

PROPOSTA E ANÁLISE DE MÉTODOS DE RASTREIO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM AEROGERADORES DE VELOCIDADE VARIÁVEL

Miguel E. S. Neto¹, Marcio A. B. Amora¹, Vandilberto P. Pinto^{1,2}.

1. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal do Ceará, Rua Estandislau Frota, S/N, Centro, CEP 62010-560, Sobral-CE. (e-mails: miguel.eneas@gmail.com, marcio@sobral.ufc.br).
 2. Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB) Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável (IEDS) CEP 62790-000 - Redenção-CE, BR. (e-mail: vandilberto@unilab.edu.br).

Abstract: Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithms, associated with back-to-back converters and Permanent Magnet Synchronous Generators (PMSG), are widely used to extract maximum power from Wind Energy Conversion System (WECS) with variable speeds. In this paper, several methods commonly used in WECS are evaluated and compared, indicating advantages and disadvantages. These methods have several points that hinder their use in low power systems. Also, it is proposed in this work modifications in a method based on adaptive control. The simulations presented in this work indicate that the modified method is the most efficient in the extraction of electrical power available in the turbine.

Resumo: Algoritmos de rastreo do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT), associados a conversores bidirecionais (*back-to-back*) e geradores síncronos de ímã permanente (*Permanent Magnet Synchronous Generator* - PMSG), são vastamente utilizados para extrair a máxima potência de sistemas eólicos (*Wind Energy Conversion System* - WECS) de velocidade variável. Neste trabalho são avaliados e comparados diversos métodos comumente utilizados em sistemas eólicos, indicando vantagens e desvantagens. Esses métodos apresentam diversos pontos que dificultam sua utilização em sistemas de baixa potência. Também, é proposto neste trabalho modificações em um método baseado em controle adaptativo. As simulações apresentadas indicam que o método com modificação é o mais eficiente na extração de potência elétrica disponível na turbina.

Keywords: MPPT; WECS; PMSG; Adaptive Control; Electrical Power.

Palavras-chaves: MPPT; WECS; PMSG; Controle Adaptativo; Potência Elétrica.

1. INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, as energias renováveis, em especial a eólica, vêm ganhando importância no cenário econômico mundial, sendo um dos segmentos que mais crescem no mundo, com uma participação de quase quatro milhões de empregos diretos e indiretos (GWEC 2020a). Estima-se que até 2023, a potência adicional instalada de sistemas eólicos no mundo atinja 330 GW (gigawatts), chegando a uma potência instalada total de 900 GW (GWEC 2020b). A expectativa é de que a capacidade de produção instalada no Brasil até 2023 atinja 21,45 GW, representando 9% da matriz energética (ABEEólica 2020).

A turbina eólica, utilizada para captar a energia cinética fornecida pelo vento, é o principal estágio dos sistemas de conversão de energia eólica (*Wind Energy Conversion System* - WECS). As turbinas de velocidade variável, com acionamento direto, são as mais adequadas para a captura da máxima potência (Bizhani et al. 2018; Mohammed, Hany, Saad, 2018). Em conjunto com a turbina, os geradores síncronos de ímã permanente (*Permanent Magnet Synchronous Generator* - PMSG) são os comercialmente mais indicados neste tipo de aplicação (Saleh 2018; Santos 2015). Dentre as vantagens deste gerador, a principal está na

capacidade de implantar o rastreo do ponto de máxima potência em uma ampla faixa de velocidade do vento (Sarvi, Abdi, Ahmadi, 2013; Vijayalakshmi et al. 2015).

Os WECS são disponíveis comercialmente com potências que variam de poucos quilowatts até megawatts (Bizhani et al. 2018). No acoplamento do WECS com a rede ou carga, são utilizados, comumente, conversores bidirecionais (*back-to-back*), permitindo um maior controle sobre as correntes e torque do gerador (Yazici, Yaylaci, 2017; Búrigo 2016).

Os algoritmos de rastreo do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) têm por função extrair a potência total fornecida pela turbina, independentemente do valor da velocidade do vento, buscando sempre o ponto de máxima potência (*Maximum Power Point* - MPP). O MPPT desempenha um papel decisivo na eficiência do WECS, pois mais de 50% da capacidade anual de energia de uma turbina eólica típica vem da região de carga parcial (velocidade do vento abaixo da velocidade nominal) (Huang, Li, Jin, 2015). À medida que as turbinas aumentam em tamanho e capacidade, as restrições de eficiência e qualidade dos WECS se tornam mais difíceis de obter (Huang, Li, Jin, 2015).

Os algoritmos clássicos de extração do MPP podem ser classificados em dois tipos. Os baseados no conhecimento prévio dos parâmetros do sistema, podendo ser destacados: controle da relação de velocidade da ponta da pá do rotor (*Tip Speed Ratio* - TSR) (Kazmi et al. 2010; Ganjefar, Ghassemi, Ahmadi, 2014) e controle do torque ótimo (*Optimal Torque Control* - OTC) (Abdullah et al. 2012; Yin et al. 2016). E os baseados em métodos iterativos, como, por exemplo: o controle de busca em subida (*Hill Climb Search* - HSC) (Billel et al. 2015; Abdullah et al. 2012) e o perturba e observe (*Perturb & Observe* - P&O) (Kazmi et al. 2011; Lee, Kim, 2016). Ambos os tipos citados apresentam limitações, que vão desde a obrigação do conhecimento prévio dos parâmetros do sistema até a necessidade de instalação de sensores para medição da velocidade do vento, essencial para a execução de alguns métodos. Desta forma, em sistemas de baixo custo, a instalação destes sensores acabam elevando os gastos com manutenção e instalação de equipamentos.

Este trabalho tem como objetivo apresentar o funcionamento de uma WECS de baixa potência (5KW), utilizando diversos algoritmos de MPPT para comparação: OTC, TSR, P&O e um método com controle adaptativo (Mekalathur et al. 2018; Lijun, Yongdong, Ronald, 2013). Também, são propostas modificações em relação ao método indicado em Mekalathur et al. (2018). Para conexão na rede, um conversor bidirecional será utilizado. Por fim, uma análise de eficiência de extração de potência dos algoritmos será apresentada.

O trabalho está organizado da seguinte forma: Os modelos do sistema de potência são discutidos no tópico II. Os métodos de MPPT implementados neste trabalho são explanados no tópico III. Os resultados das simulações realizadas são detalhados no tópico IV. A conclusão e os trabalhos futuros são discutidos no tópico V.

2. MODELOS PARA WECS

2.1 Modelo da Turbina Eólica

Embora as massas de ar sejam abundantes na natureza, elas possuem uma característica própria, variam constantemente de velocidade. Assim, sua energia cinética associada também modifica, alterando o nível de potência que as turbinas eólicas podem captar. Para compensar está problemática, devem ser utilizadas turbinas de velocidade variável. Elas podem extrair a máxima potência para diversos valores de velocidade do vento. A transformação da energia cinética do vento em potência mecânica, através da turbina, pode ser representada pela equação (Thongam, Ouhrouche, 2011):

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

Em que P_m é a potência de saída da turbina eólica (W), ρ a densidade do ar (Kg/m³), A é a área varrida pelas pás (m²), V a velocidade do vento (m/s), e $C_p(\lambda, \beta)$ o coeficiente de potência que depende da relação entre a velocidade tangencial da ponta das pás pela velocidade do vento (λ) e do ângulo de inclinação da pá (β). A relação de λ também é

conhecida por velocidade de ponta, ilustrada pela equação (Thongam, Ouhrouche, 2011):

$$\lambda = \frac{R \omega_m}{V} \quad (2)$$

Sendo R o comprimento das pás (m) e ω_m a velocidade mecânica da turbina (rad/s).

Segundo (Ferreira 2011), pode-se definir $C_p(\lambda, \beta)$, que depende de parâmetros do fabricante, pela equação:

$$C_p = 0.5 \left(116 \frac{1}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) \exp\left(-\frac{21}{\lambda_i}\right) + 0.0068 \lambda \quad (3)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3}$$

Substituindo (2) em (1), resulta em:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{\omega_m^3}{\lambda^3} C_p(\lambda, \beta) \quad (4)$$

2.2 Modelo do Gerador Síncrono de Imã Permanente (PMSG)

O modelo dinâmico das tensões de saída do gerador, podem ser descritas em função das coordenadas d - q segundo as equações (Fitzgerald, Kingsley Jr, Umans, 2006):

$$V_q = R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega_e L_d i_d \quad (5)$$

$$V_d = R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega_e L_q i_q + \omega_e \psi_m \quad (6)$$

Onde, ψ_m é o fluxo magnético do gerador (Wb), L_d a indutância de eixo direto (H), L_q a indutância de eixo em quadratura (H), R_s a resistência do estator (Ω), i_d corrente de eixo direto (A), i_q corrente de eixo em quadratura (A), V_d tensão de eixo direto (V) e V_q tensão de eixo em quadratura (V) e ω_e é a velocidade elétrica do gerador (rad/s).

O torque mecânico é representado por (Bakhtiari, Nazarzadeh, 2020):

$$T_m = \frac{3 P \psi_m i_q}{4} \quad (7)$$

Sendo P o número de polos do gerador.

2.3 Controle dos Conversores

Para alcançar o rastreamento ideal da potência do WECS, o conversor do lado do gerador (CLG) utiliza um controle vetorial em conjunto com uma modulação por largura de pulso senoidal (*Sinusoidal Pulse Width Modulation* - SPWM). Neste circuito fechado, a velocidade de referência (ω^*), obtida do MPPT, será comparada com a velocidade do gerador (ω), como ilustrado na Fig. 1. O erro de velocidade será a entrada do controlador de velocidade, gerando um torque de referência para o PMSG. Pela equação (11), este

torque fornece a corrente em quadratura de referência para a malha de corrente.

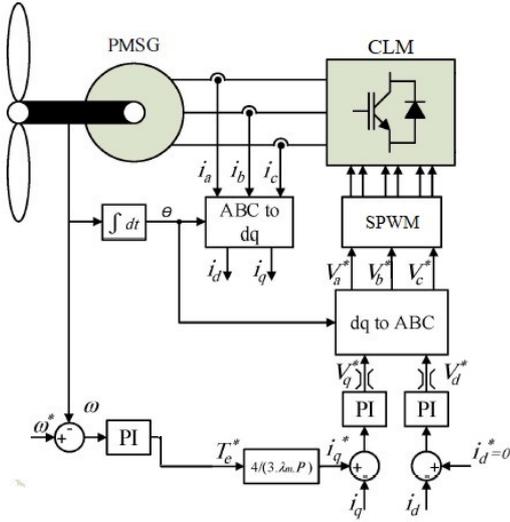


Fig. 1: Diagrama de blocos do controle do conversor da máquina. Adaptado de Heydari e Smedley (2015).

O conversor do lado da rede (CLR) utiliza um controle vetorial associado a uma modulação por vetor espacial (*Space Vector Modulation - SVM*). Esta modulação permite um maior aproveitamento das tensões disponíveis no barramento. A fim de manter o sistema produzindo um fator de potência unitário, a corrente de referência de eixo em quadratura deve ser ajustada para zero ($i_q^* = 0$), como demonstrado no diagrama de blocos da Fig. 2. Logo, a corrente de referência de eixo direto (i_d^*) será fornecida pela malha externa de tensão.

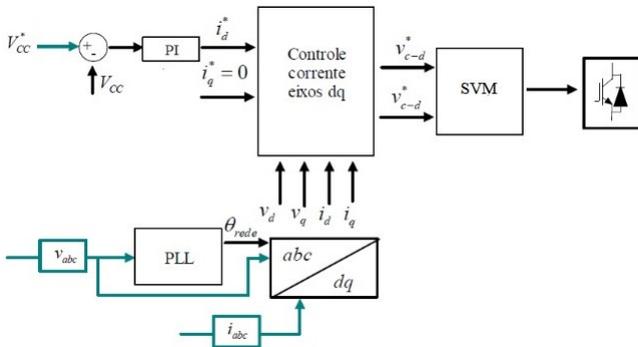


Fig. 2: Diagrama de blocos do controle do conversor da rede. Adaptado de Rueda et al. (2018).

3. ALGORITMOS DE MPPT

3.1 Relação de Velocidade de Ponta (TSR)

Este método de controle regula a velocidade de rotação da turbina a fim de manter o λ em um valor ótimo. Com isso, a energia extraída da turbina terá seu valor máximo. Ao comparar a velocidade de rotação da turbina com um valor de velocidade de referência, o erro é enviado a um controlador proporcional e integral (PI), forçando a turbina a alterar sua rotação, reduzindo o erro. A velocidade de referência imposta ao WECS será dada por (Abdullah et al. 2012):

$$\omega_{m_ref} = \frac{\lambda_{opt} V}{R} \quad (8)$$

Independentemente da velocidade do vento, λ_{opt} será constante, pois depende apenas dos parâmetros da turbina. No entanto, este método exige a medição da velocidade do vento, impactando em custos de instalação e manutenção do sistema, principalmente de baixa potência (Mekalathur et al. 2018).

3.2 Controle de Torque Ótimo (OTC)

O objetivo deste método é aproximar o torque do gerador ao valor de um torque de referência para uma velocidade específica do vento, associado ao ponto de operação para a extração máxima de potência do sistema. Para isso, o WECS deve operar próximo ao seu ponto de λ_{opt} , (Yin et al. 2016). Com isso, se o rotor estiver operando em λ_{opt} , ele também estará em C_{p_opt} . A equação (4) pode ser reescrita como (Abdullah et al. 2012):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{\omega_m^3}{\lambda_{opt}^3} C_{p_opt} = K_{opt} \omega_m^3 \quad (9)$$

Com isso, o torque de referência do gerador pode ser dado pela equação (Abdullah et al. 2012):

$$T_{ref} = K_{opt} \omega_m^2 \quad (10)$$

Este torque de referência é comparado com o torque instantâneo do gerador. O erro gerado será modificado por um controlador proporcional integral de modo a fornecer a corrente de referência de eixo em quadratura (i_q) para o controle do conversor (Duarte 2016):

$$i_q = \frac{4T_m}{3P\psi_m} \quad (11)$$

3.3 Perturba e Observe (P&O)

Os métodos do tipo perturba e observe (P&O) são algoritmos amplamente utilizados em sistemas eólicos para determinar o ponto de máxima potência. Apresentam vantagens como: não necessidade de medição do vento e fácil implementação. Baseiam-se na perturbação de uma variável de controle em pequenos passos (*step*) e na observação das alterações na função objetivo (Kazmi et al. 2011; Mekalathur et al. 2018).

Escolher um tamanho de passo não é uma tarefa fácil, visto que isso impacta diretamente na eficiência do método. Um *step* grande pode permitir ao sistema chegar de forma rápida ao seu ponto de máximo, mas também pode causar oscilações em torno deste pico. Já um passo menor, reduz as perturbações, mas pode diminuir significativamente a velocidade de rastreamento do ponto de máximo (Abdullah et al. 2012; Billel et al. 2015).

Este trabalho utiliza o método convencional de passo fixo ($\Delta\omega$), ilustrado na Fig. 3. Os valores de velocidade mecânica

(ω_m) e potência mecânica (P_m) são medidos. Se a potência e velocidade, juntas, tiverem variações positivas ou negativas, um acréscimo será imposto na ω_{ref} . Caso contrário, deverá ser um decréscimo. Por fim, em caso de variação nula da potência, nenhuma alteração deve ser realizada na velocidade.

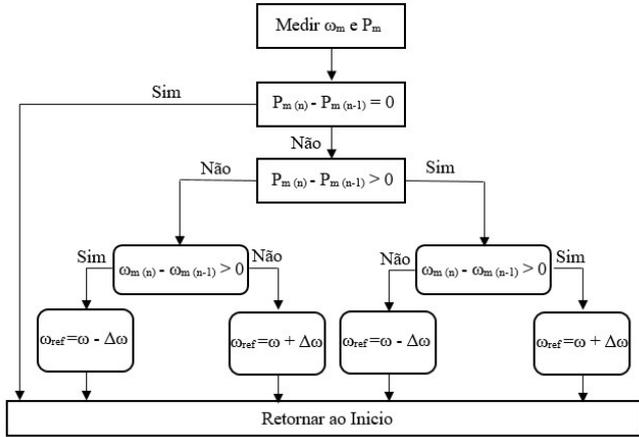


Fig. 3 P&O: Diagrama de blocos do método. Adaptado de Billel et al. (2015).

3.4 Controle Adaptativo (CA)

Este algoritmo, proposto em (Lijun, Yongdong, Ronald, 2013) e modificado em (Mekalathur et al. 2018), rastreia o ponto de máxima potência do sistema, sem a necessidade de sensores para a medição do vento, reduzindo assim os custos de instalação. Também, não requer o conhecimento prévio dos parâmetros da turbina eólica, obtidos por meio de testes empíricos (Lijun, Yongdong, Ronald, 2013). Sua rotina de execução alterna em três modos operacionais, baseados na detecção da alteração da potência elétrica, como mostrado na Fig. 4. Isto permite um rastreamento da potência perfeitamente adaptável as mudanças do ambiente (Mekalathur et al. 2018).

O primeiro modo de operação está relacionado a um valor de velocidade do vento constante. Assim, se o rastreamento estiver longe do MPP, um método P&O com passo variável será aplicado, aumentando a velocidade de rastreo. Essa situação é ilustrada na equação a seguir (Lijun, Yongdong, Ronald, 2013; Mekalathur et al. 2018):

$$|\Delta \omega_{m_ref}(n)| = C |\Delta P_{em}(n)| \quad (12)$$

$\Delta P_{em}(n)$ é a variação da potência elétrica (W), $\Delta \omega_{m_ref}(n)$ é a variação da velocidade de referência (rad/s) e n é a iteração atual do algoritmo.

O segundo modo de operação verifica se as variações de $\Delta \omega_{m_ref}(n)$ são pequenas, mantendo o sentido de rastreamento inalterado. Assim, quando $(\Delta P_{em}(n) < 1)$, a velocidade de referência será mantida no valor da iteração anterior ($n-1$).

O terceiro modo, verifica se houve uma mudança significativa na velocidade do vento. Neste caso, o algoritmo deve evitar oscilações devido ao tamanho do passo variável

imposto pelo modo 1. Assim, uma potência ótima aproximada, conforme (13) (Lijun, Yongdong, Ronald, 2013; Mekalathur et al. 2018), será aplicada até que não haja mudanças na velocidade do vento.

$$P_{vento_opt} = K_{opt} \omega_{m_opt}^3 \quad (13)$$

Aqui, P_{vento_opt} é a potência máxima extraída do vento (W).

De forma a garantir que o K_{opt} não dependa da velocidade do vento e nem dos parâmetros da turbina, este valor pode ser descrito como (Mekalathur et al. 2018):

$$K_{opt} = \frac{\Delta P_{em}(n-1)}{\omega_{m(n-1)}} \quad (14)$$

Com isso, a detecção da variação do vento ocorre quando $m \cdot \Delta P_{em}(n) \geq \Delta P_{em}(n-1)$. Assim, a velocidade de referência será dado por (Lijun, Yongdong, Ronald, 2013; Mekalathur et al. 2018):

$$\omega_{m_ref}(n) = \sqrt[3]{\frac{P_{em}(n)}{K_{opt}}} \quad (15)$$

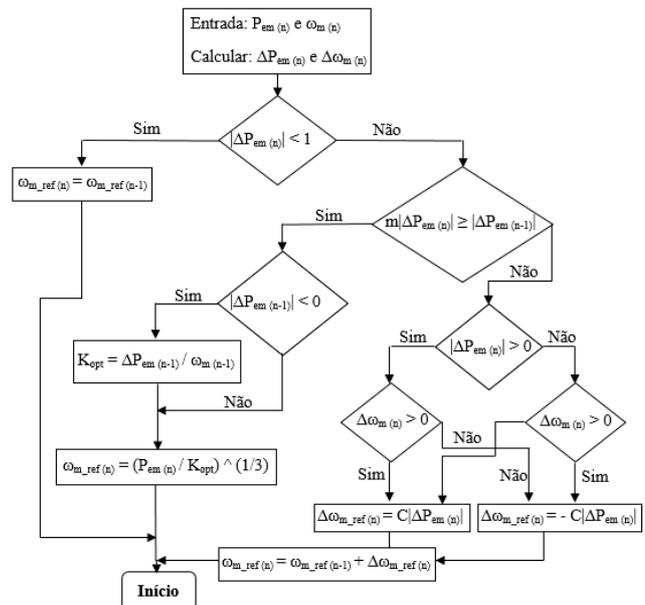


Fig. 4 Controle Adaptativo: Diagrama de blocos do método. Adaptado de Lijun, Yongdong, Ronald (2013) e Mekalathur et al. (2018).

3.5 Controle Adaptativo Proposto (CAP)

Visando aumentar a eficiência do algoritmo que utiliza o controle adaptativo, este trabalho propõe modificações no método, como destacado no fluxograma (em vermelho) na Fig. 5. Dentre as modificações, destaca-se a estimação do K_{opt} , garantindo que continue não dependendo de parâmetros da turbina e de valores medidos. Para isso, (14) será reescrito como:

$$K_{opt} = \frac{P_{em(n-1)}}{\omega_{m(n-1)}^3} \quad (16)$$

Agora, K_{opt} passa a ser estimado pela potência elétrica produzida na iteração anterior do método, e não mais pela sua variação. Assim, espera-se um aumento na eficiência da produção de potência elétrica do algoritmo, visto que o K_{opt} tende a se aproximar de seu valor ideal, como descrito em (9). As constantes m e C podem ser modificados para otimizar a convergência do algoritmo. Assim, este trabalho propõe utilizar valores de m e C iguais à 0,04 e 0,4 respectivamente.

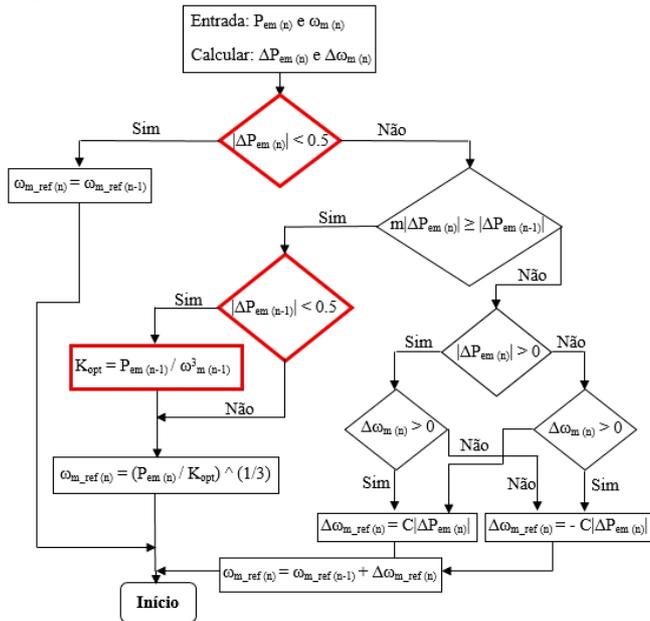


Fig. 5 Controle Adaptativo Proposto: Diagrama de blocos do método. Adaptado de Lijun, Yongdong, Ronald, (2013) e Mekalathur et al. (2018).

4. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

As estratégias de controle propostas para o WECS de velocidade variável foram simuladas utilizando um software de simulação de sistemas de potência (*PSIM*), para diversas condições de operação. A parametrização do gerador, da turbina, do link cc e da rede utilizam os dados das Tabelas 1, 2 e 3, respectivamente (Ferreira 2011).

Tabela 1. Parâmetros do gerador

Resistência do enrolamento (R_s)	2.875 Ohms
Indutância do eixo direto (L_d)	8.5 mH
Indutância do eixo quadratura (L_q)	8.5 mH
Tensão induzida de pico fase-neutro	126.96 V_{pk}/K_{rpm}
Momento de inércia (J)	0.001482 Kg m ²
Coefficiente de Atrito (B)	0,001 N.m
Fluxo Magnético (ψ_m)	0.175 Wb
Pares de polos	4

Tabela 2. Parâmetros da turbina

Potência nominal	5 KW
Velocidade do vento base	12 m/s
Velocidade mecânica base	1500 Rpm

Momento de inércia (J)	0.001 Kg m ²
Coefficiente de potência ($C_{p,opt}$)	0,48
Relação de velocidade de ponta (λ_{opt})	8,1

Tabela 3. Parâmetros da rede

Tensão link DC	400 V
Capacitor do link DC	2 mF
Resistência do filtro	1
Indutância do filtro	10 mH
Tensão da rede elétrica	220/380 V
Frequência de chaveamento	20 KHz

Foi adotado uma série de valores de velocidade do vento, conforme Fig. 6, com o objetivo de avaliar a eficiência dos algoritmos de MPPT estudados. Será analisado o comportamento da velocidade da turbina, bem como a potência elétrica extraída por cada método. Estes valores então devem ser comparados a fim de se medir a eficiência.

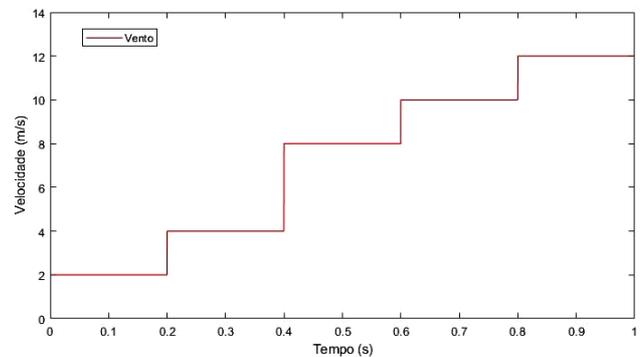


Fig. 6: Comportamento do vento.

A Fig. 7 ilustra o comportamento das correntes e do rastreamento da fase em circuito fechado (*Phase Locked Loop - PLL*) do controle implementado no CLG. A fim de se ter um melhor controle sobre o torque do gerador, a corrente de referência é $i_{d,ref} = 0$. Com isso, as correntes de eixo direto e em quadratura devem ser reguladas de modo a seguirem os valores de referência.

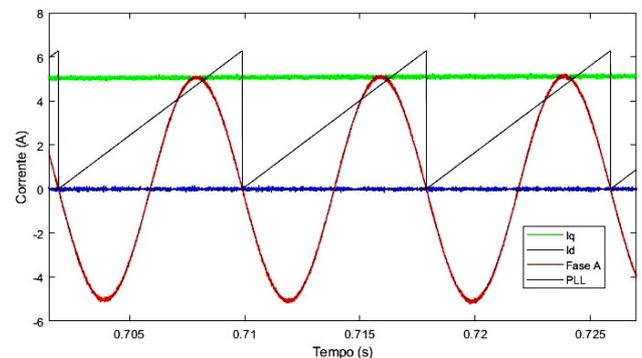


Fig. 7: Comportamento das correntes do gerador.

A Fig. 8 ilustra o comportamento da velocidade do gerado sobre a ação de cada um dos métodos de MPPT propostos. Nota-se que as velocidades convergem para um valor médio de rotação de 237.5 rad/s, embora exista uma diferença na velocidade do P&O. O método TSR, por requerer uma

medição direta do vento, possui uma resposta mais rápida da velocidade. Nos demais, os impactos das mudanças do vento na velocidade, são detectados de forma indireta. Portanto, respondem mais lentamente no início. O OTC, CA e CAP possuem respostas semelhantes, convergindo para o mesmo valor final de velocidade. O método P&O apresentou pior resultado, pelo fato de gerar perturbações na velocidade de rotação do gerador.

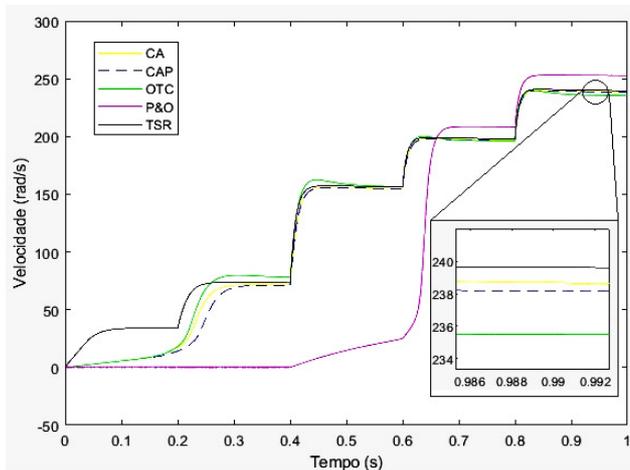


Fig. 8: Velocidade do rotor.

Analisando o comportamento entre a potência elétrica e potência mecânica produzida por cada algoritmo, pode-se notar que o método P&O, representado na Fig. 9, apresentou a menor eficiência. Isso acontece por conta da característica de operação do algoritmo, inserindo perturbações na velocidade de referência e analisando esse impacto na potência mecânica produzida. Com essas mudanças de velocidade, as correntes de referência também são alteradas, e consequentemente, a potência elétrica. O algoritmo tende a oscilar, principalmente nos estágios iniciais da simulação, o que acaba reduzindo significativamente a potência.

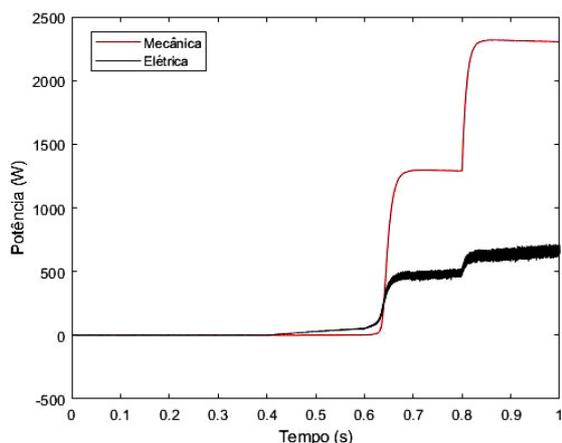


Fig. 9: Potência elétrica produzida pelo método P&O.

O método OTC, por fornecer de forma direta a corrente em quadratura de referência, permite ao WECS ter uma resposta do gerador elétrico mais rápida. Isso vem do fato da malha de corrente ser bem mais rápida que a da velocidade. Assim, como ilustrado na Fig. 10, a potência elétrica extraída se

aproxima da potência mecânica disponível. Portanto, tornando-se um dos métodos mais eficiente. Porém, precisa do conhecimento prévio dos parâmetros do sistema, de modo a calcular K_{opt} .

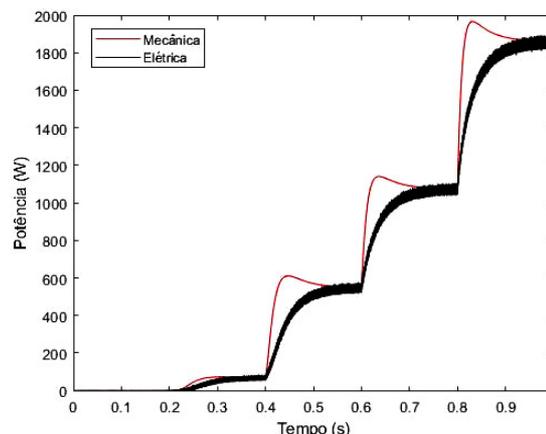


Fig. 10: Potência elétrica produzida pelo método OTC.

Quanto ao método TSR, ilustrado na Fig. 11, é demonstrado um bom resultado, embora tenha apresentado eficiência menor que o OTC e o controle adaptativo. O ponto negativo está na necessidade da medição do vento para o cálculo da velocidade de referência, impactando nos custos de instalação do sistema.

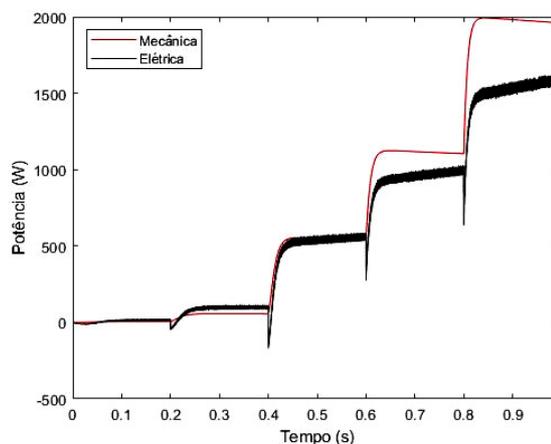


Fig. 11: Potência elétrica produzida pelo método TSR.

O controle adaptativo possui vantagens frente aos demais métodos. Por possuir etapas de operação distintas, acaba se tornando eficiente, mesmo sem precisar das medições do vento e dos parâmetros do sistema. Seu rastreamento, voltado para as alterações da potência elétrica, permite uma ótima produção de energia. A Fig. 12 mostra o comportamento destas potências produzidas pelo CA (Controle Adaptativo). Mas, quando comparadas com as potências da Fig. 13, o mesmo torna-se menos eficiente. Na Fig. 13 é ilustrado o comportamento do método modificado proposto neste trabalho. Assim, o controle adaptativo modificado apresentou a maior potência, mesmo quando comparado com os demais métodos.

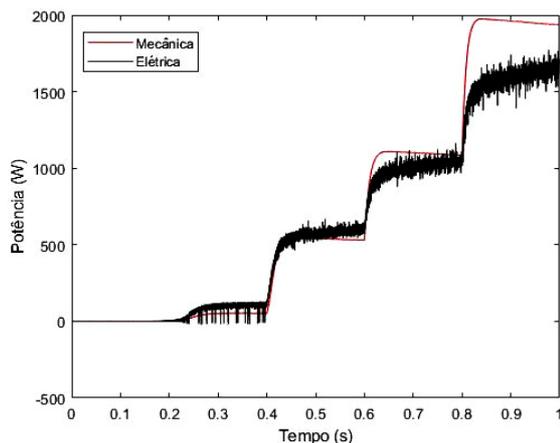


Fig. 12: Potência elétrica produzida pelo método CA.

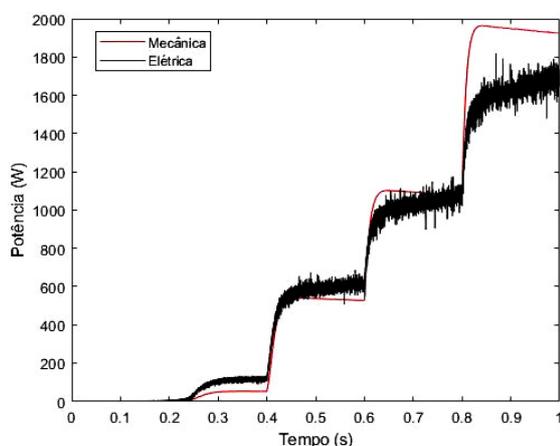


Fig. 13: Potência elétrica produzida pelo método CAP.

Na tabela 4 foi calculado a potência elétrica média de cada um dos métodos considerando a variação da velocidade do vento indicado na Fig. 6, bem como suas eficiências. Para efeito de comparação, foi considerado um valor médio da potência mecânica de 698 W. O controle utilizando P&O apresentou o pior resultado, impondo muita oscilação ao sistema, principalmente nos estágios iniciais da simulação. O OTC demonstrou uma ótima performance, apresentando valores superiores a quase todos os métodos. O controle adaptativo implementado em (Lijun, Yongdong, Ronald, 2013; Mekalathur et al. 2018) foi superado pelas mudanças propostas por este trabalho. Com isso, apresenta-se como uma ótima alternativa para superar as dificuldades da extração de potência em sistemas eólicos de baixa potência.

Tabela 4. Eficiência média dos métodos de MPPT

Método	Potência Elétrica (W)	Eficiência (%)
TSR	603	86,38
OTC	638	91,40
P&O	210	30,08
CA	634	90,83
CAP	647	92,69

O *CLR* trabalha controlando o nível de tensão no capacitor do barramento cc, deixando-o constante, possibilitando um desacoplamento entre os conversores. Na Fig. 14 é possível

observar o comportamento desta tensão ao longo das mudanças de vento. O controle mantém o valor de 400 V no barramento. Na Fig. 15 está ilustrado as correntes de eixo direto e em quadratura da rede elétrica. Pode-se observar que o WECS ao longo da simulação fornece potência ativa (i_d) para a rede elétrica, demonstrando que os métodos de MPPT estão extraindo a máxima potência da turbina, independente da velocidade do vento.

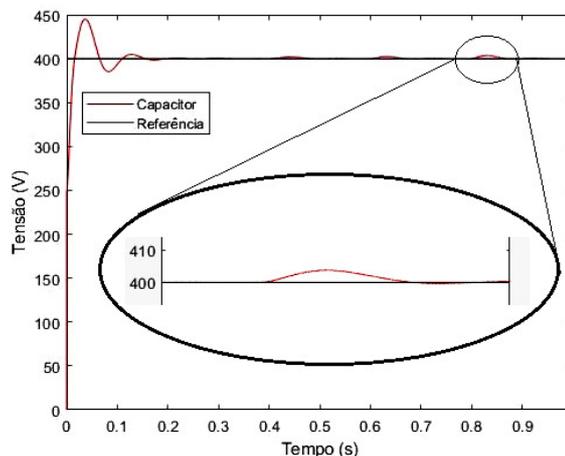


Fig. 14: Comportamento da tensão no capacitor.

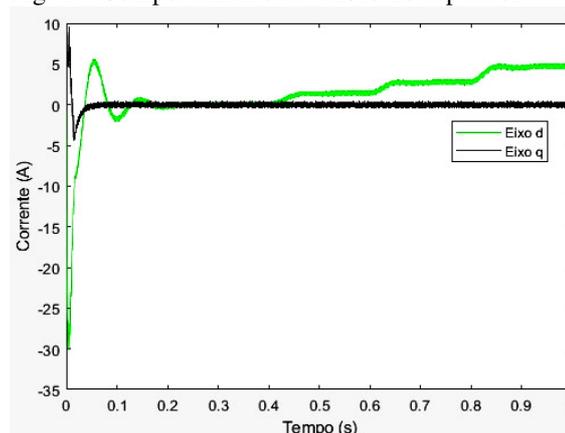


Fig. 15: Comportamento das correntes da rede.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou um comparativo entre vários métodos de MPPT utilizados na literatura para extrair o máximo de potência dos sistemas eólicos. Todas as técnicas mostraram-se eficientes, destacando que a técnica do controle adaptativo modificada neste trabalho, obteve a maior quantidade de potência no intervalo avaliado. Portanto, apresenta-se como uma excelente alternativa, principalmente para sistemas de baixa potência, visto que não requer sensores de medição do vento e nem necessita do conhecimento dos parâmetros da turbina, tornando a instalação destes sistemas viável.

Em trabalhos futuros, os autores pretendem analisar o impacto de possíveis falhas da rede (curtos circuitos e afundamentos de tensão) na eficiência destes algoritmos de MPPT. Também, planeja-se utilizar técnicas inteligentes, como a busca harmônica (*Harmony Search - HS*), para melhorar a eficiência dos algoritmos.

REFERÊNCIAS

- Abdullah, M. A., Yatim, A. H. M., Tan, C. W., and Saidur, R. (2012). A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. *Renewable and sustainable energy reviews*.
- ABEEólica. Associação brasileira de energia eólica. 2020. Disponível em:<<http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/10/infovento13ptcompressed.pdf>>. Acesso em: 23 nov. 2020.
- Bakhtiari, F., and Nazarzadeh, J. (2020). Optimal estimation and tracking control for variable-speed wind turbine with pmsg. *Journal of modern power systems and clean energy*, volume 8, 9.
- Billel, M., Abdallah, S., Yassine, A., and Djalel, D. (2015). Maximum power extraction (SMC, P&O) from wind energy system based on reliable control. *Revue des Sciences et de la Technologie*, volume 6, 15.
- Bizhani, H., Noroozian, R., Muyeen, R. S., and Blaabjerg, F. (2018). Wind farm grid integration architecture using unified expandable power converter. *Transactions on power electronics*.
- Búriço, L. R. (2016). Estudo de um sistema para conexão de aerogeradores de pequeno porte com a rede elétrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina.
- Duarte, O. S. (2016). Algoritmo mppt para sistema de geração de energia eólica de pequeno porte com pmsg. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Paraná.
- Ferreira, A. A. A. (2011). Sistema de produção de energia eólica. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto.
- Fitzgerald, A. E., Kingsley Jr, C., and Umans, S. D. (2006). *Máquinas Elétricas*, 648. Bookman, Porto Alegre.
- GWEC. Global wind energy council. 2020a. Disponível em:<<https://gvec.net/wind-power-will-be-a-key-building-block-for-economic-recovery-industry/>>. Acesso em: 12 maio 2020.
- GWEC. Global wind energy council. 2020b. Disponível em:<<https://gvec.net/press-release-q3-market-intelligence-update-2019/>>. Acesso: em 10 maio 2020.
- Ganjefar, S., Ghassemi, A. A., and Ahmadi, M. M. (2014). Improving efficiency of two-type maximum power point tracking methods of tip-speed ratio and optimum torque in wind turbine system using a quantum neural network. *Energy*, volume 67, 10.
- Heydari, M., and Smedley, K. (2015). Comparison of maximum power point tracking methods for medium to high power wind energy systems. *Iranian electrical power distribution conference*.
- Huang, C., Li, F., and Jin, Z. (2015). Maximum power point tracking strategy for large-scale wind generation systems considering wind turbine dynamics. *Transactions on industrial electronics*, volume 62, 10.
- Kazmi, S. M. R., Goto, H., Guo, H., and Ichinokura, O. (2010). Review and critical analysis of the research papers published till date on maximum power point tracking in wind energy conversion system. *Energy conversion congress and exposition*.
- Kazmi, S. M. R., Goto, H., Guo, H., and Ichinokura, O. (2011). A novel algorithm for fast and efficient speed-sensorless maximum power point tracking in wind energy conversion systems. *Transactions on industrial electronics*, volume 58, 8.
- Lee, J., and Kim, Y. (2016). Sensorless fuzzy-logic-based maximum power point tracking control for a small-scale wind power generation systems with a switched-mode rectifier. *IET Renewable Power generation*, volume 10, 9.
- Lijun, H., Yongdong, L., and Ronald, G. H. (2013). Adaptive multi-mode power control of a direct-drive pm wind generation system in a microgrid. *Journal of emerging and selected topics in power electronics*, volume 1, 9.
- Mekalathur, B. H. K., Balasubramanian, S., Padmanaban, S., and Frefe, B. (2018). Review on control techniques and methodologies for maximum power extraction from wind energy systems. *IET Renewable power generation*, 14.
- Mohammed, H. Q., Hany, M. H., and Saad, H. (2018). A grey wolf optimizer for optimum parameters of multiple pi controllers of a grid-connected pmsg driven by variable speed wind turbine. *IEEE Access*, volume 6, 9.
- Rueda, O. S., Cozzolino, J. R., Nobrega, I. J., and Suemitsu, W. I. (2018). Simulação de um sistema de geração eólica DFIG com controle direto de torque (DTC). *XXII Congresso brasileiro de automática*.
- Saleh, A. M. (2017). Testing the performance of a resolution-level mppt controller for pmsg-based wind energy conversion systems. *Transactions on industry applications*, volume 53, 15.
- Santos, G. V. (2015). Sistemas de controle aplicado aerogeradores síncronos com conversor back-to-back. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais.
- Sarvi, M., Abdi, S., and Ahmadi, S. (2013). A new method for rapid maximum power point tracking of PMSG wind generator using PSO_fuzzy logic. *Technical journal of engineering and applied sciences*, 12.
- Thongam, J. S. and Ouhrouche, M. (2011). MPPT Control Methods in Wind Energy Conversion Systems. Dr. Rupp Cariveau, Fundamental and advanced topics in wind power, 22. Intech, China.
- Vijayalakshmi, S., Ganapathy, V., Vijayakumar, K., and Dash, S.S. (2015). Maximum power point tracking for wind power generation system at variable wind speed using a hybrid technique. *International journal of control and automation*, volume 8, 16.
- Yazici, I. and Yaylaci, K. Y. (2017). Maximum power point tracking for the permanent magnet synchronous generator based wecs by using the discrete-time integral sliding mode controller with a chattering-free reaching law. *IET Power electronics*, volume 10, 8.
- Yin, M., Li, W., Chung, C. Y., Zhou, L., Chen, Z., and Zou, Y. (2016). Optimal torque control based on effective tracking range for maximum power point tracking of wind turbines under varying wind conditions. *IET Renewable power generation*, volume 11, 10.