

Control inteligente para mejorar el rendimiento de una plataforma semisumergible híbrida con aerogeneradores y convertidores de oleaje: sistema de control borroso para la turbina

Pedro Mayorga Rubio^a, Javier Fernández Quijano^a, Pablo Zambrana López^b, J. Jesús Fernández Lozano^{b*}, Alfonso García Cerezo^b, Joaquín Ortega Casanova^c

^aEnerOcean S.L. Bulevar Louis Pasteur 5, Of.321. Málaga, España.

^bDepartamento de Ingeniería de Sistemas y Automática. Universidad de Málaga. Málaga, España

^cDepartamento de Ingeniería Mecánica, Térmica y de Fluidos. Universidad de Málaga. Málaga, España

Resumen

El aprovechamiento de la energía eólica marina está limitado por la saturación de los emplazamientos viables en tierra o aguas poco profundas. Esto hace que el empleo de plataformas semisumergibles mar adentro sea una opción atractiva, que además permite incorporar otros elementos como convertidores de oleaje. Sin embargo, las interacciones entre convertidores de olas y aerogeneradores aumentan la complejidad del sistema, y las técnicas de control convencional no permiten considerar fácilmente estas interacciones, limitando el aprovechamiento de la energía primaria. El uso de técnicas de control inteligente, en particular control borroso, permite considerar estas interacciones y mejorar este aprovechamiento, si bien es necesario contar con modelos y sistemas de simulación que incluyan estos efectos. Este trabajo presenta el desarrollo de un sistema de control basado en lógica borrosa, escalable para considerar los efectos del control de convertidores de oleaje gracias a un modelo de simulación propio, para el control de un aerogenerador instalado en una plataforma semisumergible OC4.

Palabras Clave:

Técnicas de control inteligente, Control borroso y sistemas borrosos, Simulación de sistemas, Energías renovables, Control PID y variantes, Sostenibilidad y estabilidad medioambiental, Modelado, diseño e integración de sistemas mecatrónicos, Motores eléctricos (inducción, corriente continua, ...).

Intelligent control for improving the efficiency of a hybrid semi-submersible platform with wind turbine and wave energy converters: fuzzy control system for the wind turbine

Abstract

The use of sea wind energy is limited by the limited viable spaces on the onshore or in shallow waters. This makes the use of offshore semi-submersible platforms to be an attractive option, which additionally enables to incorporate other elements as wave converters. However, the interactions between wave converters and wind turbine increase the complexity of the system, and the traditional control techniques do not allow to integrate in an easy way those interactions, thus limiting the efficiency of energy extraction. The use of intelligent control techniques –in particular, fuzzy control– allows to take full account of the said interactions and to improve energy extraction efficiency, although simulation models and systems including those effects are required. This paper presents the development of a fuzzy-logic based control system, scalable to consider the effects due to wave converters due to an in-house developed simulation model, for the control of a wind turbine installed on a semi-submersible platform.

Keywords:

Intelligent control, Fuzzy control and fuzzy systems, System Simulation, Renewable energy, PID control, Sustainability and environmental stability, Modelling, development and integration of mechatronic systems, Electric motors.

*Autor para la correspondencia: jfl@uma.es

1. Introducción

Dentro de la tendencia hacia incrementar la generación de energía mediante fuentes renovables la tecnología que posee mayor madurez, posibilidad de explotación económica e implantación a gran escala en los sistemas eléctricos es la eólica (Leung and Yang 2012; Sahin 2004). En este sentido, los parques eólicos marinos (eólica *offshore*) presentan ventajas frente a los parques terrestres (eólica *onshore*) en cuanto a la limitación del impacto ambiental y la potencia obtenida. Sin embargo, los espacios adecuados en la plataforma continental son limitados, por lo que se propone la opción de situar los aerogeneradores mar adentro. Una alternativa es su instalación en plataformas semisumergibles, como se estudia en (Castro-Santos et al. 2016), que pueden además aprovecharse para otros fines como la acuicultura o la energía mareomotriz. La energía de las olas podría generar más valor económico que la alternativa de simplemente añadir más aerogeneradores, dado que los recursos, aunque relacionados, generalmente no son simultáneos. Las olas son más previsible que el viento, ya que aparecen antes y no se disipan tan rápido. Esto supone para una plataforma híbrida un mayor factor de capacidad (horas equivalentes funcionando a máxima potencia), mejor uso de la infraestructura de evacuación de energía y mayor potencia media producida por plataforma con menor intermitencia, resultando en menor coste de inversión y menor coste de operación y mantenimiento. Sin embargo, la incorporación de convertidores de oleaje plantea problemas específicos derivados de la interacción entre ellos, los aerogeneradores y la propia plataforma. Así por ejemplo, las oscilaciones de la plataforma pueden afectar al rendimiento en la generación eléctrica, al cambiar las condiciones aerodinámicas en las que se captura el viento. Estas oscilaciones también pueden afectar a las cargas en la base del aerogenerador, modificando las condiciones en las que aparece la fatiga.

Se espera que en 2020 el 5% de la energía mundial sea suministrada con tecnología eólica (García et al. 2016). En el caso de España, en el año 2010 el 16.6% de la energía eléctrica consumida provino de generación eólica (Leung and Yang 2012) y alcanzó un valor de 19.1% en 2017 (Red Eléctrica de España 2017). En concreto, la potencia eólica instalada a nivel mundial ha pasado de 93.55 GW en 2007 a 466.50 GW en 2016, y particularmente la *offshore* pasó de 1.09 GW a 14.08 GW en el mismo periodo (IRENA 2017). Sin embargo, el incremento en el uso de sistemas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables ha conllevado la necesidad de disponer de controladores que regulen la potencia eléctrica instantánea que se genera en este tipo de instalaciones, al objeto de aumentar la rentabilidad de la inversión y de no perjudicar el funcionamiento del sistema eléctrico que alimentan; en especial en la energía eólica por su gran participación en el *mix* energético. El principal método empleado actualmente para llevar a cabo dicha regulación es el control simultáneo de par mediante algoritmos MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) y del ángulo de ataque de las palas o *pitch*. Mientras que el primero se encuentra asentado, en el segundo la comunidad investigadora no ha alcanzado un consenso y existen variedad de propuestas. En (Abdullah et al. 2012; Cheng and Zhu 2014) se dividen en cuatro tipos las técnicas de control: búsqueda del TSR (*Tip to Speed Ratio*) óptimo, control en lazo cerrado de potencia,

control mediante búsqueda ascendente y control inteligente. Sin embargo, en ninguno se enfrenta el problema del control de *pitch* cuando el viento es superior al nominal. Como trabajos concretos destacables, en (Lin and Hong 2010) se presenta un método de control basado en una red neuronal de tipo WRBFN (*Wilcoxon Radial Basis Function Network*) con algoritmo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*); que requiere el entrenamiento de una red neuronal artificial y el ajuste de un algoritmo PSO (*Particle Swarm Optimization*) con la complejidad que ello supone. Por otra parte, en (Kim, Chung, and Moon 2015) se utiliza también la técnica de PSO; esta vez para ajuste de los parámetros del PI que controla el aerogenerador. La desventaja que presenta esta técnica es que se requiere un ajuste por ensayo y error, a priori costoso en tiempo, para cada velocidad de viento y sistema a controlar.

Es interesante observar el desarrollo de controladores de lógica borrosa para sistemas fotovoltaicos (Farfán, Cadena, and Villa 2015; Farhat et al. 2015), campo en el que la literatura disponible es mayor que en la eólica y que sigue la misma metodología de búsqueda del MPPT que los controladores en sistemas eólicos. En cuanto al control borroso en la tecnología eólica, en (Simoes, Bose, and Spiegel 1997) se desarrolla y ensaya el control de un aerogenerador de 3.5 kW mediante tres controladores de lógica borrosa, lo que aumenta la complejidad y el tiempo necesario para desarrollar el sistema de control. Además, la potencia del aerogenerador es notablemente inferior a los comerciales, y el sistema ensayado es *onshore*. Estas dos últimas carencias son comunes a la técnica propuesta en (Cárdenas and Peña 2004), donde se da a conocer la experimentación de un controlador PI junto a uno borroso sobre un aerogenerador de 2.5 kW. Otra aplicación digna de mención relacionada con las anteriores es la predicción del viento mediante un sistema de inferencia borroso (Damousis et al. 2004). (Lasheen and Elshafei 2016) presenta una aplicación de controlador de lógica borrosa junto a un PI a un sistema *offshore* con aerogenerador NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) de 5 MW, si bien sin concretar qué cimentación y modelo de esta se ha utilizado. Además, requiere un proceso complejo previo al diseño del controlador borroso que se compara con el controlador de referencia de NREL. Un problema de control similar se trata en (Wakui, Yoshimura, and Yokoyama 2017), aunque el tipo de plataforma semisumergible es distinto y no se emplea control inteligente. (Shahmaleki 2018) presenta otra aplicación de control borroso sobre un aerogenerador con DFIG (*Double Fed Induction Generator*), en la que el aerogenerador es *onshore* y los resultados son buenos pero mejorables, ya que la consigna generada por el controlador es oscilatoria.

Otra técnica que ha sido empleada en control inteligente en eólica son las redes neuronales artificiales. Una aplicación destacable de redes neuronales junto a lógica borrosa es (Ekinci, Demirdelen, and Bilgili 2017), donde se predice la potencia que entregará el aerogenerador; algo que también se hace mediante redes neuronales en (Wunsch, O'Hair, and Giesselmann 2001). La mayor deficiencia en el empleo de estas técnicas es la complejidad del aprendizaje, la recopilación de datos y de interpretación del comportamiento del controlador diseñado. Una aplicación popular de las redes neuronales artificiales en el campo de la energía eólica es la predicción del viento, en diferentes localizaciones y horizontes temporales (Alexiadis et al. 1998; Barbounis et al. 2006; Costa et al. 2008; Kariniotakis, Stavrakakis, and and Nogaret 1996;

Kaur, Kumar, and Segal 2016; Li and Shi 2010; Soman et al. 2010). Otro tipo de aplicación de control inteligente en la tecnología eólica es la predicción de la vida útil restante y la necesidad de efectuar tareas de mantenimiento en un componente clave, en el caso de (García, Sanz-Bobi, and del Pico 2006) la caja de cambios. En (Pucci and Cirrincione 2011) se muestra la experimentación de una aplicación de control mediante redes neuronales artificiales a un aerogenerador simulado de 2.2 kW, cuyo controlador queda muy limitado a controlar el sistema sobre el que se ha entrenado, que además es de muy baja potencia. En el marco de las redes neuronales, en (González-González et al. 2014) se demuestra que la novedosa técnica de *Reinforcement Learning* (aprendizaje autónomo de la red en base a una política) es aplicable al campo eólico.

Por otra parte, el control de los dispositivos de energía de las olas es un problema bastante complejo desde el punto de vista teórico (Budar and Falnes 1975). Algunas técnicas específicas se muestran en (A. Babarit and Clément 2006), (Aurélien Babarit, Guglielmi, and Clément 2009), (Falnes 2002) y (Brekken 2011). En el caso en que dichos dispositivos se sustituyen por el aprovechamiento de la energía de las corrientes marinas, una metodología validada de control se presenta en (Pérez de la Portilla et al. 2017).

Aunque se han estudiado problemas de control relacionados con la generación de energía mediante convertidores de oleaje o aerogeneradores, el efecto de las interacciones entre estos elementos acoplados en una misma plataforma, que además es flotante, plantea problemas para el diseño de los sistemas de control, que ha recibido poca atención en la literatura. Los sistemas eólicos ensayados se limitan a varios kW de potencia y las simulaciones a diseños *onshore* u *offshore* de varios MW de potencia, pero cuya cimentación es fija.

Este artículo muestra el desarrollo y simulación de un controlador inteligente para una plataforma semisumergible de energía eólica *offshore*, sustituyendo al controlador convencional y abriendo nuevos horizontes, por su capacidad de ampliación modular mediante la adición de nuevas reglas; como por ejemplo realimentarlo con los resultados de la interacción entre el control del aerogenerador y el de los convertidores de oleaje o con valoraciones expertas de aspectos ajenos como el estado del *pool* o mercado eléctrico. Para ello se han modelado y simulado dichas interacciones en una plataforma híbrida como paso previo.

Para ello, en el artículo se describe en el apartado 1 el problema y las soluciones existentes, mientras que en el apartado 2 se detalla el sistema y el modelo sobre el que se trabaja. En el apartado 3 se detalla el control implementado en la línea base o de referencia contra la que se han efectuado las comparaciones del controlador borroso, cuya implementación se muestra en el apartado 4. Finalmente se muestran los resultados en el apartado 5, que demuestran que este controlador es superior al de referencia. Por último, en el apartado 6 se incluye una recapitulación del artículo a modo de conclusiones extraídas.

2. Descripción del sistema

El sistema que se busca controlar está compuesto de dos aerogeneradores sobre una plataforma semisumergible, con convertidores de oleaje integrados (concepto W2Power desarrollado por EnerOcean, Figura 1). Este desarrollo ha sido

refinado a través de la colaboración con centros de investigación y entidades de toda Europa (Figura 2), y que actualmente se encuentra en fase de demostración al nivel TRL6 (*Technology Readiness Level*) mediante la construcción y ensayos en mar de un prototipo a escala 1:6, proyecto denominado WIP10+.



Figura 1. Plataforma eólica flotante offshore W2Power. Fuente: EnerOcean S.L.

El origen de dicho concepto es híbrido, integrando diversos elementos:

- Una plataforma flotante semisumergible triangular de acero, similar a la usada en la industria del petróleo y gas *offshore*, pero simplificada y aligerada al prescindir de la cubierta. La plataforma se ancla al fondo del mar mediante líneas de catenaria que se unen en un punto de amarre que permite el giro de la plataforma y su orientación al viento.
- Un par de aerogeneradores marinos comerciales de en torno a 130 metros de diámetro y de 4 a 6 MW de potencia, simplificados al no necesitar el mecanismo de orientación al viento: toda la plataforma gira gracias a un sistema de amarre que permite la rotación completa de la plataforma. Esto permite eliminar el mecanismo de orientación (*yaw*) de los aerogeneradores.
- Una matriz de diez convertidores de oleaje que aportan un total de 3 MW, mejorando así la rentabilidad de la plataforma.

El modelo correspondiente a dicho sistema es extremadamente complejo, por lo que para diseñar controladores el proceso que se ha seguido ha consistido en diseñar primero un controlador inteligente sobre un modelo de referencia, de NREL y sin convertidores de oleaje, empleando los programas FAST, TurbSim y MATLAB/Simulink. Posteriormente en futuros trabajos se escalará el controlador y se enfrentará el problema original. En ese último paso, el modelo integrado descrito en el apartado 2.3 jugará un papel clave, pues los controladores deberán ajustarse en base a su comportamiento, que será distinto al del modelo de referencia, por las interacciones entre aerogeneradores y convertidores de oleaje.

Por tanto, el modelo de aerogenerador que se va a controlar es el NREL de 5 MW (Jonkman et al. 2009) sobre una plataforma semisumergible. Este aerogenerador es un modelo representativo de los aerogeneradores actualmente en desarrollo para eólica *offshore*. Para serlo, el NREL 5 MW posee un conjunto de especificaciones que permiten realizar diferentes estudios sobre él en las fases iniciales del desarrollo de nuevos diseños *offshore*, como es el caso del concepto W2Power desarrollado por EnerOcean. Así mismo, también puede ser utilizado como modelo en el que estudiar técnicas de control.



Figura 2. Prototipo a escala 1:40 del concepto W2Power. Ensayos en el tanque de olas FloWave, Edimburgo. Fuente: EnerOcean.

2.1. Especificaciones principales

La altura del *hub* es de 90 metros. Esto permite que exista una distancia mínima de 15 metros entre la mayor ola en un periodo de 50 años y la punta de las palas, cuyo radio es de 63 metros. La mayoría de las propiedades son heredadas del *REpower 5M*, mostrándose las más importantes en la Tabla 1.

Tabla 1: Principales parámetros del NREL 5 MW.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	5 MW
Orientación del rotor, número de palas	Contra el viento, 3
Control	Velocidad variable, <i>pitch</i> colectivo
Tren motriz	Alta velocidad, caja de cambios multietapa
Diámetro del rotor, diámetro del <i>hub</i>	126 y 3 m, respectivamente
Altura del <i>hub</i>	90 metros
Viento <i>cut-in</i> , nominal y <i>cut-out</i>	3, 11.4 y 25 m/s, respectivamente
Inercia del tren motriz, alta velocidad	4653.4 kgm·2

La velocidad nominal del rotor es de 12.1 rpm, la del generador de 1173.7 rpm y la relación de multiplicación de la caja de cambios es de 97. Esta última tiene un rendimiento ideal por limitaciones del software de simulación, por lo que el rendimiento del generador eléctrico se define como del 94.4% para cuantificar las pérdidas de toda la conversión de energía de rotación a electricidad.

2.2. Ecuaciones fundamentales

En este apartado se muestran las principales ecuaciones que rigen el comportamiento de un aerogenerador convencional (Kim, Chung, and Moon 2015; Lin and Hong 2010).

La energía eólica es la energía cinética que posee el aire en movimiento, que al incidir sobre las palas del aerogenerador hace que gire el rotor. Este movimiento de rotación se traslada a un generador eléctrico ubicado en el interior de la góndola, produciéndose una conversión de energía cinética a rotacional y posteriormente a eléctrica mediante efectos electromagnéticos en el generador. La cantidad de potencia

que se puede captar del viento depende del tamaño del aerogenerador y de la longitud de sus palas (usualmente definiendo el diámetro del círculo imaginario que barren estas durante su rotación, dando lugar al área de barrido). Esta cantidad de potencia capturada se expresa como la potencia del viento que afecta al área de barrido del aerogenerador multiplicada por un coeficiente C_p :

$$C_p = \frac{P_{\text{capturada}}}{P_{\text{viento}}} \tag{1}$$

Este coeficiente tiene una dependencia no lineal con el TSR (normalmente notado como λ) y con el *pitch* (β), además de implicar nueve constantes del aerogenerador que generalmente sólo conoce el fabricante. Para el modelo estudiado se ha obtenido una superficie (Figura 3) que representa el valor de C_p a partir de una expresión del mismo basada en polinomios de segundo grado para el *pitch* y el TSR; algo imprescindible para implementar el modelo integrado en lenguaje tipo C, TCL o MATLAB ya que no se han difundido los nueve coeficientes representativos de la NREL 5 MW. Se ha comprobado que esta superficie tiene gran exactitud respecto de familias de curvas con TSR o *pitch* constante realizadas por los creadores del modelo NREL 5 MW.

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_1} - C_3\beta - C_4\beta^2 - C_5 \right) e^{-\frac{C_6}{\lambda_1} + C_7\lambda} \tag{2}$$

$$\frac{1}{\lambda_1} = \left(\frac{1}{\lambda - C_8\beta} - \frac{C_9}{\beta^3 - 1} \right) \tag{3}$$

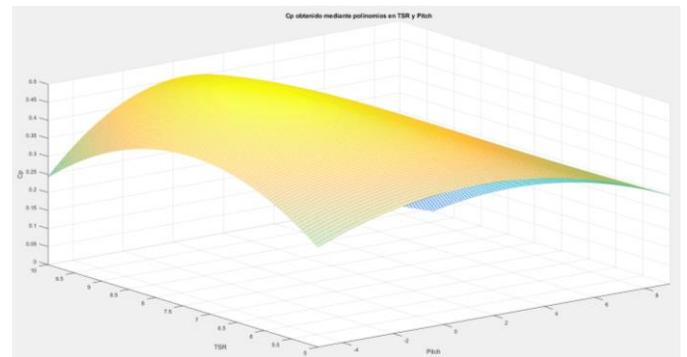


Figura 3. Superficie que se obtiene al representar el C_p en la región de trabajo.

Teniendo en cuenta que el *pitch* es una variable de control del usuario y que el TSR se define como la relación entre la velocidad lineal en la punta de las palas y la del viento:

$$\lambda = \frac{V_{\text{tip}}}{V_{\text{viento}}} = \frac{\Omega_{\text{rotor}} R}{V_{\text{viento}}} \tag{4}$$

Tanto el C_p como el TSR son magnitudes fundamentales en el control de aerogeneradores. Como se ha visto anteriormente, la potencia eólica captada por las palas del aerogenerador depende del TSR y del *pitch*, por lo que el operador del sistema puede cambiar la energía capturada por el aerogenerador y conseguir un mayor aprovechamiento del recurso eólico y una menor pérdida de vida útil de los equipos.

Asimismo, la velocidad del viento suele variar con la altura según la ecuación siguiente, donde p toma diferentes valores según el emplazamiento:

$$\frac{V_{\text{viento}}(h_1)}{V_{\text{viento}}(h_2)} = \left(\frac{h_1}{h_2}\right)^p \quad (5)$$

Siendo la potencia del viento el producto de la densidad del aire, el área de barrido del rotor, la velocidad del viento al cubo y una constante de valor $\frac{1}{2}$:

$$P_{\text{viento}} = \frac{1}{2} \rho_{\text{aire}} A_{\text{rotor}} V_{\text{viento}}^3 \quad (6)$$

Es decir, la potencia capturada del viento depende del cuadrado del radio del rotor, lo que hace que se busquen aerogeneradores de mayor tamaño.

Conociendo la potencia capturada y la velocidad de giro del eje de baja velocidad (calculado a menudo como la del eje de alta velocidad, ω_{HSS} , medida con un encoder o similar, entre la relación de multiplicación de la caja de cambios, N_{gear}), se puede hallar el par del rotor y del eje de baja velocidad (ω_{LSS}) producido por el viento, normalmente llamado T_{Aero} .

$$T_{\text{Aero}} = \frac{P_{\text{capturada}}}{\omega_{LSS}} = \frac{P_{\text{viento}} \times C_p}{\frac{\omega_{HSS}}{N_{\text{gear}}}} \quad (7)$$

Por otra parte, se tiene el par del generador o par de control. Esta es una variable que el operador del aerogenerador controla. En el funcionamiento nominal del aerogenerador suele asumir un valor constante e igual al par nominal.

$$T_{\text{Generador}}^{HSS} = \frac{P_{\text{capturada}}}{\omega_{HSS}} = \frac{P_{\text{viento}} \times C_p}{\omega_{LSS} \times N_{\text{gear}}} \quad (8)$$

Por tanto, si se plantea el equilibrio sobre el eje de baja velocidad, en el estado nominal se obtiene el resultado ideal de que este gira a velocidad constante.

Ha de tenerse en cuenta que el par del generador está definido respecto de la inercia del eje de alta y que el de viento lo hace respecto del de baja.

$$T_{\text{Aero}} - T_{\text{Generador}}^{LSS} = I_{\text{Drivetrain}} \times \alpha \quad (9)$$

$$T_{\text{Generador}}^{LSS} = \frac{T_{\text{Generador}}^{HSS}}{N_{\text{gear}}} \quad (10)$$

Donde $I_{\text{Drivetrain}}$ es la inercia referenciada al eje de baja velocidad, ya que los dos pares también están calculados respecto de esa referencia. Por último, α representa la aceleración angular de los ejes, cuya variación es común a ambos.

Por tanto, actuando bajo las variables de control $T_{\text{Generador}}^{HSS}$ y β (*pitch*) se puede regular el comportamiento del aerogenerador en cuanto a potencia extraída, velocidad, par provocado por el viento, etc. En secciones posteriores se tratará el control de forma independiente, detallando el sistema de referencia de partida y el controlador desarrollado.

2.3. Validación del modelo de plataforma híbrida

El modelo de la plataforma se ha realizado en el software hidrodinámico en el dominio del tiempo *SeaFEM*, integrado en el entorno *Tdyn*, que a su vez es un conjunto de herramientas de cálculo en ingeniería. El programa permite emplear varios *solvers*, como el paquete *RamSeries* que permite completar el cálculo estructural acoplado con el hidrodinámico.

Se ha realizado un modelo complejo (Figura 4), con un número elevado de elementos que interaccionan entre sí, a través de una simplificación de forma fiel al modelo complejo real. Este modelo simplificado permite abordar de forma más rápida las técnicas de control complejas necesarias para la plataforma híbrida *W2Power*. Además, el software utilizado *SeaFEM*, permite la implementación de técnicas de control poco convencional en software hidrodinámico, pudiendo el control acceder a las variables internas del software: cinemáticas, hidrodinámicas, campo fluido, etc., o aplicar fuerzas/pares sobre cualquier elemento, de la misma forma que se realizaría en un control real.

Estos resultados y capacidades se están empleando para implementar sistemas de control avanzado para los convertidores de oleaje e inteligente para los aerogeneradores.

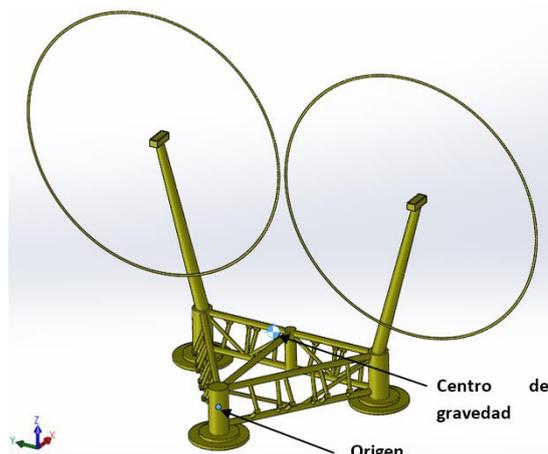


Figura 4. Modelo SeaFEM de la plataforma sin convertidores. Fuente: EnerOcean.

3. Sistema de control de referencia

Como punto de partida para el desarrollo de un controlador se ha tomado como referencia el modelo OC4 con NREL 5 MW. Este modelo describe un aerogenerador situado en una plataforma semisumergible, con una potencia de 5 MW. Se ha elegido por ser el modelo de NREL más cercano a la plataforma híbrida *W2Power*, y por ser una referencia habitual en el ámbito del control de aerogeneradores. A partir de este punto, se ha usado MATLAB/Simulink y FAST para implementar el controlador PI de referencia que propone NREL, y para desarrollar un controlador borroso. Este controlador podrá implementarse en el modelo de simulación de la plataforma *W2Power* híbrida descrito anteriormente.

El sistema de control contemplado como referencia se basa en dos subsistemas: control del par del generador y control sincronizado del *pitch* de las palas. Estos dos sistemas están pensados para funcionar de forma prácticamente independiente, ya que el primero actúa cuando la velocidad del viento está por debajo de la nominal y el segundo cuando está

por encima. Asimismo, el objetivo del primero es capturar la máxima potencia posible del viento siguiendo un algoritmo MPPT, mientras que el del segundo es regular la velocidad del generador cuando se opera por encima del viento nominal. Este segundo sistema de control descrito se utilizará como referencia de comparación con el controlador desarrollado.

Dado que la entrada a los sistemas de control es la velocidad del generador, que puede presentar armónicos que exciten el sistema, esta debe filtrarse mediante un filtro paso-bajo con frecuencia de rechazo es de 0.25 Hz. El comportamiento del filtro queda descrito por:

$$y[n] = (1-\alpha)u[n] + \alpha y[n-1], \quad \alpha = e^{-2\pi T_s f_c} \quad (11)$$

3.1. Sistema de control de par

El par del generador se regula mediante una función determinista, definida a trozos en función de la velocidad del generador filtrada. Dicha función, de carácter teórico, se compone de cinco regiones de control, denominadas 1, 1 ½, 2, 2 ½ y 3 y mostradas en la Figura 5. Estas regiones definen diferentes comportamientos.

La región 1 abarca hasta que el viento alcanza la velocidad de *cut-in* (punto en que el aerogenerador comienza a suministrar potencia). El par se mantiene a cero y, por tanto, no se extrae potencia del aerogenerador. La potencia eólica capturada se utiliza para acelerar el rotor.

La región 1 ½ es de arranque, siendo una transición lineal entre la 1 y la 2.

La región 2 busca el punto de máxima potencia para un determinado viento (MPPT). El par es proporcional al cuadrado de la velocidad del generador para mantener el (TSR) constante e igual al valor óptimo.

La región 2 ½ es necesaria para limitar el ruido cuando se alcanza la potencia nominal. Además, permite una transición lineal entre la 2 y la 3, con un incremento del par directamente proporcional a la que posee el generador eléctrico.

La región 3 comprende el funcionamiento cuando el aerogenerador está produciendo potencia nominal, por lo que el par es constante e igual a su valor nominal. Además, cuando el *pitch* es mayor de un grado se supone que se está en esta región, lo que reduce la presencia de armónicos en la potencia generada. Para contrarrestar el efecto negativo de esto sobre el generador y la caja de cambios, se toma como valor nominal del par un 90% del valor nominal real.

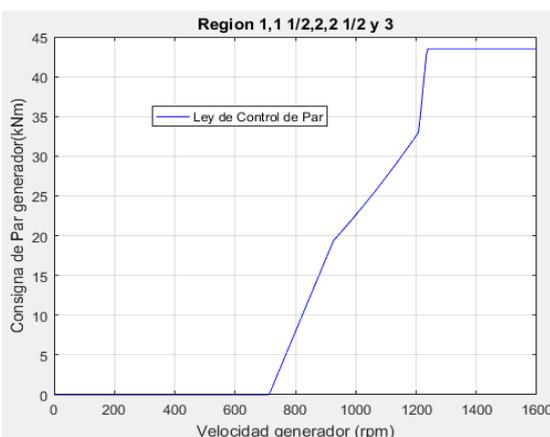


Figura 5. Gráfica en la que se observan las cinco regiones de la ley teórica de control de par.

Para poder caracterizar numéricamente las regiones, NREL buscó la potencia máxima en función del TSR y del *pitch* realizando simulaciones con diferentes valores de los mismos; encontrando que el coeficiente de potencia máximo Cp_{opt} es de 0.482; con TSR_{opt} de 7.55 y *pitch* (β_{opt}) de cero. A partir de estos valores se definen las constantes que delimitan las regiones y que dan el valor de par correspondiente en cada una de ellas.

Por otra parte, el par se ha limitado a, como máximo, un 10% por encima del valor nominal y se ha limitado su máximo valor de cambio. Esto corresponde a 47402.91 N·m y 15000 N·m/s en valor absoluto, respectivamente. Estas limitaciones, en la práctica, suavizan las transiciones entre las regiones de par de la ley de control teórica mostrada en la Figura 5.

3.2. Sistema de control de pitch

En la región 3 del control de par anteriormente descrita actúa un PI en base al error, calculado como velocidad del generador filtrada menos la nominal del mismo (1173.7 rpm). Dicho PI calcula la consigna de *pitch* que debe seguir el aerogenerador a partir del error y de ganancias proporcional e integral que se ven modificadas por una función del valor actual de *pitch* de las palas (*gain-scheduling*). NREL diseñó el PI considerando como único grado de libertad la rotación del eje, describiendo el problema mediante:

$$T_{Aero} - N_{Gear} T_{Gen} = (I_{Rotor} + I_{Gene} N_{Gear}^2) \frac{d}{dt} (\Omega_0 + \Delta\Omega) = I_{DT} \Delta\dot{\Omega} \quad (12)$$

Se ha optado por utilizar la inercia referida al eje de alta velocidad, obtenida como la suma de la del rotor llevada a este eje más la del generador, que se especifica en (Jonkman et al. 2009). El valor de I_{DT} es por tanto de 4653.4 kg·m². Se ha de tener en cuenta que en la región 3 del control de par es cuando el control de *pitch* está activo, por lo que el par del generador es constante:

$$T_{Gen} = \frac{P_0}{N_{gear} \Omega} \quad (13)$$

Se puede asumir que el valor del par aerodinámico sólo depende del *pitch*:

$$T_{Aero}(\theta) = \frac{P(\theta, \Omega_0)}{\Omega_0} \quad (14)$$

Desarrollando la ecuación se obtienen los valores de las ganancias integral y proporcional que formarán el PI. Estos valores corresponden a la situación en que el *pitch* del aerogenerador es nulo.

$$K_I(\theta=0) = 0.008068634 \quad (15)$$

$$K_P(\theta=0) = 0.01882681 \text{ s} \quad (16)$$

Para que el PI funcione correctamente, NREL proporciona una ley de ganancias o *gain-scheduling* para modificar los valores de K_I y K_P , según:

$$GK(\theta) = \frac{1}{1 + \frac{\theta}{\theta_k}} \tag{17}$$

El valor de θ_k es de 6.30 grados. Este factor de ganancia representa como a medida que se aumenta el *pitch* la potencia capturada del viento se reduce cada vez más. Es decir; la sensibilidad que posee la potencia aerodinámica respecto del *pitch* (Figura 6). En concreto, el valor de 6.30 grados es el que duplica esta sensibilidad respecto de *pitch* nulo, que es la situación nominal:

$$\frac{\delta P}{\delta \theta}(\theta = \theta_k) = 2 \frac{\delta P}{\delta \theta}(\theta = 0) \tag{18}$$

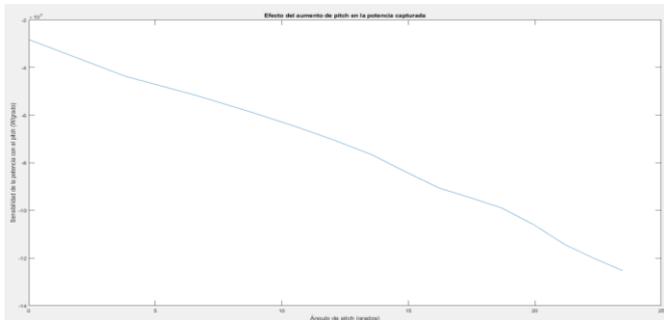


Figura 6. Sensibilidad de la potencia al cambio de pitch. Eje X: ángulo de pitch. Eje Y: potencia capturada del viento.

De esta forma, la ecuación representativa del PI que NREL diseñó para el NREL 5 MW, asumiendo que se calcula el *pitch* $\theta_{PID}(t + \Delta t)$ utilizando el *pitch* $\theta_{PID}(t)$ dado por el controlador en la iteración anterior para calcular el valor de *GK* es:

$$\theta_{PID}(t + \Delta t) = GK(\theta(t)) * K_I(\theta = 0) * \int e(t) + GK(\theta(t)) * K_P(\theta = 0) * e(t) \tag{19}$$

Donde el error de velocidad se calcula como:

$$e(t) = Vel_{gen} - Vel_{nom} \tag{20}$$

La implementación del PI de referencia en MATLAB/Simulink se muestra en la Figura 7 y en la Figura 8.

El valor de la consigna de *pitch* se limita al rango 0 a 90 grados y a un cambio máximo de 8 grados/segundo en valor absoluto.

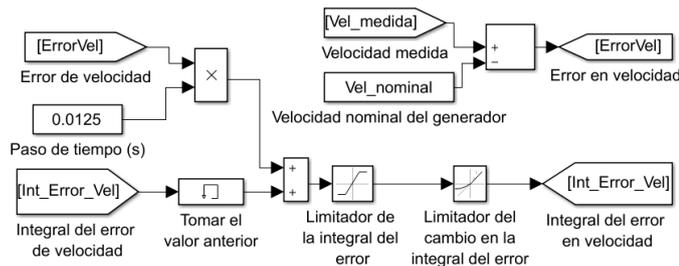


Figura 7. Implementación del PI de referencia: cálculo del error y de la integral del error.

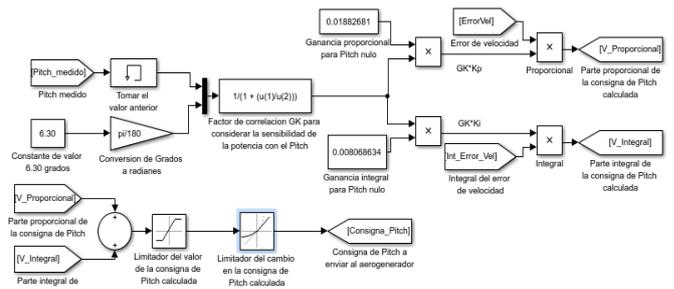


Figura 8. Implementación del PI de referencia(II): cálculo de la parte proporcional, integral y de la consigna final de pitch.

4. Controlador borroso desarrollado

4.1. Justificación del empleo de la lógica difusa

En (Santos 2011) pueden verse diferentes aplicaciones del control inteligente, entre otras el uso de la lógica borrosa en el control de un criostato. De forma similar, la técnica de control inteligente elegida para desarrollar el controlador del artículo ha sido la lógica borrosa. Las características de la lógica borrosa que han decantado esta elección han sido:

- El sistema a controlar es altamente complejo y no lineal. En particular, las ecuaciones que rigen el comportamiento completo del sistema no tienen solución analítica exacta.
- El diseño del controlador no es trivial pero sí más sencillo que otro tipo de técnicas.
- Admite datos imprecisos o con ruido, lo que la hace muy robusta.
- Puede cooperar con otras técnicas clásicas de control, especialmente con el PI de referencia.
- Permite la integración del conocimiento experto adquirido por EnerOcean durante el desarrollo del WIP10+ en el sistema de control.
- Es flexible: es fácil transformar un sistema borroso añadiendo o eliminando reglas sin tener que empezar desde cero. Esta característica es particularmente útil de cara a escalar el controlador para tener en cuenta la acción del control de convertidores de oleaje en el futuro.

4.2. Implementación del controlador borroso

Este controlador recibirá únicamente la velocidad instantánea del generador filtrada, normalizada según la velocidad nominal, y producirá una consigna final de *pitch*, normalizada según el *pitch* máximo del aerogenerador, actuando de forma independiente al PI. Se ha validado este diseño comparándolo con el PI de referencia en simulaciones bajo perfiles de viento de turbulencia despreciable y velocidad constante.

El controlador utiliza los operadores *min* para AND, *max* para OR, *min* para la inferencia y *max* para la agregación. El método de desborrosificación es el método del centroide.

Las funciones de pertenencia de la entrada y la salida se muestran en la Figura 9 y la Figura 10, respectivamente.

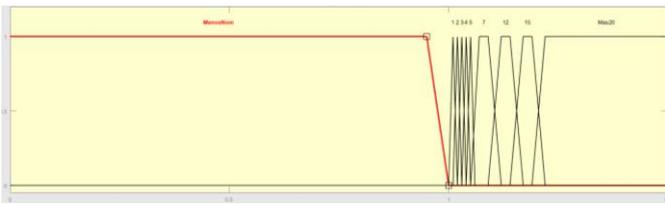


Figura 9. Funciones de pertenencia de la entrada (el valor unidad en el eje X corresponde a velocidad nominal).

La definición de las funciones de entrada se ha basado en establecer diferentes valores clave de velocidad por encima de la nominal (reflejados en los nombres de las funciones, como por ejemplo 1% en 1). Las funciones de salida han seguido un proceso similar, estableciéndose diferentes valores clave de *pitch* (reflejados en los nombres de las funciones igualmente, como por ejemplo 1 grado en 1).

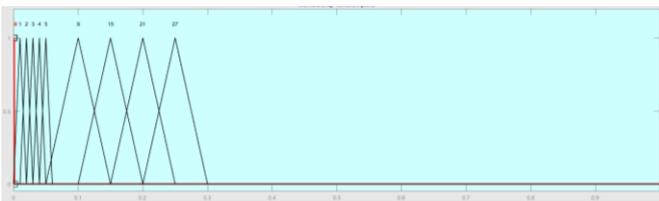


Figura 10. Funciones de pertenencia de la salida (el valor unidad en el eje X corresponde a *pitch* máximo que son 90 grados).

El conjunto de reglas definido es el de la Figura 11, que producen la curva de salida de la Figura 12. Su diseño se ha basado en la integración del conocimiento experto adquirido por EnerOcean durante el desarrollo del concepto W2Power, asociando niveles clave de *pitch* a diferentes valores de velocidad del generador utilizando las funciones de pertenencia definidas anteriormente. Dichos niveles de *pitch* han requerido ajuste fino, partiendo de valores recomendados por EnerOcean en base a prognosis.

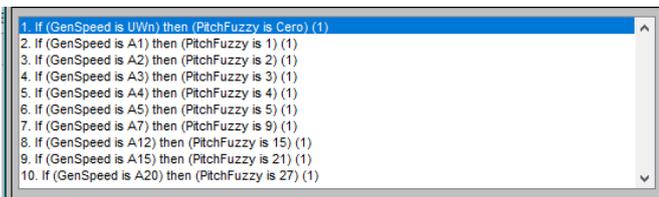


Figura 11. Reglas del controlador borroso independiente.

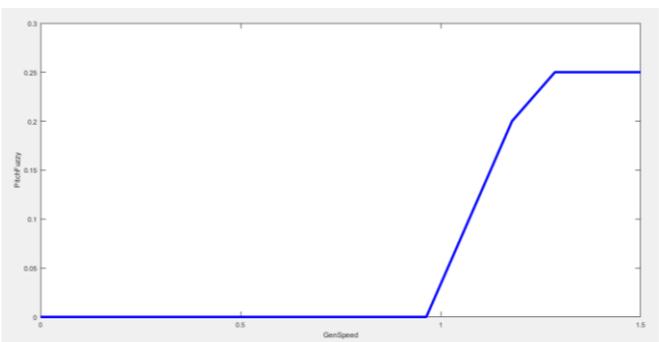


Figura 12. Curva de entrada/salida del controlador borroso.

Es de destacar que el *pitch* comienza a incrementarse antes de llegar a la velocidad nominal, a efecto de prevenir un exceso de velocidad del generador. También es destacable que la pendiente de la salida disminuya cuanto más alta es la entrada, reflejando el comportamiento del controlador borroso el conocimiento experto adquirido sobre el coeficiente de potencia

C_p y la sensibilidad de la potencia con el *pitch* mostrada en la Figura 6.

4.3. Validación del controlador borroso

Para la mejora del controlador y su validación se han realizado simulaciones con viento constante de diferentes velocidades medias. Estos son casos sencillos que han permitido ajustar el controlador adecuadamente (Figura 13 a Figura 18).

Se observa como el controlador borroso produce un buen comportamiento, especialmente en cuanto a mantener la velocidad del generador próxima a su valor nominal, confirmando el buen comportamiento las demás magnitudes. Esto se observa para todas las velocidades de viento, pero sobre todo para aquellas mayores que la nominal. Por tanto, el controlador borroso mejora la operación en regímenes de viento superiores al nominal comparado el PI de referencia de NREL.

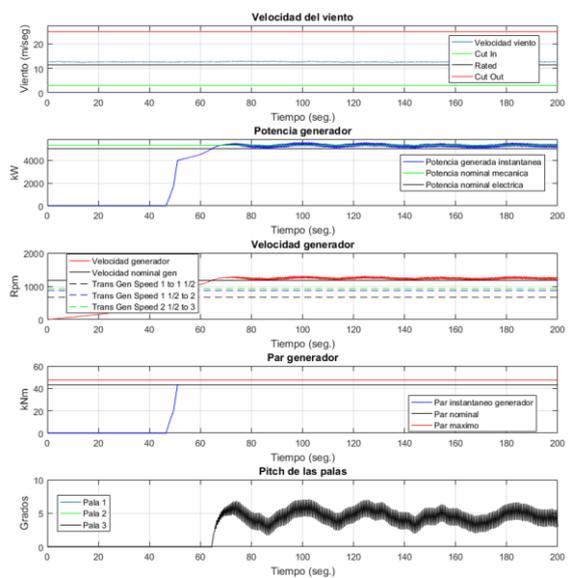


Figura 13. Simulación con perfil de viento uniforme de 13 m/s de media, control con PI de referencia.

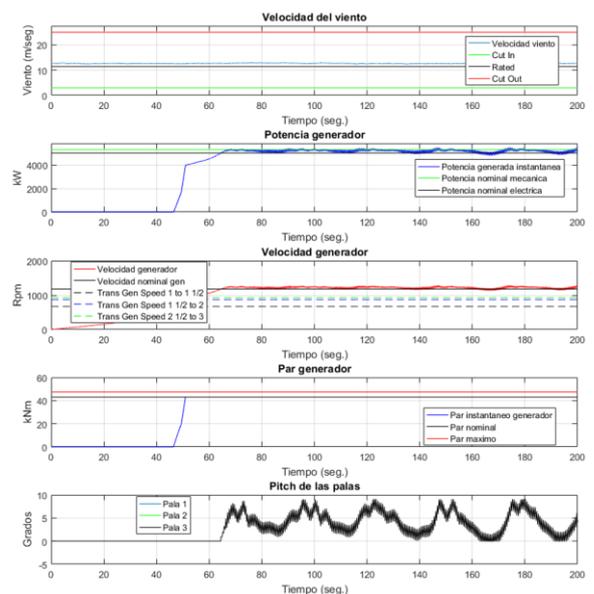


Figura 14. Simulación con perfil de viento uniforme de 13 m/s de media, control mediante el controlador borroso desarrollado.

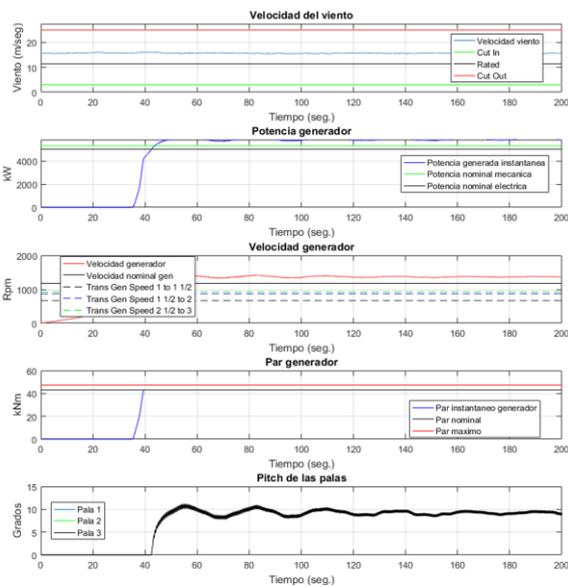


Figura 15. Simulación con perfil de viento uniforme de 16 m/s de media, control con PI de referencia.

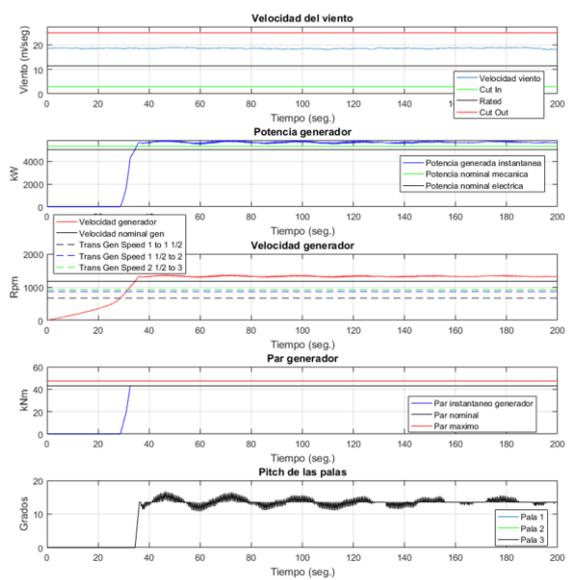


Figura 18. Simulación con perfil de viento uniforme de 19 m/s de media, control mediante el controlador borroso desarrollado.

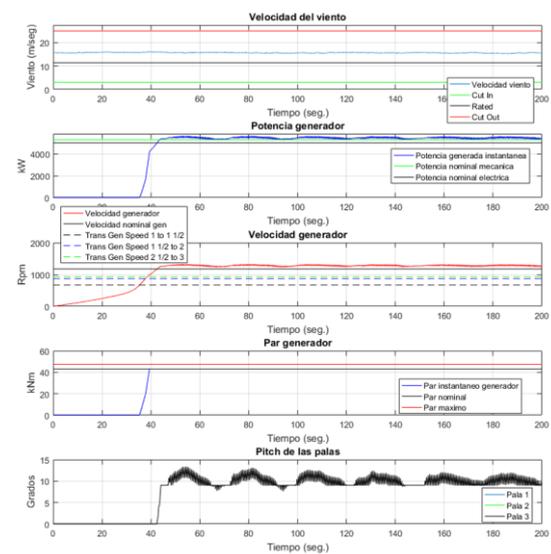


Figura 16. Simulación con perfil de viento uniforme de 16 m/s de media, control mediante el controlador borroso desarrollado.

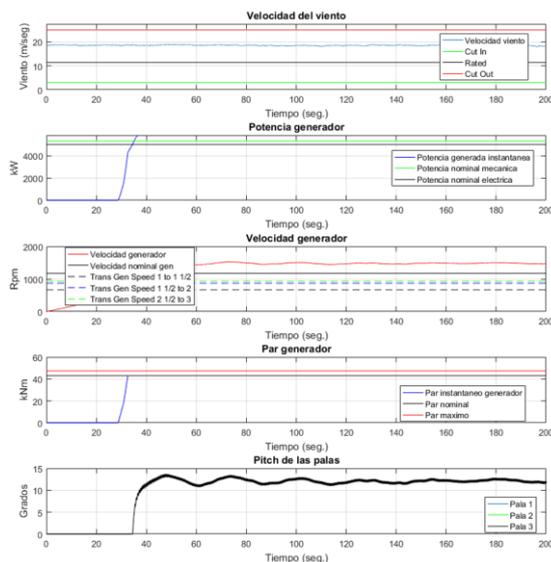


Figura 17. Simulación con perfil de viento uniforme de 19 m/s de media, control con PI de referencia.

5. Resultados

Para la obtención de los resultados se han planteado tres casos de simulación distintos para cada controlador (Figura 19 a Figura 24), variando entre ellos únicamente la velocidad media del viento entre 12, 15 y 18 m/s, con turbulencia constante A según el estándar de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC 2009). La primera permite observar el comportamiento del sistema en torno a su operación nominal, y la segunda es una operación intermedia entre las condiciones nominales y máximas. Por último, la velocidad de 18 m/s es una operación cercana al límite superior (velocidad de *cut-out* o desconexión de 23 m/s).

5.1. Primer caso: viento de 12 m/s, turbulencia A

En este caso, el control de *pitch* no interviene con el PI de referencia, pero sí con el borroso, demostrando que este reacciona con mayor rapidez a cambios en el viento.

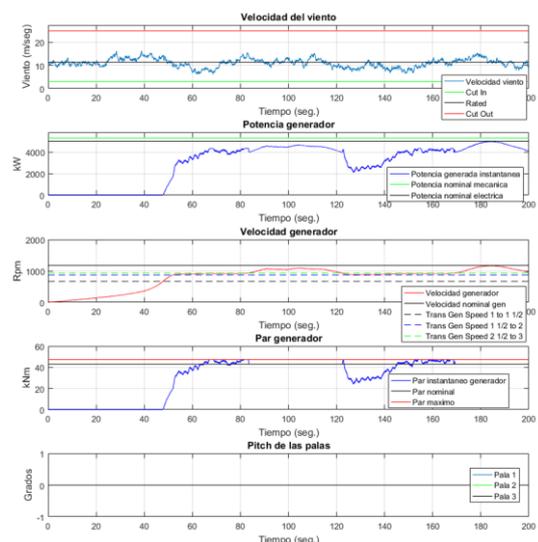


Figura 19. Simulación con perfil de viento de 12 m/s de media y turbulencia A, control con PI de referencia.

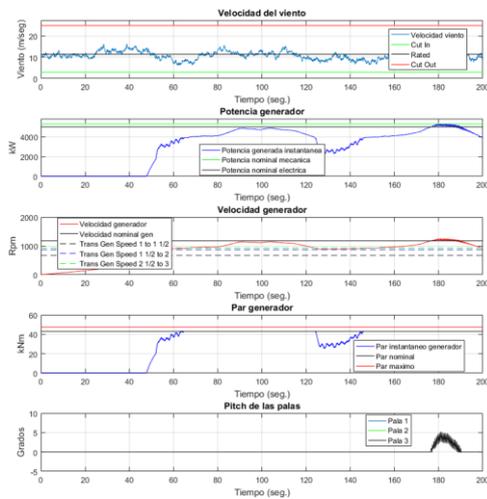


Figura 20. Simulación con viento de 12 m/s de media y turbulencia A, control mediante el controlador borroso desarrollado.

5.2. Segundo caso: viento de 15 m/s, turbulencia A

En este caso, el controlador borroso y el PI de referencia tienen un comportamiento más cercano que en el anterior, aunque el primero regula mejor el pitch y consigue mejor comportamiento; especialmente en velocidad.

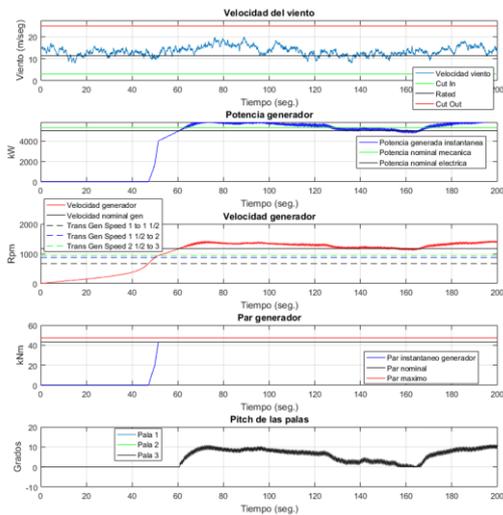


Figura 21. Simulación con perfil de viento de 15 m/s de media y turbulencia A, control con PI de referencia.

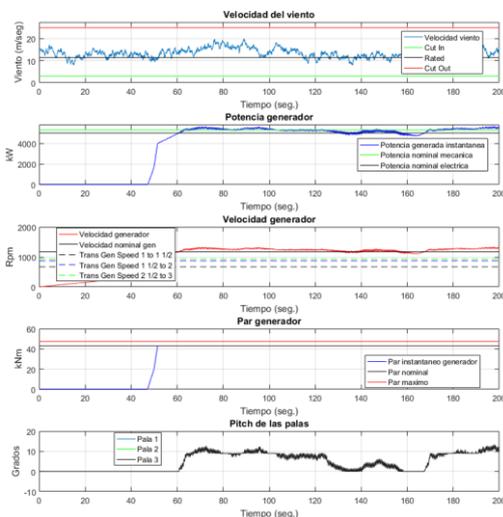


Figura 22. Simulación con viento de 15 m/s de media y turbulencia A, control mediante el controlador borroso desarrollado.

5.3. Tercer caso: viento de 18 m/s, turbulencia A

De los tres casos, es en este en el que el controlador borroso obtiene un mejor resultado en comparación con el PI de referencia. Puede apreciarse que la velocidad está mucho más próxima a la nominal con el control borroso que con el PI.

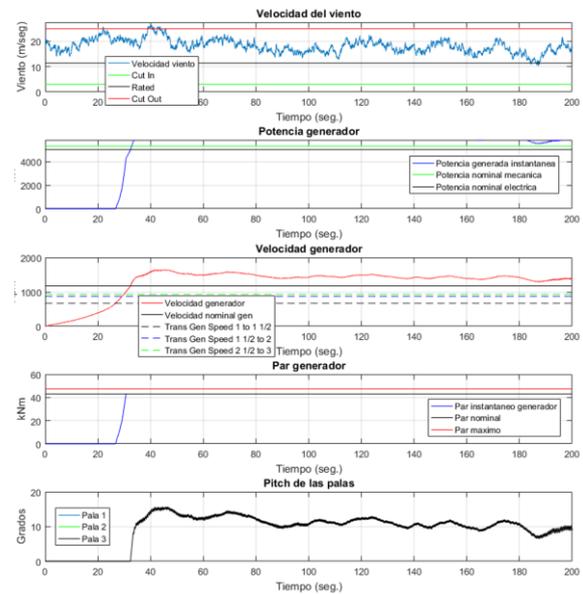


Figura 23. Simulación con perfil de viento de 18 m/s de media y turbulencia A, control con PI de referencia.

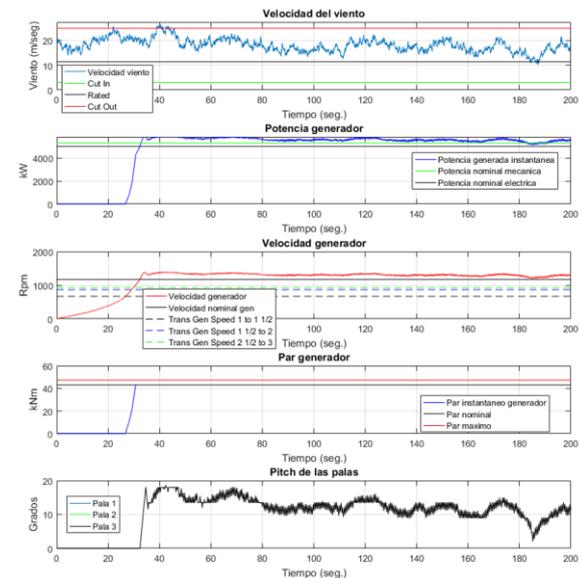


Figura 24. Simulación con viento de 18 m/s de media y turbulencia A, control mediante el controlador borroso desarrollado.

Para extraer conclusiones de los resultados mostrados, se han elaborado tres índices de rendimiento. Estos índices muestran en qué medida el comportamiento del controlador se refleja en las cargas en la estructura, en el rendimiento en la generación de energía eléctrica y en el funcionamiento del aerogenerador frente a la operación nominal. Respectivamente, los índices que se proponen son los siguientes:

- El índice estructural, IE: estima como afecta a la vida útil de la plataforma el comportamiento del controlador. Su valor es igual a la media de los valores absolutos del momento de reacción en la base de la torre del aerogenerador en cada paso de tiempo, suponiendo que éste estuviese empotrado en ella, en MN·m.

- El índice de generación, IG: mide la diferencia en MW entre la potencia eléctrica generada respecto de la nominal. Se calcula como la media de dicha diferencia en cada paso de tiempo en valor absoluto.
- El índice de velocidad, IV: mide en la diferencia entre la velocidad del generador eléctrico y su velocidad nominal. Se calcula como la media de dicha diferencia en cada paso de tiempo en valor absoluto.

Para cada índice se presenta el valor obtenido por los controladores borrosos en Tabla 2, Tabla 3, Tabla 4, así como el valor correspondiente al PI.

Tabla 2. Comportamiento según IE (MNm) de los controladores.

Viento	PI de referencia	Controlador borroso
12m/s A	60.8305	61.7170
15m/s A	59.9863	58.4926
18m/s A	56.7005	53.0766

En cuanto al comportamiento estructural no se observan grandes diferencias en vientos cercanos al nominal. En cambio, con vientos cercanos al *Cut-out* el controlador borroso relaja los requerimientos estructurales en torno a un 5%.

Tabla 3. Comportamiento según IG(MW) de los controladores

Viento	PI de referencia	Controlador borroso
12m/s A	2.0032	1.9394
15m/s A	1.6364	1.4894
18m/s A	1.7254	1.2367

Nuevamente, se refleja que en vientos nominales el comportamiento entre los controladores no difiere en gran medida. Sin embargo, la producción eléctrica cuando el viento pasa de los 15 m/s con el controlador borroso es mejor que con el PI; en torno al 25% en el tercer caso de estudio.

Tabla 4. Comportamiento según IV(rpm) de los controladores.

Viento	PI de referencia	Controlador borroso
12m/s A	385.0007	361.9512
15m/s A	324.0395	289.5254
18m/s A	361.6476	246.9447

Respecto de la velocidad, el controlador borroso mejora sustancialmente al PI en todos los casos. En el primero lo hace en un 6% sólo, pero en el tercero en un 30%.

6. Conclusiones

Una alternativa para aumentar la capacidad de generación de energía a partir de fuentes renovables la constituyen las plataformas semisumergibles. Este tipo de plataforma puede desplegarse en localizaciones *offshore*, donde hay menos perturbaciones en el viento, y menos impacto ambiental. Permiten integrar aerogeneradores y convertidores de oleaje, lo que mejora la capacidad de extracción energética. Sin embargo, la integración de estos elementos en una plataforma semisumergible produce interacciones entre ellos, y entre ellos y la plataforma. Estas interacciones dificultan el desarrollo de los sistemas de control que permiten mejorar el rendimiento en

la extracción de energía por parte de los aerogeneradores y los convertidores de oleaje.

El control inteligente es una alternativa para este tipo de sistemas, en los que no es fácil obtener una expresión analítica del comportamiento del sistema completo. Los controladores borrosos en particular permiten incorporar el conocimiento experto en la operación de este tipo de sistemas, y además posibilitan un desarrollo incremental, de manera que puedan considerarse paulatinamente los efectos de las interacciones entre los elementos de la plataforma híbrida. Pueden añadirse además reglas que tengan en cuenta consideraciones acerca de la fatiga de los materiales, o la rentabilidad económica de la producción energética en un determinado instante.

Este artículo presenta el desarrollo de un sistema de control borroso para un aerogenerador montado en una plataforma semisumergible. Se ha tomado como referencia el modelo OC4 con NREL 5 MW, que es el que presenta mayor similitud con la plataforma W2Power. El controlador se ha desarrollado en MATLAB/Simulink y FAST, y se ha comparado con los resultados obtenidos por el PI que propone NREL como referencia para el controlador de este tipo de aerogeneradores. El rendimiento obtenido es claramente superior, particularmente para vientos por encima del valor nominal, lo que sugiere que los controladores borrosos pueden actuar sin el PI para realizar el control sin pérdida de rendimiento. Esto abre la puerta a aplicaciones de control avanzadas en las que se tomen mayor cantidad de entradas. Dichas entradas pueden considerar efectos provocados por las interacciones con el movimiento de la plataforma o con los convertidores de oleaje, para lo que pueden tener una componente de conocimiento experto. Además, permitirían al control tomar en cuenta condiciones ambientales de operación, condiciones de operación relativas a la red eléctrica o aspectos relativos a la vida útil y el mantenimiento, lo que permitiría obtener un mayor rendimiento de los parques eólicos *offshore* basados en la plataforma OC4. El desarrollo de este tipo de controladores puede abordarse a partir de la implantación del controlador propuesto en el modelo de simulación que se describe en la sección 2. Como líneas de desarrollo futuro, puede mencionarse la extensión del control borroso al control de par, como grado de libertad adicional para permitir una operación más conservadora en base a prognosis. Asimismo, se plantea la incorporación de sistemas de control para los convertidores de oleaje, y el estudio de la interacción de convertidores, plataforma y aerogenerador.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido realizado parcialmente gracias al apoyo del Ministerio de Economía y Competitividad del Gobierno de España, a través del proyecto ORPHEO (RTC-2016-5712-3) del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2013-2016, Programa Estatal de Investigación, Desarrollo e Innovación orientada a los Retos de la Sociedad, y de la Unión Europea a través del proyecto WIP10+ de la convocatoria ERA-NET DEMOWIND, de CDTI (España) y BEISS (Reino Unido), a través del programa de investigación e innovación H2020.

Asimismo, los autores desean agradecer a D. Miguel Martín Guzmán su colaboración en este trabajo.

Referencias

- Abdullah, M. A., A. H. M. Yatim, C. W. Tan, and R. Saidur. 2012. "A Review of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Wind Energy Systems." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(5): 3220–27. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.016>.
- Alexiadis, M. C., P. S. Dokopoulos, H. S. Sahsamanoglou, and I. M. Manousaridis. 1998. "Short-Term Forecasting of Wind Speed and Related Electrical Power." *Solar Energy* 63(1): 61–68.
- Babarit, A., and A.H. Clément. 2006. "Optimal Latching Control of a Wave Energy Device in Regular and Irregular Waves." *Applied Ocean Research* 28(2): 77–91. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0141118706000423?via%3Dihub> (November 13, 2018).
- Babarit, Aurélien, Michel Guglielmi, and Alain H. Clément. 2009. "Decoupling Control of a Wave Energy Converter." *Ocean Engineering* 36(12–13): 1015–24. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801809001115?via%3Dihub> (November 13, 2018).
- Barbounis, T. G., J. B. Theocharis, M. C. Alexiadis, and P. S. Dokopoulos. 2006. "Long-Term Wind Speed and Power Forecasting Using Local Recurrent Neural Network Models." *IEEE Transactions on Energy Conversion* 21(1): 273–84.
- Brekken, T. K. A. 2011. "On Model Predictive Control for a Point Absorber Wave Energy Converter." In *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, IEEE, 1–8. <http://ieeexplore.ieee.org/document/6019367/> (November 13, 2018).
- Budar, K., and J. Falnes. 1975. "A Resonant Point Absorber of Ocean-Wave Power." *Nature* 256(5517): 478–79. <http://www.nature.com/doi/10.1038/256478a0> (November 13, 2018).
- Cárdenas, Roberto, and Rubén Peña. 2004. "Sensorless Vector Control of Induction Machines for Variable-Speed Wind Energy Applications." *IEEE Transactions on Energy Conversion*.
- Castro-Santos, Laura, Almudena Filgueira-Vizoso, Luis Carral-Couce, and José Ángel Fraguera Formoso. 2016. "Economic Feasibility of Floating Offshore Wind Farms." *Energy* 112: 868–82. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216309094?via%3Dihub> (November 9, 2018).
- Cheng, Ming, and Ying Zhu. 2014. "The State of the Art of Wind Energy Conversion Systems and Technologies: A Review." *Energy Conversion and Management* 88: 332–47.
- Costa, Alexandre et al. 2008. "A Review on the Young History of the Wind Power Short-Term Prediction." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12(6): 1725–44.
- Damousis, Ioannis G., Minas C. Alexiadis, John B. Theocharis, and Petros S. Dokopoulos. 2004. "A Fuzzy Model for Wind Speed Prediction and Power Generation in Wind Parks Using Spatial Correlation." *IEEE Transactions on Energy Conversion*.
- Ekinci, Firat, Tuğçe Demirdelen, and Mehmet Bilgili. 2017. "Modelling of Wind Turbine Power Output by Using ANNs and ANFIS Techniques." In *7th International Conference on Innovative Computing Technology, INTECH 2017*.
- Falnes, Johannes. 2002. *Ocean Waves and Oscillating Systems*. Cambridge: Cambridge University Press. <http://ebooks.cambridge.org/ref/id/CBO9780511754630> (November 9, 2018).
- Farfán, Roberto F., Carlos A. Cadena, and Luis T. Villa. 2015. "Experiencia En El Uso de La Lógica Difusa Para El Control Del Seguimiento Del Punto de Máxima Potencia En Convertidores Para Módulos Fotovoltaicos." *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI* 12(2): 208–17. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1697791215000102>.
- Farhat, Maissa et al. 2015. "Diseño e Implementación de Un Sistema de Control Estable Basado En Lógica Borrosa Para Optimizar El Rendimiento de Un Sistema de Generación Fotovoltaico." *RIAI - Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial* 12(4): 476–87.
- García, E., A. Correcher, E. Quiles, and F. Morant. 2016. "Recursos y Sistemas Energéticos Renovables Del Entorno Marino y Sus Requerimientos de Control." *RIAI - Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*.
- García, Mari Cruz, Miguel A. Sanz-Bobi, and Javier del Pico. 2006. "SIMAP: Intelligent System for Predictive Maintenance. Application to the Health Condition Monitoring of a Windturbine Gearbox." *Computers in Industry* 57(6): 552–68.
- González-González, Asier et al. 2014. "Pitch Based Wind Turbine Intelligent Speed Setpoint Adjustment Algorithms." *Energies* 7(6): 3793–3809. <http://www.mdpi.com/1996-1073/7/6/3793> (November 9, 2018).
- IEC. 2009. European Committee for Electrotechnical Standardization *Wind Turbines - Part 3: Design Requirements for Offshore Wind Turbines*.
- IRENA. 2017. *Irena Renewable Energy Capacity Statistics 2017*.
- Jonkman, J., S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott. 2009. "Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development." (February). <http://www.osti.gov/servlets/purl/947422-nhrlni/>.
- Kariniotakis, G. N., G. S. Stavrakakis, and E. F. and Nogaret. 1996. "Wind Power Forecasting Using Advanced Neural Networks Models." *IEEE Transactions on Energy Conversion* 11(4): 762–67. <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=556376>.
- Kaur, Tarlochan, Sanjay Kumar, and Ravi Segal. 2016. "Application of Artificial Neural Network for Short Term Wind Speed Forecasting." *2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE)*: 1–5. <http://ieeexplore.ieee.org/document/7516458/>.
- Kim, Yun Su, Il Yop Chung, and Seung Il Moon. 2015. "Tuning of the PI Controller Parameters of a PMSG Wind Turbine to Improve Control Performance under Various Wind Speeds." *Energies* 8(2): 1406–25.
- Lasheen, Ahmed, and Abdel Latif Elshafey. 2016. "Wind-Turbine Collective-Pitch Control via a Fuzzy Predictive Algorithm." *Renewable Energy*.
- Leung, Dennis Y C, and Yuan Yang. 2012. "Wind Energy Development and Its Environmental Impact: A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(1): 1031–39. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.09.024>.
- Li, Gong, and Jing Shi. 2010. "On Comparing Three Artificial Neural Networks for Wind Speed Forecasting." *Applied Energy* 87(7): 2313–20.
- Lin, Whei-Min, and Chih-Ming Hong. 2010. "Intelligent Approach to Maximum Power Point Tracking Control Strategy for Variable-Speed Wind Turbine Generation System." *Energy* 35(6): 2440–47. <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544210000964>.
- Pérez de la Portilla, Marina, Amable López Piñeiro, José Andrés Somolinos Sánchez, and Rafael Morales Herrera. 2017. "Modelado Dinámico y Control de Un Dispositivo Sumergido Provisto de Actuadores Hidrostáticos." *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial* 15(1): 12. <https://polipapers.upv.es/index.php/RIAI/article/view/8824> (February 21, 2019).
- Pucci, Marcello, and Maurizio Cirrincione. 2011. "Neural MPPT Control of Wind Generators with Induction Machines without Speed Sensors." *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 58(1): 37–47.
- Red Eléctrica de España. 2017. *El Sistema Eléctrico Español*.
- Sahin, Ahmet Duran. 2004. "Progress and Recent Trends in Wind Energy." *Progress in Energy and Combustion Science* 30(5): 501–43.
- Santos, M. 2011. "Un Enfoque Aplicado Del Control Inteligente." *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI* 8(4): 283–96. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1697791211000501> (November 9, 2018).
- Shahmaleki, Pourya. 2018. "Enhancing Wind Turbine's Performance Using Fuzzy Pitch and Torque Controllers." In *World Automation Congress Proceedings*.
- Simoes, M G, B K Bose, and R J Spiegel. 1997. "Fuzzy Logic Based Intelligent Control of a Variable Speed Cage Machine Wind Generation System." *Power Electronics, IEEE Transactions on* 12(1): 87–95.
- Soman, S S, H Zareipour, O Malik, and P Mandal. 2010. "A Review of Wind Power and Wind Speed Forecasting Methods with Different Time Horizons." *North American Power Symposium (NAPS)*: 1–8.
- Wakui, Tetsuya, Motoki Yoshimura, and Ryohei Yokoyama. 2017. "Multiple-Feedback Control of Power Output and Platform Pitching Motion for a Floating Offshore Wind Turbine-Generator System." *Energy* 141: 563–78. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217316195?via%3Dihub> (November 9, 2018).
- Wunsch, D.C., E.A. O'Hair, and M.G. Giesselmann. 2001. "Using Neural Networks to Estimate Wind Turbine Power Generation." *IEEE Transactions on Energy Conversion* 16(3): 276–82. <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-0035451837&partnerID=tZotx3y1>.