

2.

Energia Eólica

Este capítulo faz referência à energia eólica como fonte de geração, assim como dos elementos que intervêm nela. Adicionalmente, é feita uma descrição sucinta do processo de funcionamento da energia eólica que permitirá ao leitor compreender de forma geral detalhes técnicos da dinâmica da geração eólica, pois até agora, tem-se apresentado principalmente as premissas pelas quais se torna importante o uso da energia eólica na geração de eletricidade, salientadas pelas cifras da geração de energia eólica tanto no mundo quanto no Brasil, além das distintas abordagens na modelagem da geração de energia eólica.

2.1.

Origem do Vento

A camada mais interior da atmosfera é a troposfera, e tem aproximadamente 12 km de altura. Esta camada é composta de ar, o qual se torna mais denso a medida que sobe de altura e que se movimenta devido às diferenças de pressão, criando o que hoje se conhece como vento. Os ventos são causados por diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre, devidas ao fato da radiação solar recebida na terra ser maior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares. A origem do vento é, portanto, a radiação solar. Existem vários fatores que intervêm na origem do vento propriamente falando, como a rotação da terra e sua rugosidade superficial.

A Terra gira ao redor de seu eixo (movimento de rotação). A *Rotação da Terra* origina a força de Coriolis que, para um observador no solo no Hemisfério Norte (referencial do observador) qualquer movimento é desviado para a direita. No hemisfério norte, quando visto de cima, o vento tende a girar no sentido contrário dos ponteiros do relógio ao se aproximar das zonas de baixas pressões. Este efeito é claramente visível nos furacões. No hemisfério sul o vento tende a girar no sentido dos ponteiros do relógio quando se aproxima das zonas de baixas pressões. Este efeito é visível nos ciclones.

Com o Sol, apresentam-se diferenças de temperaturas na terra, como resultado das diferentes formas em que o Sol a aquece, motivo pelo qual no Equador a energia por m^2 está mais "concentrada" que nos Pólos, se dá origem a diferenciais de pressão, isto é, o ar quente (menos denso) sobe do Equador para os Pólos onde o ar é mais frio (mais denso), criando zonas de baixa pressão no Equador perto do solo. Desta forma, perto dos 30° de

Latitude, a força de Coriolis impede que o vento continue para os Pólos, criando altas pressões onde o vento desce. Assim, os ventos do Norte e do Sul são atraídos para o Equador devido às baixas pressões. A Figura 2.1 mostra a formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar.

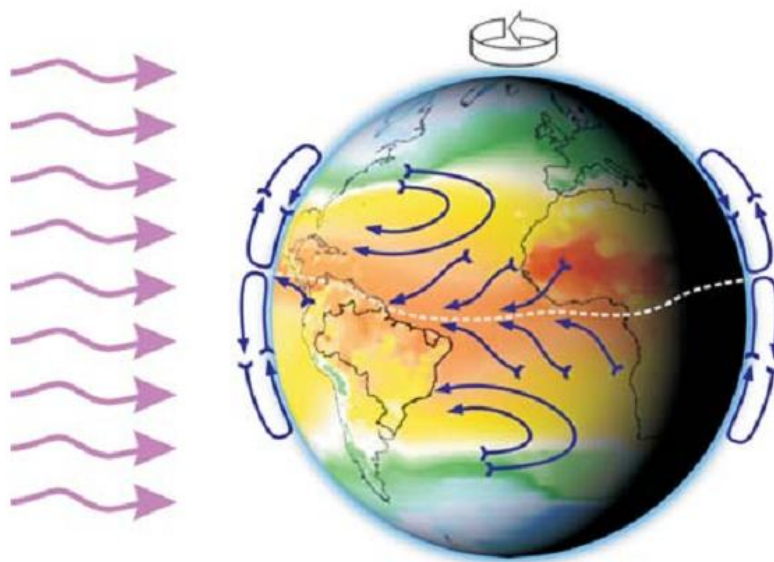


Figura 2.1 – Formação dos ventos na terra. (Fonte: Amarante et al., 2001)

Devido à Rugosidade superficial da Terra, os ventos até 100 metros de altura são muito influenciados pela rugosidade do terreno, isto é, quanto maior a rugosidade do terreno, menor a velocidade do vento. Estas rugosidades estão classificadas (Ver Tabela 2.1) de acordo com a quantidade de energia que pode ser aproveitada da velocidade do vento, segundo o tipo de superfície.

Tabela 2.1 – Superfície do terreno.

CLASSE	% ENERGIA	TIPO DE SOLO
0	100	Plano de água
1	52	Planície
2	39	Planície + casas
3	24	Floresta + vila
4	13	Grande Cidade

Fonte: PER, 2013

Ao nível do solo a velocidade do vento é praticamente nula, aumentando a medida que nos afastamos do solo.

Os objetos e obstáculos, assim como a topografia do terreno, também são fatores que influenciam o vento a baixas altitudes, fazendo com que a energia eólica extraível numa região dependa basicamente das características de desempenho, altura de operação e espaçamento horizontal dos sistemas de conversão instalados.

2.2.

Conversão da Energia Eólica

Uma das formas antigamente usadas para aproveitar a energia eólica era na forma de barcos à vela. As velas capturavam a energia no vento para empurrar o barco ao longo da água. Outra forma de utilizar a energia eólica foi através dos primeiros moinhos de vento, empregados para moer grãos. Similarmente, a energia cinética proveniente do vento era obtida com os cata-ventos e serviu inicialmente para bombear água, além da extração de óleo, transformação do papel, preparação de pigmentos e tinturas, dentre outras.

Ao considerar que a energia eólica é energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento), pode-se estabelecer que o aproveitamento desta energia ocorre quando se dá conversão da energia cinética de translação (dos ventos) em energia cinética de rotação, criando eletricidade. Esta energia elétrica é obtida por meio de aerogeradores (conhecidos também como turbinas eólicas), cujos componentes básicos são: pás do rotor, eixo e gerador (EERE, 2013).

As pás são consideradas as velas do sistema. Elas têm a função de barreira para o vento, isto é, o vento atua de forma direta sobre elas fazendo com que se movimentem e transfiram assim sua energia para o rotor, o qual é o responsável por transformar a energia cinética do vento em energia mecânica de rotação. O eixo que está unido ao cubo do rotor, se encarrega de receber a energia mecânica rotacional entregue pelo rotor, e de transferir dita energia a um gerador elétrico que tem conectado no outro extremo. O gerador, essencialmente, é um dispositivo que é usado para converter a energia mecânica em energia elétrica, adaptado para as flutuações da potência fornecida pelo rotor.

A quantidade de energia disponível no vento varia de acordo com as estações do ano e as horas do dia. A topografia e a rugosidade do solo também têm grande influência na distribuição de frequência de ocorrência dos ventos e de sua velocidade em um local. Então é importante saber que a quantidade de eletricidade que é gerada pelo vento

depende de quatro fatores: da quantidade de vento que passa pelo conjunto de pás; do diâmetro da hélice, da dimensão do gerador e do rendimento de todo o sistema.

2.3.

Potência Extraída do Vento

A energia eólica é a energia cinética do ar em movimento. Ao se considerar que o ar é um fluido como qualquer outro, pode-se dizer que a energia cinética de uma massa de ar m em movimento e velocidade V , é dada por (Dutra, 2008):

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

De uma forma geral, a velocidade instantânea do vento V é descrita como um valor médio acrescentado de um desvio a partir da média (flutuação), segundo a Equação (2.2):

$$V = \bar{V} + v' \quad (2.2)$$

Onde \bar{V} é a velocidade média do vento e v' é a flutuação. Na prática, em determinadas aplicações, leva-se em consideração exclusivamente a magnitude da velocidade média \bar{V} . Uma grande quantidade de dispositivos de medição estão configurados para “filtrar” as flutuações e proporcionar unicamente o valor da velocidade média.

A potência do vento que passa perpendicularmente por uma secção circular é dada por:

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

Onde:

P_d = potência média do vento disponível em Watts (W);

ρ = densidade do ar seco equivalente a 1,225 kg/m³;

A = área de varredura do rotor (m²);

V = velocidade média do vento (m/s).

A quantidade de energia que o vento possui varia com o cubo da velocidade média do vento, porém não é possível obter toda esta potência através de um aerogerador. Desta forma, o máximo da energia cinética do vento, que pode ser convertido para energia mecânica por uma turbina eólica, é determinado pela "Lei de Betz". A fração da potência obtida depende do Coeficiente C_p de cada turbina; quer dizer que o coeficiente de potência " C_p " (rendimento aerodinâmico) indica a fração da potência eólica disponível, P_a , convertida em potência mecânica. Portanto, a potência extraída é dada por:

$$P_a = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot C_p(V) \quad (2.4)$$

P_a é a potência eólica aproveitável e o coeficiente $C_p(V)$ o desempenho da turbina eólica, tendo como máximo valor teórico 16/27 ou 59% (valor conhecido como "Limite de Betz"). Deve-se ter presente que as turbinas eólicas possuem limites de operação (velocidade de partida e de corte).

2.3.1.

Curva de Potência

A energia ou potência produzida por uma turbina eólica depende da velocidade do vento; sendo assim, e de acordo com as características de construção e o tamanho do aerogerador, cada turbina eólica terá uma curva característica de desempenho de energia. A partir desta curva, é possível prever a produção de energia de uma turbina eólica, baseando-se nos distintos valores que pode tomar a velocidade e sem considerar as particularidades técnicas dos diversos elementos constitutivos do aerogerador e do terreno. Desta forma, a relação entre a potência e a velocidade do vento está descrita pela curva de potência. Em um gráfico de curva de potência de uma turbina eólica, existem vários aspectos que são destacados, entre eles está: a produção máxima de energia elétrica, a velocidade de conexão, a velocidade nominal e a velocidade de parada, como pode ser visto na Figura 2.2.

Usualmente, a geração elétrica inicia-se com velocidades de partida do vento v_p (*cut-in wind speed*) da ordem de 2,5 - 3,0 m/s; abaixo desses valores, o conteúdo energético do vento não justifica aproveitamento e portanto não haveria conexão. A potência da turbina é limitada à velocidade nominal v_n (*rated wind speed*), isto é, velocidades superiores a 12,0 m/s e inferiores a 15,0 m/s ativam o sistema automático de limitação da potência da máquina, que pode ser por controle de ângulo de passo das pás

ou por estol aerodinâmico, dependendo do modelo da turbina. 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 (2.4). A partir da velocidade nominal até à velocidade de corte v_c (*cut-out wind speed*) que em geral é de 25 m/s, o controle da velocidade da turbina mantém a potência gerada constante. Para ventos muito fortes (velocidade > 25 m/s), atua o sistema automático de proteção. Ventos muito fortes têm ocorrência rara e a turbulência associada é indesejável para a estrutura da máquina; nesse caso, a rotação das pás é reduzida e o sistema elétrico do gerador é desligado da rede elétrica, retirando a turbina de operação com a finalidade de preservá-la de esforços mecânicos excessivos (Amarante et al., 2001).

Segundo Sánchez (2006) a forma da curva de potência depende de variáveis meteorológicas tais como direção do vento, temperatura, densidade local do ar e precipitação. Adicionalmente, quando a velocidade do vento varia, o comportamento dela pode ser um completamente diferente quando ela incrementa e um outro completamente distinto quando a velocidade diminui. Em muitos trabalhos de previsão de energia eólica, como os de Taylor et al. (2009), Hering & Genton (2010) e Gneiting (2011a), têm-se utilizado uma curva de potência determinística idealizada. A escolha de uma curva de potência determinística é uma tarefa complexa porque os aerogeradores do parque podem apresentar diferentes interrupções e velocidade nominais, além da adição de novas turbinas e/ou manutenção dos aerogeradores, o qual pode causar mudanças na capacidade do parque eólico. Aparentes mudanças na capacidade também podem ser a causa de uma diminuição da energia produzida no parque com a finalidade de reduzir a quantidade de energia entregue ao sistema. Na prática, a uma curva de potência determinística é normalmente obtida a partir dos dados históricos da velocidade do vento e da potência para um nível dado de capacidade do parque eólico.

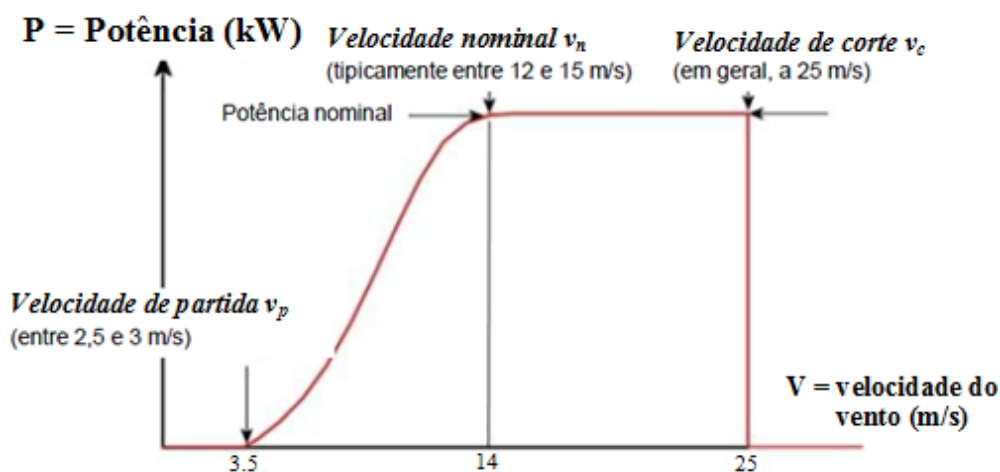


Figura 2.2 – Forma típica de uma curva de potência. (Fonte: Pessanha et al., 2010).

2.3.2. Distribuição de Weibull

A velocidade do vento pode apresentar diferentes regimes, pelo que a escolha das funções de densidade deve ser consistente com os padrões do vento. Segundo Custódio (2009), as distribuições de Weibull ou de Rayleigh são os modelos probabilísticos que melhor descrevem a distribuição de frequência da velocidade do vento e cuja função densidade de probabilidade é descrita como:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.5)$$

sendo v a variável aleatória velocidade do vento em m/s ($v \geq 0$), k é o parâmetro de forma (adimensional e positivo) e c é o parâmetro de escala ($c > 1$ e expresso em m/s), podendo os parâmetros serem estimados por diversos métodos, como por exemplo utilizando o método da máxima verossimilhança, envolvendo a execução de procedimentos iterativos (por exemplo, o método de Newton-Raphson) para estimar k com base nas n observações de uma amostra aleatória.

Dado que a função de densidade de probabilidade de Weibull é um caso especial da distribuição generalizada Gamma com dois parâmetros, o valor esperado μ e a variância σ^2 da distribuição de Weibull podem ser expressos em função dos parâmetros de forma e de escala, Equações (2.6) e (2.7), respectivamente, onde Γ é a função Gama:

$$\mu = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.6)$$

$$\sigma^2 = c^2 \left\{ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^2 \right\} \quad (2.7)$$

Valores maiores de k indicam maior constância dos ventos, com menor ocorrência de valores extremos. Em geral, nas distribuições anuais da velocidade do vento o parâmetro k situa-se entre 2 e 3. Excepcionalmente, o parâmetro k da distribuição mensal da velocidade do vento pode atingir valores superiores a 6 em regiões de ventos alísios, como no Nordeste brasileiro (Amarante et al., 2001). Por sua vez, o fator de escala c tem relação com a velocidade média. Na Figura 2.3 pode ser observado o comportamento da velocidade do vento associado a uma distribuição Weibull com diferentes valores de k e c .

É importante destacar que a distribuição de Rayleigh é a distribuição de Weibull com parâmetro de forma (k) igual a 2. Na Europa é comum descrever a produção de energia anual de uma turbina eólica com base na distribuição de Rayleigh (Schmid & Klein, 1991).

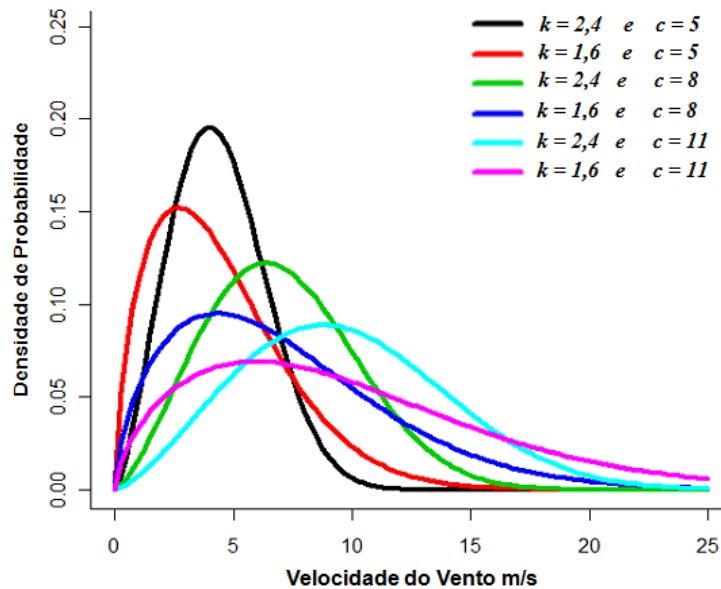


Figura 2.3 – Função de densidade de probabilidade Weibull para diferentes valores de k e c . (Fonte: Elaboração do Autor)

2.3.3.

Lei da Potência

A velocidade do vento varia de acordo com a altura, isto significa que a medida que aumenta a altura, a velocidade do vento também aumenta em magnitude. Desta forma, a relação entre as velocidades v_1 e v_2 nas alturas h_1 e h_2 pode ser aproximada pela lei da potência (Jangamshetti & Rau, 1999):

$$\frac{v_2}{v_1} = \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (2.8)$$

Onde α é o expoente de potência (adimensional) que pode ser estimado a partir das velocidades médias das alturas h_1 e h_2 específicas, da seguinte forma:

$$\alpha = \frac{\left[\ln \left(\frac{v_2}{v_1} \right) \right]}{\left[\ln \left(\frac{h_2}{h_1} \right) \right]} \quad (2.9)$$

A expressão anterior permite extrapolar uma nova velocidade do vento v_3 , para um aerogerador localizado a uma altura h_3 dada por:

$$v_3 = v_2 \left(\frac{h_3}{h_2} \right)^\alpha \quad (2.10)$$

Por meio da relação entre a altura e a velocidade do vento, podem ser estimadas as velocidades do vento para diferentes alturas quando os valores reais de ditas velocidades não são conhecidos. A velocidade v_2 e a altura h_2 para o cálculo desta relação se convertem em uma velocidade e uma altura de referência.

2.3.4.

Fator de Capacidade Eólica

O fator de capacidade é conhecido como uma métrica que permite determinar a porcentagem de energia efetivamente capturada em relação ao que seria capturado se as turbinas eólicas estivessem operando a plena capacidade o tempo todo. A justificativa para não operar a plena capacidade é que existem ventos suficientes nos parques eólicos para gerar a capacidade nominal. Isto se cumpre para qualquer altura, mas a porcentagem do tempo na qual o vento incide nos aerogeradores é muito menor em altitudes elevadas. Com base nesta medida, pode-se apreçar o potencial eólico ou de aproveitamento efetivo ou estimado, do total da potência máxima instalada de uma região. Um aspecto importante do cálculo do fator de capacidade é que ele depende das características das turbinas instaladas no parque eólico, além das características do terreno e do vento.

Especificamente para o Brasil, destaca-se que os ventos apresentam ótimas características para a geração elétrica, com boa velocidade, baixa turbulência e boa uniformidade, o que permite obter fatores de capacidade médios de até 54% (ABEEólica, 2012). O fator de capacidade médio de geração eólica mundial é ao redor de 28% (GWEC, 2012a), na Europa o fator oscila ao longo do tempo e as regiões, na faixa de 20-30% (Boccard, 2009) (operação abaixo de 2.700 horas por ano, de um total 8.760 horas

anuais), isto significa que durante 30% ou menos do ano há produção de energia, e nos outros 70% a produção não é significativa.

O fator de capacidade no Brasil tem incrementado ao longo do tempo, como resultado de aumentos sucessivos no porte das instalações, acompanhado de desenvolvimento tecnológico, além da escolha de melhores sítios onde se localizariam os novos parques eólicos. Todo isto, permite um melhor aproveitamento dos ventos, e conseqüentemente levou a que o país se posicionasse como o primeiro em fator de capacidade com um valor que ascende a 36,2%, superando em 53% o fator de capacidade mundial que se encontra atualmente em 23,7% (MME, 2014). A Figura 2.3 apresenta o histórico do fator de capacidade médio em periodicidade mensal nos últimos 3 anos. O fator de capacidade é calculado como a relação entre a geração média mensal e a potência instalada a cada mês. São consideradas apenas usinas do Tipo I, as quais se caracterizam por ser:

- Usinas conectadas na rede básica – independente da potência líquida injetada no SIN e da natureza da fonte primária; ou
- Usinas cuja operação hidráulica possa afetar a operação de usinas já existentes; ou
- Usinas conectadas fora da rede básica cuja máxima potência líquida injetada no SIN contribua para minimizar problemas operativos e proporcionar maior segurança para a rede de operação.

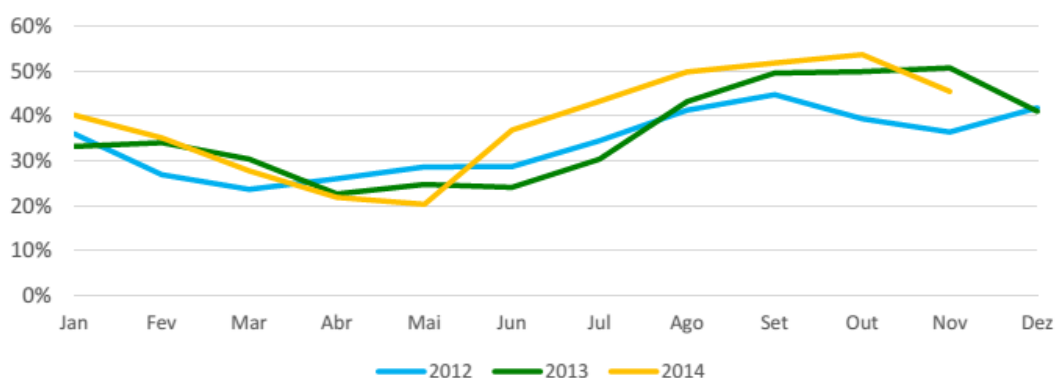


Figura 2.4 – Fator de capacidade eólico no Brasil. (Fonte: ONS, 2014)

Outro aspecto importante a ser considerado é a produção eólica no mar (*offshore*), a qual 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.

Teoricamente, considerando-se a velocidade do vento de forma discreta, o fator de capacidade pode ser expresso em termos de aproveitamento anual ou também pode ser calculado para outros intervalos de tempo (mensal etc.).

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

$$E_{elétrica} = \sum_{i=1}^n f_i \cdot P_i \cdot t \quad (2.11)$$

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:

$$FC = \frac{E}{P \cdot T} \quad (2.12)$$

Onde:

E = é a energia gerada no período de tempo t , (MWh);

P = é a potência instalada, assegurada, ou garantida (MW);

T = é o intervalo de tempo considerado.

No caso específico de um ano, o período T equivale a 8760 horas e no caso de um mês equivale a 720 horas.

O fator de carga é adimensional, variando entre 0 e 1, e pode ser interpretado como sendo:

- O percentual de tempo, do período considerado, no qual o parque operou a plena carga;
- A potência média gerada, em percentual da potência total, no intervalo de tempo considerado.

Um tratamento mais apropriado do fator de capacidade seria se este fosse calculado levando em consideração que a velocidade é uma variável contínua. Desta forma, o fator de capacidade de um aerogerador ou de um parque eólico inteiro é definido como a razão da potência média e a potência máxima.

$$FC = \frac{\text{Potência Média}}{\text{Potência Máxima}} = \frac{P_{\text{média}}}{P_{\text{máxima}}} \quad (2.13)$$

Como a potência máxima é alcançada na velocidade nominal (v_n), a potência da expressão (2.4) poder reescrita assim (Jangamshetti & Rau, 1999):

$$P_{\text{máxima}} = \frac{1}{2} C_p \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot \rho \cdot A \cdot v_n^3 \quad (2.14)$$

Sendo C_p o coeficiente de desempenho da turbina, η_m a eficiência da transmissão, η_g a eficiência do gerador e ρ a densidade do ar.

Relacionando a Equação (2.14) e as velocidades do vento de partida v_p , nominal v_n e de corte v_c explicadas na Seção 2.3.1, a potência pode ser reescrita como:

$$P(v) = \begin{cases} 0 & v < v_p \\ \frac{1}{2} C_p \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 & v_p \leq v < v_n \\ \frac{1}{2} C_p \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot \rho \cdot A \cdot v_n^3 & v_n \leq v < v_c \\ 0 & v > v_c \end{cases} \quad (2.15)$$

Partindo da definição de valor esperado, a potência média ou valor esperado da potência gerada em uma turbina eólica é definido pela seguinte Equação:

$$P_{\text{média}} = \int_0^{\infty} P(v) \cdot f(v) \cdot dv \quad (2.16)$$

sendo $f(v)$ é a função densidade de probabilidade de Weibull, e $P(v)$ é a curva de potência do aerogerador.

Considerando-se os limites de velocidade da curva de potência do aerogerador tem-se que:

$$P_{m\u00e9dia} = \int_{v_p}^{v_n} \frac{1}{2} C_p \eta_m \eta_g \rho A v^3 \cdot f(v) \cdot dv + \int_{v_n}^{v_c} \frac{1}{2} C_p \eta_m \eta_g \rho A v_n^3 \cdot f(v) \cdot dv \quad (2.17)$$

Substituindo (2.14) e (2.17) em (2.13) obt\u00e9m-se o seguinte resultado:

$$FC = \frac{\text{Pot\u00eancia M\u00e9dia}}{\text{Pot\u00eancia M\u00e1xima}} = \frac{\int_{v_p}^{v_n} \frac{1}{2} C_p \eta_m \eta_g \rho A v^3 \cdot f(v) \cdot dv + \int_{v_n}^{v_c} \frac{1}{2} C_p \eta_m \eta_g \rho A v_n^3 \cdot f(v) \cdot dv}{\frac{1}{2} C_p \eta_m \eta_g \rho A v_n^3}$$

$$FC = \frac{1}{v_n^3} \int_{v_p}^{v_n} v^3 \cdot f(v) \cdot dv + \int_{v_n}^{v_c} f(v) \cdot dv \quad (2.18)$$

Destaca-se que o fator de capacidade est\u00e1 apenas em fun\u00e7\u00e3o das velocidades caracter\u00edsticas da curva de pot\u00eancia da turbina e\u00f3lica (v_p , v_n , v_c) e da fun\u00e7\u00e3o densidade de probabilidade da velocidade do vento na altura do rotor da turbina.

No pr\u00f3ximo cap\u00edtulo, ser\u00e1 apresentada uma revis\u00e3o da literatura t\u00e9cnica da previs\u00e3o da gera\u00e7\u00e3o de energia e\u00f3lica no curto prazo, identificando os tipos de modelos usados, assim como as abordagens desde diferentes \u00e1reas do conhecimento como, por exemplo, a \u00e1rea de Estat\u00edstica e de Intelig\u00eancia Computacional. Este an\u00e1lise leva em considera\u00e7\u00e3o a rela\u00e7\u00e3o que guarda a velocidade do vento com a produ\u00e7\u00e3o de energia e\u00f3lica.