

Mejora del control de aerogeneradores ante fallos en el sistema de pitch hidráulico

Aron Pujana-Arrese^{a,*}, Iker Elorza^a, Ignacio Trojaola^a, Iker Arrizabalaga^b, Eloy Irigoyen^c

^aControl y Monitorización, IKERLAN, Pº. J.M. Arizmendiarieta, 2, Arrasate-Mondragón, 20500, Gipuzkoa, España.

^bHINE RENOVABLES SL, Pol. Ind. Altuna nº 6010, Pab.7, Olaberria, 20212, Gipuzkoa, España.

^cIngeniería de Sistemas y Automática, Universidad del País Vasco (UPV/EHU), Plaza Ingeniero Torres Quevedo, 1, Bilbao, 48013, Bizkaia, España.

To cite this article: Pujana-Arrese, A., Elorza, I., Trojaola, I., Arrizabalaga, I., Irigoyen, E. 2026. Improvement of Wind Turbine Control in the Presence of Hydraulic Pitch System Faults. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial 23, 45-56. <https://doi.org/10.4995/riai.2025.24107>

Resumen

En este artículo se analiza pormenorizadamente el impacto en la mejora de la resiliencia de un aerogenerador que ya opera con un algoritmo tolerante a fallos, mediante la modificación de dos de los parámetros habituales en el controlador como son el par máximo y el ángulo de pitch mínimo. Los resultados obtenidos a partir de las 5.472 simulaciones realizadas con el aerogenerador de referencia DTU 10 MW, demuestran que es factible evitar todas las paradas provocadas por varias fuentes de fallo habituales en el sistema de pitch hidráulico, como las fugas y la pérdida de presión de pre-carga en los acumuladores. Esto conlleva reducciones importantes en la mayoría de las cargas de fatiga mecánica consideradas, con mejoras máximas que superan el 20 % en comparación con los resultados obtenidos con los valores nominales. La reducción de las paradas también redundará en un aumento de la producción eléctrica, llegando hasta el 63,8 % de mejora en el caso del exceso de fricción. En contraprestación, y en ausencia de fallos, la modificación de los parámetros acarrea una reducción en la potencia generada. Esta pérdida puede verse limitada mediante un conjunto adecuado de valores. La combinación presentada en este artículo minimiza esa pérdida a solo el 5,2 %.

Palabras clave: Modelado y control de aerogeneradores, Sistemas tolerantes a fallo, Control de sistemas hidráulicos, Acomodación de fallos en sistemas de control.

Improvement of Wind Turbine Control in the Presence of Hydraulic Pitch System Faults

Abstract

This article analyzes thoroughly the impact on the resilience improvement of a wind turbine, which already operates with a fault-tolerant algorithm, through the modification of two common parameters in the controller: maximum torque and minimum pitch angle. The results obtained from the 5,472 simulations conducted with the reference DTU 10 MW wind turbine demonstrate that it is feasible to avoid all shutdowns caused by various common failure sources in the hydraulic pitch system, such as leaks and loss of pre-charge pressure in the accumulators. This leads to significant reductions in most of the considered mechanical fatigue loads, with maximum improvements exceeding 20 % compared to the results obtained with nominal values. The reduction of emergency stops also results in an increase in electrical production, achieving up to a 63.8 % improvement in the case of excessive friction. In contrast, in the absence of faults, the modification of the parameters results in a reduction in generated power. This loss can be limited through an appropriate set of values. The combination presented in this article minimizes this loss to only 5.2 %.

Keywords: Wind turbine modelling and control, Fault tolerant systems, Hydraulic system control, Fault accommodation in control systems.

*Autor para correspondencia: apujana@ikerlan.es

1. Introducción

La mayoría de los aerogeneradores actuales se componen de tres palas, disponen de eje horizontal y velocidad variable, y se controlan principalmente mediante el par del generador y el ángulo de paso, o ángulo de *pitch*, de las palas.

La seguridad del aerogenerador frente a condiciones adversas de viento o fallos se garantiza mayormente a través del ángulo de *pitch*, llevando a bandera al menos dos de las palas en caso de emergencia. Por esta razón, el sistema de paso, o sistema de *pitch*, es un componente crucial en los análisis de fiabilidad de las turbinas (Carroll et al., 2016; Dao et al., 2019; Liniger et al., 2018; Su et al., 2016) y se realizan esfuerzos significativos para monitorizarlo.

Algunas investigaciones se centran en una visión holística del problema (Lu et al., 2009; Luo et al., 2014; Oliveira et al., 2018; Tchakoua et al., 2014), mientras que otras se concentran en componentes específicos como las palas (Ghoshal et al., 2000; Rumsey and Paquette, 2008), el generador (Guo et al., 2012) o la torre (Liu et al., 2010). En los últimos años, han proliferado los estudios que abordan la monitorización con un enfoque basado en datos (Lebranchu et al., 2019; Stetco et al., 2019).

pitch para apagarse inmediatamente si se desvía significativamente de su comportamiento nominal. Esto es crucial para evitar grandes cargas oscilatorias y garantizar que la turbina pueda apagarse de manera segura en caso de fallo. Este proceso de apagado debe implementarse de una manera simple en la medida de que se trata de una función de seguridad (IEC, 2007; Lloyd, 2010).

Este trabajo se centra en los sistemas de *pitch* hidráulico, en los que es habitual monitorizar las presiones de los acumuladores y los errores de seguimiento de referencia del ángulo de *pitch*. Si las presiones descienden por debajo de un cierto umbral o los errores cuadráticos medios superan otro, se activa un evento de seguridad. Una vez activado, la turbina debe apagarse para protegerse, lo que tiene implicaciones en términos de producción de energía y cargas. Por lo tanto, es crucial que los falsos positivos sean raros y que los eventos de seguridad se activen solo por fallos del sistema de *pitch*.

Algunos fallos del sistema de *pitch* no resultan en la activación sistemática de eventos de seguridad, pero los hacen más probables en ciertas circunstancias. La detección de estos fallos es el objetivo de muchas investigaciones (Asmussen et al., 2019; Elorza et al., 2022; Pujol-Vazquez et al., 2020; Tutivén Gálvez et al., 2015; Vásquez et al., 2019), aunque la propuesta de soluciones ante estos fallos no es tan común. Los esquemas de control tolerante a fallos (Cho et al., 2018; Liu et al., 2018), que buscan seguir la referencia del ángulo de *pitch* frente a fallos del sistema, dejan de ser útiles cuando ocurre un fallo y las condiciones de viento requieren más variación del ángulo de *pitch* de la que las bombas pueden suministrar.

Para evitar eventos de seguridad, es posible operar la turbina de manera que los haga menos probables, incluso en presencia de fallos del sistema de *pitch*. Los autores de este artículo han demostrado en estudios anteriores que es posible lidiar con algunos fallos adaptando el algoritmo de control de la turbina para aliviar sus demandas sobre el sistema de *pitch*. Esto contrasta con otros algoritmos avanzados de control de *pitch* que no consideran el impacto de los fallos del sistema en la capacidad de operación de la turbina (Habibi et al., 2018; Sierra-Garcia and Santos Peñas, 2022), que abstraen completamente el sistema de *pitch* y, como máximo, calculan ciclos de trabajo (Liu et al., 2022; Manolas et al., 2018; Petrović et al., 2021) como una medida de la variación del ángulo de *pitch*, pero sin ningún intento de dilucidar si el fallo del sistema puede impactar en la capacidad de operación de un aerogenerador.

El propósito de los estudios anteriores de los autores de este artículo (Pujana-Arrese et al., 2024, 2025) fue proporcionar herramientas para analizar los efectos de diferentes fallos del sistema de *pitch* hidráulico en la turbina y mostrar que los métodos de control específicamente diseñados pueden alterar favorablemente estos efectos. Se propuso un algoritmo para gestionar una tasa mínima de variación del ángulo de *pitch*, así como una estrategia complementaria basada en la modificación de ciertos parámetros del algoritmo de control base. En la sección 2 del artículo se hace referencia al modelo de simulación empleado y se describen el algoritmo y la estrategia mencionadas.

En la sección 3 se exploran los límites de las mejoras que se pueden conseguir mediante dichos parámetros y, en la sección 4, se analizan los efectos de la combinación de estos. Finalmente, en la sección 5, se presentan los resultados correspondientes

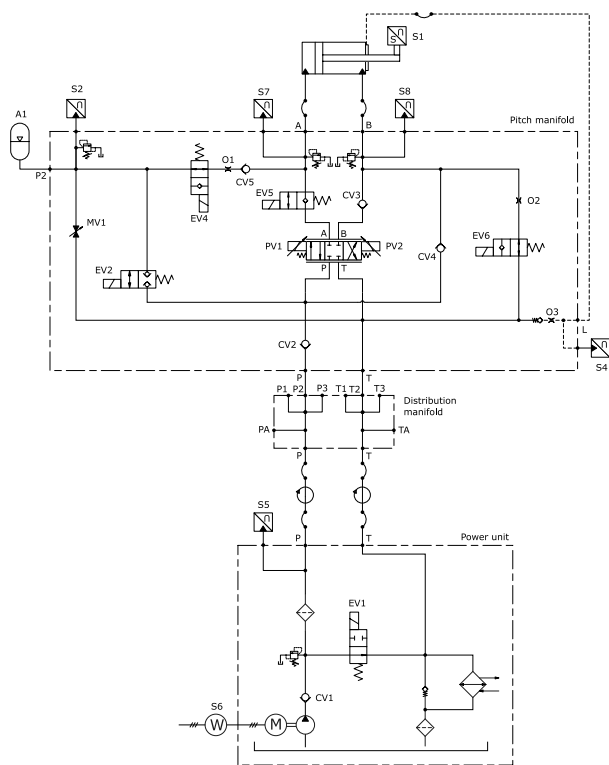


Figura 1: Circuito hidráulico del sistema de *pitch*.

La monitorización del sistema de *pitch* ayuda a optimizar las operaciones y el mantenimiento de la turbina (Dao et al., 2021; Kerres et al., 2015), aunque las variaciones en las condiciones del viento y los precios de la energía pueden complicar el problema (Schouten et al., 2022; Yang et al., 2020; Zheng et al., 2020). En ocasiones, es conveniente mantener en operación turbinas defectuosas (Cho et al., 2020; Wang et al., 2021), pero esto requiere una monitorización constante del sistema de

a una combinación que mejora sustancialmente la tolerancia a fallos del aerogenerador.

El efecto de esta mejora se presenta valorado en términos de la reducción del número de paradas de emergencia, el aumento de la potencia media producida y la disminución de las cargas mecánicas sufridas en componentes clave de la máquina. Las conclusiones plasmadas en la sección 6 se han argumentado en base a estas métricas.

Tabla 1: Tipos de fallo en el sistema de pitch hidráulico.

tipo de fallo	valor nominal	severidad nivel 1	severidad nivel 2	severidad nivel 3
fuga en pistón	0	0.5 lpm/bar ^{0.5}	1 lpm/bar ^{0.5}	2 lpm/bar ^{0.5}
fuga en vástago	0	0.5 lpm/bar ^{0.5}	1 lpm/bar ^{0.5}	2 lpm/bar ^{0.5}
fuga en bomba	0	2.5 lpm/bar ^{0.5}	4 lpm/bar ^{0.5}	5 lpm/bar ^{0.5}
fricción en rodamiento	$\mu = 0,0005$	$\mu = 0,003$	$\mu = 0,006$	$\mu = 0,009$
pre-carga del acumulador	100 bar	75 bar	50 bar	25 bar

2. Modelo y control del aerogenerador

2.1. Modelo de simulación

En este trabajo se ha utilizado el modelo descrito en (Pujana-Arrese et al., 2024) parametrizado para su compatibilidad con estrategias de control individual de pitch (*Individual Pitch Control*, o *IPC* por sus siglas en inglés). Consiste en una versión modificada del modelo de turbina de referencia de 10 MW de DTU (DTU, 2018) para OpenFAST versión 3.2.1 en Simulink (NREL, 2022), con un modelo de Simscape del sistema de pitch hidráulico cuyo circuito se muestra en la Figura 1.

El modelo incluye la capacidad de simular cinco de los fallos más significativos que se pueden dar en los sistemas hidráulicos de pitch: fugas en el vástago, fugas en el pistón, fugas en las bombas, exceso de fricción en el rodamiento y la pérdida de pre-carga en los acumuladores. Para llevar a cabo el estudio se han considerado tres niveles de severidad distintos por cada fallo, además del valor nominal correspondiente al estado sano del sistema. En la Tabla 1 se muestran los valores asociados a cada uno de los niveles, donde los correspondientes a las fugas se representan en litros por minuto por raíz de bar (lpm/bar^{0.5}).

2.2. Control del aerogenerador

El controlador integrado en el modelo de simulación corresponde al que los autores desarrollaron y describieron en (Pujana-Arrese et al., 2025). En esencia, se trata de los lazos habituales para ajustar el par del generador y el ángulo de pitch de las palas en función de la velocidad del generador. Para ello se utilizan diferentes filtros y controladores PI y PID.

A la salida del lazo de control de pitch se le agrega la aportación de un algoritmo adicional orientado al control individual del ángulo de cada pala (algoritmo IPC) con objeto de mitigar ciertas cargas de fatiga. La activación del algoritmo IPC incrementa mucho la sollicitación al sistema de pitch, haciendo que

la turbina sea más vulnerable a los fallos considerados en el estudio.

El diseño del control se ha enriquecido por medio de otro algoritmo adicional que mejora la resiliencia del aerogenerador con respecto a los fallos considerados. Este nuevo algoritmo tolerante a fallos limita la tasa de decremento del ángulo de pitch ($\dot{\beta}_{\min}$) haciéndola más lenta en determinadas situaciones.

En concreto, tal y como se muestra en la Figura 2, las presiones de los acumuladores de las tres palas (p_1, p_2, p_3) se promedian y filtran con una derivada combinada con un filtro paso bajo para obtener una medida de la tasa de variación de la presión del acumulador, que sirve como un indicador del déficit de flujo de la bomba. Esta tasa de variación de la presión se compara con una referencia $\dot{p}$ y la diferencia se integra con la ganancia K_{mp} . Esta ganancia se alterna entre un valor positivo y 0, de modo que, cuando las bombas están activadas, la tasa mínima de variación de pitch $\dot{\beta}_{\min}$ varía según las siguientes reglas:

- Si la tasa de la presión es menor que la referencia y el pitch no está limitado por la tasa máxima de pitch, entonces $\dot{\beta}_{\min}$ sube (hacia un valor absoluto menor, ya que es negativo).
- Si la tasa de la presión es mayor que la referencia y el pitch está limitado por $\dot{\beta}_{\min}$, entonces $\dot{\beta}_{\min}$ baja (hacia un valor absoluto mayor, ya que es negativo).
- De lo contrario, $\dot{\beta}_{\min}$ permanece constante.

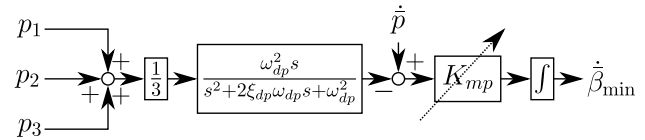


Figura 2: Algoritmo tolerante a fallos.

Este algoritmo acarrea un doble efecto positivo en relación a las paradas de emergencia debidas a los fallos. Por un lado, el efecto memoria que incorpora el algoritmo hace que el sistema hidráulico opere con niveles de presión normales y, por lo tanto, es menos susceptible a los eventos de seguridad debidos a la alarma por baja presión. Por otro lado, la limitación en la variación del ángulo de pitch ($\dot{\beta}_{\min}$) conlleva un suavizamiento en la generación de la referencia, siendo más fácil para el controlador llevar a cabo el seguimiento de posición dentro de la ventana de error pese a la presencia de fallos.

Como ya se demostró en (Pujana-Arrese et al., 2025), con respecto a los fallos, el algoritmo ofrece una tolerancia plena en términos de ausencia de paradas por alarmas ante los fallos provenientes de fugas en el pistón y las bombas. En los fallos asociados a la fuga en el vástago y a la pérdida de pre-carga no se evitan todas las paradas, pero sí que se reducen en un número significativo. Y es ante el exceso de fricción donde menor tolerancia al fallo se consigue con la integración de este nuevo método.

Para mejorar las prestaciones en los puntos débiles enumerados en el párrafo anterior, y bajo la premisa de que estos se

deben a situaciones en las que se requieren incrementos rápidos en el ángulo de pitch, se ha analizado la influencia del cambio de los parámetros que definen el par máximo y el ángulo de pitch mínimo en función de la velocidad del generador (τ_o y β_n) tal y como se representa en la Figura 3.

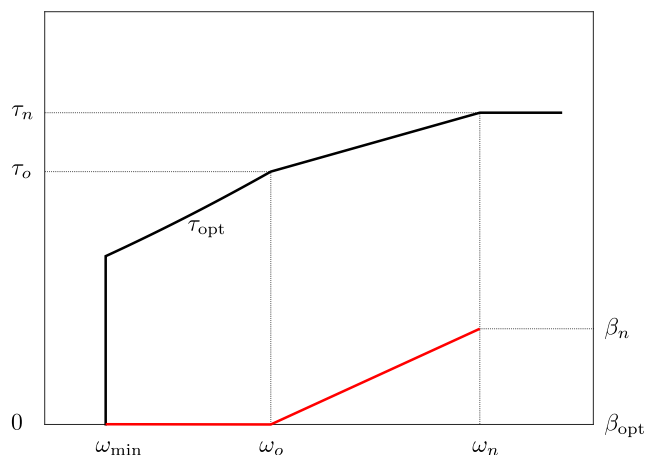


Figura 3: Parámetros del control que definen el par máximo y el ángulo de pitch mínimo.

Nótese que hay un intervalo de velocidad del rotor ($\omega_{\min}$, ω_o) en el que el seguimiento del punto de máxima potencia se realiza utilizando los valores óptimos de par y pitch, como es habitual (Elorza et al., 2019; Muñoz-Palomeque et al., 2024).

La capacidad del aerogenerador para operar frente a diferentes fallos del sistema de pitch mejora de manera notable a medida que τ_o disminuye y β_n aumenta. Esto se debe a que, cuanto mayor sea la diferencia entre ω_o y ω_n , menos tasa de pitch se requiere para cumplir con el pitch mínimo a medida que la velocidad del rotor aumenta de ω_o a ω_n , y, cuanto mayor sea β_n , más suave será la transición del control de par al control de pitch cuando se alcance ω_n .

En concreto, en (Pujana-Arrese et al., 2025) se evidenció que se podían eliminar todas las paradas de emergencia provenientes de la pérdida de pre-carga, al mismo tiempo que se vislumbraban mejoras en la respuesta a los fallos derivados de la fuga en el vástago y del exceso de fricción a través de los parámetros τ_o y β_n respectivamente. En la siguiente sección se explora dónde están los límites del efecto beneficioso sobre estos dos tipos de fallo.

3. Análisis de los límites de mejora a través de los parámetros τ_o y β_n

Para analizar la influencia de los parámetros que fijan el par máximo y el ángulo de pitch mínimo (τ_o y β_n) se han utilizado los archivos de viento turbulento (generados a partir de diferentes semillas aleatorias) y el mismo esquema de simulación y procesado que se detalló en (Pujana-Arrese et al., 2024).

Según esta metodología, los archivos de viento abarcan 12 velocidades medias diferentes, comenzando en 3 m/s y terminando en 25 m/s, y para cada velocidad media se han considerado 12 semillas. Por tanto, tal y como se muestra en la Tabla 2, cada experimento que se realice con una combinación dada

de algoritmos, parámetros y fallos equivale a la suma de 144 simulaciones diferentes que hay que ejecutar y procesar.

Con cada uno de los archivos de viento se lleva a cabo una simulación en la que el aerogenerador permanece inactivo durante 10 minutos, para después arrancar y funcionar en modo de producción de energía durante 20 minutos adicionales. Con objeto de computar el efecto que tienen los fallos y las paradas de emergencia asociadas sobre variables clave como la producción de energía y las cargas mecánicas sufridas por los componentes, de cada simulación se obtienen tres segmentos de 10 minutos: un primer segmento en el que la turbina permanece inactiva, otro en el que se da el proceso de arranque y el último orientado a la producción.

Tabla 2: Composición de un experimento.

	núm. puntos de viento	núm. semillas por viento	núm. total simulaciones
1 experimento	12	x	12 = 144

Por tanto, cada experimento constará de 432 segmentos repartidos en grupos de 36 por cada punto de velocidad media de viento (ver Tabla 3). Cabe remarcar que en función de la severidad de los fallos contemplados en cada caso el aerogenerador puede acabar en parada de emergencia en cualquier momento de cada segmento.

Tabla 3: Composición de los segmentos.

	núm. segmentos inactivo		núm. segmentos arranque		núm. segmentos producción		total segmentos
1 simulación	1	+	1	+	1	=	3
1 experimento	144	+	144	+	144	=	432

3.1. Análisis de la influencia de τ_o

El análisis de la mejora que se puede obtener por medio del parámetro τ_o se ha llevado a cabo en base a una campaña de simulación compuesta por 8 experimentos diferentes. Con el algoritmo tolerante a fallos activado, se han considerado 4 valores diferentes para τ_o (su valor nominal y 3 valores más bajos): 199 $\frac{\text{kNm}}{\text{rpm}}$, 110 $\frac{\text{kNm}}{\text{rpm}}$, 90 $\frac{\text{kNm}}{\text{rpm}}$ y 60 $\frac{\text{kNm}}{\text{rpm}}$. Las simulaciones se han repetido para el caso del sistema de pitch sin fallos así como para el caso de fuga de severidad máxima en el vástago.

Tabla 4: Definición de los estados de un segmento.

estado	color	definición
n_u	negro	arranque
n_{ud}	rojo	arranque interrumpido
n_p	verde	producción de energía
n_{pd}	azul	producción interrumpida
n_i	amarillo	inactividad

Las Figuras 4 y 5 muestran el número de simulaciones o segmentos correspondientes a cada estado de operación obtenidas tras procesar las simulaciones descritas anteriormente. El eje y representa el número de simulación, del 1 al 36, mientras que el eje x muestra la velocidad del viento medio de cada uno de los intervalos de simulación. Como se expresa en la

Tabla 4, los colores indican lo que ocurre en cada segmento: negro para un arranque (n_u), rojo para un arranque interrumpido por una parada (n_{ud}), verde para la producción de energía (n_p), azul para la producción de energía interrumpida por una parada (n_{pd}) y amarillo para el estado de inactividad (n_i). Cabe destacar que, con el sistema de pitch en condiciones nominales, cada intervalo de velocidad del viento tiene 12 simulaciones de arranque, 12 de producción de energía y 12 de inactividad ($n_u = n_p = n_i = 12$), ya que no se producen paradas ($n_{ud} = n_{pd} = 0$). Sin embargo, a medida que aumenta la incidencia del fallo, se pueden observar paradas ($n_{ud} \neq 0$ y/o $n_{pd} \neq 0$), pudiendo llegar incluso al punto en que se produce una parada en cada simulación de arranque ($n_{ud} = 12$) y todas las simulaciones de producción se convierten en inactivas ($n_p = n_{pd} = 0$ y $n_i = 24$). También es importante mencionar que la distribución de paradas varía según el valor del parámetro y la presencia de fallo.

En presencia de fuga en el vástago se observa que el decremento de τ_o tiene un efecto positivo en la disminución del número de paradas. Con su valor nominal se dan varias paradas a vientos de 11, 13 y 15 m/s. Algunas de estas paradas ocurren por alarmas durante el proceso de arranque ($n_{ud} \neq 0$) mientras que otras pasan una vez el aerogenerador ha transitado al estado de producción ($n_{pd} \neq 0$). Con $\tau_o = 110 \frac{\text{kNm}}{\text{rpm}}$ ya no se observan paradas a 11 m/s y solo persisten algunas a 13 y 15 m/s. Las paradas a vientos medios desaparecen por completo con $90 \frac{\text{kNm}}{\text{rpm}}$, sin embargo se observa una aislada en una de las simulaciones correspondientes al punto de operación con el viento medio más alto. Finalmente, el valor más bajo considerado en el estudio ($60 \frac{\text{kNm}}{\text{rpm}}$) evita la aparición de paradas en todos los vientos pese al valor tan severo considerado en la fuga del vástago.

Obviamente, tampoco se observa ninguna parada en los cuatro experimentos que se representan en la Figura 5 ya que ante un sistema de pitch sin fugas el mero hecho de disminuir τ_o no acarrea riesgo de alarma ni por baja presión en acumuladores ni por un seguimiento deficiente de la referencia del ángulo de pitch.

Para analizar más diferencias entre los distintos experimentos por medio de indicadores adicionales al del número de paradas se han procesado las simulaciones empleando MLife ((Hayman and Buhl, 2012)) como se describe en (Pujana-Arrese et al., 2024). Las Figuras 6 y 7 muestran la potencia media y las cargas de daño equivalente (o *Damage Equivalent Loads*, *DEL*, en inglés) más significativas correspondientes a los mismos experimentos plasmados en las dos figuras anteriores. Las cargas que se han considerado son las siguientes: los momentos *edgewise* y *flapwise* de la pala 1 en su raíz (M_e y M_f), la fuerza del cilindro de pitch (F_c), el par del eje de alta velocidad del tren de potencia (M_d) y el momento de avance y retroceso en la base de la torre (M_t). Los términos *edgewise* y *flapwise* son ampliamente utilizados para referirse a las cargas de flexión perpendiculares y paralelas, respectivamente, a la línea del perfil de la pala.

Del análisis de la Figura 6 se deduce que la eliminación de las paradas resulta en un aumento de la potencia media generada y en un descenso de las cargas M_f y M_d tal y como se observa en las barras verdes y azules que corresponden con los valores más bajos de τ_o . En concreto, la ausencia de paradas con $\tau_o = 60 \frac{\text{kNm}}{\text{rpm}}$ hace que M_d descienda un 30 % y que la produc-

ción de energía considerando todo el rango de vientos suba un 5,5 % con respecto al resultado obtenido con el valor nominal del parámetro.

En ausencia de fallos en el sistema (Figura 7) lo que prima es el efecto de la reducción de potencia, o *derating*, ya que la variación de τ_o conlleva alejarse del punto óptimo de potencia en favor de una transición más suave entre los dos lazos principales de control. Como consecuencia, se penaliza la energía generada aunque en un valor casi insignificante de 0,1 % para el valor más bajo de τ_o (barras azules). En cambio, se mejora mucho la carga M_d en un 13,2 % por el mencionado suavizamiento de la transición, siempre comparando con los resultados obtenidos con valor nominal (barras negras).

Por tanto, se puede concluir que con τ_o decrecientes se consiguen evitar todas las paradas sin casi penalización de energía en ausencia de fallo y con una considerable mejora en M_d .

3.2. Análisis de la influencia de β_n

Para el análisis del impacto asociado a la variación del parámetro β_n se ha generado una nueva campaña de simulación compuesta por los 8 experimentos que resultan de considerar 4 valores diferentes para β_n tanto para el caso del sistema de pitch sin fallo como para el caso del exceso de fricción en su máxima severidad. Los valores de β_n elegidos han sido los siguientes, siendo el primero su valor nominal: 1°, 7°, 10° y 15°.

La Figura 8 muestra la distribución de los tipos de simulación para cada uno de los valores de β_n en presencia de una fricción severa en el rodamiento. Con el valor nominal se dan muchas paradas a vientos medios, de hecho todas las simulaciones a 11 y 13 m/s y casi todas a 15 m/s acaban en una parada de emergencia durante el proceso de arranque. Según aumenta el valor de β_n el número de paradas se reduce considerablemente, sobre todo con $\beta_n = 10^\circ$ pero con el siguiente valor la tendencia cambia de manera que vuelven a sucederse más paradas a vientos medios al mismo tiempo que aparecen nuevas paradas a vientos altos. Como se observa en la Figura 9 con $\beta_n = 15^\circ$ no solo aumentan las paradas en presencia de una fricción severa, sino que también aparecen alarmas que desencadenan paradas con el sistema en estado nominal. Esto se debe a que este valor acaba siendo demasiado alto para asegurar un seguimiento del ángulo de pitch dentro de la ventana de error en las transiciones desde el lazo de par al control de pitch.

Las Figuras 10 y 11 sirven para completar el análisis del efecto del incremento de β_n en términos de potencia y cargas. En situación de exceso de la fricción, la disminución del número de paradas que se obtiene con 10° (barras verdes) hace que la producción de energía suba un 61,8 % y que la carga en el tren de potencia (M_d) descienda un 13,3 %. Esto se logra a costa de que la carga en el cilindro (F_c) suba un 30 % debido claramente al aumento de actividad. El incremento de β_n también acarrea un alejamiento del punto de operación óptimo durante y alrededor de la fase de transición en la que se transita por la curva de par máximo y pitch mínimo, lo que se traduce en un descenso de la potencia producida a vientos medios. Este fenómeno será más evidente de observar de manera aislada en ausencia de fallo.

Concretamente, en base a los datos de la Figura 11, la energía producida con $\beta_n = 10^\circ$ (barras verdes) se reduce en un 1,4 %, pero a cambio, las cargas M_f , F_c y M_t descienden

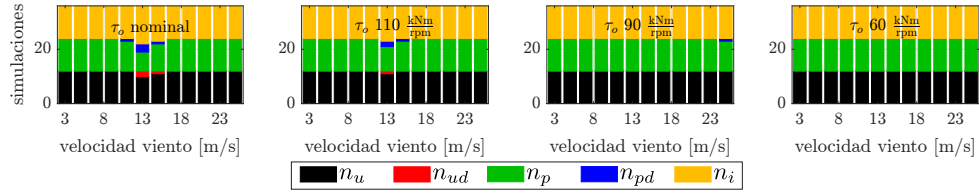


Figura 4: Número de simulaciones de cada tipo con fuga máxima en el vástago y distintos valores de τ_o .

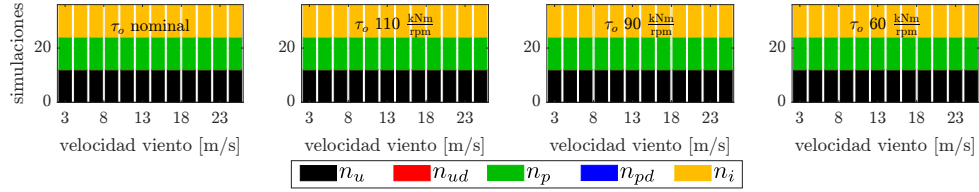


Figura 5: Número de simulaciones de cada tipo sin fallo y distintos valores de τ_o .

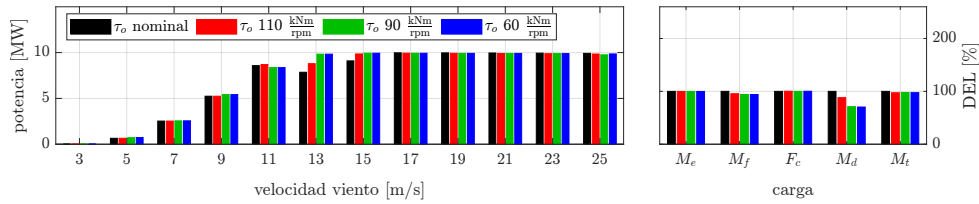


Figura 6: Potencia media y cargas con fuga máxima en el vástago y diferentes valores de τ_o .

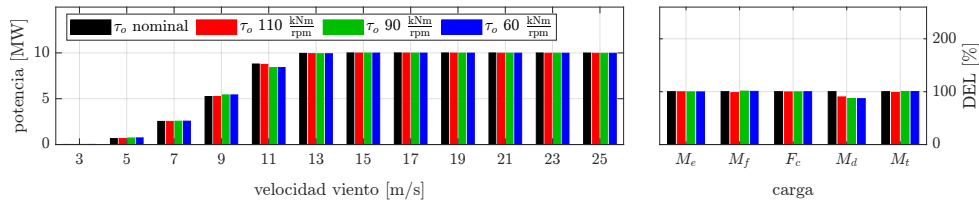


Figura 7: Potencia media y cargas en operación sin fallo y distintos valores de τ_o .

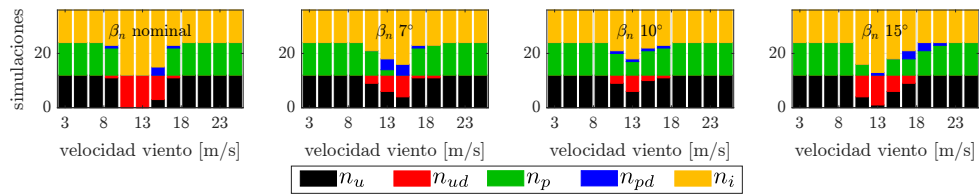


Figura 8: Número de simulaciones de cada tipo con fricción máxima y distintos valores de β_n .

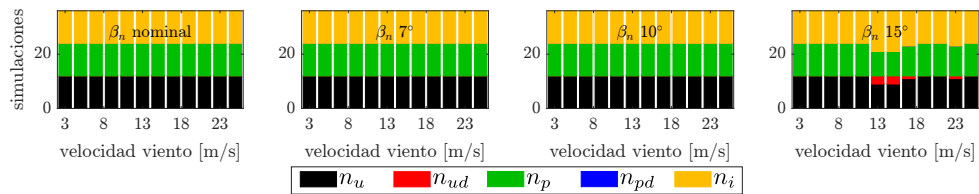


Figura 9: Número de simulaciones de cada tipo sin fallo y distintos valores de β_n .

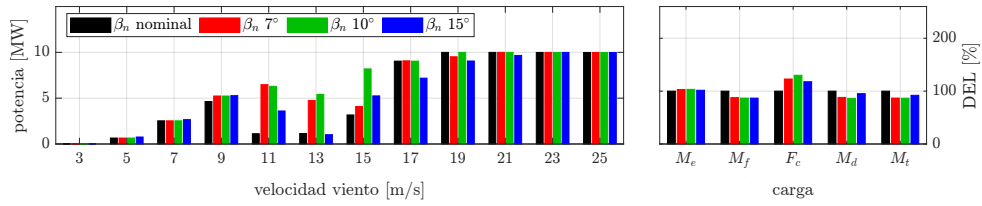


Figura 10: Potencia media y cargas con fricción máxima y distintos valores de β_n .

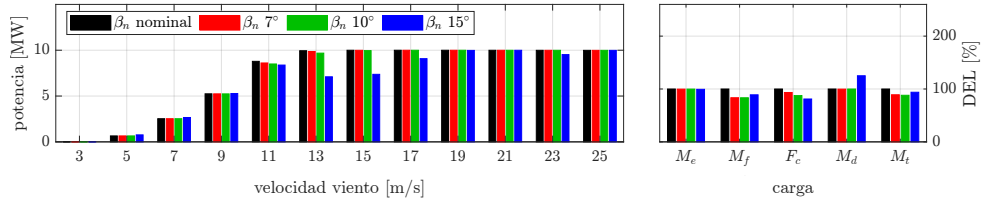


Figura 11: Potencia media y cargas en operación sin fallo y distintos valores de β_n .

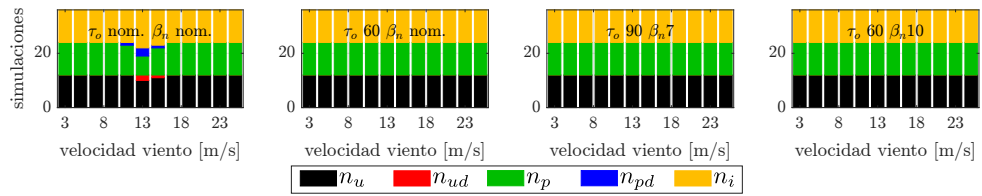


Figura 12: Número de simulaciones de cada tipo con fuga máxima en el vástago y combinaciones de τ_o y β_n .

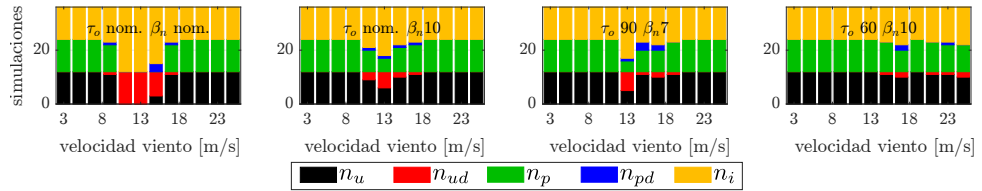


Figura 13: Número de simulaciones de cada tipo con fricción máxima y combinaciones de τ_o y β_n .

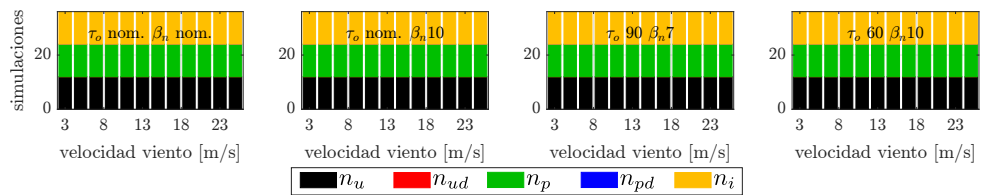


Figura 14: Número de simulaciones de cada tipo sin fallo y combinaciones de τ_o y β_n .

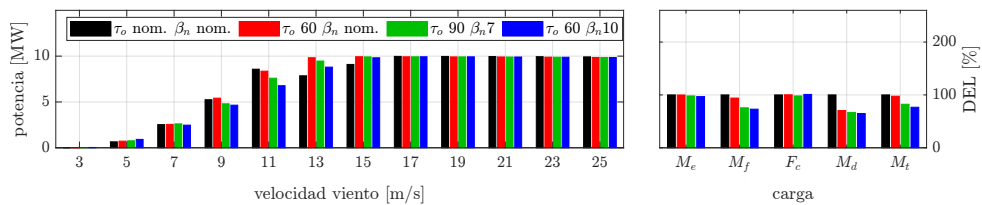
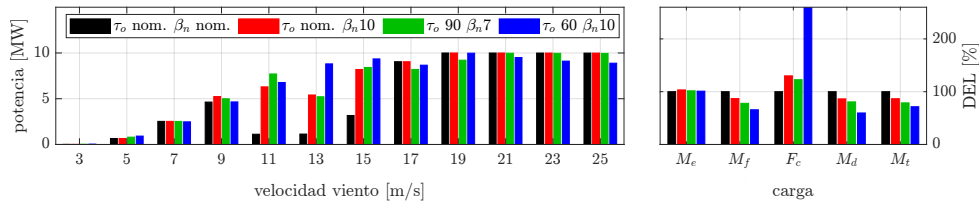
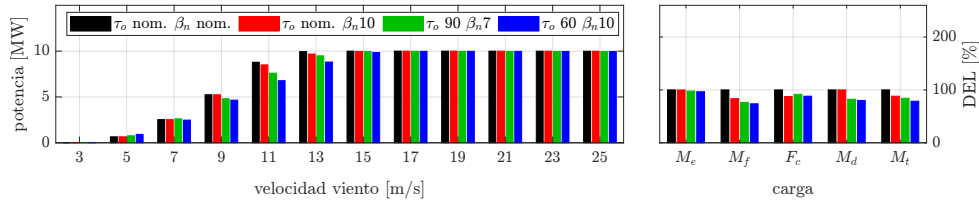


Figura 15: Potencia media y cargas con fuga máxima en el vástago y combinaciones de τ_o y β_n .

Figura 16: Potencia media y cargas con fricción máxima y combinaciones de τ_o y β_n .Figura 17: Potencia media y cargas en operación sin fallo y combinaciones de τ_o y β_n .

un 13,6 %, 12,5 % y 11,9 % respectivamente y en comparación con los resultados obtenidos con el valor nominal de 1° (barras negras).

Por consiguiente, parece claro que β_n tiene un valor límite a partir del cual la respuesta del sistema degenera, ya sea con fallo o sin él. Pero con un valor adecuado las paradas por exceso de fricción se limitan mucho. Y en ausencia de fallo la pérdida de producción se ve compensada con la reducción significativa hasta en tres de las cargas consideradas.

4. Análisis del efecto combinado de los parámetros τ_o y β_n

En base a los resultados analizados en la sección anterior se plantea estudiar el efecto simultáneo de la combinación de ambos parámetros. Para ello se han tomado en consideración diferentes pares de valores bajo los identificadores que se muestran en la Tabla 5.

Este conjunto de combinaciones contiene la combinación correspondiente a los parámetros nominales ($\tau_o \text{ nom } \beta_n \text{ nom}$), los valores que han arrojado los mejores resultados en el estudio por separado de τ_o y β_n ($\tau_o 60 \beta_n \text{ nom}$ para la fuga en el vástago y $\tau_o \text{ nom } \beta_n 10$ para el exceso de fricción), la combinación correspondiente a estos valores ($\tau_o 60 \beta_n 10$) y una segunda combinación con los valores anteriores a los mejores ($\tau_o 90 \beta_n 7$). Con este conjunto de combinaciones se ha generado una nueva campaña de simulación de cara a medir el impacto tanto sobre los fallos como ante un sistema sin ellos.

Tabla 5: Combinaciones de los parámetros de control.

identificador	valor de τ_o	valor de β_n
$\tau_o \text{ nom } \beta_n \text{ nom}$	199 $\frac{\text{kNm}}{\text{rpm}}$	1°
$\tau_o 60 \beta_n \text{ nom}$	60 $\frac{\text{kNm}}{\text{rpm}}$	1°
$\tau_o \text{ nom } \beta_n 10$	199 $\frac{\text{kNm}}{\text{rpm}}$	10°
$\tau_o 90 \beta_n 7$	90 $\frac{\text{kNm}}{\text{rpm}}$	7°
$\tau_o 60 \beta_n 10$	60 $\frac{\text{kNm}}{\text{rpm}}$	10°

En las Figuras 12, 13 y 14 se presenta la distribución de simulaciones de cada tipo y para cada combinación de paráme-

tros para situaciones de fuga en el vástago, exceso de fricción y estado nominal sin fallos, respectivamente. Mientras que las Figuras 15, 16 y 17 obedecen a la misma campaña de simulación pero ofreciendo los resultados de potencia eléctrica y DEL.

Se evidencia que con la combinación fuera de los valores nominales (gráficas correspondientes a $\tau_o 60 \beta_n 10$ y $\tau_o 90 \beta_n 7$ en la Figura 12) también se mantiene la eliminación de paradas por alarmas ante fuga en el vástago que ya se mostró en la sección anterior con $\tau_o 60 \beta_n \text{ nom}$. Además, se constata una acumulación en los efectos beneficiosos en cargas, ya que, por un lado, se observa la mejora en M_f y M_t por el efecto de β_n unida al decremento de M_d por τ_o (ver Figura 15). En contraprestación, se observa una reducción en la potencia eléctrica generada. El resultado de $\tau_o 60 \beta_n 10$ (barras azules) empeora un 4,2 % con respecto a parámetros nominales, con lo que se queda a 9,6 puntos porcentuales en relación a lo obtenido con $\tau_o 60 \beta_n \text{ nom}$. Sin embargo, la combinación menos agresiva de $\tau_o 90 \beta_n 7$ (barras verdes) mejora la producción de $\tau_o 60 \beta_n 10$ en casi 4,5 puntos, quedándose a 5,5 puntos del valor obtenido con $\tau_o 60 \beta_n \text{ nom}$.

En el caso del exceso de fricción, con la combinación $\tau_o 60 \beta_n 10$ también se eliminan las paradas a vientos medios pero empiezan a aparecer a vientos altos (Figura 13). Además, el hecho de que el aerogenerador opere en modo normal a vientos medios hace que la potencia producida suba un 71 %, pero a costa de que la carga F_c suba un 2.685 % (barras azules en la Figura 16), siendo este un valor claramente desproporcionado y que, probablemente, acarrearía una rotura mecánica. En las otras cargas se observa una suma en los efectos beneficiosos: M_f y M_t por β_n y M_d por τ_o . En cambio, con la combinación $\tau_o 90 \beta_n 7$ (barras verdes) las paradas a vientos medios no se eliminan del todo, pero a vientos altos ya no aparecen. Esto conlleva a que el sistema tenga una mejor respuesta global que $\tau_o \text{ nom } \beta_n 10$: en potencia producida a lo largo del rango completo de velocidades viento se mejora casi 6 puntos, que equivale a una mejora del 67,7 % con respecto a valores nominales, al mismo tiempo que se reducen todas las cargas (con mejoras máximas que rondan el 22 %). Todo ello, evidentemente, con una mucho menor carga en el cilindro que con $\tau_o 60 \beta_n 10$.

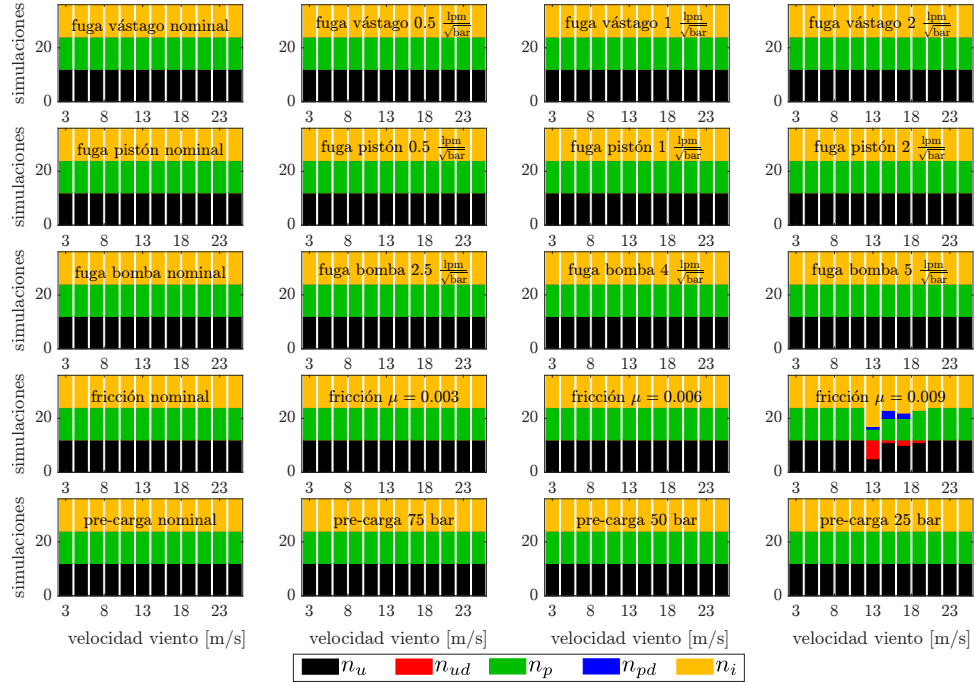


Figura 18: Número de simulaciones de cada tipo con fallos en severidad variable y la combinación $\tau_o 90\beta_n 7$.

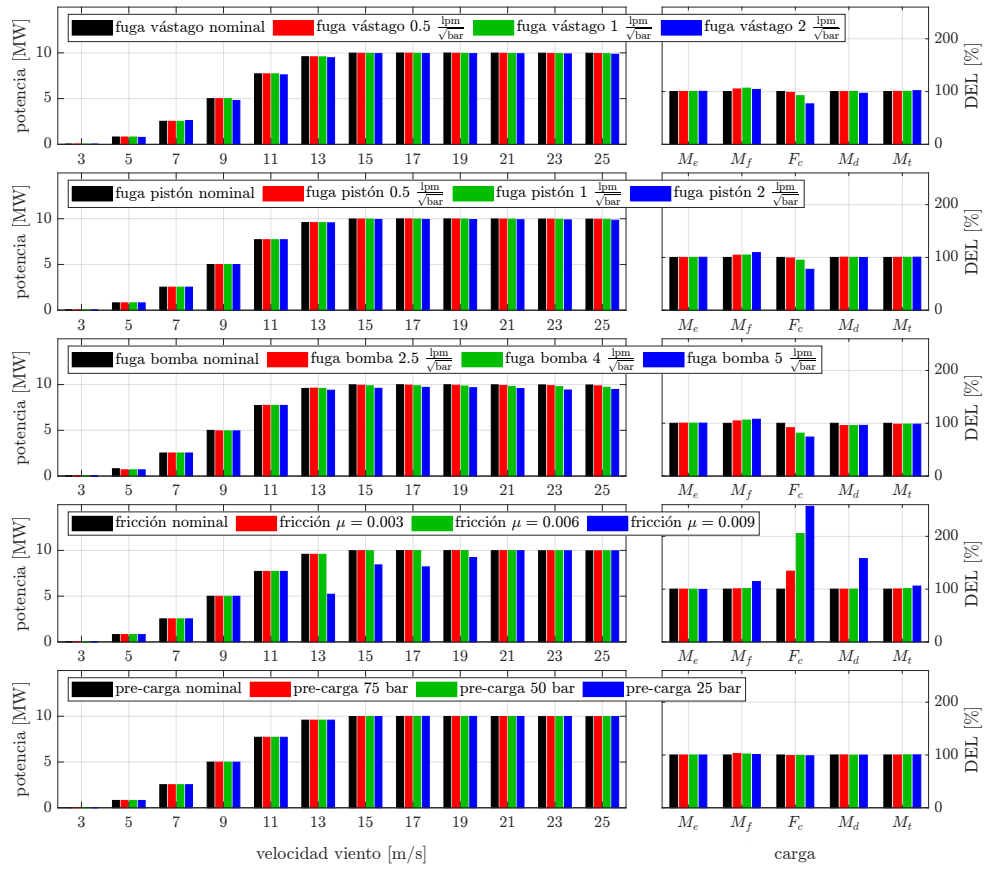


Figura 19: Potencia media y cargas con fallos en severidad variable y la combinación $\tau_o 90\beta_n 7$.

En los resultados obtenidos en las simulaciones sin presencia de fallos se vuelve a observar la acumulación de los efectos beneficiosos en cargas (Figura 17). Con $\tau_o 60\beta_n 10$ la reducción en cargas es muy importante, pero la pérdida de producción también, llegando al 9,5 % de reducción. Con la combinación $\tau_o 90\beta_n 7$ la reducción en cargas sigue siendo significativa, aunque un poco menos acusada. Sin embargo, se consigue minimizar la pérdida de producción a tan solo un 5,2 %.

Que la combinación $\tau_o 60\beta_n 10$ amplifique los efectos que se consiguen con ambos parámetros por separado lleva a mejoras ahí donde todavía se daban paradas (como es el caso del exceso de fricción), pero en fallos donde ya no se observaban paradas o en escenarios sin fallo, la combinación da lugar a un control muy conservador que baja mucho las cargas, a costa de una penalización importante en la energía producida. Además, en el caso del fallo por exceso de fricción, el hecho de trabajar sin paradas a vientos medios conlleva un aumento exagerado en la carga que tiene que soportar el cilindro.

Por lo tanto, y en base a los resultados, se considera más equilibrada la combinación $\tau_o 90\beta_n 7$, con lo que en la siguiente sección se van a presentar los resultados completos asociados a la misma.

5. Resultados completos con una combinación equilibrada de parámetros τ_o y β_n

Las Figuras 18 y 19 muestran los resultados obtenidos habiendo considerado todos los fallos en cada uno de los niveles de severidad de la Tabla 1, con la combinación de parámetros $\tau_o 90\beta_n 7$ y con el algoritmo tolerante a fallos descrito en 2.2 activado.

Como era de esperar, la modificación de los parámetros no tiene efectos negativos en términos de paradas en los fallos asociados a fugas en el pistón y en bombas y a la pérdida de pre-carga. De un simple vistazo, en la Figura 18 se comprueba que con la integración del algoritmo tolerante a fallo junto con la modificación adecuada de τ_o y β_n se consigue evitar toda alarma de emergencia a excepción de las que ocurren a vientos medios por error de seguimiento ante un valor muy alto en la fricción del rodamiento.

En cuanto al análisis de la energía producida y las cargas, en la gráfica superior de la Figura 19 se observa que, en niveles intermedios de fuga en el vástago (barras rojas y verdes), la potencia producida no se disminuye y se da un ligero aumento en la carga M_f y un descenso en F_c . Ante el valor máximo de fuga, la reducción de la energía solo es del 1,2 %, el empeoramiento de M_f es del 4 % mientras que la mejora de F_c asciende hasta el 23,3 % en comparación con las simulaciones de pitch sin fallo (barras negras). Esto se debe a que ante la aparición de fugas el algoritmo reacciona limitando la tasa de pitch lo que entorpece la acción del IPC haciendo que la carga en la pala aumente. Por otro lado, la limitación de la tasa junto con la pérdida de potencia hidráulica por la fuga hace que la actividad en el cilindro se suavice, disminuyendo así la carga.

En el caso referido a la fuga en el pistón, la producción eléctrica apenas se reduce en 0,2 % con el valor más severo. Como en el caso del vástago, también se evidencia un empeoramiento en M_f pero una importante mejora en F_c , por los mismos motivos previamente explicados. El caso referido a la fuga

en bombas es cualitativamente muy similar, aunque al tratarse, en su valor máximo, de un caudal equivalente más alto su impacto es más notorio a vientos altos, de forma que la generación de potencia se reduce hasta un 2 %.

Como se profundizó en la sección anterior, ante una fricción muy alta siguen produciéndose unas pocas paradas por alarma de seguimiento, lo que conlleva a una pérdida de potencia del 11,8 % y un incremento del 57,8 % en M_d . Además, F_c también sube mucho (256,8 %) por la fuerza extra necesaria para contrarrestar la resistencia debida a la fricción. Lo que aparentemente no son buenos resultados, mejoran con creces los obtenidos con los parámetros de control nominales.

Por último, la combinación entre el algoritmo tolerante a fallos y los parámetros de control proveen al sistema de una resiliencia máxima ante la pérdida de pre-carga en los acumuladores. Incluso con el valor más bajo la producción se mantiene igual y las cargas tampoco suben, es más, F_c baja un 1.6 %.

6. Conclusiones

A lo largo de este artículo se ha corroborado la relación directa entre algunas de las combinaciones de los parámetros τ_o y β_n (más o menos lejanos con respecto a su valor nominal) y la reducción del número de paradas y la mejora en cargas, a costa de una pérdida de energía producida en ausencia de fallos.

En este estudio se han presentado dos conjuntos de parámetros ($\tau_o 60\beta_n 10$ y $\tau_o 90\beta_n 7$) que avalan la afirmación anterior. Con el segundo de los conjuntos se consiguen unos resultados más equilibrados de manera que se consiguen evitar todas las paradas provocadas por las fugas (en el pistón, en el vástago y en las bombas) y la pérdida de la presión de pre-carga en los acumuladores. Esto conlleva reducciones importantes en la mayoría de las cargas consideradas con mejoras máximas que superan el 20 % en M_f , M_d y M_t en comparación a los resultados obtenidos con los valores nominales. La reducción de las paradas también redundo en un aumento de la producción eléctrica, llegando hasta el 63,8 % de mejora en el caso del exceso de fricción.

En contraprestación, el alejamiento del valor óptimo de cada parámetro acarrea una reducción en la potencia generada ante condiciones nominales, sin fallos en el sistema. En cualquier caso, es posible dar con un par de valores que minimicen esa pérdida. Como ejemplo, la combinación $\tau_o 90\beta_n 7$ presentada en este artículo limita esa pérdida a solo el 5,2 %.

La ambición de este artículo se limita a validar las hipótesis planteadas para el aerogenerador de referencia DTU 10 MW. Se puede considerar que la metodología para estimar el impacto de las paradas de emergencia en términos de energía generada y su efecto sobre las cargas es lo suficientemente general como para seguir siendo válida en aerogeneradores de diferentes características. Sin embargo, los algoritmos y métodos tolerantes a fallos son específicos para sistemas de pitch hidráulicos y deberían adaptarse, por ejemplo, a sistemas eléctricos. En cualquier caso, esta hipótesis debería validarse mediante nuevos estudios con aerogeneradores diferentes al considerado en este trabajo.

Sobre las bases del trabajo aquí presentado, una línea de continuación clara sería el estudio de optimización de cara a determinar la mejor combinación de los parámetros que garantice

el equilibrio óptimo entre los beneficios obtenidos en presencia de fallos frente a la pérdida de potencia que se da con el sistema sano.

Otra posible vía sería eliminar la pérdida de energía producida por medio de la integración de algoritmos o sistemas que monitoricen la condición del sistema pitch (*Condition Monitoring Systems* o *CMS*) de forma que el sistema operase con los valores óptimos hasta que el CMS detectase algún tipo de fallo cambiando solo entonces el valor de los parámetros.

Por último, también sería de interés completar el estudio analizando el impacto de la ocurrencia simultánea de diferentes fallos para observar cómo de efectiva sigue siendo la estrategia de tolerancia a fallos propuesta.

Agradecimientos

Los autores expresan su gratitud por el apoyo brindado por el Gobierno Vasco a través del programa HAZITEK, en el marco de los proyectos ZL-2022/00842 (SWIT5.0), ZL-2024/00020 (ODISEA), ZL-2024/00147 (EPPICWIT) y ZE-2024/00017 (SCALE-UP).

Referencias

- Assmussen, M. F., Pedersen, H. C., Lilleengen, L., Larsen, A., Farsakoglou, T., 2019. Investigating fault detection and diagnosis in a hydraulic pitch system using a state augmented ekf-approach. In: ASME/BATH 2019 Symposium on Fluid Power and Motion Control. Fluid Power Systems Technology. pp. 1–10.
URL: <https://doi.org/10.1115/FPMC2019-1667>
DOI: 10.1115/FPMC2019-1667
- Carroll, J., McDonald, A., McMillan, D., 2016. Failure rate, repair time and unscheduled o&m cost analysis of offshore wind turbines. Wind Energy 19 (6), 1107–1119.
URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.1887>
DOI: <https://doi.org/10.1002/we.1887>
- Cho, S., Bachynski, E. E., Nejad, A. R., Gao, Z., Moan, T., 2020. Numerical modeling of the hydraulic blade pitch actuator in a spar-type floating wind turbine considering fault conditions and their effects on global dynamic responses. Wind Energy 23 (2), 370–390.
URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.2438>
DOI: <https://doi.org/10.1002/we.2438>
- Cho, S., Gao, Z., Moan, T., 2018. Model-based fault detection, fault isolation and fault-tolerant control of a blade pitch system in floating wind turbines. Renewable Energy 120, 306–321.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117313149>
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.102>
- Dao, C., Kazemtabrizi, B., Crabtree, C., 2019. Wind turbine reliability data review and impacts on levelised cost of energy. Wind Energy 22 (12), 1848–1871.
URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.2404>
DOI: <https://doi.org/10.1002/we.2404>
- Dao, C. D., Kazemtabrizi, B., Crabtree, C. J., Tavner, P. J., 2021. Integrated condition-based maintenance modelling and optimisation for offshore wind turbines. Wind Energy 24 (11), 1180–1198.
URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.2625>
DOI: <https://doi.org/10.1002/we.2625>
- DTU, 2018. https://rwt.windenergy.dtu.dk/dtu10mw/dtu-10mw-rwt/-/tree/master/aeroelastic_models/fast/DTU10MWRWT_FAST_v1.00
- Elorza, I., Arrizabalaga, I., Zubizarreta, A., Martín-Aguilar, H., Pujana-Arrese, A., Calleja, C., 2022. A sensor data processing algorithm for wind turbine hydraulic pitch system diagnosis. Energies 15 (1).
URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/1/33>
DOI: 10.3390/en15010033
- Elorza, I., Calleja, C., Pujana-Arrese, A., 2019. On wind turbine power delta control. Energies 12 (12).
URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/12/2344>
DOI: 10.3390/en12122344
- Ghoshal, A., Sundaresan, M. J., Schulz, M. J., Frank Pai, P., 2000. Structural health monitoring techniques for wind turbine blades. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 85 (3), 309–324.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610599001324>
DOI: [https://doi.org/10.1016/S0167-6105\(99\)00132-4](https://doi.org/10.1016/S0167-6105(99)00132-4)
- Guo, P., Infield, D., Yang, X., 2012. Wind turbine generator condition-monitoring using temperature trend analysis. IEEE Transactions on Sustainable Energy 3 (1), 124–133.
DOI: 10.1109/TSTE.2011.2163430
- Habibi, H., Rahimi Nohooji, H., Howard, I., 2018. Adaptive pid control of wind turbines for power regulation with unknown control direction and actuator faults. IEEE Access 6, 37464–37479.
DOI: 10.1109/ACCESS.2018.2853090
- Hayman, G., Buhl, M., 2012. Mlife user's guide for version 1.00. Tech. Rep. TP-XXXXX, NREL, 15013 Denver West Parkway, Golden, CO 80401.
- IEC, 2007. Wind turbines – part 1: Design requirements. IEC 61400-1, International Electrotechnical Commission, 3 rue de Varembe, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland.
- Kerres, B., Fischer, K., Madlener, R., 2015. Economic evaluation of maintenance strategies for wind turbines: a stochastic analysis. IET Renewable Power Generation 9 (7), 766–774.
URL: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-rpg.2014.0260>
DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2014.0260>
- Lebranchu, A., Charbonnier, S., Bérenguer, C., Prévost, F., 2019. A combined mono- and multi-turbine approach for fault indicator synthesis and wind turbine monitoring using scada data. ISA Transactions 87, 272–281.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S001905781830483X>
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.isatra.2018.11.041>
- Liniger, J., N. Soltani, M., Pedersen, H., Sepehri, N., jun 2018. Feasibility study of a simulation driven approach for estimating reliability of wind turbine fluid power pitch systems. In: Haugen, S., Barros, A., van Gulijk, C., Kongs-vik, T., Vinnem, J. (Eds.), Safety and Reliability – Safe Societies in a Changing World, 1st Edition. CRC Press/Balkema, pp. 2037–2044, european Safety and Reliability Conference 2018 : ESREL 2018, ESREL ; Conference date: 17-06-2018 Through 21-06-2018.
- Liu, W., Tang, B., Jiang, Y., 2010. Status and problems of wind turbine structural health monitoring techniques in china. Renewable Energy 35 (7), 1414–1418, special Section: IST National Conference 2009.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148110000108>
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.01.006>
- Liu, Y., Ferrari, R., van Wingerden, J.-W., 2022. Load reduction for wind turbines: an output-constrained, subspace predictive repetitive control approach. Wind Energy Science 7 (2), 523–537.
URL: <https://wes.copernicus.org/articles/7/523/2022/>
DOI: 10.5194/wes-7-523-2022
- Liu, Y., Patton, R. J., Lan, J., 2018. Fault-tolerant individual pitch control using adaptive sliding mode observer. IFAC-PapersOnLine 51 (24), 1127–1132, 10th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety for Technical Processes SAFEPROCESS 2018.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896318324431>
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.09.723>
- Lloyd, G., 2010. Guideline for the certification of wind turbines.
- Lu, B., Li, Y., Wu, X., Yang, Z., 2009. A review of recent advances in wind turbine condition monitoring and fault diagnosis. IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, 1–7.
DOI: 10.1109/PEMWA.2009.5208325
- Luo, N., Vidal, Y., Acho, L., 2014. Wind turbine control and monitoring. Springer.
- Manolas, D. I., Spyropoulos, N. A., Serafeim, G. P., Riziotis, V. A., Chaviaropoulos, P. K., Voutsinas, S. G., jun 2018. Inflow-based flap control on a 10mw-scale wind turbine using a spinner anemometer. Journal of Physics: Conference Series 1037 (3), 032045.
URL: <https://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/1037/3/032045>

- DOI: 10.1088/1742-6596/1037/3/032045
- Muñoz-Palomeque, E., Sierra-García, J. E., Santos, M., mar. 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.
URL: <https://polipapers.upv.es/index.php/RIAI/article/view/21097>
DOI: 10.4995/riai.2024.21097
- NREL, 2022. <https://github.com/OpenFAST/openfast/releases/tag/v3.2.1>.
- Oliveira, G., Magalhães, F., Álvaro Cunha, Caetano, E., 2018. Continuous dynamic monitoring of an onshore wind turbine. *Engineering Structures* 164, 22–39.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0141029617313949>
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engstruct.2018.02.030>
- Petrović, V., Jelavić, M., Baotić, M., 2021. Mpc framework for constrained wind turbine individual pitch control. *Wind Energy* 24 (1), 54–68.
URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.2558>
DOI: <https://doi.org/10.1002/we.2558>
- Pujana-Arrese, A., Elorza, I., Trojaola, I., Arrizabalaga, I., Irigoyen, E., 2024. On the effects of pitch system faults on a wind turbine. *Results in Engineering* 22, 102230.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123024004857>
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.102230>
- Pujana-Arrese, A., Elorza, I., Trojaola, I., Arrizabalaga, I., Irigoyen, E., 2025. Wind turbine control adaptation to pitch system faults. *Results in Engineering* 27, 105671.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590123025017426>
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.105671>
- Pujol-Vazquez, G., Acho, L., Gibergans-Báguena, J., 2020. Fault detection algorithm for wind turbines' pitch actuator systems. *Energies* 13 (11).
URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/11/2861>
DOI: 10.3390/en13112861
- Rumsey, M. A., Paquette, J. A., 2008. Structural health monitoring of wind turbine blades. In: Ecker, W., Peters, K. J., Meyendorf, N. G. (Eds.), *Smart Sensor Phenomena, Technology, Networks, and Systems* 2008. Vol. 6933. International Society for Optics and Photonics, SPIE, pp. 104 – 118.
URL: <https://doi.org/10.1117/12.778324>
DOI: 10.1117/12.778324
- Schouten, T. N., Dekker, R., Hekimoğlu, M., Eruguz, A. S., 2022. Maintenance optimization for a single wind turbine component under time-varying costs. *European Journal of Operational Research* 300 (3), 979–991.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221721007633>
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2021.09.004>
- Sierra-Garcia, J., Santos Peñas, M., 07 2022. Deep learning and fuzzy logic to implement a hybrid wind turbine pitch control. *Neural Computing and Applications* 34, 1–15.
DOI: 10.1007/s00521-021-06323-w
- Stetco, A., Dinmohammadi, F., Zhao, X., Robu, V., Flynn, D., Barnes, M., Keane, J., Nenadic, G., 2019. Machine learning methods for wind turbine condition monitoring: A review. *Renewable Energy* 133, 620–635.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811831231X>
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.047>
- Su, C., Yang, Y., Wang, X., Hu, Z., oct 2016. Failures analysis of wind turbines: Case study of a chinese wind farm. In: *Prognostics and System Health Management Conference (PHM-Chengdu)*. pp. 1–6.
DOI: 10.1109/PHM.2016.7819826
- Tchakoua, P., Wamkeue, R., Ouhrouche, M., Slaoui-Hasnaoui, F., Tameghe, T. A., Ekemb, G., 2014. Wind turbine condition monitoring: State-of-the-art review, new trends, and future challenges. *Energies* 7 (4), 2595–2630.
URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/7/4/2595>
DOI: 10.3390/en7042595
- Tutivén Gálvez, C., Seguí, Y., Acho, L., Rodellar, J., 03 2015. A fault detection method for pitch actuators faults in wind turbines. In: *ICREPC'15*. pp. 1–6.
- Vásquez, S., Kinnaert, M., Pintelon, R., 2019. Active fault diagnosis on a hydraulic pitch system based on frequency-domain identification. *IEEE Transactions on Control Systems Technology* 27 (2), 663–678.
DOI: 10.1109/TCST.2017.2772890
- Wang, Y., Zhu, C., Li, Y., Tan, J., 2021. Maximizing the total power generation of faulty wind turbines via reduced power operation. *Energy for Sustainable Development* 65, 36–44.
URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082621001125>
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.09.006>
- Yang, L., Gaoyang, L., Zhang, Z., Xiaobing, M., Zhao, Y., 04 2020. Operations & maintenance optimization of wind turbines integrating wind and aging information. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 1–10.
DOI: 10.1109/TSTE.2020.2986586
- Zheng, R., Zhou, Y., Zhang, Y., 2020. Optimal preventive maintenance for wind turbines considering the effects of wind speed. *Wind Energy* 23 (11), 1987–2003.
URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.2541>
DOI: <https://doi.org/10.1002/we.2541>