



## **ANÁLISE DO COEFICIENTE DE POTÊNCIA DE TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL**

**Vinicius Silva Figueredo, [viniciusfigueredo@outlook.com](mailto:viniciusfigueredo@outlook.com)<sup>1</sup>  
Nuccia Carla Arruda de Sousa, [nuccia.sousa@ufob.edu.br](mailto:nuccia.sousa@ufob.edu.br)<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Universidade Federal do Oeste da Bahia; Av. Manoel Novais, s/n, Centro; 47600-000; Bom Jesus da Lapa; Bahia; Brasil.

<sup>2</sup>Universidade Federal do Oeste da Bahia; Av. Manoel Novais, s/n, Centro; 47600-000; Bom Jesus da Lapa; Bahia; Brasil.

**Resumo.** *A geração de energia elétrica no Brasil é principalmente produzida por fontes hidráulicas e térmicas. Estudos apontam outras importantes possibilidades de geração de energia, em especial o aproveitamento energético dos ventos. Porém, no Nordeste o esgotamento dos meios de exploração dos recursos hídricos já é uma dura realidade. Pesquisas recentes indicam a existência de um alto potencial para a implantação de turbinas eólicas nesta região, com ventos de excelentes características para a conversão da energia mecânica em elétrica. Neste trabalho, por meio de modelagem com MatLab, torna-se possível a análise da potência mecânica de modo a se obter a melhor configuração das pás de turbina eólicas. Desenvolvemos um modelo genérico, em função das configurações da pá, para a análise das variações da velocidade do vento nas diferentes estações do ano. O estudo relaciona os Coeficientes de Potência  $C_p$  para avaliar e otimizar a geração em turbinas eólicas de velocidade variável, identificando os níveis mínimos necessário para a dinâmica das turbinas em função de variáveis externas e diâmetro do rotor.*

**Palavras chave:** *Potencial eólico. Coeficiente de Potência. Turbinas eólicas. Velocidade Variável. Eficiência.*

### **1. INTRODUÇÃO**

Por milhares de anos o homem utilizou a força do vento para realizar navegações, quebrar grãos e bombear água. A utilização do moinho de vento é datada no século V, no Irã, onde era utilizado para fazer farinha, o uso do moinho para bombear água é mais antigo, tendo surgido provavelmente na Índia em 400 a.C, desde então a utilização dos moinhos de vento fora sendo aprimorada, tendo uma vasta gama de aproveitamento, o aproveitamento dos moinhos de vento para a geração de energia elétrica começou a partir do século XX na Europa, Dodge (2015).

O vento é gerado pelo aquecimento da massa de ar causado pelos raios solares, causando uma queda na densidade da massa de ar aquecida, desse modo o ar mais frio e mais denso tende a ocupar o lugar do ar quente, pois este tende a subir já que é mais denso, é a energia cinética desta movimentação de massa de ar quente e frio que os moinhos de vento utilizam para girar, assim gerando energia mecânica ou elétrica, sendo uma energia livre de poluição, renovável e ilimitada, há uma grande corrida para desenvolver tecnologia que deixe mais eficiente a extração de energia do vento, gerando assim, mais energia mecânica ou elétrica.

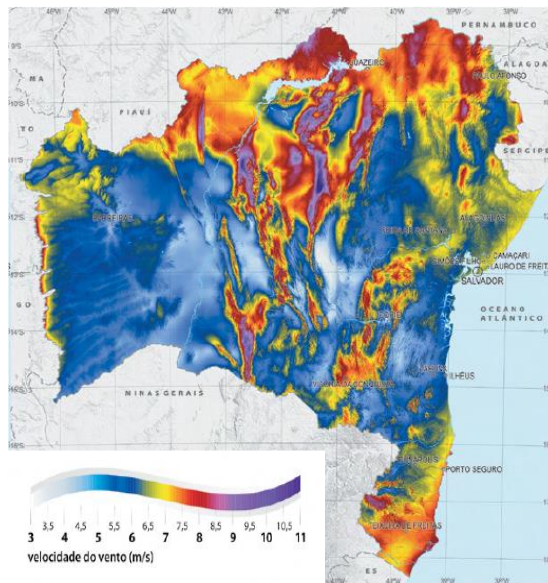
No Brasil ainda não há um alto investimento na produção de energia eólica, tendo assim, negligenciado todo o potencial disponível para geração de energia disponível. Atualmente no Brasil temos um total de 15.063.893 KW de energia elétrica sendo produzidas em parques eólicos, o que corresponde à aproximadamente 9% da produção total de energia no Brasil, segundo a ANEEL (2019).

A modelagem de turbinas eólicas se mostra importante por conta da possibilidade de uma geração maior de energia, uma vez que terá uma maior extração da energia cinética do vento, a modelagem pode definir quais as melhores condições e individualidades de cada turbina para se obter uma maior taxa de geração de energia, tendo em vista, as particularidades das condições dos ventos de cada região.

A região Nordeste do Brasil apresenta características eólicas que o difere de outros locais do planeta devido sua posição geográfica privilegiada, associada a uma extensa área litorânea e de montanhas, torna-a uma das regiões mais atrativas para investimentos eólicos no mundo.

Devido ao rico potencial eólico no Estado da Bahia, como demonstrado pela Fig. 1, e utilizando os parâmetros de entrada dessa região em cada estação do ano, poderemos caracterizar os principais fatores que influenciam nas características, como o potencial mecânico dos sistemas eólicos de velocidade variável, fazendo assim, uma otimização no funcionamento da turbina, de modo a obtermos valores ótimos de potência do vento sendo extraída.

Figura 1: Mapa eólico anual médio a 150 metros de altitude do Estado da Bahia (Atlas Eólico da Bahia, 2013)

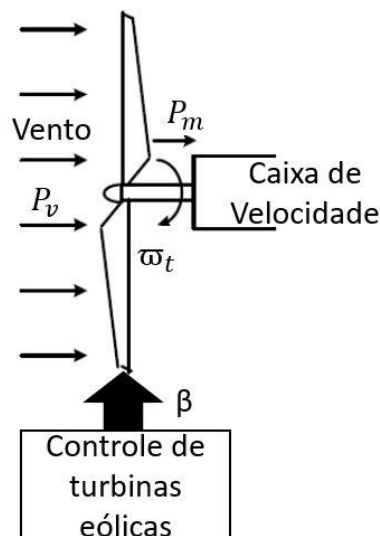


Sabemos que os fundamentos teóricos de modelagem computacionais são muito conceituais e que a educação deve ser tanto conceitual quanto experimental, é parte do objetivo do trabalho, abranger capacitação laboratorial e formação de recursos humanos em modelagem e simulação dos alunos envolvidos. Utilizaremos dados modelados matematicamente para compará-los posteriormente com os adquiridos nos laboratórios de Energias Renováveis, possibilitando assim, estudos mais detalhados da eficiência energética.

## 2. METODOLOGIA

O funcionamento dos sistemas eólicos e desempenho, bem como a modelagem matemática do mesmo são mais compreendidos quando os conceitos físicos que ocorrem são esclarecidos. Além disso, o bom entendimento do funcionamento do módulo sob diferentes condições de operação permite que os resultados obtidos sejam melhor avaliados. Utilizamos técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência de Turbina eólica de eixo horizontal, ver Fig. 2, como descrito em Wei Qiao (2009).

Figura 2: Configuração de uma turbina eólica



Onde  $P_m$  é a potência mecânica,  $\omega_t$  é a velocidade angular no rotor que é transmitida para a caixa de engrenagem e  $\beta$  é o ângulo de ataque das pás.

Para expressar a energia cinética do vento disponível temos que imaginar pacotes de vento com massa  $m$  com velocidade constante, sendo a energia cinética expressa pela Eq. 1, como descrito por El-Shimy (2006).

$$U = \frac{1}{2}(mv_v^2) = \frac{1}{2}(\rho Ax)v_v^2 \quad (1)$$

Onde  $\rho$  é a densidade do ar,  $A$  é a área varrida pelo rotor da turbina ( $A = \pi r^2$ ),  $v_v$  é a velocidade de vento e  $x$  é a espessura do pacote de vento que passa pelo rotor.

Com a equação que representa a energia cinética do vento em mãos, podemos definir qual a potência do vento, dada pela Eq. 2:

$$p_v = \frac{dU}{dt} = \frac{1}{2}(\rho A v_v^2) \frac{dx}{dt} = \frac{1}{2} \rho A v_v^3 \quad (2)$$

A potência mecânica que pode ser extraído do vento pela turbina, representada pela Eq. 3, depende do coeficiente de potência  $C_p$ , ele determina o quanto da potência do vento conseguiremos transformar em energia mecânica, o valor máximo para o coeficiente de potência é 0,59, ou seja, apenas 59% da energia do vento pode ser transformada em energia mecânica, como informado em Fortmann (2014).

$$p_m = \frac{1}{2} \rho A v_v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (3)$$

O modelo geral que expressa o coeficiente de potência é dado pela Eq. 4, conforme Sales (2009), logo abaixo:

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left( \frac{C_2}{K} - C_3 \beta - C_4 \beta^{C_5} - C_6 \right) e^{-C_7 / K} \quad (4)$$

Onde  $K$  é dado por:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + C_8 \beta} - \frac{C_9}{\beta^3 + 1}} \quad (5)$$

Onde  $\lambda$  é a razão de velocidade e  $\beta$  é o ângulo de ataque das pás, conforme Sales (2009), a mudança de ângulo de ataque causa uma maior eficiência no controle mecânico de velocidade, sendo então, o ajuste entre a razão de velocidade e o ângulo de ataque, um fator de extrema importância para turbinas de velocidade variável.

A razão de velocidade  $\lambda$  é um termo crucial para nos dizer o quanto eficiente vai ser a performance da turbina eólica segundo El-Shimy (2006), pois através dela, é possível realizar o ajuste na velocidade do rotor, otimizando a extração de potência do vento conforme a velocidade do vento se altera, ela é dada por:

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v_v} \quad (6)$$

Onde  $\omega_t$  é a velocidade de rotação do rotor,  $v_v$  é a velocidade do vento e  $R$  é o raio das pás.

O conjunto de coeficientes  $C_1$  à  $C_9$  utilizados no modelo que representa o coeficiente de potência (Eq. 4) são definidos experimentalmente e variam com o formato das pás, neste trabalho o conjunto de dados utilizados foram sugeridos por Sloopweg (2003), que ajustou estes coeficientes para melhor representar as turbinas modernas, este conjunto de dados está representado na Tab. 1.

Tabela 1: Coeficientes que variam com o formato das pás da turbina eólica

$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$	$C_5$	$C_6$	$C_7$	$C_8$	$C_9$
0.73	151	0.58	0.002	2.14	13.2	18.4	-0.02	-0.003

Os parâmetros de entrada utilizados foram escolhidos conforme a disponibilidade no mercado atual, sendo o diâmetro do rotor 65 metros, com potência nominal entre 2500 kW e 3000 kW. As velocidades de vento foram obtidas através do Atlas eólico da Bahia (2013), sendo escolhida, para fins de comparação, um ponto na região Oeste, nas proximidades de Barreiras, onde temos uma boa amplitude de na velocidade do vento ao longo do ano, e outro ponto na região sul, a cidade

de Ilhéus, onde na região próxima a esta cidade a velocidade de vento se altera muito pouco no decorrer do ano. Os valores médios de velocidade de vento em cada estação do ano se encontram na Tab. 2.

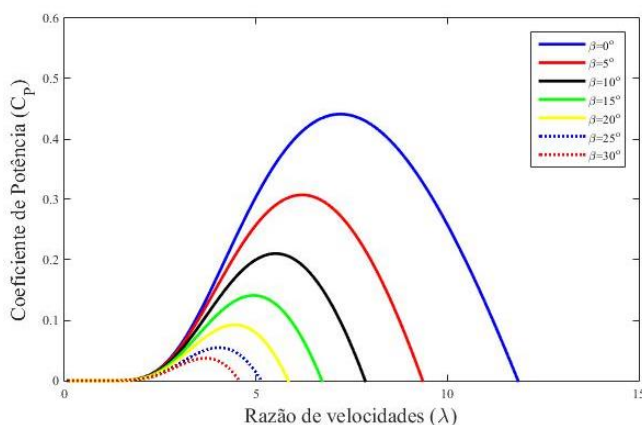
Tabela 2: Velocidades médias de vento em todas as estações do ano

Velocidades de vento (m/s)				
Região	Verão	Outono	Inverno	Primavera
Barreiras	5	5.5	7.8	6
Ilhéus	5	5.5	5.2	6.5

### 3. RESULTADOS

Utilizando a Eq. 4 e 5 apresentadas na seção anterior, podemos visualizar o comportamento da curva do coeficiente de potência ( $C_p$ ). A Fig. 3 indica a variação do coeficiente de potência quando  $\lambda$  é variado e atribuímos alguns valores à  $\beta$ :

Figura 3: Coeficiente de Potência em função da taxa de velocidade, mantendo o ângulo de ataque constante

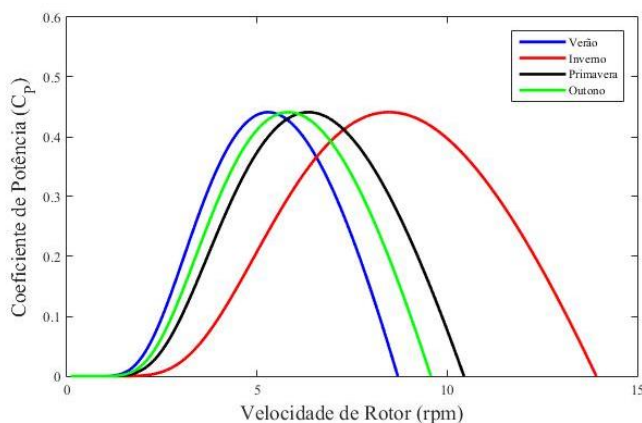


Este gráfico representado na Fig. 3, indica o quanto poderíamos retirar da potência do vento e transformar em potência mecânica. É possível observar que para os valores de ângulo de ataque escolhidos temos diferenças consideráveis entre os valores de  $C_p$ , logo o valor de ângulo a ser utilizado nos resultados subsequentes é  $0^\circ$ , pois apresentou um melhor valor para o coeficiente.

O comportamento do coeficiente de potência depende também, da velocidade dos ventos, como demonstra as equações da seção anterior, o impacto que a velocidade do vento possui, atinge, além do coeficiente de potência, a potência mecânica em si. Como a velocidade do vento não pode ser ajustada, temos outros parâmetros que podemos modificar com o objetivo de nos fornecer um maior coeficiente de potência, além disso a velocidade do vento irá nos dizer se teremos uma potência de vento satisfatória para uso por ser diretamente proporcional à potência de vento.

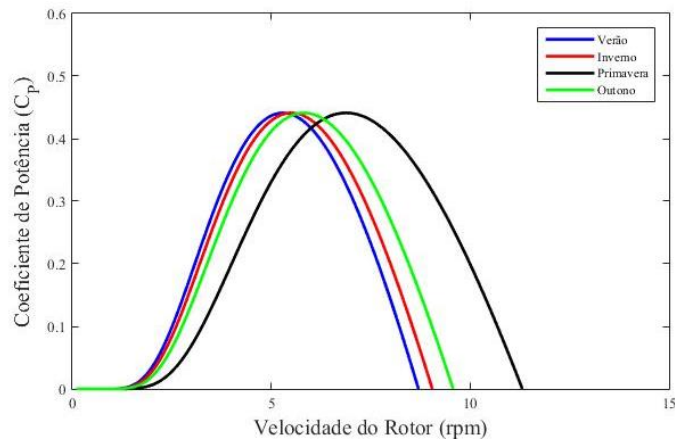
A Figura 4 demonstra qual a velocidade de operação mais adequada para cada velocidade média para cada estação do ano na região próxima a Barreiras, no Oeste da Bahia:

Figura 4: Velocidade do rotor ideal para maximizar o coeficiente de potência em um ponto da região Oeste da Bahia



Podemos perceber através da Fig. 4 que para cada velocidade de vento média referente às estações do ano, temos uma velocidade de operação em que o coeficiente de potência atinge seu valor máximo, algo que não seria alcançado através de uma turbina eólica de velocidade fixa, onde as variações de velocidade do vento causariam uma considerável perda de eficiência na extração da potência do vento. O mesmo comportamento pode ser observado para a análise do coeficiente de potência para o ponto escolhido na região Sul da Bahia, como demonstra a Fig. 5:

Figura 5: Velocidade do rotor ideal para maximizar o coeficiente de potência em um ponto da região Sul da Bahia



Constata-se através da Fig. 4 e Fig. 5, que é possível controlar a eficiência da turbina eólica em extrair potência do vento realizando o ajuste da velocidade do rotor, conseqüentemente, controlando também a quantidade de potência mecânica produzida, como mostra a Eq. 3. Então, através deste controle, é possível ter o máximo de eficiência da turbina para velocidades de vento abaixo da velocidade nominal de cada turbina a ser utilizada, para os casos em que a velocidade de vento atinja um valor acima da velocidade nominal deve-se acionar o controle do ângulo de ataque, para ajustar a velocidade do rotor de modo a produzir uma potência mecânica compatível com a potência nominal da turbina.

#### 4. CONCLUSÃO

O modelo matemático e computacional em seções anteriores é aplicado para desenvolver a resposta da turbina eólica relacionado ao coeficiente de potência. Pode-se ver que há valor ótimo de  $\lambda$ , o que resulta em uma geração de energia máxima para uma determinada velocidade do vento, em um determinado ângulo de ataque.

Por razões práticas, existe um limite que a velocidade do rotor possa atingir para limitar ruído e estresse mecânico. Também há este limite para velocidade devido a uma limitação do alcance operacional do sistema elétrico de modo a evitar ressonâncias entre a frequência de torre e as lâminas da pá. Então há um  $\lambda$  ideal para que o sistema funcione com o máximo de eficiência, mesmo em velocidades de vento baixas.

Em velocidades de vento consideravelmente grandes, o ângulo de ataque deve ser aumentado e, portanto, o poder é limitado à classificação da turbina, mas tais velocidades de vento altas podem ocorrer apenas raramente ao longo de um ano. Uma operação com o ângulo de ataque em  $0^\circ$  gera o máximo valor do coeficiente de potência, logo permitindo a maior extração de potência do vento possível, como relacionado na Eq. 3, da potência mecânica.

Por razões econômicas, na maioria das turbinas eólicas a velocidade de operação é quase sempre fixa, pois um sistema de velocidade variável requer controladores para a velocidade do rotor e para o ângulo de ataque, mas cada vez mais as empresas de energia buscam sistemas com o máximo de desempenho em qualquer condição climática.

## 5. REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2019. “Capacidade de Geração do Brasil”. 1 Jul. 2019  
<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>.
- CRESESB, 2013. “Atlas eólico do estado da Bahia”. 10 Jun. 2019  
<[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/atlaseolicobahia2013.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlaseolicobahia2013.pdf)>.
- Dodge, D. M., 2015. “Illustrated History of Wind Power Development”. Colorado Renewable Energy Society. 10 Jun. 2019 <<http://telosnet.com/wind/>>.
- El-shimy, M., 2006. *Modeling and Control of Wind Turbines Including Aerodynamics*. Electrical Power and Machines Department, Ain Shams University, Cairo, Egypt, Vol. 41, N°. 2.
- Fortmann, J., 2014. *Modeling of Wind Turbines with Doubly Fed Generator System*. Springer Vieweg. University Duisburg-Essen, Germany. p. 11-20.
- Qiao, W., 2009. *Dynamic Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generators Driven by Wind Turbines*. University of Nebraska, Publications from the Department of Electrical and Computer Engineering.
- Sales, M. B. C., 2009. *Modelagem e análise de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica*. Tese de Doutorado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Slotweg, J. G., 2003. *Wind Power: Modelling and Impact on Power System Dynamics*. Tese de Doutorado. Technical University of Delft, Holanda.

## 6. RESPONSABILIDADE PELAS INFORMAÇÕES

Os autores são os únicos responsáveis pelas informações incluídas neste trabalho.