



Universidad de Málaga

Escuela de Ingenierías Industriales

Ingeniería de Sistemas y Automática

Trabajo Fin de Grado

Mejora del control del ángulo de ataque de aerogeneradores flotantes mediante técnicas de control robusto

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial

Autor: Pablo Ruiz López

Tutor: Juan Jesús Fernández Lozano

Cotutor: Ángeles Hoyo Sánchez

26 de mayo de 2025

Resumen

Mejora del control del ángulo de ataque de aerogeneradores flotantes mediante técnicas de control robusto

Autor: Pablo Ruiz López

Tutor: Juan Jesús Fernández Lozano

Cotutor: Ángeles Hoyo Sánchez

Departamento: Ingeniería de Sistemas y Automática

Titulación: Ingeniería Electrónica Industrial

Palabras clave energías renovables, energía eólica flotante, control robusto, aerogeneradores, incertidumbre, plataformas marinas

Dentro del panorama de las energías renovables, la energía eólica se ha consolidado en los últimos años como una de las más prolíficas, por su capacidad de evolución y mejora. En particular, la posibilidad de trasladar estas grandes estructuras al entorno marino, incluso a grandes profundidades sin necesidad de cimentaciones fijas, promete ser una de las fuentes principales de energía renovable en un futuro. Este enfoque no solo permite aprovechar la captura de vientos más constantes y potentes, sino que también reduce el impacto visual y el uso de suelo asociado a los parques eólicos terrestres.

Sin embargo, supone grandes desafíos debido a las complejidades que conlleva su emplazamiento, como el oleaje, los fuertes vientos y los sistemas de amarre al fondo marino. Por esta razón, desde hace décadas se investiga el diseño de controladores capaces de actuar ajustando el ángulo de las palas de estos aerogeneradores para mitigar esas dificultades y que el desempeño de producción eléctrica continúe siendo eficiente y seguro.

Aunque en los últimos años se ha optado por el desarrollo de técnicas de control avanzadas, como el control adaptativo o el modelo predictivo, los controladores tradicionales siguen teniendo un amplio margen de mejora por su simplicidad y bajo coste computacional. En este contexto, este trabajo tiene la finalidad de diseñar un controlador basado en técnicas de control robusto capaces de hacer frente a las incertidumbres y no linealidades que suponen las plataformas flotantes, con el objetivo de garantizar un desempeño eficiente y estable del sistema.

Abstract

Improvement of Angle of Attack Control in Floating Wind Turbines Using Robust Control Techniques

Author: Pablo Ruiz López

Supervisor: Juan Jesús Fernández Lozano

Cosupervisor: Ángeles Hoyo Sánchez

Departament: Systems and Automatic Control Engineering

Degree: Industrial Electronic Engineering

Keywords: renewable energies, floating wind turbines, offshore wind energy, robust control, pitch control, uncertainty, nonlinear systems

Within the field of renewable energy sources, wind power has become one of the most prolific in recent years due to its continuous potential for evolution and improvement. In particular, the possibility of moving large wind turbine structures in offshore environments, even to deep waters without the need for fixed foundations, is seen as a promising option for becoming a key renewable energy source in the future. This approach not only allows the use of more consistent and stronger wind resources but also reduces the visual impact and land use associated with onshore wind farms.

However, this development presents significant challenges due to the complexity of its location, such as wave action, strong winds, and mooring systems anchored to the seabed. For this reason, the design of controllers capable of adjusting the blade pitch angle of these wind turbines has been under investigation for decades, with the aim of mitigating these difficulties and ensuring efficient and safe power generation performance.

Although recent efforts have focused on the development of advanced control techniques, such as adaptive control or model predictive control, traditional control strategies still have great potential for improvement due to their simplicity and low computational cost. In this context, the objective of this work is to design a controller based on robust control techniques, capable of dealing with the uncertainties and nonlinearities inherent in floating platforms, in order to achieve efficient and stable system performance.

Agradecimientos

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a todas aquellas personas que han hecho posible este Trabajo de Fin de Grado. En primer lugar, a mis tutores Juan Jesús Fernández Lozano y Ángeles Hoyo Sánchez, por su dedicación, consejo y paciencia a lo largo de este proceso.

A mis padres, por su apoyo en todo momento, incluso a pesar de los baches. Por haber hecho posible que tenga la oportunidad de estudiar aquello que me gusta y dedicarme completamente a ello.

También a mi familia—ojalá poder mencionarlos a todos porque no solo han sido parte fundamental de mi etapa académica, sino también a lo largo de mi niñez hasta ahora.

Por último, a los amigos que han seguido a mi lado a pesar del paso del tiempo y la distancia. Pero en especial, aquellos que he hecho durante esta etapa en Málaga, tanto en los momentos de risa como en esas noches largas de estudio. Aunque ellos no fueran del todo conscientes, me han ayudado en aquellos instantes que la vida se ponía un poco más difícil.

Todos ellos han aportado su grano de arena para que este proyecto haya sido posible.

Acrónimos

AIE	Agencia Internacional de la Energía
FOWT	Floating Offshore Wind Turbines
ISA	Ingeniería de Sistemas y Automática
MATLAB-Simulink	Entorno de simulación y modelado
NREL	National Renewable Energy Laboratory
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OMM	Organización Meteorológica Mundial
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OpenFAST	Herramienta de simulación para turbinas eólicas desarrollada por NREL
PI	Proportional, Integral controller
PID	Proportional, Integral, Derivative controller
TSR	Tip Speed Ratio
TurbSim	Generador de perfiles de viento para simulación de turbinas eólicas

Índice

	Página
Índice de Figuras	xv
Índice de Tablas	xvii
1 Introducción	1
1.1. Motivación	2
1.2. Objetivos y contribución	3
1.3. Marco de realización	3
1.4. Estructura de la memoria	4
2 Contexto y Marco Teórico	5
2.1. Orígenes de las energías renovables en España	7
2.1.1. Expansión hidroeléctrica	7
2.1.2. Surgimiento de la energía eólica	7
2.1.3. Primeros pasos de la energía solar	8
2.1.4. Evolución de la energía termosolar y expansión conjunta	8
2.2. Presente de las energías renovables	8
2.2.1. Generación de energía en 2024	8
2.2.2. Potencia instalada a finales de 2024	9
2.2.3. Prosperidad de la energía eólica	10
2.3. Evolución y estado actual de la energía eólica marina	10
2.3.1. Ventajas y retos de los FOWTs	12
2.4. Fundamentos y diseños de FOWTs	13
2.5. Gestión y Regulación de aerogeneradores destinados a la eólica flotante	15
2.5.1. Control de par	18
2.5.2. Control del ángulo de ataque	19
2.6. Métodos de control empleados en el sector	20
2.6.1. Técnicas tradicionales de control	20
2.6.2. Control Robusto	21

3	Herramientas de Software	25
3.1.	MATLAB	25
3.1.1.	Simulink	26
3.1.2.	Robust Control Toolbox	26
3.2.	OpenFast	26
3.3.	TurbSim	27
3.4.	Esquema de Funcionamiento	27
4	Metodología	29
4.1.	Planteamiento	29
4.2.	Modelado del sistema	30
4.3.	Diseño Controlador síntesis H_∞	34
4.4.	Diseño Controlador μ	36
5	Experimentos y Resultados	39
5.1.	Entorno de trabajo	39
5.2.	Prueba Preliminar	42
5.3.	Sensibilidad y robustez a incertidumbres	43
5.3.1.	Perfil de Viento Tipo A a 16 m/s	44
5.3.2.	Perfil de Viento Tipo A a 19 m/s	45
5.3.3.	Perfil de Viento Tipo A a 22 m/s	46
6	Conclusiones y futuras líneas de trabajo	47
6.1.	Conclusiones	47
6.1.1.	Análisis de las comparaciones	48
6.2.	Futuras líneas de trabajo	49
	Bibliografía	51

Índice de Figuras

Figura	Página
2.1. Representación gráfica de la generación de energía eléctrica en 2024 [1]	9
2.2. Distribución de la potencia instalada en España a finales de 2024 [1]	10
2.3. Grados de libertad de una plataforma flotante [2]	14
2.4. Tipos de plataformas eólicas flotantes [3]	14
2.5. Componentes del modelo dinámico de una FOWT [4]	16
2.6. Región de funcionamiento del control en función de la velocidad [5]	17
2.7. Regiones de la ley teórica de control de par [5]	19
2.8. Formulación general del control robusto [6].	22
3.1. Diagrama de flujo representativo del acoplamiento entre las aplicaciones. Elaboración propia	28
3.2. Bloque específico de OpenFAST y Simulink.	28
4.1. Modelo no lineal de la planta. Elaboración propia	34
4.2. Modelo linealizado de la planta con incertidumbre. Elaboración propia	35
4.3. Diagrama de bloques del controlador μ . Elaboración propia	36
4.4. Interconexión entre variables. Elaboración propia	37
5.1. Esquema de Simulink para la simulación del control μ	40
5.2. Esquema de Simulink para la simulación del control PI	40
5.3. Respuesta Plataforma NREL con el control PI ante un perfil de viento de 16 m/s de baja turbulencia	42
5.4. Respuesta Plataforma NREL con el control μ ante un perfil de viento de 16 m/s de baja turbulencia	43
5.5. Respuesta Controladores 16 m/s de alta turbulencia	44
5.6. Respuesta Controladores 19 m/s de alta turbulencia	45
5.7. Respuesta Controladores 22 m/s de alta turbulencia	46

Índice de Tablas

Tabla	Página
4.1. Valores de parámetros y variables del sistema	32

Introducción

Contenido

1.1. Motivación	2
1.2. Objetivos y contribución	3
1.3. Marco de realización	3
1.4. Estructura de la memoria	4

En este capítulo introductorio se presenta un breve resumen de las motivaciones y objetivos que dieron lugar a este trabajo, así como una explicación de su estructura.

1.1. Motivación

En recientes años las energías renovables se han visto impulsadas debido a la alarmante emergencia climática, cuyos efectos cada vez son más notables y a futuro son impredecibles. Desde la Organización Meteorológica Mundial (OMM) [7] se ha advertido reiteradamente sobre el incremento desmedido de fenómenos relacionados con el agua, desde sequías, tormentas e inundaciones. Por otro lado, la falta de agua en algunos países, principalmente en África, es uno de los temas más preocupantes. Es por ello que la reducción de gases de efecto invernadero se ha convertido en una prioridad, especialmente en Europa.

En este contexto, el 25 de septiembre de 2015, en la Cumbre de las Naciones Unidas se adoptaron los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU [8], donde se incluyen metas para la lucha contra el cambio climático. Estos objetivos forman parte de la Agenda 2030 [9], un plan global para enfrentar el cambio climático y promover el uso responsable de los recursos naturales.

Dentro de estos objetivos, aquel que más nos incumbe es el ODS 7 [10], Energía Asequible y No Contaminante, cuyo fin es reemplazar las fuentes contaminantes con alternativas renovables, como la energía solar, eólica o hidroeléctrica. Por esta razón, ha aumentado la investigación en este tipo de energías con el fin de reducir al máximo el uso de combustibles fósiles.

En particular, la energía eólica se ha visto potenciada debido a los avances tecnológicos en los últimos años, especialmente la energía eólica marina u offshore, debido a que permite aprovechar los potentes vientos que se producen en alta mar. Este campo es amplio y se encuentra en constante evolución, por lo que este proyecto se centrará en los aerogeneradores semisumergibles o FOWT (Floating Offshore Wind Turbines), una tecnología que permite aprovechar los fuertes vientos en alta mar sin necesidad de emplear estructuras fijas en el lecho marino. Según la Agencia Internacional de la Energía, se podría generar 11 veces más electricidad de la necesaria a nivel mundial con la energía eólica marina, tanto flotante como con estructuras fijas al fondo marino [11].

La gran ventaja de ubicar estos aerogeneradores en mar abierto es que el viento no encuentra obstáculos a su paso y es más constante. Esto hace que la energía eólica marina sea más eficiente que la terrestre, ya que el viento ejerce más presión sobre las aspas de los aerogeneradores, aumentando su producción de energía [12].

Sin embargo, la energía eólica marina flotante también presenta desventajas, como los altos costos de instalación y mantenimiento debido a las complejas estructuras flotantes y los anclajes en aguas profundas. Además, las condiciones extremas del mar pueden acelerar el desgaste de los componentes, incrementando la necesidad de reparaciones. A esto se suma la necesidad de una gran inversión para expandir los puertos europeos, los cuales deberán ser ampliados y requerirían de nuevas infraestructuras [13]. Otro desafío es el impacto ambiental y paisajístico, ya que la instalación de estos aerogeneradores puede afectar la fauna marina y la navegación [14].

También surge la necesidad de desarrollar un sistema de control apropiado en términos de eficiencia y seguridad. Este supone un reto desafiante de abordar debido a las complicaciones que

implica la construcción de turbinas eólicas en aguas profundas al tratarse de un sistema no lineal que debe resistir factores como la fatiga, la fuerza del viento y el impacto de las olas.

En tiempos recientes se han obtenido resultados muy esperanzadores con métodos de control más modernos como puede ser el control híbrido (combinación de técnicas de control borroso) [15], control inteligente [16] o control adaptativo [17]. Consecuentemente, se han dejado de lado algunos métodos de control clásicos que siguen teniendo un gran rango de mejora, como es el caso del control robusto. Es aquí donde surge la motivación de este proyecto.

En este contexto, el objetivo es obtener resultados competitivos empleando distintas técnicas de control robusto. Dado que los aerogeneradores marinos operan en entornos cambiantes y difíciles de predecir, es fundamental implementar estrategias de control que garanticen un funcionamiento estable y eficiente, incluso frente a incertidumbres, no linealidades y perturbaciones. Los sistemas de control robusto ayudan a manejar estas variaciones, permitiendo que la turbina siga operando de manera óptima y generando energía incluso en situaciones adversas. Además, su uso mejora la fiabilidad y la durabilidad de las turbinas.

1.2. Objetivos y contribución

El objetivo principal de este Trabajo Fin de Grado es dar continuidad a la investigación realizada por Jimena Martínez Paíno en 2022 sobre el diseño de controladores para aerogeneradores mediante técnicas de control robusto. En esta ocasión, el estudio se amplía incorporando un mayor número de incertidumbres significativas, con el propósito de lograr una representación más precisa del sistema en condiciones reales de operación.

El problema abordado continúa siendo el control del ángulo de ataque de las palas (pitch). Mientras que el trabajo previo planteó una primera aproximación al diseño de controladores robustos, esta investigación profundizará en la modelización y el análisis de las incertidumbres presentes en aerogeneradores semisumergibles.

Siguiendo el proyecto mencionado anteriormente, se tomará como referencia el aerogenerador NREL de 5 MW sobre la plataforma OC4. Además, se analizarán controladores robustos utilizados en otros aerogeneradores flotantes y se tomará como base de comparación el controlador PI desarrollado por NREL. [18].

El desarrollo y validación del controlador se llevará a cabo utilizando la plataforma de simulación previamente desarrollada en la línea de investigación, basada en MATLAB-Simulink, OpenFAST y TurbSim. Gracias al conjunto de estas herramientas, será posible realizar simulaciones más realistas, permitiendo evaluar con mayor precisión el comportamiento del aerogenerador.

1.3. Marco de realización

Este Trabajo Fin de Grado se incluye dentro de la línea de trabajo de Desarrollo de controladores para aerogeneradores off-shore de 5MW mediante técnicas clásicas y control inteligente. El principal

investigador de esta línea de trabajo es el Dr. Juan Jesús Fernández Lozano, cotutor de este Trabajo junto con la Dra. Ángeles Hoyo Sánchez. Dicha línea de trabajo es una colaboración entre el Grupo de Ingeniería de Sistemas y Automática de la Universidad y la empresa EnerOcean, una de las pioneras en España dentro de este sector.

1.4. Estructura de la memoria

La presente memoria se encuentra organizada en 5 capítulos, con el objetivo de estructurar de manera clara el desarrollo del trabajo. Previo a los capítulos principales del proyecto, se realiza un breve resumen de las ideas principales, mención de los acrónimos y notación matemática, con algunos de los elementos más importantes de la investigación.

Capítulo 1: Introducción

Se presentan el trabajo, las motivaciones y los objetivos del trabajo, además de la estructura de los distintos apartados que presenta este TFG.

Capítulo 2: Contexto y Marco Teórico

Se realiza una revisión de evolución de las energías renovables, estudios previos y fundamentos teóricos relacionados con los aerogeneradores semisumergibles. De esta manera, se pone al lector en contexto de la actualidad de este tipo de investigaciones.

Capítulo 3: Herramientas de Software

Se explican de manera resumida las aplicaciones empleadas y su función para la simulación de los controladores sobre la plataforma de NREL de 5MW.

Capítulo 4: Metodología

Se explican en detalle los métodos empleados para el diseño del controlador robusto.

Capítulo 4: Experimentos y Resultados

Se presentan los resultados obtenidos, acompañados de un análisis exhaustivo, además de realizarse una comparación con el desempeño del PI de NREL.

Capítulo 5: Conclusiones

Se exponen las principales conclusiones del trabajo y se sugieren posibles líneas de investigación futuras.

Finalmente, se incluyen la bibliografía utilizada y anexos con material complementario.

Contexto y Marco Teórico

Contenido

2.1. Orígenes de las energías renovables en España	7
2.1.1. Expansión hidroeléctrica	7
2.1.2. Surgimiento de la energía eólica	7
2.1.3. Primeros pasos de la energía solar	8
2.1.4. Evolución de la energía termosolar y expansión conjunta	8
2.2. Presente de las energías renovables	8
2.2.1. Generación de energía en 2024	8
2.2.2. Potencia instalada a finales de 2024	9
2.2.3. Prosperidad de la energía eólica	10
2.3. Evolución y estado actual de la energía eólica marina	10
2.3.1. Ventajas y retos de los FOWTs	12
2.4. Fundamentos y diseños de FOWTs	13
2.5. Gestión y Regulación de aerogeneradores destinados a la eólica flotante	15
2.5.1. Control de par	18
2.5.2. Control del ángulo de ataque	19
2.6. Métodos de control empleados en el sector	20
2.6.1. Técnicas tradicionales de control	20
2.6.2. Control Robusto	21

En este capítulo se presenta una contextualización de los antecedentes teóricos y prácticos de las fuentes de energías renovables. Posteriormente, se hace énfasis en la energía eólica, abordando los principales conceptos, técnicas y herramientas utilizadas en estudios previos con el objetivo de facilitar la comprensión y la justificación de la importancia de este proyecto.

2.1. Orígenes de las energías renovables en España

Los primeros pasos de las energías renovables en España comenzaron a finales del siglo XIX con la instalación de las primeras centrales hidroeléctricas [19]. Fue en 1884 cuando la Compañía Sevillana de Electricidad aprovechó las capacidades hídricas de la cuenca del Guadalquivir. Para principios del siglo XX, estas centrales ya representaban el 40% de la electricidad generada en España. Sin embargo, un problema importante era la limitación del transporte de electricidad a zonas más alejadas, ya que en ese momento solo se utilizaba la corriente continua, que no era eficiente para largas distancias.

2.1.1. Expansión hidroeléctrica

Con la llegada de la corriente alterna, la industria eléctrica española pudo desarrollarse más fácilmente. Durante los primeros años del siglo XX, la Compañía Hidroeléctrica Ibérica expandió considerablemente el parque de centrales hidroeléctricas, siendo especialmente relevante la instalación en el Valle del Ebro, que llegó a representar el 25% de la electricidad producida en todo el país. Un avance posterior clave fue el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos del río Duero y sus afluentes [20].

Tras la Guerra Civil, la energía hidroeléctrica adquirió una relevancia aún mayor. En un país que buscaba reconstruirse económicamente, esta fuente se convirtió en un pilar para el crecimiento industrial.

A pesar de su relevancia durante gran parte del siglo, la energía hidroeléctrica fue perdiendo protagonismo. El surgimiento de otras fuentes, tanto renovables como no renovables, y el aumento de la demanda eléctrica contribuyeron a su descenso relativo. El auge de las energías renovables a partir de los años 80 también fue determinante en la transformación del panorama energético.

2.1.2. Surgimiento de la energía eólica

En 1984 se construyó la primera turbina eólica terrestre de España en la comarca del Empordà (Girona), generando apenas 15 kW. Solo un mes después, se puso en funcionamiento el primer parque eólico del país, en Garriguella, formado por cinco aerogeneradores con una capacidad total de 24 kW [21]. Este parque era suficiente para abastecer a 60 familias. Hoy en día, una sola turbina puede generar 23.000 MWh, suficiente energía para 2.500 hogares.

A pesar de estos avances, el primer parque eólico comercial en España fue el de la Sierra del Perdón, en Navarra, que comenzó a operar en diciembre de 1994 [22]. Con seis aerogeneradores de 500 kW cada uno, fue un paso importante en la consolidación de la energía eólica en el país. Con el tiempo, se añadieron otros 34 aerogeneradores, alcanzando los 20 MW de capacidad, que es lo que produce el parque actualmente.

En 1998, la energía eólica aún era minoritaria en el mix eléctrico: solo se habían instalado 760 MW, lo que representaba el 1,54% de la electricidad generada. Pero en las dos últimas décadas, el

crecimiento de esta opción de energía renovable se disparó hasta alcanzar en 2019 los 25.255 MW de potencia. Lo que significó una participación del 21,5 % en el sistema eléctrico nacional.

2.1.3. Primeros pasos de la energía solar

La primera central fotovoltaica en España fue instalada por Iberdrola en San Agustín de Guadalix en 1984 [23]. Durante una década fue la única conexión solar a la red eléctrica nacional, con una potencia de apenas 100 kW. Más adelante, con pequeños proyectos como el de la Universidad Politécnica de Madrid, se alcanzaron 1,6 MW en 1995 [24].

Aunque el verdadero impulso de esta tecnología llegaría con la aprobación de normativas favorables entre 1998 y 2007, el Real Decreto 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas con energías renovables [25]. Para 2011, la potencia instalada había alcanzado los 2.708 MW, y la energía solar fotovoltaica representaba el 2,9% de la producción eléctrica nacional, situando a España entre los líderes mundiales en este ámbito [26].

2.1.4. Evolución de la energía termosolar y expansión conjunta

La energía termosolar también tuvo un papel destacado en la transición energética española. En 2019, operaban 50 centrales termosolares en el país, con una producción anual superior a los 5 TWh, lo que representaba un 2,1 % de la generación eléctrica total.

En conjunto, la suma de energía solar fotovoltaica y termosolar creció significativamente. En solo un año, la potencia instalada pasó de 7.018 MW en 2018 a 11.217 MW en 2019, lo que supuso un aumento cercano al 60%. A día de hoy, la Plataforma Solar Extremadura es la más grande de España y una de las mayores de Europa, capaz de generar 200MW [27].

2.2. Presente de las energías renovables

Han pasado 140 años desde que la Compañía Sevillana de electricidad construyó la primera central eléctrica en el Salto del Molino de San Calixto, en Córdoba. En la actualidad, tras más de un siglo de evolución en el sector energético, España ha logrado avances significativos en la incorporación de energías renovables.

2.2.1. Generación de energía en 2024

Tras los últimos datos publicados por Red Eléctrica, la empresa de Redeia encargada del transporte y la operación del sistema eléctrico en España desde 1985, y presentados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, el país ha alcanzado cifras récord en generación de energía mediante fuentes renovables.

De acuerdo a la información recogida en el *Informe del sistema eléctrico español 2024* [28] y en *Las renovables en el sistema eléctrico español 2024* [29], la energía eólica se consolidó como la principal

fuelle de generación eléctrica en España, con una participación del 23,2%. La producción nuclear mantuvo una participación del 20%, mientras que la solar fotovoltaica contribuyó con un 17%. El ciclo combinado y la hidráulica completaron las principales fuentes con un 13,6% y un 13,3%, respectivamente [1].

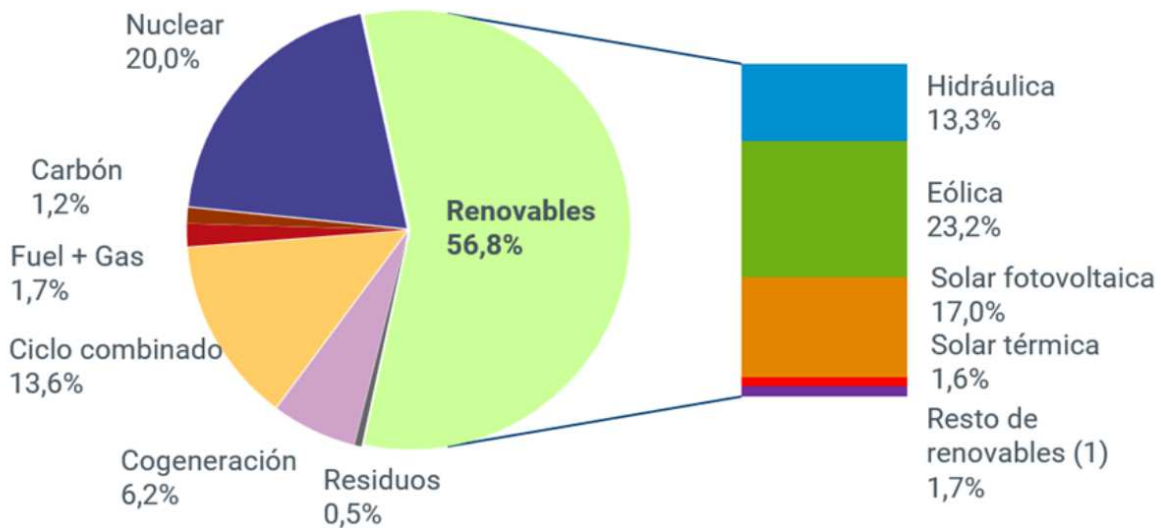


Figura 2.1: Representación gráfica de la generación de energía eléctrica en 2024 [1]

En términos de generación eléctrica, las dos grandes fuentes de energía renovables, tanto eólica como solar, alcanzaron el pasado año los 60.921 GWh [30] y 44.520 GWh [31], respectivamente. Es especialmente destacable el aumento registrado por la energía solar en comparación con el año anterior, con un incremento del 18,9%.

Como resultado, según Red Eléctrica, a lo largo de 2024 se ha registrado un mínimo histórico en producción de emisiones a la atmósfera, 27 millones de toneladas de CO₂, lo que resulta un descenso del 16,8% respecto al año anterior y un 54% menos que hace una década. El 76,8% de la producción energética española en este año se realizó sin emitir gases contaminantes.

2.2.2. Potencia instalada a finales de 2024

En paralelo al incremento de la generación renovable, el sistema eléctrico español ha experimentado una transformación estructural significativa en términos de potencia instalada. Al cierre de 2024, las fuentes renovables alcanzaron el 66,0% del total de la capacidad instalada, consolidando su papel central en el mix energético nacional [1].

Dentro de este conjunto, la energía solar fotovoltaica lideró con una cuota del 25,1%, seguida muy de cerca por la energía eólica, con un 24,9%. La hidráulica y la solar térmica contribuyeron con un 13,3% y un 1,8%, respectivamente.

Este reparto evidencia el compromiso sostenido con la ampliación de la capacidad de generación limpia, tanto a través de grandes plantas conectadas a la red como mediante el desarrollo de proyectos distribuidos. La Figura 2.2 muestra la distribución detallada de la potencia instalada en España a finales de 2024.

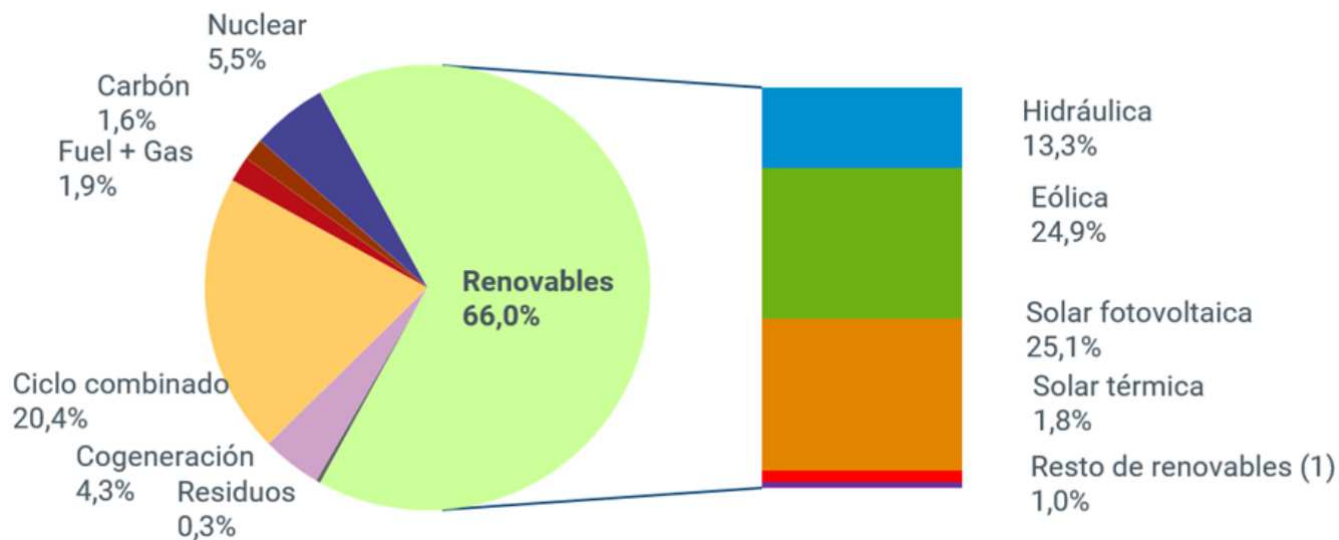


Figura 2.2: Distribución de la potencia instalada en España a finales de 2024 [1]

2.2.3. Prosperidad de la energía eólica

España ha experimentado un notable desarrollo de la energía eólica desde finales del siglo XX, con una capacidad instalada que supera actualmente los 30.000 MW [29]. Este crecimiento se ha apoyado en aerogeneradores de última generación, con potencias unitarias que superan los 5 MW, sistemas de control avanzados y un alto rendimiento en condiciones variables.

Las regiones con mayor penetración eólica son Castilla y León, Galicia, Aragón y Andalucía, donde la orografía y el régimen de vientos han favorecido el aprovechamiento energético. Empresas como Iberdrola Renovables, Siemens Gamesa y Acciona Energía han sido clave para desarrollar la cadena de valor nacional, desde la fabricación hasta la operación de parques [32] [33].

A pesar del gran desarrollo de la energía eólica terrestre, las limitaciones de espacio y la saturación de algunas zonas del país han impulsado la búsqueda de nuevas soluciones. La energía eólica marina, especialmente la flotante, surge como una alternativa para seguir ampliando la capacidad renovable del país, abriendo un nuevo horizonte de aprovechamiento energético en las costas.

2.3. Evolución y estado actual de la energía eólica marina

A diferencia de otros países europeos con parques marinos de cimentación fija, las características geográficas de las costas españolas exigen soluciones adaptadas a aguas profundas. Es aquí donde

surge la energía eólica flotante como una opción estratégica, capaz de aprovechar el abundante recurso eólico marino y ampliar la capacidad renovable del país sin ocupar espacio terrestre [34].

Esta sección se basa principalmente en el trabajo de Mohammad Barooni (2022) sobre el estado actual y las perspectivas futuras de las turbinas eólicas marinas flotantes [35].

Hasta hace pocos años, la mayoría de los parques eólicos marinos constaban de turbinas eólicas ancladas al lecho marino mediante estructuras fijas. Este tipo de tecnología ha demostrado ser económica y eficaz en aguas profundas inferiores a 50 metros [36].

Los inicios de esta tecnología se ubican en las costas de Nordersund, Suecia, donde se instaló la primera turbina marina. Desde ese momento, otros países europeos como Países Bajos, Dinamarca y el Reino Unido han desarrollado diversos proyectos de demostración financiados principalmente por gobiernos y entidades de investigación.

Sin embargo, gran parte del potencial eólico marino disponible se encuentra en regiones de aguas más profundas, donde las cimentaciones fijas no son una opción debido a su alto coste y complejidad. En este contexto, aparecieron las estructuras flotantes, permitiendo instalar turbinas alejadas de las costas, donde el recurso eólico es más constante y potente [37].

A lo largo de la última década ha prosperado el diseño de turbinas eólicas flotantes (Floating Offshore Wind Turbines, FOWTs). Su desarrollo se ha visto beneficiado por las ideas ya empleadas en la industria petrolífera offshore, como las plataformas semisumergibles, los flotadores tipo spar y las tension leg platform (TLP). En 2008 la empresa Blue H Technologies instaló la primera turbina flotante con una plataforma TLP a 21,3 km de la costa de Apulia, Italia, con una potencia nominal de 80 kW. Le siguió el proyecto Hywind de Statoil en 2009, con una turbina flotante de 2,3 MW sobre una estructura tipo spar. Posteriormente, en 2011, Principle Power desplegó la turbina WindFloat de 2 MW en la costa de Aguçadora, Portugal [38].

En 2023, la empresa vasca Saitec Offshore Technologies puso en marcha el primer aerogenerador marino flotante conectado a la red en España, el proyecto DemoSATH [39]. Esta iniciativa busca recolectar datos y adquirir conocimiento práctico sobre el proceso de construcción, operación y mantenimiento de la plataforma eólica flotante a lo largo de un período de 2 años. Se trata de una unidad de 2 MW ubicada en el área de ensayos BiMEP, frente a la costa de Vizcaya, a unos 85 metros de profundidad. Esta turbina eólica generará suficiente energía para abastecer hasta 2.000 hogares locales. En el caso de estar interesado en conocer de manera detallada el proceso completo del proyecto DemoSATH, existe un documental que ofrece una visión completa desde la fase inicial de ideas hasta la construcción final. En este video, se explican los principales desafíos, innovaciones y logros del proyecto. Puede visualizarse en el siguiente enlace [40].

Por otro lado, las turbinas terrestres han logrado reducir considerablemente sus costes y mejorar su competitividad frente a fuentes convencionales. Esto ha sido posible gracias a diversas mejoras, como un mayor tamaño de las turbinas, modelos computacionales más precisos, innovaciones en el diseño de parques eólicos y una gestión más eficiente de pérdidas energéticas. En los sistemas de base fija, la turbina representa alrededor del 32 % del coste total, seguida del montaje e instalación

(19%) y la cimentación (15%). En cambio, en los diseños flotantes, la cimentación y subestructura pueden llegar a suponer más del 36% del coste, lo que muestra la complejidad de este tipo de infraestructuras [41].

A pesar de ello, la energía eólica marina flotante ofrece ventajas estratégicas. Muchas regiones densamente pobladas se ubican cerca de zonas costeras, lo que convierte a las FOWTs en una opción interesante para generar energía limpia cerca del punto de consumo, evitando los problemas visuales y sonoros que provocan los parques terrestres. Además, su ubicación permite acceder a vientos más estables e intensos. Este hecho no solo mejora la producción energética, sino que también disminuye el estrés mecánico sobre el rotor y otros componentes clave [42].

En conclusión, a pesar de las desventajas que suponen las instalaciones de aerogeneradores semisumergibles, suponen un gran potencial y un avance en términos tecnológicos y económicos. El presente estudio ofrece una perspectiva actual de la evolución de las FOWTs, analizando aspectos clave como los conceptos de diseño, las cargas estructurales y las herramientas de simulación empleadas. Asimismo, se discuten las proyecciones de futuro en cuanto a despliegue comercial, reducción de costes (LCOE) y oportunidades industriales para las próximas décadas [43].

2.3.1. Ventajas y retos de los FOWTs

En este contexto, España se encuentra en una etapa inicial en cuanto al desarrollo de la energía eólica marina flotante, pero con un gran potencial. A pesar de contar con más de 8.000 kilómetros de costa, el país no cuenta aún con parques eólicos marinos comerciales, debido a la elevada profundidad del lecho marino cercano a la costa. Por esta razón, las estructuras flotantes parecen la mejor solución para aprovechar los fuertes vientos marinos.

Consciente de ello, el Gobierno de España ha fijado como objetivo alcanzar entre 1 y 3 GW de potencia eólica offshore flotante para el año 2030, según la Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y Energías del Mar [44]. Esta planificación acompaña a los objetivos establecidos por la Unión Europea en materia de transición energética, apostando por la energía renovable offshore [45].

Para clarificar estos datos, según un estudio realizado por la empresa alemana Dekra, identifica las ventajas que suponen los aerogeneradores semisumergibles [46]:

- La velocidad del viento y la frecuencia en alta mar son mucho más altas y estables que en tierra, ya que no hay obstáculos que interfieran en la trayectoria del viento.
- Los parques eólicos marinos pueden generar electricidad durante más de 4.000-5.000 horas equivalentes al año. En comparación, los parques eólicos terrestres generan electricidad alrededor de 2.000-3.000 horas equivalentes al año.
- Se pueden utilizar aerogeneradores de mayor potencia, a partir de 8 MW.
- Representan un menor impacto en los fondos marinos al utilizar sistemas de anclaje flexibles en lugar de cimentaciones fijas,

- La tecnología flotante ofrece una mayor agilidad en las operaciones, el mantenimiento (regreso a puerto para grandes correctivos) y el desmantelamiento, lo que favorece la cadena de suministro local y reduce los costes.

Consecuentemente, esta innovación supone grandes retos:

- La tecnología flotante, a diferencia de la anclada al subsuelo marino, requiere de mayor inversión económica y está todavía en proceso de desarrollo.
- El tiempo de desarrollo de estos proyectos está entre 6 y 7 años.
- El coste de generación también tiene el reto de reducirse, pasando de los actuales 180-200 euros por MWh para proyectos de demostración, pasando a los 80-100 euros para los primeros proyectos comerciales y finalmente los 40-60 euros por MWh en 2030.
- Los puertos deben adaptarse a las necesidades de la industria flotante. Se necesitará espacio y una gran capacidad de carga para ensamblar las plataformas que más tarde serán transportadas a su ubicación.

2.4. Fundamentos y diseños de FOWTs

Tras analizar el estado actual de esta tecnología en España y los principales desafíos que supone su desarrollo, es fundamental comprender en qué consiste y cómo se diferencia de las estructuras fijas.

La energía eólica marina flotante se basa en el uso de turbinas instaladas sobre plataformas que flotan sobre el agua, a la vez que se encuentran ancladas al lecho marino mediante sistemas de anclaje. El principio físico que lo hace posible se remonta al teorema de Arquímedes: un cuerpo total o parcialmente sumergido en un fluido experimenta un empuje vertical hacia arriba igual al peso del fluido desalojado.

La estabilidad de estas estructuras es esencial para garantizar un rendimiento eficiente. Las plataformas flotantes, fabricadas en hormigón, acero o combinaciones híbridas, actúan como cimentaciones flotantes y están conectadas al fondo marino mediante un sistema de amarre compuesto por líneas de acero y anclas. Este sistema reparte las cargas dinámicas y ayuda a mantener la turbina en posición vertical, minimizando las oscilaciones y maximizando la producción energética.

El rendimiento de los FOWTs se ve afectado por el desplazamiento en seis grados de libertad (6DOF), que consta de tres modos de movimiento traslacional (X sway, Y surge, Z heave) y tres rotacionales (Roll, pitch, yaw), como puede verse en la Figura 2.3. Los movimientos en 6DOF están causados por la influencia combinada de las cargas ambientales y de restauración del sistema que actúan sobre un aerogenerador flotante [2].

En esta sección se repasarán las cuatro principales categorías en las que se clasifican las plataformas flotantes en función de la solución que adoptan para lograr la estabilidad hidrostática, como se muestra en la Figura 2.4 [3, 35, 47].

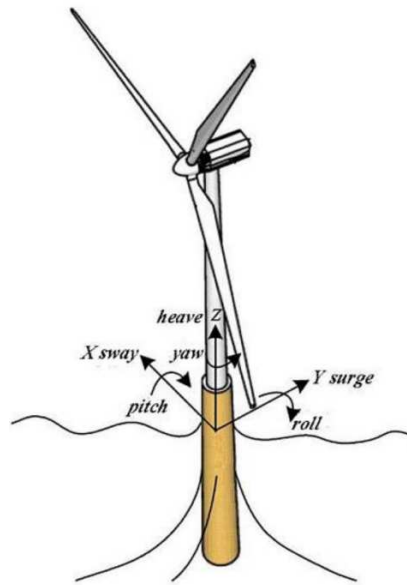


Figura 2.3: Grados de libertad de una plataforma flotante [2]

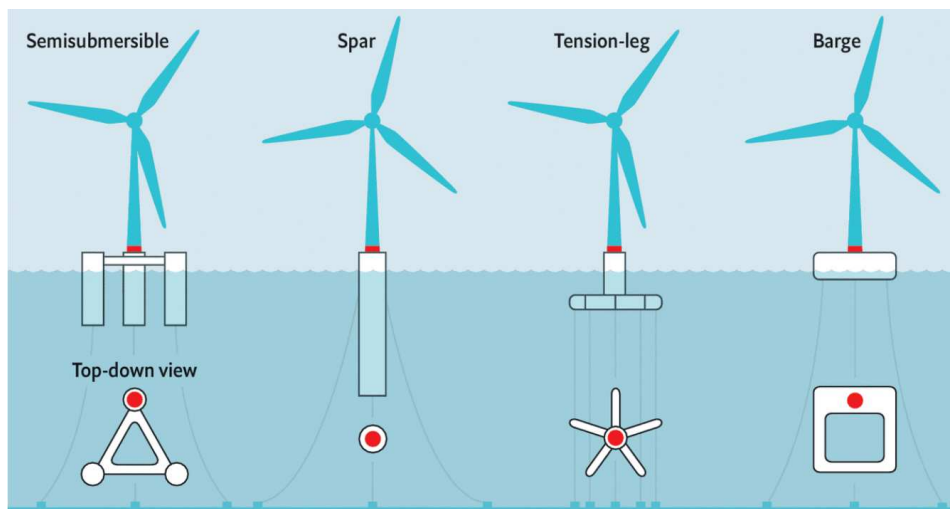


Figura 2.4: Tipos de plataformas eólicas flotantes [3]

- **Plataforma tipo Spar (Spar-buoy):** Aunque su instalación es compleja debido a la gran profundidad que alcanzan bajo el nivel del mar, son de las más viables para la producción en masa gracias a su fácil construcción. El concepto consiste en un cuerpo cilíndrico flotante anclado al fondo marino mediante cables de fondeo. Además, se utiliza lastre en la base de la estructura para bajar el centro de gravedad con respecto al centro de flotación. Esto da lugar a una gran estabilidad hidrodinámica.
- **Plataforma de Patas Tensionadas (Tension Leg Platform, TLP):** Este diseño basa su estabilidad en su flotabilidad excedente y en tendones verticales anclados al lecho marino. Su principal

ventaja frente a otras plataformas es que requiere de una subestructura más pequeña y liviana. Sin embargo, es el modelo de mayor riesgo técnico de los mencionados en esta lista debido a que si falla algo en el sistema de amarre puede desestabilizar la plataforma debido al propio sistema de anclaje que garantiza su estabilidad estructural.

- **Plataforma Semisumergible (Semisubmersible):** Diseño originalmente pensado para su uso en la industria offshore del petróleo y gas. Se trata de un tipo de estructura compuesta por varias columnas verticales unidas mediante refuerzos transversales, con placas o faldones en la base para otorgarle estabilidad. Mediante este modelo se busca minimizar la superficie expuesta al agua, pero siempre maximizando el volumen, que es el que realmente desplaza la masa de agua y aporta la estabilidad hidrostática necesaria para mantener la estructura vertical. Al ser una plataforma que requiere de menor profundidad de inmersión, se puede instalar en aguas de 40-50 metros.
- **Plataforma tipo Balsa (Barge):** Logra su estabilidad mediante la flotabilidad distribuida, aprovechando una gran área del plano de flotación. De manera habitual se utilizan embarcaciones abandonadas como plataformas flotantes, pero su uso está limitado por el tamaño de estos barcos.

[style=nextline]

Desde la empresa española EnerOcean se desarrolló la solución W2Power, una aplicación innovadora para los requerimientos de la energía eólica marina en aguas profundas. Consiste en la implementación de dos turbinas eólicas en una misma plataforma flotante, con una potencia nominal conjunta de 12 MW. En 2019 se convirtió en la primera plataforma eólica flotante en aguas españolas, específicamente frente a las costas de Gran Canaria. Además, fue también la primera plataforma flotante multiturbina en ser probada en mar abierto a nivel mundial [48].

Comprender el funcionamiento y naturaleza de estas estructuras flotantes es fundamental para analizar de mejor manera su comportamiento con el fin de facilitar el diseño de las estrategias de control. De esta manera, se podrá garantizar su estabilidad y rendimiento en condiciones marítimas exigentes.

2.5. Gestión y Regulación de aerogeneradores destinados a la eólica flotante

Como se ha comentado en apartados anteriores, esta tecnología propone grandes retos debido a las dificultades que su entorno supone: la hidrodinámica, las fuerzas de línea de amarre de las catenarias, las fuerzas viscosas y aerodinámicas, y los grandes desplazamientos. Del mismo modo, es complicado determinar cómo cambiará el viento debido a las diferencias que hay entre la velocidad del viento en la plataforma y los hasta 60 metros de altura que se encuentran las palas. Estos desafíos

hacen indispensable el uso de sistemas de control avanzados, capaces de mantener la estabilidad operativa frente a perturbaciones externas.

El diagrama de la Figura 2.5, obtenido de *Modelado y control de turbinas eólicas marinas flotantes* [5], representa un modelo de simulación y dinámica de aerogeneradores flotantes, desglosando los factores que afectan su comportamiento y las interacciones entre los distintos sistemas. Proporciona una visión integral del funcionamiento de los aerogeneradores flotantes, destacando las herramientas de simulación OpenFAST y la interacción entre el viento, el agua y la estructura de la turbina [4].

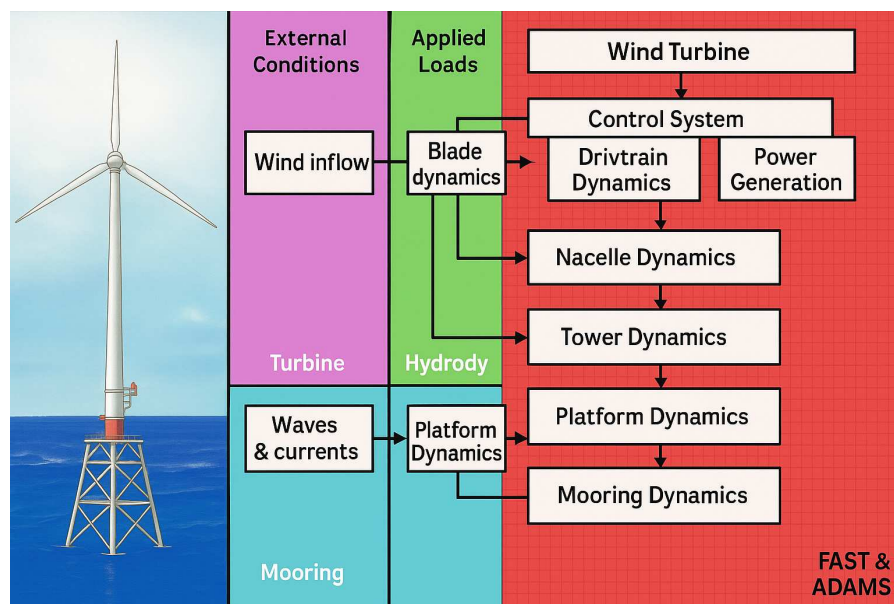


Figura 2.5: Componentes del modelo dinámico de una FOWT [4]

Para comprender correctamente el control de las turbinas eólicas flotantes, es fundamental conocer el régimen de funcionamiento del aerogenerador [5], el cual depende de la velocidad del viento y de la potencia extraída:

- **Velocidad de conexión:** Es la velocidad mínima del viento requerida para que el rotor comience a girar. Por debajo de este valor, no se genera potencia. Generalmente, se sitúa entre 3 y 4 m/s.
- **Velocidad nominal:** Es la velocidad del viento a la que se alcanza el límite de potencia impuesto por el generador. A partir de este punto, la potencia generada se mantiene constante con el objetivo de maximizar la producción sin comprometer la integridad del generador y el sistema eléctrico. Esta velocidad suele estar en el rango de 11 a 17 m/s.
- **Velocidad de corte:** Es la velocidad máxima del viento en la que se puede generar energía de manera segura. Por encima de este umbral, las cargas aerodinámicas sobre las palas podrían dañar el sistema mecánico. Generalmente, se encuentra alrededor de 25 m/s.

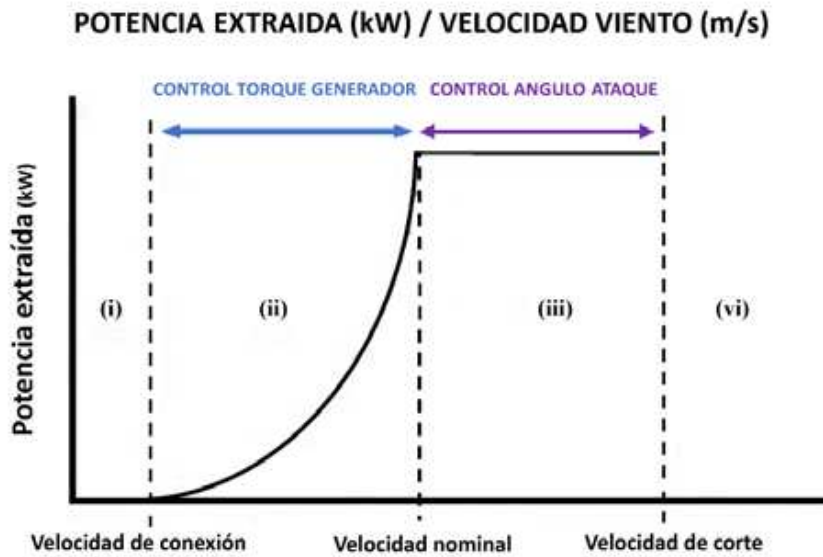


Figura 2.6: Región de funcionamiento del control en función de la velocidad [5]

La gráfica de la Figura 2.6 representa cómo se modifica el modo de control en función de estas tres velocidades:

1. **Régimen de inactividad:** Cuando la velocidad del viento es inferior a la velocidad de conexión, la turbina permanece detenida y no genera energía.
2. **Régimen de captura de máxima potencia:** Al superar la velocidad de conexión, el rotor comienza a girar con una velocidad angular Ω . En esta fase, el objetivo del sistema de control es maximizar la potencia generada ajustando dinámicamente la velocidad del rotor, actuando de esta manera el control de par.
3. **Régimen de potencia nominal:** Al alcanzar la velocidad nominal del viento, la turbina opera en estado estacionario. En este rango, aumentar la velocidad del rotor incrementaría la potencia generada, lo que podría provocar problemas eléctricos y sobrecargar las palas. Para evitarlo, el control del torque del rotor o control de par deja de ser efectivo, y en su lugar entra en acción el control del ángulo de las palas (*Pitch Control*) con el fin de mantener la potencia en su valor nominal constante.
4. **Régimen de seguridad:** Cuando la velocidad del viento supera la velocidad de corte, se implementa una estrategia de protección. Se reduce progresivamente el ángulo de ataque de las palas hasta alinearlas con la dirección del viento (ángulo de ataque de 0°), deteniendo el giro del rotor y deteniendo lentamente la generación de energía para evitar daños estructurales en la turbina.

La cantidad de potencia que se puede captar del viento depende del tamaño de la turbina, particularmente de la longitud de sus palas. Estas palas definen el diámetro del círculo imaginario

que barren al girar, también conocido como área de barrido. Cuanto mayor sea esta área, más cantidad de viento intercepta el aerogenerador [49].

Existen dos variables de control que tienen gran relevancia en la captura de potencia [42, 49], son:

- Tip-Speed-Ratio (TSR): Representa la relación entre la velocidad tangencial en la punta de las palas y la velocidad del viento incidente. Se expresa matemáticamente de la siguiente manera:

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v} \quad (2.1)$$

Donde:

- λ = Tip-Speed Ratio (TSR).
 - R = Radio del rotor [m].
 - Ω = Velocidad angular del rotor [rad/s].
 - v = Velocidad del viento incidente [m/s].
- Coeficiente de potencia (C_p): Representa la eficiencia en la conversión de la potencia del viento en potencia útil. Depende de forma no lineal al TSR y del ángulo de ataque de las palas.

$$C_p = \frac{P_{\text{capturada}}}{P_{\text{viento}}} \quad (2.2)$$

Un valor óptimo de TSR maximiza el coeficiente de potencia C_p , lo que permite captar la mayor cantidad de energía del viento para una velocidad determinada.

Como se ha mostrado, 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.

2.5.1. Control de par

El objetivo de este control es mantener constante el TSR ajustando la velocidad angular del rotor Ω , de este modo optimizar la potencia capturada [5]. Para este tipo de controles es habitual utilizar métodos de control clásicos como el PID [50] pero también se han llegado a emplear otro tipo de controles como los avanzados o inteligentes [51].

El control de par se realiza mediante una función determinista por tramos, que responde a la velocidad filtrada del aerogenerador. Esta función está dividida en cinco regiones representadas en la gráfica de la Figura 2.7, cada una asociada a un comportamiento específico del aerogenerador [5]:

- **Región 1:** El par se mantiene a cero hasta que el aerogenerador comienza a suministrar potencia. Durante ese periodo, la potencia del viento capturada sirve para acelerar el rotor.
- **Región $1\frac{1}{2}$:** Aumenta de manera lineal el par para iniciar la generación.
- **Región 2:** Busca extraer la máxima potencia posible (MPPT) para un viento dado. Para mantener el TSR al valor óptimo el par es proporcional al cuadrado de la velocidad del generador.
- **Región $2\frac{1}{2}$:** Permite una transición suave entre la Región 2 (búsqueda de MPPT) y la Región 3 (potencia nominal constante). El par aumenta linealmente en función de la potencia generada controlando el ruido y las transiciones bruscas.
- **Región 3:** A partir de este punto el generador está produciendo potencia máxima de manera constante pero el par se fija al 90% como medida de protección.

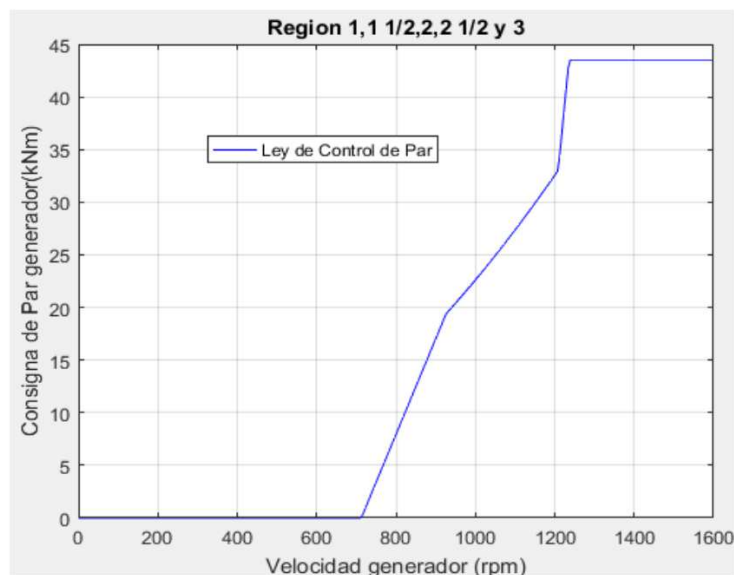


Figura 2.7: Regiones de la ley teórica de control de par [5]

2.5.2. Control del ángulo de ataque

El control del ángulo de ataque de las palas o *Pitch Control*, es el foco central de este proyecto, es crucial para proteger la turbina frente a condiciones de viento variables. Cuando la velocidad del viento aumenta, es fundamental reducir el exceso de energía captada para evitar daños en el aerogenerador.

Cuando se ha alcanzado la potencia nominal, el control del ángulo de ataque de las palas entra en acción, con el propósito de mantener estable esta potencia extraída del viento y, para ello, se mantiene constante el torque del generador, fijando la velocidad angular del rotor. Paralelamente, se modifica el ángulo de incidencia del viento sobre las palas mediante mecanismos mecánicos

o mediante el diseño aerodinámico del perfil de la pala. Es decir, se ajusta el ángulo de ataque, permitiendo así regular la carga aerodinámica sobre el rotor. Algunos de los métodos para realizarlo son la regulación por ángulo de paso (*Pitch Control*), regulación por pérdida aerodinámica ("Stall Control") y regulación activa por pérdida aerodinámica [5].

En este trabajo se busca desarrollar un método de control preciso y rápido aplicando la regulación por ángulo de paso o *Pitch Control*. Este consiste en la comprobación de la potencia generada hasta que esta alcance un valor tan alto que el controlador envíe una orden al mecanismo para ajustar el ángulo de las palas fuera de la dirección del viento, reduciendo la fuerza aerodinámica sobre el rotor. En caso contrario, de que el viento disminuya, las palas vuelven a ajustarse para maximizar la captación de energía.

2.6. Métodos de control empleados en el sector

2.6.1. Técnicas tradicionales de control

Este tipo de controladores son los que han servido de base para desarrollar los posteriores métodos de diseño y a los que se deben años de estudio. Principalmente, la plataforma semisumergible de NREL (National Renewable Energy Laboratory) tiene como controlador un PI con un sistema de un grado de libertad [52].

Uno de los desafíos en el control de aerogeneradores flotantes es la mitigación de las oscilaciones de la plataforma, que pueden afectar la estabilidad del sistema y generar cargas adicionales en la estructura. En este contexto, el estudio *An Advanced Control Technique for Floating Offshore Wind Turbines Based on More Compact Barge Platforms* [53] propone una estrategia de control avanzada diseñada para mejorar la estabilidad de aerogeneradores flotantes montados sobre plataformas tipo barcaza, utilizando el modelo de referencia NREL 5MW. En particular, se introduce un lazo de control adicional denominado Aerodynamic Platform Stabiliser (APS), que complementa el controlador PI tradicional del ángulo de paso de las palas (*Pitch Control*). Este sistema actúa detectando la velocidad de cabeceo de la góndola mediante sensores y ajustando proactivamente el ángulo de las palas para reducir las oscilaciones de la plataforma antes de que afecten significativamente la velocidad del generador.

Los resultados obtenidos mediante simulaciones demuestran que la implementación del APS permite una reducción significativa de las oscilaciones de cabeceo, lo que contribuye a una mejor regulación de la velocidad del generador y una disminución de las cargas estructurales en la torre y las palas. Además, se observa que el APS no incrementa la actividad de los actuadores de pitch, evitando así un desgaste prematuro. En conjunto, esta técnica representa una mejora en la estabilidad operativa de aerogeneradores flotantes sobre plataformas compactas, lo que podría extender su vida útil y optimizar su eficiencia energética.

2.6.2. Control Robusto

El controlador PID sigue siendo el más utilizado en la industria debido a su sencillez y efectividad en muchas aplicaciones. No obstante, hay sistemas cada vez más sofisticados que no pueden ser controlados eficazmente con esta técnica. Para resolver este problema, surgieron nuevos tipos de controladores con mayor precisión y capacidad de adaptación, los cuales incorporan retroalimentación y permiten realizar ajustes en tiempo real.

De esta evolución nace el control moderno, que se enfoca en la simplificación de las ecuaciones diferenciales en el dominio del tiempo para modelar sistemas reales debido a la complejidad de algunos modelos matemáticos y su no linealidad. Para ello se busca un modelo más simple. Sin embargo, cuando se implementan estos modelos en la práctica, pueden surgir diferencias que afectan la estabilidad final del sistema. Estas diferencias entre el sistema real y el modelo simplificado se denominan incertidumbres. Si diseñamos un modelo y aplicamos un control que tenga en cuenta los errores derivados de la implementación real para garantizar la estabilidad frente a perturbaciones, ciertas variaciones de parámetros y dinámicas no modeladas, estamos aplicando un control robusto [6].

Para comprender el control robusto, es imprescindible conocer las siguientes definiciones o también se podrían considerar los subobjetivos de este tipo de control:

- **Estabilidad Nominal (EN):** Estabilidad del sistema cuando se encuentra en lazo cerrado de manera ideal, es decir, sin perturbaciones ni incertidumbres.
- **Comportamiento nominal (CN):** Capacidad del sistema para presentar una respuesta adecuada para ciertos parámetros de rendimiento, como puede ser respuesta rápida, bajo error y mínimo sobreimpulso.
- **Estabilidad robusta (ER):** Estabilidad del sistema ante variaciones en los parámetros del modelo (incertidumbres) o presencia de perturbaciones.
- **Comportamiento robusto (CR):** A pesar de las incertidumbres y las perturbaciones presenta una respuesta óptima de rendimiento.

El diagrama 2.8 representa la formulación general del control robusto, donde se busca diseñar $K(s)$ para garantizar que z permanezca dentro de los parámetros de diseño establecidos a pesar de las variaciones de las incertidumbres representadas por $\Delta(s)$.

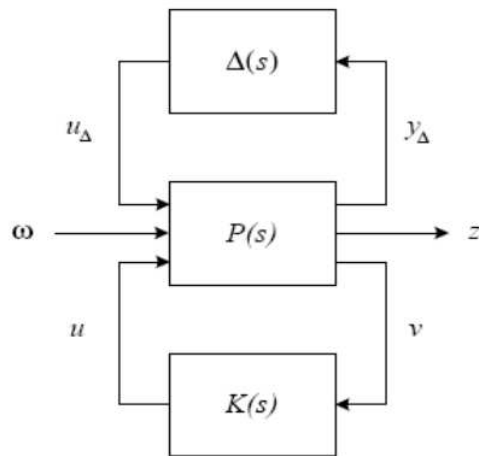


Figura 2.8: Formulación general del control robusto [6].

A lo largo de los años se han desarrollado varios métodos de control robusto con mejores o peores resultados según su aplicación, pero en este proyecto realizaremos el estudio empleando dos, método H_∞ y método de síntesis μ .

2.6.2.1. Método de H_∞

El **control** H_∞ busca diseñar un controlador que limite la ganancia del sistema en el peor caso posible. Esto garantiza que la magnitud de la señal de salida no crezca de manera descontrolada ante perturbaciones, asegurando un rendimiento estable y predecible.

Desde un punto de vista matemático, el objetivo es encontrar un controlador $K(s)$ que minimice la norma H_∞ de la función de transferencia en lazo cerrado. Al hacerlo, se evita que perturbaciones externas generen oscilaciones no deseadas o respuestas inestables. La norma H_∞ mide cuánto puede amplificar el sistema cualquier entrada en su peor caso, y se define como:

$$\|T_{zw}(s)\|_\infty = \sup_{\omega \geq 0} \sigma_{\max}(T_{zw}(j\omega)) < \gamma$$

donde:

- $T_{zw}(s)$ es la **función de transferencia** del sistema en lazo cerrado.
- $\|T_{zw}(s)\|_\infty$ representa la **norma** H_∞ .
- $T_{zw}(j\omega)$ es la función de transferencia evaluada en el eje imaginario $s = j\omega$, lo que corresponde a la respuesta en frecuencia del sistema.
- $\sigma_{\max}(T_{zw}(j\omega))$ es el **máximo valor singular** de $T_{zw}(j\omega)$, indicando la mayor amplificación posible en cada frecuencia.

Donde γ representa un valor pequeño, generalmente entre 0 y 1, que define la cota de robustez deseada. Si logramos un $K(s)$ que cumple esta condición, garantizamos que el sistema sea estable y resistente a perturbaciones [54].

Este método se resuelve generalmente con ecuaciones de Riccati o desigualdades lineales matriciales (LMI) [55], y se usa en control de aeronaves, robótica y electrónica, donde la incertidumbre es un problema clave.

Adicionalmente, existe otra técnica, el control H_2 [56], que se emplea para minimizar el efecto de perturbaciones de tipo ruido blanco. Es especialmente útil en aplicaciones de control donde se prioriza el rendimiento promedio, a diferencia del control H_∞ , que se enfoca en la robustez ante el peor escenario posible.

2.6.2.2. Método de síntesis μ

La técnica de síntesis μ se trata de una extensión de la síntesis H_∞ para manejar sistemas que presentan incertidumbres estructuradas (aquellas que poseen una estructura definida, como variaciones paramétricas conocidas o dinámicas específicas que pueden representarse mediante bloques en el modelo del sistema) mientras que la técnica de H_∞ se centra en minimizar la ganancia máxima del sistema ante perturbaciones de alta frecuencia [57].

En este caso existe la función μ o valor singular estructurado, la cual mide la robustez de un sistema en presencia de incertidumbres estructuradas, es decir, cuánta incertidumbre puede soportar un sistema antes de volverse inestable.

El cambio con respecto a la técnica de H_∞ es que se realiza un proceso de iteración D-K para encontrar el mejor controlador que cumpla con los criterios de robustez. Posteriormente, se explicará de manera más detallada este proceso en la sección de metodología.

En el campo de la energía eólica existe el artículo titulado *A μ -synthesis approach to robust control of a wind turbine* [58] de Mirzaei donde se aborda la aplicación de la síntesis μ para el diseño de un controlador robusto para aerogeneradores. Este artículo será esencial para el desarrollo de este trabajo.

En este estudio, se desarrolla un modelo matemático del aerogenerador que incorpora diversas incertidumbres, como variaciones en la velocidad del viento, cambios en las propiedades mecánicas y eléctricas del sistema. Los resultados obtenidos demuestran que el controlador basado en esta técnica mejora la capacidad del aerogenerador para adaptarse a condiciones cambiantes y mitigar los efectos de perturbaciones externas.

2.6.2.3. Comparación entre Controlador PID y el Controlador Robusto H_∞

Debido a la importancia que ha supuesto el desarrollo de controladores aplicados a la mejora del rendimiento de los aerogeneradores, en 2014 Moradi Hamed y Gholamreza Vossoughi decidieron realizar un estudio para comparar los resultados obtenidos con un controlador PID clásico basado en el análisis del lugar de las raíces y un controlador robusto H_∞ mediante la síntesis μ [59].

En este artículo se analiza cómo cada controlador ajusta el ángulo de paso del aerogenerador para seguir la señal sinusoidal deseada de velocidad de rotación bajo distintas condiciones de viento (incluyendo señales de tipo escalón, secuencia de escalones, rampa y senoidal).

Aunque se obtuvieron resultados satisfactorios con ambas técnicas, al implementar el controlador H_{∞} , se observó un comportamiento menos oscilatorio tanto en la potencia de salida como en los ángulos de paso, lo cual es deseable para la red eléctrica y los sistemas de actuadores.

Herramientas de Software

Contenido

3.1. MATLAB	25
3.1.1. Simulink	26
3.1.2. Robust Control Toolbox	26
3.2. OpenFast	26
3.3. TurbSim	27
3.4. Esquema de Funcionamiento	27

En este capítulo se explica el funcionamiento de las herramientas de software utilizadas para el desarrollo de este trabajo. Se describe brevemente el objetivo de cada una y su aplicación dentro del proyecto.

Además, se muestra cómo estas herramientas se integran entre sí para lograr una simulación adecuada del funcionamiento del aerogenerador. Esta conexión entre las distintas aplicaciones permite representar el sistema de forma más precisa y facilita el análisis de su comportamiento.

3.1. MATLAB

MATLAB es un software de programación utilizado en múltiples campos, desde la ingeniería, la economía, la investigación académica, las comunicaciones, la robótica, entre otros. Principalmente permite desarrollar algoritmos, analizar datos, visualización, cálculo numérico y crear modelos.

Se trata de una herramienta muy utilizada en el área de control y automatización, el cual es el que más incumbe a este proyecto, debido a su capacidad para diseñar, simular y analizar sistemas de control de manera eficiente. Gracias a sus diversas funciones y bloques específicos, MATLAB permite diseñar controladores aplicables a una amplia variedad de sistemas, ya sean del tipo eléctrico, mecánico o industrial.

3.1.1. Simulink

Dentro del software MATLAB existe un entorno de simulación y modelado gráfico llamado Simulink. Está diseñado para crear modelos de sistemas dinámicos complejos mediante un enfoque visual, utilizando diagramas de bloques. Mediante este entorno es posible modelar, simular y analizar el comportamiento de sistemas multidisciplinares en tiempo continuo, discreto o híbrido. Además, es posible usar scripts de MATLAB para controlar las simulaciones en Simulink, analizar los resultados y realizar cálculos complejos.

Un gran ejemplo del empleo de MATLAB y Simulink en el ambiente industrial son los Gemelos Digitales [60], réplicas virtuales de objetos, sistemas o procesos del mundo real, que se usan para simular, analizar y optimizar su funcionamiento en tiempo real. A diferencia de una simulación, los gemelos digitales están constantemente conectados a su modelo real, lo que permite realizar sistemas de control basados en datos reales obtenidos de este. Los ingenieros pueden usar estos gemelos digitales para predicción, simulaciones what-if, detección de anomalías, aislamiento de fallos, etc.

3.1.2. Robust Control Toolbox

Por otro lado, MATLAB permite la descarga de ciertos paquetes o conjuntos de funciones especializadas denominadas toolbox que amplían las capacidades del programa en áreas específicas. Para este proyecto, se ha hecho uso de la Robust Control Toolbox, proporcionando funciones y bloques específicos para analizar el impacto de la incertidumbre del modelo de planta en el rendimiento del sistema de control.

Este paquete es especialmente útil porque ayuda a identificar las combinaciones más problemáticas de parámetros inciertos y permite aplicar técnicas de control robusto como el diseño H_∞ y síntesis μ de manera relativamente sencilla.

3.2. OpenFast

Durante la década de los noventa surgió FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence) [61], un software desarrollado en Fortran por el laboratorio estadounidense NREL cuyo propósito era simular el comportamiento dinámico de turbinas eólicas mediante el análisis conjunto de fenómenos aerodinámicos, estructurales y de control. Esta herramienta resultó de gran utilidad para estudiar el efecto del viento turbulento sobre las turbinas y su impacto en el rendimiento operativo.

Con el tiempo, y ante la aparición de sistemas más complejos, como los aerogeneradores semi-sumergibles, en 2017 el NREL presentó OpenFAST [62]: una reestructuración completa del modelo anterior basada en una arquitectura modular y de código abierto. Esta nueva versión, publicada en GitHub y descargable por cualquier usuario [63], permite la colaboración activa de investigadores de todo el mundo y facilita su integración con otras plataformas de simulación, como las utilizadas en el presente proyecto.

La característica más destacada de OpenFAST es su capacidad para realizar simulaciones acopladas que consideran de forma simultánea múltiples influencias: aerodinámicas, hidrodinámicas, estructurales y de control. En el caso de turbinas offshore, se incluye también el modelado del entorno marino. De esta manera, se logran resultados más precisos y representativos del comportamiento real del sistema.

3.3. TurbSim

Al igual que OpenFAST, TurbSim es un programa de simulación desarrollado por NREL. Su función principal es proporcionar una simulación numérica de la variación del viento, reproduciendo de manera realista las condiciones turbulentas a las que se enfrenta una turbina eólica. Gracias a una amplia base de datos recogidos en distintas campañas atmosféricas proporciona al diseñador ejecutar simulaciones más avanzadas.

En la práctica, TurbSim [64] genera las condiciones de contorno para OpenFAST, proporcionando archivos de entrada que describen la evolución del viento sobre el plano del rotor a lo largo del tiempo. Estos datos se incorporan en las simulaciones de OpenFAST para evaluar el comportamiento dinámico de la turbina frente a turbulencias realistas, lo cual es clave para analizar su efecto sobre la estructura del aerogenerador y las cargas que recibe durante su funcionamiento.

3.4. Esquema de Funcionamiento

En esta sección se explicará cómo se acoplan los distintos programas explicados a lo largo de este capítulo, el orden de los procesos y las funciones principales de cada uno de ellos, con la finalidad de lograr unos resultados precisos y coherentes.

La Figura 3.1 muestra el diagrama de flujo de la interconexión de las diferentes herramientas para simular el comportamiento de una turbina eólica. Comienza con los archivos de viento como datos de entrada, que contienen la información necesaria sobre las condiciones del viento. Estos archivos son procesados por TurbSim, que genera un perfil de viento específico para saber con precisión cómo varía el viento en cada punto del rotor.

A continuación, el perfil de viento se pasa a OpenFAST, donde se simula cómo el viento interactúa con la turbina. Por otro lado, se utiliza MATLAB y Simulink para desarrollar y ajustar el sistema de control robusto gracias a la Robust Control Toolbox en función de las condiciones de viento. Una vez instalado y compilado correctamente OpenFAST se emplea un bloque específico (ver Figura 3.2)

en Simulink que permite la conexión entre ambas plataformas. Gracias a este bloque, se pueden intercambiar datos entre el modelo dinámico de la turbina y los esquemas de control de Simulink.

Finalmente, con todo integrado, OpenFAST ejecuta la simulación completa, considerando tanto el perfil de viento como el sistema de control, para modelar el comportamiento realista de la turbina bajo diferentes condiciones.

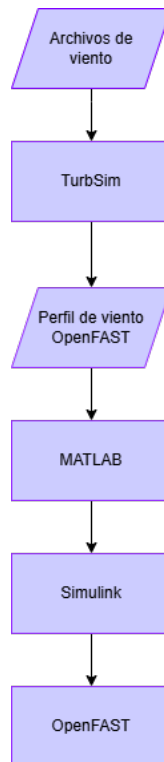


Figura 3.1: Diagrama de flujo representativo del acoplamiento entre las aplicaciones. Elaboración propia

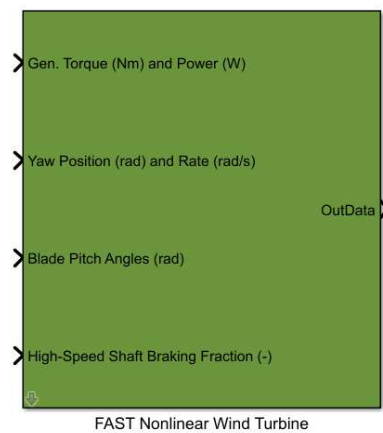


Figura 3.2: Bloque específico de OpenFAST y Simulink.

Metodología

Contenido

4.1. Planteamiento	29
4.2. Modelado del sistema	30
4.3. Diseño Controlador síntesis H_∞	34
4.4. Diseño Controlador μ	36

En este capítulo se expone la metodología aplicada para el desarrollo y diseño de un controlador robusto, capaz de mantener los criterios de estabilidad y desempeño frente a la presencia de incertidumbres y perturbaciones en el sistema. En primer lugar, se describe de manera detallada el problema de control a resolver. A continuación, se presentará cómo se han aplicado las distintas técnicas para el diseño e implementación del controlador, H_∞ y síntesis μ .

4.1. Planteamiento

El presente trabajo se centra en diseñar un controlador robusto para el control de pitch de los FOWTs, y evaluar su desempeño frente a controladores diseñados mediante técnicas tradicionales. El objetivo de este es lograr un funcionamiento eficiente y seguro de la turbina bajo condiciones variables.

Como se ha comentado en apartados anteriores, una gran complejidad de esta tecnología es la presencia de incertidumbres y no linealidades. Por esta razón, se ha decantado por el control robusto como herramienta para afrontar estos desafíos.

Para este proyecto se han considerado las siguientes incertidumbres:

- **El coeficiente de potencia** (C_p), que describe la eficiencia con la que la turbina convierte la energía cinética del viento a energía mecánica. Es dependiente de la velocidad del viento (v_e), ángulo de paso de las palas o pitch (θ) y la velocidad angular del rotor (w_r). Se trata de un parámetro importante porque afecta a la potencia generada y a la dinámica del rotor.
- **El coeficiente de empuje** (C_t), que mide la fuerza de empuje horizontal que ejerce el viento sobre las palas. Depende de la velocidad del viento (v_e), ángulo de paso de las palas o pitch (θ) y la velocidad angular del rotor (w_r). Es crucial debido a su relación directa con las fuerzas laterales y la estabilidad de la turbina.
- **La velocidad efectiva del viento** (v_e), fuente principal de energía. Afecta a todos los aspectos del sistema, desde potencia, fuerzas estructurales y estabilidad. Es dependiente del ángulo de paso de las palas o pitch (θ) y la velocidad angular del rotor (w_r).

Estas incertidumbres afectan de manera directa al sistema, por lo que su implementación en el diseño del control robusto tiene gran relevancia. Los métodos de control que se utilizarán, H_∞ y síntesis μ , nos permiten desarrollar controladores que garanticen la estabilidad y un rendimiento aceptable a pesar de estas incertidumbres y no linealidades.

Como base para el diseño de los siguientes controles se ha cogido de referencia la tesis de Mahmood Mirzaei *Wind Turbine Control: A Robust Model Based Approach* [65], en particular el artículo *A μ -synthesis approach to robust control of a wind turbine* [58], debido a su proximidad con el tipo de controladores que se desean implementar en este proyecto. A diferencia del estudio anterior, que considera una plataforma flotante, en este caso se aborda una turbina terrestre.

4.2. Modelado del sistema

El modelado del sistema se basa en una aproximación simplificada del comportamiento dinámico de un aerogenerador, inspirada en modelos físicos y experimentales. En este caso, no se ha considerado la plataforma semisumergible en el diseño de este. De esta manera, permite evaluar si el controlador robusto diseñado bajo estas condiciones tiene la capacidad de actuar eficazmente cuando se enfrente al sistema completo.

Para ello, se han tomado como referencia las ecuaciones dinámicas que describen cómo evoluciona el sistema a lo largo del tiempo ante cambios del viento empleadas en el artículo de Mirzaei [58].

Las ecuaciones que se van a emplear para desarrollar el modelo han sido obtenidas del trabajo de Mirzaei [58]. A continuación, se muestran estas ecuaciones y su desarrollo para obtener un modelo adecuado.

$$J_r \cdot \dot{\omega}_r = Q_r - c \left(\omega_r - \frac{\omega_g}{N_g} \right) - k \cdot \psi + T \quad (4.1)$$

$$(N_g \cdot J_g) \dot{\omega}_g = c \left(\omega_r - \frac{\omega_g}{N_g} \right) + k \cdot \psi - N_g \cdot Q_g \quad (4.2)$$

$$P_e = Q_{g0} \cdot \omega_g + \omega_{g0} \cdot Q_g \quad (4.3)$$

$$\dot{\psi} = \omega_r - \frac{\omega_g}{N_g} \quad (4.4)$$

Para la implementación de las incertidumbres en el modelo dinámico se tendrán en cuenta el torque aerodinámico (Q_r) y la fuerza de empuje (T) donde C_p y C_t tienen influencia. Las siguientes ecuaciones han sido también obtenidas de la tesis de Mirzaei [65]:

$$Q_r = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\omega_r} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_e^3 \cdot C_p(\theta, \omega_r, v_e) \quad (4.5)$$

$$T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_e^2 \cdot C_t(\theta, \omega_r, v_e) \quad (4.6)$$

Sustituimos las Ecuaciones 4.5 y 4.6 en las Ecuaciones 4.1 y 4.2. Una vez desarrolladas, resultan de la siguiente manera:

$$\dot{\omega}_r = \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_e^3 \cdot C_p}{2 \cdot \omega_r \cdot J_r} - \frac{c}{J_r} \cdot \omega_r + \frac{c}{N_g \cdot J_r} \cdot \omega_g - \frac{k}{J_r} \cdot \psi + \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_e^2 \cdot C_t}{2 \cdot J_r} + \frac{b_1}{J_r} \cdot \theta + \frac{b_2}{J_r} \cdot v_e \quad (4.7)$$

$$\dot{\omega}_g = \frac{c}{N_g \cdot J_g} \cdot \omega_r - \frac{c}{N_g^2 \cdot J_g} \cdot \omega_g + \frac{k}{N_g \cdot J_g} \cdot \psi + \frac{Q_g}{J_g} \quad (4.8)$$

Las Ecuaciones 4.7, 4.8 y 4.4 definen el modelo dinámico del aerogenerador. El valor de los parámetros empleados en la plataforma de NREL de 5MW que se emplea como referencia para el diseño [4].

A continuación se describen los principales parámetros utilizados en el modelo dinámico del aerogenerador junto a su valor en la Tabla 4.1:

- ω_r : Velocidad angular del rotor [rad/s]. Es un estado y una salida del sistema. Su valor se obtiene mediante simulación.
- ω_g : Velocidad angular del generador [rad/s]. También actúa como estado y salida. No requiere valor inicial definido.
- c : Coeficiente de amortiguamiento.
- k : Coeficiente de rigidez.
- J_r : Momento de inercia del rotor, incluyendo las tres palas.

- J_g : Momento de inercia del generador.
- v_e : Velocidad efectiva del viento. Es una entrada externa no controlable.
- $\psi = \theta_r - \theta_g$: Torsión de transmisión.
- Q_g : Par del generador. Es una entrada del sistema; no necesita valor inicial.
- Q_{g0} : Par nominal del generador.
- ω_{g0} : Velocidad angular nominal del generador.
- ω_{r0} : Velocidad angular nominal del rotor.
- N_g : Relación de transmisión.
- R : Radio del rotor [m].
- b_1 : Parámetro de incertidumbre.
- b_2 : Segunda incertidumbre. En este modelo se considera nula ($b_2 = 0$).
- θ : Ángulo de pitch de la pala. Es una de las entradas del sistema.
- P_e : Potencia eléctrica generada. Se obtiene como una salida del sistema.
- Las variables C_p y C_t son parámetros que dependen de otros (θ , w_r , v_e). Se considerará que tienen un valor nominal y con ellos una incertidumbre, en este caso las tres variables tendrán un 25% y un 50% de incertidumbre. El mismo caso con la variable v_e pero solo depende de θ y w_r . Esto será sobre todo útil para su implementación en el caso del controlador H_∞ que se ve a continuación.

Símbolo	Valor
c	621500 Nm/(rad/s)
k	$971,35 \cdot 10^6$ Nm/rad
J_r	$115,92 \cdot 10^3$ kg · m ²
J_g	534,116 kg · m ²
v_e	18,47 m/s
$\psi = \theta_r - \theta_g$	$867,673 \cdot 10^6$ Nm/rad
Q_{g0}	43093,55 Nm
ω_{g0}	1181 rpm
ω_{r0}	12,18 rpm
N_g	97
R	Depende del diseño
b_1	0,2
b_2	0

Tabla 4.1: Valores de parámetros y variables del sistema

A partir de las Ecuaciones 4.7, 4.8 y 4.4, procedemos a realizar el modelo en espacio de estados, representación matemática del comportamiento dinámico de la turbina de forma matricial que relaciona las variables de estado, las entradas y las salidas.

El vector de estados (x):

$$x = (\omega_r \omega_g \psi)^T \quad (4.9)$$

El vector de entradas(u):

$$u = (C_p C_t v_e \theta Q_g)^T \quad (4.10)$$

El vector de salidas(y):

$$y = (\omega_r \theta v_e \omega_r \omega_g P_e)^T \quad (4.11)$$

Matriz de estado - Descripción de cómo los estados del sistema cambian sin considerar entradas externas

$$A = \begin{pmatrix} -\frac{c}{J_r} & \frac{c}{J_r N_g J_g} & -\frac{k}{J_r} \\ \frac{c}{N_g J_g} & -\frac{k}{N_g^2 J_g} & \frac{k}{N_g J_g} \\ -\frac{1}{N_g} & -\frac{1}{N_g} & 0 \end{pmatrix} \quad (4.12)$$

Matriz de entrada - Influencia de las entradas en la evolución de los estados

$$B = \begin{pmatrix} \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_e^3}{2 \cdot \omega_r J_r} & \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_e^2 \cdot C_t}{2 \cdot J_r} & 0 & \frac{b_1}{J_r} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{J_g} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (4.13)$$

Matriz de salida - Relación de los estados internos con las salidas

$$C = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & Q_{g0} & 0 \end{pmatrix} \quad (4.14)$$

Matriz de transmisión directa - Impacto directo de las entradas sobre las salidas

$$D = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \omega_{g0} & 0 \end{pmatrix} \quad (4.15)$$

El diagrama de la Figura 4.1 representa las entradas y las salidas del modelo de la planta. Aunque C_p , C_t y v_e no son entradas controlables, se tratan como entradas externas para representar de forma estructurada cómo afectan al comportamiento del sistema.

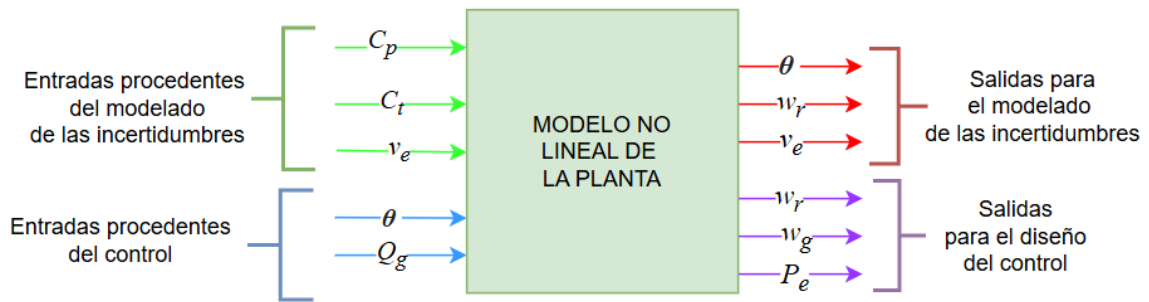


Figura 4.1: Modelo no lineal de la planta. Elaboración propia

4.3. Diseño Controlador síntesis H_∞

Para llevar a cabo el diseño del controlador robusto, es necesario modelar las incertidumbres C_p , C_t y v_e . Para ello, se desarrolla una matriz que permite representar estas variables de manera estructurada, determinando su valor en cada instante de tiempo.

A continuación, se presenta la matriz que modela estas incertidumbres, necesaria para el diseño del controlador. Esta formulación se ha desarrollado siguiendo las indicaciones del profesor Antonio Sala, de la Universitat Politècnica de València [66]. De esta manera se logra un modelo linealizado, visible en la Figura 4.2.

Como se puede observar en la Figura 4.2, en el interior la Ecuación M 4.16 se incluyen los valores inc y med , que representan respectivamente el *incremento* y la *media* de cada uno de los parámetros que influyen en el coeficiente de potencia C_p , el coeficiente de empuje C_t y la velocidad efectiva v_e . Estos términos permiten calcular el valor de estas variables en cada instante de tiempo a partir de los valores de las salidas relevantes (θ , w_r , v_e) obtenidos en el instante anterior.

Adicionalmente, el bloque Δ representa una matriz de pesos que contiene las *incertidumbres estructuradas* del sistema que indican el nivel de incertidumbre asociado a cada parámetro. En este trabajo, no se modelan estos pesos, ya que no es preciso para diseñar un controlador robusto óptimo.

$$M = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ inc_{\omega_r} & med_{\omega_r} & inc_{\theta} & med_{\theta} & inc_{v_e} & med_{v_e} \\ inc_{\omega_r} & med_{\omega_r} & inc_{\theta} & med_{\theta} & inc_{v_e} & med_{v_e} \\ inc_{\omega_r} & med_{\omega_r} & inc_{\theta} & med_{\theta} & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

Las entradas y salidas de esta matriz M son las que se pueden ver en la Figura 4.2, es decir:

$$\begin{pmatrix} \omega_r \\ \theta \\ C_p \\ C_t \\ v_e \end{pmatrix} = M \begin{pmatrix} m_1 \\ \omega_r \\ m_2 \\ \theta \\ m_3 \\ v_e \end{pmatrix} \quad (4.17)$$

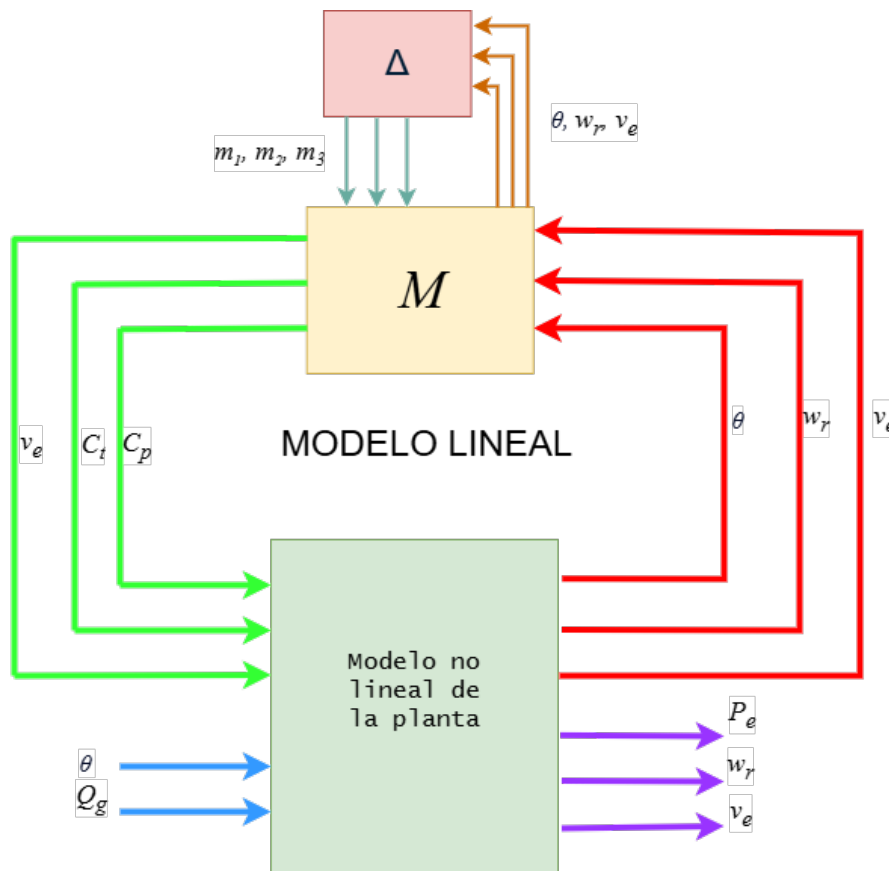


Figura 4.2: Modelo linealizado de la planta con incertidumbre. Elaboración propia

Tras haber definido el modelo no lineal del aerogenerador y construido la matriz para modelar la incertidumbre, ambos se interconectan para obtener el modelo linealizado del sistema usando la función `lft` de MATLAB, quedando como resultado la conexión entre los bloques visible en la Figura 4.2.

Una vez comprobado que se ha realizado un correcto conexionado entre estos, se procede al diseño del controlador K mediante la función `hinfsyn`, cuyas entradas son P_e , w_r y v_e .

Al aplicar este método sobre la planta generalizada, se obtuvo un valor de $\gamma = 0,05$, un resultado satisfactorio, siendo inferior al umbral de 1; el código utilizado se incluye en el [Apéndice A](#).

Es importante señalar que este controlador no será empleado en la fase experimental de este trabajo. Esto se debe a que la síntesis μ ya se construye a partir de iteraciones sucesivas de controladores H_∞ ajustados para minimizar el valor μ . Por lo tanto, el diseño μ no solo aprovecha las capacidades del método H_∞ , sino que además las mejora.

4.4. Diseño Controlador μ

Como guía para el diseño de este controlador se ha utilizado la documentación oficial de MATLAB sobre el paquete *Robust Control Toolbox* [67]. Para ello se ha usado la función `musyn`, comando que permite diseñar controladores robustos que garantizan estabilidad y rendimiento ante incertidumbres estructuradas en el modelo.

El diagrama de bloques correspondiente al esquema de control utilizado se muestra en la Figura 4.3.

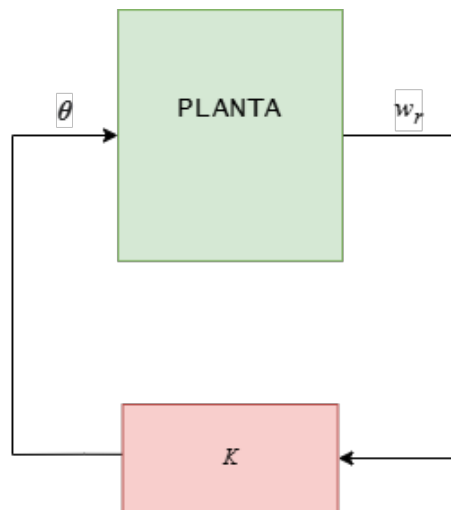


Figura 4.3: Diagrama de bloques del controlador μ . Elaboración propia

Para el diseño de este, se parte del sistema representado en la Figura 4.1 y, a partir de este, se desarrolla una matriz de pesos. En este caso, dicha matriz contiene tres valores definidos (por las tres incertidumbres consideradas), cada uno de ellos pasa por un *filtro* para mantener por debajo de uno todo el rango de frecuencias. Esta ponderación permite controlar el comportamiento del sistema en frecuencia y facilita la síntesis del controlador robusto. De esta manera se obtiene el diagrama de bloques de la Figura 4.4.

El filtro de sensibilidad seleccionado es el siguiente:

$$W_p(s) = \frac{0,5}{s + 10} \quad (4.18)$$

En particular, se ha seleccionado el filtro de sensibilidad mostrado en la Ecuación 4.18, ya que permite relajar las exigencias de seguimiento en baja frecuencia, evitando un comportamiento

excesivamente agresivo del controlador. Este tipo de filtro contribuye a mejorar la robustez del sistema frente a perturbaciones y ruido, y responde a criterios ampliamente aceptados en el diseño de control robusto multivariable [68].

Cabe señalar que un filtro menos estricto implica diseñar un controlador que admite mayor variación en la señal de error, y por tanto, más incertidumbre. Si esta no se refleja en la simulación, el rendimiento del controlador puede parecer inferior frente a filtros más exigentes. En estos casos, los índices de error podrían mejorar ligeramente al simular con incertidumbre elevada, aunque sin cambios significativos.

Con esta estructura y mediante la interconexión de bloques auxiliares para eliminar entradas y salidas no deseadas, se construye el diagrama de bloques en lazo cerrado representado en la Figura 4.3.

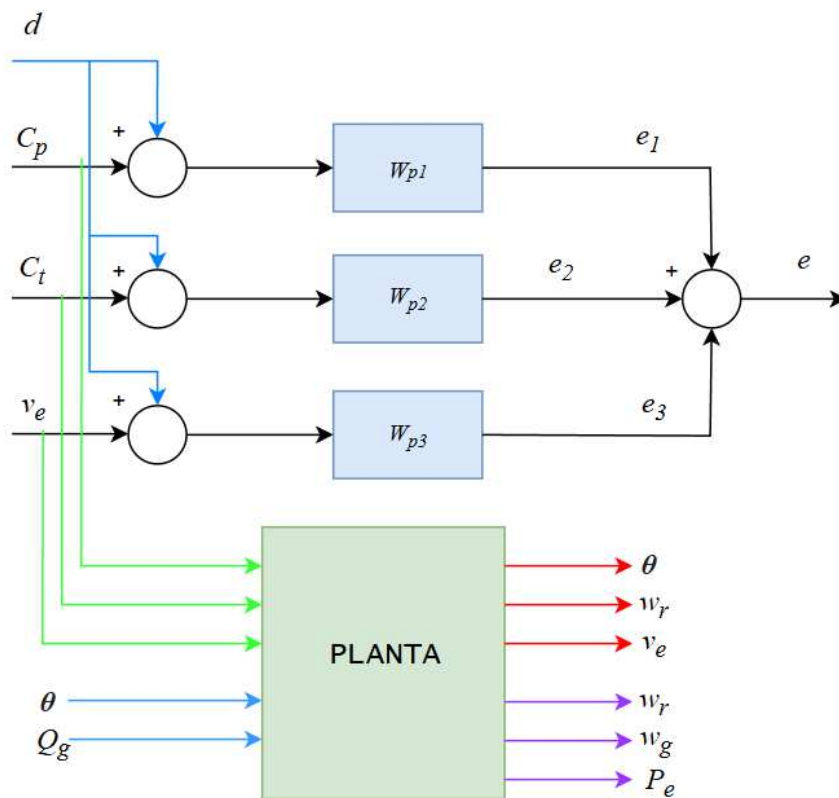


Figura 4.4: Interconexión entre variables. Elaboración propia

Una vez construido el diagrama del sistema con sus bloques interconectados, se procede al diseño del controlador mediante la función `musyn` de MATLAB. Este comando permite sintetizar un controlador robusto con una única entrada y una única salida, siendo la entrada una perturbación representativa del sistema. En este caso, se tomará como perturbación la velocidad angular del rotor (w_r), ya que varía a lo largo del tiempo. Relacionado con la salida, se debe tener en cuenta que será un vector con tres componentes (e_1 , e_2 , e_3). Al haber sido modeladas a partir de los mismos

parámetros C_p y C_t , $e_1=e_2$ y v_e tiene tan poca influencia en el sistema que e_3 es nulo. Por esta razón, e_1 se corresponderá a la salida del controlador como ajuste del ángulo de pitch.

Finalmente, se diseñó un controlador robusto utilizando el método μ con el comando `musyn` de *MATLAB*. El algoritmo D-K logró converger satisfactoriamente después de tres iteraciones, obteniendo un valor de μ máximo de 0,05, que es muy inferior al límite crítico de 1; el código utilizado se incluye en el [Apéndice B](#).

Experimentos y Resultados

Contenido

5.1. Entorno de trabajo	39
5.2. Prueba Preliminar	42
5.3. Sensibilidad y robustez a incertidumbres	43
5.3.1. Perfil de Viento Tipo A a 16 m/s	44
5.3.2. Perfil de Viento Tipo A a 19 m/s	45
5.3.3. Perfil de Viento Tipo A a 22 m/s	46

En este capítulo se evaluará el controlador μ diseñado en el apartado anterior, utilizando en conjunto las plataformas explicadas en el capítulo 3. El objetivo principal es analizar el desempeño de dicho controlador frente a diferentes perfiles de viento.

5.1. Entorno de trabajo

En las Figuras 5.1 y 5.2 se muestran los diagramas de Simulink mediante los cuales se pondrán a prueba el controlador μ y el controlador PI diseñados en MATLAB. Mediante este entorno práctico se simulará el comportamiento del aerogenerador NREL de 5MW. Estos bloques representan la interconexión entre las distintas etapas del proceso y la evolución de sus variables para finalmente representarlas gracias a un script de MATLAB.

Cabe destacar que el controlador PI empleado ha sido ajustado para el sistema completo, es decir, el aerogenerador junto con la plataforma flotante, y ha sido desarrollado por el NREL como referencia habitual en el diseño de controladores de pitch.

Por otro lado, el controlador robusto μ se ha diseñado considerando exclusivamente el modelo del aerogenerador, sin incorporar de forma explícita la dinámica de la plataforma flotante. Parte de su capacidad para manejar incertidumbres se destina, por tanto, a compensar esta omisión de información estructural.

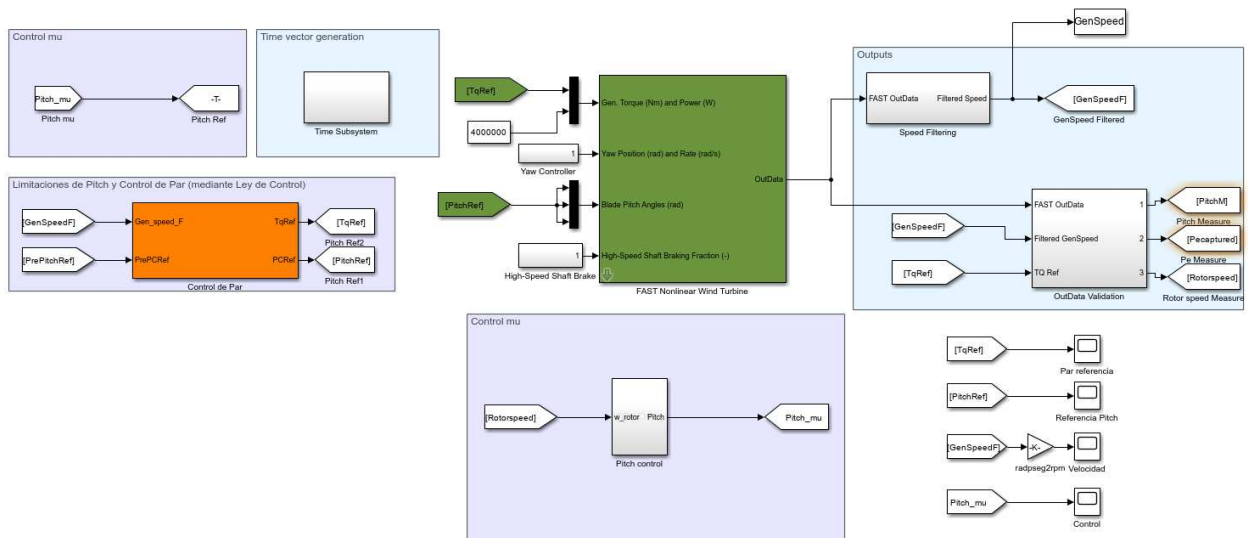


Figura 5.1: Esquema de Simulink para la simulación del control μ

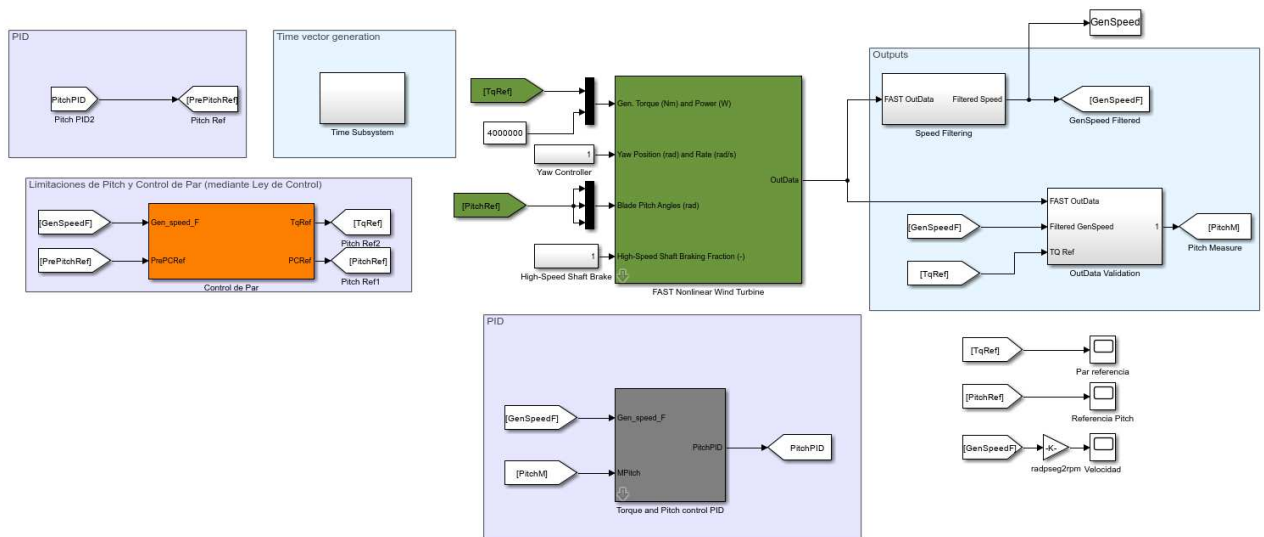


Figura 5.2: Esquema de Simulink para la simulación del control PI

Para calificar la eficacia de los controles, se empleará el índice de error absoluto (IAE) sobre la

potencia eléctrica. De esta manera se podrá cuantificar la precisión del controlador μ para poder considerar satisfactorio su comportamiento.

El índice de generación se define como la desviación relativa de potencia generada respecto a la potencia nominal del aerogenerador:

$$IG(t) = \frac{P_{nom} - Pwr(t)}{1000} \quad (5.1)$$

donde:

- $IG(t)$ es el índice de generación en el instante t ,
- $Pwr(s)$ es la potencia generada (en kWh) en el instante t ,
- $Pnom = 5000$ kWh es la potencia nominal del aerogenerador.

Para obtener una medida global del rendimiento del sistema, el valor medio absoluto del índice de generación a partir de la muestra 1600 hasta el final del periodo simulado, se expresa como:

$$IG = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |IG(t)| \quad (5.2)$$

donde:

- N es el número total de muestras,
- $|IG(t)|$ error absoluto para la muestra t .

En este caso se considerará $t=1600$ para no tener en cuenta el inicio de las simulaciones porque se considera un régimen transitorio.

Durante las simulaciones, se han monitorizado las principales variables del sistema, tales como la potencia generada, la velocidad del generador, la velocidad del rotor y el ángulo de ataque de las palas.

5.2. Prueba Preliminar

Inicialmente se han puesto a prueba los controladores ante un perfil de viento favorable de 16 m/s con un nivel suave de turbulencia. Esta prueba tiene como objetivo verificar el comportamiento de ambos controladores bajo condiciones ideales, es decir, con un viento estable que sitúa al aerogenerador cerca de su régimen nominal de operación.

Controlador PI

En la Figura 5.3 se aprecia que el control logra mantener la potencia eléctrica muy próxima al valor nominal con ligeras oscilaciones, obteniendo un $IG=0.2077$. Sin embargo, se debe destacar que la actuación del control sobre el ángulo de ataque de las palas presenta variaciones significativas y cambios bruscos a lo largo de la simulación, provocando fatiga sobre los componentes del sistema y que a largo plazo pueden llegar a producir un elevado deterioro. Como consecuencia, se deberán realizar revisiones y mantenimientos con mayor frecuencia para comprobar el estado de estos materiales.

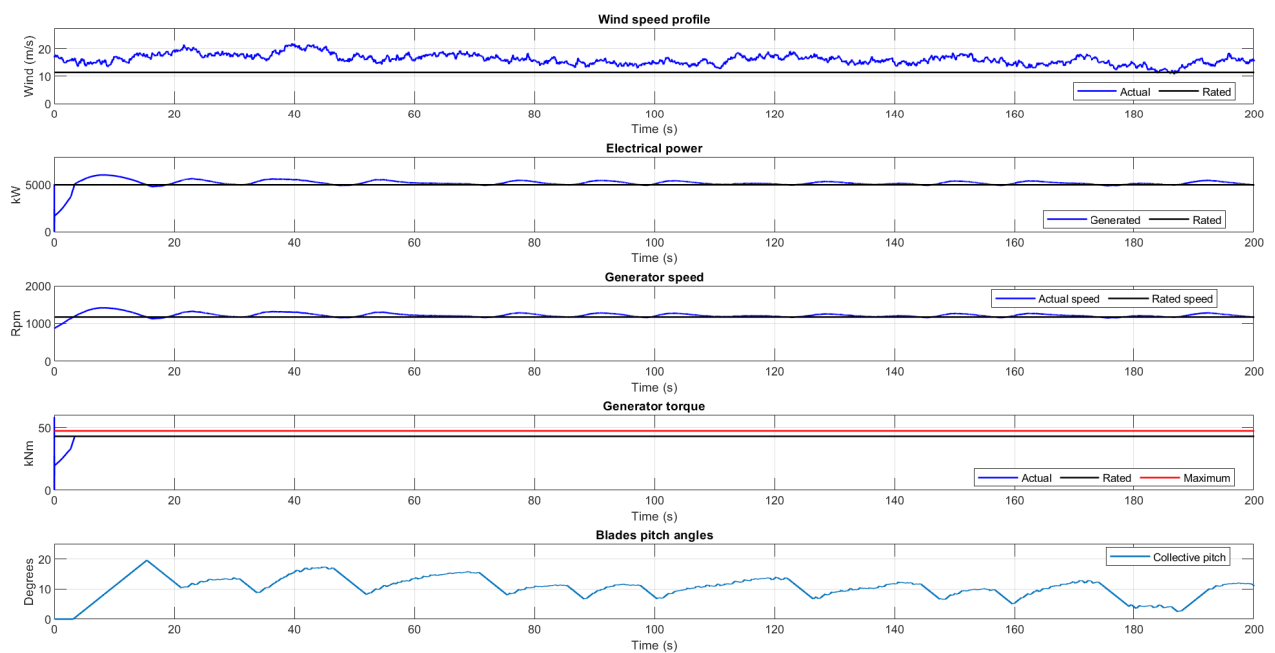


Figura 5.3: Respuesta Plataforma NREL con el control PI ante un perfil de viento de 16 m/s de baja turbulencia

Controlador μ

En la Figura 5.4 se puede observar cómo se ajusta ligeramente el ángulo de las palas en un rango bajo y estable en torno a 10° . En cuanto a la generación de potencia, logra mantenerse cercana al valor nominal con desviaciones mínimas. Como resultado, se obtiene un $IG=0.4276$, lo cual refleja un

rendimiento satisfactorio del sistema sin necesidad de ajustes significativos en el ángulo de las palas.

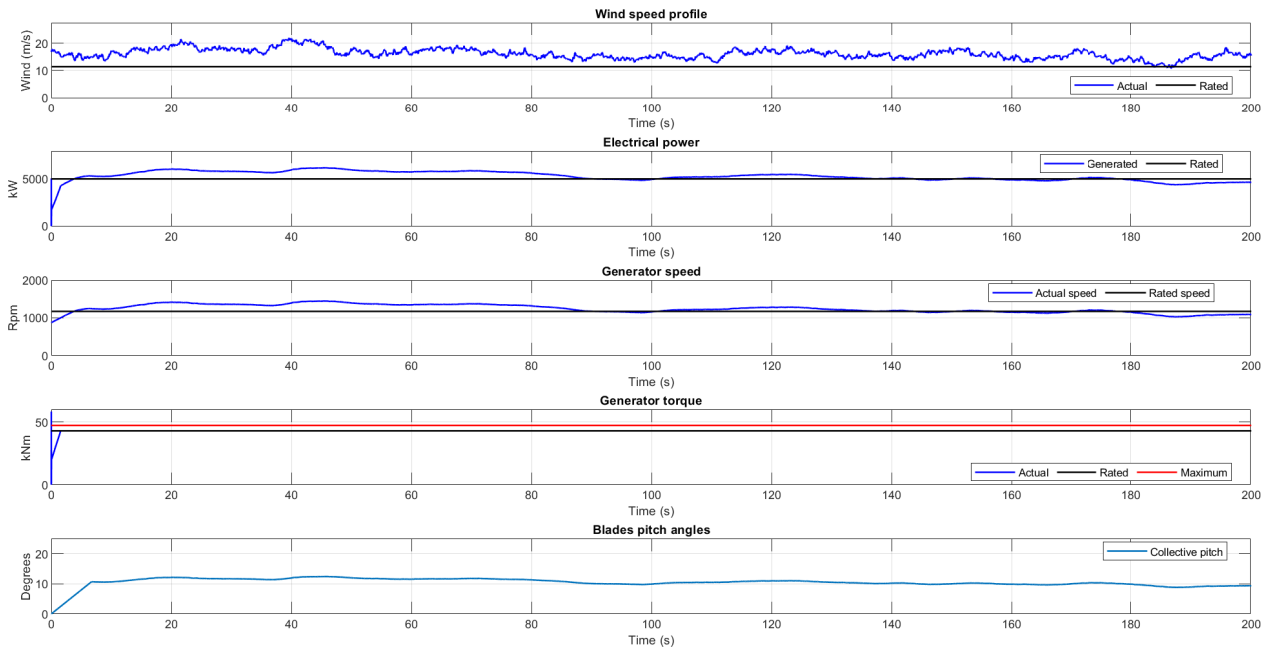


Figura 5.4: Respuesta Plataforma NREL con el control μ ante un perfil de viento de 16 m/s de baja turbulencia

5.3. Sensibilidad y robustez a incertidumbres

En este apartado, el controlador será sometido a distintas configuraciones en el diseño de las incertidumbres con el objetivo de estudiar su comportamiento ante variaciones significativas en las condiciones del sistema. Este análisis se aplicará tanto al controlador μ como al controlador PI, con el propósito de comparar cómo afrontan ambos controles dichas modificaciones.

La modificación de las incertidumbres contempladas (C_p , C_t , ν_e) no es viable de manera directa, sino que exige modificaciones internas de OpenFAST con cierta complejidad, y escapan al alcance de este proyecto. Por ello, los controladores se enfrentarán a distintos perfiles de viento de velocidades variables, pero con un elevado nivel de turbulencia. Esto se debe a que la velocidad del viento es una variable que afecta directamente a las incertidumbres anteriormente mencionadas. Por lo que el uso de distintos perfiles de viento nos permitirá evaluar la eficacia del controlador frente a estos ajustes. Este análisis permitirá identificar posibles limitaciones del diseño actual, así como validar su desempeño en condiciones más exigentes que la considerada en el caso base.

5.3.1. Perfil de Viento Tipo A a 16 m/s

El análisis bajo condiciones de alta turbulencia a 16 m/s muestra diferencias importantes entre ambos controladores en cuanto a su capacidad de mantener la producción de energía.

El controlador μ comienza con un desempeño coherente, pero cuando el viento cae, la velocidad del sistema desciende de manera progresiva hasta detenerse por completo. En paralelo, el ángulo de pitch se reduce de manera continua hasta llegar a 0°, con el objetivo de aprovechar al máximo el viento disponible. Sin embargo, una vez que el sistema pierde velocidad, no logra recuperarse. De la misma manera disminuye el par generador después de perder velocidad, el cual muestra incluso oscilaciones irregulares con el fin de intentar reconectar el sistema, sin éxito. Esto se refleja en un $IG=1.9944$, resultado comprensible al no producir energía durante la mayor parte de la simulación.

En cambio, el controlador PI mantiene una producción de energía casi constante a lo largo de la simulación. Como resultado, se obtiene un $IG=0.4019$. Esto se debe a una actuación más reactiva sobre el ángulo de pitch para evitar desviaciones en la producción de energía, lo que a largo plazo puede comprometer la integridad de los componentes del sistema.

En resumen, el PI consigue un mejor resultado en este escenario, mientras que el controlador μ falla en el objetivo de una producción de energía constante a partir del momento en el que el viento pierde velocidad.

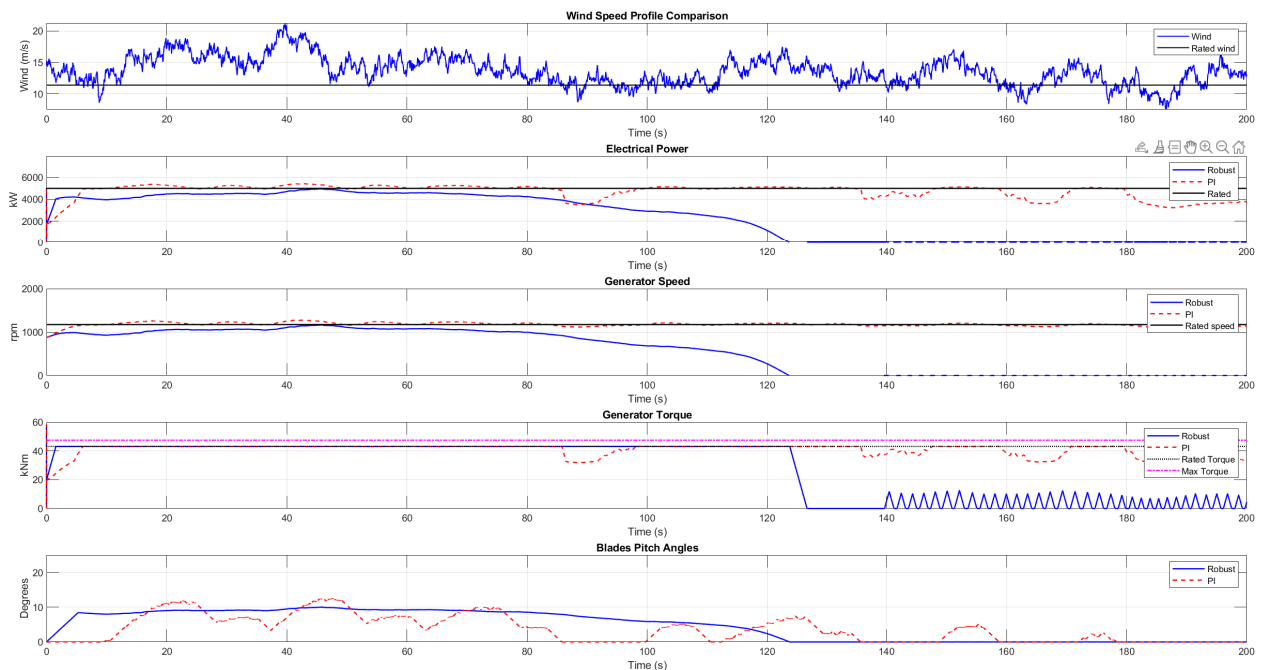


Figura 5.5: Respuesta Controladores 16 m/s de alta turbulencia

5.3.2. Perfil de Viento Tipo A a 19 m/s

El análisis para un perfil de viento de 19 m/s con elevado nivel de turbulencia muestra un comportamiento estable en ambos controladores, aunque con diferencias en la forma en que regulan el sistema.

El controlador μ actúa de manera progresiva, ajustando el ángulo de pitch entre 10-12°. Esto permite limitar la potencia generada y mantenerla cerca del valor nominal, evitando esfuerzos mecánicos innecesarios. El par y la velocidad del generador también se mantienen estables. Resultando en un IG=1.4230, un valor aceptable aunque algo elevado, que indica cierta desviación en el seguimiento de la referencia.

Por otro lado, el controlador PI logra una producción de energía muy próxima al valor nominal durante toda la simulación, con variaciones mínimas. Esto se refleja en un IG=0.3274, lo que muestra un seguimiento más preciso. Sin embargo, el control de pitch presenta variaciones dentro de un rango más amplio, entre 10-20°, lo que supone una actuación más exigente sobre el sistema.

En resumen, ambos controladores resultan efectivos en este caso, aunque el PI ofrece un mayor nivel de precisión, mientras que el controlador μ prioriza una actuación más suave.

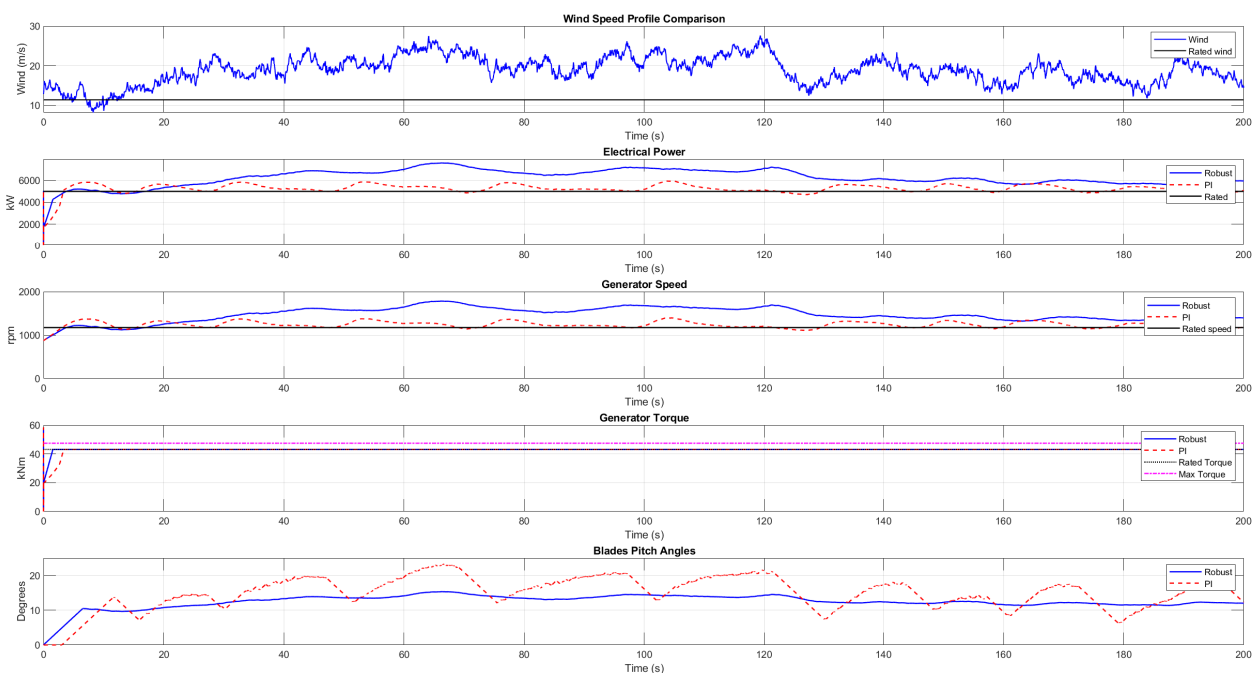


Figura 5.6: Respuesta Controladores 19 m/s de alta turbulencia

5.3.3. Perfil de Viento Tipo A a 22 m/s

Con una velocidad de viento aún más elevada, de 22 m/s, ambos controladores logran mantener el sistema operativo, pero con diferencias en su comportamiento inicial.

El controlador μ presenta una desviación significativa al comienzo, cuando la potencia generada se aleja del valor nominal. Con el tiempo, el sistema se estabiliza gracias a un control del pitch que actúa entre 13-17°, ayudando a reducir la velocidad del generador. A pesar de esta estabilización, el valor de $IG=1.6746$ indica que el sistema tarda en adaptarse a las condiciones del viento.

En comparación, el controlador PI también muestra un pico inicial, pero consigue corregirlo rápidamente. Durante el resto de la simulación, mantiene la potencia generada cerca del valor nominal, lo que se traduce en un $IG=0.3661$. Como en los casos anteriores, el control del pitch vuelve a mostrar una respuesta más rápida y amplia ante los cambios del viento.

En resumen, el PI ofrece un mejor seguimiento de la referencia como en los casos anteriores, especialmente en los primeros instantes. Para ello, el control actúa de manera más agresiva sobre el ajuste del ángulo de pitch. Mientras que el controlador μ responde con más suavidad, pero con mayor desviación, especialmente en los momentos iniciales de la simulación.

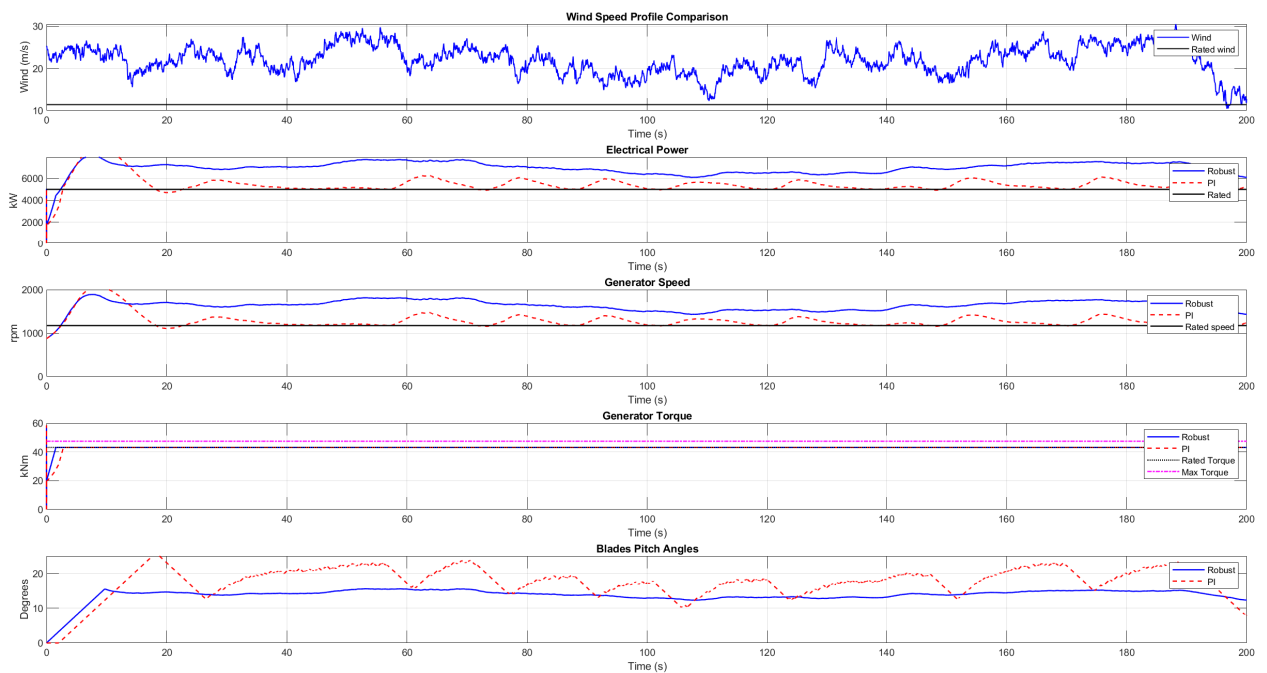


Figura 5.7: Respuesta Controladores 22 m/s de alta turbulencia

Conclusiones y futuras líneas de trabajo

Contenido

6.1. Conclusiones	47
6.1.1. Análisis de las comparaciones	48
6.2. Futuras líneas de trabajo	49

Tras el desarrollo de este trabajo, en el que se ha abordado el uso de técnicas de control robusto para afrontar las complejidades que suponen los aerogeneradores de plataforma flotante, es posible extraer una serie de conclusiones que permiten valorar el grado de cumplimiento de los objetivos propuestos y analizar los resultados obtenidos. A continuación, se presentan las ideas principales derivadas del estudio, así como algunas consideraciones finales que pueden servir de base para futuras investigaciones.

6.1. Conclusiones

En los últimos años, la opinión pública sobre el cambio climático ha cambiado drásticamente debido especialmente a varios sucesos meteorológicos inesperados que han puesto en evidencia la gravedad de la situación. Esto ha llevado a las mayores naciones del mundo a tomar la emergencia climática como prioridad. En este contexto, basar el sistema energético en energías renovables se ha convertido en una urgencia.

Ante esta necesidad, han nacido investigaciones como el presente proyecto, con el objetivo de mejorar la eficacia de los sistemas eólicos actuales. Este trabajo surge con el fin de mejorar la

eficiencia y la estabilidad de los aerogeneradores semisumergibles o FOWTs, tecnología relativamente reciente pero con una gran proyección. A pesar de ello, supone grandes retos para la comunidad científica, principalmente debido a su complejo emplazamiento.

Actualmente, la mayoría de los estudios realizados sobre el uso de técnicas de control para esta tecnología se basan en métodos más avanzados. Por lo que se han dejado de lado herramientas de control clásicas que a día de hoy continúan teniendo un amplio campo de mejora y todavía pueden ser útiles para su uso en estas grandes estructuras marinas.

Debido a las incertidumbres y no linealidades asociadas a esta tecnología, evidenciadas a lo largo de este trabajo, se plantea el desarrollo de un control robusto capaz de contrarrestar estos desafíos. Por esta razón, se ha diseñado un control mediante el método síntesis μ considerando ciertas incertidumbres que afectan a la producción energética y a la parte estructural del sistema. Para comparar la respuesta obtenida mediante la simulación de la plataforma con el control diseñado, se ha utilizado un controlador PI diseñado por NREL cuyo desarrollo tuvo en cuenta el sistema completo, es decir, aerogenerador más plataforma. Al contrario que el controlador robusto μ que consideró exclusivamente el modelo del aerogenerador.

Una parte de la capacidad del controlador robusto para gestionar incertidumbres se invierte.^{en} compensar esa simplificación del modelo, ya que no se considera el sistema completo. Sin embargo, el modelo analítico total del aerogenerador con la plataforma flotante resulta extremadamente complejo, y también se enfrenta al problema de darle valores a los parámetros (masa de la plataforma, coeficientes hidrodinámicos, etc.). Por lo tanto, el enfoque que presenta la implementación de este control robusto permite abordar un diseño de controladores desde un punto de vista más técnico, frente al de NREL, que en realidad se apoya notablemente en un ajuste más empírico de las ganancias

6.1.1. Análisis de las comparaciones

En el Capítulo 5 se ha realizado la simulación de la plataforma NREL de 5MW mediante el software Simulink, previamente diseñado el controlador robusto gracias a la Robust Control Toolbox proporcionada por MATLAB.

Una vez diseñado el controlador, se manejaron distintos perfiles de viento, de 16, 19 y 22 m/s con el objetivo de analizar el comportamiento de ambos sistemas de control ante condiciones de viento elevado y alta turbulencia. Además, estos ajustes en el viento provocarían variaciones en las incertidumbres contempladas ya que les afecta de manera directa y no se pueden ajustar de manera manual a través del software. Por tanto, esta estrategia resulta adecuada para evaluar el desempeño de los controladores en condiciones realistas y exigentes.

Después de haber analizado las respuestas obtenidas por estas simulaciones, se ha llegado a la conclusión de que ambos controladores son eficientes dependiendo de qué objetivo se priorice.

En el caso del PI, demuestra una mayor capacidad para mantener una producción de energía constante y próxima al valor de referencia, incluso bajo condiciones de alta turbulencia y velocidades de viento elevadas. Esto se debe a una actuación de control más agresiva sobre el ángulo de pitch, que

permite corregir rápidamente cualquier desviación en la producción. Es decir, ante la más mínima variación de esta, el sistema responde de forma inmediata y enérgica. A largo plazo, esto puede producir desgaste en los materiales, por lo cual, se deberán realizar más revisiones y sesiones de mantenimiento para evitar daños mayores.

Por otro lado, el controlador robusto μ presenta una estrategia de actuación más suave ante estos perfiles de viento exigentes. Aunque es efectivo ante las turbulencias, su respuesta resulta menos eficiente en escenarios de viento con velocidades muy altas. Por esta razón, la producción de energía obtenida es más estable, pero se aleja del valor nominal. Esto se debe a que el control actúa de forma más progresiva, reduciendo esfuerzos en el sistema, pero al mismo tiempo compromete la eficacia del control.

6.2. Futuras líneas de trabajo

A continuación, se presentan posibles ideas sobre cómo mejorar la implementación de estos controladores a futuros proyectos. El objetivo es afrontar con mayor eficacia las complejidades que suponen los aerogeneradores flotantes, tanto funcional como estructuralmente, así como los problemas que conlleva su emplazamiento en alta mar.

Integración de la dinámica de la plataforma flotante

Al igual que este proyecto, la mayoría de las investigaciones de controladores se basan en un modelo terrestre. Por lo tanto, incluir el comportamiento dinámico de una plataforma flotante representaría mejor la realidad de un aerogenerador semisumergible.

Un ejemplo de este enfoque es el trabajo de Zhang et al. (2024), donde se desarrolla un modelo dinámico no lineal para una turbina de plataforma flotante. En él se propone un controlador de paso adaptativo no lineal con el objetivo de equilibrar la generación de energía y las oscilaciones de la plataforma [69].

Incorporación de nuevas fuentes de incertidumbre

Este proyecto ha contemplado la implementación del coeficiente de potencia, el coeficiente de empuje y la velocidad efectiva como incertidumbres a tener en cuenta en el diseño del controlador.

Una manera de continuar este trabajo podría ser añadiendo incertidumbres relacionadas con el entorno marino, sobre todo aquellas que están vinculadas al apartado hidrodinámico. Factores como la variación del oleaje y de la corriente marina afectan directamente a la estabilidad y las cargas estructurales del aerogenerador flotante. Además, tener en cuenta el comportamiento del sistema de amarre permitiría desarrollar un controlador más robusto frente a las complejidades que supone el medio marino.

Implementación de estrategias de control más avanzadas

Otra posible línea a seguir podría ser la búsqueda de tipos de control avanzados que amplíen las capacidades del controlador robusto implementado en este proyecto. De esta manera, en conjunto podrían mejorar significativamente la eficacia de estos controladores ante incertidumbres y perturbaciones.

Una opción es el control adaptativo robusto, que permite ajustar los parámetros en tiempo real a medida que el sistema experimenta variaciones, como cambios en el viento o en el comportamiento estructural [69]. Otra alternativa sería el control predictivo robusto, que incorpora la predicción del comportamiento futuro del sistema, anticipando la acción de control de manera óptima [70].

Bibliografía

- [1] Red Eléctrica de España. (2025) La producción renovable crece en España un 10,3% en 2024 y alcanza sus mayores registros. Accessed: April 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/03/la-produccion-renovable-crece-en-Espana-un-10-3-por-ciento-2024-alcanza-mayores-registros>
- [2] D. Hu, L. Deng, and L. Zeng, "Study on the aerodynamic performance of floating offshore wind turbine considering the tower shadow effect," *Processes*, vol. 9, no. 6, p. 1047, 2021.
- [3] X. Mei and M. Xiong, "Effects of second-order hydrodynamics on the dynamic responses and fatigue damage of a 15 mw floating offshore wind turbine," *Journal of marine science and engineering*, vol. 9, no. 11, p. 1232, 2021.
- [4] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott, "Definition of a 5-mw reference wind turbine for offshore system development," National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech. Rep., 2009.
- [5] M. Tomás-Rodríguez and M. Santos, "Modelado y control de turbinas eólicas marinas flotantes," *Revista iberoamericana de automática e informática industrial*, vol. 16, no. 4, pp. 381–390, 2019.
- [6] R. Z. Castillo, "Nociones de control robusto," 2019, accessed: March 18, 2025. [Online]. Available: https://www.academia.edu/39130322/Nociones_de_control_robusto
- [7] ONU-HABITAT. (2021) Sequías, tormentas e inundaciones: el agua y el cambio climático dominan la lista de desastres. Accessed: April 05, 2025. [Online]. Available: <https://onu-habitat.org/index.php/sequias-tormentas-e-inundaciones-el-agua-y-el-cambio-climatico-dominan-la-lista-de-desastres>
- [8] U. Nations. (2015) The 17 goals. Accessed: April 04, 2025. [Online]. Available: <https://sdgs.un.org/goals>
- [9] ——. (2015) Transforming our world: the 2030 agenda for sustainable development. Accessed: April 04, 2025. [Online]. Available: <https://sdgs.un.org/2030agenda>
- [10] ——. (2015) Ensure access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all. Accessed: April 04, 2025. [Online]. Available: <https://sdgs.un.org/goals/goal7#overview>

- [11] N. L. GROUP. (2019) La energía eólica marina flotante avanza a gran velocidad. Accessed: April 05, 2025. [Online]. Available: <https://www.nord-lock.com/es-es/panorama/conocimiento/2020/offshore-floating-wind-energy/>
- [12] Eadic. (2020) Ingeniería offshore: ¿pros y contras de los aerogeneradores eólicos marinos en las plataformas flotantes? Accessed: April 03, 2025. [Online]. Available: <https://eadic.com/blog/entrada/ingenieria-offshore-pros-y-contras-de-los-aerogeneradores-eolicos-marinos-en-las-plataformas-flotantes>
- [13] E. RENOVABLES. (2021) Los puertos, fundamentales para el desarrollo de la energía eólica marina. Accessed: April 05, 2025. [Online]. Available: <https://www.energias-renovables.com/eolica/los-puertos-fundamentales-para-el-desarrollo-de-20210528>
- [14] INSPENET. (2024) Impacto medioambiental de la energía eólica marina: Efectos y desafíos. Accessed: April 05, 2025. [Online]. Available: <https://inspenet.com/articulo/impacto-medioambiental-de-la-energia-eolica/#:-:text=Cambios%20en%20los%20patrones%20de,din%C3%A1mica%20de%20los%20ecosistemas%20marinos.>
- [15] C. Serrano, J.-E. Sierra-Garcia, and M. Santos, "Hybrid optimized fuzzy pitch controller of a floating wind turbine with fatigue analysis," *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 10, no. 11, p. 1769, 2022.
- [16] P. M. Rubio, J. F. Quijano, P. Z. López, J. J. F. Lozano, A. G. Cerezo, and J. O. Casanova, "Control inteligente para mejorar el rendimiento de una plataforma semisumergible híbrida con aerogeneradores y convertidores de oleaje: sistema de control borroso para la turbina," *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, vol. 16, no. 4, pp. 480–491, 2019.
- [17] D. A. Yarce Benavides and N. E. Osorio Casallas, "Control adaptativo de ángulo pitch para un modelo de turbina eólica a escala," 2015.
- [18] J. Martínez Paíno, "Desarrollo de controladores de ángulo de ataque para aerogeneradores flotantes mediante técnicas de control robusto," 2022, trabajo Fin de Grado, Universidad de Málaga.
- [19] E. Soluciones. Historia de la fotovoltaica en España: desde sus inicios en 1984 a sus objetivos para 2030. Accessed: April 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/energia-renovables-espana>
- [20] J. Molina Sánchez, "Patrimonio industrial hidráulico: paisaje, arquitectura y construcción en las presas y centrales hidroeléctricas españolas del siglo xx," Ph.D. dissertation, Arquitectura, 2015.
- [21] E. Mundo. En Garriguella, la cuna de la eólica en España: "Éramos los ingenieros hippies, no pensábamos que fuera a crecer así". Accessed: February 14, 2025. [Online]. Available: <https://www.elmundo.es/economia/2023/05/31/647764e8fdddf8088b4595.html>

- [22] N. Capital. El perdón, en la primera 'guía de ecoturismo eólico' de España. Accessed: April 29, 2025. [Online]. Available: <https://navarracapital.es/el-perdon-en-la-primera-guia-de-ecoturismo-eolico-de-espana/>
- [23] I. España. La evolución y el alcance de la energía solar fotovoltaica en España. Accessed: April 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/historia-energia-solar-espana#:~:text=En%201984%2C%20Iberdrola%20Espa%C3%B1a%20marc%C3%B3,de%20100%20kilovatios%20de%20potencia.>
- [24] U. P. d. M. Instituto de Energía Solar, "Memoria de actividades del instituto de energía solar," UPM, Tech. Rep., 1995, informe interno.
- [25] Gobierno de España, "Real decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas con energías renovables, cogeneración y residuos," <https://www.boe.es/eli/es/rd/1998/12/23/2818>, 1998, bOE, 31 de diciembre de 1998.
- [26] I. I. para la Diversificación y Ahorro de la Energía), "Energías renovables en España: Informe 2011," Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Tech. Rep., 2012, available: <https://www.idae.es>.
- [27] Iberdrola España. Plantas solares en Extremadura. Accessed: April 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.iberdrolaespana.com/conocenos/lineas-negocios/energia-solar/extremadura>
- [28] R. Eléctrica. Las renovables en el sistema eléctrico español. Accessed: April 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables>
- [29] ——. El sistema eléctrico español. Accessed: April 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico>
- [30] R. Eléctrica. Energía del viento 2024. Accessed: April 30, 2025. [Online]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/viento/generacion-viento#:~:text=En%202024%20la%20generaci%C3%B3n%20e%C3%B3lica,al%20mismo%20mes%20del%202023.>
- [31] R. Eléctrica. Energía del sol 2024. Accessed: April 30, 2025. [Online]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/sol/generacion-solar-fotovoltaica-solgeneracion#:~:text=Generaci%C3%B3n%2C%20solar%20fotovoltaica&text=El%202024%20ha%20vuelto%20a,con%20respecto%20al%20a%C3%B1o%202023.>
- [32] Iberdrola. Energía eólica: Líderes en energías renovables. Accessed: May 05, 2025. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com>
- [33] S. Gamesa. Eólica marina: El futuro de la energía renovable flotante. Accessed: May 05, 2025. [Online]. Available: <https://www.siemensgamesa.com>

- [34] M. para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Las renovables en el sistema eléctrico español 2024. Accessed: May 05, 2025. [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es>
- [35] M. Barooni, T. Ashuri, D. Velioglu Sogut, S. Wood, and S. Ghaderpour Taleghani, “Floating offshore wind turbines: Current status and future prospects,” *Energies*, vol. 16, no. 1, p. 2, 2022.
- [36] WindEurope. The european offshore wind industry – key trends and statistics 2016. Accessed: May 06, 2025. [Online]. Available: <https://windeurope.org/about-wind/statistics/offshore/european-offshore-wind-industry-key-trends-and-statistics-2016/>
- [37] S. Butterfield, W. Musial, J. Jonkman, and P. Sclavounos, “Engineering challenges for floating offshore wind turbines,” National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech. Rep., 2007.
- [38] C. Trust. Floating wind joint industry project: Phase i summary report. Accessed: May 06, 2025. [Online]. Available: <https://www.carbontrust.com/our-work-and-impact/guides-reports-and-tools/floating-wind-joint-industry-project-phase-i-summary-report>
- [39] saitec. Proyecto DemoSATH. Accessed: March 25, 2025. [Online]. Available: <https://saitec-offshore.com/es/projects/demosath/>
- [40] Saitec Offshore Technologies. (2024) Megastructures in the Sea. DemoSATH project. Accessed: March 25, 2025. [Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=DFlaSZCIMgI>
- [41] IRENA. Innovation outlook: Ocean energy technologies. Accessed: May 06, 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2020/Dec/Innovation-Outlook-Ocean-Energy-Technologies>
- [42] J. Manwell, J. McGowan, and A. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, 2nd ed. Wiley, 2010.
- [43] A. Myhr, C. Bjerkseter, A. Ågotnes, and T. A. Nygaard, “Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective,” *Renewable energy*, vol. 66, pp. 714–728, 2014.
- [44] M. para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021) Hoja de ruta para el desarrollo de la eólica marina y de las energías del mar en españa. Accessed: March 24, 2025. [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es>
- [45] E. Commission, “Offshore renewable energy,” 2023, accessed: March 24, 2025. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy_en
- [46] DEKRA. (2024) Eólica offshore flotante en españa: la revolución energética que despegará en 2024. Accessed: March 25, 2025. [Online]. Available: <https://www.dekra.es/es/eolica-offshore-flotante-espana-revolucion-energetica/>

- [47] L. Cottura, R. Caradonna, R. Novo, A. Ghigo, G. Bracco, and G. Mattiazzo, "Effect of pitching motion on production in a ofwt," *Journal of Ocean Engineering and Marine Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 319–330, 2022.
- [48] E. S.L. (2023) W2power - enerocean. Accessed: April 09, 2025. [Online]. Available: <https://enerocean.com/w2power-es/>
- [49] P. M. Rubio, J. F. Quijano, P. Z. López, J. J. F. Lozano, A. G. Cerezo, and J. O. Casanova, "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," *RIAI - Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, vol. 16, no. 4, pp. 480–491, 2019.
- [50] Y. Liu, X. Zhang, and Y. Wang, "Research of torque control in large-scale wind turbine," *Advanced Materials Research*, vol. 383-390, pp. 3479–3485, 2011.
- [51] M. Abdelrahim, A. Mohamed, and A. Elshaer, "Design of a robust adaptive controller for the pitch and torque control of wind turbines," *Energies*, vol. 13, no. 5, p. 1195, 2020.
- [52] A. Poureh, M. Chamani, and A. Bahri, "Nonlinear analysis of gain scheduled controllers for the nrel 5-mw turbine blade pitch control system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 145, p. 108578, 2023.
- [53] J. Olondriz, I. Elorza, J. Jugo, S. Alonso-Quesada, and A. Pujana-Arrese, "An advanced control technique for floating offshore wind turbines based on more compact barge platforms," *Energies*, vol. 11, no. 5, p. 1187, 2018.
- [54] C. L. Bastard, D. Henrion, and D. Peaucelle. (2010) Introduction to robust control. Toulouse, France. Accessed: March 18, 2025. [Online]. Available: [https://enac.hal.science/hal-03818073/file/RobustControl%20\(1\).pdf](https://enac.hal.science/hal-03818073/file/RobustControl%20(1).pdf)
- [55] S. Kiamini, A. Jalilvand, and S. Mobayen, "Lmi-based robust control of floating tension-leg platforms with uncertainties and time-delays in offshore wind turbines via ts fuzzy approach," *Ocean Engineering*, vol. 154, pp. 367–374, 2018.
- [56] H. Kwakernaak, "H2-optimization—theory and applications to robust control design," *Annual Reviews in Control*, vol. 26, no. 1, pp. 45–56, 2002.
- [57] M. J. López Sánchez, "Atenuación de perturbaciones y comportamiento robustos emleando la síntesis μ/H_∞ ." *Informática y automática: revista de la Asociación Española de Informática y Automática*, vol. 30, no. 1, pp. 48–56, 1997.
- [58] M. Mirzaei, H. H. Niemann, and N. K. Poulsen, "A μ -synthesis approach to robust control of a wind turbine," in *2011 50th IEEE conference on decision and control and european control conference*. IEEE, 2011, pp. 645–650.

- [59] H. Moradi and G. Vossoughi, "Robust control of the variable speed wind turbines in the presence of uncertainties: A comparison between H_∞ and PID controllers," *Energy*, vol. 90, pp. 1508–1521, 2015.
- [60] MathWorks. Matlab y simulink para maquinaria y automatización industriales. Accessed: April 06, 2025. [Online]. Available: <https://es.mathworks.com/solutions/industrial-automation-machinery.html>
- [61] NREL. Openfast. Accessed: April 10, 2025. [Online]. Available: <https://www2.nrel.gov/wind/nwtc/openfast>
- [62] M. Cazalla, J. Garrido Jurado, M. Lara Ortiz, F. Vázquez Serrano, and M. L. Ruz Ruiz, "Simulador on-line de turbinas eólicas mediante openfast," in *XLIV Jornadas de Automática*. Universidade da Coruña. Servizo de Publicacións, 2023, pp. 210–214.
- [63] N. R. E. Laboratory. (2025) Openfast. Accessed: November 13, 2024. [Online]. Available: <https://github.com/OpenFAST>
- [64] B. J. Jonkman, "Turbsim user's guide," National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech. Rep., 2006.
- [65] M. Mirzaei, "Wind turbine control: Robust model based approach," 2012.
- [66] A. Sala. (2022) Modelado de sistemas no-lineales con lft: ejemplo matlab. <http://personales.upv.es/asala/DocenciaOnline/Video/nlfml.html>. Accessed: January 17, 2025.
- [67] MATLAB-Simulink, MathWorks España. (2022) Robust controller design using mu synthesis. <https://es.mathworks.com/help/robust/ref/uss.musyn.html>. Accessed: March 04, 2025.
- [68] I. Khalil, J. Doyle, and K. Glover, *Robust and optimal control*. Prentice hall New York, 1996, vol. 2.
- [69] Y. Gong, Q. Yang, H. Geng, W. Meng, and L. Wang, "Dynamic modeling and control for an offshore semisubmersible floating wind turbine," *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, 2025.
- [70] J. Zhang, L. Liu, Y. Liu, Y. Zhu, and J. Yan, "Research on robust model predictive control strategy of wind turbines to reduce wind power fluctuation," *Electric Power Systems Research*, vol. 213, p. 108809, 2022.

Apéndice A

Control H_∞ para el pitch

Parámetros

```

b=0.2; % [-] : incertidumbre.
wr=12.18*pi/30; % [rad/s] : Velocidad de giro del rotor.
rho=1.25; % [kg/m3] : Densidad del aire.
R=63; % [m] : Radio de la pala.
ve=18.47; % [m/seg] : Velocidad efectivo del viento.
c=6215000; % [Nm/(rad/s)] : Coeficiente de amortiguamiento.
Jr=115.92e3; % [kgm^2] : Momento de inercia del rotor.
K=971.350e6; % [Nm/rad] : Coeficiente de rigidez.
Jg=534.1; % [kgm^2] : Momento de inercia del
generador.
Ng=97; % [-] : Gear Box Ratio.
Qgo=43093.55e3; % [Nm] : Par nominal del generador.
wgo=1181*pi/30; % [rad/s] : Velocidad de giro nominal del
generador.

%Parámetros Derivados
l=rho*pi*R^2*ve^3/(Jr*2*wr^2);
f=rho*pi*R^2*ve^2/(2*Jr);

```

Zona de operación

```

% Para wr
medgan_wr=12.18*pi/30; % media
mingan_wr=medgan_wr*(1-0.5); % mínimo
maxgan_wr=medgan_wr*(1+0.5); % máximo
incgan_wr=maxgan_wr-medgan_wr; % incremento

% Para theta
medgan_theta=0.2367; % media
mingan_theta=0.2367*(1-0.5); % mínimo
maxgan_theta=0.2367*(1+0.5); % máximo
incgan_theta=maxgan_theta-medgan_theta; % incremento

% Para ve
medgan_ve=18.47; % media
mingan_ve=18.47*(1-0.5); % mínimo
maxgan_ve=18.47*(1+0.5); % máximo
incgan_ve=maxgan_ve-medgan_ve; % incremento

```

```
% Entradas para el modelo [Cp Ct ve theta Qg]
% Salidas para el modelo [wr,theta,ve,w,wg,Pe]
```

Espacio de estados del modelo

```
% Matriz de transferencia para modelado de incertidumbres
M=[0 1 0 0 0 0;0 0 0 1 0 0; 0 0 0 0 0
1;incgan_wr,medgan_wr,incgan_theta,medgan_theta,incgan_ve,medgan_ve;incgan_wr,me
dgan_wr,incgan_theta,medgan_theta,incgan_ve,medgan_ve;incgan_wr,medgan_wr,incgan
_theta,medgan_theta,0,0];
% Espacio de estados
A=[(-c)/Jr, c/(Jr*Ng), -K/Jr; c/(Ng*Jg), -c/(Ng^2*Jg),K/(Ng*Jg);1,-1,0];
B=[1,f,0,b/Jr,0;0,0,0,0,-1/Jg;0,0,0,0,0];
C=[1,0,0;0,0,0;0,0,0;1,0,0;0,1,0;0,Qgo,0];
D=[0,0,0,0,0;1,0,0,0,0;0,0,1,0,1;0,0,0,0,0;0,0,0,0,0;0,0,0,wgo,0];
sistema=ss(A,B,C,D);
size(sistema);
```

State-space model with 6 outputs, 5 inputs, and 3 states.

```
sys2=lft(M,sistema,3,3);
size(sys2);
```

State-space model with 6 outputs, 5 inputs, and 3 states.

```
sys2.OutputName={'q1','q2','q3','wr','wg','Pe'};
sys2.InputName={'m1','m2','m3','theta','Qg'};
```

Implementación del control

```
%Este bloque de código está diseñado para iterar sobre una gama de valores para
el multiplicador. La idea es encontrar el valor del multiplicador que minimice
el valor de  $\gamma$ , indicador clave de la efectividad del controlador  $H_{inf}$ 
s=tf('s');
rangomultiplicador = logspace(-3, 3, 30);
resultado=zeros(size(rangomultiplicador));

%Iteración sobre el rango de multiplicadores. El bucle ajusta el peso del
multiplicador para encontrar la mejor solución:
for i=1:length(rangomultiplicador)
multiplicador=rangomultiplicador(length(rangomultiplicador)-i+1);
Wout = blkdiag(0.05/multiplicador, 0.05, 0.0005, 0.0005, 0.000005, 0.005);
Win = blkdiag(multiplicador, 0.005, 0.005, 0.005, 0.005);
GPW=minreal(Wout*sys2*Win);
opts = hinfsvOptions('Display','on','Regularize','on','AutoScale','on');
```

```
[K1,CL,GAM,INFO] = hinfsyn(GPW,3,1);  
GAM  
end
```

```
GAM = 0.3197  
GAM = 0.1985  
GAM = 0.1236  
GAM = 0.0766  
GAM = 0.0476  
GAM = 0.0297  
GAM = 0.0184  
GAM = 0.0114  
GAM = 0.0071  
GAM = 0.0044  
GAM = 0.0027  
GAM = 0.0017  
GAM = 0.0011  
GAM = 6.5478e-04  
GAM = 4.0705e-04  
GAM = 3.1731e-04  
GAM = 5.1092e-04  
GAM = 8.2265e-04  
GAM = 0.0013  
GAM = 0.0021  
GAM = 0.0034  
GAM = 0.0055  
GAM = 0.0090  
GAM = 0.0144  
GAM = 0.0231  
GAM = 0.0372  
GAM = 0.0599  
GAM = 0.0964  
GAM = 0.1553  
GAM = 0.2500
```


Apéndice B

Control μ para el pitch

Parámetros

```

b=0.2; % [-] : incertidumbre.
wr=12.18*pi/30; % [rad/s] : Velocidad de giro del rotor.
rho=1.25; % [kg/m3] : Densidad del aire.
R=63; % [m] : Radio de la pala.
ve=18.47; % [m/seg] : Velocidad efectivo del viento.
c=6215000; % [Nm/(rad/s)] : Coeficiente de amortiguamiento.
Jr=115.92e3; % [kgm^2] : Momento de inercia del rotor.
K=971.350e6; % [Nm/rad] : Coeficiente de rigidez.
Jg=534.1; % [kgm^2] : Momento de inercia del
generador.
Ng=97; % [-] : Gear Box Ratio.
Qgo=43093.55e3; % [Nm] : Par nominal del generador.
wgo=1181*pi/30; % [rad/s] : Velocidad de giro nominal del
generador.

%Parámetros Derivados
l=rho*pi*R^2*ve^3/(Jr*2*wr^2);
f=rho*pi*R^2*ve^2/(2*Jr);

```

Zona de operación

```

% Para wr
medgan_wr=12.18*pi/30; % media
mingan_wr=medgan_wr*(1-0.5); % mínimo
maxgan_wr=medgan_wr*(1+0.5); % máximo
incgan_wr=maxgan_wr-medgan_wr; % incremento

% Para theta
medgan_theta=0.2367; % media
mingan_theta=0.2367*(1-0.5); % mínimo
maxgan_theta=0.2367*(1+0.5); % máximo
incgan_theta=maxgan_theta-medgan_theta; % incremento

% Para ve
medgan_ve=18.47; % media
mingan_ve=18.47*(1-0.5); % mínimo
maxgan_ve=18.47*(1+0.5); % máximo
incgan_ve=maxgan_ve-medgan_ve; % incremento

```

```
% Entradas para el modelo [Cp Ct ve theta Qg]
% Salidas para el modelo [wr,theta,ve,w,wg,Pe]
```

Espacio de estados del modelo

```
A=[(-c)/Jr, c/(Jr*Ng), -K/Jr; c/(Ng*Jg), -c/(Ng^2*Jg),K/(Ng*Jg);1,-1,0];
B=[1,f,f,b/Jr,0;0,0,0,0,-1/Jg;0,0,0,0,0];
C=[1,0,0;0,0,0;0,0,0;1,0,0;0,1,0;0,Qgo,0];
D=[0,0,0,0,0;1,0,0,0,0;0,0,0,0,1;0,0,0,0,0;0,0,0,0,0;0,0,0,wgo,0];
sistema=ss(A,B,C,D);
size(sistema)
```

State-space model with 6 outputs, 5 inputs, and 3 states.

Diseño del controlador

```
s=tf('s');
Wp_1 = 0.5 / (s + 10); % Filtro con ganancia baja en DC
%bode(Wp_1)
Wp_2 = 0.5 / (s + 10); % Filtro con ganancia baja en DC
%bode(Wp_2)
Wp_3 = 0.5 / (s + 10); % Filtro con ganancia baja en DC
%bode(Wp_3)

Wp_1.InputName = 'C_p1';
Wp_1.OutputName = 'e_1';
SumD_1 = sumblk('C_p1 = C_p + d1');
Wp_2.InputName = 'C_t1';
Wp_2.OutputName = 'e_2';
SumD_2 = sumblk('C_t1 = C_t + d2');
Wp_3.InputName = 'v_e1';
Wp_3.OutputName = 'e_3';
SumD_3 = sumblk('v_e1 = v_e + d3');

% Entradas y salidas
sistema.StateName={'w_r','w_g','psi'};
sistema.InputName={'C_p','C_t','v_e','theta','Q_g'};
sistema.OutputName={'w_r','theta','v_e','w','w_g','P_e'};

sis=tf(sistema);

inputs = {'d1','d2','d3','C_p','C_t','v_e','theta','Q_g'};
```

```

outputs = {'e_1','e_2','e_3','w_r','theta','v_e','w','w_g','P_e'};
P = connect(sis, SumD_1, SumD_2, SumD_3, Wp_1, Wp_2, Wp_3,inputs, outputs);
%Conexión
[no, ni] = size(P); % Obtener entradas y salidas de P
size(P)

```

State-space model with 9 outputs, 8 inputs, and 15 states.

```

%Se crea un controlador ajustable K según
% tunableSS('K', estados, salidas, entradas)
c0 = tunableSS('K', 3, 6, 5); % Ajustado al máximo disponible de salidas y
entradas.
CL0=lft(P,c0); %Bucle cerrado de P -la planta- y el controlador ajustable
size(CL0)

```

Generalized state-space model with 4 outputs, 2 inputs, 18 states, and 1 blocks.

```

[K1,CLperf,info] = musyn(CL0)

```

D-K ITERATION SUMMARY:

```

-----
                        Robust performance                Fit order
-----
Iter      K Step      Peak MU      D Fit      D
  1         0.05         0.05         0.05         0
  2         0.05         0.05         0.05         0
  3         0.05         0.05         0.05         0

```

Best achieved robust performance: 0.05

K1 =

Generalized continuous-time state-space model with 4 outputs, 2 inputs, 18 states, and the following blocks:

K: Tunable 6x5 state-space model, 3 states, 1 occurrences.

Type "ss(K1)" to see the current value, "get(K1)" to see all properties, and "K1.Blocks" to interact with the blocks.

CLperf = 0.0500
info = 3x1 struct

Fields	gamma	K	KInfo	PeakMu	DG	PeakMuFit	FitOrder	...
1	0.0500	1x1 struct	1x1 struct	0.0500	1x1 struct	0.0500	[0,0]	
2	0.0500	1x1 struct	1x1 struct	0.0500	1x1 struct	0.0500	[0,0]	
3	0.0500	1x1 struct	1x1 struct	0.0500	1x1 struct	0.0500	[0,0]	

