

Mechanical Stability Analysis of a DFIG Floating Offshore Wind Turbine using an Oriented-Control Model

A. F. Ospina-Álvarez, and M. Santos

Abstract—This article develops an oriented-control simulation model of a doubly fed inductor generator (DFIG) floating offshore wind turbine (FOWT). The main goal of this model is to allow it to analyze the influence of the wind turbine control on the mechanical stability of the floating turbine, studying how the control action affects the vibrations of the tower. A mathematical optimization control and fixed pitch angle have been implemented. The model has been simulation tested, obtaining results close to the nominal power generation and acceptable oscillation values for the operating conditions. Despite the non-linear dynamics of the system, the model allows it the simulation of different capacity power generation systems, specifically floating offshore wind turbines, and the study of the vibrations of the floating structure.

Index Terms—Barge-type floating offshore wind turbine, control-oriented model, double-fed induction generator, mathematical optimization, mechanical stability.

I. INTRODUCCIÓN

Las turbinas eólicas se han posicionado como una de las principales fuentes renovables de generación de energía eléctrica, principalmente en Europa [1]. La energía eólica lleva funcionando varias décadas, por lo que es una tecnología madura, de probada eficiencia. Sin embargo, la instalación de turbinas eólicas en tierra se enfrenta a una serie de dificultades que limitan su expansión: falta de espacio adecuado, impacto acústico y visual, tamaño reducido del rotor, etc. De ahí que la energía eólica marina (offshore), y en concreto las turbinas flotantes (Floating Offshore Wind Turbine, FOWT), situadas en alta mar, estén ganando protagonismo en la actualidad. Estas pueden ser de mayor tamaño, con mayor factor de capacidad. Además permiten aprovechar mejor el viento, más fuerte y estable en alta mar, y evitan la contaminación visual y el ruido [2].

Pero estos sistemas, de más reciente creación, son complejos y apenas se cuenta con unos pocos prototipos para su estudio. Por ello, es muy necesario desarrollar modelos matemáticos para la simulación de turbinas eólicas flotantes. En la literatura

se encuentran algunos trabajos sobre el modelado analítico de estas turbinas [2] [3] [4] [5], o de algunos de sus componentes [6] [7] [8], o del recurso eólico [9], aunque la mayoría de ellos utilizan software especializado con un modelo no lineal ya implementado. Sin embargo, apenas se han desarrollado modelos orientados al control que permitan analizar no sólo el funcionamiento del aerogenerador sino también la dinámica de la turbina flotante, lo que se considera importante para reducir costes de mantenimiento [10] [11].

Esto es especialmente importante en las turbinas flotantes que son de gran tamaño, donde el control del ángulo de las palas puede tener una fuerte influencia en la estabilidad mecánica del sistema al amplificar la fuerza de empuje sobre la góndola [12] [13] [14] [15]. Por ello en este trabajo, para contribuir al desarrollo de nuevos sistemas de control para las turbinas flotantes, se describe el modelado de una FOWT de 1.5 MW de potencia nominal, soportada en una estructura tipo barcaza, acoplada a un generador de inducción de doble de alimentación (DFIG). El enfoque de modelación matemática utilizado en este artículo puede ser adaptado a diferentes tipos de turbinas de diferentes capacidades.

Las principales contribuciones de este artículo son las siguientes. Se ha desarrollado una herramienta de simulación versátil que permite evaluar la estabilidad mecánica y la optimización en la operación de la turbina basándose en el modelo analítico de la misma. Al modelo de esta turbina eólica offshore se aplica un control de potencia por optimización matemática, y se estudia el efecto que tiene la maximización de la potencia eléctrica producida sobre la estabilidad mecánica del sistema flotante. Este control se desarrolla basándose en la estrategia de seguimiento de máxima potencia (MPPT) [16]. Como resultado, se ha analizado cómo afecta el control a las vibraciones de la torre, y por lo tanto, a la fatiga de la estructura, lo que repercute en disminuir costes de mantenimiento [17]. No se han considerado otros tipos de control, como el de orientación de la góndola o la conexión del sistema a la red eléctrica.

La estructura del artículo es la siguiente. En la sección II se desarrolla el modelo del viento y de la turbina eólica. La sección III está dedicada al control por optimización matemática del ángulo de pala. En la sección IV se analizan y discuten los resultados. El artículo termina con las conclusiones y trabajos futuros.

F.A. Ospina-Alvarez is with the Faculty of Physics, University Complutense of Madrid, 28040-Madrid, Spain, (e-mail: afoa.0207@gmail.com).

M. Santos is with the Institute of Knowledge Technology, University Complutense of Madrid, 28040-Madrid, Spain (email: msantos@ucm.es).

II. MODELO DEL VIENTO Y DE LA TURBINA EÓLICA FLOTANTE

El modelo de la FOWT está formado por subsistemas acoplados entre sí. Los modelos que integran el sistema total son: el viento, el modelo dinámico de la turbina, el generador de alimentación de doble inducción, y el modelo dinámico de la torre, una simplificación del presentado en [18].

A. Modelo de Velocidad de Viento

Para el modelo del viento se utilizó la técnica de las dos componentes: la velocidad media del viento para una locación determinada, y el ruido por efecto de turbulencias [19]. La velocidad del viento se calcula con la ecuación.

$$V(t) = V_m(t) + V_t(t) \quad (1)$$

Donde $V_m(t)$ (m/s) es la velocidad media y $V_t(t)$ (m/s) es la componente turbulenta de la velocidad de viento.

$$V_m(t) = V_0 + \sum_{i=1}^m A_i \cos(\omega_i t + \phi) \quad (2)$$

La velocidad promedio del viento es V_0 , y ϕ es una variable aleatoria entre $[0, 2\pi]$ rad. La frecuencia angular ω_i (rad/s) varía con el tiempo. Para tomar un amplio rango de condiciones se sigue el procedimiento de Nichita [20], variando la frecuencia f_i en un rango de $[0.001-900]$ Hz, con $i = [1, 2, \dots, 9]$ y $k = [-3, -2, \dots, 2]$.

$$\omega_i = 2\pi f_i; \quad f_i = i10^k \quad (3)$$

La amplitud A_i viene dada por la expresión (4), donde S_v es la densidad espectral de Von Karman [20].

$$A_i = \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{1}{2} (S_v(\omega_i) + S_v(\omega_{i+1})) * (\omega_{i+1} - \omega_i)} \quad (4)$$

$$S_v = \frac{0.475\sigma^2 L}{V_0} \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{\omega_i L}{V_0}\right)^2\right)^{\frac{5}{6}}} \quad (5)$$

Siendo σ (m/s) la intensidad y L (m) la longitud de la turbulencia. Con la distribución de Von Karman, la función de transferencia de la componente turbulenta es:

$$H_F(j\omega) = \frac{K_F}{(1+j\omega T_F)^{\frac{5}{6}}} \quad (6)$$

Donde K_F es la constante estática, dada por (7), con B la función Beta y T_F , T_s las constantes de tiempo del filtro, que se calculan como la relación que existe entre la longitud de la turbulencia L y la velocidad promedio del viento V_0 .

$$K_F = \sqrt{\frac{2\pi}{B\left(\frac{1}{2}, \frac{1}{3}\right)} \frac{T_F}{T_s}} \quad T_F = \frac{L}{V_m(t)} [s] \quad (7)$$

La componente turbulenta de la velocidad de viento es:

$$V_t(t) = \hat{\sigma}_v \omega_c(t) \quad (8)$$

Donde $\omega_c(t)$ es el ruido coloreado que se obtiene como respuesta de la función de transferencia (6), y $\hat{\sigma}_v$ es la desviación estándar, que se puede calcular como el producto de V_0 por el parámetro experimental $k_{\sigma,v}$.

Para tener resultados más realistas se siguió el tratamiento de la velocidad de viento propuesto en [21], que consiste en diseñar dos filtros, uno para promediar la velocidad de viento en el plano del rotor y otro para emular la respuesta tardía que tienen las palas a los cambios bruscos de velocidades.

El filtro que promedia la velocidad de viento en el plano del rotor, con la siguiente función de transferencia.

$$\frac{v_{fil}}{v} = \frac{\sqrt{2} + ks}{(\sqrt{2} + \sqrt{a}ks)\left(1 + \frac{k}{\sqrt{a}s}\right)} \quad (9)$$

Con $k = \phi_a R/V_0$, donde ϕ_a es el factor de decaimiento, R es el radio de la turbina (m), a es un parámetro empírico, y v_{fil} (m/s) es la velocidad de viento filtrada.

El filtro que simula el retardo de respuesta de las palas se representa por la función de transferencia (10), Donde a_i es un parámetro empírico y τ_1 es la constante de tiempo del filtro.

$$\frac{v_{efectivo}}{v_{fil}} = \frac{a_i s + \frac{1}{\tau_1}}{s + \frac{1}{\tau_1}} \quad (10)$$

En la Tabla I se resumen los parámetros que se han utilizado para la simulación de este modelo del viento [22].

Variable	Magnitud
Tiempo de simulación [s]	1800
Velocidad promedio viento [m/s]	11
τ_1 [s]	9
Factor de decaimiento ϕ_a	1.3
a [s ⁻¹]	0.55
a_i	1.17
Longitud de la turbulencia, L [m]	75.3
Paso de la frecuencia angular [rad/s]	0.5
$k_{\sigma,v}$	0.15
T_s [s]	1
Intensidad turbulencia σ [m/s]	1.3

B. Modelo Aerodinámico del Rotor

Los modelos más habituales para turbinas eólicas son los de una masa, dos masas y seis masas [23]. Dependiendo del objetivo de la simulación los modelos de seis masas pueden ser redundantes, con un aumento considerable del costo computacional; los modelos de una masa suelen ser muy simples y se utilizan preferentemente en turbinas de baja potencia. Por esta razón para este trabajo se decidió adoptar el modelo de dos masas descrito en [24] (Fig. 1).

Para obtener el modelo de dos masas de la turbina eólica se aplica la segunda ley de Newton para el movimiento rotativo en los ejes de alta y de baja velocidad. Para el eje del rotor se obtiene la siguiente ecuación.

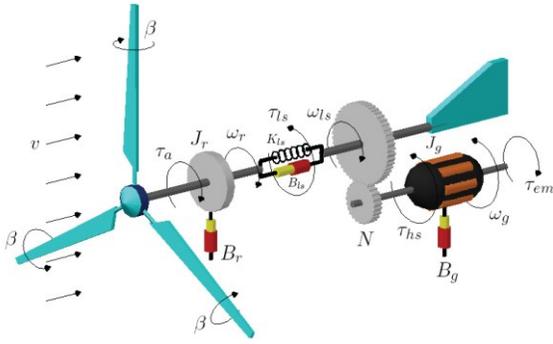


Fig. 1. Modelo de dos masas de una turbina eólica [24].

$$J_r \dot{\omega}_r = T_a - B_r \omega_r - T_{ls} \quad (11)$$

Donde J_r (kg.m²) es el momento de inercia del rotor; T_a (N.m) es el torque aerodinámico de la turbina; B_r (N.m/s.rad) es el coeficiente de fricción en el rotor; T_{ls} (N.m) es el torque de baja velocidad. Para el eje del generador se sigue un procedimiento similar, obteniendo:

$$J_g \dot{\omega}_g = T_{hs} - B_g \omega_g - T_{em} \quad (12)$$

Donde J_g (kg.m²) es el momento de inercia del generador, T_{em} (N.m) es el torque electromecánico, B_g (N.m/s.rad) es el coeficiente de fricción en el generador, y T_{hs} (N.m) es el torque de alta velocidad.

Asumiendo que ambos ejes de velocidad son rígidos, la relación entre la velocidad de giro del rotor y la del generador en función de la relación de transmisión de la caja de velocidades N que se ubica en la góndola de la turbina es:

$$N = \frac{\omega_g}{\omega_r} = \frac{T_{ls}}{T_{hs}} \quad (13)$$

Tras algunas operaciones algebraicas, se puede simplificar el modelo del rotor y el generador como sigue:

$$J_t \dot{\omega}_r = T_a - B_t \omega_r - N T_{em} \quad (14)$$

Donde:

$$J_t = J_r + N^2 J_g; \quad y \quad B_t = B_r + N^2 B_g \quad (15)$$

El torque aerodinámico que produce la fuerza del viento sobre el eje de giro del rotor se calcula como,

$$T_a = \frac{1}{2} C_p \rho \pi R^3 V(t)^2 \quad (16)$$

Donde C_p es el coeficiente de potencia de la turbina, que depende del ángulo de pala β y de la relación de velocidad de punta (*tip speed ratio*, TSR) λ ; ρ es la densidad del aire y R es el radio del rotor, siendo TSR:

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{V(t)} \quad (17)$$

Existen diversas ecuaciones empíricas para determinar el C_p de cada aerogenerador, dependiendo de las características propias de la turbina. En este estudio se utiliza el coeficiente de potencia (18) que para DFIG da buenos resultados [25].

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0.0068\lambda \quad (18)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (19)$$

En la Tabla II se muestran los valores de los parámetros del modelo aerodinámico del rotor usados para la simulación.

TABLA II
PARÁMETROS DEL MODELO AERODINÁMICO DEL ROTOR

Variable	Magnitud
Radio de la pala R [m]	35
Altura de la torre L_H [m]	83.5
Momento de inercia total J_t [kg-m ²]	4.4535E5
Potencia nominal [MW]	1.5
Relación de transmisión N	83.531
Densidad del aire ρ [kg/m ³]	1.25
Coficiente de fricción total B_t [N-m/s-rad]	2836.49
Velocidad de giro nominal ω_r [rad/s]	2.14

C. Modelo del Generador de Inducción de Doble Alimentación

La característica principal de los generadores de inducción de doble alimentación (Double-Fed Induction Generator, DFIG), es que se alimentan tanto en el estator como en el rotor [26]. El estator está conectado a la red y el rotor al convertidor de potencia de frecuencia variable. Aunque en este trabajo se han usado DFIG por motivos que se señalan en la siguiente sección, se podrían usar generadores de imanes permanentes (PSMG).

Tanto los generadores de imanes permanentes como los DFIG pueden modelarse con el modelo $d-q$, que es una transformación del marco de referencia de abc al marco de referencia directo (d) y de cuadratura (q). Esta transformación simplifica el modelo trifásico abc . Para pasar del modelo trifásico abc al $d-q$ se utiliza la transformada de Park [27] para obtener el voltaje v_s de la línea eléctrica en base a la frecuencia angular de sincronismo de la red ω (rad/s) a partir del voltaje v (V).

El modelo del DFIG simplificado se resume en las ecuaciones diferenciales presentadas a continuación [26].

$$\frac{d}{dt} I_d = -\frac{L_s R_r}{L_e} I_d + (\omega - p\omega_g) I_q + \frac{L_s}{L_e} v_d \quad (20)$$

$$\frac{d}{dt} I_q = -\frac{L_s R_r}{L_e} I_q - (\omega - p\omega_g) \left(I_d + \frac{L_m v_s}{L_e \omega} \right) + \frac{L_s}{L_e} v_q$$

Donde $I_{d,q}$ (A) son las corrientes de los ejes $d-q$, L_s (H) y L_r (H) son la inductancia del estator y del rotor, respectivamente, L_m (H) es la inductancia entre los ejes $d-q$, y p es el número de par de polos en el generador.

Finalmente, a partir de la corriente I_q (A) se puede calcular el torque electromecánico del generador.

$$T_{em} = -\frac{3}{2} \frac{p v_s L_m}{\omega L_s} I_q \quad (21)$$

La potencia eléctrica obtenida de la FOWT es:

$$P_g = T_{em} \omega_g \quad (22)$$

TABLA III

PARÁMETROS PARA LA SIMULACIÓN DEL MODELO DEL GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO

Variable	Magnitud
Inductancia L_m [mH]	1.526
Inductancia L_s [mH]	1.61598
Inductancia L_r [mH]	1.608088
Resistencia R_r [mΩ]	0.99187
Resistencia R_s [mΩ]	0.14
Polos p	2
Voltaje V_s [V]	$460\sqrt{2/3}$
Frecuencia de sincronismo ω_s [rad/s]	120π

D. Modelo Dinámico de la Torre y la Barcaza

El modelo matemático de la torre y la barcaza de una FOWT debe incluir la interacción entre la dinámica de la torre, la plataforma y las líneas de amarre que la sujetan al lecho marino. Bajo la hipótesis de mar en calma, se pueden simplificar en una ecuación diferencial de segundo orden [27].

$$(I_t + I_b)\ddot{\xi}(t) + (B_t + B_b)\dot{\xi}(t) + (C_t + C_b)\xi(t) = L_H \cdot F_N(t) \quad (23)$$

Donde $\xi(t)$ es el ángulo de oscilación de la torre. El subíndice t indica torre y b barcaza, con I_t, I_b momentos de inercia; B_t, B_b coeficientes de amortiguación; C_t, C_b coeficientes de restauración; L_H es la altura de la turbina y $P_n(t)$ es la fuerza de empuje sobre la góndola.

La fuerza de empuje sobre la góndola es la suma de la fuerza de sustentación y arrastre que actúan sobre el rotor al pasar el viento por las palas, que se calcula como [28].

$$F_N = F_L \cos \varphi + F_D \sin \varphi \quad (24)$$

Donde φ es la suma del ángulo de la pala y el ángulo de ataque del viento y F_L, F_D son la fuerza de sustentación y arrastre, respectivamente

$$F_L = \frac{1}{2} C_L \rho A v_{rel}^2; \quad F_D = \frac{1}{2} C_D \rho A v_{rel}^2 \quad (25)$$

Los parámetros C_L, C_D son los coeficientes de sustentación y arrastre de la pala, usando los de la turbina DU97-W-250 [29]; A es el área transversal del rotor y v_{rel} es la velocidad relativa del viento en las palas del aerogenerador.

TABLA IV

PARÁMETROS DEL MODELO DINÁMICO DE LA TORRE Y LA BARCAZA

Variable	Magnitud
Momento de inercia I_t [kg-m ²]	1.776E9
Momento de inercia I_b [kg-m ²]	3.3428E9
Coefficiente de amortiguación B_t [kg-m ² s ⁻¹]	5.123E7
Coefficiente de amortiguación B_b [kg-m ² s ⁻¹]	2.869E7
Coefficiente restauración C_t [kg-m ² s ⁻²]	1.888E9
Coefficiente de restauración C_b [kg-m ² s ⁻²]	1.2519E9

Los coeficientes para la simulación de la dinámica de la torre y la barcaza se muestran en la Tabla IV.

III. CONTROL DEL ÁNGULO DE PALA POR OPTIMIZACIÓN MATEMÁTICA

En la actualidad, la mayoría de los aerogeneradores de tamaño medio o grande tienen mecanismos para el control del ángulo de pala (*pitch*) con el objetivo maximizar la potencia eléctrica generada según la velocidad del viento.

El control de seguimiento del punto de máxima potencia o MPPT (Maximum Power Point Tracking) es un sistema de control que tiene como objetivo hacer funcionar a un generador en su punto de funcionamiento óptimo [16]. Para el caso de las turbinas eólicas, ese punto óptimo de funcionamiento se refiere a la velocidad óptima de giro que debe tener la turbina para obtener la mayor cantidad de energía posible ante una determinada velocidad de viento. En resumen, el control MPPT se encarga de hacer que la turbina trabaje en todo momento con el TSR (λ) que proporciona el mayor valor C_p .

En la Fig. 2 se puede observar gráficamente la curva potencia-velocidad del aerogenerador. Cada curva representa la potencia generada con una velocidad del viento diferente, v (m/s), generando un punto de máxima potencia. Para cada velocidad de viento se puede alcanzar un punto óptimo de trabajo modificando la velocidad del rotor, w (rad/s).

Es decir, dada una velocidad de viento y la velocidad que se necesita en el rotor, el algoritmo de control debe calcular el ángulo de las palas que deja pasar más o menos viento para conseguir esa velocidad angular del rotor deseada, la que produce la máxima potencia.

La velocidad del viento y la velocidad del rotor se relacionan en la variable de la turbina λ , tip-speed-ratio. Usando λ como entrada se puede calcular el ángulo de inclinación de las palas que permite obtener el máximo C_p .

Es decir, el algoritmo de control identifica la condición de operación del sistema y en tiempo real cambia el ángulo de orientación de la pala para obtener la máxima potencia.

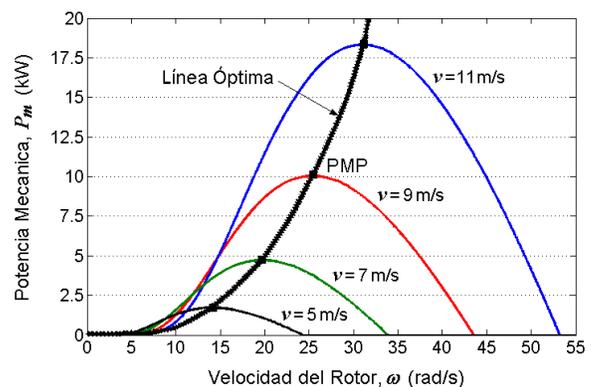


Fig. 2. Curva potencia-velocidad del aerogenerador.

Este sistema de control es simple, versátil y confiable; su implementación en turbinas eólicas flotantes de diferentes tipos y capacidades lo hacen muy útil, con pocos requerimientos de capacidad de cómputo.

IV. RESULTADOS

El modelo se implementó y simuló con el software Matlab/Simulink para validar el modelo y evaluar la efectividad del control de pala propuesto en dos casos. En el primero se utilizó el control por optimización matemática y, como segundo escenario, se usó un ángulo de pala fijo de 5° .

El viento (Fig. 3) se simuló con una velocidad media de 11 m/s, usando los coeficientes de longitud e intensidad de turbulencia para una localización offshore: $L = 75.3$ m y $\sigma = 1.3$ m/s [30].

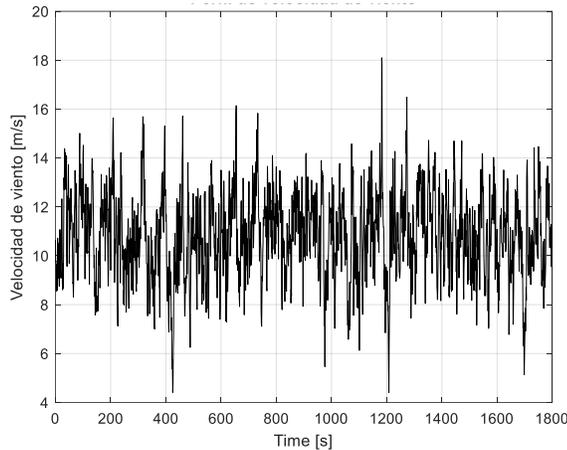


Fig. 3. Perfil de velocidad de viento usado para la simulación.

El C_p obtenido en la simulación (Fig. 4) es coherente con los valores de las turbinas comerciales, con un promedio de 0.35.

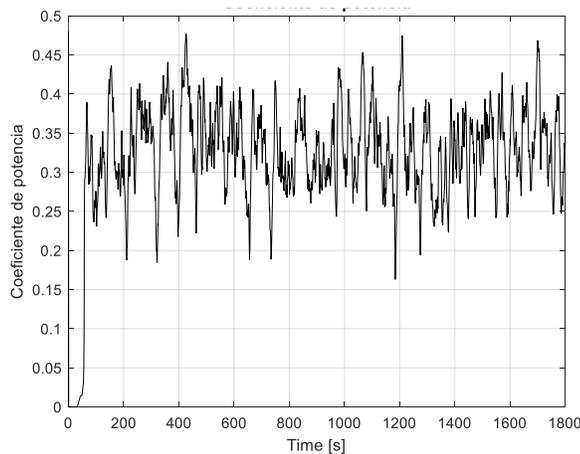


Fig. 4. Coeficiente de potencia.

En los resultados, la velocidad de giro (Fig. 5) indica que está operando en la región de subsincronismo. Cuando el generador opera en subsincronismo, el devanado del estator inyecta potencia activa a la red. Esta es una de las ventajas de los DFIG frente a los generadores de imanes permanentes que requieren girar a una velocidad síncrona (a la frecuencia de la red). Sin embargo, los DFIG pueden generar potencia eléctrica tanto en la región subsíncrona como en la supersíncrona

También se puede apreciar en esta Fig. 5 que la respuesta del aerogenerador no presenta grandes cambios en su

velocidad de giro. Esto se debe principalmente a su alta inercia y a la ausencia de una estrategia de control de torque.

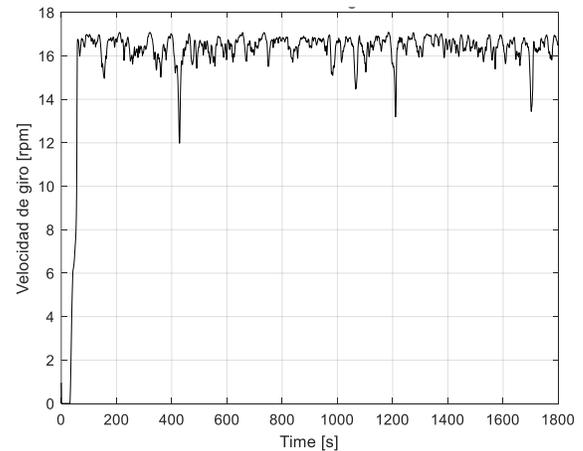


Fig. 5. Velocidad de giro del rotor.

En la Fig. 6 se muestra la potencia eléctrica generada con esta estrategia de control, con un valor medio de 1.1 MW la mayoría del tiempo, cercana a su potencia nominal (1.5 MW), y un valor máximo de 1.3 MW. No se ha alcanzado el valor nominal debido, principalmente, a que la turbina no alcanza su velocidad máxima de sincronismo por los motivos indicados anteriormente.

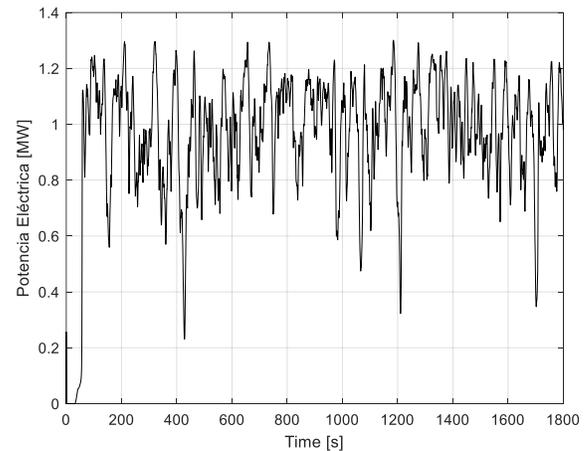


Fig. 6. Potencia eléctrica de la FOWT.

Una contribución importante es analizar los efectos del control en la estabilidad mecánica de la turbina. En la Fig. 7 se muestra la oscilación de la torre de la turbina eólica debido al impacto del viento en los álabes y a la variación del ángulo de las palas con el control por optimización matemática. Usualmente los fabricantes de las FOWT garantizan un correcto funcionamiento de éstas por debajo de los 7.5° de inclinación, en concordancia con los resultados obtenidos en la simulación al aplicar el control. La vibración está en torno a $[-2, 6]^\circ$. Esto resultados manifiestan el efecto del control en las vibraciones de la turbina.

En la Fig. 8 se muestra la ganancia porcentual que se obtiene al aplicar el control por optimización matemática en comparación con mantener el ángulo de pala fijo a 5° . Como se puede apreciar, los resultados son muy similares, con un aumento del 0.2% de eficiencia al usar el control. Esto se

debe principalmente a que el C_p de la turbina simulada no varía de forma relevante al cambiar el ángulo de la pala en ángulos pequeños, como es el caso. Sin embargo, para ángulos en torno a 10° , sí se notaría una mayor diferencia.

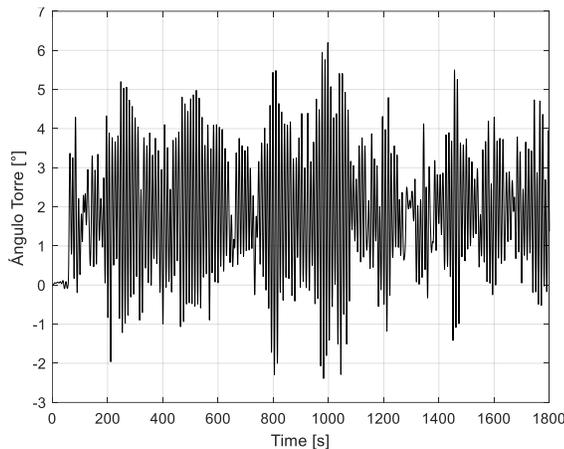


Fig. 7. Ángulo de la torre de la turbina con control.

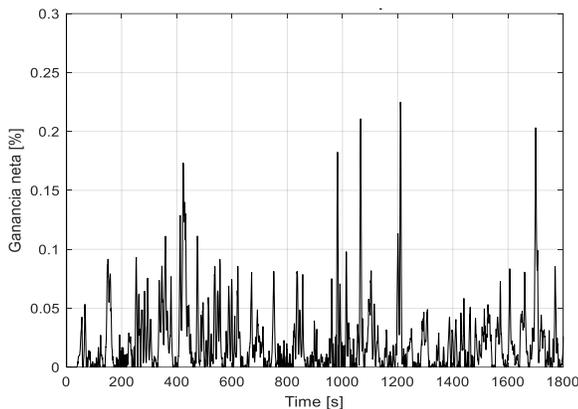


Fig. 8. Ganancia de potencia absoluta de la turbina eólica flotante al aplicar el control por optimización matemática.

De hecho, el ángulo de inclinación de la torre con ángulo de pala fija a 5° proporciona resultados menores, en $[0, 2]^\circ$ (Fig. 9). Como se ha comentado, al variar el ángulo de pitch las fuerzas de arrastre sobre la góndola pueden ser mayores, provocando una mayor oscilación, aunque también una mayor eficiencia energética.

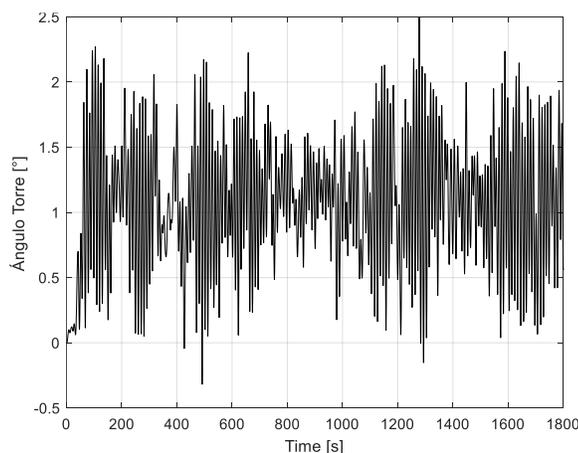


Fig. 9. Ángulo de la torre de la turbina sin control.

Estos resultados permiten validar el modelo y comprobar que se puede estudiar el efecto del control en las turbinas flotantes, algo que es crucial para su eficiencia y estabilidad mecánica.

V. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este trabajo se ha desarrollado un modelo orientado al control para la simulación una turbina eólica flotante tipo barcaza. El modelo se ha validado obteniendo resultados cercanos a los valores nominales de generación de potencia y valores de oscilación aceptables para las condiciones de operación. Pese a tener altas no linealidades, el modelo fue lo suficiente robusto para permitir converger las soluciones de la simulación, permitiendo estudiar las vibraciones de la turbina flotante.

Las condiciones óptimas de operación de la turbina eólica se presentan con ángulos de pala pequeños, donde se obtienen los valores de coeficiente de potencia más altos de acuerdo con la curva característica del aerogenerador. Además su influencia en el ángulo de movimiento de la torre es menor, debido a que la fuerza de empuje se reduce con ángulos de pala más pequeños porque el coeficiente de sustentación es menor.

Como trabajos futuros se plantea utilizar una estrategia de control de torque para controlar el voltaje de inducido del generador y así tener una respuesta en potencia nominal más estable, acompañado de un control de ángulo de palas para obtener la máxima potencia eléctrica. También se podrían explorar otros tipos de control como el de orientación de la góndola o la conexión a la red, incluyendo otros elementos en el modelo. Por último, se considera interesante utilizar el modelo de simulación, que al ser modular admite diversas configuraciones de sus elementos, para valorar turbinas de diferentes capacidades, incluso extrapolarlo a la industria mini-eólica, ya que es posible desactivar el control y operar con un ángulo fijo de palas, por lo que se podría aplicar a turbinas eólicas de baja capacidad.

AGRADECIMIENTOS

This work was partially supported by the Spanish Ministry of Science, Innovation and Universities under MCI/AEI/FEDER Project number RTI2018-094902-B-C21.

REFERENCIAS

- [1] Wind Europe, "Wind Energy in Europe in 2019: Trends and Statistics," 2020.
- [2] M. Tomás Rodríguez and M. Santos, "Modelado y control de turbinas eólicas marinas flotantes," *Revista iberoamericana de automática e informática industrial*, vol. 16, pp. 381-390, 2019.
- [3] D. Villoslada, M. Santos and M. Tomás-Rodríguez, "General Methodology for identification of reduced dynamic models of barge-type floating wind turbines," *Energies*, vol. 14, no. 13, p. 3902, 2021.
- [4] D. Micallef and A. Rezaeiha, "Floating offshore wind turbine aerodynamics: Trends and future challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 152, 2021.

- [5] J. R. Homer and R. Nagamune, "Physics-based 3-D control-oriented modeling of floating wind turbines," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 26, no. 1, pp. 14-26, 2017.
- [6] J. C. Ward, A. J. Goupee, A. M. Viselli and H. J. & Dagher, "Experimental investigation into the dynamic behavior of a floating offshore wind turbine stabilized via a suspended counterweight," *Ocean Engineering*, vol. 228, 2021.
- [7] D. Villoslada, M. Santos and M. & Tomás-Rodríguez, "TMD stroke limiting influence on barge-type floating wind turbines," *Ocean Engineering*, vol. 248, 2022.
- [8] N. K. Siavash, G. Najafi, T. T. Hashjin, B. Ghobadian and E. Mahmoodi, "Mathematical modeling of a horizontal axis shrouded wind turbine," *Renewable Energy*, vol. 146, pp. 856-866, 2020.
- [9] M. Sacie, M. Santos, R. López and R. & Pandit, "Use of State-of-Art Machine Learning Technologies for Forecasting Offshore Wind Speed, Wave and Misalignment to Improve Wind Turbine Performance," *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 10, no. 7, p. 938, 2022.
- [10] S. Bassetty and S. & Ozcelik, "Effect of Pitch Control on the Performance of an Offshore Floating Multi-Wind-Turbine Platform," *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 1828, no. 1, 2021.
- [11] J. López-Queija, E. Robles, J. I. Llorente, I. Touzon and J. & López-Mendia, "A Simplified Modeling Approach of Floating Offshore Wind Turbines for Dynamic Simulations," *Energies*, vol. 15, no. 6, 2022.
- [12] K. A. Shah, M. F. Y. Li, R. Nagamune, Y. Zhou, Z. Ren and Z. Jiang, "A synthesis of feasible control methods for floating offshore wind turbine system dynamics," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 151, p. 111525, 2021.
- [13] J. E. Sierra-García and M. Santos, "Exploring Reward Strategies for Wind Turbine Pitch Control by Reinforcement Learning," *Applied Sciences*, vol. 10, no. 21, p. 7462, 2020.
- [14] J. E. Sierra-García and M. & Santos, "Improving wind turbine pitch control by effective wind neuro-estimators," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 10413-10425, 2021.
- [15] R. Zhao, D. Dong, C. Li, S. Liu, H. Zhang, M. Li and W. Shen, "An Improved Power Control Approach for Wind Turbine Fatigue Balancing in an Offshore Wind Farm," *Energies*, vol. 13, no. 7, p. 1549, 2020.
- [16] L. Qi, L. Zheng, X. Bai, Q. Chen, J. Chen and Y. Chen, "Nonlinear maximum power point tracking control method for wind turbines considering dynamics," *Applied Sciences*, vol. 10, no. 3, p. 811, 2020.
- [17] J. Vives, E. Quiles and E. García, "AI techniques applied to diagnosis of vibrations failures in wind turbines," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 08, pp. 1478-1486, 2020.
- [18] H. Namik and K. Stol, "Individual blade pitch control of floating offshore wind turbines," *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, vol. 13, no. 1, pp. 74-85, 2010.
- [19] F. D. Bianchi, H. De Battista and R. J. Mantz, *Wind Turbine Control Systems Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*, London: Springer, 2007.
- [20] C. Nichita, L. Dragos, B. Dakyo and E. Ceanga, "Large Band Simulation of the Wind Speed for Real Time Wind Turbine Simulators," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 17, no. 4, pp. 523-529, 2002.
- [21] M. Mikati, M. Santos Peña and C. Armenta Deu, "Modelado y Simulación de un Sistema Conjunto de Energía Solar y Eólica para Analizar su Dependencia de la Red Eléctrica," *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, vol. 9, pp. 267-281, 2012.
- [22] M. Mikati, M. Santos and C. Armenta, "Electric grid dependence on the configuration of a small-scale wind and solar power hybrid system," *Renewable Energy*, vol. 57, pp. 587-593, 2013.
- [23] S. M. Muyeen, M. H. Ali, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, Y. Tomaki and E. Sasano, "Comparative study on transient stability analysis of wind turbine generator system using different drive train models," *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, no. 2, pp. 131-141, 2007.
- [24] B. Boukhezzer and H. Siguerdidjane, "Nonlinear Control of a Variable-Speed Wind Turbine Using a Two-Mass Model," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 26, no. 1, pp. 149-162, 2011.
- [25] A. Tapia, G. Tapia, J. X. Ostolaza and J. R. Sáenz, "Modeling and control of a wind turbine driven double fed induction generator," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 18, no. 2, pp. 194-204, 2003.
- [26] J. B. Ekayanake, L. Holdsworth, X. Wu and N. Jenkins, "Dynamic modeling of doubly fed induction generator wind turbines," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 803-809, 2013.
- [27] P. Kundur, *Power system stability and control*, McGraw-Hill, 1994.
- [28] J. Earnest and S. Rachel, *Wind Power Technology*, Delhi: PHI Learning Private Limited., 2019.
- [29] M. Ge, D. Tian and Y. Deng, "Reynolds number effect on the optimization of a wind turbine blade for maximum aerodynamic efficiency," *Journal of Energy Engineering*, vol. 142, no. 1, pp. 04014056-1 04014056-12, 2016.
- [30] K. Thomsen and P. Sorensen, "Fatigue loads for wind turbines operating in wakes," *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics*, vol. 80, pp. 121-136, 1998.



Andrés Felipe Ospina Álvarez is a B.Sc. Mechanical engineer from the Technological University of Pereira and received his master's degree in Energy from the Complutense University of Madrid. In his professional career have worked in research areas relationship with the renewable energy such as micro hydro power and offshore wind turbines. He has achieved an excellent academic performance; this has allowed him to have recognition by academic authorities.



Matilde Santos Peñas received her B.Sc. and M.Sc. degrees in Physics (Computer Engineering) and her Ph.D in Physics from the University Complutense of Madrid (UCM), Spain. She is currently Full Professor in System Engineering and Automatic Control. She is member of the European Academy of Sciences and Arts. She has published many papers in international scientific journals and several book chapters. She has supervised more than 10 Ph.Ds. She has worked on several national, European and international research projects, leading some of them. Her major research interests are: Intelligent Control (fuzzy and neuro-fuzzy), Modelling and Simulation, Autonomous (guided) vehicles, Wind energy.