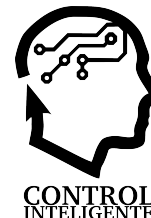




## XVII Simposio CEA de Control Inteligente

27-29 de junio de 2022, León



# Sintonización con lógica fuzzy de un controlador PID del ángulo de las palas de una turbina eólica flotante

E. López, L. García-Pérez<sup>a</sup>, S. Esteban<sup>a</sup>, M. Santos<sup>b</sup>

<sup>a</sup>Dpto. de Arquitectura de Computadores y Automática, Facultad de Físicas, Universidad Complutense de Madrid, 28040-Madrid

<sup>b</sup>Instituto de Ingeniería del Conocimiento, Universidad Complutense de Madrid, 28040, Madrid, España.

**To cite this article:** Lopez, E., García-Pérez, L., Esteban, S., Santos, M. 2022. Fuzzy logic tuning of a PID controller of a floating wind turbine blade angle. XVII Simposio CEA de Control Inteligente

### Resumen

En este artículo se aplica la lógica fuzzy para ajustar los parámetros de un controlador PID de ángulo de las palas de una turbina eólica marina. El objetivo del control de cabeceo (ángulo de las palas) es obtener la máxima potencia en la fase en la que la velocidad del viento supera la velocidad nominal, mientras se reduce la vibración de la estructura flotante. Se ha simulado un modelo realista de un aerogenerador tipo barcaza de 5 MW, implementado con el software FAST, y se han considerado algunas de las cargas que afectan a la estructura por las perturbaciones ambientales. Los resultados del controlador híbrido inteligente se han comparado con un regulador PI de ganancia programada integrado en el modelo FAST, con resultados satisfactorios.

*Palabras clave:* Energía eólica, control del ángulo de palas, lógica fuzzy, PID, turbina eólica flotante.

### Fuzzy logic tuning of a PID controller of a floating wind turbine blade angle

#### Abstract

In this paper fuzzy logic is applied to tune the parameters of a PID blade angle controller for an offshore wind turbine. The objective of the pitch (blade angle) control is to obtain the maximum power in the phase where the wind speed exceeds the rated speed, while reducing the vibration of the floating structure. A realistic model of a 5 MW barge-type wind turbine has been simulated, implemented with FAST software, and some of the loads affecting the structure due to environmental disturbances have been considered. The results of the intelligent hybrid controller have been compared with a programmed gain PI controller integrated in the FAST model, with satisfactory results.

*Keywords:* Wind energy, blade angle control, fuzzy logic, PID, floating wind turbine.

#### 1. Introducción

La más reciente y prometedora producción de energía eólica marina tiene algunas ventajas sobre la terrestre. Las regiones con alta calidad de viento a menudo se encuentran en zonas marinas, donde se pueden instalar parques eólicos con turbinas de mayor tamaño, y presentan menor contaminación visual y acústica y menos daños ecológicos al medio ambiente (Lynn 2012).

Durante la operación de una turbina eólica, la estructura puede verse afectada por las vibraciones producidas por las perturbaciones externas (viento, y en el caso de las turbinas marinas, también las olas, corrientes, etc) y por el acoplamiento producido por el control de la turbina (Tomas-Rodríguez and Santos, 2019) – lo que se conoce como impacto de la amortiguación negativa- y cómo el mismo control afecta a la estructura y a la plataforma (Jonkman, 2018); (Jose *et al.*, 2018). Este comportamiento del control puede hacer que las turbinas eólicas marinas flotantes oscilen, provocando daños

en su estructura mecánica y disminuyendo su vida útil drásticamente. Por eso es interesante cuando se diseña un algoritmo de control para una turbina analizar no sólo su eficiencia en términos de energía sino también cómo el control afecta a la estructura.

El control del ángulo de cabeceo de las palas (pitch) se aplica cuando la velocidad del viento supera el valor nominal. Este control tiene como objetivo mantener la potencia de salida constante a su valor máximo, limitando la potencia capturada para no dañar la estructura. Pero este control puede ser complejo debido a que la relación entre el coeficiente de potencia del aerogenerador marino y el ángulo de paso es no lineal, el actuador tiene una gran inercia y el entorno de trabajo tiene perturbaciones externas (Lin and Wang, 2020). Por ello algunos investigadores han aplicado métodos de control inteligente (Sierra-García and Santos, 2020), (Sierra-García and Santos, 2021). Centrándonos en los que aplican lógica fuzzy a los aerogeneradores, en (Salic *et al.*, 2019) describen un controlador fuzzy cuyo funcionamiento es más suave y cubre un rango de funcionamiento más amplio o el propuesto en (Lin and Wang, 2020), donde se muestra un control híbrido que combina el control repetitivo y el control PID difuso. También en (Han *et al.*, 2016) se presenta un controlador borroso del ángulo de pitch que optimiza varios objetivos de control, como el momento de la pala y el par del generador, con criterios que apuntan a mitigar las cargas de fatiga y regular la potencia de salida. La efectividad del método propuesto se verifica mediante resultados de simulación para un aerogenerador NREL de 2 MW.

El objetivo de este trabajo es investigar si se pueden reducir las oscilaciones de una plataforma de un aerogenerador marino flotante con un control de ángulo de pala PI adaptativo empleando un control fuzzy para sintonizar los parámetros.

La estructura de este trabajo es la siguiente: en primer lugar, en la sección 2 se explicará el modelo de la turbina eólica empleada. En la sección 3 se describe el controlador empleado, concretamente el sistema borroso usado para sintonizar los parámetros del PID. La sección 4 presenta los resultados obtenidos en simulación y la sección 5 las conclusiones y líneas de trabajo futuro.

## 2. Modelo de la turbina eólica

La incidencia del viento que recibe cada pala proporciona la fuerza para levantarla y arrastrarla. Esta fuerza genera el par del motor. Si integramos el par tangencial en toda la longitud de la pala, obtenemos el par aerodinámico que afecta al rotor (Tabatabaeipour *et al.*, 2012).

$$\tau_r(t) = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 C_q(\lambda(t), \beta(t)) v_w^2 \quad (1)$$

donde  $\rho$  es la densidad del aire,  $\lambda$  es el ángulo de inclinación de las palas,  $R$  el radio de las palas,  $v_w(t)$  es la velocidad del viento y  $C_q$  se define como el coeficiente de par, que es la relación entre la velocidad del viento y la velocidad de la punta de la pala en el ángulo de inclinación. El momento de inercia de la pala se expresa como:

$$\lambda(t) = \frac{R \omega_r(t)}{v_w(t)} \quad (2)$$

donde  $\omega_r$  es la velocidad del rotor. En la ecuación anterior asumimos que las palas se pueden controlar de forma colectiva, por lo que siempre tienen el mismo ángulo de inclinación.

Por otro lado, el actuador se puede definir como un modelo de segundo orden que incluye la inercia de la pala:

$$\frac{\beta(s)}{\beta_r(s)} = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (3)$$

donde  $\beta_r$  es la referencia del ángulo de paso.

El generador incluye un eje de baja velocidad y un eje de alta velocidad, conectados entre sí mediante una transmisión con  $n$  relaciones de engranaje. Se define como dos ejes con un eje de fricción y momentos de inercia conectados con un engranaje que tiene una eficiencia  $\eta$ .

Se puede expresar la dinámica del eje de baja velocidad como:

$$J_r \dot{\omega}_r = \tau_r - \tau_l - B_r \omega_r \quad (4)$$

donde  $J_r$  y  $B_r$  son el momento de inercia y la fricción viscosa del eje de baja velocidad respectivamente.  $\tau_r$  es la velocidad de rotación del rotor y  $\tau_l$  se define como el par en el eje de baja velocidad.

La dinámica del eje de alta velocidad es:

$$J_g \dot{\omega}_g = \tau_h - \tau_g - B_g \omega_g \quad (5)$$

donde  $J_g$  y  $B_g$  son el momento de inercia y la fricción viscosa del eje de alta velocidad respectivamente.  $\tau_h$  es la velocidad de rotación del generador y  $\tau_g$  es el par en el eje de alta velocidad. La caja de cambios se define como:

$$\tau_h = \frac{\tau_l}{N_g} \quad (6)$$

La torsión del tren de transmisión se puede definir como un coeficiente de fricción y un resorte de torsión como:

$$\tau_l = K_{dt} \theta_\Delta + \mu_{dt} B_{dt} \dot{\theta}_\Delta \quad (7)$$

donde  $K_{dt}$  es la rigidez a la torsión de la transmisión,  $B_{dt}$  es el coeficiente de amortiguación de la torsión de transmisión, y  $\theta_\Delta(t)$  es el ángulo de torsión que se representa en la siguiente ecuación:

$$\theta_\Delta = \theta_r - \frac{\theta_g}{N_g} \quad (8)$$

donde  $\theta_r$  es el ángulo del eje de baja velocidad y  $\theta_g$  es el ángulo del eje de alta velocidad. Con las ecuaciones anteriores, podemos reescribir la dinámica general de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 & \begin{bmatrix} \dot{\omega}_r(t) & \dot{\omega}_g(t) & \dot{\theta}_\Delta(t) \end{bmatrix} \\
 & = A_{DT} \begin{bmatrix} \omega_r(t) & \omega_g(t) & \theta_\Delta(t) \end{bmatrix} \\
 & + B_{DT} \begin{bmatrix} \tau_r(t) & \tau_g(t) \end{bmatrix} \\
 & A_{DT} = \begin{bmatrix} -\frac{B_{dt} + B_r}{J_r} & \frac{B_{dt}}{N_g J_r} \\ -\frac{K_{dt}}{J_r} & \frac{\mu_{dt} B_{dt}}{N_g J_g} - \frac{B_g}{J_g} \\ -\frac{1}{N_g} & 0 \end{bmatrix} \\
 & B_{DT} = \begin{bmatrix} \frac{1}{J_r} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{J_g} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{9}$$

Estas fórmulas divergen en el par del generador, que puede ser controlado por un regulador. Podemos aproximar la dinámica de este convertido como un sistema de primer orden:

$$\frac{\tau_g(s)}{\tau_{g,s}(s)} = \frac{\alpha_{gc}}{s + \alpha_{gc}} \tag{12}$$

La potencia generada por el generador es entonces:

$$P_g(t) = \mu_g \omega_g(t) \tau_g(t) \tag{13}$$

donde  $\mu_g$  se define como la eficiencia del generador.

### 3. Control de la turbina eólica

Un aerogenerador puede trabajar en diferentes regiones, dependiendo de la velocidad del viento. El control de pitch se aplica cuando la velocidad del viento es mayor que la nominal, por lo que la turbina ha alcanzado tanto la velocidad de giro como la potencia máxima permitida. El objetivo de control es mantener la velocidad constante, lo que se conseguirá controlando el ángulo de inclinación de las palas.

Inicialmente vamos a emplear un controlador PI de ganancia programada, como el descrito en (Hansen *et al.*, 2005), con valores para las ganancias del PI:  $p = 0.02$  y  $i = 0.00$ .

Como modelo de la turbina se usa un modelo no-lineal que incluye la dinámica, proporcionado por la herramienta FAST.

#### 3.1 Propuesta de sintonía mediante lógica fuzzy del control de pitch de la turbina

Vamos a emplear un sistema borroso que permita ajustar las ganancias proporcional e integral del controlador PI del pitch de la turbina. En la Figura 1 se observa las entradas al sistema borroso son el error y el cambio en el error con respecto a la velocidad del rotor.

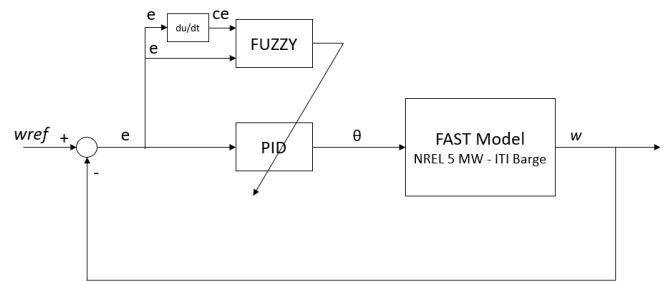


Figura 1: Esquema del sistema borroso para el ajuste de los parámetros del controlador PI

En este trabajo hemos utilizado funciones de pertenencia del tipo gaussiano, tanto para las dos entradas como para las dos salidas. Se han usado 7 funciones de pertenencia para cada una, etiquetadas como [NB, NM, NS, ZO, PS, PM, PB], que significan [Negative Big, Negative Medium, Negative Small, Zero, Positive Small, Positive Medium, Positive Small]. En la Figura 2 podemos ver la variable de entrada error, e, y en la Figura 3 la variable de salida, Kp. La variable cambio de error es similar a error, y la variable Ki es similar a Kp.

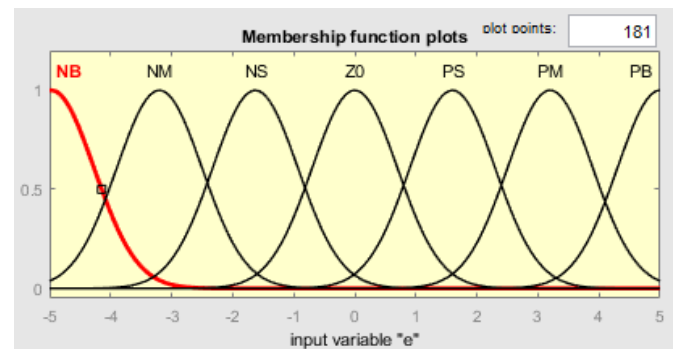


Figura 2: Variable de entrada error

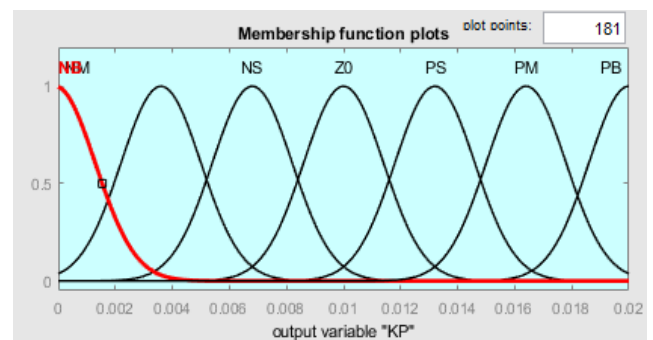


Figura 3: Variable de salida Kp

Para diseñar la base de reglas, se estudió el efecto del error de estado estacionario (SSE) al variar Kp y Ki para este sistema. Los resultados se utilizaron para enunciar 49 reglas para la sintonización de Kp y Ki. Se muestran en la Figura 4 las que definen la variación de Kp según el error y su derivada, y de igual forma se han obtenido para Ki.

Como método de defuzzyficación se ha usado el centroide, y como operador implicación el producto.

<b>e</b> \ <b>ce</b>	<b>NB</b>	<b>NM</b>	<b>NS</b>	<b>ZO</b>	<b>PS</b>	<b>PM</b>	<b>PB</b>
<b>NB</b>	PB	PB	PM	PM	PS	ZO	ZO
<b>NM</b>	PB	PB	PM	PS	PS	ZO	NS
<b>NS</b>	PM	PM	PM	PS	ZO	NS	NS
<b>ZO</b>	PM	PM	PS	ZO	NS	NM	NM
<b>PS</b>	PS	PS	ZO	NS	NS	NM	NM
<b>PM</b>	PS	ZO	NS	NM	NM	NM	NB
<b>PB</b>	ZO	ZO	NM	NM	NM	NB	NB

Figura 4: Reglas para variar Kp

#### 4. Resultados y discusión

El objetivo del control es mantener la potencia del generador en 5 MW, controlando el ángulo de las palas, que es lo mismo que mantener la velocidad del rotor en 12,1 rpm para obtener la potencia del generador deseada. Se ha simulado el modelo de turbina flotante NREL 5 MW - ITI Barge en FAST. La Tabla 1 describe las principales características de esta turbina.

Las condiciones de viento utilizadas son las adecuadas para que la turbina se encuentre en la región de operación de velocidad de viento superior a la nominal.

Tabla 1: Propiedades de la turbina

Propiedad	Valor
Altura del buje	87.6 m
Velocidad nominal del generador	1173.7 rpm
Inercia del generador en el eje de alta velocidad	534.116 kg·m <sup>2</sup>
Constante de resorte de torsión	867637000 N·m/rad
Constante de amortiguación	6215000 N·m/(rad/s)

##### 4.1 Resultados de la simulación

El objetivo es comprobar si el controlador PI con ajuste de parámetros mediante el sistema borroso reduce las oscilaciones de la plataforma. La velocidad media del viento a la altura del

buje es de 18 m/s, el valor característico de la desviación estándar es de 2.674 m/s y la altura del buje es de 90 m.

Se va a comparar el funcionamiento y las vibraciones generadas del control sintonizado con el sistema fuzzy (línea azul), con el controlador PI con ganancia programada (GS-PI) implementado en el software FAST (línea verde), un control PI diseñado en Matlab (línea roja) y el control de FAST con los parámetros ajustados usando un algoritmo genético (línea amarilla).

En la Figura 5 puede verse la evolución temporal de la velocidad del rotor en revoluciones por minuto para cada método de control. Esto permite validar la propuesta ya que los resultados son similares en todos los casos.

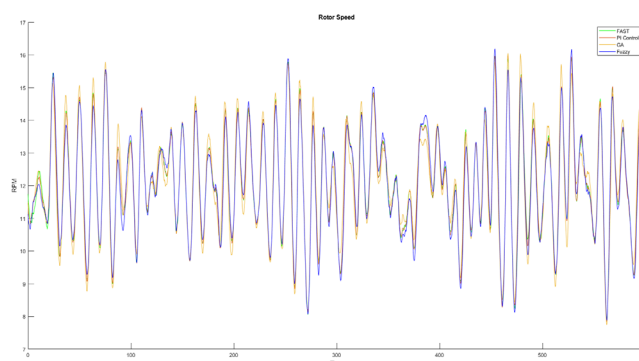


Figura 5: evolución temporal de la velocidad del rotor. Simulación FAST (verde), control PI (naranja), algoritmo genético (amarillo), control PI sintonizado con sistema borroso (azul).

En esta Figura 5 puede verse que la velocidad del rotor obtenida con el sistema borroso es muy parecida a las obtenidas los demás controladores. Se ha calculado la diferencia entre la velocidad del rotor deseada y la obtenida usando el controlador de referencia de FAST y el control propuesto. En la Tabla 2 se muestran los errores cuadráticos medios. Puede observarse que ambos son parecidos aunque el obtenido usando el sistema fuzzy es ligeramente inferior.

Tabla 2: Error absoluto de la salida de velocidad del rotor

Controlador	Error absoluto (rpm)
Controlador FAST	6.8006
Controlador difuso	6.6872

En la Figura 6 se presenta la evolución del ángulo de oscilación de la plataforma (pitch).

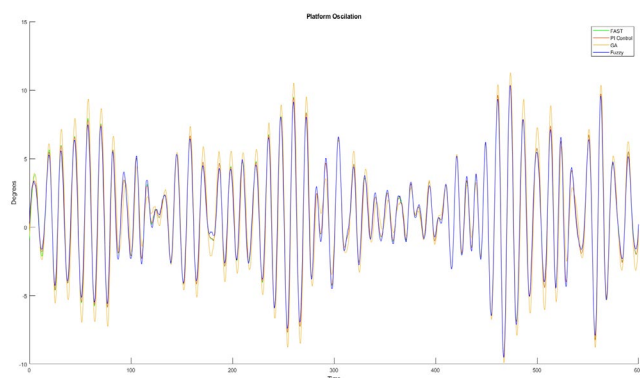


Figura 6: Oscilación de la plataforma. GS-PI FAST (verde), control PI (naranja), algoritmo genético (amarillo), control PI difuso (azul).

En la Figura 7 vemos la deflexión en la parte superior de la turbina, lo que se conoce como tower top displacement (TTP) en la dirección del viento.

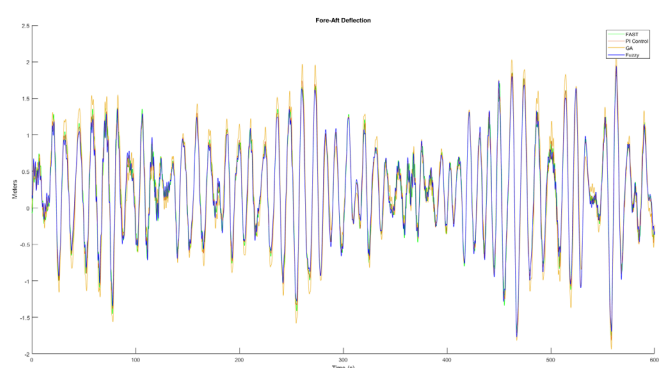


Figura 7: Deflexión longitudinal en la parte superior de la turbina. GS-PI FAST (verde), control PI (naranja), algoritmo genético (amarillo), control PI difuso (azul).

En cuanto a las vibraciones los resultados son alentadores puesto que tanto el ángulo de oscilación de la plataforma como la deflexión en la parte superior de la turbina son ligeramente menores al emplear el control difuso, como se observa en las Figuras 6 y 7.

## 5. Conclusiones y trabajos futuros

En este trabajo se ha realizado un diseño de controlador PI del ángulo de pitch de un aerogenerador, cuyas ganancias integral y proporcional han sido ajustadas mediante un sistema difuso. Este controlador se ha usado para regular el ángulo de las palas de una turbina eólica flotante de 5MW. El objetivo de este trabajo era comprobar si el ajuste de los parámetros del controlador mediante un sistema borroso mejoraba las prestaciones del controlador de referencia implementado en FAST, y por otro lado, si con el controlador difuso se obtenían menos oscilaciones en la plataforma de la turbina.

Del análisis de los resultados obtenidos se ha comprobado que el sistema de control inteligente se comporta de forma parecida al control integrado en el modelo de la turbina, y que reduce ligeramente las vibraciones de la plataforma. Sin embargo, estos resultados no son concluyentes y se necesita

seguir profundizando en el uso de controladores inteligentes para turbinas eólicas flotantes.

Es necesario usar modelos realistas del y del oleaje para poder realizar simulaciones más realistas que permitan estudiar mejor las oscilaciones de las plataformas y vibraciones en la torre.

## Agradecimientos

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el proyecto de investigación del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades MCI/AEI/FEDER Proyecto RTI2018-094902-B-C21.

## Referencias

- Benitz M., Lackner M. y Schmidt D., 2015 Hydrodynamics of offshore structures with specific focus on wind energy applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 692-716.
- Han, B.; Zhou, L.; Yang, F.; Xiang, Z.2016. Individual pitch controller based on fuzzy logic control for wind turbine load mitigation. *IET Renew. Power Gener.* 10, 687–693.
- Hansen, M. H., Hansen, A. D., Larsen, T. J., Øye, S., Sørensen, P., & Fuglsang, P. 2005. Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine. Denmark. Forskningscenter Risoe. Risoe-R No. 1500(EN)
- Jonkman J., 2008. Influence of Control on the Pitch Damping of a Floating Wind Turbine. *ASME Wind Energy Symposium*, Reno.
- Jonkman, B., 2009. *TurbSim User's Guide: Version 1.50*. National Renewable Energy Laboratory, 2009.
- Jose A., Falzarano J. and Wang H., 2018. A Study of Negative Damping in Floating Wind Turbines Using Coupled Program FAST-SIMDYN. *Proceedings of the ASME 2018 1st International Offshore Wind Technical Conference*.
- Lin Pan, Xudong Wang, 2020. Variable pitch control on direct-driven PMSG for offshore wind turbine using Repetitive-TS fuzzy PID control. *Renewable Energy*, 159, 221-237.  
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.093>.
- Lynn P. A., 2012. *Onshore and Offshore Wind Energy*, John Wiley & Sons Ltd.
- Salic, T.; Charpentier, J.F.; Benbouzid, M.; Le Boulluec, M., 2019. Control Strategies for Floating Offshore Wind Turbine: Challenges and Trends. *Electronics*, 8, 1185.  
DOI: <https://doi.org/10.3390/electronics8101185>
- Sierra-García, J. E., Santos, M., 2020. Performance Analysis of a Wind Turbine Pitch Neurocontroller with Unsupervised Learning, *Complexity*,(2020)  
DOI: <https://doi.org/10.1155/2020/4681767>
- Sierra-García, J. E., Santos, M., 2021. Redes neuronales y aprendizaje por refuerzo en el control de turbinas eólicas. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, 18(4), 327-335.
- Tabatabaeipour S., Odgaard P., Bak T. y Stoustrup J., 2012. Fault Detection of Wind Turbines with Uncertain Parameters: A Set-Membership Approach. *Energies*, 5 (12), 2224-2248.
- Tomas-Rodriguez, M., and Santos, M., 2019. Modelling and control of floating offshore wind turbines. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, 16(4).
- Wright A. y Fingersh L., 2008. *Advanced Control Design for Wind Turbines*,» National Renewable Energy Laboratory.