

Seguimiento de Máxima Potencia en un Sistema Eoloeléctrico Aislado basado en una MIDA y Convertidor Back-to-Back

J. Mina, M. Calderón-Sánchez, J. Aguayo

Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico - CENIDET

Interior Internado Palmira S/N, Cuernavaca, Morelos, 62490, México

jmima@cenidet.edu.mx, miriam.sanchez@cenidet.edu.mx, jaguayo@cenidet.edu.mx

Resumen— Recientemente los sistemas eoloeléctricos se han posicionado como una de las formas alternas de generación de energía más atractivas. Entre los diversos tipos de generadores eoloeléctricos, los de velocidad variable son más convenientes pues permiten la operación del sistema ante variaciones en la velocidad del viento. Para mejorar la eficiencia de los generadores eoloeléctricos, se han implementado mecanismos de seguimiento de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés), para aprovechar al máximo la energía disponible en el viento. Este trabajo hace uso de la técnica de retroalimentación de la señal de potencia (PSF, por sus siglas en inglés), que es una estrategia sencilla y económica para MPPT, aplicado a un sistema aislado de generación eoloeléctrica. En particular, en el esquema de MPPT se propone el uso de una carga auxiliar, vista como una impedancia trifásica variable, que se ajusta dependiendo de la potencia máxima disponible en la turbina eólica. Se considera como caso de estudio un generador eoloeléctrico de 37 kW conformado por: la turbina eólica, una máquina de inducción doblemente alimentada (MIDA) y un convertidor back-to-back.

Palabras clave: Máquina de Inducción doblemente Alimentada (MIDA), Convertidor Back-to-Back, Retroalimentación de la Señal de Potencia (PSF), Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT).

I. INTRODUCCIÓN

La demanda de energía eléctrica alrededor del mundo ha crecido considerablemente en las últimas décadas. Debido a que la mayor parte de la energía eléctrica consumida se obtiene a través de la quema de grandes cantidades de combustibles fósiles, los cuales se agotan rápidamente y tienen costos muy elevados, surge la necesidad del uso de energías renovables, como: celdas de combustible, paneles fotovoltaicos y sistemas de generación eólica.

Uno de los tipos de energía más desarrollados es la energía eólica, ya que es reconocida como una fuente de energía limpia, inagotable, económica y con grandes perspectivas de desarrollo, prueba de esto es que en los últimos años, ha tenido un crecimiento mayor al 30% de la capacidad instalada a nivel mundial [1].

Por su aplicación los generadores eólicos se clasifican en: aislados y conectados a la red. Los sistemas aislados generalmente se usan para alimentar cargas alejadas de las redes eléctricas convencionales y requieren de generadores pequeños. Por otro lado, los sistemas conectados a la red utilizan máquinas de potencia considerable, y típicamente se

usan para contribuir al suministro de energía por parte de la red eléctrica de cargas de capacidad importante.

Los sistemas de generación eólica también se clasifican por su velocidad de operación en: sistemas de velocidad fija y sistemas de velocidad variable. Los sistemas de velocidad fija operan a una velocidad angular constante independientemente de las variaciones en la velocidad del viento, lo cual hace que tengan baja eficiencia [2]. Por su parte, los sistemas de velocidad variable son de los más estudiados y mencionados en la literatura en los últimos años [3], [4]; y son apropiados en condiciones donde la potencia de entrada muestra variaciones debido a las velocidades cambiantes del viento.

Una de las partes importantes en un sistema eólico es el generador eléctrico. Diferentes tipos de máquinas han sido usadas como generador, entre otras, la MIDA [5], la Máquina de Inducción Jaula de Ardilla (SCIG, por sus siglas en inglés) [6] y la Máquina de Imanes Permanentes (PM, por sus siglas en inglés) [7]. De acuerdo con [8] y [9], la MIDA es de las más usadas ya que presenta mayor eficiencia, bajo costo, bajo mantenimiento, mayor robustez; además, permite el flujo bidireccional de potencia en el rotor en función de la velocidad angular (subsíncrona o supersíncrona), lo cual es apropiado para sistemas de velocidad variable.

Un elemento clave en los generadores eoloeléctricos de velocidad variable es el convertidor electrónico que puede ser de potencia total o parcial. Diversos tipos de convertidores se han propuesto para sistemas de generación eólica como son [10-13]: el convertidor Buck, el convertidor Inversor Z, el convertidor Matricial y el convertidor Back-to-Back. Entre estos, es importante mencionar que el convertidor Back-to-Back está constituido por dos inversores-rectificadores trifásicos conectados a través de un enlace de CD capacitivo, el convertidor del lado de la máquina (MSC, por sus siglas en inglés) y el convertidor del lado de la red (GSC, por sus siglas en inglés). Esta configuración hace que el convertidor Back-to-Back sea preferido por su bajo costo, ya que maneja una cantidad parcial de la potencia generada (potencia bidireccional presente en el rotor), además de que permite el control por separado de los convertidores [14].

Por otro lado, para mejorar la eficiencia de los sistemas de generación eólica; es decir, que sean capaces de aprovechar la máxima cantidad de energía disponible en el viento, en los últimos años se han desarrollado diversas estrategias de MPPT como son [15-17]: Medición de la Velocidad del

Viento (WSM, por sus siglas en inglés), Perturbación y Observación (P&O, por sus siglas en inglés o Hill-Climb Search), y Retroalimentación de la señal de Potencia (PSF, por sus siglas en inglés). PSF es una opción de menor costo comparada con WSM ya que no necesita de sensores para medir la velocidad del viento; por otro lado, comparada con P&O, es más apropiada para turbinas de alta inercia [14].

En este trabajo se aborda un sistema de generación eolieléctrica aislado, de velocidad variable con MPPT, constituido por una MIDA y un convertidor Back-to-Back; la técnica empleada para MPPT es la de PSF. Es importante resaltar, como se mencionó anteriormente, que los sistemas aislados suministran energía a cargas con demandas de potencia específica (carga principal); así, con el objetivo de aprovechar los excedentes de energía disponibles debido a los cambios en la velocidad del viento, se propone el uso de una carga auxiliar que absorba tales excedentes. La carga auxiliar se conecta en paralelo con la carga principal y es vista como una impedancia variable que se ajusta adecuadamente dependiendo del valor de potencia máxima disponible para cada velocidad de viento.

Cabe mencionar que en los sistemas aislados se requiere, mediante un control independiente, mantener la magnitud y frecuencia constante del voltaje generado. Este trabajo considera los resultados obtenidos en [18]; específicamente, el uso de la estrategia de control vectorial, donde el control vectorial del MSC tiene como objetivo mantener la magnitud y frecuencia constante del voltaje generado; por su parte, el control vectorial del GSC tiene como objetivo mantener regulado el voltaje en el enlace de CD.

La Fig. 1 muestra el esquema propuesto de MPPT compuesto por: la turbina eólica, caja de engranes, MIDA, convertidor Back-to-Back, control vectorial, carga auxiliar y control de MPPT.

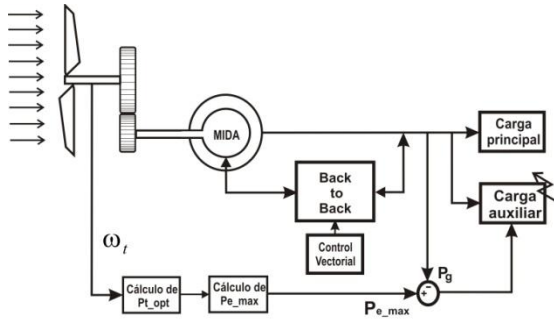


Fig. 1. Esquema general del sistema eólico

El documento se divide en las siguientes secciones. En la Sección II se presenta el modelo estático y dinámico del sistema de generación eólico. En la Sección III se describe el mecanismo propuesto para el seguimiento de máxima potencia basado en la técnica PSF y ajuste de una carga auxiliar. La sección IV presenta los resultados de simulación del esquema de MPPT para el caso de estudio, implementado en MATLAB/SIMULINK. Finalmente, en la Sección V, se ofrecen las conclusiones del trabajo.

II. MODELO DE LA TURBINA EÓLICA

Con el objetivo de poder calcular la máxima potencia del viento, necesaria para el esquema de MPPT, se lleva a cabo el modelado estático y dinámico de la turbina eólica.

II-A. Modelo Estático

La potencia mecánica capturada por la turbina eólica depende del coeficiente de potencia C_p y la velocidad del viento V_w , y tiene un comportamiento no lineal como se describe en la siguiente ecuación:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A_t C_p(\lambda, \beta) V_w^3 \quad (1)$$

Donde ρ es la densidad del viento (1.25 kg/m^3) y $A_t = \pi R^2$ es el área de la turbina. El coeficiente de potencia C_p se puede expresar como una porción de la potencia mecánica extraída del total de potencia disponible del viento, y está definido en función de la relación de la velocidad en la punta de la turbina (tip speed ratio, λ) y el ángulo de ataque β [14].

$$C_p(\lambda, \beta) = (0.44 - 0.0167\beta) \sin\left(\frac{\pi(-3+\lambda)}{15-0.3\beta}\right) - 0.00184(-3 + \lambda)\beta \quad (2)$$

Con $\lambda = \omega_t R / V_w$, donde ω_t es la velocidad angular de la turbina y R es el radio de la turbina.

De las ecuaciones (1) y (2) se observa que además de la velocidad del viento, existen algunos parámetros que determinan la potencia de la turbina. Algunos de estos parámetros se seleccionan dependiendo de cada aplicación. En este caso, de acuerdo a los datos de la MIDA que se presentan en el Anexo 1, la potencia nominal de la MIDA es de 37kW, por lo tanto, se propone que la potencia máxima límite de la turbina eólica sea del mismo valor. Con estas consideraciones, se selecciona una turbina con $R = 7.2 \text{ m}$; un valor de $\beta = 0^\circ$, fijo; y un rango de operación de velocidades del viento de 6.5–9.4 m/s. En la Fig. 2 se muestran las curvas de potencia de la turbina, obtenidas con las ecuaciones (1) y (2), para algunas velocidades del viento entre 6.5 y 9.4 m/s, y un rango de valores de velocidad angular de la turbina.

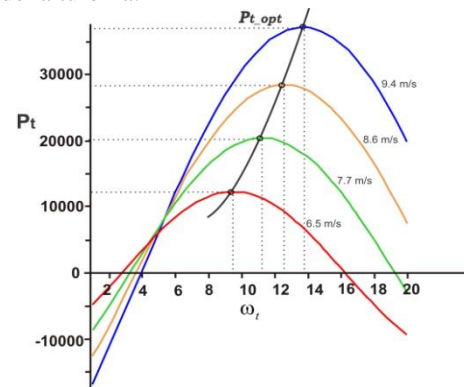


Fig. 2. Velocidad en el eje de la turbina-potencia de la turbina.

Como se observa en la Fig. 2, a la velocidad del viento máxima considerada, 9.4 m/s, la potencia máxima en la turbina es de alrededor de 37 kW como se requiere en la MIDA. Por otro lado, es necesario determinar la relación de la caja de engranes necesaria para acoplar la turbina eólica con la MIDA y aumentar la velocidad angular, ya que cualquier máquina de inducción presenta baja eficiencia a bajas velocidades [19].

Del Anexo 1 se sabe que la velocidad síncrona de la MIDA es de 1800rpm; considerando que se permitirá operar en condiciones supersíncronas (33% por encima de 1800rpm), entonces la velocidad límite de la MIDA es de 2400 rpm. De la Fig. 2 se observa que en la potencia máxima límite de 37 kW se tiene una $\omega_t = 13.7$ rad/s o 130.9 rpm; así, para que la MIDA opere a 2400 rpm es necesario utilizar una caja de engranes con relación de 1:18.

Por otro lado, con los parámetros seleccionados y de la ecuación (2), en la Fig. 3 se muestran las curvas de coeficiente de potencia C_p con respecto a λ , para algunas velocidades del viento entre 6.5 y 9.4 m/s.

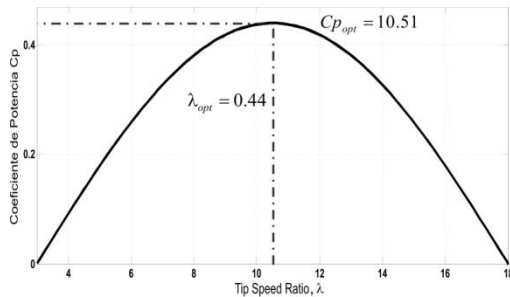


Fig. 3. Curva de coeficiente de potencia

Nótese que las curvas de C_p , para las distintas velocidades del viento, están superpuestas. De las curvas también se puede observar que existe un valor de λ óptimo en el cual se obtiene un valor máximo de C_p ; y mucho más importante, es el hecho de que este valor de λ_{opt} es el mismo para cualquier velocidad del viento. Como se verá más adelante, esta característica de las turbinas eólicas es aprovechada para el cálculo de la potencia máxima.

II-B. Modelo dinámico

El modelo dinámico de los subsistemas mostrados en la Fig. 4, está descrito por las siguientes ecuaciones

$$\begin{aligned} J_e \frac{d\omega_t}{dt} &= T_t - T_g G - B_e \omega_t \\ \omega_t &= \frac{\omega_g}{G} \end{aligned} \quad (3)$$

Con $J_e = J_t + J_g G^2$ y $B_e = B_t + B_g G^2$. Donde: J_t , Inercia de la turbina; J_g , Inercia de la MIDA; B_t , Coeficiente de fricción de la turbina; B_g , Coeficiente de fricción de la MIDA; T_t , Par de la turbina; T_g , Par de la MIDA; G , Relación de la caja de engranes; ω_t , Velocidad angular de la turbina; ω_g , Velocidad angular del generador. La

ecuación (3) constituye la dinámica equivalente del sistema, es decir, la dinámica de la turbina, así como la dinámica del generador expresado del lado de la turbina.

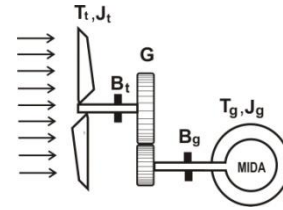


Fig. 4. Esquema del sistema turbina eólica-MIDA.

III. SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

Los sistemas aislados de generación eoloelectrónica, se utilizan para alimentar cargas específicas (carga principal), las cuales típicamente son de valores fijos. En la Fig. 5, se puede observar que para un valor dado de carga principal, P_L , dependiendo de la velocidad del viento, la turbina es capaz de proveer la potencia demandada por dicha carga. Sin embargo, para cada valor de velocidad del viento, existe un valor máximo de potencia disponible en la turbina que no se está aprovechando y esto hace que el sistema de generación sea ineficiente. En este trabajo se propone el uso de una carga auxiliar que se regule de manera apropiada a fin de que absorba los excedentes de potencia P_{aux} (ver Fig. 5), disponibles para cada valor de la velocidad del viento.

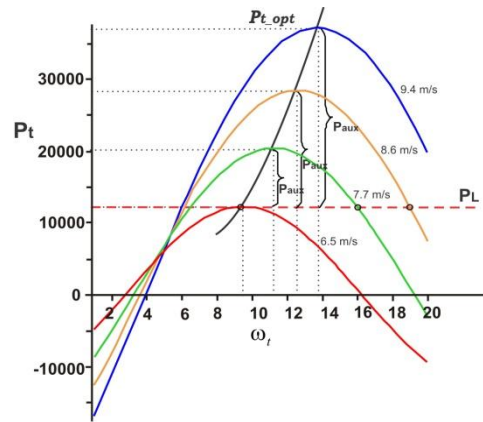


Fig. 5. Excedente de potencia disponible para la carga auxiliar.

III-A. Carga Auxiliar

La carga auxiliar, a diferencia de la carga principal, no es fija, y por lo tanto se debe seleccionar para aplicaciones en donde se permita ya sea, variaciones continuas de la potencia auxiliar disponible, intervalos de potencia auxiliar nula, o incluso para respaldar condiciones en las que la potencia de la turbina no sea suficiente para alimentar la carga principal. Algunos ejemplos de carga auxiliar son: sistemas de calefacción, sistemas de bombeo para riego, volantes de inercia, bancos de baterías [20], [21].

Independientemente del tipo de aplicación, la carga auxiliar dispone de algún tipo de convertidor de potencia,

e.g. convertidor chopper, el cual debe controlar el flujo de potencia entre el generador y la carga. En este trabajo para fines de ilustrar el seguimiento de potencia máxima, se asume a la carga auxiliar como una impedancia variable.

En específico, la carga principal ($P_L = 12.7 \text{ kW}$) está conformada por una resistencia y una inductancia (R_L y L_L) por fase, mientras que la carga auxiliar es una resistencia variable por fase en paralelo (R_{aux}), ver Fig. 6, y que se tendrá que ajustar dependiendo del excedente de potencia disponible en la turbina eólica.

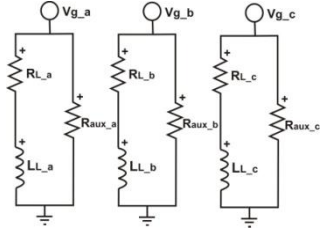


Fig. 6. Carga principal y carga auxiliar por fase.

III-B. Seguimiento del Punto de Máxima Potencia con PSF

La Fig. 7 muestra el diagrama a bloques del sistema eólico propuesto con MPPT basado en la técnica PSF. Para la técnica PSF se requiere, además de la retroalimentación de la potencia generada, P_g , el cálculo de la potencia máxima de la turbina. La potencia máxima de la turbina se puede estimar mediante el uso de una tabla de búsqueda implementada con datos experimentales, sin embargo, ésta también requiere de conocer *a priori* el valor presente de la velocidad del viento, lo cual implicaría el uso de anemómetros que son caros y poco confiables.

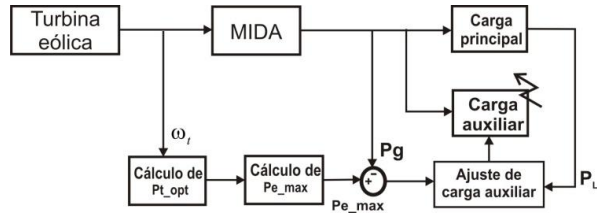


Fig. 7. Diagrama a bloques del sistema eólico con la técnica PSF.

Aquí se considera la discusión resultante de la Fig. 3, de donde se resaltó que la potencia máxima se obtiene con un valor de $C_{p_{opt}}$ y un valor de λ_{opt} que son constantes para las diferentes velocidades del viento; en este caso $C_{p_{opt}} = 10.51$ y $\lambda_{opt} = 0.44$, ver Fig. 3. Por lo tanto, de la ecuación (1), la potencia máxima capturada por la turbina eólica está definida por:

$$P_{t_{opt}} = \frac{1}{2\lambda_{opt}} \rho A_t R^3 C_{p_{opt}} (\lambda_{opt}, \beta) \omega_t^3 = K_{opt} \omega_t^3 \quad (4)$$

donde,

$$K_{opt} = \frac{1}{2\lambda_{opt}} \rho A_t R^3 C_{p_{opt}} (\lambda_{opt}, \beta)$$

es una constante. Nótese que $P_{t_{opt}}$ no depende explícitamente de la velocidad del viento.

Por otro lado, a esta $P_{t_{opt}}$ es necesario restarle las pérdidas mecánicas debidas a la turbina eólica y MIDA. De acuerdo con la ecuación (3) que describe la dinámica del sistema eólico, y que está expresada en términos de par, se puede obtener una expresión de esta dinámica en términos de potencia multiplicando (3) por ω_t , esto es

$$\omega_t J_e \frac{d\omega_t}{dt} = P_t - P_g - B_e \omega_t^2 \quad (5)$$

Sustituyendo P_t por $P_{t_{opt}}$ calculada en (4), de (5) se puede determinar la potencia eléctrica máxima disponible como sigue

$$P_{e_{max}} = P_{t_{opt}} - B_e \omega_t^2 - \omega_t J_e \frac{d\omega_t}{dt} \quad (6)$$

Nótese que $P_{e_{max}}$ se calcula tomando en cuenta las pérdidas mecánicas, las cuales varían dependiendo de la velocidad angular de la turbina.

Una vez que se determina el valor máximo de potencia eléctrica disponible para cada velocidad del viento, es necesario calcular el excedente de potencia en relación con la potencia demandada por la carga principal, P_L , pues este valor determinará el valor que se requiere en la impedancia de la carga auxiliar.

La potencia eléctrica trifásica en la carga auxiliar está dada por

$$P_{aux} = \frac{3V_g^2}{R_{aux}} \quad (7)$$

donde V_g es el valor *rms* del voltaje generado. Por otro lado

$$P_{aux} = P_{e_{max}} - P_L \quad (8)$$

Por lo tanto, el valor de impedancia de la carga auxiliar que logra el MPPT es

$$R_{aux} = \frac{3V_g^2}{P_{e_{max}} - P_L} \quad (9)$$

de donde se observa que para fines de MPPT, la impedancia de la carga auxiliar se ajusta en función de la potencia eléctrica máxima disponible en el sistema.

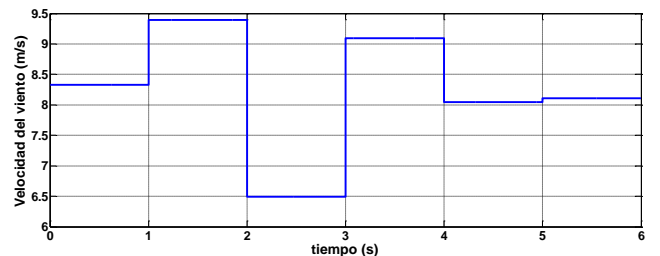


Fig. 8. Variaciones en la velocidad del viento.

IV. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

En el Anexo 1 se muestran las características del sistema de generación eoloelectrónica tomado como caso de estudio, así como el diagrama a bloques de la MIDA, el convertidor back-to-back, el control vectorial y el esquema de MPPT

propuesto. Las simulaciones se realizan para valores de la velocidad del viento en el intervalo de 6.5 a 9.4 m/s como se muestra en la Fig. 8. Los cambios de velocidad del viento se presentan cada segundo.

En la Fig. 9 se observan los correspondientes cambios en la velocidad angular de la turbina respecto a los cambios en la velocidad del viento. Este ajuste en la velocidad de la turbina es consistente con los valores de velocidad angular óptima a la que debe operar la turbina de acuerdo a los valores de la curva de potencia óptima que se muestra en la Fig. 2. De hecho, el que la velocidad angular de la turbina se aproxime hacia un valor óptimo se debe a un proceso de aceleración o frenado, según se requiera, debido a las variaciones de la carga auxiliar.

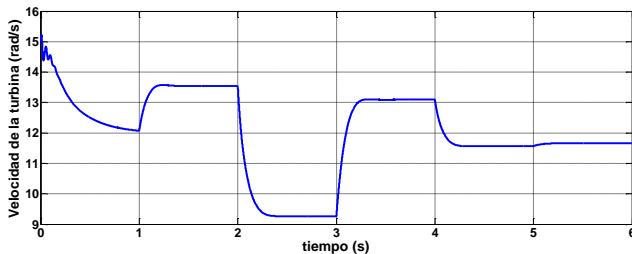


Fig. 9. Variaciones en la velocidad de la turbina.

En la Fig. 10 se muestra la potencia eléctrica máxima disponible por el sistema de generación, así como la potencia aprovechada por el sistema. Luego del transitorio de arranque que dura un segundo, ambas señales de potencia están básicamente superpuestas, con lo cual se verifica que se logra un adecuado seguimiento de máxima potencia.

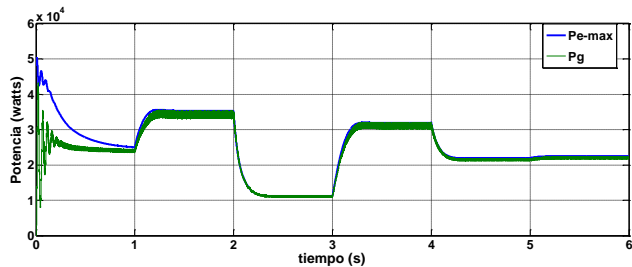


Fig. 10. P_{e_max} y P_g

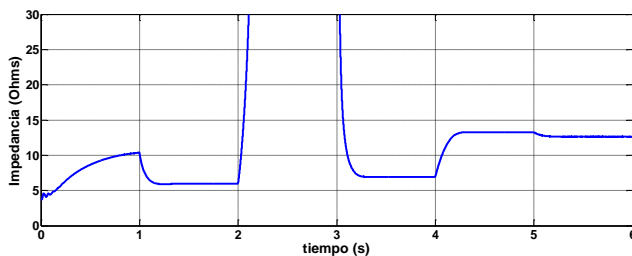


Fig. 11. Variaciones en la impedancia.

La Fig. 11 presenta los valores cambiantes en la impedancia de la carga auxiliar, los cuales se ajustan dependiendo de la potencia máxima disponible para cada valor en la velocidad del viento. En particular, en el intervalo de 2 a 3 segundos, la potencia eléctrica máxima es

básicamente igual a la de la carga principal (ver Fig. 10), por lo tanto, la impedancia auxiliar aumenta considerablemente lo cual equivaldría a que la carga auxiliar se desconecte.

Adicionalmente, se presenta el comportamiento de algunas otras variables eléctricas como son el voltaje generado en el estator dado en la Fig. 12. Puede observarse que el valor máximo y frecuencia del voltaje generado permanecen constantes aun ante las variaciones en el viento.

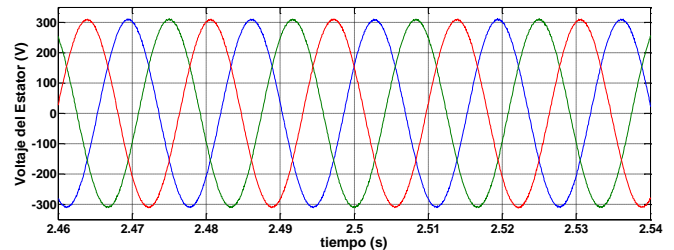
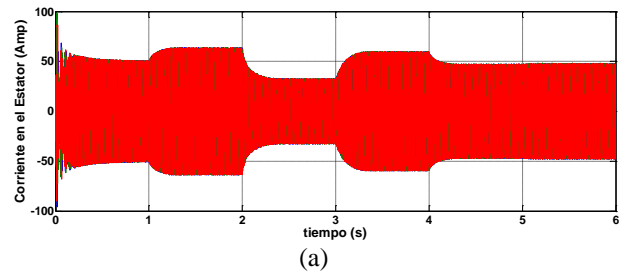
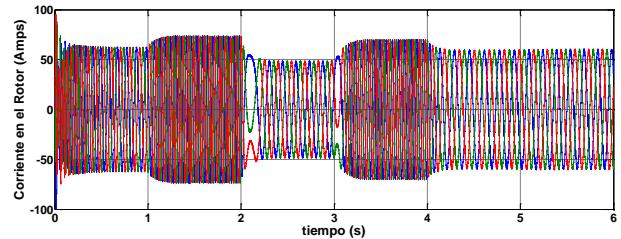


Fig. 12. Voltaje generado en el estator.

En la Fig. 13 se muestran las corrientes de estator y rotor, cuyos valores máximos varían en relación a los cambios de potencia. Es interesante notar los cambios en las corrientes del rotor (corrientes bidireccionales) conforme la MIDA opera en condiciones subsíncronas y supersíncronas.



(a)



(b)

Fig. 13. (a) Corrientes en el estator. (b) Corrientes en el rotor

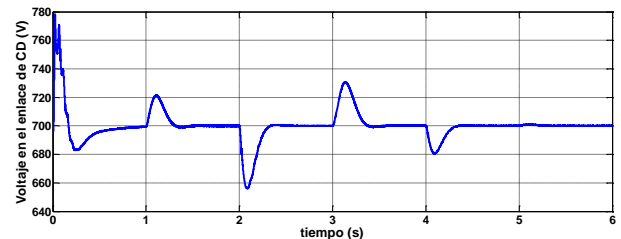


Fig. 14. Voltaje en el enlace de CD.

Finalmente, en la Fig. 14 se presenta el voltaje en el enlace de CD que se mantiene en 700 volts, con algunos

transitorios debido a los cambios de potencia.

V. CONCLUSIONES

En este documento se presentó una estrategia de MPPT para un sistema de generación eolieléctrica aislado, basada en la técnica PSF. Para el sistema de MPPT se propuso el uso de una impedancia variable como carga auxiliar, la cual se ajusta de manera apropiada dependiendo de la potencia máxima disponible en la turbina eólica. Los resultados de simulación mostraron la efectividad del esquema de MPPT en donde la potencia aprovechada por las cargas (carga principal y carga auxiliar) era prácticamente igual a la potencia eléctrica disponible por el sistema de generación, lo cual permite mejorar la eficiencia del sistema. Es importante resaltar también que los objetivos del control vectorial que son mantener el valor máximo y frecuencia de la tensión generada, así como el valor de tensión en el enlace de CD, se siguen logrando ante los cambios en la velocidad del viento.

VI. AGRADECIMIENTOS

M. Calderón-Sánchez agradece el apoyo económico por parte del CONACyT, México.

REFERENCIAS

[1] Global Wind Energy Council (2009). Wind Energy Association (EWEA), European Statistics, <http://www.ewea.org>.

[2] V. Agarwal, R. K. Aggarwal, P. Patidar and Ch. Patki (2010). A Novel Scheme for Rapid Tracking of Maximum Power Point in Wind Energy Generation Systems. *IEEE Transactions on energy conversion*, **25**(1), 228-236.

[3] L. Zhang, C. Watthanasam and W. Shepherd (1997). Application of a Matrix Converter for the Power Control of a Variable-Speed Wind-Turbine Driving a Double-Fed Induction Generator. *IECON 97*, **2**, 906-911.

[4] S. Drid, A. Makouf and M. Nait-Saïd (2010). Variable speed Double Fed Induction Generators Power Control with Wind Turbine Maximum Power Point Tracking. L.S.P.I.E Laboratory. Batna University.

[5] R. Pena, J.C. Clare and G.M. Asher (1996). Double Fed Induction Generator using Back to Back PWM Converters and its Application to Variable Speed Wind Energy Generation. *IEE Proc.-Electr. Power Appl.*, **143**(3), 231-241.

[6] Z. Chen, J.M Guerrero and F. Blaabjerg (2009). A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines. *IEEE Transactions on Power Electronics*, **24**(8), 1859-1875

[7] Ch. Liu, K.T. Chau and X. Zhang (2010). An Efficient Wind-Photovoltaic Hybrid Generation System Using Double Excited Permanent-Magnet Brushless Machine. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, **57**(3), 831-839.

[8] R. Datta and V. Ranganathan (2002). Variable-Speed Wind Power Generation using Double Fed Wound Rotor Induction Machine: A Comparison with Alternative Schemes. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, **17**(3), 414-421.

[9] H. Polinder, F.F.A. Van der Pijl, G.-J. De Vilder, P. Tavner (2005). Comparison of Direct-Drive and Geared Generator Concepts for Wind Turbines. *IEEE International Conference on Electric Machines and Drives*, 543-550.

[10] E. Koutrolis and K. Kalaitzakis (2006). Design of a Maximum Power Tracking System for Wind Energy Conversion Applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, **53**(2), 486-494.

[11] S. M. Dehghan, M. Mohamadian and A. Y. Varjani (2009). A New Variable-Speed Wind Energy Conversion System Using Permanent-Magnet Synchronous Generator and Z-source inverter. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, **24**(3), 714-724.

[12] S. M. Barakati, M. Kazerani and J. D. Aplevich (2009). Maximum Power Tracking Control for a Wind Turbine System Including a Matrix Converter. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, **24**(3), 705-713.

[13] M. Pucci and M. Cirrincione (2010). Neural MPPT Control of Wind Generators with Induction Machines without Speed Sensors. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, **58**(1), 37-47

[14] M. Godoy-Simoes and F. A. Farret (2004). *Renewable Energy Systems: Design and Analysis with Induction Generators*. CRC PRESS.

[15] Q. Wang and L. Chang (2004). An Intelligent Maximum Power Extraction Algorithm for Inverter-Based Variable Speed Wind Turbine Systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, **19**(5), 1242-1249.

[16] S. M. Barakati, M. Kazerani and X. Chen (2005). A New Turbine Generation System Based on Matrix Converter. *IEEE Power Engineering Society – General Meeting*, **3**, 2083-2089.

[17] G. Hua and Y. Geng (2006). A Novel Control Strategy of MPPT Taking Dynamics of Wind Turbine into Account. *PESC'2006*, 1-6.

[18] D. L. González-Ojeda (2008). *Convertidor Back-to-Back para el Banco de Pruebas de Conversión Eolieléctrica en un Sistema Aislado*. Tesis de Maestría en Ciencias. CENIDET, México.

[19] P. C. Krause (1987). *Analysis of Electric Machinery*. Mc Graw Hill, Singapore.

[20] L. Freris (1990). *Wind Energy Conversion System*. Prentice Hall.

[21] G. E. Gardner (1987). *Electrical Generation Aspects of Wind Turbine Operation*. BWEA-D Workshop, 11-20.

ANEXO 1

Parámetros básicos de la MIDA

Potencia	37 kW
Velocidad síncrona	1800 rpm
No. de polos	4
Frecuencia	60 hz
Voltaje rms	220 V

Parámetros básicos de la turbina eólica

Potencia	37.3 kW
Radio	7.2 m
Velocidad máxima del viento	9.4 ms ⁻¹
Velocidad mínima del viento	6.5 ms ⁻¹
Inercia	37.5 kgm ²
Caja de engranes	18
Coefficiente de Fricción	0.3 Nmsrad ⁻¹

Diagrama en MATLAB/SIMULINK del Sistema de Generación Eólico

