

IMPLEMENTACIÓN Y CONTROL CON PROCESADOR DIGITAL DE SEÑALES DE UN SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA PARA UN AEROGENERADOR DE VELOCIDAD VARIABLE.

P. E. Wiernes¹, M. G. Molina¹, P. E. Mercado¹

Instituto de Energía Eléctrica (IEE) – Universidad Nacional de San Juan (UNSJ)

Av. Libertador San Martín Oeste 1109, J5400ARL, San Juan, Argentina

Web: <http://www.iee-unsj.org/>, Tel. 54-264-4226444, Fax 54-264-4210299, E-mail: pwiernes@iee.unsj.edu.ar

RESUMEN: Se presenta la implementación de un sistema para el seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) de un aerogenerador (AG) de velocidad variable, consistente en un convertidor de CC/CC elevador de tensión de alta eficiencia y en un procesador digital de señales (DSP), actuando como unidad de control, donde reside el algoritmo para el SPMP. El algoritmo de control propuesto se basa en el método de Perturbación y Observación con paso del ciclo de trabajo adaptivo (P&Omod), caracterizado por la simplicidad de su estructura. Las ventajas de este método de SPMP propuesto son que no se requiere el conocimiento de la característica de potencia óptima del AG y no es necesaria la medición de la velocidad del viento. De este modo, el sistema posee una mayor confiabilidad, menor complejidad y costo, y menor desgaste mecánico del AG. Los resultados experimentales obtenidos permiten comprobar el buen desempeño del sistema propuesto.

Palabras clave: Sistema Eólico, Máxima Potencia, Algoritmo de Seguimiento, Perturbación y Observación, Paso Adaptivo, Convertidor de CC/CC.

INTRODUCCIÓN

La energía eólica es una energía limpia, inagotable, abundante, que disminuye el consumo de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático. Es una tecnología de aprovechamiento que ha tenido un rápido desarrollo en estas dos últimas décadas, convirtiéndola en una alternativa técnicamente y económicamente viable.

La potencia entregada por un aerogenerador (AG) depende de la intensidad de la velocidad del viento, que influye sobre la velocidad de la turbina (Kana et al., 2001). Si la transferencia de potencia entre el AG y la carga no es máxima, la eficiencia total del sistema eólico será afectada en gran medida (Zinger y Muljadi, 1997). Si bien los AG tienen un menor costo específico de instalación en comparación con los fotovoltaicos, su costo global se puede reducir aún más utilizando un sistema capaz de extraer la máxima potencia del AG ante condiciones atmosféricas variables.

Cuando el AG está conectado a una red eléctrica, lo más común es usar un generador de inducción cuya excitación es provista por la propia red; sin embargo esto restringe la velocidad de la turbina a un valor casi constante. En este caso el control de potencia de generación se realiza por medio del ángulo de incidencia de las palas (Abdin y Xu, 2000), lo cual requiere servomecanismos complejos. Adicionalmente se han propuesto técnicas de control de potencia actuando sobre la velocidad de la turbina y el ángulo de incidencia de las palas simultáneamente (Muljadi y Butterfield, 2001).

En sistemas aislados de la red eléctrica es fundamental la robustez y confiabilidad del sistema, por lo tanto no es recomendable usar mecanismos complejos que requieran mantenimiento como es el caso de los de variación del ángulo de incidencia de las palas. En consecuencia, para estos sistemas son más usadas las técnicas de velocidad variable, que no aumentan la complejidad del sistema. Estas técnicas se basan en el hecho de que, para una determinada velocidad de viento, distintas velocidades angulares de la turbina producen diferentes potencias generadas. El AG puede ser operado en el punto de máxima potencia (PMP) para distintas velocidades del viento mediante el ajuste óptimo de la velocidad de la turbina (Bouscayrol et al., 2005), (Machmoum et al., 2002), que puede conseguirse, por ejemplo, variando la carga del AG. Para encontrar la máxima potencia de generación existen métodos de búsqueda dinámica del punto óptimo (Simoes et al, 1997) y técnicas que requieren la medición de la velocidad del viento y el conocimiento de la característica de potencia óptima del AG (Freris, 1990). También se utilizan estimadores de velocidad de viento (Thiringer y Linders, 1993). Además de la reducción de exactitud ocasionada por la aproximación del modelo del AG, es necesario un anemómetro de precisión para la aplicación de los métodos mencionados anteriormente, lo que aumenta notablemente el costo del sistema. Por otro lado, cuando existen ráfagas de viento de bajo perfil energético y se desea obtener un cálculo confiable de la energía eólica disponible, se debe incorporar en el sistema de control un procesamiento extra para la medición de la velocidad del viento, lo que aumenta la complejidad del sistema de control.

Además de maximizar la energía captada por la turbina, también es deseable limitar la potencia y velocidad a los valores máximos admisibles por la turbina y el generador. En Miller et al (1997), se obtiene un buen seguimiento de la trayectoria de máxima potencia y limitación de velocidad. Sin embargo los resultados presentados muestran que se logra limitar la potencia máxima con un ripple excesivo, el que puede ser perjudicial para el sistema.

¹ Investigador CONICET.

En este trabajo se presenta una propuesta de control alternativa para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) de un AG de velocidad variable. El diagrama de bloques del sistema propuesto se ilustra en la Figura 1. El proceso del SPMP se basa en el monitoreo de la potencia de salida del AG utilizando mediciones de tensión y corriente, para luego ajustar el ciclo de trabajo de un convertidor de CC/CC de acuerdo con el resultado de la comparación entre valores sucesivos de potencia de salida del AG. Por lo tanto, no se requiere el conocimiento de la curva característica del AG, ni mediciones de la velocidad del viento. Adicionalmente, este método limita la velocidad angular y la potencia del AG para velocidades de viento elevadas. El sistema propuesto está constituido por un convertidor de CC/CC de alta eficiencia y por una unidad de control basada en un procesador digital de señales, diseñado especialmente para realizar este tipo de tareas.

El convertidor de CC/CC se encuentra acoplado a una barra de CC, y ésta a su vez, a un inversor de tres niveles, encargado de transferir la energía a la red eléctrica. Para evaluar la eficiencia del seguidor se hace uso del modelo del sistema propuesto por Molina y Mercado (2008), comparando los resultados reales con los obtenidos de las simulaciones del modelo.

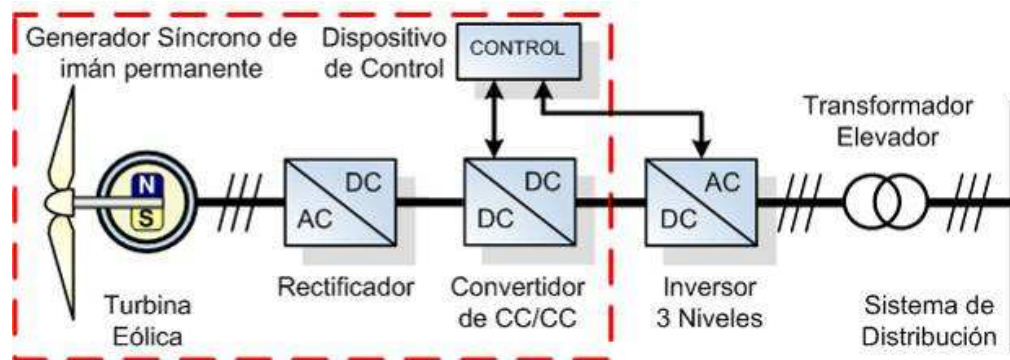


Figura 1: Diagrama de bloques del sistema propuesto.

CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR

El AG seleccionado emplea un generador síncrono de imán permanente acoplado directamente a la turbina eólica con una potencia máxima de salida de 400W (Air X 400, Southwest Wind power Inc.). La potencia capturada por las aspas del AG, P_m describe una función de: forma, ángulo de paso y radio de las palas, velocidad del viento y velocidad de rotación del rotor.

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

donde ρ es la densidad del aire (típicamente 1.25 kg/m³), β es el ángulo de paso de las palas (en grados), $C_p(\lambda, \beta)$ es el coeficiente de potencia de la turbina eólica, R es el radio de las palas (en metros), y V es la velocidad del viento (en m/s). El término λ o TSR (Tip Speed Ratio en inglés), se define como

$$\lambda = \frac{\omega R}{V}, \quad (2)$$

donde ω es la velocidad de rotación del rotor del AG (rad/s).

Considerando la eficiencia del generador η_G , la potencia total P producida por el AG es

$$P = \eta_G P_m \quad (3)$$

Cuando el ángulo de paso de las palas $\beta = 0^\circ$ y el valor de TSR es el óptimo (λ_{opt}), el coeficiente de potencia del AG es maximizado y la máxima potencia del viento es capturada por la turbina eólica (Figura 2). Las curvas de potencia del AG para varias velocidades del viento se muestran en la Figura 3. Se observa que, por ejemplo, si la velocidad del viento es V_1 , la máxima potencia podría ser calculada cuando la velocidad del rotor es ω_1 , en otras palabras, el punto de operación del sistema es el punto A, el cual corresponde a la máxima potencia de salida. Si el viento cambia de V_1 a V_2 mientras la velocidad del rotor está fija en ω_1 , el punto de operación del sistema es el punto B, el cual no corresponde al de máxima potencia. La velocidad del rotor debe incrementarse de ω_1 a ω_2 , donde el punto de operación del sistema es el punto C, en el cual se extrae la máxima potencia. El control de la carga del AG resulta en una variación de la velocidad del rotor, de forma que es factible extraer continuamente la máxima potencia del viento (SPMP). El valor de TSR es constante para todos los PMP (λ_{opt}), y en esta situación, la velocidad de rotación del AG está relacionada con la velocidad del viento como sigue:

$$\omega_n = \lambda_{opt} \frac{V_n}{R} \quad (4)$$

donde ω_n es la velocidad de rotación óptima del AG para una velocidad V_n .

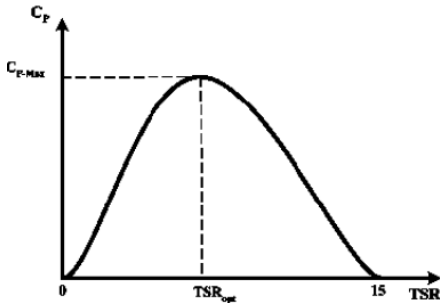


Figura 2: Coeficiente de potencia versus λ .

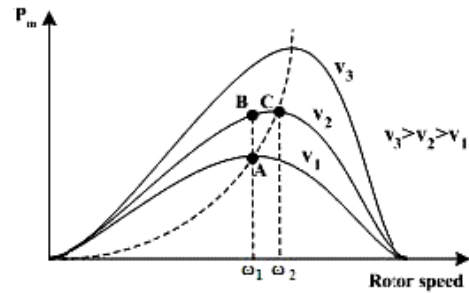


Figura 3: Curvas típicas de potencia versus velocidad del rotor de un AG para diferentes velocidades del viento

Además de disponer de la capacidad de extraer la máxima potencia, otra ventaja de operar con AG de velocidad variable es la disminución en el desgaste de los ejes y engranajes del AG, debido a que las palas absorben los picos de par generados por el viento durante los cambios en la velocidad de rotación. La desventaja de operar con velocidad variable es que se debe emplear un acondicionador de potencia para cumplir el rol de carga “aparente” del AG. Sin embargo la evolución de la electrónica de potencia ayuda a reducir el costo de los convertidores de potencia e incrementa su confiabilidad, mientras que el incremento del costo es equilibrado con la ganancia en producción de energía.

SISTEMA PROPUESTO

A. Interfase de Electrónica de Potencia

El diagrama detallado del sistema propuesto se muestra en la Figura 4.

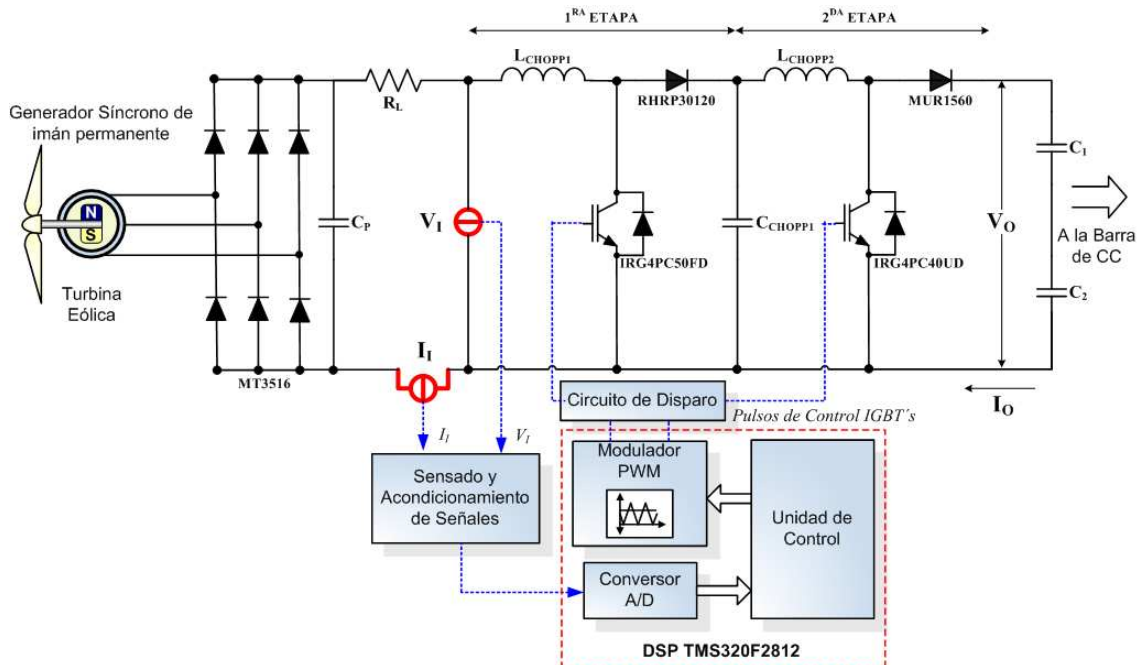


Figura 4: Diagrama detallado del sistema propuesto.

En primer lugar, la tensión alterna de salida del AG es transformada en tensión de corriente continua (CC) utilizando un puente rectificador trifásico de onda completa (MT3516). El valor del capacitor de filtrado conectado a la salida del rectificador se calcula de la siguiente forma:

$$C_p \geq \frac{1}{12f_p R_L} \left(1 + \frac{1}{\sqrt{2}RF} \right) \quad (5)$$

donde R_L es la resistencia de carga del AG, f_p es la frecuencia de la tensión de salida del AG, y RF es el factor del ripple de tensión de salida.

Se utiliza un convertidor de CC/CC del tipo elevador, para elevar la tensión de entrada al nivel de tensión de la barra de CC que esta fijado por el inversor de tres niveles en 110 V. Esta transición se debe hacer en dos etapas por una cuestión de discontinuidad que puede presentar el convertidor cuando trabaja en condiciones extremas. El convertidor opera variando el ciclo de trabajo D, el cual relaciona los valores de tensión y de corriente entre la entrada (lado del AG, definida con el subíndice I en la Figura 4) y la salida (lado de la barra de CC, definida con el subíndice O en la Figura 4) como se describe a través de las Ecuaciones 6 y 7, respectivamente:

$$V_o = \frac{1}{(1-D)} V_i \quad (6)$$

$$I_o = (1-D) I_i \quad (7)$$

Los diodos de giro libre son del tipo de conmutación rápida, de 30A para la primera etapa (RHRP30120), y de 15A para la segunda etapa (MUR1560). Como elementos conmutadores (llaves) se seleccionaron transistores bipolares de compuerta aislada (IGBTs). Los IGBTs elegidos fueron IRG4PC50FD (alta velocidad de conmutación) para la primera etapa, y IRG4PC40UD (muy alta velocidad de conmutación) para la segunda etapa. Estos dispositivos de conmutación seleccionados poseen un diodo de recuperación rápida en antiparalelo, y, además, presentan una capacidad de corriente suficiente como para manipular holgadamente las corrientes que circulan por el convertidor.

Los valores de las bobinas de potencia L_{CHOPP1} , L_{CHOPP2} y del capacitor de salida de la primera etapa C_{CHOPP1} , respectivamente, se calculan como sigue:

$$L = \left(\frac{1}{f} \right) (V_o + V_F - V_{i_min}) \left(\frac{V_{i_min}}{V_o + V_F} \right) \frac{1}{\Delta I_L} \quad (8)$$

$$C = \frac{I_o D}{f \Delta V_c} \quad (9)$$

donde f es la frecuencia de conmutación del convertidor de CC/CC (5 kHz), V_o es la tensión de salida, V_F es la caída de tensión en los diodos de giro libre, V_{i_min} es la tensión de entrada mínima, ΔI_L es el ripple de la corriente que circula por la bobina, I_o es la corriente máxima de salida, y ΔV_c es el ripple admitido de tensión de salida.

La unidad de control consiste en un procesador digital de señales (DSP) TMS320F2812 de *Texas Instruments*, dispositivo diseñado exclusivamente para este tipo de aplicaciones. Entre sus características más importantes se puede destacar que dispone de salidas con modulación de ancho de pulso (PWM) y un conversor analógico digital (ADC) preciso con una elevada velocidad de conversión. Además, este DSP, por sus rasgos mencionados anteriormente, permite realizar la integración con el inversor de tres niveles en un solo controlador. Esta unidad de control también cuenta con los circuitos que sirven de interfase al ADC del DSP, que comprenden: sensado, adaptación y filtrado de las señales a medir, como así también los circuitos que generan los disparos de los IGBT. Se usan dos salidas PWM del DSP de 5 Khz y 12 bits de resolución, que a través de un circuito integrado de disparo (IR4426), controlan los IGBT's del convertidor elevador.

La tensión de salida del AG se mide por medio de un divisor resistivo, que está conectado a un filtro pasa bajos de segundo orden tipo Butterworth en configuración Sallen Key de quinto orden, formado por amplificadores operacionales. La corriente de entrada al convertidor de CC/CC se sensa a través de una resistencia shunt, donde la señal entregada por el transductor está acoplada a un filtro de segundo orden también construido con amplificadores operacionales.

Al estar el convertidor de CC/CC diseñado en dos etapas, solamente se dejó variable el ciclo de trabajo de la primera etapa, siendo el ciclo de trabajo de la segunda etapa constante. Como precaución ante velocidades del viento elevadas o muy bajas, la tensión del AG se chequea luego de que el ciclo de trabajo es calculado en el algoritmo de SPMP; si este valor de tensión es mayor que el límite máximo preestablecido, el IGBT de la primera etapa se pone en corto circuito y el de la segunda etapa se deja abierto, logrando que el AG se frene. En el caso que la tensión de AG sea demasiado baja se abren los dos IGBTs, con lo cual el generador queda sin carga.

B. Algoritmo de Control para el SPMP

Como se mencionó anteriormente, el proceso de SPMP para el sistema propuesto está basado en el ajuste continuo de ciclo de trabajo del convertidor de CC/CC de acuerdo al resultado de la comparación sucesiva de las mediciones de potencia de salida del AG. Aunque la velocidad del viento presenta una dinámica rápida, la potencia absorbida por el AG varía muy

lentamente como consecuencia de la respuesta dinámica lenta del sistema interconectado turbina eólica/generador. Así, el problema de maximizar la potencia de salida del AG usando el ciclo de trabajo como variable de control, puede ser resuelto eficazmente por un algoritmo de Perturbación y Observación (P&O). Este algoritmo, que presenta una estructura simple, opera perturbando periódicamente (incrementando o decrementando) la tensión V_{IN} en los terminales del AG por medio del ciclo de trabajo del convertidor (D), comparando luego la potencia de salida $P_{IN}(k)$ del Generador, con la potencia del ciclo previo a la perturbación $P_{IN}(k-1)$. Si la potencia actual medida es mayor que la del ciclo anterior, la perturbación continuará en la misma dirección en el próximo ciclo, caso contrario la dirección de la perturbación se invertirá para el próximo ciclo. Esto significa que la tensión en los terminales del AG se ve perturbada en cada ciclo del SPMP a intervalos de muestreo T_S . Una vez alcanzado el PMP, el algoritmo de P&O oscilará alrededor de este punto resultando en una pérdida de potencia del sistema eólico, especialmente en casos donde las condiciones atmosféricas son constantes o varían lentamente.

Según lo descrito por Femia et al. (2004), se demuestra que los efectos negativos asociados con la utilización del algoritmo de SPMP tipo P&O pueden ser significativamente reducidos si, la magnitud de las perturbaciones del ciclo de trabajo ΔD y el intervalo de muestreo T_S , son modificadas según el comportamiento dinámico del convertidor de CC/CC empleado para realizar el seguimiento del PMP. En un documento publicado por Serhan et al. (2005), es utilizado un algoritmo de P&O con un esquema adaptivo para controlar el ciclo de trabajo del convertidor. Éste utiliza el algoritmo convencional de P&O, pero la principal distinción se encuentra en el control del tamaño del paso del ciclo de trabajo. La naturaleza del algoritmo adaptivo es capaz de detectar un aumento o disminución monótona en el ciclo de trabajo, y, en consecuencia, modificar el tamaño del paso para alcanzar el PMP más rápidamente, y, por lo tanto, realizar menos iteraciones. En este trabajo se propone un algoritmo novedoso similar al de Serhan et al. (2005). El mismo tiene en cuenta, por ejemplo, de tomar las medidas de seguridad necesarias para proteger al AG ante elevadas velocidades del viento. El diagrama de flujo de la Figura 5 expone el algoritmo de P&O con paso adaptivo propuesto.

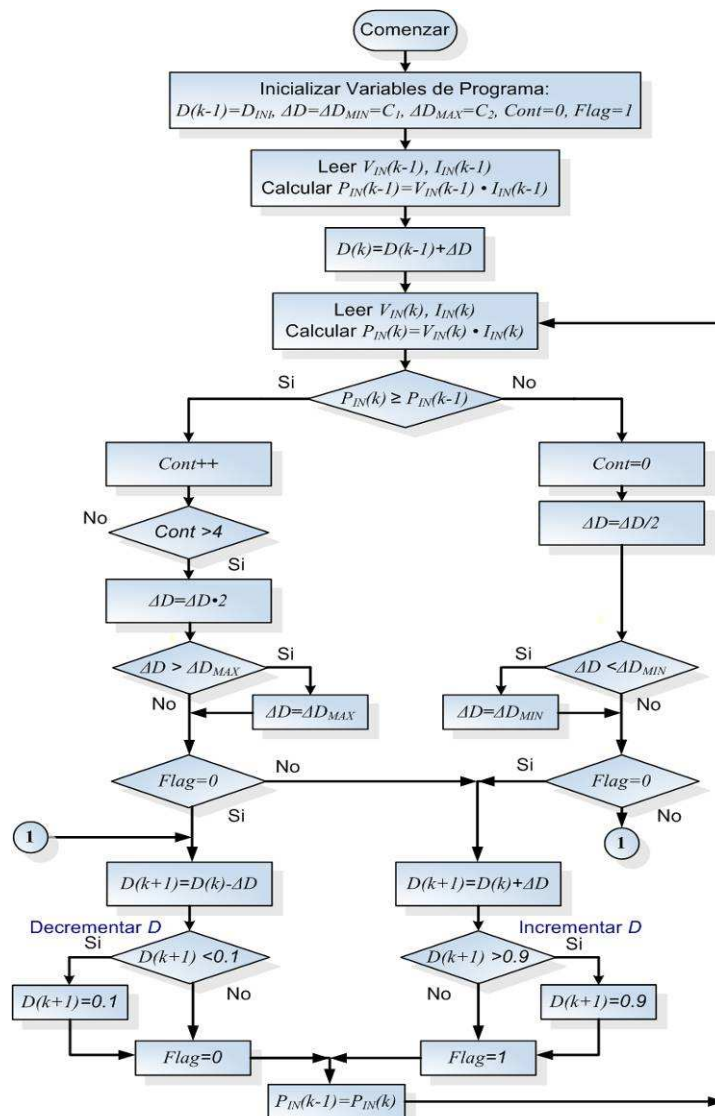


Figura 5: Diagrama de flujo del algoritmo de Perturbación y Observación con Paso Variable.

El algoritmo inicia con una medición de la tensión y corriente del Aerogenerador, y luego calcula la potencia. Si la potencia actual es mayor que la potencia anterior, se aumenta el tamaño del paso y se incrementa la cuenta de un contador. El proceso se repite hasta que el contador se incrementa en 4 ocasiones, en cuyo caso el tamaño del paso se duplica en cada iteración hasta llegar al valor preestablecido ΔD_{MAX} . Esta maniobra conducirá a una detección más rápida del PMP. Cuando se detecta

que el valor de la potencia actual es inferior al valor de la potencia anterior, el contador se vuelve a 0, el tamaño del paso se reduce a la mitad, y se repite el proceso. El proceso general continua hasta llegar a un pequeño intervalo en que el ciclo de trabajo queda oscilando.

Los resultados experimentales han demostrado que el algoritmo de Perturbación y Observación con Paso Variable es el más adecuado para implementar en este trabajo, obteniendo en todos los casos, tasas de conversión de alta eficiencia, incluso bajo diferentes velocidades del viento.

RESULTADOS TEÓRICOS Y EXPERIMENTALES

A. Modelado de la Velocidad del Viento

El diagrama de la Figura 6 se utiliza generalmente para modelar el comportamiento de la velocidad del viento que servirá como variable de entrada para la simulación del modelo del sistema propuesto. Este diagrama describe la variación temporal de la velocidad del viento de una determinada muestra utilizando algunos valores característicos, tales como el valor medio y la desviación estándar de los valores de velocidad del viento medidos.

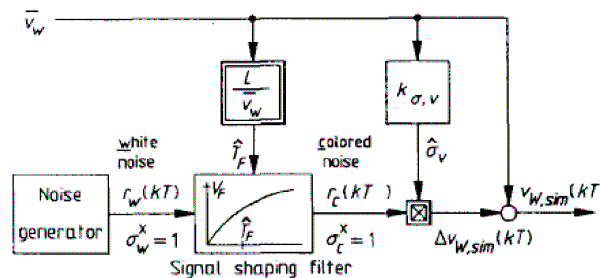


Figura 6: Modelado del comportamiento de la Velocidad del Viento.

Para aplicar dicho modelo es necesario disponer de un registro de vientos de la zona en donde se va a realizar la implementación. Luego se debe analizar estadísticamente este historial con el fin de obtener datos de suma importancia como son: velocidad media, desviación estándar y escala de longitud de turbulencia del viento.

B. Modelado del Sistema Propuesto Implementado en MatLab/Simulink

Para evaluar la eficiencia del seguidor se hace uso del modelo del sistema propuesto por Molina y Mercado (2008), que se ilustra en la Figura 7. En el bloque del modelado de la velocidad del viento, se ingresan los valores estadísticos de la velocidad del viento obtenidos por medio de resultados experimentales. Puede distinguirse en esta figura un bloque que representa el algoritmo de SPMP, el cual está vinculado con el disparo del IGBT de la primera etapa del convertidor.

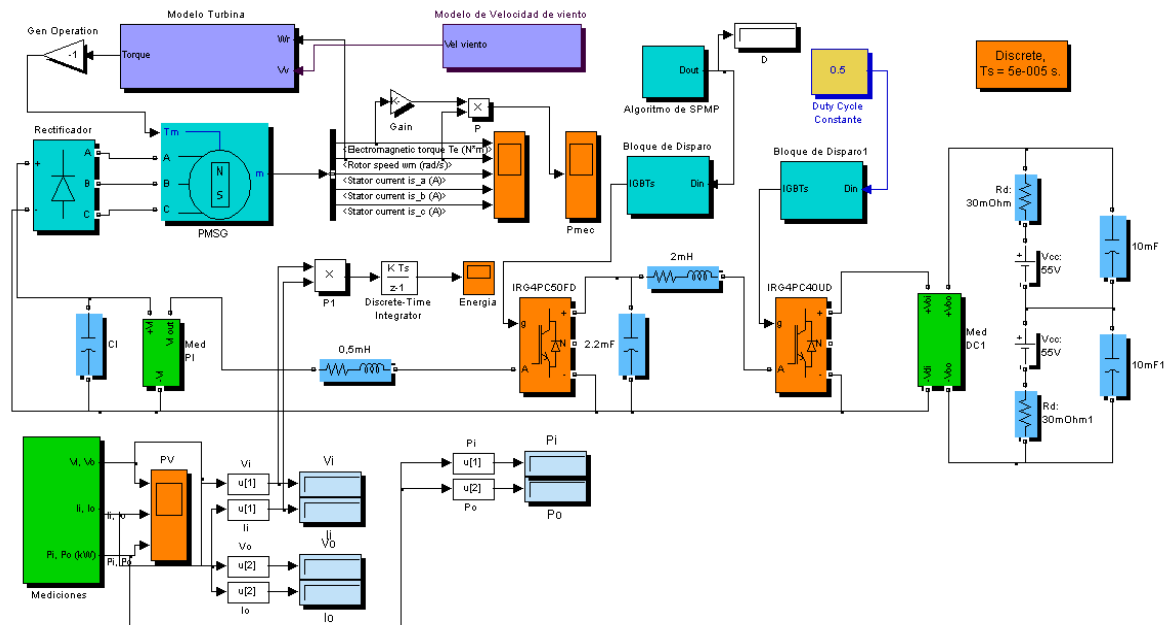


Figura 7: Modelo del Sistema Propuesto Implementado en Matlab/Simulink.

El objetivo de simular este modelo es realizar una comparación entre la energía obtenida, por un lado, sin SPMP, es decir, conectando el aerogenerador directamente a la barra de CC (modelo de la Figura 4 sin considerar el convertidor de CC/CC), y por otro lado, la energía obtenida implementando el sistema propuesto que realiza el SPMP.

C. Resultados Experimentales para el SPMP

En esta sección se analizan los resultados que se obtuvieron de la simulación del sistema eólico sin el SPMP y los resultados obtenidos implementando el SPMP experimentalmente. La Figura 8 muestra la implementación del sistema propuesto. Para corroborar el funcionamiento del mismo, y reafirmar los beneficios que éste trae aparejados, se tomaron muestras de la velocidad del viento por medio de una estación meteorológica *GroWeather* (ver Figura 9), y al mismo tiempo, utilizando un Adquisidor de Datos (*Squirrel Serie 1500, Grant Instruments*), se registraron los valores de tensión y corriente a la salida del aerogenerador. Estas variables fueron muestreadas cada un segundo durante un minuto.

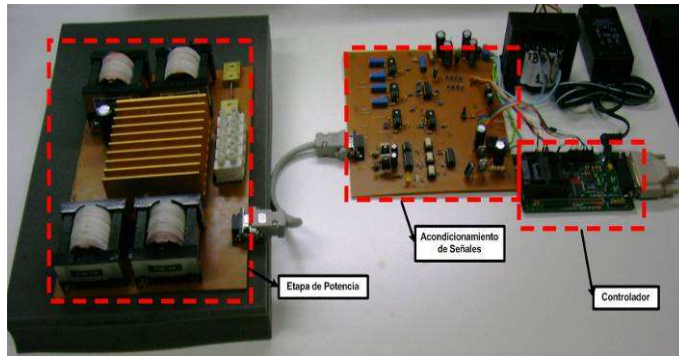


Figura 8: Implementación del Sistema Propuesto.



Figura 9: Imagen del Aerogenerador.

Con los valores de velocidad del viento registrados se calcularon los siguientes parámetros estadísticos:

- Velocidad Media 7,54 m/s.
- Desviación Estándar 2,1918 m/s.

Esta información estadística se introdujo en el bloque de modelado de la velocidad del viento desarrollado en la sección B. Corriendo la simulación del modelo sin el SPMP, utilizando un tiempo de muestreo de $50\mu\text{s}$, se obtuvo la curva de la Figura 10. El valor energético alcanzado a los 60 segundos de simulación fue de **4,5022 kJ**.

Para analizar el funcionamiento del sistema implementado incluyendo el SPMP, se hizo uso de los valores de tensión y corriente registrados por el Adquisidor de Datos. Con éstos, se calculó la potencia y se obtuvo la curva de Energía que se muestra en la Figura 11.

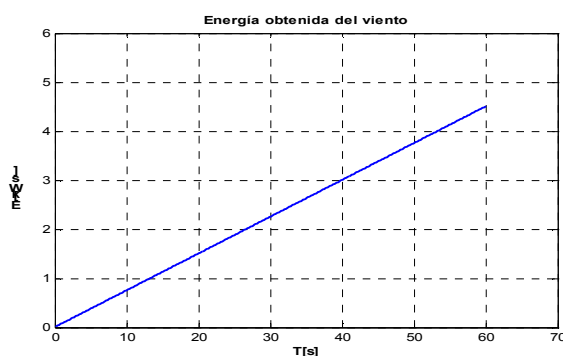


Figura 10: Curva de Energía resultante de la Simulación sin SPMP.

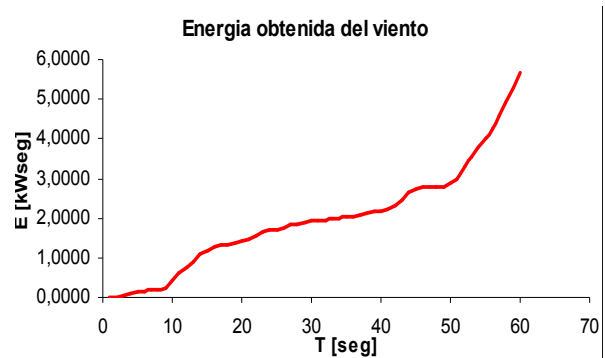


Figura 11: Energía entregada por el Aerogenerador con SPMP obtenida experimentalmente.

Se advierte en la Figura 11, que el valor energético alcanzado a los 60 segundos fue de **5,6513 kJ**. Comparando este valor con el obtenido anteriormente (4,5022 kJ), se distingue que al implementar el circuito de SPMP, se aumentó la captación de energía proveniente del viento en un 20% aproximadamente.

CONCLUSIONES

En este trabajo, se presentó la implementación de un sistema de control novedoso para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia de un aerogenerador de velocidad variable, comprendido por un convertidor de CC/CC elevador de alta

eficiencia y una unidad de control basada en un procesador digital de señales. Las ventajas del método de SPMP propuesto son principalmente que no se requiere del conocimiento de la característica de potencia óptima del AG y no es necesaria la medición de la velocidad del viento. Adicionalmente el AG opera con velocidad variable, y por lo tanto, los ejes y engranajes sufren menor desgaste comparado con los sistemas que operan con velocidad constante. Los resultados experimentales del sistema propuesto indican que la energía capturada del viento se incrementó entre un 20%-30% comparado con el caso donde el AG está conectado directamente por medio del rectificador a la barra de CC. Finalmente los resultados obtenidos muestran la muy buena precisión de los modelos y del algoritmo de control propuesto ante variaciones de la velocidad del viento.

REFERENCIAS

- Abdin E. y Xu W. (2000). Control design and dynamic performance analysis of a windturbine-induction generator unit. IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 15, 91-96.
- Bouscayrol A, Delarue Ph. Guillaud X. (2005). Power strategies for maximum control structure of a wind energy conversion system with a synchronous machine. Renewable Energy, vol. 30, 2273-2288.
- Femia N., Petrone G., Spagnuolo G. y Vitelli M. (2004). Increasing the efficiency of P&O MPPT by converter dynamic matching. IEEE International Symposium on Industrial Electronics Proceedings, 1-8.
- Freris, L. (1990). Wind Energy Conversion Systems, Prentice Hall, United Kingdom.
- Kana C., Thamodharan M. y Wolf A (2001). System management of a wind-energy converter. IEEE Tran. Power Elec, Vol.16, Issue 3, 375 – 381.
- Machmoum M., Poitiers F., Darengosse C. y Queric A. (2002). Dynamic performances of a doubly-fed induction machine for a variable-speed wind energy generation Power System Technology. Proceedings International PowerCon Conference, vol. 4, 2431 – 2436.
- Miller A., Muljadi E. y Zinger D. (1997). A variable speed wind turbine power control. IEEE Trans. On Energy Conversion. vol. 12, No. 2, 181 -186.
- Molina, M. y Mercado P. (2008). Estrategia de control para maximizar la potencia extraída de aerogeneradores de velocidad variable conectados a la red eléctrica. Presentado en XXXI Reunión de Trabajo de ASADES, Mendoza, Argentina.
- Muljadi E. y Butterfield C. (2001). Pitchcontrolled variable-speed wind turbine generation. IEEE Trans. on Industry Applications. vol. 37, No. 1, 240 -246.
- Serhan M., Karaki S., y Chaar L. (2005). An Adaptive Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking System for Photovoltaic Arrays. Proc. ASME International Solar Energy Conference, Orlando, Florida.
- Simoes M., Bose B. y Spiegel R. (1997). Design and performance evaluation of a fuzzylogic- based variable-speed wind generation system. IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 33, No. 4, 956 -965.
- Southwest Wind power Inc. (2002). Manual de Usuario Air X 400. Flagstaff, Arizona
- Texas Instruments (2004). TMS320F2810, TMS320F2811, TMS320F2812, TMS320C2810, TMS320C2811, TMS320C2812 Digital Signal Processors Data Manual.
- The MathWorks Inc. (2005). SimPowerSystems for use with MATLAB/Simulink, User's Guide, Version 4, Natick, MA.
- Thiringer T. y Linders J. (1993). Control by variable rotor speed of a fixed-pitch wind turbine operating in a wide speed range. IEEE Trans. on Energy Conversion, vol. 8, No. 3, 520 -526.
- Zinger D y Muljadi E. (1997). Annualized wind energy improvement using variable speeds. IEEE Trans. Ind. Applicat., vol. 33, 1444–1447.

ABSTRACT

This work discusses the implementation of a system for maximum power point tracking (MPPT) of a variable speed wind turbine generator (WTG), consisting of a high efficiency DC/DC boost converter and a digital signal processor (DSP), working as the control unit where the MPPT control algorithm is allocated. The proposed control algorithm is based on a Perturbation and Observation (P&O) MPPT method with adaptive perturbation step (P&Omod) which is characterized by its simple structure. The advantages of the proposed MPPT method lays on the lack of specific requirements, such as knowledge of the WTG optimal power characteristic and wind speed. In this way, the global system has a higher reliability, lower complexity and inversion costs and lesser mechanic wearing of the WTG. The experimental results allow validating the excellent performance of the proposed system.

Keywords: Wind Energy System, Maximum Power, Tracking Algorithm, Perturbation & Observation, Adaptive Step, DC-DC Converter.