



del 26 al 30 de noviembre de 2012
16 CONVENCIÓN CIENTÍFICA
DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
PALACIO DE CONVENCIONES DE LA HABANA



FLUJO DE POTENCIAS EN UN SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICO INTERCONECTADO A UNA RED ELÉCTRICA

Irvin López García^{1,2}, Eduardo Campero Littewood² y Gerardo R. Espinosa Pérez¹

¹Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), A. P. 70-256, 04510 México D.F., México,

²Universidad Autónoma Metropolitana (UAM-A), Av. San Pablo No. 180. C.P. 02200, México D.F., México

^{1,2}e-mail:irvinlopez@yahoo.com

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es presentar un análisis en estado estacionario de un sistema de generación eólico cuando está interactuando con la red eléctrica. El sistema está compuesto por un generador de inducción de rotor devanado, un convertidor *back-to-back* y una turbina eólica. La contribución principal del trabajo es la demostración y discusión de que el sistema de generación eólica puede operar en estado estacionario, tanto en modo de regulación de potencias activa y reactiva, como en modo de seguimiento de máxima potencia, siempre y cuando se diseñe una estrategia de control que establezca el punto de operación adecuadamente.

PALABRAS CLAVES: Generación Eólica, Generador de Inducción, Regulación de Potencia.

POWER FLOW IN WIND POWER GENERATION SYSTEM WHEN INTERCONNECTED TO A GRID

ABSTRACT

The aim of this paper is to present a steady-state analysis of a wind generation system when connected to the grid. The generating system consists of a wound rotor induction generator, a back-to-back converter and a wind turbine. In this paper, the main contribution is the demonstration and discussion that the wind generating system is capable to operate in a stable mode both to regulate active and reactive power or to have maximum power tracking if a control scheme is design to adequately stabilize the operating point of the wind generating system.

KEY WORDS: Wind Generation, Induction Generator, Power Regulation.

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los avances en la tecnología de los Sistemas de Generación Eólicos (SGE) los convierten en una opción atractiva para solventar de manera importante parte de la generación de la energía eléctrica en el mundo [1]-[3]. Su principio de operación es simple y se basa en dos procesos de conversión de energía: extraer la energía cinética del viento por medio de una turbina eólica que la transforma en energía mecánica, y a su vez, a través de un generador eléctrico, es transformada en energía eléctrica. Sin embargo, su diseño es sumamente complejo porque involucra varias áreas de la ingeniería, tales como: aerodinámica, mecánica, eléctrica y control [1], [2]. En [3] se explican ampliamente este tipo de sistemas y se presenta un análisis comparativo de los diferentes tipos de SGE que se tienen, concluyendo que los basados en un Generador de Inducción de Rotor Devanado (GIRD) son los mejores. Aquí es importante reconocer que los sistemas basados en generadores síncronos con imanes permanentes están teniendo un gran desarrollo actualmente por el hecho de que se ha desarrollado una turbina eólica que puede operar a velocidad constante [4]. A pesar de ello, los SGE basados en GIRD siguen siendo los más importantes por su capacidad de generación.



Es por ello que los esfuerzos que se están haciendo, en las distintas áreas de investigación involucradas con este tipo de sistemas, están enfocados principalmente a entenderlos, operarlos y controlarlos eficientemente, como se puede ver en las publicaciones recientes que se tienen en las diferentes revistas de investigación (energía renovable, control, conversión de energía) [5]-[8]. En estos trabajos queda claro el por qué de la importancia de este tipo de SGE. Sin embargo, la mayoría de ellos abordan el problema de control del SGE cuando interactúa con la red eléctrica bajo el régimen de operación de seguimiento de máxima potencia. En [9] están reportadas las consecuencias que se tienen en una contingencia en la red eléctrica por operar siempre a los SGE en este modo. También en [9] se resuelve el problema de control de regulación de potencias cuando este tipo de SGE está interconectado con la red eléctrica. Sin embargo, no se presenta una explicación clara de este régimen de operación, ya que no aparecen de forma explícita las potencias presentes en el rotor del generador, que son necesarias para lograr el control del intercambio de potencias con la red.

Por ello, el propósito de este trabajo es explicar detalladamente cómo es que los SGE de este tipo pueden trabajar bajo estos dos regímenes de operación. El análisis parte de considerar que se puede representar al SGE únicamente con el modelo del GIRD [10], considerando la dinámica de la turbina eólica mediante un modelo matemático ampliamente utilizado [11] y la red eléctrica por un bus infinito (voltaje y frecuencia constante) operando en estado estacionario a un factor de potencia específico [12].

El resto del trabajo está organizado de la siguiente manera: En el apartado II se presenta al SGE desde una perspectiva de sistemas, resaltando los diferentes subsistemas que lo conforman. En III se presenta el modelo del GIRD en el marco de referencia $dq0$. En IV se presenta el modelo de la turbina eólica y el viento, en V el análisis en estado estacionario del SGE cuando está conectado a la red eléctrica, y por último, en VI las conclusiones.

2. SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICO

Desde una perspectiva de sistemas dinámicos, el SGE está conformado por diferentes subsistemas, como se muestra en la Fig. 1. Se puede ver, por ejemplo, que el problema de la caracterización del viento, la acción de la turbina eólica y la caja de engranes pueden conformar el subsistema mecánico. El GIRD en sí representa otro subsistema, al igual que la red eléctrica. Para un SGE con un GIRD, se tiene como actuador principal a un convertidor de potencia bidireccional, conocido como *back-to-back* [13], el cual conforma otro subsistema. Por lo tanto, al SGE se le puede representar únicamente con el modelo del GIRD si se consideran conocidas y caracterizadas las dinámicas de los demás subsistemas, las cuales son entradas naturales al modelo dinámico del GIRD [10].

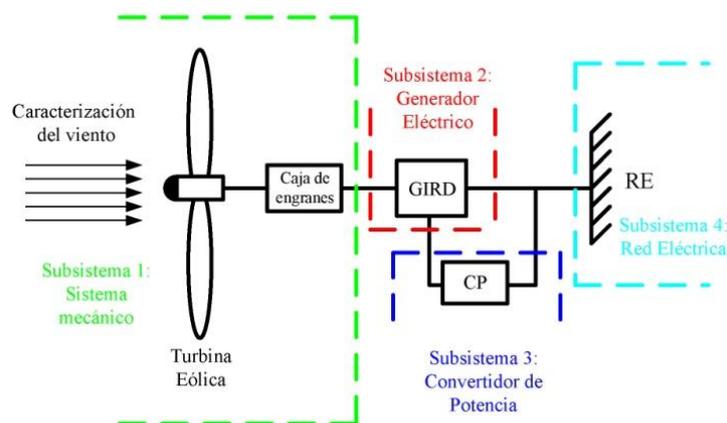


Figura 1: Sistema de Generación Eólico (SGE)



La dinámica del subsistema mecánico se puede integrar si se considera conocida la velocidad del viento [1] y se representa a la turbina eólica con un modelo teórico [11]. La red eléctrica se puede representar con un bus infinito, operando en condiciones de estado estacionario, con la posibilidad de despachar y demandar potencia reactiva [12]. Para el caso del convertidor de potencia, se puede considerar que se tiene un convertidor *back-to-back* [13], con la capacidad de suministrar las potencias que demande el devanado del rotor de la máquina de inducción. El convertidor opera en condición de factor de potencia unitaria ($FP = 1;0$) en el lado donde recibe la alimentación de la red eléctrica [8]

3. MODELO DEL GIRD

Bajo los supuestos de operación en condiciones balanceadas, linealidad en el circuito magnético (no saturado), parámetros constantes (invariantes por calentamiento) y fuerza magnetomotriz libre de armónicos, como lo especifica [10], el modelo matemático del GIRD en un marco de referencia $dq0$, girando a una velocidad síncrona y alineada con el vector del voltaje del estator, está dado por

$$\frac{di_s}{dt} = -\omega_s \mathbf{J} i_s - \omega \xi \mathbf{J} \Psi_r - \gamma i_s + \alpha \xi \Psi_r + \frac{\xi L_r}{L_{sr}} u_s - \xi u_r, \quad (1)$$

$$\dot{\Psi} = -(\omega_s - \omega) \mathbf{J} \Psi_r + \alpha L_{sr} i_s - \alpha \Psi_r + u_r, \quad (2)$$

$$J \dot{\omega} = \frac{L_{sr}}{L_r} i_s^T \mathbf{J} \lambda_r - B \omega + T_m, \quad (3)$$

donde ω_s es la velocidad del marco de referencia, ω es la velocidad mecánica del rotor, $i_s = [i_{sd}, i_{sq}]^T$ son las corrientes del estator, $\Psi_r = [\Psi_{rd}, \Psi_{rq}]^T$ los encadenamientos de flujos de rotor, u_s y u_r el voltaje en el estator y rotor, respectivamente. Todos los demás parámetros en (1)-(3) están definidos por los parámetros de la máquina, las cuales son positivos y están dados por

$$\alpha = \frac{R_r}{L_r}; \xi = \frac{L_{sr}}{\mu}; \gamma = \frac{1}{\mu} \left(\frac{R_s L_r^2 + R_r L_{sr}^2}{L_r} \right)$$

con $\mu = L_s L_r - L_{sr}^2$ y

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} = -\mathbf{J}^T$$

En el modelo, L_s , L_r son las inductancias propias del estator y rotor, L_{sr} es la inductancia mutua, R_s y R_r son las resistencias de los devanados, J es el momento de inercia, B el coeficiente de fricción y T_m el par mecánico aplicado.

Si se considera el siguiente vector de los encadenamientos de flujos $\Psi = \mathcal{L}_e i$ con $\Psi = [\Psi_s^T, \Psi_r^T]^T$ e $i = [i_s^T, i_r^T]^T$, donde Ψ_s e i_s son los encadenamientos de flujos corrientes en el estator y e Ψ_r e i_r los encadenamientos y las corrientes en el rotor, con

$$\mathcal{L}_e = \begin{bmatrix} L_s \mathbf{I}_2 & L_{sr} \mathbf{I}_2 \\ L_{sr} \mathbf{I}_2 & L_r \mathbf{I}_2 \end{bmatrix}; \mathbf{I}_2 = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4)$$

se puede reescribir el modelo del GIRD con las siguientes ecuaciones



$$\dot{\Psi}_s = -\omega_s L_s \mathbf{J}i_s - \omega_s L_{sr} \mathbf{J}i_r - R_s i_s + u_s, \quad (5)$$

$$\dot{\Psi}_r = -(\omega_s - \omega) L_{sr} \mathbf{J}i_s - (\omega_s - \omega) L_r \mathbf{J}i_r - R_r i_r + u_r, \quad (6)$$

$$J \dot{\omega} = L_{sr} i_s^T \mathbf{J}i_r - B\omega + T_m, \quad (7)$$

donde T_m sigue siendo el par mecánico que entrega la turbina eólica y que depende de la velocidad mecánica del rotor (ω) y la velocidad del viento (v), como se verá más adelante. El término $L_{sr} i_s^T \mathbf{J}i_r = T_g$ es el par electromagnético generado dentro de la máquina de inducción [10].

4. TURBINA EÓLICA Y VIENTO

4-A. Turbina Eólica

La potencia mecánica que se captura del viento a través de la turbina eólica se puede caracterizar por la siguiente ecuación no lineal, según [1] y [14]

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta), \quad (8)$$

donde R es el radio del área de barrido de los álabes de la turbina, ρ es la densidad del aire y C_p es el coeficiente de potencia de la turbina eólica, éste último representa el porcentaje de energía contenida en el viento que se transforma en energía mecánica en el eje del rotor. Según [15] y [16], el límite físico para este coeficiente es de 59.26 %, y es conocida como el *Límite de Betz*. El límite fija el valor óptimo del índice de la velocidad de punta (λ_{opt}). Explícitamente, en [11] se da un modelo para este coeficiente,

$$C_p(\lambda, \beta) = \left[\frac{\frac{60,042}{\lambda}}{1 - 0,035\lambda} \right] e^{\frac{-21}{\lambda} - 0,035\lambda} + 0,0068\lambda \quad (9)$$

que depende solamente del índice de la velocidad de punta

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (10)$$

ya que se considera fijo el ángulo de ataque de los álabes a un valor cero ($\beta=0$), la cual corresponde al valor óptimo [1], [14] y [16].

Si en (10) se despeja ω se puede establecer el par mecánico que entrega la turbina eólica

$$T_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 \frac{C_p(\lambda)}{\lambda} \quad (11)$$

El valor máximo que alcanza el coeficiente de potencia en una turbina eólica comercial está por debajo del *Límite de Betz*. Por lo que de acuerdo con [1] y [14] se escoge un valor práctico para este coeficiente de 0.42.



Es importante resaltar que es posible trabajar a las turbinas eólicas comerciales en este punto de operación si se logra controlar la velocidad mecánica del rotor (ω) para compensar las variaciones que se tienen en el viento (ver ecuación (10)). Para el caso donde se quiera fijar la potencia activa que se quiere despachar a la red eléctrica, no necesariamente corresponde a la condición del *Límite de Betz* y la velocidad mecánica no corresponde a λ_{opt} . Es claro entonces, que existen dos perspectivas para el despacho de potencia del SGE a la red eléctrica, las cuales se abordan más adelante.

4-B. Viento

El viento se puede explicar cómo masas de aire en movimiento y su origen se debe al calentamiento desigual que se tiene en la superficie terrestre, como lo explican [1], [16] y [17]. Desde el punto de vista de energía, la característica que más interesa a quien quiera usarla como fuente de energía, es su variabilidad, la cual se torna importante según las condiciones geográficas y climáticas que se tengan, además de que persiste en un amplio rango de escalas de tiempo [16], [18].

De acuerdo a lo publicado por [18], la energía cinética almacenada por unidad de volumen es $E_k = \frac{1}{2} \rho v^2$, donde ρ es la densidad de flujo del aire. Para una corriente de aire que fluye a través de un área transversal A , la tasa de flujo es el producto del área por la velocidad del viento (Av). Por lo tanto, la potencia en el viento queda definida como

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (12)$$

La energía disponible en el viento se obtiene al integrar (12) durante un tiempo T_p

$$E_v = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{T_p} v^3 dt \quad (13)$$

De las ecuaciones (12) y (13) se puede ver que la energía contenida en el viento varía con el cubo de su velocidad. Es por ello que la variabilidad del viento es la característica más preocupante, si se usa como fuente de energía.

Los perfiles reales de la velocidad de viento se obtienen con muestreos de cada diez minutos. Esto está justificado por el estudio realizado por *Van der Hoven*, donde asegura que en ese intervalo de tiempo se tiene el pico máximo de la velocidad de viento [20]. Es por ello que los anemómetros industriales reportan el promedio de las trescientas mediciones que registran en ese intervalo de tiempo [1]. Por lo tanto, en la práctica es aceptable considerar que la velocidad de viento es constante a tramos.

5. ANÁLISIS EN ESTADO ESTACIONARIO: SGE-RED ELÉCTRICA

El análisis en estado estacionario del SGE cuando está interconectado con la red eléctrica es de mucha importancia porque permite determinar los valores requeridos para una condición de operación específica. Desde el punto de vista de estabilidad, este procedimiento corresponde a identificar los diferentes *puntos de equilibrio* del modelo $dq0$ e identificar aquéllos que satisfagan la condición de control impuesta. Identificar este punto tiene la ventaja adicional de establecer el punto de operación deseado al que debe estabilizarse el sistema para tener éxito en la solución del problema de control.

Es por ello que, desde un punto de vista general, si se asume que el SGE se representa con el modelo equivalente del GIRD (5)-(7) y se considera que el estator del GIRD está conectado a un bus infinito con una magnitud de voltaje U y frecuencia determinada por la red eléctrica (ω_s), la potencia activa (\mathcal{P}_{ab}) y reactiva (\mathcal{Q}_{ab}) en el estator del GIRD quedan como



$$\mathcal{P}_{ab} = I_s^T U_s; \mathcal{Q}_{ab} = -I_s^T \mathbf{J} U_s, \quad (14)$$

donde I_s y U_s son, respectivamente, el vector de corriente y el vector de voltaje en el estator en el marco de referencia ab [10]. Cuando el voltaje del estator en el marco de referencia $dq0$ síncrono está alineado con el eje d , es decir, $\mathbf{u}_s [U \ 0]^T$, donde $\mathbf{U} = u_{sd}$, las expresiones para las potencias están dadas por las siguientes ecuaciones [19]

$$\mathcal{P}_s = \frac{3}{2} U i_{sd}; \quad \mathcal{Q}_s = -\frac{3}{2} U i_{sq} \quad (15)$$

Si se toma en consideración la definición de las potencias en el estator del GIRD, es posible determinar el punto de equilibrio entre el SGE y la red eléctrica a través de las siguientes ecuaciones algebraicas

$$0 = -\omega_s L_s \mathbf{J} i_s^* - \omega_s L_{sr} \mathbf{J} i_r^* - R_s i_s^* + u_s, \quad (16)$$

$$0 = -(\omega_s - \omega^*) L_{sr} \mathbf{J} i_s^* - (\omega_s - \omega^*) L_r \mathbf{J} i_r^* - R_r i_r^* + u_r, \quad (17)$$

$$0 = L_{sr} i_s^{*T} \mathbf{J} i_r^* - B \omega^* + T_m(\omega^*), \quad (18)$$

Las cuales corresponden al modelo equivalente del GIRD para una condición de estado estacionario, donde (*) denota los valores para una condición de equilibrio deseado de las variables de estado.

El primer elemento a considerar en este análisis es que el voltaje en el rotor (u_r) del GIRD es una entrada libre al sistema, por lo que la ecuación (17) se puede satisfacer si se asume que las variables que la definen se pueden determinar a partir de (15), (16) y (18). Así, el análisis puede concentrarse solamente en las ecuaciones (16) y (18). Por otra parte, de la ecuación (15) es claro que para un valor prescrito para la potencia activa y reactiva de \mathcal{P}_s^* y \mathcal{Q}_s^* , respectivamente, las correspondientes corrientes en el estator están dadas por

$$i_s^* = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \frac{1}{v} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{v} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathcal{P}_s^* \\ \mathcal{Q}_s^* \end{bmatrix}, \quad (19)$$

ya que $\mathbf{u}_s = [U \ 0]^T$.

Con el valor deseado de las corrientes en el estator, es fácil obtener, de la ecuación (16), el valor deseado de la corriente en el rotor (i_r^*) de la siguiente manera

$$i_r^* = \frac{\mathbf{J}^T}{\omega_s L_{sr}} \left[u_s - (\omega_s L_s \mathbf{J} + R_s \mathbf{I}_2) i_s^* \right], \quad (20)$$

El paso final tiene que ver con la definición de la velocidad mecánica del rotor (ω), la cual se obtiene de la sustitución de la ecuación (20) en (18)

$$\begin{aligned} \omega^* &= \frac{1}{B \omega_s} i_s^{*T} \mathbf{J} \left[-(\omega_s \mathbf{I}_2 + R_s \mathbf{J}^T) i_s^* + \mathbf{J}^T u_s \right] + \frac{T_m(\omega^*)}{B} \\ &= \frac{1}{B \omega_s} \left[\frac{2}{3} \mathcal{P}_s^* - R_s \|i_s^*\|^2 \right] + \frac{T_m(\omega^*)}{B}, \end{aligned} \quad (21)$$



ya que $\mathbf{J}\mathbf{J} = -\mathbf{I}_2, i_s^{*T} u_s = \frac{2}{3} P_s^*$ y $\|i_s^*\|^2 = i_s^{*T} i_s^*$, donde, $\|\cdot\|$ denota la norma Euclidiana.

Es importante hacer notar que si se sustituye $\|i_s^*\|^2$ en (21), la cual está definida explícitamente por

$$\|i_s^*\|^2 = \frac{4}{9U^2} [\mathcal{P}_s^{*2} + \mathcal{Q}_s^{*2}],$$

se obtiene una ecuación algebraica de segundo orden para \mathcal{P}_s^* y \mathcal{Q}_s^* dada por

$$\mathcal{P}_s^{*2} \left(\frac{4R_s}{9\omega_s U^2 B} \right) - \mathcal{P}_s^* \left(\frac{2}{3B\omega_s} \right) + \left(\frac{4R_s}{9\omega_s U^2 B} \mathcal{Q}_s^{*2} - \frac{T_m(\omega^*)}{B} + \omega^* \right) = 0, \quad (22)$$

la cual depende del par mecánico entregado por la turbina eólica ($T_m(\omega^*)$).

La potencia activa que despacha el estator del GIRD en un SGE no coincide con la potencia que se le está entregando a la red eléctrica. En la Figura 2 se muestra el flujo de potencias que se tienen en un SGE para una condición de operación donde se está entregando potencia activa y demandando potencia reactiva a la red eléctrica.

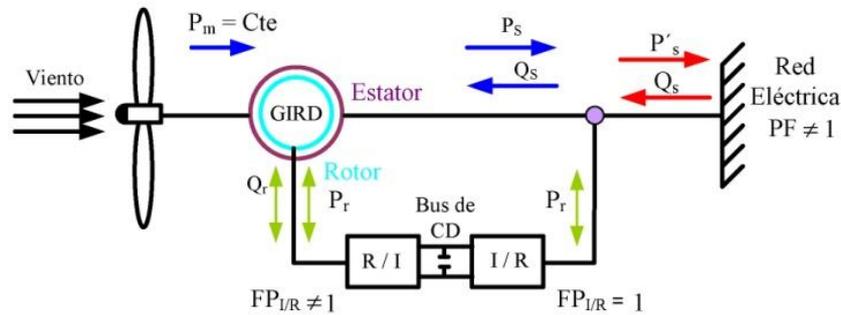


Figura 2: Perfil de viento para una altura de 20 [m]

En la Fig. 2 se puede ver que el nodo de conexión del SGE y la red eléctrica define la potencia activa y reactiva que se le está entregando realmente a la red eléctrica, la cual depende de las potencias que se despachan, tanto el estator, como el rotor del GIRD, que a su vez dependen de las pérdidas por efecto *Joule* en cada uno de los devanados. Es por ello que la potencia activa que realmente se le está entregando a la red eléctrica (\mathcal{P}_{RE}) queda definida de la siguiente manera

$$\mathcal{P}_{RE} = \mathcal{P}_s + (\pm \mathcal{P}_r) - P_{sJ} - P_{rJ}, \quad (23)$$

donde la condición \pm para la potencia activa en el rotor representa que en un SGE basado en un GIRD el rotor puede entregar o demandar potencia activa, correspondiendo a la condición de operación *subsíncrono* y *supersíncrono*, respectivamente [1] y [3]. Los términos P_{sJ} y P_{rJ} representan las pérdidas por efecto *Joule* en el estator ($i_s^2 R_s$) y rotor ($i_r^2 R_r$) del GIRD, respectivamente.

Si se desprecian las resistencias en el estator y rotor del GIRD, es posible relacionar la potencia activa en el rotor con la potencia activa en el estator de la siguiente manera [5]



$$\mathcal{P}_r = -s\mathcal{P}_s, \quad (24)$$

donde s es el deslizamiento que aparece por el principio de funcionamiento de la máquina de inducción, definido de la siguiente manera

$$s = \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s} \quad (25)$$

El deslizamiento caracteriza la velocidad relativa entre el campo magnético del estator y la velocidad angular mecánica del rotor de la máquina [10].

Si se sustituye la ecuación (24) en (23) es posible replantear la potencia activa que se va a entregar a la red eléctrica en términos de la potencia activa en el estator y el deslizamiento.

$$\mathcal{P}_{RE} = \mathcal{P}_s(1-s) \quad (26)$$

La ecuación (26) relaciona directamente la potencia activa entregada a la red eléctrica con la potencia activa en el estator y la velocidad angular mecánica

$$\mathcal{P}_{RE} = \mathcal{P}_s \left(1 - \frac{\omega_s - \omega}{\omega_s} \right) \quad (27)$$

Si se sustituye la ecuación (27) en (22), se tiene que

$$\left(\frac{2\mathcal{P}_{RE}^{*2}}{3B} \right) \left(\frac{1}{\omega^*} \right) - \left(\frac{4R_s \mathcal{P}_{RE}^{*2} \omega_s}{9B u_{sd}^2} \right) \left(\frac{1}{\omega^{*2}} \right) - \left(\frac{4R_s}{9B \omega_s u_{sd}^2} \right) \left(\mathcal{Q}_{RE}^{*2} \right) + \frac{1}{B_r} T_m(\omega^*) - \omega^* = 0, \quad (28)$$

donde \mathcal{P}_{RE}^* y \mathcal{Q}_{RE}^* son, respectivamente, la potencia activa y reactiva deseadas en la red eléctrica. La ecuación (28) se puede resolver para determinar la velocidad mecánica deseada y a través de (19) y (20), determinar las corrientes necesarias en el GIRD para la regulación de las potencias deseada (\mathcal{P}_{RE}^* y \mathcal{Q}_{RE}^*).

Desde el punto de vista de balance de potencias, otro punto en la Fig. 2, donde conviene establecer el balance de potencia activa es el nodo de conexión definida por el estator del GIRD, ya que brinda información que permite definir directamente la potencia activa en el estator de la siguiente manera

$$\mathcal{P}_s = P_m - (\pm \mathcal{P}_r) - P_{BMec}, \quad (29)$$

Donde P_{BMec} es la pérdida mecánica por fricción. Se puede observar que se tiene una relación directa con la potencia mecánica entregada por la turbina eólica P_m y la pérdida mecánica por el coeficiente de fricción (B) considerado. Si se sustituye la ecuación (29) en (23) se puede demostrar que la potencia activa total entregada a la red eléctrica es la potencia mecánica entregada por la turbina eólica, menos la pérdida mecánica en el SGE, ya que se despreciaron las resistencias en el estator y rotor del GIRD

$$\mathcal{P}_{RE} = P_m - P_{BMec} \quad (30)$$

Desde el punto de vista matemático, las ecuaciones (19), (20) y (28) establecen claramente la condición que debe satisfacerse para lograr las potencias impuestas en la red eléctrica cuando se desprecian las



resistencias en el estator y rotor del GIRD. Sin embargo, es importante analizar la ecuación (28), la cual muestra la relación que existe entre la velocidad mecánica deseada con las potencias establecidas en la red eléctrica, por la acción de la turbina eólica $T_m(\omega^*)$. Por lo tanto, desde un punto de vista práctico se tienen varias condiciones que se deben tomar en cuenta en la operación de los SGE cuando están conectados a la red eléctrica:

1. Si se imponen las potencias en la red eléctrica y se considera que el par mecánico es constante, esto es, $T_m(\omega) = T_m = cte$, bastará con resolver de manera secuencial las ecuaciones (28), (19) y (20) para obtener las condiciones adecuadas para las variables de estado que cumplan con las condiciones impuestas. Desde una perspectiva práctica, es importante cuidar que las condiciones de potencias que se impongan en estator y rotor respeten las condiciones nominales de diseño de la máquina. Esta restricción está relacionada también con el tamaño del convertidor de potencia requerido para operar el GIRD.
2. Si se respeta que el par mecánico es proporcionado por una turbina eólica ($T_m(\omega)$), que se supone es constante a tramos (de diez minutos), se tienen dos posibles condiciones de operación.
 - 2.1. La primera es cuando se imponen las potencias en la red eléctrica (P_{RE}^* y Q_{RE}^*) en (28) y se supone conocida y constante a tramos la velocidad del viento. Esta condición de operación corresponde al de regulación de potencia. Para este caso, lo que se necesita para determinar las condiciones de equilibrio es resolver primeramente la ecuación (28) para obtener ω^* , la cual permitirá conocer P_s^* a través de (27). Dado que $Q_{RE}^* = Q_s^*$, de la ecuación (19) se pueden determinar las corrientes necesarias en el estator, con las cuales, por último, se pueden determinar con (20) las corrientes en el rotor del GIRD. Es importante reconocer que en esta condición de operación, la turbina eólica no operará en su punto máximo de operación.
 - 2.2. La segunda es cuando se impone que la turbina eólica opere en su punto máximo de potencia. En esta condición, se fija la velocidad mecánica a su valor máximo, definido por el valor óptimo de λ (ver ecuación (10)), la cual fija la potencia máxima en la red eléctrica y el par máximo $T_m(\omega) = T_{mMax}$ en (28). Por lo tanto, la ecuación (28) se vuelve una ecuación algebraica de segundo orden para P_{RE}^* si se fija la potencia reactiva que se quiera despachar ($Q_{RE}^* = Q_s^*$) y se considera conocida y constante a tramos la velocidad de viento. Esta última condición es posible porque la potencia reactiva aparece como grado de libertad en (22), y la única restricción para esta potencia son los límites de diseño del GIRD.

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se demuestra y se discute que un SGE puede operar sin ningún problema en modo de regulación de potencias (activa y reactiva) y en modo de seguimiento de máxima potencia activa, con la posibilidad de regular potencia reactiva, cuando está interconectado con la red eléctrica.

Tomando como base este resultado, lo que resta es diseñar una estrategia de control que permita estabilizar adecuadamente los estados del SGE, lo cual es representado a través del modelo equivalente del GIRD, para así tener una interconexión más segura y eficiente con la red eléctrica.

RECONOCIMIENTOS

Los autores desean agradecer a la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Universidad Autónoma Metropolitana, unidad Azcapotzalco, el apoyo para la realización y difusión de este trabajo.

REFERENCIAS



- 1 Patel M. R. *Guest Editorial: Wind and solar power systems: design, analysis, and operation*. CRC, 2006.
- 2 Mukund R., Patel *Wind and Solar Power Systems (Design, Analysis and Operation)* CRC-Taylor & Francis. Second Edition. 2006.
- 3 Datta, T. F Ranganathan, V. T. *Variable-Speed Wind Power Generation Using Doubly Fed Wound Rotor Induction Machine-A Comparison With Alternative Schemes*. IEEE Transactions on energy conversion, Vol, 17, No.3, pp. 414-421, September 2002.
- 4 DeWind *Technical Specification DeWind D8.2 2000kW Wind Turbine* International producer of wind power plants, Germany
- 5 Santos-Martin D., Arnaltes S., and Rodriguez-Amenedo J. *Reactive power capability of doubly fed asynchronous generators*. Electric Power Systems Research. Vol. 78, pp. 1837-1840, 2008.
- 6 Monroy A., Alvarez I. L. and Espinosa P. G. *Passivity based control for variable speed constant frequency operation of a DFIG wind turbine*. International Journal of control, Vol. 81, No. 9, pp. 1399-1407, September 2008.
- 7 Villanueva J., and Alvarez-Icaza L. *Modelling wind turbine mechanical power by friction effects*. International Journal of Modelling, Identification and Control. Vol. 6, pp. 205-212, 2009.
- 8 Song H. and Qu Y. *Energy-based modelling and control of wind energy conversion systems with DFIG*. International Journal of control, Vol. 84, No. 2, pp. 281-292, February 2011.
- 9 Tang C., Guo Y. and Jiang J. *Nonlinear Dual-mode Control of Variable-Speed Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generators*. IEEE Transaction on control systems technology, Vol. 19, No. 4, pp. 774- 756, 2004, July 2011.
- 10 Krause, C. P., Wasynczuk O., Sudhoff, D. S. *Analysis of electric machinery and drive system*. IEEE Press Power Engineering Series, Second Edition, 2002.
- 11 Heier S. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. Wiley, 1998.
- 12 Kundur P. *Power System Stability and Control* McGraw-Hill, 1994.
- 13 Kazmierkowski, M. P., Krishan, R., and Blaabjerg, F. *Control in power electronics (Selected Problems)*. Academic Press (An Imprint of Elsevier Science), 2002.
- 14 Muller S., Deicke M., and De Doncker R. *Doubly fed induction generator systems for wind turbines*. Industry Applications Magazine, IEEE Ind. Appl. Mag., Vol. 8, No. 3, pp. 26-33, May-June 2002.
- 15 Sahin A. D. *Progress and Recent Trends in Wind Energy*. Progress in Energy and Combustion Science, 30:501-543, 2004.
- 16 Burton T., Sharpe D., Jenkins N., and Bossanyi E. *Wind energy*. Wiley online Library.
- 17 Le Gouri'er'es D. *Wind power plants: Theory and design*. Pergamon, 1982
- 18 Bianchi F., De Battista H., and Hand M. *Wind turbine control systems: Principles, modelling and gain-scheduling design*. 2006
- 19 Peresada, S., Tilli, A., Tonielli, A. *Power control of a doubly fed induction machine via output feedback*. Control Engineering Practice, Vol. 12, No. 1, pp. 41-57, 2004.
- 20 Boukhezzer, B., Siguerdidjane, H., and Hand, M. M. *Nonlinear control of variable-speed wind turbines for generator torque limiting and power optimization* Journal of solar energy engineering, Elsevier, Vol.128, pp. 516, 2006.

SOBRE LOS AUTORES

Irvin López García. Obtuvo el título de ingeniero electricista en la UAM-Azcapotzalco, México, en 2002, la maestría en la ESIME del Instituto Politécnico Nacional, Zacatenco, México, en 2005 y en 2012 el doctorado en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, México, en el área de control. En 2006 ingresó como profesor en la UAM-Azcapotzalco, donde actualmente es profesor Asociado "C" de tiempo completo. Sus áreas de interés son el modelado, análisis y control de máquinas eléctricas.

Eduardo Campero Littlewood. En 1969 obtuvo el grado de Ingeniero Mecánico Electricista de la Facultad de Ingeniería, UNAM, México. Trabajó en la industria hasta 1975, año en el que inició sus estudios de maestría en el Imperial College de la Universidad de Londres. En 1977 ingresó como profesor de tiempo completo en la Universidad Autónoma Metropolitana, México, donde es profesor Titular "C" desde 1991. Sus áreas de investigación son máquinas eléctricas y uso eficiente de la energía. Actualmente



del 26 al 30 de noviembre de 2012
16 CONVENCIÓN CIENTÍFICA
DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
PALACIO DE CONVENCIONES DE LA HABANA



realiza estudios de doctorado en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, México.

Gerardo R. Espinosa Pérez. En 1987 obtuvo el grado de Ingeniero Mecánico Electricista de la Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán de la UNAM, México, la maestría en el Centro de Investigaciones Avanzadas del Instituto Politécnico Nacional, México en 1989, y en 1993 el doctorado en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, México. Desde el 2000 es profesor de tiempo completo en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, México. Es miembro del Sistema Nacional de Investigadores (Nivel II). Sus áreas de investigación son Sistemas No Lineales, Control Basado en Pasividad, Sistemas Electromecánicos, Sistemas Eléctricos de Potencias y Electrónica de Potencia.