

## **ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACION EÓLICA EN LA ZONA DE VIENTOS SUPERIORES AL NOMINAL.**

ROBERTO D. FERNÁNDEZ<sup>1</sup>, RICARDO J. MANTZ, PEDRO E. BATTAIOTTO  
UNLP-UNPSJB                      CICpba-UNLP                      UNLP

LEICI – Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata – CC91- (1900) La Plata, Argentina.  
Tel-Fax: (54)(221)-4259306.

Universidad Nacional de La Plata (UNLP)

Comisión de Investigaciones Científicas de la Provincia de Buenos Aires (CICpba)

<sup>1</sup>Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco (UNPSJB)

e-mail: [dfernandez@ing.unlp.edu.ar](mailto:dfernandez@ing.unlp.edu.ar)

**RESUMEN.** En sistemas aislados y de bajas potencias, se suelen emplear estrategias de operación de turbinas eólicas a velocidad variable. Esto permite evitar la medida de la velocidad del viento y maximizar la captura de energía en estado estacionario. El límite de funcionamiento está dado por la potencia máxima de la carga, que establece los límites de las velocidades de viento y de giro en las que se extrae la mencionada potencia. El presente trabajo extiende el rango de vientos determinado anteriormente, propone la estrategia de control y analiza el comportamiento de un sistema aislado de generación de energía eólica cuando la velocidad del viento supera un determinado valor denominado velocidad nominal.

**Palabras clave.** Energía eólica, turbinas, velocidad variable.

### **INTRODUCCIÓN.**

El empleo de los denominados sistemas aislados de energía eólica, se ha ido extendiendo tanto por la necesidad del recurso energético como por la confiabilidad y la relación costo - beneficio que han alcanzado los componentes de los sistemas aislados. Distintas aplicaciones, como la del bombeo de agua (Vick y Clark, 1996), han ido incrementando el rendimiento conforme se han adicionado acoplamiento eléctrico - electrónicos a los elementos mecánicos. Dichas configuraciones han permitido operar al sistema en condiciones impensadas con acoplamiento mecánicos convencionales.

Debido a la característica par - velocidad no lineal de la turbina, el rendimiento de conversión es altamente dependiente de su punto de operación (Freris, 1990) (Borowy y Salameh, 1997). El máximo rendimiento se obtiene al permitir que la turbina alcance la velocidad de giro óptima para cada velocidad de viento (Freris, 1990) (Muljadi et al, 1995). Dado que la medida de dicha velocidad reviste dificultades técnicas y económicas (Freris, 1990) (Muljadi et al, 1995), existen alternativas de control que permiten alcanzar el punto óptimo prescindiendo de ella (Muljadi et al, 1997).

Dado que tanto la carga, la turbina y el generador tienen un tamaño finito, la operación a velocidad de giro variable de la turbina está acotada por el límite de potencia máxima de alguno de estos elementos. En el caso en el que la velocidad de viento supere el valor que produce la potencia máxima según la estrategia del párrafo anterior, pero no es lo suficientemente grande como para poner en peligro la operación de todo el conjunto, puede intentarse mantener el consumo de potencia en su valor nominal. Conforme a lo anterior, el presente trabajo propone un cambio en la referencia del sistema a efectos de establecer un comportamiento estable y seguro del conjunto, de manera de garantizar la convergencia hacia los puntos de operación deseados.

### **SISTEMA.**

En la Figura 1 (en la que se ha agregado el lazo de control), se presenta el sistema en consideración. El mismo consta de:

- a) El subsistema, turbina - generador sincrónico de imán permanente – rectificador no controlado, convierte la energía cinética disponible en el viento en energía eléctrica. El generador sincrónico de imán permanente, ha recibido considerable atención en años recientes. El campo rotórico, provisto por los imanes permanentes, mejora la eficiencia y la confiabilidad de operación (Bose, 1986). El empleo de un convertidor electrónico es inevitable por la operación a velocidad variable de la turbina, dado que tanto la frecuencia como la tensión del generador sincrónico varían con la velocidad.
- b) El segundo subsistema es la carga. El rectificador no controlado permite que la carga vista en bornes del generador, si se considera la componente fundamental de la corriente, sea una resistencia (Muljadi, 1995). Así, puede abordarse el problema considerando una resistencia variable en bornes del rectificador.

---

<sup>1</sup> A quien debe enviarse la correspondencia

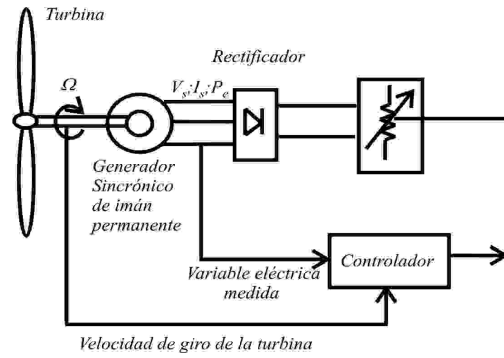


Figura 1. Sistema de conversión de energía eólica

### TURBINA-GENERADOR DE IMÁN PERMANENTE.

La potencia mecánica desarrollada por la turbina a partir de la energía del viento, está dada por: (Freris, 1990)

$$P_t = \frac{\pi \rho r^2 V^3 C_p(\lambda)}{2}, \quad (1)$$

donde:  $C_p(\lambda)$ : coeficiente de potencia;  $\lambda = \Omega r / V$ : relación de punta de pala;  $r$ : radio de las palas;  $\rho$ : densidad del aire;  $V$ : velocidad del viento;  $\Omega$ : velocidad de rotación.

Tanto el coeficiente de potencia  $C_p(\lambda)$  y, por ende la potencia  $P_t$ , alcanzan un máximo para un único valor  $\lambda = \lambda_o$ . La optimización de la conversión de energía se logra para:

$$\Omega = \frac{\lambda_o V}{r} = \Omega_o \Rightarrow P_o = \pi \rho r^2 \left( \frac{\Omega_o r}{\lambda_o} \right)^3 C_{p_o} / 2 = T_o \Omega, \quad (2)$$

con  $T_o$  el par que corresponde a la máxima potencia  $P_o$ .

En la Figura 2a, se presenta el coeficiente de potencia en función de la relación de punta de pala para una dada turbina. Nótese que, excepto en el  $C_p$  máximo, siempre existen dos valores de la relación de punta de pala para un dado coeficiente de potencia. En la Figura 2b, se presenta la curva del par de la turbina con el viento como parámetro y el lugar geométrico de los puntos que corresponden al  $C_{p_o}$ .

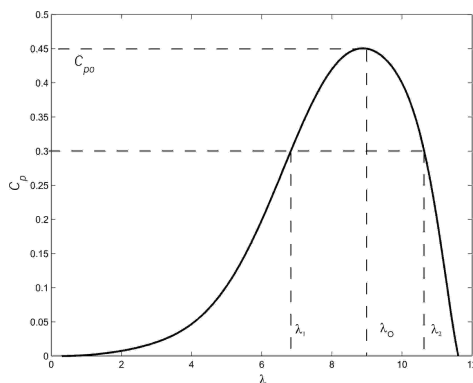


Figura 2a.  $C_p$  en función de  $\lambda$

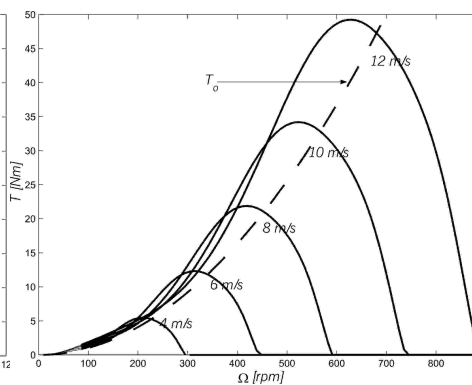


Figura 2b. Par en función de la velocidad de giro

El generador sincrónico es modelado por una fuente de tensión dependiente de la velocidad, en serie con la inductancia sincrónica (Bose, 1986). Su par mecánico resistente, en función de la tensión, corriente o potencia en bornes estáticos, cuando se conecta a un rectificador no controlado, es: (Muljadi et al, 1995)

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{p V_s I_s}{\omega_e L_s} = \frac{3 V_s \phi p}{2 \omega_e L_s} \sqrt{1 - \left( \frac{V_s}{\omega_e \phi} \right)^2} = \frac{3}{2} I_s \phi p \sqrt{1 - \left( \frac{L_s I_s}{\phi} \right)^2} \cong \frac{3}{2} I_s \phi p, \quad (3)$$

donde:  $V_s$ ,  $I_s$ : tensión y corriente en bornes del generador;  $\phi$ : flujo estático;  $\omega_e$ : frecuencia angular eléctrica;  $p$ : polos;  $L_s$ : inductancia sincrónica, que se considera despreciable permitiendo obtener el último término.

## CARGA.

Dado que el objeto del análisis es establecer el fundamento sobre la cual se basará la estrategia a proponer, no se considera un tipo de carga en particular. Debe remarcar, sin embargo, que distintas aplicaciones impondrán restricciones adicionales al problema que, obviamente, deberán ser tratadas en cada caso (Fernández et al 2001 a y b).

A los efectos del presente trabajo se considerará que, dado que toda carga posee un límite de potencia determinado, existe un elemento adicional que puede consumir el exceso de potencia que la carga principal no puede disponer. Lo anterior, se hace evidente más adelante, cuando se establece en las estrategias de operación, un consumo superior al consumo nominal de la carga. En su forma más simple, la carga adicional, podría implementarse a partir de resistencias.

## MODELO DINÁMICO DEL SISTEMA

Se puede demostrar en la configuración de la Figura 1 que, imponiendo un lazo de regulación del par del generador sincrónico con el objeto de alcanzar la potencia máxima disponible, se obtienen mejores resultados que regulando tensión o potencia considerando el error en la determinación de la velocidad de giro de la turbina (Fernández et al, 2000). A partir de (3), se observa que regular corriente es equivalente a regular par. Luego, puede obtenerse la corriente de referencia como:

$$I_{ref} = \frac{2}{3} T_{ref} \phi p, \quad (4)$$

con  $T_{ref}$ : la referencia de par que corresponde para que el sistema converja al punto de funcionamiento deseado. La corriente de carga del generador será función de la potencia que consume la carga:

$$I_s = \frac{2}{3} T_e \phi p = \frac{2}{3} \frac{P}{\Omega} \phi p, \quad (5)$$

con  $P$ : la potencia consumida. Luego, la salida del sistema pasa a ser el seguimiento de la corriente de referencia.

El comportamiento dinámico de la turbina viene expresado por:

$$\dot{\Omega}_t = \frac{T_t - T_e}{J_t + gip}. \quad (6)$$

La dinámica del sistema queda representada por el fenómeno físico relevante (Miranda et al, 1999), despreciando la dinámica eléctrica.

## ESTRATEGIAS DE OPERACIÓN

La estabilidad se puede determinar a partir de analizar el entorno de los puntos fijos de la (6). En dichos puntos se tiene:

$$\dot{\Omega}^* = \frac{T_t(\Omega^*, V) - T_e^*}{J_{t-g}} = 0. \quad (7)$$

El par de carga  $T_e$  no sólo debe hacer nula la ecuación anterior, sino que en la vecindad del punto en consideración debe asegurar la convergencia al punto de equilibrio. El seguimiento de  $T_{ox}$  garantiza la mencionada propiedad y por ello se suele utilizar en la zona de vientos normales (Muljadi et al, 1997) a la vez que evita la medida del viento y garantiza la máxima captura de energía en estado estacionario. Sin embargo, cuando se supera la potencia de alguno de los elementos del sistema, no se puede continuar aplicando esta estrategia. Este trabajo propone entonces, regular el consumo nominal (de la carga original) del sistema en las mencionadas circunstancias, mientras que en la zona de vientos normales se propone el seguimiento de  $T_{ox}$ .

Las estrategias en cada zona de operación se presentan en la Figuras 3a y b. En la Figura 3a, considerando  $V_I > V_{nom}$ , se observa que existen dos puntos en los que se puede obtener la potencia nominal  $P_n$  (puntos  $D$  y  $E$ ). El punto  $E$  se desestima por pertenecer a un rango de velocidades de giro excesivo (aún para pequeños cambios en la velocidad del viento), pudiendo poner en riesgo a los elementos rotantes del sistema. Luego, se ha considerado disminuir la velocidad de giro de la turbina a medida que se incrementa el viento (el punto  $D$ ). Para asegurar la convergencia y estabilidad en el entorno del punto fijo  $D$ , se propone una recta como la mostrada en la Figura 3b.

Nótese que para frenar la turbina (por ejemplo, al evolucionar desde el punto  $B$  al  $D$  en la Figura 3a), es necesario un consumo mayor que la potencia nominal lo que justifica la presencia del elemento adicional para proveer el consumo por sobre el valor nominal de potencia de la carga.

Además, debe conocerse el punto al cual tiene que converger el sistema, esto impone la necesidad de conocer la velocidad del viento. Sin embargo, se puede estimar dicha velocidad y, aún estimando con error la velocidad del viento, el sistema puede converger al punto de funcionamiento deseado como se muestra más adelante.

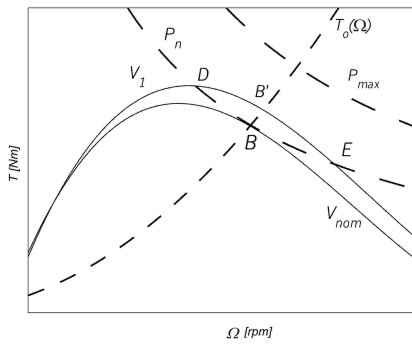


Figura 3a. Límite al seguimiento de  $T_o$

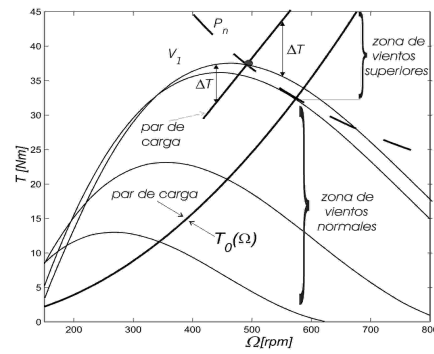


Figura 3b. Estrategias de operación

## RESPUESTA DEL SISTEMA CONTROLADO

### EL CONTROLADOR PROPUESTO

A partir del modelo presentado, puede obtenerse un controlador que permita cumplir con las estrategias planteadas. En el caso particular de este trabajo, se ha desarrollado un controlador PID, a partir de linealizar la (6). El controlador se ha sintonizado para garantizar el seguimiento de las referencias propuestas, de manera de asegurar la convergencia hacia los puntos de operación deseados, asegurando entonces la estabilidad del sistema.

También se pueden diseñar controladores no lineales (Fernández et al, 2001a y b) que permiten absorber analíticamente, tanto el desconocimiento de la velocidad del viento como la característica altamente no lineal de la curva del par de la turbina asegurando un comportamiento robusto del conjunto.

### RESPUESTA DEL SISTEMA CONTROLADO

La Figura 4 presenta el perfil de viento y la estimación empleados en la simulación mientras que en la Figura 5 se aprecia la evolución del sistema en el plano par – velocidad de la turbina. En la Figura 4 se ha empleado una señal regular como las utilizadas habitualmente en la Teoría de Control Clásico que, aunque no se trata de un perfil real, permite explicar el comportamiento del sistema de manera ordenada y sencilla. Nótese la diferencia entre la velocidad de viento real y la estimada, producto de haber introducido adrede una discrepancia entre los coeficientes de potencia empleados en el perfil ‘real’, perfil de pala NACA 4412 (Freris, 1990), respecto del utilizado en la estimación.

En la Figura 5 se aprecia la evolución del sistema. Se muestra la curva de máxima transferencia de energía  $T_o$  (ec. (2)) y la curva de potencia nominal  $P_n$ . Dada la condición inicial  $A$  en  $V_1=12.5$  m/s (Figura 5), en la zona de vientos mayores al nominal, se produce el cambio en la velocidad del viento al valor de  $14$  m/s en  $t_1 = 15$  s, el par de la turbina cambia al valor que corresponde al punto  $B$ . Como el punto de convergencia deseado se encuentra a una velocidad de giro menor que la que corresponde al punto  $A$ , se debe frenar la turbina. En consecuencia, mientras el par de la turbina evoluciona por la curva  $B - C$ , la carga asegura el frenado de la turbina en principio, para luego evolucionar por la recta de convergencia hasta el punto  $C$ , donde permanecerá hasta el siguiente cambio de viento. El par de la turbina cae desde el punto  $C$  al punto  $D$ , produciendo la disminución en la velocidad del viento a  $V_3 = 12$  m/s en  $t=20$  s (Figura 4). Dado que la velocidad de convergencia (que corresponde al punto  $E$  en la Figura 5) es mayor que la velocidad de giro que corresponde al punto  $D$ , debe establecerse un par acelerador. Dicho par, se obtiene asegurando que el par de carga sea menor que el par de la turbina. En las condiciones citadas, el par de la turbina evoluciona por  $D - E$ . El par de carga, copia (por defecto) al par de la turbina para luego evolucionar sobre la recta de carga que asegura la operación estable sobre el punto de funcionamiento deseado  $E$ .

Considerando el perfil presentado y teniendo en cuenta que presenta variaciones más rápidas que las que realmente se pueden dar, el comportamiento del sistema ha sido satisfactorio. Se debe notar además que, aunque la estimación de la velocidad del viento no es buena, el sistema igualmente converge al punto en el que se puede extraer la potencia nominal en estado estacionario.

La Figura 6, presenta un perfil de viento real y su estimación. Como en el caso anterior, puede observarse que la estimación no es muy buena.

Dada la característica altamente variante del recurso eólico, no se puede presentar la evolución sobre el plano par – velocidad de la turbina. A efectos de corroborar el buen funcionamiento del conjunto, en la Figura 7 se presenta la curva que corresponde a la diferencia entre el par de referencia menos el de carga. Esta figura permite, entonces, determinar cuán bien el sistema se mantiene sobre la referencia propuesta. Claramente, se ha conseguido que la carga siga a la referencia en casi todo instante, asegurando además una evolución controlada al punto de funcionamiento deseado.

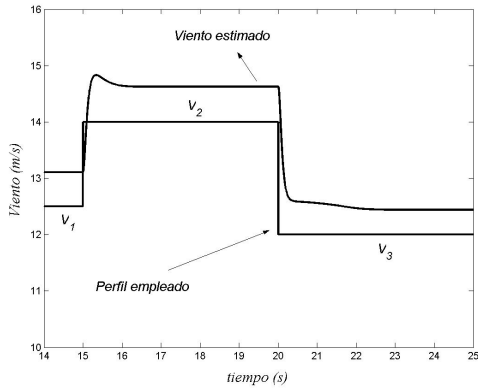


Figura 4. Señal de viento empleada en la simulación

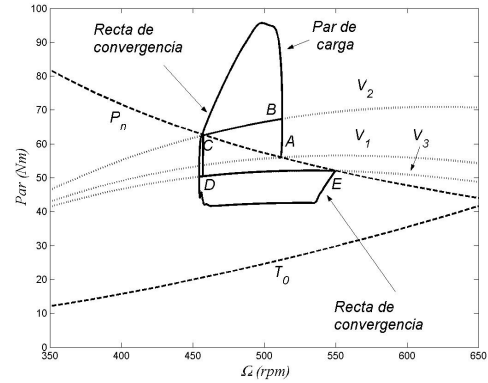


Figura 5. Plano par velocidad de la turbina

En la Figura 8 se observa la potencia en la carga (carga original más carga adicional) en función del tiempo y la potencia nominal ( $3000\text{ W}$ ). Dada la naturaleza del viento, se hace imposible que la carga total se mantenga siempre sobre el consumo nominal y, por lo tanto, el controlador constantemente ajusta el consumo para asegurar la convergencia al punto deseado. Es de notar, que cuando se supera la potencia nominal, la carga original se mantiene en ese valor mientras que la carga adicional absorbe el exceso de consumo.

En los dos resultados de simulación presentados, la determinación de la velocidad del viento se ha realizado por exceso sin deteriorar los resultados. En efecto, tanto en la Figura 5, como en las Figuras 7 y 8, se muestra la convergencia a los puntos de potencia nominal. De igual manera, pueden presentarse resultados en que la velocidad del viento se estima por exceso, o por exceso y defecto en una misma simulación sin producir deterioros en la performance del conjunto (Fernández, 2002) siempre y cuando el controlador sea capaz de mantener a la carga sobre la referencia propuesta.

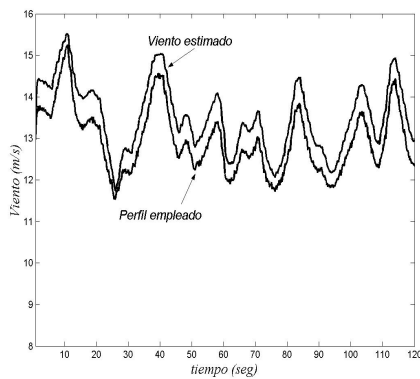


Figura 6. Perfil de viento y su estimación

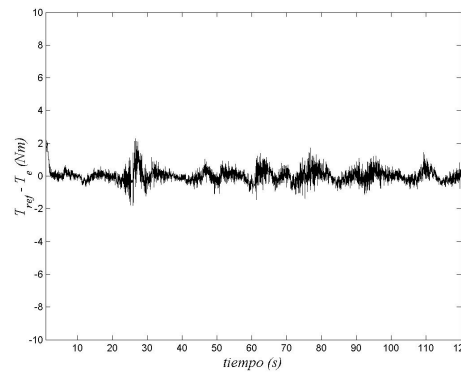


Figura 7. Señal error en la entrada del controlador

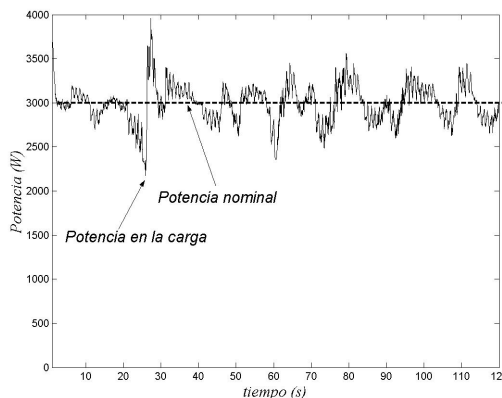


Figura 8. Potencia en la carga

## CONCLUSIONES

Se ha presentado de manera resumida el comportamiento de un sistema aislado de generación de energía eólica. El análisis se ha basado en la evolución del lado del generador sin perder de vista que el control que permite cumplir con los objetivos citados se realiza modificando el consumo de la carga.

Se presentaron diferentes características de carga que permiten la operación estable del conjunto considerado. Se mostró que, en la zona de vientos normales, basta con medir únicamente la velocidad de giro de la turbina para establecer la referencia de carga.

Para incrementar la utilidad del sistema cuando la velocidad del viento es excesiva con la referencia anterior, se consideró regular la potencia nominal de la carga en la zona de vientos superiores. A los efectos de evitar elevados esfuerzos sobre los componentes mecánicos del sistema, se consideró la posibilidad de disminuir la velocidad de operación de la turbina a medida que el viento superaba la velocidad nominal. Sin embargo, en la zona de vientos superiores, para asegurar la convergencia al punto de operación deseado, debe conocerse la velocidad del viento. Por esta razón, se dispuso una estimación de dicha velocidad.

Señales de viento regulares permitieron comprender el funcionamiento del conjunto de manera sencilla.

La simulación con una señal de viento realista y altamente variable ha demostrado el buen comportamiento del controlador, aún cuando la estimación del viento no sea buena.

Es de notar, que la sintonía del controlador es un punto muy importante, considerando la necesidad de una evolución controlada sobre las referencias propuestas. En efecto, el rendimiento del conjunto depende fuertemente de la capacidad del controlador para asegurar que el sistema se comporte conforme a las restricciones consideradas en principio.

**Agradecimientos.** Este trabajo fue subsidiado por UNLP, UNPSJB, CICpBA, CONICET y ANPCyT.

## **BIBLIOGRAFÍA.**

Borowy B. S. y Salameh Z. M. (1997). "Dynamic Response of a Stand-Alone Wind Energy Conversion System with Battery Energy Storage to a Wind Gust". IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 12, No. 1, pp. 73 - 78, March 1997.

Bose B.K. (1986). "Power Electronics and AC Drives". Prentice-Hall.

Fernández R.D., Battaiotto P.E. y Mantz R. J (2000). "GENERACIÓN EÓLICA EN BOMBEO DE AGUA, ERRORES DE MEDIDA Y OPTIMIZACIÓN." VII Congreso Internacional de Ingeniería Electrónica, Eléctrica y de Sistemas. INTERCON 2000. 15 al 18 de agosto de 2000.

Fernández R.D., Mantz R. J. y Battaiotto P.E.. (2001a) "Control por Modo Deslizante de un Sistema de Bombeo de Agua. Optimización de la Conversión de Energía." RPIC 2001.

Fernández R.D., Mantz R. J. y Battaiotto P.E.. (2001b) "Análisis de un Sistema Aislado de Generación de Energía Eólica." ASADES 2001.

Fernández R.D. (2002) "Sistemas por Estructura Variable. Aplicación al Control de Sistemas de Conversión de Energías Alternativas para el Bombeo de Agua". Tesis de Magister, Universidad Nacional de La Plata, La Plata. Buenos Aires, Argentina, 2002.

Freris L.L. (1990) . "Wind Energy Conversion Systems". Prentice-Hall international.

Miranda M., Lyra R.O.C. y Silva S.R. (1999), "An alternative isolated wind electric pumping system using induction machines" , IEEE Transactions on Energy Conversion, 14(4):1611-1616, December.

Muljadi E. , Drouilhet, S.; Holz, R. ; Gevorgian, V. y Holz, R. (1995). "Analysis of Wind Power for Battery Charging". The Department of Energy. DE96000472, NREL/TP--441-8170.

Muljadi E. , Pierce K. y Migliore P. (1997). "Control strategy for Variable-Speed, Stall-Regulated Wind Turbines". National Wind Technology Center, National Renewable Energy Laboratory.

Vick V.D. y Clark R.N. (1996), "Performance of Wind Electric and Solar – PV Water Pumping Systems for Watering Livestock" , Transactions of the ASME, Vol. 118, pp. 212 - 216, November.

**ABSTRACT.** This work is about the behaviour of a wind electrical system. The objective is to extend the wind operation range after the system reaches its maximum, working at variable speed turbine in the low wind operation range. In order to avoid excessive efforts over mechanical components, it is proposed operating in the low speed range when wind velocity increases. Different methodologies are presented looking for reaching the nominal power consume in a controlled way. Although different behaviours may be analysed without taking into count the kind of the controller, a PID controller is used in simulations results. These results permit to understand turbine, generator and load evolutions. A robust system performance is possible, even in presence of a highly variable wind speed, if the controller is capable of driving the system over the proposed references.