# Facultad de Ingeniería Carrera de Electrónica y Telecomunicaciones

## Sistema de control auto-optimizable (SOC) para maximizar la extracción de potencia y minimizar las cargas en las aspas de un aerogenerador de pequeña escala

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero en Electrónica y Telecomunicaciones

#### Autores:

Gilson Daniel Malo Méndez C.I: 0106721806 danielmalo6@gmail.com Carlos Eduardo Rivas Vásquez C.I: 0105822787 eduardo.rivas95@outlook.com

#### Director:

Dr. Luis Ismael Minchala Ávila C.I: 0301453486

Cuenca, Ecuador

05-Septiembre-2022

#### Resumen

La energía eólica es la tecnología de mayor crecimiento en cuanto a participación en el mercado y eficiencia. Los sistemas de conversión de energía eólica (WECS) transforman la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante una combinación de aerogeneradores o turbinas eólicas (WT) y generadores eléctricos. Existen varias configuraciones posibles de turbinas eólicas y generadores eléctricos, las cuales permiten diferentes enfoques de control para regular la salida de energía de los WECS que son principalmente: control por régimen de pérdida (*stall*) y control del ángulo de paso (*pitch*). En cualquiera de estos casos, se han aplicado con éxito varios enfoques basados en el control clásico y en el control moderno con el único objetivo de mejorar la captación de energía de los WECS, dejando, en la mayoría de los casos, desatendidas otras variables de funcionamiento importantes, como el estrés o esfuerzo mecánico de las aspas.

Este trabajo de investigación propone una metodología de diseño y prueba de un algoritmo de control de auto-optimización (SOC) para maximizar la potencia de salida de un WECS mientras se reduce el estrés mecánico de las aspas del WT. Esta mejora en el funcionamiento del WECS se consigue minimizando una función de costo multiobjetivo que relaciona la potencia de salida y el factor de estrés. El cálculo de la función de costo se realiza utilizando un modelo combinado de los enfoques del momento de los elementos de las aspas (BEM) y de la viga de pared delgada (TWB). Dado que el despliegue del SOC implica un bajo costo computacional debido a una reducción del espacio de optimización a través de una proyección matricial aplicada a un vector de medidas, el diseño de este algoritmo requiere el cálculo off-line de esta matriz de proyección, H. El esquema SOC optimiza el funcionamiento del WECS en presencia de una incertidumbre o perturbación, que se asume como la variación de la velocidad del viento, controlando una combinación de mediciones cuidadosamente elegidas hasta un punto de referencia constante. El rendimiento del WECS cuando funciona con el SOC se compara con un controlador clásico de línea base (BCS) y con un algoritmo de control predictivo (NMPC). Los resultados de la simulación muestran la viabilidad del controlador para el funcionamiento en tiempo real, así como una mejora del funcionamiento en comparación con el controlador de línea base.

**Palabras clave:** SOC. Energía. Viento. WECS. WT. HAWT. SWT. Aerodinámica de las aspas. Fatiga o estrés. Máxima extracción de potencia. Control por *stall*. Control del ángulo *pitch*. MPPT. PMSG. BEM/TWB. Matriz de proyección. Matriz de selección o combinación de medidas.

#### Abstract

Wind energy is the fastest growing technology in market sharing and efficiency. Wind energy conversion systems (WECS) transform kinetic energy from wind to electric energy through a combination of wind turbines (WT) and electrical generators. There are several possible configurations of wind turbines and electric generators, which allow different control approaches to regulate the energy output of WECS that mainly are: stall control, and pitch angle control. For any case, several approaches based on classic control and modern control have been successfully applied to the solely objective of improving the power capture of WECS, while, in most cases, leaving unattended other important operating variables, such as the blades' mechanical stress.

This research work proposes a methodology of design and testing of a self-optimizing control (SOC) algorithm to maximize the power output of a WECS while reducing the mechanical stress of the blades of the WT. This improved operation of the WECS is achieved by minimizing a multi objective cost function that relates the output power and the stress factor. The cost function calculation is performed by using a combined model of the blade element momentum (BEM) and thin wall beam (TWB) approaches. Since the SOC deployment implies low computational cost due to an optimization space reduction via a matrix projection applied to a measurement vector, the design of this algorithm requires off-line calculation of this projection matrix, **H**. SOC optimizes operation of the WECS in the presence of uncertainty or disturbance, which is assumed to be the variation of the wind speed, by controlling a carefully chosen combination of measurements to a constant set point. The performance of the WECS when operating with the SOC is compared with a baseline classic controller (BCS), and a predictive control algorithm (NMPC). Simulation results show the feasibility of the controller for real-time operation, as well an improved operation in comparison with the baseline controller.

**Keywords:** SOC. Energy. Wind. WECS. WT. HAWT. SWT. Blade aerodynamics. Stress or fatigue. Maximum power extraction. *Stall* control. *Pitch* angle control. MPPT. PMSG. BEM/TWB. Projection matrix. Measurement selection or combination matrix.

# Índice general

Resumen	1
Abstract	<b>2</b>
Índice general	3
Índice de figuras	6
Índice de tablas	7
Cláusula de licencia y autorización para publicación	8
Cláusula de licencia y autorización para publicación	9
Cláusula de propiedad intelectual	10
Cláusula de propiedad intelectual	11
Dedicatoria y agradecimientos	12
Dedicatoria y agradecimientos	13
Abreviaciones y acrónimos	<b>14</b>
Glosario	16
1. Introducción         1.1. Antecedentes         1.1.1. Revisión del estado del arte         1.2. Identificación del problema         1.3. Alcance         1.4. Objetivos         1.4.1. Objetivo general         1.4.2. Objetivos específicos         1.5. Contribución	<ol> <li>17</li> <li>18</li> <li>19</li> <li>21</li> <li>22</li> <li>23</li> <li>23</li> <li>23</li> <li>24</li> </ol>
2. Fundamentos teóricos         2.1. Fundamentos de energía eólica         2.1.1. Fuentes de energía renovable	<b>25</b> 25 25

	2.1.2.	Energía eólica	26
2.2.	Sistem	as de conversión de energía eólica	27
	2.2.1.	Configuración de los sistemas de conversión de energía eólica	27
		2.2.1.1. Sistemas de velocidad variable que utilizan convertido-	
		res de potencia de máxima capacidad	28
2.3.	Tamaî	ío y escala de los aerogeneradores	29
	2.3.1.	Aerogeneradores de pequeña escala	30
	2.3.2.	Aerogeneradores de gran escala	31
2.4.	Tecnol	ogía de los aerogeneradores	31
	2.4.1.	Aerogeneradores de eje horizontal y eje vertical	31
	2.4.2.	Principales componentes de un aerogenerador HAWT $\ . \ . \ .$	33
	2.4.3.	Aerogeneradores de velocidad fija y variable	35
2.5.	Funda	mentos del modelado de aerogeneradores	36
	2.5.1.	Teoría del momento del elemento del aspa $({\rm BEM})$	36
		2.5.1.1. Teoría de los elementos de las aspas	36
	2.5.2.	Análisis estadístico de los datos del viento	38
		2.5.2.1. Distribución probabilística de Weibull	39
		2.5.2.2. Enfoque basado en Weibull $\ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots$	40
	2.5.3.	Característica de la potencia de un aerogenerador $\ldots$	41
		2.5.3.1. Coeficiente de potencia	42
2.6.	Funda	mentos de control en aerogeneradores	43
	2.6.1.	Regiones de operación y técnicas de control para un aerogenerador	43
		2.6.1.1. Región de operación I $\ldots$	43
		2.6.1.2. Región de operación II $\ldots$	44
		2.6.1.3. Región de operación III	44
		2.6.1.4. Región de operación IV $\ldots$	44
	2.6.2.	Controles de potencia aerodinámicos, stall y pitch	45
		2.6.2.1. Control por <i>stall</i> pasivo $\ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots$	45
		2.6.2.2. Control del ángulo de paso	46
		2.6.2.3. Control por <i>stall</i> activo $\ldots$ $\ldots$ $\ldots$ $\ldots$ $\ldots$	47
	2.6.3.	Control de seguimiento del punto de máxima potencia	47
		2.6.3.1. Modo de estacionamiento o parking mode $\ldots$ $\ldots$	47
		2.6.3.2. Modo de control del generador $\ldots \ldots \ldots \ldots \ldots$	48
		2.6.3.3. Modo de control del ángulo de paso	48
2.7.	Contro	ol de optimización automática, SOC	49
	2.7.1.	Arquitectura general del controlador	49
	2.7.2.	Análisis y modelo matemático del esquema SOC	49
		2.7.2.1. Definición de variables y ecuaciones de interés	51
	2.7.3.	Aplicaciones del control auto-optimizado	52

3.	Esquema de control auto optimizado (SOC) para maximizar la extrac-					
	ción de potencia y minimizar el estrés en las aspas del aerogenerador					
	3.1.	Estruc	tura del modelo fasorial del aerogenerador	54		
		3.1.1.	Modelo del PMSG	54		
		3.1.2.	Modelo del filtro LCL	55		
		3.1.3.	Estructura del modelo fasorial del aerogenerador	56		
	3.2.	Modele	o integrado $BEM/TWB$	57		
	3.3.	Diseño	del controlador auto-optimizado	61		
		3.3.1.	Análisis del grado de libertad	62		
		3.3.2.	Función de costo multiobjetivo	63		
		3.3.3.	Modelo del aerogenerador $\ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots \ldots$	63		
		3.3.4.	Matriz de combinaciones	64		
			3.3.4.1. Cálculo de ganancias	65		
			3.3.4.2. Cálculo de la matriz Hessiana	66		
		3.3.5.	Parámetros de optimización	67		
4.	Res	ultados	5	70		
	4.1.	Compa	aración de resultados entre esquemas de control referenciales	70		
	4.2.	Valida	ción de resultados mediante la prueba de hipótesis	75		
5.	Con	clusior	nes y recomendaciones	77		
	5.1.	Conclu	siones	77		
	5.2.	Recom	endaciones	79		
	5.3.	Trabaj	os futuros	79		
A. Apéndice 1						
	A.1.	Parám	etros de simulación	81		
Bi	Bibliografía					

# Índice de figuras

2.1.	Principales fuentes energéticas primarias	26
2.2.	Diagrama de flujo de un WECS	27
2.3.	Configuración de un sistema de velocidad variable con convertidores de	
	máxima capacidad	28
2.4.	Evolución del tamaño y escala de los WTs	30
2.5.	Aerogeneradores de eje horizontal y eje vertical	32
2.6.	Principales componentes de un HAWT	34
2.7.	Esquema de los elementos de un aspa. Principio de la teoría del $\operatorname{BEM}$ .	37
2.8.	Análisis y geometría de la sección de un aspa de un HAWT, utilizando	
	la teoría del BEM	37
2.9.	Representación de la pdf de Weibull para un factor de escala constante,	
	c = 6 m/s, y diferentes valores para el parámetro de forma, $k$	40
2.10.	Representación del coeficiente de potencia, $C_p(\lambda, \beta)$ , para diferentes va-	
	lores de $\lambda$ y $\beta$	43
2.11.	Regiones de operación de un WT	44
2.12.	Mecanismo y control del ángulo de paso (pitch), $\beta$	46
2.13.	Operación del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)	48
2.14.	Arquitectura jerárquica del esquema SOC	50
3.1.	Arquitectura del modelo tipo fasorial de un WT basado en PMSG	56
3.2.	Característica $\lambda$ - $C_p$ para diferentes $\beta$	58
3.3.	Potencia y curva MPPT	58
3.4.	Cálculo del estrés ( $\xi$ ) utilizando el modelo BEM/TWB	62
3.5.	Arquitectura del esquema de control SOC	63
3.6.	Control del ángulo de paso ( <i>pitch</i> )	63
3.7.	Puntos de evaluación para obtener la ganancia $\mathbf{G}^{\mathbf{y}}_{\beta}$	66
3.8.	Puntos de evaluación para obtener la ganancia $\mathbf{G}_{\beta}^{\mathbf{d}}$	67
3.9.	Parámetros $\alpha$ y $\theta$ obtenidos en la optimización de Pareto	69
4.1.	Comportamiento del ángulo de paso (pitch), $\beta^*$ , para esquemas de con-	
	trol SOC, NMPC y BCS	71
4.2.	Velocidad angular, $\omega_r,$ para esquemas de control SOC, NMPC y BCS	72
4.3.	Comparación de entre la potencia de salida y el factor de estrés	72
4.4.	Comparación de la respuesta en frecuencia del comportamiento de los	
	controladores utilizando la PSD	74

# Índice de tablas

3.1.	Materiales utilizados en la generación del perfil aerodinámico	59
4.1.	Resumen de resultados de operación para los diferentes esquemas de	79
	control	19
4.2.	Tiempo de cómputo de cada esquema de control	75
4.3.	Valores medios de potencia por unidad $(pu)$ para los diferentes esquemas	
	de control	76
4.4.	Valores medios de $\xi$ normalizado para los diferentes esquemas de control.	76
A.1.	Parámetros de simulación del WT y el PMSG	81

# Cláusula de licencia y autorización para publicación en el repositorio institucional

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Gilson Daniel Malo Méndez, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Sistema de control auto-optimizable (SOC) para maximizar la extracción de potencia y minimizar las cargas en las aspas de un aerogenerador de pequeña escala", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 05 de septiembre de 2022

Gilson Daniel Malo Méndez C.I: 0106721806

# Cláusula de licencia y autorización para publicación en el repositorio institucional

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Carlos Eduardo Rivas Vásquez, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Sistema de control auto-optimizable (SOC) para maximizar la extracción de potencia y minimizar las cargas en las aspas de un aerogenerador de pequeña escala", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 05 de septiembre de 2022

Carlos Eduardo Rivas Vásquez C.I: 0105822787

## Cláusula de propiedad intelectual

Cláusula de Propiedad Intelectual

Gilson Daniel Malo Méndez, autor del trabajo de titulación "Sistema de control autooptimizable (SOC) para maximizar la extracción de potencia y minimizar las cargas en las aspas de un aerogenerador de pequeña escala", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 05 de septiembre de 2022

Gilson Daniel Malo Méndez C.I: 0106721806

## Cláusula de propiedad intelectual

Cláusula de Propiedad Intelectual

Carlos Eduardo Rivas Vásquez, autor del trabajo de titulación "Sistema de control autooptimizable (SOC) para maximizar la extracción de potencia y minimizar las cargas en las aspas de un aerogenerador de pequeña escala", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 05 de septiembre de 2022

Carlos Eduardo Rivas Vásquez C.I: 0105822787

## Dedicatoria y agradecimientos

En primera instancia, agradezco a Dios por brindarme una familia excepcional, buenos principios y valores, pero sobre todo por brindarme su infinita sabiduría y bendiciones para así cumplir cada una de mis metas, pese a cada una de las pruebas que se me han presentado en el camino.

A mis padres Sonia y Ángel, por estar siempre conmigo y para mí, apoyándome en todo momento, cada circunstancia, ayudándome a luchar por cada sueño y a no rendirme nunca. A mis hermanos Alexis y Geovanna, que han sido parte fundamental en todo este proceso, por ver en mi un ejemplo a seguir. A mi novia Karen, por su apoyo incondicional y motivación diaria, gracias por ayudarme a crecer como persona.

El camino no ha sido fácil, pero gracias maestros, familiares y amigos por la amistad y el conocimiento impartido. Un agradecimiento especial a mi gran amigo y compañero de tesis, futuro colega Eduardo, de igual manera a mi director de tesis Dr. Ismael Minchala, sin los cuales no hubiera sido posible cumplir con cada uno de los objetivos planteados tanto en la vida universitaria como en este proyecto de titulación, y de esta manera permitirme obtener un honorable título profesional.

Gilson Daniel Malo Méndez

## Dedicatoria y agradecimientos

Quiero agradecer a Dios y mi familia por estar siempre a mi lado brindándome apoyo para seguir adelante, tanto en mi carrera universitaria, como para la elaboración de este proyecto.

También quiero agradecer al Dr. Ismael Minchala por depositar su confianza en nosotros y darnos la oportunidad de demostrar los conocimientos adquiridos a lo largo de la vida universitaria. Así como, agradecerle por el tiempo y dedicación que ha invertido en la elaboración de este trabajo de investigación.

Agradecer y felicitar a mi compañero Gilson Malo por la exitosa culminación de esta etapa de nuestras vidas y desearle éxitos en su vida profesional.

Carlos Eduardo Rivas Vásquez

#### Abreviaciones y acrónimos

- 2L-VSC Two-Level Voltage Source Converter. 29
- **3L-NPC** Three-Level Neutral Point Clamped Converter. 29

Adaline-ANN Adaptive Linear Element ANN. 20

AMPC Adaptive Model Predictive Control. 19

- ANN Artificial Neural Network. 20
- BCS Baseline Control System. 6, 20-22, 70-73, 75-77
- **BEM** Blade Element Momentum. 6, 19, 20, 22–24, 36, 37, 54, 57, 59, 61, 62, 64, 78
- BTB Back-to-Back Converter. 18, 22, 29, 45, 54

CDF Cumulative Distribution Function. 39

- CV Controlled Variable. 21–23, 49, 50, 52–54, 64
- **DBR** Diode-Bridge Rectifier. 29
- **EPF** Energy Pattern Factor. 41
- FSWT Fixed-Speed Wind Turbine. 35
- GSC Grid Side Converter. 54, 70
- gSOC global SOC. 21, 53

HAWT Horizontal-Axis Wind Turbine. 6, 31–34, 37

LWT Large Wind Turbine. 17, 27, 31, 35

MPC Model Predictive Control. 20, 51

MPPT Maximum Power Point Tracking. 6, 18, 23, 44, 45, 47, 48, 57, 70, 79

NMPC Nonlinear Model Predictive Control. 6, 19, 22, 65, 70–73, 75–79

 $\mathbf{OTC} \ \mathrm{Optimal} \ \mathrm{Torque} \ \mathrm{Control.} \ \mathbf{18}$ 

- $\mathbf{OWT}$  Offshore-Wind Turbine. 21, 31, 53
- pdf Probability density function. 6, 39, 40
- PID Proportional-Integral-Derivative. 19, 20
- **PMSG** Permanent Magnet Synchronous Generator. 6, 7, 18, 22, 24, 29, 54–56, 70, 81
- **PSD** Power Spectral Density. 6, 73, 74
- RTO Real-Time Optimizer. 49, 51
- SCIG Squirrel Cage Induction Generator. 29
- SOC Self-Optimizing Control. 6, 21–25, 49–54, 61, 63, 70–73, 75–80
- ${\bf SSC}\,$  Stator Side Converter. 54, 70
- $\mathbf{SWT}\,$  Small Wind Turbine. 17–19, 27, 30, 31
- **TSR** Tip-Speed Ratio. 18, 35, 42, 47, 53, 64, 81
- **TWB** Thin-Walled Beam. 6, 19, 20, 22–24, 54, 57, 59–62, 64, 78
- VAWT Vertical-Axis Wind Turbine. 31–33, 35
- VSWT Variable-Speed Wind Turbine. 28, 35, 47
- WECS Wind Energy Conversion System(s). 6, 18, 21, 22, 24, 25, 27–29, 31, 77, 79, 81
- $\mathbf{WRSG}\,$  Wound Rotor Synchronous Generator. 29
- WT Wind Turbine. 6, 7, 17–19, 22, 24, 25, 27–31, 33, 35, 36, 38, 41–45, 47, 54, 56, 63, 68, 70, 73, 77–79, 81

## Glosario

- hub Componente del aerogenerador, encargado de sujetar las aspas y conectarlas con el eje principal del generador eléctrico. También es el encargado de desviar el flujo de aire; que impacta en el rotor, hacia la raíz de las aspas. 32–34, 36, 46
- pitch Hace referencia al ángulo de paso, ataque, de inclinación, cabeceo o elevación de las aspas del rotor y su mecanismo de regulación para un aerogenerador. 6, 19, 22–24, 33–35, 45–48, 54, 61–65, 68, 71, 76, 77, 79, 80
- stall Hace referencia al control por régimen o pérdida de sustentación del aspa de un aerogenerador, por cambios en su comportamiento aerodinámico. 19, 20, 22–24, 35, 45, 47, 54, 77, 79

#### 1. Introducción

A través de innovaciones tecnológicas y economías de escala, el mercado mundial de energía eólica según [1], se ha cuadriplicado en tamaño durante la última década y se ha establecido como una de las fuentes de energía renovable más eficientes y rentables del mundo. La capacidad instalada global de energía eólica alcanzó 743 GW (Gigawatts) al final del 2020 [1]. Así, 2020 fue el mejor año de la historia para la industria eólica mundial con 93 GW de nueva capacidad instalada, lo que representa un aumento interanual del 53%, pero según [1] y [2] este crecimiento no es suficiente para garantizar que el mundo alcance el cero neto de emisiones para 2050.

Las políticas públicas para mitigar el cambio climático han favorecido el incremento de los sistemas de energía renovable, entre ellos, la producción energética eólica. Esto ha ocasionado el aumento en la oferta comercial de aerogeneradores o Wind Turbines (WTs) de todo tamaño, incluyendo a los aerogeneradores de pequeña escala o Small Wind Turbines (SWTs) y a los aerogeneradores de gran escala o Large Wind Turbines (LWTs).

Así, a pesar del potencial de la energía eólica en Ecuador, en donde hasta la fecha se ha instalado una capacidad de energía eólica aproximada de 21.2 MW (Megawatts) [2], y conjuntamente con los cambios normativos que permiten la interconexión de sistemas eólicos a la red nacional interconectada, el mercado de los SWTs todavía tiene un desarrollo lejano al de otras opciones de energía renovable. A diferencia de los sistemas gobernados por LWTs que producen energía eólica en el orden de los MW [2, 3].

No obstante, el estado ecuatoriano tiene como fin, promover e impulsar al sector público y privado al uso de energías renovables o alternativas no contaminantes, de bajo impacto y fomentar la eficiencia energética a todo nivel, a través de sus políticas de estado [3].

Este capítulo está organizado de la siguiente manera. La sección 1.1 presenta los antecedentes y estado del arte. La sección 1.2 presenta la identificación del problema. La sección 1.3 presenta el alcance del proyecto. La sección 1.4 presenta los objetivos. Finalmente, la sección 1.5 presenta las contribuciones del presente trabajo de titulación.

#### 1.1. Antecedentes

Los esquemas de control para aerogeneradores (WTs) principalmente, se enfocan únicamente en el seguimiento del punto de máxima potencia, Maximum Power Point Tracking (MPPT) [4]. Como se indica en [5], existen varios algoritmos para el MPPT dedicados a los SWTs. Aquí, se discuten y comparan tres algoritmos comúnmente usados entre estos, dos se basan en los parámetros estáticos del aerogenerador, como la característica de potencia en función de la velocidad de rotación  $P_m(\omega)$ , y la relación óptima de velocidad punta,  $\lambda_{opt}$  o Tip-Speed Ratio (TSR). El tercero, conocido como incremental, busca iterativamente el punto óptimo de operación y no requiere conocimiento previo del aerogenerador.

Los resultados obtenidos mediante simulación utilizando el software Synopsys SaberRD, considerando las mismas condiciones de carga y velocidad del viento y un SWT de 5 kW (Kilowatts), indican que la respuesta dinámica para algoritmos basados en  $P_m(\omega)$  y  $\lambda_{opt}$  es similar. En comparación, el algoritmo incremental es más lento, pero no es muy importante debido a la alta inercia del aerogenerador. Así, este último parece ser el más prometedor debido a la eliminación de las mediciones de la velocidad de rotación y del viento, lo que garantiza flexibilidad y bajo costo [5].

En [6] se presenta un modelo de pequeña señal de un generador síncrono de imanes permanentes o Permanent Magnet Synchronous Generator (PMSG), de accionamiento directo basado en un aerogenerador que se conecta a la red a través de convertidores de potencia en configuración espalda con espalda o Back-to-Back Converters (BTBs). El modelo de pequeña señal propuesto incluye dos controladores MPPT: control del TSR y control de momento de fuerza óptimo o Optimal Torque Control (OTC). Los autores comparan experimentalmente estos métodos para ilustrar el MPPT y la capacidad de suavizado de potencia, a través de simulaciones utilizando MATLAB/Simulink. A partir de los resultados de la simulación, OTC es altamente eficiente en la mejora del suavizado de potencia y tiene un rendimiento notablemente bueno para extraer la máxima energía del viento; sin embargo, el control TSR definitivamente tiene respuestas rápidas a las variaciones de la velocidad del viento a expensas de mayores fluctuaciones debido a su característica de fase no mínima [6].

Existen otros objetivos de control, por ejemplo, aquellos con enfoques asociados a la mitigación de los efectos causados por las cargas mecánicas o estrés en el rotor y otros elementos estructurales [4]. Esto implica el diseño y evaluación de sistemas de control enfocados a la operación confiable de aerogeneradores, que atiendan variables típicamente no abordadas en los sistemas de control tradicionales, como por ejemplo, el estrés. Con ello, se pretende generar valor agregado a los sistemas de conversión de energía eólica o Wind Energy Conversion System(s) (WECS) sin incurrir en costos

adicionales [7].

Dotar de un sistema de control eficiente a los aerogeneradores permite reducir costos y aumentar la confiabilidad. Para este propósito, los sensores instalados en los aerogeneradores, además de monitorizar variables de interés, soportan el desarrollo de otras aplicaciones, como la estimación del estrés mecánico que se genera en las aspas del aerogenerador. Incluir este objetivo en el sistema de control permitiría prolongar el ciclo de vida útil de los aerogeneradores. Según [8], esta hipótesis es comprobable a través de simulaciones. Sin embargo, se debe desarrollar un modelo de fatiga a partir de los datos que generan las mismas.

#### 1.1.1. Revisión del estado del arte

Las técnicas de control, clásicamente, aplicadas a aerogeneradores (WTs) son: *stall* activo y pasivo, y control del ángulo de paso (*pitch*). En cualquiera de estos casos pueden aplicarse técnicas de control predictivo no lineal o Nonlinear Model Predictive Control (NMPC), predictivo de modelo adaptativo o Adaptive Model Predictive Control (AMPC), etc. En este sentido, en [9] se presenta dos esquemas de control: el AMPC y el control Proportional-Integral-Derivative (PID). Los resultados obtenidos muestran que el esquema de control AMPC logra una reducción de la tensión promedio que se genera por el estrés en las aspas para un nivel de potencia de salida dado, de esta manera, se obtiene un aumento en la potencia de salida en función del nivel de estrés.

Por otro lado, en [10] se aplica el modelo NMPC al control supervisado de un aerogenerador, que integra en su base de procesamiento un modelo combinado de la teoría de momento elemental del aspa o Blade Element Momentum (BEM) [11–13] y la teoría de vigas de paredes delgadas o Thin-Walled Beam (TWB)[14]. El NMPC gestiona simultáneamente el ángulo de paso de las aspas y el par eléctrico para la región II y III de funcionamiento del aerogenerador. El controlador propuesto en este trabajo realiza la maximización de la producción de energía y el alivio de la carga, los autores muestran que con el esquema propuesto se consigue una reducción instantánea de tensiones (fatiga) de hasta un 19% con una reducción de potencia variable de 0.5% al 12%.

En [15] se realiza una evaluación comparativa del daño provocado por el estrés que se produce en las aspas de un SWT. En este sentido, la evaluación se realiza utilizando un modelo basado en la regulación por régimen de pérdida (*stall*) y dos modelos con regulación de *pitch*. Se observó una disminución del estrés en un rango de velocidades promedio del viento, que van aproximadamente desde 7 m/s a 16 m/s, para los esquemas propuestos en este trabajo. Finalmente, los autores concluyen que

dada la necesidad de diseños rentables pensados para aerogeneradores, la regulación por *stall* puede ser una alternativa viable para aplicaciones fuera de la red general, es decir, una red pequeña independiente del sistema de red general interconectado.

La implementación de estrategias de control adecuadas, aplicadas a un aerogenerador, empleando las técnicas mencionadas anteriormente como: la regulación de potencia por *stall* y control del ángulo de paso, permite reducir el estrés mecánico producido en las aspas y de esta manera conciliar los objetivos de maximización de la extracción de la energía [15]. En [16] se propuso la integración de un algoritmo de control basado en una red neuronal artificial o Artificial Neural Network (ANN) con el fin de minimizar el estrés de un aerogenerador, que opera por encima de la velocidad del viento nominal, y un modelo aeroelástico acoplado derivado a partir de la teoría BEM/TWB. El modelo BEM/TWB se utilizó para la determinación en tiempo real del estrés, la deformación y el desplazamiento en posiciones arbitrarias de las aspas. El controlador seleccionado fue un PID, cuyos parámetros de ajuste fueron calculados adaptativamente a través de una red neuronal artificial de elemento lineal adaptativo o Adaptive Linear Element ANN (Adaline-ANN). Los resultados obtenidos en este trabajo mostraron mejoras significativas en la reducción del estrés hasta un 27% [16].

En [17] se investiga el uso del control del ángulo de paso y las mediciones del viento en tiempo real para reducir las cargas mecánicas (estrés o fatiga) en los rotores y las aspas de los aerogeneradores. La estrategia de optimización utilizada corresponde al control predictivo basado en modelos o Model Predictive Control (MPC), que hace uso del modelo del proceso para predecir las salidas futuras de la planta y con base en ello optimizar las acciones de control futuras, considerando los datos del viento y las características de manejo de restricciones. Los resultados obtenidos permitieron establecer pautas de diseño sistemáticas que pueden beneficiar el diseño y optimización de las estrategias de control clásicas para aerogeneradores, con el fin de motivar al desarrollo de soluciones innovadoras y eficientes en la reducción de estrés mecánico en los componentes estructurales de un aerogenerador.

Recientemente, el estudio realizado en [18] investiga el efecto del sistema de control de línea base o Baseline Control System (BCS) en las características aerodinámicas y fatiga de los aerogeneradores modernos. El BCS, permite controlar la potencia de salida del aerogenerador regulando el ángulo de paso y el torque del generador. Los objetivos del control de torque del generador y del control del ángulo de paso son maximizar la captura de potencia por debajo del punto de funcionamiento nominal y regular la velocidad del generador por encima del punto de funcionamiento nominal, respectivamente. En este artículo, se utiliza el software FAST (NREL) para simular un aerogenerador de 5 MW sometido a un conjunto de cargas de viento con velocidades entre 3 a 25 m/s, es decir, velocidades de viento comprendidas entre la velocidad inicial

de operación del aerogenerador  $(v_{cut-in})$ , hasta la velocidad de interrupción  $(v_{cut-off})$ , a la cual el aerogenerador se detiene.

En el análisis de resultados se simulan dos casos diferentes, con BCS y sin BCS. En el primer caso, el ángulo de paso y la velocidad del rotor se regulan en función del BCS. En el segundo caso, cuando no se considera el BCS, el ángulo de paso y la velocidad del rotor son  $0^{\circ}$  y 12.1 rpm, respectivamente. Los valores medios y máximos de las respuestas dinámicas estructurales en el primer caso tienen una gran reducción con la velocidad del viento que excede la velocidad nominal en comparación con el segundo escenario. Así, el BCS tiene un gran efecto sobre los valores medios de las respuestas dinámicas estructurales en los aerogeneradores modernos. Finalmente, para mejorar la seguridad y la fiabilidad de la estructura del aerogenerador, el BCS debe ser considerado en el análisis de las respuestas dinámicas para el diseño estructural de las torres y las aspas, y el análisis de la fatiga (estrés) en los aerogeneradores [18].

#### 1.2. Identificación del problema

El esquema de control auto-optimizado, optimización automática o Self-Optimizing Control (SOC) como se indica en [19] y [20], es una estrategia de control que permite seleccionar sistemáticamente un conjunto de Controlled Variables (CVs) o variables controladas a partir del planteamiento de una función de costo objetivo económicooperativa, un conjunto de condiciones o restricciones de operación y las perturbaciones que afectan a la función de costo definida. En [19], se indica que una función de costo eficiente, debe estar constituida principalmente por las variables que se desean manipular, medir y controlar. Así también, en [20] se indica que la selección de buenas variables controladas candidatas, debe satisfacer ciertos requisitos mínimos, a modo de asegurar la minimización de la función de costo durante la operación del sistema, para alcanzar la solución óptima.

El estudio realizado en [21], presenta al esquema SOC, como una estrategia de control global o global SOC (gSOC), aplicado a sistemas de conversión de energía eólica (WECS). El esquema propuesto se basa completamente en las mediciones de los datos operativos de la planta, siendo estos, la potencia de salida (P), el ángulo de paso ( $\beta$ ), la velocidad angular y torque del rotor ( $\omega_G$  y  $\Gamma$ , respectivamente). Así, mediante regresión lineal y combinación lineal, se encuentran los valores de las variables controladas que se aproximan a las condiciones de optimización. Este caso de estudio se realiza sobre una Offshore-Wind Turbine (OWT) o turbina eólica marina, de 5 MW. El objetivo es determinar la ley de control óptima aplicando el esquema gSOC, considerando  $\beta$  y  $\omega_G$ , como las variables manipuladas y, la velocidad del viento (v) como perturbación. Los resultados muestran que se logra obtener mayor extracción de potencia promedio para

diferentes velocidades de viento.

Con base en lo expuesto y considerando las diferentes estrategias de control para sistemas de conversión de energía eólica, el esquema de control SOC se implementará sobre modelos teóricos de aerogeneradores, es decir, códigos y simulaciones implementadas en MATLAB/Simulink [8, 22], que han sido base en estudios posteriores [9, 21]. Adicionalmente, las mismas permitirán determinar las mejores estrategias de control a utilizar con el fin de mantener una alta confiabilidad en sistemas de conversión de energía eólica (WECS). El problema central de la propuesta para este trabajo de titulación, se fundamenta también en los resultados y experimentos expuestos en artículos científicos de estudios previos relacionados a sistemas de control para aerogeneradores [10, 15, 16], y de forma general, en la teoría correspondiente a sistemas de conversión de energía eólica, expuesta en textos de ingeniería.

#### 1.3. Alcance

El alcance de este trabajo de titulación será de enfoque mixto (cuantitativo y cualitativo) que validará los resultados de la implementación del sistema de control SOC aplicado a un aerogenerador (WT) usando simulaciones computacionales. Específicamente, la aportación principal del proyecto será el desarrollo, desde cero, del algoritmo de control SOC para minimizar el estrés mecánico (fatiga) en las aspas del aerogenerador, mientras se maximiza la extracción de potencia, considerando diferentes velocidades de viento.

El esquema de control (SOC) propuesto será aplicado a un modelo computacional tipo fasorial tomado de [22]. Este modelo contempla un aerogenerador conformado por un generador síncrono (PMSG), el control del ángulo de paso (*pitch*) y el sistema de conversión de potencia espalda con espalda (BTB), que hace referencia al control por régimen de perdida (*stall* electrónico). Además, se integra un modelo aeroelástico que emplea la teoría BEM/TWB, considerando los resultados obtenidos en [10, 16], a manera de visualizar la aerodinámica de las aspas del aerogenerador. Para este propósito, no es necesario contar con un modelo analítico de la planta controlada, ya que, las variables controladas (CVs), requeridas en el esquema de control SOC, se generan a partir de las señales de interés obtenidas en las mediciones a la salida de la planta simulada en MATLAB/Simulink, cuyos valores para los datos de viento fueron generados a partir de la herramienta TurbSim/NREL. Finalmente, se propone comparar los resultados obtenidos al aplicar el esquema de control SOC con esquemas de control clásicos, como por ejemplo, el BCS y NMPC. En resumen, los resultados esperados son los siguientes:

- Modelo computacional para aerogeneradores, codificado e implementado en MATLA-B/Simulink, caracterizado mediante pruebas de simulación dinámica.
- Definición, implementación y comprobación de la operación del control SOC.
- Definir las variables controladas (CVs) necesarias y adecuadas, con el objetivo de mantener el MPPT.
- Gráficas resultantes de las simulaciones correspondientes, que muestren la máxima extracción de potencia para distintas velocidades de viento.
- Gráficas resultantes de las simulaciones correspondientes, que muestren la reducción del estrés sobre las aspas del aerogenerador.
- Gráficas resultantes de aerodinámica de las aspas del aerogenerador, empleando la teoría y modelo BEM/TWB.

#### 1.4. Objetivos

#### 1.4.1. Objetivo general

Desarrollar una estrategia de control SOC aplicada a un aerogenerador que concilie los objetivos de maximización de la extracción de la energía (potencia) y la minimización de las cargas (estrés mecánico) en las aspas. Para este propósito se considera que la técnica de regulación de potencia del aerogenerador será por *stall* electrónico y regulación del ángulo de paso (*pitch*).

#### 1.4.2. Objetivos específicos

El presente trabajo tiene los siguientes objetivos específicos:

- Asimilar el desarrollo tecnológico de contribuciones previas, relacionadas a la maximización de la extracción de energía y minimización de las cargas en las aspas de los aerogeneradores en general.
- Desarrollar modelos de simulación dinámica de aerogeneradores, empleando la plataforma de programación y cálculo numérico MATLAB/Simulink.
- Determinar las zonas de operación de los aerogeneradores y definición de la estrategia de control en cada zona.
- Analizar y comprender los esquemas de control existentes, considerando el esquema de régimen de pérdida (*stall*) y regulación del ángulo de paso, para maxi-

mización de la extracción de potencia y alivio de estrés mecánico (fatiga) en la estructura del aerogenerador.

- Definición y actualización del modelo integrado BEM/TWB según las características del aerogenerador.
- Diseñar e implementar en MATLAB/Simulink, el esquema de control SOC para un modelo de aerogenerador basado en PMSG.

#### 1.5. Contribución

Este proyecto presenta las siguientes contribuciones:

- Revisión conceptual y análisis de los diferentes esquemas de control expuestos en trabajos relacionados a los sistemas de conversión de energía eólica (WECS), aerogeneradores (WTs) y la eficiencia de la producción energética eólica.
- Revisión conceptual de la configuración de los WECS, la tecnología, escala y componentes de los aerogeneradores.
- Determinación de las regiones de operación y las estrategias de control clásico y moderno de un aerogenerador.
- Diseño del esquema de control SOC, en el que se tienen en cuenta los objetivos de maximizar la extracción de potencia y minimizar el estrés en las aspas de un aerogenerador. Este sistema de control considera una función de costo multiobjetivo y las técnicas de regulación de potencia por régimen de pérdida (*stall*) electrónico y el control del ángulo paso (*pitch*).

#### 2. Fundamentos teóricos

En este capítulo presenta principios teóricos y conceptos importantes asociados con esta investigación. La sección 2.1 presenta algunos fundamentos de energía eólica. La sección 2.2 presenta el principio de operación de sistemas de conversión de energía eólica (WECS). La sección 2.3 presenta los conceptos relacionados con el tamaño y escala de los aerogeneradores (WTs). La sección 2.4 presenta la tecnología de los aerogeneradores. La sección 2.5 presenta algunos fundamentos del modelado de aerogeneradores. La sección 2.6 presenta los fundamentos del control de WECS. Finalmente, la sección 2.7 presenta los fundamentos del esquema de control auto-optimizable (SOC).

#### 2.1. Fundamentos de energía eólica

#### 2.1.1. Fuentes de energía renovable

La humanidad necesita de una estructura industrial establecida sobre fuentes energéticas primarias para obtener los servicios necesarios en diversos sectores como el doméstico, comercial, institucional, industrial, agrícola, etc. De esta manera, las demandas energéticas de la sociedad industrial actual se justifican por la necesidad de mantener en funcionamiento dichos sectores, mismos que permiten su supervivencia [23]. En la actualidad, la temática energética es un factor prioritario a nivel internacional cuyo objetivo es asegurar el abastecimiento energético íntegro y apropiado, y que a su vez sea amigable con el medio ambiente.

La generación de energía eléctrica se sustenta fundamentalmente sobre la base de la utilización de energías primarias [24], como se indica en la Figura 2.1, siendo estas las **fuentes energéticas renovables** mostradas en la Figura 2.1(a) y las **fuentes energéticas no renovables** mostradas en la Figura 2.1(b). De esta manera, se puede obtener energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía no renovables tales como el petróleo, el carbón, el uranio, etc., que por su naturaleza son agotables y altamente contaminantes.

Las centrales eléctricas también utilizan fuentes de energía renovable, que como su nombre lo indica, son aquellas que se obtienen a partir de fuentes naturales y que producen energía de forma inagotable e indefinida [24, 25]. De esta manera se puede generar electricidad de forma limpia con un menor daño ambiental y calentamiento global. La energía renovable hace referencia al uso de medios naturales prácticamente



Figura 2.1: Principales fuentes energéticas primarias.

inagotables, como el sol (energía fotovoltaica), el viento (energía eólica), el agua (energía hídrica, mareomotriz), los combustibles vegetales y la biomasa (bioenergía) [25].

#### 2.1.2. Energía eólica

La ley de la conservación de la energía establece que *"la energía no se crea ni se destruye, solo se transforma"*. De esta manera, cuando hablamos de energía eólica, nos referimos a la transformación de la energía cinética que produce el viento (en función de la velocidad del mismo) en otro tipo de energía aprovechable para el ser humano (comúnmente energía eléctrica o energía mecánica) [26, 27].

La energía cinética que produce el viento se ha utilizado durante años. Esta energía es producida por el efecto de las corrientes de aire que se generan debido a tres razones principales: el movimiento rotacional de la Tierra, los patrones irregulares de la superficie de la Tierra y el calentamiento desigual del sol en la atmósfera [26, 28, 29]. En sus inicios, la energía eólica se utilizaba para la molienda de granos y el bombeo de agua, tanto en pequeñas como en grandes cantidades. Con el paso del tiempo, el enfoque principal del recurso natural eólico, fue la generación de energía eléctrica en lugar de energía mecánica como tal. De esta manera, a finales de la década de 1990, la energía eólica resurgió como uno de los recursos energéticos sostenibles más importantes [27].

La energía eólica es la fuente de energía de más rápido crecimiento en el mundo [30]. Según [7, 11, 29], el primer paso a considerar en un proyecto de energía eólica es la identificación de un sitio adecuado y la predicción de la viabilidad económica. Durante las últimas dos décadas se ha desarrollado una variedad de nuevas tecnologías de energía eólica que han mejorado la eficiencia de conversión y reducido el costo de la producción. De esta manera, los parques eólicos construidos en tierra suponen

una fuente de energía cada vez más barata y competitiva, favoreciendo a la sociedad industrial y su economía [31].

#### 2.2. Sistemas de conversión de energía eólica

Los sistemas de conversión de energía eólica (WECS) convierten la energía cinética del viento (en función de la velocidad del mismo) en energía mecánica o energía eléctrica. Así, cada sistema está conformado principalmente por uno o varios aerogeneradores (WTs). Si bien es cierto de que existen diferencias y variaciones en el tamaño, todos los aerogeneradores, desde el más pequeño (SWT) hasta el más grande (LWT) trabajan de la misma manera [32].

Los aerogeneradores están conformados por un rotor que contiene aspas o palas en su exterior. El rotor gira debido al movimiento de las aspas, originado por la interacción de las mismas con la energía cinética producida por la velocidad del viento [7, 28]. A ellas, se une un eje acoplado al tren de accionamiento o tren de engranajes de transmisión mecánica (gearbox) y el generador eléctrico síncrono o asíncrono, que convierte la energía mecánica del rotor en energía eléctrica [27, 31]. Luego, la energía eléctrica resultante es almacenada en baterías o simplemente es inyectada a las redes eléctricas domiciliarias o de servicios públicos en general para su uso habitual [7, 29, 32]. La Figura 2.2 muestra un diagrama de flujo simplificado que ilustra la conversión de energía eléctrica del viento a energía eléctrica efectuado por un sistema de conversión de energía eléctrica.



Figura 2.2: Diagrama de flujo de un WECS.

# 2.2.1. Configuración de los sistemas de conversión de energía eólica

El generador y el convertidor de potencia en un sistema de conversión de energía eólica (WECS), específicamente en un aerogenerador (WT), son los dos componentes eléctricos principales. Los diferentes diseños y combinaciones de estos dos componentes dan lugar a una gran variedad de configuraciones de WECS, que, clásicamente, se clasifican en tres grupos [29, 33]:

- 1. WECS de velocidad fija sin interfaz de convertidor de potencia.
- 2. WECS de velocidad variable que utilizan convertidores de capacidad reducida.
- 3. WECS de velocidad variable que utilizan convertidores de máxima capacidad.

En este apartado del documento damos énfasis a este último grupo, es decir, a los sistemas que usan convertidores de máxima capacidad, ya que esta configuración comúnmente puede utilizarse con una serie de generadores [11, 12] y que presenta una mayor eficiencia y rendimiento en la conversión de energía eólica, al usar aerogeneradores de velocidad variable o Variable-Speed Wind Turbines (VSWTs).

#### 2.2.1.1. Sistemas de velocidad variable que utilizan convertidores de potencia de máxima capacidad

El rendimiento del sistema de conversión de energía eólica (WECS) puede mejorarse en gran medida mediante el uso de un convertidor de potencia de máxima capacidad o capacidad total. La Figura 2.3 muestra el esquema de un sistema de este tipo. El aerogenerador (WT) está conectado a la red a través del sistema convertidor de potencia [34]. La unidad rectificadora convierte la tensión de AC (corriente alterna) de frecuencia y amplitud variable del generador en tensión de DC (corriente continua) de nivel variable. El inversor convierte esta DC en AC, con respecto a la frecuencia de la red, nivel de tensión y ángulo de fase [11, 33].



Figura 2.3: Configuración de un sistema de velocidad variable con convertidores de máxima capacidad. Fuente: [34].

Como se indica en la Figura 2.3, este tipo de configuración puede utilizarse con generadores de inducción con transmisión mecánica por tren de engranajes (gearbox),

o con generadores síncronos de rotor bobinado o de imanes permanentes, ya sea con un generador de alta velocidad acoplado al rotor aerodinámico a través de un tren de engranajes, o bien con un generador de transmisión directa multipolar de baja velocidad que evite la necesidad de un tren de engranajes [12, 33].

La eliminación del tren de engranajes mejora la eficiencia del sistema y reduce los costos iniciales y de mantenimiento. Sin embargo, un generador de baja velocidad tiene un diámetro considerablemente mayor para acomodar el gran número de polos en el perímetro, lo que puede suponer un aumento de los costos del generador y de la instalación [29].

La potencia del convertidor suele ser la misma que la del generador, dado que el flujo de potencia activa y reactiva es controlado por la misma unidad de convertidor de potencia. De esta manera, los generadores de inducción de jaula de ardilla o Squirrel Cage Induction Generator (SCIG), los generadores síncronos de rotor bobinado o Wound Rotor Synchronous Generator (WRSG) y los generadores síncronos de imanes permanentes o PMSG han encontrado aplicaciones en este tipo de configuración con una potencia de hasta varios megavatios (MW) [29, 34].

Con el uso del convertidor de potencia, el generador está totalmente desacoplado de la red y puede funcionar en toda la gama de velocidades. Esto también permite al sistema realizar la compensación de la potencia reactiva y facilitar la conexión a la red (grid) [33]. El principal inconveniente es que el sistema es más complejo y tiene mayores costos, pero a cambio se obtiene una mejora notable en el rendimiento y eficiencia del sistema de conversión de energía eólica (WECS).

Algunas de las topologías de convertidor más comunes, utilizadas para este tipo de configuración de WECS son el convertidor de fuente de tensión o voltaje de dos niveles o Two-Level Voltage Source Converter (2L-VSC) en configuración back-to-back (BTB), el rectificador de puente de diodos o Diode-Bridge Rectifier (DBR) más la etapa de refuerzo DC-DC y el 2L-VSC, y el convertidor de tres niveles con sujeción al punto neutro o Three-Level Neutral Point Clamped Converter (3L-NPC) en configuración BTB [29, 33].

#### 2.3. Tamaño y escala de los aerogeneradores

El tamaño y la escala de los aerogeneradores o turbinas eólicas (WTs) ha aumentado de unos pocos kilovatios (kW) a varios megavatios (MW) en los últimos años. La evolución del tamaño y escala de los WTs se puede apreciar con claridad en la Figura 2.4.





Figura 2.4: Evolución del tamaño y escala de los WTs. Fuente: [35].

Comenzando con una potencia nominal de aproximadamente 75 kW y un diámetro de rotor de 17 m a principios de la década de 1980-1990, en la actualidad se pueden encontrar aerogeneradores por encima de 5 MW con un diámetro de rotor de 125 m. Se espera que en el futuro se desarrollen aerogeneradores de más 10 MW con un diámetro de rotor aproximado de 150 a 250 m, pues el aumento del tamaño y escala del aerogenerador implica una mayor potencia de salida por el hecho de que la energía generada es función del cuadrado del radio del rotor [29, 35]. Esto se puede observar al correlacionar el diámetro del rotor y la altura de la torre (eje) con la potencia nominal de los aerogeneradores mostrados en la Figura 2.4.

#### 2.3.1. Aerogeneradores de pequeña escala

Los aerogeneradores de pequeña escala (SWTs) son un grupo distinto y separado de dispositivos desarrollados dentro del sector energético eólico. De acuerdo al estándar IEC 61400-2, los SWTs se caracterizan por tener una superficie de barrido del rotor inferior a 200  $m^2$  [36]. Además, se necesita un rango de velocidad promedio anual del viento de entre 2.5 a 5 m/s para producir energía con este de tipo de aerogeneradores [7, 29].

El rango de potencias de los SWTs varía entre 25 W (Watts) hasta 100 kW. No obstante, de acuerdo a la normativa IEC 61400-1 que aplica a los aerogeneradores de todas las potencias y tamaños, indica que dependiendo de las prestaciones, algunos SWTs pueden o podrían generar hasta pocos MW, al presentar una superficie de barrido

del rotor superior a 200  $m^2$  [36]. Los SWTs comerciales, normalmente al ser de pocos kW e inclusive pocos MW, tienden a ser una tecnología de uso residencial o comercial ligero, es decir, se pueden instalar en hogares, granjas y negocios [5, 26, 29]. Además de abastecer a hogares o pequeñas empresas, este tipo de aerogeneradores pueden abastecer a las redes eléctricas en el lado de baja tensión [32, 35].

#### 2.3.2. Aerogeneradores de gran escala

De acuerdo a la normativa IEC 61400-1, en los aerogeneradores de gran escala (LWT), a diferencia de los aerogeneradores de pequeña escala (SWTs), la velocidad promedio anual del viento necesaria en LWTs es superior a 5 m/s, y la potencia de salida es superior a los 1000 kW. Por lo general, los LWTs están conectados a las redes de alta tensión, ya que ellos conforman los grandes parques eólicos [32, 35]. Algunos aerogeneradores de gran escala son situados en ubicaciones en alta mar (OWT), con la finalidad de obtener más energía y reducir su impacto en el uso del suelo requerido en su instalación [29].

Los aerogeneradores de gran escala a menudo dan como resultado costos reducidos, ya que, sus costos de producción, instalación y mantenimiento son más bajos que la suma de los aerogeneradores de pequeña escala utilizados para generar la misma potencia de salida [32].

#### 2.4. Tecnología de los aerogeneradores

Una turbina de viento, al ser uno de los elementos más importantes en los sistemas de conversión de energía eólica (WECS), aparte de considerar su capacidad energética instalada, fiabilidad, compatibilidad y eficiencia, las innovaciones realizadas en la tecnología del aerogenerador (WT) también se centran en su diseño visual y velocidad de operación. Estas innovaciones han mejorado enorme y notablemente, llegando así a una consolidación significativa durante los últimos años [29].

#### 2.4.1. Aerogeneradores de eje horizontal y eje vertical

Los aerogeneradores, de acuerdo a su diseño visual y la orientación de su eje de rotación [12, 29, 30, 37], se pueden clasificar en: aerogeneradores de eje horizontal u Horizontal-Axis Wind Turbine (HAWT) y en aerogeneradores de eje vertical o Vertical-Axis Wind Turbine (VAWT), como se muestra en la Figura 2.5.



(a) Aerogenerador de eje horizontal (HAWT). (b) Aerogenerador de eje vertical (VAWT).

Figura 2.5: Aerogeneradores de eje horizontal y eje vertical. Fuente: [38].

Las turbinas de eje horizontal orientan el eje de rotación paralelo al suelo. La torre eleva la góndola (nacelle) a manera de proporcionar suficiente espacio a fin de garantizar la rotación de las aspas del rotor y a su vez, alcanzar mejores condiciones de viento. La góndola soporta el *hub* del rotor mismo que sostiene las aspas del rotor y también alberga al tren de engranajes y el generador, como se indica en la Figura 2.5(a). En algunos diseños, la góndola también alberga los convertidores de potencia [29].

Las turbinas de eje vertical orientan el eje de rotación perpendicular al suelo. El rotor de la turbina utiliza superficies aerodinámicas curvas montadas verticalmente. El generador y el tren de engranajes normalmente se colocan en la base de la turbina, es decir, relativamente cerca del suelo, como se muestra en la Figura 2.5(b). Las aspas del rotor tienen una variedad de diseños con diferentes formas y número de aspas. Además, el VAWT normalmente necesita cables de soporte para mantener el eje del rotor en una posición fija y minimizar posibles vibraciones mecánicas [29].

Si comparamos los aerogeneradores mostrados en la Figura 2.5, se puede mencionar que el HAWT presenta una mayor eficiencia de conversión de energía eólica debido al diseño aerodinámico de sus aspas y acceso a mejores condiciones de viento, pero necesita una torre resistente para soportar el gran peso de la góndola, por ende su costo de instalación es mayor [11]. Por el contrario, el VAWT tiene la ventaja de un costo de instalación más bajo y un mantenimiento más fácil debido a que la instalación del tren de engranajes y el generador es a nivel del suelo [38]. Otra ventaja de los VAWT

a diferencia de los VAWT, es que no se necesita un sistema de orientación (Yaw). Es decir, el rotor puede captar viento de cualquier dirección [11, 29]. Sin embargo, el eje del rotor es largo, lo que lo hace propenso a vibraciones mecánicas, daños por fatiga (estrés o cargas) en las aspas, especialmente en los puntos de conexión con el resto del rotor [11]. Esta es una de las principales desventajas que dificultan la aplicación práctica de los VAWTs en la generación de energía eólica a gran escala.

La investigación y el desarrollo de los VAWTs casi se ha detenido en todo el mundo [27], debido, principalmente, a que esta tecnología no ha demostrado ser comercialmente competitiva y actualmente no se fabrican en cantidades significativas [12]. Por el contrario, los HAWTs dominan el mercado eólico actual, ya que presentan ventajas prácticas, aerodinámicas y a escala de servicios públicos [32]. De forma general, la gran mayoría de HAWTs están conformadas por tres aspas (palas) uniformemente espaciadas. No obstante, en los parques eólicos también se pueden apreciar aerogeneradores de una, dos o más de tres aspas [29, 30, 37].

#### 2.4.2. Principales componentes de un aerogenerador HAWT

Un aerogenerador (WT) está conformado por varias partes para lograr la conversión de energía cinética en energía eléctrica. En la Figura 2.6 se muestra la vista lateral de un HAWT típico. Existen diversas variantes para la disposición de los componentes, especialmente en el caso de los aerogeneradores de accionamiento directo (sin engranajes) [39]. No obstante, la Figura 2.6 sirve de referencia general para identificar y describir las diferentes partes de los aerogeneradores modernos.

Los HAWTs típicos implican un conjunto de aspas (generalmente tres) montadas en el hub del rotor, que está instalado en el eje principal, también conocido como eje de baja velocidad. La energía mecánica se transmite a través del tren de transmisión (ejes, rodamientos y tren de engranajes) al generador síncrono/asíncrono, que convierte la energía mecánica en energía eléctrica. La conversión suele estar asistida por un sistema convertidor de potencia que suministra la energía obtenida del generador a la red [29, 32].

La mayoría de los componentes mecánicos y eléctricos del aerogenerador están encerrados en la góndola (nacelle) situada en la parte superior de la torre. Existen otros componentes que no intervienen directamente en la conversión de energía, pero que son importantes para garantizar el funcionamiento correcto, eficiente y fiable del aerogenerador. Algunos ejemplos son:

- El sistema de *pitch*.
- El sistema de orientación (Yaw).

- El freno mecánico.
- Los sensores de velocidad y dirección del viento.
- El sistema de disipación/intercambio de calor.
- Los cables de distribución de energía.
- El sistema de protección contra rayos.
- Los componentes estructurales, como la torre y el recinto de la góndola.



Figura 2.6: Principales componentes de un HAWT. Fuente: [39].

- 1. Mecanismo de pitch "giratorio" electromagnético.
- 2. Cilindro de fijación del hub.
- 3. Sistema de lubricación y refrigeración.
- 4. Tren de engranajes (gearbox) principal.
- 5. Eje de salida de alta velocidad.
- 6. Unidad de control de potencia hidráulica.
- 7. Frenado de la potencia de retorno.
- 8. Freno de orientación (Yaw).
- 9. Mecanismo de orientación (Yaw).
- 10. Control y monitoreo de condiciones de las aspas.

- 11. Mecanismo de pitch lineal hidráulico.
- 12. Generador.
- 13. Controlador y convertidores de potencia.
- 14. Marco de la góndola (nacelle).
- 15. Torre.
- 16. *Hub* del rotor.
- 17. Rodamiento del rotor.
- 18. Eje de baja velocidad.
- 19. Engranajes y rodamientos (Yaw).
- 20. Aspas o palas del aerogenerador.
- 21. Freno.

Además, los aerogeneradores de gran escala (LWT) por ejemplo, también están equipados con un sistema de alimentación ininterrumpida o de energía de reserva que garantiza el funcionamiento ininterrumpido de partes esenciales, como el sistema de control, el accionamiento del mecanismo de *pitch* y los frenos. Así también, en los aerogeneradores de accionamiento directo (sin engranajes), la ausencia del tren de engranajes y del eje de alta velocidad da lugar a un tren de transmisión más compacto y, por lo tanto, a una góndola más corta [29].

#### 2.4.3. Aerogeneradores de velocidad fija y variable

De acuerdo a su velocidad de operación y rotación [12, 29, 30, 37], los aerogeneradores (WTs) pueden ser: de velocidad fija o Fixed-Speed Wind Turbine (FSWT) y de velocidad variable (VSWT).

Las turbinas eólicas de velocidad fija (FSWT) como su nombre lo indica, giran a una velocidad casi constante, que está determinada por la relación de transmisión, la frecuencia de la red y el número de polos del generador. La eficiencia de conversión máxima se puede lograr solo a una velocidad de viento dada, para otras velocidades de viento, la eficiencia del sistema se degrada [30]. La turbina está protegida por el control aerodinámico de las aspas (*stall*) ante posibles daños causados por fuertes ráfagas de viento. El FSWT genera una potencia de salida altamente fluctuante a la red, lo que provoca perturbaciones en el sistema. Este tipo de turbina también requiere un diseño mecánico robusto para absorber esfuerzos (estrés mecánico) elevados [29].

Por otro lado, las turbinas de velocidad variable (VSWT) pueden lograr la máxima eficiencia de conversión de energía para una amplia gama de velocidades de viento [30, 37]. La turbina puede ajustar continuamente su velocidad de rotación de acuerdo con la velocidad de viento, al cambiar el ángulo de las aspas a través del control de inclinación o ángulo de paso (*pitch*) [17, 37]. Al hacerlo, la relación de velocidad de punta (TSR), que es la relación entre la velocidad tangencial de la punta de la pala o aspa y la velocidad real del viento, se puede mantener en un valor óptimo para lograr la máxima eficiencia de conversión energética para diferentes velocidades de viento [7, 29].

Las principales ventajas del VAWT incluyen una mayor producción energética, una mejor calidad de la energía eólica, mejor eficiencia aerodinámica y una menor tensión mecánica (estrés) [17, 30]. Sin embargo, los principales inconvenientes son el aumento del costo de fabricación y las pérdidas de potencia debido al uso de convertidores de potencia [7, 30]. No obstante, el costo adicional y las pérdidas de potencia se compensan con la mayor producción y capacidad energética, permitiendo a los fabricantes desarrollar aerogeneradores más grandes, los cuales son más rentables [26, 29]. Debido a las razones anteriores, los VSWT dominan el mercado eólico actual.
### 2.5. Fundamentos del modelado de aerogeneradores

### 2.5.1. Teoría del momento del elemento del aspa (BEM)

La teoría del momento del elemento del aspa o BEM, es un proceso matemático utilizado para determinar el comportamiento físico y aerodinámico de las aspas de un aerogenerador (WT). Así, la teoría del BEM, consiste en dividir el aspa en varias partes pequeñas y luego determinar cada una de las fuerzas que intervienen en cada uno de estos pequeños elementos. Estas fuerzas se integran a lo largo de toda el aspa y a lo largo de una revolución del rotor para obtener las fuerzas y los momentos producidos por toda el aspa. El BEM considera y explica el momento angular del rotor y la conservación del mismo, que es importante, ya que el giro del rotor es consecuencia de la interacción de las aspas con el flujo de aire producido por el viento [12, 13].

De forma general, el análisis de la teoría del BEM resulta un tanto complejo en el ámbito de ecuaciones matemáticas, es por ello, que se fundamenta en modelos y códigos aeroelásticos. Pues, un modelo aeroelástico, permite comprender y estudiar la interacción entre las fuerzas inerciales, elásticas y aerodinámicas que actúan sobre miembros estructurales expuestos a una corriente o flujo de aire, como es el caso de las aspas del aerogenerador. Además, el método BEM se basa en la suposición de que las aspas del aerogenerador se encuentran en todo momento en estado estacionario, o al menos en un estado casi estacionario, es decir, como un sistema aislado que debe satisfacer las leyes físicas de conservación [13].

#### 2.5.1.1. Teoría de los elementos de las aspas

Tomando como referencia lo expuesto en [11–13], la teoría BEM se basa en la división de las aspas en un número de secciones cada vez más pequeñas a lo largo de toda el aspa, desde el hub (r = 0) hasta la punta (r = R), en función del radio local r, como se puede apreciar en la Figura 2.7, donde: c, es la longitud de la cuerda del perfil aerodinámico; dr, es la longitud radial del elemento; r, es el radio local; R, es el radio de un aspa del rotor y  $\Omega$ , es la velocidad angular del rotor.

Al analizar las fuerzas sobre la sección de un aspa, hay que tener en consideración que las fuerzas de sustentación (elevación o empuje)  $F_L$ , y arrastre (resistencia o fricción)  $F_D$ , son perpendiculares y paralelas, respectivamente, a un vector de viento efectivo o relativo. El viento relativo es la suma vectorial de la velocidad del viento en el rotor,  $U(1 - \alpha)$ , y la velocidad del viento debida a la rotación de un aspa [11, 12]. A su vez, esta componente rotacional es la suma vectorial de la velocidad de la sección de las aspas,  $\Omega r$ , y la velocidad angular inducida en las palas a partir de la conservación



Figura 2.7: Esquema de los elementos de un aspa y principio de la teoría del BEM. Fuente: [11].

del momento angular,  $\omega r/2$ . En la Figura 2.8 se muestran las relaciones de las distintas fuerzas, ángulos y velocidades que intervienen en el aspa, mirando hacia abajo desde la punta de la misma.



Figura 2.8: Análisis y geometría de la sección de un aspa de un HAWT, utilizando la teoría del BEM. Fuente: [11].

Donde,  $\theta_p$  es el ángulo entre la línea de cuerda y el plano de rotación;  $\theta_{p,0}$  es el ángulo de paso de un aspa en la punta;  $\theta_T$  es el ángulo de giro de un aspa;  $\alpha$  es el ángulo de ataque, es decir, el ángulo entre la línea de cuerda y el viento relativo;  $\varphi$ es el ángulo del viento relativo;  $dF_L$  es la fuerza de sustentación incremental;  $dF_D$  es la fuerza de resistencia incremental;  $dF_N$  es la fuerza incremental normal al plano de rotación (misma que contribuye al empuje), y  $dF_T$  es la fuerza incremental tangencial a la circunferencia barrida por el rotor. Esta es la fuerza que crea el par útil o torque útil. Por último,  $U_{rel}$  es la velocidad relativa del viento.

Las fuerzas de interés sobre las aspas están determinadas únicamente por las características de sustentación (elevación, empuje) y arrastre (resistencia o fricción) de la forma aerodinámica de las aspas, que por definición [11]:

- 1.  $F_L$ : se define como perpendicular a la dirección del flujo de aire que se aproxima. Así,  $F_L$  es una consecuencia de la presión desigual en las superficies superiores e inferiores del perfil aerodinámico.
- 2.  $F_D$ : se define como paralela a la dirección del flujo de aire que se aproxima.  $F_D$ , se debe tanto a las fuerzas de fricción viscosas en la superficie del perfil aerodinámico como a la presión desigual en las superficies del perfil aerodinámico orientadas hacia el flujo de aire que se aproxima y en sentido contrario.

### 2.5.2. Análisis estadístico de los datos del viento

El análisis estadístico se utiliza para determinar el potencial de energía eólica de un lugar determinado y para estimar la producción de energía de uno o varios aerogeneradores (WTs) a ser instalados en él. Tener un conocimiento preciso de las características del viento en los sitios potenciales adecuados y de interés, es esencial para la planificación exitosa y la predicción de la viabilidad económica de un proyecto de energía eólica [11].

La información básica requerida para tal análisis es la velocidad y dirección del viento predominante en diferentes escalas o intervalos de tiempo [32]. Así, la variabilidad de los datos del viento en el tiempo se divide en tres escalas:

- 1. Escala de amplia longitud de tiempo: describe la variación de la cantidad de viento de un año a otro o incluso en períodos de tiempo más amplios.
- 2. Escala de tiempo mediana (variación mensual): cubre períodos de hasta un año, cubriendo variaciones estacionales que son altamente predecibles.
- 3. Escala de corto período de tiempo: cubre escalas de horas, minutos y segundos.

Como se mencionó anteriormente, la información requerida puede estar disponible durante largos o cortos períodos de tiempo. Sin embargo, esta información debe ser analizada e interpretada adecuada y cuidadosamente para representar un perfil confiable y adecuado del potencial del viento en el sitio de interés [32].

Así, para garantizar la fiabilidad en el análisis de los datos del viento, se utilizan funciones estadísticas estándar. Las distribuciones de Weibull y Rayleigh son comúnmente utilizadas para proporcionar una descripción probabilística de las variaciones de los datos del viento, con un nivel de precisión aceptable. En esta sección haremos énfasis en la

distribución de Weibull, ya que presenta mayor exactitud en el análisis e interpretación de los datos de viento y está muy cerca de las observaciones de campo [11, 32].

#### 2.5.2.1. Distribución probabilística de Weibull

La distribución de Weibull, es comúnmente usada para ajustar la frecuencia de distribución de las variaciones de la velocidad del viento, utilizando las dos funciones:

1. Función de densidad de probabilidad o Probability density function (pdf).

2. Función de distribución acumulada o Cumulative Distribution Function (CDF).

La pdf de Weibull f(v), representa la fracción de tiempo (o probabilidad) para la cual el viento está a una velocidad dada v, como se indica en (2.1) [11, 32]:

$$f(v) = p (v_i < v < v_i + \Delta v)$$
  
=  $\frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-(v/c)^k}$  (2.1)

Donde:

- c : es el factor de escala con unidades idénticas a la velocidad del viento.
- k : es un factor adimensional llamado **parámetro de forma** de Weibull.

La CDF de Weibull F(v), definida en (2.2), permite conocer la fracción de tiempo (o probabilidad) de que la velocidad del viento es igual o menor que v [11, 32].

$$F(v \ge v_i) = \int_0^{\alpha} f(v) \, dv$$
  
= 1 - e^{-(v/c)^k} (2.2)

La pdf y la CDF de Weibull, son funciones de dos parámetros: c y k, que se relacionan con la velocidad promedio del viento como lo indica (2.3) [11]:

$$\bar{v} = \int_0^\infty v f(v) \, dv$$

$$= c \, \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right)$$
(2.3)

donde,  $\bar{v}$  es la velocidad promedio de viento y  $\Gamma(k)$  es la función Gamma. Un caso especial corresponde a k = 2, que implica que la distribución Weibull converge a la

distribución de Rayleigh. La desviación estándar de la velocidad del viento, siguiendo la distribución de Weibull, está dada por (2.4) [11]:

$$\sigma_v = c \sqrt{\left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]}$$
(2.4)

Como se muestra en la Figura 2.9, a medida que aumenta el valor de k, la curva de la pdf de Weibull tiene un pico más agudo, lo que indica que hay menos variación de los datos del viento [11], determinando así la velocidad del viento más frecuente en el régimen. Por ejemplo, para k = 3.5, la velocidad del viento más probable es igual al valor promedio de f(v), es decir,  $v \approx 5.55 m/s$ .



Figura 2.9: Representación de la pdf de Weibull para un factor de escala constante, c = 6 m/s, y diferentes valores para el parámetro de forma, k.

#### 2.5.2.2. Enfoque basado en Weibull

Tomando como referencia lo expuesto en [11, 12, 32], la potencia del viento en un área específica A, está dada por (2.5), donde,  $\rho$  es la densidad del aire.

$$P_t = \frac{1}{2}\rho A v^3 \tag{2.5}$$

La densidad de potencia promedio del viento en un área A, es:

$$\frac{P_{t_{mean}}}{A} = \frac{1}{2}\rho\bar{v}^3 \tag{2.6}$$

Y el valor promedio del valor cúbico del viento está dado por:

$$\bar{v}^3 = \int_0^\infty v^3 p(v) \, dv \tag{2.7}$$

Finalmente, después de integrar y usar la función de Weibull, se puede obtener e(k), que es el factor de patrón de energía o Energy Pattern Factor (EPF), definido por (2.8):

$$\frac{P_{t_{mean}}}{A} = \frac{1}{2}\rho \ e(k) \ \bar{v}^3$$

$$e(k) = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$
(2.8)

Cuando la eficiencia de conversión de potencia es constante, la velocidad de viento requerida para obtener la máxima energía, se obtiene a partir de (2.9):

$$v_{opt} = c \left(1 + \frac{2}{k}\right)^{1/k} \tag{2.9}$$

Por otra parte, la velocidad de viento más probable en un sitio, esta dada por (2.10):

$$v^* = c \left(1 - \frac{1}{k}\right)^{1/k}$$
 (2.10)

En resumen, el par de valores  $(v_{opt}, v^*)$  calculados a partir de la distribución Weibull, ofrecen información útil cualitativa acerca del recurso energético eólico. Finalmente, se puede mencionar que la distribución de Weibull ofrece información acerca de la variación de la velocidad de viento, así como también de la densidad de potencia promedio de un sitio.

#### 2.5.3. Característica de la potencia de un aerogenerador

Considerando lo expuesto en [5, 11, 12, 29, 30, 37], la potencia mecánica extraída por el rotor del aerogenerador (WT) en función de la velocidad de viento, está determinada por (2.11):

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p \left(\lambda, \beta\right) v^3 \tag{2.11}$$

Donde:

- $\rho$  : es la densidad del aire  $[kg/m^3]$ .
- R : es el radio del rotor del aerogenerador [m].
- v : es la velocidad del viento incidente en el rotor del aerogenerador [m/s].
- $C_p$  : es el coeficiente de potencia.
- $\lambda = (\omega_m R/v)$ : es la relación de velocidad punta (TSR), que está en función del radio del rotor del aerogenerador, la velocidad del viento y la velocidad angular mecánica del rotor  $\omega_m [rad/s]$ .
- $\beta$  : es el ángulo de paso de las aspas del rotor [°].

### 2.5.3.1. Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia  $C_p$ , describe el rendimiento del rotor del aerogenerador (WT). Es decir, representa la relación entre la potencia aerodinámica del rotor y la potencia instantánea disponible en el viento incidente [30, 37], como se indica en (2.12).

$$C_p = \frac{P}{P_{ext}} \tag{2.12}$$

La potencia aerodinámica del rotor (P), está dada por (2.13), donde:  $\tau_{aero}$  es el torque aerodinámico aplicado al rotor por interacción con el viento.

$$P = \tau_{aero} \; \omega_m \tag{2.13}$$

El coeficiente de potencia es una función de  $\lambda$  y  $\beta$ , ya que depende de las características aerodinámicas del rotor, velocidad del viento y la velocidad angular mecánica del rotor como se mostró anteriormente en (2.11). El valor máximo para el coeficiente de potencia se conoce como "Límite de Betz" ( $C_p \approx 0.5925$ ), que indica la operación ideal de un aerogenerador (WT). Para estimar y representar  $C_p$ , se utilizan aproximaciones de modelos matemáticos definidos y abordados en [40]. La Figura 2.10, muestra la representación del coeficiente de potencia como función de la relación de velocidad punta ( $\lambda$ ) y el ángulo de paso ( $\beta$ ) empleando el modelo exponencial [40], usado con mucha frecuencia en la literatura.



Figura 2.10: Representación del coeficiente de potencia,  $C_p(\lambda, \beta)$ , para diferentes valores de  $\lambda$  y  $\beta$ .

### 2.6. Fundamentos de control en aerogeneradores

# 2.6.1. Regiones de operación y técnicas de control para un aerogenerador

Conocer e identificar las regiones de operación de un aerogenerador (WT), permite definir las técnicas y estrategias de control necesarias para garantizar el funcionamiento correcto y mejorar la eficiencia del aerogenerador, en términos de maximizar la captura de energía. Las regiones de operación de un aerogenerador se ilustran en la Figura 2.11, y son descritas a continuación [29, 30, 37]: región I, región II, región III y región IV.

#### 2.6.1.1. Región de operación I

La región de operación I, corresponde a velocidades de viento muy bajas con las cuales el rotor del aerogenerador está detenido, debido a la inercia del sistema. Por lo tanto, no hay producción de energía eléctrica.



Figura 2.11: Regiones de operación de un WT.

### 2.6.1.2. Región de operación II

En la región de operación II, están presentes velocidades de viento comprendidas entre la velocidad  $v_{cut-in}$ , a la cual el aerogenerador comienza a operar y producir energía aprovechable, y la velocidad de viento nominal,  $v_{nom}$ . Por lo general, en esta región se opera en los puntos de máxima potencia utilizando técnicas como MPPT.

### 2.6.1.3. Región de operación III

La región de operación III, corresponde a velocidades comprendidas entre la velocidad nominal  $(v_{nom})$ , y menores a la velocidad de interrupción  $v_{cut-off}$ , a la cual el aerogenerador se detiene. En esta región se busca limitar la generación de energía eléctrica a un valor de potencia nominal.

### 2.6.1.4. Región de operación IV

Finalmente, la región de operación IV corresponde a velocidades de viento muy altas ( $v \ge v_{cut-off}$ ), que por cuestiones de seguridad se debe detener el aerogenerador, para evitar daños. En la Figura 2.11, se puede observar que el aerogenerador intenta maximizar la captura de energía mientras opera en la región II. En la región III, la potencia se limita a un valor nominal para garantizar el funcionamiento eficiente del

aerogenerador. Finalmente, como se indicó inicialmente, las técnicas de control clásicas, adecuadas para cada región de operación de un aerogenerador, son:

- Control por variación del ángulo de paso (*pitch*), se utiliza en la región III.
- Control por *stall*, se utiliza en la región III.
- Convertidores de potencia en configuración espalda con espalda (BTB), se utiliza en las regiones II y III.
- Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), se utiliza en la región II.

### 2.6.2. Controles de potencia aerodinámicos, stall y pitch

Debido a que gran parte de los aerogeneradores (WTs) modernos son estructuras grandes y flexibles, la tecnología de control avanzada puede mejorar su rendimiento. Por ejemplo, los controladores avanzados pueden ayudar a disminuir el costo de la energía eólica al aumentar la eficiencia de la turbina, y, por lo tanto, la captura de energía. Así también, al reducir la carga mecánica (fatiga o estrés) lo que aumenta es la vida útil de los componentes y la estructura del aerogenerador [30, 37].

Las aspas del aerogenerador están aerodinámicamente optimizadas para capturar la máxima potencia en funcionamiento normal, es decir, a velocidades de viento establecidas en un rango de 3 a 15 m/s aproximadamente. A velocidades de viento altas (15 a 25 m/s aproximadamente), se requiere un control de potencia aerodinámico [29] para evitar daños en el aerogenerador. Hay varias formas diferentes de controlar las fuerzas aerodinámicas producidas en las aspas del aerogenerador, los métodos más utilizados son los controles [28, 29, 33]: del ángulo de paso (*pitch*) y por régimen de perdida (*stall*).

#### 2.6.2.1. Control por *stall* pasivo

El método de control más simple es el control por régimen de pérdida pasivo (o *stall* pasivo), que es un fenómeno aerodinámico, en el que las aspas del aerogenerador (WT) están diseñadas de tal manera que cuando la velocidad del viento supera la velocidad nominal del aerogenerador, se genera turbulencia de aire en la superficie del aspa que no está en contacto con el viento incidente. [29]

La turbulencia reduce la fuerza de sustentación en el aspa, lo que da como resultado una reducción de la potencia capturada, evitando daños en la turbina. Un aspa con efecto *stall* requiere de un diseño aerodinámico complejo para asegurar que el efecto *stall* ocurra a velocidades mayores a la nominal y de manera gradual y no abruptamente [11, 33].

#### 2.6.2.2. Control del ángulo de paso

El control por variación del ángulo de paso (pitch) se usa normalmente para aerogeneradores de gran escala. Durante condiciones normales de operación con la velocidad del viento en el rango permitido, el ángulo de paso se establece en su valor óptimo para capturar la máxima potencia del viento. Cuando la velocidad del viento supera el valor nominal, el aspa se aparta de la dirección del viento para reducir la potencia capturada. Las aspas se giran en su eje longitudinal cambiando el ángulo de paso mediante un dispositivo hidráulico o electromecánico situado en el *hub* del rotor unido a un sistema de engranajes en la base de cada aspa, como se muestra en la Figura 2.12. Como resultado, la potencia capturada se mantiene cerca del valor nominal establecido para el aerogenerador [28].



Figura 2.12: Mecanismo y control del ángulo de paso (*pitch*),  $\beta$ . Fuente: [41].

En los casos en los que la velocidad del viento excede el rango permitido, las aspas se inclinan completamente fuera del viento (totalmente inclinadas o en bandera) y, por lo tanto, no se captura energía [29]. Este método es efectivo para proteger la turbina y la estructura de soporte del daño causado por fuertes ráfagas de viento, las cuales generan cargas de fatiga (estrés mecánico) en el aerogenerador [17]. Cuando las palas están completamente inclinadas, el rotor se bloquea mediante un freno mecánico y la turbina está en modo de estacionamiento [7, 26, 29].

#### 2.6.2.3. Control por stall activo

Otro método de control de potencia aerodinámica es el control por *stall* activo, que es esencialmente un mecanismo de control del ángulo de paso, con la diferencia de que el ángulo de ataque del aspa se convierte en el viento, provocando pérdida (turbulencia en la parte posterior de la pala). El mecanismo de *stall* activo es una mejora con respecto al *stall* pasivo y puede mejorar la eficiencia de conversión de energía a velocidades de viento bajas y limitar la potencia máxima capturada en ráfagas de viento fuertes. Sin embargo, es un sistema complejo [29, 33]. En resumen, el control por *stall* activo es la combinación de un aspa con efecto de *stall* pasivo y el control del ángulo de paso ( $\beta$ ).

#### 2.6.3. Control de seguimiento del punto de máxima potencia

El control de un VSWT por debajo de la velocidad nominal del viento (región de operación II) se consigue controlando el generador. El objetivo principal es maximizar la captura de energía eólica para diferentes velocidades del viento, esto puede conseguirse ajustando la velocidad de la turbina de forma que se mantenga la relación óptima de velocidad de punta (TSR),  $\lambda_{opt}$  [29]. La Figura 2.13, muestra las características típicas de un aerogenerador (WT) que funciona para diferentes velocidades del viento, donde P y  $\omega_m$ , son la potencia mecánica de entrada y la velocidad del rotor de la turbina, respectivamente [42].

Las curvas P respecto a  $\omega_m$  se obtienen a partir del ángulo de paso (*pitch*) de las aspas fijado en su valor óptimo. Para obtener la máxima potencia disponible del viento a diferentes velocidades del mismo, la velocidad de la turbina debe ajustarse para garantizar su funcionamiento en función del seguimiento de todos los puntos de máxima potencia o MPPT, cuya trayectoria representa una curva de potencia. Con base en dicha información, se han desarrollado varias estrategias de control moderno para garantizar el MPPT [29, 37].

En la curva de potencia ilustrada en la Figura 2.13, el funcionamiento del aerogenerador puede dividirse en tres modos: modo de estacionamiento (parking mode), modo de control del generador y modo de control del ángulo de paso [29].

#### 2.6.3.1. Modo de estacionamiento o parking mode

Este modo sucede cuando la velocidad del viento es inferior a la velocidad de corte  $(v_{cut-in})$ , el sistema de la turbina genera menos potencia que su consumo interno y, por lo tanto, la turbina se mantiene en modo de estacionamiento. Las aspas están completamente alejadas del viento y el freno mecánico está activado.



Figura 2.13: Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Fuente: [42].

#### 2.6.3.2. Modo de control del generador

Sucede cuando la velocidad del viento se encuentra entre la velocidad de corte  $(v_{cut-in})$  y la velocidad nominal  $(v_{nom})$ , las aspas se inclinan hacia el viento con su ángulo de paso óptimo. La turbina funciona con velocidades de rotación variables para seguir el máximo punto de potencia a diferentes velocidades del viento. Esto se consigue mediante el control adecuado del generador [29].

#### 2.6.3.3. Modo de control del ángulo de paso

El modo de control por ángulo de paso (pitch), se da cuando la velocidad del viento es superior a la velocidad nominal  $(v_{nom})$ , pero está por debajo del límite de desconexión  $(v_{cut-off})$ , la potencia capturada se mantiene constante mediante el mecanismo de *pitch* para proteger la turbina de daños mientras el sistema genera y suministra la potencia nominal a la red. Ante fuertes ráfagas de viento, las aspas se posicionan gradualmente con la velocidad del viento, y en consecuencia, se controla la velocidad del generador.

Finalmente, es importante comprender que, cuando la velocidad del viento alcanza o supera la velocidad de desconexión  $(v_{cut-off})$ , las aspas se alejan completamente de la velocidad del viento incidente. No se capta energía y la velocidad de la turbina se reduce a cero. La turbina se bloquea en el modo de estacionamiento para evitar daños ocasionados por fuertes ráfagas de viento [29].

### 2.7. Control de optimización automática, SOC

El esquema de control auto-optimizado o de optimización automática (SOC) [19, 20, 43], es una estrategia de control que permite seleccionar sistemáticamente un conjunto de variables controladas (CVs) c, a partir del planteamiento de una función de costo objetivo J como criterio de selección, ajustarlas a valores de referencia constantes  $c_s$ , y con ello minimizar el impacto de las perturbaciones presentes en la auto-optimización [19]. La auto-optimización de variables no es una propiedad del controlador en sí, más bien, el término SOC se utiliza para describir toda una estrategia de diseño de una estructura de control, cuyo objetivo principal será el lograr una operación cercana a la óptima mediante etapas de control de ajuste en los puntos de referencia constantes donde se desea operar con las variables controladas [44, 45]. Así, la estrategia SOC es la traducción efectiva de los objetivos económicos en objetivos de control [20].

#### 2.7.1. Arquitectura general del controlador

El esquema de control auto-optimizado generalmente se descompone y organiza de manera jerárquica, en donde diferentes etapas de control operan en diferentes escalas de tiempo [19, 43]. La Figura 2.14 presenta un ejemplo de estructura de control jerárquica para el esquema SOC, donde el optimizador en tiempo real o Real-Time Optimizer (RTO) se encuentra en la parte superior de la estructura. El RTO suele operar en una escala de tiempo de varias horas y calcula los puntos de referencia  $c_s$  para el controlador inferior, que opera en una escala de tiempo de segundos y minutos. El controlador ajusta las entradas óptimas (ley de control)  $\bar{u}$  de modo que la variable controlada (CV) o el conjunto de (CVs) c, se mantengan cerca del valor del punto de referencia  $c_s$ .

En general, las CVs c = h(y), son funciones de las mediciones **y**, a la salida de la planta o proceso. A menudo se elige que c = h(y) sea una función lineal de forma que  $\mathbf{c} = \mathbf{H}\mathbf{y}$ , donde **H** se conoce como la matriz óptima de selección o combinación de medidas y es una matriz constante de dimensiones adecuadas [19, 43, 44], abordada en la siguiente sección.

#### 2.7.2. Análisis y modelo matemático del esquema SOC

En [19, 43], se presentan diferentes métodos matemáticos y sistemáticos para encontrar variables controladas (CVs) adecuadas para sistemas polinomiales, considerando una función de costo eficiente que debe estar constituida principalmente por las variables que se desean manipular, medir y controlar. Así también, se indica que se debe



Figura 2.14: Arquitectura jerárquica del esquema SOC. Fuente: [19].

considerar todo el conjunto de condiciones, restricciones operativas y perturbaciones que afectan a la función de costo definida para el sistema estudiado [19]. De esta manera, en primer lugar, hay que controlar las restricciones activas (que son óptimas desde el punto de vista económico en términos de minimización del costo), considerando que cualquier desviación de las restricciones activas supone una pérdida. Así, estas pueden considerarse como las variables auto-optimizadoras obvias. En segundo lugar, se debe de encontrar las variables controladas (CVs) asociadas a los grados de libertad no restringidos [19]. Estas son las variables de control de auto-optimización menos obvias, que consiguen indirectamente un funcionamiento óptimo a pesar de las perturbaciones [46, 47].

Además, es necesario considerar algunos requisitos para elegir buenas variables controladas:

- 1. La variable controlada (CV) c, debe ser fácil de controlar, es decir, las entradas u deben tener un efecto significativo (ganancia) sobre c.
- 2. El valor óptimo de c debe ser insensible a las perturbaciones.
- 3. En el caso de varias CVs, las variables no deben estar estrechamente correlacionadas.

Una adecuada elección de c que satisfaga los requisitos anteriores no requerirá que el RTO actualice los puntos de referencia  $c_s$ , cada vez que cambien las condiciones de funcionamiento y las perturbaciones. El simple hecho de controlar c en su punto  $c_s$ , conducirá indirectamente a las correspondientes entradas óptimas (o casi óptimas)  $\mathbf{u}$ , y es por eso que la estructura de control se denomina estructura de control de autooptimización (SOC). Así, en lugar de centrarse en encontrar las entradas óptimas a la planta cuando varían las perturbaciones, en lazo abierto, como se hace en los enfoques de control clásico y control moderno, como por ejemplo el control predictivo de modelos (MPC), en el diseño del esquema SOC se encuentran las salidas óptimas de la planta, a partir de calcular  $\mathbf{c} = \mathbf{Hy}$  [19].

#### 2.7.2.1. Definición de variables y ecuaciones de interés

A continuación, se definen las variables y ecuaciones de interés que intervienen en la estructura de control SOC, de acuerdo con lo que se presenta en [19, 43–45].

- u ∈ ℝ<sup>nu</sup>: arreglo o conjunto base que define la o las variables de entrada ("variables manipuladas").
- $\mathbf{d} \in \mathbb{R}^{n_d}$ : perturbación o arreglo de perturbaciones.
- $J(\mathbf{u}, \mathbf{d})$ : función de costo objetivo.
- $n^y$ : error de medición (presencia de ruido en la implementación).
- $y_0$ : mediciones ideales a la salida de planta (sin considerar  $n^y$ ).
- $\mathbf{y} \in \mathbb{R}^{n_y}$ : mediciones reales a la salida de la planta (considerando  $n^y$ ).
- $\mathbf{H} \in \mathbb{R}^{n_u \times n_y}$ : matriz óptima de selección o combinación de medidas (matriz de proyección).
- $\mathbf{c} = h(y) = f_c(u, d) = \mathbf{H}\mathbf{y}$ : variables controladas seleccionadas óptimas.
- $\mathbf{F} \in \mathbb{R}^{n_y \times n_d}$ : matriz de sensibilidad óptima.
- $\mathbf{G}_y^d \in \mathbb{R}^{n_y \times n_d}$ : matriz de ganancias de cada medición y, frente a una perturbación d, dada.
- $\mathbf{G}^y \in \mathbb{R}^{n_y \times n_u}$ : matriz de ganancias de cada medición individual y, respecto a cada entrada u.
- $\mathbf{H}_J(\mathbf{u}, \mathbf{d})$ : matriz Hessiana.
- $\mathbf{W}_d \in \mathbb{R}^{n_d \times n_d}$ : matriz diagonal escalonada que contiene la magnitud esperada para cada una de las perturbaciones d.

•  $\mathbf{W}_e \in \mathbb{R}^{n_y \times n_y}$ : matriz diagonal escalonada que contiene los errores de medición para cada salida y.

De esta manera, la arquitectura del control SOC requiere determinar el valor de la matriz  $\mathbf{H}$ , con la finalidad de encontrar c utilizando (2.14):

$$\mathbf{c} = \mathbf{H}\mathbf{y} \tag{2.14}$$

Para determinar  $\mathbf{H}$ , en primera instancia se necesita encontrar la matriz Hessiana representada por (2.15):

$$\mathbf{H}_{J}(\mathbf{u}, \mathbf{d}) = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{uu} & \mathbf{J}_{ud} \\ \mathbf{J}_{du} & \mathbf{J}_{dd} \end{bmatrix}$$
(2.15)

donde:

 $\mathbf{J}_{uu} \in \mathbb{R}^{n_u \times n_u} = \frac{\partial^2 J(\mathbf{u}, \mathbf{d})}{\partial u^2}, \ \mathbf{J}_{ud} \in \mathbb{R}^{n_u \times n_d} = \frac{\partial^2 J(\mathbf{u}, \mathbf{d})}{\partial u \partial d} = \mathbf{J}_{du}^T, \ \mathbf{J}_{dd} \in \mathbb{R}^{n_d \times n_d} = \frac{\partial^2 J(\mathbf{u}, \mathbf{d})}{\partial d^2},$ denotan las derivadas parciales de segundo orden de la función de costo, con respecto a  $\mathbf{u} \neq \mathbf{d}$ , respectivamente, evaluadas en  $u = u_{nom} \neq d = d_{nom}$ , sabiendo que  $u_{nom}$  es la entrada nominalmente óptima correspondiente a la perturbación nominal  $d_{nom}$ . A continuación, se puede determinar la matriz  $\mathbf{F}$ , que se calcula utilizando la matriz  $\mathbf{G}^y$ , y la matriz  $\mathbf{G}^d_u$ , mediante (2.16):

$$\mathbf{F} = \mathbf{G}_y^d - \mathbf{G}^y \mathbf{J}_{uu}^{-1} \mathbf{J}_{ud} \tag{2.16}$$

Empleando las matrices  $\mathbf{W}_d$  y  $\mathbf{W}_e$ , se puede encontrar la matriz auxiliar  $\tilde{\mathbf{F}}$  utilizando (2.17):

$$\tilde{\mathbf{F}} \cong \begin{bmatrix} \mathbf{F} \mathbf{W}_d & \mathbf{W}_e \end{bmatrix}$$
(2.17)

Finalmente, se puede encontrar  $\mathbf{H}$ , utilizando (2.18):

$$\mathbf{H} = \left(\tilde{\mathbf{F}}\tilde{\mathbf{F}}^{T}\right)^{-1}\mathbf{G}^{y}\left(\mathbf{G}^{y^{T}}\left(\tilde{\mathbf{F}}\tilde{\mathbf{F}}^{T}\right)^{-1}\mathbf{G}^{y}\right)^{-1}\mathbf{J}_{uu}^{1/2}$$
(2.18)

### 2.7.3. Aplicaciones del control auto-optimizado

En [20] se propuso la búsqueda de una estructura SOC para el diseño del sistema de control de una planta química. En este estudio se analizaron las siguientes interrogantes: "¿Qué variables deben controlarse, qué variables deben medirse, qué entradas deben manipularse y qué vínculos deben establecerse entre ellas?". De esta manera, en este artículo se menciona que el objetivo principal es encontrar un conjunto de variables controladas (CVs) que, cuando se mantienen en puntos de ajuste o referencia constantes, conducen indirectamente a un funcionamiento casi óptimo del sistema

considerando pérdidas tolerantes. En este trabajo también se detalla el procedimiento sistemático para encontrar variables controladas adecuadas, basándose únicamente en la información de estado estable del sistema. Así también, se menciona que los pasos importantes a considerar en la implementación de un sistema de control SOC, son el análisis del grado de libertad, la definición de operación óptima (costo y restricciones) y la evaluación de la pérdida cuando las variables controladas se mantienen constantes en lugar de ajustarse de manera óptima. Además, se indica que es importante seleccionar buenas variables controladas (CVs) candidatas, mismas que deben satisfacer ciertos requisitos mínimos, de modo que la función de costo debe minimizarse durante la operación.

En [21] se presenta al esquema SOC como una estrategia de control global (gSOC) aplicado a un aerogenerador marino (OWT) de 5 MW, con la finalidad de maximizar la extracción de potencia. El esquema propuesto se basa completamente en las mediciones de los datos operativos de la planta, siendo estos, la potencia de salida (P), el ángulo de paso ( $\beta$ ), la velocidad angular y torque del rotor ( $\omega_G$  y  $\Gamma$ , respectivamente), y la eficiencia del generador  $(\eta)$ . El objetivo es determinar la ley de control óptima aplicando el esquema gSOC, considerando:  $\beta$  y  $\omega_G$ , como las variables manipuladas, la velocidad del viento (v) como la perturbación, y la función objetivo J, a ser maximizada, como la potencia de salida ( $P = \Gamma \cdot \omega_G \cdot \eta$ ). Así, mediante regresión y combinación lineal se encuentran los valores de las variables controladas que se aproximan a las condiciones de optimización. Los resultados muestran que la estrategia gSOC maximiza con éxito J en la región II de operación del aerogenerador, sin ningún conocimiento de la dinámica de este sistema relativamente complejo, sino solamente basándose en los datos operativos proporcionados. Además, los autores mencionan que el esquema gSOC aprendió por sí mismo que la forma óptima de entregar la máxima potencia es apuntar a lograr el máximo coeficiente de potencia  $(C_p)$ , y esto puede hacerse manteniendo  $\beta$  constante y variando  $\Gamma$  de tal manera que la relación de velocidad-punta (TSR) se mantenga constante en su valor óptimo. Finalmente, los autores concluyen que, se logra obtener mayor extracción de potencia promedio para diferentes velocidades de viento.

# 3. Esquema de control auto optimizado (SOC) para maximizar la extracción de potencia y minimizar el estrés en las aspas del aerogenerador

Este capítulo describe la estructura del modelo simulado de tipo fasorial disponible en MATLAB/Simulink del aerogenerador. En este modelo se implementa el esquema de control SOC que a partir de los parámetros de la función de costo y la combinación lineal de mediciones se calcula el valor de la variable controlada (CV),  $\omega_{ref}$ , que cuando se mantiene constante, el sistema se mantiene cerca del punto óptimo de operación. En este sentido, el valor óptimo consiste en minimizar la función de costo con el objetivo de extraer la máxima potencia y reducir el estrés mecánico en las aspas del aerogenerador. El valor del estrés normalizado se calcula a partir del modelo BEM/TWB.

### 3.1. Estructura del modelo fasorial del aerogenerador

Tanto el modelo de simulación del WT como las ecuaciones diferenciales de voltaje sujetas al eje de referencia dq se obtiene de [22]. El modelo está compuesto por: turbina eólica que cuenta con control del ángulo de paso (*pitch*), tren motriz, generador síncrono de imanes permanentes (PMSG), sistema de conversión *Back to Back* (BTB - *stall* electrónico) conformado por el convertidor de lado del estator o Stator Side Converter (SSC) y un convertidor de lado de la red o Grid Side Converter (GSC); y un filtro de acoplamiento LCL. El GSC convierte el voltaje DC en un voltaje AC trifásico con una frecuencia fija que luego se inyecta a la red. A continuación se presentan las ecuaciones diferenciales del PMSG así como de filtro LCL.

### 3.1.1. Modelo del PMSG

Las ecuaciones diferenciales del PMSG en el eje directo y cuadratura se definen como:

$$\frac{d}{dt}I_{sd} = \frac{1}{L_{sd}}V_{sd} - \frac{R_s}{L_{sd}}I_{sd} + \frac{L_{sq}}{L_{sd}}I_{sq}\omega_s \tag{3.1}$$

$$\frac{d}{dt}I_{sq} = \frac{1}{L_{sq}}V_{sq} - \frac{R_s}{L_{sq}}I_{sq} - \frac{L_{sd}}{L_{sq}}I_{sd}\omega_s - \frac{1}{L_{sq}}\psi_m\omega_s$$
(3.2)

donde,  $V_{sd}$  y  $V_{sq}$  son las componentes de voltaje en el estator;  $I_{sd}$  y  $I_{sq}$  son las componentes de corriente en el estator;  $\omega_s$  es la frecuencia del estator y  $\psi_m$  es el flujo magnético del imán permanente.

La potencia activa y reactiva en el generador se puede expresar como:

$$P_s = V_{sd}I_{sd} + V_{sq}Isq aga{3.3}$$

$$Q_s = V_{sq}I_{sq} - V_{sd}Isq \tag{3.4}$$

#### 3.1.2. Modelo del filtro LCL

Al igual que en el modelo del PMSG, las ecuaciones diferenciales para los ejes directo y cuadratura del filtro LCL se obtienen de [22]. Este modelo está conformado por una inductancia del lado del inversor  $(L_i)$  y su resistencia parásita  $(R_i)$ ; una inductancia del lado de la red  $(L_g)$  y su resistencia parásita  $(R_g)$ ; el condensador del filtro  $(C_f)$  y una resistencia de amortiguamiento  $(R_d)$ . Las ecuaciones diferenciales del modelo LCL son:

$$L_{i}\frac{dI_{id}}{dt} = V_{id} - V_{cfd} - (R_{i} + R_{d})I_{id} + L_{i}\omega I_{iq} + R_{d}I_{gd}$$
(3.5)

$$L_{i}\frac{dI_{iq}}{dt} = V_{iq} - V_{cfq} - (R_{i} + R_{d})I_{iq} - L_{i}\omega I_{id} + R_{d}I_{gd}$$
(3.6)

$$L_g \frac{dI_{gd}}{dt} = V_{cfd} - V_{gd} - (R_g + R_d)I_{gd} + L_i\omega I_{gq} + R_d I_{id}$$
(3.7)

$$L_g \frac{dI_{gq}}{dt} = V_{cfq} - V_{gq} - (R_g + R_d)I_{gq} - L_i\omega I_{gq} + R_d I_{id}$$
(3.8)

$$C_f \frac{dV_{cfd}}{dt} = I_{id} - I_{gd} + \omega C_f V_{cfq}$$
(3.9)

$$C_f \frac{dV_{cfq}}{dt} = I_{iq} - I_{gq} + \omega C_f V_{cfq}$$
(3.10)

donde  $V_i$  e  $I_i$  corresponde al voltaje y corriente en el lado del convertidor del filtro LCL.  $V_g$  e  $I_g$  es el voltaje y la corriente en el lado de la red;  $V_c f$  es el voltaje en el condensador  $(C_f)$ , y  $\omega$  es la frecuencia de la red.

La potencia activa y reactiva en la salida del filtro LCL se puede calcular como:

$$P_g = V_{gd}I_{gd} + V_{gq}I_{gq} \tag{3.11}$$

$$Q_g = V_{gq}I_{gq} - V_{gd}I_{gq} \tag{3.12}$$

#### 3.1.3. Estructura del modelo fasorial del aerogenerador

La Figura 3.1 muestra el diagrama de bloques del modelo tipo fasorial de un aerogenerador de velocidad variable que se basa en un generador síncrono de imanes permanentes.



Figura 3.1: Arquitectura del modelo tipo fasorial de un WT basado en PMSG. Fuente [22].

Los acrónimos de la Figura 3.1 se listan a continuación:

- $v_w$ : Velocidad del viento.
- $\omega_r$ : Velocidad angular de la turbina.
- $P_m$ : Potencia mecánica.
- $P_s, Q_s$ : Potencia activa y reactiva en la salida del PMSG, respectivamente.
- $I_{sd}, I_{sq}$ : Corriente del estator en dirección  $d \ge q$ , respectivamente.
- $P_g, Q_g$ : Potencia activa y reactiva suministrada a la red.
- $I_{gd}$ ,  $I_{gq}$ : Corriente en la red en dirección  $d \ge q$ , respectivamente.
- $V_{sd}$ ,  $V_{sq}$ : Componentes de voltaje del estator en dirección  $d \ge q$ , respectivamente.
- $V_{id}$ ,  $V_{iq}$ : Voltajes de referencia trifásicos en el GSC en dirección  $d \ge q$ , respectivamente.
- $V_{dg}$ ,  $V_{dg}$ : Voltajes de referencia trifásicos en el SSC en dirección  $d \ge q$ , respectivamente.
- $V_{abc}$ : Voltaje trifásico de la red.
- $I_{abc}$ : Corriente trifásica de la red.

La Figura 3.2 muestra la característica del coeficiente de potencia  $(C_p)$  en función de la relación velocidad punta  $(\lambda)$  para diferentes valores del ángulo de paso. En esta figura se puede observar el máximo valor de  $C_{p_opt} = 0.48$  está definido para un valor de  $\lambda$  óptimo ( $\lambda_{opt} = 8.1$ ) y  $\beta = 0$ . La característica de extracción de potencia en función de la velocidad angular del rotor ( $\omega_r$ ) para diferentes velocidades de viento donde el ángulo de paso se configura en 0 grados se muestra en la Figura 3.3. La máxima potencia (0.73 pu) se consigue cuando la velocidad del viento es de 10 m/s y  $\omega_r$  igual a 1 pu. El MPPT se calcula con (3.13). La ventaja de utilizar esta relación es que no se mide directamente la velocidad del viento, por lo tanto, las variaciones en el viento no se reflejan instantánea y significativamente en la señal de referencia [4].

$$P_{mppt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \left(\frac{\omega_r R}{\lambda_{opt}}\right)^3 C_{p\_opt}$$
(3.13)

### 3.2. Modelo integrado BEM/TWB

En [10, 48] se presenta la formulación del modelo BEM/TWB utilizado en este estudio. Las fuerzas de sustentación y arrastre, así como, el ángulo de ataque afectan el rendimiento del perfil aerodinámico del aspa debido a la fricción entre el flujo de



Figura 3.2: Característica  $\lambda$ - $C_p$  para diferentes  $\beta$ .



Figura 3.3: Potencia y curva MPPT.

aire y la superficie de la misma. El perfil aerodinámico se obtiene aplicando mecánica computacional y junto con el número variable de Reynolds cuantifica el rendimiento del aspa frente al flujo de viento [49].

El cálculo del estrés mecánico en las aspas del aerogenerador consta de en un modelo TWB y un modelo aerodinámico con base en la teoría BEM. La ventaja de utilizar un modelo TWB es que se puede reducir la información geométrica del material, así como la anisotropía, la deformación y tensión en cada punto de la superficie del aspa. Las principales suposiciones en el modelo integrado BEM/TWB se enumeran a continuación:

- los esfuerzos en la superficie del aspa se calculan mediante el modelo TWB,
- solo se considera las cargas aerodinámicas como: cargas gravitatorias y centrífugas
- condiciones de cortocircuito y desbalance de cargas en la red no son considerados,
- no se considera la estructura interna del aspa, ni efectos los efectos resonantes que el viento produce sobre el aspa,
- las fuerzas aerodinámicas se calculan mediante la teoría del BEM en estado estacionario.
- el plano del rotor siempre está orientado perpendicular al viento,
- la velocidad del viento tiene una distribución homogénea en cualquier punto del plano del rotor.

Los detalles de la geometría externa de la pala, la distribución de la disposición y las propiedades de los materiales se pueden encontrar en [50]. El perfil aerodinámico está construido por materiales como: fibra de vidrio, pegamento y madera de balsa como se muestra en la Tabla 3.1. El aspa se divide en 13 secciones donde, el espesor del material depende de la sección en donde se analizan los esfuerzos.

Material	Densidad [kg/m^3]
Fibra de vidrio	1874
Pegamento	1230
Madera de balsa	144

Tabla 3.1: Materiales utilizados en la generación del perfil aerodinámico.

Las deformaciones axiales y cortantes se pueden escribir de la siguiente manera:

$$\epsilon_{zz} = \epsilon_{zz}^0 + [y(s) - n\cos\alpha(s)]\kappa_x + [x(s) + n\sin\alpha(s)]\kappa_y + [\omega(s) - nq(s)]\kappa_w \qquad (3.14)$$

$$\gamma_{sz} = \overline{\gamma}_{sz} + 2n\kappa_{xy} \tag{3.15}$$

donde,  $\epsilon_{zz}$  es la deformación axial en la superficie a lo largo del eje (z),  $\gamma_{sz}$  es la deformación cortante en el plano del material del aspa (s, z); las coordenadas cartesianas

(x, y, z) se encuentran alineadas con los movimientos *flapwise*, *edgewise* y *axial*, respectivamente; n, s corresponde a un sistema de coordenadas normales y tangenciales de un punto arbitrario ubicado en la superficie y con el origen ubicado en la mitad de la sección transversal;  $\kappa_x$ ,  $\kappa_y$ ,  $\kappa_{xy}$ ,  $\kappa_\omega$  son las curvaturas de la superficie en las direcciones xz, yz, tasa de torsión y curvatura de torsión, respectivamente;  $\epsilon_{zz}^0$  es la tensión axial de primer orden en la línea axial.  $\overline{\gamma}_{sz}$  contiene términos de acoplamiento entre la deformación axial y la deformación cortante.

Las aspas de un aerogenerador se fabrican con láminas que tienen características como: un grosor específico, propiedades elásticas y diferentes orientaciones (direccional y bidireccional). El material que constituye el aspa debe ser capaz de soportar los cambios bruscos de temperatura con el fin de cumplir con altos estándares de calidad y confiabilidad. A partir de (3.14) y (3.15) se puede determinar el esfuerzo axial ( $\sigma_{zz}$ ) y cortante ( $\sigma_{sz}$ ) en la capa k en cualquier posición del aspa utilizando una ley constitutiva ortogonal de tensión plana [50], así:

$$\begin{bmatrix} \sigma_{zz} \\ \sigma_{sz} \end{bmatrix}_{k} = \begin{bmatrix} \overline{\mathbf{Q}}_{11} & \overline{\mathbf{Q}}_{12} \\ \overline{\mathbf{Q}}_{12} & \overline{\mathbf{Q}}_{66} \end{bmatrix}_{k} \begin{bmatrix} \epsilon_{zz} \\ \gamma_{zz} \end{bmatrix}$$
(3.16)

donde  $\overline{\mathbf{Q}}_{ij}$  son los coeficientes de rigidez del material en el sistema de coordenadas globales, que se reducen a través de una ley ortotrópica a condiciones de tensión planas.

Los esfuerzos de (3.16) son transformados al sistema de coordenadas del material utilizando la matriz de rotación  $[\mathbf{R}]$  como sigue:

$$\begin{bmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{12} \end{bmatrix}_{k} = [\mathbf{R}]_{k} \begin{bmatrix} \epsilon_{zz} \\ \gamma_{sz} \end{bmatrix}_{k}$$
(3.17)

El modelo TWB calcula el valor de estrés en cada punto de la superficie de la capa del material, con lo que, el factor de estrés en el aspa corresponde al valor máximo de estrés en cada punto de la superficie. El factor de estrés normalizado ( $\xi$ ) se define como la razón entre el esfuerzo en la capa del material debido a las cargas aerodinámicas, y la resistencia del material ( $S_{i,j}$ ) en la dirección especificada por (i, j).

$$\xi_{i,j} = \frac{\sigma_{i,j}}{S_{i,j}} \tag{3.18}$$

en este sentido, (1, 1) a lo largo de la fibra del material, (2, 2) perpendicular a la fibra del material y (1, 2) en sentido de corte.

Las ecuaciones de movimiento para una sección del perfil aerodinámico que se encuentra en una posición z axial al aspa, se puede expresar como:

$$[\mathbf{M}] \{ \ddot{u} \} + [\mathbf{C}] \{ \dot{u} \} + [\mathbf{K}] \{ u \} = \{ f \}$$
(3.19)

donde,  $[\mathbf{M}]$ ,  $[\mathbf{K}]$  y  $[\mathbf{C}]$  corresponden a las matrices de masa, rigidez y amortiguación histerética, respectivamente;

$$\{u\} = (V, U, W, \phi) \tag{3.20}$$

las coordenadas z denotadas por U, V y W corresponden a los desplazamientos, a lo largo de x e y;  $\phi$  representa el desplazamiento angular elástico de la sección transversal con respecto al eje z. Por último,

$$\{f\} = (f_{flap}, f_{edge}, f_{span}, M_{torsion})$$
(3.21)

donde  $\{f\}$  representa las cargas locales que actúan sobre el segmento del aspa debido a las fuerzas aerodinámicas, mientras que,  $\{\ddot{u}\}$ ,  $\{\dot{u}\}$ ,  $\{u\}$  son los grados de libertad, correspondientes a desplazamientos, velocidades y aceleraciones, respectivamente. La implementación y solución de las ecuaciones anteriores están basadas en una formulación isogeométrica. El ángulo de ataque de la superficie aerodinámica de la sección se calcula como:

$$\alpha(z) = \phi(z) - \beta'(z) = \phi(z) - \beta(z) - \varphi(z)$$
(3.22)

donde,  $\phi(z)$  es el ángulo de flujo determinado por la teoría BEM y  $\beta(z)$  es el ángulo de paso (*pitch*);  $\varphi(z)$  es el ángulo de rotación de la sección local determinado por el modelo TWB.

A partir de (3.18) es posible estimar el estrés instantáneo a lo largo del aspa del aerogenerador. La Figura 3.4 muestra el resultado de simulaciones con niveles bajo y medio de estrés que se calcula a través del modelo integrado BEM/TWB implementado en [10]. Se observa zonas de color amarillo (3.4(a)) en donde la mayor fatiga se ubica cerca de la raíz y el borde de salida del aspa. Las fallas en el borde de salida son causadas principalmente por los momentos de torsión y aleteo (flapwise). Uno de los factores que aumenta el estrés en la raíz del aspa es su tamaño, cuando este aumenta existen mayores fuerzas gravitatorias, lo que provoca que la frecuencia de torsión sea más baja, permitiendo que se acople a modos de flexión más bajos, lo que puede provocar inestabilidad en el aleteo y el colapso del aspa [51]. La Figura 3.4(b) muestra el resultado de la simulación con un nivel bajo de estrés que se consigue manipulando el ángulo *pitch*,  $\beta$ .

### 3.3. Diseño del controlador auto-optimizado

La Figura 3.5 muestra el diagrama de bloques del esquema de control SOC. Esta arquitectura de control opera sobre el aerogenerador como supervisor sobre el modelo tipo fasorial de la Figura 3.1. A continuación, se presenta en detalle la implementación de cada uno de los bloques, cuya finalidad es encontrar el valor óptimo de la variable



(b) Nivel de estrés bajo debido a la variación del ángulo *pitch*.

Figura 3.4: Cálculo del estrés ( $\xi$ ) utilizando el modelo BEM/TWB.

controlada,  $\omega_{ref}$ , esto con el objetivo de que,  $\beta^*$ , pueda ajustar el ángulo de paso (*pitch*) para que cumpla con los objetivos principales de la función de costo.

### 3.3.1. Análisis del grado de libertad

En este estudio se ha seleccionado un grado de libertad,  $\beta^*$ , ya que es posible manipular la velocidad de rotación del aerogenerador variando correctamente esta variable. La Figura 3.6 muestra el sistema de control implementado, en donde la referencia es la velocidad normalizada en pu (por unidad) del generador. Este controlador se activa con velocidades de viento mayores a la nominal ( $v_w > 10m/s$ ). Por el contrario, para velocidades por debajo de la nominal,  $\beta^* = 0$ .



Figura 3.5: Arquitectura del esquema de control SOC.



Figura 3.6: Control del ángulo de paso (pitch).

### 3.3.2. Función de costo multiobjetivo

El objetivo es maximizar la extracción de potencia, mientras se minimiza el estrés sobre las aspas del aerogenerador. Por lo que, la función de costo formulada considera estas dos variables (potencia y factor de estrés), tal como:

$$J = \alpha \left( P_{nom} - P_{cal} \right)^2 + \theta \xi^2 \tag{3.23}$$

donde,  $P_{nom}$  es la potencia nominal,  $P_{cal}$  es la potencia calculada,  $\xi$  es el estrés máximo de (3.18) calculado a lo largo del aspa,  $\alpha \neq \theta$  son parámetros de optimización cuyo valor se calcula según las restricciones operativas del sistema.

### 3.3.3. Modelo del aerogenerador

El modelo aerodinámico está basado en un aerogenerador horizontal de tres aspas. La potencia que se puede extraer del viento en un WT se puede determinar mediante

las siguientes relaciones:

$$P = \frac{1}{2}\rho A C_p(\lambda,\beta) v_w^3 \tag{3.24}$$

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v_w} \tag{3.25}$$

donde, P es la potencia extraída del viento,  $\rho$  es la densidad del viento, A es el área de barrido para un radio R del rotor,  $v_w$  es la velocidad del viento,  $\lambda$  es la relación de velocidad de punta (TSR),  $\beta$  es el ángulo de paso,  $\omega_t$  es la velocidad angular de la turbina, y  $C_p$  es el coeficiente de potencia que está en función de la velocidad de punta y el ángulo *pitch*. En [40, 52] se define una relación para  $C_p$  como:

$$C_p(\lambda,\beta) = c_1 \left( c_2/\lambda_i - c_3\beta - c_4 \right) e^{-c_5/\lambda_i} + c_6\lambda$$
(3.26)

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$
(3.27)

Los coeficientes de (3.26) se toman de [53] donde los valores se estiman a partir de varios experimentos, esto es:  $c_1 = 0.5176$ ,  $c_2 = 116$ ,  $c_3 = 0.4$ ,  $c_4 = 5$ ,  $c_5 = 21$ ,  $c_6 = 0.0068$ .

En [54] se formula una relación de potencia normalizada de (3.24), esto es:

$$P_{m_{-}pu} = k_p C_{p_{-}pu} v_{w_{-}pu}^3 \tag{3.28}$$

donde,  $P_{m-pu}$  es la potencia en pu para valores particulares de  $\rho$  y A,  $C_{p-pu}$  es el coeficiente de potencia en pu,  $v_{w-pu}$  es la velocidad de viento en pu y  $k_p$  es un coeficiente de ganancia de potencia.

#### 3.3.4. Matriz de combinaciones

La variable manipulada (u), mediciones (y) y la perturbación (d) se definen como:

$$\mathbf{u} = [\omega_r]^T, \quad \mathbf{y} = [\omega_r, \beta, I_{sq}, I_{gq}, P_g, \xi]^T, \quad \mathbf{d} = [v_w]^T$$
(3.29)

donde,  $\omega_r$  es la velocidad angular del generador,  $\beta$  es el ángulo de paso,  $I_{sq}$  es la corriente en cuadratura de generador,  $I_{gq}$  es la corriente en cuadratura en la red,  $P_g$  es la potencia activa en la red y  $\xi$  es el estrés normalizado calculado por el modelo BEM/TWB. Las perturbaciones están relacionadas directamente con la función de costo definida por (3.23), por lo que, la optimización se realiza para cada valor de la serie de viento empleada en este estudio.

La matriz de combinaciones, **H**, considera mediciones individuales como variables controladas (CV). La selección de  $n_u$  CVs de  $n_y$  mediciones se vuelve un problema de

optimización combinatoria. En est estudio se utiliza (2.18) para calcular la matriz de combinaciones **H**.

En este estudio, los valores de las matrices diagonales,  $\mathbf{W}_{\mathbf{d}}$  y  $\mathbf{W}_{\mathbf{e}}$  de (2.17), se eligen después de realizar varios experimentos en los cuales se verifica que se cumplan los objetivos individuales de la función de costo (3.23). La serie de viento utilizada ( $v_{s_{pu}}$ ), contiene valores pu en el rango de 0.4503  $\leq v_{w_{pu}} \leq 1.3517$ , los mejores resultados se consiguen cuando se considera,

$$\mathbf{W}_{\mathbf{d}} = diag(1.2) \tag{3.30}$$

y el error de implementación para  $\omega_r$  es de 4.5 %;  $\beta$ , 14 %;  $I_{sq}$ ,  $I_{gq}$  y  $P_g$ , 10 % y  $\xi$ , 3.7 %. Así,

$$\mathbf{W}_{\mathbf{e}} = diag(0.045, 3.5, 0.095, 0.095, 0.095, 0.037)$$
(3.31)

#### 3.3.4.1. Cálculo de ganancias

La matriz de ganancias,  $\mathbf{G}^{\mathbf{y}}$ , se obtiene al evaluar la variable manipulada ( $\omega$ ) alrededor del punto de operación nominalmente óptimo. Con el uso de diferencias finitas se obtiene el valor de la ganancia para cada medición individual. El cálculo de diferencias finitas se realiza sobre polinomios de interpolación que pueden representar datos experimentales, esto presenta una ventaja cuando no se conoce de manera exacta la funcionalidad real de los datos para representar mediante funciones concretas [55]. En este caso se utiliza la derivada de cinco puntos [56], que se obtiene interpolando los puntos  $x_0, x_0 \pm h, x_0 \pm 2h$ , donde la separación h es constante. En (3.32) se muestra la expresión para aproximar la derivada en un punto donde  $\varepsilon \in (x_0 - 2h, x_0 + 2h)$ .

$$f'(x_0) = \frac{f(x_0 - 2h) - 8f(x_0 - h) + 8f(x_0 + h) - f(x_0 + 2h)}{12h} + \frac{h^4}{30}f^5(\epsilon)$$
(3.32)

Los resultados obtenidos en [10] en donde se aplica un esquema de control NMPC basado en un optimizador son de utilidad en este estudio para calcular la matriz de ganancias evaluando la variable manipulada cerca del valor nominal que corresponde a la región donde el generador se mantiene en velocidad constante, se define experimentalmente el valor de  $\omega^* = 0.98$  con h = 0.02. Es importante mencionar que este proceso se debe realizar para cada una de las mediciones de y. La Figura 3.7 muestra la gráfica del comportamiento del ángulo de paso (*pitch*) frente a la velocidad angular ( $\omega_r$ ). Una vez se han calculado las derivadas finitas, el valor de la ganancia correspondiente a cada medición individual es:

$$\mathbf{G}^{\mathbf{y}} = \frac{\partial y}{\partial u}$$



Figura 3.7: Puntos de evaluación para obtener la ganancia  $\mathbf{G}_{\beta}^{\mathbf{y}}$ .

$$\mathbf{G}^{\mathbf{y}} = [1, 27.556, 0.219, 0.033, -0.876, 0.753]^T$$
(3.33)

Con el mismo razonamiento se calcula la matriz de ganancias frente a las perturbaciones,  $\mathbf{G}_{\mathbf{y}}^{\mathbf{d}}$ . La Figura 3.8 muestra el comportamiento del ángulo de paso frente a la perturbación  $(v_{w_{-}pu})$  junto con los puntos de evaluación. El valor nominal de la perturbación normalizada se define como  $d^* = 1$  que corresponde a la velocidad de viento donde se consigue máxima potencia  $(10 \ m/s)$ . Una vez se hayan calculado las ganancias para las mediciones, se obtiene los siguientes resultados,

$$\mathbf{G}_{\mathbf{y}}^{\mathbf{d}} = \frac{\partial y}{\partial d}$$

$$\mathbf{G_v^d} = [0.097, 34.701, 0.151, 0.014, 0.253, 0.868]^T$$
(3.34)

#### 3.3.4.2. Cálculo de la matriz Hessiana

Al igual que las matrices de ganancia ( $\mathbf{G}_{\mathbf{y}}^{\mathbf{d}}$  y  $\mathbf{G}^{\mathbf{y}}$ ), la matriz Hessiana se obtiene al rededor del punto nominalmente óptimo.

$$\mathbf{H}_{J}(\mathbf{u}, \mathbf{d}) = \begin{bmatrix} J_{uu} & J_{ud} \\ J_{du} & J_{dd} \end{bmatrix}$$
(3.35)

Carlos Eduardo Rivas Vásquez



Figura 3.8: Puntos de evaluación para obtener la ganancia  $\mathbf{G}_{\beta}^{\mathbf{d}}$ .

Utilizando las herramientas simbólicas de MATLAB se calcula la matriz Hessiana como: (hessian(J, [w, v])), donde: J es la función de costo en función de las variables simbólicas, w, y v, que representan la variable controlada ( $u = \omega_r$ ) y la perturbación ( $d = v_w$ ), respectivamente.

### 3.3.5. Parámetros de optimización

La función de costo, J, de (3.23) tiene el propósito de maximizar la extracción de potencia, mientras reduce el estrés a lo largo de las aspas del aerogenerador. La optimización de *Pareto* es un concepto fundamental cuando se considera funciones de costo multiobjetivo, ya que las soluciones o alternativas que se buscan permiten optimizar los objetivos individuales simultáneamente, es decir, el resultado de la optimización refleja un compromiso entre todos los objetivos que conforman la función de costo [57]. En los problemas multiobjetivo no existe una solución única, sino que, hay un conjunto de soluciones óptimas donde la función de costo tiene perdidas aceptables.

Una solución pertenece al conjunto de Pareto, si no hay otra solución que pueda mejorar al menos uno de los objetivos sin degradar ningún otro. La formulación para definir formalmente los conceptos de optimización de Pareto se obtiene de [58]. Un vector de decisión  $\vec{u} = [u_1, u_2, ..., u_p]^T$  es dominante al vector de decisión  $\vec{v} = [v_1, v_2, ..., v_p]^T$ ,

en un contexto de minimización de multiobjetivo se tiene:

$$\forall i \in \{1, .., N\}, f_i(\vec{u}) \le f_i(\vec{v})$$
$$\exists j \in \{1, .., N\} : f_j(\vec{u}) < f_j(\vec{v})$$
(3.36)

donde,  $f_i$  y  $f_j$  corresponde a los objetivos individuales. Definiendo  $\vec{F}$  como el vector objetivo, por lo tanto,  $\vec{F}(\vec{u})$  es mejor de  $\vec{F}(\vec{v})$  para todos los objetivos individuales, y hay al menos una función objetivo para la cual  $\vec{F}(\vec{u})$  es estrictamente mejor que  $\vec{F}(\vec{v})$ .

Los parámetros  $\alpha$  y  $\theta$  de la función de costo se calculan utilizando la teoría de Pareto, con la precaución de no violar las restricciones impuestas por la dinámica del sistema. Las restricciones que se consideran son:

$$\omega_{min} \le \omega_{ref} \le 1 \tag{3.37}$$

$$\xi \le \xi_{max} \tag{3.38}$$

donde  $\xi_{max} = 1$  que corresponde al valor máximo del estrés en el aspa. Es decir, se restringe  $\xi$  para que no supere el valor máximo de estrés y evitar micro fracturas, que con el tiempo puede llegar a romper el aspa del aerogenerador.

La Figura 3.9 muestra la gráfica del estrés y potencia normalizada para distintos valores de  $\alpha$  y  $\theta$ . El plano (de color celeste) representa la potencia nominal que se extrae del WT sin utilizar ningún tipo de control sobre las variables de la función de costo. La mejor respuesta del sistema se consigue cuando los parámetros de optimización tienen valores de:

$$\alpha = 5, \quad \theta = 4 \tag{3.39}$$

con lo cual, posible mantener la velocidad del generador constante para velocidades de viento mayores a la nominal a través de variar o controlar el ángulo de paso (*pitch*) y cumplir con las restricciones de operación del sistema.



(a) Cálculo de parámetros  $\alpha$  y  $\theta$  para la optimización del factor de estrés,  $\xi.$ 



(b) Cálculo de parámetros  $\alpha$  y<br/>  $\theta$  para la optimización de la potencia.

Figura 3.9: Parámetros  $\alpha$  y  $\theta$  obtenidos en la optimización de Pareto.

# 4. Resultados

En este capítulo se presenta los resultados que se obtienen al emplear el esquema de control SOC sobre un modelo de tipo fasorial de un aerogenerador (WT) basado en un generador síncrono de imanes permanentes (PMSG). La simulación se ha implementado en Matlab/Simulink utilizando los parámetros que se listan en la Tabla A.1 del apéndice A. El rendimiento que se obtiene aplicando el esquema SOC, para diferentes condiciones de funcionamiento, es comparado con esquemas de control referentes, como el NMPC y el BCS.

# 4.1. Comparación de resultados entre esquemas de control referenciales

Se presenta una breve explicación de los objetivos que presentan los esquemas de control utilizados para la comparación, esto es:

- Control de línea base (BCS): este esquema ofrece control de potencia en la tercera zona (región III) de operación del WT; y control de torque para el MPPT en la segunda zona (región II) de operación.
- Control predictivo de modelo no lineal (NMPC): este esquema de control encuentra los puntos óptimos en las variables controladas,  $\omega_{ref}$  y  $\beta_{ref}$ . Esta última variable se calcula para velocidades de viento por debajo del valor nominal.
- Control auto-optimizado (SOC): este esquema realiza el control de potencia en la tercera zona de operación del WT. Los controladores SSC y GSC regulan la velocidad de la turbina a través del torque del generador para maximizar la extracción de energía en velocidades de viento menores al valor nominal;  $\omega_{ref}$  se calcula para maximizar la relación inversa entre la potencia extraída y el factor de estrés.

La serie de viento empleada en la simulación se presenta en la Figura 4.1, la línea de color rojo indica el valor nominal de la velocidad de viento  $(10 \ m/s)$ . Los datos de la serie de viento han sido generados utilizando la herramienta *Turbsim* de NREL. La variable manipulada,  $\beta^*$ , regula la velocidad angular del rotor cuando la velocidad de viento supera el valor nominal, el objetivo es llevar y mantener la velocidad rotacional cerca del valor nominalmente óptimo. A través de la matriz **H** se calcula,  $\omega_{ref}$ , que sirve para calcular los puntos de ajuste óptimos de  $\omega_r$ .



Figura 4.1: Comportamiento del ángulo de paso (*pitch*),  $\beta^*$ , para esquemas de control SOC, NMPC y BCS.

Para los esquemas SOC y BCS se observa que  $\beta^*$  es cero en la región donde la velocidad del viento se encuentra por debajo del valor nominal, por otro lado,  $\beta^*$  cambia su valor cuando la velocidad de viento supera el valor nominal.

La Figura 4.2 muestra la gráfica de la velocidad del viento y la velocidad angular para el esquema de control diseñado en este estudio y los esquemas de referencia. La media,  $\mu$ , y varianza,  $\sigma$  se incluye en esta Figura. La velocidad angular del BCS está por encima de los controles SOC y NMPC, con lo cual, estos esquemas de control efectivamente regulan la velocidad angular para reducir el estrés.

La Figura 4.3 presenta la comparación entre el rendimiento de los controles de referencia (NMPC y BCS) y el esquema SOC para la potencia de salida y el factor de estrés. En esta figura se incluye la media,  $\mu$ , y varianza,  $\sigma$ , de los resultados de potencia y estrés para cada controlador.

Para calcular el factor de mejora de potencia en los esquemas de control SOC y NMPC sobre el control BCS se utiliza la relación de que se muestra en (4.1), así:

$$\% P_{curtailment} = 1 - \frac{\sum P_i}{\sum P_{BSC}}, i \in \{SOC, NMPC\}$$
(4.1)


Figura 4.2: Velocidad angular,  $\omega_r$ , para esquemas de control SOC, NMPC y BCS.



Figura 4.3: Comparación de entre la potencia de salida y el factor de estrés.

El esquema de control SOC y NMPC reducen la potencia de salida en comparación con el control BCS (*power curtailment*) en un 6.85% y 13.64%, respectivamente. Esto

corresponde con la variación de la velocidad angular (Figura 4.2),  $\omega_r$ . Aplicando una relación semejante a (4.1), el cálculo del porcentaje de reducción del estrés utilizando los esquemas de control de referencia frente al control BCS se define como:

$$\%\xi = 1 - \frac{\sum \xi_i}{\sum \xi_{BSC}}, i \in \{SOC, NMPC\}$$

$$(4.2)$$

Para este caso, se consigue que el control SOC y el NMPC reducen el factor de estrés,  $\xi$ , en un 12.06 % y 20.89 %, respectivamente.

La densidad espectral de potencia o Power Spectral Density (PSD) permite representar la distribución de potencia de una señal según las frecuencias que la componen. La aplicación de la PSD normalizada a cada uno de los esquemas de control: SOC, NMPC y BCS se muestra en la Figura 4.4. Los resultados obtenidos tanto de la potencia extraída como del factor de estrés en las aspas del WT (Figuras 4.4(a) y 4.4(b), respectivamente) muestran que la implementación del SOC logra una leve ampliación en las fluctuaciones de la potencia, así como una reducción considerable de la mayoría de los componentes espectrales del factor de estrés.

La Tabla 4.1 muestra el resumen de los resultados que se consigue al aplicar en el WT los esquemas de control de referencia (NMPC y BCS) y comparados con el control SOC para diferentes velocidades de viento e intensidades de turbulencia. Los resultados al aplicar el control NMPC se obtiene del estudio realizado en [10]. En cuanto al esquema de control SOC, se consigue una reducción del factor de estrés cerca del 18%. Este resultado corresponde con la reducción de potencia por arriba del 11%. Con el control SOC es posible apreciar la reducción del número de veces que el factor normalizado de estrés supera el valor de uno ( $\xi > 1$ ) frente al esquema de control BCS.

Velocidad	Turbulencia	% de reducción del		% de disminución		# veces		
del viento	IEC Kimal	factor de estrés ( $\xi$ )		de P	otencia	$\xi > 1.1$		
		NMPC	SOC	NMPC	SOC	NMPC	SOC	BCS
8.59 m/s	27.56%	18.817%	9.1601%	11.93%	6.274%	0	3	5
$9.21 \ m/s$	15.00%	19.228%	9.863%	11.84%	5.938%	0	0	3
10.434 $m/s$	21.51%	9.996%	17.982%	7.27%	11.523%	6	5	16

Tabla 4.1: Resumen de resultados de operación para los diferentes esquemas de control.

En la Tabla 4.2 se presenta el tiempo de cómputo para cada esquema de control. Es posible notar que el esquema de control SOC es menor al control NMPC para la serie de viento que tiene una duración de 605 segundos. Las simulaciones se llevan a cabo en computador personal con procesador Intel(R) Core(TM) i7-7700HQ CPU @2.80GHz y 16 GB de memoria RAM.



(b) PSD del factor de estrés,  $\xi$ 

Figura 4.4: Comparación de la respuesta en frecuencia del comportamiento de los controladores utilizando la PSD.

Tabla 4.2:	Tiempo	de	cómputo	de	cada	esquema	de	control	
	1		1			1			

Tiempo de simulación	BCS	SOC	NMPC
605 segundos	1.23 horas	1.32 horas	3.52 horas

# 4.2. Validación de resultados mediante la prueba de hipótesis

Para validar los resultados de la Tabla 4.1 una prueba de hipótesis es realizada. El promedio ( $\mu$ ) de la potencia y el factor de estrés son considerados para este análisis. La hipótesis nula, ( $H_o$ ), se define como:

$$H_o: \mu_{BSC} < \mu_{SOC} < \mu_{NMPC} \tag{4.3}$$

donde,  $\mu_{SOC}$  es el valor medio de la potencia o estrés que se obtiene del esquema de control SOC para diferentes velocidades de viento; y  $\mu_{bcs}$  es el valor medio de la potencia o estrés para el esquema de control BCS que se obtiene para diferentes velocidades de viento. La hipótesis alternativa se define como:

$$H_i: \mu_{NMPC} \le \mu_{SOC} \le \mu_{BCS} \tag{4.4}$$

El nivel de confiabilidad que se elige en este estudio es del 95%. Se utiliza la prueba t para comparar el parámetro de localización entre las dos muestras de datos independientes. La estadística de la prueba es:

$$t = \frac{\bar{x} - \bar{y}}{\sqrt{\frac{s_x^2}{n} + \frac{s_y^2}{m}}} \tag{4.5}$$

donde,  $\bar{x}$  y  $\bar{y}$  son los valores promedios,  $s_x$  y  $s_y$  son las desviaciones estándar; n y m son el tamaño de las muestras [59].

La Tabla 4.3 muestra los valores medios de potencia normalizada en la salida, que se obtiene al aplicar los diferentes esquemas de control para diferentes velocidades de viento. Así, con los experimentos realizados se puede descartar la hipótesis nula de (4.3), mientras que, la hipótesis alternativa se valida (4.4). Por lo tanto, la potencia extraída por el esquema de control SOC es menor a la que se consigue con el control BCS, pero, mayor a la potencia que se consigue al aplicar el control NMPC.

Los resultados de la prueba de hipótesis para el factor de estrés normalizado,  $\xi$ , se muestra en la Tabla 4.4. De igual manera que en el caso anterior, la hipótesis nula se descarta, mientras se valida la hipótesis alternativa para diferentes velocidades de viento. Los valores del estrés normalizado corresponden a los resultados de potencia de

Tabla 4.3: Valores medios de potencia por unidad (pu) para los diferentes esquemas de control.

Velocidad	.,P	μP	, ,P	
del viento	$\mu_{NMPC}$	$\mu_{SOC}$	$\mu_{BCS}$	
$8.59 \ m/s$	0.435	0.454	0.486	
9.21 $m/s$	0.501	0.533	0.563	
10.434 $m/s$	0.519	0.571	0.626	

la Tabla 4.3. Es posible observar que, el esquema de control SOC disminuye el factor de estrés en comparación con el control BCS, sin embargo, el control NMPC logra una mayor reducción de estrés sobre los dos esquemas de control antes mencionados.

Tabla 4.4: Valores medios de  $\xi$ normalizado para los diferentes esquemas de control.

Velocidad	11 <sup>\$</sup>	11 <sup>\$</sup>	U.S. G.G.	
del viento	$\rho_{NMPC}$	<sup>µ</sup> SOC	$\mu_{BCS}$	
$8.59\ m/s$	0.501	0.548	0.601	
$9.21 \ m/s$	0.592	0.628	0.697	
$10.434 \ m/s$	0.482	0.597	0.718	

Los resultados obtenidos en esta sección muestran que el esquema de control SOC efectivamente cumple con el multiobjetivo de la función de costo, J, esto es, extraer la máxima potencia y disminuir el estrés mecánico sobre las aspas del aerogenerador. En comparación con el control NMPC, el esquema de control estudiado presenta la ventaja de realizar los cálculos algebraicos con mayor velocidad debido a la simplicidad del algoritmo. El rendimiento del control SOC mejora al implementar restricciones de operación sobre las variables de la función de costo. Con esto, se puede evitar variaciones bruscas tanto, en la manipulación del ángulo de paso (*pitch*),  $\beta$ , como en la velocidad angular del generador,  $\omega_r$ .

# 5. Conclusiones y recomendaciones

Este capítulo final, la sección 5.1 presenta las conclusiones del trabajo de titulación con base al análisis correspondiente de los resultados obtenidos en el capítulo 4 y teniendo a consideración los objetivos planteados en el capítulo 1. En el apartado 5.2 se presentan algunas recomendaciones importantes. Finalmente, en la sección 5.3 se describen aquellas propuestas respecto a formas de ampliar la investigación a futuro.

#### 5.1. Conclusiones

- La evolución de la producción enérgica eólica como fuente de energía renovable implica avances en cada uno de sus enfoques, la interconectividad, la escalabilidad, y el análisis e interpretación de los datos en tiempo real. Mediante la ejecución de este trabajo de investigación fue posible corroborar modelos computacionales aeroelásticos y de tipo fasorial implementados en MATLAB/Simulink que permiten la simulación de aerogeneradores (WTs) como parte del proceso de producción y generación de energía eléctrica a partir de los sistemas de conversión de energía eólica (WECS). Los modelos de simulación utilizados facilitan el aprendizaje de los esquemas de control clásicos y modernos empleados con el fin de garantizar el funcionamiento eficiente y adecuado de los WTs. El uso de estas herramientas permitió adquirir conocimientos teóricos y prácticos relacionados a WECS y WTs en general.
- El objetivo principal del diseño de un WT es maximizar la potencia, sin embargo, con el aumento del tamaño y la potencia nominal, el análisis dinámico y de fatiga o estrés en la estructura de soporte y de las aspas sometidas a fuertes cargas de viento es importante para garantizar el desempeño adecuado del WT en la producción enérgica eólica.
- Los estudios realizados en contribuciones previas a esta investigación presentaron esquemas de control avanzado como el NMPC, sobre las técnicas de control, clásicamente aplicadas a WTs como el *stall* activo y pasivo, el control por ángulo de paso (*pitch*), y el BCS, con la finalidad de cumplir con el objetivo de maximización de la extracción de potencia y minimización de las cargas en las aspas de los WTs en general, siendo pilar fundamental en el desarrollo de esta investigación.
- En este trabajo se investigó e implementó el esquema SOC, y se analizó su efecto en las características de extracción de potencia y reducción de fatiga o estrés

en los WTs en general. Teniendo en cuenta la flexibilidad de modelos de aerogeneradores en el desarrollo de producción de energía eólica, el SOC presentó resultados significativos en cuanto a maximización de la extracción de potencia y minimización de la fatiga o estrés en las aspas, contribuyendo así en la seguridad de la estructura del aerogenerador ante las respuestas dinámicas inducidas por el viento.

- De acuerdo con la teoría del BEM/TWB y las simulaciones realizadas sobre el modelo aeroelástico acoplado del WT utilizado en esta investigación, se puede concluir que el ángulo de paso y la velocidad del rotor reducen las cargas aerodinámicas y de fatiga (estrés) causadas por la fluctuación de las condiciones del viento. Al aplicar técnicas de control óptimo como el SOC y NMPC, se puede regular el ángulo de paso y la velocidad del rotor de manera eficiente con el fin de reducir el factor de estrés producido en las aspas, garantizando el desempeño adecuado del WT.
- Tras el análisis, podemos deducir que el modelo BEM/TWB utilizado para modelar el comportamiento aerodinámico del aspa no considera los aspectos técnicos, mecánicos, la estructura interna del aspa, y situaciones reales de un aerogenerador que involucran los modos normales de vibración y los efectos resonantes que podrían generar vibraciones aumentando el estrés mecánico, así como también, factores que generan esfuerzos adicionales, como las condiciones de cortocircuito, que son uno de los problemas más importantes en el modelado de aerogeneradores y su interconexión a la red.
- De esta manera, el modelo BEM/TWB utilizado en este trabajo analiza el impacto del factor de estrés ocasionado por fuertes ráfagas de viento sobre el aspa, mediante el método de los elementos finitos (FEM) que es una de las herramientas más utilizada en mecánica computacional, es decir, es una técnica de simulación por computador usada en ingeniería para modelar y analizar los esfuerzos de los materiales sobre diferentes estructuras; y cuyo comportamiento se especifica mediante un número finito de parámetros asociados a ciertos puntos característicos con la finalidad de obtener una representación visual general de todo el sistema y el planteamiento de una adecuada solución.
- Es concluyente mencionar que el esquema de control SOC abordado en esta investigación, permite conciliar los objetivos de maximización de la extracción de potencia a medida que reduce el estrés mediante la variación del ángulo de paso y la velocidad angular del rotor, a través de la optimización en tiempo real la función de costo objetivo.
- El esquema de control SOC al igual que el NMPC, reduce el estrés ocasionado

sobre las aspas del WT a través del ajuste de potencia (reducción) por debajo de la potencia nominal. Si bien es cierto, se pierde parte de potencia en el proceso, se compensa con la reducción el estrés, que se ve reflejado en la prolongación de la vida útil, desempeño adecuado y eficiente del sistema.

- La ventaja que presenta el esquema de control SOC frente al controlador NMPC, es que, se reduce el tiempo de cálculo de los puntos de ajuste óptimos para la variable controlada,  $\omega_r$ , ya que se basa en la multiplicación del vector de mediciones y la matriz de combinaciones. Con lo cual, el esquema de control diseñado en este trabajo no es invasivo dentro del WECS.
- Finalmente, la aplicación del esquema SOC propuesto en esta investigación puede ser extendida a WTs de gran escala, desempeñando el rol de un supervisor con el fin de optimizar el rendimiento de técnicas de control clásicas de WTs como lo son el *stall* pasivo y activo y el control del ángulo de paso *pitch*.

#### 5.2. Recomendaciones

A continuación se listan algunas recomendaciones que se pueden tomar en cuenta para mejorar el desarrollo de este trabajo.

- La función de costo propuesta en este estudio contempla variables como la potencia extraída y el estrés mecánico sobre las aspas del aerogenerador. El coeficiente de potencia,  $C_p$ , es importante en la generación de energía eólica. Considerar en la función de costo la variación de este parámetro aumentaría el rendimiento en la extracción de potencia, a través de manipular el ángulo de paso (*pitch*) en la zona de operación II realizando el seguimiento de máxima potencia (MPPT).
- Mantener el modelo de tipo fasorial del WT para realizar las simulaciones correspondientes, ya que este modelo reduce el tiempo de simulación y los resultados que se obtienen son adecuados para realizar cualquier análisis.

#### 5.3. Trabajos futuros

- Implementar un sistema de redes neuronales que permita mejorar el desempeño y rendimiento del esquema SOC para gestionar las restricciones.
- Implementar restricciones locales para cada uno de los parámetros y variables que intervienen en la función de costo objetivo del esquema SOC con el fin de mejorar el rendimiento del esquema de control implementado en esta investigación.

 Implementar el esquema de control SOC en un aerogenerador. Considerando en primera instancia, un modelo de prueba que contemple la variación del ángulo de paso (*pitch*), velocidad angular del generador, con el fin de realizar diversos estudios que permitan comparar los resultados prácticos frente a resultados de simulación.

# A. Apéndice 1

#### A.1. Parámetros de simulación

Los parámetros del WECS, el WT y el PMSG utilizados en la simulación, se muestran en la tabla A.1. Algunas variables están normalizadas a valores pu (por unidad).

Parámetro	Valor
Potencia nominal	1.5 MW
Voltaje nominal $(V_{nom})$	1.8 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Resistencia del estator $(R_s)$	$0.022 \ pu$
Inductancia del eje directo del estator $(L_{sd})$	$1.2 \ pu$
Inductancia del eje cuadratura del estator $(L_{sq})$	$0.71 \ pu$
Flujo del imán permanente $(\psi_m)$	$1.3 \ pu$
Constante de inercia de la turbina $(H_t)$	3.5  s
Constante de inercia del generador $(H_g)$	0.9  s
Amortiguamiento de la turbina $(D)$	1.5
Constante de resorte $(K)$	296
Inductancia del lado del inversor $(L_i)$	$82.4 \ \mu H$
Resistencia parásita de $L_i$ $(R_i)$	$3.6{ imes}10^{-3}$ $\Omega$
Inductancia del la do de la red o grid $\left( L_{g}\right)$	$16.5 \ \mu H$
Resistencia parásita de $L_g$ $(R_g)$	$1{ imes}10^{-3}$ $\Omega$
Condensador de filtro $(C_f)$	$122 \ \mu H$
Resistencia de amortiguamiento $(R_d)$	$0.05 \ \Omega$
Densidad del aire $(\rho)$	$1.1839 \ kg/m^3$
Radio del aspa del rotor $(R)$	3.4 m
TSR óptimo $(\lambda^*)$	8.1
Coeficiente de potencia óptimo $(C_p^*)$	0.48

Tabla A.1: Parámetros de simulación del WT y el PMSG.

# Bibliografía

- [1] J. Lee y F. Zhao, "GWEC: Global Wind Report 2021," Global Wind Energy Council, vol. 1, pp. 6–72, 2021. [En línea]. Disponible: https: //gwec.net/market-intelligence/resources/
- [2] GWEC, "Global Wind Report 2021," 2021, [Accedido: 20-Dic-2021]. [En línea]. Disponible: https://gwec.net/global-wind-report-2021/
- [3] A. Párraga, S. Intriago, E. Velasco, V. Cedeño, N. Murillo, y F. Zambrano, "Producción de Energía Eólica en Ecuador," *Ciencia Digital*, vol. 3, num. 3, pp. 22–32, 2019. [En línea]. Disponible: https://cienciadigital.org/revistacienciadigital2/index.php/CienciaDigital/article/view/610/1466
- [4] M. Abdullah, A. Yatim, C. Tan, y R. Saidur, "A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, num. 5, pp. 3220–3227, 2012. [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112001098
- [5] R. Kot, M. Rolak, y M. Malinowski, "Comparison of maximum peak power tracking algorithms for a small wind turbine," *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 91, pp. 29–40, 2013, ELECTRIMACS 2011 PART II. [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378475413000657
- [6] M. Nasiri, J. Milimonfared, y S. Fathi, "Modeling, analysis and comparison of TSR and OTC methods for MPPT and power smoothing in permanent magnet synchronous generator-based wind turbines," *Energy Conversion and Management*, vol. 86, pp. 892–900, 2014. [En línea]. Disponible: https: //www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414005809
- S. Heier, Grid Integration of Wind Energy, Onshore and Offshore Conversion Systems, 3ra ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2014, isbn: 9781118703274. [En línea]. Disponible: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781118703274
- [8] A. Martyanov, N. Martyanov, y A. Anikin, "Comparative Analysis of Wind Turbine Control Strategies," *Procedia Engineering*, vol. 129, pp. 607–614, 2015, International Conference on Industrial Engineering (ICIE-2015). [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/ S1877705815039612

- [9] M. Garcia, J. San-Martin, A. Favela-Contreras, I. Minchala, D. Cárdenas, y O. Probst, "A Simple Approach to Predictive Control for Small Wind Turbines with an Application to Stress Alleviation," *Control Engineering and Applied Informatics*, vol. 20, pp. 69–77, Dic. 2018. [En línea]. Disponible: https://www.researchgate.net/publication/329813823
- [10] I. Minchala, O. Probst, y D. Cárdenas, "Wind turbine predictive control focused on the alleviation of mechanical stress over the blades," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 51, pp. 149–154, Ene. 2018. [En línea]. Disponible: https://www.researchgate.net/publication/327353810
- [11] J. F. Manwell, J. G. McGowan, y A. L. Rogers, Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, 2da ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2010, isbn: 9780470015001.
- [12] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, y E. Bossanyi, Wind Energy Handbook, 2da ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2011, isbn: 9781119992714.
- [13] H. Knudsen y J. N. Nielsen, "Introduction to the Modelling of Wind Turbines," in Wind Power in Power Systems, 1ra ed., ser. Electric Power Systems, Thomas Ackermann, Ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2005, ch. 24, pp. 525–553. [En línea]. Disponible: https://library.uniteddiversity.coop/Energy/ Wind/wind\_power\_in\_power\_systems.pdf
- [14] L. Librescu y O. Song, "Kinematics of Thin Walled Beams," in *Thin-Walled Composite Beams: Theory and Application*, G.M.L. GLADWELL, Ed. Springer Netherlands, 2006, ch. 2, pp. 7–52, isbn: 9781402042034. [En línea]. Disponible: https://doi.org/10.1007/1-4020-4203-5\_2
- [15] B. Loza, J. Pacheco-Chérrez, D. Cárdenas, L. I. Minchala, y O. Probst, "Comparative Fatigue Life Assessment of Wind Turbine Blades Operating with Different Regulation Schemes," *Applied Sciences*, vol. 9, num. 21, pp. 1–22, 2019. [En línea]. Disponible: https://www.mdpi.com/2076-3417/9/21/4632
- [16] L. I. Mínchala, D. Cárdenas-Fuentes, y O. Probst, "Control of mechanical loads in wind turbines using an integrated aeroelastic model," in 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Sep. 2017, pp. 1–6. [En línea]. Disponible: https://ieeexplore.ieee.org/ document/8126732
- [17] W. H. A. Lio, Blade-Pitch Control for Wind Turbine Load Reductions, 1ra ed., ser. Springer Theses. Springer, Cham, 2018. [En línea]. Disponible: https: //link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-75532-8

- [18] C. Yuan, J. Li, Y. Xie, W. Bai, y J. Wang, "Investigation on the Effect of the Baseline Control System on Dynamic and Fatigue Characteristics of Modern Wind Turbines," *Applied Sciences*, vol. 12, p. 2968, Mar. 2022, doi: 10.3390/app12062968.
- [19] J. Jäschke, Y. Cao, y V. Kariwala, "Self-optimizing control A survey," Annual Reviews in Control, vol. 43, pp. 199–223, 2017. [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1367578816301055
- [20] S. Skogestad, "Plantwide control: the search for the self-optimizing control structure," *Journal of Process Control*, vol. 10, num. 5, pp. 487–507, 2000. [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959152400000238
- [21] S. Gueorguiev Iordanov, M. Collu, y Y. Cao, "Can a Wind Turbine Learn to Operate Itself? Evaluation of the potential of a heuristic, datadriven self-optimizing control system for a 5 MW offshore wind turbine," *Energy Procedia*, vol. 137, pp. 26–37, 2017, 14th Deep Sea Offshore Wind R&D Conference, EERA DeepWind 2017. [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187661021735292X
- [22] M. Rosyadi, A. Umemura, R. Takahashi, J. Tamura, S. Kondo, y K. Ide, "Development of phasor type model of PMSG based wind farm for dynamic simulation analysis," in 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Jun. 2015, pp. 1–6. [En línea]. Disponible: https://ieeexplore.ieee.org/document/7232485
- [23] P. F. Correa Álvarez, D. González González, y J. G. Pacheco Alemán, "Energías renovables y medio ambiente. Su regulación jurídica en Ecuador," *Revista Universidad y Sociedad*, vol. 8, pp. 179–183, Ago. 2016. [En línea]. Disponible: http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\_arttext&pid= S2218-36202016000300024&nrm=iso
- [24] J. G. Velasco, *Energías Renovables*, 1ra ed. Reverte, 2009, pp. 1–46, 287–362, isbn: 978-84-291-7912-5. [En línea]. Disponible: https://books.google.com.ec/books?id=bl6L8E\_9t1kC&lpg=PP1&hl=es&pg=PP1#v=onepage&q&f=false
- [25] M. Kamran, "Fundamentals of renewable energy systems," in *Renewable Energy Conversion Systems*, M. Kamran y M. Rayyan Fazal, Eds. Academic Press, 2021, ch. 1, pp. 1–19. [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128235386000099
- [26] F. D. Bianchi, H. D. Battista, y R. J. Mantz, Wind Turbine Control Systems Principles, Model and Gain Scheduling Design, 1ra ed., ser. Advances in Industrial Control. Springer, 2007, isbn: 9781849966115. [En línea]. Disponible: https://es.b-ok.lat/book/542739/245201

- [27] T. Ackermann, "Historical Development and Current Status of Wind Power," in Wind Power in Power Systems, 1ra ed., ser. Electric Power Systems, Thomas Ackermann, Ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2005, ch. 2, pp. 7–24. [En línea]. Disponible: https://library.uniteddiversity.coop/Energy/Wind/ wind\_power\_in\_power\_systems.pdf
- [28] L. Söder y T. Ackermann, "Wind Power in Power Systems: An Introduction," in Wind Power in Power Systems, 1ra ed., ser. Electric Power Systems, Thomas Ackermann, Ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2005, ch. 3, pp. 25–51. [En línea]. Disponible: https://library.uniteddiversity.coop/Energy/Wind/ wind\_power\_in\_power\_systems.pdf
- [29] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, y S. Kouro, Power Conversion and Control of Wind Energy Systems, 1ra ed., ser. IEEE Press Series on Power Engineering. Wiley-IEEE Press, 2011, isbn: 9780470593653.
- [30] K. Johnson, L. Pao, M. Balas, y L. Fingersh, "Control of Variable-Speed Wind Turbines: Standard and Adaptive Techniques for Maximizing Energy Capture," *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 26, num. 3, pp. 70–81, 2006, doi: 10.1109/MCS.2006.1636311.
- [31] M. Rayyan Fazal, "Wind energy," in *Renewable Energy Conversion Systems*,
  M. Kamran y M. Rayyan Fazal, Eds. Academic Press, 2021, ch. 5, pp. 153–192. [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128235386000038
- [32] C. P. Rojas Maita, "Evaluación de los Recursos Eólicos para la Generación de Energía Eléctrica a Pequeña Escala en el Distrito de Huachac," Universidad Nacional del Centro del Perú (UNCP), Tesis, 2020. [En línea]. Disponible: https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/6337
- [33] A. D. Hansen, "Generators and Power Electronics for Wind Turbines," in Wind Power in Power Systems, 1ra ed., ser. Electric Power Systems, Thomas Ackermann, Ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2005, ch. 4, pp. 53–77. [En línea]. Disponible: https://library.uniteddiversity.coop/Energy/Wind/ wind\_power\_in\_power\_systems.pdf
- [34] H. Geng y G. Yang, "Linear and Nonlinear Schemes Applied to Pitch Control of Wind Turbines," *The Scientific World Journal*, vol. 2014, p. 9, Sep. 2014, doi: 10.1155/2014/406382.
- [35] D. Roger, "Ventana de Oportunidad para el Desarrollo del Sector Eólico Argentino," Tesis de Maestría, Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), Dic. 2015, doi: 10.13140/RG.2.2.27864.70408.

- [36] J. Bukala, K. Damaziak, K. Kroszczynski, J. Malachowski, T. Szafranski, M. Tomaszewski, H. R. Karimi, K. Jozwik, M. Karczewski, y K. Sobczak, "Small Wind Turbines: Specification, Design, and Economic Evaluation," in *Wind Turbines*, Abdel Ghani Aissaoui and Ahmed Tahour, Ed. Intech Open, 2016, ch. 4. [En línea]. Disponible: https://doi.org/10.5772/62821
- [37] L. Y. Pao y K. E. Johnson, "Control of Wind Turbines: Approaches, Challenges, and Recent Developments," *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 31, num. 2, pp. 44–62, 2011, doi: 10.1109/MCS.2010.939962.
- [38] J. Layton, "How Wind Power Works," 2006, [Accedido: 18-Abril-2022]. [En línea]. Disponible: https://science.howstuffworks.com/environmental/ green-science/wind-power.htm
- [39] A. Bosch Rexroth, "Wind Turbine Technologies," 2012, [Accedido: 29-Abril-2022]. [En línea]. Disponible: https://www.wavetidalenergynetwork.co.uk/ enhanced-entries/bosch-rexroth/
- [40] J. González y R. Salas, "Representation and estimation of the power coefficient in wind energy conversion systems," *Revista Facultad de Ingeniería Uptc*, vol. 28(50), pp. 77–90, 2019, doi: 10.19053/01211129.v28.n50.2019.8816.
- [41] P. Zephyr. (2012) Blade pitch control. [En línea]. Disponible: https://usuaris.tinet.cat/zefir/pitch.htm
- [42] S. M. Muyeen, R. Takahashi, T. Murata, y J. Tamura, "A new control method of energy capacitor system in DC-based wind farm," 2009 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2009, pp. 1619 – 1625, Oct. 2009, doi: 10.1109/ECCE.2009.5316573.
- [43] V. Alstad, S. Skogestad, y E. S. Hori, "Optimal measurement combinations as controlled variables," *Journal of Process Control*, vol. 19, p. 138–148, Ene. 2009, doi: 10.1016/j.jprocont.2008.01.002.
- [44] I. J. Halvorsen, S. Skogestad, J. C. Morud, y V. Alstad, "Optimal Selection of Controlled Variables," *Process design and Control*, vol. 42, pp. 3273–3284, 2003, doi: 10.1021/ie020833t.
- [45] V. Kariwala, Y. Cao, y S. Janardhanan, "Optimal measurement combinations as controlled variables," *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 40, pp. 257–262, 2007, doi: 10.3182/20070606-3-MX-2915.00161.
- [46] J. R. A. Klemets y M. Hovd, "Accounting for dynamics in self-optimizing control," Journal of Process Control, vol. 76, pp. 15–26, 2019. [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959152418301495

- [47] H. Manum y S. Skogestad, "Self-optimizing control with active set changes," Journal of Process Control, vol. 22, num. 5, pp. 873–883, 2012. [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959152412000649
- [48] D. Cárdenas, H. Elizalde, P. Marzocca, S. Gallegos, y O. Probst, "A coupled aeroelastic damage progression model for wind turbine blades," *Composite Structures*, vol. 94, num. 10, pp. 3072–3081, 2012. [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263822312001493
- [49] E. M. Purcell, "Life at low reynolds number," American journal of physics, vol. 45, num. 1, pp. 3–11, 1977.
- [50] D. Cárdenas, A. A. Escárpita, H. Elizalde, J. J. Aguirre, H. Ahuett, P. Marzocca, y O. Probst, "Numerical validation of a finite element thin-walled beam model of a composite wind turbine blade," *Wind Energy*, vol. 15, num. 2, pp. 203–223, 2012.
  [En línea]. Disponible: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.462
- [51] L. Mishnaevsky, "Root Causes and Mechanisms of Failure of Wind Turbine Blades: Overview," *Materials*, vol. 15, num. 9, 2022. [En línea]. Disponible: https://www.mdpi.com/1996-1944/15/9/2959
- [52] M. Carpintero Renteria, D. Santos-Martin, A. Lent, y C. Ramos, "Wind turbine power coefficient models based on neural networks and polynomial fitting," *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, num. 11, pp. 1841–1849, 2020. [En línea]. Disponible: https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/ 10.1049/iet-rpg.2019.1162
- [53] G. Parikshit, Jamdade, V. P. Santosh, y B. P. Vishal, "Assessment of Power Coefficient of an Offline Wind Turbine Generator System," *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, vol. 02, num. 09, 09 2013. [En línea]. Disponible: https://www.ijert.org/ assessment-of-power-coefficient-of-an-offline-wind-turbine-generator-system
- [54] Mathworks, "Implement model of variable pitch wind turbine Simulink -MathWorks." [En línea]. Disponible: https://la.mathworks.com/help/physmod/ sps/powersys/ref/windturbine.html
- [55] S. M. Dunn, A. Constantinides, y P. V. Moghe, "Finite Difference Methods, Interpolation and Integration," in *Numerical Methods in Biomedical Engineering*, ser. Biomedical Engineering, S. M. Dunn, A. Constantinides, y P. V. Moghe, Eds. Burlington: Academic Press, 2006, ch. 6, pp. 163–208. [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780121860318500066

- [56] J. Díaz Medina, "Derivación e Integración numérica," 2009. [En línea]. Disponible: https://www.uv.es/diazj/cn\_tema6.pdf
- [57] H. Y. Alhammadi y J. A. Romagnoli, "Process design and operation: Incorporating environmental, profitability, heat integration and controllability considerations," in *The Integration of Process Design and Control*, ser. Computer Aided Chemical Engineering, P. Seferlis y M. C. Georgiadis, Eds. Elsevier, 2004, vol. 17, ch. B4, pp. 264–305. [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect. com/science/article/pii/S1570794604800634
- [58] M. Martínez, S. García-Nieto, J. Sanchis, y X. Blasco, "Genetic algorithms optimization for normalized normal constraint method under Pareto construction," Advances in Engineering Software, vol. 40, num. 4, pp. 260–267, 2009. [En línea]. Disponible: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0965997808000835
- [59] MathWorks, "Prueba t de dos muestras." [En línea]. Disponible: https://la.mathworks.com/help/stats/ttest2.html#namevaluepairarguments