

Jornadas de Automática

Enfoque anticipativo de control de paso individual en turbinas eólicas

Lara, Manuel^a, Ruz, Mario^b, Vázquez, Francisco^a, Garrido, Juan^{a,*}

^a Dpto. de Ingeniería Eléctrica y Automática, Universidad de Córdoba, Campus de Rabanales, 14014, Córdoba, España.

^b Dpto. de Mecánica, Universidad de Córdoba, Campus de Rabanales, 14014, Córdoba, España.

To cite this article: Lara, Manuel, Ruz, Mario, Vázquez, Francisco, Garrido, Juan. 2025. A feedforward approach in individual pitch control of wind turbines. *Jornadas de Automática*, 46.
<https://doi.org/10.17979/ja-cea.2025.46.12058>

Resumen

Para reducir las cargas periódicas en las palas de los aerogeneradores, existen estrategias de control individual de paso de pala (IPC), que añaden una componente diferente a cada pala, complementando el control colectivo de paso (CPC), que regula la velocidad angular de la turbina. Aunque estos métodos reducen considerablemente la fatiga de las palas frente al CPC, aumentan bastante la actividad del paso, lo que puede dañar los actuadores. Este estudio aborda este compromiso proponiendo una estrategia de IPC anticipativo y adaptativo que permite ajustar el esfuerzo de control del IPC, algo difícil en los IPC tradicionales y poco estudiado. Se analiza el equilibrio entre la reducción de la fatiga y el incremento del esfuerzo de control para un aerogenerador monopilote de 15 MW operando en la región nominal. Destaca el IPC propuesto que consigue un porcentaje similar, de un 16% frente al CPC, tanto de reducción de fatiga como de incremento del esfuerzo de control CPC.

Palabras clave: Control de recursos energéticos renovables, control de procesos, control de vibraciones, turbinas eólicas, control de paso individual, control anticipativo.

A feedforward approach in individual pitch control of wind turbines

Abstract

To reduce the periodic loads on wind turbine blades, there are individual blade pitch control (IPC) strategies, which add a different component to each blade, complementing the collective blade pitch control (CPC), which regulates the angular speed of the turbine. While these methods significantly reduce blade fatigue compared to CPC, they significantly increase the blade pitch activity, which can damage the actuators. This study addresses this trade-off by proposing an adaptive feedforward IPC that allows the IPC effort to be adjusted, which is difficult in traditional IPC schemes and rarely studied. The trade-off between reducing blade fatigue and increasing pitch effort is analyzed for a 15 MW offshore monopile wind turbine operating in the nominal region. Among the different tunings, the one that stands out is the one where the percentage of fatigue reduction and increase in control effort compared to the CPC is the same, around 16%.

Keywords: Control of renewable energy resources, process control, vibration control, wind turbines, individual pitch control, feedforward control.

1. Introducción

La Unión Europea considera una prioridad la lucha contra el cambio climático, promoviendo reducciones sustanciales en las emisiones de gases de efecto invernadero y alentando iniciativas similares a nivel global. Dado que la generación de electricidad representa casi un tercio de las emisiones mundiales, la energía eólica se ha consolidado como una

alternativa cada vez más viable gracias a su reducido impacto ambiental (Musial *et al.*, 2023). No obstante, el crecimiento en el tamaño y la capacidad de los aerogeneradores conlleva una exposición a mayores cargas estructurales, especialmente aquellas derivadas de las fuerzas gravitatorias y aerodinámicas. Cuando estas cargas no se gestionan adecuadamente, pueden afectar el rendimiento del sistema y generar fallos prematuros. Por tanto, resulta fundamental

analizar cómo influyen estas fuerzas en la eficiencia y vida de la turbina. Desde el punto de vista de los sistemas de control, minimizar dichas cargas es clave para extender la vida útil de los aerogeneradores (Njiri and Söffker, 2016).

Los aerogeneradores modernos suelen adoptar un diseño convencional, caracterizado por un eje horizontal con tres palas. Estos dispositivos operan con velocidad variable y un sistema de ajuste de paso de pala, conocido como *pitch*, que les permite modificar su rendimiento en función de la velocidad del viento a través de distintos modos de operación. En este trabajo, el enfoque se sitúa en la región nominal, donde la turbina mantiene su potencia y velocidad del generador dentro de los valores establecidos, con el objetivo de minimizar los efectos adversos provocados por vientos intensos (Njiri and Söffker, 2016).

Para disminuir las cargas de fatiga en las palas de los aerogeneradores, una opción es emplear el Control Individual de Pitch (IPC, por sus siglas en inglés) (Bossanyi, 2003). En contraste, el método tradicional de control de velocidad rotacional dentro de la región nominal se basa en el Control Colectivo de Pitch (CPC, en inglés), que ajusta todas las palas con el mismo ángulo para estabilizar la producción de energía y contrarrestar las variaciones del viento. No obstante, cada vez más turbinas modernas incorporan sistemas IPC. Uno de los principales beneficios del IPC es su capacidad para reducir el desgaste en elementos clave de la turbina, como el buje, la torre y las palas del rotor, sin comprometer significativamente la generación de energía. Para medir los momentos de flexión, se suelen utilizar sensores instalados en las palas; sin embargo, estas mediciones se ven influenciadas por el sistema de coordenadas rotacional de cada pala. Para solventar este desafío, la transformación de coordenadas multipala (MBC, por sus siglas en inglés) se aplica ampliamente en la investigación de IPC, convirtiendo estas señales de un sistema rotacional a un sistema de referencia fijo (Mulders et al., 2019). Dentro de este marco, los nuevos momentos analizados corresponden a inclinación (*tilt*) y guiñada (*yaw*). La estrategia IPC busca reducir estos momentos desacoplados, aunque en la práctica suele persistir cierto grado de acoplamiento.

Una de las áreas en expansión dentro del control de aerogeneradores es la aplicación de inteligencia computacional (Muñoz-Palomeque et al., 2024), con especial énfasis en los algoritmos genéticos, para mejorar la eficiencia de los sistemas de regulación. En estudios anteriores (Lara, et al., 2023a, b), se analizaron distintos enfoques de IPC optimizados mediante algoritmos genéticos, con el objetivo de minimizar la fatiga de las palas. No obstante, no se consideró el incremento del esfuerzo en los actuadores provocado por el IPC. Este aumento en la actividad de *pitch* es una dificultad del IPC bien documentada, aunque poco estudiado (Hummel et al., 2025), y subraya la importancia de evaluar el equilibrio entre la reducción de las cargas estructurales y el esfuerzo del actuador de *pitch*.

En este trabajo se propone un esquema IPC anticipativo y adaptativo en función del momento promedio de las palas, el cual depende de la velocidad del viento. Este se diseña para reducir las cargas dominantes de las palas 1P en el modelo IEA 15 MW Reference Wind Turbine (RWT) en la región de

plena carga. Su desempeño se compara con el de un CPC convencional basado en PI. El resto del artículo se estructura como sigue: en la Sección 2 se presentan los antecedentes del IPC, la Sección 3 describe la metodología propuesta y su diseño, la Sección 4 presenta un análisis comparativo de la respuesta del esquema propuesto y, finalmente, en la Sección 5 se indican las principales conclusiones.

2. Antecedentes en control individual de paso de palas

Esta sección aborda los fundamentos del IPC, centrándose en la reducción de las cargas armónicas 1P en las palas de los aerogeneradores de tres palas. Las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre las palas pueden clasificarse en cargas dentro del plano, que son tangenciales al rotor, y cargas fuera del plano (OoP, por sus siglas en inglés), que se orientan perpendicularmente a su superficie, como se ilustra en la Figura 1(a) (Lara, et al., 2023b). Estas fuerzas ocurren a frecuencias relacionadas con múltiplos de la velocidad de rotación de la turbina, denominadas armónicos (n-P).

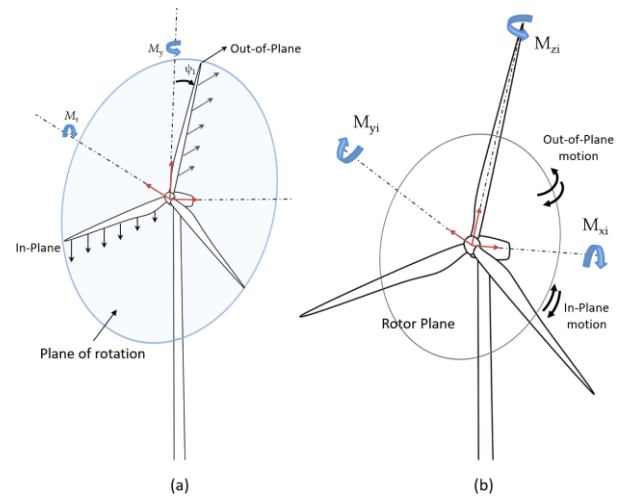


Figura 1: (a) Cargas de las palas del aerogenerador: en el plano y fuera del plano. (b) Momento en el plano (M_{xi}) y fuera del plano (M_{yi}) de la pala i .

Inicialmente, estas fuerzas se miden dentro del sistema de coordenadas giratorio de cada pala, donde el momento flector OoP en la raíz de la pala i se representa como M_{yi} para $i = 1, 2, 3$, como se observa en la Figura 1(b). Para adaptar estas mediciones al control, se implementa la transformación MBC. Los momentos flectores OoP individuales del sistema rotacional se organizan en un vector $\mathbf{M}(t) = [M_{y1}(t) \ M_{y2}(t) \ M_{y3}(t)]^T$ y se procesan mediante la matriz de transformación MBC directa, $\mathbf{T}_D(\psi)$, como se describe en (1). Esta conversión permite obtener un marco de referencia fijo, generando dos componentes principales: el momento de inclinación $M_t(t)$ y el momento de guiñada $M_y(t)$, como se muestra en la Figura 1(a). Aquí, ψ define el vector de ángulos acimutales de las palas, donde cada valor representa la ubicación específica de una pala en relación con el rotor. Un ángulo acimutal de cero señala que la pala se encuentra en la posición vertical superior. La correspondiente matriz de transformación se presenta en la ecuación (2).

$$\begin{bmatrix} M_t(t) \\ M_y(t) \end{bmatrix} = \mathbf{T}_D(\psi) \mathbf{M}(t) \quad (1)$$

$$\mathbf{T}_D = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\psi_1) & \cos(\psi_2) & \cos(\psi_3) \\ \sin(\psi_1) & \sin(\psi_2) & \sin(\psi_3) \end{bmatrix} \quad (2)$$

Una vez determinados los momentos *tilt* y *yaw* en el marco de referencia fijo, el IPC obtiene las correspondientes componentes de *pitch* no rotatorias $\beta_t(t)$ y $\beta_y(t)$. Posteriormente, estas señales se convierten nuevamente al sistema de coordenadas rotacional, aplicando la transformación MBC inversa \mathbf{T}_I , lo que permite calcular los ángulos de paso específicos para cada pala, conforme a lo descrito en las ecuaciones (3) y (4) para las cargas 1P, considerada la más relevante.

$$\begin{bmatrix} \beta_{IPC1}(t) \\ \beta_{IPC2}(t) \\ \beta_{IPC3}(t) \end{bmatrix} = \mathbf{T}_I(\psi) \begin{bmatrix} \beta_t(t) \\ \beta_y(t) \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$\mathbf{T}_I(\psi) = \begin{bmatrix} \cos(\psi_1) & \sin(\psi_1) \\ \cos(\psi_2) & \sin(\psi_2) \\ \cos(\psi_3) & \sin(\psi_3) \end{bmatrix} \quad (4)$$

Como se ilustra en el esquema de la Figura 2, el IPC suele constar de: a) la transformación MBC directa para obtener a partir de los momentos OoP los momentos de inclinación (M_t) y guiñada (M_y) en un sistema de coordenadas fijo para su análisis; b) esquema de control, que generalmente emplea dos controladores descentralizados $C_t(s)$ y $C_y(s)$ para minimizar M_t y M_y , generando las señales β_t y β_y , respectivamente; y c) la transformación MBC inversa, que convierte β_t y β_y nuevamente en tres señales de paso individuales en el sistema de coordenadas rotacional. El control interno del IPC puede abordarse como un sistema multivariable con dos salidas y dos entradas. Un esquema similar en paralelo se puede usar para otros armónicos como cargas 2P (Mulders and van Wingerden, 2019).

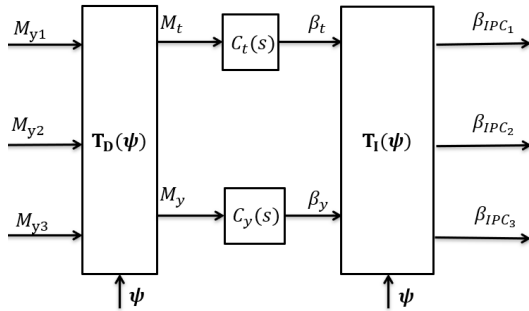


Figura 2: Esquema IPC basado en MBC.

El IPC se combina con el CPC en el esquema de control global que actúa sobre el ángulo de paso de las palas y que se muestran en la Figura 3. Ambos sistemas de control trabajan conjuntamente para generar las señales de paso total necesarias para la operación de cada uno de los actuadores de paso de la turbina. Dado que se asume que la turbina opera en la región nominal, con una producción fija a su potencia nominal, el par del generador T_g se mantiene en su valor nominal. El CPC tiene la función de regular la velocidad del rotor ω_g , contrarrestando las variaciones en la velocidad del viento. Gracias a esta integración, el sistema logra simultáneamente regular la potencia de la turbina y reducir las cargas estructurales que afectan a las palas.

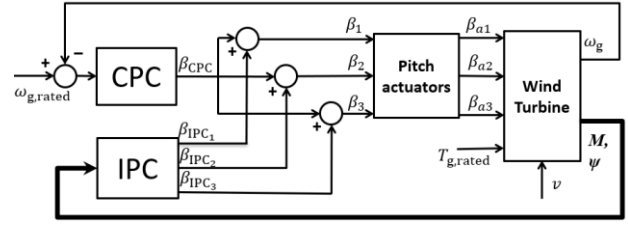


Figura 3: Esquema CPC+IPC en la región nominal.

3. Metodología propuesta

3.1. Entorno de simulación de la turbina eólica

Las simulaciones se llevan a cabo mediante un marco de co-simulación que integra MATLAB/Simulink con OpenFAST (NREL, 2023). El modelo empleado corresponde al aerogenerador de referencia IEA RWT de 15 MW (Niranjan and Ramiseti, 2022). Esta turbina tiene una potencia nominal de 15 MW, opera con una velocidad del rotor de 7.56 rpm y alcanza su producción máxima cuando la velocidad del viento es de 10.59 m/s. El sistema de control de paso está sujeto a una restricción de velocidad de rotación de 2 grados por segundo. Todas las simulaciones se efectúan en puntos de operación dentro de la región nominal, donde la carga en las palas aumenta debido al incremento en la velocidad del viento y las fluctuaciones de los momentos flectores (Natarajan, 2022). En este rango de funcionamiento, la regulación de la velocidad del rotor se realiza mediante un controlador de paso, mientras que el par se mantiene fijo en su valor nominal. Se emplea un controlador Proporcional-Integral (PI) preconfigurado con ganancia programada derivado del *Reference OpenSource Controller* (ROSCO) (NREL, 2019).

En este trabajo se usan dos tipos de perfiles de vientos: estables (*steady*) para el diseño y turbulentos para la validación. Para generar los perfiles turbulentos en diferentes puntos de operación se usa Turbsim (Jonkman, 2009). Estos siguen un espectro de turbulencia Kaimal con una intensidad de turbulencia del 10% a la altura del buje. También se aplica un perfil de cizalladura del viento con ley de potencia de exponente 0.2. Los perfiles de viento son de 1000 s y se muestrean a 200 Hz. Se asumen aguas sin oleaje, ya que no son determinantes en el estudio de la fatiga de las palas en aerogeneradores monopilote.

3.2. IPC anticipativo con adaptación programada

En el esquema IPC tradicional de la Figura 2, las referencias de los momentos de inclinación y guiñada son cero. Asumiendo acción integral en los controladores y en condiciones de viento constantes y sin turbulencia, para cada velocidad de viento, el sistema alcanza en el estacionario unos valores fijos de β_t y β_y . Obteniendo estos valores para diferentes valores de velocidad del viento, este trabajo propone un esquema IPC anticipativo con adaptación programada. El esquema se muestra en la Figura 4, donde no hay transformada MBC directa, solo la inversa. Dado que la velocidad del viento es más difícil de medir, se propone usar el momento OoP promedio de las palas \bar{M} como variable de programación, ya que está relacionado con la velocidad media del viento. La Tabla 1 recoge los resultados

estacionarios de las simulaciones realizadas con un IPC tradicional con acción integral para diferentes velocidades de viento con un perfil estable. En concreto, para cada velocidad de viento, se muestran el momento OoP promedio y las señales de control β_t y β_y . Con estos valores se diseña el bloque de adaptación de la Figura 4. El factor k_β se asume igual a uno de momento; posteriormente se describirá su uso.

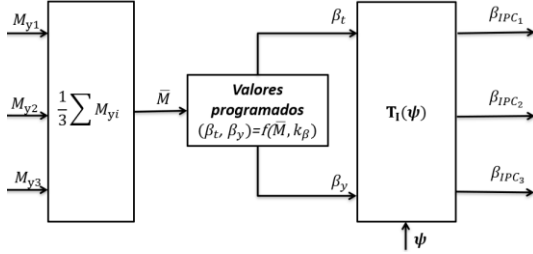


Figura 4: Esquema IPC anticipativo con ganancia programada.

Tabla 1: Resultados estacionarios para el diseño del IPC anticipativo.

Velocidad del viento (m/s)	\bar{M} (MN·m)	β_t (rad)	β_y (rad)
14	34.96	0.0210	-0.0086
16	28.69	0.0232	-0.0106
18	24.05	0.0254	-0.0128
20	20.34	0.0275	-0.0149
22	17.25	0.0295	-0.0172

3.3. Limitación del IPC anticipativo

A continuación, se comparan el CPC (sin IPC) con el esquema CPC más el IPC propuesto en la Figura 4. Primero, para la fase de diseño, se usan perfiles de vientos constantes; después se analizarán usando un perfil de viento turbulento, que proporciona resultados más realistas. Para cada caso se calcula la carga de daño equivalente (DEL, por sus siglas en inglés) de las palas, que es el índice que se usa comúnmente para evaluar las cargas en aerogeneradores. El DEL se calcula a partir de datos de series temporales utilizando métodos de recuento de ciclos; para su posprocesamiento se ha usado MLife, un conjunto de herramientas desarrolladas por NREL. También se calcula el esfuerzo de control usando el promedio normalizado del recorrido del actuador de *pitch* (NAT, por sus siglas en inglés) y cuya expresión viene dada en (5), donde $\dot{\beta}_{\max}$ es la mayor tasa de cambio permitida en el actuador de *pitch*. La Tabla 2 recoge los datos obtenidos para un control CPC con el IPC anticipativo con viento y la Tabla 3, los del CPC sin ningún IPC. Las tablas también recogen los valores promedios del momento OoP de las palas alcanzados para cada caso.

$$\text{NAT}(\beta_1) = \frac{1}{t_{\text{sim}} - t_0} \int_{t_0}^{t_{\text{sim}}} \left| \frac{\dot{\beta}_1(t)}{\dot{\beta}_{\max}} \right| dt \quad (5)$$

El IPC propuesto consigue reducciones significativas en el $\text{DEL}(M_{y1})$, entre un 20-24 %. No obstante, dichas reducciones se consiguen a costa de grandes incrementos en el $\text{NAT}(\beta_1)$, de entre 32-49 %, en comparación con el CPC de referencia. En un esquema IPC tradicional con controladores con acción integral, si las referencias de los momentos M_t y M_y son cero, se llegará siempre a valores de β_t y β_y que den lugar a grandes valores del NAT (Lara, et al.,

2024a, b), aunque las ganancias integrales sean pequeñas en valor absoluto. Sin embargo, en el IPC anticipativo propuesto, se pueden limitar las señales β_t y β_y multiplicando ambas por un mismo factor k_β entre 0 y 1. Cuanto menor sea este, menores valores de NAT se obtendrán, aunque a costa de inferiores reducciones del DEL de las palas. Variando este factor se pueden obtener diseños intermedios entre el CPC de referencia ($k_\beta=0$) y el IPC anticipativo total ($k_\beta=1$).

Tabla 2: Resultados del CPC con IPC ($k_\beta=1$) para vientos estacionarios.

Velocidad del viento (m/s)	\bar{M} (MN·m)	$\text{DEL}(M_{y1})$ (MN·m)	$\text{NAT}(\beta_1)$ (%)
14	34.96	2.569	32.7
16	28.69	2.815	36.8
18	24.05	3.114	41.0
20	20.34	3.386	45.1
22	17.25	3.650	49.2

Tabla 3: Resultados del CPC (sin IPC, $k_\beta=0$) para vientos estacionarios.

Velocidad del viento (m/s)	\bar{M} (MN·m)	$\text{DEL}(M_{y1})$ (MN·m)	$\text{NAT}(\beta_1)$ (%)
14	34.74	11.32	0.32
16	28.41	13.27	0.12
18	23.72	15.27	0.06
20	19.97	17.31	0.04
22	16.81	19.38	0.03

Para comprobar esta idea, se han realizado las mismas pruebas con perfiles de vientos estacionarios para valores de $k_\beta = 0.25, 0.5$ y 0.75 . Los valores obtenidos se muestran en las Tablas 4, 5 y 6, respectivamente. Con los datos de \bar{M} de las nuevas tablas para cada valor de k_β , se puede implementar el bloque final de programación de β_t y β_y de la Figura 3.

Tabla 4: Resultados del CPC con IPC ($k_\beta=0.25$) para vientos estacionarios.

Velocidad del viento (m/s)	\bar{M} (MN·m)	$\text{DEL}(M_{y1})$ (MN·m)	$\text{NAT}(\beta_1)$ (%)
14	34.78	8.77	8.21
16	28.46	10.25	9.21
18	23.78	11.79	10.26
20	20.04	13.36	11.27
22	16.90	14.95	12.30

Tabla 5: Resultados del CPC con IPC ($k_\beta=0.5$) para vientos estacionarios.

Velocidad del viento (m/s)	\bar{M} (MN·m)	$\text{DEL}(M_{y1})$ (MN·m)	$\text{NAT}(\beta_1)$ (%)
14	34.83	6.24	16.39
16	28.53	7.26	18.40
18	23.86	8.33	20.51
20	20.13	9.43	22.54
22	17.00	10.53	24.60

Tabla 6: Resultados del CPC con IPC ($k_\beta=0.75$) para vientos estacionarios.

Velocidad del viento (m/s)	\bar{M} (MN·m)	$\text{DEL}(M_{y1})$ (MN·m)	$\text{NAT}(\beta_1)$ (%)
14	34.89	3.83	24.56
16	28.61	4.41	27.59
18	23.95	5.01	30.75
20	20.23	5.66	33.81
22	17.12	6.26	36.90

4. Resultados

4.1. Análisis para perfiles de viento turbulentos

En este apartado se analiza cómo responde el IPC anticipativo propuesto usando perfiles de viento turbulentos, que son más realistas, y cómo influye el factor k_β en el DEL y el NAT. Se realizan pruebas para diferentes valores de viento promedio. La Tabla 7 y la Tabla 8 muestran los valores de DEL y NAT, respectivamente, obtenidos para las diferentes simulaciones. A mayor velocidad media del viento, mayor es el DEL de los momentos OoP de las palas. Para $k_\beta=1$, se consigue una reducción promedia del DEL del 23.75 % frente al CPC ($k_\beta=0$), a costa de un incremento promedio del 36.5 % del NAT. Para $k_\beta=0.75$, la reducción promedia del DEL es del 22.13 % con un 26.34 % de aumento del NAT. Para $k_\beta=0.5$, la reducción promedia del DEL y el incremento del NAT son similares, de un 16.265 %. Para $k_\beta=0.25$, la reducción promedia del DEL es solo del 8.68 % con un incremento del NAT del 6.47 %.

Tabla 7: Valores de DEL(M_{y1}) (MN·m) para diferentes perfiles de viento turbulentos.

Velocidad del viento (m/s)	$k_\beta=1$	$k_\beta=0.75$	$k_\beta=0.5$	$k_\beta=0.25$	$k_\beta=0$
14	18.55	19.15	20.39	21.84	23.48
16	18.86	19.03	20.40	22.13	24.05
18	20.29	20.46	21.98	24.06	26.45
20	22.23	22.46	24.29	26.81	29.65
22	22.60	23.68	25.69	28.27	31.34

Tabla 8: Valores de NAT(β_1) (%) para diferentes perfiles de viento turbulentos.

Velocidad del viento (m/s)	$k_\beta=1$	$k_\beta=0.75$	$k_\beta=0.5$	$k_\beta=0.25$	$k_\beta=0$
14	33.17	25.13	17.23	9.95	6.17
16	37.03	27.91	18.87	10.17	4.96
18	41.28	31.06	20.91	11.00	4.41
20	45.27	34.03	22.83	11.84	4.09
22	49.25	36.99	24.76	12.67	3.66

Estos resultados también se observan en la Figura 5, que muestra la variación del DEL (arriba) y del NAT (abajo) respecto al factor k_β . Se puede apreciar que la variación del NAT de las palas para un mismo viento y para $k_\beta > 0.2$ es lineal, no así la del DEL de las palas. Este no disminuye significativamente para valores de $k_\beta > 0.75$, pero sí hay un aumento apreciable del NAT. Por tanto, no parece estar justificado usar valores de k_β mayores de 0.75; ni valores inferiores a 0.25, pues reducen el DEL muy poco. Un buen valor de compromiso podría ser $k_\beta=0.5$, donde la reducción porcentual del DEL es igual que el incremento del NAT.

La Figura 6 muestra la variación del DEL frente al NAT al variar k_β para diferentes velocidades medias de viento. En los diferentes frentes se observa el compromiso DEL/NAT y como a mayor velocidad del viento hay mayor rango de variación de ambos índices. Para un valor dado de k_β , se aprecia que la relación DEL/NAT en función del viento es casi lineal para vientos mayores de 14 m/s.

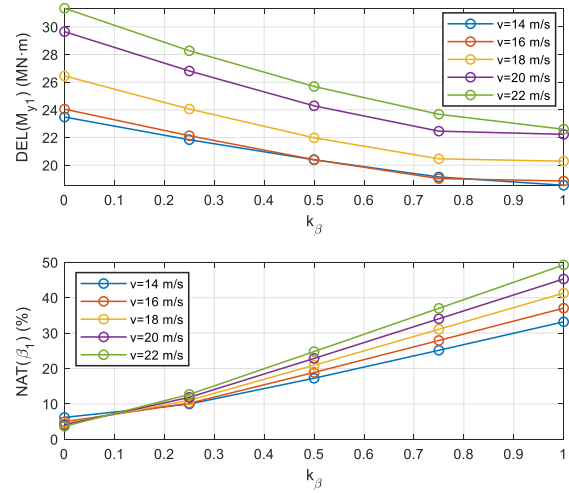


Figura 5: Variación del DEL (arriba) y del NAT (abajo) respecto al factor k_β .

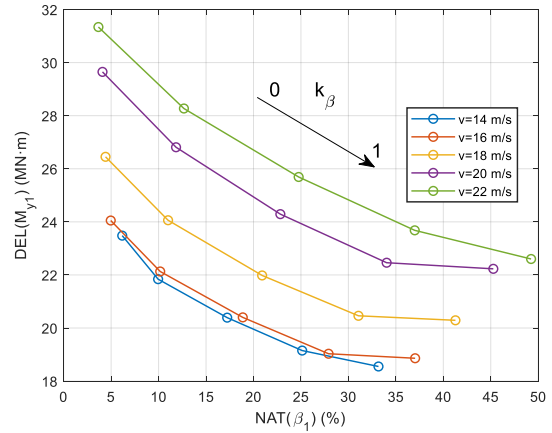


Figura 6: Variación del DEL frente NAT al variar el factor k_β .

4.2. Respuesta temporal para un viento turbulento

A continuación, se comparan cuatro esquemas de control ante un viento de perfil turbulento diferente con una velocidad media de 18 m/s. Se escogen el CPC de referencia ($k_\beta=0$), el IPC completo ($k_\beta=1$), el IPC equilibrado con $k_\beta=0.5$, por considerarlo el de mejor compromiso, y el IPC tradicional de la Figura 2 con dos controladores integrales (IPC_I) con ganancia integral de $5.99 \cdot 10^{-8} \text{ rad} \cdot \text{kN} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$. La Tabla 9 muestra los resultados de una simulación de 1000 segundos, incluyendo el DEL(M_{y1}), el NAT(β_1), la potencia y la desviación estándar (STD) de la potencia generada. La media y la desviación estándar de la potencia se expresan como porcentajes relativos a la potencia nominal. Estos valores normalizados son los mismos para la velocidad de rotación del generador ω_g . El IPC completo ($k_\beta=1$) reduce DEL(M_{y1}) un 26 % en comparación al CPC, pero incrementando el NAT del 4.59 % al 41.21 % (un incremento de 36.6 %). El IPC ($k_\beta=0.5$) consigue una reducción del 16 % en el DEL con solo un incremento del 16.28 % en el NAT. El IPC tradicional (IPC_I) reduce el DEL un 23.6 %, algo menos que el IPC ($k_\beta=1$) propuesto, aun con un NAT un 0.8 % superior. Además, los IPC propuestos no afectan al bucle CPC: los valores medios de $\mu(P_g/P_{g,\text{rated}})$ en la Tabla 9 son prácticamente los mismos para todos los casos y los valores STD($P_g/P_{g,\text{rated}}$) aumentan insignificadamente.

La Figura 7 muestra las respuestas temporales en una ventana de solo 100 s (de 700 s a 800 s) para mayor claridad. Se muestran la velocidad del viento, la potencia generada, el momento de flexión OoP de la pala 1 y la señal del paso de la pala 1. Los IPC propuestos muestran reducciones en el momento de la pala 1 (más el IPC con $k_\beta=1$) sin afectar a la potencia del generador. Como cabía esperar, esto va acompañado de un aumento de la actividad de *pitch*, y en el caso IPC con $k_\beta=0.5$ el incremento en estas oscilaciones es menor que en el IPC con $k_\beta=1$ y el IPC_I.

Tabla 9: Índices de desempeño para un perfil de viento turbulento diferente.

Control	IPC ($k_\beta=1$)	IPC ($k_\beta=0.5$)	CPC ($k_\beta=0$)	IPC_I
DEL(M_{y1}) (MN·m)	21.44	24.45	28.99	22.14
NAT(β_1) (%)	41.21	20.87	4.59	42.00
$\mu(P_g/P_{g, rated})$ (%)	100.10	100.10	100.10	100.10
STD($P_g/P_{g, rated}$) (%)	4.358	4.354	4.343	4.368

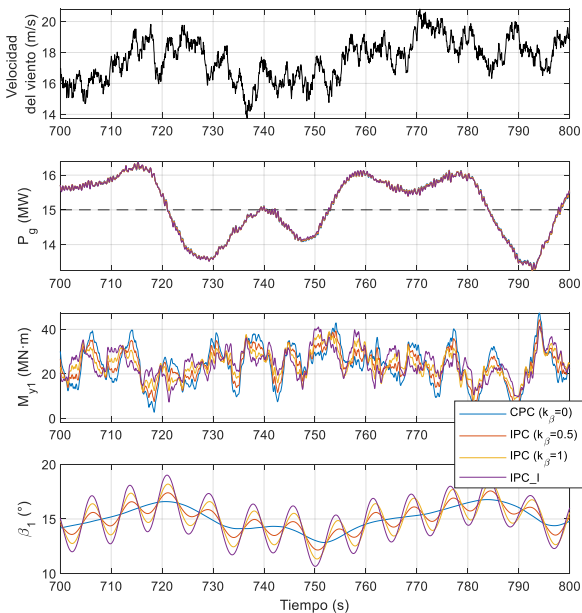


Figura 7: Respuesta temporal de la velocidad del viento (m/s), la potencia generada (MW), el momento OoP de la pala 1 y el paso de la pala 1 (°).

5. Conclusiones

Este trabajo propone un esquema de IPC anticipativo y adaptativo para turbinas eólicas que permite considerar de forma muy simple el compromiso entre la reducción de la fatiga de las palas y el incremento del esfuerzo de control de los actuadores de *pitch*. Se ha comprobado que hay una relación prácticamente lineal del factor de ajuste propuesto y el incremento del NAT. Para valores de 0.5 se consigue un compromiso en el que la reducción en % del DEL de las palas respecto al CPC y el incremento del NAT son similares.

El trabajo realizado es un estudio preliminar del esquema propuesto, ya que este necesitaría integrarse con controladores en lazo cerrado en el bloque IPC que añadiendo su acción de control pudieran hacer frente a perturbaciones no contempladas, como asimetría en la dinámica de las palas o sus actuadores, o interacciones aerodinámicas, entre otras. En principio, estos controladores

no deberían tener acción integral para evitar llegar a las referencias iguales a cero de los momentos de inclinación y guiñada y así poder seguir jugando con el compromiso DEL/NAT en base al factor multiplicativo propuesto.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido financiado por el proyecto PID2023-149181OB-I00/AEI/10.13039/501100011033/FEDER, UE, del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades.

Referencias

- Bossanyi, E. A. (2003). Individual Blade Pitch Control for Load Reduction. *Wind Energy*, 6(2), 119–128. <https://doi.org/10.1002/we.76>
- Hummel, J. I. S., Kober, J., & Mulders, S. P. (2025). Output-constrained individual pitch control methods using the multiblade coordinate transformation: Trading off actuation effort and blade fatigue load reduction for wind turbines. *Wind Energy Science Discussions*. [preprint]. DOI: 10.5194/wes-2024-153
- Jonkman, B. J. (2009). *Turbsim User's Guide: Version 1.50*. DOI: 10.2172/965520
- Lara, M., Garrido, J., van Wingerden, J.-W., Mulders, S. P., & Vázquez, F. (2023a). Optimization with genetic algorithms of individual pitch control design with and without azimuth offset for wind turbines in the full load region. *IFAC-PapersOnLine*, 56(2), 342–347. DOI: 10.1016/j.ifacol.2023.10.1591
- Lara, M., Mulders, S. P., van Wingerden, J.-W., Vázquez, F., & Garrido, J. (2023b). Analysis of Adaptive Individual Pitch Control Schemes for Blade Fatigue Load Reduction on a 15 MW Wind Turbine. *Applied Sciences*, 14(1), 183. DOI: 10.3390/app14010183
- Lara, M., Vázquez, F., & Garrido, J. (2024a). Decentralized Individual Pitch Control with Inverted Decoupling for Wind Turbines in the Full Load Region. 2024 IEEE 19th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 1–6.
- Lara, M., Vázquez, F., van Wingerden, J.-W., Mulders, S. P., & Garrido, J. (2024b). Multi-Objective Optimization of Individual Pitch Control for Blade Fatigue Load Reductions for a 15 MW Wind Turbine. 2024 European Control Conference (ECC), 669–674. DOI: 10.23919/ECC64448.2024.10590830
- Mulders, S. P., Pamososuryo, A. K., Disario, G. E., & Wingerden, J.-W. van. (2019). Analysis and optimal individual pitch control decoupling by inclusion of an azimuth offset in the multiblade coordinate transformation. *Wind Energy*, 22(3), 341–359. DOI: 10.1002/we.2289
- Mulders, S. P., & van Wingerden, J.-W. (2019). On the Importance of the Azimuth Offset in a Combined 1P and 2P SISO IPC Implementation for Wind Turbine Fatigue Load Reductions. 2019 American Control Conference (ACC), 3506–3511. DOI: 10.23919/ACC.2019.8814829
- Muñoz-Palomeque, E., Sierra-García, J. E., & Santos, M. (2024). Técnicas de control inteligente para el seguimiento del punto de máxima potencia en turbinas eólicas. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 21(3), 193–204. DOI: 10.4995/RIAI.2024.21097
- Musial, W., Spitsen, P., Duffy, P., Beiter, P., Shields, M., Mulas Hernando, D., Hammond, R., Marquis, M., King, J., & Sathish, S. (2023). *Offshore Wind Market Report: 2023 Edition*. DOI: 10.2172/2001112
- Natarajan, A. (2022). Damage equivalent load synthesis and stochastic extrapolation for fatigue life validation. *Wind Energy Science*, 7(3), 1171–1181. DOI: 10.5194/wes-7-1171-2022
- Niranjan, R., & Ramiseti, S. B. (2022). Insights from detailed numerical investigation of 15 MW offshore semi-submersible wind turbine using aero-hydro-servo-elastic code. *Ocean Engineering*, 251, 111024. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2022.111024
- Njiri, J. G., & Söffker, D. (2016). State-of-the-art in wind turbine control: Trends and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 377–393. DOI: 10.1016/j.rser.2016.01.110
- NREL. (2019). *NREL's Reference OpenSource Controller (ROSCO) toolbox for wind turbine applications*.
- NREL. (2023). *OpenFAST v3.4.1 documentation*. <https://openfast.readthedocs.io/en/main/>