

SINTONIZACIÓN ÓPTIMA DE UN CONTROLADOR PARA UNA TURBINA EÓLICA CON GENERADOR SÍNCRONO DE MAGNETIZACIÓN PERMANENTE

OPTIMAL TUNING OF A CONTROLLER IN A WIND TURBINE EQUIPPED WITH A PERMANENT MAGNETIZED SYNCHRONOUS GENERATOR

Santiago Sánchez Acevedo¹, Maximiliano Bueno López² & Edilson Delgado Trejos³

1. I. E., M. Sc., Docente, Instituto Tecnológico Metropolitano, Grupo MIRP (ITM), Medellín, Colombia.

2. I. E., M. Sc., Est. Doctorado, Universidad Nacional Autónoma de México.

3. I. E., Ph.D., Director Centro de Investigación Grupo MIRP, Instituto Tecnológico Metropolitano (ITM), Medellín, Colombia
santiagosanchez@itm.edu.co.

Recibido para evaluación: 29 de Mayo de 2009

Aceptación: 1 de Junio de 2009

Entrega de versión final: 12 de Junio de 2009

Resumen

Este artículo presenta el diseño de un controlador lineal, el sistema de control es entrenado para hallar la ganancia del regulador minimizando la energía de entrada y el error de seguimiento. El problema de sintonización es resuelto con la optimización por cúmulo de partículas; en la turbina de viento se controla la velocidad del generador síncrono de magnetización permanente conectado a un convertidor chopper representado por una carga resistiva variable; la turbina emplea el modelo de eje rígido. Para el desarrollo y prueba del sistema de control se usa el modelo en el sistema de coordenadas del rotor.

Palabras Clave: Control lineal, Generador síncrono, Turbina de viento.

Abstract

This paper presents the design of a linear controller; the system control is trained with the particles swarm technique. The control system is trained to find the gain of the regulator minimizing the input energy and the tracking error. The tuning problem is solved with the optimization method of particles swarm; in the wind turbine the rotor speed of the permanent magnetized synchronous generator is the output variable and is connected to a chopper converter represented by a variable resistive load, the turbine uses a rigid drive train. In order to develop and test the system the control employs the generator model in the rotor coordinates.

Keywords: Linear control, Synchronous generator, Wind turbine.

1. INTRODUCCIÓN

Las turbinas eólicas se diseñan para convertir la energía del viento (energía cinética) en la energía mecánica. Luego en los generadores de la turbina, ésta energía mecánica se convierte en electricidad. La electricidad generada se puede almacenar en baterías, o utilizar directamente.

El desarrollo de la energía eólica en los últimos años ha sido cuestionada por asuntos de la calidad de potencia suministrada. Para esto la, norma internacional IEC 61 400-21 "Medición y evaluación de calidad de potencia en turbinas de viento" ha sido desarrollado para hacer frente a este problema. (Vilar, et al., 2003)

Una turbina de viento contiene una cantidad de dispositivos necesarios para que la explotación del recurso eólico se realice de la manera más satisfactoria posible. Describiendo un poco los componentes básicos que posee un aerogenerador, se tiene que la góndola es la que contiene los componentes clave, incluye el multiplicador y el generador eléctrico. Las palas del rotor son las encargadas de capturar el viento y transmitir la potencia hacia el buje. En los aerogeneradores modernos cada pala mide alrededor de 27 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión. El buje de rotor es el encargado de realizar la conexión mecánica entre las palas del aerogenerador con el eje de baja velocidad, el cual a su vez conecta va conectado a la caja multiplicadora de velocidad, en los aerogeneradores modernos el eje de baja velocidad gira dentro del rango de 19 a 30 revoluciones por minuto, el cual es una buena velocidad para la producción de energía eléctrica, este eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

La caja multiplicadora es la encargada de elevar hasta 50 veces las revoluciones del eje de baja velocidad y transmitirla a un eje de alta velocidad el cual esta acoplado al generador eléctrico, donde dichos generadores pueden ser de diversos tipos, en este trabajo se emplea el generador síncrono de magnetización permanente (GSMP) para velocidad variable.

En Colombia se han visto avances en este campo, en la parte alta de la península de La Guajira, al norte del país, vientos que soplan en un rango promedio anual de [8-9] m/s son el potencial energético del Parque

Eólico en Colombia, base de un proyecto de desarrollo rural para 5.000 familias indígenas. En ese proyecto, que se encuentra en su fase de laboratorio eólico, convergen dos empresas privadas, un resguardo (jurisdicción) indígena y las municipalidades de Uribia y Manaure, que constituyeron la sociedad prestadora de servicios públicos Wayúu ESP. La capacidad de generación es aproximada a 20 megavatios.

Las pequeñas turbinas de viento son aplicadas como sistemas autónomos donde se requiere la carga de un banco de baterías o con sistemas híbridos que emplean generadores con sistema de combustión y eólica, este trabajo primero se enfoca en una descripción general de los aspectos básicos de las turbinas de viento, luego se presenta el modelo del eje rígido en la turbina, se presenta una sección del generador síncrono de magnetización permanente donde se describe el modelo en los ejes directos y cuadratura típicos en el control de máquinas de corriente alterna (Sánchez y Giraldo, 2008), la máquina alimenta una carga variable RL la cual modela el convertidor DC, luego, se describe el control lineal y las funciones de desempeño para evaluar el comportamiento del sistema. Las últimas secciones describen el método de optimización por cúmulo de partículas usado para sintonizar el controlador, la sintonización del controlador los resultados y conclusiones.

2. CONTROL DE TURBINAS EÓLICAS

Los métodos actuales para control de turbinas eólicas se basan en la región de operación de esta. La principal tendencia es el uso de sistemas SISO. Un diagrama de bloques de un control general de turbinas se muestra en la Figura 1.

Donde V_{mean} es la velocidad del viento, P_{ref} es la potencia de referencia, β_{ref} es el ángulo de referencia, T_{ref} es el torque de referencia, β_{adj} and T_{adj} son los ángulos de corrección y el par respectivamente β es el ángulo actual, P_{out} es la potencia de salida y T_g es el par del generador.

Las turbinas eólicas están compuestas de tres partes principales: el rotor, caja de velocidad, el generador. El voltaje y el ángulo de giro son las variables típicamente a controlar. En la Figura 2 se muestra un diagrama de bloques que presenta cada una de las partes (Jonhson, et al., 2006).

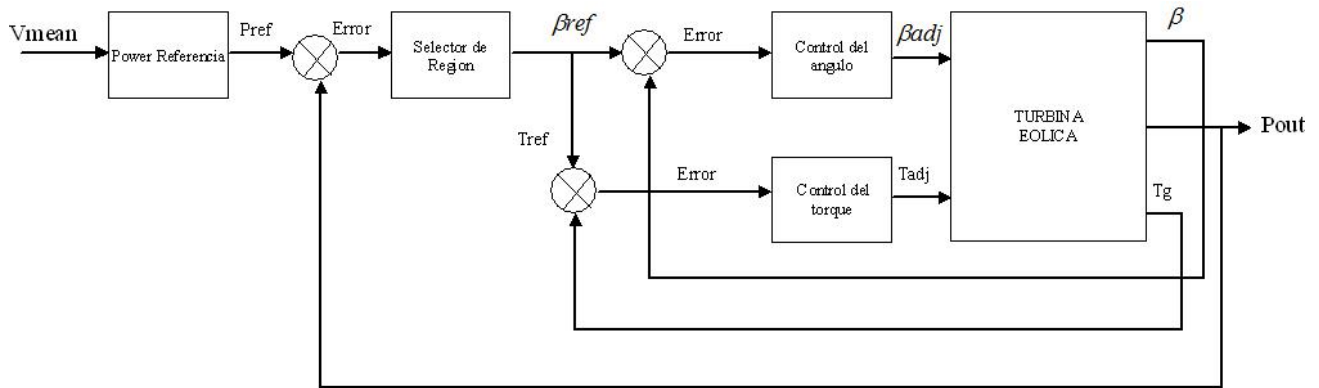


Figura 1. Control SISO para turbinas eólicas.

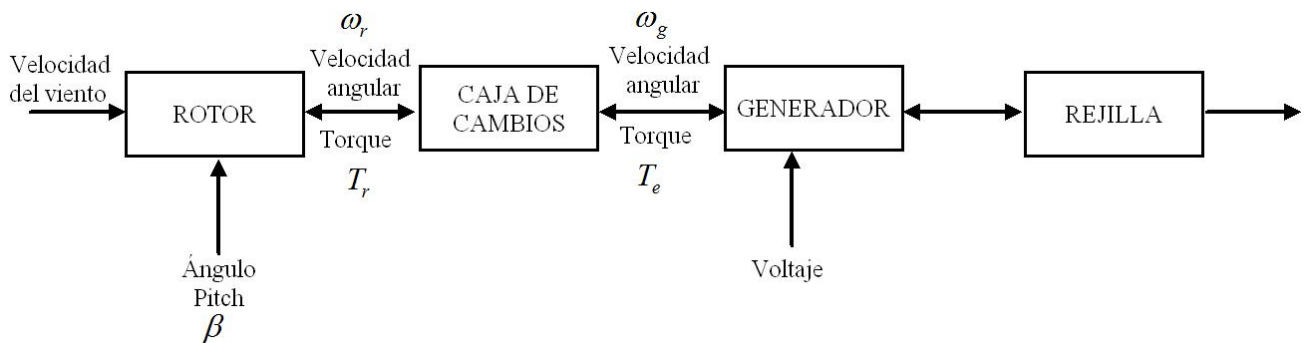


Figura 2. Diagrama de Bloques Turbina eólica.

La velocidad del viento está siempre fluctuando, por lo que su contenido energético varía de forma continua. La magnitud de esa fluctuación depende tanto de las condiciones climáticas como de las condiciones de superficie locales y de los obstáculos. La componente variable del viento puede contener gran cantidad de energía a altas frecuencias. La producción de energía de una turbina eólica variará conforme varíe el viento, aunque las variaciones más rápidas debidas a turbulencias, serán hasta cierto punto compensadas por la inercia del rotor de la turbina eólica. Sin embargo, las turbulencias deben tenerse en cuenta durante el diseño ya que si las frecuencias de las ráfagas coinciden con la frecuencia natural de los materiales de los aerogeneradores, pueden producirse serios daños en la estructura por fatiga. (Muhando, et al., 2007)

El viento atmosférico puede describirse como la suma de dos términos. El primero, constante que representa la velocidad media. El segundo varía con el tiempo y representa las fluctuaciones (Hossein, et al., 2004)

De acuerdo con la condición de viento, la variable de velocidad del generador de la turbina eólica del sistema se puede analizar desde tres diferentes aspectos: La primera es la fase de inicio. Mientras la velocidad del

viento es lo suficientemente alta, la turbina eólica puede iniciar esta etapa y no será necesario el control. En la segunda etapa, se consideran variaciones en la velocidad del viento, lo que se refleja en la variación de la energía eléctrica generada. Aunque, en teoría, la velocidad angular de las aspas del rotor puede variar arbitrariamente en función de la velocidad del viento, cuando la velocidad del viento sea inferior a un determinado valor, el coeficiente de potencia tiene que mantenerse a un valor constante debido a limitaciones mecánicas. La velocidad de rotación de las aspas del rotor se debe ajustar a la velocidad del viento, para esto se requiere control de la variable de velocidad (Tao, et al., 2005).

En la tercera fase, la turbina eólica opera bajo condiciones nominales de velocidad y potencia, bajo estas condiciones la velocidad de rotación del rotor y la potencia de salida deben mantenerse dentro de un valor limitado debido a restricciones mecánicas y eléctricas en la fabricación de la turbina (Zhang, et al., 2006).

Cuando se diseña el control de velocidad para turbinas eólicas, se maneja una gran resonancia, debido a la no linealidad de los sistemas dinámicos originada por

variaciones producidas por la turbulencia del viento. Esto requiere buen conocimiento de la dinámica para el control (Aouzellag, et al., 2007).

En (Zhang et al., 2007) se propone un algoritmo de control no lineal para una turbina eólica de velocidad variable en la cual no se realiza medición de la velocidad del viento. La medida de la corriente de salida del generador de imán permanente, el voltaje y la velocidad del eje se utilizan para estimar el par electromagnético del generador de imán permanente mediante filtro de Kalman. Luego la velocidad del viento es estimada por el método de Newton-Raphson tras obtener la potencia estimada de la turbina eólica.

En (Boukhezzer et al., 2005) se presenta un controlador no lineal de velocidad para una turbina eólica con un generador de inducción de alimentación doble. La eficiencia y fiabilidad de la potencia obtenida a partir del viento es mostrada dependiendo de la estrategia de control aplicada. Según el perfil de las variaciones repentinas del viento, el rendimiento de la turbina eólica disminuye causando problemas en la red eléctrica. Por la limitación de las cargas mecánicas y variaciones de velocidad de rotación, se propone un controlador en cascada basado en las aproximaciones de las variables.

3. MODELO DE LA TURBINA CON EJE RÍGIDO

Para este trabajo, se asume que la turbina posee un eje rígido. La potencia extraída por la turbina se determina empleando la ecuación (1).

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

donde ρ es la densidad del aire, R el radio de la turbina, C_p el coeficiente de rendimiento de potencia, λ la tasa de velocidad, v la velocidad del viento.

El coeficiente de rendimiento para la potencia se calcula con la aproximación numérica de la ecuación (2), la cual se diferencia con el trabajo de Sloopweg et al. (2001) donde se realiza variación del ángulo de las aspas de la turbina.

El coeficiente de rendimiento para la potencia se calcula con la aproximación numérica de la ecuación (2), la cual se diferencia con el trabajo de Sloopweg et al. (2001) donde se realiza variación del ángulo de las aspas de la turbina.

$$C_p = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda} - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda}} \quad (2)$$

λ es una relación entre la velocidad de la punta de las aspas de la turbina y la velocidad del viento cerca del rotor, se calcula a partir de la ecuación (3).

$$\lambda = \frac{\omega_L R a}{v} \quad (3)$$

El par mecánico desarrollado (T_{wt}) queda determinado por la ecuación (4) (Boukhezzer y Siguerdidjane, 2009).

$$T_{wt} = \frac{\pi \rho R a^3}{2} C_T(\lambda) v^2 \quad (4)$$

El coeficiente de rendimiento del par mecánico C_T es definido como $C_T = C_p / \lambda$.

La velocidad angular en el lado de la turbina (ω_L) es función de la velocidad angular del lado del generador (ω_H) y se calcula según (5).

$$\omega_L = \frac{\omega_H}{G} \quad (5)$$

donde G es el coeficiente de la caja de cambios.

El coeficiente C_T puede ser aproximado empleando un polinomio de segundo orden, esto se realiza empleando la técnica mínimos cuadrados y se muestra en (6); la Figura 3 muestra el comportamiento del coeficiente de par aproximado de orden dos y el coeficiente obtenido por medio de (3) (Munteanu et al., 2008).

$$C_T = a_0 + a_1 \lambda + a_2 \lambda^2 \quad (6)$$

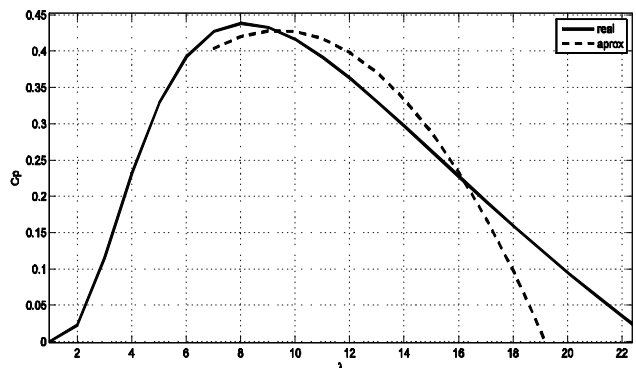


Figura 3. Coeficiente de desempeño.

El par mecánico en el lado del generador queda representado por la ecuación (7).

$$T_m = \frac{T_{wt}}{G} \quad (7)$$

Reemplazando las ecuaciones (3), (4) y (6) en (7), el par en el generador se representa por la ecuación (8) con los coeficientes d_i ; $i=\{1,2,3\}$, calculados con los parámetros de la aproximación del coeficiente de desempeño y la turbina respectivamente.

$$T_m = \frac{d_1 v^2}{G} + \frac{d_2 v w_H}{G^2} + \frac{d_3 w_H^2}{G^3} \quad (8)$$

4. MODELO DEL GENERADOR SÍNCRONO

El modelo de la máquina eléctrica emplea las coordenadas estacionarias y coordenadas del rotor, el sistema del motor síncrono de magnetización permanente se presenta en (Leonhard, 2001) en las coordenadas estacionarias; en el sistema se tienen las corrientes y voltajes a 90° de fase (9-11), n_p es el número de pares de polos, R es la resistencia del estator en Ohmios, L_s la inductancia de estator en Henrios, con θ la posición angular en rad, ω la velocidad angular en rad/s, i_{sab} y u_{sab} representan las corrientes y voltajes del estator en el eje a y b respectivamente, T_m el par

mecánico en Nm, T_e el par eléctrico en Nm, φ_m el flujo de magnetización en el rotor en Wb y ε el ángulo de giro en rad (Chiasson, 2005).

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega \quad (9)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{T_m}{J} - \frac{T_e}{J} \quad (10)$$

$$\mu_{sab} = R i_{sab} + L_s \frac{d i_{sab}}{dt} + \omega \varphi_m e^{(jn_p \varepsilon)} \quad (11)$$

El par electromagnético de la máquina se expresa por los flujos y las corrientes de estator como $T_e = \varphi_a i_b - \varphi_b i_a$ (Bose, 2002), la Figura 4 presenta la máquina en el marco estacionario conectada a una carga RL variable, la cual describe el sistema de electrónica de potencia. Al aplicar la transformada de Park y presentar el modelo como generador con las corrientes negativas; el sistema es expresado en las coordenadas del rotor las cuales hacen simple el diseño del controlador debido a que sus señales son tratadas como corriente directa y se reduce a trabajar con dos ejes. El sistema se modela en el conjunto de ecuaciones (12-15) donde i_{dq} y u_{dq} representan las corrientes y voltajes del estator en el eje directo d y cuadratura q respectivamente.

Figura 4. Generador síncrono de magnetización permanente en el marco estacionario.

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega \quad (12)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{T_m}{J} + \frac{n_p}{J} \varphi_m i_q \quad (13)$$

$$u_d = -R i_d + n_p L_s \omega i_q - L_s \frac{d i_d}{dt} \quad (14)$$

$$u_q = -R i_q - n_p L_s \omega i_d - L_s \frac{d i_q}{dt} + \omega \varphi_m \quad (15)$$

El sistema en espacio de estados se representa en (16) - (19) al alimentar la carga RL como se describe en la Figura 4, L es la inductancia de la carga, R la resistencia de la carga, JH el coeficiente de inercia en el lado del generador, el vector de estados $x=[x_1, x_2, x_3]=[i_d, i_q, \omega]$, las entradas al sistema $u=[R_L, v]$ y la salida ω (Cutululis et al., 2006).

$$\frac{dx_1}{dt} = \frac{1}{L+L_s} (-Rx_1 + n_p(L+L_s)x_2x_3 - x_1u_1) \quad (16)$$

$$\frac{dx_2}{dt} = \frac{1}{L+L_s} (-Rx_2 - n_p(L+L_s)x_1x_3 + n_p\phi_m x_3 - x_2u_1) \quad (17)$$

$$\frac{dx_3}{dt} = \frac{1}{J_H} \left(\eta \left(\frac{d_1}{G} u_2^2 + \frac{d_2}{G^2} u_2 x_3 + \frac{d_3}{G^3} x_3^2 \right) + n_p\phi_m x_2 \right) \quad (18)$$

$$y = [0 \ 0 \ 1]x \quad (19)$$

5. CONTROLADOR LINEAL

Esta sección presenta el método de control lineal proporcional integral (PI) y por reubicación de polos. La idea principal es controlar la velocidad del generador mediante la variación de la carga resistiva como entrada. Considere un sistema invariante en el tiempo de la forma de (20), donde x es el vector de estados, u el vector que contiene las señales de control y $f(\bullet, \bullet)$ es una función vectorial no lineal que satisface la condición de existencia de la solución de la ecuación diferencial.

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (20)$$

La meta del control por reubicación de polos es encontrar una ganancia K para realimentar los estados del sistema y que se comporte de la forma en que se han seleccionado los polos en lazo cerrado (Astrom, 2002, Li, 2007).

Para el regulador PI y el acople con el sistema de sintonización; en el caso de este artículo es el método de optimización por cúmulo de partículas, se selecciona una función de costo.

5.1. Funciones de costo

Minimización del error de seguimiento. Si el objetivo es llevar los estados a un valor deseado x_d , se puede asumir la función objetivo de costo de la forma representada en (21), (22) o (23), donde Q es una matriz semi-definida positiva que pondera los estados x (Kirk, 1998, Liu, 2006).

$f_L = \ x_d - x\ $	(21)
$f_L = (x_d - x)^T (x_d - x)$	(22)
$f_L = (x_d - x)^T Q(x_d - x)$	(23)

Otras funciones de costo para el problema de seguimiento son el error medio cuadrático la cual es

una modificación de (21), el error absoluto, la integral del valor absoluto del error por el tiempo (ITAE).

6. OPTIMIZACIÓN POR CÚMULO DE PARTÍCULAS

El método de optimización ha sido inspirado por el movimiento de aves en busca de comida. Las características son de rápido cómputo y convergencia temprana, se emplea en problemas de optimización a nivel de ingeniería. El método puede combinar estrategias de algoritmos evolutivos, puede presentar problemas de convergencia local indeseada debido a un decremento en la diversidad de la población.

En el algoritmo cada partícula es un miembro de la población y representa una posible solución en el espacio de búsqueda, y_i es el vector de posición, v_i el vector de velocidad, p_b es la partícula que mejor solución entrega y g_b es la mejor partícula de la generación (Cagnina et al., 2007, Debaio y ChunXia, 2008, Kennedy y Eberhart, 1995).

Las actualizaciones de cada partícula y la velocidad en cada generación son descritas en (24) y (25).

$$v_i(k+1) = wv_i(k) + c_1r_1(y_{pb}(k) - y_i(k)) + c_2r_2(y_{gb}(k) - y_i(k)) \quad (24)$$

$$y_i(k+1) = y_i(k) + v_i(k+1) \quad (25)$$

donde k es el valor de la iteración o generación, c_1 y c_2 son constantes. Las variables r_1 y r_2 representan valores aleatorios uniformemente distribuidos en cada iteración, w es el coeficiente de inercia del sistema y se expresa en (26) (Hossein et al., 2006), la velocidad de la partícula se actualiza de forma que asocia su nuevo valor con el coeficiente de inercia, las características del segundo término de la derecha en (24) que se denomina el conocimiento previo de la partícula; relaciona la mejor solución experimentada y el tercer término que relaciona la velocidad de la partícula con la mejor experiencia del grupo. Al emplear (26) en el algoritmo; se realiza una búsqueda global en la etapa inicial y al final la búsqueda pasa a ser más localizada, debido al decremento en w . Este algoritmo presenta una habilidad de búsqueda global al principio y cerca del final una habilidad de búsqueda localizada.

$$w = w_{\max} - \frac{w_{\max} - w_{\min}}{k_{\max}} k \quad (26)$$

El método de cúmulo de partículas se describe en el algoritmo 1. Donde k_{max} es el número máximo de ciclos, ni el tamaño de la población.

Algoritmo 1

k_{max} : número de ciclos.

ni : número de partículas por grupo

Inicializar v , w_{min} , w_{max} y γ

Para: $k=1$ hasta k_{max}

Para: $j=1$ hasta ni

Hacer

Tomar la j -ésima partícula

Evaluar la función de desempeño

Fin j

Seleccionar el mejor de todas las partículas

Actualizar la velocidad, las partículas y el coeficiente de inercia

Fin k

$$B_{1,1} = -\frac{1}{L+L_s} x_{10};$$

$$B_{1,2} = B_{2,2} = B_{3,1} = 0$$

$$B_{2,1} = -\frac{1}{L+L_s} x_{20}; \quad (30)$$

$$B_{3,2} = \frac{\eta}{J_H} \left(\frac{2d_1}{G} u_{20} + \frac{d_2}{G^2} x_{30} \right)$$

La función a minimizar empleada para la sintonización del regulador PI es una ponderación del error cuadrático medio (ECM) y ζ es el porcentaje de sobrepaso (31). Donde las ponderaciones son w_1 y w_2 .

$$J = w_1 ECM + w_2 \zeta \quad (31)$$

7. METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL

El sistema de la turbina de (16)-(19) se linealiza alrededor de un punto de operación y queda representado en el sistema matricial de (27) y (28). El controlador PI se sintoniza por medio de la implementación del algoritmo 2.

$$\Delta x = A\Delta x + B\Delta u \quad (27)$$

$$\Delta y = [0 \ 0 \ 1]\Delta x \quad (28)$$

donde las matrices A y B tienen los parámetros de (29) y (30):

$$A_{1,1} = -\frac{1}{L+L_s} (R+u_{10});$$

$$A_{1,2} = n_p x_{30};$$

$$A_{1,3} = n_p x_{20};$$

$$A_{2,1} = -n_p x_{30};$$

$$A_{2,2} = -\frac{1}{L+L_s} (R+u_{10});$$

$$A_{2,3} = n_p \left(\frac{\varphi_m}{L+L_s} - x_{10} \right);$$

$$A_{3,1} = 0;$$

$$A_{3,2} = -\frac{n_p}{J_H} \varphi_m;$$

$$A_{3,3} = \frac{\eta}{J_H} \left(\frac{d_2}{G^2} u_{20} + \frac{2d_3}{G^3} x_{30} \right)$$

(29)

Algoritmo 2

N : número de ciclos.

ni : número de partículas por grupo

Inicializar v , w_{min} , w_{max} y γ

Para: $k=1$ hasta N

Para: $j=1$ hasta ni

Hacer

Tomar la j -ésima partícula

La j -ésima partícula corresponde a los parámetros de proporcional e integral

Evaluar la función de desempeño seleccionada para la sintonización del PI

Fin j

Seleccionar el mejor de todas las partículas

Actualizar la velocidad, las partículas y el coeficiente de inercia

Fin k

El controlador final será el de mejor función de desempeño

La Figura 5 muestra la forma en que se realiza el control PI en lazo cerrado, la salida es la velocidad y las entradas a la planta son la velocidad del viento y la resistencia de carga.

Figura 5. Control de velocidad de la turbina

8. RESULTADOS

Para la sintonización del controlador se empleó la función de costo con $w_1 = w_2 = 0,5$, los parámetros de la turbina empleada son $G=1$, $\rho=1,2259 \text{ kg/m}^3$, $R_a=2.5\Omega$, $JH=0,5042\text{kgm}^2$, $\lambda_{\text{optimo}}=7$. Para la carga el valor nominal es $RL=80\Omega$ para una tasa útil (DR) de $DR=0.2$ según el trabajo de Higuchi et al. (2000). El sistema de generación empleado es de baja potencia, para simular un sistema de conversión de energía eólica

de uso rural o autónomo. Los parámetros del generador síncrono de magnetización permanente son $R=3,3\Omega$, $L_s=41,60\text{mH}$, $\phi_m=0,4382\text{Wb}$, $n_p=3$. La prueba para el controlador por reubicación de polos con los polos en lazo cerrado en el semiplano complejo izquierdo a 1,2 veces los polos en lazo abierto y un incremento de 1 rad/s en la velocidad del eje se presenta en la Figura 6, donde el sistema tiene un tiempo de subida aproximado a 0,04s; no sufre ningún sobrepaso debido a la selección de los polos que están sujetos a la dinámica inicial del sistema.

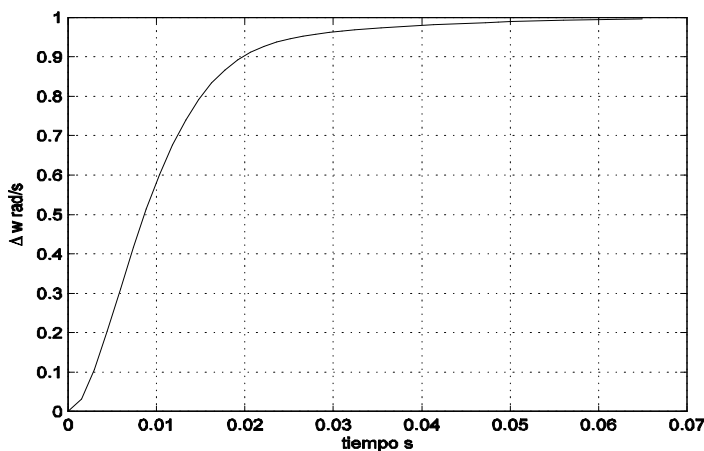


Figura 6. Respuesta sistema por reubicación de polos

Para la sintonización del regulador PI con la optimización por cúmulo de partículas se obtiene la población de ganancia proporcional e integral, se realizan 100 generaciones y la población empleada para las pruebas tiene una longitud de 40 partículas, las constantes $c_1=c_2=2$, los valores para $w_{\text{min}}=0,4$ y $w_{\text{max}}=0,9$ y el factor de inercia es actualizado por cada iteración; la relación de densidad entre las ganancias

se presenta en la Figura 7, es claro que no se presenta una compactación fuerte de los valores, lo cual significa que las soluciones no se homogenizan y garantiza que se pueda hallar un mínimo global; en (Deb et al., 2002) se describe la idea de mantener una población poco densa para cubrir ampliamente el espacio solución y garantizar que dos o más soluciones no compartan el mismo valor de la función de costo.

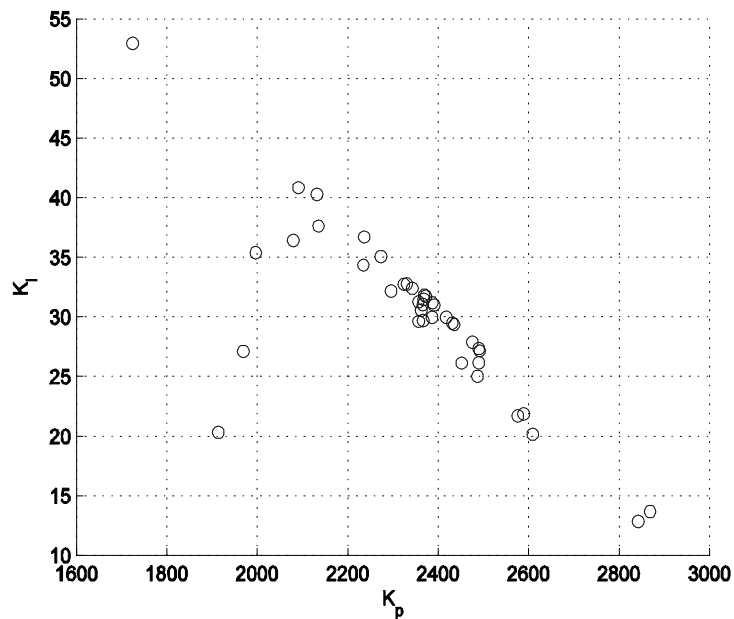


Figura 7. Población final del sistema de optimización.

La prueba del controlador PI para diferentes referencias y a su vez variaciones del viento se presenta en la Figura 8. La Figura muestra el comportamiento del sistema en lazo cerrado iniciando alrededor del punto de equilibrio seleccionado. La partícula seleccionada como la mejor respuesta tiene los valores

de la ganancia proporcional $k_p=2370,5$ y la ganancia integral $k_i=31,49$, debido a que la función objetivo considera la minimización del porcentaje de sobrepaso se obtiene una respuesta que realiza un seguimiento suave (Figura 8).

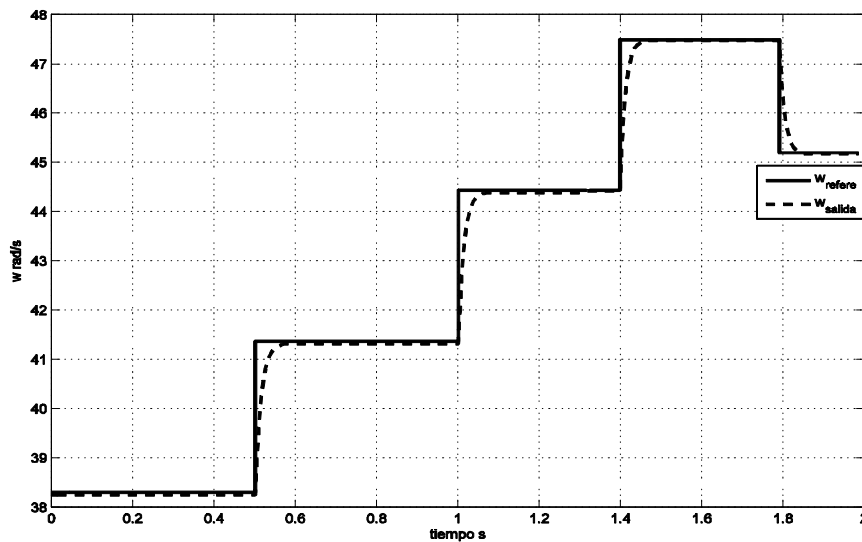


Figura 8. Respuesta regulador PI.

El perfil de viento utilizado para la prueba del controlador se presenta en la Figura 9, donde el viento se varía desde los 5 m/s hasta los 6,3m/s, este perfil se

asume como un promedio o luego de haber pasado por un filtro de media y se eliminan los cambios aleatorios.

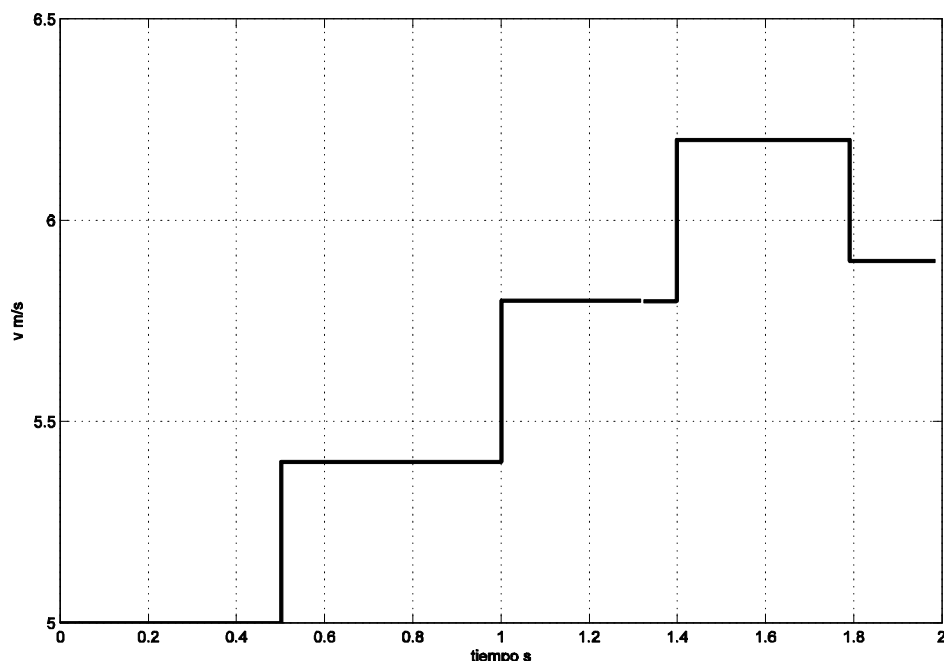


Figura 9. Perfil de viento.

La Tabla 1 presenta los errores cuadráticos medios de seguimiento para el controlador con el PI sintonizado bajo el método de optimización de cúmulo de partículas (PSO) y reubicación de polos con los polos de lazo cerrado ubicados a 1,2 veces los polos en lazo abierto, se observa que se obtiene un menor valor de error en el sistema de sintonización por PSO.

Tabla 1. ECM.

Controlador	ECM
PI sintonizado con PSO	$8,8213 \times 10^{-4}$
Re-ubicación de polos	$2,1800 \times 10^{-2}$

9. CONCLUSIÓN Y DISCUSIÓN

El trabajo desarrollado presenta el regulador PI aplicado a un sistema de generación autónomo con un GSMP conectado mediante un convertidor DC modelado por su resistencia y variable. Se realiza una comparación del regulador sintonizado con cúmulo de partículas y el controlador por reubicación de polos y se observa que el error medio cuadrático es menor para el PI debido a la sintonización con el sistema de optimización por cúmulo de partículas. El empleo del sistema de optimización por medio de cúmulo de

partículas realiza menos tareas de sintonización del controlador que al emplear otras técnicas de computación evolutiva; debido al uso de codificación real de la partícula y de la velocidad de movimiento. Esta técnica evolutiva evita la codificación del punto solución y decodificación como es el caso de otros sistemas de optimización evolutiva, también se evita emplear más funciones como mutación, recombinación y selección de los descendientes. Se presenta el control de velocidad en un generador síncrono para mejorar la potencia extraída del viento mediante el control de la corriente del eje de cuadratura, la función de costo se seleccionó frente a otras dado a la minimización del error de seguimiento y buscar mejorar el tiempo de llegada del sistema al valor de velocidad establecido, las otras técnicas tenían en cuenta minimización de la energía y no es la característica requerida para el diseño del sistema.

REFERENCIAS

- Astrom K. J., 2002. Control Systems Design, Lecture notes for ME 155A, Department of Mechanical and Environmental Engineering, University of California Santa Barbara, California.
- Aouzellag, D. Ghedamsil, K. and Berkouk, E.M. 2007. Network Power Flow Control of Variable Speed Wind Turbine, POWERENG IEEE, pp. 435-439.

- Bose, B. K., 2002. *Modern Power Electronics and AC Drives*, United States of America: Prentice Hall.
- Boukhezzar, B. and Siguerdidjane, H., 2005. Nonlinear Control of Variable Speed Wind Turbines for Power Regulation, IEEE Conference on Control Applications, pp. 114-119.
- Boukhezzar, B. and Siguerdidjane, H., 2009. Nonlinear Control with Wind Estimation of a DFIG Speed Wind Turbine for Power Capture Optimization, Energy Conversion and Management, doi:10.1016/j.enconman.2009.01.011.
- Cagnina, L. Esquivel, S. and Coello, C. A., 2007. A particle swarm for multiobjective optimization. *Journal of Computer Science and Technology*, 7, pp. 899-907.
- Chiasson, J., 2005. *Modeling and High Performance Control of Electric Machines*, New Jersey: IEEE Press on Power Energy, Wiley-Interscience.
- Cutululis, N. A. Ceanga, E. Hansen, A. D. and Sorensen, P. 2006. Robust Multi-Model Control of an Autonomous Wind Power System, *Wind Energy*, No. 9, pp. 399-419.
- Deb, K. Pratap, A. Agarwal, S. and Meyarivan, T., 2002, A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm: NSGA II, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, Vol. 6, No. 2, pp. 182-195.
- Debao, C. and ChunXia, Z., 2008. Particle swarm optimization with adaptive population size and its application, *APPLIED SOFT COMPUTING*, (9), pp. 39-48.
- Higuchi, Y. Yamamura, N. Ishida, M. and Hori, T., 2000. An Improvement of Performance for Small-Scaled Wind Power Generating System with Permanent Magnet Type Synchronous Generator, 26th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Vol. 2, pp. 1037-1043.
- Hosseini, M. K. Chang, L. and Boutotm, T., 2004. Development of a Novel Wind Turbine Simulator for Wind Energy Conversion Systems Using an Inverter-Controlled Induction Motor. *IEEE Transactions On Energy Conversion*, Vol 10, No 3, pp. 547-552.
- Hosseini, S. H. Mashhadi, A. and Alizadeh, G., 2006. Particle swarm optimization and finite-element based approach for induction heating cookers design, *SICE-ICASE International Joint Conference 2006*, pp. 4624-4627.
- Jonhson K., Pao L., Balas M. and Fingersh L., 2006. Control of Variable-Speed Wind Turbine: Standard and Adaptive Technique for Maximizing Energy Capture. *IEE Control Systems Magazine*, Volumen 23, No 2. pp. 535-543.
- Kirk, D. E., 1998. *Optimal Control Theory, an Introduction*. Dover Publications, New York.
- Kennedy, J. and Eberhart, R., 1995. Particle swarm optimization. *IEEE International Conference on Neural Networks*, 1995. Vol 4. pp. 1942-1948.
- Leonhard, W., 2001. *Control of electrical drives*. Third edition. Springer.
- Li, F., 2007. *Robust Control Design, An Optimal Control Approach*. John Wiley & Sons, United States.
- Liu, Z., Luo C. and Hu, D., 2006. Active Suspension Control Design Using a Combination of LQR and Backstepping, *IEEE Proceedings of the 25th Chinese Control Conference*, pp. 123-125.
- Muhandó, E. B. Senjyu, T. and Urasaki, N., 2007. Robust Predictive Control of Variable-Speed Wind Turbine Generator by Self-Tuning Regulator, *Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-8.
- Munteanu, I. Bratcu, A. I. Cutululis, N. A. and Ceanga, E., 2008. *Optimal Control of Wind Energy Systems, towards a global approach*, Springer, London.
- Tao, S. Chen, Z. and Blaabjerg, F., 2005. Flicker Study on Variable Speed Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generators, *IEEE Transactions On Energy Conversion*, Vol 20 No 4, pp. 896-905.
- Sánchez, S. and Giraldo E., 2008. Speed control of induction motor using fuzzy recursive least squares technique, *Tecnológicas*, No. 21, pp. 99-111.
- Slootweg, J. G. Polinder, H. and Kling, W.L., 2001, *Dynamic Modelling of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator*, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 1, Issue, pp. 644-649.
- Vilar, C. Usaola J. and Amarís H., 2003. A Frequency Domain Approach to Wind Turbines for Flicker Analysis. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol 18, No 2, pp. 335-341.
- Zhang, J. Cheng, M. and Chen, Z., 2007. Nonlinear Control for Variable-Speed Wind Turbines with Permanent Magnet Generators, *International Conference on Electrical Machines and Systems IEEE*, pp. 324-329.
- Zhang, X. Wang, W. and Cheng, L., 2006. Fuzzy Control of Variable Speed Wind Turbine, *6th World Congress on Intelligent Control and Automation IEEE*, pp. 3872-3876.

