



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
UNIDAD DE POSGRADOS**

**MAESTRÍA EN CONTROL Y  
AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIALES**

**Tesis previa a la obtención  
del Grado de Magister  
en Control y Automatización  
Industriales**

**DISEÑO DE UN CONTROL TOLERANTE A  
FALLAS CON GANANCIA DIFUSA  
PROGRAMADA DE UNA TURBINA DE  
VIENTO *OFF-SHORE* DE 5MW**

**Autor:**

**Sandro Xavier Quintuña Padilla**

**Director:**

**Luis Ismael Minchala Ávila Ph.D.**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
UNIDAD DE POSGRADOS**

---

**MAESTRÍA EN CONTROL Y  
AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIALES**

**Autor:**  
Sandro Xavier Quintuña Padilla

**Director:**  
Luis Ismael Minchala Ávila Ph.D.

---

**DISEÑO DE UN CONTROL TOLERANTE A FALLAS CON  
GANANCIA DIFUSA PROGRAMADA DE UNA TURBINA  
DE VIENTO *OFF-SHORE* DE 5MW**

La presente tesis presenta los resultados del diseño de un controlador tolerante a fallas con ganancia difusa programada para una turbina de viento *off-shore* de 5MW, cuyo modelo de referencia es el propuesto por la *NREL (National Renewable Energy Laboratory)* para propósitos de experimentación e investigación.

El desarrollo de las simulaciones fue elaborado en MATLAB/Simulink. El modelo de referencia presenta un controlador PI clásico con ganancia programada, el cual será evaluado y cambiado por un controlador de ganancia programada difusa que combina metodologías de control tolerante a fallas e identificación. Las fallas sobre las cuales se trabaja son sobre los sensores de giro de pala y velocidad del generador.

**DISEÑO DE UN CONTROL TOLERANTE A  
FALLAS CON GANANCIA DIFUSA  
PROGRAMADA DE UNA TURBINA DE  
VIENTO *OFF-SHORE* DE 5MW**



**DISEÑO DE UN CONTROL TOLERANTE A  
FALLAS CON GANANCIA DIFUSA  
PROGRAMADA DE UNA TURBINA DE VIENTO  
*OFF-SHORE* DE 5MW**

*Autor:*

**Sandro Xavier Quintuña Padilla**

Ingeniero Mecánico

Ingeniero de Sistemas

Egresado de la Maestría en Control y Automatización Industriales  
de la Universidad Politécnica Salesiana

*Dirigido por:*

**Luis Ismael Minchala Ávila**

Ingeniero Electrónico

Master en Ciencias con especialidad en Automatización  
Doctor en Ciencias de Ingeniería, Especialidad Mecatrónica



CUENCA – ECUADOR

2015

III

SANDRO XAVIER QUINTUÑA PADILLA

**DISEÑO DE UN CONTROL TOLERANTE A FALLAS CON GANANCIA DIFUSA PROGRAMADA DE UNA TURBINA DE VIENTO *OFF-SHORE* DE 5MW**

Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca - Ecuador, 2015  
MAESTRÍA EN CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIALES

Formato 170 x 240 mm

Páginas: 82

Breve reseña de los autores e información de contacto

*Autor:*



**Sandro Xavier Quintuña Padilla**

Ingeniero Mecánico

Ingeniero de Sistemas

Egresado de la Maestría en Control y Automatización Industriales de la Universidad Politécnica Salesiana  
squintuna@uazuay.edu.ec

*Dirigido por:*



**Luis Ismael Minchala Ávila**

Ingeniero Electrónico

Master en Ciencias con especialidad en Automatización

Doctor en Ciencias de Ingeniería, Especialidad Mecatrónica  
minchalai@ieee.org

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

**DERECHOS RESERVADOS**

© 2015 Universidad Politécnica Salesiana

CUENCA – ECUADOR

SANDRO XAVIER QUINTUÑA PADILLA

“DISEÑO DE UN CONTROL TOLERANTE A FALLAS CON GANANCIA DIFUSA PROGRAMADA DE UNA TURBINA DE VIENTO *OFF-SHORE* DE 5MW”

IMPRESO EN ECUADOR – PRINTED IN ECUADOR

## INDICE GENERAL

<b>INDICE GENERAL</b> .....	V
<b>INDICE DE FIGURAS</b> .....	VII
<b>INDICE DE TABLAS</b> .....	IX
<b>PREFACIO</b> .....	XIII
<b>PRÓLOGO</b> .....	XV
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	XVII
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1. Estado del Arte .....	1
1.2. Motivación y Justificación.....	4
1.3. Definición del Problema .....	4
1.4. Objetivos .....	5
1.5. Contribuciones de la tesis .....	5
1.6. Organización de Capítulos .....	7
<b>2. FUNDAMENTOS TEORICOS DE TURBINAS DE VIENTO Y CONTROL TOLERANTE A FALLAS</b> .....	9
2.1. Características de las turbinas de viento .....	9
2.2 Modelo de los sensores .....	11
2.3 Modelo de los actuadores .....	12
2.3.1 Modelo del actuador de giro .....	12
2.3.2 Modelo del generador y convertidor .....	13
2.3.3 Modelo del actuador de orientación.....	14
2.3.4 Controlador de orientación .....	14
2.4 Modelo de referencia de la turbina de viento y escenarios de fallas.....	15
2.4.1 Descripción del modelo de la turbina de viento .....	15
2.4.2 Descripción de las fallas.....	16
2.5 Sistema de control de referencia .....	20
2.6 Descripción del controlador PI del sistema de referencia .....	22

2.7 Ganancia difusa programada (GDP) .....	25
2.8 Filtros de medición .....	31
2.9 Modelado difuso e identificación (MDI).....	33
<b>3. CONTROLADOR PI DE GANANCIA DIFUSA PROGRAMADA.....</b>	<b>37</b>
3.1 Controlador de ganancia difusa programada .....	37
3.2 Control tolerante a fallas .....	41
<b>4. EXPERIMENTACIÓN Y RESULTADOS.....</b>	<b>45</b>
4.1 Controlador de ganancia difusa programada .....	45
4.2 Control tolerante a fallas .....	49
<b>CAPÍTULO 5 .....</b>	<b>55</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>55</b>
<b>GLOSARIO .....</b>	<b>57</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>59</b>

## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura 2.1.</b> Partes de la turbina de viento. 1. Rotor. 2. Actuador de giro. 3. Barquilla. 4. Freno mecánico. 5. Eje de baja velocidad. 6. Caja de cambios. 7. Eje de alta velocidad. 8. Generador. 9. Intercambiador de Calor. 10. Controlador. 11. Anemómetro. 12. Veleta. 13. Actuador de orientación. 14. Torre. ....	10
<b>Figura 2.2.</b> Sensor de viento .....	12
<b>Figura 2.3.</b> Diagrama de bloques mostrando el modelo de simulación de una turbina de viento de referencia y los sistemas de control de giro, de torque y orientación en retroalimentación cerrada. ....	16
<b>Figura 2.4.</b> Ilustración de la curva de potencia ideal frente a la velocidad del viento para el funcionamiento de una turbina eólica típica. ....	20
<b>Figura 2.5.</b> Diagrama de flujo del sistema de control de referencia. ....	24
<b>Figura 2.6.</b> Sistema de control PID con un programador de ganancia difusa. ....	26
<b>Figura 2.7.</b> Funciones de pertenencia para $e(k)$ y $\Delta e(k)$ . ....	28
<b>Figura 2.8.</b> Funciones de pertenencia para $Kp$ y $Kd$ . ....	28
<b>Figura 2.9.</b> Funciones de pertenencia para $\alpha$ . S pequeño, MS pequeño mediano, M Mediano, B grande. ....	29
<b>Figura 2.10.</b> Proceso de implicación de una regla difusa. ....	31
<b>Figura 3.1.</b> Modelo de simulación de una turbina de viento de referencia y los sistemas de control de giro, de torque y orientación en retroalimentación cerrada en Simulink/MATLAB. ....	37
<b>Figura 3.2.</b> Modelo de simulación de una turbina de viento de referencia y los sistemas de control de giro, de torque y orientación en retroalimentación cerrada. ....	38
<b>Figura 3.3.</b> Modelo de simulación de una turbina de viento de referencia y los sistemas de control de giro, de torque y orientación en retroalimentación cerrada, con ganancia difusa programada al controlador PI original. ....	39
<b>Figura 3.4.</b> Superficies de respuesta. a) $Kp'$ b) $Ki'$ .....	40
<b>Figura 3.5.</b> Sistema de control activo tolerante a fallas basado en detección y diagnóstico de fallas. Donde $I(k)$ es un vector de información, y $x(k)$ es la corrección o modificación de la señal. ....	41
<b>Figura 3.6.</b> Detección y diagnóstico de fallas basado en el esquema de modelado difuso. ....	42

<b>Figura 4.1.</b> Comparación entre el controlador PI de referencia vs el controlador PI-GDP en funcionamiento normal, potencia generada kW. ....	45
<b>Figura 4.2.</b> Controlador PI de referencia cuando se aplican fallas sobre los sensores y en funcionamiento normal, potencia generada kW. ....	47
<b>Figura 4.3.</b> Comparación entre el controlador PI de referencia vs el controlador PI-GDP cuando se aplican fallas sobre los sensores, potencia generada kW. ....	48
<b>Figura 4.4.</b> Secuencia de la velocidad del viento a 14m/s. ....	50
<b>Figura 4.5.</b> Controlador PI de referencia vs. controlador PI-GDP, velocidad del generador [rpm]. ....	51
<b>Figura 4.6.</b> a) controlador PI de referencia. b) controlador PI-GDP. Mediciones del ángulo de giro. ....	52
<b>Figura 4.7.</b> Controlador PI de referencia vs. controlador PI-GDP, Potencia [kW]. ....	52
<b>Figura 4.8.</b> Residuos. a) sensor de velocidad del generador. b) sensor de giro de pala. Los símbolos + indican valores atípicos que darán falsas detecciones. ....	53

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 2.1.</b> Propiedades del modelo de referencia de la turbina de viento <i>offshore</i> de 5 MW.....	9
<b>Tabla 2.2.</b> Sensores disponibles .....	11
<b>Tabla 2.3.</b> Escenarios de Falla del modelo de referencia propuestos por la <i>NREL</i> .....	18
<b>Tabla 2.4.</b> Propiedades del sistema de control de referencia.....	25
<b>Tabla 2.5.</b> Reglas Difusas para $Kp'$ .....	29
<b>Tabla 2.6.</b> Reglas Difusas para $Ki'$ .....	30
<b>Tabla 2.7.</b> Reglas Difusas para $\alpha$ .....	30
<b>Tabla 4.1.</b> Comparación entre el controlador PI de referencia vs el controlador PI-GDP en funcionamiento normal, potencia generada kW. ....	46
<b>Tabla 4.2.</b> Controlador PI, valores de potencia durante los 185, hasta los 210 segundos. ....	47
<b>Tabla 4.3.</b> Controlador PI vs Controlador PI-GDP, valores de potencia durante los 185, hasta los 210 segundos. ....	49
<b>Tabla 4.4.</b> Escenarios de las fallas 3 y 4 propuestos por la <i>NREL</i> . ....	50



*Amada Verito y pequeño Maty gracias por ser parte de mi vida.*

*Find the courage to be happy...*



## **PREFACIO**

Este trabajo de tesis presenta los resultados del diseño de un controlador tolerante a fallas con ganancia difusa programada para una turbina de viento offshore de 5MW. El modelo de turbina de viento de 5MW es el modelo de referencia presentado por la NREL (National Renewable Energy Laboratory's), sobre el modelo de referencia el funcionamiento de algoritmos de control clásico y moderno. El presente trabajo está implementado en MATLAB/Simulink.



## **PRÓLOGO**

La presente tesis se enfoca en el diseño de un controlador tolerante a fallas con ganancia difusa programada para una turbina de viento off-shore de 5MW, se abordan temas como el control clásico, ganancias difusas programadas, identificación, y diseño de control tolerante a fallas.

El capítulo 1 presenta el estado del arte en el desarrollo de diferentes técnicas de control moderno sobre turbinas de viento. En el capítulo 2, se realiza una introducción teórica hacia los aspectos del modelo de la turbina de viento propuesto por la NREL, control tolerante a fallas, ganancia difusa programada, identificación, y otros aspectos que servirán para el diseño del controlador tolerante a fallas simultaneas sobre 2 de los sensores. El capítulo 3, cubre la parte de diseño y especificaciones del controlador PI-GDP, identificación y CTF. El capítulo 4 presenta las simulaciones realizadas y los resultados obtenidos mediante comparaciones del control PI de referencia contra el nuevo controlador PI-GDP tolerante a fallas.

Finalmente, presenta las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado, para presentar a continuación futuros trabajos.



## **Agradecimiento**

A Ismael Minchala Ph.D., director de tesis por su apoyo, disposición e infinita paciencia brindada en el transcurso del planteamiento y desarrollo del proyecto.



# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. Estado del Arte

Las turbinas de viento generan electricidad libre de emisiones. Actualmente, las turbinas de viento son de gran tamaño y necesitan más tiempo de operación, por lo tanto, el costo es alto para el mantenimiento cuando se producen fallas durante el funcionamiento. Los esquemas de detección y diagnóstico de fallas avanzados son necesarios para garantizar un funcionamiento eficaz y fiable [1].

La detección y corrección oportuna de fallas en turbinas eólicas, disminuyen el costo de la generación de éste tipo de energía y favorecen su penetración. Las técnicas de detección de fallas (DF) y control tolerante a fallas (CTF) incrementan la confiabilidad de sistemas que están instalados en lugares de difícil acceso, cómo turbinas offshore. Existen gran cantidad de contribuciones en éste campo [2 - 5].

En [6, 7] se detallan modelos de referencia (*benchmark*) de turbinas de viento. En [6] se presenta un modelo de referencia cuyo propósito es la detección e identificación de fallas, este modelo de referencia trata a la turbina de viento como sistema que contiene sensores, actuadores y sistemas de fallas en el sistema de giro de pala, tren transmisión, generador y sistema convertidor. En [7] se lleva a cabo una competencia donde se requiere utilizar el modelo de referencia en la detección y control tolerante a fallas, modelo generado por la Universidad de Aalborg y *MathWorks*, esta competencia se elaboró para encontrar la mejor solución de los problemas propuestos sobre el modelo de referencia.

En este trabajo se describe el modelo de desafío y los requisitos para los participantes del desafío. Además, motiva a muchos de los fallos citando publicaciones que dan datos de campo de pruebas de control de aerogeneradores.

Esquemas basados en observadores se describen en [8, 9, 10]. Esquemas basados en la máquina de vectores de soporte se presentan en [11, 12]. Un método de diseño de detección de fallas y esquema de aislamiento automatizado basado en ecuaciones de paridad se detalla en [13, 14, 15] basándose en ecuaciones de paridad.

Métodos de datos impulsados se utilizan en [16, 17, 18, y 19], estos se basan en métodos híbridos que ocupan técnicas de identificación y aislamiento de fallas, modelado difuso de Takagi Sugeno (TS), filtros, ruidos sobre los sensores y residuos de señales.

En términos de detección y diagnóstico de fallas (DDF) para turbinas de viento existen estudios que se han realizado recientemente [20 - 25]. Odgaard y otros en [26], presentan el análisis, evaluación y comparación de una serie de artículos publicados en la detección y aislamiento de fallas en un modelo de referencia de una turbina de viento propuesto en [6].

Una revisión general sobre las técnicas de monitoreo de condiciones y detección de fallas para las turbinas de viento se presentan en los artículos [1, 6, 15, 20 - 28].

Las turbinas de viento con CTF han sido ampliamente estudiados en la literatura, y en la actualidad son objeto de una intensa investigación en el mundo, véase, por ejemplo [29, 30, 31, 32]. Un estudio y análisis sobre CTF para los sistemas de turbinas de viento se presenta en [33].

El viento es una entrada estocástica, y, esencialmente, presenta dinámicas no lineales. Las turbinas de viento operan en entornos inciertos, y están expuestas a grandes fluctuaciones, describiendo un sistema no lineal tan complejo que modelarlos matemáticamente es muy difícil en la práctica. Además, la creciente tendencia hacia las turbinas eólicas más grandes y más flexibles está haciendo esta tarea aún más exigente [34].

Desde el punto de vista del control, la falta de modelos analíticos rigurosos y grandes ruidos de medición en las turbinas de viento ha querido que se desarrollen nuevas estrategias de control, capaces de garantizar la estabilidad y características de rendimiento a pesar de las incertidumbres del modelo.

La lógica difusa y otras técnicas de inteligencia artificial se han investigado extensamente en la literatura para el modelado y control de sistemas no lineales complejos como las turbinas de viento, véase [35 - 40]. En [35] se presenta el diseño y comparación de desempeño de un controlador híbrido difuso y un controlador adaptativo neuro-difuso. También se propone un controlador PI difuso basado en el enfoque impulsado por los datos y el método de modelado difuso en [39].

Algunos artículos presentan técnicas de DDF y CTF en turbinas de viento. En [18], una estrategia de diagnóstico basado en prototipos difusos se presenta para la detección de rotor y convertidor de fallas.

Un enfoque de control activo de alta disponibilidad basado en lógica difusa se propone en [41], donde se aplica DDF utilizando un esquema de múltiples sensores de hardware redundantes, mientras que las incertidumbres de los parámetros y falla en el sensor de velocidad del generador son considerados.

La referencia [42] propone un esquema de control tolerante a fallas pasivos, que es una combinación de control adaptativo con modelo de referencia que incluye compensación de una red neuronal.

## **1.2. Motivación y Justificación**

Detectar y diagnosticar fallas en las turbinas de viento son aspectos importantes para el funcionamiento eficiente para la producción de energía eólica. La detección de fallas y el desarrollo de controladores tolerantes a fallas aumentan la fiabilidad y disminuyen las operaciones y los costos de mantenimiento, sobre todo porque las turbinas de viento se instalan en lugares cada vez menos accesibles, como en alta mar, desiertos, etc.

Una de las principales ventajas de utilizar lógica difusa radica en su fácil implementación práctica. En el caso particular del controlador propuesto en esta tesis, se utiliza un controlador PID, cuyas ganancias se ajustan en función de reglas difusas que se evalúan en línea y tienen como propósito mitigar el efecto de fallas en sensores.

## **1.3. Definición del Problema**

Las turbinas de viento son una de las fuentes de producción de energía limpia en el mundo. Actualmente existe la necesidad de reducir los costos de operación y mantenimiento debido a su inclusión en las redes eléctricas. La detección temprana de fallas es fundamental con el fin de minimizar el tiempo de inactividad y maximizar la productividad.

Debido a la naturaleza estocástica del viento, las turbinas *on-shore* y *off-shore* están comprometidas al uso de parámetros de procesos no lineales, la detección de las señales exceden los límites de control para las turbinas de viento. Por lo tanto, el uso

de sistemas de control cada vez más sofisticados y capaces de realizar un mejor diagnóstico es necesario para una estabilidad en la generación de electricidad.

## **1.4. Objetivos**

El objetivo general de esta tesis es diseñar un controlador tolerante a fallas para una turbina de viento offshore de 5MW usando modelado difuso, identificación de procesos y técnicas de control.

Para la consecución del objetivo general se deben alcanzar los siguientes objetivos específicos:

- Identificar los diferentes escenarios de fallas durante el funcionamiento de la turbina de viento.
- Efectuar la detección y diagnóstico de fallas basados en modelos difusos e identificación de procesos.
- Realizar el controlador tolerante a fallas con ganancia difusa programada.
- Evaluar el sistema de control de la turbina de viento ante condiciones normales de operación, como: turbulencias, ruidos de medición y los diferentes escenarios de fallas realistas.

## **1.5. Contribuciones de la tesis**

El presente trabajo de tesis inicia sobre el documento [7] y [45] de la segunda competencia del diseño de controles tolerantes a fallas propuesta por la *NREL*. Esta

competencia propone trabajar sobre un modelo de turbina de viento offshore de 5MW [43].

El modelo de referencia para la turbina de viento offshore de 5MW esta implementado bajo el uso de *FAST* [43, 44] como simulador de la turbina de viento trípala que permite además utilizar cualquiera de los archivos de entrada de viento turbulento, uniforme o de campo completo en 3 dimensiones generados por el software de *NREL TurbSim* con velocidades medias del viento en la altura de buje de 90 m a 11, 14 y 17 m/s. Todos los datos generados son de turbulencias de viento, ruidos de medición, y escenarios de fallas realistas.

En una primera etapa de experimentación, se propone el cambio del controlador PI de referencia por uno de ganancia difusa programada. El seguimiento a la referencia de la potencia de 5MW ante la presencia de fallas sobre los sensores de velocidad del generador y giro de pala se minimiza.

El análisis del controlador tolerante a fallas se realiza bajo operaciones de estado estacionario, y también cuando el sistema presenta fallas en los sensores de giro de pala y de velocidad del generador. La primera falla se aplica sobre el sensor de velocidad del generador correspondiente a un valor de escalamiento de 0.95, esta variación modifica directamente sobre los controladores de giro y torque afecta seriamente el funcionamiento de la turbina de no ser intervenido. La segunda falla es un atascamiento de 1° sobre una de las palas del rotor, afectando la medición del ángulo de giro.

Las estrategias y subsistemas de DDF y CTF para los diferentes controladores (giro de pala, torque, y orientación) se diseñan para resistir las fallas nombradas anteriormente y con esto poder revisar el comportamiento del control implementado para fallas múltiples.

## **1.6. Organización de Capítulos**

El Capítulo 1 presenta una introducción al estado del control tolerante a fallas en turbinas de viento. El Capítulo 2 detalla todas las características de los modelos de sensores y actuadores existentes en la turbina de viento de referencia y escenarios de falla propuestos, técnicas de control tolerantes a fallas e identificación. En el Capítulo 3 se describen estrategias de control para la turbina de viento, modelado e identificación difusa, y la programación de ganancia difusa. En el Capítulo 4 se presentan las pruebas realizadas y los resultados obtenidos. El capítulo 5 presenta las conclusiones al trabajo realizado y las recomendaciones para el trabajo futuro.



## CAPÍTULO 2

### FUNDAMENTOS TEORICOS DE TURBINAS DE VIENTO Y CONTROL TOLERANTE A FALLAS

#### 2.1. Características de las turbinas de viento

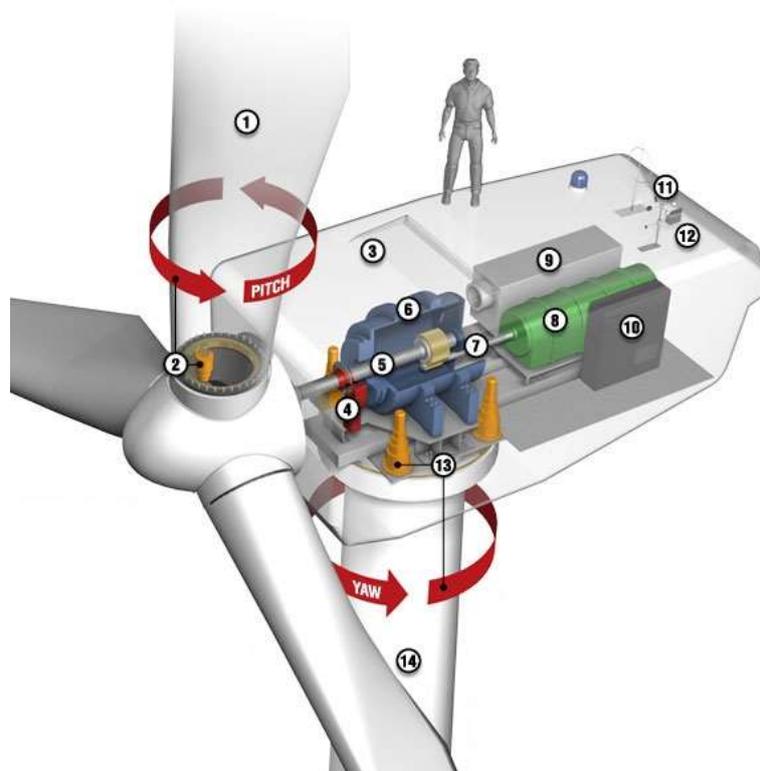
El tamaño básico y potencia de una turbina de viento son factores fundamentales para la extracción de energía eólica marina. Para ser rentable cada turbina de viento en alta mar debe poseer una potencia de 5 MW o superior. Las valoraciones consideradas para el modelo de referencia de la turbina de viento *offshore* de la *NREL* se presentan en la Tabla 2.1.

Potencia	5 MW
Tipo	Contraviento de 3 palas
Tipo de Control	Velocidad Variable y de Giro Colectivo
Caja de Cambios	Alta Velocidad, Múltiple Etapa
Rotor, Diámetro del Cubo	126 m, 3 m
Altura al Cubo	90 m
Velocidad de Corte, Velocidad Nominal, Velocidad de Recorte	3 m/s, 11.4 m/s, 25 m/s
Velocidad de corte y Velocidad Nominal del Rotor	6.9 rpm, 12.1 rpm
Velocidad Nominal Aconsejada	80 m/s
Voladizo, Eje de Inclinación, Precono	5 m, 5°, 2.5°
Masa del Rotor	110,000 kg
Masa de la Barquilla	240,000 kg
Masa de la Torre	347,460 kg
Ubicación del centro de masa en general	(-0.2 m, 0.0 m, 64.0 m)

**Tabla 2. 1.** *Propiedades del modelo de referencia de la turbina de viento offshore de 5 MW.*  
[Fuente: J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott, 2009]

El modelo de referencia de alta mar de 5 MW proporcionado por la *NREL* se ha utilizado para establecer las especificaciones de referencia para una serie de proyectos de investigación financiados por el Programa de Viento y Energía Hidroeléctrica Tecnológicas de los EE.UU. y Departamento de Energía.

Por otro lado, la Unión Europea y la Agencia Internacional de Energía han adoptado el modelo de referencia *NREL* en alta mar de 5 MW para sus investigaciones. El modelo ha sido y probablemente seguirá siendo utilizado como referencia para la investigación en todo el mundo [43]. En la Figura 2.1 se puede apreciar las partes y componentes de una turbina de viento.



**Figura 2.1.** Partes de la turbina de viento. 1. Rotor. 2. Actuador de giro. 3. Barquilla. 4. Freno mecánico. 5. Eje de baja velocidad. 6. Caja de cambios. 7. Eje de alta velocidad. 8. Generador. 9. Intercambiador de Calor. 10. Controlador. 11. Anemómetro. 12. Veleta. 13. Actuador de orientación. 14. Torre. [Fuente: <http://www.mechanicalengineeringblog.com>, 2014]

## 2.2 Modelo de los sensores

En el modelo de referencia propuesto por la *NREL*, los sensores son modelados en Simulink mediante la adición de las señales de los bloques de ruido blanco de banda limitada, que son parametrizados por la potencia de ruido, a las variables reales proporcionados por *FAST*, Figura 2.2. Estos bloques de ruido aleatorio representan ruido de medición, ya sea debido al principio de medición o debido al ruido eléctrico en el sistema. Los sensores previstos en [6] sobre el modelo de referencia se muestran en la Tabla 2.2.

Tipo de sensor	Símbolo	Unidades	Potencia de ruido
Anemómetro - velocidad del viento a la altura del buje	$v_{w,m}$	m/s	0.0071
Velocidad del rotor	$\omega_{r,m}$	rad/s	$10^{-4}$
Velocidad del generador	$\omega_{g,m}$	rad/s	$2 \cdot 10^{-4}$
Generador de torque	$\tau_{g,m}$	Nm	0.9
Energía Eléctrica Generada	$P_{g,m}$	W	10
Ángulo de giro de la enésima pala	$\beta_{i,m}$	grado	$1.5 \cdot 10^{-3}$
Lado de baja velocidad del Acimut	$\phi_m$	radián	$10^{-3}$
Momento de la raíz de la hoja enésima pala	$M_{B,i,m}$	Nm	103
Medición de la aceleración de la parte superior de la torre (ejes: x e y)	$\begin{bmatrix} \ddot{x}_{x,m} \\ \ddot{x}_{y,m} \end{bmatrix}$	m/s <sup>2</sup>	$5 \cdot 10^{-4}$
Error de orientación	$\Xi_{e,m}$	grado	$5 \cdot 10^{-2}$

**Tabla 2.2.** Sensores disponibles. [Fuente: P. F. Odgaard and K. E. Johnson, 2012]

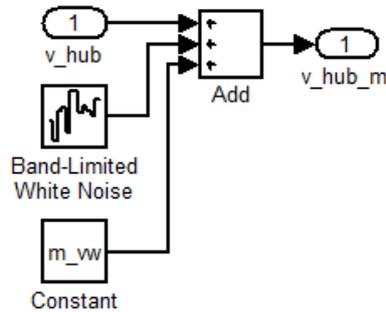


Figura 2.2. Sensor de viento. [Fuente: Simulink/MATLAB]

## 2.3 Modelo de los actuadores

Existen tres actuadores para los sistemas de giro, orientación, generador y convertidor, cuyos detalles se presentan a continuación.

### 2.3.1 Modelo del actuador de giro

El sistema hidráulico de giro se modela como una función de transferencia de lazo cerrado entre el ángulo de giro  $\beta$  y su referencia  $\beta_r$ . Este modelo es el mismo que se utiliza en [5]. Se trata de un sistema de servo pistón que puede ser modelado por una función de transferencia de segundo orden, ver [46], esto es:

$$\frac{\beta(s)}{\beta_r(s)} = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2 \cdot \zeta \cdot \omega_n \cdot s + \omega_n^2} \quad (2.1)$$

donde:

$\zeta$  es el factor de amortiguamiento, y

$\omega_n$  es la frecuencia natural.

Una función de transferencia se asocia con cada uno de los tres sistemas de giro. En caso de no haber fallas, los factores de amortiguamiento se suponen iguales, y se utilizan los siguientes parámetros:  $\zeta = 0.6$  y  $\omega_n = 11.11$ .

Además, se aplican restricciones sobre el actuador de giro. En particular, el ángulo de giro se limita al intervalo de -2 grados a 90 grados, y la velocidad de giro se restringe a -8 grados/s a 8 grados/s [4].

### 2.3.2 Modelo del generador y convertidor

El sistema eléctrico de la turbina de viento y los controladores del sistema eléctrico son mucho más rápidos que el rango de frecuencia utilizado en el modelo de referencia. A nivel del sistema de la turbina de viento, la dinámica del generador y el convertidor se pueden modelar mediante una función de transferencia de primer orden. Este modelo es esencialmente el mismo que el utilizado en [6] y está dada por:

$$\frac{\tau_g(s)}{\tau_{g,r}(s)} = \frac{\alpha_{gc}}{s + \alpha_{gc}} \quad (2.2)$$

donde:

$\alpha_{gc}$  es la relación entre la constante de ganancia y la constante de tiempo para el modelo de generador y convertidor.

$$\alpha_{gc} = 50.$$

la energía producida por el generador está dada por:

$$P_g(t) = \eta_g \omega_g(t) \tau_g(t) \quad (2.3)$$

donde:

$\eta_g$  es la eficiencia del generador, y

$$\eta_g = 0.98.$$

### 2.3.3 Modelo del actuador de orientación

El modelo de orientación difiere con el de giro y los modelos de generador/convertidor en el modelo de *FAST* puesto que incluye la dinámica de orientación. *FAST* requiere una velocidad angular de orientación y la posición angular de orientación como entradas.

Debido a que el controlador de orientación sólo proporciona una velocidad angular de orientación, la cual puede ser 0 rad/s o una velocidad angular de orientación constante, se puede concluir que el modelo del actuador de orientación contiene un integrador. Los valores resultantes de la velocidad angular de orientación permiten determinar posición y velocidad angular de orientación.

### 2.3.4 Controlador de orientación

El controlador de orientación es una simplificación de un controlador de orientación de referencia industrial. Se trata básicamente de un controlador de encendido/apagado, que opera con una velocidad angular constante y una dirección indicada por la señal del error de orientación. En primer lugar  $\Xi_{e,m}$  es filtrada por la siguiente ecuación, y en el que  $\hat{\Xi}_{e,m}$  es la versión filtrada de este error de orientación medida  $\Xi_{e,m}$ .

$$\hat{\Xi}_{e,m}(z) = \frac{0.1175}{z - 0.8825} \Xi_{e,m}(z) \quad (2.4)$$

La velocidad angular de referencia de orientación,  $\omega_{y,r}$ , utiliza valores para  $\alpha_y = 0.5$  y  $\kappa_y = 4$ , y se determina por la formula (2.5):

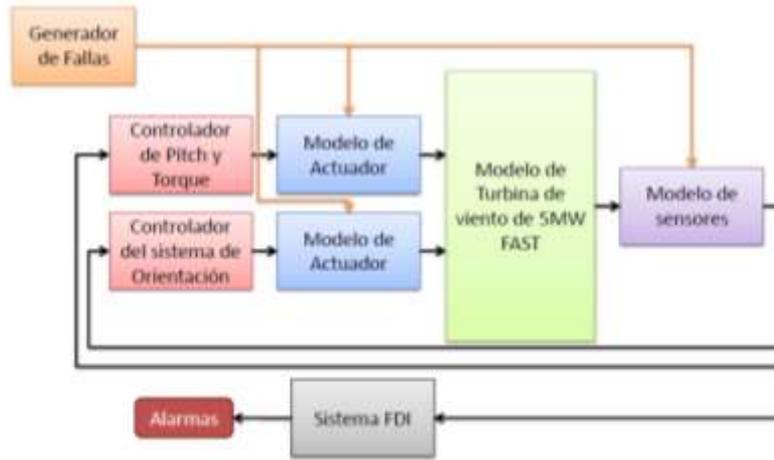
$$\omega_{y,r} = \begin{cases} 0, & \text{if } |\hat{\Xi}_{e,m}| \leq \kappa_y, \\ \alpha_y, & \text{if } |\hat{\Xi}_{e,m}| > \kappa_y \text{ and } \hat{\Xi}_{e,m} > 0, \\ -\alpha_y, & \text{if } |\hat{\Xi}_{e,m}| > \kappa_y \text{ and } \hat{\Xi}_{e,m} < 0, \end{cases} \quad (2.5)$$

## 2.4 Modelo de referencia de la turbina de viento y escenarios de fallas

### 2.4.1 Descripción del modelo de la turbina de viento

La turbina de viento se modela utilizando *FAST* [44], un código simulador aeroelástico integral desarrollado por la *NREL* para apoyar la investigación y desarrollo destinado a la evaluación de la tecnología de la energía eólica marina.

*FAST* puede modelar una turbina de viento trípala como una combinación de cuerpos rígidos y flexibles a través de 24 Grados de Libertad (GDL) [44]. *FAST* emplea otro código *NREL* llamado *Aerodyn* para predecir la aerodinámica de la turbina eólica. *Aerodyn* utiliza archivos realistas de viento como entrada que son generados en *TurbSim* y produce patrones estocásticos, de campo completo, y simulador turbulento de viento. Debido a algunas limitaciones en el código de *FAST*, la dinámica de los sensores y actuadores se aplican por separado a partir de [7] dentro del entorno de Simulink, Figura 2.3.



**Figura 2.3.** Diagrama de bloques mostrando el modelo de simulación de una turbina de viento de referencia y los sistemas de control de giro, de torque y orientación en retroalimentación cerrada.

[Fuente: P. F. Odgaard and K. E. Johnson, 2012]

## 2.4.2 Descripción de las fallas

Las fallas propuestas por la *NREL* para actuadores y sensores, son las que se consideran en éste trabajo de tesis. Sin embargo, el interés de ésta investigación se centra en fallas múltiples de sensores. La mayoría de las fallas seleccionadas fueron motivadas por el ámbito público, industria e investigadores. A continuación se describen las fallas.

### 2.4.2.1 Falla de los sensores

Las fallas de los sensores incluyen mediciones de atascamientos, escalamientos de los valores reales, o desplazamientos entre los valores reales, tal como se indica en la Tabla 2.3. La descripción de cada una de las fallas sobre los sensores se presenta a continuación:

- Cuando se produce la falla 1, la raíz de la pala de flexión del sensor de momento en la pala 2 es escalado por un factor de 0,95. La falla 1 está presente entre los segundos 20 y 45.
- La falla 2 resulta de un desplazamiento de  $-0.5\text{m/s}^2$  en la parte superior de la torre del acelerómetro en ambas direcciones tanto a popa y de lado a lado. La falla 2 está presente en el período de tiempo de 75 a 100 segundos. Los acelerómetros son muy difíciles de mantenerse calibrados.
- La falla 3 causa que el sensor de velocidad del generador sea escalado por un factor de 0,95. La falla 3 está presente entre 130 y 155 segundos.
- La falla 4 se da en la pala 1 que tiene un sensor de ángulo de paso atascado, que tiene un valor constante de 1 grado. La falla 4 está activa a partir de los 185 a 210 segundos. Mientras que la falla 5 se da en el sensor de potencia del generador y se escala con un factor de 1,1.
- La falla 5 está presente en el intervalo de tiempo de 240 a 265 segundos.
- La falla 6 modela un error de bit en el codificador del eje de baja velocidad, que es otra falla de sensor. Este error de bit se modela mediante la adición al azar de un desplazamiento a la medición que corresponde al bit en la que está presente el error. La falla 6 se produce a partir los 295 segundos, hasta los 320 segundos [7].

No.	Falla	Tipo
1	Sensor de momento de flexión en la base de la pala	Escalamiento
2	Acelerómetro	Desplazamiento en los valores
3	Sensor de velocidad del generador	Escalamiento
4	Sensor de ángulo de giro	Atascamiento
5	Sensor del generador de potencia	Escalamiento
6	Posición del codificador del eje de baja velocidad	Error de bit
7	Actuador de giro	Abruptos cambios en la dinámica
8	Actuador de giro	Cambios lentos en la dinámica
9	Desplazamiento del torque	Desplazamiento en los valores
10	Unidad de Orientación	Atascamiento en la unidad de orientación

**Tabla 2.3.** Escenarios de Falla del modelo de referencia propuestos por la NREL. [Fuente: P. F. Odgaard and K. E. Johnson, 2012]

#### 2.4.2.2 Falla en los actuadores

Los actuadores primarios utilizados por la turbina de viento son las unidades de giro en las palas, el torque del generador, y el mecanismo de orientación.

Las dos fallas en los actuadores de giro son las fallas 7 y 8. Estas dos fallas son modeladas por el cambio de los parámetros en el modelo de actuador de giro correspondiente, y los mismos parámetros se utilizan como en [6]. Las fallas en los

actuadores de giro presentan cambios inesperados en su dinámica. La descripción de las fallas sobre sensores se presenta a continuación:

- La falla 7 es la pérdida de potencia hidráulica y aumento de contenido de aire, los parámetros en la función de transferencia dada en la ecuación (2.1) cambian durante esta falla.

La caída de presión hidráulica se supone que es abrupta, mientras que el contenido de aire se incrementa lentamente. Los dos parámetros de la función de transferencia para el caso de caída de presión se indican en (2.1) como:  $\omega_{n2} = 5.73$ ,  $\zeta_2 = 0.45$  y los dos parámetros para el aumento de la modelo de contenido de aire se denotan como:  $\omega_{n3} = 3.42$ ,  $\zeta_3 = 0.9$ .

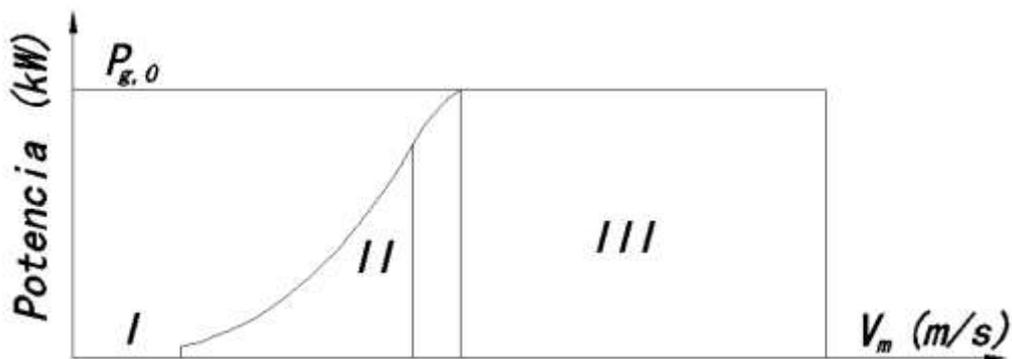
La falla 7 se introduce de forma lineal desde los 350 a 370 segundos, y es completamente activo de los 370 a 390 segundos y linealmente resistivo de 390 a 410 segundos.

- La falla 8 se introduce de forma lineal desde los 440 a 465 segundos y linealmente resistivo [7].
- La falla 9 es un desplazamiento en el generador de torque generado, que puede ser causada por un error en la inicialización del controlador convertidor. Este falla se modela como en [6], el desplazamiento es de 1000 Nm. La Falla 9 se produce a partir de los 495 a 520 segundos.
- La última falla, se da cuando el actuador de orientación está atascado. La falla 10 se modela mediante el establecimiento de la velocidad angular de orientación a cero rad/s independiente del valor de  $\Xi_{e,m}$ . Esta falla se activa en el intervalo de tiempo de 550 a 575 segundos [7].

## 2.5 Sistema de control de referencia

El sistema de control de referencia se desarrolló sobre la base de técnicas de control clásico. El sistema de control se compone de tres controladores individuales para la regulación de los ángulos de giro de las palas, motor del generador de torque, y el ángulo de orientación. Todos los controladores utilizan la realimentación de velocidad del generador, excepto el controlador de orientación el cual se basa únicamente en la información del error de orientación. Para reducir los efectos de las oscilaciones del tren de mando en la velocidad del generador de medición, se propone en [43] un filtro de paso bajo previo a la alimentación de los controladores.

En velocidades de viento superiores a las nominales en la región de carga completa o región III, un controlador PI de giro de pala da seguimiento de una velocidad constante del generador llamado velocidad nominal del generador para que la turbina funcione a su potencia nominal de 5MW, Figura 2.4.



*Figura 2.4. Ilustración de la curva de potencia ideal frente a la velocidad del viento para el funcionamiento de una turbina eólica típica [Fuente: F. Bianchi, H. De Battista, and R. Mantz, 2007]*

El controlador posee un esquema simple de programación de ganancia sobre la base de consideraciones aerodinámicas de sensibilidad de giro de la pala. El controlador utiliza el ángulo de giro de las palas desde el paso de tiempo anterior de salidas del

controlador para calcular un factor de corrección de ganancia en el siguiente paso de tiempo.

El controlador de torque está diseñado para maximizar la captura de energía en las velocidades del viento por debajo del nominal (región II en la Figura 2.4). Además, el controlador de torque se puede ajustar para ser activo en velocidades por encima de viento nominal a fin de producir una salida de potencia constante, así:

$$\tau_{g,ref}(t) = \frac{P_{g,0}}{\eta_g \omega_g(t)} \quad (2.6)$$

donde:

$P_{g,0}$  es la potencia nominal de la turbina

$\omega_g(t)$  la velocidad del generador filtrada

$\eta_g$  es la eficiencia del generador

El controlador de orientación es un controlador On/Off desarrollado para orientar la góndola como los cambios de dirección del viento [7]. Sin embargo, para evitar las fuerzas giroscópicas peligrosas, la tasa de orientación debe limitarse normalmente a menos de 1°/s, este valor no debe sobrepasarse ya que se requiere para los cálculos de control tolerante a fallas en el resto de controladores.

Los controladores de giro y de torque son mucho más rápidos y flexibles en comparación con el control de orientación. Sin embargo, para evitar cualquier señal comandada intensa y su posterior carga excesiva en el actuador correspondiente, el limitador de tasas apropiado y limitadores de magnitud se imponen a los productos de cada controlador. Estos limitadores se mantienen sin cambios a lo largo de este trabajo de investigación.

## 2.6 Descripción del controlador PI del sistema de referencia

En velocidades nominales de viento, la ley de control colectivo de giro PI se representa como:

$$\beta_{ref}(t) = K_p \omega_{g,e}(t) + K_i \int_0^t \omega_{g,e}(\tau) d\tau \quad (2.7)$$

donde:

$\omega_{g,e}(t) = \omega_{g,d} - \omega_{g,m}$  es el error de velocidad del rotor

$\omega_{g,d}$  la velocidad del rotor deseada.

En [43] se utiliza el método de la sensibilidad de giro, procedente de [47] para obtener los valores de ganancias de control. Utilizando un simple modelo de un solo GDL de la turbina de viento, y después de realizar algunas simplificaciones, se derivan las siguientes ganancias proporcionales e integrales no corregidas para la ley de control colectivo de giro PI para (2.7):

$$K_p(\beta) = K_{p,\beta=0} \Phi(\beta) \quad (2.8)$$

$$K_i(\beta) = K_{i,\beta=0} \Phi(\beta) \quad (2.9)$$

donde:

$K_{p,\beta=0}$  constante de ganancia proporcional no corregida

$K_{i,\beta=0}$  constante de ganancia integral no corregida

Las constantes de ganancia proporcional e integral se definen en (2.10) y (2.11), respectivamente, en la que el término  $\frac{\partial P}{\partial \beta}(\beta = 0)$  es la sensibilidad de giro en valor nominal ( $\beta = 0$ ), la inercia de los mecanismos de potencia  $I_{dt}$ , velocidad de rotación

nominal del eje de baja velocidad,  $\omega_{r,o}$ , y la relación de caja de cambios,  $N_g$ , todos son constantes que describen el sistema de la turbina de viento. La frecuencia natural,  $\omega_{\varphi n}$  y el coeficiente de amortiguamiento,  $\zeta_{\varphi}$ , representan las características de respuesta con sus valores constantes pertinentes recomendadas en [47]. Mientras tanto que  $\beta_c$  es el ángulo de la pala en el que la sensibilidad de giro se ha duplicado respecto a su valor nominal.

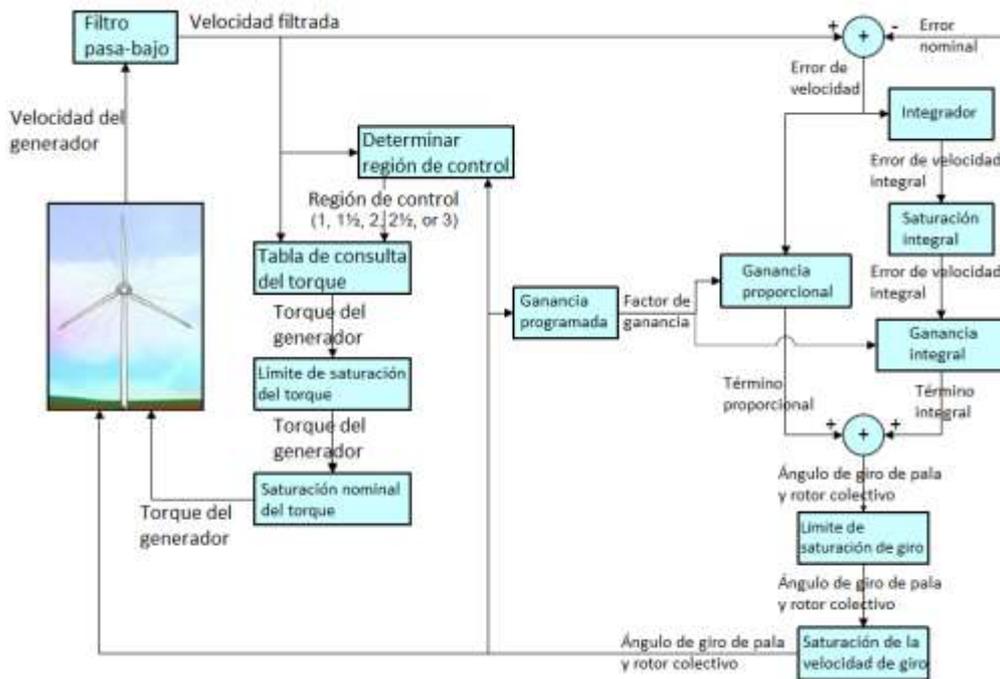
$$K_{p,\beta=0} = \frac{2I_{dt}\omega_{r,o}\zeta_{\varphi}\omega_{\varphi n}}{N_g \left[ -\frac{\delta P}{\delta \beta}(\beta = 0) \right]} \quad (2.10)$$

$$K_{i,\beta=0} = \frac{I_{dt}\omega_{r,o}\omega_{\varphi n}^2}{N_g \left[ -\frac{\delta P}{\delta \beta}(\beta = 0) \right]} \quad (2.11)$$

$$\Phi(\beta) = \frac{1}{1 + \frac{\beta}{\beta_c}} \quad (2.12)$$

En el proceso de ganancias programadas, el controlador PI de giro de pala aplica desde el paso de tiempo de control anterior ( $k - 1$ ) para calcular el factor de corrección en el siguiente paso de tiempo ( $k$ ).

Dado que el método anterior considera algunos efectos de las características aerodinámicas no lineales, se prefiere un controlador PI de giro con ganancias constantes [47], Tabla 2.4. Sin embargo, este sistema de ganancia programada es todavía un sencillo controlador PI que se deriva básicamente de un modelo de un solo GDL de la turbina de viento y también se basa en algunas suposiciones de simplificación [43]. Véase Figura 2.5.



**Figura 2.5.** Diagrama de flujo del sistema de control de referencia.

[Fuente: J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott, 2009]

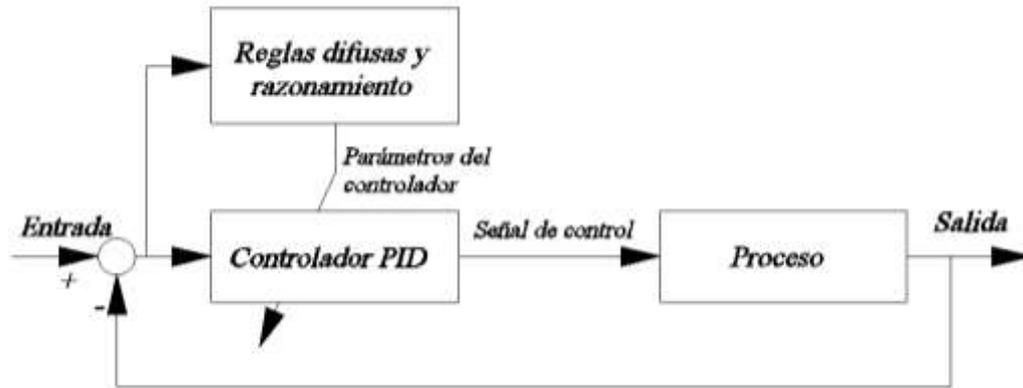
Frecuencia de corte del filtro pasa bajo de la velocidad del generador	0.25Hz
Coefficiente de potencia de pico	0.482
Coefficiente de potencia de pico en relación a la velocidad de punta	7.55
Coefficiente de potencia de pico en relación colectiva al ángulo de giro de la pala y rotor	0.0°
Constante en la región del generador de torque	20.0255764N•m/rpm <sup>2</sup>
Potencia mecánica nominal	5.296610 MW
Generador de torque nominal	43,093.55 N•m
Transición de velocidad del generador entre las regiones 1 y 1½	670 rpm
Transición de velocidad del generador entre las regiones 1½ y 2	871 rpm
Transición de velocidad del generador entre las regiones 2½ y 3	1,161.963 rpm
Porcentaje de deslizamiento del generador en la región 2½	10%
Mínimo giro de la pala para garantizar torque en la región 3	1°
Máximo torque del generador	47,402.91N•m
Máximo torque nominal del generador	15,000N•m/s
Ajuste mínimo de ganancia proporcional del giro de pala	0.01882681s
Ajuste mínimo de ganancia integral del giro de pala	0.008068634
Angulo de giro de la pala sobre el cual el poder de la pala se duplica	6.302336°
Ajuste mínimo de giro de la pala	0°
Ajuste máximo de giro de la pala	90°
Tasa máxima absoluta del giro de la pala	8°/s
Constante elástica lineal equivalente al actuador de giro de pala	971,350,000N•m/rad
Constante de amortiguamiento lineal equivalente al actuador de giro de pala	206,000N•m/rad/s

**Tabla 2.4.** *Propiedades del sistema de control de referencia. [Fuente: P. F. Odgaard and K. E. Johnson, 2012]*

## 2.7 Ganancia difusa programada (GDP)

En [48] se implementa un controlador PID difuso de ganancias programadas en donde los parámetros del controlador son determinados en línea, tomando como variables programadoras el error de retroalimentación y su primera diferencia, es decir, el cambio del error.

La Figura 2.6 muestra un sistema de controlador PID de programación de ganancia difusa proveniente de [48]. El enfoque adoptado es el uso de reglas difusas y razonamiento para generar cambios en los parámetros del controlador.



**Figura 2.6.** Sistema de control PID con un programador de ganancia difusa.

[Fuente: Z.-Y. Zhao, M. Tomizuka, and S. Isaka, 1993]

El controlador PID en tiempo discreto considerado es el siguiente:

$$u(k) = K_p e(k) + K_i T \sum_{i=1}^n e(i) + \frac{K_d}{T} \Delta e(k) \quad (2.13)$$

Se supone que  $K_p$  y  $K_d$  están en rangos prescritos  $[K_{p,min}, K_{p,max}]$  y  $[K_{d,min}, K_{d,max}]$ , respectivamente. Los rangos adecuados son determinados experimentalmente y se presentan en la ecuación (2.14). Por conveniencia,  $K_p$  y  $K_d$  se normalizan en el rango entre cero y uno por la siguiente transformación lineal:

$$K'_p = \frac{K_p - K_{p,min}}{K_{p,max} - K_{p,min}} \quad (2.14)$$

$$K'_d = \frac{K_d - K_{d,min}}{K_{d,max} - K_{d,min}}$$

los parámetros PID se determinan con base en el actual error  $e(k)$  y su primera diferencia  $\Delta e(k)$ . La constante de tiempo integral se determina con referencia a la constante de tiempo de derivada, es decir,

$$T_i = \alpha T_d \quad (2.15)$$

y la ganancia integral es entonces obtenida por:

$$K_i = \frac{K_p}{\alpha T_d} = \frac{K_p^2}{\alpha K_d} \quad (2.16)$$

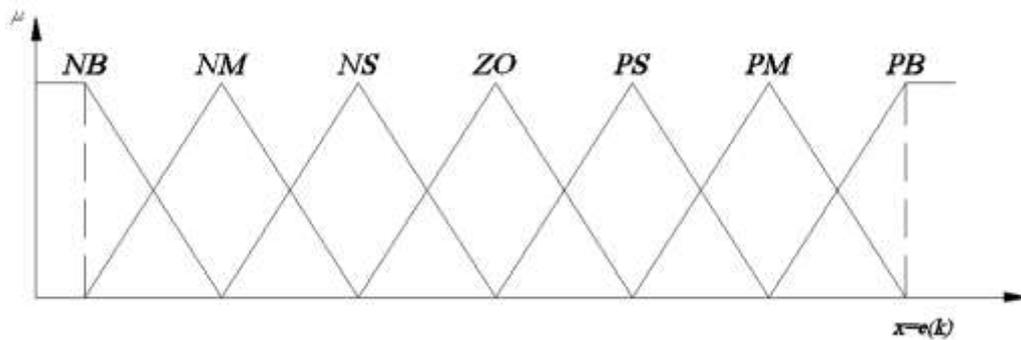
Los parámetros  $K_p'$ ,  $K_d'$ , y  $\alpha$  son determinados por un conjunto de reglas difusas de la forma:

$$\begin{aligned} & \text{if } e(k) \text{ is } A_i \text{ and } \Delta e(k) \text{ is } B_i, \text{ then } K_p' \text{ is } C_i \text{ and } K_d' \text{ is } D_i, \\ & \text{and } \alpha = \alpha_i \\ & i = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \quad (2.17)$$

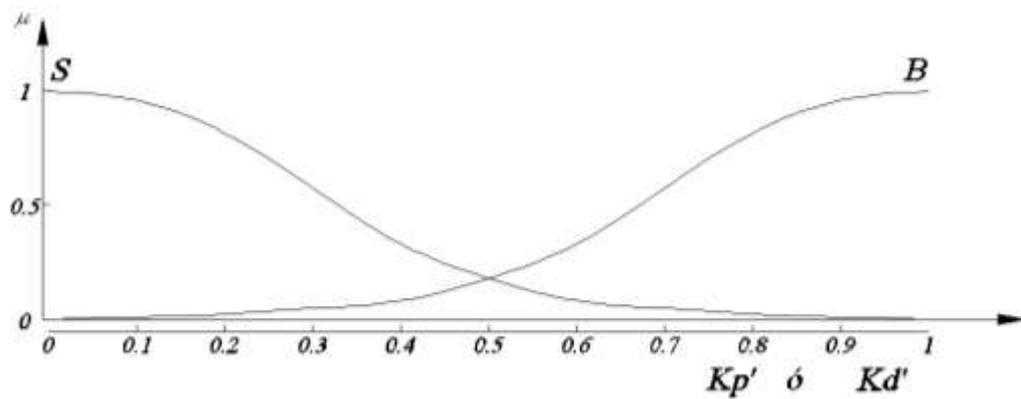
En el que  $A_i$ ,  $B_i$ ,  $C_i$ , y  $D_i$  son conjuntos difusos sobre los conjuntos de apoyo correspondientes;  $\alpha_i$  es una constante. Las funciones de pertenencia de estos conjuntos difusos para  $e(k)$  y  $\Delta e(k)$  se muestran en la Figura 2.7. N representa negativo, P positivo, ZO aproximadamente cero, S pequeño, M mediano y B grande.

Así NM significa a medio negativo, PB para positivo grande, y así sucesivamente. Los conjuntos difusos  $C_i$ , y  $D_i$  pueden ser grandes o pequeños y se caracterizan por las funciones de pertenencia mostradas en la Figura 2.8, donde el grado de las funciones de pertenencia,  $\mu$  y las variables  $x(K_p'$  ó  $K_d')$  tienen la siguiente relación:

$$\begin{aligned} \mu_{Small}(x) &= -\frac{1}{4} \ln x \quad \text{ó} \quad \mu_{Small}(\mu) = e^{-4\mu} \quad \text{para pequeño} \\ \mu_{Big}(x) &= -\frac{1}{4} \ln(1-x) \quad \text{ó} \quad \mu_{Big}(\mu) = 1 - e^{-4\mu} \quad \text{para grande} \end{aligned} \tag{2.18}$$

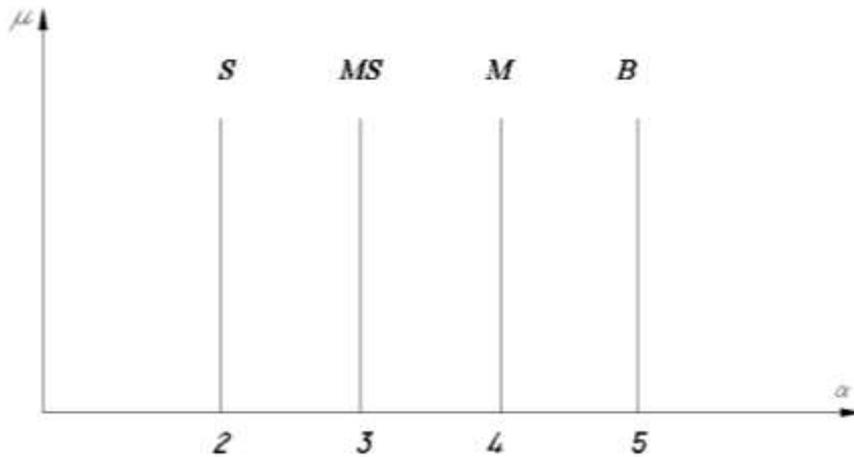


**Figura 2.7.** Funciones de pertenencia para  $e(k)$  y  $\Delta e(k)$ .  
 [Fuente: Z.-Y. Zhao, M. Tomizuka, and S. Isaka, 1993]



**Figura 2.8.** Funciones de pertenencia para  $K_p$  y  $K_d$ .  
 [Fuente: Z.-Y. Zhao, M. Tomizuka, and S. Isaka, 1993]

$\alpha$  se considera como un número difuso, el cual tiene una función de membresía Singleton como se muestra en la Figura 2.9.



**Figura 2.9.** Funciones de pertenencia para  $\alpha$ . S pequeño, MS pequeño mediano, M Mediano, B grande.  
[Fuente: Z.-Y. Zhao, M. Tomizuka, and S. Isaka, 1993]

Las reglas para la ganancia proporcional  $K_p$  son las que se muestran en la Tabla 2.5. Las reglas para  $K_p$  y  $\alpha$  son las que se dan en las tablas 2.6 y 2.7, respectivamente. En las tablas, B significa grande y S pequeño.

		$\Delta e(k)$						
		NB	NM	NS	ZO	PS	PM	PB
$e(k)$	NB	B	B	B	B	B	B	B
	NM	S	B	B	B	B	B	S
	NS	S	S	B	B	B	S	S
	ZO	S	S	S	B	S	S	S
	PS	S	S	B	B	B	S	S
	PM	S	B	B	B	B	B	S
	PB	B	B	B	B	B	B	B

**Tabla 2.5.** Reglas Difusas para  $K'_p$ . [Fuente: Z.-Y. Zhao, M. Tomizuka, and S. Isaka, 1993]

		$\Delta e(k)$						
		NB	NM	NS	ZO	PS	PM	PB
$e(k)$	NB	B	B	B	B	B	B	B
	NM	B	B	S	S	S	B	B
	NS	B	B	B	S	B	B	B
	ZO	B	B	B	S	B	B	B
	PS	B	B	B	S	B	B	B
	PM	B	B	S	S	S	B	B
	PB	B	B	B	B	B	B	B

**Tabla 2.6.** Reglas Difusas para  $K'_i$ . [Fuente: Z.-Y. Zhao, M. Tomizuka, and S. Isaka, 1993]

		$\Delta e(k)$						
		NB	NM	NS	ZO	PS	PM	PB
$e(k)$	NB	2	2	2	2	2	2	2
	NM	3	3	2	2	2	3	3
	NS	4	3	3	2	3	3	4
	ZO	5	4	3	3	3	4	5
	PS	4	3	3	2	3	3	4
	PM	3	3	2	2	2	3	3
	PB	2	2	2	2	2	2	2

**Tabla 2.7.** Reglas Difusas para  $\alpha$ . [Fuente: Z.-Y. Zhao, M. Tomizuka, and S. Isaka, 1993]

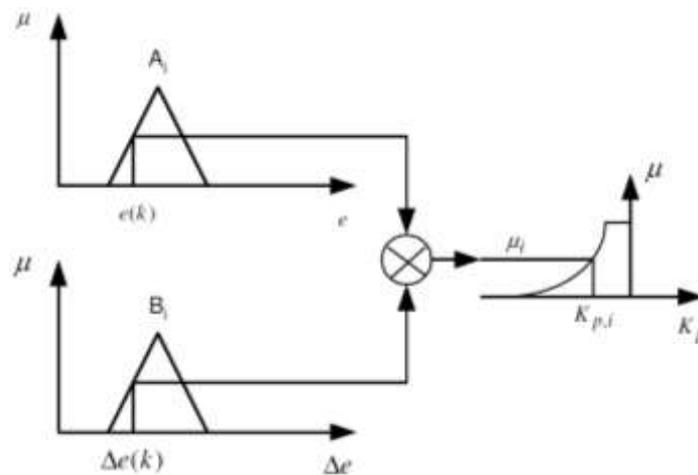
La defuzzificacion produce lo siguiente:

$$K_p = \sum_{i=1}^m \mu_i K_{p,i} \quad (2.19)$$

$$K_d = \sum_{i=1}^m \mu_i K_{d,i} \quad (2.20)$$

$$\alpha = \sum_{i=1}^m \mu_i \quad (2.21)$$

En el que  $K_{p,i}$  es el valor de  $K_p$  correspondiente a un grado  $\mu_i$ , de la función de membresía de  $C_i$ ; tal como se muestra en la Figura 2.10,  $\mu_i$  se obtiene tomando el producto o el mínimo de los pesos.  $K_{d,i}$  se obtiene de la misma forma.



**Figura 2.10.** Proceso de implicación de una regla difusa.  
 [Fuente: Z.-Y. Zhao, M. Tomizuka, and S. Isaka, 1993]

## 2.8 Filtros de medición

En las turbinas viento de referencia [43], los controladores del generador de torque y giro de pala utilizan la medición de la velocidad del generador como la única entrada de realimentación. Para mitigar la excitación de alta frecuencia de los sistemas de control, que filtra la medición de la velocidad del generador, tanto para el torque y los controladores de giro usando un filtro de pasa bajo recursivo, de un solo polo con suavizado exponencial [55]. La ecuación de recursividad (diferencia) en tiempo discreto para este filtro es:

$$y(k) = (1 - \alpha)u(k) + \alpha y(k - 1) \quad (2.22)$$

con  $\alpha = e^{-2\pi T_s f_c}$

donde:

$y$  es la velocidad del generador filtrada (medición de la salida)

$u$  es la velocidad del generador sin filtrar (entrada)

$\alpha$  es el coeficiente de filtro de paso bajo

$n$  es el contador de tiempo discreto a paso

$T_s$  es el paso de tiempo discreto

$f_c$  es la frecuencia de corte.

Al definir el estado del filtro,

$$y(k) = (1 - \alpha)u(k) + \alpha y(k - 1) \quad (2.23)$$

*con*  $\alpha = e^{-2\pi T_s f_c}$

Al definir el estado del filtro de la siguiente manera:

$$x(n) = y(n - 1) \quad \text{or} \quad x(n + 1) = y(n) \quad (2.24)$$

se puede derivar una representación de espacio de estados de tiempo discreto de este filtro:

$$\begin{aligned} x(n + 1) &= A_d x(n) + B_d u(n) \\ y(n) &= C_d x(n) + D_d u(n) \end{aligned} \quad (2.25)$$

donde:

$A_d = \alpha$  es la matriz de estado en tiempo discreto

$B_d = 1 - \alpha$  es la matriz de insumo tiempo discreto

$C_d = \alpha$  es la matriz de estado de la salida discreta en el tiempo

$D_d = 1 - \alpha$  es la matriz de transmisión de entrada en tiempo discreto.

Utilizando la representación anterior de espacio de estados, el filtro se puede convertir en otras formas, tales como forma de respuesta en frecuencia o forma de función de transferencia.

## 2.9 Modelado difuso e identificación (MDI)

MDI es un método eficiente para la generación de múltiples modelos como una colección de reglas difusas *if-then*. Una técnica de modelado difuso significativo es el método de Takagi Sugeno, que es un enfoque de múltiples modelos que puede manejar situaciones inciertas y variables en el tiempo [51]. Particularmente adecuado para el modelado de un sistema no lineal utilizando un conjunto de modelos locales difusos ó submodelos que están formados sobre la base de los datos de entrada-salida medidos. Estos submodelos se combinan utilizando un mecanismo de inferencia difuso correspondiente a diversos puntos de funcionamiento, y, finalmente, constituyen un modelo difuso global para el sistema.

Sin pérdida de generalidad, un sistema (SISO) única entrada única salida se puede definir de la siguiente forma:

$$y(k+1) = f(\psi(k)) + e$$

$$\psi(k) = [y(k), \dots, y(k - n_y + 1); u(k), \dots, u(k - n_u + 1)]^T \quad (2.26)$$

En lo que  $\psi(k)$  es un vector de datos de información, incluyendo las últimas entradas del modelo  $u(k)$  y de una salida  $y(k)$ ,  $k$  es el tiempo de paso discreto,  $\{n_u, n_y\} \in \mathbb{Z}$  corresponden al orden de modelo que puede ser definido por el usuario, y  $e$  indica el error de modelado.

Como ya se ha comentado, la función  $f(\cdot)$  desconocida puede ser aproximado por un modelo difuso tipo TS se describe en términos de  $m$  reglas como en [52]:

$$\begin{aligned}
 \text{Rule}_i: & \text{ If } y(k) \text{ and } y(k-1) \text{ is } A_{i2} \text{ and, } \dots, y(k-n_y+1) \text{ is } A_{in_y} \\
 & \text{ and } u(k) \text{ is } B_{i1} \text{ and } u(k-1) \text{ is } B_{i2} \text{ and, } \dots, u(k-n_u+1) \text{ is } B_{in_u} \\
 & \text{ then } y(k+1) = F_i(y(k), \dots, y(k-n_y+1); u(k), \dots, u(k-n_u+1))
 \end{aligned} \tag{2.27}$$

Donde  $A, B$  son los antecedentes del conjunto difuso de la regla de orden  $i$  ( $i = 1, 2, \dots, m$ ) en el que cada uno de ellos son definidos por una función de pertenencia. Debido, a que un modelo difuso TS representa las consecuencias de la regla en la forma de funciones nítidas de las entradas del modelo, de modo que  $F_i(\cdot)$  es una función arbitraria que tiene una estructura idéntica con diferentes parámetros en cada regla.

Una selección de  $F_i$  puede ser un afín simple pero prácticamente eficiente (lineal) forma de la siguiente manera:

$$F_i: y_i(k+1) = \chi_i \psi + \lambda_i \tag{2.28}$$

donde  $\chi_i$  y  $\lambda_i$  denotan el vector de parámetros de orden  $i$  y un escalar offset de la regla de orden  $i$ , respectivamente. De esta manera, se obtiene un modelo TS afín.

El enfoque antedicho como un modelo difuso TS representa la dinámica de un sistema no lineal usando la siguiente fusión difusa en todos los resultados de los modelos:

$$\hat{y} = \frac{\sum_{i=1}^m \mu_i(\psi) y_i}{\sum_{i=1}^m \mu_i(\psi)} \tag{2.29}$$

donde  $\hat{y}$  es el resultado agregado del modelo,  $\mu_i$  son funciones de pertenencia y cada uno representa el grado de cumplimiento de una regla.

El algoritmo clustering de Gustafson Kessel (GK) [53] se utiliza para identificar los modelos TS difusos. El algoritmo GK desempeña el conjunto de datos particionado en subconjuntos difusos en forma iterativa.



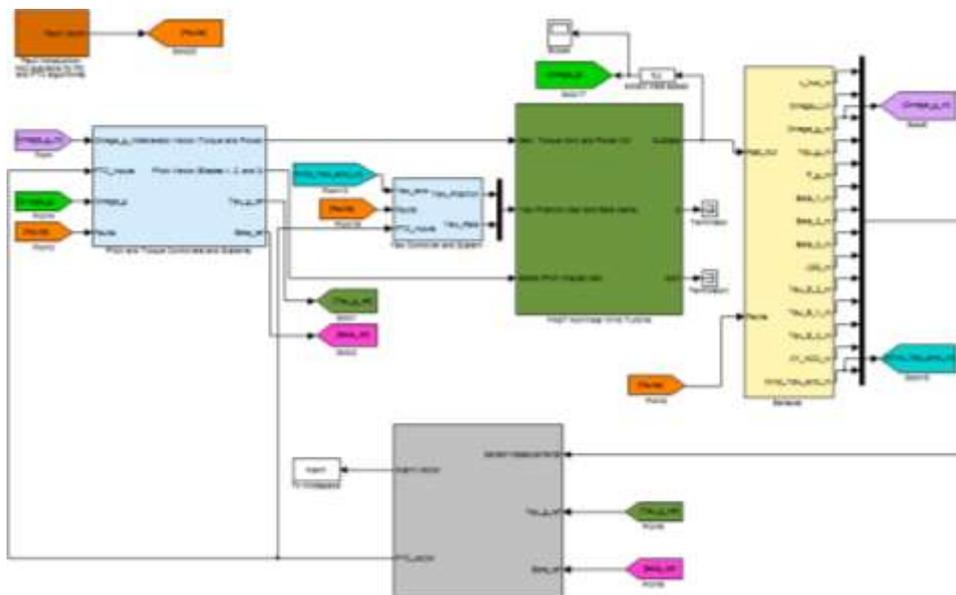
# CAPÍTULO 3

## CONTROLADOR PI DE GANANCIA DIFUSA PROGRAMADA

### 3.1 Controlador de ganancia difusa programada

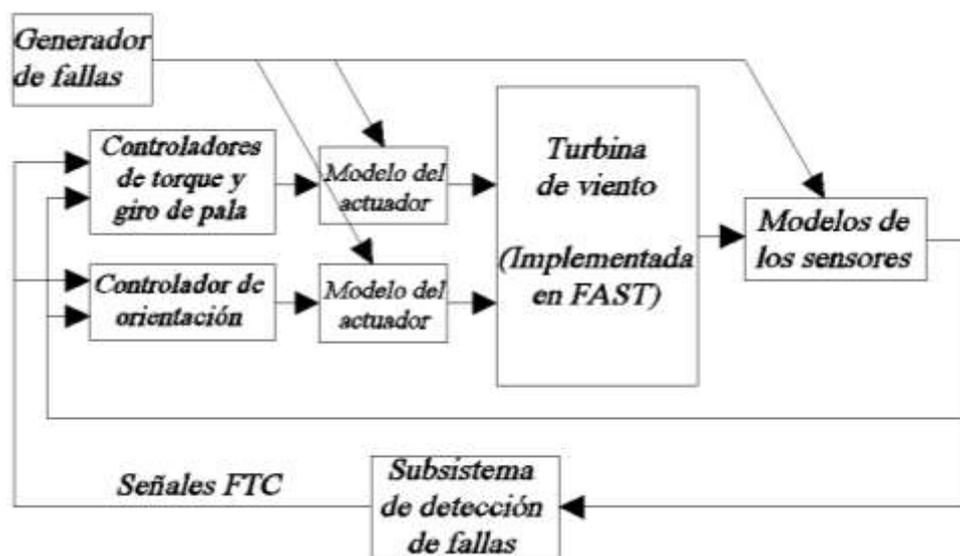
En el capítulo 2 la turbina de viento de 5MW propuesta por la *NREL* posee un sistema de control PI de ganancia programada y 10 fallas que se desarrollan en intervalos a lo largo de 630 segundos de simulación. En este capítulo se detalla el diseño de un controlador GDP para el modelo de turbina NREL y las estrategias de control tolerante a fallas sobre 2 sensores: de giro y velocidad del generador.

En la Figura 3.1 se presenta el modelo para el controlador PI de referencia el cual implementado en Simulink/MATLAB.



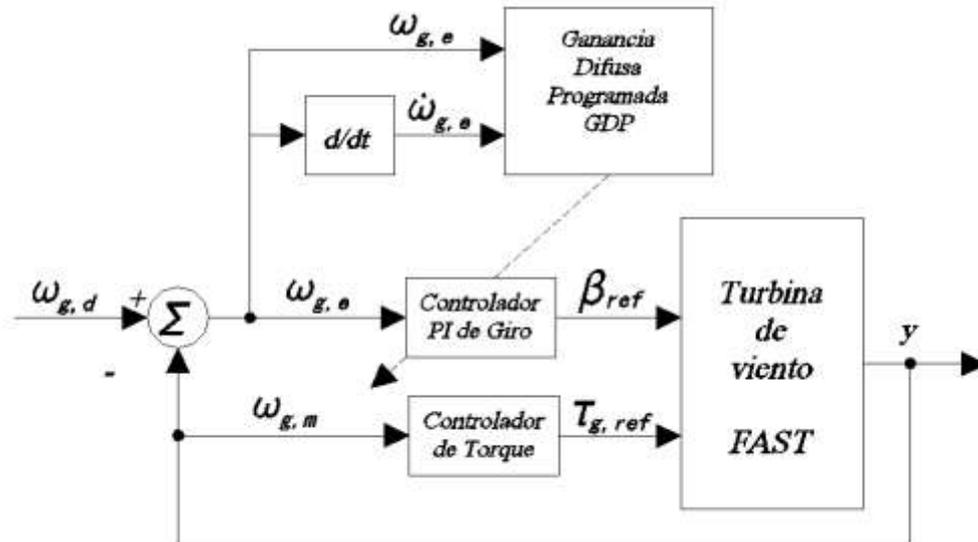
**Figura 3.1.** Modelo de simulación de una turbina de viento de referencia y los sistemas de control de giro, de torque y orientación en retroalimentación cerrada. [Fuente: Simulink/MATLAB]

La Figura 3.2 muestra el modelo de referencia en bloques, sobre el cual se trabajará para implementar el controlador PI de ganancia difusa programada.



**Figura 3.2.** Modelo de simulación de una turbina de viento de referencia y los sistemas de control de giro, de torque y orientación en retroalimentación cerrada. [Fuente: Autor]

El controlador PI de referencia es cambiado hacia un controlador PI-GDP cuyo modelo y variables se indican en la Figura 3.3. Los sensores y actuadores para este proceso se incluyen dentro del modelo de la turbina. El controlador PI-GPD posee una entrada adicional derivada del cambio en el error de seguimiento.



**Figura 3.3.** Modelo de simulación de una turbina de viento de referencia y los sistemas de control de giro, de torque y orientación en retroalimentación cerrada, con ganancia difusa programada al controlador PI original. [Fuente: Autor]

donde:

$\omega_{g,d}$  velocidad deseada en el rotor.

$\omega_{g,e}$  error de la velocidad en el rotor.

$\dot{\omega}_{g,e}$  derivada del error de la velocidad en el rotor.

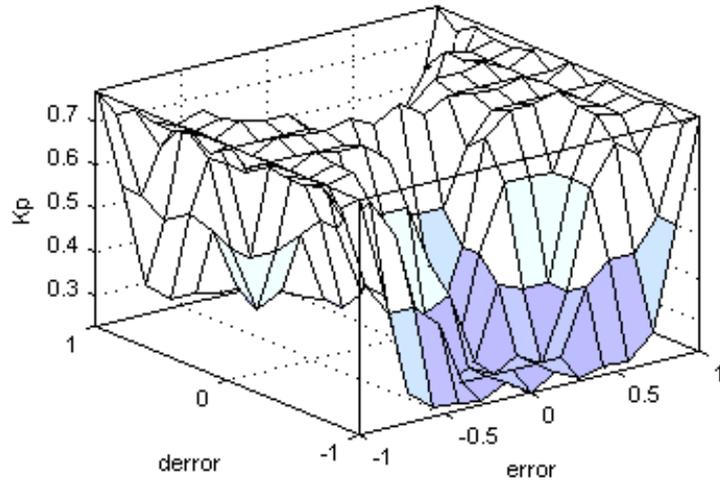
$\omega_{g,m}$  medición de la velocidad del generador.

$\beta_{ref}$  ángulo de giro de la pala.

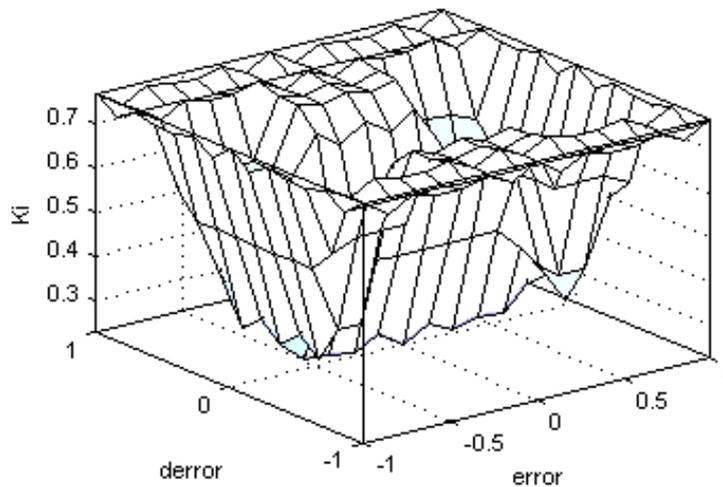
$\tau_{g,ref}$  referencia del generador de torque.

$y$  vector de mediciones del sensor.

En las Figuras 3.4 a) y 3.4 b) se muestran las superficies de respuesta características del controlador PI-GDP con respecto a las variables programadas, que vienen dadas por las reglas difusas presentadas en las tablas 2.5 y 2.6.



a)  $K_p'$



b)  $K_i'$

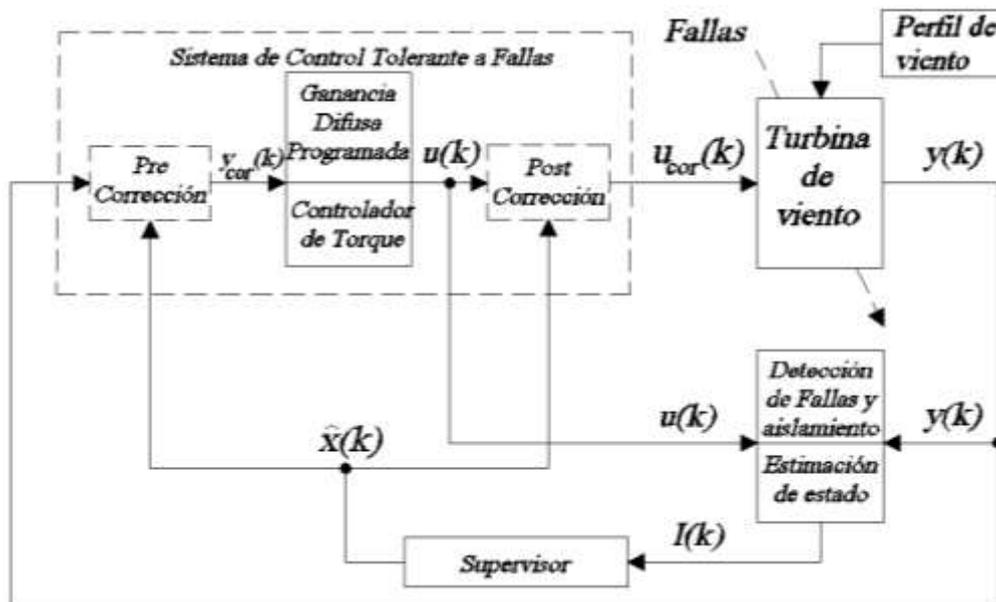
**Figura 3.4.** Superficies de respuesta. a)  $K_p'$  b)  $K_i'$ . [Fuente: Simulink/MATLAB]

A partir de la Figura 3.4 a) se puede observar zonas en las que el error  $\omega_{g,e}(k)$  y la derivada del error  $\dot{\omega}_{g,e}(k)$  son valoraciones pequeñas, mientras que, los cambios más notorios se tienen sobre la ganancia proporcional. Bajo el mismo análisis en la Figura 3.4 b) se observan zonas donde la variación de la ganancia integral es alta ante

cambios del error  $\omega_{g,e}(k)$  y la derivada del error  $\dot{\omega}_{g,e}(k)$ . Con este tipo de interpolación sobre las superficies de respuesta se logra capturar ciertas no linealidades que un controlador PI de referencia clásico no puede hacerlo debido a su configuración.

### 3.2 Control tolerante a fallas

La estrategia de control tolerante a fallas se basa en la corrección de la señal, es decir, los controladores de giro y torque se mantienen sin cambios, solo sus entradas y salidas se modifican. Al realizar esa corrección de señal este sistema llega a considerarse un sistema de control activo tolerante a fallas (SCATF) como se presenta en [27]. La Figura 3.5 indica el esquema de control SCATF.



**Figura 3.5.** Sistema de control activo tolerante a fallas basado en detección y diagnóstico de fallas.

Donde  $I(k)$  es un vector de información, y  $\hat{x}(k)$  es la corrección o modificación de la señal.

[Fuente: Autor]

La detección y diagnóstico de fallas (DDF) correspondientes a los controladores de par y giro se basa en el modelado difuso e identificación (FMI), Figura 3.6. Puesto que el sistema de control a analizar está basado en las fallas simultaneas 3 y 4, se debe realizar una extensión de la Figura 3.6 para el control de giro y torque con modelos difusos.

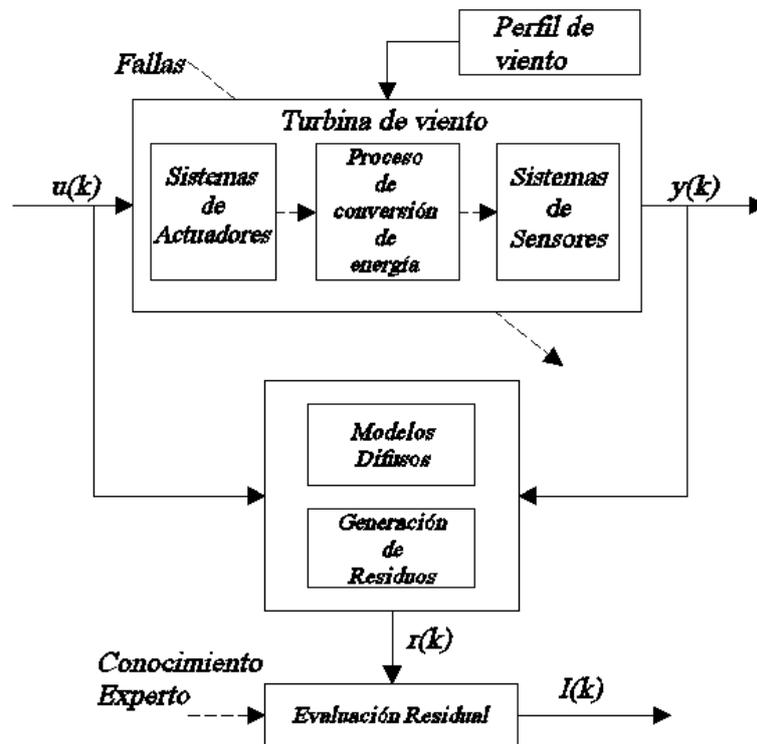


Figura 3.6. Detección y diagnóstico de fallas basado en el esquema de modelado difuso. [Fuente: Autor]

El cálculo correspondiente a la diferencia entre el sistema de salidas  $y(k)$  y las salidas  $\hat{y}(k)$  son llamados residuos. Las salidas  $\hat{y}(k)$  son obtenidas a través de los modelos difusos de Takagi Sugeno a través de:

$$r(k) = \hat{y}(k) - y(k) \quad (3.1)$$

la toma de decisiones de manera residual está dada por:

$$\begin{cases} |r(k)| \leq (r_m - \gamma r_{std}) & \text{Ausencia de Falla} \\ |r(k)| > (r_m - \gamma r_{std}) & \text{Falla} \end{cases} \quad (3.2)$$

Donde  $r_m$  es la media y  $r_{std}$  la desviación estándar de los residuales  $r(k)$ .

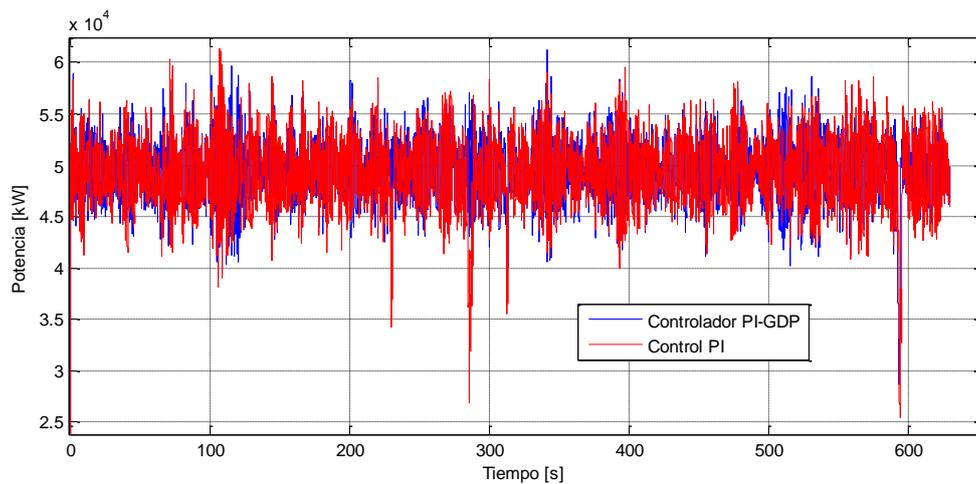


## CAPÍTULO 4

### EXPERIMENTACIÓN Y RESULTADOS

#### 4.1 Controlador de ganancia difusa programada

Este capítulo presenta los resultados de funcionamiento del controlador PI-GDP comparados con el controlador PI de referencia. Un objetivo del sistema de control PI-GDP es seguir la referencia de potencia. La Figura 4.1 muestra la información de la comparación de ambos controladores en funcionamiento normal, bajo un perfil de viento de 14 m/s.



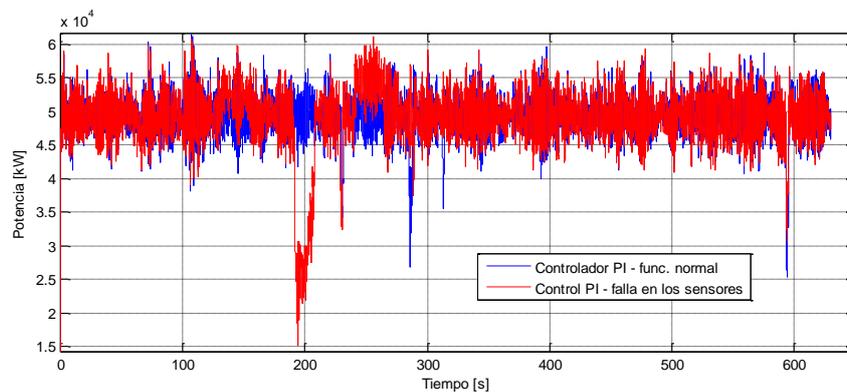
**Figura 4.1.** Comparación entre el controlador PI de referencia vs el controlador PI-GDP en funcionamiento normal, potencia generada kW. [Fuente: Simulink/MATLAB]

Al comprobar los controladores PI vs PI-GDP en funcionamiento normal se obtienen los siguientes valores de potencia en la Tabla 4.1. Las valoraciones de potencia media y desviación estándar de los valores obtenidos en la simulación recalcan un mejor seguimiento del controlador PI-PGD vs el controlador PI de referencia. Las valoraciones hacia la referencia de 5 MW es mejor en el caso del controlador PI-GDP.

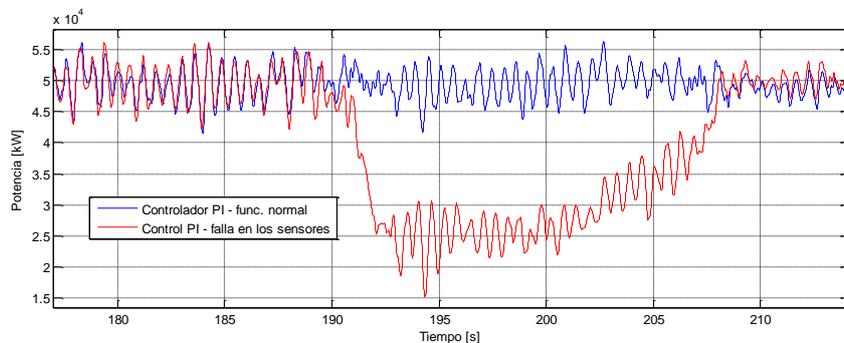
Controladores:	Potencia [W]	
	Ausencia de fallas	
	Media	STD
Controlador PI de referencia	4934153	317535
Controlador PI-PGD	4941967	301044

**Tabla 4.1.** Comparación entre el controlador PI de referencia vs el controlador PI-GDP en funcionamiento normal, potencia generada kW. [Fuente: Autor]

En la Figura 4.2 a) se realiza la activación de fallas propuestas por la *NREL* sobre los sensores en el modelo de referencia de control PI. Al realizar la simulación, se encuentra que existe una degradación del seguimiento a la potencia entre los 185, hasta los 210 segundos, Figura 4.2 b).



a)



b)

**Figura 4.2.** Controlador PI de referencia cuando se aplican fallas sobre los sensores y en funcionamiento normal, potencia generada kW. [Fuente: Simulink/MATLAB]

La falla 4 entre presente entre los 185, hasta los 210 segundos, y es una de las que mayormente afecta al valor de potencia, Figura 4.2 b). La falla 4 esta sobre el sensor de giro de pala, es un atascamiento que afecta el ángulo de giro de la pala afectada, modificando el funcionamiento normal,

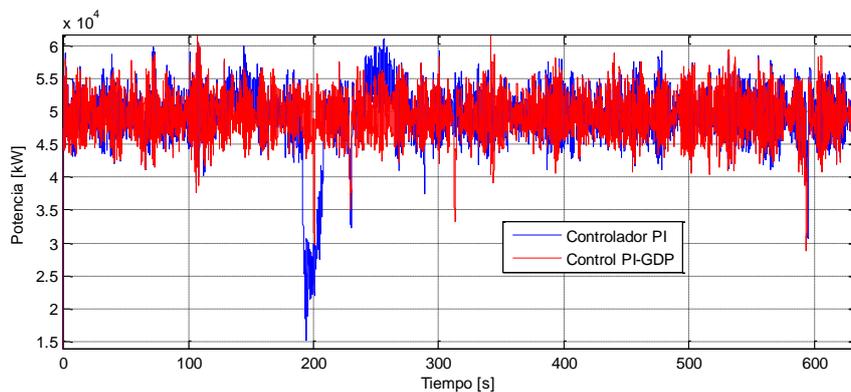
Si se hace referencia a la Figura 2.4 y Figura 4.2 b), se está trabajando en una zona II de generación de potencia durante el tiempo que dure la falla, cuando el funcionamiento idóneo es una zona III, Tabla 4.2.

Controladores:	Potencia [W]	
	Falla 4	
	Media	Mínimo
<b>Controlador PI</b>	3583465	1514870

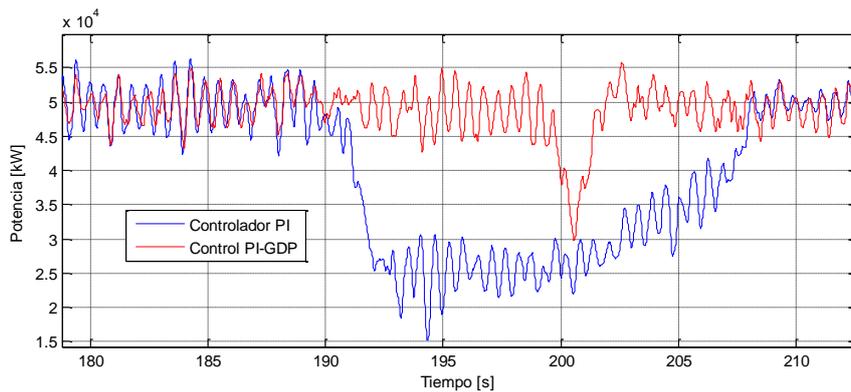
**Tabla 4.2.** Controlador PI, valores de potencia durante los 185, hasta los 210 segundos. [Fuente: Autor]

El implementar un controlador PI-GDP sobre el controlador PI de referencia proporciona una mejora sobre las fallas de los sensores, y sobre todo en el intervalo de

tiempo de la falla 4 donde se da una gran degradación de la potencia, para determinar esto se indica la Tabla 4.3, y Figuras 4.3 a) y b).



a)



b)

**Figura 4.3.** Comparación entre el controlador PI de referencia vs el controlador PI-GDP cuando se aplican fallas sobre los sensores, potencia generada kW. [Fuente: Simulink/MATLAB]

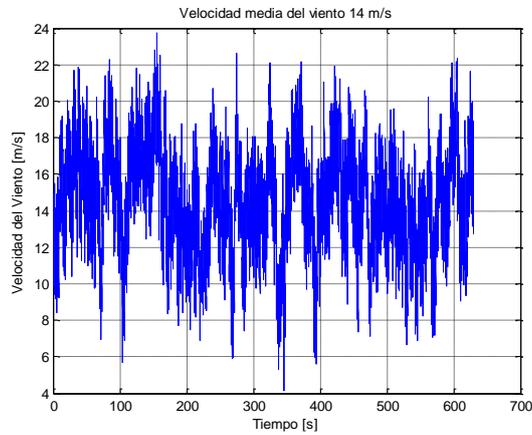
<b>Controladores:</b>	<b>Potencia [W]</b>	
	<b>Falla 4</b>	
	<b>Media</b>	<b>Mínimo</b>
<b>Controlador PI</b>	3583465	1514870
<b>Controlador PI-GDP</b>	4863783	2966510

**Tabla 4. 3.** *Controlador PI vs Controlador PI-GDP, valores de potencia durante los 185, hasta los 210 segundos. [Fuente: Autor]*

En la Figura 20 se puede observar la degradación del control PI de referencia ante la falla 4, durante esa falla el controlador PI de referencia no puede dar seguimiento a una potencia nominal de 5MW, no obstante el controlador PI-GDP se recupera y da seguimiento a la potencia nominal de 5MW.

## 4.2 Control tolerante a fallas

Las diferentes simulaciones se realizaron en MATLAB/Simulink utilizando el modelo de referencia propuesto por la *NREL*. En este apartado se analizara el evento de las fallas 3 y 4 ocurriendo simultáneamente entre los 185, hasta los 210 segundos. El tiempo de la simulación es de 630 segundos. Los valores de velocidad media utilizados para el perfil de viento son de 14m/s, Figura 4.4.



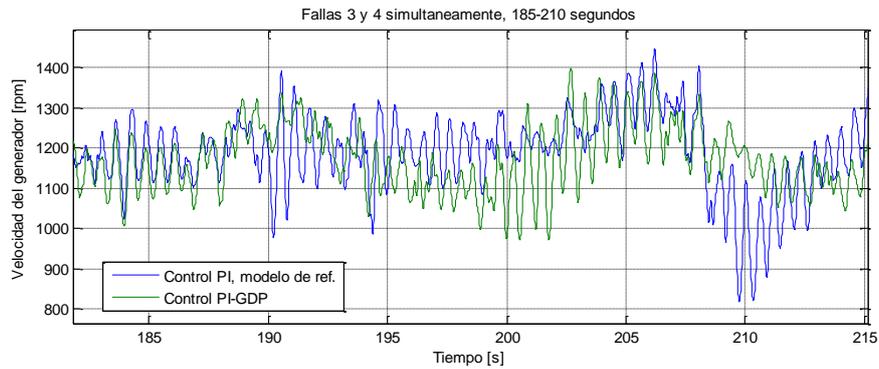
**Figura 4.4.** Secuencia de la velocidad del viento a 14m/s. [Fuente: Simulink/MATLAB]

Las fallas a probar sobre el controlador PI-GDP tolerante a fallas son las 3 y 4 descritas en el capítulo 2. Para este trabajo estas fallas se encuentran paralelamente ocurriendo en los 185 a 210 segundos durante la simulación, Tabla 4.4.

No.	Falla	Tipo
3	Sensor de velocidad del generador	Escalamiento
4	Sensor de ángulo de giro	Atascamiento

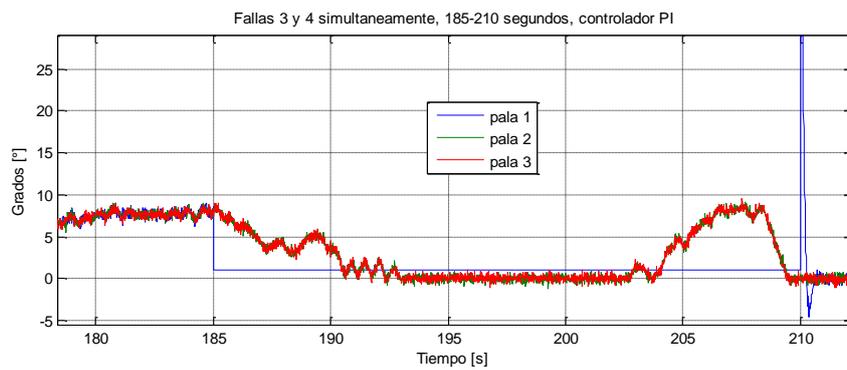
**Tabla 4.4.** Escenarios de las fallas 3 y 4 propuestos por la NREL. [Fuente: P. F. Odgaard and K. E. Johnson, 2012]

La falla 3 causa que el sensor de velocidad del generador sea escalado por un factor de 0,95. La falla 3 está presente entre los 185 a 210 segundos, la capacidad del controlador PI en comparación con el controlador PI-GDP tolerante a fallas se observa en la Figura 4.5. El controlador PI-GDP tolerante a fallas logra un mejor seguimiento de la velocidad del generador con respecto al controlador original.

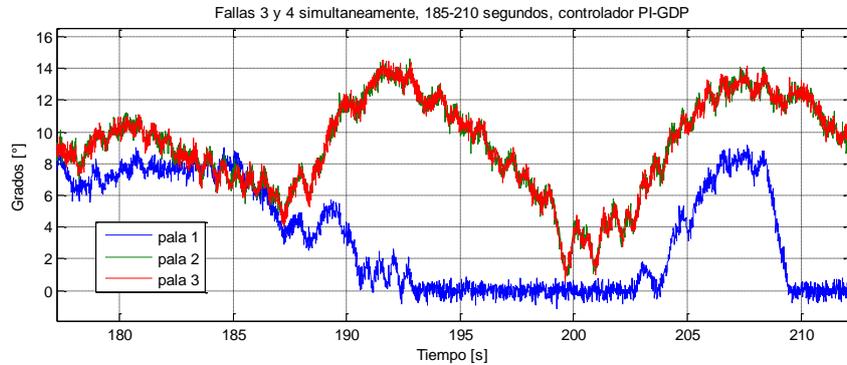


**Figura 4.5.** Controlador PI de referencia vs. controlador PI-GDP, velocidad del generador [rpm].  
[Fuente: Simulink/MATLAB]

La falla 4 se da en la pala 1 que tiene un sensor de ángulo de paso atascado, que tiene un valor constante de 1 grado. La falla 4 está activa a partir de los 185 a 210 segundos. El comportamiento de la pala 1 con el controlador de referencia tiene una degradación grande en comparación con el CTF propuesto, Figura 4.6 a) y b).



a)

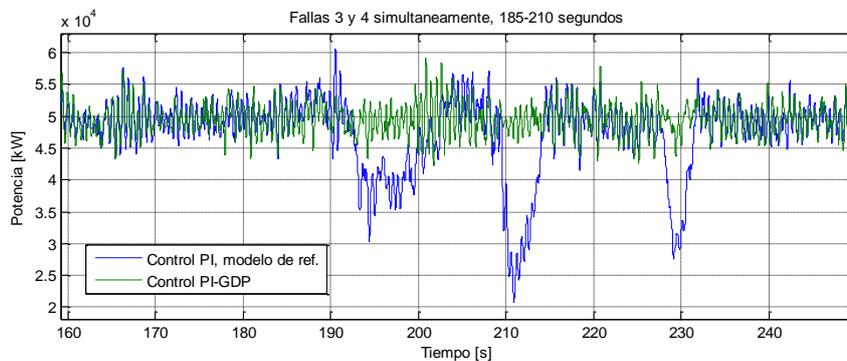


b)

**Figura 4.6.** a) controlador PI de referencia. b) controlador PI-GDP. Mediciones del ángulo de giro.

[Fuente: Simulink/MATLAB]

En la Figura 4.7 se presenta la potencia como se ve afectada durante este intervalo de tiempo que ocurre las fallas en conjunto. Al presentarse valores como se observa en la comparación de curvas de seguimiento el control PI de referencia no da un seguimiento adecuado teniendo hasta 3 variaciones con degradaciones considerables, llevando a potencias bajas en las zonas I y II de la figura 2.4 de potencia ideal, teniendo en cuenta que la zona III debería ser la ideal en la generación de potencia.

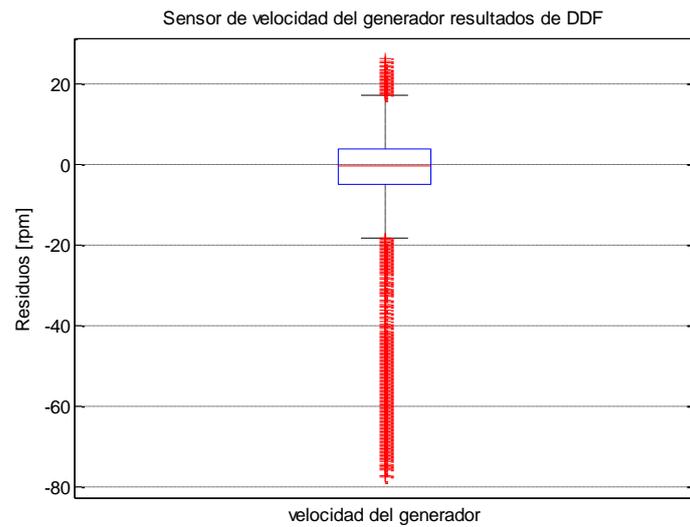


**Figura 4.7.** Controlador PI de referencia vs. controlador PI-GDP, Potencia [kW].

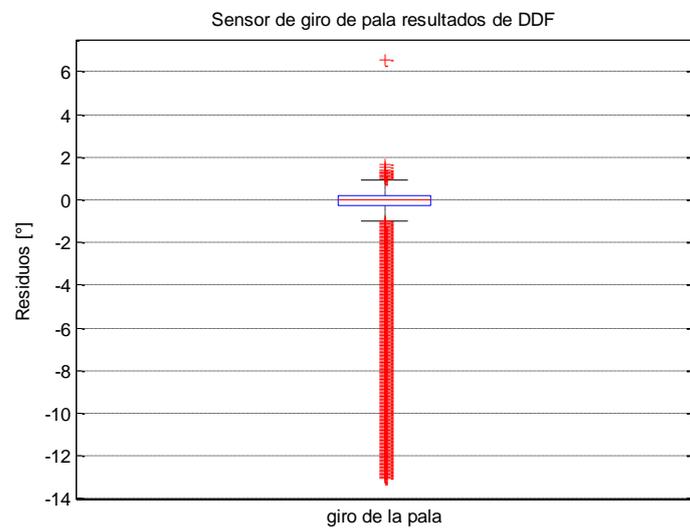
[Fuente: Simulink/MATLAB]

La detección de la fallas en este caso se encuentra representado en forma de diagramas de cajas, la lógica de decisiones fueron tomadas de (3.1) y (3.2). La falla en el sensor

de giro de pala se detecta mucho mejor, mientras que la falla de la velocidad del generador tomará más tiempo, todo esto por la complejidad misma de la falla, Figura 4.8 a) y b).



a)



b)

**Figura 4.8.** Residuos. a) sensor de velocidad del generador. b) sensor de giro de pala. Los símbolos + indican valores atípicos que darán falsas detecciones. [Fuente: Simulink/MATLAB]

El controlador PI y el controlador PI-GDP difieren del control desde su diseño, mientras el primero se apega a tratar de controlar un sistema al considerado lineal sus ganancias se ocupan de dar un seguimiento a condiciones establecidas. El controlador PI-GDP define con sus reglas difusas y funciones cubrir las no linealidades del control clásico. El controlador PI-GDP realiza compensaciones en función del error y no del punto de operación del proceso, da como resultado implementar y/o combinarlo con estrategias de control tolerante a fallas y corrección de señal.

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En esta tesis se analiza el diagnóstico de fallas simultáneas sobre los sensores de giro de pala y velocidad del rotor, propuestas en el modelo de referencia de una turbina de viento 5MW *offshore*, que opera en las regiones de carga completa y parcial, en presencia de turbulencias de viento, ruidos de medición, y diferentes escenarios de fallas realistas generados por *FAST*.

El controlador PI de ganancia programada que de manera predeterminada viene en el modelo de referencia, es cambiado por un controlador PI-GDP dando buenos resultados sobre el seguimiento de la referencia a la potencia. Las respuestas de los sensores de giro y velocidad se comparan en ambos controladores, esto con el objetivo de ver cómo responden hacia las fallas el controlador PI-GDP. Se escoge los sensores de giro de pala y de velocidad del generador, debido a que el cambio de ángulo de giro de la pala da como resultado variaciones sobre el rotor, y este a su vez a la velocidad del generador.

La GDP es utilizada en base del conocimiento de expertos y con esto se mejora el controlador de referencia PI. El uso de reconocimiento de modelado difuso e identificación proporciona una mejor referencia del modelo en condiciones estocásticas como en el caso sistemas no lineales de las turbinas de viento con entradas estocásticas como el viento.

Las simulaciones y verificaciones indican que el Sistema de Control Activo Tolerante a Fallas (SCATF) no afecta el rendimiento nominal del controlador PI-PGD y

proporciona un rendimiento aceptable en la presencia de fallas, que no se pudiese lograr mediante un controlador PI convencional.

El sistema SCATF durante el funcionamiento normal de la turbina eólica brinda una mejora a la tolerancia a fallas proporcionado en comparación al controlador de referencia PI. Las estrategias eficaces DDF y CTF son necesarias para mantener la estabilidad y el rendimiento requerido de la turbina de viento.

El formular y usar estas teorías de control a fallas está teniendo mayor aceptación en los PLCs industriales que tienen opciones para programar lógica difusa.

Los trabajos futuros apuntan hacia:

- Generar un modelo de referencia para una turbina de viento más avanzada y realista.
- Análisis estadístico y minería de datos que permitan generar modelos difusos y con redes neuronales;
- Resolver problemas de control tolerante a fallas sobre actuadores.

## GLOSARIO

CTF	Control Tolerante a Fallas
DDF	Detección y Diagnóstico de Fallas
DF	Detección de Fallas
<i>FAST</i>	Fatigue Aerodynamics Structures and Turbulence
GDL	Grados de Libertad
GK	Gustafson Kessel
GDP	Ganancia Difusa Programada
MDI	Modelado Difuso e Identificación
MISO	Múltiple Entrada Única Salida
<i>NREL</i>	National Renewable Energy Laboratory's
P	Proporcional
PD	Proporcional Derivativo
PI	Proporcional Integral
PID	Proporcional Integral Derivativo
SCATF	Sistema de Control Activo Tolerante a Fallas
SISO	Única Entrada Única Salida
TS	Takagi Sugeno
TSR	Tip Speed Ratio, Velocidad de la punta



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] F. P. García Márquez, A. M. Tobías, J. M. Pinar Pérez, and M. Papaelias, "Condition Monitoring of Wind Turbines: Techniques and Methods," *Renewable Energy*, vol. 46, pp. 169-178, 2012.
- [2] X. Wei, M. Verhaegen, and T. van den Engelen. Sensor fault detection and isolation for wind turbines based on subspace identification and kalman filter techniques. *International Journal of Adaptive Control and Signal Processing*, 24:687–707, 2010.
- [3] B. Dolan. *Wind Turbine Modelling, Control and Fault Detection*. Technical University of Denmark (M.Phil. thesis), Lyngby, Denmark, 2010.
- [4] Y. Amirat, M. Benbouzid, E. Al-Ahmar, B. Bensaker, and S. Turri. A brief status on condition monitoring and fault diagnosis in wind energy conversion systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pages 2629–2636, 2009.
- [5] Z. Hameed, S. Ahn, and Y. Cho. Practical aspects of a condition monitoring system for a wind turbine with emphasis on its design, system architecture, testing and installation. *Renewable Energy*, 35:879–894, 2009.
- [6] Peter Fogh Odgaard, Jakob Stoustrup, and Michel Kinnaert. Fault tolerant control of wind turbines a benchmark model. In *Proc. 7th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes*, pages 155–160, Barcelona, Spain, 2009.
- [7] P. F. Odgaard and K. E. Johnson, "Wind Turbine Fault Detection and Fault Tolerant Control – a Second Challenge," 2012.
- [8] X. Zhang, Q. Zhang, S. Zhao, R. M.G. Ferrari, M. M. Polycarpou, and T. Parisini. Fault detection and isolation of the wind turbine benchmark: An estimation-based approach. In *Proceedings of IFAC World Congress 2011*, pages 8295–8300, Milan, Italy, August-September 2011.

- [9] W. Chen, S.X. Ding, A.H.A. Sari, A. Naik, A.Q. Khan, and S. Yin. Observer-based fdi schemes for wind turbine benchmark. In Proceedings of IFAC World Congress 2011, pages 7073–7078, Milan, Italy, August-September 2011.
- [10] A.A. Ozdemir, P. Seiler, and G.J. Balas. Wind turbine fault detection using counter-based residual thresholding. In Proceedings of IFAC World Congress 2011, pages 8289–8294, Milan, Italy, August-September 2011.
- [11] F. Stoican, C.-F. Raduinea, and S. Oлару. Adaptation of set theoretic methods to the fault detection of wind turbine benchmark. In Proceedings of IFAC World Congress 2011, pages 8322–8327, Milan, Italy, August-September 2011.
- [12] N. Laouti, N. Sheibat-Othman, and S. Othman. Support vector machines for fault detection in wind turbines. In Proceedings of IFAC World Congress 2011, pages 7067–7072, Milan, Italy, August-September 2011.
- [13] J. Blesa, V. Puig, J. Romera, and J. Saludes. Fault diagnosis of wind turbines using a set-membership approach. In Proceedings of IFAC World Congress 2011, pages 8316–8321, Milan, Italy, August-September 2011.
- [14] B. Ayalew and P. Pisu. Robust fault diagnosis for a horizontal axis wind turbine. In Proceedings of IFAC World Congress 2011, pages 7055–7060, Milan, Italy, August- September 2011.
- [15] C. Svard and M. Nyberg. Automated design of an fdi-system for the wind turbine benchmark. In Proceedings of IFAC World Congress 2011, pages 8307–8315, Milan, Italy, August-September 2011.
- [16] J. Dong and M. Verhaegen. Data driven fault detection and isolation of a wind turbine benchmark. In Proceedings of IFAC World Congress 2011, pages 7086–7091, Milan, Italy, August-September 2011.

- [17] S. Simani, P. Castaldi, and M. Bonfe. Hybrid model-based fault detection of wind turbine sensors. In Proceedings of IFAC World Congress 2011, pages 7061–7066, Milan, Italy, August-September 2011.
- [18] S. Simani, P. Castaldi, and A. Tilli. Data-driven approach for wind turbine actuator and sensor fault detection and isolation. In Proceedings of IFAC World Congress 2011, pages 8301–8306, Milan, Italy, August-September 2011.
- [19] F. Kiasi, J. Prakash, S. Shah, and J.M. Lee. Fault detection and isolation of benchmark wind turbine using the likelihood ratio test. In Proceedings of IFAC World Congress 2011, pages 7079–7085, Milan, Italy, August-September 2011.
- [20] L. Jihong, X. Daping, and Y. Xiyun, "Sensor Fault Detection in Variable Speed Wind Turbine System Using H- /Hoo Method," in The 7th World Congress on Intelligent Control and Automation, 2008, pp. 4265-4269.
- [21] P. F. Odgaard and J. Stoustrup, "Unknown Input Observer Based Detection of Sensor Faults in a Wind Turbine," in IEEE International Conference on Control Applications, 2010, pp. 310-315.
- [22] P. F. Odgaard, J. Stoustrup, R. Nielsen, and C. Damgaard, "Observer Based Detection of Sensor Faults in Wind Turbines," presented at the European Wind Energy Conference, 2009.
- [23] C. Svard and M. Nyberg, "Automated Design of an FDI System for the Wind Turbine Benchmark," Journal of Control Science and Engineering, vol. 2012, 2012.
- [24] S. M. Tabatabaeipour, P. F. Odgaard, T. Bak, and J. Stoustrup, "Fault Detection of Wind Turbines with Uncertain Parameters: A Set-Membership Approach," Energies, vol. 5, pp. 2424-2448, 2012.
- [25] X. Wei and M. Verhaegen, "Sensor and Actuator Fault Diagnosis for Wind Turbine Systems by Using Robust Observer and Filter," Wind Energy, vol. 14, pp. 491-516, 2011.

- [26] P. F. Odgaard and J. Stoustrup, "Results of a Wind Turbine FDI Competition," presented at The 8th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes, México City, México, 2012.
- [27] Y. M. Zhang and J. Jiang, "Bibliographical Review on Reconfigurable Fault-Tolerant Control Systems," *Annual Reviews in Control*, vol. 32, pp. 229-252, 2008.
- [28] Z. Hameed, Y. S. Hong, Y. M. Cho, S. H. Ahn, and C. K. Song, "Condition Monitoring and Fault Detection of Wind Turbines and Related Algorithms: A Review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1-39, 2009.
- [29] S. Karimi, A. Gaillard, P. Poure, and S. Saadate, "Current Sensor Fault-Tolerant Control for WECS with DFIG," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, pp. 4660-4670, 2009. 32
- [30] M. A. Parker, C. H. Ng, and L. Ran, "Fault Tolerant Control for a Modular Generator-Converter Scheme for Direct Drive Wind Turbines," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, pp. 305-315, 2011.
- [31] M. Ruba, L. Szabo, and F. Jurca, "Fault Tolerant Switched Reluctance Machine for Wind Turbine Blade Pitch Control," in *2009 International Conference on Clean Electrical Power*, 2009, pp. 721-726.
- [32] C. Sloth, T. Esbensen, and J. Stoustrup, "Robust and Fault-Tolerant Linear Parameter-Varying Control of Wind Turbines," *mechatronics*, vol. 21, pp. 645-659, 2011.
- [33] S. Pourmohammad and A. Fekih, "Fault-Tolerant Control of Wind Turbine Systems – A review," presented at the *IEEE Green Technologies Conference (IEEE-Green)*, 2011.
- [34] F. Bianchi, H. De Battista, and R. Mantz, "Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design," London, UK: Springer Verlag, 2007
- [35] M. A. Ayoubi and L.-C. Tai, "Intelligent Control of a Large Variable Speed Wind Turbine," *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 134, p. 011001, 2012.

- [36] V. Galdi, A. Piccolo, and P. Siano, "Designing An Adaptive Fuzzy Controller for Maximum Wind Energy Extraction," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, pp. 559-569, 2008.
- [37] C. Jauch, T. Cronin, P. Sorensen, and B. B. Jensen, "A Fuzzy Logic Pitch Angle Controller for Power System Stabilization," *Wind Energy*, vol. 10, pp. 19-30, 2007.
- [38] W.-M. Lin, C.-M. Hong, and F.-S. Cheng, "Fuzzy Neural Network Output Maximization Control for Sensorless Wind Energy Conversion System," *Energy*, vol. 35, pp. 592-601, 2010.
- [39] S. Simani, "Data-Driven Design of a PI Fuzzy Controller for a Wind Turbine Simulated Model," presented at the IFAC Conference on Advances in PID Control, Brescia, Italy, 2012.
- [40] M. G. Simoes, B. K. Bose, and R. J. Spiegel, "Fuzzy Logic Based Intelligent Control of a Variable Speed Cage Machine Wind Generation System," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 12, pp. 87-95, 1997.
- [41] E. Kamal, A. Aitouche, R. Ghorbani, and M. Bayart, "Robust Fuzzy Fault-Tolerant Control of WindEnergy Conversion Systems Subject to Sensor Faults," *IEEE Transactions on Power Electronics Sustainable Energy*, vol. 3, 2012.
- [42] L. L. Fan and Y. D. Song, "Neuro-Adaptive Model-Reference Fault-Tolerant Control with Application to Wind Turbines," *IET Control Theory & Applications*, vol. 6, pp. 475-486, 2012.
- [43] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott, "Definition of a 5-mw Reference Wind Turbine for Offshore System Development," National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, 2009.
- [44] J. Jonkman and M. Buhl, "FAST User's Guide," National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, 2005.
- [45] H. Badihi, Y. Zhang, and H. Hong, "Fuzzy Gain-Scheduled Active Fault-Tolerant Control of a Wind Turbine," Concordia University, Montreal, Quebec, H3G 1M8, Canada, 2011.
- [46] Herbert E. Merritt. Hydraulic control systems. John Wiley & Sons, Inc., 1967.

- [47] M. H. Hansen, A. Hansen, T. J. Larsen, S. Oye, P. Sorensen, and P. Fuglsang, "Control Design for a Pitch-Regulated, Variable Speed Wind Turbine," Roskilde, Denmark: Riso National Laboratory 2005.
- [48] Z.-Y. Zhao, M. Tomizuka, and S. Isaka, "Fuzzy Gain Scheduling of PID Controllers," IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, vol. 23, pp. 1392-1398, 1993.
- [49] J. G. Ziegler and N. B. Nichols, "Optimum Settings for Automatic Controllers," Transactions of the ASME, vol. 64, pp. 759-768, 1942.
- [50] L. F. Mendonca, J. M. C. Sousa, and J. M. G. Sá da Costa, "An Architecture for Fault Detection and Isolation Based on Fuzzy Methods," Expert Systems with Applications, vol. 36, pp. 1092-1104, 2009.
- [51] T. Takagi and M. Sugeno, "Fuzzy Identification of Systems and Its Applications to Modeling and Control," IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, vol. 15, pp. 116-132, 1985.
- [52] R. Babuska, Fuzzy Modeling for Control. Springer: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [53] D. E. Gustafson and W. C. Kessel, " Fuzzy Clustering With a Fuzzy Covariance Matrix," in IEEE Conference on Decision and Control, San Diego, CA, USA, 1979, pp. 761-766.
- [54] T. Esbensen and C. Sloth, "Fault Diagnosis and Fault-Tolerant Control of Wind Turbines," Master's Thesis, Aalborg University, Denmark, 2009.
- [55] Smith, S. W., *The Scientist and Engineer's Guide to Digital Signal Processing*, San Diego, CA: California Technical Publishing, 2006.