

---

## Análise do Potencial Mecânico e Torque Aerodinâmica com dados de temperatura do vento em Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

Vinicius Silva Figueredo (Universidade Federal do Oeste da Bahia) E-mail:  
viniciusfigueredo@outlook.com

N. C. A. de Sousa (Universidade Federal do Oeste da Bahia - UFOB) E-mail: nuccia.sousa@ufob.edu.br

**Resumo:** O Brasil tem grande parte de sua matriz energética oriunda de fontes hídricas e térmica, sendo um dos países que mais gera energia limpa no planeta. Além destas formas de geração e produção de energias, temos a partir de fonte solar, o biogás, a fotovoltaica e a energia eólica, todas elas em processo de crescimento como matriz energética, porém pouco aproveitada, embora extremamente favorável principalmente na região nordeste do país. Em energia eólica, o estudo para a modelagem de pás das turbinas aborda uma série de variáveis que impactam profundamente na extração da energia dos ventos, entre essas, o coeficiente de potência  $C_p$ , que expressa características estruturais e de funcionamento do rotor, bem como do meio que está inserida a turbina. Embora a temperatura local não esteja explícita no  $C_p$ , ela impacta na energia mecânica extraída do vento, podendo afetar a produção final de energia elétrica. Nesse artigo o desempenho do rotor da turbina eólica é avaliado em função do coeficiente de torque  $C_q$ , que está relacionado ao coeficiente de potência  $P_m$  através da relação de velocidade da ponta da pá  $\lambda$ , que por sua vez é uma razão entre velocidade do rotor e do vento. Analisamos o coeficiente de torque usando  $\lambda$ , o ângulo de ataque  $\beta$  e o coeficiente de potência  $P_m$  em diferentes temperaturas, reconhecendo a relação entre o torque aerodinâmico  $T_A$  e o coeficiente de torque  $C_q$ . A análise indica que controlar a velocidade angular significa consequentemente que o torque aerodinâmico  $T_A$  causado pelas pás, será controlado, portanto a  $P_m$  extraída,  $T_A$  e  $\lambda$  estão relacionadas. A proposta desse estudo é reconhecer previamente as oscilações de vento e mudanças de temperatura, com as possibilidades de que os sistemas posteriores à turbina otimizem o controle de velocidade angular do rotor, minimizando as oscilações entregue ao gerador elétrico.

**Palavras-chave:** Energia Eólica, Turbinas Eólicas, Coeficiente de Potência, Temperatura, Otimização.

## Análise do Potencial Mecânico e Torque Aerodinâmica com dados de temperatura do vento em Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

**Abstract:** In Brazil, a large part of its energy matrix comes from water and thermal sources, being one of the countries that generates the most clean energy on the planet. In addition to these forms of energy generation and production, we have biogas, photovoltaics and wind energy from solar sources, all of which are in the process of growing, but slowly being used, although extremely favorable, especially in the northeast region of the country. In wind energy, the study for the modeling of turbine blades addresses a series of variables that have a profound impact on the extraction of wind energy, including the power coefficient  $C_p$ , which expresses structural and operating characteristics of the rotor, as well as factors atmospheric atmospheres of the turbine. Although the local temperature is not explicit in  $C_p$ , it impacts on the mechanical energy extracted from the wind, which can affect the final production of electrical energy. In this article, the performance of the wind turbine rotor is evaluated as a function of the torque coefficient  $C_Q$ , which is related to the power coefficient  $P_m$  through the speed ratio of the blade tip  $\lambda$ , which in turn is a ratio between rotor speed and of the wind. We analyzed the torque coefficient using  $\lambda$ , the pitch angle  $\beta$  and  $P_m$  at different temperatures, recognizing the relationship between  $T_A$  aerodynamic torque and  $C_Q$ . The analysis indicates that controlling the angular speed consequently means that the aerodynamic torque  $T_A$  caused by the blades will be controlled, therefore the extracted  $P_m$ ,  $T_A$  and  $\lambda$  are related. The purpose of this study is to recognize previously the oscillations of wind and temperature changes, with the possibilities that the systems after the turbine optimize the control of angular speed of the rotor, minimizing the oscillations delivered to the electric generator.

**Keywords:** Wind Energy; Wind Turbines; Power Coefficient; Temperature; Optimization.

## 1. Introdução

Nas últimas décadas existe uma crescente preocupação com as fontes de energia não renováveis, dadas as diversas necessidades da energia no mundo moderno, como por exemplo o aumento da frota de veículos elétricos, aumento da demanda nas indústrias e cidades e fontes energéticas poluem e ou degradam a natureza (MARQUES, 2014). Existe uma grande corrida para o desenvolvimento de tecnologia que se torne mais eficiente a extração de energia do vento, gerando mais energia mecânica e por consequência, elétrica.

O gerador primário de algumas energias renováveis é o sol, pois em fotovoltaicas há a utilização da radiação solar incidindo em um semicondutor e que por sua vez converte a radiação em uma corrente foto gerada. Na energia eólica, os vento são gerados pelo aquecimento da massa de ar pelos raios solares pelo processo de convecção natural, devido a diferença de pressão e temperatura entre as camadas de ar da atmosfera, sendo assim, o ar frio mais denso, desce, substituindo o ar quente, pois este tende a subir já que é menos denso (PICOLO, 2014). A movimentação dessas massas de ar gera energia cinética, gerando posteriormente energia elétrica ou mecânica, sendo uma energia limpa e renovável e ilimitada (MANWELL, 2009), (CANTOR, 2017).

Atualmente, no Brasil, temos, aproximadamente, um total de 15.793.000 kW de energia elétrica sendo produzido em parques eólicos, o que cobre cerca de 12% da produção total de energia no Brasil de acordo com o banco de dados da ANEEL (2020). A investigação das turbinas eólicas é importante para a aumentar a eficiência na geração de energia, podendo definir as melhores condições e particularidades de cada turbina para atingir uma taxa mais eficiente de geração considerando as características das condições climáticas de cada região (COIMBRA, 2018).

Na análise do impacto destas características climáticas foram selecionados duas regiões que possuem parques eólicos no Centro-Oeste Baiano, analisando questões como altitude e velocidades de vento das regiões em cada estação do ano, objetivando nesse estudo os impactos na produção de energia ao longo do ano, ou seja, sua eficiência, observando influência que a temperatura do fluido de vento tem na extração da energia cinética do vento, cada região está demonstrada geograficamente na Figura 1 retirada do atlas eólico da Bahia (CRESESB, 2013).

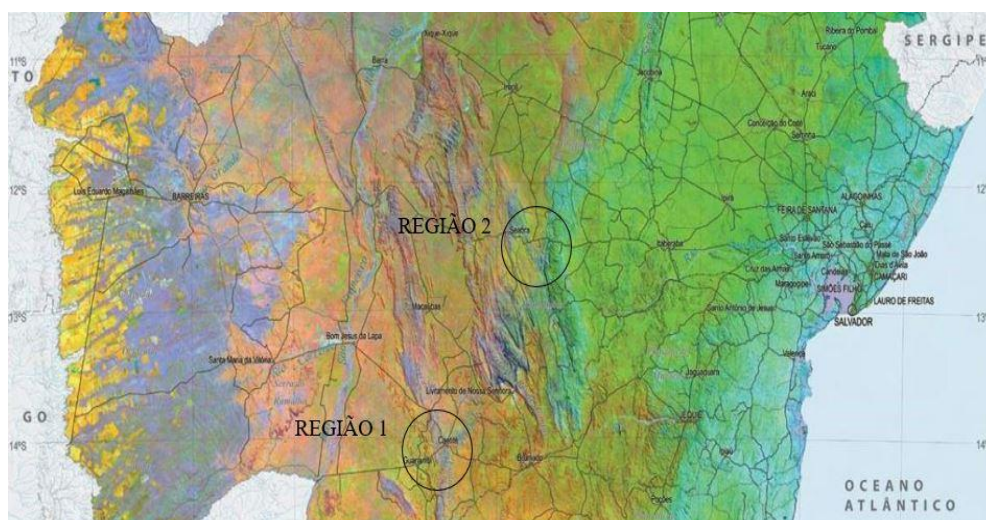


Figura 1: Regiões com parques eólicos utilizadas no estudo.

Utilizaremos a modelagem matemática para estimar o comportamento do vento em pás

de turbinas eólicas para entendermos os termos físicos que definirão uma maior eficiência na conversão de energia, poderemos assim, utilizar as informações para a análise de estabilidade do sistema eólico da turbina eólica com fatores externos que possibilitará a maior taxa possível de conversão de energia (ALMEIDA, 2016).

## 2. Formulação Matemática

A obtenção de energia elétrica através do uso da cinética de fluidos é observada em sistemas com turbinas, como a hidrelétricas, onde a energia cinética é proveniente do fluxo de água e também as térmicas por vapor, a primeira uma fonte limpa e a segunda com desvantagem de utilizar recursos não renováveis. Essas fontes são utilizadas para o movimento de turbinas, como a extração da potência mecânicas e posterior aquisição de energia elétrica.

Para girar o rotor da turbina eólica, é necessária a transformação da energia cinética dos ventos ( $U_v$ ) em energia mecânica, essa energia cinética é representada logo abaixo (EL-SHIMY, 2006):

$$P_v = \frac{dU_v}{dt} = \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{2} m v_v^2 \right) \quad (1)$$

Sendo  $m$  [kg] a massa de um pacote de vento que atravessa o rotor e  $v_v$  [m/s] a velocidade desse pacote na direção axial ao rotor da turbina.

Assumindo que este pacote possua um comprimento  $x$  que varia com o tempo, podemos escrever a massa de forma diferente, rearranjando a equação para densidade deste pacote de vento que atravessa o rotor da turbina, conforme abaixo:

$$P_v = \frac{1}{2} \frac{d}{dt} [(\rho A x) v_v^2] = \frac{1}{2} \rho A v_v^2 \frac{dx}{dt} = \frac{1}{2} \rho A v_v^3 \quad (2)$$

Onde  $\rho$  é a densidade do ar que atravessa o rotor [ $\text{kg/m}^3$ ] e  $A$  é a área do rotor [m].

O modelo de pá da turbina é peça fundamental para extração de maior potência mecânica e posterior eficiência da turbina de vento.

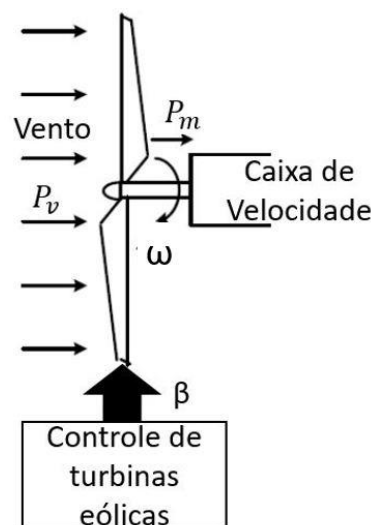


Figura 2: Esquema da conversão de energia cinética do vento em potência mecânica.

A Potência Mecânica extraída pela turbina eólica pode ser expressa por (EL AKHRIF et al, 2019):

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

Em que o coeficiente de potência  $C_p(\lambda, \beta)$  é definido como a quantidade de energia cinética do vento que a turbina eólica consegue transformar em energia mecânica em que seu valor máximo possível é 0,59, sendo ele descrito pela equação 2, definido através da geometria das pás do rotor, bem como do ângulo de ataque das pás  $\beta$  e da taxa de velocidade  $\lambda$ .

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

Onde K é:

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

Os coeficientes  $C_1$ - $C_9$  representam as características das pás, variando de acordo com a geometria delas, conjuntos de valores destes coeficientes foram propostas por Heier (1998), posteriormente Slootweg (2003) ajustou estes valores para se adequar às pás de turbinas modernas, como mostrado na Tabela 1, neste trabalho, o conjunto utilizado foi o proposto por Slootweg (2003).

Tabela 1: Conjunto de dados das características das pás.

	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$C_4$	$C_5$	$C_6$	$C_7$	$C_8$	$C_9$
Heier	0.5	116	0.4	0	0	5	21	0.08	0.035
Slootweg	0.73	151	0.58	0.002	2.14	13.2	18.4	-0.02	-0.003

A taxa de velocidade  $\lambda$ , que relaciona a velocidade do vento com a velocidade angular do rotor, sendo um termo importante para verificar o melhor funcionamento do rotor, sendo um parâmetro de controle, sendo representada pela equação abaixo (ELBEJI, 2014).

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

Onde R [m] é o raio do rotor e  $\omega$  [rad/s] é a velocidade angular do rotor.

Além do coeficiente de potência, podemos definir o coeficiente de torque  $C_Q$ , este coeficiente está associado ao torque aerodinâmico  $T_A$ , que é o torque no eixo do rotor, causado pela potência mecânica extraída da energia cinética do vento. O coeficiente de torque pode ser definido pela equação abaixo, conforme (JENSEN, 1977):

$$C_Q(\lambda, \beta) = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (7)$$

Desta forma, o torque aerodinâmico pode ser definido como:

$$T_A = \frac{1}{2} \rho A R v_v^2 C_Q(\lambda, \beta) \quad (8)$$

Os parâmetros inseridos na (Eq. 1) são importantes para estimar o quanto de energia será utilizado pelo rotor, estes termos representam também características climáticas da região no qual a turbina está inserida, pois a densidade do ar  $\rho$  pode ser representada pela equação 5 (ALMEIDA, 2016).

$$\rho = \frac{P_0}{RT} e^{-\frac{gz}{RT}} \quad (9)$$

Onde  $P_0$  [Pa] é a pressão ao nível do mar,  $R$  [J/K mol] é a constante específica do ar seco,  $T$  [K] é temperatura local,  $g$  [m/s<sup>2</sup>] é a gravidade e  $z$  [m] é a altitude da região em que a turbina está instalada, tendo as regiões 1 e 2 respectivamente, 1000 e 1100 metros de altitude.

A velocidade de vento  $v_v$  é o fator mais importante na geração de energia eólica, devido a esta importância, é necessário conhecer as características de vento da região em que se deseja instalar a turbina, através do uso do Atlas eólico da Bahia disponibilizado pela CRESESB (2013) foi obtida valores de velocidade de vento média à uma altura de 100 metros para cada estação do ano, onde também se observa variações na rugosidade em cada estação, o que interfere no perfil de vento em cada região, estes valores de velocidade de vento estão na Tabela 2 abaixo:

Tabela 2: Valores médios de velocidade de vento em cada estação à 100 metros de altura.

	Inverno	Verão	Outono	Primavera
<b>Região 1</b>	10.5 m/s	8 m/s	8.5 m/s	9 m/s
<b>Região 2</b>	8.5 m/s	7 m/s	6 m/s	8 m/s

Uma característica necessária para os cálculos é o valor do diâmetro do rotor, sendo utilizado um diâmetro de 130 metros, uma vez que este diâmetro é o mais usual no mercado atualmente (CRESESB, 2013).

### 3. Resultados e Discussões

Conforme apresentado na Tabela 2, temos uma velocidade média em cada estação do ano para cada região, para esta análise foi usada a maior e menor velocidade dentre as quatro estações para cada uma das regiões, avaliando o máximo e mínimo na energia cinética do vento disponível. A partir disto, é possível estimar o coeficiente de potência em cada região, que conforme Equação 4 e 5, varia de acordo a geometria das pás do rotor, do seu ângulo de passo  $\beta$ , bem como da relação  $\lambda$  entre a velocidade de rotação do rotor e velocidade do vento, o ângulo de passo utilizado foi de 0° com a direção do vento.

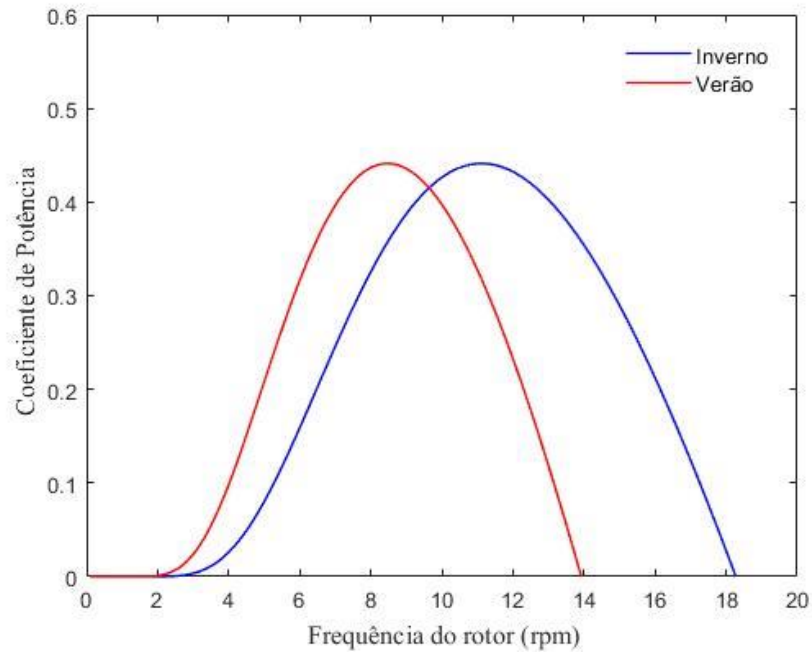


Figura 3: Coeficiente de potência estimado para uma turbina na região 1 (Guanambi).

Para a região 1 foi utilizada 2 velocidades de vento à 100 metros de altitude, que seria a altura hipotética da turbina, representando as velocidades médias no inverno e verão, sendo elas a maior e menor, respectivamente, dentre as quatro estações. A frequência de rotação do rotor ideal para se atingir o máximo coeficiente de potência da turbina depende da velocidade de vento disponível, sendo assim, quanto maior a velocidade de vento, maior seria a velocidade de rotação necessária para manter o coeficiente de potência em seu máximo.

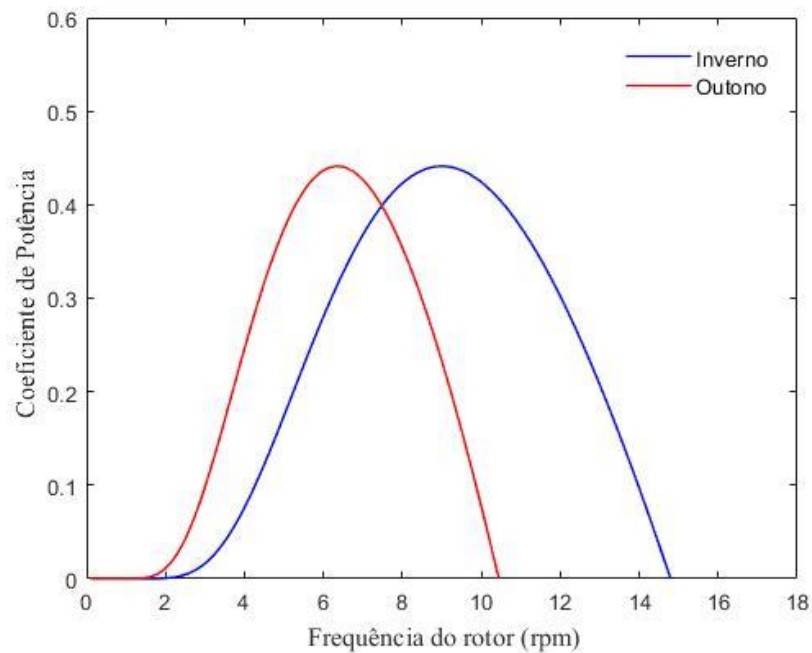


Figura 4: Coeficiente de Potência estimado em uma turbina, para a região 2.

Para a região 2, representada pela Figura 4, o comportamento da curva de coeficiente de potência é semelhante, mas os valores de frequência de rotação do rotor são distintos uma



vez que as condições de vento diferem. As estações que têm uma velocidade média máxima e mínima são, respectivamente, o inverno e o outono.

Uma vez que observado esta variação no coeficiente de potência, fica evidente a necessidade da turbina utilizada funcionar em diferentes velocidades de rotação, para que em cada velocidade de vento, uma vez que esta não se mantém constante ao longo do tempo, tenha uma extração máxima de energia dele, este tipo de turbina eólica vem cada vez mais sendo utilizado, uma vez que apresenta uma melhor eficiência na extração de energia, sendo adequada para as variações de velocidade de vento abaixo da velocidade nominal da turbina que estiver sendo utilizada, para valores acima da velocidade de vento nominal, o controle do ângulo de passo se faz necessário, para manter a potência mecânica gerada pelo rotor dentro do limite de potência do gerador associado.

Uma vez conhecido a velocidade do vento local, bem como o comportamento do coeficiente de potência, podemos então estimar a potência mecânica gerada por uma turbina instalada em cada região, além dos parâmetros vistos anteriormente, será abordado o impacto da temperatura do ar neste estágio inicial da conversão de energia.

Para a região de 1 continuou analisada as duas estações que apresentaram máxima e mínima velocidade de vento média à 100 metros de altitude, ou seja, inverno e verão, respectivamente, a curva de potência mecânica gerada para uma dada velocidade e diferentes temperaturas está representada na Figura 7 logo abaixo, sendo a linha tracejada para o verão e a contínua para o inverno.

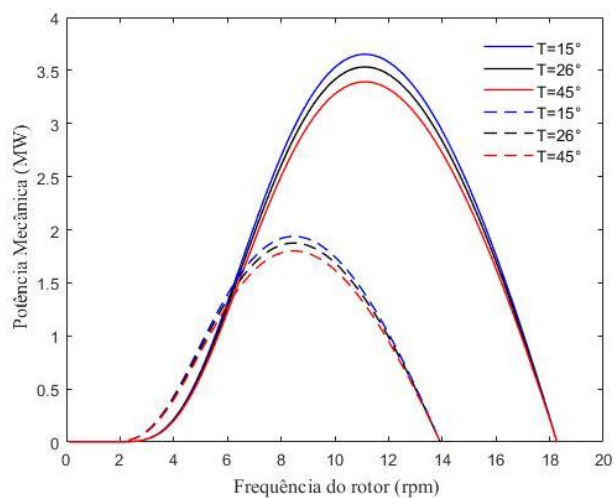


Figura 5: Potência Mecânica gerada pelo rotor em diferentes temperaturas, região 1.

Como observado nas Figuras 3 e 4, a transformação da energia do vento é expressa pelo coeficiente de potência, que por sua vez, depende da velocidade de vento e da velocidade do rotor, fica mais clara a visualização destas dependências quando observada a potência mecânica representada na Figura 5. Há portanto uma velocidade de rotação do rotor com a qual haverá maior geração de energia mecânica para uma dada velocidade de vento, desta forma, é de extrema importância que o controle desta velocidade seja realizado, uma vez que fora desta velocidade, haverá perda de eficiência na extração de energia do vento, seja qual for a velocidade do vento disponível.

Para a região 2 o comportamento é o mesmo, mas as características de vento são distintas, logo, interferindo na melhor velocidade de rotação do rotor no qual gera mais potência mecânica, na Figura 6 está representada as características desta região.

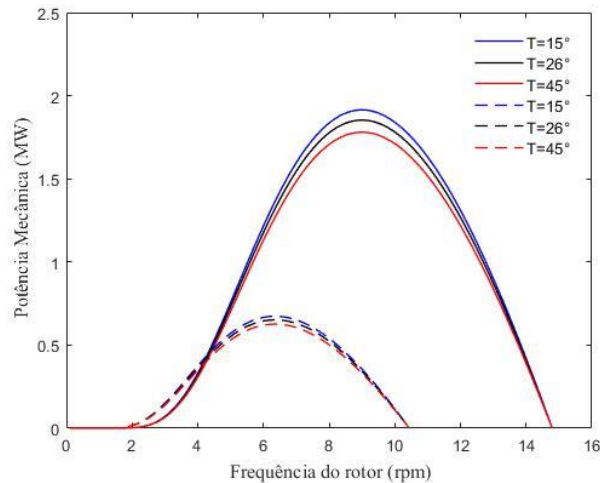


Figura 6: Potência mecânica gerada pelo rotor em diferentes temperaturas, região 2.

A temperatura interfere na potência mecânica relacionando as Equações 3 e 9, onde cada temperatura nos fornece uma densidade, que por sua vez alimenta a Equação 1, da potência mecânica, onde é diretamente proporcional à ela, isso mostra que uma pequena parte da potência pode ser perdida pelo impacto da mudança de temperatura no ar.

Como visto através da Equação 7, pode-se estabelecer uma relação entre o coeficiente de potência e o coeficiente de torque, que por sua vez, representa a quantidade desta energia mecânica extraída do vento que é transformada em torque no eixo do rotor, desse modo, podemos estimar o comportamento deste coeficiente de torque em cada região.

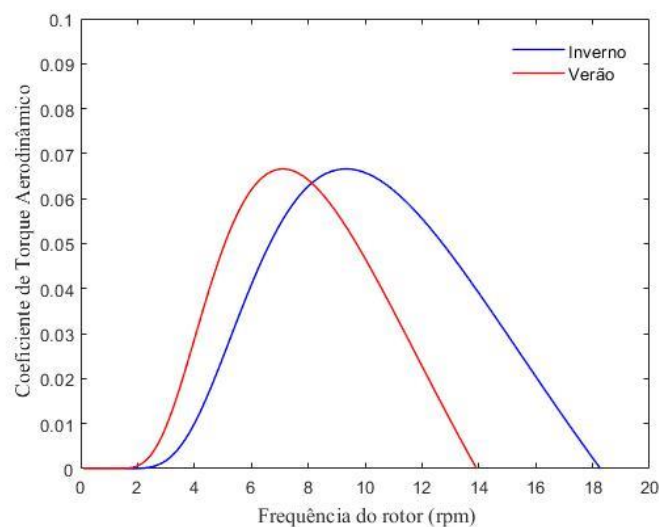


Figura 7: Coeficiente de torque aerodinâmico para região 1.

Como os coeficientes de torque e potência têm as mesmas dependências, ambos apresentam velocidades de rotação diferentes para cada velocidade de vento disponível com a qual pode ser atingido o melhor valor, na Figura 7 podemos ver que para a região 1 temos velocidades de rotação do rotor que apresentam um melhor coeficiente de torque, sendo distintos para inverno e verão, velocidade média de vento maior e menor, respectivamente.



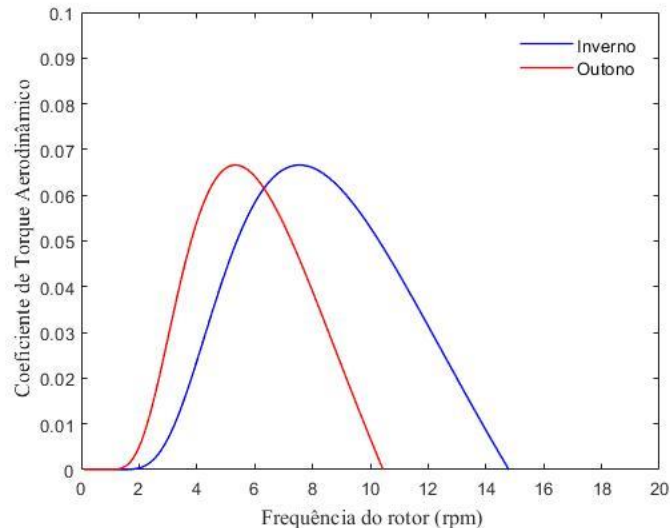


Figura 8: Coeficiente de torque aerodinâmico para região 2.

Para a região 2, assim como ocorrido no coeficiente de potência, o coeficiente de torque tem um comportamento similar ao da região 1, apresentando velocidades de rotação menores, devido ao fato de as velocidades de vento média serem menores do que na região 1, a maior velocidade de vento ocorre no inverno e a menor no outono, conforme Tabela 2.

Finalmente, podemos estimar qual será o torque no eixo do rotor para as piores e melhores condições de vento, este torque será transmitido para o resto do sistema de conversão de energia, que não será abordado neste trabalho.

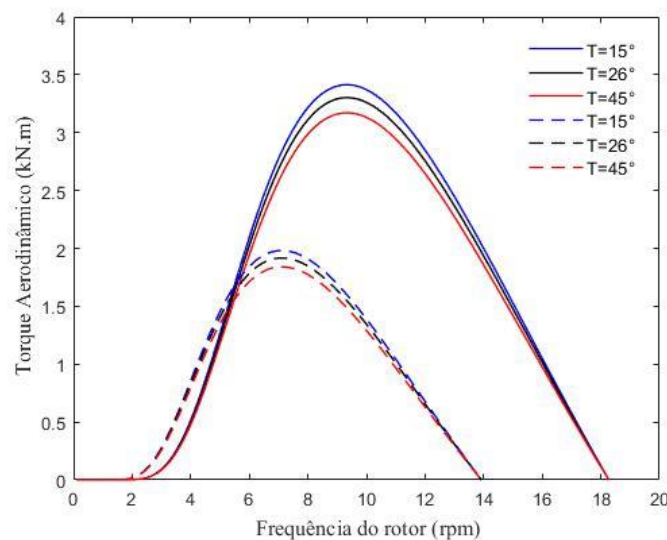


Figura 9: Torque aerodinâmico no eixo do rotor na região 1.

Para a região 1, através da Equação 8, temos um comportamento esperado, onde para melhores condições de vento, que para a região é no inverno, temos maiores valores de torque e velocidade de rotação no rotor, para a menor velocidade média, que é no período do verão, um comportamento semelhante é visto, mas em menores velocidades de rotação e torque.

Novamente, o comportamento se repetiu em dimensões diferentes para a região 2, pois as velocidades de vento médias máxima e mínima, inverno e outono, respectivamente, são

diferentes da apresentada na região 1. As linhas contínuas representam o inverno, e as linhas pontilhadas representam o outono.

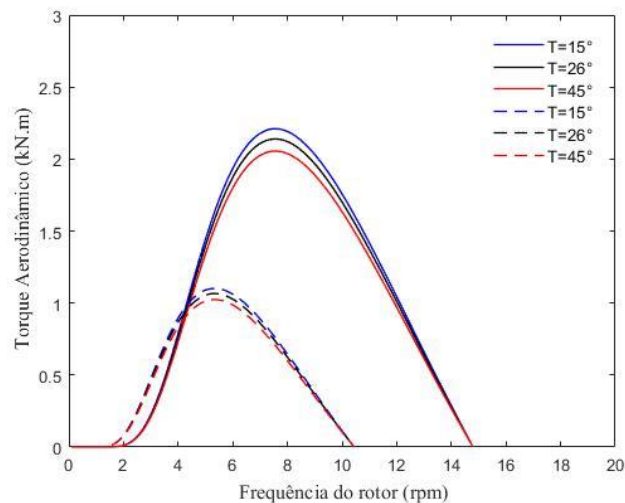


Figura 10: Torque aerodinâmico no eixo do rotor na região 2.

Como visto no comportamento das duas regiões, a temperatura tem um impacto significativo na produção de energia, onde o torque aerodinâmico diminui com o aumento da temperatura, com a variação de 15°C até a temperatura de 40°C houve uma queda na densidade do ar que reduziu aproximadamente 7% do valor do torque aerodinâmico, o mesmo valor para ambas as regiões e nas estações do ano avaliadas, mostrando como a diferença de temperatura do ar pode impactar a produção de energia.

#### 4. Conclusão

Neste trabalho foram apresentadas as equações básicas para descrever a conversão de energia cinética do vento em torque no rotor da turbina, não se preocupando com as fases subsequentes de todo o processo que acontece na produção de energia eólica, e se preocupando com o impacto da temperatura nessa fase inicial e crucial para a produção desta energia.

Foi observada que as condições climáticas, não apenas se atentando à velocidade de vento, mas também à temperatura, pode impactar de maneira negativa a produção de energia, podendo ao decorrer do dia, gerar uma produção inferior à esperada, devido ao aumento da temperatura em algumas partes do dia, desse modo, não apenas a velocidade de vento e rotação do rotor devem ser preocupações para o quanto de energia está sendo produzida. Todas as análises foram feitas de modo a considerar apenas a variação de temperatura, não se preocupando com a variação no tempo da velocidade de vento, e olhando apenas para a rotação do rotor adequada para melhores resultados nos coeficientes de potência e torque.

Por fim, além das condições de vento em uma região, a temperatura é um fator para se ficar atento antes de instalar turbinas de vento, para que desse modo, seja possível verificar o quanto na variação na produção de energia pode ter ocorrido devido à alteração de temperatura.

**Referências**

MARQUES, JEFERSON. **Turbinas eólicas: Modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Santa Maria, Rio Grande do Sul, 2014.

CANTOR, G. A. R. Influência dos fatores climáticos no desempenho de módulos fotovoltaicos em regiões de clima tropical, 2017.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J.G.; ROGERS, A.L. **Wind energy explained: theory, design, and application**. 2. ed. United Kingdom. John Wiley & sons Ltd. 2009.

ANEEL. Matriz elétrica brasileira. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaWJlc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 20 de julho de 2020.

COIMBRA, I. L. Análise Da Previsão Do Vento Em Um Parque Eólico Costeiro No Nordeste Brasileiro , 2018.

ALMEIDA, R. D. Q. Modelagem de uma turbina eólica em escala reduzida e controle da velocidade de rotação via planicidade diferencial, 2016.

EL SHIMY, M. **Modeling and control of wind turbine including aerodynamics**. Scientific bulletin. Faculty of Engineering – Ain Shams University, Cairo, Egypt, Vol. 41. No. 2, June, 2006.

EL AKHRIF, R., ABBOU, A., LAOUFI, C., & FERFRA, M. dSPACE implementation for a proportional–integral-based root mean square voltage controller used in stand-alone wind energy conversion systems. *Wind Engineering*, 43(4), 404-419, 2019.

HEIER, S. Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. 1 ed. John Wiley & Sons Ltd. 1998.

SLOOTWEG, J. G. **Wind power: Modelling and impact on power system dynamics**. 2003. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Delft University of Technology. Delft, Holanda.

ELBEJI, O., HAMED, M. B., & SBITA, L. PMSG. Wind energy conversion system: Modeling and control. *International Journal of Modern Nonlinear Theory and Application*, 2014.

ALMEIDA, R. D. Q. Modelagem de uma turbina eólica em escala reduzida e controle da velocidade de rotação via planicidade diferencial., 2016.

DO NASCIMENTO CAMELO, H., CARVALHO, P. C., JUNIOR, J. B. V. L., & ACCIOLY FILHO, J. B. P. **Análise estatística da velocidade de vento do estado do Ceará.** *Revista Tecnologia*, 29(2), 2008.

PICOLO, A. P., RÜHLER, A. J., & RAMPINELLI, G. A. **Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica.** *Revista brasileira de Ensino de Física*, 36(4), 2014.

CRESESB. Atlas eólico do estado da Bahia. 2013. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/atlaseolicobahia2013.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlaseolicobahia2013.pdf). Acesso: 20 de agosto 2019.

COMPLEXO EÓLICO DO ALTO SERTÃO. In: WIKIPÉDIA, a enciclopédia livre. Flórida: Wikimedia Foundation, 2019. Disponível em: [https://pt.wikipedia.org/w/index.php?title=Complexo\\_E%C3%B3lico\\_do\\_Alto\\_Sert%C3%A3o&oldid=56180465](https://pt.wikipedia.org/w/index.php?title=Complexo_E%C3%B3lico_do_Alto_Sert%C3%A3o&oldid=56180465). Acesso em: 7 set. 2019.

JENSEN, W. A. M. SMULDERS, P. T. **Rotor design for horizontal axis windmills.** *SWD Publications*. Vol. 7701. Steering Committee for Wind energy in Developing Countries. 1977.