

## RAE

**TIPO DE DOCUMENTO:** Trabajo de grado para optar por el título de INGENIERO MECATRÓNICO

**TÍTULO:** Diseño de un sistema de control para turbinas eólicas de eje horizontal en la región de transición 2-3

**AUTOR:** Fernando Augusto Lozano Ruiz

**LUGAR:** Bogotá, D.C

**FECHA:** Julio de 2018

**PALABRAS CLAVE:** Control de turbinas eólicas, FAST, Bumpless Transfer, Reducción de vibraciones.

**DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA:** Para este documento se planteó diseñar un sistema de control con el enfoque del Bumpless Transfer el cual debe realizar la transición entre las regiones de operación de una turbina eólica de eje horizontal de una forma suave y amortiguada para lograr reducir vibraciones en las aspas y prolongar la vida útil de la turbina; este controlador fue diseñado mediante un esquema de control por realimentación de estados y usa un modelo interno sintonizado por el método de control óptimo LQR.

**LINEAS DE INVESTIGACIÓN:** Línea de Investigación de la USB: Tecnologías actuales y Sociedad. Sub-línea de Facultad de Ingeniería: Instrumentación y Control de Procesos. Campo Temático del Programa: Control de Procesos.

**METODOLOGÍA:** Es de carácter analítico matemático en donde se enfoca el diseño e implementación vía simulación de un sistema de control bajo el enfoque del Bumpless Transfer en un modelo de referencia de una turbina eólica de 5MW.

**CONCLUSIONES:** El controlador propuesto cumple a cabalidad con el objetivo de mejorar la transición de forma bidireccional entre los controladores estándar que actúan sobre las regiones de operación 2 y 3 de la turbina eólica, dando como resultado una reducción en los momentos de flexión sobre las aspas y un mejor aprovechamiento de la energía en la potencia del generador.



# Diseño de un sistema de control para turbinas eólicas de eje horizontal en la región de transición 2-3



**UNIVERSIDAD DE  
SAN BUENAVENTURA  
BOGOTÁ**

**Fernando Augusto Lozano Ruiz**

Programa:

**Ingeniería Mecatrónica**

Universidad de San Buenaventura Bogotá

Facultad de Ingeniería

Bogotá D.C., Colombia

2018



# Diseño de un sistema de control para turbinas eólicas de eje horizontal en la región de transición 2-3

**Fernando Augusto Lozano Ruiz**

Director de Tesis:  
**Horacio Coral-Enríquez, Ph.D.**

Línea de Investigación:  
Control

Universidad de San Buenaventura Bogotá  
Facultad de Ingeniería  
Bogotá D.C., Colombia  
2018



# Resumen

Hoy en día se tiene la necesidad de buscar fuentes de energía renovable o energía limpia con el fin de mitigar la sobre explotación de recursos naturales para la obtención de energía; a medida que esta temática va tomando fuerza empiezan a aparecer estudios que tienen como objetivo adquirir energía de fuentes interminables como: la fuerza mareomotriz, solar o eólica. En este caso, esta investigación está centrada en el aprovechamiento de la energía eólica, en vista de que un aerogenerador o turbina eólica implementada con un diseño adecuado y un sistema de control óptimo puede tener un excelente desempeño en un trabajo continuo de 24 horas, los 12 meses del año; mientras que las otras opciones de obtención de energía dependen de factores geográficos y climáticos para su correcto funcionamiento.

La turbina eólica trabaja sobre 3 regiones de operación dónde la región 1 es cuándo la velocidad del viento no es lo suficientemente rápida para hacer girar la turbina, en la región 2 ya se genera movimiento de la turbina por la velocidad del viento pero este no es el necesario para que la turbina trabaje en su velocidad y potencia nominal y por último la región 3 es cuándo la turbina ya ha alcanzado sus valores nominales y debe regular que no se sobrepase de estos para evitar daños estructurales; dentro de estas regiones existen unas sub-regiones que son aquellas donde se genera la transición de una región a otra y su fin es generar cambios suaves para que las piezas de la turbina no generen mayores esfuerzos y vibraciones. Debido a esto se busca idear un sistema de control para la zona de transición 2 - 3 con técnicas modernas con el fin de mejorar la vida útil y la eficacia de trabajo de las turbinas eólicas.

Este documento muestra el desarrollo de un sistema de control diseñado para tener un cambio amortiguado entre las regiones 2 y 3 de forma bidireccional utilizando el enfoque Bumpless Transfer, aumentando así la vida útil de la turbina reduciendo las vibraciones y cargas sobre esta. La primer parte del documento se encarga de explicar el estado actual de las turbinas eólicas de eje horizontal en cuanto a su funcionamiento y sus sistemas de control, en la segunda parte se analiza detalladamente el modelo matemático de la turbina y los controladores preestablecidos para la turbina en el código FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence) por sus siglas en inglés la cual es una herramienta utilizada en la simulación y validación de sistemas de control para turbinas eólicas de eje horizontal, en la tercer parte ya se muestra cómo es el diseño del controlador propuesto para mejorar el rendimiento de los puntos analizados en la parte anterior y por último en la cuarta parte aparecen de manera específica los puntos a favor y en contra del sistema de control propuesto.

**Palabras clave:** Control de turbinas eólicas, FAST, Bumpless Transfer, Reducción de vibraciones.



# Contenido

<b>Resumen</b>	<b>vii</b>
<b>Acrónimos y Abreviaciones</b>	<b>xiii</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 Motivación . . . . .	1
1.2 Antecedentes . . . . .	2
1.3 Planteamiento del Problema . . . . .	6
1.3.1 Identificación del Problema . . . . .	6
1.4 Objetivos . . . . .	6
1.4.1 Objetivo General . . . . .	6
1.4.2 Objetivos Específicos . . . . .	6
1.5 Estructura de la tesis . . . . .	7
<b>2 Modelo matemático del sistema</b>	<b>9</b>
2.1 Modelo aerodinámico . . . . .	9
2.2 Modelo del sistema de transmisión . . . . .	11
2.3 Modelo de posición angular de las aspas . . . . .	11
2.4 Modelo del generador . . . . .	11
2.5 Modelo del controlador estándar en FAST . . . . .	12
<b>3 Diseño del sistema de control</b>	<b>15</b>
3.1 Introducción al control por Bumpless transfer . . . . .	15
3.2 Diseño del controlador propuesto . . . . .	17
3.2.1 Diseño del controlador para la transición de región 2 a región 3 . . . . .	18
3.2.2 Diseño del controlador para la transición de región 3 a región 2 . . . . .	20
<b>4 Resultados experimentales y análisis</b>	<b>23</b>
<b>5 Conclusiones</b>	<b>31</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>33</b>



# Lista de Figuras

1-1	Turbinas eólicas de eje horizontal y vertical[Cemaer, 2015]. . . . .	3
1-2	Evolución de capacidad de energía eólica en el mundo y Europa. . . . .	3
1-3	Crecimiento anual de la capacidad eólica hasta el 2030. . . . .	4
1-4	Curva de potencia de un aerogenerador de 800kW de potencia nominal. . . .	5
2-1	interconexión de los subsistemas de la turbina eólica [Enriquez, 2016]. . . . .	9
2-2	curva del coeficiente de potencia $C_P$ en turbina de 5MW [Galvani et al., 2016]	10
2-3	Entorno del FAST en simulink. . . . .	12
3-1	Representación de un esquema con múltiples controles en lazo cerrado. . . . .	16
3-2	Esquema convencional del Bumpless Transfer unidireccional. . . . .	16
3-3	Esquema de control con Bumpless Transfer bidireccional en la turbina eólica.	17
3-4	Esquema del subsistema del BT en la región 2. . . . .	20
3-5	Esquema del subsistema del BT en la región 3. . . . .	22
4-1	Velocidad del viento. . . . .	23
4-2	Par del generador. . . . .	24
4-3	Par del generador del segundo 20 al 40. . . . .	24
4-4	Par del generador del segundo 70 al 130. . . . .	25
4-5	Potencia del generador. . . . .	25
4-6	Posición angular de las aspas. . . . .	26
4-7	Momento de flexión 'flapwise' en las aspas. . . . .	27
4-8	Momento de flexión 'OoP' en las aspas. . . . .	27
4-9	Análisis por Fourier de las vibraciones de las aspas del segundo 20 al 40. . .	28
4-10	Análisis por Fourier de las vibraciones de las aspas del segundo 70 al 130. . .	29



# Acrónimos y Abreviaciones

A continuación se proporciona una descripción de las siglas y palabras técnicas utilizadas en este documento.

## Palabras Técnicas

<b>Término en Inglés</b>	<b>Término en Español</b>
Blade edge-wise	En el sentido lateral del aspa
Blade flap-wise	En el sentido frontal del aspa
Bumpless transfer	Transferencia sin Saltos
Conventional flaps	Aletas convencionales ubicadas sobre el borde delantero de cada aspa
Direct-drive	Sistema de tracción directa
Fore-aft movements	Movimientos hacia adelante y atrás
Micro-tabs	Dispositivos de control aerodinámico de rápida acción ubicados en cada aspa
Morphins edges	Aletas de control aerodinámico ubicadas en cada aspa que pueden cambiar de forma de acuerdo a las condiciones de carga
Side-to-side movements	Movimientos hacia los lados
Trailing Edge Flaps	Aleta ubicada sobre el borde trasero de cada aspa
Tip-Speed Ratio	Razón entre la velocidad de rotación del punto extremo del aspa y la velocidad del viento
Wind Shear	Gradiente transversal del viento
Windup	Acumulación de acción integral debido a saturación en el actuador
Tower Shadow	Sombra de la torre

## Abreviaturas

<b>Sigla</b>	<b>Definición en Español</b>	<b>Definición en Inglés</b>	<b>Sigla</b>
EAV	Eje de Alta Velocidad	High Speed Shaft	HSS
EBV	Eje de Baja Velocidad	Low Speed Shaft	LSS
CAP	Control por Acomodación de Perturbaciones	Disturbance Accommodating Control	DAC
CAPP	Control por Acomodación de Perturbaciones Periódicas	Periodic Disturbance Accommodating Control	PDAC
CBCA	Control de Búsqueda de Cima Ascendente	Hill-Climb Search Control	HCSC

<b>Sigla</b>	<b>Definición en Español</b>	<b>Definición en Inglés</b>	<b>Sigla</b>
CCIA	Control Colectivo del Ángulo de Inclinación de las Aspas	Collective Pitch Control	CPC
CCP	Control por Cancelación Completa de Perturbaciones	Disturbance Cancellation Control	DCC
CDC	Concepto de Disco como Actuador	Actuator Disc Concept	ADC
CHR	Control Basado en Modelo con Horizonte en Retroceso	Model-Based Receding Horizon Control	RHC
CIIA	Control Individual del Ángulo de Inclinación de cada Aspa	Individual Pitch Control	IPC
CMD	Control por Modos Deslizantes	Sliding Mode Control	SMC
CMGP	Compensador Moldeado de Ganancia Programada	Gain Scheduled Shaped Compensator	GSSC
CMIPC	Compensador de Modelo Inverso y Ángulo de Aspas Colectivo	Collective-Pitch Model-Inverse Compensator	CPMIC
CMP	Control por Minimización de Perturbaciones	Disturbance Minimization Control	DMC
CMPIGP	Compensador Moldeado de Ángulo de Aspas Individual y Ganancia Programada	Individual-Pitch Gain-Scheduled Shaped Compensator	IPGSSC
CNLRDE	Control No Lineal con Realimentación Dinámica de los Estados	Nonlinear Control With Dynamic State Feedback	NDSFE
CNLREE	Control No Lineal con Realimentación Estática de los Estados	Nonlinear Control With Static State Feedback	NSSFE
CP	Control Periódico	Periodic Control	PC
CRSP	Control por Realimentación de la Señal de Potencia	Power Signal Feedback Control	PSFC
CSEFC	Control de Seguimiento de Error de Fase Cero	Zero-Phase-Error tracking Control	ZPETC
CSP	Control por Seguimiento a Perturbaciones	Disturbance Tracking Control	DTC
CUP	Control por Utilización Óptima de Perturbaciones	Disturbance Utilization Control	DUC
CVE	Control de Velocidad Específica	Tip-Speed Ratio Control	TSRC
DLM	Desigualdades Lineales Matriciales	Linear Matrix Inequalities	LMI
FAST	Fatiga, Aerodinámica, Estructuras, y Turbulencia	Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence	FAST
FMR	Filtro de Modo Residual	Residual Mode Filter	RMF
ICE	Integral del Cuadrado del Error	Integral Square Error	ISE
LCG	Lineal Cuadrático Gaussiano	Linear Quadratic Gaussian	LQG
LIT	Lineal Invariante en el Tiempo	Linear Time Invariant	LTI
LPV	Lineal con Parámetros Variantes	Linear Parameter-Varying	LPV
MCRFX	Mínimos Cuadrados Recursivos con Filtro Externo	Filtered-X Recursive Least Square	FX-RLS
MIGP	Modelo Inverso de Ganancia Programada	Gain-Scheduled Model Inverse	GSMI

<b>Sigla</b>	<b>Definición en Español</b>	<b>Definición en Inglés</b>	<b>Sigla</b>
OED	Observador de Entradas Desconocidas	Unknown Input Disturbance Observer	UIO
OEE	Observador de Estado Extendido	Extended State Observer	ESO
PID	Proporcional Integral Derivativo	Proportional Integral Derivative	PID
RCL	Regulador Cuadrático Lineal	Linear Quadratic Regulator	LQR
RLT	Recuperación del Lazo de Transferencia	Loop Transfer Recover	LTR
SCEE	Sistemas de Conversión de Energía Eólica	Wind Energy Conversion Systems	WECS
SMPP	Seguimiento del Máximo Punto de Potencia	Maximum Power Point Tracking	MPPT
TEICA	Turbina eólica de investigación en control avanzado	Controls Advanced Research Turbine	CART
TSS	Transferencia sin Saltos	Bumblers Transfer	BT
VE	Velocidad Específica	Tip-Speed-Ratio	TSR



# 1 Introducción

## 1.1. Motivación

La idea de cuidar el medio ambiente va creciendo cada vez más con el paso del tiempo y esto ha llevado a que se vaya progresando cada vez más en investigaciones relacionadas con la renovación e implementación de sistemas de energías limpias como fuentes de energía. Muchas de estas investigaciones se han centrado en mejorar los sistemas de obtención de energía por medio del viento (energía eólica) intentando implementar nuevos sistemas de control para mejorar el desempeño de estas fuentes nuevas de energía [Moragues and Rapallini, 2003]; de allí viene la principal motivación de este trabajo de desarrollo e investigación, buscar incursionar en este mundo de nuevo desarrollo tecnológico con la implementación de un nuevo sistema de control que permite un mejor desempeño de las turbinas eólicas a largo plazo [Munteanu et al., 2008].

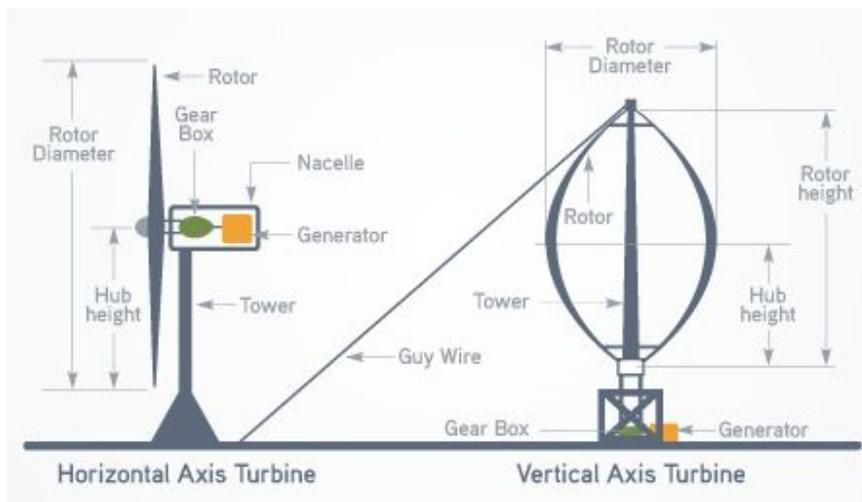
El control dentro de las turbinas eólicas cuenta con tres regiones de operación: la región 1 es cuando el viento que se recibe no es lo suficientemente rápido como para mover la turbina, la región 2 es cuando el viento recibido puede mover la turbina, pero no logra llegar al punto máximo de obtención de energía y la región 3 es cuando la velocidad del viento es lo suficientemente rápida como para que la turbina llegue a su potencia y velocidad nominal. Los puntos de trabajo más críticos se presentan en las regiones de operación 2 y 3, llevando a que los controles planteados para cada una de estas regiones busquen la maximización de la recepción de energía cuando la turbina esté trabajando sobre la región 2 y evitar que la potencia recibida sobre pase a la nominal cuando la turbina trabaje sobre la región 3 debido a que si la turbina recibe más energía de la que puede recibir, se pueden generar sobrecargas de voltaje y dañar componentes de esta y así generar daños estructurales.

Dentro de los controladores antes mencionados no se tiene en cuenta el cambio entre regiones de operación, lo cual genera una pérdida de energía y aumenta las vibraciones en toda la turbina dado que estos controles operan de forma distinta y al generarse el cambio de región el par del generador cambia bruscamente acortando esto la vida útil de la turbina por los esfuerzos concentrados que se generan. Una de las estrategias de control más utilizadas para realizar un cambio entre controladores de forma suave es el Bumpless transfer a causa de que

es un método fácil de implementar y eficiente [Youbin Peng and Hanus, 1996] donde el cambio de controladores puede ser entre controles automáticos o entre manual y automáticos. Debido a lo dicho anteriormente el punto central de la investigación es diseñar un control con el enfoque del Bumpless transfer el cual ayude a realizar una transferencia suave entre estos controladores y alargue la vida útil de la turbina.

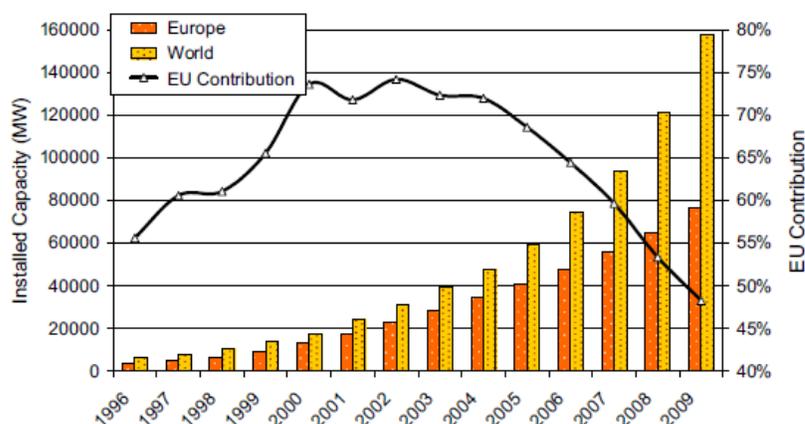
## 1.2. Antecedentes

Antes de empezar a hablar sobre los métodos actuales de control aplicados en las turbinas eólicas es necesario entender su funcionamiento, cuáles son sus partes y qué tan importante es su aporte energético a nivel mundial; en la actualidad existen dos tipos de turbinas eólicas clasificadas como: las turbinas de eje horizontal (HAWT) y de eje vertical (VAWT) por sus siglas en inglés como se muestra en la figura **1-1**, las primeras son las más utilizadas debido a que su aprovechamiento de energía es mucho más eficiente y tienen una mayor vida útil con la desventaja de que deben estar a grandes alturas para poder aprovechar la velocidad del viento, además de esto, también deben contar con un sistema de direccionamiento, debido a que si no se encuentran en la dirección precisa del viento puede generar fallos, pérdida de energía o incluso el daño permanente de su estructura; las turbinas de eje horizontal suelen ser de dos o tres aspas donde las de tres aspas son las más utilizadas por su mayor capacidad de generación de energía [Cemaer, 2015]. El segundo tipo de turbinas cuenta con la ventaja con respecto a las primeras, que no necesitan un sistema de direccionamiento debido a la orientación de sus aspas ni una elevada altura para funcionar correctamente, el problema con estas radica en que la energía que retienen es mucho menor, además de que por la forma de sus aspas suelen sufrir daños a un menor tiempo [Battista, 2000]. Por esta razón se ha decidido enfocar la investigación a las turbinas de eje horizontal.

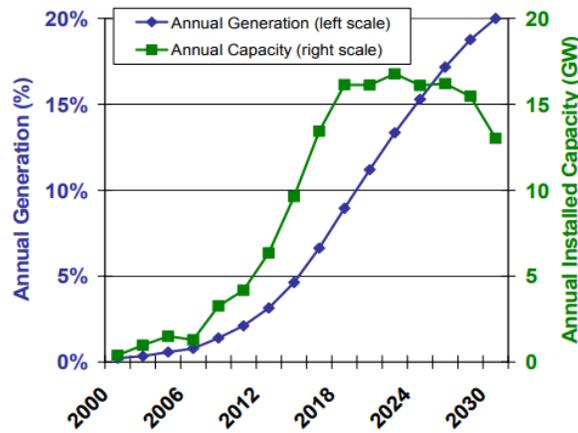


**Figura 1-1:** Turbinas eólicas de eje horizontal y vertical[Cemaer, 2015].

El crecimiento en el aprovechamiento de la energía eólica a nivel mundial ha ido aumentando en gran medida en los últimos años gracias al interés de reemplazar los combustibles fósiles por energías limpias y así poder prolongar los recursos naturales del planeta, ésto lleva a querer explotar al máximo la energía eólica en los próximos años de la misma forma que ésta se ha ido expandiendo como lo muestra la figura 1-2 [Kaldellis and Zafirakis, 2011]; así mismo los modelos de proyección muestran que para alcanzar el 20% de generación eléctrica para el 2030, la capacidad eólica debe tener una tasa de crecimiento anual agresiva como lo muestra la figura 1-3 [Thresher et al., 2008].



**Figura 1-2:** Evolución de capacidad de energía eólica en el mundo y Europa.

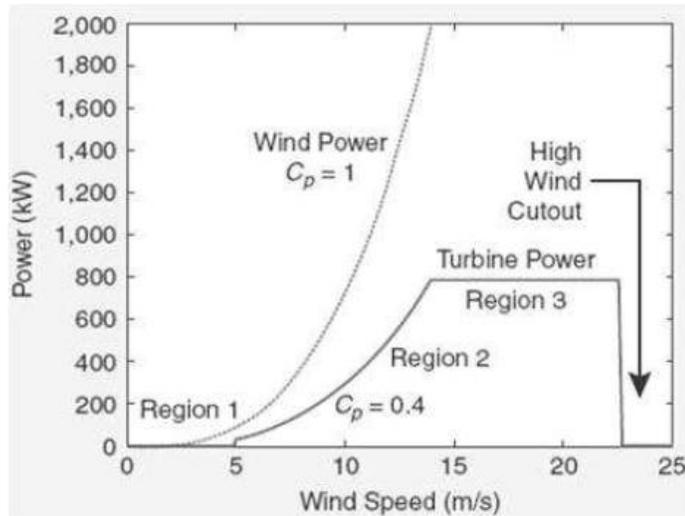


**Figura 1-3:** Crecimiento anual de la capacidad eólica hasta el 2030.

En Latinoamérica la tendencia, aunque un poco más lenta, ha sido la misma que en el resto del mundo de empezar a generar energías limpias y así poder contribuir también con el planeta, en la gran mayoría de los países ya se han ido implementado proyectos como lo son en Brasil [lanacion.com, 2015] y Chile; este último realizó estudios en la provincia Valdivia donde se demostró que en algunos lugares no es viable implementar este tipo de proyectos ya que la relación costo beneficio fue negativa por las constantes variaciones del aire y la falta de almacenamiento de su energía [Almonacid and Nahuelhual, 2009]. Hablando a nivel local, Colombia tiene previsto tres proyectos por desarrollar en la Guajira en los cuales se construirán parques eólicos que puedan aportar aproximadamente 90 MW entre los tres y así esta energía producida se transporte al sistema de interconexión nacional, donde podrá ser utilizada en su totalidad [ElHeraldo, 2016]; a parte de este proyecto sólo se ha construido un parque eólico en Colombia el cuál está ubicado también en la Guajira en el municipio de Uribe dónde en un terreno de un kilómetro por 1,2 kilómetros se encuentran 15 aerogeneradores que proporcionan 1300 KW cada uno dando un total de 19,5 MW, este proyecto se llevó a cabo en el año 2004 por un costo aproximado de 27,8 millones de dólares por parte de la empresa EPM [Portafolio, 2009].

Ya entrando en materia acerca de los sistemas de control de las turbinas eólicas de eje horizontal como se observa en la figura 1-4 estas trabajan en diferentes regiones de operación que dependen de la velocidad del viento, cada una de estas regiones dónde las necesidades de la turbina son diferentes utiliza su propio sistema de control. Para la región 3 uno de los métodos más utilizados para el control angular de las aspas es control PID (Proporcional Integral Derivativo) dónde usualmente la acción derivativa se desprecia por los ruidos que puede presentar en el sistema [Pao and Johnson, 2009], dentro de los controladores de la

región 3 existen dos tipos de enfoque dónde el primero es por MBC (multi-blade coordinates) por sus siglas en inglés, el cuál está basado en una variación del control por acomodación de perturbaciones (DAC), este método debe contar con un observador y depende de una ganancia  $K_x$  diseñada para el modelo de la planta y una ganancia  $K_d$  diseñada para rechazar las perturbaciones en el sistema, ésto hace que el sistema de control cuente con una gran robustez [Laks et al., 2012]; el segundo enfoque dentro de los controladores de la región 3 consiste en realizar la estrategia de control en cada aspa por separado lo cuál ayuda a regular la velocidad del rotor de forma más rápida que el anterior además de ayudar a reducir las vibraciones en las torre [Alan D. Wright, 2008].



**Figura 1-4:** Curva de potencia de un aerogenerador de 800kW de potencia nominal.

Por otro lado, en la región 2 de operación se trabajan todo tipo de controles desde muy complejos y extensos hasta controles convencionales, uno de los más utilizados en esta zona de operación es el control por par dónde la constante  $K$  está dada por el coeficiente de potencia máximo [J. Jonkman and Scott, 2009]; otras técnicas un poco más avanzadas están dadas por medio del control por modos deslizantes donde no es necesaria la medición del viento [Dan Shen, 2016] o del control adaptativo donde se tienen factores extras en cuenta como por ejemplo, la dirección del viento y la densidad del aire que son variables medibles, este último controlador tiene mejor aprovechamiento de energía y un menor desgaste en las aspas [Johnson et al., 2006].

Para la región de transición, el controlador convencional es un control proporcional que cuenta con un offset el cual tiene un porcentaje de deslizamiento del generador de 10% [J. Jonkman and Scott, 2009], adicional a ésto hay estudios con respecto a la región de

transición o región 2.5 que están llevando actualmente como lo son [Chen, 2014] y [Cruz, 2012] dónde se desarrollan métodos de control como  $H_\infty$  y  $H_2$  con el enfoque del Bumpless transfer y del Conditioned transfer.

## 1.3. Planteamiento del Problema

### 1.3.1. Identificación del Problema

¿Cómo se puede mejorar el aprovechamiento de energía en las turbinas eólicas? Hoy en día uno de los mayores problemas de la humanidad es que se están acabando las fuentes de energía y se necesitan encontrar nuevos modelos de energía limpia y a su vez mejorar los que ya se han ido trabajando los últimos años, estas mejoras pueden consistir por un lado en buscar materiales más duraderos y ecológicos o por otro lado es mejorar la eficiencia en el aprovechamiento de energía para así darle un mejor futuro al planeta, por esto con las turbinas eólicas ya existentes se pretende mejorar su funcionamiento y de esta forma poder aportar lo antes mencionado. Las turbinas eólicas tienen tres regiones de operación con sus respectivos modelos de control estándar pero dentro de ellas existen zonas de transición entre una y otra donde no se han desarrollado muchos avances en temas de control y por esto tiende a generarse pérdidas de energía y desgaste del eje del motor.

## 1.4. Objetivos

### 1.4.1. Objetivo General

Diseñar con técnicas modernas un sistema de control para mejorar el rendimiento en la región de transición 2 - 3 de una turbina eólica.

### 1.4.2. Objetivos Específicos

- Diseñar el controlador propuesto con técnicas actuales de control.
- Simular el control diseñado para validar su funcionamiento y la utilidad de este.
- Comparar el controlador diseñado con un método convencional y analizar cómo se aprovecha la energía en cada uno.

## **1.5. Estructura de la tesis**

El presente documento está organizado de la siguiente manera: En el capítulo 1 se explica el estado actual de las turbinas eólicas de eje horizontal en cuanto a su funcionamiento y sus sistemas de control, el capítulo 2 presenta como está modelada la turbina eólica y los controles preestablecidos para cada región de operación de esta en el código FAST, En el capítulo 3 se desarrolla el controlador propuesto, en el capítulo 4 se analizan las ventajas y desventajas del sistema de control propuesto con respecto al estándar y por último en el capítulo 5 se dan las conclusiones del proyecto.



## 2 Modelo matemático del sistema

El modelo matemático no lineal de la turbina eólica utilizado para simular sistemas de control está dividido en varios sub-sistemas conformados por el modelo aerodinámico, el modelo del sistema de transmisión, el modelo del generador y el modelo de posición angular de las aspas; estos modelos en conjunto dan forma al sistema de la turbina como se ve en la figura 2-1. Adicional a esto también se tienen en cuenta en este capítulo los modelos preestablecido de los controladores utilizados por el código FAST en las regiones 2 y 3 con los cuales se compara el sistema de control propuesto [Christoffer Sloth, 2011].

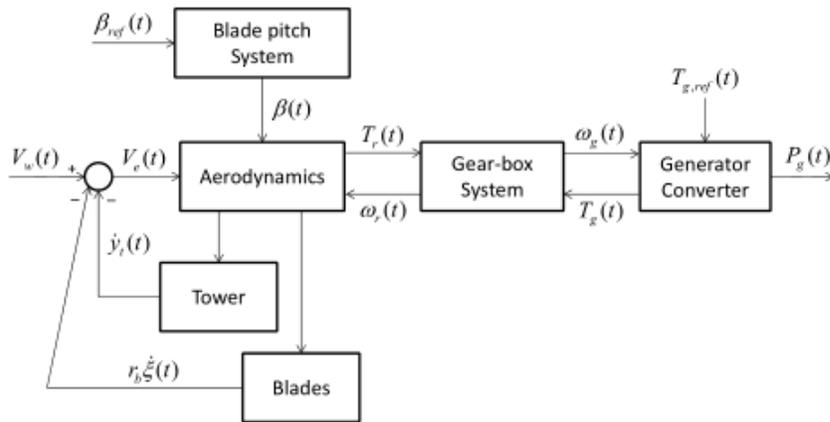


Figura 2-1: interconexión de los subsistemas de la turbina eólica [Enriquez, 2016].

### 2.1. Modelo aerodinámico

La potencia es generada por una turbina eólica al interactuar el rotor de la turbina con el viento, es decir, cuando el viento fluye de forma perpendicular a través de la cara del rotor este se mueve generando así energía cinética; la potencia generada por el rotor  $P_r(t)$ , el par aerodinámico  $T_r(t)$  y la fuerza de empuje  $F_T(t)$  están dadas por las ecuaciones (2-1), (2-2) y (2-3) [Wang, 2016, Christoffer Sloth, 2011]

$$P_r(t) = \frac{1}{2} \rho A v_r^3(t) C_P(\lambda(t), \beta(t)) [W] \quad (2-1)$$

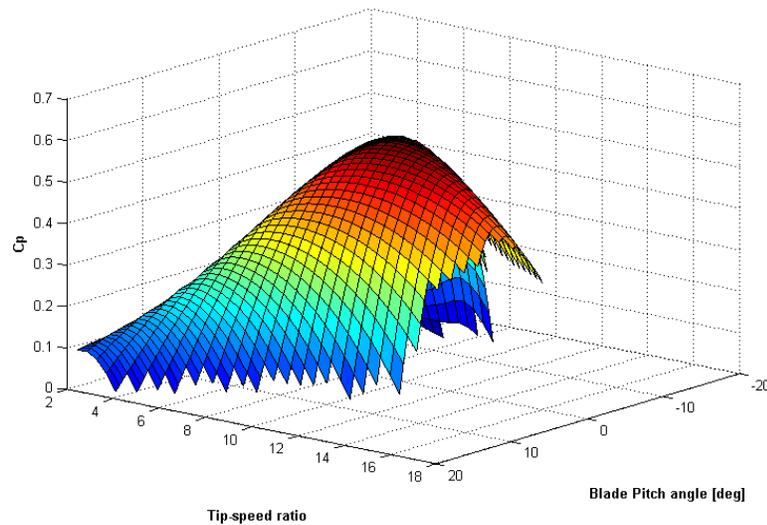
$$T_r(t) = \frac{1}{2}\rho A R v_r^2(t) C_Q(\lambda(t), \beta(t)) \text{ [Nm]} \quad (2-2)$$

$$F_T(t) = \frac{1}{2}\rho A v_r^2(t) C_T(\lambda(t), \beta(t)) \text{ [N]} \quad (2-3)$$

dónde  $\rho$  es la densidad del aire,  $A$  el área de barrido del rotor,  $v_r(t)$  la velocidad relativa del viento,  $R$  el radio del rotor,  $C_P(\lambda(t), \beta(t))$  el coeficiente de potencia,  $C_Q(\lambda(t), \beta(t))$  el coeficiente de par y  $C_T(\lambda(t), \beta(t))$  el coeficiente de empuje; estos últimos dependen del ángulo de las aspas  $\beta(t)$  y de la relación de velocidad de punta del rotor  $\lambda(t)$  que está dada por

$$\lambda(t) = \frac{R\omega_r(t)}{v_r(t)} \quad (2-4)$$

dónde  $\omega_r(t)$  es la velocidad angular del rotor. El punto máximo de los coeficientes de potencia, par y empuje se encuentra cuando el ángulo de las aspas y la relación de velocidad del rotor están en los valores nominales, estos parámetros se pueden encontrar en tablas, las cuáles dependen de la turbina que se esté trabajando [Aho et al., 2013]; en la figura 2-2 se observa cómo el coeficiente de potencia para una turbina de 5MW varía con respecto al ángulo de las aspas y a la relación de velocidad de punta del rotor.



**Figura 2-2:** curva del coeficiente de potencia  $C_P$  en turbina de 5MW [Galvani et al., 2016]

## 2.2. Modelo del sistema de transmisión

El modelo matemático del sistema de transmisión se puede interpretar como un sistema de dos masas con coeficientes de amortiguación y rigidez, este modelo está dado por las ecuaciones:

$$J_r \dot{\omega}_r(t) = T_r(t) + \frac{B_{dt}}{N_g} \omega_g(t) - K_{dt} \theta_{\Delta}(t) - (B_{dt} + B_r) \omega_r(t) \quad [Nm] \quad (2-5)$$

$$J_g \dot{\omega}_g(t) = \frac{K_{dt}}{N_g} \theta_{\Delta}(t) + \frac{B_{dt}}{N_g} \omega_r(t) - \left( \frac{B_{dt}}{N_g^2} + B_g \right) \omega_g(t) - T_g(t) \quad [Nm] \quad (2-6)$$

$$\dot{\theta}_{\Delta}(t) = \omega_r(t) - \frac{1}{N_g} \omega_g(t) \quad [rad/s] \quad (2-7)$$

donde  $J_r$  y  $J_g$  son las inercias de los ejes de baja y alta velocidad respectivamente,  $\omega_r(t)$  y  $\omega_g(t)$  son las velocidades angulares del rotor y del generador,  $T_r(t)$  está dado por la ecuación (2-2),  $B_{dt}$  es la amortiguación de torsión,  $N_g$  es la relación de transmisión de los engranes,  $K_{dt}$  es la rigidez de torsión,  $\theta_{\Delta}(t)$  es el ángulo de torsión y  $B_r$  y  $B_g$  son los coeficientes de fricción del rotor y del generador [Aho et al., 2013].

## 2.3. Modelo de posición angular de las aspas

El sistema angular de las aspas está controlado por un actuador hidráulico, el cual puede ser modelado como una planta de segundo orden con una relación de amortiguamiento  $\zeta$  y una frecuencia natural  $\omega_n$  que dependen del sistema en específico y de  $\beta_{ref}$  que es el ángulo de referencia [Christoffer Sloth, 2011].

$$\ddot{\beta}(t) = -2\zeta\omega_n\dot{\beta}(t) - \omega_n^2\beta(t) + \omega_n^2\beta_{ref}(t) \quad [^\circ/s^2] \quad (2-8)$$

## 2.4. Modelo del generador

El generador de la turbina puede ser modelado como un sistema de primer orden y esta dado por:

$$\dot{T}_g(t) = -\frac{1}{\tau_g} T_g(t) + \frac{1}{\tau_g} T_{g,ref}(t) \quad [Nm/s] \quad (2-9)$$

donde  $\tau_g$  es una constante de tiempo,  $T_g$  es el par del generador y  $T_{g,ref}$  es el par de referencia del generador.

$$P_g(t) = \eta_g \omega_g(t) T_g(t) [W] \quad (2-10)$$

Para calcular la potencia generada se debe tener en cuenta que  $\eta_g$  es la eficiencia de la turbina y  $\omega_g$  es la velocidad del generador [Georg, 2015].

## 2.5. Modelo del controlador estándar en FAST

Con el avance tecnológico de las turbinas eólicas ha sido necesario crear herramientas que ayuden a analizar dichos sistemas y adicional a esto sirvan para simular controladores antes de su implementación; una de estas herramientas es el código FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence), el cual es un simulador aeorelástico que puede predecir por simulación cargas de fatiga en una gran variedad de turbinas eólicas de eje horizontal entre ellas la turbina de 5MW [Gutiérrez, 2011]. Dentro del código del FAST se encuentra el FAST2 que es el código para turbinas de 2 aspas, el FAST3 que es para turbinas de 3 aspas y el AeroDyn que contiene subrutinas aerodinámicas para dichas turbinas; esta herramienta está diseñada para ser compatible con Matlab, Simulink y Adams para así poder realizar el análisis completo de cada aerogenerador [Jason M. Jonkman, 2005]; en la figura 2-3 se observa el entorno en simulink del FAST dónde se encuentra el modelo aproximado de la turbina eólica y sus entradas de control.

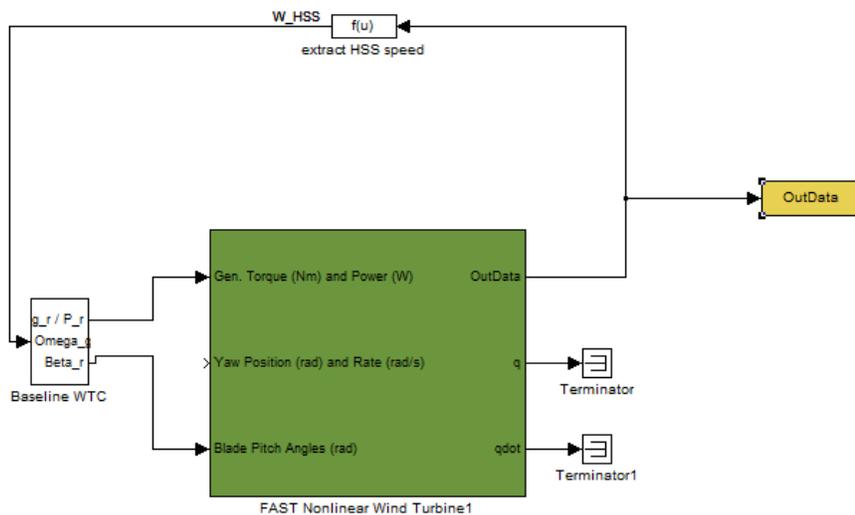


Figura 2-3: Entorno del FAST en simulink.

Dentro del FAST se implementan dos controladores básicos pero muy eficientes para cada región de operación, donde la función de la tercer ley de control es amortiguar el cambio

entre regiones [J. Jonkman and Scott, 2009], para dar un cambio amortiguado crean una sub-región llamada la región 2.5 la cual abarca una pequeña parte al final de la región 2 y cambia el sistema de control para darle una transición suave entre la región 3 y la región 2, el problema de utilizar esta subregión de operación es que al no tener una dinámica aparente, genera mayor potencia adquirida pero también aumentan las vibraciones en las aspas. Para la región 2 el controlador encargado de mantener al máximo la captura de energía es:

$$T_2 = K\omega_{hss}^2 [Nm] \quad (2-11)$$

donde  $T_2$  es el par aplicado al generador cuando este control está activo y  $\omega_{hss}$  es la velocidad del eje de alta velocidad por sus siglas en ingles (High Speed Shaft) y está dada en  $[rpm]$ ; teniendo en cuenta que el coeficiente de potencia máximo para una velocidad de viento de  $8m/s$  es  $C_p = 0,482$  con los parámetros de ángulo de las aspas en  $0^\circ$  y de relación de velocidad de punta del rotor en 7,55 además de la relación de transmisión 97 : 1 da como resultado la constante de proporcionalidad óptima  $K = 0,025576386 [Nm/rpm^2]$  [J. Jonkman and Scott, 2009]. Para la región 2.5 el controlador utilizado es:

$$T_{2,5} = m_{2,5}\omega_{hss} + c_{2,5} [Nm] \quad (2-12)$$

donde  $T_{2,5}$  es el par aplicado al generador cuando el sistema de control está cambiando de la región 2 a la región 3,  $m_{2,5} = 412,076 [Nm/rpm]$  y  $c_{2,5} = -435288,3165 [Nm]$ , estos valores dan como resultado del porcentaje de deslizamiento del generador de 10% cómo se muestra en [H.J.T. Kooijman, 2003]; por último el controlador utilizado para la región 3 es:

$$T_3 = \frac{30}{\pi} \frac{P0}{\omega_{hss}} [Nm] \quad (2-13)$$

$$\theta = \omega_{hss}K_pN_g + K_i \int_0^t N_g\omega_{hss}dt [^\circ] \quad (2-14)$$

dónde  $T_3$  es el par aplicado al generador cuando este control está activo,  $P0 = \frac{5 \cdot 10^6}{0,944} [W]$ ,  $K_p = \frac{0,01882861}{9,5492966}$ ,  $K_i = \frac{0,008068634}{9,5492966}$  y  $\theta$  es el ángulo de las aspas. Para esta última región el par del generador está dado por la relación entre la potencia óptima de la turbina ( $P0$ ) y la velocidad del generador no obstante el código FAST ofrece la opción de dejar  $T_g = 43093,55 [Nm]$  constante para que sólo actúe el control de las aspas. Las constantes del control PI  $K_p$  y  $K_i$  están dadas por las ecuaciones (2-15) y (2-16)

$$K_p = \frac{2(J_r + N_g^2 J_g)\Omega_0 \zeta_\varphi \omega_{\varphi n}}{N_g \left(-\frac{\partial P}{\partial \theta}\right)} \quad (2-15)$$

$$K_i = \frac{(J_r + N_g^2 J_g)\Omega_0 \omega_{\varphi n}^2}{N_g \left(-\frac{\partial P}{\partial \theta}\right)} \quad (2-16)$$

dónde  $\Omega_0$  es la velocidad de rotación nominal del rotor,  $\zeta_\varphi = 0,6$  to  $0,7$  es el coeficiente de amortiguación deseada,  $\omega_{\varphi n} = 0,6$  [rad/s] es la frecuencia natural deseada y  $\frac{\partial P}{\partial \theta}$  es una propiedad aerodinámica del rotor que se encuentra ya establecida en tablas y depende de la velocidad del viento, la velocidad del rotor y el ángulo de las aspas [J. Jonkman and Scott, 2009].

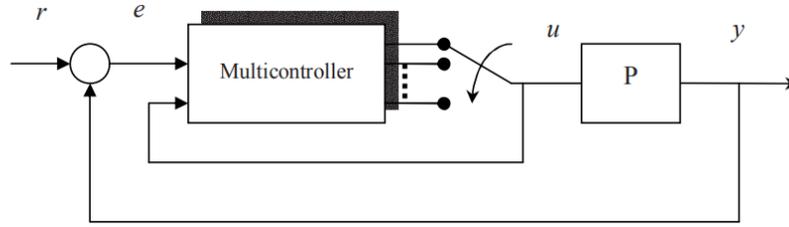
## 3 Diseño del sistema de control

### 3.1. Introducción al control por Bumpless transfer

Con el avance en las investigaciones sobre los sistemas de control en plantas cada vez más complejas y avanzadas se generó el problema de que en varias ocasiones es necesario implementar más de un sistema de control debido a que un sólo controlador no puede cumplir todos los requerimientos del sistema o no abarca toda la zona de operación en plantas no lineales; dado ésto se originó un nuevo enfoque de control llamado Switching control el cuál intenta suavizar los cambios físicos en las plantas al realizar el cambio entre controladores [S. F. Graebe, 1993].

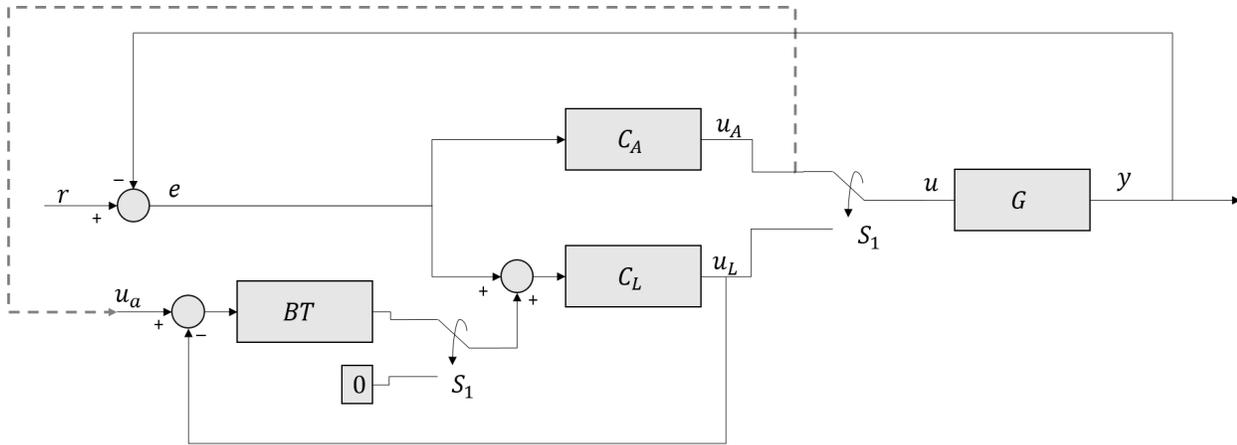
Dentro del Switching control existen varios métodos para realizar el cambio entre controladores de una forma amortiguada tales como el control por modos deslizantes (SMC), el control  $H_\infty$  y el Bumpless transfer, entre los más importantes [Liberzon, 2003]. Se escoge este último como centro de esta investigación ya que entre los demás es el más sencillo en su implementación y uno de los más efectivos en su labor.

El enfoque del BT (Bumpless Transfer) por sus siglas en inglés inicialmente estaba diseñado para hacer una transferencia 'sin baches' o suave entre un control manual y uno automático al realizar un cambio instantáneo entre ellos. Hoy en día es utilizado para realizar cambios amortiguados entre dos o más controles automáticos como lo muestra la figura **3-1** [Joseph-Julien Yamé, 2004]; los métodos de control utilizados en este enfoque van desde métodos clásicos como lo son el PID (Proporcional Integral Derivativo) hasta métodos modernos como controladores óptimos [Levine, 2010].



**Figura 3-1:** Representación de un esquema con múltiples controles en lazo cerrado.

Este método de control consiste como se muestra en la figura 3-2 en que mientras que  $C_L$  ( $u_L$ ) está inactivo,  $BT$  debe tomar como referencia la señal de  $C_A$  ( $u_A$ ) que está activo; durante el tiempo que  $C_L$  esté inactivo, este recibe el error ( $e$ ) como una perturbación en su entrada. En el instante en que el interruptor ( $S_1$ ) es activado se realiza el cambio de controlador,  $BT$  se desactiva y  $C_L$  que ahora es el control activo tiene como única entrada el error ( $e$ ) [Youbin Peng and Hanus, 1996]; las ecuaciones (3-1) y (3-2) muestran las dinámicas de lazo cerrado del controlador activo y del inactivo.



**Figura 3-2:** Esquema convencional del Bumpless Transfer unidireccional.

$$y = \frac{C_A G}{1 + C_A G} r \quad (3-1)$$

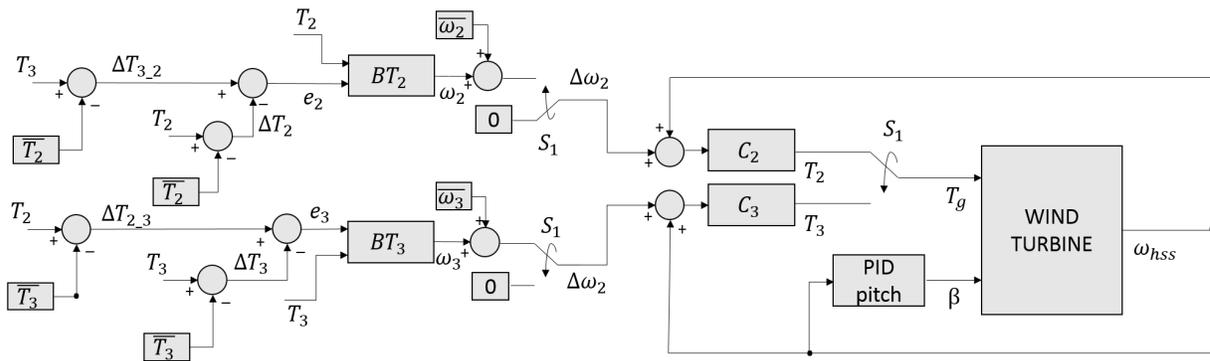
$$u_L = \frac{C_L B T}{1 + C_L B T} u_A + \frac{C_L}{1 + C_L B T} e \quad (3-2)$$

El esquema de Bumpless transfer unidireccional explicado anteriormente se puede utilizar para sistemas con un control automático y uno manual donde el controlador activo es tomado

como el manual y el controlador automático tiene a este como referencia durante el tiempo que está inactivo. Para sistemas con dos controladores automáticos se debe implementar un sistema de Bumpless Transfer bidireccional el cuál se diseña con la misma estructura y la misma dinámica de lazo cerrado de  $C_L$  para los dos controladores.

## 3.2. Diseño del controlador propuesto

Para resolver el problema de la transición suave entre los controladores de la turbina eólica se propone un sistema de control por realimentación de estados con modelo interno con el enfoque del Bumpless Transfer bidireccional sintonizado con LQR. La figura 3-3 muestra el esquema de control propuesto, de esta forma se pretende amortiguar la transición entre regiones de operación y así reducir vibraciones en la turbina.



**Figura 3-3:** Esquema de control con Bumpless Transfer bidireccional en la turbina eólica.

Dentro del esquema  $C_2$  y  $C_3$  son los controles de par de generador ( $T_g$ ) del código FAST para las regiones de operación 2 y 3 respectivamente cuyas salidas son  $T_2$  y  $T_3$ ,  $PID\ pitch$  es el control de posición angular de las aspas ( $\beta$ );  $S_1$  es la señal que indica la región en que está trabajando la turbina; los valores de  $\bar{\omega}_2$ ,  $\bar{\omega}_3$ ,  $\bar{T}_2$  y  $\bar{T}_3$  están definidos por la linealización de los controles 2 y 3 que se explica más adelante en el capítulo. Cabe aclarar que cuando los interruptores ( $S_1$ ) están situados en '0' esto quiere decir que el BT está desactivado, por último los bloques  $BT_2$  y  $BT_3$  están representados en los sub-sistemas de las figuras 3-4 y 3-5.

### 3.2.1. Diseño del controlador para la transición de región 2 a región 3

Teniendo en cuenta que los controladores presentados en el capítulo anterior son considerados no lineales antes de diseñar un controlador Bumpless es necesario realizar la linealización de cada uno de ellos para así poder desarrollar el control de una forma correcta, para esto se utilizó el método de las series de Taylor de primer orden dado por la ecuación (3-3) [Foy, 1976].

$$f(x) = f(x_0) + f'(x_0)(x - x_0) + \frac{f''(x_0)}{2!}(x - x_0)^2 + \dots + \frac{f^k(x_0)}{k!}(x - x_0)^k \quad (3-3)$$

Teniendo como  $f(x)$  el control de la región 2 del código FAST se reemplaza en la ecuación (3-3) y se obtiene

$$T_2 = K\bar{\omega}_2^2 + \frac{dT_2}{d\omega_2}\bigg|_{\omega_2=\bar{\omega}_2}(\omega_2 - \bar{\omega}_2), \quad (3-4)$$

donde  $\omega_2$  es la entrada de referencia del control; al resolver la derivada de la ecuación anterior da como resultado

$$T_2 = K\bar{\omega}_2^2 + (2K\bar{\omega}_2)(\omega_2 - \bar{\omega}_2) \quad (3-5)$$

donde  $\bar{\omega}_2 = 1161$  [rpm] debido a que en este punto es donde se realiza el cambio de región de operación, es decir, es la zona de trabajo que se tiene en cuenta para el cambio de control, reemplazando los valores de la ecuación (2-11) en (3-5) se obtiene

$$T_2 = \underbrace{34474,947}_{\bar{T}_2} + (59,38836829)(\omega_2 - \bar{\omega}_2), \quad (3-6)$$

teniendo en cuenta que  $\Delta T_2 = T_2 - \bar{T}_2$  y  $\Delta\omega_2 = \omega_2 - \bar{\omega}_2$  da como resultado

$$\frac{\Delta T_2}{\Delta\omega_2} = 59,38836829 \quad (3-7)$$

debido a que al linealizar el control se obtiene una constante es necesario agregarle una dinámica lenta que no afecte los polos dominantes del sistema para que ayude a realizar transiciones más controladas. Esta dinámica está representada por

$$F(s) = \frac{0,8}{s + 0,8} \quad (3-8)$$

uniendo (3-7) y (3-8) da como resultado

$$C_2(s) = \frac{47,5106946}{s + 0,8}. \quad (3-9)$$

De la ecuación 3-9 se obtiene una representación en espacio de estados de la forma

$$\dot{x}_{C_2} = A_{C_2}x_{C_2} + B_{C_2}\Delta\omega_2 \quad (3-10)$$

$$\Delta T_2 = C_{C_2}x_{C_2} + D_{C_2}\Delta\omega_2 \quad (3-11)$$

donde  $A_{C_2} = [ -0,8 ]$ ,  $B_{C_2} = [ 47,5106946 ]$ ,  $C_{C_2} = [ 1 ]$  y  $D_{C_2} = [ 0 ]$ . Para diseñar el controlador se plantea un sistema de control por realimentación de estados con modelo interno [Francis and Wonham, 1976] el cual es sintonizado por el método de regulación cuadrática lineal (LQR); el modelo interno del controlador cuenta con una doble acción integral con el fin de seguir y rechazar señales tipo rampa. Las ecuaciones (3-12) y (3-13) muestran la representación en espacio de estados del modelo interno del controlador

$$\dot{x}_{im2} = A_{im2}x_{im2} + B_{im2}e_2 \quad (3-12)$$

$$y_{im2} = C_{im2}x_{im2} + D_{im2}e_2 \quad (3-13)$$

donde  $A_{im2} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$ ,  $B_{im2} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix}$ ,  $C_{im2} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$ ,  $D_{im2} = [ 0 ]$  y  $e_2 = \Delta T_{3,2} - \Delta T_2$ ; para obtener la dinámica de lazo cerrado es necesario tener el modelo aumentado del sistema, para esto se obtiene la siguiente matriz aumentada

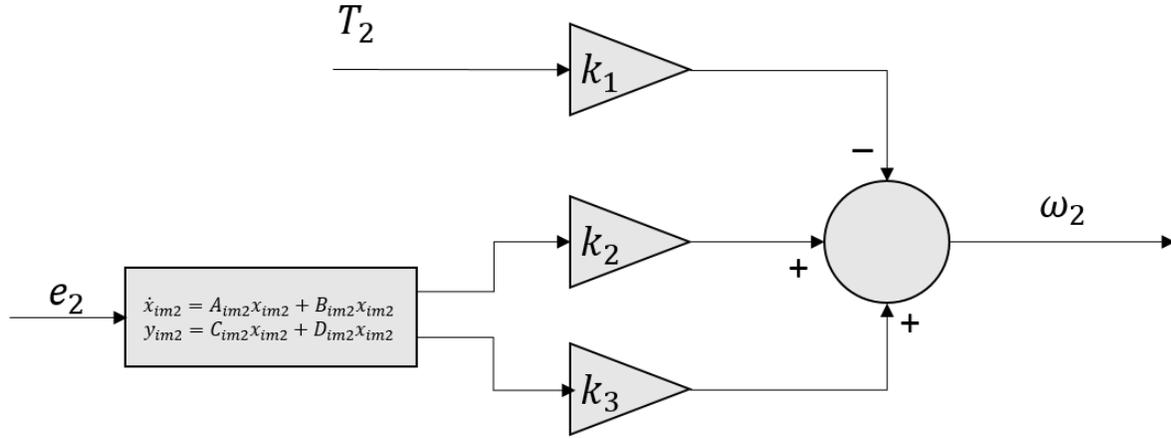
$$\begin{bmatrix} \dot{x}_{C_2} \\ \dot{x}_{im2} \end{bmatrix} = A_{A2} \begin{bmatrix} x_{C_2} \\ x_{im2} \end{bmatrix} + B_{A2} \begin{bmatrix} \Delta\omega_2 & e_2 \end{bmatrix} ; \quad (3-14)$$

donde  $A_{A2} = \begin{bmatrix} A_{C_2} & 0 \\ -B_{im2}C_{C_2} & A_{im2} \end{bmatrix}$ ,  $B_{A2} = \begin{bmatrix} B_{C_2} \\ B_{im2} \end{bmatrix}$  cuya ley de control está dada por

$$\omega_2 = -K_{C_2} \begin{bmatrix} x_{C_2} \\ x_{im2} \end{bmatrix} \quad (3-15)$$

se debe tener en cuenta que  $K_{C_2} = [ k_1 \quad -k_2 \quad -k_3 ]$  debido a la dinámica de lazo cerrado (3-16) y a la representación del sub-sistema de la figura **3-4**.

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_{C_2} \\ \dot{x}_{im2} \end{bmatrix} = (A_{A2} - B_{A2}K_{C_2}) \begin{bmatrix} x_{C_2} \\ x_{im2} \end{bmatrix} + B_{A2} \begin{bmatrix} \Delta\omega_2 & e_2 \end{bmatrix} \quad (3-16)$$



**Figura 3-4:** Esquema del subsistema del BT en la región 2.

La sintonización del control es considerada por LQR ya que sirve para minimizar la energía del sistema y de la señal de control [León, 2017], esta minimización está dada por la función

$$J = \frac{1}{2} \int_0^{\infty} (x'_{A2} Q_{C2} x_{A2} + \omega'_2 R_{C2} \omega_2) dt \quad (3-17)$$

donde  $Q_{C2}$  y  $R_{C2}$  son matrices de peso positivas que su orden depende del numero de variables de estado del sistema en lazo cerrado y de sus salidas respectivamente;  $x_{A2} = \begin{bmatrix} x_{C2} \\ x_{im2} \end{bmatrix}$  y  $K_{C2}$  es un vector que está dado por la ecuación (3-18) [Cruz, 2012];

$$K_{C2} = R_{C2}^{-1} B'_{A2} P_{C2} \quad (3-18)$$

$$P_{C2} A_{A2} + A'_{A2} P_{C2} + Q_{C2} - P_{C2} B_{A2} R_{C2}^{-1} B'_{A2} P_{C2} = 0 \quad (3-19)$$

donde  $P_{C2}$  es la solución positiva única para la ecuación algebraica de Riccati teniendo en

cuenta los valores de  $Q_{C2} = \begin{bmatrix} 0,01 & 0 & 0 \\ 0 & 0,001 & 0 \\ 0 & 0 & 80,0 \end{bmatrix}$  y  $R_{C2} = [9000]$ ; los pesos de las matrices

$Q_{C2}$  y  $R_{C2}$  dependen de los requerimientos del control.

### 3.2.2. Diseño del controlador para la transición de región 3 a región 2

Para esta sección se tuvo en cuenta el mismo controlador que en la sección anterior dado por un sistema de control por realimentación de estados con modelo interno y sintonizado por el método óptimo de LQR, donde el modelo interno del controlador cuenta con doble acción

integral. Igual que la sección anterior es necesario realizar la linealización del control para la región 3 del código FAST (2-13) por medio del método de las series de Taylor de primer orden antes de proseguir con el diseño; reemplazando el modelo de control de la región 3 en la ecuación (3-3) se obtiene

$$T_3 = \frac{30 P0}{\pi \bar{\omega}_3} + \left. \frac{dT_3}{d\omega_3} \right|_{\omega_3=\bar{\omega}_3} (\omega_3 - \bar{\omega}_3) . \quad (3-20)$$

Donde  $\omega_3$  es la entrada de referencia del control; al resolver la derivada de la ecuación anterior da como resultado

$$T_3 = \frac{30 P0}{\pi \bar{\omega}_3} - \left( \frac{30 P0}{\pi \bar{\omega}_3^2} \right) (\omega_3 - \bar{\omega}_3) \quad (3-21)$$

donde  $\bar{\omega}_3 = 1165 [rpm]$  debido a que como se mencionó anteriormente esta es la zona donde se va a cambiar de región, reemplazando los valores de la ecuación (2-13) en (3-21) se obtiene

$$T_3 = \underbrace{43415,36601}_{\bar{T}_3} - 37,2664085(\omega_3 - \bar{\omega}_3) , \quad (3-22)$$

teniendo en cuenta que  $\Delta T_3 = T_3 - \bar{T}_3$  y  $\Delta \omega_3 = \omega_3 - \bar{\omega}_3$  da como resultado

$$\frac{\Delta T_3}{\Delta \omega_3} = -37,2664085 \quad (3-23)$$

debido a que igual que en la sección anterior la linealización da como resultado una constante es necesario agregarle una dinámica lenta que ayude a realizar transiciones más lentas sin afectar los polos dominantes del sistema, para esto se toma el filtro (3-8) utilizado anteriormente; uniendo este filtro con la función de transferencia obtenida (3-23) da como resultado

$$C_3(s) = \frac{-29,813126}{s + 0,8} \quad (3-24)$$

de la cual se obtiene una representación de espacio de estados de la forma

$$\dot{x}_{C_3} = A_{C_3}x_{C_3} + B_{C_3}\Delta\omega_3 \quad (3-25)$$

$$\Delta T_3 = C_{C_3}x_{C_3} + D_{C_3}\omega_3 \quad (3-26)$$

donde  $A_{C_3} = [ -0,8 ]$ ,  $B_{C_3} = [ -29,813126 ]$ ,  $C_{C_3} = [ 1 ]$  y  $D_{C_3} = [ 0 ]$ . Para el modelo interno del control también se implementó una doble acción integral y está dada por

$$\dot{x}_{im3} = A_{im3}x_{im3} + B_{im3}e_3 \quad (3-27)$$

$$y_{im3} = C_{im3}x_{im3} + D_{im3}e_3 \quad (3-28)$$

donde  $A_{im3} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$ ,  $B_{im3} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix}$ ,  $C_{im3} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$ ,  $D_{im3} = [0]$  y  $e_3 = \Delta T_{2,3} - \Delta T_3$ . Para obtener la dinámica de lazo cerrado del sistema es necesario tener el modelo aumentado del sistema para ésto se obtiene la siguiente matriz aumentada

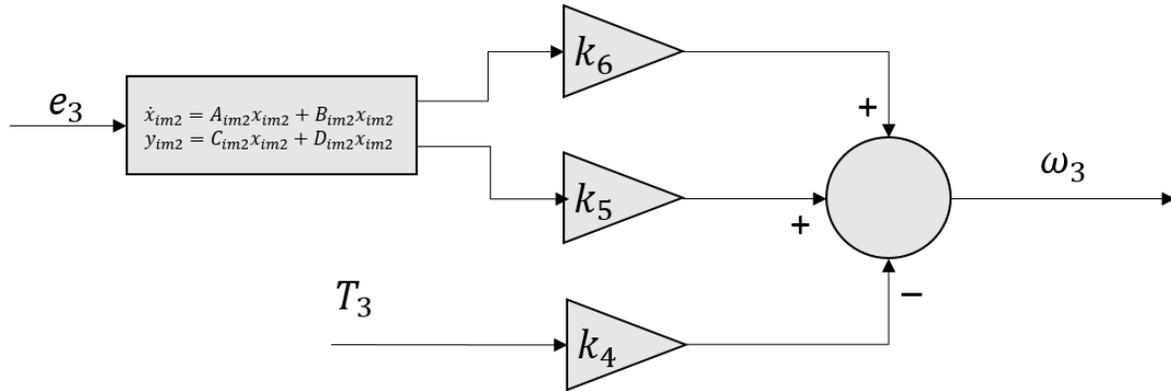
$$\begin{bmatrix} \dot{x}_{C_3} \\ \dot{x}_{im3} \end{bmatrix} = A_{A3} \begin{bmatrix} x_{C_3} \\ x_{im3} \end{bmatrix} + B_{A3} \begin{bmatrix} \Delta\omega_3 \\ e_3 \end{bmatrix} \quad (3-29)$$

donde  $A_{A3} = \begin{bmatrix} A_{C_3} & 0 \\ -B_{im3}C_{C_3} & A_{im3} \end{bmatrix}$ ,  $B_{A3} = \begin{bmatrix} B_{C_3} \\ B_{im3} \end{bmatrix}$  cuya ley de control está dada por

$$\omega_3 = -K_{C_3} \begin{bmatrix} x_{C_3} \\ x_{im3} \end{bmatrix}; \quad (3-30)$$

se debe tener en cuenta que  $K_{C_3} = [k_4 \quad -k_5 \quad -k_6]$  debido a la dinámica de lazo cerrado (3-31) y a la representación del sub-sistema de la figura 3-5.

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_{C_3} \\ \dot{x}_{im3} \end{bmatrix} = (A_{A3} - B_{A3}K_{C_3}) \begin{bmatrix} x_{C_3} \\ x_{im3} \end{bmatrix} + B_{A3} \begin{bmatrix} \Delta\omega_3 \\ e_3 \end{bmatrix} \quad (3-31)$$

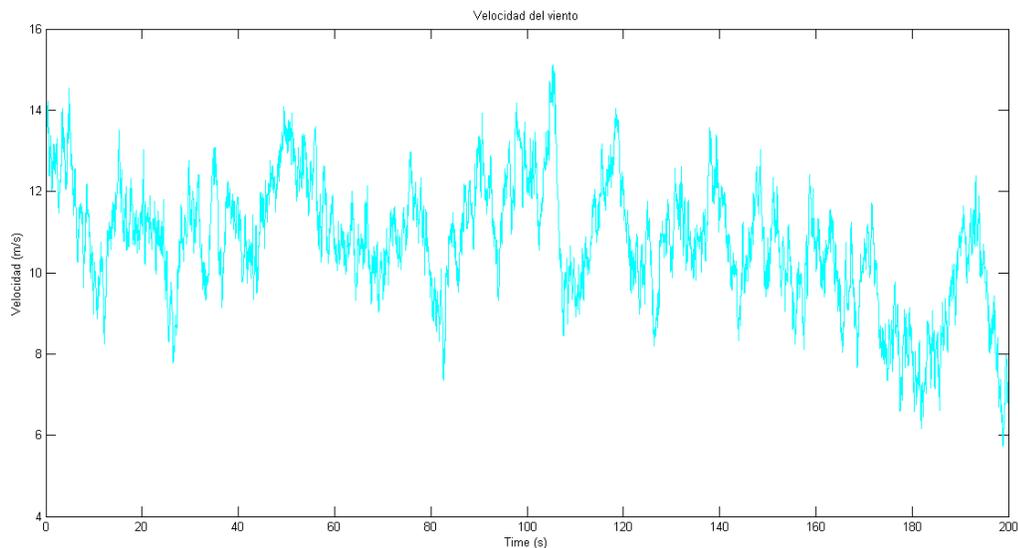


**Figura 3-5:** Esquema del subsistema del BT en la región 3.

Para la sintonización del control por LQR se tienen en cuenta las mismas ecuaciones (3-17), (3-18) y (3-19) con valores de  $Q = \begin{bmatrix} 1,0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,0 & 0 \\ 0 & 0 & 9000,0 \end{bmatrix}$  y  $R = [900]$  para las matrices de peso.

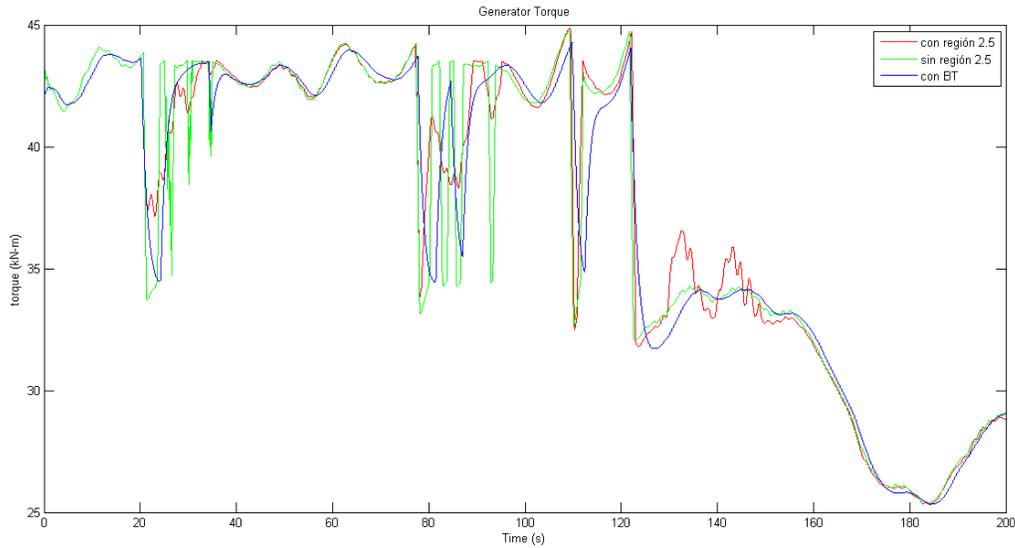
## 4 Resultados experimentales y análisis

Para la implementación del sistema de control propuesto dentro del código FAST se tuvo como entrada una señal de viento turbulento cuya velocidad oscila entre 8 y 14 m/s cómo se ve en la figura 4-1. Esta señal de viento turbulento fue configurada para que la turbina eólica cambie de región de operación en varios puntos de la simulación; adicional a esto se realizaron pruebas con el control planteado (BT), el control del código FAST con región 2 y 3 y el control del código FAST con la adición de la región 2.5.



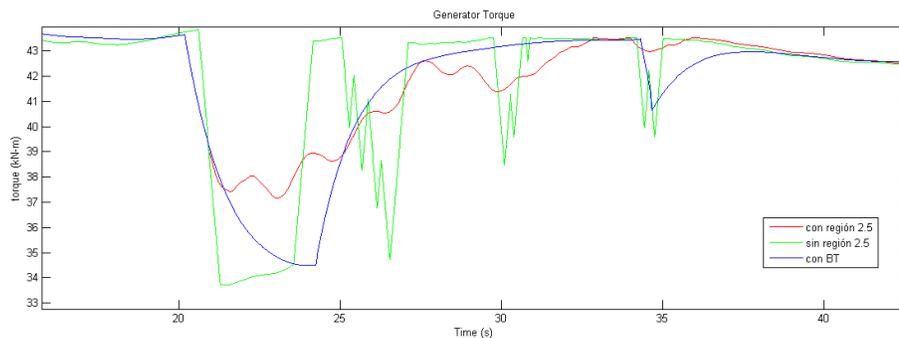
**Figura 4-1:** Velocidad del viento.

Al realizar la simulación con el perfil de viento definido anteriormente se puede observar cómo se comporta el par del generador en la figura 4-2 dónde se ve que el controlador propuesto tiene una señal amortiguada con respecto a los otros controladores.

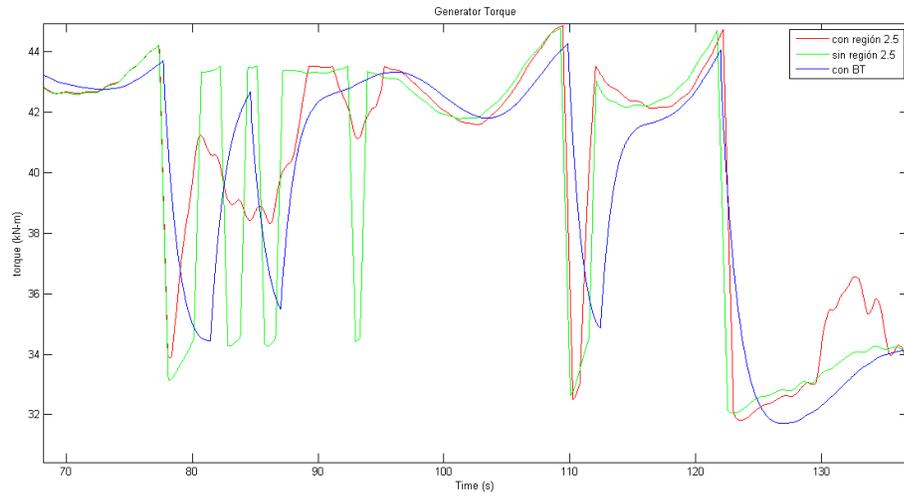


**Figura 4-2:** Par del generador.

Las figuras 4-3 y 4-4 detallan el par del generador entre los segundos 20 al 40 y 70 al 130 respectivamente dónde se puede observar de manera más detallada como la señal verde (control del FAST sin región 2.5) presenta varios cambios de par muy bruscos, la señal roja (control del FAST con región 2.5) muestra una señal mucho más filtrada y amortiguada que la anterior pero sigue teniendo variaciones bruscas; por último la señal azul (Bumpless Transfer) presenta una transición completamente amortiguada sin variaciones bruscas.

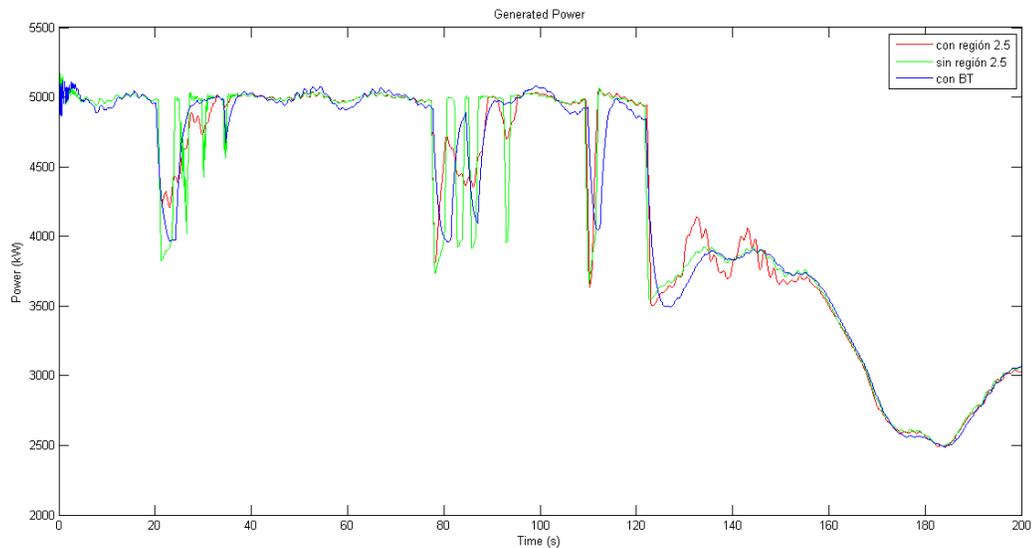


**Figura 4-3:** Par del generador del segundo 20 al 40.



**Figura 4-4:** Par del generador del segundo 70 al 130.

Al analizar la potencia del generador se observa cómo la señal del controlador planteado (azul) tiene cambios mucho más suaves y en varios casos con menos oscilaciones con respecto a las otras señales ayudando a tener una potencia con menor variación alrededor de la referencia como se observa en la figura 4-5. En la tabla 4-1 se muestra la potencia total generada por la turbina eólica y la desviación estándar de la potencia con respecto a los 3 sistemas de control.

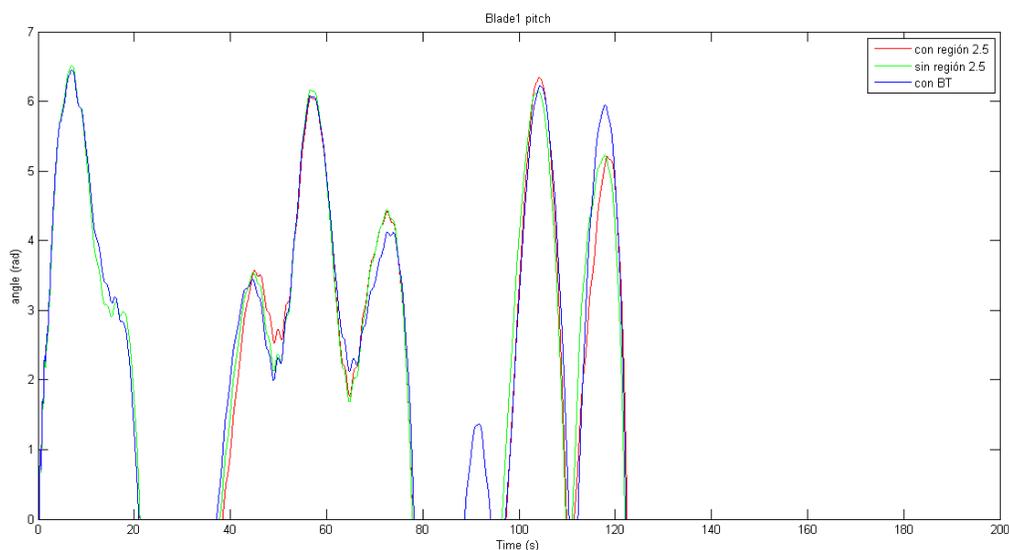


**Figura 4-5:** Potencia del generador.

Sistema de control	Potencia total [kW]	Desviación estándar [kW]
con región 2.5	853433.8068	865.89
sin región 2.5	852263.7548	870.18
BT	853769.2399	863.2

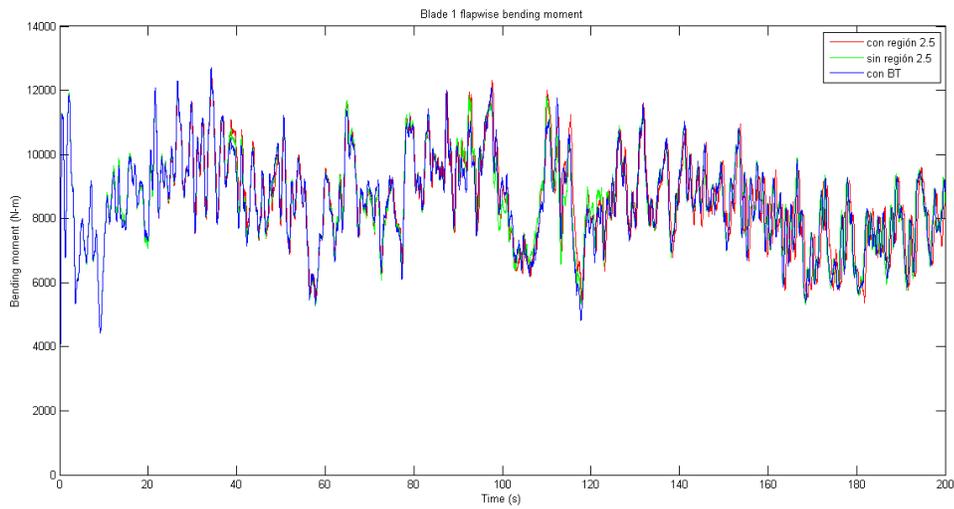
**Tabla 4-1:** Desviación estándar y potencia total del generador.

En la figura 4-6 se observa la variación del ángulo de las aspas donde se puede identificar como la estrategia de control propuesta afecta muy poco la señal de control de estas y como se ve entre los segundos 90 y 100 el control está ayudando a que la turbina esté más tiempo en la región 3 es decir la turbina permanece más tiempo en su potencia nominal.



**Figura 4-6:** Posición angular de las aspas.

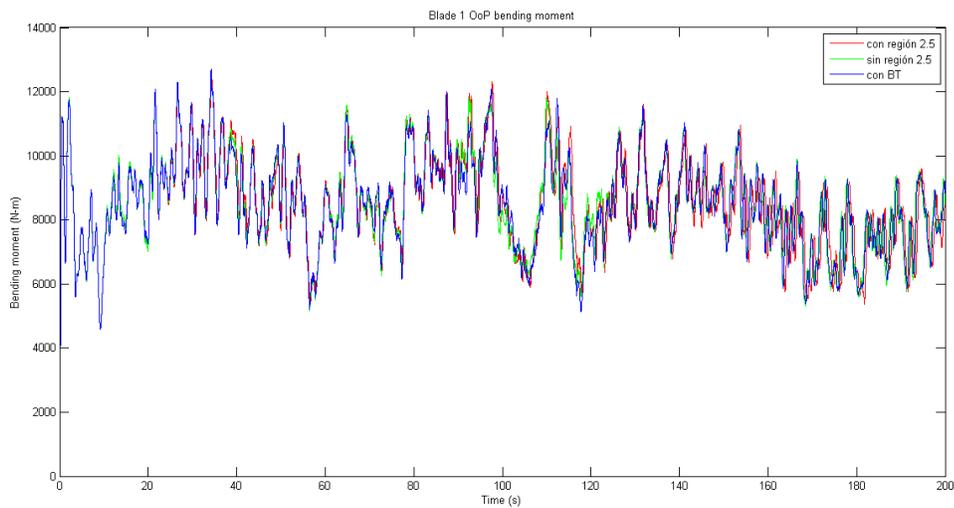
Por otro lado las figuras 4-7 y 4-8 detallan los momentos de flexión de las aspas de la turbina eólica. En estas respuestas se puede observar inicialmente que todas las señales son iguales debido a que la turbina inicia en la región de operación 2; después de comenzar a cambiar de región se ve como los momentos de flexión se reducen en las zonas de cambio de región de operación, esta reducción es de forma leve pero con el paso del tiempo van ayudando a prolongar la vida útil de la turbina. En las tablas 4-2 y 4-3 se muestra la desviación estándar en el momento de flexión 'flapwise' y el momento de flexión 'OoP' (Out of Plane) donde se observa una menor desviación con el sistema de control propuesto.



**Figura 4-7:** Momento de flexión 'flapwise' en las aspas.

Sistema de control	Desviación estándar [N-m]
con región 2.5	1440.2
sin región 2.5	1422.4
BT	1420

**Tabla 4-2:** Desviación estándar del momento de flexión 'flapwise' en las aspas.

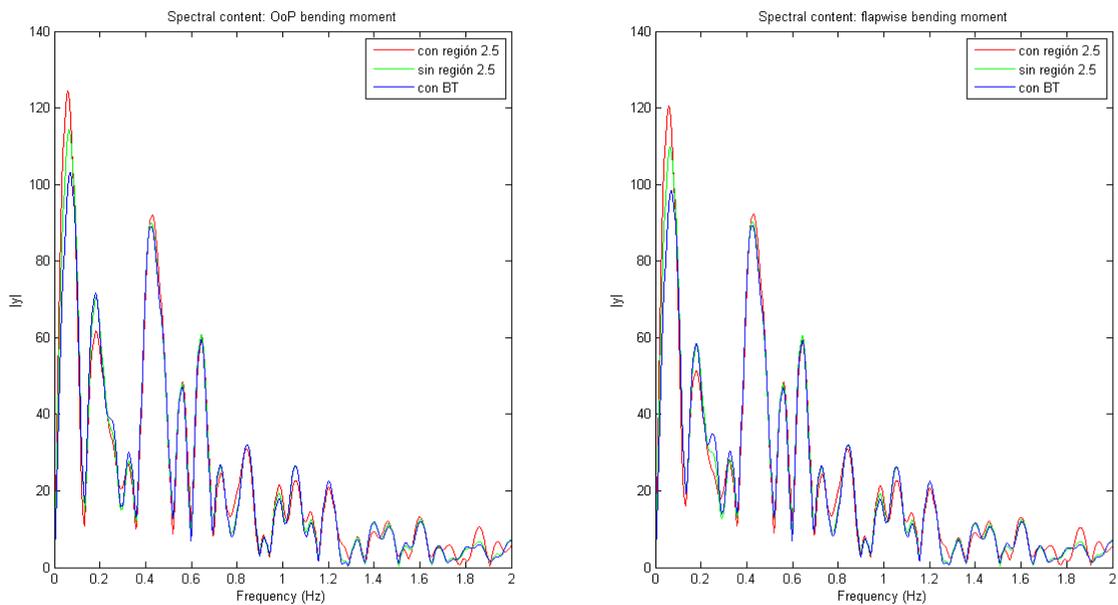


**Figura 4-8:** Momento de flexión 'OoP' en las aspas.

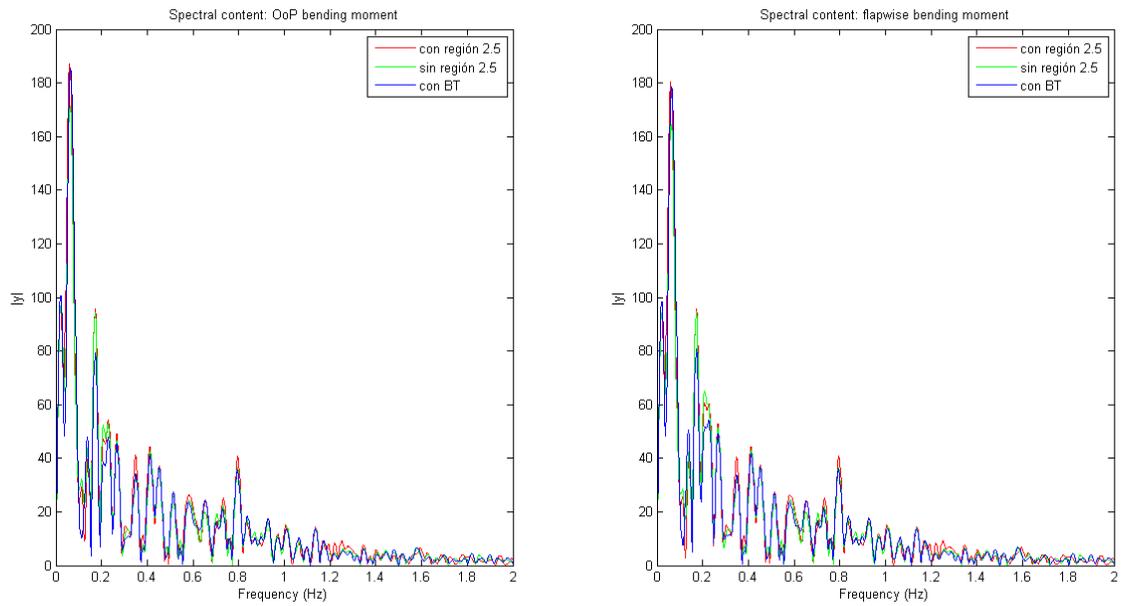
Sistema de control	Desviación estándar [N-m]
con región 2.5	1436.7
sin región 2.5	1419
BT	1415

**Tabla 4-3:** Desviación estándar del momento de flexión 'OoP' en las aspas.

Al descomponer por Fourier las señales de los momentos de flexión entre los segundo 20 al 40 y 70 al 130, es notorio que los armónicos principales (considerados los más cercanos al eje '0') de la señal de control propuesta son iguales o inferiores a las señales de los controles estandar.



**Figura 4-9:** Analisis por Fourier de las vibraciones de las aspas del segundo 20 al 40.



**Figura 4-10:** Analisis por Fourier de las vibraciones de las aspas del segundo 70 al 130.



## 5 Conclusiones

Para este documento se planteó diseñar un sistema de control con el enfoque del Bumpless Transfer el cual debe realizar la transición entre las regiones de operación de una turbina eólica de eje horizontal de una forma suave y amortiguada para lograr reducir vibraciones en las aspas y prolongar la vida útil de la turbina; este controlador fue diseñado mediante un esquema de control por realimentación de estados y usa un modelo interno sintonizado por el método de control óptimo LQR.

Como se observó anteriormente, el controlador propuesto cumple a cabalidad con el objetivo de mejorar la transición entre los controladores estándar que actúan sobre las regiones de operación 2 y 3 de la turbina eólica, dando como resultado una reducción en los momentos de flexión sobre las aspas y un mejor aprovechamiento de la energía en la potencia del generador. No obstante, para futuros diseños se pretende aplicar la misma estrategia de control pero reforzándola con controladores más robustos y funcionales, aplicando diferentes estrategias de control como pueden ser controladores no lineales o adaptativos enfocados hacia el rechazo activo de perturbaciones (ADR).



# Bibliografía

- [Aho et al., 2013] Aho, J., Pao, L., and Hauser, J. (2013). Optimal trajectory tracking control for wind turbines during operating region transitions. In *American Control Conference (ACC), 2013*, pages 1424–1429. IEEE.
- [Alan D. Wright, 2008] Alan D. Wright, K. A. S. (2008). Designing and testing controls to mitigate dynamic loads in the controls advanced research turbine. *NREL National Renewable Energy Laboratory*.
- [Almonacid and Nahuelhual, 2009] Almonacid, A. and Nahuelhual, L. (2009). Estimación del potencial eólico y costos de producción de energía eólica en la costa de valdivia, sur de chile. *Agro sur*, 37(2).
- [Battista, 2000] Battista, H. D. (2000). *Control de la calidad de potencia en sistemas de conversión de energía eólica*. PhD thesis, Universidad Nacional de la Plata, Argentina.
- [Cemaer, 2015] Cemaer (2015). Energía eólica tipos de turbinas de viento.
- [Chen, 2014] Chen, Q. (2014). Improved wind turbine control strategies for maximizing power output and minimizing power flicker.
- [Christoffer Sloth, 2011] Christoffer Sloth, Thomas Esbensen, J. S. (2011). Robust and fault-tolerant linear parameter-varying control of wind turbines. *Elsevier, Mechatronics*.
- [Cruz, 2012] Cruz, L. M. S. (2012). Bumpless transfer for switched systems. Master's thesis, Pontificia universidad Javeriana.
- [Dan Shen, 2016] Dan Shen, Pardis Khayyer, A. I. S. M. I. (2016). Sliding mode extremum seeking control for maximum power point tracking in wind system. *Energy Systems and Power Electronics Laboratory*.
- [ElHeraldo, 2016] ElHeraldo (2016). Isagén desarrollará tres proyectos de energía eólica en la guajira.
- [Enriquez, 2016] Enriquez, H. C. (2016). *Active Disturbance Rejection Control of Horizontal-Axis Wind Turbines*. PhD thesis, Universidad Nacional de Colombia.

- [Foy, 1976] Foy, W. H. (1976). Position-location solutions by taylor-series estimation. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, (2):187–194.
- [Francis and Wonham, 1976] Francis, B. A. and Wonham, W. M. (1976). The internal model principle of control theory. *Automatica*, 12(5):457–465.
- [Galvani et al., 2016] Galvani, P. A., Sun, F., and Turkoglu, K. (2016). Aerodynamic modeling of nrel 5-mw wind turbine for nonlinear control system design: A case study based on real-time nonlinear receding horizon control. *Aerospace*, 3(3):27.
- [Georg, 2015] Georg, S. (2015). *Fault Diagnosis and Fault-Tolerant Control of Wind Turbines Nonlinear Takagi-Sugeno and Sliding Mode Techniques*. PhD thesis, der Universität Rostock.
- [Gutiérrez, 2011] Gutiérrez, M. F. P. (2011). Modelado y simulación de generadores eólicos.
- [H.J.T. Kooijman, 2003] H.J.T. Kooijman, C. Lindenburg, D. W. E. v. d. H. (2003). Dowec 6 mw pre-design: Aero-elastic modelling of the dowec 6 mw pre-design in phatas. Technical report, DOWEC-F1W2-HJK-01-046/9. página 24.
- [J. Jonkman and Scott, 2009] J. Jonkman, S. Butterfield, W. M. and Scott, G. (2009). Definition of a 5-mw reference wind turbine for offshore system development. Technical report, National Renewable Energy laboratory (NREL).
- [Jason M. Jonkman, 2005] Jason M. Jonkman, M. L. B. J. (2005). Fast users guide. Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- [Johnson et al., 2006] Johnson, K. E., Pao, L. Y., Balas, M. J., and Fingersh, L. J. (2006). Control of variable-speed wind turbines: standard and adaptive techniques for maximizing energy capture. *IEEE control systems*, 26(3):70–81.
- [Joseph-Julien Yamé, 2004] Joseph-Julien Yamé, M. K. (2004). Parameterization of linear controllers for bumpless switching in multi-controller schemes. *AIAA Guidance, Navigation, and Control Conference and Exhibit*.
- [Kaldellis and Zafirakis, 2011] Kaldellis, J. K. and Zafirakis, D. (2011). The wind energy (r) evolution: A short review of a long history. *Renewable Energy*, 36(7).
- [Laks et al., 2012] Laks, J., Pao, L. Y., and Shajjee, S. (2012). Multi-blade coordinate and direct techniques for asymptotic disturbance rejection in wind turbines. In *Decision and Control (CDC), 2012 IEEE 51st Annual Conference on*. IEEE.

- [lanacion.com, 2015] lanacion.com (2015). Brasil inaugura el mayor parque eólico de latinoamérica.
- [León, 2017] León, S. A. T. (2017). Control por rechazo activo de perturbaciones para estabilizar una bicicleta empleando un giroscopio de control de momento de un eje.
- [Levine, 2010] Levine, W. S. (2010). *The Control Systems Handbook: Control System Advanced Methods*. CRC press.
- [Liberzon, 2003] Liberzon, D. (2003). *Switching in Systems and Control*. Springer Science+Business Media, LLC.
- [Moragues and Rapallini, 2003] Moragues, J. and Rapallini, A. (2003). Energía eólica. *Instituto Argentino de la Energía General Mosconi*, page 3.
- [Munteanu et al., 2008] Munteanu, I., Bratcu, A. I., Cutululis, N.-A., and Ceanga, E. (2008). *Optimal Control of Wind Energy Systems. Towards a Global Approach*. Springer-Verlag London Limited.
- [Pao and Johnson, 2009] Pao, L. Y. and Johnson, K. E. (2009). A tutorial on the dynamics and control of wind turbines and wind farms. In *American Control Conference, 2009. ACC'09.*, pages 2076–2089. IEEE.
- [Portafolio, 2009] Portafolio (2009). Energía eólica crece entre el cabo de la vela y puerto bolívar, en la guajira.
- [S. F. Graebe, 1993] S. F. Graebe, A. A. (1993). Dynamic transfer among alternative controllers. *IFAC World Congress, Sydney, Australia*.
- [Thresher et al., 2008] Thresher, R., Robinsion, M., and Veers, P. (2008). Wind energy technology: current status and r&d future. Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO.
- [Wang, 2016] Wang, S. (2016). *Robust LPV Control for Wind Turbines*. PhD thesis, University of Minnesota.
- [Youbin Peng and Hanus, 1996] Youbin Peng, D. V. and Hanus, R. (1996). Anti-windup, bumpless, and conditioned transfer techniques for pid controllers. *IEEE control systems*.