

MODELAGEM DO VENTO E CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA

2.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem o objetivo de apresentar o desenvolvimento de um sistema de previsão da velocidade do vento com base em registros históricos, capaz de propor cenários de produção de energia elétrica.

Além disso, são apresentados: o processo de conversão da energia eólica para energia elétrica e os conceitos básicos que determinam a potência elétrica produzida por uma turbina eólica em função da velocidade do vento e demais parâmetros envolvidos.

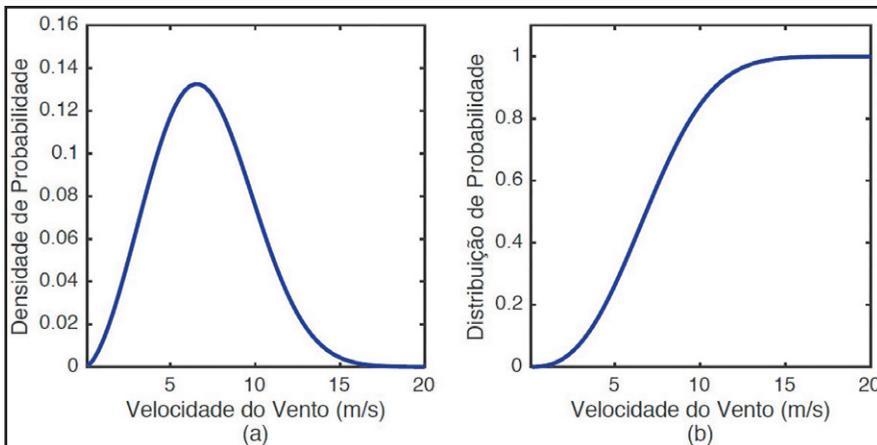
2.2 MODELAGEM DO VENTO

A velocidade do vento em um determinado local pode ser modelada por uma distribuição de Weibull. A função densidade de probabilidade de uma distribuição de Weibull é dada pela equação (2) e seus parâmetros são o fator de forma k e o fator de escala λ .

$$f(x; k, \lambda) = \begin{cases} k\lambda^k x^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k}, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases} \quad (2)$$

A título de exemplo, a distribuição de velocidades do vento para a cidade de Caetité (BA) está mostrada na Figura 2.1. Os parâmetros desta distribuição são $k = 2,6$ e $\lambda = 7,88$. Os parâmetros da distribuição de Weibull para descrever a velocidade do vento são característicos da região e da época do ano.

Figura 2.1 Características estatísticas da distribuição de Weibull: a) Função densidade de probabilidade; b) Função distribuição de probabilidade



2.3 PREVISÃO DA VELOCIDADE DO VENTO

Um método preciso de previsão da velocidade do vento pode ajudar os operadores do sistema de energia a reduzir o risco de falta de confiabilidade do fornecimento de eletricidade. A previsão de energia eólica é usada para a programação do dia seguinte e para o comércio de eletricidade no mercado spot. Segundo a escala de tempo os métodos de previsão de velocidade do vento podem ser classificados em quatro categorias:

- Previsão a muito curto prazo: desde alguns minutos até uma hora à frente. Usada em operações de rede em tempo real, assim como em ações de regulação;

- Previsão a curto prazo: desde uma hora até algumas horas à frente. Utilizada no planejamento econômico do despacho de carga e na segurança operacional no mercado de energia;
- Previsão a mediano prazo: desde algumas horas até uma semana à frente. Com aplicação em decisões de entrada em operação do gerador;
- Previsão a longo prazo: desde uma semana até um ano ou mais à frente. Aplicação no planejamento de manutenção, no custo operacional ótimo, no gerenciamento de operação e em estudos de viabilidade para projeto do parque eólico.

2.3.1 Métodos de previsão

Método de persistência

O método de persistência usa uma suposição simples de que a velocidade do vento em um determinado momento futuro será a mesma de quando a previsão é feita (Zhao, Wang, & Li, 2011). Se a velocidade do vento medida em t fosse $v(t)$, então a velocidade do vento prevista em $t+\Delta t$ pode ser formulada como segue:

$$v(t + \Delta t) = v(t) \quad (3)$$

O método de persistência é de alguma forma mais preciso do que outros métodos de previsão de vento de muito curto prazo. Mas a precisão do método de persistência degrada-se rapidamente quando a escala de tempo da previsão aumenta (Wu & Hong, 2007).

O método de persistência além de ser o mais simples é também o mais econômico. As concessionárias utilizam este método para previsões de muito curto prazo. Portanto, qualquer método de previsão desenvolvido deve, primeiro, ser testado contra este método para verificar o quanto ele pode melhorar em relação às previsões derivadas de persistência (Soman, Zareipour, Malik, & Mandal, 2010).

Métodos físicos

Os métodos físicos estão baseados na previsão numérica do clima (NWP por sua sigla em inglês) usando dados como temperatura, pressão, rugosidade da

superfície e obstáculos. O modelo NWP é desenvolvido por meteorologistas para previsão do clima em grandes áreas (Lei, Shiyan, Chuanwen, Hongling, & Yan, 2009). Os métodos físicos aumentam a resolução real do modelo NWP, a fim de obter uma previsão precisa do clima (Zhao, Wang, & Li, 2011). Este tipo de método precisa de muitos cálculos, portanto são implementados em supercomputadores.

Os sistemas físicos usam parametrizações baseadas em uma descrição física detalhada da atmosfera, para alcançar a melhor precisão de previsão. Normalmente, a velocidade do vento fornecida pelo serviço meteorológico é transformada nas condições do local do parque eólico (Lange & Focken, 2008).

Os métodos de previsão de energia eólica comercial existentes usam previsões de vento NWP como dados de entrada. Os sistemas físicos, usando os dados de entrada do NWP, realizam o refinamento necessário desses dados de saída (previsão da velocidade do vento) para as condições no local por métodos baseados na física da camada limite atmosférica inferior (Bhaskar & Singh, 2012).

Métodos estatísticos

Os métodos estatísticos visam encontrar a relação dos dados de velocidade do vento medidos on-line. Para um modelo estatístico, os dados históricos de velocidade do vento podem ser usados. Os modelos estatísticos são fáceis de modelar e mais baratos de desenvolver em comparação com outros modelos. Basicamente, o método estatístico é bom para previsão de curto prazo. A desvantagem desse método é que o erro de previsão aumenta à medida que o tempo de previsão aumenta.

Entre os métodos estatísticos estão os autorregressivos (AR), os de média móvel autorregressiva (ARMA), os de média móvel autorregressiva integrada (ARIMA), os de abordagem bayesiana e as previsões “cinza” (*gray prediction*). Os métodos estatísticos podem ser usados para resolver problemas que possuem uma grande quantidade de dados onde as observações são interdependentes.

Como a velocidade do vento tem uma sucessão e aleatoriedade muito boas, é bastante apropriado usar o modelo ARMA de séries temporais para prever a velocidade do vento. (Erdem & Shi, 2011) propuseram quatro abordagens baseadas no método ARMA para a previsão de velocidade e direção do vento. Os resultados mostraram que o modelo de componente é melhor que o modelo ARMA tradicional na previsão da direção do vento, enquanto o contrário é observado na previsão da velocidade do vento.

(Ling-ling, Li, He, & Wang, 2011) apresentaram um modelo ARMA combinado com transformada wavelet para previsão da velocidade do vento. A transformada wavelet é usada para captar as partes de baixa frequência de toda a velocidade do vento. O modelo ARMA é usado para prever a velocidade do vento nos dados suavizados. A combinação de modelos pode efetivamente melhorar a precisão da previsão.

(Palomares-Salas et al., 2009) usaram um modelo ARIMA para previsão de séries temporais envolvendo medições de velocidade do vento. O artigo apresenta o processo de validação do modelo, juntamente com uma análise de regressão, com base em dados reais. Os resultados mostram que a previsão com o modelo ARIMA é melhor do que a rede neural de propagação reversa para curtos intervalos de tempo.

Modelos de correlação espacial

Os modelos de correlação espacial levam em consideração a relação espacial da velocidade do vento dos diferentes locais. Nos modelos de correlação espacial são empregadas as séries temporais de velocidade do vento do local onde será feita a previsão e dos locais vizinhos. Em (Alexiadis, Dokopoulos, Sahsamanoglou, & Manousaridis, 1998) um modelo de correlação espacial é usado para prever a velocidade do vento em um local com base em medições em outro local. Seu comportamento foi testado com verificação satisfatória usando dados coletados sobre sete anos.

(Barbounis & Theocharis, 2007) ilustraram uma técnica para prever a velocidade do vento com várias horas de antecedência, com base em correlação cruzada nos locais vizinhos. Com base em modelos de correlação espacial, este artigo desenvolveu uma abordagem de RNA (Redes Neurais Artificiais) que melhora significativamente a precisão da previsão em comparação com o modelo de persistência.

Métodos de inteligência artificial

Com o desenvolvimento da inteligência artificial (IA), vários novos métodos para previsão de velocidade do vento foram desenvolvidos. Entre os novos métodos podem ser mencionadas as redes neurais artificiais (RNA), os sistemas de inferência neuro-fuzzy adaptável (ANFIS por sua sigla em inglês), os métodos

lógicos fuzzy, a máquina de vetores de suporte (SVM por sua sigla em inglês), as redes neuro-fuzzy e os algoritmos de otimização evolutiva.

As RNA podem lidar com problemas não lineares e complexos em termos de classificação ou previsão. Os modelos de RNA podem representar uma relação não linear complexa e extrair a dependência entre variáveis através do processo de treinamento (Yuan-Kang, Ching-Ying, Shao-Hong, & Yu, 2010). Os métodos baseados em RNA incluem redes neurais de propagação reversa, redes neurais recorrentes, redes neurais de função de base radial (RBF por sua sigla em inglês), redes neurais *ridgelet* e redes neurais de elemento linear adaptativo.

Métodos híbridos

O objetivo dos modelos híbridos é se beneficiar das vantagens de diferentes modelos e obter um melhor desempenho na previsão (Wu & Hong, 2007). Como as informações contidas no método de previsão individual são limitadas, o método híbrido pode maximizar as informações disponíveis, integrar informações sobre modelos individuais e fazer o melhor uso das vantagens de vários métodos de previsão, melhorando assim a precisão (Dongmei, Yuchen, & Xu, 2011). Os métodos híbridos combinam diferentes abordagens, como a combinação dos modelos físicos e estatísticos ou modelos de curto e mediano prazo (Soman, Zareipour, Malik, & Mandal, 2010).

2.4 CONVERSÃO ENERGÉTICA VENTO-ELETRICIDADE

2.4.1 Conversão Eletromecânica de Energia

O processo da conversão da energia dos ventos em energia elétrica se inicia quando as partículas do ar em movimento se chocam com o rotor aerodinâmico e aplicam um torque sobre as pás da turbina eólica, girando-as em torno do eixo da nacelle.

O movimento do rotor aerodinâmico é então transferido ao gerador elétrico por meio de um eixo de transmissão e, dependendo da tecnologia, também por uma de uma caixa de engrenagens.

De forma simplificada, o processo de conversão da energia mecânica no eixo da turbina em energia elétrica nos enrolamentos do estator segue as seguintes etapas:

- movimento relativo entre o rotor do gerador e seu estator;
- produção de fluxo magnético pelo rotor;
- indução de tensão no estator do gerador;
- injeção de corrente elétrica na rede por conexão por via de conversores ou direta.

A seguir são apresentadas considerações sobre a potência mecânica disponível no vento, seu aproveitamento e a potência elétrica produzida.

2.4.2 Potência Mecânica

A potência mecânica disponível no vento é dada pela equação (1).

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

Sendo

P_{vento} = potência mecânica disponível [W];

ρ = densidade do ar [kg/m^3];

v = velocidade do vento [m/s];

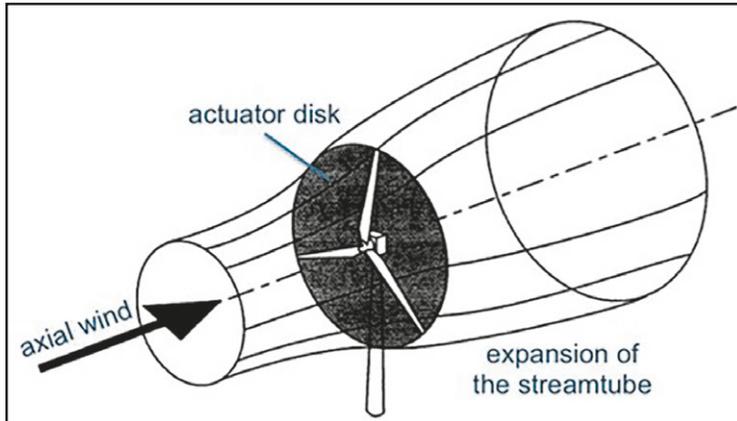
A = área varrida pelo rotor aerodinâmico [m^2].

A área varrida pelo rotor pode ser calculada por:

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

Caso o processo de conversão fosse 100 % eficiente, a potência dada pela equação (1) seria gerada pela turbina e as partículas de ar em movimento teriam sua velocidade reduzida a zero logo após passar pelo rotor aerodinâmico da turbina, encerrando o fluxo contínuo de ar e, portanto, encerrando o processo de conversão de energia. Quando um dado volume de um fluido com densidade constante atravessa uma certa área com obstáculo, há a descompressão e expansão, fazendo com que a área de escoamento aumente, como mostrado na Figura 2.2.

Figura 2.2 Efeito garrafa no escoamento do vento pela turbina eólica



Em 1926, o físico alemão Albert Betz mostrou que uma turbina eólica ideal reduziria a velocidade do vento em $2/3$ da velocidade original. Isso limitaria a potência mecânica que poderia ser efetivamente capturada do vento para cerca de 59 % da potência total disponível. Este limite é conhecido com o limite de Betz. Assim, um fator que represente esse limite deve ser incluído na equação (1), resultando na equação (3).

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

Onde C_p é o coeficiente de performance (ou coeficiente de potência) adimensional que pode ser no máximo 0,59.

Nas turbinas eólicas reais, o coeficiente de performance é função da razão (ou relação) de velocidade λ (*tip speed ratio*, do inglês) dada pela equação (4).

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (4)$$

Sendo

ω = velocidade angular do rotor [rad/s];

R = raio da pá [m];

v = velocidade do vento [m/s].

Outro parâmetro que influencia o coeficiente de performance é o ângulo de inclinação das pás. As equações (5) e (6) apresentam o modelo proposto por Heier (Heier, 2014) para a estimativa do valor de C_p para turbinas eólica com controle ativo de ângulo de passo (*pitch angle control*) como função da razão de velocidades λ e do ângulo de passo das pás β . O valor de ângulo de passo 0 (zero) representa o ângulo no qual a captura de energia é máxima (ângulo de ataque é máximo) e os valores positivos representam ângulos que resultam na diminuição da captura de energia (diminuição do ângulo de ataque).

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4\beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (5)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8\beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1}} \quad (6)$$

Os parâmetros c_i são apresentados na Tabela 2.1 de acordo com Heier (Heier, 2014) e Sloopweg (Sloopweg, Polinder, & Kling, 2003). O cálculo da eficiência aerodinâmica proposto por Heier não discrimina turbinas de velocidade fixa e de velocidade variável. Já Sloopweg propôs o ajuste dos parâmetros das equações (5) e (6) para essas duas classes de turbinas eólicas. Desta forma, as curvas de performance puderam ser melhor representadas em análises baseadas em modelos computacionais.

Tabela 2.1 – Valores propostos para os parâmetros de cálculo do

	c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7	c_8	c_9
Heier	0,5	116	0,4	0	-	5	21	0,08	0,035
Velocidade Constante	0,44	125	0	0	0	6,94	16,5	0	-0,002
Velocidade Variável	0,73	151	0,58	0,002	2,14	13,2	18,4	-0,02	-0,003

Utilizando as equações (5) e (6) os coeficientes de performance obtidos são mostrados na Figura 2.3 e na Figura 2.4. A Figura 2.3 mostra o coeficiente de performance utilizando os parâmetros propostos por Heier e na Figura 2.4 mostra os valores de C_p calculados utilizando os coeficientes propostos por Sloopweg para as turbinas de velocidade variável.

Constata-se que, de certa forma, o valor máximo do coeficiente de performance de turbinas eólicas de velocidade variável aumentou um pouco em relação às turbinas de velocidade fixa. Além disso, o controle da potência da turbina de velocidade variável é melhor em relação às turbinas de velocidade fixa, pois a mesma variação de ângulo de passo produz maior variação no c_p da turbina de velocidade variável. Essa característica faz com que a potência mecânica capturada seja ajustada mais rapidamente.

Figura 2.3 Coeficientes de performance de turbinas eólicas (Heier, 2014)

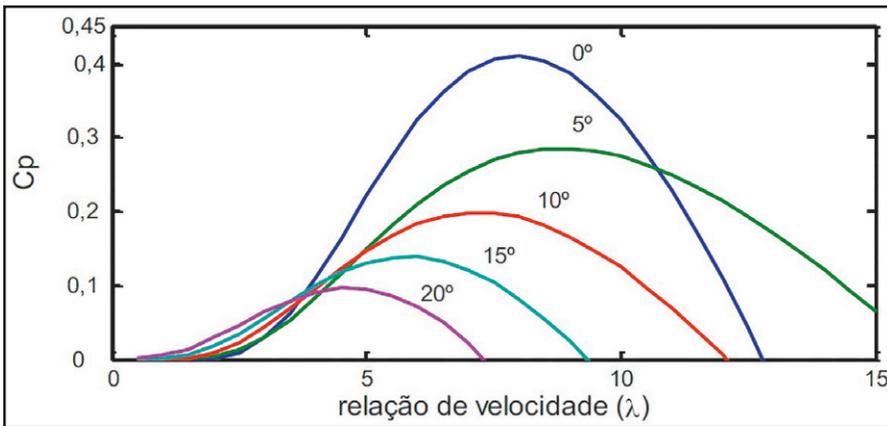
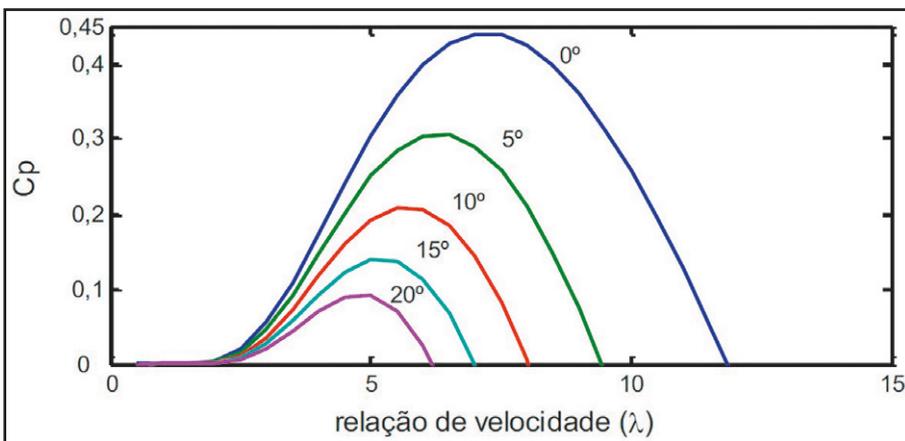


Figura 2.4 Coeficientes de performance para turbinas de velocidade variável (Slootweg, Polinder, & Kling, 2003)



2.4.3 Potência Elétrica e Curvas de Potência

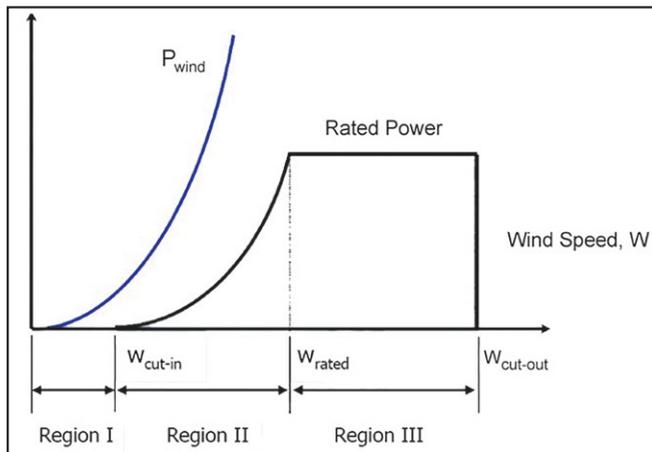
O processo de conversão da energia mecânica contida no vento em energia elétrica está sujeito a perdas mecânicas e elétricas. Estas perdas originam-se nos componentes mecânicos devido ao atrito e nos componentes elétricos como transformador, gerador, cabos e dispositivos eletrônicos por conta do efeito Joule. Assim, a potência elétrica efetivamente injetada na rede é dada pela equação (7).

$$P_e = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A v^3 \eta \quad (7)$$

onde η é o rendimento do processo de conversão e inclui tanto as perdas elétricas quanto as perdas mecânicas devido à rotação.

A curva de potência de uma turbina eólica para as diferentes velocidades do vento pode ser obtida analiticamente, conhecendo-se o coeficiente de performance $C_p(\lambda, \beta)$. A Figura 2.5 mostra uma curva de potência de uma turbina eólica moderna.

Figura 2.5 Curva de potência de uma turbina eólica moderna, incluindo as três regiões de operação



Na Figura 2.5 pode-se notar três regiões de operação ditadas por três velocidades chave: $v_{inicial}$, $v_{nominal}$ e v_{corte} .

A velocidade que marca o início da geração de energia é a velocidade $v_{inicial}$, que determina a região 1, onde não há produção de energia. Para velocidades

abaixo deste valor o gerador não está conectado ao eixo de transmissão pois as perdas de energia no sistema para esses valores de velocidade do vento seriam maiores que a quantidade de energia gerada.

Na região 2, definida entre as velocidades $v_{inicial}$ e $v_{nominal}$, a velocidade de operação do gerador é controlada para maximizar a geração de energia, maximizando o C_p , para um dado ângulo de operação das pás.

A $v_{nominal}$ é a velocidade na qual o gerador opera com potência nominal. O algoritmo responsável por esse controle realiza um rastreamento para ajustar o ponto de potência máxima (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracker*).

Por fim, a terceira região de operação da turbina é aquela entre as velocidades $v_{nominal}$ e v_{corte} (velocidade de corte), onde o gerador opera com velocidade constante com a limitação de potência sendo realizada por meio do controle de ângulo de passo (*pitch angle control*). A velocidade do vento que determina uma emergência na operação de turbinas eólicas é a v_{corte} , disparando o controle de parada de operação. O objetivo desse controle é evitar que cargas mecânicas excessivas resultem em danos à estrutura da turbina. Algumas turbinas modernas reduzem a potência gerada para velocidades de vento acima da v_{corte} , fazendo com que a turbina possa voltar a produzir energia assim que houver uma redução da velocidade do vento. Para efeito de comparação, a curva P_{vento} mostra, na Figura 2.5, a potência total disponível no vento.

2.4.4 Análise da Produção de Energia de Turbinas Eólicas Modernas

Dentre os parâmetros que afetam a produção de energia de uma turbina eólica moderna (ver equação (7)) é apresentado a seguir, um exemplo ilustrativo da influência de três desses parâmetros na produção de energia:

- área varrida pelo rotor;
- altura da torre;
- capacidade instalada do gerador.

Neste exemplo ilustrativo exemplo ilustrativo, o cálculo estimativo da energia anual produzida por uma turbina eólica segue os seguintes passos:

- Geração de uma série de 8760 pontos (equivalentes às 8760 horas de um ano) a partir de uma distribuição de Weibull com parâmetros da região de interesse;
- Aplicação da equação (1) para a estimativa da velocidade do vento para torres de diferentes alturas;
- Integração da curva de potência da turbina de interesse durante as 8760 horas.

As turbinas eólicas deste exemplo têm as suas características mostradas na Tabela 2.2 e as curvas de potência da Figura 2.6.

Tabela 2.2 Características de turbinas eólicas modernas para análise de sensibilidade

Modelo	Fabricante	Potência (MW)	Diâmetro do Rotor (m)
V 90	Vestas	1,8	90
V 90	Vestas	2,0	90
V 90	Vestas	3,0	90
Eco 100	Alstom	3,0	112
AW-125/3000	Acciona	3,0	126

Foram consideradas duas cidades brasileiras com elevado potencial para geração eólica: Caetitê (BA) no Nordeste e Osório (RS) no Sul. Os parâmetros para a distribuição de Weibull das duas cidades foram obtidos no atlas do potencial eólico brasileiro e são mostrados na Tabela 2.3.

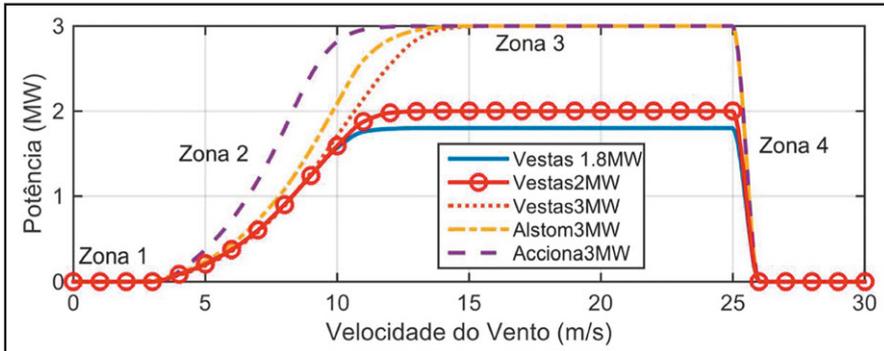
Tabela 2.3 Parâmetros da distribuição de Weibull

Cidade	Região	k	λ	Velocidade média
Caetitê	Nordeste	2,6	7,88	7,0 m/s
Osório	Sul	2,1	8,4	7,3 m/s

O resultado para as análises de sensibilidade em relação à potência do gerador (Vestas 1,8 MW, 2 MW e 3 MW) e da área varrida pelo rotor (Vestas 3 MW, Alston 3 MW e Acciona 3 MW) está mostrado na Figura 2.7.

Aumentando a potência instalada de 1,8 MW para 3,0 MW, a produção anual de energia aumenta 12 % em Caetitê e 20 % em Osório.

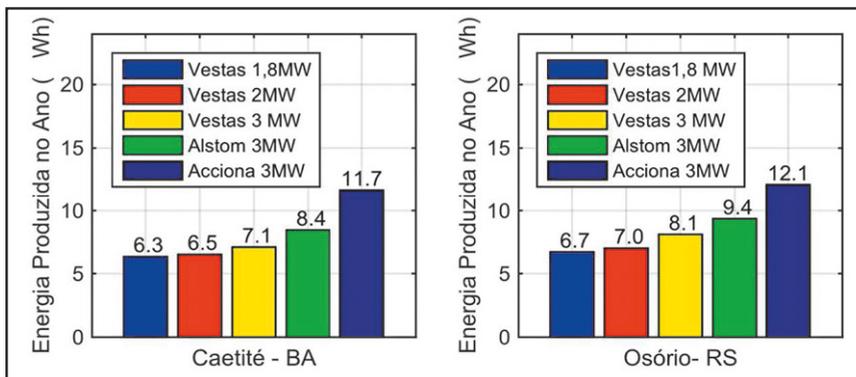
Figura 2.6 Curvas de potência estimadas de turbinas eólicas modernas



Comparando as curvas de potência das turbinas Acciona AW-125/3000 e Vestas V90 (ambas de 3,0 MW), pode-se notar que a turbina Acciona AW-125/3000 é a mais adequada para regiões que possuem velocidades médias de vento menores.

Além disso, verifica-se que a turbina Acciona produz anualmente 64 % a mais energia em Caetitê e 50 % a mais em Osório em relação a turbina Vestas. O aumento da área varrida pelas pás tem efeito direto na produção de energia anual.

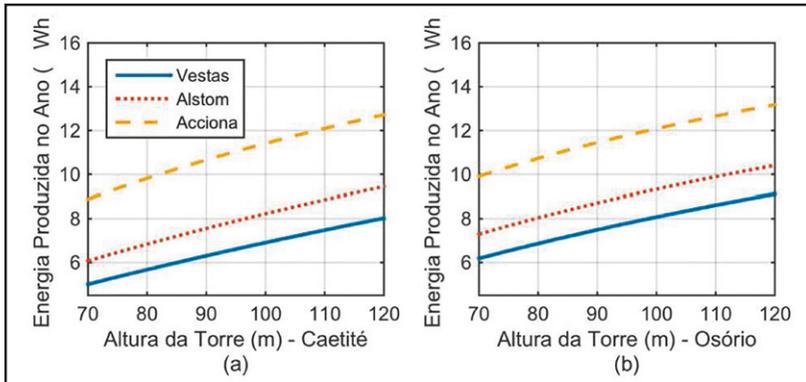
Figura 2.7 Produção anual de energia por turbinas eólicas modernas



Os resultados para alturas de torre diferentes podem ser encontrados na Figura 2.8.

Aumentando a altura da torre de 70 m para 120 m verifica-se um aumento de 42 % da energia anual produzida em Caetitê e 33 % em Osório.

Figura 2.8 Produção anual de energia por turbinas eólicas modernas variando a altura da torre



Esse tipo de análise preliminar torna possível a simulação do retorno financeiro de uma fazenda eólica para diferentes fabricantes de turbinas, alturas de torre e potência instalada. Porém, somente essas informações não são suficientes para a tomada de decisão, pois devem ser complementadas com estudos que utilizam outras variáveis, como o relevo e a distribuição ótima das turbinas no terreno desejado.

Alguns programas computacionais para esse fim podem ser encontrados na Wikipédia (buscar por *wind energy software*).

Em resumo:

- A área varrida pelo rotor influencia na produção de energia, principalmente em áreas com frequentes velocidades do vento menores do que a nominal da turbina;
- A capacidade instalada do gerador influencia na produção anual de energia de uma turbina eólica, porém, dependendo do regime de ventos da região, o aumento da produção pode não compensar o investimento em um gerador maior;
- O correto levantamento do regime de ventos da região é importante para o estudo de rentabilidade de um parque eólico dadas as diversas opções de turbinas e alturas de torres disponíveis;
- Estudos mais detalhados devem ser conduzidos para identificar o efeito de uma turbina eólica sobre outra, em função do regime de escoamento do vento, em um determinado parque.

