recursivo e Filtro de Kalman. Em seguida, uma nova abordagem determina o fator de decaimento em cada modelo. Este fator define a memória do processo, através da ponderação das observações. Por fim, a previsão do erro é feita através do método de amortecimento exponencial EWMS (*Exponentially Weighted Mean Square*) a partir dos resultados dos 18 modelos anteriores, e com fator de decaimento correspondente a uma memória de 24 horas. O  $R^2$  deste sistema para toda a Espanha é maior que 0,6, com horizonte de previsão de 36 horas. As previsões meteorológicas têm precisão bastante reduzida em algumas áreas da Espanha, devido à irregularidade do território. O  $R^2$  do modelo ultrapassa 0,9, quando utiliza medições reais de velocidade do vento no lugar de previsões.

O WEPROG (*Weather and Wind Energy PROGnosis*, 2003), desenvolvido na Irlanda, é o primeiro e único modelo (até 2010) a usar um sistema operacional de previsão específico para cada local de operação. Isso significa que, a partir do histórico de potência de um determinado local, é possível desenvolver modelos estatísticos para descobrir o lugar de origem desses dados. Para isso, as potências devem ser calculadas a partir de dados físicos, ou podem ser obtidas em centros físicos confiáveis. Este modelo tem mais de 900 parâmetros meteorológicos e SCADA, e pode ser usado em todos os continentes, onde há parques eólicos instalados, exceto América do Sul.

Na Espanha, surgiram outros modelos como o AleaWind (2004), o Scirocco (2004), o Meteotemp (2004) e o Meteorológica (2004). O AleaWind é um modelo de Redes Neurais para previsão combinado ao modelo sazonal autoregressivo integrado de médias móveis (SARIMA). O processo de aprendizagem das redes acontece de forma contínua, através do recebimento instantâneo de dados. O Meteorológica é um modelo com foco no planejamento da manutenção de equipamentos, por isso as previsões devem ser feitas para longos horizontes, mesmo que isso signifique menor precisão. O modelo realiza a previsão do vento médio em seis horas, com um horizonte de até 4 dias. Quando o modelo utiliza a média diária do vento, a previsão é feita para 5-10 dias a frente. Este modelo

permitiu uma economia de 3-5% no orçamento de guindastes nos dois parques eólicos analisados.

O GH Forecaster (2004), desenvolvido no Reino Unido, é usado na previsão de energia com aplicação, principalmente, em parques eólicos localizados em terrenos complexos. O modelo usa técnicas de regressões multivariadas, com características locais e dados geográficos, para ajustar os dados NWP em previsões meteorológicas mais específicas do local.

Em Portugal, foi desenvolvido o EPREV (Previsão da Produção Eléctrica de Base Eólica). Após utilizar um modelo de conversão de previsões meteorológicas em energia, aplica-se um modelo autoregressivo (AR), e por fim Redes Neurais. O projeto foi concluído em 2010 e testado em três parques eólicos. Assim como este projeto, outros modelos ainda se encontram em fase de desenvolvimento e teste.

Muitos dos modelos citados ainda se encontram em operação, como por exemplo, o EWind que opera em seis parques eólicos da Europa; o projeto MORE-CARE usado em partes da Grécia e Portugal; o Sprieólico na Espanha; o WPPT no oeste da Dinamarca; o Previento e o AWPT na Alemanha; entre outros. Na Califórnia e Texas, operam os modelos EWind, Prediktor e AMI's WERF simultaneamente.

### **2.7.2**

#### ***Considerações Atuais***

Os sistemas mais antigos de previsão meteorológica baseiam-se apenas em um modelo de previsão global projetado para prever padrões climáticos em grande escala, como é o caso do NWP, largamente utilizado na Europa. Atualmente, existem vários outros modelos com esta finalidade. Porém, o avanço tecnológico dos últimos anos, permitiu que os sistemas físicos pudessem realizar previsões locais (em áreas limitadas), incorporando características específicas para obter melhores estimativas da velocidade do vento local. Surgiu, então, mais um estágio na cadeia de modelos: (1) modelos globais de previsões meteorológicas; (2) refinamento das previsões meteorológicas para subáreas, através de modelos locais, e correção dos erros com modelos estatísticos; (3) conversão da velocidade

e direção do vento local em energia; e (4) inferência das previsões individuais para toda a região. A tendência é que os sistemas físicos possam realizar estimativas para subáreas cada vez menores.

Desde os primeiros modelos desenvolvidos, foram registrados vários progressos em cada estágio do sistema de previsão. A forma de avaliação mais comum da precisão desses sistemas é através do RMSE (*Root Mean Square Error*), que atualmente, varia entre 10-15% da capacidade instalada para um horizonte de 36 horas. Nota-se que modelos são desenvolvidos para diferentes regiões e com diferentes aplicações (terreno plano, terreno complexo, *offshore*), daí a grande dificuldade em comparar os sistemas de previsão.

A grande quantidade de pesquisas realizadas nesta área impulsiona grandes avanços e, muitas vezes, revela novos desafios que exigem soluções alternativas. Como é o caso das variações atípicas na produção de energia em curtos períodos de tempo, devido à variabilidade do vento. Esses eventos são raros, mas dificultam a gestão das redes elétricas. Podem ocorrer quando há queda na velocidade do vento, com conseqüente queda de potência; ou em situações que a turbina opera com vento em alta velocidade, pois um pequeno incremento pode acionar o sistema de segurança da turbina e a potência cairá rapidamente. A observação desses eventos deu origem a um novo ramo de aplicação de modelos preditivos, [21], [37].

Empresas tradicionais como Siemens, ABB e Alstom mostram interesse crescente no desenvolvimento de sistemas de previsão integrados a sistemas de gestão de energia e sistemas de controle (SCADA). A empresa Vestas, por exemplo, possui forte conhecimento no campo de previsão meteorológica e lançou um aplicativo de previsão do tempo para o iPhone baseado em modelos de fabricação própria.

As tecnologias de informação e comunicação são cada vez mais importantes na integração da ferramenta de previsão de energia com o mercado. Outro aspecto, igualmente importante, é a integração de ferramentas de tomada de decisão com o usuário final, como por exemplo, módulos de otimização e logística.