

## **UMA MODELAGEM PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE TURBINAS EÓLICAS**

**Armando Lúcio Ramos de Medeiros, armandolucio@bol.com.br<sup>1</sup>**  
**Alex Maurício Araújo, ama@ufpe.br<sup>1</sup>**  
**Pedro André C. Rosas, pedro.a.rosas@gmail.com<sup>1</sup>**  
**Ana Rosa Mendes Primo, armprimo@gmail.com<sup>1</sup>**  
**Oyama Douglas Queiroz de Oliveira Filho, oyamadouglas@ymail.com<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Engenharia Mecânica, Av. Prof. Moraes Rego, 1235 - Cidade Universitária, Recife - PE - CEP: 50670-901 | Fone PABX: (81) 2126.8000,

**Resumo:** *A avaliação da produção de energia elétrica a partir de turbinas eólicas é um problema que depende de várias variáveis tais como: regime de ventos; tipo e dimensões das pás do rotor; tipo e capacidade nominal do gerador elétrico e, características de acoplamento entre as variáveis elétricas e mecânicas do sistema. No entanto, a complexidade do problema não se restringe apenas a estes componentes. Depende também do tipo de dados obtidos em campo. A dificuldade experimental está no fato de que a potência indicada em cada medição não depende apenas da velocidade do vento instantânea, mas também dos transitórios relacionados às rajadas de ventos. Estando especificado o torque eletromagnético do gerador em função da velocidade do vento, através de alguma estratégia de controle, é possível determinar-se, para cada velocidade de vento, o valor do torque resistente no eixo do rotor, sua velocidade angular e, por conseguinte, a potência mecânica no eixo do rotor. A partir destes dados, obtém-se a energia produzida pelo sistema em qualquer período de tempo. Este trabalho apresenta uma modelagem do sistema eólico baseada em três pontos: i) tipo do regime de ventos - com base nas distribuições de frequência cumulativa de Weibull; ii) tipo do rotor eólico - com base na curva do Coeficiente de Potência versus TSR (Tip Speed Ratio); iii) valor do torque resistente no eixo do rotor em função da velocidade de vento. Além de avaliar a produção de energia mecânica do sistema, a modelagem permite estimar sua eficiência global em função de três variáveis linearmente independentes: tipo de vento, rotor e carga. Sua vantagem é poder avaliar quantitativamente a produção de energia de turbinas eólicas em qualquer configuração das variáveis.*

**Palavras-chave:** *produção de energia; distribuição de ventos; eficiência global*

### **1. INTRODUÇÃO**

A estimativa da produção de energia elétrica é indispensável ao processo de locação de turbinas eólicas seja pelo aspecto geral de viabilidade econômica seja pelo aspecto mais específico da otimização do sistema. Para a análise de viabilidade econômica, o conhecimento da velocidade média do vento e o tipo da distribuição permite, através de processos simplificados, obter uma estimativa da produção. Uma forma alternativa é utilizar diretamente dados de velocidade de vento do local obtidos através de windloggers de acordo com procedimentos normalizados pela IEC 61400 e usados conforme Araújo et al (2009). No entanto, não basta apenas estimar a produção de energia. É necessário se buscar a composição ideal entre suas três variáveis fundamentais que são: a distribuição de vento, o rotor eólico e a carga, isto é, para se obter a produção máxima de energia não basta buscar os locais onde a velocidade média do vento é maior mas também dimensionar a carga convenientemente.

### **2. DISTRIBUIÇÕES DE VENTO**

Qualitativamente, as distribuições de vento se diferenciam na medida em que os ventos são mais constantes, como no litoral do Ceará, ou apresentam grande conteúdo de rajadas de vento, como na Inglaterra. Este aspecto independe da velocidade média do vento  $V_m$ , pois, no litoral do Ceará, são registrados valores de  $V_m$  superiores àqueles da Inglaterra. Embora isto seja favorável à produção de energia no litoral cearense, deve-se notar que a existência de ventos de grande intensidade (rajadas) favorece o conteúdo energético da distribuição. A análise dos ventos será feita com base nas distribuições de Weibull e no conceito de velocidade de vento reduzida  $x=V/V_m$ , Lysen (1983). Os exemplos a seguir

associam a variabilidade das distribuições com base no parâmetro de forma de Weibull,  $k$ . Desta forma, para  $k=2$  tem-se ventos com muitas rajadas enquanto para  $k=4$  tem-se ventos bastante constantes (poucas rajadas), Silva (2003).

## 2.1. Distribuição de Duração Cumulativa

A distribuição de duração cumulativa de Weibull é mostrada na Fig. (1) para  $k=2$  e  $k=4$  e é expressa pela Eq. (1).

$$F(x) = 1 - \exp\left[-\Gamma^k \left(1 + \frac{1}{k}\right) x^k\right] \quad (1)$$

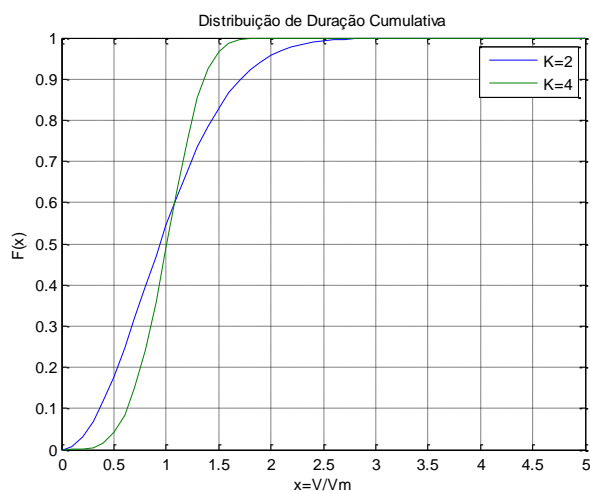


Figura 1. Distribuição de Duração Cumulativa para  $k=2$  e  $k=4$ .

## 2.2. Distribuição de Frequência de Velocidade

A função de distribuição de frequência de velocidade está relacionada à distribuição de duração cumulativa pela Eq. (2). Ela é mostrada na Fig. (2) para  $k=2$  e  $k=4$ .

$$f(x) = \frac{d(F(x))}{dx} = k\Gamma^k \left(1 + \frac{1}{k}\right) x^{k-1} \exp\left[-\Gamma^k \left(1 + \frac{1}{k}\right) x^k\right] \quad (2)$$

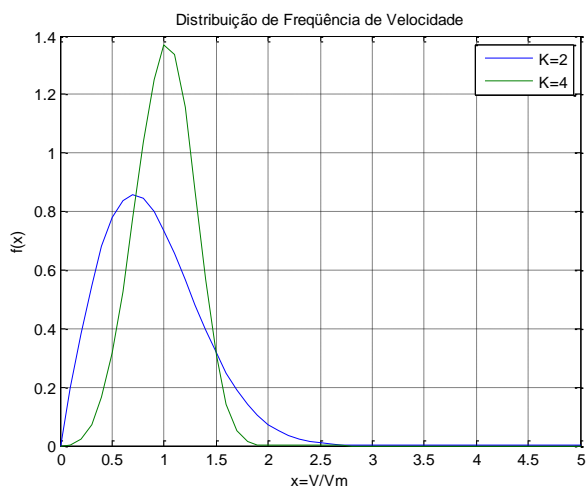


Figura 2. Distribuição de Frequência de Velocidade para  $k=2$  e  $k=4$ .

Das curvas de distribuição de frequência, observa-se que, para  $k=4$ , os ventos mais fortes ocorrem para  $x < 1,8$ , isto é, até 80% maior que a velocidade média. No entanto, para  $k=2$ , este limite chega a 150% maior que  $V_m$ . Das curvas de frequência, Fig. (2), os ventos mais frequentes, para  $k=4$ , ocorrem em torno de  $V_m$ , enquanto para  $k=2$ , a maior ocorrência é para  $0,75V_m$ , porém com ventos superiores a  $2V_m$ . Uma consequência disto é que o conteúdo energético de

cada distribuição deve apresentar características ainda mais diversas nos dois casos, uma vez que a potência eólica disponível é função do cubo da velocidade, como mostrado na Eq. (3).

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

### 2.3. Distribuição de Densidade Energética

A densidade energética representa a fração do conteúdo energético disponível relacionado a cada velocidade de vento. Além da potência  $P(x)$ , este parâmetro também é função da frequência  $f(x)$  resultando na Eq. (4), Lysen (1983):

$$E(x) = \frac{f(x)x^3}{k_E} \quad (4)$$

Onde  $k_E$  é o fator padrão energético de cada distribuição e pode ser definido como a relação entre a velocidade cúbica média e a velocidade média elevada ao cubo, isto é:

$$k_E = \frac{\langle V^3 \rangle}{V_m^3} = \int [f(x)x^3 dx] \quad (5)$$

Supondo duas distribuições distintas, porém de mesma velocidade média, a relação entre os valores de  $k_E$  fornece diretamente a relação entre seus conteúdos energéticos disponíveis. A Figura (3) mostra o valor de  $k_E$  para distribuições com  $1 < k < 5$ . A curva é monotonicamente decrescente com o aumento de  $k$ , ou seja, na medida em que os ventos vão se tornando mais constantes.

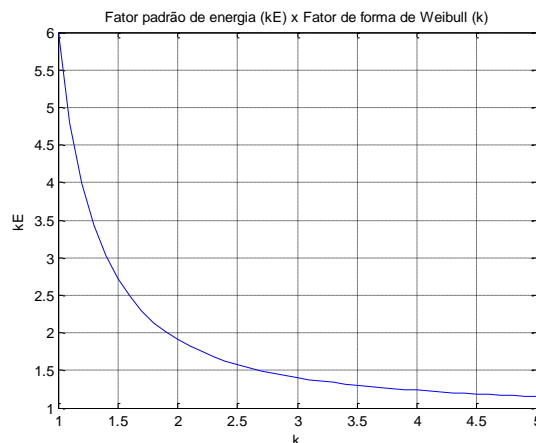


Figura 3. Fator padrão de energia em função de  $k$ .

As curvas de densidade energética, Fig.(4), mostra o conteúdo energético de cada distribuição.

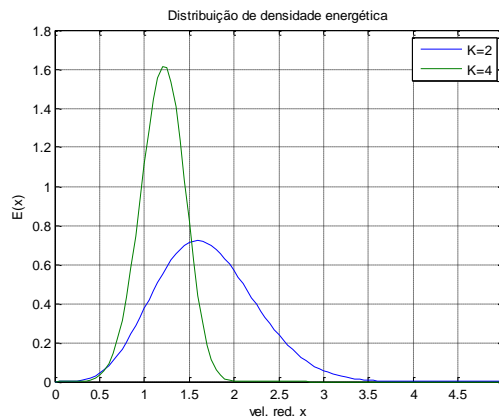


Figura 4. Distribuição de densidade energética em função da velocidade reduzida  $x$ .

Em que faixa de velocidade o conteúdo energético se concentra é um parâmetro fundamental no projeto de turbinas eólicas, pois, fora de condições de operação ideais, isto é, com coeficiente de potência variável, a turbina deve operar com máximo aproveitamento na faixa de maior densidade energética. Assim sendo, o projeto do sistema eólico depende do tipo de distribuição. Deve-se observar que o projeto da turbina eólica também depende de outros parâmetros tais como: o tipo do rotor eólico, o tipo de carga que será acoplada ao eixo do rotor e a velocidade média  $V_m$ . Outros elementos de projeto tais como confiabilidade, custos, políticas governamentais, dentre outros, também influenciam a definição do projeto, no entanto não têm uma relação direta com a produção de energia.

### 3. TIPO DO ROTOR

A modelagem do rotor eólico pode ser realizada com base na curva  $C_p \times \lambda$ , ou seja, Coeficiente de Potência versus razão de velocidades na ponta da pá (*TSR* - Tip Speed Ratio). A análise está relacionada aos rotores de eixo horizontal com duas ou três pás que são os mais empregados atualmente.

O Coeficiente de Potência é definido pela relação entre a potência no eixo do rotor (potência mecânica -  $P_m$ ) e a potência eólica disponível que incide na seção varrida pelo rotor ( $A=\pi R^2$ ), isto é:

$$C_p = \frac{P_m}{\frac{1}{2} \rho A V_m^3} \quad (6)$$

onde  $\rho$  é a massa específica do ar. O valor do  $\lambda$  depende da velocidade tangencial na ponta da pá ( $v_t = \omega R$ ) e da velocidade do vento ( $V$ ). Tem-se que:

$$\lambda = \frac{v_t}{V} \quad (7)$$

O coeficiente de potência apresenta um ponto de máximo correspondente às coordenadas  $C_{pmax}, \lambda_o$ , onde  $\lambda_o$  representa a condição de projeto do rotor. Quando a turbina eólica opera continuamente com  $C_{pmax}$  ela é considerada ideal. Para isso, o sistema deve ter um processo de controle automático que regule a velocidade angular do eixo do rotor de modo a manter o  $\lambda$  constante em  $\lambda_o$ . O controle de  $\omega$  é realizado através do torque eletromagnético imposto ao sistema que, no caso ideal, deve ser diretamente proporcional a  $V^2$ , sendo  $V$  medido através de um anemômetro montado na nacele da turbina. Apesar das vantagens de operação ideal, a maior parte das turbinas eólicas opera em condições distintas devido às limitações operacionais do gerador cuja faixa de variação de rotação é pequena. Em muitos casos, o gerador está acoplado diretamente à rede o que o obriga a operar com rotação aproximadamente constante, como no caso de geradores de indução, Burton et al (2008). Quando o sistema não é ideal o valor de  $C_p$  varia em torno de  $C_{pmax}$ , pois  $\lambda$  é mínimo quando o sistema entra em operação e cresce na medida em que  $V$  aumenta.

O torque motriz  $T_m$  gerado pelo vento no eixo do rotor é calculado em função do Coeficiente de Torque  $C_q$  através da expressão:

$$T_m = C_q \frac{1}{2} \rho A R V_m^2 \quad (8)$$

Das Eqs. (6) e (8) e dado que  $P_m = T_m \omega$ , tem-se:

$$C_q = \frac{C_p}{\lambda} \quad (9)$$

A Figura (6) apresenta o coeficiente de potência e o coeficiente de torque em função do  $\lambda$ . A curva de  $C_q \times \lambda$  apresenta um trecho reto que pode ser facilmente modelado. Neste trecho, onde  $\lambda_{min} < \lambda < \lambda_{max}$ , a operação é estável. Desta forma, tem-se:

$$C_q = k_1 (\lambda - \lambda_{max}) \quad (10)$$

onde  $k_1$  representa o coeficiente angular da reta que pode ser calculado dos pontos de operação ótima e máxima, na forma:

$$k_1 = \frac{C_{pmax}}{[\lambda_0 (\lambda_0 - \lambda_{max})]} \quad (11)$$

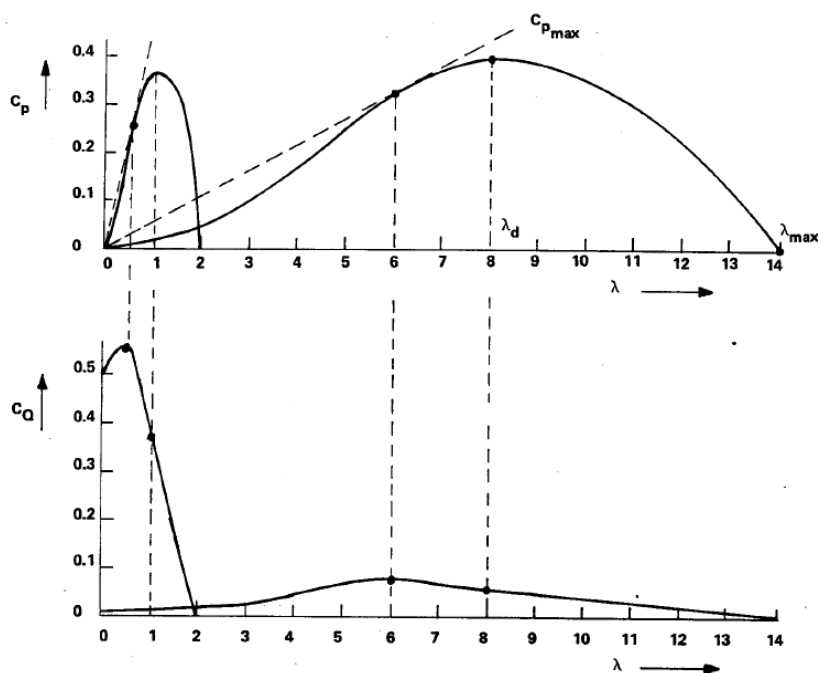


Figura 6. Coeficiente de Potência e de Torque versus  $\lambda$ , Lysen (1983).

Conhecendo-se, a princípio, como o torque da carga  $T_c$  (torque eletromagnético) varia com a velocidade do vento, e supondo que: a) as perdas mecânicas por atrito são nulas e, b) o sistema está em regime permanente (*rp*), então, através da Eq. (8), é possível se calcular  $C_q$  pela Eq. (12):

$$C_q(x) = \frac{T_c}{\frac{1}{2} \rho A R V_m^2 x^2} \quad (12)$$

Da Equação (10), pode-se calcular o valor de  $\lambda$  e, em seguida, com a Eq. (9), o valor de  $C_p$ . Desta forma, uma vez especificado como a carga varia com  $x$  pode-se obter o valor de  $C_p(x)$ .

#### 4. ESPECIFICAÇÃO DA CARGA

De um modo geral, a carga representa a parte do sistema acoplada ao eixo do rotor eólico sendo o multiplicador de velocidades e o gerador seus dois componentes principais. Esta carga exige do eixo do rotor um torque  $T_c$  que compense o torque eletromagnético mais o torque resistivo causado pelas resistências passivas devido ao atrito nos mancais, engrenagens, etc. Por simplicidade, as componentes de atrito foram desprezadas. É importante frisar que a energia calculada com base em  $T_c$  representa a energia mecânica útil  $E_m$  produzida pelo rotor. Por outro lado, o processo de conversão mecânico-elétrico através do gerador também implica em perdas elétricas de modo que a energia elétrica produzida  $E_{el}$  é menor que  $E_m$ . Ackermann (2008) apresenta uma modelagem detalhada do sistema elétrico. De forma simplificada o valor de  $T_c$  pode ser dado conforme Lysen (1983):

$$T_c = k_2 x^n \quad (13)$$

onde  $k_2$  é uma constante que ajusta o valor do torque  $T_c$  para a condição de operação mínima. Neste ponto, a velocidade de vento é mínima  $x_{in} = V_{in}/V_m$  e o sistema começa a produzir energia, isto é, o gerador é acoplado automaticamente ao eixo do rotor. A Figura (7) mostra como a potência gerada pela turbina varia com  $x$  desde o ponto de operação mínima ( $x_{in}$ ) passando pelo ponto de início de operação nominal ( $x_r$ ) até a condição de saída de operação ( $x_{out}$ ). Neste intervalo a potência gerada, dada por  $P_r$ , é constante. A Equação (13) é válida para  $x_{in} \leq x \leq x_r$ .

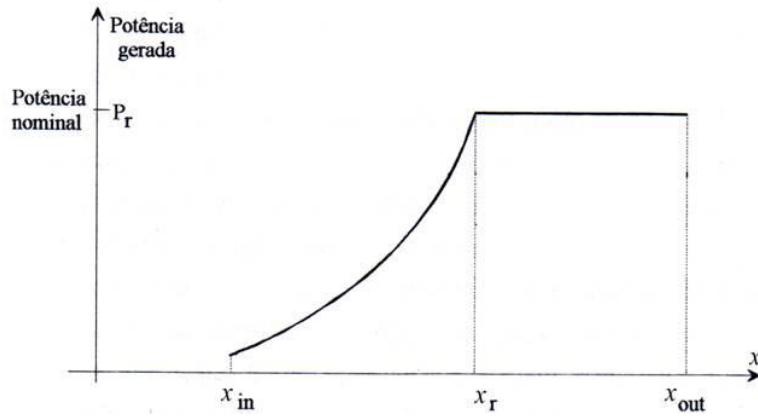


Figura 7. Potência gerada pela turbina em função da velocidade reduzida do vento, Medeiros (1995).

O parâmetro  $n$  pode variar no intervalo  $0 \leq n \leq 2$ , onde  $n=0$  significa uma carga constante, como bombeamento de água, e  $n=2$  para o caso ideal onde o rotor opera com  $C_{pmax}$  constante. Na condição de operação mínima, o rotor deve operar com o valor  $C_{qmax}$ , correspondente a  $\lambda_{min}$ , como mostrado na Fig. (6). Da condição de  $rp$  ( $T_m = T_c$ ) tem-se que:

$$k_2 = C_{qmax} \frac{1}{2} \rho A R V_m^2 x_{in}^{(2-n)} \quad (14)$$

Desta forma, o valor de  $T_c$ , embora variável, pode ser ajustado em função de  $x_{in}$ . De um modo geral, é interessante produzir energia com aproveitamento de ventos fracos, mas, nem sempre isto representa um aumento na produção de energia. Isto somente é verdadeiro para a turbina ideal com  $n=2$ . Para valores de  $n < 2$ , o valor de  $C_p$  pode se tornar muito reduzido quando a turbina está operando com velocidades de vento elevadas. No intervalo  $x_{in} \leq x \leq x_r$ , a condição de operação pode ser determinada fazendo  $T_m = T_c$ . Daí, obtém-se:

$$\lambda = k_3 x^{(n-2)} + \lambda_{max} \quad (15)$$

onde:

$$k_3 = \frac{k_2}{k_1 \frac{1}{2} \rho A R V_m^2} \quad (16)$$

Com o valor de  $\lambda(x)$  é possível calcular os valores de  $C_q(x)$  e  $C_p(x)$  a partir das Eqs. (10) e (9), respectivamente. A Figura (8) mostra a variação de  $C_p(x)$  com  $x$ .

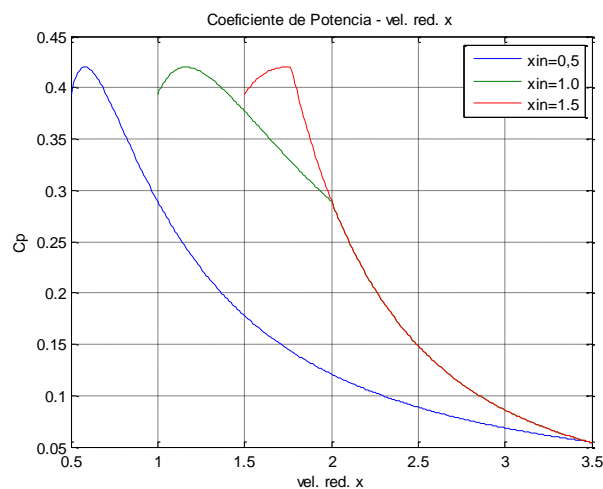


Figura 8. Variação do Coeficiente de Potência com a velocidade de vento reduzida  $x$ .

## 5. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DA TURBINA

A eficiência global  $\eta_g$ , é definida por Lysen (1983) pela relação entre a energia produzida pela turbina eólica  $E_m$  e a energia eólica total disponível  $E_{disp}$  que incide no rotor em um intervalo de tempo  $T$ . Em geral, os dados de vento são obtidos ao longo de um ano devido à sazonalidade das estações. Visto que:

$$E_m = \int P_m dt = \int P_m f(x) T dx = \frac{1}{2} \rho A V_m^3 T \int C_p(x) x^3 f(x) dx \quad (17)$$

e, também:

$$E_{disp} = \int P_{disp} dt = \int \frac{1}{2} \rho A V_m^3 x^3 f(x) T dx = \frac{1}{2} \rho A V_m^3 T k_E \quad (18)$$

Assim sendo, obtém-se para o valor da eficiência global:

$$\eta_g = \int \frac{C_p(x) x^3 f(x) dx}{k_E} \quad (19)$$

Vale salientar que a forma de calcular o valor de  $C_p(x)$ , com base no valor de  $\lambda$ , dado pela Eq. (15), como mostrado acima, é válido no intervalo  $x_{in} \leq x \leq x_r$ . Para a faixa de operação nominal,  $x_r \leq x \leq x_{out}$ , tem-se que:

$$C_p(x) = \frac{P_r}{\frac{1}{2} \rho A V_m^3 x^3} \quad (20)$$

Definidos o tipo da distribuição pelo parâmetro de forma  $k$  e sua velocidade média, o tipo do rotor eólico pela sua curva  $C_p$  x  $\lambda$ , o tipo da carga pelo parâmetro  $n$ , e a potência nominal da turbina  $P_r$ , tem-se que sua eficiência global é função apenas da especificação da condição de operação mínima, isto é, do valor de  $x_{in}$ . O comportamento de  $\eta_g$  em função de  $x_{in}$  é visto na Fig. (9).

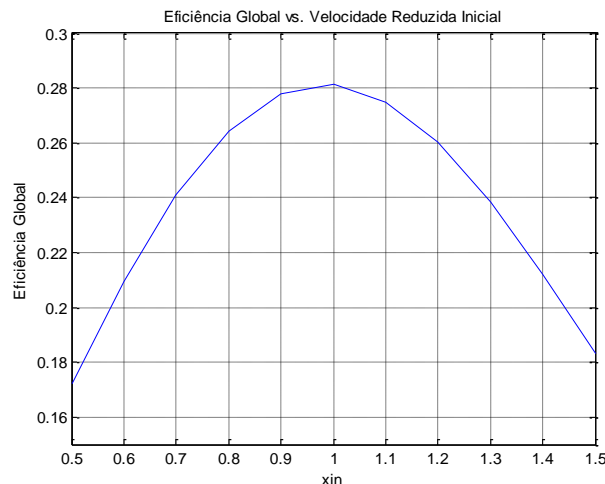


Figura 9. Eficiência global da turbina eólica em função da velocidade mínima de operação.

## 6. SIMULAÇÕES

O sistema foi simulado considerando duas distribuições de vento ( $k=2$  e  $k=4$ ), dois tipos de rotores de eixo horizontal ( $\lambda_o=5$ ,  $C_{pmax}=0,42$  e  $\lambda_o=9$ ,  $C_{pmax}=0,46$ ) e dois tipos de carga ( $n=0,5$  e  $n=1,5$ ). Considerou-se  $V_m=6$ m/s. A Figura (10) mostra a variação do coeficiente de potência com a velocidade reduzida do vento para os seguintes valores de  $x_{in}$ : 0,5; 1,0 e 1,5. Foram realizadas simulações para determinar o grau de influência das variáveis na curva Coeficiente de Potência versus velocidade de vento reduzida,  $C_p$  x  $x$  e na eficiência global do sistema,  $\eta_g$ . Foram tomados os seguintes conjuntos de valores:  $k \in \{2, 4\}$ ,  $n \in \{0,5, 1,0, 1,5\}$  e curva  $C_p$  x  $\lambda \in \{\text{rotor 1 e rotor 2}\}$ . A especificação do rotor foi dada pelo conjunto de parâmetros ( $\lambda_{min}$ ,  $\lambda_o$ ,  $\lambda_{max}$  e  $C_{pmax}$ ). Para se manter certa coerência entre as curvas tomou-se:  $\lambda_{min}=0,75\lambda_o$  e  $\lambda_{max}=2\lambda_o$ . Para o rotor 1 fez-se:  $\lambda_o=5$  e  $C_{pmax}=0,42$  e para o rotor 2:  $\lambda_o=9$  e

$C_{pmax}=0,46$ . Os valores considerados para as variáveis caracterizam condições bem distintas de operação. Da mesma forma para o tipo da carga,  $n=0,5$  significa uma carga de baixa eficiência (carga pobre) e para  $n=1,5$  tem-se uma carga quase ideal. Além disso, foram arbitrados:  $V_m=6,0\text{m/s}$  e  $P_r=600\text{kW}$ ,  $R=25\text{m}$  e  $\rho=1,22\text{kg/m}^3$ . Estes valores têm influência diretamente no valor da energia produzida, porém pouco significam sob o ponto de vista qualitativo. Neste aspecto, deve-se observar que a potência  $P_m$  mantém constante em  $P_r$  quando  $x \geq x_r$ . Neste intervalo, a curva de  $C_p \times x$  sofre uma mudança de comportamento, em  $x=x_r$ , como mostrado na Fig. (10), para o rotor 1.

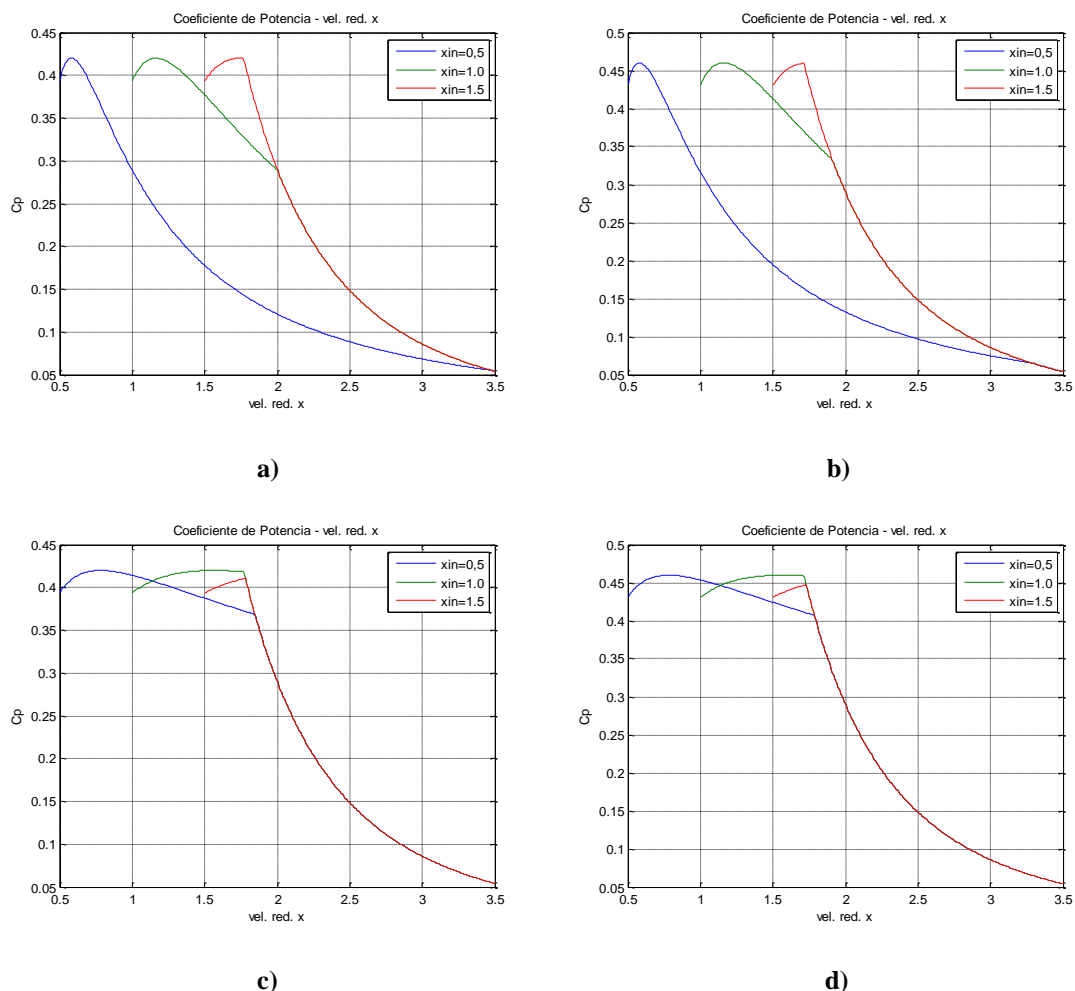


Figura 10. Coeficiente de potência em função da velocidade reduzida  $x$ . a)  $n=0,5$  e  $k=2$ ; b)  $n=0,5$  e  $k=4$ ; c)  $n=1,5$  e  $k=2$ ; d)  $n=1,5$  e  $k=4$ .

A Figura (11) apresenta resultados da eficiência global, para os dois rotores em separado, em função da velocidade reduzida inicial  $x_{in}$ .

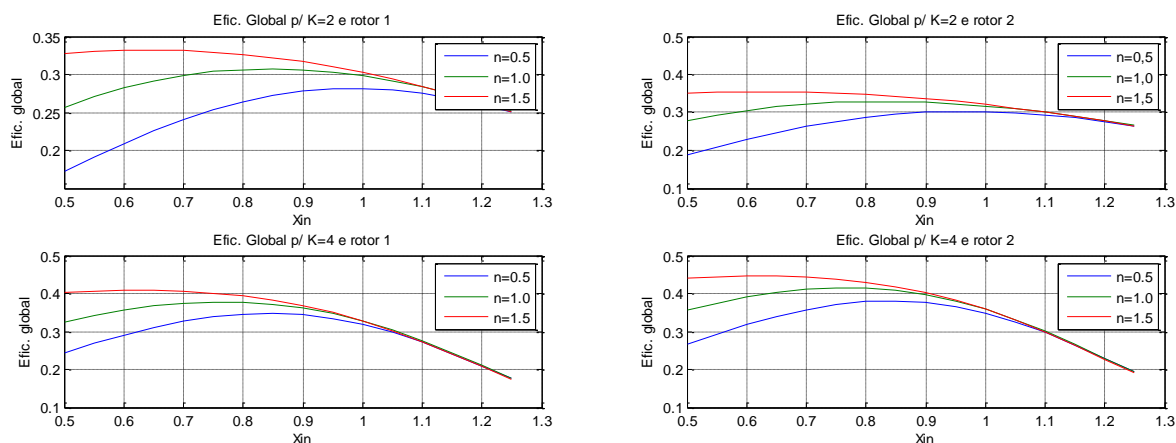


Figura 11. Eficiência global da turbina eólica em função da velocidade mínima de operação.



## 7. CONCLUSÕES

Inicialmente, deve-se observar que as perdas mecânicas, ôhmicas e de conversão não foram consideradas no modelo. Desta forma, o desempenho da turbina depende, basicamente, da variação do  $C_p$  no intervalo  $[x_{in}, x_{out}]$  de modo que a eficiência global reflete o valor médio de  $C_p$  no intervalo dado. Da Figura (11), conclui-se que a eficiência global decresce na medida em que: i) a distribuição fica mais dispersa (menor  $k$ ); ii) a carga fica mais pobre (menor  $n$ ); iii) o rotor tem menor  $C_{pmax}$ , sendo que esta variável tem menor influência que as demais. Outra conclusão é que cada curva apresenta um ponto de máximo sendo que a abscissa  $x_{in}$ , tem uma relação direta com o torque da carga inicial, conforme Eqs. (13) e (14). O valor de  $x_{inot}$  varia bastante tanto com  $k$  como com  $n$ . Com relação a  $k$ , isto implica que uma turbina eólica especificada de forma otimizada para operar na Dinamarca, por exemplo, terá um desempenho abaixo do ideal se instalada no Nordeste Brasileiro a menos que a carga seja aproximadamente ideal. Para cargas diferentes destas, e para distribuições distintas, porém com mesma velocidade média, é necessário reduzir-se a velocidade mínima de operação  $V_{in}$  na medida em que os ventos são mais constantes. Neste aspecto, o tipo do rotor não tem influência, pois o valor de  $x_{inot}$  não varia quando  $k$  e  $n$  são mantidos constantes.

A modelagem da turbina eólica com base no tipo da distribuição de vento, do tipo do rotor e do tipo da carga, incluídos da velocidade média do vento, da potência nominal da turbina e da velocidade mínima de operação define uma condição adequada para se avaliar a produção de energia assim como a eficiência da turbina no período considerado. É interessante deixar claro que é necessário buscar novos elementos para a modelagem da carga, uma vez que tanto as perdas mecânicas como as perdas ôhmicas e da conversão são necessárias a uma modelagem elétrica mais precisa. Isto resultará numa expressão mais complexa para o valor de  $T_c$ , dado na Eq. (13). Salvo esta modificação, os procedimentos adotados permanecem inalterados.

## 8. AGRADECIMENTOS

À CAPES – Programa Pró-Engenharias, Projeto PE-091/2008 e ao CNPq.

## 9. REFERÊNCIAS

- Ackermann, T., 2008, “Wind Power in Power Systems”, 1st edition, John Wiley & Sons Ltd, England, 691 p.
- Araújo, A. M., Melo, G. M., Medeiros, A. L. R., Santos, M. J., 2009, “Simulación de la Producción de Energía Eléctrica con Aerogeneradores de Pequeño Tamaño”, Información Tecnológica (Impresa), Vol. 20, pp. 37-44.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkis, N., Bossanyi, E., 2008, “Wind Energy Handbook”, John Wiley & Sons Ltd, England , 617 p.
- IEC 61400-2, 2006, “Wind turbines - Design requirements for small wind turbines”, Geneva, Switzerland.
- IEC 61400-12, 1998, “Wind Turbine Power Performance Testing”, Geneva, Switzerland, pp. 1-50.
- Lysen, E.H., 1983, “Introduction to Wind Energy”, 2nd edition, SWD Publications, Netherlands, 310 p.
- Medeiros, A. L. R., 1995, “Otimização de Sistemas de Conversão de Energia Eólica de Grande Porte”, Tese de Doutorado, Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande.
- Silva, G. R., 2003, “Características de Vento da Região Nordeste: análise, modelagem e aplicações para projetos de centrais eólicas”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, Recife.

## 10. DIREITOS AUTORAIS

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo do material impresso incluído nesse trabalho.

## A MODELING FOR PERFORMANCE EVALUATION OF WIND TURBINES

Armando Lúcio Ramos de Medeiros, armandolucio@bol.com.br<sup>1</sup>  
Alex Maurício Araújo, ama@ufpe.br<sup>1</sup>  
Pedro André C. Rosas, pedro.a.rosas@gmail.com<sup>1</sup>  
Ana Rosa Mendes Primo, armprimo@gmail.com<sup>1</sup>  
Oyama Douglas Queiroz de Oliveira Filho, oyamadouglas@ymail.com<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Engenharia Mecânica, Av. Prof. Moraes Rego, 1235 - Cidade Universitária, Recife - PE - CEP: 50670-901 | Fone PABX: (81) 2126.8000,

**Abstract:** *The production of electricity from wind turbines is an issue that depends on several variables such as wind distribution, type and size of the rotor blades, type and nominal capacity of the electric generator and characteristics of variable coupling between the electrical and mechanical system. However, the complexity of the problem is not restricted to these components, but also the type of data obtained in the field. The experimental difficulty lies in the fact that the power indicated in each measurement depends not only on the instantaneous wind speed, but also related to transients caused by wind gusts. Being specified the electromagnetic torque of the generator as a function of wind speed, through some control strategy, it is possible to determine, for each wind speed, the value of the resistant torque on the rotor shaft, the angular velocity and therefore, mechanical power on the rotor shaft. From these data, it is possible to determine the energy produced by the system at any time. This paper presents a model of the wind system, based on three points: i) type of the wind regime - based on cumulative frequency distributions of Weibull ii) type of rotor wind - based on the curve of power coefficient versus TSR (Tip Speed Ratio), iii) value of the resistant torque on the rotor shaft as a function of wind speed. Besides assessing the energy production system, the model allows to estimate its overall efficiency in terms of three linearly independent variables: type of wind, rotor and load. Its advantage is to assess quantitatively the energy production of wind turbines in any setting.*

**keywords:** *energy production; distribution of winds; overall efficiency*