

ALGORITMO DE RASTREAMENTO DO PONTO DE MÁXIMA EXTRAÇÃO DE POTÊNCIA DE SISTEMA EÓLICO

ODILIO DE SOUZA DUARTE*, JEAN PATRIC DA COSTA*, EMERSON GIOVANI CARATI*, RAFAEL CARDOSO*,
CARLOS MARCELO DE OLIVEIRA STEIN*

*UTFPR - Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Pato Branco
Pato Branco, PR, Brasil

Emails: odilio.duarte@unoesc.edu.br, jeanpatric@gmail.com,
emerson@utfpr.edu.br, rcardoso@utfpr.edu.br, cmstein@utfpr.edu.br

Abstract— This paper presents a brief review of techniques and methods to track the maximum power point (MPPT) in wind power generation of small systems. Among the four methods presented in this work, TSR (*Tip Speed Ratio*), PSF (*Power Signal Feedback*), OTC (*Optimal Torque Control*) and P&O (*Perturb and Observation*), an MPPT algorithm using methods and OTC (P&O) was developed. Through simulations software, a system composed of a wind turbine with power of 5kW and coupled to a synchronous generator of permanent magnet (PMSG) with a high number of poles was emulating testing the proposed MPPT algorithm, the results and analysis are shown.

Keywords— MPPT, Wind Turbine, PMSG, Algorithm.

Resumo— Esse trabalho apresenta uma breve revisão das técnicas e métodos para rastrear o ponto de máxima potência (MPPT) em sistemas de geração de energia eólica de pequeno porte. Dentre os quatro métodos apresentados neste trabalho, TSR (*Tip Speed Ratio*), PSF (*Power Signal Feedback*), OTC (*Optimal Torque Control*) e P&O (*Perturb and Observation*), um algoritmo MPPT utilizando os métodos OTC e P&O foi desenvolvido. Através de simulações em software, um sistema composto por uma turbina eólica com potência de 5kW e, acoplada a um gerador síncrono de ímã permanente (GSIP) com elevado número de pólos foi emulando testando o algoritmo MPPT proposto, os resultados e análises são apresentados.

Palavras-chave— MPPT, Turbina Elétrica, GSIP, Algoritmo.

1 Introdução

A energia eólica nos dias atuais, apresenta uma tecnologia sólida e economicamente competitiva, sendo esta uma das fontes de energia com menos agressões ao meio ambiente, a um crescimento dos incentivos governamentais para o desenvolvimento e aprimoramento desta tecnologia (Mojtaba, 2015; Quincy and Liuchen, 2004).

Recentemente foram desenvolvidos sistemas de geração eólica para operação de velocidade variável, esses sistemas atuam em regiões de menor altitudes com variações bruscas da velocidade do vento. Ainda, sistemas com transmissão diretas de velocidade reduzem stress mecânicos quando comparados com os de velocidades constantes. Mas para conseguir esses benefícios e necessário desenvolver métodos de controle para extrair a potência máxima do vento mesmo com velocidade variável (Chun et al., 2016; Quincy and Liuchen, 2004; Camara et al., 2015).

Conversores eletrônicos de potência são utilizados para extrair a energia de frequência variável e converte-la em energia de frequência constante, controlando grandezas elétricas e mecânicas acopladas a um gerador, onde neste contexto destacam-se os geradores síncronos a ímã permanentes (GSIP) como máquinas bem adaptadas para operarem em baixas e variáveis velocidades sem diminuir a eficiência (Chun et al., 2016; Mirecki et al., 2007; Quincy and Liuchen, 2004).

Basicamente os métodos para rastrear o ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point*

Tracking) estudados para sistemas eólicos incluem três estratégias:

- As que dependem da medição da velocidade do vento, usado pelo método TSR (*Tip Speed Ratio*) (Mojtaba, 2015; Moor and Beukes, 2004);
- Depende da curva de potência da turbina eólica usado pelo método PSF (*Power Signal Feedback*) e OTC (*Optimal Torque Control*) (Miranda et al., 2015; Guimadies and de Souza Oliveira Jr, 2015);
- Baseando-se em uma pesquisa na curva de potência da turbina de vento sem conhecimento dessa curva utilizando o método P&O (*Perturb and Observation*) (Zhao et al., 2013).

Desta forma, objetivo deste artigo é apresentar uma pequena revisão bibliográfica dos métodos TSR, PSF, OTC e P&O, com o direcionamento para sistemas eólicos de pequeno porte utilizando geradores síncronos de ímã permanente e apresentar um algoritmo para rastrear o ponto de máxima potência em que não necessite da medição da velocidade do vento, ou conhecimento da curva característica da turbina eólica.

2 Fundamentos da Energia Eólica

Nesta seção, são apresentados conceitos e fundamentos que auxiliam no desenvolvimento do algoritmo MPPT proposto para sistemas de geração de energia eólica. A Figura 1 apresenta de forma geral uma estrutura típica de um sistema eólico, composto por um

gerador síncrono de ímã permanente acoplado a uma turbina eólica, um conversor CA/CC é conectado na saída do gerador controlando o fluxo de energia para uma carga resistiva que será foco desse trabalho.

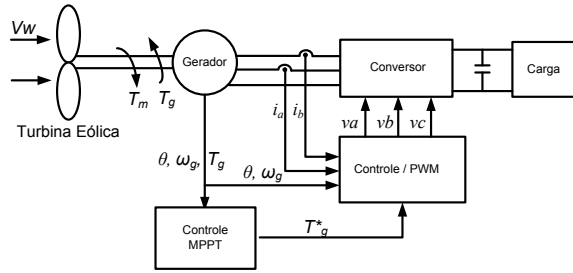


Figura 1: Sistema de geração eólica.

2.1 Modelo da Turbina

O deslocamento de massas de ar provocado pela diferença de aquecimento entre duas regiões distintas, resulta em uma fonte de energia cinética conhecida por “vento”. Esta fonte de energia é transformada em energia mecânica com auxílio de turbinas eólicas, porém, a máxima energia cinética extraída e convertida em energia mecânica está limitada em teoria pela *Equação Betz*, coeficiente de potência C_P de 0,593%. Esse valor ainda pode ser menor, pois depende das características construtivas de cada turbina (Carvalho, 2003, p.11).

A máxima potência extraída é dada por:

$$P_{max} = 0.5\rho\pi R^2 v_w^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (1)$$

Onde: ρ a densidade do ar dada em kg/m^3 ; R , raio da pá da turbina dado em m ; v_w , velocidade do vento dado em m/s e C_p , coeficiente de potência da turbina.

O coeficiente de potência C_p dependente do ângulo de ataque (β) das pás e, da relação de velocidade (λ) da por:

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

Em que ω_m é a frequência angular mecânica dada em rad/s .

Em Mojtaba (2015), Chun et al. (2016) e Koch et al. (2015), apresentam a potência máxima de uma turbina eólica em função de diferentes velocidades dadas por:

$$P_{turb_{max}} = \left(\frac{0.5\rho\pi C_{p_{max}} R^5}{\lambda_{otm}^3} \right) \cdot \left(\frac{\lambda_{otm} v_w}{R} \right) \quad (3)$$

Sendo:

$$K_{otm} = \frac{0.5\rho\pi C_{p_{max}} R^5}{\lambda_{otm}^3} \quad (4)$$

e,

$$\omega_{otm} = \frac{\lambda_{otm} v_w}{R} \quad (5)$$

A potência máxima de uma turbina pode ser definida por:

$$P_{turb_{max}} = K_{otm} \cdot \omega_{otm}^3 \quad (6)$$

Os subscrito “otm” refere-se ao ponto ótimo de operação.

Para cada velocidade do vento, há um ponto de operação que expressa a máxima extração de potência, sendo assim, sistemas de controle precisam ser projetados a detectar e controlar a velocidade ótima do gerador correspondente a velocidade do vento disponível.

A Figura 2 apresenta algumas curvas de velocidade do gerador em função da velocidade do vento indicando o ponto de máxima extração de potência.

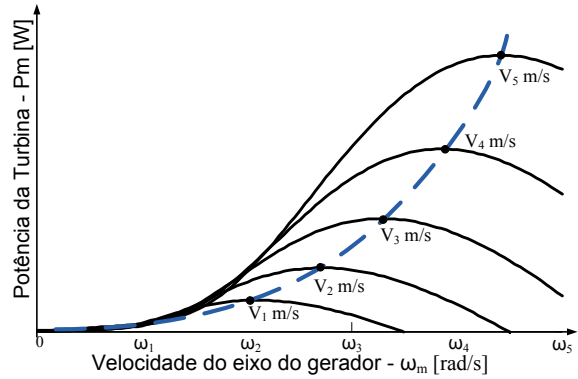


Figura 2: Potência versus velocidade.

3 Ponto de Máxima Extração de Potência

Nesta seção será apresentado as características principais de quatro métodos de MPPT, sendo eles TSR, PSF, OTC e P&O.

3.1 (TSR) Controle na Relação de Velocidade Ótima

Neste método, as características da turbina eólica devem ser fornecidas pelo fabricante, pois o parâmetro “ ω_{otm} ”, dado por (5) se altera em função das características mecânicas da turbina eólica. Ainda, para aplicação do método, requer a velocidade do vento e a velocidade da turbina medidas ou estimadas em tempo real. Essas medições elevam os custos o que torna o método TSR pouco aplicável em sistemas de pequeno porte (Mojtaba, 2015; Nakamura et al., 2002).

3.2 (PSF) Controle pelo Feedback da Potência

Neste método, conforme definição da potência máxima dada pela Equação (6), a referência de

velocidade ao sistema de controle é definida com base em uma curva de potência versus a velocidade eixo da turbina. Esses dados específicos podem ser obtidos durante o processo com uma interpolação de valores informados em uma tabela de dados, ou por uma função matemática que a represente (Thongam et al., 2011).

A Figura 3 exemplifica esse sistema para controle MPPT.

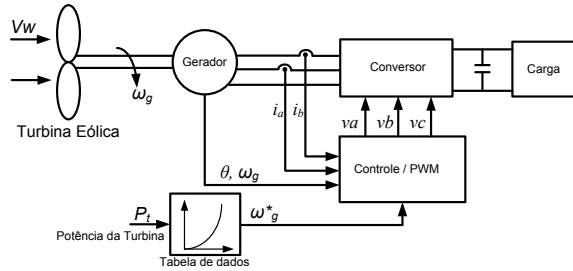


Figura 3: Diagrama de Blocos para Método PSF

3.3 (OTC) Controle de Torque Ótimo

Nesse método, o algoritmo ainda precisa conhecer o λ_{otm} que depende das características da turbina eólica. O torque ótimo pode ser definido fazendo (6) em (7):

$$P_{m_{max}} = \omega_{otm} T_{otm} \quad (7)$$

$$K_{otm} \omega_{otm}^3 = \omega_{otm} T_{otm}$$

$$T_{otm} = K_{otm} \omega_{otm}^2 \quad (8)$$

Conforme apresentado na Figura 4, assumindo que o sistema está operando no ponto "A", em que o torque do gerador corresponde a " T_{g1} ", se a velocidade do vento sair de " V_{W1} " para " V_{W2} ", o torque da turbina passa para o ponto "B", que é maior do que o torque do gerador em " T_{g1} ".

Conforme a Equação (8), na busca do ponto de máxima extração, a turbina é acelerada até o ponto "C", onde o torque da turbina e do gerador se igualam. O sistema passa então a operar em um novo ponto (Adhikari et al., 2015).

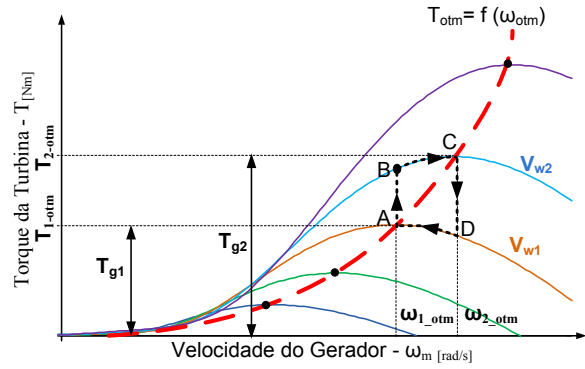


Figura 4: Gráfico Torque x Velocidade

3.4 (P&O) Controle Perturba e Observa

Esse método não necessita do conhecimento das características da turbina eólica ou de medições de grandezas mecânicas tais como velocidade do vento e velocidade do rotor da turbina eólica. Um algoritmo baseado em *Pertubar e Observar* é desenvolvido para que durante a execução o sistema de controle vá incrementando sua referência ao sistema de controle e observa se foi positivo o o resultado, caso contrario a direção da perturbação e revertida. O sistema passa a operar entorno do ponto de máxima extração de potência (Lahari and Shetty, 2015).

A Figura (5) a apresenta um gráfico exemplificando o comportamento do método MPPT P&O.

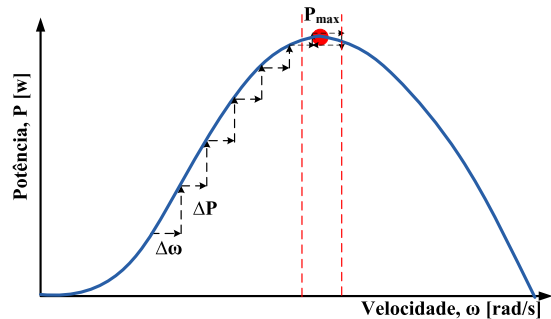


Figura 5: Gráfico comportamento do método P&O

4 Algoritmo MPPT Proposto

O algoritmo MPPT proposto neste artigo, é baseado no método OTC e P&O. Com o método OTC, o algoritmo rastrear o ponto de máxima potência através da Equação (8) e, quando o algoritmo detecta que está operando dentro de uma variação de potência pré-determinada, o mesmo é direcionado para o método P&O. No método P&O, o sistema será perturbado a um passo definido de torque e observado se houve aumento da potência, no caso em que as perturbações de incremento de torque não resultem em aumento de potência, o algoritmo recalcula valor da constante

“ K_{otm} ” e, o sistema volta a operar no método OTC, que é mais adequado para sistemas operando em velocidades variáveis (Adhikari et al., 2015).

A Figura 6 apresenta um fluxograma do algoritmo utilizado nos testes.

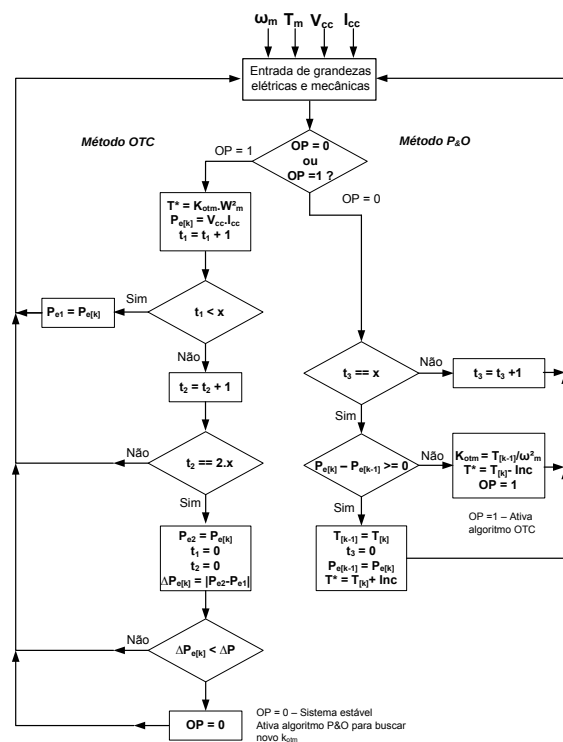


Figura 6: Fluxograma do algoritmo MPPT.

5 Resultados de Simulação

Com o auxílio do *software* PSIM®, um sistema de geração eólica similar ao apresentado anteriormente pela Figura 1, foi emulado com o algoritmo MPPT proposto. Utilizando-se do modelo de turbina e gerador PMSG disponibilizado pelo *software*, os parâmetros para simulação do sistema foram configurados conforme a Tabela 1 (Powersim, 2010).

Tabela 1: Parâmetros da turbina e do gerador.

Turbina Eólica	
Potência mecânica nominal de saída	5 [kW]
Base velocidade do vento	8 [m/s]
Base velocidade rotacional	333 [rpm]
Gerador	
Potência mecânica nominal	5 [kW]
Tensão nominal	500 [V]
Número de pólos	36
Velocidade nominal	333 [rpm]
Frequência elétrica nominal	100 [Hz]
Resistência estator	3,8 [Ω]
Indutância síncrona de eixo d	45,2 [mH]
Indutância síncrona de eixo q	45,2 [mH]
Constante de fluxo magnético	700 [mWb]

Um perfil de vento no formato retangular foi configurado para que a velocidade do vento inicia-se em 5 m/s passando para 6 m/s, 7 m/s e 8 m/s, nos respectivos tempos 4 s, 7 m/s e 9 s. Todos os transitórios de velocidade de vento foram programados para acontecer durante intervalo de 1 s.

A Figura 7 apresenta o perfil de velocidade do vento utilizada nas simulações.

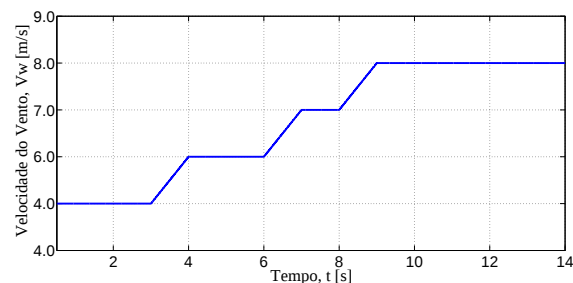


Figura 7: Perfil de velocidade do vento.

A Figura 8 apresenta a potência elétrica extraída frente ao perfil de velocidade de vento mencionado anteriormente. Observa-se que a potência elétrica acompanha a característica do perfil da velocidade do vento e atinge uma potência elétrica de 4575 [W] próximo aos 14 s.

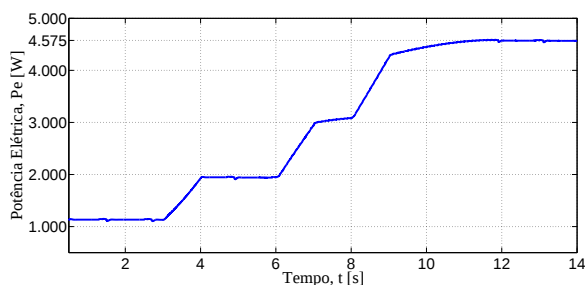


Figura 8: Potência elétrica extraída.

Sem perder a característica da curva de potência e do perfil de velocidade do vento, o gráfico da Figura 9, apresenta estas curvas de forma normalizadas em termos de seus valores máximos, isso facilita o confronto da curva de operação “OP” em relação ao eixo do tempo, em que a curva “OP” representa o momento em que o algoritmo MPPT está atuando nos métodos “OTC” e “P&O” onde:

“OP=1” Atua com o método “OTC”.

“OP=0” Atua com o método “P&O”.

Observar-se na Figura 9, quando não há variação de potência em um intervalo pré-determinado, também não há variação na velocidade do vento, sendo assim o algoritmo leva o sistema a operação “P&O” caracterizado pelo valor “OP=0”. Ainda, o sistema deve ficar operando no método “P&O” enquanto os incrementos de torque de referência proporcionar aumento de potência de saída. Essas etapas de funcionamento

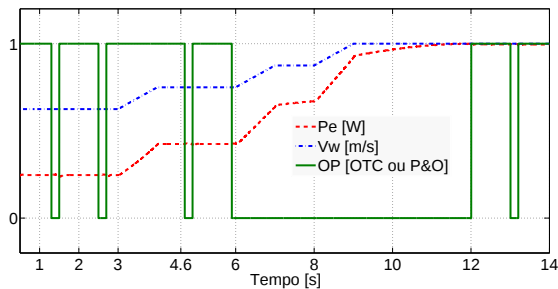


Figura 9: Gráficos demonstrando atuação do algoritmo proposto

do algoritmo podem ser observadas na Figura 9 nos intervalos de tempo:

- Entre 0_s a 3_s e 12_s a 14_s : O sistema entra em “P&O”, mas logo voltou a operação “OTC” por não conseguir mais extração de potência na aquela velocidade de vento.
- Entre 3_s e $4,6_s$: O sistema não entrou no método “P&O”, pois a um aumento da velocidade do vento provocando variações na potência.
- Entre 6_s e 12_s : O sistema entra no método “P&O”. Durante esse intervalo a um aumento da velocidade do vento que disponibiliza mais potência, como o sistema já se encontra no método “P&O”, até que a solicitação de mais torque resulte em mais potência extraída, o sistema permanecerá no método “P&O”.

O objetivo do algoritmo MPPT durante o processo de operação “P&O”, é de atualizar o valor da constante “ K_{otm} ” solicitando pequenos incrementos de torque na busca de chegar no ponto ótimo de operação naquela velocidade. Com a atualização de “ K_{otm} ”, o sistema deve voltar para operação “OTC”, sendo essa mais adequada para operações de velocidade variável.

A Figura 10 apresenta as curvas “OP” e “ K_{otm} ”, demonstrando que toda vez que o sistema sai do método “P&O” caracterizado por “OP=1”, o valor de “ K_{otm} ” é atualizado.

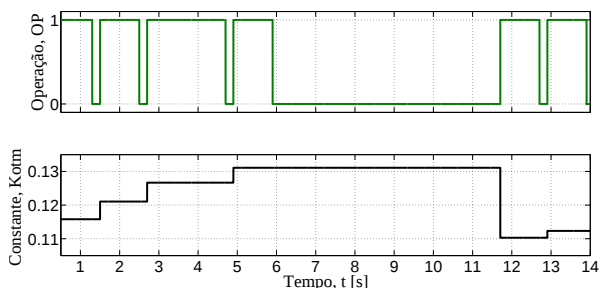


Figura 10: Gráficos demonstrando a atualização da constante K_{otm} .

As Figuras 11, 12 e 13, respectivamente, velocidade do gerador, torque mecânico e, potência elétrica,

são resultados obtidos na simulação frente ao mesmo perfil de vento apresentado na Figura 7. Analisando essas figuras, um exemplo de ponto de máxima extração de potência, pode ser observado nos intervalos de tempo 12_s a 14_s .

Neste ponto a velocidade do vento é igual a velocidade nominal da turbina apresentada na Tabela 1 de 8 m/s , sendo assim, a velocidade nominal esperada neste ponto caracterizando a máxima extração de potência é de 333 rpm .

Na Figura 11, observa-se a velocidade do gerador próximo do valor nominal com 335 rpm .

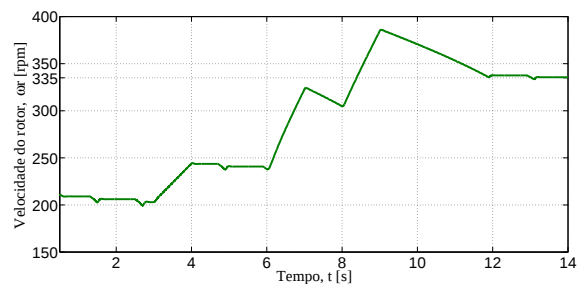


Figura 11: Gráfico da velocidade do gerador.

Conforme a Equação (7), a variável de torque ótimo “ T_{otm} ” pode ser dada por:

$$T_{otm} = \frac{P_{m_{max}}}{\omega_{otm}} \quad (9)$$

Em que “ ω_{otm} ”, é a transformação da velocidade do gerador nominal de 333 rpm para velocidade angular de $34,8\text{ rad/s}$. Sendo assim o valor para o torque ótimo esperado é de $T_{otm} = 143,7\text{ Nm}$. No ponto de máxima potência em discussão, o valor do torque se aproxima dos $143,0\text{ Nm}$, conforme pode ser observado com a Figura 12 no intervalo de 14_s .

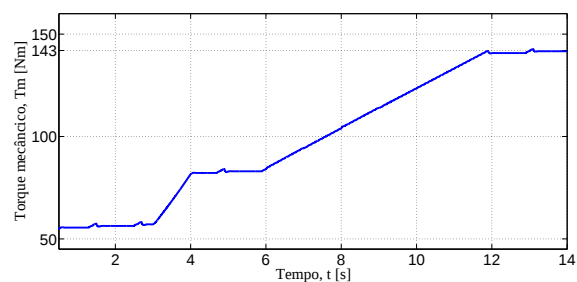


Figura 12: Gráfico do torque mecânico.

A Figura 13 apresenta as curvas de potência mecânica e elétrica. Observa-se a potência elétrica com valor de 4575 W próximo ao intervalo de tempo 14_s , esse valor menor que a potência mecânica já se esperava, pois a simulação leva algumas características das máquinas reais, como perda devido ao enrolamento do estator do gerador o que caracteriza uma eficiência de aproximadamente $91,5\%$ do gerador.

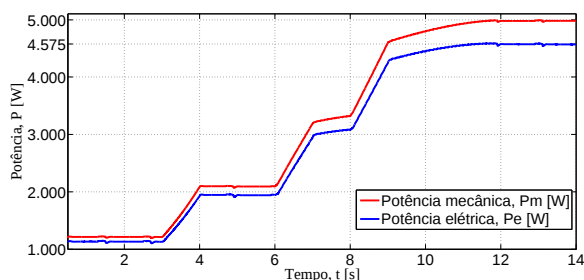


Figura 13: Gráfico das potências mecânica e elétrica.

6 Conclusões

Este trabalho apresentou um algoritmo MPPT baseado nos métodos OTC e P&O para extrair a máxima potência de um sistema eólico de pequeno porte, utilizando um gerador síncrono a ímã permanente. Simulações via *software*, mostram que o algoritmo converge para um o ponto de máxima extração de potência sem o conhecimento das características mecânicas da turbina eólica. Ainda, esse algoritmo sempre busca um novo valor parâmetro K_{otm} , parâmetro esse que pode ser influenciado com o tempo pelo próprio envelhecimento do sistema.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer a CAPES, CNPq, FINEP, Fundação Araucária e UTFPR-Campus Pato Branco pelo apoio financeiro.

Referências

- Adhikari, J., Prasanna, I. V. and Panda, S. K. (2015). Maximum power-point tracking of high altitude wind power generating system using optimal vector control technique, *Proceedings of the International Conference on Power Electronics and Drive Systems 2015-August*.
- Camara, M. S., Camara, M. B., Dakyo, B. and Gualous, H. (2015). An offshore wind energy conversion system based on a permanent magnet synchronous generator connected to grid -modeling and control strategies.
- Carvalho, P. (2003). *Geração Eólica*, 1 edn.
- Chun, W., Zhe, Z., Wei, Q. and Liyan, Q. (2016). An adaptive network-based reinforcement learning method for mppt control of pmsg wind energy conversion systems, *EEE Transactions on Power Electronics* **8993**: 1–1.
- Guimadies, J. S. and de Souza Oliveira Jr, D. (2015). Limiting power control strategy combining spring system and speed control feasible to small wecs, *IEEE*.

- Koch, G., Thieli, G., Henz, G., Vieira, R. P. and Pinheiro, H. (2015). Sensorless technique applied to pmsg of wecs using sliding mode observer.
- Lahari, N. V. and Shetty, H. V. K. (2015). Integration of grid connected pmsg wind energy and solar energy systems using different control strategies, *International Conference on Power and Advanced Control Engineering (ICPACE)* pp. 23–27.
- Miranda, P., Ivanqui, J., Voltolini, H. and Carlson, R. (2015). A new full pq control of a wind turbine trapezoidal emf permanent magnet synchronous generator, *IEEE* pp. 5–10.
- Mirecki, A., Roboam, X. and Richardeau, F. (2007). Architecture complexity and energy efficiency of small wind turbines, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **54**: 660–670.
- Mojtaba, H. (2015). Comparison of maximum power point tracking methods for medium to high power wind energy systems, pp. 28–29.
- Moor, G. D. and Beukes, H. J. (2004). Maximum power point trackers for wind turbines, *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual* **3**: 2044–2049.
- Nakamura, T., Morimoto, S., Sanada, M. and Takeda, Y. (2002). Optimum control of ipmsg for wind generation system, *IEEE Trans. Ind. Application* pp. 1435–1440.
- Powersim (2010). *PSIM User's Guide*, version 9.0 edn, Powersim Inc.
- Quincy, W. and Liuchen, C. (2004). An intelligent maximum power extraction algorithm for inverter-based variable speed wind turbine systems, *Power Electronics, IEEE Transactions on* **19**: 1242–1249.
- Thongam, J. S., Bouchard, P., Beguenane, R., Okou, A. F. and Merabet, A. (2011). Control of variable speed wind energy conversion system using a wind speed sensorless optimum speed mppt control method, *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* pp. 855–860.
- Zhao, Y., Wei, C., Zhang, Z. and Qiao, W. (2013). A review on position/speed sensorless control for permanent-magnet synchronous machine-based wind energy conversion systems, *IEEE Journal of Oceanic Engineering* **1**(4): 203–216.