

Aumento de Energía Producida por Turbinas Eólicas Mediante Control DBB

RESUMEN

El continuo incremento de la potencia unitaria de los aerogeneradores tiene como consecuencia que ciertos diseños y sistemas aparentemente más complejos comiencen a ser pertinentes y claramente rentables. Es el caso del sistema de control dimensional de las bandas de barrido (DBB). En el presente trabajo se analizan sus fundamentos teóricos y se presentan los resultados de una simulación en un parque eólico experimental. Los resultados muestran sus posibilidades en cuanto aumento de producción anual de energía eléctrica en condiciones de vientos variables.

ABSTRACT

The continuous expansion of wind turbine size and power induces that some apparently more complex devices and systems become appropriated and clearly profitable. It is case of the dimensional control of swept bands (DBB, after the Spanish words “Dimensional de las Bandas de Barrido”). In this paper the theoretical fundamentals of this new system are analysed and simulation results in an experimental wind site are presented. These results show the promising prospective of the system concerning improvement of the annual electrical energy yield under variable wind conditions.

REAL.	2004-07-26 JAT	REVIS.		PROYECTO:	DBBA0405	
VERIF.				LOCALIZAC:		
APROB.				N.DOC:	ES8	HOJA: 1 N.HOJAS: 11

1.- INTRODUCCION

Como es bien conocido, las turbinas eólicas tienen que operar bajo la condición de que la potencia a extraer del viento depende exponencialmente (cubo) de la velocidad del viento y esta velocidad tiene una alta variabilidad. Esto conlleva a estar funcionando mayoritariamente entre dos regímenes: bien en insuficiencia de potencia (no alcanza el valor nominal) cuando las velocidades del viento son bajas y o bien en el régimen de exceso de potencia cuando las velocidades son altas.

Los modernos sistemas de control activos tratan de optimizar este funcionamiento variando el ángulo de decalaje (paso) de las palas [1]. Así, a velocidades bajas se ajusta el paso para maximizar la potencia extraída y a velocidades altas se regula para desechar justo el exceso limitando la producción a la potencia nominal del generador. Es una estrategia de operación eficaz. Sin embargo, todos los sistemas de control bajo esta estrategia, en mayor o menor medida, tienen una limitación. Si las dimensiones y perfiles de las palas se diseñan para extraer la máxima potencia a bajas velocidades de viento, esta optimización crea unas condiciones que dificultan el control de la turbina a altas velocidades. De hecho, las inestabilidades de esfuerzos y potencia llegan a ser tales que la turbina tiene que parar a partir de cierta velocidad del viento.

2.- LIMITES EN EL DISEÑO

La potencia de salida de una turbina eólica puede ser expresada, en una forma muy compacta, mediante la siguiente relación:

$$P = K_p * A * V^3$$

donde A es el área de barrido del rotor, K_p es el coeficiente de potencia que expresa el rendimiento aerodinámico global respecto al área de barrido y V es la velocidad del viento. Los modernos sistemas activos, tanto los de control de paso (pitch control) como los de control de pérdida (stall control), modifican la potencia de salida variando el coeficiente de potencia K_p [2],[3]. Así, aunque V crezca y su potencia al cubo alcance un valor muy elevado, P puede ser tan pequeño como se quiera. Incluso llegar al valor nulo si K_p es cero.

REAL.	2004-07-26 JAT	REVIS.		PROYECTO:	DBBA0405	
VERIF.				LOCALIZAC:		
APROB.				N.DOC:	ES8	HOJA: 2 N.HOJAS: 11

Por otro lado, a velocidades bajas este coeficiente de potencia relativo al área de barrido se incrementa hasta el límite impuesto por las características aerodinámica de las palas, típicamente en el entorno de 0,3. Un aumento de este coeficiente en todo el rango de velocidades bajas se convierte en una tarea de diseño muy compleja con resultados limitados. Mucho más simple, y es lo que se hace en la práctica, para aumentar la potencia con vientos suaves, es incrementar el área de barrido. Poner a la turbina unas palas más largas. Además, aparentemente no tiene una limitación tan estricta este aumento como el incremento del coeficiente de potencia.

Sin embargo, esto que va muy bien con vientos suaves se transforma en un problema con velocidades de viento altas. En estas condiciones, el producto de la velocidad al cubo por el área de barrido se hace desproporcionadamente grande. Pequeñas variaciones de velocidad producen fuertes picos de par. La turbina entra en una zona peligrosa donde se producen cargas transitorias de muy alto valor [3]. Aunque en régimen estático por medio de K_p podemos controlar bien la potencia de la turbina, a altas velocidades y con grandes áreas de barrido, este control de K_p se vuelve insuficiente para estabilizar los transitorios. Lo cual puede tener graves consecuencias para la integridad del aerogenerador. Así, a partir de cierta velocidad del viento, se decide parar la turbina y dejar de producir energía.

Se ha hecho y se están realizando continuas investigaciones para desarrollar nuevos algoritmos de control para suavizar los transitorios y disminuir los efectos de las cargas en la turbina en general [4] [5] [6] [7] [8], y en las palas en particular [9] [10] [11]. A pesar de los indudables avances conseguidos, en la práctica, si se desea que el aerogenerador opere bien a altas velocidades del viento, se opta por elegir una turbina con palas relativamente cortas y, por tanto, con menor área de barrido [12]. Así vemos, que el área de barrido se muestra como un factor clave en la estabilidad de la potencia generada; particularmente en los extremos del rango de velocidad de operación. Es decir, tanto cuando los vientos son suaves como cuando los vientos son muy fuertes. En el apartado siguiente vamos a ver como este factor también puede ser controlado dinámicamente, buscando una mayor estabilidad en la producción de energía, de tal forma que se aumenten las áreas de barrido en las bajas velocidades y se disminuyan en las altas velocidades de viento [13].

REAL.	2004-07-26 JAT	REVIS.		PROYECTO:	DBBA0405	
VERIF.				LOCALIZAC:		
APROB.				N.DOC:	ES8	HOJA: 3
						N.HOJAS: 11

3- BANDAS DE BARRIDO

Si dividimos la pala de una turbina en segmentos, tal como aparece en la figura 3.1, el área de barrido total queda distribuida en bandas de barrido. Como se ha dividido en cuatro segmentos el caso representado en la figura 3.1, tendremos entonces cuatro áreas de barrido: A1, A2, A3, A4.

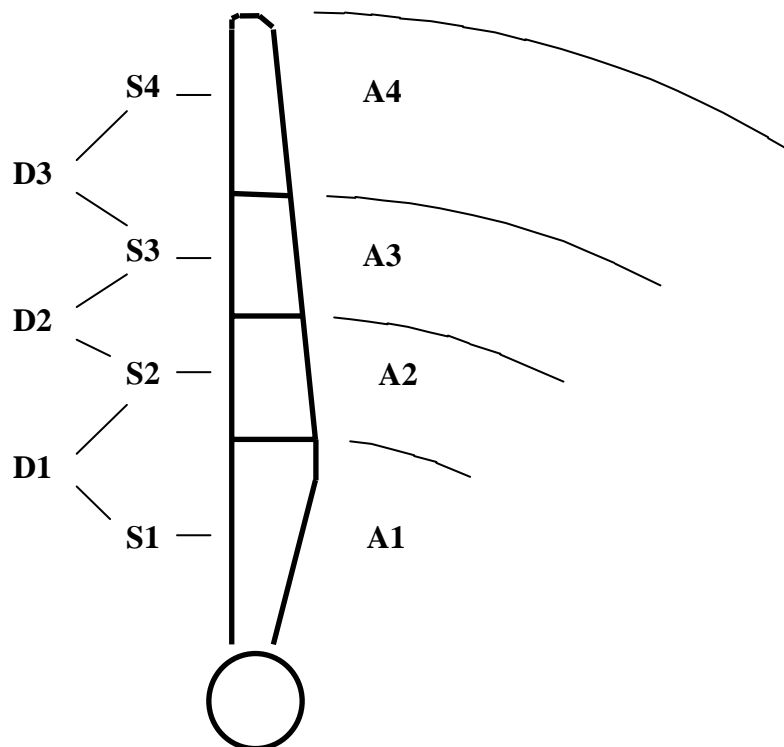


Figura 3.1 Pala de turbina con cuatro segmentos, tres pares dinámicos y las cuatro bandas de barrido al 100% de sus áreas nominales.

Asociando los segmentos en pares dinámicos podemos hacer que las bandas de barrido modifiquen sus áreas. Podemos asociar, por ejemplo, el segmento S1 al segmento S2 formando el par dinámico D1. El segmento S2 al S3 formando el par dinámico D2 y así consecutivamente. Dentro de un par dinámico, los segmentos se pueden solapar en mayor o menor grado lo que hace que sus bandas de barrido se superpongan en mayor o menor medida. Esto significa que el área de barrido combinada del par, suma de las bandas de barrido de los segmentos componentes, disminuya o aumente. En la figura 3.2 se ha dibujado

REAL.	2004-07-26 JAT	REVIS.		PROYECTO:	DBBA0405	
VERIF.				LOCALIZAC:		
APROB.				N.DOC:	ES8	HOJA: 4 N.HOJAS: 11

esquemáticamente los tres pares dinámicos D1, D2 y D3 con sus respectivos segmentos en una posición de solapamiento intermedio.

La potencia de salida de la turbina en estas condiciones puede ser expresada mediante la ecuación:

$$P = (K'p_1 * A'1 + K'p_2 * A'2 + K'p_3 * A'3 + K'p_4 * A'4) * V^3$$

donde $A'1, A'2, A'3, A'4$ son las nuevas bandas de barrido y $K'p_1, K'p_2, K'p_3, K'p_4$ los nuevos coeficientes de potencia para cada banda. Cada segmento puede tener su propio perfil aerodinámico y, por tanto, su propio coeficiente. Sin embargo, los coeficientes resultan de valores promediados en toda la extensión de la banda correspondiente y pueden ir cambiando según la posición relativa que van tomando los segmentos. Así, al solaparse los segmentos como ocurre en la figura 3.2, no solo cambia el coeficiente de la porción de área que tienen solapada sino también en las restantes. En las distribuciones de presiones y velocidades del aire en una banda, magnitudes de la que dependen los coeficientes, tienen influencias los segmentos propios, los contiguos e incluso la totalidad de la estructura de la pala y su relación con otros elementos (p.e., torre y góndola).

Dado la diferencia en los coeficientes que tiene cada banda, se puede modificar y controlar la potencia de salida simplemente redistribuyendo las áreas de las bandas sin modificar el área total. Lo mismo que se desplaza un segmento hacia el centro se puede desplazar otro hacia la periferia y, por tanto, el diámetro del rotor y el área total permanecen inalterados. A pesar de ello, la turbina genera una potencia distinta. Sin embargo, este tipo de estrategia de control tiene un rango de variación limitado. Los efectos son mucho más intensos cuando hay un cambio en el área de barrido total. El movimiento relativo de los segmentos dentro de los pares dinámicos tiene un significativo impacto sobre las áreas de las bandas de barrido y, por tanto, sobre el área de barrido total si se hacen coordinadamente en el mismo sentido. Es el caso de la figura 3.2, en donde se ha hecho una reducción coordinada del área de todas las bandas desde su posición máxima. En ella el área de barrido actual es aproximadamente un 49% de la que tendría en su extensión máxima. Hay que destacar que el área de barrido del segmento S4 se reduce por su aproximación al eje de rotación y no por haber cubrimiento de otro segmento. Por otro lado, en los segmentos S2 y S3 intervienen ambos factores.

REAL.	2004-07-26 JAT	REVIS.		PROYECTO:	DBBA0405	
VERIF.				LOCALIZAC:		
APROB.				N.DOC:	ES8	HOJA: 5 N.HOJAS: 11

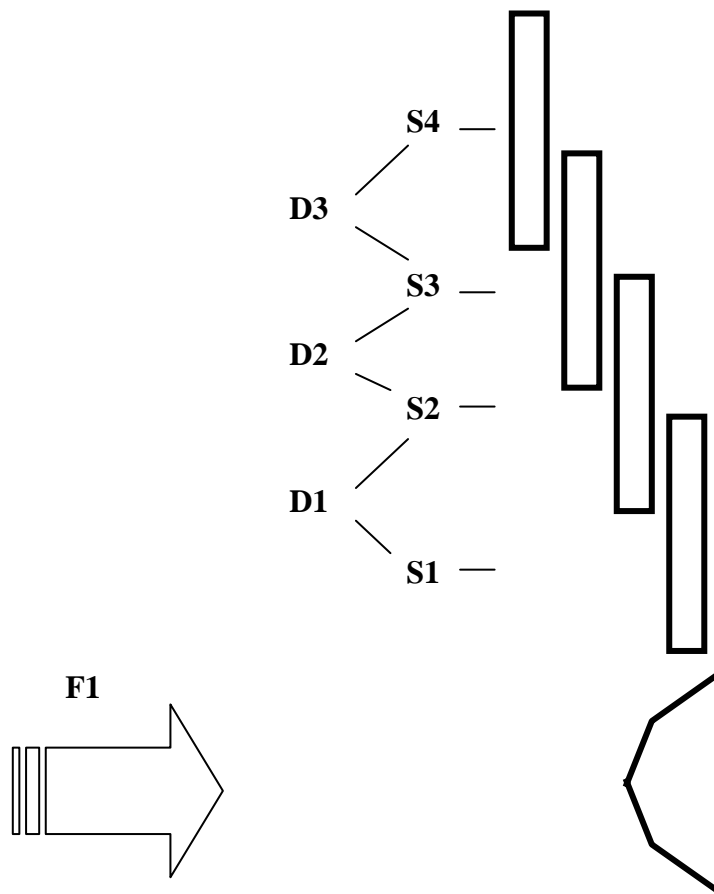


Figura 3.2. Pala de turbina visto desde un punto de vista perpendicular al flujo de aire F1 y con posiciones intermedias de los pares dinámicos de segmentos. Las áreas de barrido estarían aproximadamente en el 50%, 40 %, 30% y 60% de sus valores nominales.

REAL.	2004-07-26 JAT	REVIS.		PROYECTO:	DBBA0405	
VERIF.				LOCALIZAC:		
APROB.				N.DOC:	ES8	HOJA: 6 N.HOJAS: 11

4- ESTIMACIONES EN PARQUE EXPERIMENTAL

El sistema de control DBB es económicamente más rentable según aumenta la potencia unitaria de los aerogeneradores y por ello es atractivo para parques marinos (offshore). Sin embargo, donde los incrementos relativos de producción energético son mayores es en parques con condiciones de viento racheados. De todas formas sus ventajas técnicas pueden ser verificadas en otros entornos. Así, la comparación técnica presentada se ha realizado en una zona con características intermedias. Se han utilizando datos de una zona interior con potencial eólico medio alto. En concreto se ha elegido el emplazamiento de Hoya de Cofín en la Comunidad de la Rioja que tiene vientos con velocidades medias de 8,2 m/s a la altura del buje, parámetro de escala de la distribución de Weibull de 9,42 m/s y 1,639 como parámetro de forma de dicha distribución.

En la figura 4.1 se muestra la curva de potencia (línea continua) en función de la velocidad de viento para el aerogenerador de 1500 kW (GE Wind Energy 1.5 sl) equipado con palas largas que proporcionan un diámetro de rotor de 77 metros. En la misma figura, con línea de puntos, se halla representada la curva calculada que tendría el mismo aerogenerador equipado con el sistema de control DBB. El aerogenerador tendría palas formadas por un par dinámico de dos segmentos S1 y S2 con longitudes de 27m y 24 m respectivamente.

REAL.	2004-07-26 JAT	REVIS.		PROYECTO:	DBBA0405	
VERIF.				LOCALIZAC:		
APROB.				N.DOC:	ES8	HOJA: 7 N.HOJAS: 11

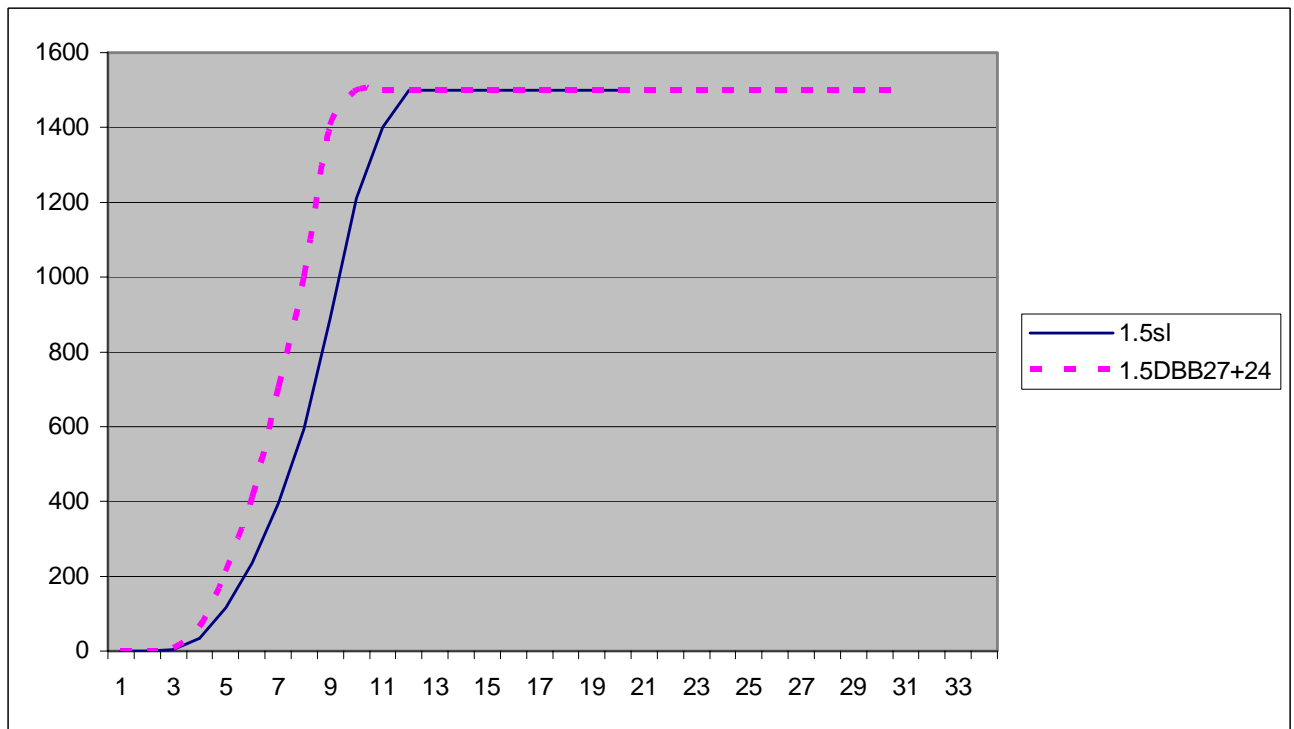


Figura 4.1 Curvas de potencia en función de la velocidad del viento en m/s del aerogenerador GE Wind Energy 1.5 sl con diámetro de rotor de 77 metros (línea continua) y el mismo aerogenerador equipado con sistema de control DBB y segmentos de 27 y 24 metros (línea de trazos).

Cuando lleva incorporado el sistema de control DBB, el aerogenerador inicia su producción a una velocidad de viento a la altura del buje de 2,4 m/s teniendo entonces la máxima área de barrido de 8.163 m². Esta área se mantiene hasta que el aerogenerador alcanza su producción nominal de 1500 kW. Entonces, si la velocidad del viento sigue aumentando, el control DBB inicia la reducción de las áreas de las bandas de barrido solapando los dos segmentos. Este proceso puede continuar hasta que el área total de barrido alcance su mínimo de 2.285 m². A partir de ese punto y con velocidades de viento superiores a 18,2 m/s actúa el control del ángulo de decalaje de las palas. Este control se mantiene hasta una velocidad de 32 m/s, la velocidad máxima de operación del aerogenerador cuando las áreas de barrido de las bandas están al mínimo.

REAL.	2004-07-26 JAT	REVIS.		PROYECTO:	DBBA0405	
VERIF.				LOCALIZAC:		
APROB.				N.DOC:	ES8	HOJA: 8 N.HOJAS: 11

Como se aprecia en la tabla 4.2, el control de las dimensiones de las bandas de barrido (DBB) permite aumentar la energía generada en las zonas de bajas velocidades de viento, así como, mantener la producción hasta velocidades de viento más altas. Aplicando la distribución de velocidades del emplazamiento de Hoya de Cofín, se determina la energía total producida durante un año. Esta cantidad asciende a 5.565 MWh al año para el modelo 1.5 sl. El mismo aerogenerador en el mismo emplazamiento pero con control DBB se estima que produce una cantidad energía de 6.749 MWh al año. En términos de incremento porcentual, la incorporación del control DBB supone un aumento del 21,3 % en la energía anual producida.

Velocidad viento m/s	Días	kWh producidos por aerogenerador 1.5sl	kWh producidos por aerogenerador con DBB
1	15	0	0
2	22	0	382
3	26	2.496	3.811
4	29	24.360	38.969
5	30	83.520	133.322
6	29	163.560	249.697
7	28	265.440	411.605
8	27	385.560	563.516
9	24	512.640	704.358
10	21	609.840	756.000
11	19	638.400	684.000
12	17	612.000	612.000
13	14	504.000	504.000
14	12	432.000	432.000
15	10	360.000	360.000
16	8	288.000	288.000
17	7	252.000	252.000
18	5	180.000	180.000
19	4	144.000	144.000
20	3	108.000	108.000
21	3	0	108.000
22	2	0	72.000
23	2	0	72.000
24	1	0	36.000
25	1	0	36.000

Tabla 4.2 Estimaciones de la energía producida en el parque experimental de Hoya de Cofín al año por el aerogenerador 1.5 sl y el mismo aerogenerador pero equipado con el control DBB (valores calculados con ordenador).

REAL.	2004-07-26 JAT	REVIS.		PROYECTO:	DBBA0405	
VERIF.				LOCALIZAC:		
APROB.				N.DOC:	ES8	HOJA: 9 N.HOJAS: 11

Se puede observar en la tabla 4.2 los dos rangos de velocidades donde se produce los incrementos de energía producida. El primero de ellos corresponde a velocidades de viento hasta 11 m/s. En este rango el incremento acumulado de energía producida asciende a 859 MWh que representa a un incremento porcentual del 15,4%. El segundo de ellos corresponde a velocidades del viento superiores a 21 m/s. En este segundo rango de velocidades altas el incremento de energía es 324 MWh que representa un incremento porcentual del 5,8%. El mayor incremento se produce, por tanto, en el rango de bajas velocidades de viento. Esto mismo ocurre en otros muchos parques eólicos, particularmente en aquellos que tienen emplazamientos con vientos racheados. Las turbinas tienen entonces que optimizarse para soportar transitorios de altas velocidades con lo que no se aprovecha adecuadamente el rango de vientos suaves.

CONCLUSIONES

El sistema de control dimensional de las bandas de barrido mejora el rendimiento en las zonas de bajas velocidades de viento. Por otro lado, también permite la operación de las turbinas eólicas hasta más altas velocidades. Todo esto conlleva un aumento significativo de la producción anual de energía eléctrica de los aerogeneradores. En el caso estudiado, en una zona de potencial eólico medio alto, el aumento porcentual relativo de la energía producida alcanza el 21,3%.

REAL.	2004-07-26 JAT	REVIS.		PROYECTO:	DBBA0405	
VERIF.				LOCALIZAC:		
APROB.				N.DOC:	ES8	HOJA: 10 N.HOJAS: 11

REFERENCIAS

[1] “Pitch-Controlled Variable-Speed Wind Turbine Generation” Muljadi, Eduard Butterfield, C. P. IEEE Transactions on Industry Applications; Jan/Feb 2001, Vol. 37 Issue 1, p 240-247.

[2] “Pitch Versus Stall: The Numbers are In” Paul Gipe. Renewable Energy World's July #8212; (Vol. 6 No.4) August 2003.

[3] “Control of variable speed wind turbines: design task” Leithead, W. E.Connor, B. International Journal of Control; 9/10/2000, Vol. 73 Issue 13, p 1189-1213.

[4] “Design of a wind turbine power control system using multi-objective genetic algorithm (MOGA)” Kitsios, I.; Pimenides, T. ELECTROMOTION'01. 4th International Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems. Proceedings, vol.2. Bologna, Italy: Univ. Bologna, 2001. p. 559-564.

[5] “Scale and Lag Effects on Control of Aerodynamic Power and Loads on a HAWT Rotor”. Moriarty, P.J.Eggers Jr., A.J.Chaney, K.Holley, W.E. Journal of Solar Energy Engineering; Nov2001, Vol. 123 Issue 4, p339.

[6] “Impact of variable rotational speed on the fatigue of a large scale WECS” Hehenberger, G. EWEC '89. European Wind Energy Conference and Exhibition. London, UK: Peter Peregrinus, 1989. Vol1 p. 378-383

[7] “A theoretical investigation of the impact of pitch control on the fatigue of wind turbines” Quarton, D.C.European Community Wind Energy Conference. Proceedings of an International Conference (EUR 13251). Bedford, UK: H.S. Stephens, Madrid 1990. p. 533-537.

[8] “Independent pitch control using rotor position feedback for wind-shear and gravity fatigue reduction in a wind turbine” Trudnowski, D.; LeMieux, D. Proceedings of the 2002 American Control Conference (IEEE Cat. No.CH37301), vol.6. Danvers, MA, USA: American Automatic Control Council, 2002. p. 4335-4340.

[9] “Smart Dynamic Rotor of Large Offshore Wind Turbines” B.A.H. Marrant, Th. van Holten, G.A.M. van Kuik. Final report NOVEM, de Nederlandse Onderneming voor Energie en Milieu. May 2002

[10] “A mathematical model for wind turbine blades” Baumgart, A. Journal of Sound & Vibration; March 2002, Vol. 251, Issue 1, p 1-12.

[11] “The effects of controls on fatigue loads in two-bladed teetered rotor wind turbines” Wu, K.C. La Guardia, R.De. Journal of Solar Energy Engineering; Nov96, Vol. 118 Issue 4, p 228-235.

[12] “Torque and power limitations of variable speed wind turbines using pitch control and generator power control” Horiuchi, N.; Kawahito, T. Takamatsu 2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262), vol.1. Piscataway, NJ, USA: IEEE, July 2001. p 638-643.

[13] “Control de Potencia de las Turbinas Eólicas Mediante Variaciones de Coeficiente y Dimensión de las Bandas de Barrido” J. A. Talavera. Patent application number P200401366, Madrid, June 2004.

REAL.	2004-07-26 JAT	REVIS.		PROYECTO:	DBBA0405	
VERIF.				LOCALIZAC:		
APROB.				N.DOC:	ES8	HOJA: 11 N.HOJAS: 11