

# CONTROL PREDICTIVO DE VELOCIDAD PARA TURBINA EÓLICA

**Alejandro Münnemann, Gerardo Ahrtz, Daniel Fernández**

Laboratorio de Electrónica, Facultad de Ingeniería  
Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco  
Ruta Provincial N°1 Ciudad Universitaria, 9000, Comodoro Rivadavia  
Chubut, Argentina. Tel/fax=(+54)(297)4550836

**RESUMEN:** En este trabajo se presenta el diseño de un control mediante la técnica de control predictivo basado en modelo (MPC). El objetivo del mismo es regular la velocidad de rotación de una turbina por accionamiento del ángulo de ataque de palas. Fundamentalmente, se incorporan en la etapa de diseño las restricciones del sistema a controlar, en particular las de la velocidad de actuación y el máximo ángulo que pueden ser giradas las palas. Finalmente, se presentan resultados de simulación que permiten observar el buen comportamiento del control propuesto a la vez que se indican posibles trabajos de investigación futuros.

**Palabras clave:** control predictivo (MPC), modelado turbina eólica, control de paso de pala, regulación de velocidad.

## INTRODUCCIÓN

Todas las aplicaciones de control en el “mundo real” están sujetas en mayor ó menor medida a distintos tipos de restricciones. Las más comunes se deben principalmente a limitaciones físicas de los elementos actuadores tales como la amplitud y/o velocidad de respuesta (Goodwin et al., 2001; Camacho y Bordons, 1999).

Si bien en algún caso, estas restricciones pueden ignorarse (al menos en la etapa inicial de diseño), en otros constituyen una característica intrínseca del proceso cuando el sistema debe operar cercano a una condición de borde ó limite de linealidad. En el caso de las turbinas eólicas, el control de velocidad se realiza a partir de alterar el ángulo de paso de las palas (Freris, 2008) que modifica al coeficiente de potencia de la turbina el cual es fuertemente no lineal (Hansen et al., 2003; Ackermann, 2005). En este caso se tienen tanto restricciones de velocidad de actuación como de valor en el ángulo que se gira (Hansen et al., 2005; Perdana et al., 2004).

A diferencia de los controles de paso ampliamente empleados que toman en consideración los límites en las velocidades de actuación y los ángulos máximos y mínimos posibles luego de diseñar el control aplicando estrategias anti reset wind up (Astrom y Hagglund, 2005; Hansen et al, 2005), en el caso del control del ángulo de las palas de la turbina resulta deseable implementar un diseño que tenga en cuenta las restricciones desde un primer momento.

El Control Predictivo basado en Modelo (“Model Predictive Control” ó “MPC”) constituye actualmente uno de los métodos que más éxito ha tenido en la aplicación del control moderno. Sus principales ventajas son (Goodwin et al., 2001; Camacho y Bordons., 1999):

- Provee un método de control para sistemas de una ó más entradas y salidas con presencia de restricciones.
- Permite el tratamiento de restricciones en la dinámica de los procesos ó variables de estado.
- Existen en la actualidad diversos programas comerciales que proporcionan versiones industrialmente robustas de los algoritmos aplicados.

Por otra parte, el amplio desarrollo de la energía eólica ha dado lugar a los denominados códigos de conexión de aerogeneradores (AWEA, 2005), los cuales resultan cada vez más exigentes respecto de las capacidades de respuesta de los mismos. Lo anterior implica tanto eventuales perturbaciones en la red eléctrica a la que se encuentren conectados los aerogeneradores como respecto del comportamiento frente a fuertes fluctuaciones del recurso eólico. En ese sentido, cada vez más se tiende al empleo del término “plantas de potencia” (Muljadi et al., 2006) a las granjas eólicas como una manera de indicar que sus capacidades deben ser similares a las plantas de potencia convencionales de la actualidad.

Así, en este trabajo se ha diseñado un controlador basado en la teoría del Control Predictivo que le permita al aerogenerador poder alcanzar con algunos de los aspectos esenciales requeridos para su normal funcionamiento a la vez que permita continuar el proceso de investigación para considerar otras restricciones dadas por los códigos de conexión o por ciertas condiciones de operación.

## COMPONENTES Y ESTRATEGIA DEL CONTROL PREDICTIVO (MPC)

El control predictivo busca elegir acciones de control que lleven al mejor comportamiento previsto sobre un horizonte temporal limitado. Para ello se utiliza el modelo interno del proceso a la vez que se actualizan las decisiones a intervalos regulares y a medida que se obtiene nueva información del horizonte observado (Rossiter, 2005). Así, la ley de control predictivo se vale de los siguientes componentes:

- a. Depende del comportamiento de la salida del proceso predecida cierta cantidad de intervalos o muestras a futuro.

- b. Las predicciones de la salida se calculan en base a un modelo del proceso que muestre la dependencia de la salida frente a las variables de estado y las entradas actuales y futuras.
- c. Cada entrada de la secuencia de control se determina por optimización, es decir minimizando una función de costo que persiga un objetivo o performance deseada, incluyendo el cumplimiento de restricciones.
- d. En cada intervalo de la secuencia de control el horizonte de predicción también se desplaza hacia delante de forma tal que para cada nueva decisión el controlador predice la salida del proceso para el mismo tiempo futuro.

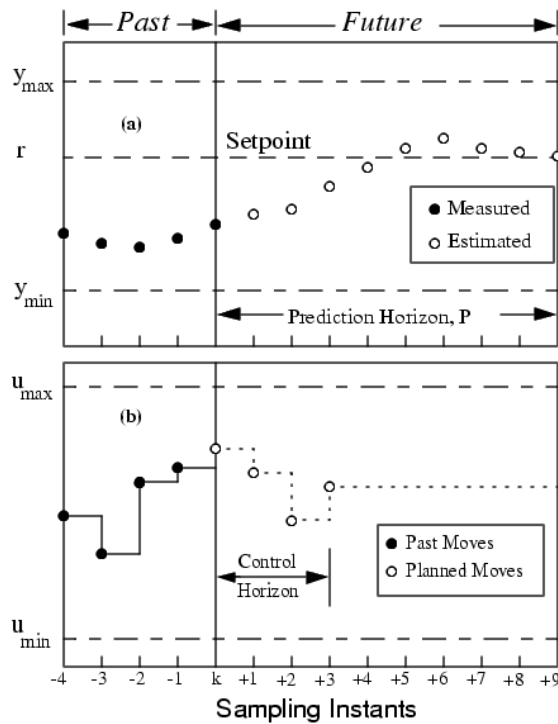


Fig. 1: Estado del controlador en el instante  $k$

En la Figura 1 (Bemporad et al. 2009) se muestra el estado de un hipotético MPC aplicado a un sistema que ha estado operando durante cierto tiempo. El índice de tiempo  $k$  representa el instante actual. El último valor de la salida  $y_k$  y sus medidas anteriores,  $y_{k-1}, y_{k-2}, \dots$ , se representan con círculos negros. Del mismo modo se presenta la secuencia previa de la acción del controlador,  $u_{k-4}, \dots, u_{k-1}$ . Para determinar el próximo valor  $u_k$  el MPC desarrolla su estrategia en las siguientes fases:

- I. Las salidas futuras para un determinado horizonte  $P$  se predicen a cada intervalo  $k$  mediante el modelo de la planta. Estas predicciones de la salida  $y_{k+1}, y_{k+2}, \dots, y_{k+P}$  dependen de los valores medidos o estimados hasta el instante  $k$  (salidas y entradas pasadas) y de las futuras entradas de control  $u_k, u_{k+1}, u_{k+2}, \dots, u_{k+M}$ , donde  $M$  se denomina horizonte de control, siendo  $(1 < M < P)$ .
- II. El conjunto de las señales de control futuras se calculan optimizando un determinado criterio que mantenga la salida del proceso lo más cerca posible a una dada referencia o set point  $r_k$ . Este criterio ó función de costo usualmente toma la forma de una función cuadrática de los errores entre la salida predecida y la referencia.
- III. El primer valor de la secuencia predicha  $u_k$  se aplica al sistema mientras que el resto se descarta puesto para el próximo intervalo ya se conoce la salida  $y_{k+1}$  repitiéndose el paso 1 con este nuevo valor y todas las secuencias actualizadas. Así se calcula una nueva  $u_k$  diferente a la anterior debido a la nueva información disponible como consecuencia del nuevo horizonte desplazado una muestra hacia adelante.

La implementación de esta estrategia se puede observar en la Figura 2 (Camacho y Bordons, 1999).

## MODELADO

En la Figura 3 se presenta el diagrama de bloques simplificado de una turbina eólica moderna. En lo que sigue de esta sección, excepto por el viento, se presentará el modelo matemático de las partes indicadas en la mencionada figura.

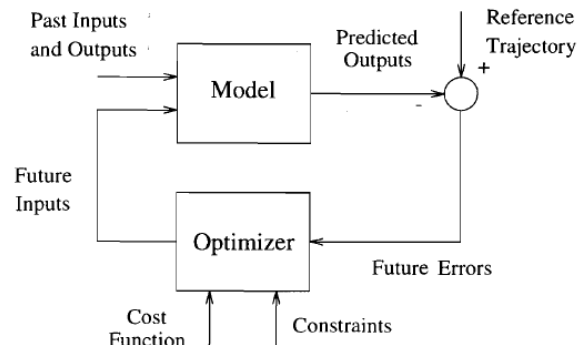


Fig. 2: Estructura Básica del MPC

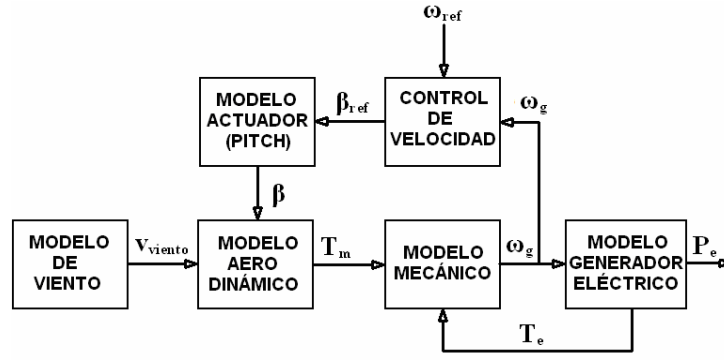


Fig. 3: Estructura General del Modelo de Turbina Eólica.

#### Modelo Aerodinámico de la turbina.

Es bien conocido que, parte de la energía contenida en el viento se transforma en energía mecánica al atravesar las palas del rotor (Freris 1990; Burton et al. 2001). La potencia media transferida al eje de la turbina viene dada por:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A_r C_{p(\lambda, \beta)} v_{viento}^3 \quad (1)$$

Donde:

$\rho$ : densidad del aire ( $K_g/m^3$ )

$A_r = \pi \cdot R^2$  : área barrida por las palas del rotor ( $m^2$ )

R: largo de las palas (m)

$C_{p(\lambda, \beta)}$ : coeficiente de potencia aerodinámico

$v_{viento}$ : velocidad media de viento incidente (m/s)

$\beta$ : ángulo de paso de pala respecto al viento ( $^\circ$ )

$\lambda$ : relación entre la velocidad de viento y la velocidad de punta de pala dada por:

$$\lambda = \frac{\omega_m \cdot R}{v_{viento}} \quad (2)$$

siendo  $\omega_m$  la velocidad angular de la turbina (rad/seg).

Asimismo, el par mecánico en el eje de la turbina esta dado por la siguiente relación:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_m} = \frac{R}{2} \rho A_r C_{T(\lambda, \beta)} v_{viento}^2 \quad (3)$$

Donde  $C_{T(\lambda, \beta)}$  es el coeficiente de par aerodinámico dado por :

$$C_{T(\lambda, \beta)} = \frac{C_{P(\lambda, \beta)}}{\lambda} \quad (4)$$

El coeficiente  $C_{P(\lambda, \beta)}$  denota la performance de la turbina respecto a la potencia teórica máxima que se puede obtener del viento. Por lo general la dependencia del coeficiente con  $\beta$  y  $\lambda$  se obtiene por ensayo de la máquina eólica y se aproxima por ecuaciones. En este trabajo el coeficiente de potencia empleado se muestra en las expresiones (5) y (6) las cuales representan el comportamiento de una turbina eólica real (Slootweg et al. 2003; Muhandó et al. 2007; Constantin 2009):

$$C_{P(\lambda, \beta)} = 0.5176 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0.0068\lambda \quad (5)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (6)$$

En la Figura 4 se representa el coeficiente  $C_{P(\lambda,\beta)}$  obtenido a partir de (5) y (6).

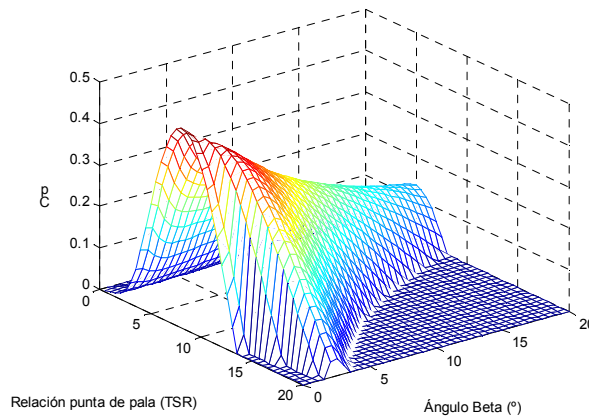


Fig. 1: Superficie del coeficiente de potencia aerodinámico  $C_p$  en función del ángulo de paso (Beta) y la relación de punta de pala ó “Tip Speed Rate” (TSR)

### Modelo Mecánico

En este trabajo, para representar la dinámica de rotación del eje de la turbina se utiliza un modelo simplificado que considera a todos los elementos con libertad de girar (rotor, eje transmisión, caja reductora y rotor generador) como un conjunto de una sola masa (Petersson 2005).

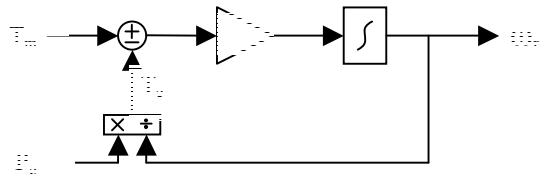


Fig. 2: Modelo mecánico simplificado.

La ecuación diferencial de movimiento, representada en el diagrama de bloques de la Figura 5, está dada por:

$$\dot{\omega}_m = \left( \frac{1}{J_t + n^2 J_g} \right) \cdot (T_m - T_e) \quad (7)$$

Donde:

$J_t$ : momento de inercia de la turbina ( $K_g m^2$ )

$J_g$ : momento de inercia del generador eléctrico ( $K_g m^2$ )

$n$ : relación de transmisión

$n^2 J_g$ : momento de inercia del generador referido al eje de la turbina. ( $K_g m^2$ )

$J_T$ : momento de inercia total =  $J_t + n^2 J_g$  ( $K_g m^2$ )

$T_e$ : par de generación eléctrica ( $K_g m$ )

$T_m$ : par mecánico en el eje de la turbina ( $K_g m$ )

$P_e$ : potencia eléctrica generada =  $T_e \cdot \omega_m$

### Modelo del Actuador de Paso de Palas (Pitch)

La acción de control se obtiene a partir del controlador MPC quien, a través del elemento actuador permite modificar el ángulo de ataque de cada pala frente al viento incidente. Su modelo simplificado consiste en un sistema amortiguador de primer orden dado por la siguiente expresión la cual es representada en la Figura 6:

$$\dot{\beta} = \left( \frac{1}{T_b} \right) \cdot (\beta_{ref} - \beta) \quad (8)$$

siendo:

$\beta_{ref}$ : señal de ángulo de referencia impuesta por el controlador ( $^\circ$ )

$T_b$ : constante de tiempo del actuador (seg)



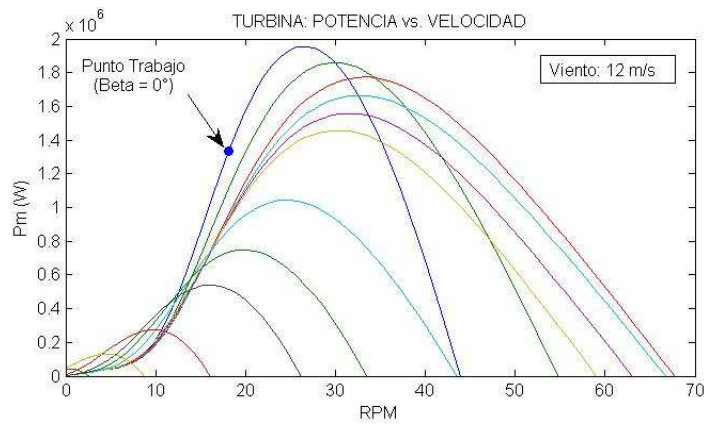


Fig. 8: Estado inicial:  $P_e=1.3MW$ ;  $V_{viento}=12m/s$ ;  $\omega_m=18rpm$ ;  $\beta=0^\circ$

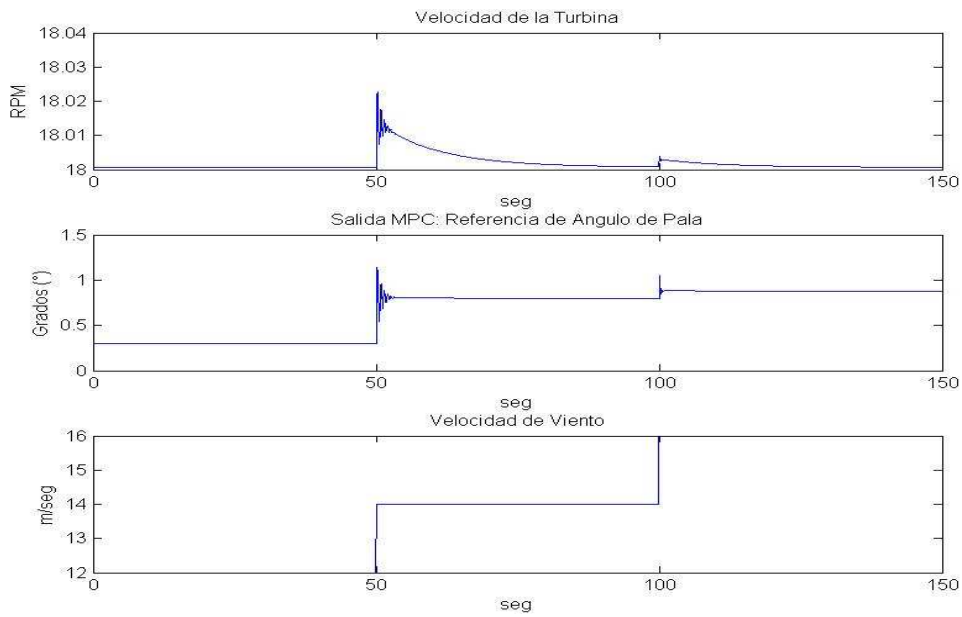


Fig. 9: Regulación de la velocidad ante las perturbaciones de viento.

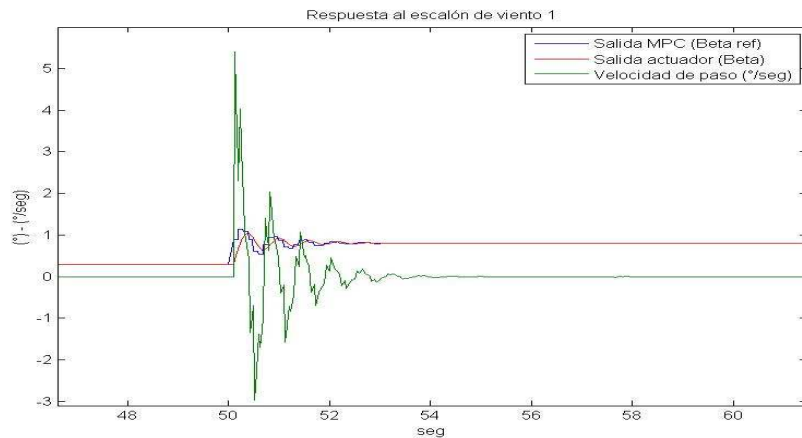


Fig. 10: Detalle de las respuestas del controlador MPC ( $\Delta T=0.1seg$ ) y el actuador de paso de pala. La rapidez de accionamiento se mantiene dentro de los límites impuestos ( $\pm 6 \text{ }^\circ/\text{seg}$ )

## CONCLUSIONES

Se ha presentado el control de paso de las palas de un aerogenerador moderno a partir del control predictivo. Dicha técnica de control tiene como característica saliente, a diferencia de los otros métodos de control actuales, que permite incorporar las restricciones tanto de actuadores como de las variables del sistema en las etapas de diseño del control. Adicionalmente,

optimiza una función que, además, actúa como Función de Lyapunov del sistema por lo que asegura una gran robustez del control empleado.

La máquina eólica se ha modelado como una única masa concentrada y se ha considerado que el generador eléctrico es del tipo de asincrónico jaula de ardilla.

Se han realizado simulaciones bajo la condición de potencia eléctrica constante para determinar el comportamiento del control cuando varía, abruptamente el viento incidente.

Las simulaciones muestran un buen funcionamiento del control observándose que el control diseñado no permite que el actuador alcance el límite de velocidad de respuesta.

A futuro, se prevé la incorporación de nuevas modificaciones en el diseño del controlador. Estas tendrán que ver tanto en incorporar dinámica al modelo aquí considerado, por ejemplo llevando a dos masas el modelo mecánico, como así también agregando restricciones a los efectos de no exigir sobremanera al eje de la turbina con las sollicitaciones del control.

## REFERENCIAS

- Goodwin G.C. Graebe S.F. y Salgado M.E (2001). Control System Design, Prentice Hall.
- Camacho E. y Bordons C. (1999), Model Predictive Control, Springer.
- Freris, LL.(2008). Renewable Energy in Power Systems. Wiley.
- Hansen A. Jauch C. Sorensen P. Florin I. y Blaabjerg F. (2003), Dynamics Wind Turbine Models in Power System Simulation Tool DIGSILENT.,Riso-R-1400.
- Hansen M. Hansen A. Torben J. Stig O. Sorensen P. y Fuglsang P. (2005), Control design for a pitch regulated, variable speed wind turbine.,Riso-R-1500.
- Perdana A. Carlsson O. y Personn J. (2004), Dynamic Response of Grid-Connected Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator during Disturbances., Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics. Trondheim.
- Astrom K.J y Hagglund T. (2005), Advanced PID Control., ISA-The Instrumentation, Systems and Automation Society., Research Triangle Park, NC 27709.
- American Wind Energy Association (2005). AWEA Electrical Guide to Utility Scale Wind Turbines., AWEA Grid Code White Paper.
- Muljadi E. Butterfield C.P. Chacon J. y Romanowitz H. (2006). Power Quality Aspects in a Wind Power Plant., NREL Conference Paper 500-39183.
- Rossiter J.A. (2005), Model-based Predictive Control: A Practical Approach. CRC Press.
- Bemporad A. Morari M. y Lawrence Ricker N. (2009), Model Predictive Control Toolbox™ 3 User's Guide., The MathWorks Inc.
- Freris LL. (1990), Wind Energy Conversion Systems., Prentice Hall.
- Burton T. Sharpe D. Jenkins N. Bossanyi E.(2001), Wind Energy Handbook,Wiley&Sons.
- Slootweg J.G. Polinder H. y Kling W.L. (2003), Dynamic Modelling of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator., Electric Power Systems, IEEE Transactions.
- Muhando E.B Tomonobu S. Naomitsu U. Atsushi Y. y Toshihisa F. (2007), Robust Predictive Control of Variable Speed Wind Turbine Generator by Self-Tuning Regulator., 1-4244-1298-6/07 IEEE.
- Constantin A. (2009), Advanced Modelling and Control of Wind Power Systems, Master Thesis., Aalborg University, Denmark.
- Petersson A. (2005), Analysis Modelling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines., Phd Thesis, Chalmers University of Technology, Goteborg Sweden.

## ANEXO: TURBINA EÓLICA

Los parámetros de diseño de la turbina que se utilizan en la etapa de simulación pueden verse resumidos en la Tabla 1.

Rotor y Turbina:		
Numero de palas		3
Diámetro de rotor	$\Phi_r$	70 m
Relación caja multiplicadora	n	83.33
Inercia de la turbina	$J_t$	6.029E+06 kgm <sup>2</sup>
Generador:		
Potencia nominal	$P_g$	1.3 MW
Velocidad nominal	$\omega_g$	1500 RPM
Inercia del generador	$J_g$	60 kgm <sup>2</sup>
Tensión de red	$V_g$	11 kV
Frecuencia de red	f	50 Hz
Accionador de paso de pala:		
Angulo máximo	$\beta_{max}$	+90 °
Angulo mínimo	$\beta_{min}$	0 °

Velocidad máxima	$\dot{\beta}_{\max}$	+6 °/s
Velocidad mínima	$\dot{\beta}_{\min}$	-6 °/s
<b>Viento:</b>		
Rango de velocidades		4-25 m/s
Velocidad nominal	$v_{\text{viento}}$	12 m/s
Densidad del aire	$\rho$	1.225 kg/m <sup>3</sup>

*Tabla 1. Datos principales de la turbina eólica.*

#### **ABSTRACT**

This paper presents a control design based on model predictive control (MPC). The control objective is to regulate the wind turbine speed by modifying the blade angle, i.e. the pitch. Fundamentally, the MPC allows incorporating in the design stage the system constraints, in this case the pitch slew rate and the maximum angle that blades can be rotated. Finally, simulation results show a good behavior of the proposed control.

**Keywords:** model predictive control, wind turbine modeling, pitch blade control.