

## Control de aerogeneradores DFIG en región III sin variar el ángulo de aspa

Indira X. Alcaide-Godinez, Luis Alvarez-Icaza.

*Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México  
Coyoacan DF, México. 04510  
(e-mail: indira.alcaide@comunidad.unam.mx,  
alvar@pumas.iingen.unam.mx).*

**Resumen:** Se describe una metodología para controlar un aerogenerador de tecnología DFIG (Doubly-Fed Induction Generator) en la región de operación III sin variar el ángulo de aspa. El aerogenerador consta de una turbina eólica tri-pala de velocidad variable y un generador eléctrico de inducción conectado directamente a la red eléctrica por el estator y a través de un convertidor electrónico de potencia ideal por el rotor. En la región de operación III la potencia disponible en el viento excede la capacidad nominal del generador, por ello el control sin variar el ángulo del aspa se basa en la estrategia conocida como *stall* regulado o activo, que genera una turbulencia controlada detrás de las aspas, la cual disminuye la eficiencia de la turbina e impide que esta produzca más potencia de la capacidad nominal del generador. Para verificar la eficacia de esta estrategia se le compara con un control PI para la variación de ángulo de aspa usado por General Electric, que considera además el tiempo de respuesta para el actuador mecánico que posiciona el aspa. El control de la máquina eléctrica en ambos casos, con y sin variación de ángulo de aspa, se realiza a través de un control basado en pasividad que garantiza seguimiento de la velocidad angular y garantiza factor de potencia unitario en el lado del estator. Se presentan simulaciones que demuestran que es posible generar potencia nominal manteniendo el ángulo del aspa fijo y con un buen seguimiento de velocidad angular del generador eléctrico.

*Palabras clave:* aerogenerador DFIG, control del aspa, control sin variación del ángulo del aspa, *stall* regulado o activo, control basado en pasividad.

### 1. INTRODUCCIÓN

La demanda de energía eléctrica en el mundo crece considerablemente día con día y la mayoría de las unidades generadoras de energía eléctrica utilizan combustibles derivados del petróleo, lo implica una gran dependencia de esta materia prima y produce emisión de gases de efecto invernadero.

Una alternativa viable es la generación eléctrica basada en energía eólica. Esta es una tecnología de rápido crecimiento en las áreas industriales y de investigación (GWEC, 2012; Pao and Johnson, 2011) debido a ventajas sobresalientes como: 1) Mínimo impacto ambiental (al no ocurrir emisión de gases de efecto invernadero) y 2) El viento es un recurso que existe en abundancia, es renovable y gratis.

La tecnología de aerogeneradores DFIG es la más popular en México y en el mundo, debido a que utiliza un convertidor de potencia parcial, lo cual se refleja en bajo costo y menores pérdidas (Hansen et al., 2006; Fernandez et al., 2008; Qiao et al., 2009).

La generación de potencia eléctrica basada en energía eólica depende en amplia medida de su sistema de control para mantener la operación, mejorar la eficiencia y proteger la integridad física de la máquina.

A partir de la curva de potencia típica de un aerogenerador (ver Fig. 1), se pueden definir los objetivos de control para las regiones II y III, las cuales son las regiones donde opera el aerogenerador.

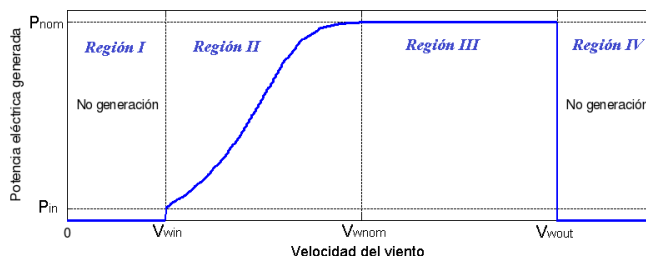


Figura 1. Curva de potencia típica de un aerogenerador

En la región II (RII), la meta es maximizar la potencia generada, pues está por debajo de la capacidad del generador, mientras que en la región III (RIII) los objetivos de control son: 1) Producir potencia nominal, 2) Minimizar las cargas mecánicas y 3) Generar energía eléctrica de calidad, usualmente con factor de potencia unitario<sup>1</sup>. Típicamente, los actuadores utilizados por el sistema de control son dos: 1) Mecanismo de posicionamiento del aspa (MPA) y 2) Convertidor electrónico de potencia (CEP). El MPA es un equipo cuyo tamaño es proporcional al de la turbina, es decir, para turbinas de gran capacidad, el MPA será muy pesado y requerirá mayor espacio en la góndola. Esto implica un costo más elevado de la parte mecánica

<sup>1</sup> En algunos casos, el despacho de energía pudiese implicar generar con un factor de potencia distinto.

de la góndola y de la torre del aerogenerador. Además, los MPA grandes tienen una dinámica lenta, lo que puede afectar negativamente al desempeño de los algoritmos de control.

Desde esta perspectiva, la posibilidad de realizar control de potencia sin variar el ángulo del aspa resulta una alternativa atractiva pues disminuye el costo de los aerogeneradores y elimina las desventajas del control usando el MPA.

En este artículo se describe el control de un aerogenerador DFIG de 1.5 MW sin variar el ángulo del aspa usando un controlador basado en pasividad para regular la velocidad y garantizar factor de potencia unitario en el estator. Adicionalmente, se realiza una comparación con el control típico del aspa que permite demostrar la efectividad del enfoque. En la Sección 2 se introducen los conceptos básicos de un aerogenerador y se describen las filosofías del control típico con variación del ángulo de aspa y sin variación del mismo. La Sección 3 presenta los modelos matemáticos de la turbina eólica y el generador eléctrico, el controlador basado en pasividad y el diseño de las referencias de velocidad del generador usadas para cada estrategia de control. En la Sección 4 se presentan los resultados de las simulaciones del control del aerogenerador con un perfil de viento correspondiente a la RIII de la curva de potencia. Con ambas estrategias se satisfacen los objetivos de control. Finalmente, en la Sección 5 se concluye que es posible generar potencia nominal del aerogenerador en la RIII sin variar el ángulo del aspa de manera satisfactoria, con un desempeño en transitorios incluso ligeramente mejor que el control típico, debido a que se eliminan los transitorios del MPA.

## 2. EL AEROGENERADOR Y SU SISTEMA DE CONTROL

### 2.1 El aerogenerador DFIG

Un aerogenerador es una máquina que transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica. Fundamentalmente, un aerogenerador DFIG se conforma de una turbina eólica, una caja multiplicadora de velocidad (caja de engranes), un generador eléctrico de doble devanado, un convertidor electrónico bidireccional de potencia parcial (convertidor *back-to-back*) y un transformador para la interconexión a la red eléctrica.

Básicamente, la turbina transforma la energía cinética del viento en energía mecánica rotacional, la cual se transfiere al generador eléctrico a través de la caja multiplicadora de velocidad. El generador produce en el estator energía eléctrica de frecuencia constante que se inyecta directamente a la red. En el rotor, la dirección del flujo de potencia depende de la velocidad de rotación del generador. Para velocidades sub-síncronas, el rotor demanda energía de la red, mientras que para velocidades super-síncronas inyecta energía a la red.

### 2.2 Control del ángulo de aspa (típico)

El MPA permite aumentar la inclinación del aspa (*pitch angle*) y con ello limitar la potencia aerodinámica de la turbina frente a un flujo de viento mayor que el nominal. Este tipo de control del ángulo del aspa mediante un MPA es el más utilizado comercialmente. Para velocidades de

viento en la RIII, el aumento del ángulo del aspa vuelve más ineficiente a la turbina y la turbina captura menos potencia disponible en el viento (Fig. 2).

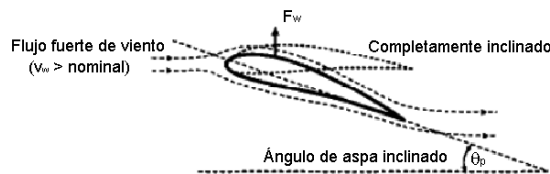


Figura 2. Filosofía del control variando el ángulo de aspa

En general, el control típico de un aerogenerador cuenta con dos lazos de control, uno para el par y otro para el ángulo del aspa. Estos controladores generan las señales de control del par ( $\tau_{sc}$ ) que se envía al CEP, y del aspa ( $\theta_{sc}$ ) que se envía al MPA (ver Fig. 3), tal que se reduzca la eficiencia de la turbina y se garantice la operación del generador a la velocidad angular constante que corresponde con potencia nominal.

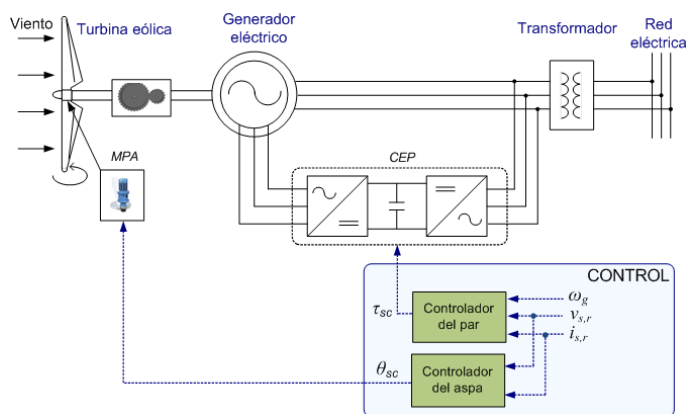


Figura 3. Control del ángulo de aspa para un DFIG

### 2.3 Control sin variar el ángulo de aspa

En la filosofía de control sin variar el ángulo de aspa (ver Fig. 4), también conocida como *stall* activo o regulado, se fijan las aspas de la turbina en un ángulo óptimo (normalmente  $0^\circ$ ) y se genera una turbulencia controlada detrás de éstas mediante la regulación de velocidad angular (Bourlis, 2011). Esta técnica, por tanto, no requiere usar el MPA. La configuración del sistema de control sin variar el ángulo del aspa (Fig. 5) solo necesita el CEP como actuador, el cual por ser un equipo de electrónica de potencia tiene un tiempo de respuesta pequeño y una eficiencia alta. Por otro lado, solo se necesita un lazo de control para generar la señal de control del par enviada al CEP, tal que se reduzca la eficiencia de la turbina mediante la regulación de velocidad angular.

## 3. MODELO DEL AEROGENERADOR Y CONTROLADOR BASADO EN PASIVIDAD

### 3.1 Modelo de la turbina eólica

La potencia disponible en el viento  $P_w$  [kW] está dada por (Marques et al., 2003)

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad (1)$$

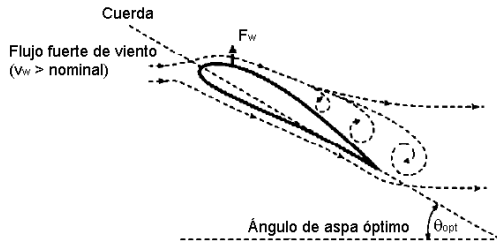


Figura 4. Filosofía del control sin variar el ángulo de asa (*stall regulado*)

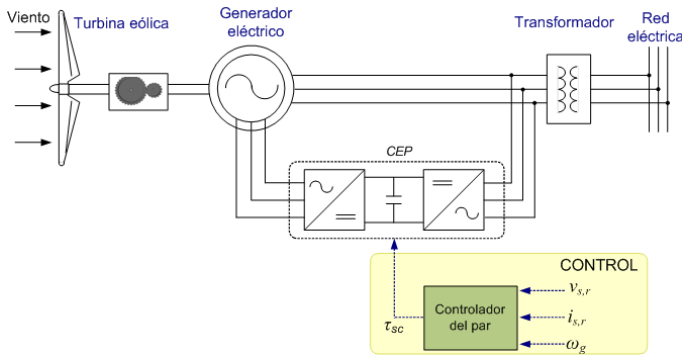


Figura 5. Control sin variar el ángulo de asa para un DFIG

Donde  $\rho$  es la densidad del aire [ $\frac{kg}{m^3}$ ],  $A$  es el área de barrido de las aspas [ $m$ ], y  $v_w$  es la velocidad del viento [ $\frac{m}{s}$ ]. La potencia que puede ser capturada por la turbina está dada por

$$P_t = P_w C_p(\theta, \lambda) \quad (2)$$

Donde  $C_p$  es el coeficiente de potencia (eficiencia) que depende del diseño aerodinámico de cada turbina.

Por otro lado, el modelo más simple del par de una turbina vista como una relación de la potencia y la velocidad angular es

$$T_t = \frac{P_t}{\omega_r} \quad (3)$$

Donde  $T_t$  es el par de la turbina [Nm] y  $\omega_r$  es la velocidad angular de la turbina [rad/s].

Retomando la Ec. (2), se puede observar que el  $C_p$  está en función del coeficiente de velocidades en punta  $\lambda$  (tip speed ratio o TSR) y la posición angular del asa  $\theta$ . Considerando la ecuación genérica de  $C_p$  presentada en Heier (1998), se tiene

$$C_p(\lambda, \theta) = C_1 \left( \frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\theta - C_4 \right) e^{-C_5/\lambda_i} \quad (4)$$

con  $\lambda_i$  está dada por

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\theta} - \frac{0,035}{\theta^3 + 1} \quad (5)$$

Las Ecs.(4) y (5) modelan la familia de curvas de eficiencia para cada ángulo del asa, las cuales se representan gráficamente en la Fig. 6.

El control del asa modifica la eficiencia de la turbina cambiando el ángulo de asa de una curva a otra y además permite operar a una velocidad angular constante. Por otro lado, el control sin variar el ángulo de asa solo opera en  $\theta = 0^\circ$ , por lo tanto, la familia de curvas se puede sustituir por una sola curva. La relación entre el TSR de la curva óptima y la velocidad angular está dada por

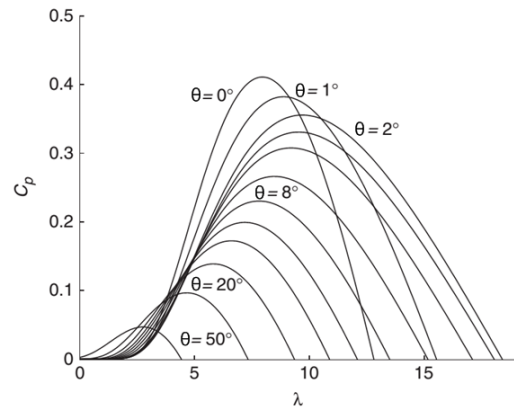


Figura 6. Familia de curvas de eficiencia del modelo de Heier

$$\lambda = \frac{R\omega_t}{v_w} \quad (6)$$

Donde para reducir la eficiencia de la turbina se puede operar en el lado derecho o izquierdo del  $C_{pmax}$  en la curva de la Fig. 6. Por razones de seguridad, para el control sin variar el ángulo de asa se opera en el lado izquierdo, tal que la velocidad angular y la eficiencia sean proporcionales.

Finalmente, el par mecánico ( $T_m$ ) que se inyecta al generador eléctrico es afectado por la relación de la caja de engranes, y está dado por

$$T_m = \frac{T_t}{K_{mul}} \quad (7)$$

Donde  $K_{mul}$  es la ganancia de la caja multiplicadora de velocidad.

### 3.2 Modelo del generador eléctrico

El modelo del generador eléctrico utilizado es un modelo estándar de dos fases ( $\alpha\beta$ ) de la máquina de inducción mostrada en Krause (1986)

$$D_e(\theta_r)\dot{x} + C_e(\theta_r)\dot{\theta}_r x + R(\theta_r, \dot{\theta}_r)x = u \quad (8)$$

Donde  $D_e(\theta_r)$  es la matriz de inductancias dada por

$$D_e(\theta_r) = \begin{bmatrix} L_s I_2 & L_m e^{\mathcal{J}\theta_r} \\ L_m e^{-\mathcal{J}\theta_r} & L_r I_2 \end{bmatrix} = D_e^T(\theta_r) > 0 \quad (9)$$

y  $C_e(\theta_r)$  está dada por

$$C_e(\theta_r) = \begin{bmatrix} 0 & L_m \mathcal{J} e^{\mathcal{J}\theta_r} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (10)$$

La matriz de disipación  $R(\theta_r, \dot{\theta}_r)$  es

$$R(\theta_r, \dot{\theta}_r) = \begin{bmatrix} R_s I_2 & 0 \\ -L_m \mathcal{J} e^{-\mathcal{J}\theta_r} \dot{\theta}_r & R_r I_2 \end{bmatrix} \quad (11)$$

con

$$\mathcal{J} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} = -\mathcal{J}^T \quad (12)$$

y

$$e^{\mathcal{J}\theta_r} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & -\text{sen}(\theta_r) \\ \text{sen}(\theta_r) & \cos(\theta_r) \end{bmatrix} \quad (13)$$

Aquí  $x = [x_s^T, x_r^T]^T = [x_{s\alpha}, x_{s\beta}, x_{r\alpha}, x_{r\beta}]^T$  es el vector de corrientes de estator y del rotor respectivamente,  $\theta_r$

es la posición eléctrica del rotor del generador, con  $\theta_r = p\theta_m$ , cuya derivada es  $\dot{\theta}_r = \omega_r = p\dot{\theta}_m = p\omega_m$ ,  $\theta_m$  y  $\omega_m$  son la posición mecánica y la velocidad angular respectivamente y  $p$  es el número de pares de polos. Las inductancias del estator, rotor y mutua son  $L_s, L_r, L_m > 0$  respectivamente,  $R_s, R_r > 0$  son las resistencias de los devanados del estator y el rotor del generador, y  $u = [u_s^T, u_r^T]^T$  es el vector de voltajes, formado por el voltajes de estator y el rotor. Por último,  $I_2$  es la matriz identidad de orden 2.

Además, la dinámica de movimiento del acoplamiento turbina-generador es

$$T_e - T_m = J \frac{d}{dt} \omega_t + \mu \omega_t \quad (14)$$

Donde  $T_m$  es el par mecánico inyectado al generador eléctrico dado por la Ec. (7),  $J$  y  $\mu$  son los coeficientes de inercia y fricción viscosa respectivamente, y  $T_e$  es el par eléctrico dado por

$$T_e = \frac{3}{2} p x^T C_e(\theta_r) x = \frac{3}{2} p L_m x_s^T \mathcal{J} e^{\mathcal{J}\theta_r} x_r \quad (15)$$

Las variables mecánicas y parámetros están referidas al lado del generador. Además,  $R(\theta_r, \dot{\theta}_r)$  es una matriz de disipación que depende del término  $-L_m \mathcal{J} e^{-\mathcal{J}\theta_r} \dot{\theta}_r$ .

### 3.3 Controlador basado en pasividad

El controlador basado en pasividad (CBP) es presentado en Monroy et al. (2008). El CBP garantiza seguimiento asintótico de la velocidad de referencia y factor de potencia unitario del lado del estator.

En primer lugar, se especifican referencias de velocidad angular  $\dot{\theta}_m^{ref}$  y su derivada  $\ddot{\theta}_m^{ref}$  tal que se genere el par eléctrico de referencia dado por

$$T_e^{ref} = T_m + J \ddot{\theta}_m^{ref} + \beta \dot{\theta}_m^{ref} - K_m e_m \quad (16)$$

Donde  $K_m > 0$  es una ganancia y  $e_m$  es el error de velocidad angular.

Posteriormente, se genera el flujo del estator de referencia ( $\lambda_s^{ref}$ ) mediante una magnitud ( $\delta$ ) y un ángulo ( $\rho_d$ ), y cuya dinámica está fijada como

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= C_{us} \cos(\rho_d - \theta_s) + \frac{2T_e^{ref} R_s}{3p\delta \tan(\rho_d - \theta_s)} \\ \dot{\rho}_d &= -\frac{C_{us} \sin(\rho_d - \theta_s)}{\delta} - \frac{2T_e^{ref}}{3p\delta^2} \end{aligned}$$

Donde  $C_{us}$  y  $\theta_s$  son el valor pico y ángulo del voltaje del estator, respectivamente.

El flujo del estator deseado permite producir las corrientes de referencia dadas por

$$x_s^{ref} = e^{\mathcal{J}\theta_s} \begin{bmatrix} -2T_e^{ref} \\ 3p\delta \sin(\rho_d - \theta_s) \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$x_r^{ref} = \frac{1}{L_m} e^{\mathcal{J}(\theta_s - \theta_r)} \begin{bmatrix} \delta \cos(\rho_d - \theta_s) + \frac{2L_s T_e^{ref}}{3p\delta \sin(\rho_d - \theta_s)} \\ \delta \sin(\rho_d - \theta_s) \end{bmatrix}$$

Así mismo, la ley de control es

$$\begin{aligned} u_r &= L_m e^{-\mathcal{J}\theta_r} \dot{x}_s^{ref} + L_r \dot{x}_r^{ref} - L_m \mathcal{J} e^{-\mathcal{J}\theta_r} \dot{\theta}_r x_s^{ref} + \dots \\ &\quad + R_r x_r^{ref} - K_2 e_r \end{aligned}$$

Donde  $u_r$  es el voltaje del rotor,  $e_r$  es el error de las corrientes del rotor, y  $K_2$  es la ganancia dada por

$$K_2 = \frac{L_m^2 \dot{\theta}_r^2}{4\epsilon} I_2$$

### 3.4 Referencias de velocidad

El CBP utiliza distintas referencias de velocidad para la RIII, según sea la estrategia de control. Para el control del aspa, la referencia de velocidad es constante y en operación super-síncrona. En este caso, se cuenta con una velocidad angular nominal, la cual es

$$\dot{\theta}_m^{ref} = 1440 \text{rpm} \quad (17)$$

Esta velocidad implica operar con un deslizamiento constante de  $s = -0,2$ .

Por otro lado, para este trabajo, la referencia para la estrategia sin variar el ángulo del aspa está dada por un controlador PI (Hoffman, 2002), el cuál es

$$\dot{\theta}_m^{ref} = K_{pp} e_p + K_{pi} \int e_p dt; \quad e_p = P_{gnom} - P_g \quad (18)$$

Donde  $K_{pp}$  y  $K_{pi}$  son las ganancias proporcional e integral de la potencia, y  $e_p$  es el error de potencia eléctrica del generador.  $P_g$  es la potencia instantánea en el generador y  $P_{gnom}$  es la potencia que debe generarse según la curva de  $C_p/(\lambda, 0)$ .

## 4. SIMULACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados del control de un aerogenerador DFIG usando como modelo de referencia de la turbina la Ec. (4) con control del aspa y sin variar el ángulo de aspa se muestran de las Figs. 7 a la 16. En la Fig. 7 se muestra el perfil de viento correspondiente a la RIII que barre desde 12,5 [m/s] a 25 [m/s].

Los resultados del control del aspa se presentan de las Figs. 8 a la 11. La Fig. 8 contiene la eficiencia de la turbina cuando se modifica el ángulo de aspa de la turbina, donde  $\theta > 0^\circ$ . En la Fig. 9 se muestra el resultado de la regulación de la velocidad angular del generador para que este opere a la velocidad nominal  $\omega_{gnom} = 1440$  [rpm] y con deslizamiento negativo, es decir, con el generador operando en modo super-síncrono. La Fig.10 presenta las potencias activa y reactiva del estator y muestra como se mantiene el factor de potencia unitario en el lado del estator. Finalmente, la Fig. 11 presenta las potencias activas del estator ( $P_s$ ) y el rotor ( $P_r$ ), cuya suma es la potencia total entregada a la red ( $P_g$ ) que corresponde en promedio a la potencia nominal.

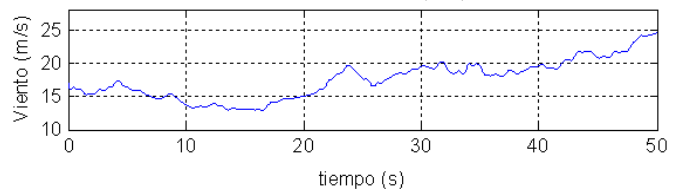


Figura 7. Velocidad del viento para RIII

Los resultados del control sin variar el ángulo de aspa se presentan de las Figs. 12 a la 15. La Fig. 12 contiene la eficiencia de la turbina cuando se regula la velocidad

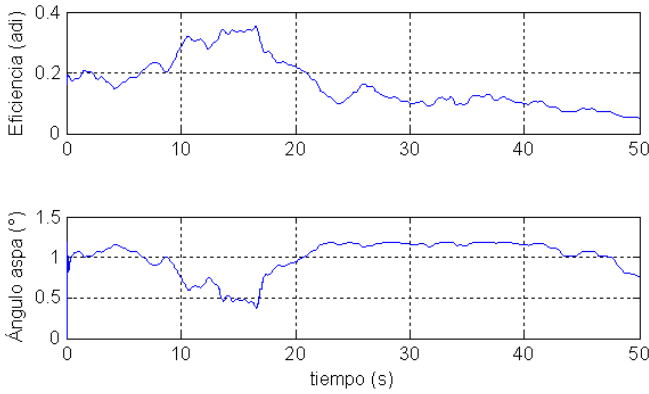


Figura 8. Eficiencia de la turbina y ángulo del aspa, con variación del ángulo de aspa

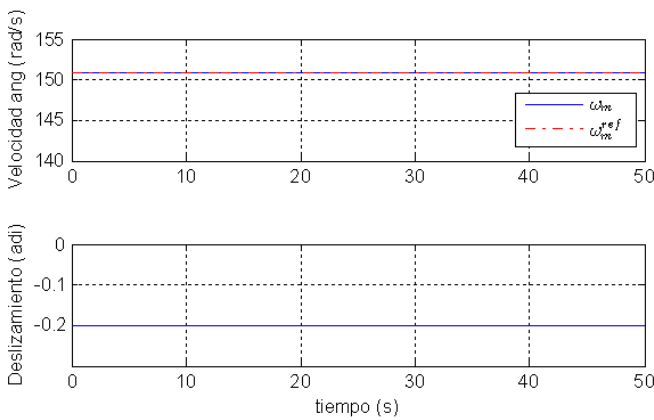


Figura 9. Velocidad angular del generador y deslizamiento, con variación del ángulo de aspa

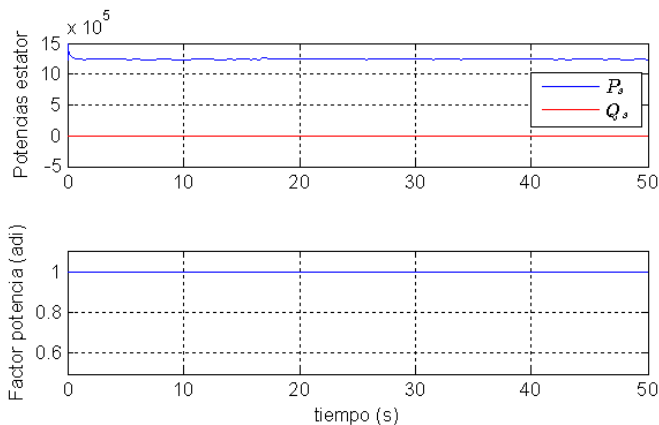


Figura 10. Potencias activa y reactiva, y factor de potencia del estator, con variación del ángulo de aspa

angular del generador con un ángulo de aspa fijo en  $\theta = 0^\circ$ . En la Fig. 13 se muestra un buen seguimiento de la velocidad angular del generador y del deslizamiento del generador, que sigue operando en modo super-síncrono. En la Fig. 14 se presentan las potencias activa y reactiva del estator y se muestra el factor de potencia unitario en el lado del estator. La Fig. 15 presenta las potencias activas del estator ( $P_s$ ) y el rotor ( $P_r$ ), cuya suma es

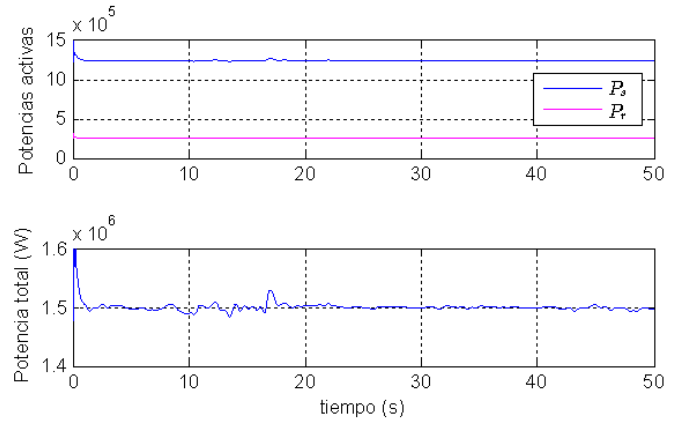


Figura 11. Potencias activas del estator y del rotor, y potencia total, con variación del ángulo de aspa

la potencia activa total entregada a la red ( $P_g$ ), la cual es prácticamente la potencia nominal. Finalmente, en la Fig. 16 se muestra una comparación de las potencias activas totales entre el control por aspa y control sin variar el ángulo del aspa. Se puede apreciar que ambos controles permiten generar potencia nominal en todo el perfil de viento asociado a la RIII de la curva de potencia con una mejor regulación en el caso del control sin variación del ángulo de aspa.

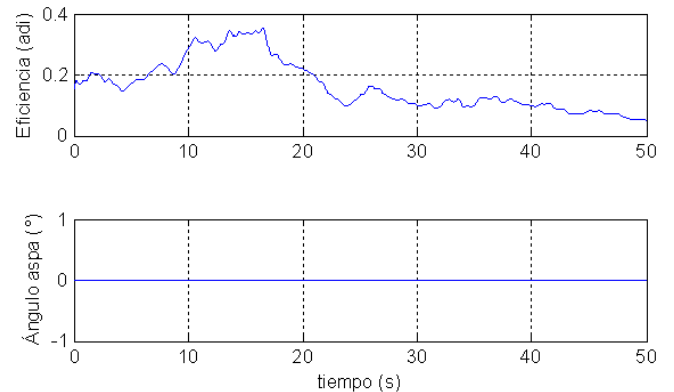


Figura 12. Eficiencia de la turbina y ángulo del aspa, sin variación del ángulo de aspa

## 5. CONCLUSION

El control de un aerogenerador DFIG de 1.5 MW en la RIII de la curva de potencia sin variar el ángulo de aspa se realizó de forma exitosa. Mediante simulaciones se demostró que es posible generar potencia nominal con un ángulo de aspa fijo y regulando adecuadamente la velocidad angular del generador. Adicionalmente, se realizó una comparación con el control típico del aspa. Se pudo observar que ambas estrategias de control satisficieron los objetivos de control de la RIII de producir potencia nominal con factor de potencia unitario en el estator. Sin embargo, se apreció que el control sin variar el ángulo de aspa ofrece mejor regulación de la velocidad y opera a velocidades menores, lo que reduce las cargas mecánicas. Es necesario llevar a cabo la validación experimental de este trabajo.



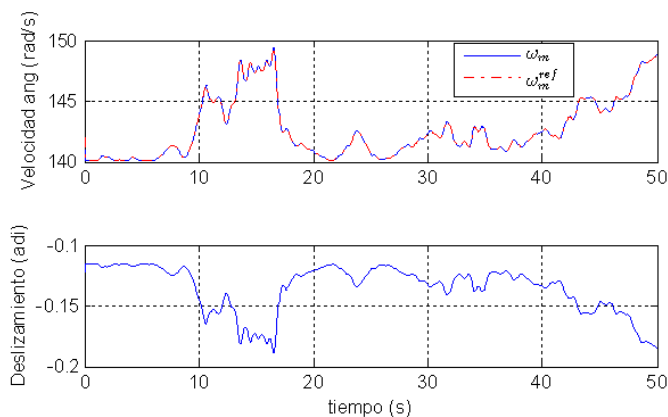


Figura 13. Velocidad angular del generador y deslizamiento, sin variación del ángulo de aspa

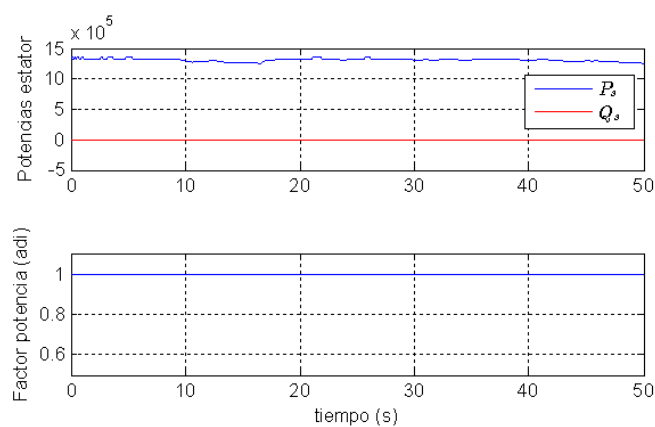


Figura 14. Potencias activa y reactiva, y factor de potencia del estator, sin variación del ángulo de aspa

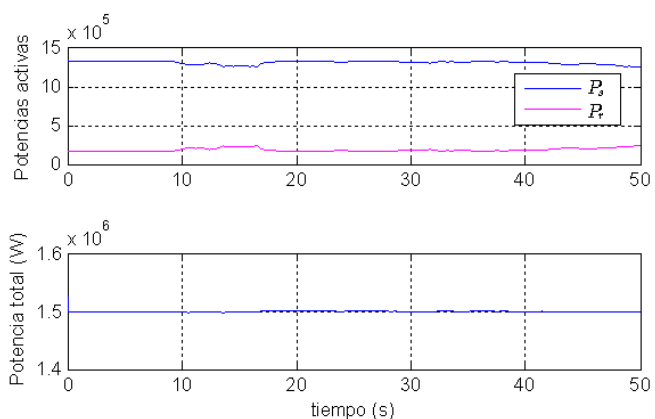


Figura 15. Potencias activas del estator y del rotor, y potencia total, sin variación del ángulo de aspa

#### REFERENCIAS

- Bourlis, D. (2011). A complete control scheme for variable speed stall regulated wind turbines. In R. Cariveau (ed.), *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*, chapter 14. In Tech Europe.
- Fernandez, L., Garcia, C., and Jurado, F. (2008). Comparative study on the performance of control systems for doubly fed induction generator (DFIG) wind turbines

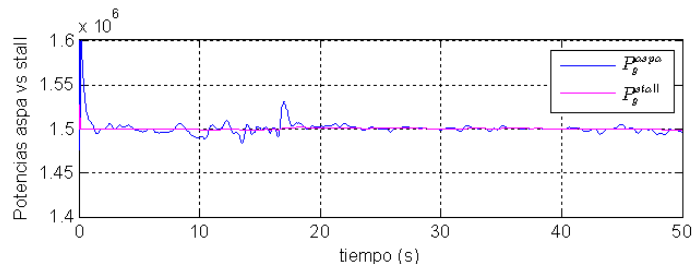


Figura 16. Potencia total con control de ángulo de aspa y sin variar el ángulo de aspa (stall)

- operating with power regulation. *Energy*, 33, 1438–1452.
- GWEC (2012). Global wind energy council: Global wind statistics 2012. [Online].
- Hansen, A., Srensen, P., Lov, F., and Blaabjerg, F. (2006). Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators. *Renewable Energy*, 31, 935–951.
- Heier, S. (1998). *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*.
- Hoffman, R. (2002). *A comparison of control concepts for wind turbines in terms of energy capture*. Master's thesis, Universidad Tecnica de Darmstadt.
- Krause, P. (1986). *Analysis of Electric Machinery*. McGraw-Hill.
- Marques, J., Pinheiro, H., Grundling, H., Pinheiro, J., and Hey, H. (2003). A survey on variable-speed wind turbine system. In *Congreso Brasileiro de Electronica de Potencia (COBEP), Brasil*.
- Monroy, A., Alvarez-Icaza, L., and Espinosa-Perez, G. (2008). Passivity-based control for variable speed constant frequency operation of a DFIG wind turbine. *International Journal of Control*, 81, 1399–1407.
- Pao, L. and Johnson, K. (2011). Control of wind turbines: Approaches, challenges, and recent developments. *Automatica*, 43, 44–62.
- Qiao, W., Venayagamoorthy, G., and Harley, R. (2009). Real-time implementation of a statcom on a wind farm equipped with doubly fed induction generators. *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, 45, 98–107.

#### Apéndice A. PARÁMETROS DE LA TURBINA EÓLICA

Parámetro	Valor
Potencia nominal	1.5 MW
Radio del rotor	32.25 m
Densidad del aire	1.225 kg/m <sup>3</sup>
Eficiencia máxima	0.48
TSR óptimo	8.1
Caja de engranes	65

#### Apéndice B. PARÁMETROS DE LA MÁQUINA ELÉCTRICA DE GE

Parámetro	Valor
Voltaje nominal	575 V
Frecuencia	60 Hz
Pares de polos	3
Velocidad síncrona	1200 rpm
Velocidad nominal	1400 rpm
Momento de inercia	75 kgm <sup>2</sup>