



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"

TESIS

OPTIMIZACIÓN DE LA EXTRACCIÓN DE POTENCIA EÓLICA BASADA EN UN CONTROLADOR HÍBRIDO INTELIGENTE

Que para obtener el grado de:

Maestro en Ingeniería Eléctrica

Presenta:

Ing. Víctor Hugo Castillo Hernández

G15070962

CVU 1190675

Director:

José Genaro González Hernandez

CVU 321142

Co-Director:

Dr. Rubén Salas Cabrera

CVU 60076



Ciudad Madero, Tamaulipas, 11/septiembre/2024

OFICIO No.: U.122/2024

ASUNTO: Autorización de impresión de tesis

C. VICTOR HUGO CASTILLO HERNÁNDEZ
No. DE CONTROL G15070962
P R E S E N T E

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su Examen de Grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica, se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

“OPTIMIZACIÓN DE LA EXTRACCIÓN DE POTENCIA EÓLICA BASADA EN UN CONTROLADOR HÍBRIDO INTELIGENTE”

El Jurado está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE:	MTRO. JOSÉ GENARO GONZÁLEZ HERNÁNDEZ
SECRETARIO:	MTRO RUBÉN SALAS CABRERA
VOCAL:	MTRO. AARÓN GONZÁLEZ RODRÍGUEZ
SUPLENTE:	MTRO. RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ
DIRECTOR DE TESIS:	MTRO. JOSÉ GENARO GONZÁLEZ HERNÁNDEZ
CO-DIRECTOR:	MTRO. RUBÉN SALAS CABRERA

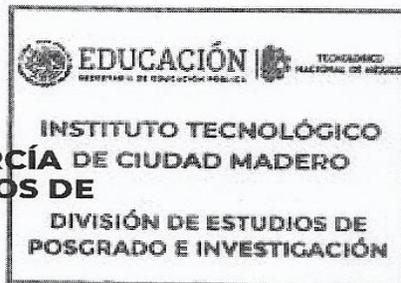
Es muy satisfactorio para la División de Estudios de Posgrado e Investigación compartir con usted el logro de esta meta. Espero que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica

“Por mi patria y por mi bien”

MARCO ANTONIO CORONEL GARCÍA
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN



c.c.p.- Archivo

MACC/RCC/aecr



Av. 1º de Mayo y Sor Juana I. de la Cruz S/N Col. Los Mangos C.P. 89440 Cd. Madero, Tam.
Tel. 01 (833) 357 48 20, ext. 3110, e-mail: depi_cdmadero@tecnm.mx
tecnm.mx | cdmadero.tecnm.mx



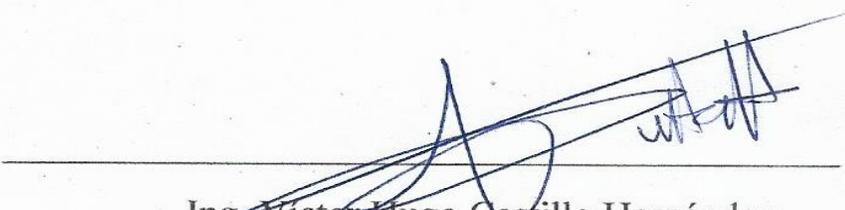
DECLARACIÓN DE ORIGINALIDAD

Yo, Víctor Hugo Castillo Hernández, en mi calidad de autor manifiesto que este documento de tesis es producto original de mi trabajo y que no infringe derechos de terceros, tales como derechos de publicación, derechos de autor, patentes y similares. Por lo tanto, la obra es de mi exclusiva autoría y soy titular de los derechos que surgen de la misma.

Asimismo, declaro que en las citas textuales que he incluido y en los resúmenes que he realizado de publicaciones ajenas, indico explícitamente los datos de los autores y las publicaciones.

En caso de existir alguna reclamación o acción por parte de un tercero en referencia a los derechos de autor sobre la obra en cuestión, asumiré toda la responsabilidad y relevo de esta a mi director de tesis, así como al Tecnológico Nacional de México, Instituto Tecnológico de Ciudad Madero y a sus respectivas autoridades.

Ciudad Madero, Tamaulipas, Septiembre 2024



Ing. Víctor Hugo Castillo Hernández

Dedicatoria

A mi familia, mi pilar más fuerte: a mis padres, Yolanda Hernández González y José María Castillo Hernández, quienes con su amor incondicional y sacrificios inigualables me han guiado y apoyado en cada paso de este camino. A mis hermanos, José María y Mario Alberto, mis compañeros en la ingeniería y en la vida, quienes, con su conocimiento, apoyo constante, y su ejemplo de perseverancia, me han mostrado el valor de no rendirse nunca. Juntos, hemos compartido el amor por la ingeniería eléctrica y el esfuerzo de superarnos en nuestra formación. A Sheiry Janneth González Tovar, mi compañera, por su paciencia, amor, y por creer en mí incluso en los momentos más difíciles. Este logro no sería posible sin ustedes. Les dedico cada esfuerzo, cada éxito, y todo mi corazón.

Agradecimiento

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mis padres, Yolanda Hernández González y José María Castillo Hernández (Q.D.E.P), y a mis hermanos, José María y Mario Alberto, por ser mi fuente inagotable de amor, apoyo, y fortaleza.

A mis maestros, cuyo conocimiento y dedicación han sido fundamentales en mi formación. Especialmente al Dr. José Genaro González Hernández, mi asesor, y al Dr. Rubén Salas Cabrera, mi co-asesor, por su orientación y valiosos consejos durante el desarrollo de mi tesis. Por sus consejos en el ámbito académico y también por brindarme orientación en mi vida personal.

También quiero agradecer al Maestro Rafael Castillo Gutiérrez, mi coordinador, por su guía constante y apoyo, por seguir luchando por el bien de los alumnos.

A CONAHCYT, por brindarme la beca de apoyo durante estos dos años, lo cual fue crucial para la realización de este proyecto.

Extiendo mi agradecimiento a todos y cada uno de los maestros que me apoyaron a lo largo de mi trayectoria académica, desde la ingeniería hasta la maestría, quienes fueron un eslabón esencial para la culminación de esta tesis.

Finalmente, agradezco al personal del Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, con quienes no solo obtuve apoyo, sino también una sincera amistad.

Si he visto más allá es porque me senté en los hombros de gigantes.

Resumen

El presente trabajo de tesis, titulado "Optimización de la Extracción de Potencia Eólica Basada en un Controlador Híbrido Inteligente," aborda el desarrollo y la implementación de un sistema avanzado de control para maximizar la eficiencia de los aerogeneradores. El objetivo principal es optimizar la extracción de energía eólica mediante un controlador híbrido que combina técnicas de inteligencia artificial y métodos de control clásico.

El sistema propuesto utiliza una red neuronal artificial para modelar el comportamiento dinámico del aerogenerador y un algoritmo de control basado en lógica difusa para ajustar las variables operativas en tiempo real. Este enfoque híbrido permite una respuesta adaptativa a las variaciones en la velocidad del viento, mejorando la estabilidad y la eficiencia del sistema. Además, se incorporaron técnicas de interpolación cúbica para suavizar las transiciones y evitar comportamientos erráticos en los límites operativos de la turbina.

Se realizaron simulaciones extensivas utilizando Matlab/Simulink para validar el rendimiento del controlador propuesto. Los resultados mostraron una mejora significativa en la capacidad de la turbina para mantener el setpoint deseado de velocidad angular bajo diferentes condiciones de viento, reduciendo las pérdidas y maximizando la generación de energía. Las pruebas dinámicas demostraron que el sistema es capaz de adaptarse rápidamente a los cambios en la velocidad del viento, alcanzando la potencia máxima en un tiempo óptimo.

El estudio concluye que la integración de técnicas de inteligencia artificial con métodos tradicionales de control puede ofrecer mejoras sustanciales en la operación de sistemas de energía eólica, proporcionando una solución robusta y eficiente para la extracción de potencia en aplicaciones reales

Abstract

The present thesis, titled "Optimization of Wind Power Extraction Based on an Intelligent Hybrid Controller," addresses the development and implementation of an advanced control system to maximize the efficiency of wind turbines. The main objective is to optimize wind power extraction through a hybrid controller that combines artificial intelligence techniques and classical control methods.

The proposed system utilizes an artificial neural network to model the dynamic behavior of the wind turbine and a fuzzy logic-based control algorithm to adjust operational variables in real-time. This hybrid approach allows for adaptive responses to variations in wind speed, enhancing system stability and efficiency. Additionally, cubic interpolation techniques were incorporated to smooth transitions and prevent erratic behavior at the turbine's operational limits.

Extensive simulations were conducted using Matlab/Simulink to validate the performance of the proposed controller. The results showed a significant improvement in the turbine's ability to maintain the desired angular speed setpoint under different wind conditions, reducing losses and maximizing energy generation. Dynamic tests demonstrated that the system can quickly adapt to changes in wind speed, reaching maximum power in optimal time.

The study concludes that integrating artificial intelligence techniques with traditional control methods can offer substantial improvements in the operation of wind energy systems, providing a robust and efficient solution for power extraction in real-world applications.

INDICE

Dedicatoria.....	5
Agradecimiento.....	6
Resumen.....	7
Abstract.....	8
Capítulo I Introducción	13
1.1 Antecedentes.....	13
1.2 Planteamiento del problema.....	14
1.3 Justificación	15
1.4 Objetivos.....	16
1.4.1 Objetivo general.....	16
1.4.2 Objetivos específicos.....	16
1.5 Hipótesis.....	17
1.6 Alcances y Limitaciones.....	17
1.6.1 Alcances	17
1.6.2 Limitaciones	17
Capítulo II Marco teórico	19
2.1 Introducción a la energía eólica	19
2.2 Principales componentes de un aerogenerador [3][4][5]	20
2.3 Aerogenerador [13][14][15]	25
2.4 Generador síncrono [16][17].....	26
2.5 Generador síncrono de imanes permanentes [18][19][20]	26
2.6 ¿Por qué implementar un generador síncrono de imanes permanentes? [36][37][38][39]	28
2.7 Controlador híbrido inteligente [40][41][42]	30
2.8 Aplicaciones de controladores híbridos inteligentes en aerogenerador [45][46] 	33
2.9 Seguimiento de punto de potencia máximo [50].....	34
2.10 Velocidad del aerogenerador [58].....	38
2.11 Redes neuronales [59][60][61]	39
2.11.1 Tipos de redes neuronales [72][73][74][75][76]	43
2.11.2Redes neuronales de propagación hacia atrás [77][78][79][80]	45
2.12 Convertidor estático [81][82][83].....	48
2.13 Linealización del sistema [84].....	50

2.14 Simulación con Matlab.....	51
Capítulo III Metodología.....	53
3.1 Obtención de datos.....	53
3.2 Potencia de salida del aerogenerador generador sincrónico de imanes permanentes [88].....	53
3.3 Datos físicos generador Enair200 [90].....	55
3.5 Par eléctrico y par mecánico [89].....	57
3.6 Ecuación de estado de aerogenerador Generador sincrónico de imanes permanentes [89].....	58
3.7 Curva de potencia generada y coeficiente de potencia con respecto al viento [90].....	60
3.8 Ubicación geográfica y simulación [90]	61
.....	62
Capítulo IV Desarrollo del modelo en Matlab	63
Capítulo V Resultados	73
Capítulo VI Conclusiones.....	88
Referencias	106

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Desarrollo de la energía eólica a futuro.....	17
Figura 2.2 Componentes de un aerogenerador.....	18
Figura 2.3. Tip Speed Ratio.....	32
Figura 2.4 Coeficiente de potencia TSR vs ángulo de paso.....	33
Figura 2.5 Perturb and observe controller.....	34
Figura 2.6 Diagrama de flujo proceso de red neuronal.....	39
Figura 3.1 Características de la turbina eólica Enair200.....	52
Figura 3.1.1 Aerogenerador enair200.....	52
Figura 3.2 Curva de potencia y coeficiente de potencia vs velocidad del viento....	57
Figura 3.3 Coordenadas geográficas de Tampico.....	57
Figura 3.4 Generación de viento y velocidad promedio de Tampico, Tamaulipas...	58
Figura 4.1 Código Curva de potencia y Cp fabricante.....	59
Figura 4.2. Código de mínimos cuadrados para ajuste de la curva Cp propuesta por el fabricante.....	60
Figura 4.3 Código de mínimos cuadrados para ajuste de la curva Cp propuesta por el fabricante.....	61
Figura 4.4 Graficación de potencia generada y Cp propuestas por el fabricante.....	61
Figura 4.5 Código de coeficiente de potencia propuesta parte 1.....	62
Figura 4.6 Código de coeficiente de potencia propuesta parte 1.....	63
Figura 4.7 Grafica Coeficiente de potencia, par electrico y w_r	63
Figura 4.8 Código red Neuronal con entradas par mecánico y w_r	64
Figura 4.9 Esquema de la red neuronal.....	65
Figura 4.10 Esquema Simulink de sistema eólico con carga resistiva.....	66
Figura 4.11 Esquema de pruebas para la linealización del sistema.....	66
Figura 4.12 Mapa conceptual desarrollo del modelado en Matlab.....	69
Figura 5.1 Ganancias de la variable de estado del integrador vs w_r	72
Figura 5.2 Ganancias de la variable de estado proporcional vs w_r	72
Figura 5.3 Velocidad angular del rotor vs tiempo.....	74

<i>Figura 5.4 Velocidad angular del rotor vs tiempo (400-550 s).....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 5.5 Potencia óptima y potencia obtenida vs tiempo.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 5.6 Potencia óptima y potencia obtenida vs tiempo (400-550 s).....</i>	<i>75</i>

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Datos generales del aerogenerador Enair200.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 2. Parámetros del sistema eólico para $v=4$ m/s.....</i>	<i>65.</i>
<i>Tabla 3. Parámetros del sistema eólico para $v=6$ m/s.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 4. Parámetros del sistema eólico para $v=8$ m/s.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 5. Parámetros del sistema eólico para $v=10$ m/s.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 6. Parámetros del sistema eólico para $v=12$ m/s.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 7. Parámetros del sistema dinámico promediados.....</i>	<i>70.</i>
<i>Tabla 8 Resumen de velocidades de viento e intervalos</i>	<i>77</i>

Capítulo I Introducción

1.1 Antecedentes

La visión de cómo producir energía eléctrica a gran escala ha sido modificada al haberse incrementado la contaminación ambiental causada por diferentes factores, como por ejemplo los sectores energético e industrial.

Lo anterior ha dado surgimiento a diferentes alternativas de generación eléctrica, como lo son la fotovoltaica, mareomotriz, bioenergética y eólica, esta última ha tenido un favorable desarrollo tecnológico a nivel mundial.

La tecnología eólica ofrece la posibilidad de una gran inversión económica basándose en investigación, experimentación, implementación y desarrollo de los distintos dispositivos que componen los sistemas de conversión de energía eólica (WECS [Wind Energy Conversion Systems])[1], además de ofrecer protección ambiental e instalación a gran escala, teniendo a su favor el viento, el cual representara una fuente de energía limpia y sustentable.

El propósito de seguir desarrollando la energía eólica es para depender menos de las energías convencionales como la hidráulica, termoeléctrica y nuclear (esta última entra en un gran debate al no contaminar en ciertos aspectos), otro punto importante es reducir la generación de CO_2 que se emite a la atmósfera.

De acuerdo a datos del GWEC (Global Wind Energy Council) la energía eólica junto con la energía solar, representaron el 10% de la energía generada en todo el mundo en el 2020, siendo este un valor récord. En ese mismo año cerraron con una generación eólica de 774 GW (50% más que en el 2019).

Los combustibles fósiles dan cuenta todavía de más del 80 % de la producción de energía en todo el mundo, aunque las fuentes de energía más limpias cada vez ganan más fuerza. Cerca del 29 % de la electricidad proviene actualmente de fuentes de energía renovables.

México cuenta con una capacidad instalada para generar electricidad a través de energías renovables en un 31%, ésta se distribuye en: geotérmica 1.2%, nuclear 2.0 %, solar 4.3%, eólica 7.5% e hidroeléctrica 16%.

En el ámbito nacional, los estados de Baja California, Oaxaca y Veracruz son líderes productores de energías renovables. Sumando sus cifras generan más del 50% de la producción a nivel nacional, con una capacidad total de 14,891 megavatios. Oaxaca y Veracruz cuentan con el mayor número de proyectos eólicos y bioenergéticos.

Para poder incrementar la generación eléctrica a partir de fuentes renovables es necesario disponer de controladores que regulen la potencia eléctrica instantánea que generan las aeroturbinas, y de este modo aumentar la rentabilidad de inversión y optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico.

El principal método que se emplea para optimizar la extracción de energía eólica es conocido como Seguimiento del Punto de Potencia Máxima (MPPT [Maximum Power Point Tracking]).

El MPPT se divide en cuatro de técnicas de control: relación de velocidad TSR (tip speed ratio), control en lazo cerrado de potencia, búsqueda de subida de colinas (HCS) y control inteligente.

1.2 Planteamiento del problema

El viento es una fuente de energía renovable altamente variable. La velocidad y dirección del viento cambian constantemente, lo que hace que la generación de energía sea intermitente e impredecible. Este comportamiento plantea retos significativos para mantener una producción de energía constante y estable en los sistemas de conversión de energía eólica.

- 1. Desafíos en la Medición de la Velocidad del Viento en Aerogeneradores de Gran Tamaño** : A medida que la tecnología eólica avanza, se desarrollan aerogeneradores de mayores dimensiones para aumentar la capacidad de extracción de energía. Un ejemplo destacado es la turbina eólica marina Haliade-X, considerada la más grande del mundo en 2024, con un diámetro

de rotor de aproximadamente 280 metros. Este tipo de aerogeneradores plantea la problemática de medir adecuadamente la velocidad del viento, ya que esto puede variar considerablemente a lo largo de un diámetro tan grande. Debido a estas variaciones, varios estudios sugieren que es más recomendable estimar la velocidad del viento en lugar de medirla directamente. De hecho, investigaciones como las de Liu, H., Tian, H., Li, Y., & Zhang, Y. (2021). Enfoque de pronóstico de la velocidad del viento utilizando un algoritmo de descomposición secundaria y una red neuronal Elman optimizada por evolución diferencial adaptativa. *Applied Energy*, 287, 116581. proponen el uso de redes neuronales para realizar esta estimación de manera más precisa y eficiente.

2. **Complejidad del Modelo Matemático No Lineal:** Los aerogeneradores están constituidos por un sistema de ecuaciones diferenciales de orden superior, lo que resulta en un modelo matemático complejo y no lineal. Para abordar esta complejidad, una alternativa efectiva es llevar a cabo la linealización del sistema mediante diversas pruebas dinámicas que simplifican el análisis y el control del sistema.
3. **Insuficiencia de Pruebas Dinámicas en la Caracterización de Sistemas de Conversión de Energía Eólica:** La literatura técnica muestra que las pruebas dinámicas para la caracterización de sistemas de conversión de energía eólica son insuficientes para lograr una representación óptima del comportamiento dinámico del sistema. En este trabajo, se propone la realización de decenas de pruebas dinámicas a lo largo de un amplio espectro operativo de velocidades de viento, con el objetivo de mejorar la precisión en la representación dinámica del sistema.

1.3 Justificación

Linealización del sistema, reducción de la complejidad del modelo matemático, y realización de pruebas dinámicas

La linealización de sistemas de conversión de energía eólica permite reducir la complejidad del modelo matemático, facilitando su análisis y control. Dado que los

aerogeneradores presentan características no lineales, trabajar con un modelo lineal simplificado hace posible aplicar técnicas de control clásicas (PI, PID) y su integración con inteligencia artificial. Esto permite un diseño más eficiente del sistema de control sin sacrificar precisión en el rango operativo.

Además, la realización de pruebas dinámicas en un sistema linealizado permite obtener datos precisos sobre la respuesta del sistema ante variaciones del viento, mejorando la precisión del modelo y optimizando la extracción de potencia. Estas pruebas proporcionan información valiosa para validar el modelo y ajustar el controlador híbrido propuesto.

Uso de una red neuronal para estimar la velocidad del viento

La velocidad del viento es una variable clave en la generación eólica, caracterizada por su variabilidad y dificultad para ser estimada de manera precisa mediante métodos tradicionales. Las redes neuronales ofrecen una solución efectiva para estimar la velocidad del viento al aprender patrones no lineales a partir de datos históricos y en tiempo real, lo que mejora la precisión y el rendimiento del sistema.

Adicionalmente, las redes neuronales presentan una ventaja adaptativa, ya que pueden ajustarse a cambios en las condiciones del viento sin necesidad de recalibración. Esto optimiza la operación del aerogenerador al proporcionar estimaciones precisas y dinámicas, maximizando la extracción de potencia eólica.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

1.-Diseñar un controlador híbrido inteligente para maximizar la extracción de potencia eólica en un sistema de conversión de energía eólica.

1.4.2 Objetivos específicos

1.-Seleccionar y extraer las curvas de P y C_p del generador comercial con el que se va a desarrollar la investigación.

- 2.-Obtener la información que se tomará como base para entrenar a la red neuronal (V, T_L, ω_r).
- 3.-Realizar los modelos matemáticos computacionales en MATLAB.
- 4.-Llevar a cabo las pruebas dinámicas para la caracterización del sistema del WECS.
- 5.-Obtener las ganancias del controlador PI.
- 6.-Realizar simulaciones o pruebas del funcionamiento del controlador.
- 7.-Publicar los resultados en revista indexada.

1.5 Hipótesis

El diseño de un controlador híbrido inteligente permitirá alcanzar y sostener el punto óptimo de extracción de energía eólica con una eficiencia de al menos el 95% de la potencia máxima ideal.

1.6 Alcances y Limitaciones

1.6.1 Alcances

- 1.-Nivel simulación en software Matlab.
- 2.-Red neuronal con una capa oculta de al menos 10 neuronas.
- 3.- El WECS se constituyó un generador síncrono de imanes permanentes, un convertidor MLB y una carga resistiva de conexión estrella.
- 4.-Se utilizaron pares mecánicos y velocidades angulares asociados a velocidades del viento extraídas de bases de datos de IEEE Aerogeneradores - Parte 1: Requisitos de diseño.

1.6.2 Limitaciones

- 1.-Se desarrollará en el periodo 2022-2024.
- 2.-Se desarrollará en las instalaciones de la institución.

3.-Los recursos económicos para el desarrollo del proyecto serán cubiertos por el apoyo del CONACYT.

Capítulo II Marco teórico

2.1 Introducción a la energía eólica

La energía eólica es una forma de energía renovable que se obtiene a partir del viento. Se ha utilizado siglos para diversas aplicaciones, como el bombeo de agua o la molienda de granos. Sin embargo, en la actualidad, la energía eólica se ha convertido en una fuente importante de generación de electricidad a escala comercial [2].

En su forma más básica, la energía eólica se genera mediante el uso de aerogeneradores, también conocidos como turbinas eólicas. Estas turbinas están compuestas por alabes, un rotor y un generador. Cuando el viento sopla, los alabes capturan su energía cinética y la convierten en energía mecánica de rotación. El rotor está conectado al generador, que convierte la energía mecánica en energía eléctrica utilizable.

La energía eólica es una fuente atractiva de energía por varias razones. En primer lugar, es una fuente renovable, lo que significa que el viento siempre estará disponible en la Tierra. Además, es una fuente de energía limpia, ya que no produce emisiones de gases de efecto invernadero ni contaminantes atmosféricos durante la generación de electricidad. Esto la convierte en una alternativa prometedora a las fuentes de energía basadas en combustibles fósiles.

La extracción de potencia eólica es un aspecto fundamental en la utilización de la energía eólica. Implica maximizar la cantidad de energía eléctrica que se puede generar a partir del viento disponible. Esto implica el diseño y la implementación de sistemas de control eficientes que optimizan el rendimiento de las turbinas eólicas y maximizan la producción de energía.

Lagging growth in this decade leads to wind energy shortfalls by 2030

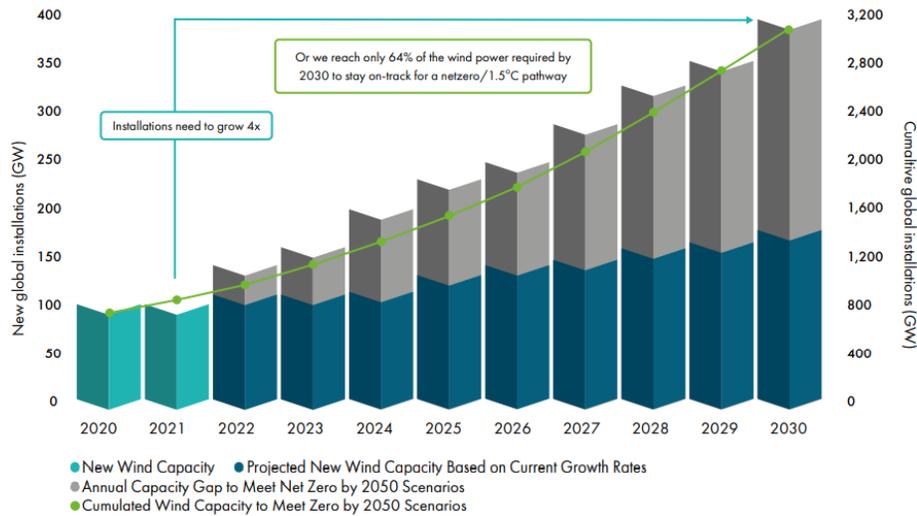


Figura 2.1 Desarrollo de la energía eólica a futuro

2.2 Principales componentes de un aerogenerador [3][4][5]

Los WECS también llamados aerogeneradores o simplemente generadores eólicos, transforman la energía cinética disponible en el viento en energía mecánica, la que es aprovechada para la generación de energía eléctrica, los componentes principales de un típico WECS son: turbina eólica, generador, los sistemas de control y los sistemas de interconexión. Las partes fundamentales que contienen los WECS se enlistan a continuación:

1. Góndola
2. Álabes del rotor (aspa)
3. Actuador sistema de paso
4. Buje
5. Eje de baja velocidad
6. Multiplicador
7. Eje de alta velocidad con freno mecánico

- 8. Generador
- 9. Sistema de orientación
- 10. Sistema de control
- 11. Anemómetro y veleta
- 12. Torre

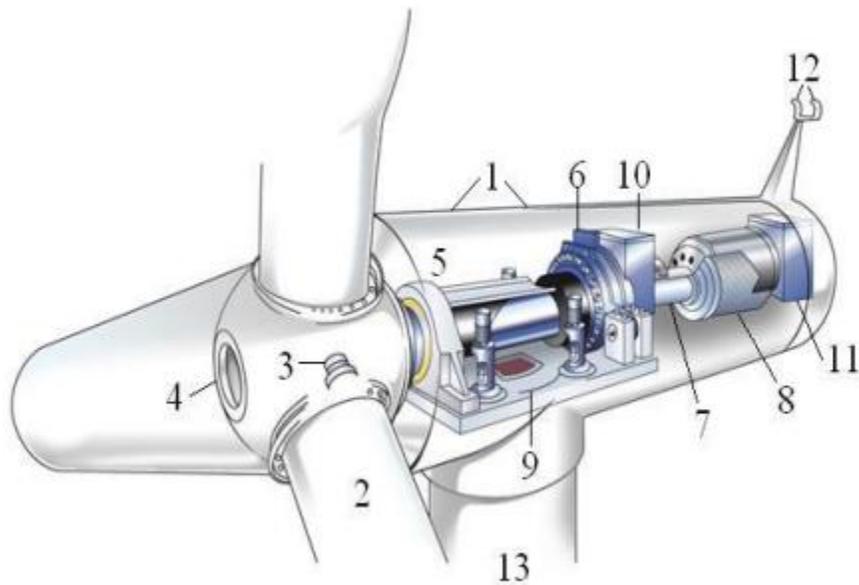


Figura 2.2 Componentes de un aerogenerador

Góndola

Es el chasis principal del aerogenerador, se sitúa en la parte superior de la torre y en su interior se encuentran los elementos eléctricos y mecánicos necesarios para convertir el giro del rotor en energía eléctrica. Se encuentra unida a la torre por una corona dentada para permitir la orientación del rotor al viento, y rotor y las palas por el eje principal que transmitirá la fuerza del viento al multiplicador y al motor sucesivamente.

Álabes o palas

La mayoría de las modernas palas de rotor de grandes aerogeneradores están fabricadas con plástico reforzado con fibra de vidrio (GRP), es decir, poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio. Utilizar fibra de carbono o aramidas como material de refuerzo es otra posibilidad, pero normalmente estas palas son antieconómicas para grandes aerogeneradores.

Actuador sistema de paso [6]

El mecanismo de cambio de paso es capaz de hacer girar la pala alrededor de su eje longitudinal. Las fuerzas aerodinámicas se reducen disminuyendo el ángulo de ataque del viento sobre el perfil de la pala [7]. Las funciones del actuador de paso son: controlar la potencia del aerogenerador a través de la velocidad de giro del rotor y, a su vez, frenar aerodinámicamente el sistema en caso de excesivo viento o avería. Existen 3 tipos de mecanismos de cambio de paso: hidráulicos, eléctricos y pasivos.

Buje

Es la pieza de unión entre las palas y el eje principal, y por lo tanto el transmisor de la fuerza del viento al interior de la góndola.

Eje de baja velocidad

El eje de baja velocidad del aerogenerador conecta al buje del rotor al multiplicador. Por el interior, discurren conductos del sistema hidráulico o eléctrico, para accionamiento de los frenos aerodinámicos, del paso variable y del control de los sensores del rotor.

Multiplicador

A su entrada se encuentra el eje de baja velocidad, y mediante un sistema de engranajes, consigue que el eje de salida, de alta velocidad, gire a mayor frecuencia (entre 80 y 50 veces más rápido, dependiendo del modelo de la turbina).

Eje de alta velocidad con freno mecánico [8]

Gira aproximadamente a 1500 revoluciones por minuto (r.p.m.), lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia.

Sistema de orientación [9]

Motores de giro: En las turbinas eólicas grandes, es necesario un mecanismo que las posicione enfrentadas al viento. Este movimiento circular, se consigue con unos motores y reductores fijos a la góndola que engranan en un dentado de la parte superior de la torre, llamada corona de orientación.

Freno en orientación: Tienen como misión evitar desplazamientos radiales de la góndola no deseados, bien por efecto del viento incidente o por giro del rotor.

Sistema de control [10]

Los sistemas de control en un aerogenerador tienen dos importantes cometidos, el primero es el aprovechamiento máximo de la fuerza del viento mediante la orientación del rotor, el segundo es la protección del aerogenerador ante velocidades de viento que podrían dañar la instalación.

Para el cometido de la orientación el aerogenerador cuenta con equipos anemométricos y de medida de la dirección del viento instalado sobre la góndola. Los datos recogidos pasan al ordenador de control que según un algoritmo determinado decidirá como deberá mover la góndola gracias al sistema de corona dentada y motor de giro instalados en la base de la góndola en su unión con la torre.

Activo: Mediante un dispositivo mecánico las palas giran el perfil enfrentado al viento cambiando su aerodinámica, por lo que para velocidades mayores de viento para las que están diseñadas a trabajar de forma óptima, aprovechan en menor medida, mediante el cambio de ángulo, la velocidad del viento, y la potencia suministrada y cargas inerciales permanecen en un rango de trabajo apropiados. Es el método más caro, pero también es el que ofrece un mejor control.

Pasivo: En este caso las palas no poseen ningún tipo de mecanismo de variación del ángulo ofrecido al viento, si no que permanecen fijas al rotor en todo momento. En su lugar, las palas con este mecanismo de control se diseñan de tal manera que para velocidades demasiado elevadas del viento se producen turbulencias en la parte de la pala de baja presión, por lo que la diferencia de presiones entre un lado y otro de la pala disminuye.

Anemómetro y veleta [11]

Se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s (18 km/h). El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 m/s (90 km/h), con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para girar al aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

La ventaja de los anemómetros no mecánicos es que son menos sensibles a la formación de hielo. Sin embargo, en la práctica los anemómetros de cazoletas son ampliamente utilizados, y modelos especiales con ejes y cazoletas eléctricamente calentados pueden ser usados en las zonas árticas.

Torre

La torre es la estructura que soporta a una determinada altura al mecanismo productor de electricidad del aerogenerador. Al elevar los componentes se consigue

un aprovechamiento mayor de la fuerza del viento, pues a una mayor altura sobre el nivel del suelo mayor será su velocidad, y por lo tanto, también la velocidad de rotación de las palas.

Ubicación de un aerogenerador [12]

Offshore

La fuerza del viento es más potente en el océano que en tierra, de ahí el desarrollo de la eólica marina en los últimos años. Hasta hace poco tiempo, al basarse en estructuras fijas, no podían instalarse en lugares muy profundos o con fondos marinos complejos, algo que ha cambiado con la aparición de las estructuras flotantes. Ahora, los aerogeneradores se pueden instalar sobre estas plataformas que se anclan al fondo marino mediante fondeos flexibles, cadenas o cables de acero.

La energía eólica marina es aquella fuente de energía limpia y renovable que se obtiene al aprovechar la fuerza del viento que se produce en alta mar, donde esta alcanza una velocidad mayor y más constante debido a la inexistencia de barreras. Su elevado potencial y valor añadido estratégico, tanto a nivel socioeconómico como medioambiental, la sitúan como una de las fuentes renovables llamada a jugar un papel crucial en el proceso de descarbonización.

On-shore

Los parques eólicos terrestres son las infraestructuras encargadas de producir energía eléctrica a partir del viento que se produce en emplazamientos en tierra. Para ello, se diseñan y construyen una serie de elementos capaces de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica, primero, y de convertirla en electricidad apta para el consumo, después, e integrarla en la red de distribución.

2.3 Aerogenerador [13][14][15]

Un aerogenerador o generador eólico, es un sistema electromecánico capaz de captar energía cinética del viento mediante una turbina y transformarla en energía mecánica rotacional. Esta última es transmitida desde el eje de baja velocidad al eje

de alta velocidad del generador mediante la caja multiplicadora, para después ser transformada en energía eléctrica por el generador.

El convertidor, que se encuentra conectado al generador, ajusta la frecuencia de las variables eléctricas a la frecuencia de la red eléctrica. Finalmente, el transformador eleva el voltaje para inyectar al sistema de transmisión. Los generadores se clasifican en base a varios criterios, tamaño, aplicación, conexión, ubicación (tierra o costa) posición de la turbina, velocidad variable o fijo y el generador a utilizar.

2.4 Generador síncrono [16][17]

Un generador síncrono es un tipo de máquina eléctrica que transforma energía mecánica en energía eléctrica. Se basa en el principio de la inducción electromagnética y utiliza un campo magnético rotativo para generar una corriente alterna (CA) en sus devanados. La velocidad de rotación del generador síncrono está sincronizada con la frecuencia de la red eléctrica a la que está conectada, lo que le permite generar una corriente eléctrica estable de frecuencia constante y voltaje.

Los generadores síncronos se utilizan intensamente en aplicaciones de generación de energía eléctrica a gran escala, como centrales eléctricas y plantas de energía renovable, así como en sistemas de generación distribuida. También son utilizados en aplicaciones industriales, como generadores para motores eléctricos de alta potencia o sistemas de respaldo en caso de interrupciones del suministro eléctrico. Los generadores síncronos son conocidos por su eficiencia, estabilidad de voltaje y capacidad de proporcionar una potencia constante y controlable.

2.5 Generador síncrono de imanes permanentes [18][19][20]

1. Generación del campo magnético en el rotor: Los imanes permanentes, generalmente ubicados en el rotor del generador, crean un campo magnético constante y con alta densidad magnética. Estos imanes están fijados en una configuración específica que asegura la polaridad adecuada.

2. Inducción electromagnética: En el estator del generador, se encuentran los devanados de cobre enrollados alrededor de un núcleo de hierro. Cuando el rotor del PMSG gira, el campo magnético constante de los imanes permanentes corta las líneas de flujo magnético que aparecen un flujo variable en el estator [21].
3. Producción de corriente eléctrica: De acuerdo con la ley de Faraday, el cambio en el flujo magnético induce una corriente eléctrica en los devanados del estator. La magnitud y la frecuencia de esta corriente están relacionadas con la velocidad de rotación del rotor y el número de polos del generador.
4. Sincronización de la frecuencia: La velocidad de rotación del rotor del PMSG [22][23] debe ser sincronizada con la frecuencia de la red eléctrica a la que se conecta. Esto garantiza que la corriente generada por el PMSG esté en fase con la corriente de la red y pueda ser suministrada de manera efectiva.
5. Generación de energía eléctrica: La corriente inducida en los devanados del estator es recogida y dirigida a través de un sistema de cables y convertidores para su posterior uso o almacenamiento [24][25]. La energía eléctrica generada puede ser utilizada para alimentar la red eléctrica, cargar baterías o suministrar energía a dispositivos y sistemas.

A diferencia de otros tipos de generadores [26][27][28][29], los PMSG utilizan imanes permanentes en lugar de devanados electromagnéticos en el rotor para generar el campo magnético necesario para la producción de electricidad. Los imanes permanentes en el rotor del generador están hechos de materiales con propiedades magnéticas excepcionales, como el neodimio-hierro-boro [30] (NdFeB) o el samario-cobalto (SmCo). Estos imanes generan un campo magnético.

Algunas razones por las que se puede optar por utilizar un generador síncrono de imanes permanentes [32][33][34][35]:

1. Eficiencia: Los generadores síncronos de imanes permanentes son conocidos por su alta eficiencia energética. Los imanes permanentes generan un campo magnético constante, lo que reduce las pérdidas de

energía por fricción y resistencia eléctrica en comparación con otros tipos de generadores.

2. **Potencia constante:** Los generadores síncronos de imanes permanentes garantizan una salida de potencia constante en una amplia gama de velocidades de rotación. Esto los hace adecuados para aplicaciones donde se requiere una fuente de energía estable y constante, como la generación de electricidad en sistemas de energía renovable.
3. **Tamaño y peso reducidos:** Los imanes permanentes son compactos y ligeros en comparación con otros sistemas de generación de energía, como los generadores de excitación electromagnética. Esto permite construir generadores más pequeños y livianos, lo que es especialmente útil en aplicaciones móviles o donde el espacio es limitado.
4. **Baja necesidad de mantenimiento:** Los generadores síncronos de imanes permanentes tienen una menor necesidad de mantenimiento en comparación con otros generadores. No requiere sistemas de excitación electromagnética ni de escobillas para generar el campo magnético, lo que reduce el desgaste y la necesidad de reemplazo de piezas.
5. **Mayor vida útil:** Debido a su diseño y funcionamiento, los generadores síncronos de imanes permanentes tienden a tener una vida útil más larga en comparación con otros tipos de generadores. Los imanes permanentes son duraderos y no requieren mantenimiento constante, lo que contribuye a una mayor vida útil del generador en general.

2.6 ¿Por qué implementar un generador síncrono de imanes permanentes? [36][37][38][39]

La elección entre utilizar un generador de imanes permanentes o un generador de rotor devanado depende de las necesidades y requisitos específicos de la aplicación. A continuación, se mencionarán algunas razones por las cuales se

optará por utilizar un generador de imanes permanentes sobre un generador de rotor devanado:

2. Eficiencia: Los generadores de imanes permanentes suelen ser más eficientes en la conversión de energía mecánica en energía eléctrica en comparación con los generadores de rotor devanado. Esto se debe a que los imanes permanentes no requieren corriente de excitación para generar un campo magnético, mientras que en los generadores de rotor devanado se necesita una corriente de excitación para crear el campo magnético en el rotor.

3. Menor mantenimiento: Los generadores de imanes permanentes son más sencillos en términos de mantenimiento en comparación con los generadores de rotor devanado. Esto se debe a que los imanes permanentes no requieren mantenimiento o reemplazo de reemplazo, mientras que los generadores de rotor devanado pueden requerir mantenimiento regular en los devanados y las escobillas del rotor.

4. Tamaño y peso reducidos: Los generadores de imanes permanentes tienden a ser más compactos y livianos en comparación con los generadores de rotor devanado. Esto los hace adecuados para aplicaciones en las que se requiere una alta relación potencia-peso, como en aerogeneradores, vehículos eléctricos y dispositivos portátiles.

5. Mayor densidad de potencia: Debido a su mayor eficiencia y menor tamaño, los generadores de imanes permanentes suelen tener una mayor densidad de potencia en comparación con los generadores de rotor devanado. Esto significa que pueden generar más potencia en un tamaño y peso dados, lo cual es mejor en aplicaciones donde se requiere una alta potencia en un espacio limitado.

Sin embargo, también es importante considerar algunas limitaciones de los generadores de imanes permanentes. Por ejemplo, su coste inicial puede ser más alto debido al uso de imanes de alta calidad. Además, la capacidad de control y

regulación de la velocidad puede ser más limitada en comparación con los generadores de rotor devanado.

2.7 Controlador híbrido inteligente [40][41][42]

Los controladores híbridos inteligentes son sistemas de control avanzados que combinan diferentes técnicas y algoritmos para optimizar el rendimiento y la eficiencia de los sistemas eléctricos, incluidos los sistemas de energía eólica. Estos controladores utilizan la inteligencia artificial, el aprendizaje automático y otras técnicas de optimización para adaptarse y responder de manera dinámica a las condiciones cambiantes del sistema y maximizar su rendimiento.

Los tipos de controladores híbridos son:

Integración de múltiples algoritmos: Los controladores híbridos inteligentes combinan diferentes algoritmos de control, como controladores PID (Proporcional-Integral-Derivativo), lógica difusa, algoritmos genéticos, redes neuronales, entre otros. La combinación de estos algoritmos permite aprovechar las fortalezas de cada uno y mejorar la precisión y la eficiencia del control del sistema.

Aprendizaje automático y adaptabilidad: Los controladores híbridos inteligentes tienen la capacidad de aprender y adaptarse en base a datos históricos y en tiempo real. Utilizando técnicas de aprendizaje automático, pueden identificar patrones, tendencias y relaciones en los datos del sistema y ajustar los parámetros de control de manera óptima para maximizar el rendimiento.

Optimización del sistema: Los controladores híbridos inteligentes buscan optimizar el rendimiento del sistema eléctrico, incluida la extracción de potencia en sistemas eólicos. Utilizando técnicas de optimización, como algoritmos genéticos o algoritmos de enjambre de partículas, estos controladores pueden encontrar las configuraciones y los mejores ajustes que maximicen la generación de energía, minimicen las pérdidas y mejoren la estabilidad del sistema.

Adaptabilidad a condiciones cambiantes: Los controladores híbridos inteligentes pueden adaptarse de manera dinámica a las condiciones cambiantes del sistema. Pueden ajustar los parámetros de control en tiempo real en respuesta a variaciones en la velocidad del viento, la carga eléctrica u otras condiciones del sistema, garantizando así un control óptimo y una operación eficiente en todo momento.

Supervisión y diagnóstico: Los controladores híbridos inteligentes también pueden realizar funciones de supervisión y diagnóstico del sistema. Pueden monitorear continuamente el estado del sistema, detectar y descubrir fallas o anomalías, y tomar medidas correctivas para garantizar la operación segura y confiable del sistema.

Los controladores híbridos ofrecen una serie de ventajas y desventajas en comparación con otros sistemas de control más convencionales. A continuación, se presentan algunas de las ventajas y desventajas clave de los controladores híbridos:

Ventajas [43]:

Mejor rendimiento y eficiencia: Los controladores híbridos utilizan una combinación de algoritmos y técnicas de control para optimizar el rendimiento y la eficiencia del sistema. Pueden adaptarse de manera dinámica a las condiciones cambiantes del viento y ajustar los parámetros de control para maximizar la extracción de potencia eólica.

Adaptabilidad y flexibilidad: Los controladores híbridos son capaces de adaptarse a diferentes condiciones del viento y cargas eléctricas. Pueden ajustar los parámetros de control en tiempo real y tomar decisiones óptimas en función de la información disponible, lo que permite una respuesta más rápida y precisa a los cambios en el entorno.

Mayor estabilidad y confiabilidad: Los controladores híbridos incorporan técnicas de control avanzadas y algoritmos de optimización para mejorar la estabilidad y confiabilidad del sistema. Pueden ajustar la velocidad del rotor, la orientación de las

palas y otros parámetros de control para mantener un funcionamiento seguro y eficiente en diferentes condiciones operativas.

Desventajas [44]:

Mayor complejidad: Los controladores híbridos suelen ser más complejos que los sistemas de control convencionales. Requieren una mayor cantidad de algoritmos y técnicas de control, así como una mayor capacidad de procesamiento y análisis de datos. Esto puede aumentar la complejidad del diseño, la implementación y el mantenimiento del controlador.

Mayor costo: Debido a su mayor complejidad y requisitos técnicos, los controladores híbridos pueden tener un costo más elevado en comparación con los sistemas de control convencionales. Esto puede representar un desafío económico para la implementación de estos controladores en algunos proyectos de energía eólica.

Requiere datos y modelos precisos: Los controladores híbridos inteligentes dependen en gran medida de datos precisos y modelos matemáticos confiables para su correcto funcionamiento. La calidad de los datos de viento y los modelos de predicción pueden afectar la precisión y eficacia del controlador.

La integración de Múltiples algoritmos en controladores híbridos inteligentes ofrece varias ventajas, especialmente en sistemas complejos como los aerogeneradores o los sistemas de generación de energía eólica. Uno de los principales beneficios es el aprovechamiento de las fortalezas complementarias de cada algoritmo. Los controladores PID (Proporcional-Integral-Derivativo) proporcionan un control robusto y sencillo, ideal para sistemas lineales y procesos con dinámicas bien definidas, siendo eficaces en la corrección de errores a corto plazo. Por otro lado, la lógica difusa maneja la incertidumbre y la imprecisión, lo cual es útil en sistemas donde no se cuenta con un modelo matemático exacto o donde las condiciones operativas varían.

2.8 Aplicaciones de controladores híbridos inteligentes en aerogenerador [45][46]

Un controlador híbrido inteligente para aerogeneradores es un sistema de control avanzado diseñado específicamente para optimizar el rendimiento y la eficiencia de los aerogeneradores. Este tipo de controlador combina diferentes técnicas y algoritmos, incluyendo la inteligencia artificial y el aprendizaje automático, para adaptarse y responder de manera dinámica a las condiciones cambiantes del viento y maximizar la extracción de potencia eólica. Los controladores híbridos inteligentes tienen varias aplicaciones en sistemas de energía eólica como se describen a continuación:

Optimización de la extracción de potencia [47]: Los controladores híbridos inteligentes utilizan algoritmos de optimización avanzados para ajustar los parámetros de control de los aerogeneradores y maximizar la extracción de potencia de los mismos. Estos algoritmos pueden tener en cuenta la velocidad del viento, las características del aerogenerador y otros factores para encontrar los ajustes óptimos que maximicen la generación de energía.

Control de velocidad y orientación del rotor: Los controladores híbridos inteligentes pueden ajustar la velocidad de rotación y la orientación del rotor de manera óptima en función de las condiciones del viento. Esto permite maximizar la eficiencia de los aerogeneradores y garantizar un funcionamiento óptimo en diferentes velocidades y direcciones del viento.

Gestión de la conservación del viento: La energía eólica es una fuente de energía intermitente debido a la conservación del viento. Los controladores híbridos inteligentes pueden adaptarse rápidamente a los cambios en la velocidad y dirección del viento para optimizar la producción de energía y minimizar los impactos de la escasez en la red eléctrica.

Control coordinado de parques eólicos [48]: En parques eólicos con múltiples aerogeneradores, los controladores híbridos inteligentes pueden coordinar el control de los aerogeneradores para optimizar la producción de energía en conjunto. Esto

implica la comunicación y la interferencia entre los diferentes aerogeneradores para maximizar la generación de energía y minimizar los efectos adversos, como las interferencias entre los aerogeneradores.

Pronóstico de la generación de energía eólica automática: Los controladores híbridos inteligentes pueden integrar modelos de pronóstico del viento y algoritmos de aprendizaje para predecir la generación de energía eólica en el futuro [49]. Estos pronósticos pueden ayudar en la gestión y planificación de la generación de energía, optimizar la operación de los aerogeneradores y establecer una integración más efectiva en la red eléctrica.

2.9 Seguimiento de punto de potencia máximo [50]

El MPPT es un sistema que permite obtener la máxima potencia de sistemas de generación de energía eólica, por lo general este tipo de módulos tiene incorporado un algoritmo el cual permite que el sistema opere en un punto específico de las curvas características de la velocidad del viento [51], según sea el caso al que se aplique.

Para obtener la máxima potencia de un sistema de generación de energía eólica, es necesario tener en cuenta el comportamiento del viento debido a que se constituye como una fuente primaria no constante, puesto que para diferentes velocidades se generan curvas equivalentes de P-V [52], pero con un nuevo punto de máxima potencia por lo tanto se hace necesario implementar un algoritmo que sea capaz de seguir o encontrar este punto.

Existen varios métodos que permiten realizar la búsqueda del punto de trabajo, se encuentran clasificados en dos grandes secciones, los MPPT en lazo abierto y lazo cerrado.

De acuerdo con la maximización de potencia capturada, los algoritmos MPPT se clasifican en controladores de indirect power controller (IPC) [53] y direct power controller (DPC) [54]. Los 4 algoritmos más importantes o de mayor relevancia son

pitch angle controller (PAC) [55], tip speed ratio control (TSR) [56], optimal torque control (OTC) y perturb and observe control (P&O) [57].

Pitch Angle Controller (PAC)

El control de ángulo de las palas se utiliza para asegurar que los vientos superiores a los de operación nominal, la velocidad de rotación de la turbina se mantenga en un valor constante nominal, permitiendo una adecuada operación y contribuye a una conversión de vida útil del equipo. La perspectiva del control de ángulo de inclinación son: modular la turbina y optimizar la potencia de salida de la turbina eólica, admitir el máximo de potencia de salida de la turbina eólica mediante el seguimiento del punto de máxima potencia y regular la potencia aerodinámica cuando la velocidad nominal del viento es alta.

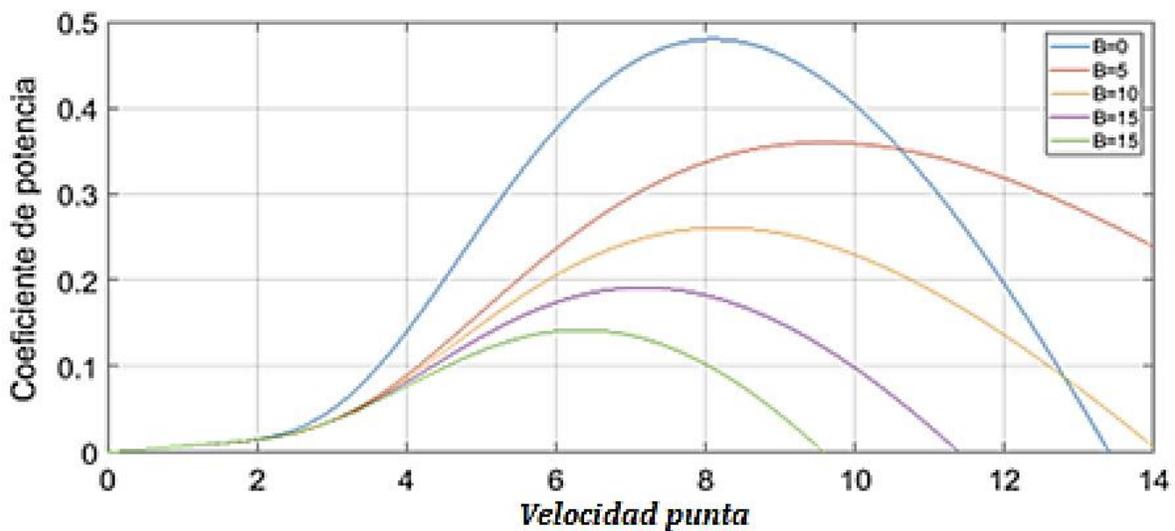


Figura 2.3. Velocidad punta.

En la figura 2.3 se representa el coeficiente de potencia comparada con el control de relación de velocidad punta para diferentes ángulos de paso(B) en la turbina, el coeficiente de potencia disminuye a medida que el ángulo de paso aumenta, por ende, el sistema de control actual de tal forma que modifica el ángulo para mantener la potencia de salida del aerogenerador a su valor nominal. Si el control del ángulo cambia la potencia mecánica extraída del viento, aumentará la tensión mecánica de la pala de la turbina eólica.

Controlador de Velocidad punta (TSR)

El TSR regula la velocidad de rotación del generador para mantener el flujo(λ) en un valor óptimo en el que la potencia que es extraída sea su máximo valor.

Los algoritmos de velocidad de la punta (TSR) mantienen la relación entre la punta de la pala y la velocidad del rotor en un valor óptimo donde la energía eólica extraída se maximiza independientemente de las variaciones en el viento. Se necesita un controlador de retroalimentación efectivo para alimentar la diferencia entre el valor real y el valor óptimo. El diferencial de error mínimo se logra reduciendo la velocidad del generador mediante el controlador. El error de velocidad genera una referencia de par/potencia que luego cambia la velocidad para reducir el error. El controlador MPPT basado en TSR, aunque simple en su implementación y altamente eficiente, requiere un alto costo de operación. Este es un gran inconveniente de esta técnica MPPT.

En la figura 2.4 los valores nominales de C_p y λ son 0.49 y 8.18, la estrategia del control debe fundamentarse en mantener una relación de velocidad punta aproximada al valor nominal con el fin que la potencia que generara la turbina eólica sea la máxima.

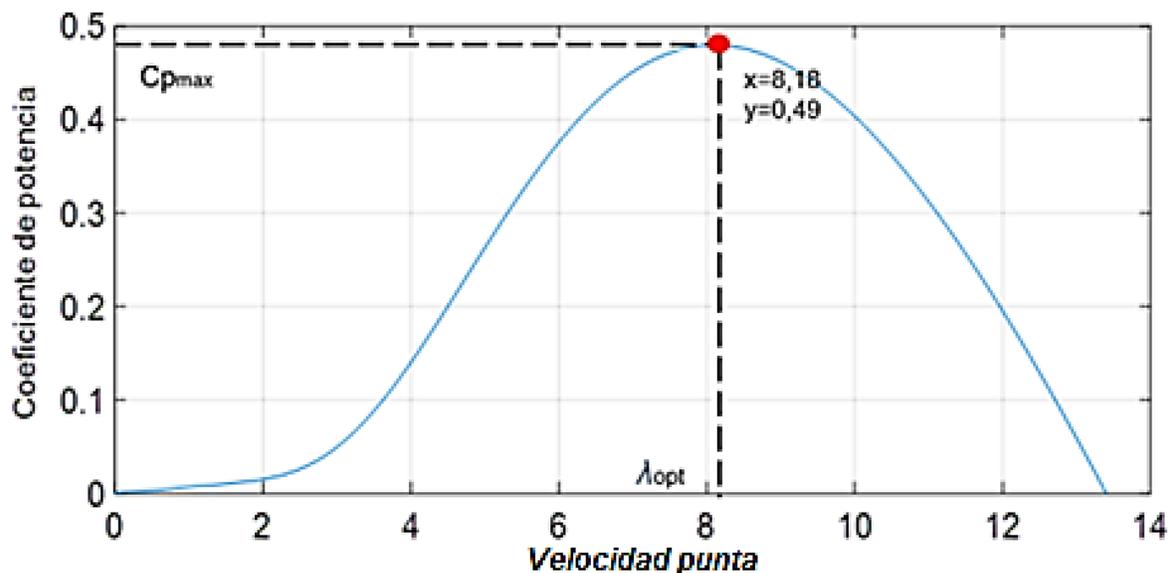


Figura 2.4 Coeficiente de potencia vs velocidad punta

Si el valor de TSR es óptimo, se fija que la energía extraída es la máxima, por consiguiente, la referencia de velocidad del eje es:

$$W_{ref} = \frac{\lambda_{opt}}{R} (V) \quad (2.1)$$

La referencia de velocidad del eje se compara con la velocidad real y la diferencia se alimenta al controlador PI para obtener la señal de control. Este método es simple, sin embargo, requiere que tanto la velocidad del viento como la velocidad de la turbina se midan o estimen en tiempo real con precisión.

Controlador de torque optimo (OTC)

Esta técnica de MPPT se basa en controlar continuamente el torque del rotor frente a los cambios en la velocidad del viento incidente para garantizar su valor óptimo.

El método OTC se ocupa de ajustar el par del generador de acuerdo con el par de referencia de potencia máxima a cualquier velocidad del viento dada. Por lo tanto, se puede obtener una referencia de potencia máxima comparando el par real con una señal de error alimentada a un controlador para mantener el par óptimo del generador. Este método es bastante simple, eficiente y muy rápido.

Controlador de perturbación y observador (P&O)

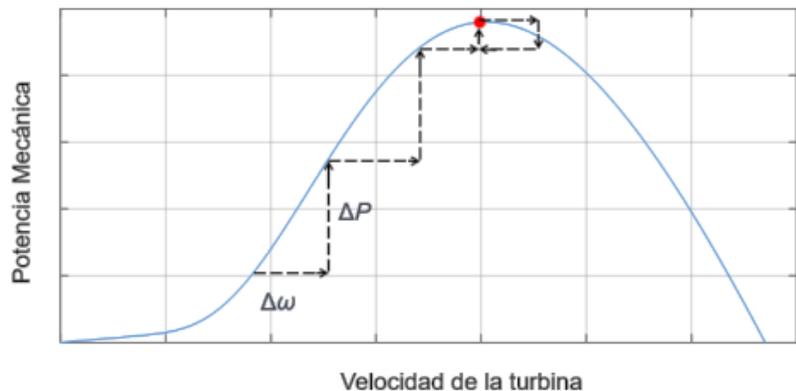


Figura 2.5 Controlador de perturbación y observador

El principio de funcionamiento del P&O es detectar el cambio de potencia en la salida de la turbina eólica, después de una perturbación de la velocidad del generador y predecir la siguiente perturbación de la velocidad del generador, según la variación de potencia

Primero la velocidad del generador es perturbada por un cambio escalonado $\Delta\omega$ y luego se observan las variaciones de la potencia de salida ΔP . Si la potencia de salida aumenta, la perturbación siguiente se mantendrá sin cambios y la velocidad del rotor aumentará hasta que se alcance la velocidad de rotación óptima y el sistema operará en este punto o alrededor de este; de lo contrario, se invertirá la dirección de la perturbación.

2.10 Velocidad del aerogenerador [58]

Existen dos formas en las que se pueden medir la velocidad de rotación

R.P.M. (revoluciones por minuto) es el número de veces que las palas de un aerogenerador completan un circuito completo en un minuto. Velocidad punta es la velocidad a la que se mueve realmente la punta de la hoja, esta es mayor que la velocidad en el centro de la hoja porque debe de recorrer una distancia mayor para completa un círculo completo.

Al haber una RPM más alta no obligatoriamente indica una velocidad de punta más alta, dependerá del tamaño de las palas. Las palas de una turbina giran ya que toman la energía cinética del viento y la convierte en electricidad, atrapando el viento y hacen que la turbina gire.

Las palas giraran cuando el viento alcance la velocidad mínima requerida para rotarlas, a este efecto se le conoce como corte de velocidad, generalmente esta entre 9 y 16 km/h [59].

Existe un límite de velocidad máxima o velocidad de corte, cuando esta es alcanzada, la turbina se frenará automáticamente para evitar daños en el rotor. La velocidad máxima del viento es de alrededor de 88 km/h.

Los factores que afectan a la velocidad de la turbina son:

1. Velocidad del viento [60]

El factor primordial para determinar la velocidad del aerogenerador es la velocidad propia del viento. Cuanto mayor sea la velocidad del viento será proporcional el giro de la turbina. Las turbinas pueden funcionar a velocidades que oscilan entre 9 y 88 km/h.

2. Tamaño de la turbina

Las turbinas pequeñas tendrán un rpm más alto y pueden parecer que están girando más rápido, pero las palas de las turbinas eólicas más grandes giran a través de una circunferencia mucho mayor y, por lo tanto, tienen una velocidad de punta de pala más altas.

3. Densidad del aire

Cuando el aire es más denso, aplica más presión a las palas de la turbina y da como resultado una mayor potencia de salida.

4. Tamaño y diseño de las palas

Las palas más grandes pueden capturar más viento, mientras que las palas que están diseñadas para ser aerodinámicas pueden girar más rápido.

Hay una variedad de modelos en los sistemas eléctricos de potencia que dependen principalmente de la distancia de las líneas de transmisión. Las líneas cortas se considera que tienen una distancia de < 80 km, las líneas medianas van de 80 a 250 km y las líneas largas son aquellas que tienen > 240 km. Para los ejercicios a realizar se considerará que los sistemas tienen líneas de transmisión medianas.

2.11 Redes neuronales [59][60][61]

La inteligencia artificial (IA) es un campo de estudio y desarrollo de tecnología que se enfoca en crear sistemas capaces de realizar tareas que normalmente requieren

la inteligencia humana. Estos sistemas son capaces de aprender, razonar, percibir, planificar y tomar decisiones de manera autónoma.

La IA se divide en dos categorías principales: la inteligencia artificial estrecha (IA estrecha o IA débil) y la inteligencia artificial general (IA general o IA fuerte).

Inteligencia Artificial Estrecha (IA estrecha)[62]: Se refiere a sistemas de IA diseñados para realizar tareas específicas de manera eficiente. Estos sistemas están diseñados para superar o igualar el rendimiento humano en una tarea específica, como reconocimiento de voz, diagnóstico médico, conducción autónoma, traducción de idiomas, entre otros. La IA estrecha utiliza técnicas como el aprendizaje automático (machine learning)[63] y el procesamiento del lenguaje natural (natural language processing)[64] para lograr sus objetivos.

Inteligencia Artificial General (IA general)[65][66][67]: Se refiere a sistemas de IA que tienen la capacidad de comprender, aprender y aplicar conocimientos en una amplia variedad de tareas, similar a la inteligencia humana. La IA general busca desarrollar máquinas con habilidades y capacidades cognitivas similares a las de los seres humanos. Sin embargo, hasta el momento, la IA general se encuentra en etapas muy iniciales de desarrollo y se considera un objetivo a largo plazo.

Existen varias técnicas y enfoques utilizados en el campo de la IA, entre ellos:

Aprendizaje automático (Machine Learning) [68][69][70]: Es un enfoque de la IA que permite a las máquinas aprender y mejorar a través de la experiencia y los datos. Se basa en algoritmos que analizan grandes cantidades de datos y encuentran patrones y correlaciones para tomar decisiones o hacer predicciones.

Redes neuronales artificiales [71]: Están inspirados en el funcionamiento del cerebro humano y se utilizan en muchas aplicaciones de IA, como el reconocimiento de imágenes y voz. Estas redes están compuestas por capas de nodos interconectados que procesan y transmiten información.

Proceso de una red neuronal [Algoritmo en diagrama de flujo]

1. Recopilación y preparación de datos: El primer paso es recopilar y preparar los datos necesarios para entrenar la red neuronal. Esto implica recolectar un conjunto de datos que contenga ejemplos etiquetados o no etiquetados de los patrones que la red neuronal debe aprender a reconocer. Además, se realiza una limpieza y normalización de los datos para garantizar que estén en el formato adecuado y sean compatibles con la red neuronal.
2. Diseño de la arquitectura de la red neuronal: Se debe seleccionar la arquitectura apropiada para la red neuronal, que incluye el tipo de capas (como capas de entrada, ocultas y de salida), la cantidad de neuronas en cada capa y la conexión entre las neuronas. La elección de la arquitectura depende del tipo de problema que se esté abordando y de los datos disponibles.
3. Inicialización de los parámetros: Antes de comenzar el entrenamiento de la red neuronal, es necesario inicializar los pesos y los sesgos de las neuronas. Estos valores iniciales pueden ser aleatorios o se pueden seleccionar según algún criterio específico.
4. Propagación hacia adelante (Forward propagation): En esta etapa, los datos de entrada se propagan a través de la red neuronal desde la capa de entrada hasta la capa de salida. Cada neurona realiza una combinación lineal de las entradas ponderadas por sus pesos y aplica una función de activación no lineal para producir una salida.
5. Cálculo de la función de pérdida (Loss function): Después de la propagación hacia adelante, se compara la salida de la red neuronal con las etiquetas reales de los datos de entrenamiento utilizando una función de pérdida. Esta función mide la discrepancia entre la salida predicha por la red y las etiquetas reales, y cuantifica el rendimiento de la red neuronal en el problema dado.
6. Retropropagación del error (Backpropagation): En esta etapa, se calculan las derivadas parciales de la función de pérdida con respecto a los pesos y sesgos de la red neuronal. Estas derivadas se utilizan para actualizar los

pesos y sesgos mediante un algoritmo de optimización, como el descenso del gradiente, con el objetivo de minimizar la función de pérdida y mejorar el rendimiento de la red neuronal.

7. Update de los pesos y sesgos: Utilizando el algoritmo de optimización seleccionado, se actualizarán los pesos y sesgos de la red neuronal con el objetivo de disminuir la función de pérdida en cada iteración. Esto se repite un número determinado de épocas o hasta que se alcance cierto criterio de convergencia.
8. Evaluación y ajuste del modelo: Una vez que la red neuronal ha sido entrenada, se evalúa su rendimiento utilizando conjuntos de datos de validación o pruebas. Si el rendimiento no es satisfactorio, se pueden ajustar los hiperparámetros, como la tasa de aprendizaje o el número de capas ocultas, y se repiten los pasos anteriores hasta obtener el rendimiento deseado.
9. Predicción y aplicación: Finalmente, una vez que el modelo de red neuronal ha sido alterado y evaluado, se puede utilizar.

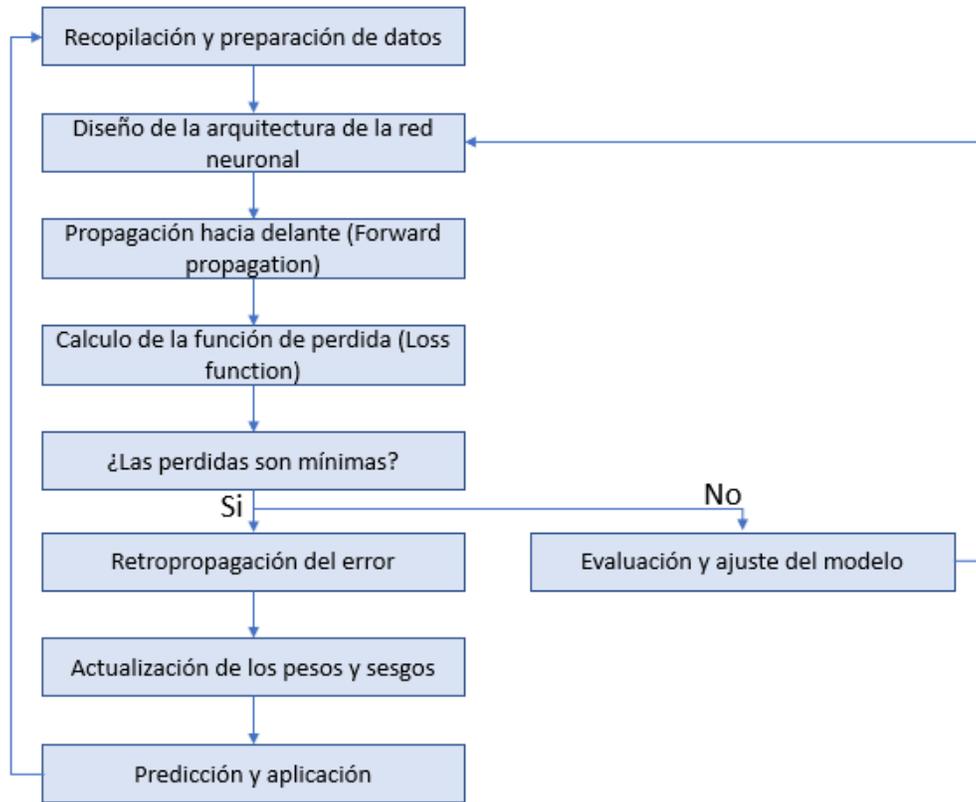


Figura 2.6 Diagrama de flujo proceso de red neuronal

2.11.1 Tipos de redes neuronales [72][73][74][75][76]

Existen diferentes tipos de redes neuronales, cada una diseñada para abordar diferentes tipos de problemas y características de los datos. Algunos de los tipos más comunes de redes neuronales son:

1. Perceptrón: Es la forma más básica de red neuronal. Consiste en una única capa de neuronas de entrada y una capa de salida, y se utiliza principalmente para problemas de clasificación binaria linealmente separables.
2. Redes neuronales multicapa (MLN): También conocidos como redes neuronales feedforward, constan de múltiples capas de neuronas, incluyendo una o más capas ocultas entre la capa de entrada y la capa de salida. Estas redes son capaces de aprender relaciones no lineales y se utilizan para problemas de clasificación y regresión.

3. Redes neuronales convolucionales (CNN): Son especialmente útiles para el procesamiento de datos en forma de cuadrícula, como imágenes. Estas redes contienen capas de convolución que extraen características de las imágenes, seguidas de capas de agrupamiento y capas totalmente conectadas para la clasificación.
4. Redes neuronales recurrentes (RNN): Estas redes están diseñadas para trabajar con datos secuenciales, como texto o series de tiempo. Tienen conexiones recursivas que les permiten recordar información anterior y utilizarla en la toma de decisiones futuras. Las variantes más comunes de las RNN son las redes LSTM (Long Short-Term Memory) y GRU (Gated Recurrent Unit).
5. Redes neuronales generativas adversariales (GAN): Se componen de un generador y un discriminador que se entrenan en competencia mutua. El generador intenta generar muestras que sean indistinguibles de las reales, mientras que el discriminador intenta distinguir entre las muestras generadas y las reales. Las GAN se utilizan para la generación de imágenes, música, texto y otros tipos de datos.
6. Redes neuronales autoencoders: Son redes que intentan aprender una representación compacta de los datos de entrada, y luego reconstruir los datos de entrada a partir de esta representación. Se utilizan tareas de compresión de datos, reducción de dimensiones y detección de anomalías.
7. Red neuronal de propagación hacia atrás: Es un tipo de red neuronal artificial que ajusta sus pesos y sesgos mediante un proceso iterativo. Después de calcular el error entre la salida predicha y la salida real, el algoritmo retropropaga este error a través de la red, ajustando los pesos para minimizar la función de pérdida y mejorar la precisión del modelo en futuras predicciones. Es un método clave para entrenar redes neuronales profundas.

2.11.2 Redes neuronales de propagación hacia atrás [77][78][79][80]

Una red neuronal de propagación hacia atrás, también conocida como red neuronal de retropropagación, es un tipo fundamental de red neuronal artificial utilizada en el aprendizaje automático. Este modelo se basa en un algoritmo de entrenamiento que permite ajustar los pesos de la red para minimizar el error de predicción y mejorar su capacidad para generalizar a nuevos datos. Su estructura y funcionamiento son cruciales para tareas de clasificación, regresión, y reconocimiento de patrones.

Estructura y Funcionamiento

Una red neuronal de propagación hacia atrás se organiza en varias capas:

Capa de Entrada: La capa de entrada recibe los datos del entorno o el problema a resolver. Cada neurona en esta capa representa una característica del conjunto de datos.

Capas Ocultas: Estas capas intermedias están compuestas por neuronas que realizan transformaciones no lineales sobre los datos recibidos. Las neuronas en estas capas aplican funciones de activación, como la función sigmoide, la tangente hiperbólica, o la unidad lineal rectificadora, para introducir no linealidades en el modelo.

Capa de Salida: La capa de salida produce la predicción final del modelo. El número de neuronas en esta capa y la función de activación utilizada dependen de la tarea específica, como clasificación binaria, clasificación multiclase, o regresión.

Proceso de Entrenamiento

El entrenamiento de una red neuronal de propagación hacia atrás se lleva a cabo mediante el algoritmo de retropropagación, que consta de dos fases principales: la propagación hacia adelante y la retropropagación del error.

Propagación Hacia Adelante: Entrada de Datos: Los datos se introducen en la capa de entrada.

Cálculo de Activaciones: Cada neurona calcula una combinación ponderada de las entradas y aplica una función de activación para determinar la salida de la neurona. Esta salida se pasa a la siguiente capa.

Generación de Salida: Finalmente, los datos procesados llegan a la capa de salida, que produce la predicción final del modelo.

Retropropagación del Error:

Cálculo del Error: Se calcula el error o la pérdida entre la salida predicha por la red y el valor esperado. Este error se cuantifica utilizando una función de pérdida, como el error cuadrático medio (MSE) para tareas de regresión o la entropía cruzada para clasificación.

Propagación del Error: El error se propaga hacia atrás a través de la red desde la capa de salida hasta la capa de entrada. Utilizando el algoritmo de la regla de la cadena, se calculan los gradientes parciales de la función de pérdida con respecto a cada peso en la red.

Actualización de Pesos: Los pesos de la red se actualizan en función de los gradientes calculados. Se emplea un algoritmo de optimización, como el descenso de gradiente estocástico (SGD) o sus variantes (Adam, RMSprop), para ajustar los pesos y reducir el error.

Beneficios y Características

Capacidad de Aprendizaje: Las redes neuronales de retropropagación pueden aprender a modelar relaciones complejas y no lineales en los datos. Su capacidad para ajustar los pesos durante el entrenamiento les permite mejorar su desempeño en tareas específicas.

Flexibilidad: Son versátiles y pueden aplicarse a una amplia gama de problemas, desde el procesamiento de imágenes hasta la predicción de series temporales, adaptándose a diversas configuraciones de red y tipos de datos.

Generalización: Con un diseño adecuado y técnicas de regularización, estas redes pueden generalizar eficazmente a datos no vistos, proporcionando predicciones robustas y precisas.

Desafíos y Consideraciones

Overfitting: Existe el riesgo de que la red neuronal se sobreajuste a los datos de entrenamiento, lo que puede llevar a una disminución en el rendimiento sobre datos nuevos. Técnicas como la regularización L2, el dropout, y la validación cruzada son utilizadas para mitigar este problema.

Elección de Hiperparámetros: El rendimiento de la red depende en gran medida de la selección de hiperparámetros, como la tasa de aprendizaje, el número de capas y neuronas, y el tipo de función de activación. La optimización de estos parámetros requiere experimentación y ajustes finos.

Requerimientos Computacionales: El entrenamiento de redes neuronales puede ser intensivo en términos de tiempo y recursos computacionales. El uso de hardware especializado, como unidades de procesamiento gráfico (GPU), puede acelerar significativamente el proceso de entrenamiento.

Aplicaciones

Las redes neuronales de retropropagación se utilizan en diversas aplicaciones, incluyendo:

Reconocimiento de Imágenes: Identificación de objetos, detección de características, y clasificación en imágenes.

Procesamiento de Lenguaje Natural: Análisis de sentimientos, traducción automática, y generación de texto.

Predicción y Modelado: Pronóstico de series temporales, análisis de datos financieros, y modelado de sistemas complejos.

Se optó por utilizar una red neuronal de propagación hacia atrás debido a varias razones fundamentales:

Primero, la eficiencia en el aprendizaje que ofrece este tipo de red es crucial. El algoritmo de backpropagation permite la optimización iterativa de los pesos y sesgos, lo que mejora continuamente el rendimiento del modelo, asegurando que cada paso en el proceso de entrenamiento contribuya a una mayor precisión en las predicciones.

Además, la flexibilidad de las redes de propagación hacia atrás es un factor determinante. Estas redes son altamente adaptables y se pueden aplicar a una amplia gama de problemas, desde el reconocimiento de patrones hasta la clasificación de datos complejos. Esta versatilidad le permite a Víctor Hugo explorar diferentes enfoques y ajustar la arquitectura de la red según las necesidades específicas de su proyecto.

La precisión que proporciona el backpropagation es también una ventaja significativa. Al minimizar la función de pérdida durante el entrenamiento, el modelo desarrollado no solo es preciso, sino que también tiene la capacidad de generalizar bien con nuevos datos, lo cual es esencial en aplicaciones donde la exactitud de las predicciones es crítica.

Asimismo, la escalabilidad del algoritmo de backpropagation permite su aplicación tanto en redes neuronales simples como en arquitecturas profundas con millones de parámetros, lo que le permite a Víctor Hugo abordar problemas de diferentes niveles de complejidad sin comprometer la calidad del modelo.

Finalmente, la amplia base de conocimiento y los recursos disponibles para las redes neuronales de propagación hacia atrás facilitan su implementación, permitiéndole aprovechar técnicas avanzadas y optimizadas en su investigación.

2.12 Convertidor estático [81][82][83]

El convertidor estático en un aerogenerador de imanes permanentes tiene la función principal de convertir la energía mecánica rotacional del rotor (generada por la acción del viento) en energía eléctrica de corriente alterna (CA) o corriente continua (CC) de calidad y frecuencia controladas. Esto implica varias etapas de conversión y control que incluyen:

Rectificación: La energía generada por el rotor es inicialmente en forma de corriente alterna (CA), pero a menudo se rectifica a corriente continua (CC) mediante un rectificador controlado para facilitar un control más preciso.

Inversor: Si se desea generar energía en forma de CA, la corriente continua rectificada se convierte en corriente alterna mediante un inversor controlado. El inversor es capaz de generar energía eléctrica con voltaje y frecuencia constante, lo que es esencial para la integración con la red eléctrica.

Características y funciones adicionales de un convertidor estático:

Control de la velocidad del aerogenerador: Los convertidores estáticos modernos permiten un control preciso de la velocidad del rotor del aerogenerador. Esto es esencial para maximizar la eficiencia de la conversión de energía, ya que el aerogenerador puede ajustar su velocidad para aprovechar al máximo las condiciones del viento y evitar daños en caso de vientos extremadamente fuertes.

Gestión de la variabilidad del viento: Los convertidores estáticos también juegan un papel importante en la gestión de la variabilidad de la velocidad del viento. Pueden ajustar la velocidad del rotor y la generación de energía para mantener una producción de energía constante y estable, incluso cuando las condiciones del viento son cambiantes.

Sincronización con la red eléctrica: Para alimentar la energía generada en la red eléctrica, el convertidor estático debe sincronizarse con la frecuencia y el voltaje de la red. Esto se logra mediante el control preciso del inversor, que ajusta la frecuencia y el voltaje de salida para que coincidan con los parámetros de la red eléctrica.

Protección del sistema: Los convertidores estáticos están equipados con sistemas de protección que garantizan la seguridad y la integridad del aerogenerador en situaciones de sobretensión, subtensión o condiciones anormales de operación.

Optimización de la calidad de la energía: Los convertidores estáticos también pueden mejorar la calidad de la energía generada, minimizando las fluctuaciones

de voltaje y frecuencia, lo que es importante para garantizar una energía eléctrica confiable y de alta calidad para los consumidores.

Monitoreo y gestión de datos: Los convertidores estáticos modernos a menudo incluyen sistemas de monitoreo y gestión de datos que recopilan información sobre el rendimiento del aerogenerador y permiten la supervisión remota y el diagnóstico de problemas.

2.13 Linealización del sistema [84]

La linealización de sistemas no lineales es un proceso esencial en el diseño y análisis de sistemas de control [85], especialmente en el ámbito de los sistemas de potencia. Este proceso permite obtener modelos lineales que simplifican el análisis y diseño de controladores como el controlador PID, facilitando así la comprensión y optimización de sistemas complejos [Ver Anexo A].

Pasos para Linealizar un Sistema No Lineal [86][87]

1. Definición del Punto de Operación: El primer paso consiste en identificar el punto de operación alrededor del cual se desea linealizar el sistema. Este punto suele ser el punto de equilibrio o el punto nominal del sistema.

2. Linealización de las Ecuaciones de Estado: Las ecuaciones de estado del sistema no lineal se expresan en forma diferencial como $\dot{x} = f(x, u)$, donde x es el vector de estados y u es el vector de entradas. La linealización implica calcular las derivadas parciales de f con respecto a x y u en el punto de operación.

3. Obtención de las Matrices Jacobianas: Las matrices Jacobianas A y B se calculan a partir de las derivadas parciales obtenidas en el paso anterior. Estas matrices representan la dinámica linealizada del sistema alrededor del punto de operación.

4. Formulación de la Ecuación Diferencial Linealizada: La ecuación diferencial linealizada se obtiene como $\dot{x}_L = Ax_L + Bu_L$, donde x_L es el vector de estados linealizados y u_L es el vector de entradas linealizadas.

5. Validación de la Linealización: Es fundamental verificar la validez de la linealización para el rango de operación de interés. Esto se logra mediante simulaciones o análisis de estabilidad lineal, asegurando que el modelo lineal sea una aproximación adecuada del sistema no lineal en el punto de operación.

2.14 Simulación con Matlab

La elección de MATLAB como herramienta de modelado y simulación para un sistema complejo como un aerogenerador síncrono de imanes permanentes (PMSG) y sus componentes encuentra su fundamento en diversas razones fundamentales. MATLAB, ampliamente reconocido por su capacidad en el ámbito de la ingeniería y la simulación, ofrece una vasta biblioteca de herramientas y funciones específicas para sistemas eléctricos y mecánicos, permitiendo un enfoque multidisciplinario y completo para el modelado.

Esta flexibilidad es esencial al considerar la complejidad inherente de un PMSG, que involucra aspectos eléctricos, mecánicos y de control. La herramienta Simulink, integrada en MATLAB, proporciona una interfaz gráfica que facilita la construcción y simulación de sistemas dinámicos, ofreciendo una manera intuitiva de abordar la complejidad del aerogenerador. Además, la capacidad de personalización de MATLAB permite adaptar el modelo según las necesidades específicas de investigación. Sumado a una activa comunidad de usuarios, abundante documentación y recursos educativos, así como una eficiencia computacional notoria, MATLAB emerge como una elección sólida para el modelado y la simulación en el contexto de esta tesis, asegurando la precisión y la eficiencia en el análisis del PMSG.

Además de las ventajas previamente mencionadas, la elección de MATLAB para este proyecto de tesis se justifica aún más por su capacidad para implementar y entrenar redes neuronales, específicamente las redes de función de base radial (RBF), y combinarlas con algoritmos de optimización de partículas modificadas. La implementación de redes neuronales RBF en MATLAB permite modelar de manera precisa y eficiente la respuesta no lineal del aerogenerador síncrono de imanes

permanentes (PMSG) en función de las condiciones variables del viento y otros parámetros relevantes. La integración de un algoritmo de optimización de partículas modificado optimiza aún más el rendimiento del sistema, permitiendo encontrar de manera automatizada los parámetros óptimos de la red neuronal RBF para la extracción de energía eólica.

Esta combinación de herramientas proporciona un enfoque altamente avanzado y efectivo para abordar la complejidad del PMSG y optimizar su operación en función de las condiciones reales del entorno, lo que es esencial para el éxito de esta investigación

Capítulo III Metodología

3.1 Obtención de datos

Se procederá a detallar el sistema que será objeto de estudio, incorporando ecuaciones fundamentales para una comprensión precisa. Este sistema se compone de varios elementos esenciales. En primer lugar, se realizará un análisis exhaustivo de la potencia de salida generada por el aerogenerador, teniendo en cuenta su comportamiento en relación a variables críticas, como la velocidad del viento.

Este análisis estará respaldado por ecuaciones que modelarán de manera matemática el rendimiento de la potencia de salida. A continuación, se describirá minuciosamente la metodología que se empleará para el modelado de la turbina eólica en MATLAB. Esto incluirá la formulación de modelos matemáticos que representen la dinámica de la turbina y su interacción con las condiciones del viento.

Estos modelos estarán acompañados de ecuaciones que reflejarán la complejidad inherente del sistema. Por último, se explicará el enfoque para el cálculo tanto del par eléctrico como del par mecánico generados por el aerogenerador, resaltando las ecuaciones clave utilizadas para evaluar su rendimiento. Este análisis cuantitativo se sustentará en el empleo de MATLAB como herramienta central para el modelado, la simulación y el análisis de datos, lo que garantizará una comprensión completa y precisa del sistema, respaldada por ecuaciones que capturan su dinámica y funcionamiento.

3.2 Potencia de salida del aerogenerador generador sincrónico de imanes permanentes [88]

Se empleó un aerogenerador de eje horizontal con un generador sincrónico de imanes permanentes. Este tipo de aerogenerador es común debido a su alta eficiencia y fiabilidad, especialmente en aplicaciones de baja y media potencia. El PMSG no requiere una fuente externa para la excitación del campo, ya que los imanes permanentes generan el campo magnético necesario, lo que reduce las pérdidas y mejora la eficiencia.

La ecuación de potencia de salida de un aerogenerador se obtiene analizando la energía cinética del viento que impacta las aspas del rotor. Esta energía se convierte en energía mecánica y luego en energía eléctrica a través del generador. La potencia generada por el viento en una región está determinada por la siguiente ecuación.

$$P_{wt} = \frac{\rho}{2} A_{wt} C_p(\lambda, \beta) V_w^3 \quad (3.1)$$

$$\rho = \text{densidad del aire} \left(\frac{kg}{m^3} \right) \quad (3.2)$$

$$A_{wt} = \pi R^2 \text{ es el area cubierta por el aerogenerador} \quad (3.3)$$

$$R = \text{radio de la turbina eolica.} \quad (3.4)$$

$$\beta = \text{angulo de paso} \quad (3.5)$$

$$V_w^3 = \text{velocidad del viento} \left(\frac{m}{s} \right) \quad (3.6)$$

$$\lambda = \frac{w_r R}{V_w} \text{ velocidad punta} \quad (3.7)$$

Procedimiento para obtener la ecuación (3.1)

Energía Cinética del Viento: El viento tiene una energía cinética que es proporcional a la densidad del aire y al cubo de su velocidad. La energía disponible por unidad de tiempo (potencia) en la sección transversal del área barrida por el rotor es:

$$Potencia_{viento} = \frac{\rho}{2} A_{wt} V_w^3 \quad (3.1.1)$$

Conversión de Energía: No toda la energía cinética del viento se convierte en energía mecánica y luego en energía eléctrica. La fracción de energía que se convierte efectivamente depende del coeficiente de potencia, que depende del diseño aerodinámico del rotor y las condiciones operativas del aerogenerador.

$$Potencia_{mecanica} = C_p Potencia_{viento} = \frac{\rho}{2} A_{wt} C_p(\lambda, \beta) V_w^3 \quad (3.1.2)$$

En la ecuación (3.1), el coeficiente de potencia (C_p) se encuentra intrínsecamente vinculado a λ , que representa la relación entre la velocidad del rotor de la turbina y la velocidad del viento. El coeficiente de potencia presenta un valor teórico máximo conocido como el límite de Betz, este límite establece que el valor máximo posible para el coeficiente de potencia es de 0.593. Este valor representa una

referencia importante en la eficiencia de las turbinas eólicas y sirve como un punto de comparación para evaluar su rendimiento.

Sin embargo, en la práctica, las turbinas de viento contemporáneas han logrado avances considerables en la mejora de su eficiencia. Estas tecnologías son capaces de acercarse a un valor máximo de coeficiente de potencia que generalmente se sitúa alrededor de 0.45. Este logro destaca la ingeniería avanzada y el diseño cómodo que han permitido a las turbinas actuales aprovechar una mayor cantidad de energía del viento disponible.

3.3 Datos físicos generador Enair200 [90]

El aerogenerador de minieólica E200 ha sido concebido para satisfacer las necesidades energéticas de pequeñas empresas, a sectores como granjas, invernaderos, bodegas, entre otros. Su eficiente capacidad generativa y su diseño nos permiten suministrar energía a instalaciones trifásicas de alta potencia con un rendimiento sobresaliente. Con una producción que supera los 200 kWh/día en condiciones medias de viento de 8 a 11 m/s, este modelo se destaca por incorporar una patente específica que adapta la tecnología de la gran industria eólica a pequeños aerogeneradores.

Diseñado rigurosamente para cumplir con las normativas de la IEC 61400-2, el E200 cuenta con un control activo que gestiona sus cuatro sistemas de seguridad y optimiza su producción mediante ajustes en su ángulo de paso, adaptándose a las condiciones climáticas detectadas. Entre sus innovaciones, se destacan técnicas avanzadas como la Dinámica Computacional de Fluidos.

El aerogenerador Enair 200 es de origen español. Enair es una empresa con sede en España, especializada en el diseño y fabricación de aerogeneradores de pequeña y mediana potencia, como el Enair 200.



Figura 3.1 Características de la turbina eólica Enair200



Figura 3.1.1 Aerogenerador enair200

3.4 Datos Técnicos [90]

Tabla 1. Datos generales del aerogenerador Enair200[Referenciar]

Desglose técnico de la serie Enair 200 punto por punto		
	Características	Tipo de valores
GENERADOR	Potencia	20kW Max.
	Configuración	3 fases - 500V - transmisión directa
AEROGENERADOR	Configuración	3 palas, eje horizontal, sotavento
	Potencia Nominal	18kW IEC61400-2
	Clase de viento	CLASS I / IEC 61400-2 / NVN I - A
	Aplicaciones	Conexión a red - Micro red
	Velocidad nominal de rotación	120rpm
	Inicio de Rotación	1,85m/s
	Corte de producción	30m/s
	Protección	IP65 / alta protección ambiental
	Peso	1.000Kg
	Orientación	Orientación aerodinámica
ROTOR	Diámetro	9,8m
	Área de barrido	75,4m ²
	Longitud de Pala	4,5m
	Material de la pala	Fibra de vidrio, resina flex con poliuretano
	Tipo de control	Paso variable activo, regulación electrónica y freno
SISTEMA DE SEGURIDAD DE FRENADO	Paso	Paso variable con control activo Por viento y potencia
	Freno	Freno electromecánico de seguridad
	Control electrónico de:	Velocidad de Viento
		Temperatura (opc.)
		Frecuencia
		Voltaje
		Fallo en la red
Fallo de Sensores		
CONTROL DE LA TURBINA	Sistema Electrónico	Sistema programable para adaptar la turbina Registro de alarmas
	Software	Software personalizado. Pantalla general de datos (opc.)
INVERSOR	Inversor solar	Compatible con inversores solares de tensión constante a 500V

3.5 Par eléctrico y par mecánico [89]

Las ecuaciones de par eléctrico y par mecánico en el libro de Krause provienen de la combinación de la teoría de circuitos magnéticos y las ecuaciones de movimiento de rotación. En particular:

Par Eléctrico: Derivado de la fuerza de Lorentz que actúa sobre los conductores en el campo magnético del rotor, considerando el flujo magnético y las corrientes en los ejes

Par Mecánico: Derivado de la segunda ley de Newton para rotación, que relaciona el par neto con el cambio en el momento angular del sistema (producto del momento de inercia y la aceleración angular).

Estas ecuaciones son fundamentales para el análisis dinámico de máquinas eléctricas y son ampliamente utilizadas en la simulación y diseño de sistemas de accionamiento eléctrico.

$$K_1 = \left(\frac{P}{2}\right) \left\{ \frac{(Lmd - Lmq)}{3} \right\} \quad (3.8.1)$$

$$K_2 = \left(i_{as}^2 - \frac{1}{2} i_{bs}^2 - \frac{1}{2} i_{cs}^2 - i_{as} i_{bs} - i_{as} i_{cs} + 2i_{bs} i_{cs} \right) \sin \theta_r \quad (3.8.2)$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{3}}{2} (i_{bs}^2 - i_{cs}^2 - 2i_{as} i_{bs} + 2i_{as} i_{cs}) \cos 2\theta_r \quad (3.8.3)$$

$$K_4 = \lambda'_m \left[\left(i_{as} - \frac{1}{2} i_{bs} - \frac{1}{2} i_{cs} \right) \cos \theta_r + \frac{\sqrt{3}}{2} (i_{bs} - i_{cs}) \sin \theta_r \right] \quad (3.8.4)$$

$$Te = K_1 + K_2 + K_3 + K_4 \quad (3.9)$$

$$T_i = \frac{Pwt}{w_r} \quad (3.10)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \left(\frac{P}{2}\right) \frac{M}{det} (\lambda^e dr \lambda^e qs - \lambda^e qr \lambda^e ds) \quad (3.10.1)$$

$$\frac{d}{dt} \theta = \omega_r \quad (3.10.2)$$

Donde

$P =$ Numero de Polos

Lmd y $Lmq =$ Características del generador propias

$i_{as}, i_{bs}, i_{cs} =$ Corrientes en coordenadas de fase estator

$\theta_r =$ Angulo de rotor

$det = LlrLls + LlrM + LlsM$

3.6 Ecuación de estado de aerogenerador Generador sincrónico de imanes permanentes [89]

Esta sección describirá la relación entre el voltaje interno del generador sincrónico y la corriente que fluye a través de su devanado de campo. Se expresa como una ecuación diferencial, la ecuación describe la tensión del estator con una carga

puramente resistiva. De acuerdo al libro “Analysis of Electric Machinery and Drive Systems del libro de Paul C. Krause” el tema “5.5 voltage equations in rotor reference-frame variables;parks equations” se logra obtener la ecuación de estado del generador sincrónico la cual es:

$$V_{abcs} = r_s i_{abcs} + \frac{d}{dt} \lambda_{abcs} = -r_L i_{abcs} \quad (3.11)$$

Con el libro de Krause [89] se obtendrá una ecuación de estado con una variable de estado de flujos de enlace por consiguiente se obtendrá que despejar y sustituir para poder llegar a ese punto. [Ver anexo B]

$$0 = r_s i_{abcs} + r_L i_{abcs} + \frac{d}{dt} \lambda_{abcs} \quad (3.12)$$

$$\frac{d}{dt} \lambda_{abcs} = -r_s i_{abcs} - r_L i_{abcs} \quad (3.13)$$

$$\frac{d}{dt} \lambda_{abcs} = -(r_s + r_L) i_{abcs} \quad (3.14)$$

$$\lambda_{abcs} = L_s i_{abcs} + \lambda'_m \quad (3.15)$$

$$L_s i_{abcs} = \lambda_{abcs} - \lambda'_m \quad (3.16)$$

$$i_{abcs} = L_s^{-1} (\lambda_{abcs} - \lambda'_m) \quad (3.17)$$

$$\frac{d}{dt} \lambda_{abcs} = (r_s + r_L) L_s^{-1} \lambda_{abcs} - (r_s + r_L) L_s^{-1} \lambda'_m \quad (3.18)$$

Donde:

$\frac{d}{dt} \lambda_{abcs}$ = Derivada con respecto al tiempo de los flujos de enlace en coordenadas de fase en marco de referencia sincrónico.

$(r_s + r_L)$ = Es la suma de las resistencias del estator (r_s) y la carga (r_L).

Estas resistencias están relacionadas con la resistencia eléctrica del sistema y afectan el cambio de los flujos de enlace.

L_s^{-1} = Representar la inversa de la inductancia del estator. La inductancia mide la capacidad del sistema para almacenar energía magnética en respuesta a la corriente eléctrica que fluye a través de él.

λ'_m = vector lambda es amplitud de los enlaces de flujo.

Los devanados amortiguadores se desprecian porque el imán permanente es un mal conductor eléctrico y las corrientes de Foucault que fluyen en los materiales no magnéticos que aseguran los imanes son pequeñas. Por lo tanto, se pueden tolerar grandes corrientes de armadura sin una desmagnetización significativa. Se asume que los voltajes inducidos en los devanados del estator por el imán permanente son voltajes sinusoidales de amplitud constante.

3.7 Curva de potencia generada y coeficiente de potencia con respecto al viento [90]

En el marco de esta investigación, se han obtenido y analizado las curvas de potencia generada y coeficiente de potencia (C_p) proporcionadas por el fabricante del generador. Estas curvas son fundamentales para evaluar el rendimiento y la eficiencia del sistema de generación de energía eólica en estudio.

La curva de potencia generada representa la relación entre la velocidad del viento y la potencia eléctrica generada por el generador. En la gráfica, el eje horizontal representa la velocidad del viento en metros por segundo (m/s), mientras que el eje vertical representa la potencia generada en kilovatios (kW).

El coeficiente de potencia (C_p) es una medida de la eficiencia con la que el generador convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. Se calcula como la relación entre la potencia eléctrica generada y la potencia cinética disponible en el viento.

Al analizar estas curvas proporcionadas por el fabricante, se observan patrones significativos en términos de rendimiento y eficiencia del generador. Por ejemplo, se identifica el rango de velocidades del viento donde el generador opera de manera más eficiente, así como los límites operativos que garantizan la seguridad y el rendimiento óptimo del sistema.

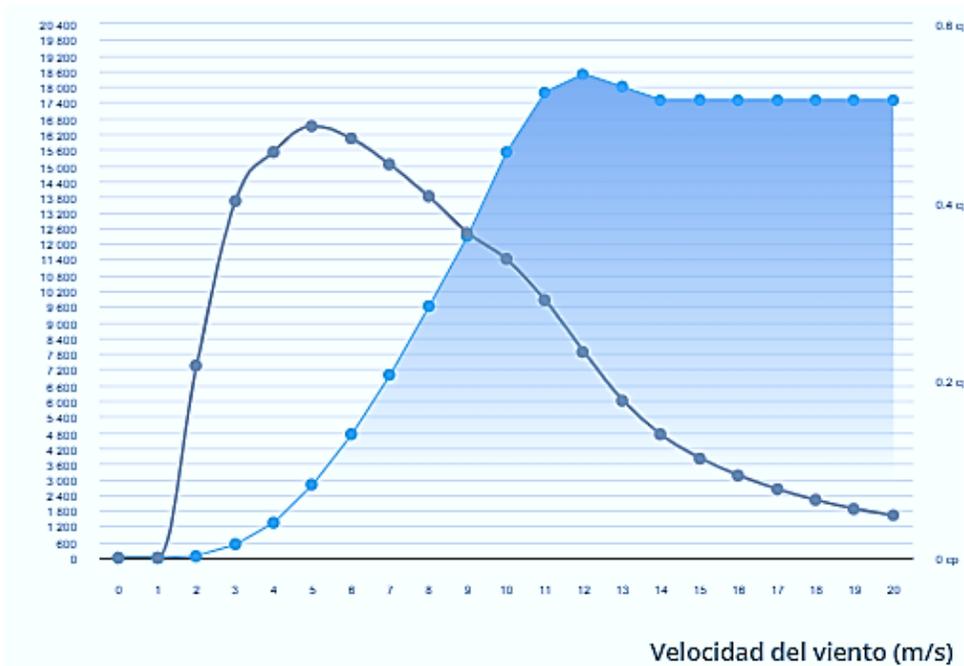


Figura 3.2 Curva de potencia y coeficiente de potencia vs velocidad del viento

3.8 Ubicación geográfica y simulación [90]

Para asegurar un modelado preciso del aerogenerador Enair 200, es crucial obtener inicialmente las coordenadas geográficas del sitio de modelado, que en este caso corresponde a la localidad de Tampico, Tamaulipas, México. Estas coordenadas se obtendrán de manera precisa y confiable a partir de una fuente legítima y verificada en forma decimal [91].

Inicio > Coordenadas > México

Coordenadas geográficas de Tampico

Tampico se encuentra en la latitud 22.28519 y longitud -97.87777. Hace parte del continente de América y está ubicado en el hemisferio norte.

Coordenadas decimales	Coordenadas GD	Coordenadas GMS
Formato simple	Grados decimales	Grados, minutos y segundos
22.28519, -97.87777	22.2852° N 97.8778° O	22°17'6.7" N 97°52.666' O

El sistema de coordenadas geográficas permite ubicar cualquier lugar del mundo de acuerdo a su latitud y longitud. La latitud determina la posición con respecto al plano ecuatorial, dividiendo el mundo entre norte y sur. La longitud indica la posición con respecto al meridiano de referencia (usualmente el Meridiano de Greenwich), dividiendo entre este y oeste. Las coordenadas de Tampico han sido calculadas con base en el sistema geodésico mundial (estándar WGS84).

Figura 3.3 Coordenadas geográficas de Tampico

Posteriormente, se procedió a ingresar estas coordenadas en la plataforma [92] para completar los datos del aerogenerador y su simulación en la ubicación propuesta para poder apreciar la generación eólica por día. Además de las coordenadas geográficas, incluyendo información relevante como la altura del aerogenerador y el tipo de terreno sobre el cual se instalará. Este proceso garantizará un modelado detallado y confiable del aerogenerador Enair 200 en el entorno específico de Tampico, Tamaulipas, México. También se presentó el caso de otra ubicación ideal en el estado de Tamaulipas [Ver anexo C].



Figura 3.4 Generación de viento y velocidad promedio de Tampico, Tamaulipas

Capítulo IV Desarrollo del modelo en Matlab

Una vez que se ha adquirido detalladamente los elementos del sistema y comprendido sus características fundamentales, Se prosigue a avanzar en el desarrollo del modelo en MATLAB. Este proceso es esencial en nuestra investigación, ya que nos permitirá simular y analizar el comportamiento del sistema bajo condiciones específicas. A continuación, se detallaran siguientes pasos clave en el proceso de desarrollo del código de simulación.

Paso 1. Se limpia el command window, cerrando todas las pestañas. Se incorporan los datos en Matlab, obtenidos a través de fuentes fidedignas, que incluyen la velocidad promedio del aire en la ubicación de Tampico, Tamaulipas, así como la densidad del aire. Luego, se describen las características específicas de la turbina, tales como el área de barrido, el radio y la velocidad promedio de operación. Estos parámetros se generan como un vector, de acuerdo con la gráfica proporcionada por el fabricante, con un intervalo de 1. Se introducen los valores de potencia de la turbina suministrados por el fabricante para cada configuración. Teniendo los datos anteriores se podrá calcular el coeficiente de potencia para cada combinación de potencia con velocidad del viento y graficar el coeficiente de potencia dado por el fabricante, pero no dependiente de lambda.

```
clc           % Limpia la ventana de trabajo.
clear all    % Borra las variables del espacio de trabajo.
close all    % Cierra todas las figuras.

%Velocidad promedio en Tampico 3.8 m/s
p=1.225;%Densidad del aire en kg/m^3
A=75.4;%Área de barrido de la turbina en m^2
R=sqrt(A/pi);%Radio de la turbina
v=[2:30]; %Rango de velocidad de viento operativo del aerogenerador
P=[80,500,1350,2800,4700,7000,9600,12300,15500,17800,18500,18000,...
    17500,17500,17500,17500,17500,17500,17500,17500,17500,17500,...
    17500,17500,17500,17500,17500,17500,17500]; %Puntos de potencia
del aerogenerador generadas proporcionada por el fabricante
Cp=2*P./(p*A*v.^3); %Coeficiente de potencia del aerogenerador
proporcionada por el fabricante
figure (1) %Graficacion
subplot(2,1,1)
plot(v,P,'*', 'Linewidth',3),grid on,hold on %Potencia generada
grafica proporcionada por fabricante
xlabel('Velocidad del viento(m/s)')
ylabel('Potencia de la turbina(W)')
set(gca,'FontSize', 18)
subplot(2,1,2)
plot(v,Cp,'*', 'Linewidth',3),grid on,hold on %Coeficiente de potencia
grafica proporcionada por fabricante
xlabel('Velocidad del viento(m/s)')
ylabel('Cp')
set(gca,'FontSize', 18)
```

Figura 4.1 Código curva de potencia y Cp Fabricante

Paso 2. Se implemento un método numérico utilizando el vector 'kPN', aplicando la función 'polyfit' para obtener coeficientes cuadráticos, lineales e independientes. Estos coeficientes capturan la relación entre la posición del vector de viento y la posición del vector de potencia mediante un ajuste de mínimos cuadrados. Luego, se generará un vector de velocidad del viento con intervalos de 0.001. Este enfoque detallado nos permitirá analizar las variaciones sutiles en la velocidad del viento y comprender su impacto en la potencia generada por la turbina. Estos pasos son esenciales para establecer un modelo matemático preciso que represente la dinámica de la turbina eólica en respuesta a diferentes condiciones de viento. Este enfoque meticuloso sienta las bases para las futuras simulaciones y análisis, contribuyendo al entendimiento profundo del rendimiento de la turbina bajo diversas circunstancias. Obteniendo así las gráficas anteriores, pero con líneas continuas.

```

%Grado 2
%Metodo de minimos cuadrados,ajuste cuadratico.
%Ajuste de los primeros 3 puntos Cp
%Graficacion de Cp proporcionada por el fabricante
%Determinacion de los coeficientes de la primer parabola.
%Evaluamos coeficientes
kPA=polyfit(v(1:3),P(1:3),2);%Ajuste de los puntos 1 a 3
kPB=polyfit(v(3:5),P(3:5),2); %Ajuste de los puntos 3 a 5
kPC=polyfit(v(5:7),P(5:7),2);%Ajuste de los puntos 5 a 7
kPD=polyfit(v(7:9),P(7:9),2);%Ajuste de los puntos 7 a 9
kPE=polyfit(v(9:11),P(9:11),2);%Ajuste de los puntos 9 a 11
kPF=polyfit(v(11:13),P(11:13),2);%Ajuste de los puntos 11 a 13
v=2:0.001:30;L=length(v);%Vector de velocidad del viento de 2 a 30 con
intervalos de 0.001

%Evaluamos la potencia para la primera sexta parte de la grafica de Cp
%propuesta por el fabricante,generando los valores para graficacion
%Realizacion de grafica.
for i=1:L %Numero de elementos de L= V
    if i<2000 %Primera sección
        Pk(i)=kPA(1)*v(i)^2+kPA(2)*v(i)+kPA(3); %Calculo potencia
fabricante
        Cpk(i)=2*Pk(i)/(p*A*v(i)^3); %Calculo Cp fabricante
    end
end

```

Figura 4.2. Código de mínimos cuadrados para ajuste de la curva Cp propuesta por el fabricante

```

elseif i<4000 %Segunda sección
Pk(i)=kPB(1)*v(i)^2+kPB(2)*v(i)+kPB(3); %Calculo potencia
fabricante
Cpk(i)=2*Pk(i)/(p*A*v(i)^3);%Calculo Cp fabricante
elseif i<6000 %Tercera sección
Pk(i)=kPC(1)*v(i)^2+kPC(2)*v(i)+kPC(3);%Calculo potencia
fabricante
Cpk(i)=2*Pk(i)/(p*A*v(i)^3);%Calculo Cp fabricante
elseif i<8000 %Cuarta sección
Pk(i)=kPD(1)*v(i)^2+kPD(2)*v(i)+kPD(3);%Calculo potencia
fabricante
Cpk(i)=2*Pk(i)/(p*A*v(i)^3);%Calculo Cp fabricante
elseif i<10000 %Quinta sección
Pk(i)=kPE(1)*v(i)^2+kPE(2)*v(i)+kPE(3);%Calculo potencia
fabricante
Cpk(i)=2*Pk(i)/(p*A*v(i)^3);%Calculo Cp fabricante
elseif i<12000 %Sexta sección
Pk(i)=kPF(1)*v(i)^2+kPF(2)*v(i)+kPF(3);%Calculo potencia
fabricante
Cpk(i)=2*Pk(i)/(p*A*v(i)^3);%Calculo Cp fabricante
else
Pk(i)=17500; %Potencia se mantiene constante
Cpk(i)=2*Pk(i)/(p*A*v(i)^3); %Calculo de coeficiente de potencia
end
end
%Graficacion
subplot(2,1,1)
plot(v,Pk,'r','Linewidth',3),grid on % Grafica de Potencia propuesta
por el fabricante
subplot(2,1,2)
plot(v,Cpk,'g','Linewidth',3),grid on %Grafica de Cp propuesta por el
fabricante

```

Figura 4.3 Código de mínimos cuadrados para ajuste de la curva de Cp propuesta por el fabricante

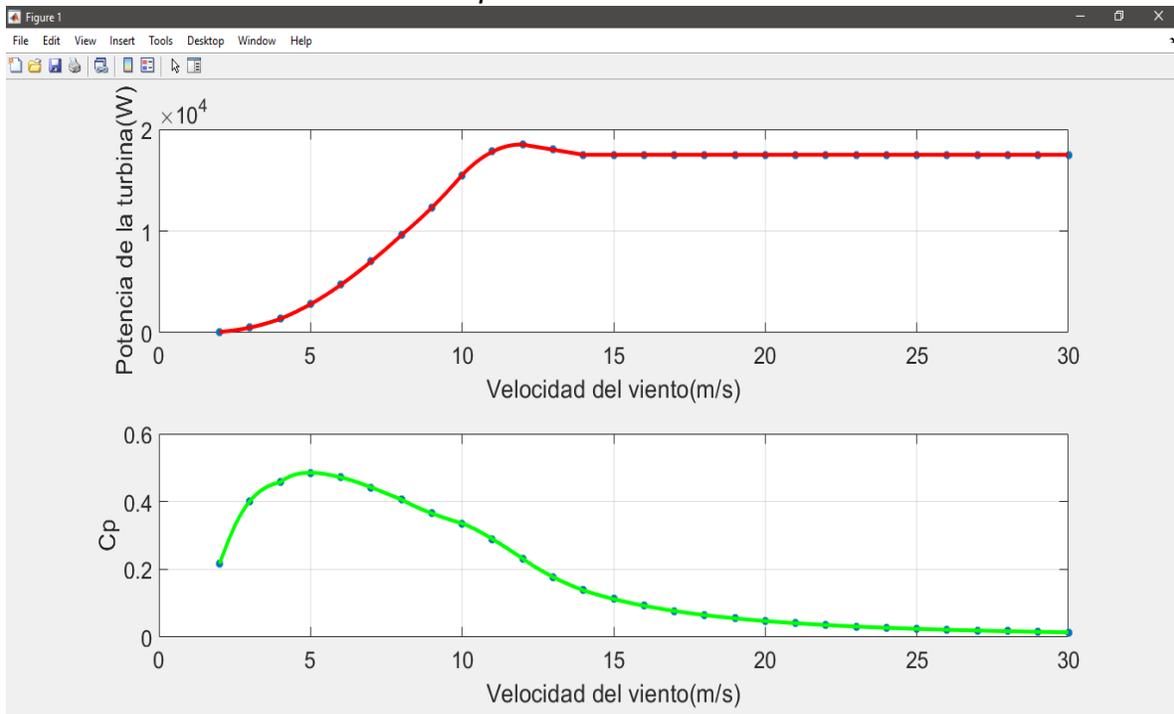


Figura 4.4 Graficación de potencia generada y Cp propuestas por el fabricante

Paso 3. Se establece un vector de lambda de 0 a 15 con intervalos de 0.001 para abordar diversas condiciones de operación de la turbina eólica. Se propuso una función de Cp estocástica diseñada para ajustarse a la simetría de una curva normal. Esta propuesta presenta la ventaja de que, al aumentar lambda, no tiende a infinito o menos infinito, sino que tiende a cero, lo cual es crucial para evitar daños en pruebas físicas. A continuación, derivando con respecto a lambda como función de Cp y comparando la Cpk generada con los datos del fabricante con la propuesta de Cp. Calculando la diferencia entre ambas curvas y asociando cada valor de esta diferencia en la curva de Cp estocástica. Al obtener este valor, identificando su equivalente en la curva del fabricante para determinar el valor específico de lambda. Este análisis nos permite evaluar el comportamiento de la turbina bajo diferentes Cp y lambda, proporcionando una visión más precisa de su rendimiento en condiciones del mundo real. Estos pasos son cruciales para validar y mejorar nuestro modelo, acercándose a una representación más fidedigna del comportamiento de la turbina eólica. Habilitando esto se podrá calcular la velocidad angular, par mecánico.

```

lambda=0:0.001:15; %Intervalo de lambda de 0 a 15 con incrementos de
0.001
Cp=1.6225*exp(-0.18*(lambda-4))./
((1+exp(0.18*(lambda-4).^2)).*(1+exp(-1.26*(lambda-4)))); %Ecuacion de
coeficiente de potencia propuesta

%Partiendo a la mitad la grafica de Cp propuesta y comparando los
valores de ambos Cp
for i=1:2997 %primer mitad
    z=1;
    for j=1:4812 %Cp propuesta
        Dif=abs(Cpk(i)-Cp(j)); %La diferencia entre el valor absoluto
de Cpk(Cp fabricante) y Cpj(Propuesta)
        if Dif<z %Si el error es menor a 1
            z=Dif; %Seria igual a la diferencia
            lam(i)=lambda(j);
        end
    end
end
end
for i=2998:28001 %Segunda mitad

```

Figura 4.5 Código de coeficiente de potencia propuesta parte 1

```

z=1;
for j=4812:15001 %Cp propuesta
    Dif=abs(Cpk(i)-Cp(j)); %La diferencia entre el valor absoluto
de Cpk(Cp fabricante) y Cpj(Propuesta)
    if Dif<z %Si el error es menor a 1
        z=Dif; %Seria igual a la diferencia
        lam(i)=lambda(j);
    end
end
end
end
wr=lam.*v/R; %Velocidad angular del rotor
Ct=Cpk./lam; %Coeficiente de torque
Tm=0.5*p*A*R*Ct.*v.^3; %Par mecanico
figure (2) %Figura 2
subplot(3,1,1) %Coeficiente de potencia
plot(v,Cpk,'r','Linewidth',3),xlabel('v(m/s)'),ylabel('Cp'),grid on
set(gca,'FontSize',18)
subplot(3,1,2) %Par mecanico
plot(v,Tm,'r','Linewidth',3),xlabel('v(m/s)'),ylabel('Tm(Nm)'),grid on
set(gca,'FontSize',18)
subplot(3,1,3) %Velocidad angular del rotor
plot(v,wr,'r','Linewidth',3),xlabel('v(m/s)'),ylabel('wr(rad/
s)'),grid on
set(gca,'FontSize',18)

```

Figura 4.6 Código de coeficiente de potencia propuesta parte 2

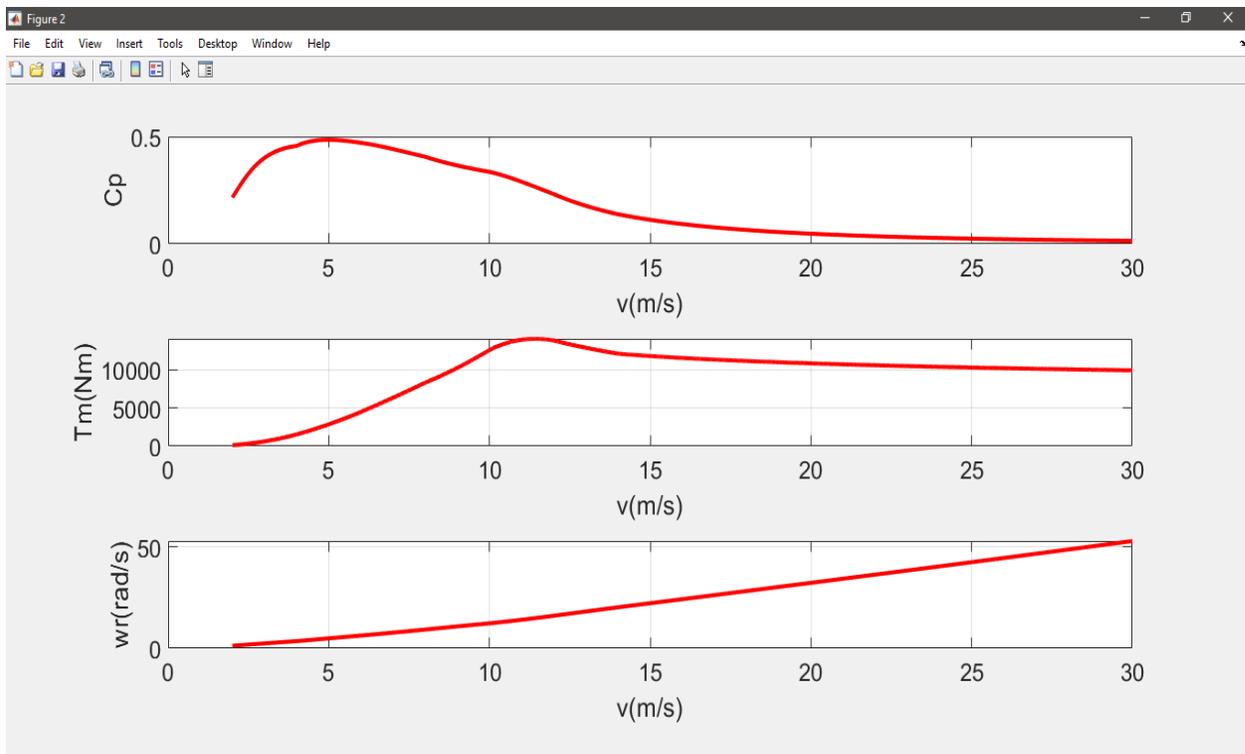


Figura 4.7 Grafica coeficiente de potencia, par electrico y w_r

Paso 4. En un principio se definen las características de entrada las cuales son el par mecánico y la velocidad angular del rotor y la variable objetivo la cual es la velocidad del viento, la cual la red neuronal intentará predecir. Después se creará una red neuronal de tipo propagación hacia atrás con 15 neuronas en la capa oculta utilizando la función fitnet. Después se entrenará la red utilizando las características de entrada y la variable objetivo, Red es la representación de la red neuronal entrada y Tr contiene información sobre el proceso de entrenamiento, por consiguiente, se recabaron los datos de prueba, seleccionando las columnas correspondientes según los índices de prueba obtenidos durante el entrenamiento, después se utilizará la red neuronal de entrenamiento para realizar predicciones. Se tendrá que calcular el error cuadrático medio utilizando las predicciones y las salidas reales de los datos de prueba, dando una medida del rendimiento de la red en el conjunto de prueba y utilizando la red entrenada para hacer predicciones en todo el conjunto de datos de entrenamiento, con esto se podrá calcular el error comparando las predicciones en todo el conjunto de datos de entrenamiento y finalmente se visualizará un histograma de los errores cometidos por la red en el conjunto de datos de entrenamiento.

```

%Red Neuronal
caracteristicas=[Tm;wr];objetivo=v;    %Entradas Par mecanico y
    velocidad angular del rotor
%disp(size(caracteristicas))
%disp(size(objetivo))
red=fitnet(15); %En la capa oculta estaran 15 neuronas
[Red,Tr]=train(red,caracteristicas,objetivo); %Entrenamiento de red
    neuronal
%plotperform(Tr)
Testx=caracteristicas(:,Tr.testInd); %Caracteristicas de nuestra red
    propuesta
Testy_real=objetivo(:,Tr.testInd); %Objetivo de velocidad
Testy_pred=Red(Testx);
perf=mse(Red,Testy_real,Testy_pred);
Y_pred=Red(caracteristicas);
error=objetivo-Y_pred; %Error
figure (3) %Graficacion
ploterrhist(error) %Graficacion de error

```

Figura 4.8 Código red neuronal con entradas par mecánico y ωr

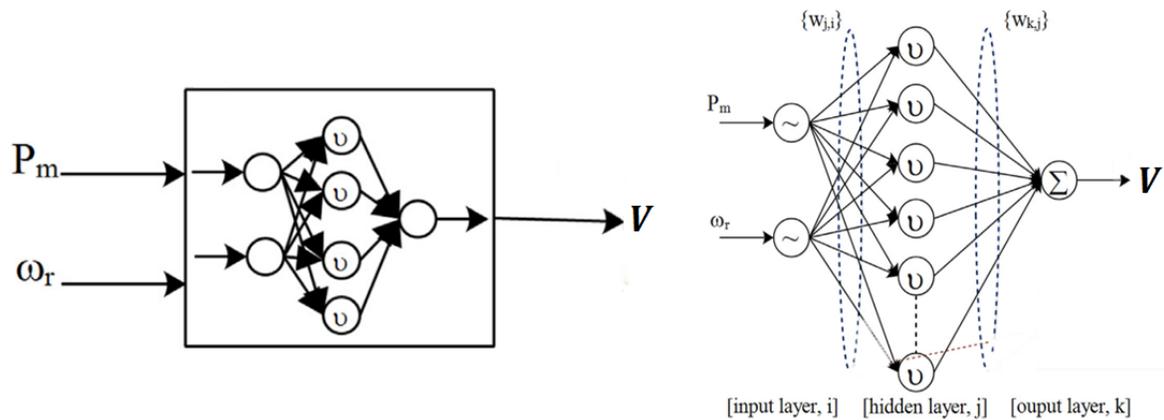


Figura 4.9 Esquema de la red neuronal.

Paso 5. Pruebas Dinámicas para Linealizar el Sistema Eólico en Simulink.

Se diseñó un modelo integral que representa un aerogenerador síncrono de imanes permanentes (PMSG) conectado a la red eléctrica a través de un convertidor estático, junto con un módulo de turbina eólica. Detallando los pasos a seguir:

1: Creación del modelo de turbina eólica (Wind Turbine Module):

Se utilizó bloques específicos de Simulink para definir el comportamiento de la turbina eólica, incluyendo generadores de señales para simular la velocidad del viento y modelos mecánicos para la potencia del rotor.

2: Modelado del generador síncrono de imanes permanentes (GSPM):

Con bloques especializados en Simulink, se construyó el modelo del GSPM, incorporando la dinámica del generador y los principios de generación de la electromotriz, ajustando los parámetros según las especificaciones del aerogenerador.

3: Implementación del convertidor estático con IGBTs:

Se integró un bloque de convertidor estático en el modelo para representar la etapa de conversión de energía. Ajustando los parámetros del convertidor, considerando detalles como la capacidad nominal y las características de los IGBTs.

4: Implementación del controlador:

Se diseñó un controlador utilizando bloques Simulink, eligiendo entre controladores PID y vectoriales según las necesidades. Ajustando los parámetros del controlador para optimizar la respuesta del sistema.

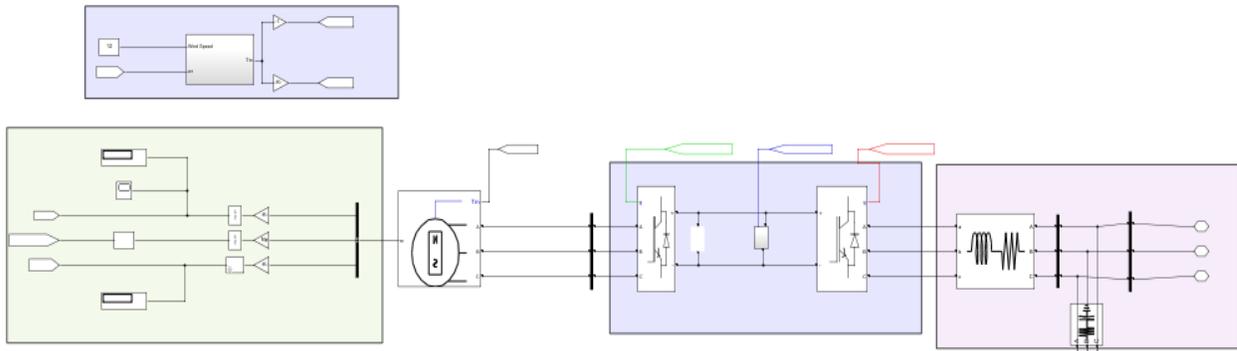


Figura 4.10 Esquema Simulink de sistema eólico con carga resistiva.

5: Simulación y Análisis:

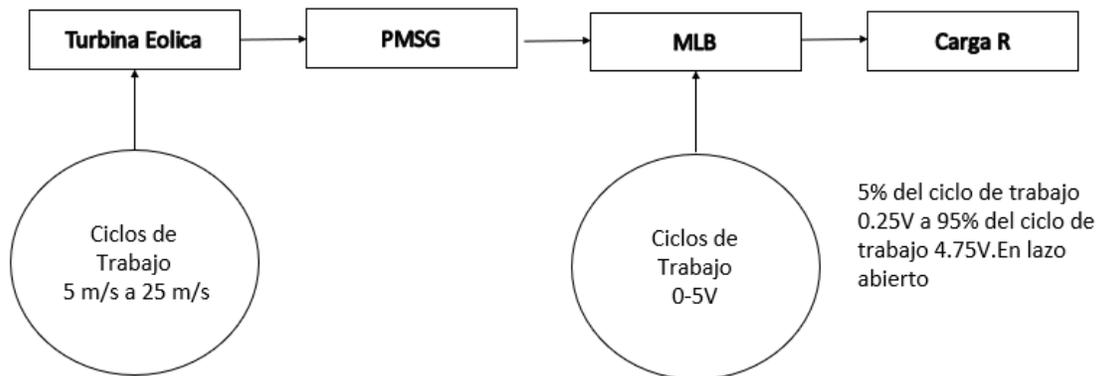


Figura 4.11 Esquema de pruebas para la linealización del sistema.

Se ejecuto la simulación para observar el comportamiento del sistema en diversas condiciones. Analizando los resultados para evaluar la eficacia del aerogenerador, la respuesta del controlador.

Para la estimación de los parámetros del sistema, se ejecutó un conjunto de seis pasos escalonados desde el controlador hasta la entrada del MBC, operando en

modo de lazo abierto con una velocidad de viento específica. Posteriormente, se registraron y analizaron las respuestas transitorias obtenidas. La modelización del WECS se efectuó utilizando la ecuación (3.1). Para cada respuesta transitoria, se determinó la constante de tiempo τ , la cual muestra una relación inversa con el parámetro A. El parámetro B se derivó de la ecuación (4.1) en el estado estacionario. Los resultados de estas evaluaciones se presentarán en las siguientes tablas, donde se muestra la interrelación entre el ciclo de trabajo aplicado al MBC, A, B y la velocidad angular en estado estable. Se estableció la señal de entrada del sistema para futuros propósitos de control como $u(t) = 1-D$.

$$\frac{d}{dt}x(t) = Ax(t) + Bu(t) \quad (4.1)$$

$$y(t) = Cx(t) \quad (4.2)$$

Considerando la ecuación anterior, cuyo propósito es describir un modelo detallado de un sistema dinámico lineal n-dimensional discreto invariante en el tiempo, se observa observar que $x(k)$ representa el estado del sistema, $y(k)$ la salida del sistema, $u(k)$ la señal de entrada. Las matrices G, H y C, de dimensiones 1x1, juegan un papel crucial en la descripción de la dinámica del sistema. En este análisis en particular, asumiendo que $C=1$, lo que indica que la salida del sistema es directamente proporcional al estado del sistema, específicamente a la velocidad angular de la turbina y el generador.

$$x(k + 1) = Gx(k) + Hu(k) \quad (4.3)$$

$$y(k) = Cx(k) \quad (4.4)$$

$$x_i(k + 1) = x_i(k) + Cx(k) - r(k) \quad (4.5)$$

La ecuación es una ecuación discreta en el tiempo que modela un controlador de acción integral en el espacio de estado. En esta ecuación, $x_i(k)$ representa la variable de estado asociada al integrador del controlador, mientras que y y $r(k)$ es la referencia que se busca controlar en la salida del sistema. Esta ecuación es

fundamental para entender cómo el controlador de acción integral opera en conjunto con el sistema para alcanzar los objetivos de control planteados.

$$\begin{bmatrix} x_i(k+1) \\ x(k+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & C \\ 0 & G \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_i(k) \\ x(k) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ H \end{bmatrix} u(k) - \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} r(k) \quad (4.6)$$

La ecuación nos presenta el sistema aumentado, el cual combina el modelo en tiempo discreto del sistema a ser controlado con la expresión que define el controlador integral de tiempo discreto. En esta formulación, el vector de estado aumentado se define como $[x_i(k) \ x(k)]^T$ lo que implica que el controlador integral opera en conjunto con el sistema para alcanzar el control deseado.

Finalmente, la ecuación describe la retroalimentación de estado para el sistema incrementado, donde k_1 y k_2 representan las ganancias proporcionales e integrales del controlador, respectivamente. Estas ganancias son esenciales para ajustar el desempeño del controlador y garantizar una respuesta adecuada del sistema en términos de estabilidad y seguimiento de referencia.

$$u(k) = -[k_1 \ k_2] \begin{bmatrix} x_i(k) \\ x(k) \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

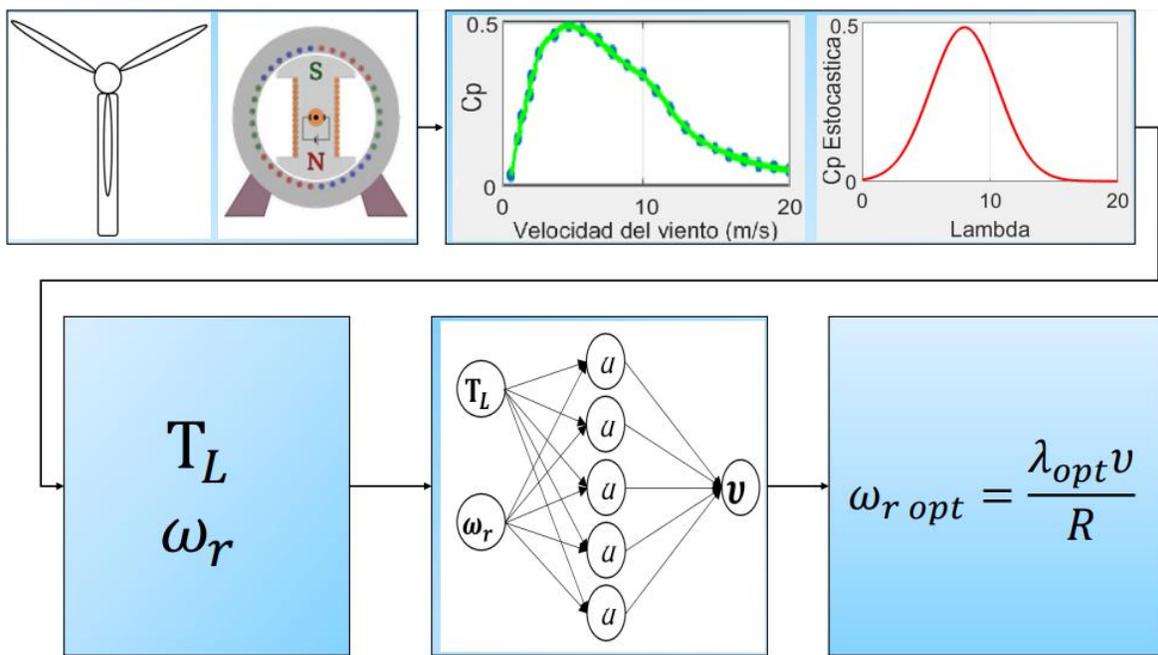


Figura 4.12 Mapa conceptual desarrollo del modelado en Matlab

Capítulo V Resultados

A continuación, se muestran las tablas que se utilizaron para la determinación de las ganancias promediadas fijas del controlador, tomando como base las diversas pruebas dinámicas aplicadas para distintas velocidades del viento entre 4 y 12 m/s. Estas tablas presentan una recopilación detallada de los datos obtenidos durante las simulaciones, proporcionando una visión clara del comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones operativas.

Cada conjunto de datos en las tablas refleja el rendimiento del controlador al responder a variaciones en la velocidad del viento, permitiendo así identificar los parámetros óptimos que aseguran una operación eficiente y estable del sistema. Las pruebas dinámicas abarcaron una serie de escenarios en los que se evaluaron las respuestas transitorias del sistema, la estabilidad y la capacidad de mantener el setpoint deseado de manera consistente.

Las tablas también incluyen análisis comparativos entre las ganancias dinámicas y las promediadas, mostrando cómo las promediadas logran mantener un equilibrio adecuado en términos de rendimiento y simplicidad en el diseño del controlador. Este enfoque es particularmente útil para aplicaciones prácticas donde la robustez y la fiabilidad son esenciales, y se requiere un control eficiente sin la complejidad adicional que podría introducirse con ganancias dinámicas variables.

En resumen, las tablas proporcionan un fundamento sólido para la justificación de las ganancias promediadas fijas, demostrando que este método es eficaz para garantizar un rendimiento óptimo del sistema bajo una variedad de condiciones de viento, contribuyendo significativamente a la estabilidad y eficiencia global del sistema.

Tabla 2. Parámetros del sistema eólico para v= 4 m/s.

D%	4 m/s		
	$\omega_r(\text{rad/s})$	A	B
5	225.91	-0.39	0.93
10	214.42	-0.52	1.23
15	202.92	-0.64	1.53
20	191.43	-0.77	1.83
25	185.68	-0.89	2.21
30	179.93	-1.02	2.62
35	165.56	-1.18	3.01
40	151.20	-1.35	3.40
45	139.26	-1.91	4.84
50	127.32	-2.25	5.72
55	116.79	-2.33	6.04
60	106.27	-2.41	6.40
65	91.60	-2.73	7.15
70	76.93	-3.05	7.82
75	62.26	-3.37	8.40
80	47.60	-3.69	8.79
85	32.93	-4.01	8.80
90	18.26	-4.33	7.91
95	10.57	-4.65	9.83

En la Tabla 2 se establece una velocidad de viento de 4 m/s. En la columna de la izquierda se presentan los ciclos de trabajo, que varían desde 5% hasta 95% en incrementos del 5%. La siguiente columna muestra el valor de la velocidad angular del rotor, en rad/s, a la que se estabiliza el sistema ante cada cambio de ciclo de trabajo. La columna A muestra los valores correspondientes a la matriz que multiplica el vector de estado en este caso particular, se. Se trata de un arreglo de 1x1 donde $A = \frac{-1}{\tau}$ Finalmente, los valores de la columna B se obtienen con la ecuación $B = \frac{-Ax}{u} = \frac{A\omega_r}{1-D}$

Tabla 3. Parámetros del sistema eólico para v=6 m/s.

D%	6 m/s		
	ω_r (rad/s)	A	B
5	241.72	-0.63	1.60
10	227.28	-0.83	2.09
15	215.10	-1.03	2.60
20	202.91	-1.23	3.11
25	196.82	-1.43	3.74
30	190.73	-1.63	4.44
35	175.50	-1.89	5.11
40	160.28	-2.16	5.76
45	147.61	-3.06	8.21
50	134.96	-3.60	9.71
55	123.80	-3.73	10.25
60	112.64	-3.86	10.86
65	97.09	-4.37	12.12
70	81.55	-4.88	13.27
75	66.00	-5.40	14.24
80	50.45	-5.91	14.90
85	34.90	-6.42	14.93
90	19.36	-6.93	13.41
95	11.21	-7.44	16.68

En la Tabla 3 se establece una velocidad de viento de 6 m/s. En la columna de la izquierda se presentan los ciclos de trabajo, que varían desde 5% hasta 95% en incrementos del 5%. La siguiente columna muestra el valor de la velocidad angular del rotor, en rad/s, a la que se estabiliza el sistema ante cada cambio de ciclo de trabajo. La columna A muestra los valores correspondientes a la matriz que multiplica el vector de estado en este caso particular, se. Se trata de un arreglo de 1x1 donde $A = \frac{-1}{\tau}$ Finalmente, los valores de la columna B se obtienen con la ecuación $B = \frac{-Ax}{u} = \frac{A\omega_r}{1-D}$

Tabla 4. Parámetros del sistema eólico para v=8 m/s

D%	8 m/s		
	ω_r (rad/s)	A	B
5	263.48	-1.13	3.14
10	247.74	-1.49	4.10
15	234.45	-1.85	5.10
20	221.17	-2.21	6.11
25	214.53	-2.57	7.34
30	207.89	-2.93	8.70
35	191.29	-3.41	10.03
40	174.70	-3.88	11.31
45	160.90	-5.51	16.12
50	147.10	-6.47	19.05
55	134.94	-6.71	20.11
60	122.78	-6.94	21.30
65	105.83	-7.86	23.78
70	88.89	-8.79	26.04
75	71.94	-9.71	27.94
80	54.99	-10.63	29.24
85	38.05	-11.55	29.29
90	21.10	-12.47	26.31
95	12.22	-13.39	32.72

En la Tabla 4 se establece una velocidad de viento de 8 m/s. En la columna de la izquierda se presentan los ciclos de trabajo, que varían desde 5% hasta 95% en incrementos del 5%. La siguiente columna muestra el valor de la velocidad angular del rotor, en rad/s, a la que se estabiliza el sistema ante cada cambio de ciclo de trabajo. La columna A muestra los valores correspondientes a la matriz que multiplica el vector de estado en este caso particular, se. Se trata de un arreglo de 1x1 donde $A = \frac{-1}{\tau}$ Finalmente, los valores de la columna B se obtienen con la ecuación $B = \frac{-Ax}{u} = \frac{A\omega_r}{1-D}$

Tabla 5. Parámetros del sistema eólico para v=10 m/s

D%	10 m/s		
	ω_r (rad/s)	A	B
5	297.73	-1.22	3.82
10	279.94	-1.61	5.00
15	264.93	-1.99	6.21
20	249.93	-2.38	7.44
25	242.42	-2.77	8.94
30	234.92	-3.16	10.60
35	216.16	-3.67	12.21
40	197.41	-4.18	13.77
45	181.81	-5.94	19.63
50	166.23	-6.98	23.20
55	152.48	-7.23	24.49
60	138.74	-7.48	25.94
65	119.59	-8.47	28.96
70	100.44	-9.47	31.71
75	81.29	-10.47	34.03
80	62.14	-11.46	35.61
85	42.99	-12.45	35.68
90	23.84	-13.44	32.05
95	13.80	-14.43	39.85

En la Tabla 5 se establece una velocidad de viento de 10 m/s. En la columna de la izquierda se presentan los ciclos de trabajo, que varían desde 5% hasta 95% en incrementos del 5%. La siguiente columna muestra el valor de la velocidad angular del rotor, en rad/s, a la que se estabiliza el sistema ante cada cambio de ciclo de trabajo. La columna A muestra los valores correspondientes a la matriz que multiplica el vector de estado en este caso particular, se. Se trata de un arreglo de 1x1 donde $A = \frac{-1}{\tau}$ Finalmente, los valores de la columna B se obtienen con la ecuación $B = \frac{-Ax}{u} = \frac{A\omega_r}{1-D}$

Tabla 6. Parámetros del sistema eólico para v=12 m/s

D%	12 m/s		
	ω_r (rad/s)	A	B
5	333.46	-1.83	6.42
10	313.53	-2.41	8.40
15	296.73	-2.99	10.44
20	279.92	-3.57	12.49
25	271.51	-4.15	15.03
30	263.11	-4.74	17.81
35	242.10	-5.51	20.51
40	221.10	-6.28	23.13
45	203.63	-8.91	32.98
50	186.17	-10.47	38.97
55	170.78	-10.84	41.15
60	155.39	-11.22	43.58
65	133.94	-12.71	48.65
70	112.49	-14.21	53.27
75	91.05	-15.70	57.18
80	69.60	-17.19	59.83
85	48.15	-18.67	59.93
90	26.70	-20.16	53.84
95	15.46	-21.65	66.95

En la Tabla 6 se establece una velocidad de viento de 12 m/s. En la columna de la izquierda se presentan los ciclos de trabajo, que varían desde 5% hasta 95% en incrementos del 5%. La siguiente columna muestra el valor de la velocidad angular del rotor, en rad/s, a la que se estabiliza el sistema ante cada cambio de ciclo de trabajo. La columna A muestra los valores correspondientes a la matriz que multiplica el vector de estado en este caso particular, se. Se trata de un arreglo de 1x1 donde $A = \frac{-1}{\tau}$ Finalmente, los valores de la columna B se obtienen con la ecuación $B = \frac{-Ax}{u} = \frac{A\omega_r}{1-D}$

Tabla 7. Parámetros del sistema dinámico promediados

D%	Velocidad promedio		
	ω_r (rad/s)	A	B
5	272.46	-1.04	2.98
10	256.58	-1.37	3.91
15	242.83	-1.70	4.86
20	229.07	-2.03	5.81
25	222.19	-2.36	6.99
30	215.32	-2.69	8.29
35	198.12	-3.13	9.55
40	180.94	-3.57	10.77
45	166.64	-5.07	15.35
50	152.36	-5.95	18.14
55	139.76	-6.17	19.15
60	127.16	-6.38	20.28
65	109.61	-7.23	22.64
70	92.06	-8.08	24.79
75	74.51	-8.93	26.61
80	56.96	-9.78	27.85
85	39.40	-10.62	27.89
90	21.85	-11.47	25.06
95	12.65	-12.31	31.16

La Tabla 7 muestra, en su columna izquierda, 19 ciclos de trabajo que varían del 5% al 95%. En la segunda columna se presentan las velocidades angulares de estado estacionario promedio alcanzadas para cada ciclo de trabajo (promediadas a partir de 5 valores de ω_r , uno por cada velocidad de viento). La tercera columna muestra el valor promedio de la matriz A correspondiente a cada uno de los 19 ciclos de trabajo, mientras que la cuarta columna presenta la matriz B determinada para los mismos ciclos. esta información, se obtuvo el promedio general de las matrices A y B, lo que permitió la determinación de las ganancias fijas del controlador PI utilizado en el proyecto.

Se puede observar que una interpolación cúbica describe de forma aceptable la evolución transitoria de las ganancias para distintas velocidades de viento. Esta aproximación permite capturar de manera adecuada las variaciones suaves y continuas en las ganancias, ofreciendo un modelo que refleja razonablemente el comportamiento real del sistema. Sin embargo, al implementar y probar un controlador con ganancias dinámicas, se observó un comportamiento errático en los límites operativos de la turbina.

Este comportamiento errático provocaba disparos indeseables y generaba inestabilidad en el sistema, lo cual es inaceptable para la operación segura y eficiente del sistema de generación de energía eólica. La inestabilidad observada puede ser atribuida a la naturaleza dinámica y rápida de los cambios en las ganancias, los cuales no eran adecuadamente manejados por el controlador bajo estas condiciones extremas.

Para mitigar estos problemas y asegurar una operación estable y confiable del sistema, se optó por utilizar un modelo promediado simplificado. Este modelo simplificado promediado reduce la complejidad del control al suavizar las variaciones en las ganancias y eliminar las fluctuaciones bruscas que causaban los disparos indeseables. De esta manera, se logra una operación más estable del sistema de turbina eólica, asegurando que el control de las ganancias no comprometa la seguridad y eficiencia del sistema. La adopción de este enfoque promediado simplificado permite además una mejor integración y rendimiento del controlador, garantizando una operación más predecible y manejable bajo diversas condiciones de viento.

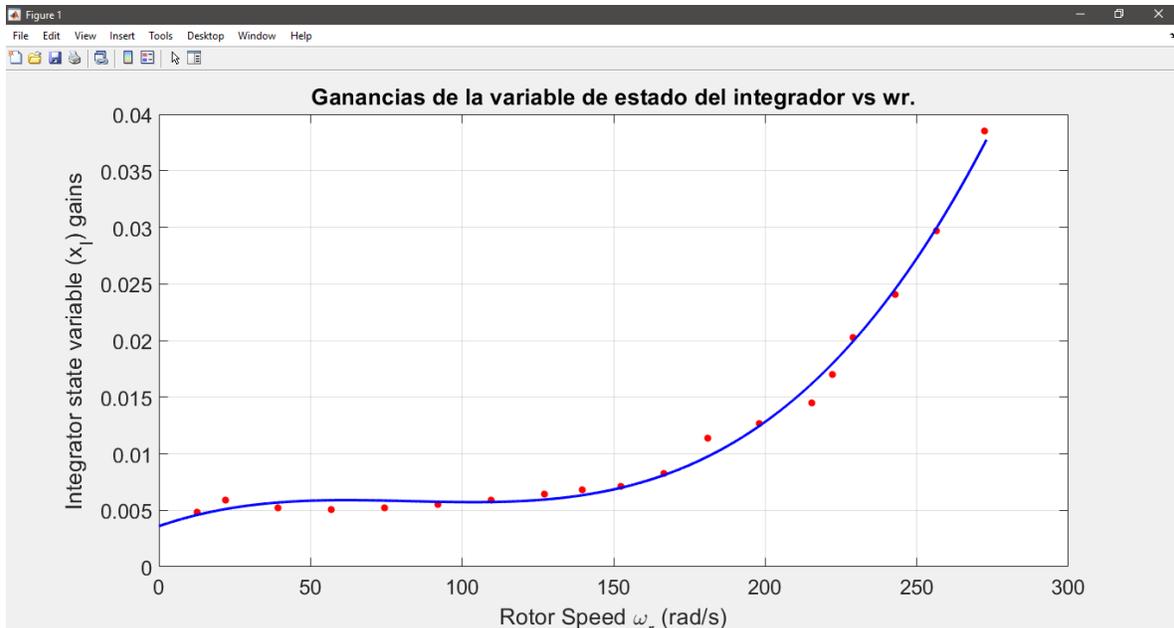


Figura 5.1 Ganancias de la variable de estado del integrador vs ω_r .

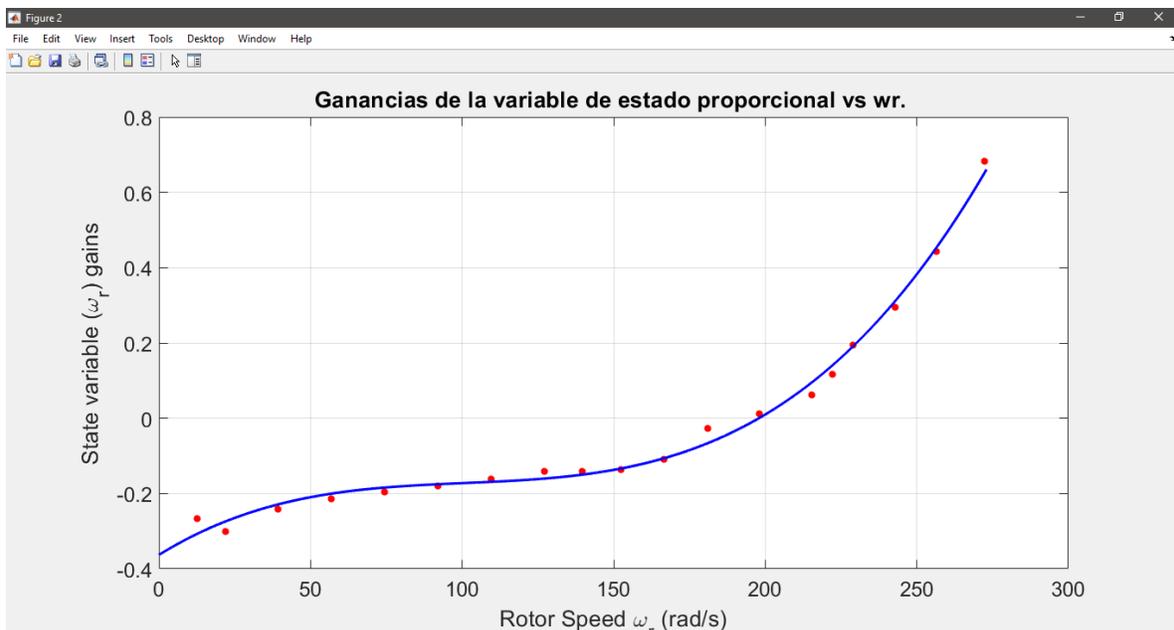


Figura 5.2 Ganancias de la variable de estado proporcional vs ω_r .

Las figuras 5.1 y 5.2 indican las ganancias de las variables de estado del controlador PI. Para obtener ganancias constantes, se calculó el promedio de los promedios de las matrices A y B para construir el sistema dinámico linealizado y obtener dichas ganancias con ayuda de Matlab. Una interpolación cúbica se empleó para

representar la evolución de estas ganancias a través del rango de operación del sistema, proporcionando una aproximación que, en términos generales, resultó aceptable al ajustarse de manera razonable a la colección de puntos de datos obtenidos.

Sin embargo, al realizar pruebas más exhaustivas bajo condiciones operativas extremas, se descubrió que esta interpolación cúbica presentaba ciertos problemas. En los límites de operación de la turbina, el comportamiento del sistema se volvía errático y poco predecible. Este comportamiento errático en los extremos operativos generaba disparos indeseables e introducía inestabilidad en el sistema de control, lo cual no es adecuado para la operación segura y eficiente del sistema de generación de energía eólica.

El análisis detallado de estos resultados mostró que, aunque la interpolación cúbica ofrecía una solución matemática razonable, no era suficiente para garantizar un desempeño estable y confiable en todas las condiciones operativas. La sensibilidad del sistema a los cambios rápidos en las ganancias cerca de los límites operativos resultaba en fluctuaciones que el controlador PI no podía manejar adecuadamente. Esto subraya la importancia de considerar no solo la adecuación de las interpolaciones matemáticas, sino también la robustez del sistema de control bajo todas las condiciones operativas posibles.

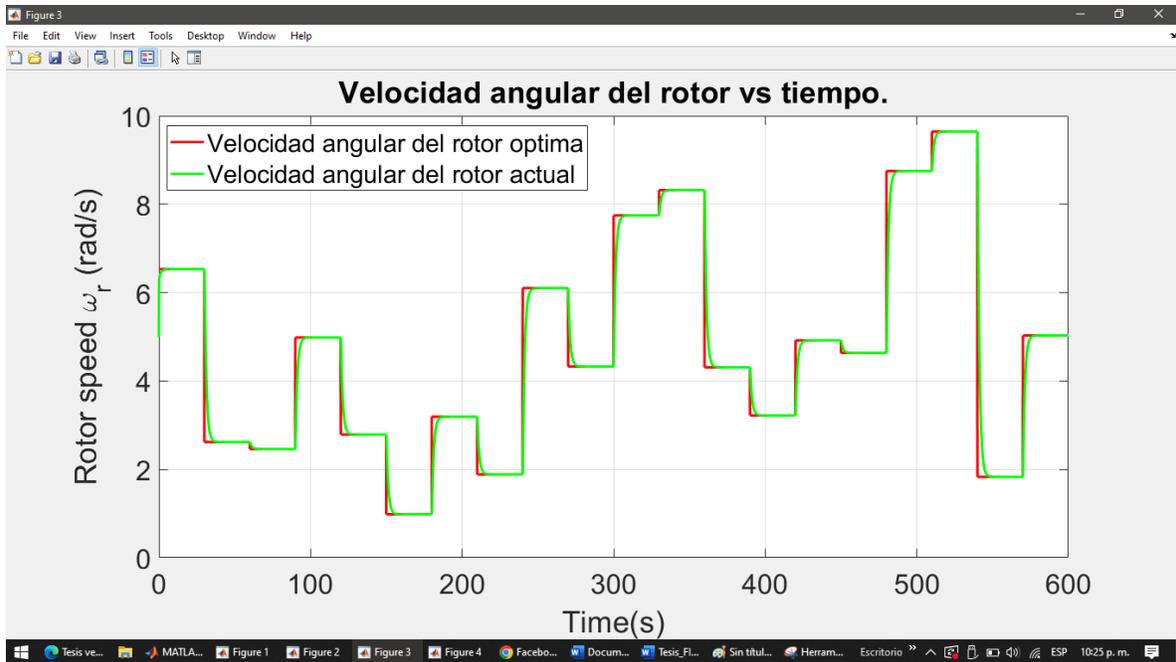


Figura 5.3 Velocidad angular del rotor vs tiempo.

La línea roja representa la velocidad angular óptima del rotor para maximizar la extracción de energía; este es el punto de consigna o valor de referencia que se busca alcanzar mediante el controlador. El objetivo es que la velocidad angular actual del rotor llegue a coincidir con la velocidad angular óptima en el menor tiempo posible. Las gráficas demuestran exitosamente que el propósito de control se ha cumplido, logrando que el sistema alcance su objetivo de manera eficiente.

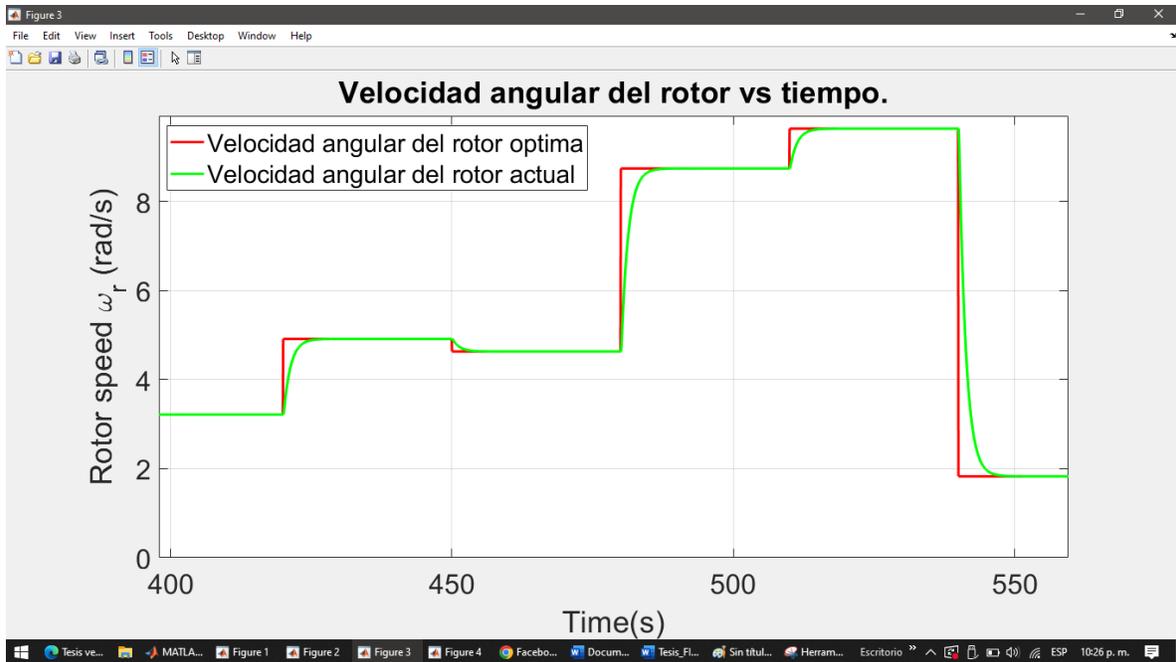


Figura 5.4 Velocidad angular del rotor vs tiempo (400-550 s).

Para una mejor apreciación, se presenta un acercamiento de la Figura 5.3 en el intervalo de 400s a 550 s, donde se puede observar con mayor claridad la rapidez con la que se alcanza el objetivo de control

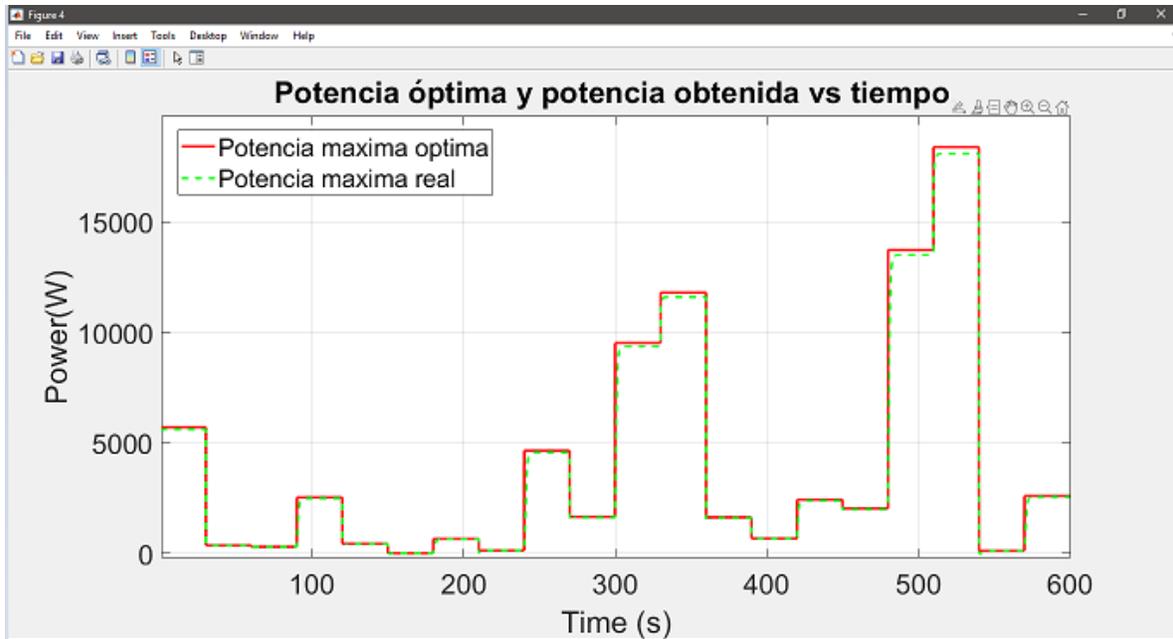


Figura 5.5 Potencia óptima y potencia obtenida vs tiempo.

La línea roja representa la potencia óptima que puede obtenerse para una determinada velocidad del viento; es el punto ideal de potencia que se busca alcanzar mediante el controlador. El objetivo es que la velocidad angular actual del rotor coincida con la velocidad angular óptima en el menor tiempo posible, optimizando así la extracción de energía. La Figura 5.5 demuestra exitosamente que el propósito de control se alcanza casi de manera.

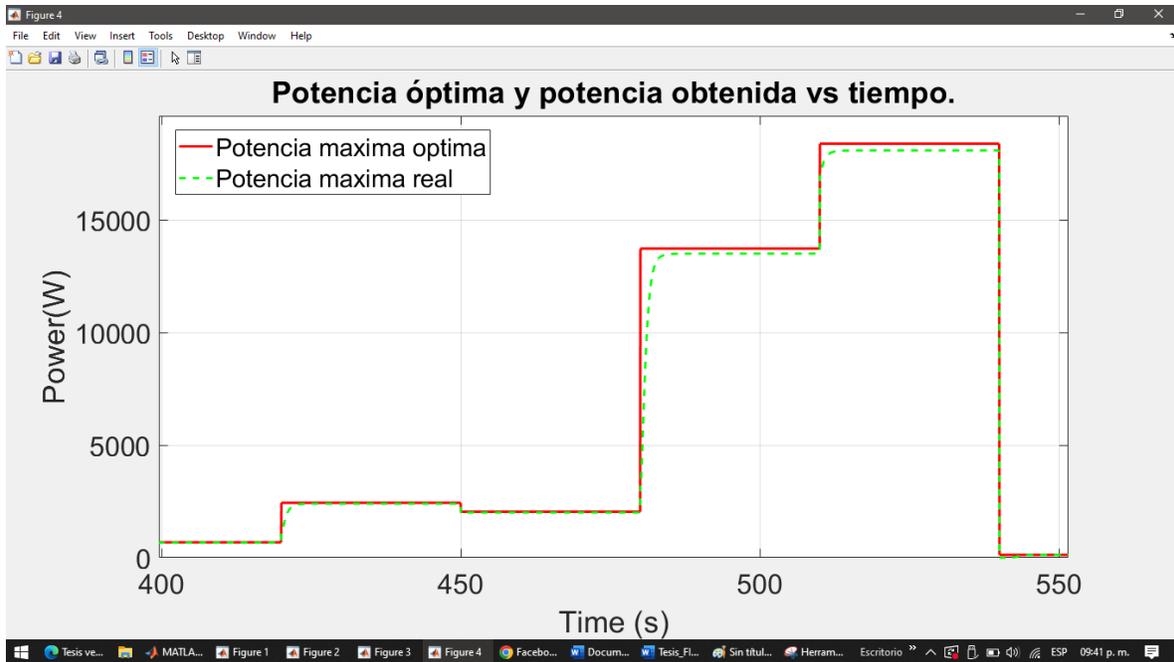


Figura 5.6 Potencia óptima y potencia obtenida vs tiempo (400-550 s).

Para una mejor apreciación, se presenta un acercamiento de la Figura 5.5 en el intervalo de 400s a 550 s, donde se puede observar con mayor claridad la rapidez con la que se alcanza el objetivo de control

En la simulación se aplicaron un total de 20 diferentes velocidades del viento. Cada una de estas velocidades se mantuvo constante durante un intervalo de 30 segundos, lo que resultó en un tiempo total de simulación de 600 segundos. Este enfoque permitió observar y analizar el comportamiento del sistema bajo condiciones de viento variadas y realistas.

Además, la tabla 8 correspondiente no solo presenta las velocidades del viento utilizadas, sino que también indica la velocidad angular óptima del rotor de la turbina para cada una de estas velocidades del viento. Este dato es crucial para entender cómo la turbina ajusta su operación para maximizar la eficiencia y la generación de energía en respuesta a diferentes condiciones de viento.

Es importante destacar que la determinación de la velocidad angular óptima para cada velocidad del viento es esencial para la operación eficiente del sistema, ya que

permite optimizar la conversión de la energía eólica en energía eléctrica. Este procedimiento asegura que el sistema pueda adaptarse dinámicamente a las variaciones del viento, manteniendo un rendimiento óptimo durante toda la simulación.

Tabla 8 Resumen de velocidades de viento e intervalos .

Velocidad del viento	Intervalos	ω_r setpoint	Tiempo para alcanzar ω_r setpoint
20	0-30	0.0833	2.5
8.01	30-60	0.2	6
7.53	60-90	0.0683	2.05
15.26	90-120	0.1817	5.45
8.53	120-150	0.1767	5.3
3.01	150-180	0.1683	5.05
9.77	180-210	0.1767	5.3
5.77	210-240	0.155	4.65
18.68	240-270	0.2033	6.1
13.25	270-300	0.1683	5.05
23.72	300-330	0.195	5.85
25.47	330-360	0.1217	3.65
13.19	360-390	0.2017	6.05
9.85	390-420	0.1483	4.45
15.06	420-450	0.1667	5
14.19	450-480	0.0933	2.8
26.79	480-510	0.2017	6.05
29.53	510-540	0.14	4.2
5.6	540-570	0.2283	6.85
15.4	570-600	0.1917	5.75

La Tabla 8 presenta las diferentes velocidades de viento estimadas por la red neuronal, las cuales se mantuvieron constantes durante 30 segundos, en una serie de 20 valores registrados a intervalos regulares. Además, se indica la velocidad angular óptima correspondiente a cada velocidad de viento , así como el tiempo que tomó al sistema de conversión de energía eólica alcanzar el objetivo de control (velocidad angular óptima ω_{ropt}).

Capítulo VI Conclusiones

El modelo en MATLAB simula el comportamiento de un aerogenerador sincrónico de imanes permanentes, con el objetivo de maximizar la extracción de potencia eólica. Se comienza limpiando el entorno y definiendo variables clave como la densidad del aire, el área de barrido de la turbina y la velocidad del viento.

El sistema se resolvió de una manera muy apropiada, demostrando un desempeño notablemente eficiente. El tiempo promedio que el sistema tardó en alcanzar el valor de referencia de velocidad angular, ω_r , fue de aproximadamente 4.9050 segundos. Dado que el intervalo de simulación fue de 30 segundos, este tiempo de respuesta se considera aceptable. Se realizaron cálculos precisos para determinar que el sistema alcanzará las cinco constantes de tiempo, lo cual corresponde a alcanzar un recorrido del 99.33% de la diferencia entre la ω_r inicial y la esperada para optimizar la extracción de energía.

Al comparar las funciones indicadas en la figura 5.5 que muestran la potencia máxima y la potencia extraída, se observa que ambas son prácticamente iguales. Esta comparación valida que el sistema está operando correctamente y cumpliendo con las expectativas de rendimiento. Al realizar un análisis más detallado, es posible notar ciertas desviaciones menores; sin embargo, el sistema responde rápidamente y consigue alcanzar el setpoint deseado.

Cálculo del coeficiente de potencia (C_p): Utilizando datos proporcionados por el fabricante, se ajusta una curva de potencia con mínimos cuadrados. Este ajuste permite calcular el coeficiente de potencia en función de la velocidad del viento, optimizando la extracción de energía.

Modelo de par mecánico y velocidad angular: Se calcula la velocidad angular del rotor (ω_r) y el par mecánico (T_m) en función del coeficiente de torque (C_t) para determinar el comportamiento dinámico del sistema.

Entrenamiento de una red neuronal: Se entrena una red neuronal para predecir la velocidad del viento a partir de las características mecánicas (T_m y w_r) del aerogenerador, lo que mejora la precisión del modelo y la estimación de la potencia máxima posible.

Implementación en el Aerogenerador: El aerogenerador sincrónico de imanes permanentes se beneficia del modelo al permitir una operación óptima, ajustando la velocidad angular del rotor para maximizar la potencia extraída en función de la velocidad del viento. Además, el uso de la red neuronal permite realizar ajustes más precisos en tiempo real.

Controlador PI Híbrido: Se implementó un controlador PI híbrido, que combina las ventajas del control tradicional proporcional-integral (PI) con la inteligencia artificial. El control PI permite ajustar rápidamente la velocidad angular del rotor para alcanzar la potencia óptima, mientras que la red neuronal optimiza el comportamiento del sistema frente a la variabilidad del viento. Este enfoque híbrido permite una respuesta rápida y eficiente del sistema, asegurando que se maximice la energía capturada por el aerogenerador en condiciones variables.

Aunque existen sistemas más exactos o controladores de ganancias dinámicas que podrían proporcionar una respuesta aún más rápida, este sistema de control con ganancias fijas no presenta inestabilidades significativas cuando la velocidad del viento opera en los límites de operación que van desde 2.5 hasta 30 m/s (la simulación consideró velocidades del viento desde 3.1 hasta 29.53 m/s). Esta amplia gama operativa es fundamental para asegurar la confiabilidad y eficiencia del sistema bajo diversas condiciones.

El sistema desarrollado permite un control eficiente del aerogenerador sincrónico de imanes permanentes, optimizando la potencia extraída del viento mediante el uso de un controlador PI híbrido. La combinación de técnicas tradicionales con inteligencia artificial mejora el rendimiento del aerogenerador, permitiendo una adaptación dinámica a las condiciones del viento en tiempo real.

Es posible que en futuras investigaciones se explore la implementación de un modelo promediado por secciones, utilizando un promedio de ganancias dinámicas con intervalos específicos. Un enfoque en el cual el programa detecte el intervalo de operación y ajuste las ganancias, podría ofrecer mejoras adicionales en el rendimiento del sistema. Este enfoque podría proporcionar un equilibrio óptimo entre precisión y estabilidad, potenciando la capacidad del sistema para manejar variaciones rápidas en las condiciones operativas.

ANEXOS

Anexo A

Linealización del aerogenerador

$$V_{abc} = -rsi_{abc} + \frac{d}{dt} \lambda_{abc}$$

$$V_{qdr} = rri_{qdr} + \frac{d}{dt} \lambda_{qdr}$$

Desarrollándola matricialmente y vectorialmente

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} V_{abc} \\ V'_{qdr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} rs + \rho Ls & \rho L'sr \\ \frac{2}{3} \rho (L'sr)^T & r'r + \rho L'r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i'_{qdr} \end{bmatrix}$$

Es equivalente a:

$$V_{abc} = -rsi_{abc} + \rho \lambda_{abc}$$

$$V_{qdr} = rri_{qdr} + \rho \lambda_{qdr}$$

$$(f_{abc})^T = [f_{as} \quad f_{bs} \quad f_{cs}]$$

$$(f_{qdr})^T = [fkq1 \quad fkq2 \quad ffd \quad fkd]$$

$$rs = \text{diag}[rs \quad rs \quad rs]$$

$$rr = \text{diag}[fkq1 \quad fkq2 \quad ffd \quad fkd]$$

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abc} \\ \lambda_{qdr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Ls & Lsr \\ -\frac{2}{3}(Lsr)^t & Lr \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{qdr} \end{bmatrix}$$

$$\begin{aligned} & \frac{d}{dt} Lsr \\ & = \begin{bmatrix} -Lmq \sin \theta r & -Lmq \sin \theta r & Lmd \cos \theta r & Lmd \cos \theta r \\ -Lmq \sin(\theta r - \frac{2\pi}{3}) & -Lmq \sin(\theta r - \frac{2\pi}{3}) & Lmq \cos(\theta r - \frac{2\pi}{3}) & Lmq \cos(\theta r - \frac{2\pi}{3}) \\ -Lmq \sin(\theta r + \frac{2\pi}{3}) & -Lmq \sin(\theta r + \frac{2\pi}{3}) & Lmq \cos(\theta r + \frac{2\pi}{3}) & Lmq \cos(\theta r + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \end{aligned}$$

$$\frac{d}{dt}Ls = \begin{bmatrix} Lls + LA - LB\cos 2\theta r & -\frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r - \frac{\pi}{3}) & -\frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r + \frac{\pi}{3}) \\ -\frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r - \frac{\pi}{3}) & Lls + \frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r - \frac{2\pi}{3}) & -\frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r + \pi) \\ -\frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r + \frac{\pi}{3}) & -\frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r + \pi) & Lls + \frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

$$Lmq = \frac{3}{2}(LA - LB)$$

$$Lmd = \frac{3}{2}(LA + LB)$$

$$Xq = Xls + Xmq$$

$$Xd = Xls + Xmd$$

$$X'kq1 = X'lka1 + Xmq$$

$$X'kq2 = X'lkq2 + Xmq$$

$$X'fd = X'lfid + Xmd$$

$$X'kd = Xlkd + Xmd$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda qs \\ \lambda ds \\ \lambda 0s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Vqs \\ Vds \\ V0s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} rs & 0 & 0 \\ 0 & rs & 0 \\ 0 & 0 & rs \end{bmatrix} \begin{bmatrix} iqs \\ ids \\ i0s \end{bmatrix} - \omega r \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda qs \\ \lambda ds \\ \lambda 0s \end{bmatrix}$$

$$\frac{d}{dt} \lambda dq0s = Vdq0s - rsLs^{-1} \lambda dq0s - \omega rs \lambda dq0s$$

$$Vdq0s - rsLs^{-1} \lambda dq0s - \omega rs \lambda dq0s = 0$$

$$Vdq0s = rsLs^{-1} \lambda dq0s + \omega rs \lambda dq0s$$

$$Vdq0s = \lambda dq0s(rsLs^{-1} + \omega rs)$$

$$\lambda dq0s = (rsLs^{-1} + \omega rs)^{-1} Vdq0s$$

Forma matricial

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda^e qs \\ \lambda^e ds \\ \lambda^e qr \\ \lambda^e dr \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V^e qs \\ V^e ds \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - R \begin{bmatrix} i^e qs \\ i^e ds \\ i^e qr \\ i^e dr \end{bmatrix} - \omega \begin{bmatrix} \lambda^e qs \\ \lambda^e ds \\ \lambda^e qr \\ \lambda^e dr \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V^e qs \\ V^e ds \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} rs & 0 & 0 & 0 \\ 0 & rs & 0 & 0 \\ 0 & 0 & rr & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i^e qs \\ i^e ds \\ i^e qr \\ i^e dr \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & \omega e & 0 & 0 \\ -\omega e & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & (\omega e - \omega r) & 0 \\ 0 & 0 & -(\omega e - \omega r) & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda^e qs \\ \lambda^e ds \\ \lambda^e qr \\ \lambda^e dr \end{bmatrix} = 0$$

$$\frac{d\omega r}{dt} = \left(\frac{P}{2}\right) \frac{M}{det} (\lambda^e dr \lambda^e qs - \lambda^e qr \lambda^e ds)$$

$$det = LlrLls + LlrM + LlsM$$

$$V^e qs - rsi^e qs - \omega e \lambda^e ds$$

$$V^e ds - rsi^e ds + \omega e \lambda^e qs$$

$$Vqr - rri^e qsr - (\omega e - \omega r) \lambda^e dr$$

$$Vdr - rrdr + (\omega e - \omega r) \lambda^e qr$$

Donde:

$$iqs = \frac{1}{det} [(Llr + M)(\lambda qs) - M\lambda qr]$$

$$ids = \frac{1}{det} [(Llr + M)(\lambda ds) - M\lambda dr]$$

$$iqr = \frac{1}{det} [-M\lambda qs + (Lls + M)(\lambda qr)]$$

$$idr = \frac{1}{det} [-M\lambda ds + (Llr + M)(\lambda qs)]$$

$$V^e qs - rs \left\{ \frac{1}{det} [(Llr + M)(\lambda qs) - M\lambda qr] \right\} - \omega e \lambda^e ds$$

$$V^e ds - rs \left\{ \frac{1}{det} [(Llr + M)(\lambda ds) - M\lambda dr] \right\} + \omega e \lambda^e qs$$

$$V_{qr} - rr \left\{ \frac{1}{det} [-M\lambda qs + (Lls + M)(\lambda qr)] \right\} - (\omega e - \omega r)$$

$$V_{dr} - rr \left\{ \frac{1}{det} [-M\lambda ds + (Lls + M)(\lambda dr)] \right\} + (\omega e - \omega r)$$

$$V^e_{qs} - \frac{rs(Llr + M)(\lambda qs)}{det} + \frac{rsM\lambda qr}{det} - \omega e \lambda^e ds$$

$$V^e_{ds} - \frac{rs(Llr + M)(\lambda ds)}{det} + \frac{rsM\lambda dr}{det} + \omega e \lambda^e qs$$

$$V_{qr} + \frac{rrM\lambda qs}{det} - \frac{rr(Lls + M)(\lambda qr)}{det} - (\omega e - \omega r) \lambda^e dr$$

$$V_{dr} + \frac{rrM\lambda ds}{det} - \frac{rr(Lls + M)(\lambda dr)}{det} - (\omega e - \omega r) \lambda^e qr$$

$$\frac{3P^2M\lambda dr\lambda qs}{8Jdet} - \frac{3P^2M\lambda qr\lambda ds}{8Jdet} - \frac{PBL\omega r^2}{2J}$$

Matriz jacobiana

$$\begin{bmatrix} \frac{-rs(Llr + M)}{det} & -\omega e & \frac{rsM}{det} & 0 & 0 \\ \omega e & \frac{-rs(Llr + M)}{det} & 0 & \frac{rsM}{det} & 0 \\ \frac{rrM}{det} & 0 & \frac{-rr(Lls + M)}{det} & \frac{-\omega e + \omega r}{-rr(Lls + M)} & \frac{\lambda dr}{-\lambda qr} \\ 0 & \frac{rrM}{det} & \frac{\omega e - \omega r}{-3P^2M\lambda ds} & \frac{det}{3P^2M\lambda qs} & -\frac{PBL\omega r^2}{2J} \\ \frac{3P^2M\lambda dr}{8Jdet} & \frac{-3P^2M\lambda qr}{8Jdet} & \frac{-3P^2M\lambda ds}{8Jdet} & \frac{3P^2M\lambda qs}{8Jdet} & \end{bmatrix}$$

```

clc          % Limpia la ventana de trabajo.
clear all   % Borra las variables del espacio de trabajo.
close all   %Cierra todas las figuras.

%Parametros de polos salientes.
c1=0.73;
c2=151;
c3=0.58;
c4=0.002;
c5=2.14;
c6=13.2;
c7=18.4;
c8=-0.02;
c9=-0.003;
Beta=0;
R=0.95;    %m.
rho=1.2;   %c kg/m^3.
rs=0.69;   %Ohms.
rL=3.3647; %Ohms.
LambdaM=0.441063116;
Lq=0.0068; %H.
Ld=0.01;   %H.
Lls=0.0034; %H.
J=0.049600237532295; %kg-m^2.
P=4;       %Polos.
Thetar=0;  %Angulo de Ea.
wr=50;
Lmd=Ld-Lls;
Lmq=Lq-Lls;
LA=(Lmd/3)+(Lmq/3);
LB=(Lmd/3)-(Lmq/3);

%Primer matriz
dLsdt=[2*LB*sin(2*Thetar),2*LB*sin(2*(Thetar-pi/3)),2*LB*sin(2*(Thetar
+pi/3));
        2*LB*sin(2*(Thetar-
pi/3)),2*LB*sin(2*(Thetar-2*pi/3)),2*LB*sin(2*(Thetar+pi));
        2*LB*sin(2*(Thetar+pi/3)),2*LB*sin(2*(Thetar
+pi)),2*LB*sin(2*(Thetar+2*pi/3))];

%Matriz despejada.
Ls=[Lls+LA-LB*cos(2*Thetar),-(1/2)*LA-LB*cos(2*(Thetar-pi/3)),-(
1/2)*LA-LB*cos(2*(Thetar+pi/3));
    -(1/2)*LA-LB*cos(2*(Thetar-pi/3)),Lls+LA-
LB*cos(2*(Thetar-2*pi/3)),-(1/2)*LA-LB*cos(2*(Thetar+pi));
    -(1/2)*LA-LB*cos(2*(Thetar+pi/3)),-(1/2)*LA-LB*cos(2*(Thetar
+pi)),Lls+LA-LB*cos(2*(Thetar+2*pi/3))];

```

```

%Calculo de condiciones iniciales de corrientes dq0s.
irqs=-5.3833;
irds=-0.4514;
ir0s=0;

%Torque qd0.
Teqd0(1)=3*P/4*(LambdaM*irqs+(Ld-Lq)*irqs*irds);
TLqd0=Teqd0;

%Modelo de la turbina eolica por medio de Newton.
Awt=pi*R^2;
Xo=[10]; %Condiciones Iniciales
MaxIte=6; %Numero maximo de iteraciones
Tol=1e-3; %tolerancia
X=Xo;Xold=Xo;

for i=1:MaxIte;
    Iteracioni=i; %Numero de iteraciones 6.
    Lambda=X(1); %Variable auxiliar.
    Lambdai=Lambda/(1-c9*Lambda); %Variable auxiliar.
    F=-rho*Awt*c1*((c2/Lamdai)-c6)*(wr^2)*(R^3)*exp(-c7/
Lamdai)-2*TLqd0*Lambda^3; %Formula.
    Jacobiano=[Awt*R^3*c1*rho*wr^2*exp((c7*(Lambda*c9 - 1))/
Lambda)*((c2*c9)/Lambda - (c2*(Lambda*c9 - 1))/Lambda^2) -
6*Lambda^2*TLqd0 + Awt*R^3*c1*rho*wr^2*exp((c7*(Lambda*c9 - 1))/
Lambda)*((c7*c9)/Lambda - (c7*(Lambda*c9 - 1))/Lambda^2)*(c6 +
(c2*(Lambda*c9 - 1))/Lambda)];
    X=X-inv(Jacobiano)*F; %Newton.
    error(:,i)=abs(X-Xold); %Error.
    Xold=X;
    if (error(:,i)<Tol); %Condiciona l que determina el metodo.
        break
    end
end
end

```

Anexo B

Las ecuaciones de voltaje en variables de máquina de acuerdo al libro de “analysis of electric machinery and drive systems” Capitulo 6 Generador sin escobillas son

$$V_{abcs} = -rsiabcs + \frac{d}{dt} \lambda_{abcs}$$

$$V_{qdr} = rriqdr + \frac{d}{dt} \lambda_{dqr}$$

donde lambda es la amplitud de los enlaces de flujo establecidos por el imán permanente visto desde los devanados de fase del estator, en otras palabras, la magnitud de lambda sería el voltaje de circuito abierto inducido.

Desarrollándola matricialmente y vectorialmente

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} V_{abcs} \\ V'_{qdr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} rs + \rho Ls & \rho L'sr \\ \frac{2}{3} \rho (L'sr)^T & r'r + \rho L'r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abcs} \\ i'_{qdr} \end{bmatrix}$$

Es equivalente en forma de ecuación:

$$V_{abcs} = -rsiabcs + \rho \lambda_{abcs}$$

$$V_{qdr} = rriqdr + \rho \lambda_{qdr}$$

$$(fabcs)^T = [fas \quad fbs \quad fcs]$$

$$(fqdr)^T = [fkq1 \quad fkq2 \quad ffd \quad fkd]$$

$$rs = \text{diag}[rs \quad rs \quad rs]$$

$$rr = \text{diag}[fkq1 \quad fkq2 \quad ffd \quad fkd]$$

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abcs} \\ \lambda_{qdr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Ls & Lsr \\ -\frac{2}{3}(Lsr)^t & Lr \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abcs} \\ i_{qdr} \end{bmatrix}$$

$$\frac{d}{dt} Lsr = \begin{bmatrix} -Lmq \sin \theta r & -Lmq \sin \theta r & Lmd \cos \theta r & Lmd \cos \theta r \\ -Lmq \sin(\theta r - \frac{2\pi}{3}) & -Lmq \sin(\theta r - \frac{2\pi}{3}) & Lmq \cos(\theta r - \frac{2\pi}{3}) & Lmq \cos(\theta r - \frac{2\pi}{3}) \\ -Lmq \sin(\theta r + \frac{2\pi}{3}) & -Lmq \sin(\theta r + \frac{2\pi}{3}) & Lmq \cos(\theta r + \frac{2\pi}{3}) & Lmq \cos(\theta r + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

$$\frac{d}{dt}Ls = \begin{bmatrix} Lls + LA - LB\cos 2\theta r & -\frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r - \frac{\pi}{3}) & -\frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r + \frac{\pi}{3}) \\ -\frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r - \frac{\pi}{3}) & Lls + \frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r - \frac{2\pi}{3}) & -\frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r + \pi) \\ -\frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r + \frac{\pi}{3}) & -\frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r + \pi) & Lls + \frac{1}{2}LA - LB\cos 2(\theta r + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$

$$Lmq = \frac{3}{2}(LA - LB)$$

$$Lmd = \frac{3}{2}(LA + LB)$$

$$Xq = Xls + Xmq$$

$$Xd = Xls + Xmd$$

$$X'kq1 = X'lka1 + Xmq$$

$$X'kq2 = X'lkq2 + Xmq$$

$$X'fd = X'lfid + Xmd$$

$$X'kd = Xlkd + Xmd$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda qs \\ \lambda ds \\ \lambda 0s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Vqs \\ Vds \\ V0s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} rs & 0 & 0 \\ 0 & rs & 0 \\ 0 & 0 & rs \end{bmatrix} \begin{bmatrix} iqs \\ ids \\ i0s \end{bmatrix} - \omega r \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda qs \\ \lambda ds \\ \lambda 0s \end{bmatrix}$$

$$\frac{d}{dt} \lambda dq0s = Vdq0s - rsLs^{-1} \lambda dq0s - \omega rs \lambda dq0s$$

$$Vdq0s - rsLs^{-1} \lambda dq0s - \omega rs \lambda dq0s = 0$$

$$Vdq0s = rsLs^{-1} \lambda dq0s + \omega rs \lambda dq0s$$

$$Vdq0s = \lambda dq0s(rsLs^{-1} + \omega rs)$$

$$\lambda dq0s = (rsLs^{-1} + \omega rs)^{-1} Vdq0s$$

Forma matricial

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda^e qs \\ \lambda^e ds \\ \lambda^e qr \\ \lambda^e dr \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V^e qs \\ V^e ds \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - R \begin{bmatrix} i^e qs \\ i^e ds \\ i^e qr \\ i^e dr \end{bmatrix} - \omega \begin{bmatrix} \lambda^e qs \\ \lambda^e ds \\ \lambda^e qr \\ \lambda^e dr \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V^e qs \\ V^e ds \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} rs & 0 & 0 & 0 \\ 0 & rs & 0 & 0 \\ 0 & 0 & rr & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i^e qs \\ i^e ds \\ i^e qr \\ i^e dr \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & \omega e & 0 & 0 \\ -\omega e & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & (\omega e - \omega r) & 0 \\ 0 & 0 & -(\omega e - \omega r) & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda^e qs \\ \lambda^e ds \\ \lambda^e qr \\ \lambda^e dr \end{bmatrix} = 0$$

$$\frac{d\omega r}{dt} = \left(\frac{P}{2}\right) \frac{M}{det} (\lambda^e dr \lambda^e qs - \lambda^e qr \lambda^e ds)$$

$$det = LlrLls + LlrM + LlsM$$

$$V^e qs - rsi^e qs - \omega e \lambda^e ds$$

$$V^e ds - rsi^e ds + \omega e \lambda^e qs$$

$$Vqr - rri^e qsr - (\omega e - \omega r) \lambda^e dr$$

$$Vdr - rrdr + (\omega e - \omega r) \lambda^e qr$$

Donde:

$$iqs = \frac{1}{det} [(Llr + M)(\lambda qs) - M\lambda qr]$$

$$ids = \frac{1}{det} [(Llr + M)(\lambda ds) - M\lambda dr]$$

$$iqr = \frac{1}{det} [-M\lambda qs + (Lls + M)(\lambda qr)]$$

$$idr = \frac{1}{det} [-M\lambda ds + (Llr + M)(\lambda qs)]$$

$$V^e qs - rs \left\{ \frac{1}{det} [(Llr + M)(\lambda qs) - M\lambda qr] \right\} - \omega e \lambda^e ds$$

$$V^e ds - rs \left\{ \frac{1}{det} [(Llr + M)(\lambda ds) - M\lambda dr] \right\} + \omega e \lambda^e qs$$

$$V_{qr} - rr \left\{ \frac{1}{\det} [-M\lambda qs + (Lls + M)(\lambda qr)] \right\} - (\omega e - \omega r)$$

$$V_{dr} - rr \left\{ \frac{1}{\det} [-M\lambda ds + (Lls + M)(\lambda dr)] \right\} + (\omega e - \omega r)$$

$$V^e_{qs} - \frac{rs(Llr + M)(\lambda qs)}{\det} + \frac{rsM\lambda qr}{\det} - \omega e \lambda^e ds$$

$$V^e_{ds} - \frac{rs(Llr + M)(\lambda ds)}{\det} + \frac{rsM\lambda dr}{\det} + \omega e \lambda^e qs$$

$$V_{qr} + \frac{rrM\lambda qs}{\det} - \frac{rr(Lls + M)(\lambda qr)}{\det} - (\omega e - \omega r) \lambda^e dr$$

$$V_{dr} + \frac{rrM\lambda ds}{\det} - \frac{rr(Lls + M)(\lambda dr)}{\det} - (\omega e - \omega r) \lambda^e qr$$

$$\frac{3P^2M\lambda dr\lambda qs}{8J\det} - \frac{3P^2M\lambda qr\lambda ds}{8J\det} - \frac{PBL\omega r^2}{2J}$$

Matriz jacobiana

$$\begin{bmatrix} \frac{-rs(Llr + M)}{\det} & -\omega e & \frac{rsM}{\det} & 0 & 0 \\ \omega e & \frac{-rs(Llr + M)}{\det} & 0 & \frac{rsM}{\det} & 0 \\ \frac{rrM}{\det} & 0 & \frac{-rr(Lls + M)}{\det} & \frac{-\omega e + \omega r}{\det} & \frac{\lambda dr}{-\lambda qr} \\ 0 & \frac{rrM}{\det} & \frac{\omega e - \omega r}{\det} & \frac{-rr(Lls + M)}{\det} & \frac{PBL\omega r^2}{2J} \\ \frac{3P^2M\lambda dr}{8J\det} & \frac{-3P^2M\lambda qr}{8J\det} & \frac{-3P^2M\lambda ds}{8J\det} & \frac{3P^2M\lambda qs}{8J\det} & -\frac{PBL\omega r^2}{2J} \end{bmatrix}$$

ANEXO B

La linealización de sistemas no lineales es un paso crucial en el análisis y diseño de controladores para sistemas dinámicos complejos. En este trabajo, se aborda la linealización del modelo de un generador sincrónico de imanes permanentes (PMSG, por sus siglas en inglés), utilizando la herramienta de simulación y análisis MATLAB.

El proceso comienza con la formulación del modelo no lineal del PMSG, basado en las ecuaciones diferenciales que describen la interacción electromecánica entre el rotor y el estator del generador. Estas ecuaciones capturan la dinámica completa del sistema, incluyendo los efectos de la inductancia del estator, la fuerza electromotriz (FEM) inducida y la interacción con la carga eléctrica.

Para proceder con la linealización, se seleccionó un punto de operación específico del generador, que corresponde a una velocidad de rotor y condiciones de carga determinadas. Este punto de operación sirve como referencia para la obtención de un modelo linealizado que captura la respuesta del sistema a pequeñas perturbaciones alrededor de dicho punto.

El modelo linealizado obtenido facilita el análisis de estabilidad y el diseño de sistemas de control, al mismo tiempo que preserva las características dinámicas esenciales del generador original. De este modo, la linealización provee una representación simplificada y manejable del PMSG, adecuada para el diseño de estrategias de control que optimicen su rendimiento en aplicaciones prácticas

```

clc          % Limpia la ventana de trabajo.
clear all   % Borra las variables del espacio de trabajo.
close all   %Cierra todas las figuras.

%Parametros de polos salientes.
c1=0.73;
c2=151;
c3=0.58;
c4=0.002;
c5=2.14;
c6=13.2;
c7=18.4;
c8=-0.02;
c9=-0.003;
Beta=0;
R=0.95; %m.
rho=1.2; %c kg/m^3.
rs=0.69; %Ohms.
rL=3.3647; %Ohms.
LambdaM=0.441063116;
Lq=0.0068; %H.
Ld=0.01; %H.
Lls=0.0034; %H.
J=0.049600237532295; %kg-m^2.
P=4; %Polos.
Thetar=0; %Angulo de Ea.
wr=50;
Lmd=Ld-Lls;
Lmq=Lq-Lls;
LA= (Lmd/3) + (Lmq/3);
LB= (Lmd/3) - (Lmq/3);

```

```

%Calculo de condiciones iniciales de corrientes dq0s.
irqs=-5.3833;
irds=-0.4514;
ir0s=0;

%Torque qd0.
Teqd0(1)=3*P/4*(LambdaM*irqs+(Ld-Lq)*irqs*irds);
TLqd0=Teqd0;

%Modelo de la turbina eolica por medio de Newton.
Awt=pi*R^2;
Xo=[10]; %Condiciones Iniciales
MaxIte=6; %Numero maximo de iteraciones
Tol=1e-3; %tolerancia
X=Xo;Xold=Xo;

for i=1:MaxIte;
    Iteracioni=i; %Numero de iteraciones 6.
    Lambda=X(1); %Variable auxiliar.
    Lambdai=Lambda/(1-c9*Lambda); %Variable auxiliar.
    F=-rho*Awt*c1*((c2/Lamdai)-c6)*(wr^2)*(R^3)*exp(-c7/
Lamdai)-2*TLqd0*Lambda^3; %Formula.
    Jacobiano=[Awt*R^3*c1*rho*wr^2*exp((c7*(Lambda*c9 - 1))/
Lambda)*((c2*c9)/Lambda - (c2*(Lambda*c9 - 1))/Lambda^2) -
6*Lambda^2*TLqd0 + Awt*R^3*c1*rho*wr^2*exp((c7*(Lambda*c9 - 1))/
Lambda)*((c7*c9)/Lambda - (c7*(Lambda*c9 - 1))/Lambda^2)*(c6 +
(c2*(Lambda*c9 - 1))/Lambda)];
    X=X-inv(Jacobiano)*F; %Newton.
    error(:,i)=abs(X-Xold); %Error.
    Xold=X;
    if (error(:,i)<Tol); %Condicional que determina el metodo.
        break
    end
end

%Primer matriz
dLsdt=[2*LB*sin(2*Thetar),2*LB*sin(2*(Thetar-pi/3)),2*LB*sin(2*(Thetar
+pi/3));
2*LB*sin(2*(Thetar-
pi/3)),2*LB*sin(2*(Thetar-2*pi/3)),2*LB*sin(2*(Thetar+pi));
2*LB*sin(2*(Thetar+pi/3)),2*LB*sin(2*(Thetar
+pi)),2*LB*sin(2*(Thetar+2*pi/3))];

%Matriz despejada.
Ls=[Lls+LA-LB*cos(2*Thetar),-(1/2)*LA-LB*cos(2*(Thetar-pi/3)),-(
1/2)*LA-LB*cos(2*(Thetar+pi/3));
-(1/2)*LA-LB*cos(2*(Thetar-pi/3)),Lls+LA-
LB*cos(2*(Thetar-2*pi/3)),-(1/2)*LA-LB*cos(2*(Thetar+pi));
-(1/2)*LA-LB*cos(2*(Thetar+pi/3)),-(1/2)*LA-LB*cos(2*(Thetar
+pi)),Lls+LA-LB*cos(2*(Thetar+2*pi/3))];

```

Anexo C

Para asegurar un modelado preciso del aerogenerador Enair 200, es crucial obtener inicialmente las coordenadas geográficas del sitio de modelado, que en este caso corresponden a la localidad de Llera de Canales, Tamaulipas, México. Estas coordenadas se obtendrán de manera precisa y confiable a partir de una fuente legítima y verificada en forma decimal [91].



The screenshot shows the website 'geodatos' with a navigation bar containing 'Antípodas', 'Coordenadas', 'Distancias', and 'Más'. The main content area is titled 'Coordenadas geográficas de Llera de Canales'. Below the title, it states: 'Llera de Canales se encuentra en la latitud 23.31774 y longitud -99.02608. Hace parte del continente de América y está ubicado en el hemisferio norte.' There are three boxes displaying different coordinate formats: 'Coordenadas decimales' (Formato simple) with the value '23.31774, -99.02608'; 'Coordenadas GD' (Grados decimales) with the value '23.3177° N 99.0261° O'; and 'Coordenadas GMS' (Grados, minutos y segundos) with the value '23°19'3.9" N 99°1.565' O'. A paragraph at the bottom explains the geodetic system used (WGS84).

Figura 1.C Coordenadas geográficas de Llera de Canales

Posteriormente, se procedió a ingresar estas coordenadas en la plataforma [92] para completar los datos del aerogenerador y su simulación en la ubicación propuesta para poder apreciar la generación eólica por día. Además de las coordenadas geográficas, se incluye información relevante como la altura del aerogenerador y el tipo de terreno sobre el cual se instalará. Este proceso garantizará un modelado detallado y confiable del aerogenerador Enair 200 en el entorno específico de Llera de Canales, Tamaulipas, México.



The screenshot shows the 'ATLAS EÓLICO Y SOLAR MUNDIAL' interface. On the left, there is an 'Ajustes' (Settings) panel with the following configuration: 'Modelo de aerogenerador: Enair 200', 'Rugosidad del terreno: Tierra de cultivo campo', 'Altura sobre suelo (m): 20', and 'Potencia nominal: 18kW'. The main area features a world map with a location marker in Mexico. A 'COORDENADAS MANUALES' button is visible. Below the map, the results are displayed: 'Recurso eólico' and a large value of '69.3 kWh/día' with a small upward arrow. Below this, it shows 'Vel. media 3.9 m/s'. There are also icons for 'Privacy' and 'Terms'.

Figura 2.C Atlas eólico generación de viento en llera de canales por día

Llera de Canales es una ubicación estratégica para la implementación de parques eólicos debido a varias razones clave. Primero, la región cuenta con una disponibilidad constante de vientos favorables para la generación de energía eólica, lo que es esencial para asegurar una producción eficiente y estable. Además, la altitud y la topografía del área contribuyen a canalizar y concentrar los vientos, mejorando la eficiencia de los aerogeneradores. La disponibilidad de terrenos amplios y relativamente planos en Llera de Canales también es un factor crítico, ya que permite una disposición óptima de los aerogeneradores y minimizar la interferencia entre ellos.

Finalmente, la proximidad de Llera de Canales a infraestructura existente, como líneas de transmisión eléctrica, facilita la integración de la energía generada a la red eléctrica nacional, optimizando así la viabilidad del proyecto. Ejemplos notables de parques eólicos en la región incluyen el Parque Eólico Tres Mesas y el Parque Eólico El Porvenir, que han demostrado el potencial de esta área para la generación de energía renovable.

Referencias

- [1] O. Apata, D. Oyedokun Novel reactive power compensation technique for fixed speed wind turbine generators Proceedings of the IEEE PES/IAS PowerAfrica 2018, pp. 628-633.
- [2] A. Chaudhuri, R. Datta, M.P. Kumar, J.P. Davim, S. Pramanik Energy conversion strategies for wind energy system: electrical, mechanical and material aspects Materials, 15 (3) 2022.
- [3] A. el Yaakoubi, L. Amhaimar, A. Asselman Wind Energy conversion system modeling toward different approaches Des. Optim. Wind Energy Convers. Syst. Appl. 2020.
- [4] Song Dongran et al. New perspectives on maximum wind energy extraction of variable-speed wind turbines using previewed wind speeds. Energy Convers. Manage. 2020.
- [5] Bounar N, Labdai S, Boulkroune A. PSO–GSA based fuzzy sliding mode controller for DFIG-based wind turbine. ISA Trans 2019;85:177–88.
- [6] J. Bundi, X. Ban, D. Wekesa, and S. Ding., “Pitch control of small h-type darrieus vertical axis wind turbines using advanced gain scheduling techniques.” Renewable Energy, vol. 161, pp.756–765, 2020.
- [7] S. Lemmer, W. Yu, D. Schlipf, and P. Cheng., “Robust gain scheduling baseline controller for floating offshore wind turbines,” Wind energy (Chichester, England), vol. 23, pp. 17–30, 2020.
- [8] G. Son, H. Lee, and J. Park, “Estimation of wind turbine rotor power coefficient using rpm model,” in Proc. Industry Applications Society Annual Meeting, 2009, pp. 1–8.
- [9] American Wind Energy Association. Wind energy fast facts. http://www.awea.org/newsroom/pdf/Fast_Facts.pdf. Accessed 8/8/08.

- [10] L. Wang Model Predictive Control System Design and Implementation using MATLAB® Springer Science & Business Media (2009).
- [11] M.A. Abdullah, et al. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems Renew. Sustain. Energy Rev., 16 (5) (2012), pp. 3220-3227.
- [12]]Prajapat Ganesh P. et al. [Modeling and impact of gear train backlash on performance of DFIG wind turbine system](#)
Electr. Power Syst. Res. (2018).
- [13] Bektache A. et al. [Nonlinear predictive control of a DFIG-based wind turbine for power capture optimization](#)
Int. J. Electr. Power Energy Syst. (2018).
- [14] Pai M.A. et al. Small Signal Analysis of Integrated Power Systems (2016)
- [15] Fan L. et al. Modeling of DFIG-based wind farms for SSR analysis IEEE Trans. Power Deliv (2010).
- [16] Song Dongran et al. New perspectives on maximum wind energy extraction of variable-speed wind turbines using previewed wind speeds Energy Convers. Manage. (2020).
- [17] Karabacak M. et al. A new hill climbing maximum power tracking control for wind turbines with inertial effect compensation IEEE Trans. Ind. Electron. (2019).
- [18] Gao R. et al. Disturbance observer-based decentralised power tracking control of wind farms IET Renew. Power Gener. (2019).
- [19] Mishra Y. et al. Coordinated tuning of DFIG-based wind turbines and batteries using bacteria foraging technique for maintaining constant grid power output IEEE Syst. J. (2012).
- [20] Chen Z. et al. Maximum wind energy extraction for variable speed wind turbines with slow dynamic behavior. IEEE Trans. Power Syst. (2017).

- [21] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, R. Villafáfila-Robles A review of energy storage technologies for wind power applications *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 16 (4) (2012), pp. 2154-2171.
- [22] A.D. Hansen, G. Michalke Fault ride-through capability of DFIG wind turbines *Renew. Energy*, 32 (9) (2007), pp. 1594-1610, [10.1016/j.renene.2006.10.008](https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.10.008).
- [23] Q. Liu, L. Yu, G. Wu Comparison of control strategy for double-fed induction generator (DFIG) 2011 Third International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation (2011), pp. 741-744, [10.1109/ICMTMA.2011.187](https://doi.org/10.1109/ICMTMA.2011.187).
- [24] K.N.V. Matos, R.R. Londero, C.M. Affonso, J.P.A. Vieira **Secondary voltage control applied to DFIG-based wind park and its effect on long-term voltage stability.** *Electr. Power Syst. Res.*, 175 (2019), p. 105878, [10.1016/j.epsr.2019.105878](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.105878).
- [25] Court, V. Energy capture, technological change, and economic growth: An evolutionary perspective. *BioPhys. Econ. Resour. Qual.* 2018, 3, 1–27. [Google Scholar] [CrossRef]
- [26] Sawyer, S.; Dyrholm, M. Global Wind Report Annual Market Update 2017; GWEC Global Wind Energy Council: Brussels, Belgium, 2018. [Google Scholar]
- [27] Wang, L.; Liu, X.; Kolios, A. State of the art in the aeroelasticity of wind turbine blades: Aeroelastic modelling. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 64, 195–210. [Google Scholar] [CrossRef][Green Version]
- [28] González-González, A.; Jimenez-Cortadi, A.; Galar, D.; Ciani, L. Condition monitoring of wind turbine pitch controller: A maintenance approach. *Measurement* 2018, 123, 80–93. [Google Scholar] [CrossRef]
- [29] HMI Vestas Offshore Wind A/S, Dusager 4, 8200 Aarhus N, Denmark Aarhus. Available online: <http://www.mhivestasoffshore.com/mhi-vestas-launches-the-first-10-mw-wind-turbine-in-history> (accessed on 25 September 2018).
- [30] Bibave, R.; Kulkarni, V. A novel maximum power point tracking method for wind energy conversion system: A review. In Proceedings of the International Conference

on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC), Chennai, India, 28–29 March 2018. [Google Scholar]

[31]Novaes-Menezes, E.J.; Araújo, A.M.; da Silva, N.S.B. A review on wind turbine control and its associated methods. *J. Clean. Prod.* 2018, 174, 945–953. [Google Scholar] [CrossRef]

[32]Slah, H.; Mehdi, D.; Lassaad, S. Advanced control of a PMSG wind turbine. *Int. J. Mod. Nonlinear Theory Appl.* 2016, 5, 1–10. [Google Scholar] [CrossRef]

[33]Amulya, M.; Prashanth, C.; Vijaya, M. Controlling flicker caused due to power fluctuations by using individual pitch control for a variable speed DFIG based wind turbine. *Int. Res. J. Eng. Technol.* 2017, 4, 286–293. [Google Scholar]

[34]Tiwari, R.; Babu, N.R. Recent developments of control strategies for wind energy conversion system. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 66, 268–285. [Google Scholar] [CrossRef]

[35]Soued, S.; Ebrahim, M.A.; Ramadan, H.S.; Becherif, M. Optimal blade pitch control for enhancing the dynamic performance of wind power plants via metaheuristic optimizers. *IET Electr. Power Appl.* 2017, 11, 1432–1440. [Google Scholar] [CrossRef]

[36]Asghar, A.B.; Liu, X. Estimation of wind turbine power coefficient by adaptive neuro-fuzzy methodology. *Neurocomputing* 2017, 238, 227–233. [Google Scholar] [CrossRef]

[37]Karthi, K.; Radhakrishnan, R.; Baskaran, J.; Sam-Titus, L. A review of maximum power point tracking controls and wind electric generators. In *Proceedings of the International Conference on Inventive Research in Computing Applications (ICIRCA)*, Coimbatore, India, 11–12 July 2018. [Google Scholar]

[38]Abdullah, M.A.; Yatim, A.H.M.; Tan, C.W.; Saidur, R. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2012, 16, 3220–3227.

- [39]Kumar, D.; Chatterjee, K. A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 1, 957–970.
- [40] Serrano-Barreto, C. L., Santos, M., & Sierra García, J. E. (2021). Controlador de pitch híbrido optimizado con algoritmo genético para aerogeneradores flotantes. In *XLII Jornadas de Automática* (pp. 197-202). Universidade da Coruña, Servizo de Publicacións.
- [41] Yie Pinedo, A. F., & Morales Pérez, A. F. (2018). Controlador inteligente para operación óptima de sistemas híbridos de energías renovables.
- [42]Hansen, A.D. Wind Turbine Technologies. In *Wind Energy Engineering*, 1st ed.; Elsevier Inc.: Roskilde, Denmark, 2017; pp. 145–160.
- [43] Rubio, P. M., Quijano, J. F., López, P. Z., Lozano, J. J. F., Cerezo, A. G., & Casanova, J. O. (2019). Control inteligente para mejorar el rendimiento de una plataforma semisumergible híbrida con aerogeneradores y convertidores de oleaje: sistema de control borroso para la turbina. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, 16(4), 480-491.
- [44]Eisa, S.A.; Stone, W.; Wedeward, K. Mathematical modeling, stability, bifurcation analysis and simulations of a type-3 DFIG wind turbine's dynamics with pitch control. In *Proceedings of the 2017 Ninth Annual IEEE Green Technologies Conference (Green Tech)*, Denver, CO, USA, 21 April 2017.
- [45]Eisa, S.A. Nonlinear modeling, analysis and simulation of wind turbine control system with and without pitch control as in industry. In *Advanced Control and Optimization Paradigms for Wind Energy Systems*; Springer: Paris, France, 2019; pp. 1–40.
- [46]Pan, L., & Shao, C. (2020). Wind energy conversion systems analysis of PMSG on offshore wind turbine using improved SMC and Extended State Observer. *Renewable Energy*, 161, 149-161.

[47]Mayilsamy, G., Palanimuthu, K., Venkateswaran, R., Antonysamy, R. P., Lee, S. R., Song, D., & Joo, Y. H. (2023). A Review of State Estimation Techniques for Grid-Connected PMSG-Based Wind Turbine Systems. *Energies*, 16(2), 634.

[48]Liu, B., Li, Z., Dong, X., Samson, SY, Chen, X., Oo, AM, ... y Liu, X. (2020). Modelado de impedancia y análisis del efecto de conformación de controladores de aerogeneradores PMSG. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* , 9 (2), 1465-1478.

[49]Cao, W., Xing, N., Wen, Y., Chen, X., & Wang, D. (2021). New adaptive control strategy for a wind turbine permanent magnet synchronous generator (PMSG). *Inventions*, 6(1), 3.

[50]Okedu, K. E. (2022). Improving the performance of PMSG wind turbines during grid fault considering different strategies of fault current limiters. *Frontiers in Energy Research*, 10, 909044.

[51]Wollz, D. H., da Silva, S. A. O., & Sampaio, L. P. (2020). Real-time monitoring of an electronic wind turbine emulator based on the dynamic PMSG model using a graphical interface. *Renewable Energy*, 155, 296-308.

[52]Wollz, D. H., da Silva, S. A. O., & Sampaio, L. P. (2020). Real-time monitoring of an electronic wind turbine emulator based on the dynamic PMSG model using a graphical interface. *Renewable Energy*, 155, 296-308.

[53]Nasiri, M., & Arzani, A. (2022). Robust control scheme for the braking chopper of PMSG-based wind turbines—A comparative assessment. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 134, 107322.

[54]Jlassi, I., & Cardoso, A. J. M. (2020). Enhanced and computationally efficient model predictive flux and power control of PMSG drives for wind turbine applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 68(8), 6574-6583.

[55]Pan, L., & Wang, X. (2020). Variable pitch control on direct-driven PMSG for offshore wind turbine using Repetitive-TS fuzzy PID control. *Renewable Energy*, 159, 221-237.

- [56]Vadi, S., Gürbüz, F. B., Bayindir, R., & Hossain, E. (2020, June). Design and simulation of a grid connected wind turbine with permanent magnet synchronous generator. In *2020 8th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)* (pp. 169-175). IEEE.
- [57]Tian, Y., Cai, B., & Liu, Y. (2021, October). Research on BPNN-Based SVM-DTC for Direct Drive PMSG Wind Turbine. In *2021 China Automation Congress (CAC)* (pp. 3098-3103). IEEE.
- [58]Arianborna, M., Faiz, J., & Erfani-Nik, A. (2023, March). MPPT Control of a PMSG Connected to the Wind Turbine based on Deep Q-Network. In *2023 10th Iranian Conference on Renewable Energy & Distributed Generation (ICREDG)* (pp. 1-5). IEEE.
- [59]Ibrahim, Y., Rashad, A., Kamel, S., & Mosaad, M. I. (2021, March). Performance of PMSG-wind power plant during three phase faults with ANN based control of STATCOM. In *2021 IEEE International Conference on Automation/XXIV Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA)* (pp. 1-6). IEEE.
- [60]Abo-Khalil, A. G., Sobhy, A., & Sayed, K. (2022). Multiple Linear Regression Approach for Sensorless MPPT of PMSG Wind Power Generation Systems.
- [61] J. González-Hernández and R. Salas-Cabrera, "Wind power extraction optimization by dynamic gain scheduling approximation based on non-linear functions for a wecs based on a pmsg," *Mathematics*, vol. 9, no. 2028, pp. 9 172 028:1–9 172 028:19, 2021.
- [62] D. Calabrese, G. Tricarico, E. Brescia, G. Cascella, V. Monopoli, and F. Cupertino, "Variable structure control of a small ducted wind turbine in the whole wind speed range using a luenberger observer," *Energies*, vol. 13, no. 2020, p. 4647, 2020.
- [63] J. González-Hernández, R. Salas-Cabrera, R. Vázquez-Bautista, and L. Ong-de-la Cruz, "Method for maximum power point tracking and verification by modeling a unified wind energy conversion system," *MethodsX*, vol. 8, no. 2021, pp. 101 298:1–101 298:14, 2021.

- [64] J. González-Hernández, R. Salas-Cabrera, R. Vázquez-Bautista, L. Ong-de-la Cruz, and J. Rodríguez-Guillén, "A novel mppt pi discrete reverse-acting controller for a wind energy conversion system," *Renewable Energy*, vol. 178, no. 2021, pp. 904–915, 2021.
- [65] G. Hafidi and J. Chauvin, "Wind speed estimation for wind turbine control," in *Proceedings of the IEEE international conference on control applications*, October 2012, pp. 1111–1117. [95] H. Kala and K. Sandhu, "Effect of change in power coefficient on the performance of wind turbines with different dimensions," in *International Conference on Microelectronics, Computing and Communication, MicroCom*, October 2016, pp. 1–4.
- [66] R. Pukale, K. Jadhav, and A. Thosar, "Data collection of variable wind speed to study the change in power and power coefficient," in *International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability ICEETS, Nagercoil*, October 2013.
- [67] J. Dai, D. Liu, L. Wen, and X. Long, "Research on power coefficient of wind turbines based on scada data," *Renewable Energy*, vol. 66, pp. 206–215, 2016.
- [68] J. Bundi, X. Ban, D. Wekesa, and S. Ding., "Pitch control of small h-type darrieus vertical axis wind turbines using advanced gain scheduling techniques." *Renewable Energy*, vol. 161, pp. 756–765, 2020.
- [69] S. Lemmer, W. Yu, D. Schlipf, and P. Cheng., "Robust gain scheduling baseline controller for floating offshore wind turbines," *Wind energy (Chichester, England)*, vol. 23, pp. 17–30, 2020.
- [70] S. Joshi, V. Pandya, and A. Sant, "Gain scheduling algorithm-based control of renewable energy systems for hybrid standalone dc grid," *Iranian journal of science and technology. Transactions of electrical engineering*, vol. 42, pp. 327–342, 2018.
- [71] M. Yarmohammadi and M. Sadeghzadeh, A.and Taghizadeh, "Gain-scheduled control of wind turbine exploiting inexact wind speed measurement for full operating range," *Renewable Energy*, vol. 149, pp. 890–901, 2020.

- [72] C. Galinos, A. Urbán, and W. Lio, "Optimised de-rated wind turbine response and loading through extended controller gain-scheduling," *Journal of physics. Conference series*, vol. 1222, pp. 1–9, 2020
- [73] B. Yap, L. Dodson, and K. Busawon, "Online estimation of the power coefficient in wind energy conversion systemst," in *2012 2nd International Symposium On Environment Friendly Energies And Applications*, 2012, pp. 458–463.
- [74] A. Mahdi, W. Tang, and Q. Wu, "Online estimation of the power coefficient in wind energy conversion systems," in *2IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011)*, 2011, pp. 1–6.
- [75] K. Busawon, L. Dodson, and M. Jovanovic, "Proceedings of the 44th iee conference on decision and control," in *Proceedings of the 44th IEEE Conference on Decision and Control*, 2005, pp. 3450–3455.
- [76] K. Busawon, M. Jovanovic, and L. Dodson, "Power coefficient estimation in a wind energy conversion system," in *12th International Power Electronics and Motion Control Conference*, 2006, pp. 1873–1877.
- [77] R. Aubrée, R. Auger, and P. Dai, "A new low-cost sensorless mppt algorithm for small wind turbines," in *First International Conference on Renewable Energies and Vehicular Technology*, 2012, pp. 305–311.
- [78] A. Monroy and L. Alvarez-Icaza, "Real-time identification of wind turbine rotor power coefficient," in *45th Conference on Decision & Control*, 2006, pp. 3690–3695.
- [79] G. Son, H. Lee, and J. Park, "Estimation of wind turbine rotor power coefficient using rmp model," in *Proc. Industry Applications Society Annual Meeting*, 2009, pp. 1–8.
- [80] R. Odgaard, P.F. and Nielsen and C. Damgaard, "On-line estimation of wind turbine power coefficients using unknown input observers," in *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*, 2008.
- [81] A. Asghar and X. Liu, "Estimation of wind turbine power coefficient by adaptive neuro-fuzzy methodology," *Neurocomputing*, vol. 238, pp. 227–233, 2017.

- [82] A. Monroy and L. Alvarez-Icaza, "Wind turbine power coefficient real-time identification," *International Journal of Modelling, Identification and Control*, vol. 6, no. 3, pp. 181–187, 2009.
- [83] Ye Yida, Qiao Ying, Lu Zongxiang Revolution of frequency regulation in the converter-dominated power System *Renew Sustain Energy Rev*, 111 (2019), pp. 145-156
- [84] Huang Thomas S., *Linear Systems*, Springer, 2013.
- [85] Nise Norman S., *Control Systems Engineering*, 8th ed., Wiley, 2019.
- [86] Aggarwal K. K., *Introduction to Linear Systems: Theory, Solution, and Design*, CRC Press, 2010.
- [87] Zertek Andraž, Verbic Gregor, Pantos Miloš A novel strategy for variable-speed wind turbines' participation in primary frequency control *IEEE Trans Sustain Energy*, 3 (4) (2012), pp. 791-799
- [88] MathWorks. (2020). *MATLAB R2020a Documentation*. The MathWorks, Inc.
- [89] Krause, P. C., Wasynczuk, O., & Sudhoff, S. D. (2002). *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems* (2nd ed.). Wiley-IEEE Press.
- [90] Enair.(n.d.). *AerogeneradorE200*.
Enair.<https://www.enair.es/es/aerogeneradores/e200>
- [91] Geodatos. (n.d.). *Coordenadas geográficas de Tampico, México*. Geodatos.
<https://www.geodatos.net/coordenadas/mexico/tampico>.
- [92] Enair. (n.d.). *Aplicación móvil para monitorización de aerogeneradores*. Enair.
<https://www.enair.es/es/app>