

DETECCIÓN DE DESBALANCES EN GENERADORES EÓLICOS DE BAJA POTENCIA MEDIANTE VARIABLES ELÉCTRICAS

G. Catuogno¹, F. Serra¹, C. De Angelo², G. Bossio²

Grupo de electrónica aplicada (GEA), Facultad de Ingeniería,
Universidad Nacional de Río Cuarto, Ruta Nac.#36 Km.601,
X5804BYA Río Cuarto, Córdoba, Argentina.
gcatuogno@ing.unrc.edu.ar

RESUMEN: Se analiza un método de detección de fallas causadas por desbalances mecánicos en una turbina eólica de baja potencia. Para la detección incipiente de fallas en la turbina se propone una técnica de diagnóstico basada en las mediciones de variables eléctricas. Esta técnica puede ser utilizada como una herramienta de mantenimiento predictivo mediante la cual se pueden reducir los costos de mantenimiento y prevenir fallas severas en el equipo.

Palabras Claves: energía eólica, detección de desbalances, variables eléctricas

INTRODUCCION

La energía eólica es la fuente de energía primaria que más ha crecido durante los últimos años, triplicándose en el periodo 2000-2004 (Johnson et al., 2006), donde la tendencia a alargar los tiempos de operación de las máquinas son demandas decisivas para la introducción del concepto de sistemas de supervisión para la detección de fallas.

En los aerogeneradores de grandes potencias se utilizan generalmente costosos equipos de adquisición y acelerómetros de alta frecuencia para la medición de vibraciones, con el objetivo de detectar problemas en la turbina. Sin embargo, para equipos de baja potencia, la instalación de equipos de medición de vibraciones resultaría en un incremento considerable del equipo, por lo que se han propuesto métodos de detección de fallas mediante la medición de variables eléctricas.

Para esto, diferentes estrategias se proponen para el diagnóstico de fallas, tales como el análisis espectral de corriente del estator (Thomson y Fenger, 2001), el seguimiento del vector espacial de las corrientes de estator o Vector de Park (Cruz y Cardoso, 2001), y la medición de potencia activa (Bossio et al., 2006).

En este trabajo se implementó en simulación la medición de la potencia en el bus de CC a la salida del rectificador no controlado. Para esto, se modeló la dinámica de la turbina (Curti et al., 2006) al igual que los desbalances en el aerogenerador, también se utilizó un generador síncrono de imanes permanentes, un rectificador trifásico de onda completa y un inversor trifásico de las librerías SimPowerSystems de Matlab/Simulink (Figura 1).

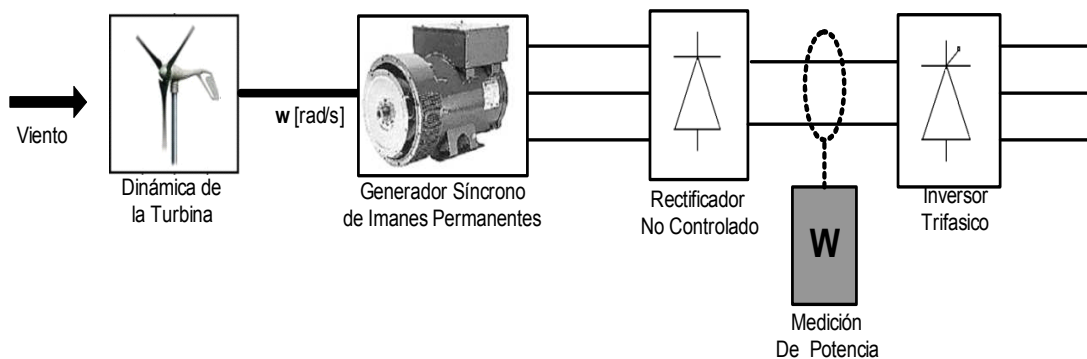


Figura 1: Diagrama topológico del aerogenerador

¹ Becario del CONICET

² Investigador del CONICET

MODELO DE LA TURBINA

Para analizar la dinámica de la turbina se adoptó un modelo de parámetros concentrados (Curti, et al., 2006), el cual cuenta con una caja multiplicadora para acoplar y adaptar velocidades entre el eje de la turbina y el del generador, Figura 2.

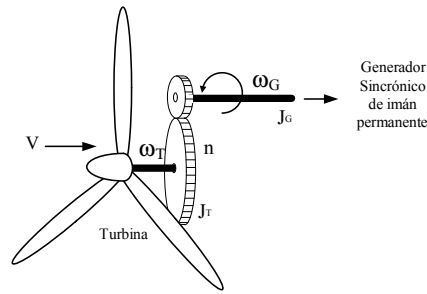


Figura 2: Esquema de la dinámica de la turbina

El torque en régimen permanente del rotor de una turbina de viento puede ser descrito por la siguiente expresión:

$$T_T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^3 \cdot C_T(\lambda) \cdot V^2 \quad (1)$$

siendo V^2 la velocidad efectiva del viento, r el radio de las palas de la turbina, ρ la densidad del aire y $C_T(\lambda)$ es el coeficiente de par, donde λ es la velocidad específica (TSR, Tip Speed Ratio):

$$\lambda = \frac{\omega_T \cdot r}{V} \quad (2)$$

Con ω_T la velocidad angular de turbina.

La ecuación dinámica del torque neto que genera un determinado perfil de viento sobre la turbina es:

$$T_{T_N} = T_T - J_T \cdot \frac{d\omega_T}{dt} - B_T \cdot \omega_T \quad (3)$$

siendo J_T es el momento de inercia y B_T es el coeficiente de rozamiento de la turbina. Mientras que la ecuación dinámica para expresar el torque del lado del generador es:

$$T_{G_N} = T_G - J_G \cdot \frac{d\omega_G}{dt} - B_G \cdot \omega_G \quad (4)$$

donde J_G es el momento de inercia, B_G es el coeficiente de rozamiento de la turbina y ω_G la velocidad angular del generador.

Si consideramos una caja multiplicadora sin pérdidas, la potencia a ambos lados de la misma debe ser igual, de esta manera podemos relacionar las ecuaciones (3) y (4) de la siguiente manera:

$$n = \frac{T_{T_N}}{T_{G_N}} = \frac{\omega_G}{\omega_T} \quad (5)$$

Donde n es la relación de la caja multiplicadora. En la figura 3 se observa la implementación en simulación del modelo dinámico de la turbina.

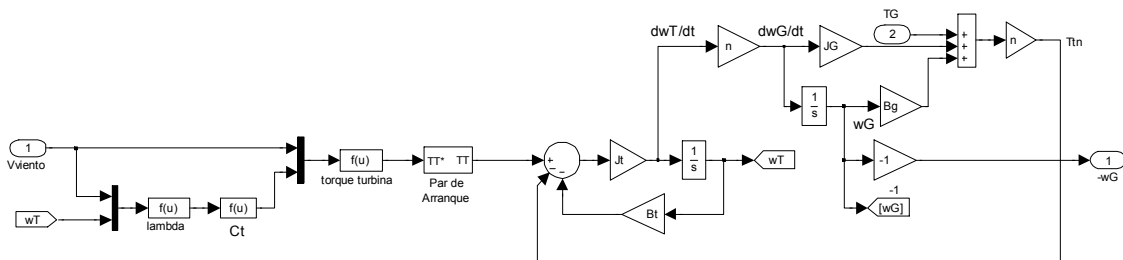


Figura 3: Modelo dinámico implementado en simulación.

MODELO DE DESBALANCES MECÁNICOS

La mayor causa de desperfectos en las turbinas son los desbalances. Éstos pueden ser debidos a defectos de fabricación o pueden producirse en el curso de vida del aerogenerador; incluso pequeños desbalances pueden producir grandes cargas dinámicas que llevan a costosas reparaciones (Ramlau y Niebch, 2007). Los desbalances se pueden clasificar en desbalance de masa y desbalance asimétrico.

- *Desbalances de Masa:* Muchos motivos pueden producir este tipo de desbalance:

- Masas desiguales en los álabes del rotor.
- Excentricidades en el rotor.
- Eje de rotor doblado.
- Penetración de agua.
- Acumulación de hielo.

Los desbalances producidos en las palas de una turbina pueden representarse como una masa Δm que gira a la misma velocidad que las palas (Figura 4).

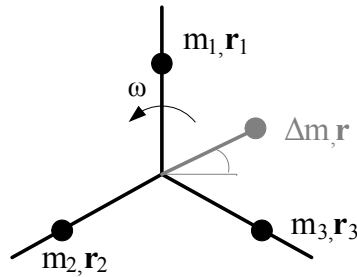


Figura 4: Desbalance de masa en el rotor

Esta masa Δm produce una fuerza F_D al igual que cada una de las palas, de esta manera el desbalance produce un torque a la frecuencia de rotación de la turbina ω_T .

Esta fuerza de desbalance (Figura 5), la podemos expresar como:

$$F_D = \Delta m \cdot g \cdot \cos(\varphi) \quad (6)$$

donde Δm es el desbalance de masa, g es la aceleración de la gravedad.

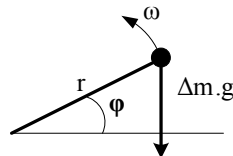


Figura 5: Fuerza de desbalance

De esta manera podemos expresar el torque como:

$$T = F_D \cdot r = \Delta m \cdot g \cdot r \cdot \cos(\varphi) \quad (7)$$

Sumando la expresión de torque de la ecuación (1) con la ecuación (7) se obtiene el modelo de torque total generado por la turbina con falla por desbalance de masa:

$$T_T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^3 \cdot C_T(\lambda) \cdot V^2 + \Delta m \cdot g \cdot r \cdot \cos(\varphi) \quad (8)$$

En la figura 6 se ve el modelo de la dinámica de la turbina de la figura 3 con el agregado del modelo de desbalance.

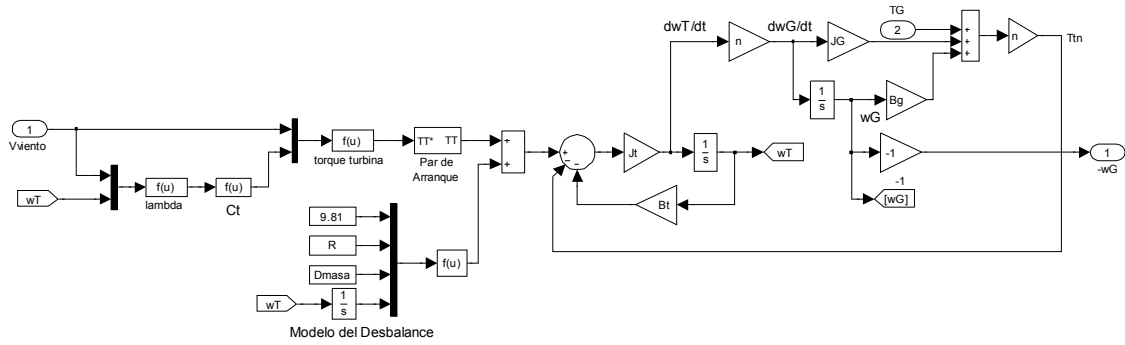


Figura 6: Modelo de la turbina con desbalance

- *Desbalances Asimétricos*: Este caso se presenta cuando las palas tienen diferentes comportamientos aerodinámicos, algunas de las causas más comunes son:

- Errores de ángulo en las palas.
- Desigualdades de la forma de perfil en las palas.
- Rotores dañados y efectos de su reparación.
- Errores en el cono.
- Excitaciones externas producidas por ráfagas, turbulencias, pájaros, etc.

Las asimetrías en el rotor debido a estas causas tiene el efecto de producir diferentes fuerzas aerodinámicas en cada pala y producir el desbalance.

Este tipo de desbalance, al igual que el desbalance de masa, genera una fuerza resultante que produce un torque a la frecuencia de rotación de la turbina ω_T , por lo que puede incluirse en el modelo de la misma manera que el anterior.

ESTRATEGIA DE DIAGNÓSTICO IMPLEMENTADA

Las turbinas de velocidad variable son diseñadas para seguir las variaciones de la velocidad del viento con el objetivo de maximizar su rendimiento aerodinámico, en consecuencia la tensión generada en bornes del generador síncrono de imanes permanentes es de frecuencia y amplitud variable. Por lo tanto, a esta tensión es necesario rectificarla a CC para luego convertirla en una tensión trifásica de amplitud y frecuencia constante.

Los desbalances producidos en el rotor producen oscilaciones en la velocidad, las que se reflejan en la tensión inducida en el generador y por lo tanto en la potencia activa instantánea generada. Las frecuencias de desbalance f_D que se generan son función de la velocidad de rotación de la turbina.

$$f_D = \frac{\omega_T}{2\pi} \quad (9)$$

Esta frecuencia f_D es igual a la frecuencia de la señal trifásica generada por el generador síncrono $f_{Trifásica}$ siempre que la relación de la caja multiplicadora n y el número de pares de polos p , sean igual a la unidad:

$$f_D = \frac{f_{Trifásica}}{n \cdot p} \quad (10)$$

Se propone analizar el espectro en frecuencia de la potencia eléctrica en el bus de CC, aprovechando que también son variables que se utilizan para realizar el control del aerogenerador. Para esto se considera un rectificador no controlado, sin pérdidas, donde la potencia en ambos lados del mismo debe ser igual.

Por otra parte, la forma de onda a la salida de un rectificador de onda completa, contiene información de la onda trifásica rectificada. Se observa así que la frecuencia del rizado (*ripple*) de la señal rectificada f_{cc} es múltiplo de la onda trifásica $f_{Trifásica}$ (Mohan, 1995), de la misma manera se aprecia en el espectro de la potencia eléctrica.

$$f_{CC} = 6 \cdot f_{Trifásica} \quad (11)$$

Por lo tanto, si se conoce el número de polos del generador y la relación de la caja multiplicadora, se puede utilizar esta componente del espectro para calcular la frecuencia de desbalance de la siguiente manera:

$$f_D = \frac{f_{CC}}{n \cdot p} = \frac{f_{Trifásica}}{6 \cdot n \cdot p} \quad (12)$$

De esta manera se puede calcular dónde estará ubicada la frecuencia de desbalance f_D para una determinada velocidad angular de la turbina.

RESULTADOS DE SIMULACIÓN

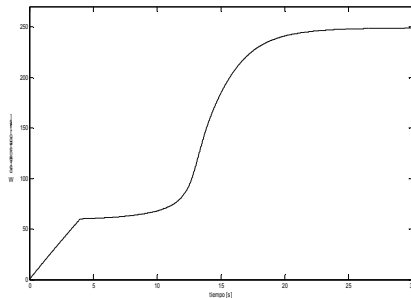
Con el fin de analizar y evaluar el método propuesto para la detección de desbalances en el rotor de una turbina se realizaron simulaciones computacionales para distintas condiciones con una carga resistiva. A continuación en la Tabla 1 se muestran los parámetros utilizados para la simulación de la turbina:

Parámetro	Valor
Radio de las palas r	2.5 [m]
Densidad de aire ρ	1.23 [Kg/m ³]
Relación de velocidades n	5
Inercia J_T	18.28 [Kg.m ²]
Rozamiento B_T	0.05 [kg.m.s ² /rad]

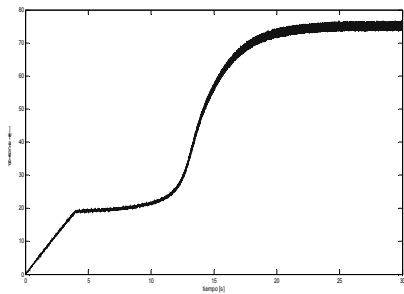
Tabla 1: Parámetros de la turbina simulada

En la figura 7 se simuló la turbina sin desbalance: en (a) se aprecia la velocidad del generador ω_G , en (b) la potencia obtenida en el bus de CC y en (c) el espectro de frecuencia de la potencia, donde se observa la frecuencia del rizado de CC debido al rectificador controlado f_{CC} .

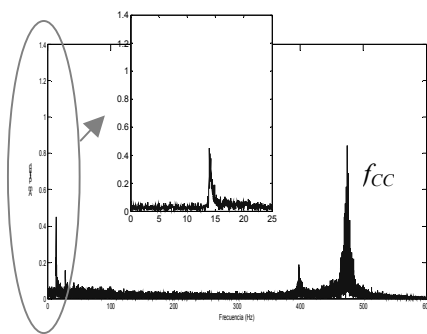
En la figura 8 se simuló la turbina con desbalance: en (a) y (b) se observa la pulsación debido al desbalance sobre la velocidad y la potencia, respectivamente, mientras que en (c) se muestra el espectro de frecuencia de la potencia. Se puede apreciar aquí la frecuencia del rizado de CC debido al rectificador controlado f_{CC} y ampliada la frecuencia de desbalance f_D .



(a)

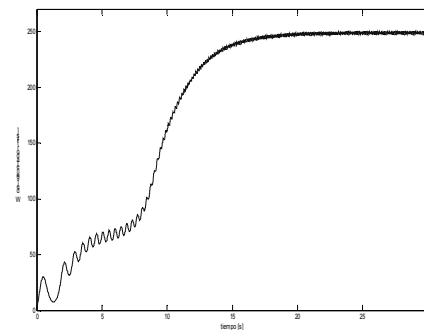


(b)

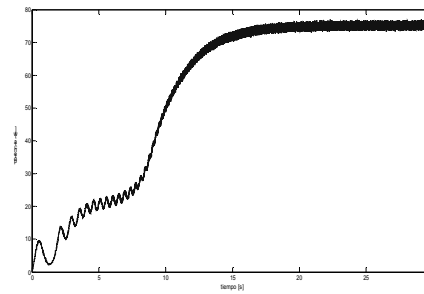


(c)

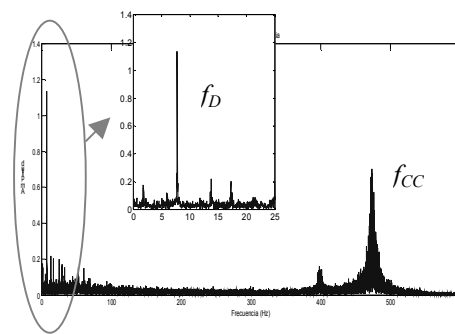
Figura 7. Resultados de simulación de la turbina sin desbalance. (a) velocidad de rotación del generador, (b) potencia del bus de CC, (c) espectro de la potencia



(a)



(b)



(c)

Figura 8. Resultados de simulación de la turbina con desbalance. (a) velocidad de rotación del generador, (b) potencia del bus de CC, (c) espectro de la potencia

CONCLUSIONES

En este trabajo se analizó una estrategia que se basa en la información contenida en el espectro de la potencia eléctrica. Esta estrategia se aplicó para la detección desbalances en el eje del rotor de una turbina eólica.

Los resultados de simulación permiten observar que ante un desbalance de masa o simétrico se produce un torque pulsante en la velocidad de la turbina que se transmite a la potencia y se puede detectar en el espectro en frecuencia. Para poder determinar si esta frecuencia corresponde a un desbalance, la misma se puede calcular midiendo la frecuencia del rizado de rectificación en la potencia de CC.

Como trabajo futuro se propone analizar otro tipo de fallas que se producen en turbinas eólicas e implementar en un banco de ensayo estas fallas para contrastar los resultados de simulación obtenidos con resultados experimentales.

REFERENCIAS

- Bossio J. , Giaccone S., De Angelo C. y Bossio G. (2005). Detección de desbalances mecánicos en maquinas accionadas con motores de inducción, RPIC XI Reunión de Trabajo en Procesamiento de la Información y Control, 21 al 23 de septiembre de 2005
- Curti M., Magallan G., De Angelo C. y García G. (2006). Emulación dinámica de una turbina eólica, AADECA 2006 – XX° Congreso Argentino de Control Automático 28 al 30 de Agosto de 2006 - Buenos Aires, Argentina.
- Cruz S., and Marquez Cardoso A.(2001), Stator Winding Fault Diagnosis in Three-Phase Synchronous and Asynchronous Motors, by the Extended Park's Vector Approach”, *IEEE Trans.On Ind. Applications*, vol. 37, n° 5, pp. 1227-1233..
- Johnson, K.E.; Pao, L.Y.; Balas, M.J.; Fingersh, L.J., (2006) Control of variable-speed wind turbines: standard and adaptive techniques for maximizing energy capture, *IEEE Control System Magazine*, pp 70-81, Vol 26 No 3
- Mohan, N., Undeland, T. M., Robbins, W. P.,(1995). *Power Electronics: Converters, Application, and Design (2nd ed.)*, pp. 103-111, John Wiley & Sons, Inc., USA.
- Thomson W., and Fenger M.,(2001) “Current signature analysis to detect induction motor faults”, *IEEE Industry Applications Magazine*, pp. 26-34.
- Ramlau R. and Niebsh J. (2007). Automatic imbalance identification in wind turbines. *Solar Energy Engineering*: 1-17.

ABSTRACT

A method to detect faults caused by mechanic imbalances is analyzed for a low power wind turbine. For the detection of incipient faults in the turbine, a diagnosis technique based on the measurements of electrical variables is proposed. This technique can be used as a predictive maintenance tool in order to reduce the maintenance costs and prevent severe faults in the equipment

Keywords: wind energy, imbalances, electrical variables