

Control de Potencia para Turbinas Eólicas de Velocidad y Paso Variable

Manuel Gamez*, Ollin Peñaloza

* Instituto Tecnológico de Sonora,
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
85134 Cd. Obregón, Sonora, México
E-mail: mannuel@hotmail.com

Resumen

Varias estrategias de control de potencia en turbinas eólicas de velocidad y paso variable suponen que se conocen los parámetros de la turbina y la velocidad del viento. En la práctica, esta suposición no necesariamente se satisface. En este trabajo, se propone una estrategia para el control de potencia que no requiere conocer completamente los parámetros de la turbina ni la velocidad del viento. La estrategia está diseñada bajo el enfoque de control adaptable e incorpora además un control de paso para mejorar el desempeño del sistema. Utilizando el método de Lyapunov, se muestra que el error de potencia es asintóticamente estable. La efectividad de la propuesta se ilustra mediante el simulador de turbinas eólicas FAST (fatiga, aerodinámica, estructura y turbulencia).

Keywords: Turbinas eólicas, control de potencia, control adaptable.

1. INTRODUCTION

Debido al incremento en la demanda de energía eléctrica, es imperativo utilizar otras fuentes de energía alternas para apoyar las actuales en el cumplimiento de la demanda de potencia. Las fuentes de energía renovables son una alternativa debido a que no tienen emisiones nocivas al ambiente. La reducción de costos en la producción de energía utilizando sistemas eólicos ha desplazado, al menos temporalmente, algunas otras fuentes de energía alternas. Sin embargo, el control de sistemas eólicos es todo un desafío como se evidencia en los trabajos siguientes: Liu et al. (2016); Rajendran and Jena (2014); Jabbari Asl and Yoon (2016); Meng et al. (2014); Asl and Yoon (2015).

En Rajendran and Jena (2014); Saravanakumar and Jena (2015); Boukhezzar and Siguerdidjane (2011); Beltran et al. (2012), se menciona que las turbinas de velocidad variable tienen mejores características que las que son de velocidad fija, tales como menores esfuerzos mecánicos y mayor extracción de potencia, entre otros. Aunque éstas son expuestas a perturbaciones que generan vibraciones mecánicas que pueden afectar severamente su estructura mecánica. En Song et al. (2017); Kusiak and Zhang (2012), se menciona que la dinámica de las turbinas eólicas puede considerarse no lineal en general. De acuerdo con Vidal et al. (2012), no es sencillo establecer un modelo matemático que describa adecuadamente el comportamiento de la turbina eólica. Esto es importante dado que el diseño del control está basado en el modelo, como se muestra en los trabajos de Rajendran and Jena

(2014); Saravanakumar and Jena (2015); Song et al. (2017); Vidal et al. (2012); Tutivén Gálvez et al. (2016); Vidal et al. (2016); Boukhezzar et al. (2007).

En Rajendran and Jena (2014); Boukhezzar et al. (2007), la turbina de velocidad y paso variable se considera para el problema de control de potencia, aunque las soluciones requieren conocer todos los parámetros de la turbina. A pesar de que los controladores son efectivos, existe el inconveniente que no todos los parámetros de la turbina están disponibles en la práctica. Considerando Vidal et al. (2012), pocos parámetros de la turbina se necesitan conocer para resolver el problema de regulación de potencia, sin embargo, es necesario conocer la aceleración del generador, por lo que la autora propone estrategias para su estimación que están basadas en modos deslizantes, trayendo esto el inconveniente de que se presente castaño.

En Jabbari Asl and Yoon (2016); Meng et al. (2014); Asl and Yoon (2015); Ganjefar and Mohammadi (2016); Soufi et al. (2016), se propone maximizar la extracción de potencia, que hace el problema de control todavía más complicado debido a que se debe tener un modelo confiable, conocer sus parámetros y la velocidad del viento. Con el fin de manejar posibles incertidumbres de los parámetros en la práctica, se han propuesto algunos controladores adaptables como en Jabbari Asl and Yoon (2016); Meng et al. (2014). En Jabbari Asl and Yoon (2016), la extracción de potencia máxima se logra por medio del control de la velocidad del rotor. Esto se realiza con incertidumbres de los parámetros. Sin embargo, se

considera que se conoce la velocidad efectiva del viento para calcular la velocidad óptima del rotor, así como su primer y segunda derivada temporal. Aún más, en turbinas con inercias grandes, el control de velocidad se dificulta si la referencia presenta muchas oscilaciones. En Meng et al. (2014), el objetivo principal es extraer la máxima potencia considerando que se tiene disponible la medición de la velocidad del viento, aunque con imprecisiones. Con base a lo anterior, calcular el par aerodinámico óptimo para este controlador es una tarea complicada de resolver, debido a que la velocidad del viento efectiva no puede ser medida directamente; una aproximación en línea se propone para tratar de estimarlo, aunque su implementación representa una fuerte carga computacional para el procesador del sistema de control.

En este trabajo, se propone una estrategia de control para turbinas eólicas de velocidad y paso variable que no requiere del conocimiento pleno de los parámetros de la turbina ni de la velocidad del viento, lo que representa una característica importante en la implementación. A diferencia de Vidal et al. (2012), el diseño propuesto se basa en un enfoque adaptable con un control del ángulo de paso que permite al sistema un rápido seguimiento de la potencia de referencia, en lugar de la velocidad del rotor como se realiza en Jabbari Asl and Yoon (2016); Meng et al. (2014). Además, se realiza una compensación adaptable de los parámetros del sistema, requiriendo la velocidad del rotor y su aceleración solamente (se proponen alternativas para calcularla a partir de la medición de la velocidad del rotor).

El resto del documento está organizado de la siguiente manera. En la sección 2, se describe el modelo de la turbina eólica. En la sección 3 se presenta la estrategia de control y su análisis de estabilidad. En la sección 4 se presentan los resultados de simulación realizados en el código FAST (vea Jonkman (2010)) para mostrar el desempeño del controlador propuesto. Finalmente, en la sección 5 se dan las conclusiones del trabajo.

2. MODELO DE LA TURBINA EÓLICA

En Ahmed (2013) se presentan varios modelos matemáticos que describen el comportamiento de una turbina eólica. Esta consiste de un rotor conformado por los álabes que toman la energía del viento, capturándola y convirtiéndola en energía mecánica, además cuenta con una caja multiplicadora que acopla las bajas velocidades del rotor con las altas velocidades del generador, y un generador que se encarga de transformar la energía mecánica en energía eléctrica. El modelo matemático considerado en este trabajo ha sido tomado de Meng et al. (2014) y Xiao et al. (2014). El parámetro que representa la potencia eólica que puede ser extraída es la potencia aerodinámica descrita por

$$P_a = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) v^3, \quad (1)$$

donde v es la velocidad efectiva del viento, la cual hace girar los álabes del rotor; R es el radio del rotor y ρ es la

densidad del aire. C_p se refiere al coeficiente de potencia de la turbina, el cual depende del ángulo de paso β y de la relación de velocidad de punta λ dada como

$$\lambda = \frac{w_r R}{v}, \quad (2)$$

donde w_r es la velocidad del rotor. Cuando el coeficiente de potencia de la turbina no es máximo, de (1) se observa que la potencia que puede suministrar la turbina eólica disminuye. Un factor que causa que no se tenga la máxima extracción de potencia del viento es que el parámetro λ en (2) no sea el óptimo. Por lo tanto, para tener el mayor rendimiento de la turbina eólica es necesario conocer este valor óptimo de λ . La potencia aerodinámica también se puede escribir en términos del par aerodinámico T_a como

$$P_a = w_r T_a, \quad (3)$$

donde

$$T_a = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 C_q(\lambda, \beta) v^2. \quad (4)$$

Si se despeja v de (2) y se sustituye en (4), el par aerodinámico se puede reescribir como

$$T_a = K_{ta} w_r^2, \quad (5)$$

donde

$$k_{ta} = \frac{\rho \pi R^5 C_q(\lambda, \beta)}{2 \lambda^2}, \quad (6)$$

y además,

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

Cada turbina eólica en particular, cuenta con los siguientes parámetros específicos: $C_q(\lambda, \beta)$ y $C_p(\lambda, \beta)$. Para simular la operación de una turbina eólica, se propone utilizar el siguiente modelo matemático de una masa descrito en Meng et al. (2014), Ahmed (2013) y Xiao et al. (2014)

$$J_t \dot{w}_r = T_a - K_t w_r - T_g, \quad (8)$$

donde el par del generador es T_g , la inercia total de la turbina eólica es J_t y el amortiguamiento externo total de la turbina es K_t .

3. ESTRATEGIA DE CONTROL

3.1 Planteamiento del problema

Se define el error de potencia como

$$\varepsilon_p = P_{ref} - P_g, \quad (9)$$

donde P_{ref} es la potencia de referencia y P_g es la potencia del generador, la cual se describe de acuerdo a Boukhezzer and Siguerdidjane (2005) y Beltran et al. (2008) como

$$P_g = T_g \omega_r, \quad (10)$$

siendo T_g el par del generador.

El objetivo de este trabajo, es diseñar el par T_g para el sistema definido en (8), tal que el error de potencia (9) sea asintóticamente estable. Lo anterior se debe realizar sin el conocimiento pleno de los parámetros de la turbina ni de la velocidad del viento.

3.2 Controlador de Par del Generador

Se propone la siguiente ley de control no lineal

$$\dot{T}_g = \frac{1}{w_r}[T_g + (\hat{J}_t - T_g)\dot{w}_r + \hat{K}_t w_r - \hat{K}_{ta} w_r^2 + K_p \varepsilon_p], \quad (11)$$

donde $K_p > 0$ es una ganancia que regula la tasa de decaimiento del error de la potencia, mientras que los parámetros \hat{J}_t , \hat{K}_t y \hat{K}_{ta} denotan estimaciones para los parámetros de la turbina, las cuales se adaptan de acuerdo con las siguientes dinámicas

$$\begin{aligned} \dot{\hat{J}}_t &= \varepsilon_p \dot{w}_r, \\ \dot{\hat{K}}_t &= \varepsilon_p w_r, \\ \dot{\hat{K}}_{ta} &= -\varepsilon_p w_r^2. \end{aligned} \quad (12)$$

El controlador propuesto en (11) y (12) estima los parámetros de la turbina y solamente requiere información de w_r y \dot{w}_r . Esto es válido para $w_r \neq 0$, la cual se satisface cuando la velocidad del rotor supera la velocidad de operación mínima para la generación de energía.

Proposición. *Se considera el modelo de la turbina eólica descrito en (8) operando bajo la acción del controlador no lineal dado en (11) y (12). Para regulación de potencia, el error de potencia en (9) es uniformemente asintóticamente estable.*

Prueba. De acuerdo a (11), el par del generador es

$$T_g = \dot{T}_g w_r + T_g \dot{w}_r - \hat{J}_t \dot{w}_r - \hat{K}_t w_r + \hat{K}_{ta} w_r^2 - K_p \varepsilon_p, \quad (13)$$

y considerando (9) y (10) se obtiene

$$\dot{\varepsilon}_p = -T_g \dot{w}_r - \dot{T}_g w_r, \quad (14)$$

para una P_{ref} constante. Después de sustituir esto en (13) se tiene que el par del generador es

$$T_g = -\hat{J}_t \dot{w}_r - \hat{K}_t w_r + \hat{K}_{ta} w_r^2 - \dot{\varepsilon}_p - K_p \varepsilon_p. \quad (15)$$

Luego, sustituyendo (15) en (8), la dinámica de lazo cerrado se describe como

$$\dot{\varepsilon}_p + K_p \varepsilon_p + \tilde{J}_t \dot{w}_r + \tilde{K}_t w_r - \tilde{K}_{ta} w_r^2 = 0, \quad (16)$$

donde $\tilde{J}_t = \hat{J}_t - J_t$, $\tilde{K}_t = \hat{K}_t - K_t$ y $\tilde{K}_{ta} = \hat{K}_{ta} - K_{ta}$ denotan los errores de estimación para los parámetros de la turbina. Definiendo

$$w = \begin{bmatrix} \dot{w}_r \\ w_r \\ -w_r^2 \end{bmatrix}, \quad \tilde{\theta} = \begin{bmatrix} \tilde{J}_t \\ \tilde{K}_t \\ \tilde{K}_{ta} \end{bmatrix}, \quad (17)$$

se tiene que (16) puede ser reescrito como

$$\dot{\tilde{\theta}} = \dot{\tilde{\theta}} = \varepsilon_p w, \quad (18)$$

mientras que (16) se escribe como

$$\dot{\varepsilon}_p + K_p \varepsilon_p + w^T \tilde{\theta} = 0, \quad (19)$$

el cual es un sistema no autónomo debido al tercer término del lado izquierdo de la igualdad. Note que $(\varepsilon_p, \tilde{\theta}) = (0, 0)$ es un punto de equilibrio del sistema en $t = t_0$.

Se considera la siguiente función candidata de Lyapunov

$$V(\varepsilon_p, \tilde{\theta}) = \frac{1}{2} \varepsilon_p^2 + \frac{1}{2} \tilde{\theta}^T \tilde{\theta}, \quad (20)$$

cuya derivada temporal a lo largo de las trayectorias del sistema (19) es

$$\dot{V}(\varepsilon_p, \tilde{\theta}) = -K_p \varepsilon_p^2 - \tilde{\theta}^T \varepsilon_p w + \tilde{\theta}^T \dot{\tilde{\theta}}, \quad (21)$$

y utilizando (18), se obtiene

$$\dot{V}(\varepsilon_p, \tilde{\theta}) = -K_p \varepsilon_p^2 \leq 0. \quad (22)$$

De acuerdo al lema de Barbalat en Aström and Wittenmark (1995), los estados están acotados y se acercan al conjunto $\Omega = \{\varepsilon_p, \tilde{\theta} \in \mathcal{R} \mid K_p \varepsilon_p^2 = 0\}$. Considerando que $\varepsilon_p = 0$ es la única solución en el conjunto, el error de potencia es uniformemente asintóticamente estable, mientras que $\tilde{\theta}$ es constante. ■

Observación. *Como se muestra en (11) y (12), éstas dependen de \dot{w}_r . De acuerdo con Spong and Vidyasagar (1989), una estimación de la aceleración del rotor se puede obtener empleando la siguiente expresión*

$$\dot{\hat{w}}_r = \frac{w_r - \hat{w}_r}{\tau}, \quad (23)$$

$$\hat{w}_r(0) = w_n. \quad (24)$$

donde w_n es la velocidad nominal del rotor, τ es la constante de tiempo y \hat{w}_r es una estimación de \dot{w}_r . Otra alternativa es calcular \dot{w}_r por medio del diferenciador exacto dado en Levant (2003), el cual tiene convergencia en tiempo finito, no depende del modelo del sistema, trivialmente se satisface el principio de separación, e incorpora un algoritmo para señales muestreadas.

3.3 Controlador del ángulo de paso

Para asistir al controlador del par del generador propuesto (11) y (12), se emplea un controlador para el ángulo de paso para mantener la velocidad del rotor w_r cercana a su velocidad nominal w_n y dentro de un rango aceptable, evitando así cargas significativas. El siguiente controlador de paso Proporcional-Integral (PI) se toma de Vidal et al. (2012):

$$\begin{aligned} \beta &= \frac{1}{2} C_p (w_r - w_n) [1 + \text{sgn}(w_r - w_n)] \\ &\quad + C_i \int_0^t (w_r - w_n) dt \end{aligned} \quad (25)$$

donde $C_p > 0$, $C_i > 0$ y la expresión $\text{sgn}(\cdot)$ es la función signo.

4. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

El propósito de esta sección es presentar los resultados de la simulación numérica del controlador propuesto (11) y (12), el cual se denomina Est-G. En las simulaciones mostradas, también se incluyen los resultados de los controladores propuestos en Vidal et al. (2012) y Boukhezzar et al. (2007), los cuales aquí se denominan como Acho2012 y Boukhezzar2007, respectivamente. La idea es proporcionar una referencia para evaluar el desempeño del controlador propuesto Est-G.

Las simulaciones se realizan empleando el código FAST para la turbina eólica de velocidad y paso variable WindPACT 1.5 MW de NREL, la cual cuenta con tres álabes, una altura de la torre de 82.39 m, un diámetro del rotor de 70 m, 1.5 MW de potencia nominal, relación de la caja multiplicadora de 87.965, velocidad nominal del rotor de 20 rpm, par nominal del generador de 8376.58 Nm y velocidad nominal del generador de 1800 rpm. De acuerdo a Malcolm and Hansen (2006), la turbina eólica WindPACT 1.5 MW de NREL asume un generador de inducción de rotor bobinado con anillos deslizantes, que permite una velocidad variable de operación. Para realizar el diseño del controlador propuesto Est-G, en este trabajo no se considera el modelo eléctrico del generador, sino el modelo de una masa para la turbina eólica descrito en (8).

Para optimizar el desempeño de la turbina eólica, en este trabajo se considera que los valores de potencia de referencia indicados a la turbina eólica son dados por algún sistema exógeno que se encarga de optimizar la operación de una red de energía, la cual cuenta con fuentes renovables entre sus subsistemas de suministro, como se plantea en Urias et al. (2014), Liu et al. (2017) y Shadmand and Balog (2014). Dicho algoritmo de optimización debe indicar a cada fuente de energía, en este caso a la turbina eólica WindPACT 1.5 MW de NREL, la potencia de referencia óptima que debe de suministrar.

El perfil de la velocidad de viento utilizada por la turbina eólica para realizar las simulaciones se muestra en la Fig. 1. Este perfil empleado se encuentra incluido en el código FAST para la turbina eólica WindPACT 1.5 MW de NREL, y se decide utilizarlo porque permite a la turbina eólica operar en velocidades de viento que están por encima y debajo de las condiciones de operación de la potencia nominal. La velocidad de viento nominal para la turbina eólica es de 11.5 m/s, la cual coincide aproximadamente con la velocidad de viento promedio del perfil empleado, mostrado en la Fig. 1. Para el controlador propuesto Est-G, se establecen los siguientes valores: $K_p = 1 \times 10^9$, $C_p = 25$ y $C_i = 25$. Para los controladores Acho2012 y Boukhezzar2007, los valores utilizados se toman de Vidal et al. (2012) y Boukhezzar et al. (2007), respectivamente.

En la Fig. 2, se muestran los resultados para el control del ángulo de paso para todos los controladores evaluados. De acuerdo a las limitaciones indicadas en Vidal et al. (2012) y Boukhezzar et al. (2007), con respecto a la velocidad del ángulo de paso, todos los controladores evaluados cumplen con la tasa de variación permitida para el ángulo de paso que es menor de $10^\circ/s$. Lo anterior, es con el fin de evitar cualquier daño en los actuadores que controlan el ángulo de paso en los álabes y así extender la vida útil de los mismos.

El control propuesto para el ángulo de paso en los controladores Est-G y Acho2012 de Vidal et al. (2012), contribuyen a mantener la velocidad del rotor alrededor de su velocidad nominal que es de $2.0943951 \text{ rad/sec}$,

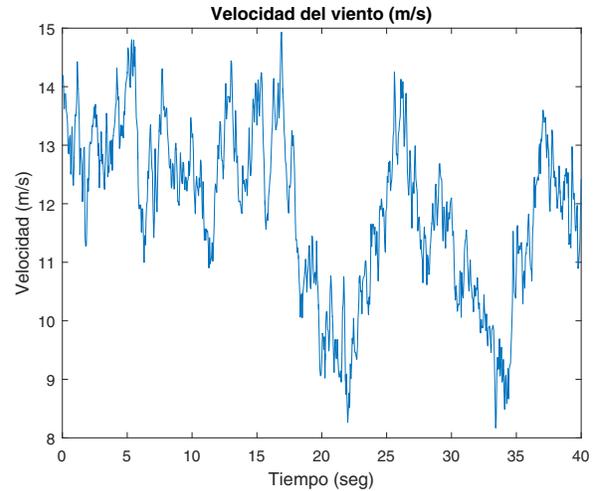


Fig. 1. Velocidad del viento.

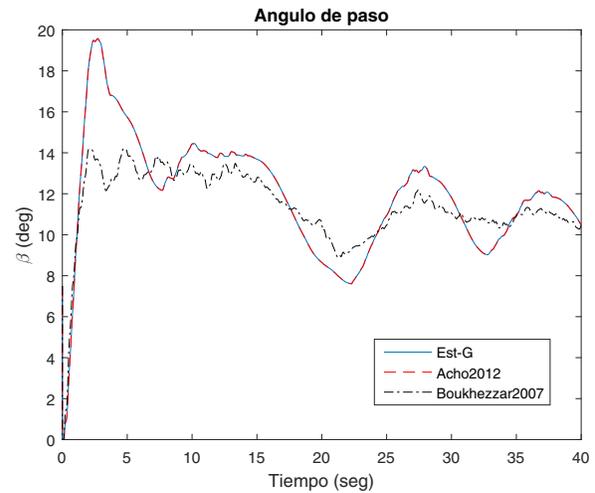


Fig. 2. Control del ángulo de paso.

como se observa en la Fig. 3. En general, los resultados mostrados no presentan un comportamiento oscilante para la velocidad del rotor, que puedan causar cargas significativas en el tren motriz de la turbina. En el caso de Boukhezzar2007 de Boukhezzar et al. (2007), su velocidad del rotor es mayor que la mostrada por los otros controladores, causando mayores oscilaciones y cargas a la turbina eólica, lo que en condiciones de turbulencia podría dañar severamente a la turbina. Lo anterior indica la necesidad de implementar un control adecuado para el ángulo de paso para mantener la velocidad del rotor en un rango limitado alrededor de su velocidad nominal. Por lo tanto, los controladores Est-G y Acho2012, permiten un mayor desempeño de la turbina eólica debido a la acción de su control del ángulo de paso.

En la Fig. 4(a), se observa que la potencia de salida obtenida por todos los controladores evaluados, presenta una rápida convergencia a la potencia de referencia P_{ref} , independientemente de las fluctuaciones en la velocidad

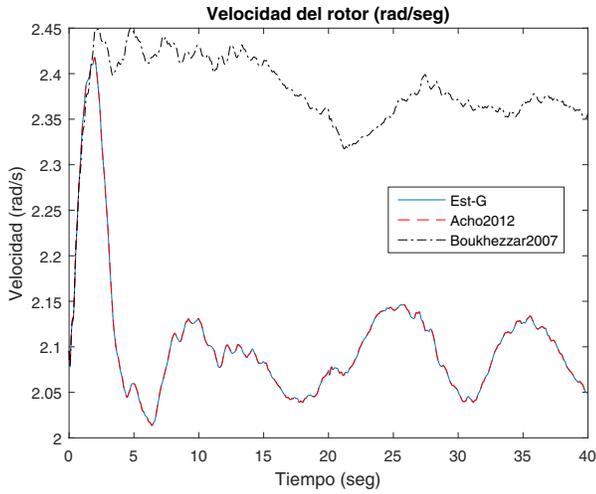


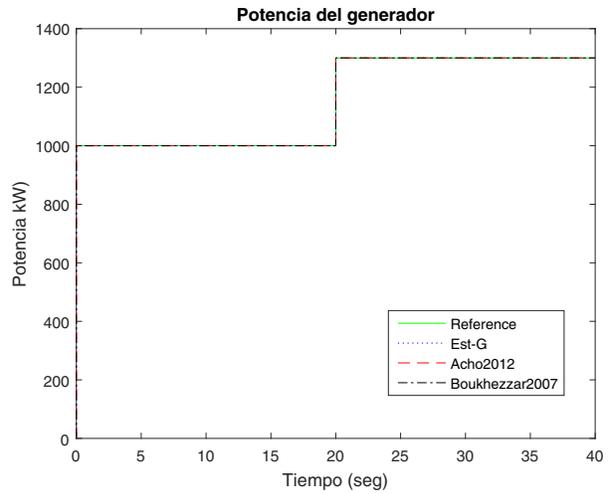
Fig. 3. Velocidad del rotor.

del viento. Con base a lo anterior, el controlador Est-G muestra un buen desempeño en el control de la potencia, lográndolo con un rendimiento aceptable de la velocidad del rotor. Al realizar una amplificación en los resultados de la potencia del generador, en la Fig. 4(b), se observa que la potencia generada por Acho2012 presenta un ligero retardo en alcanzar la potencia de referencia, con respecto al desempeño mostrado por los otros controladores.

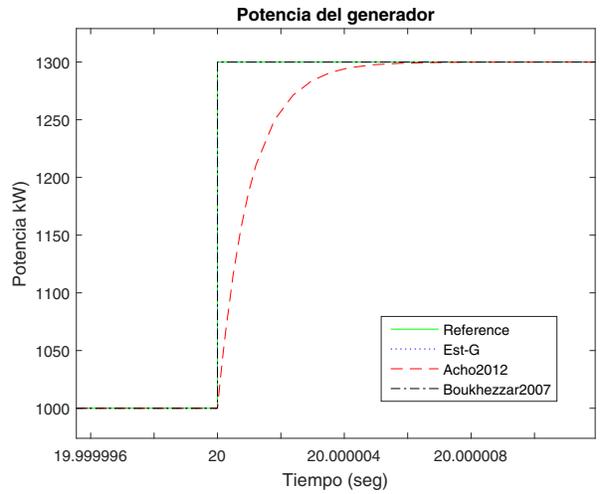
Debido a las condiciones de viento tan cambiantes, en ocasiones el generador es incapaz de satisfacer la demanda de potencia para un intervalo de tiempo dado. De manera que es esencial que el par del generador no exceda el valor límite de su par nominal. En la Fig. 5, el controlador propuesto Est-G presenta un desempeño suave y satisfactorio en el par del generador, con valores aceptables sin presentar saturación. Lo anterior, también es logrado por los controladores de Acho2012 y Boukhezzer2007.

5. CONCLUSIONES

En este trabajo, se ha propuesto un controlador para la regulación de potencia en turbinas eólicas de velocidad y de paso variable, en condiciones de viento turbulento. El controlador propuesto no depende del conocimiento pleno de los parámetros de la turbina ni de la velocidad del viento, lo que representa una característica importante para efectos prácticos. Mediante simulaciones numéricas, se ha mostrado que la propuesta permite a la turbina eólica tener un buen desempeño en la velocidad del rotor y la regulación de la potencia eléctrica con una actividad de control sin componentes de alta frecuencia. Esto sin detener la turbina y reduciendo las cargas, debido a que mantiene velocidades de rotación de la turbina próximas a la velocidad nominal.



(a) Periodo de tiempo completo



(b) Fracción de tiempo

Fig. 4. Potencia del generador.

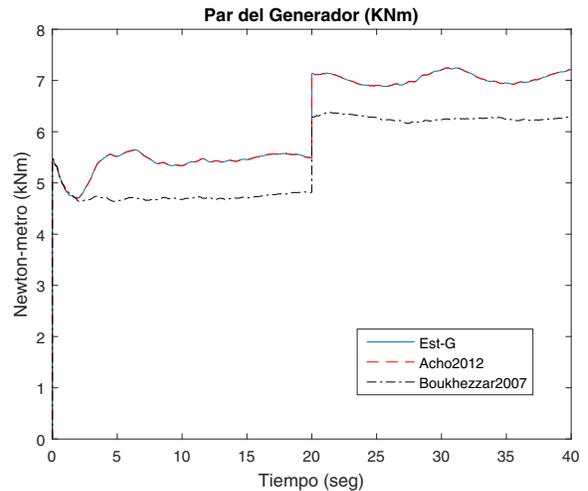


Fig. 5. Par del generador.

AGRADECIMIENTOS

Manuel Gámez agradece al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el otorgamiento de una beca posdoctoral, referencia CVU 179574.

REFERENCIAS

- Ahmed, W. (2013). Mechanical modelling of wind turbine: comparative study. *International Journal of Renewable Energy Research*, 3(1), 94–97.
- Asl, H.J. and Yoon, J. (2015). Power capture optimization of variable-speed wind turbines using an output feedback controller. *Renewable Energy*, 86, 517–525.
- Aström, K. and Wittenmark, B. (1995). *Adaptive control*. Addison-Wesley.
- Beltran, B., Ahmed-Ali, T., and Benbouzid, M.E.H. (2008). Sliding mode power control of variable-speed wind energy conversion systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23(2), 551–558.
- Beltran, B., Benbouzid, M.E.H., and Ahmed-Ali, T. (2012). Second-order sliding mode control of a doubly fed induction generator driven wind turbine. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 27(2), 261–269.
- Boukhezzar, B., Lupu, L., Siguerdidjane, H., and Hand, M. (2007). Multivariable control strategy for variable speed, variable pitch wind turbines. *Renewable Energy*, 32(8), 1273–1287.
- Boukhezzar, B. and Siguerdidjane, H. (2005). Nonlinear control of variable speed wind turbines for power regulation. In *Control Applications, 2005. CCA 2005. Proceedings of 2005 IEEE Conference on*, 114–119. IEEE.
- Boukhezzar, B. and Siguerdidjane, H. (2011). Nonlinear control of a variable-speed wind turbine using a two-mass model. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 26(1), 149–162.
- Ganjefar, S. and Mohammadi, A. (2016). Variable speed wind turbines with maximum power extraction using singular perturbation theory. *Energy*, 106, 510–519.
- Jabbari Asl, H. and Yoon, J. (2016). Adaptive control of variable-speed wind turbines for power capture optimization. *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, 0142331216645175.
- Jonkman, J. (2010). NWTC design codes (FAST). <https://nwtc.nrel.gov/FAST>.
- Kusiak, A. and Zhang, Z. (2012). Control of wind turbine power and vibration with a data-driven approach. *Renewable Energy*, 43, 73–82.
- Levant, A. (2003). Higher-order sliding modes, differentiation and output-feedback control. *International Journal of Control*, 76(9/10), 924–941.
- Liu, G., Starke, M., Xiao, B., and Tomsovic, K. (2017). Robust optimisation-based microgrid scheduling with islanding constraints. *IET Generation, Transmission & Distribution*.
- Liu, J., Gao, Y., Geng, S., and Wu, L. (2016). Nonlinear control of variable speed wind turbines via fuzzy techniques. *IEEE Access*.
- Malcolm, D. and Hansen, A. (2006). Windpact turbine rotor design study: June 2000–June 2002 (revised). Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO.
- Meng, W., Yang, Q., and Sun, Y. (2014). Adaptive control of variable-speed wind energy conversion systems with inaccurate wind speed measurement. *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, 37(1), 63–72.
- Rajendran, S. and Jena, D. (2014). Control of variable speed variable pitch wind turbine at above and below rated wind speed. *Journal of Wind Energy*, 2014.
- Saravanakumar, R. and Jena, D. (2015). Validation of an integral sliding mode control for optimal control of a three blade variable speed variable pitch wind turbine. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 69, 421–429.
- Shadmand, M. and Balog, R. (2014). Multi-objective optimization and design of photovoltaic-wind hybrid system for community smart dc microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(5), 2635–2643.
- Song, D., Yang, J., Dong, M., and Joo, Y.H. (2017). Model predictive control with finite control set for variable-speed wind turbines. *Energy*, 126, 564–572.
- Soufi, Y., Kahla, S., and Bechouat, M. (2016). Feedback linearization control based particle swarm optimization for maximum power point tracking of wind turbine equipped by pmsg connected to the grid. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(45), 20950–20955.
- Spong, M.W. and Vidyasagar, M. (1989). *Robot Dynamics and Control*. John Wiley & Sons Inc.
- Tutivén Gálvez, C., Vidal Seguí, Y., Acho Zuppa, L., and Rodellar Benedé, J. (2016). Super-twisting controllers for wind turbines. In *International Conference on Renewable Energy and Power Quality Journal 2016*.
- Urias, M.E.G., Sanchez, E.N., and Ricalde, L.J. (2014). Electrical microgrid optimization via a new recurrent neural network. *IEEE Systems Journal*, 9(3), 945–953.
- Vidal, Y., Acho, L., Luo, N., Zapateiro, M., and Pozo, F. (2012). Power control design for variable-speed wind turbines. *Energies*, 5(8), 3033–3050.
- Vidal, Y., Acho, L., Rodellar, J., and Tutivén, C. (2016). Wind turbines controllers design based on the super-twisting algorithm. In *Control Conference (ECC), 2016 European*, 1469–1474. IEEE.
- Xiao, N., Yang, Q., and Meng, W. (2014). Adaptive power tracking control based on dynamic sensor estimation for energy conversion systems. In *Intelligent Control and Automation (WCICA), 2014 11th World Congress on*, 846–851. IEEE.