



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO®

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
POSGRADO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA



"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"

TESIS

**MODELADO, ANÁLISIS Y CONTROL DE SISTEMA DE GENERACIÓN DE
ENERGÍA EÓLICA**

Que para obtener el Grado de
Doctor en Ciencias de la Ingeniería

Presenta

M.I.E. José Genaro González Hernández

D94071072

No. CVU 321142

Director de Tesis

Dr. Rubén Salas Cabrera

No. CVU 60075

Co-director de Tesis

Dr. Pedro Martín García Vite

Cd. Madero, Tamaulipas

Diciembre 2021



Cd. Madero, Tam. 09 de diciembre de 2021

OFICIO No. : U.179/21
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TESIS

C. JOSÉ GENARO GONZÁLEZ HERNÁNDEZ
No. DE CONTROL D94071072
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 Doctorado en Ciencias de la Ingeniería, se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

“MODELADO, ANÁLISIS Y CONTROL DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA”

El Jurado está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE:	DR.	RUBÉN SALAS CABRERA
SECRETARIO:	DR.	PEDRO MARTÍN GARCÍA VITE
PRIMER VOCAL:	DRA.	MARÍA LUCILA MORALES RODRÍGUEZ
SEGUNDO VOCAL:	DRA.	GUADALUPE CASTILLA VALDEZ
TERCER VOCAL:	DR.	LUIS FORTINO CISNEROS SINENCIO
DIRECTOR DE TESIS:	DR.	RUBÉN SALAS CABRERA
CO-DIRECTOR:	DR.	PEDRO MARTÍN GARCÍA VITE

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
MACG 'mdcoa'



Dedicatoria

A Spassky, por tu sincera amistad.

Agradecimientos

A mi comité tutorial por su asesoría en el desarrollo de este proyecto, en especial a mi director de tesis el Dr. Rubén Salas Cabrera.

Al Tecnológico Nacional de México/Instituto Tecnológico de Ciudad Madero por las facilidades otorgadas para el cumplimiento con el programa doctoral.

MODELADO, ANÁLISIS Y CONTROL DE SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

José Genaro González Hernández

Resumen

Esta tesis presenta un estudio sobre el seguimiento del punto de máxima potencia en un sistema de conversión de energía eólica. La contribución principal reside en los modelos matemáticos utilizados para calcular las ganancias dinámicas de un controlador discreto no lineal. La extracción de energía se obtiene controlando el ciclo de trabajo de un convertidor multinivel, el cual varía la velocidad de rotación de un generador síncrono de imanes permanentes acoplado directamente a un motor de inducción trifásico que emula la turbina eólica. Se realizaron varias pruebas físicas para obtener parámetros para la construcción de diferentes enfoques matemáticos, de este modo, se presentó un modelo sintetizado sin perder la riqueza dinámica del sistema, dando como resultado ecuaciones dinámicas no lineales para las ganancias del controlador, las cuales dependen de la velocidad del viento. Se utilizaron treinta velocidades reales del viento considerando variaciones típicas para demostrar el desempeño de los modelos matemáticos propuestos. Los resultados entre estos enfoques de programación de ganancias dinámicas y un modelo matemático de ganancias constantes de un controlador específico se compararon en función de las desviaciones estándar, el error absoluto y el tiempo para alcanzar la velocidad angular óptima del generador relacionada con cada velocidad del viento.

Palabras clave: seguimiento del punto de potencia máxima, programación de ganancias dinámicas, coeficiente de potencia, observador de estado

MODELING, ANALYSIS, AND CONTROL OF SYSTEM WIND POWER GENERATION

José Genaro González Hernández

Abstract

This thesis presents a study on the maximum power point tracking in a particular wind energy conversion system. The main contribution lies in the mathematical models used to calculate the dynamic gains of a discrete non-linear controller. The energy extraction is obtained by controlling the duty cycle of a Multilevel Boost Converter, which directly varies the rotation speed of a permanent magnet synchronous generator directly coupled to a three-phase induction motor that emulates the wind turbine. Several physical tests were performed to obtain parameters for the construction of different mathematical approaches to present a synthesized model without losing the dynamic richness of the system, resulting in non-linear dynamic equations for the controller gains, which depend on the speed of the wind. Thirty real wind speeds considering typical variations were used to demonstrate the performance of the proposed mathematical models. The results among these dynamic gains scheduling approaches and a constant gains mathematical model of a specific controller were compared based on standard deviations, absolute error, and time to reach the optimal angular velocity of the generator related to each wind speed.

Keywords: maximum power point tracking, dynamic gain scheduling, power coefficient, state observer

Índice general

Resumen	VI
Abstract	VII
Índice de Tablas	XI
Índice de Figuras	XI
1 Introducción	1
1.1 Planteamiento del problema.	2
1.2 Objetivos.	3
1.2.1 Objetivo general.	3
1.2.2 Objetivos particulares.	4
1.3 Justificación del estudio.	4
1.4 Organización de la tesis.	6
2 Antecedentes	7
2.1 Fundamentos de la energía eólica	8
2.2 Potencia eólica y límite de Betz	12
2.3 Representaciones del coeficiente de potencia	18
2.3.1 Modelos exponenciales	18
2.3.2 Modelos sinusoidales	19
2.3.3 Modelos polinomiales	21
2.4 Estimadores	22
2.4.1 Observador de estado continuo	22
2.4.2 Observador de estado discreto	23

2.4.3	Estimación mediante el modelo polinomial multivariable reducido	24
2.5	Programación de ganancias dinámicas	25
3	Metodología	27
3.1	Representaciones del coeficiente de potencia en aerogeneradores	28
3.2	Representación del coeficiente de potencia utilizada en el proyecto	29
3.3	Grupo experimental	31
3.4	Pruebas para la obtención de los parámetros	33
3.5	Modelos matemáticos	34
4	Equipos y Materiales	40
4.1	Equipo	41
4.2	Material	42
4.3	Software	42
5	Análisis y Resultados	44
5.1	Representaciones y estimadores del coeficiente de potencia	45
5.2	Análisis del coeficiente de potencia máxima en sistemas de conversión de energía eólica: cuestionamientos, hallazgos y nueva perspectiva	47
5.3	Optimización de la extracción de energía eólica mediante aproximación de programa- ción de ganancias dinámica basada en funciones no lineales para un WECS basado en un PMSG	52
5.4	Conjunto de datos del seguimiento del punto de potencia máxima para un sistema de conversión de energía eólica basado en un controlador de acción inversa	58
5.5	Método para el seguimiento del punto de potencia máxima y verificación mediante el modelado de un sistema de conversión de energía eólica unificado	59
5.6	Un nuevo controlador de acción inversa discreto PI para el seguimiento del punto de potencia máxima en un sistema de conversión de energía eólica	60

5.7	Análisis de estado estacionario para la relación de acción inversa de la velocidad angular de un rotor y el ciclo de trabajo, basado en un modelo de transformación d-q de un generador síncrono de imanes permanentes.	61
6	Conclusiones y Trabajos Futuros	62
6.1	Conclusiones	62
6.2	Trabajos Futuros	64
6.3	Publicaciones derivadas del presente trabajo	65
	Glosario	66
	Anexos	80
	A Material utilizado	80
	B Terminales de la tarjeta PCI 6024e	83
	Appendices	83

Índice de Tablas

Tabla 2.1	Coefficientes del modelo exponencial utilizados por los autores citados	19
Tabla 2.2	Coefficientes del modelo sinusoidal utilizados por los autores citados	20
Tabla 2.3	Coefficientes del modelo polinomial utilizados por los autores citados	22
Tabla 3.1	Coefficientes para la Eq. (2.3.4)	29
Tabla 3.2	Parámetros asociados al generador síncrono de imanes permanentes	32
Tabla 3.3	Valores de los parámetros del sistema para el ciclo de trabajo correspondiente	34
Tabla 3.4	Ganancias asociadas para cada par (A,B)	36
Tabla 3.5	Coefficientes de la función polinomial para calcular k_1	38
Tabla 3.6	Coefficientes de la función polinomial para calcular k_2	38
Tabla 5.1	Valores típico y propuesto de C_p en función de V_q	51
Tabla 5.2	Valores reales de velocidad de viento utilizados para probar el rendimiento del modelo matemático del controlador	53
Tabla 5.3	Desviaciones estándar para los diferentes modelos de ganancias dinámicas	54
Tabla 5.4	Error absoluto promedio para los diferentes modelos de ganancias dinámicas	56
Tabla 5.5	Tiempo para alcanzar la óptima ω_r para los diferentes modelos de ganancias dinámicas	56
Tabla 5.6	Tiempo promedio para alcanzar la óptima ω_r para los diferentes modelos de ganancias dinámicas	56

Índice de Figuras

Figura 2.1	Componentes típicos de un aerogenerador	9
Figura 2.2	Variación de la sección transversal de aire interceptado por una turbina	13
Figura 2.3	Curvas para modelos exponenciales de C_p	19
Figura 2.4	Curvas para modelos sinusoidales de C_p	20
Figura 2.5	Curvas para modelos polinomialless de C_p	21
Figura 3.1	Curva de C_p utilizada en este proyecto	30
Figura 3.2	Vista general del sistema de conversión de energía eólica utilizado en este proyecto	32
Figura 3.3	Gráficas relacionadas a las funciones para el cálculo de las ganancias para la variable de estado del integrador	38
Figura 3.4	Gráficas relacionadas a las funciones para el cálculo de las ganancias para la variable de estado de la velocidad angular	39
Figura 5.1	Coefficiente de potencia C_p definido por Betz	49
Figura 5.2	Coefficiente ideal de potencia C_p propuesto	50
Figura 5.3	Seguimiento y control de velocidad del rotor en el intervalo completo	54
Figura 5.4	Seguimiento y control de velocidad del rotor en el intervalo de 190-230 segundos	54
Figura 5.5	Ciclo de trabajo en el intervalo completo para cada modelo de ganancias dinámicas	55
Figura 5.6	Ciclo de trabajo en el intervalo de 190-230 segundos para cada modelo de ganancias dinámicas	55
Figura 5.7	Whole span ideal and instantaneous power for the proposed models	57
Figura 5.8	Ideal and instantaneous power for the proposed models from 190 to 230 seconds	58
Figura A.01	Tarjeta de adquisición de datos PCI 6024e de National Instruments.	81

Figura A.02 Cable de comunicaciones SCB-68 de NI.	81
Figura A.03 Módulo de conexiones SH68-68 de NI. Vista 1.	82
Figura A.04 Módulo de conexiones SH68-68 de NI. Vista 2.	82
Figura B.01 Asignación de pines de E/S para la tarjeta PCI6024e	84
Figura B.02 Descripción de señales en los conectores de E/S 1a parte	85
Figura B.03 Descripción de señales en los conectores de E/S 2a parte	86
Figura B.04 Descripción de señales en los conectores de E/S 3a parte	87
Figura B.05 Resumen de señales de E/S	88

Nomenclatura

C_p	Coeficiente de potencia eólica
λ	Relación de velocidades (tip speed ratio)
β	Ángulo de paso (pitch angle)
ρ	Densidad del aire
v_w	Velocidad del viento
R_{wt}	Radio de la turbina
a_i, b_i	Coeficientes en modelo senoidal de C_p
P	Wind turbine power extracted
P_1	Total wind power
D	Ciclo de trabajo
ω_t	Velocidad angular
$\omega_{r_{sp}}$	Velocidad angular óptima
J	Inercia combinada de la turbina y el generador

Introducción

En este capítulo se incluyen el planteamiento del problema, los objetivos, la justificación del estudio en donde se manifiesta la descripción del problema, los beneficios, aportaciones, el contexto general de la investigación, sus variables y términos, así como la organización de la tesis.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Uno de los problemas más significativos relacionados con la generación de la energía eólica es el constante cambio de dirección y velocidad del viento [1]; debido a esto, diversas e innovadoras tecnologías han sido desarrolladas con el propósito de optimizar la extracción de energía del viento [2] [3] [4] [5] [6] [7].

Cuando se estudian sistemas de conversión de energía eólica (WECS), existe un concepto muy importante conocido como coeficiente de potencia (C_p), el cual representa el porcentaje de la potencia extraída del viento por el aerogenerador. Típicamente, este coeficiente es representado como función de la razón de velocidades (λ) y el ángulo de paso (β) [8]. λ se define como la velocidad tangencial en el extremo de la turbina dividida entre la velocidad del viento.

Cuando se considera fijo el ángulo de paso, entonces la curva C_p - λ presenta un punto de máximo coeficiente de potencia ($C_{p_{max}}$), el cual corresponde a un valor particular de la razón de velocidades (λ_{max}); entonces, considerando la definición de λ , existe una determinada velocidad angular en el aerogenerador que maximiza C_p para cada velocidad del viento. Este fenómeno ha sido la base para varios estudios relacionados con la optimización del coeficiente de potencia.

Un método destacado para la optimización de C_p es conocido como Seguimiento del Punto de Potencia Máxima (MPPT) [9], habiéndose desarrollado diversas técnicas relacionadas con él, tales como Perturbación y Observación (P&O) [10], [11], [12], [13], Control Óptimo del Torque (OTC) [14], [15], Búsqueda de Escalada (HCS) [16], [17], Retroalimentación de Señal de Potencia (PSF) [18], [19], Razón de Velocidades (TSR) [20] [21] y algunos basados en algoritmos de redes neuronales [22], [23].

Existen diversas investigaciones relacionadas con el MPPT que se basan en controladores de ganancias constantes, y aunque presentan un buen desempeño, las no linealidades asociadas al WECS exigen de modelos de control más complejos para mejorar la eficiencia de la extracción de la energía eólica.

Para solucionar esta problemática, al final del siglo pasado, algunas investigaciones presentaron un nuevo concepto conocido como programación de ganancias [24]. El método consiste en linealizar un sistema complejo variante en el tiempo alrededor de la vecindad de un conjunto de puntos seleccionados, entonces, diversos métodos de interpolación son utilizados para obtener las ganancias del controlador.

La aproximación más común utiliza ganancias fijas para un controlador PI discreto, obtenidas como el promedio de diversas representaciones matemáticas construidas a partir de las respuestas registradas del sistema ante las excitaciones aplicadas en las entradas, aunque también es posible obtener funciones dependientes de alguna entrada del sistema para obtener las ganancias del controlador.

Como una alternativa para solucionar la problemática asociada a los controladores de ganancias constantes, el trabajo desarrollado en esta tesis doctoral presenta innovadores modelos matemáticos como función de la velocidad del viento, los cuales son utilizados para la determinación de las ganancias dinámicas asociadas a un controlador discreto no lineal.

1.2. OBJETIVOS.

1.2.1. Objetivo general.

Mejorar la obtención del punto de potencia máxima de un aerogenerador mediante la programación de ganancias dinámicas para un controlador no-lineal discreto.

1.2.2. Objetivos particulares.

- Desarrollar un estudio exhaustivo que muestre las diversas representaciones del coeficiente de potencia en aerogeneradores.
- Establecer y verificar una propuesta del seguimiento del punto de potencia máxima mediante programación de ganancias dinámicas.
- Evaluar y determinar la mejor selección de aproximación para el cálculo de las ganancias dinámicas entre los modelos matemáticos propuestos.
- Publicar al menos dos artículos científicos en revistas indexadas relacionadas con el tema de tesis.

1.3. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO.

En las últimas décadas, las energías renovables han sido el corazón de diversas investigaciones debido a que presentan una estrategia crucial para disminuir las alteraciones climáticas [25] [26].

Entre las energías renovables, la eólica se ha distinguido en especial como una significativa fuente energética en el mundo. De acuerdo con el reporte de 2021 del Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC), la capacidad eólica instalada en la Tierra se ha incrementado considerablemente en los últimos 20 años, alcanzando cientos de GW [27]. La importancia de la energía eólica es un factor decisivo en la solución de problemas energéticos a escala global [28].

Al principio, la energía eólica era sólo una tecnología emergente, pero ha evolucionado hasta convertirse en una fuente de energía muy competitiva a lo largo de los años. Sumado al creciente interés mundial en las tendencias políticas relacionadas con la diversificación del suministro de energía y el cuidado del medio ambiente, este hecho ha asegurado que la energía eólica tenga un papel crucial en el futuro mercado de la electricidad.

Por otro lado, la optimización de la extracción de la energía eólica es un tema de gran interés, destacándose diversas investigaciones relacionadas con el MPPT, aunque las no linealidades propias de los complejos WECS hacen difícil llevar a cabo un seguimiento apropiado del punto de potencia máxima, generando sofisticados métodos de control difíciles de implementar, es en este punto donde la aproximación de ganancias dinámicas es una opción muy adecuada para solucionar esta problemática.

Existen muchas aplicaciones en las que se pueden encontrar aproximaciones de programación de ganancias, por ejemplo, en la ingeniería química, mecánica, energética y aeroespacial; esto se debe a las ventajas relacionadas con una mejor aproximación del sistema alrededor de la trayectoria establecida y a su relativa facilidad de implementación [24]. En el campo de los WECS, se han aplicado con éxito varios estudios para alcanzar los propósitos de control.

Por otro lado, aunque se han desarrollado varias y diversas investigaciones relacionadas con la programación de ganancias en los WECS; generalmente se establecen para maximizar la extracción de energía eólica controlando el ángulo de paso. En estos trabajos, las ganancias del controlador dinámico se calculan típicamente mediante interpolación lineal en función de la velocidad del viento; sin embargo, en esta investigación se proponen modelos matemáticos de interpolación exponencial, segundo y tercer grado para determinar las ganancias dinámicas del controlador, lo que constituye un aspecto innovador.

Además, para alcanzar la velocidad angular óptima de la turbina y garantizar la máxima extracción de energía eólica, los polos en el plano Z se eligieron adecuadamente para mejorar la respuesta del controlador. Adicionalmente, el rendimiento de los tres modelos de control propuestos se comparó con el del modelo del controlador de ganancias obtenidas con una ecuación lineal y con el del controlador de ganancias fijas, mismos que también se desarrollaron.

1.4. ORGANIZACIÓN DE LA TESIS.

Con el propósito de introducir al lector con los aspectos relacionados con los sistemas de conversión de energía eólica, se presentan en primer lugar los antecedentes y aspectos teóricos, entre los cuales se incluye un estudio completo de las representaciones del coeficiente de potencia así como los aspectos relacionados con el límite de Betz y una serie de investigaciones relacionadas con la programación de ganancias.

Después se presentan la metodología y el diseño e implementación del proyecto, donde se incluyen la hipótesis, las variables involucradas, los instrumentos de medición y el procedimiento que se llevó a cabo tanto en la etapa de simulación como en la implementación de la fase experimental.

Más adelante se presentan los resultados obtenidos durante el desarrollo del trabajo así como su análisis para después mostrar las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

Después se presenta un glosario de términos técnicos importantes relacionados con el proyecto, las referencias utilizadas en un formato conocido de la IEEE y finalmente los anexos que incluyen algunas fotografías del equipo utilizado y tablas de relación de terminales de las tarjetas de adquisición de datos que se utilizaron.

Antecedentes

En este capítulo se presentan los aspectos teóricos relacionados con el proyecto, desde los fundamentos de la energía eólica hasta publicaciones recientes con relación al cálculo del coeficiente de potencia en aerogeneradores y la programación de ganancias dinámicas.

2.1. FUNDAMENTOS DE LA ENERGÍA EÓLICA

El aprovechamiento de la energía eólica tiene su origen alrededor del año 3500 a.C., cuando las primeras embarcaciones de vela fueron construidas por los sumerios, y desde entonces ha constituido una de las energías renovables más importantes y de mayor tradición a lo largo de la historia, utilizándose para moler grano o extraer agua de los pozos desde hace siglos.

Algunos de estos medios de aprovechamiento energético aún se mantienen vigentes, pero desde finales del siglo XX, la energía eólica se ha convertido en una fuente de energía primaria que contribuye significativamente en la producción de electricidad a través de la contribución de los parques eólicos. El crecimiento del sector de energía eólico ha sido muy significativo en las últimas dos décadas y se estima que continúe su desarrollo a nivel mundial en los próximos años [29].

El calentamiento que se genera en la superficie de la Tierra originado por la incidencia de la radiación solar es diferente en las diversas latitudes, en la superficie del agua y en la superficie continental, así como en la diversidad de relieves terrestres. El aire que se encuentra en contacto con estas superficies se calienta a diferentes temperaturas, generando diferencias de densidad y presión, lo que origina el movimiento de las masas de aire dando lugar al fenómeno del viento.

Para transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica se utilizan los aerogeneradores, los cuales están constituidos principalmente por un rotor con aspas y un buje ubicados en la parte superior de una torre, una góndola, una caja multiplicadora, generador eléctrico, freno mecánico, controlador electrónico y un mecanismo de orientación. También es común utilizar dispositivos electrónicos para determinar la dirección y la velocidad del viento con el propósito de efectuar acciones de control para mejorar el rendimiento energético del aerogenerador. La Figura 2.1 muestra las partes principales de un aerogenerador [30].

El viento fluye a través de la superficie de las aspas del aerogenerador, ejerciendo una fuerza que hace

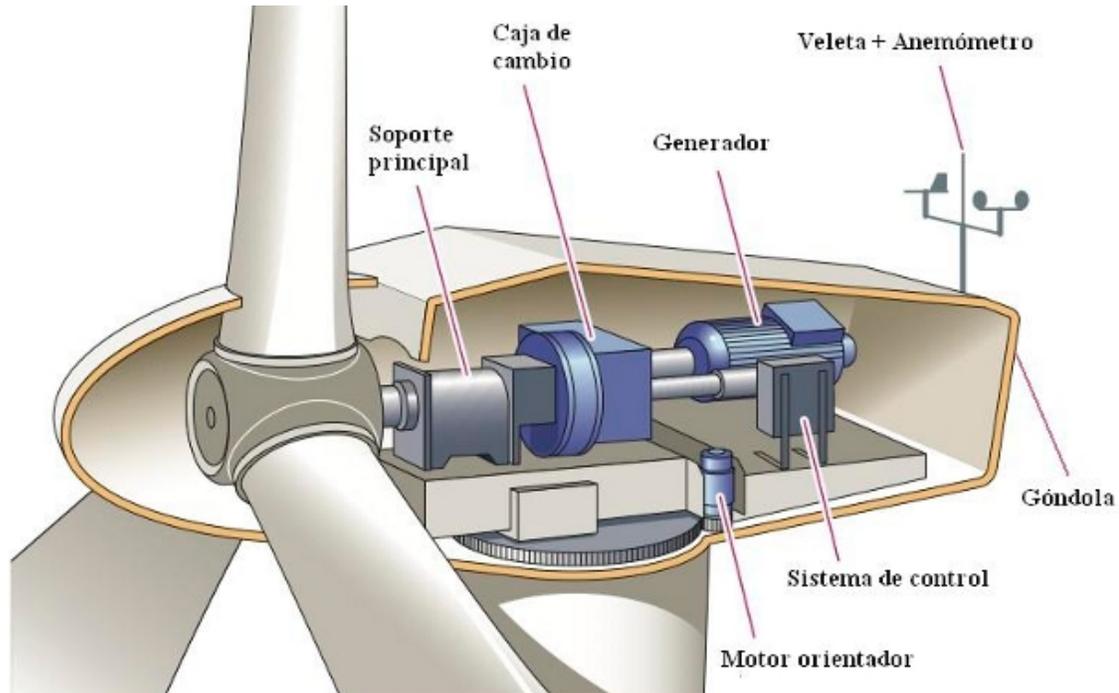


Figura 2.1: Componentes típicos de un aerogenerador

girar al rotor. Dado que la velocidad del viento es variable, en la mayoría de los aerogeneradores el movimiento del rotor es amplificado a través de una caja multiplicadora que permite que el rotor gire a la velocidad de un generador.

En particular, la energía eólica se ha convertido en una importante fuente de energía para la humanidad, en los últimos años la capacidad instalada ha crecido considerablemente hasta alcanzar cientos de GW, como se informó en [29]. Actualmente se desarrolla un nuevo y sofisticado equipo de control para extraer la mayor cantidad de energía del viento, además varios trabajos sobre descripciones de tecnologías emergentes de WECS ya se han publicado en los últimos años, por ejemplo [31] y [32].

El viento como tal, posee una energía que se debe principalmente a su velocidad y masa, sin embargo, dado que la velocidad no es uniforme, eso presenta una serie de inconvenientes que se traducen en un reto en los sistemas de conversión de energía eólica. Para poder aprovechar mejor la energía del viento, se utilizan turbinas eólicas instaladas a decenas de metros de altura, ya que la fricción disminuye en esa zona, después, la turbina se acopla a un generador eléctrico, ya sea de forma directa o mediante

un sistema de engranes y después se utilizan dispositivos de electrónica de potencia para ajustar y transferir la energía a la red eléctrica.

La eficiencia energética siempre ha sido un asunto de gran importancia en el mundo moderno, especialmente en esta época en donde los recursos no renovables se están agotando, de modo que las esperanzas energéticas se han trasladado a las fuentes renovables, tales como la solar, eólica, térmica, oceánica y biomasa, las cuales han sido aprovechadas utilizando nuevas y modernas tecnologías [33] [34] [35] [36] [37] [38].

La eficiencia de un aerogenerador depende de diversos factores, tales como la orientación de las palas del rotor con respecto a la dirección del viento, ángulo que se controla a través de un sistema que mantiene la velocidad del rotor a un valor determinado previamente o al menos dentro de un rango especificado. Si no fuera por este sistema, la carga del rotor excedería los límites establecidos por su resistencia estructural en caso de que las velocidades del viento fueran muy altas.

Son dos los métodos básicos para controlar la potencia de un aerogenerador al modificar el ángulo de paso de las palas del rotor; uno es el método de paso variable y el otro el método por pérdida. En el primero, el ángulo de ataque disminuye o aumenta para reducir o incrementar respectivamente la potencia capturada. Este método permite un control preciso y estable de la potencia aerodinámica capturada así como de la velocidad del rotor [39].

En el método de control por pérdida, el ángulo de paso de las palas del rotor se cambia hacia un mayor ángulo de ataque hasta el punto en el que el flujo se separa de la superficie de las palas del rotor, limitando consecuentemente la potencia aerodinámica capturada.

Un concepto de gran importancia en los aerogeneradores es el factor C_p conocido como coeficiente de potencia, el cual se define como el cociente de la energía extraída por un aerogenerador entre la energía del viento incidente, cuyo máximo valor teórico (denominado límite de Betz) es de $16/27$, es

decir, aproximadamente 0.593 [40], aunque ha sido objeto de debate en la actualidad, por cuanto ha sido sobrepasado en modelos de diseño de aerogeneradores y en sistemas experimentales con pérdidas sumamente reducidas [41].

Es importante recalcar que el máximo coeficiente de potencia teórico no considera factores como la resistencia aerodinámica de las palas, la pérdida de energía por la estela generada en la rotación, la compresibilidad del fluido, el rendimiento de la caja multiplicadora, del alternador y del transformador.

El rendimiento de los primeros aerogeneradores era de apenas 10%, sin embargo, los comerciales y más modernos presentan niveles de alrededor del 50% gracias a eficaces sistemas de control que operan con la máxima eficiencia aerodinámica.

Maximizar la energía generada en un sistema eólico mientras se mantengan condiciones seguras de operación constituye una prioridad. Un problema de singular relevancia es conocer con precisión la cantidad de energía producida por las turbinas, razón por la cual han sido desarrolladas diversas ecuaciones y análisis para el coeficiente de potencia C_p .

La curva del coeficiente de potencia para un aerogenerador es proporcionada generalmente por el fabricante, sin embargo, existen diferencias entre los valores teóricos y los reales debido a una serie de factores como son el desgaste mecánico, la presión atmosférica y pérdidas en los diversos componentes, razón por la cual la estimación real de C_p es de especial importancia [42].

Existen diversas publicaciones que muestran importantes análisis del coeficiente de potencia con el propósito de normalizar la curva que resulta. Los modelos matemáticos incluyen aproximaciones algebraicas racionales y estructuras particulares que sobresalen por su semejanza y practicidad, como la distribución de Weibull, la ecuación de Betz e incluso la conocida distribución normal usada en estadística.

Por otro lado, la relación entre las variables involucradas en el análisis de un sistema eólico puede caracterizarse mediante un sistema de ecuaciones diferenciales que conducen a un sistema no lineal variante en el tiempo, cuya solución implica un conjunto de pasos de una complejidad considerable, pero que supone resultados más precisos.

Toda esta problemática sugiere el uso de una metodología apropiada para el tratamiento de las variables del sistema, mismas que se encuentran relacionadas de forma tal, que es posible medir una de ellas y estimar el valor de las demás a través de un modelo matemático conocido como observador de estado, o bien llevar a cabo un seguimiento del punto de potencia máxima, ya que la reconstrucción de la curva del coeficiente de potencia no es el punto medular, sino sólo la determinación del punto de transferencia máxima para entonces ejercer las acciones correctivas y efectuar el control apropiado del sistema [43].

2.2. POTENCIA EÓLICA Y LÍMITE DE BETZ

Para explicar el fenómeno de la energía eólica que puede ser aprovechada en los aerogeneradores, consideremos la Figura 2.2 que representa el flujo de aire a través de una turbina, donde V_1 es la velocidad de entrada del viento antes de entrar a la turbina, V la velocidad del viento en la turbina, V_2 la velocidad del viento después de pasar por la turbina, S_1 el área transversal antes de que el viento entre a la turbina, S el área transversal de la turbina y S_2 el área transversal después de que el viento pasa por el aerogenerador. La turbina extrae parte de la energía eólica, por lo que la velocidad del viento al salir de ella es necesariamente menor que la velocidad del viento antes de ingresar en ella. Además, S_2 es mayor que S_1 porque, por definición, el caudal debe ser el mismo en todas partes dentro del tubo, tal como se indica en la ecuación (2.2.1), mientras que la velocidad del viento en la turbina está dada por la ecuación (2.2.2).

$$S_1 V_1 = S_2 V_2 = S V \quad (2.2.1)$$

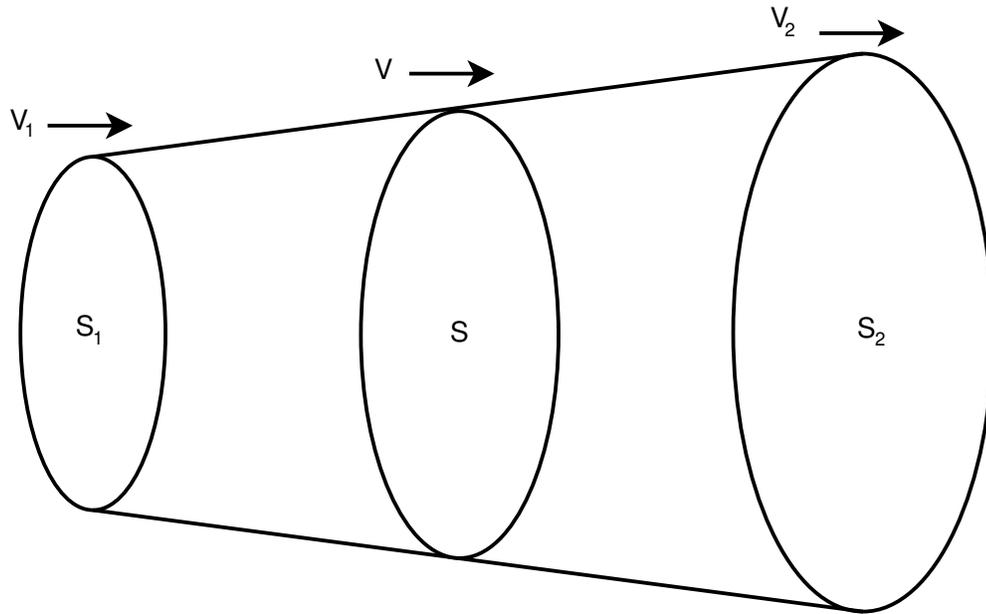


Figura 2.2: Variación de la sección transversal de aire interceptado por una turbina

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (2.2.2)$$

Por definición, el coeficiente de potencia C_p en una turbina eólica representa la fracción de la energía útil que puede ser extraída del viento y está dada por la ecuación (2.2.3):

$$C_p = \frac{P}{P_1} \quad (2.2.3)$$

Donde P representa la potencia del viento extraída por la turbina y P_1 es la potencia total del viento, es decir, la potencia eólica antes de que el viento ingrese en la turbina. Ahora, en general, la energía E de una masa de aire en un túnel de viento está dada por la ecuación (2.2.4):

$$E = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}\rho Sxv^2 \quad (2.2.4)$$

Donde m es la masa del aire, ρ es la densidad del aire y x es el espesor de la masa de aire en el túnel. La ecuación (2.2.4) puede también ser escrita en su forma diferencial como se indica en la ecuación (2.2.5):

$$dE = \frac{1}{2}\rho S v^2 dx \quad (2.2.5)$$

Ahora bien, la potencia P está definida por la ecuación (2.2.6):

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2}\rho S V^2 \frac{dx}{dt} = \frac{1}{2}\rho S V^3 \quad (2.2.6)$$

Del mismo modo, la potencia del viento antes y después de pasar por la turbina (P_1, P_2) puede ser expresada por la ecuación (2.2.7):

$$\begin{aligned} P_1 &= \frac{1}{2}\rho S_1 V_1^3 \\ P_2 &= \frac{1}{2}\rho S_2 V_2^3 \end{aligned} \quad (2.2.7)$$

La potencia del viento que extrae la turbina es la diferencia entre la potencia antes y después de atravesar la turbina, tal como se expresa en la ecuación (2.2.8):

$$\begin{aligned} P &= P_1 - P_2 = \frac{1}{2}\rho S_1 V_1^3 - \frac{1}{2}\rho S_2 V_2^3 \\ P &= \frac{1}{2}\rho (S_1 V_1^3 - S_2 V_2^3) \end{aligned} \quad (2.2.8)$$

Utilizando las ecuaciones (2.2.1) y (2.2.2) resulta la ecuación (2.2.9):

$$\begin{aligned}
 P &= \frac{1}{2}\rho (SVV_1^2 - SVV_2^2) = \frac{1}{2}\rho SV (V_1^2 - V_2^2) \\
 P &= \frac{1}{2}\rho S \left(\frac{V_1 + V_2}{2} \right) (V_1^2 - V_2^2) \\
 P &= \frac{1}{4}\rho S (V_1^3 - V_1V_2 + V_2V_1^2 - V_2^3) = \frac{1}{4}\rho S f(V_1, V_2)
 \end{aligned}
 \tag{2.2.9}$$

El resultado final en la ecuación (2.2.9) representa la función a optimizar, de modo que puede ser derivada parcialmente con respecto a V_1 . Dado que ρ y S son constantes, es suficiente derivar parcialmente $f(V_1, V_2)$ con respecto a V_2 , como se muestra en la ecuación (2.2.10) y entonces igualar el resultado a cero para determinar los números críticos, los cuales están dados por la ecuación (2.2.11).

$$\begin{aligned}
 \frac{\delta P}{\delta V_2} &= -2V_1V_2 + V_1^2 - 3V_2^2 = 0 \\
 3V_2^2 + 2V_1V_2 - V_1^2 &= 0
 \end{aligned}
 \tag{2.2.10}$$

$$\begin{aligned}
 V_2 &= \frac{-2V_1 \pm \sqrt{4V_1^2 - 4(3)(-V_1^2)}}{(2)(3)} \\
 V_2 &= \frac{-2V_1 \pm 4V_1}{6} \\
 V_{2a} &= -V_1 \\
 V_{2b} &= \frac{V_1}{3}
 \end{aligned}
 \tag{2.2.11}$$

El número crítico V_{2a} es absurdo en términos prácticos, ya que la velocidad no puede ser negativa, entonces aplicando la prueba de la segunda derivada y evaluando en V_{2b} se obtiene el resultado mostrado en la ecuación (2.2.12).

$$\frac{\delta^2 P}{\delta V_2^2} = -2V_1 - 6V_2 < 0
 \tag{2.2.12}$$

La segunda derivada es negativa, por lo que la función es cóncava hacia abajo, y por lo tanto hay una máxima potencia extraída por la turbina que se obtiene cuando $V_2 = \frac{V_1}{3}$. Sustituyendo las ecuaciones (2.2.7) y (2.2.9) en (2.2.1) resulta la ecuación (2.2.13):

$$\begin{aligned}
 C_p &= \frac{P}{P_1} = \frac{\frac{1}{4}\rho S (V_1^3 - V_1 V_2 + V_2 V_1^2 - V_2^3)}{\frac{1}{2}\rho S_1 V_1^3} \\
 C_p &= \frac{1}{2} \left(\frac{S}{S_1} \right) \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 + \frac{V_2}{V_1} - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^3 \right) \\
 C_p &= \frac{1}{2} \left(\frac{S}{S_1} \right) (1 - V_q^2 + V_q - V_q^3)
 \end{aligned} \tag{2.2.13}$$

Donde se tiene que la relación de velocidades $V_q = \frac{V_2}{V_1}$. Entonces, haciendo $V_2 = \frac{V_1}{3}$, el máximo valor teórico de extracción de potencia eólica está dado por la ecuación (2.2.14):

$$C_p = \frac{1}{2} \left(\frac{S}{S_1} \right) \left(1 - \left(\frac{1}{3} \right)^2 + \frac{1}{3} - \left(\frac{1}{3} \right)^3 \right) = \left(\frac{S}{S_1} \right) \left(\frac{16}{27} \right) \tag{2.2.14}$$

Este resultado representa el límite de Betz, llamado así en honor al físico alemán que fue el primero en publicar esta propuesta alrededor de 1920, el cual ha sido objeto de diversos análisis desde entonces [40] [44] [45].

Un punto a destacar es que Betz asumió que $S = S_1$ para simplificar los resultados, pero de acuerdo a los fundamentos del análisis S_1 es el área de la sección transversal antes de que el aire ingrese a la turbina.

Por otro lado, existen reportes de diseños de turbinas eólicas así como de turbinas de marea cuyo desempeño ha excedido el límite de Betz, como ha sido reportado por [46], cuya investigación demostró que, a pesar de la reducción de flujo, es posible para las turbinas en un parque eólico es posible exceder

el límite de Betz de una turbina aislada.

[47] establece que ha habido diversos análisis en turbinas eólicas de eje horizontal operando a baja velocidades de λ , y al menos dos han sugerido que el límite de Betz puede ser superado cuando λ tiende a cero. Este fenómeno está relacionado con la vorticidad de arrastre. La velocidad de giro representa el momento angular generado por las aspas, de modo que está directamente relacionado con el torque y la potencia extraída por el rotor.

[48] publicó una interesante investigación donde presenta una derivación de potencia eólica partiendo del concepto de trabajo físico, el cual conduce a una formulación parecida a la de Betz. El modelo arroja resultados de menos de un 10 por ciento del límite de Betz, pero siempre por encima de éste.

[49] desarrolla un interesante estudio sobre el coeficiente de potencia en el disparo de una turbina eólica flotante en altamar en oscilaciones de sobretensión. En el estudio se concluye que cuando la plataforma experimenta movimientos de sobretensión periódicamente, el límite de Betz puede ser excedido por el coeficiente de potencia instantáneo. Este fenómeno sólo sucede cuando λ está cercano a su valor óptimo para asegurar un coeficiente de potencia aproximado al límite de Betz.

Otro estudio publicado por [50], establece que algunos modelos de turbinas han sido desarrollados basados en datos experimentales para resaltar su potencial para sobrepasar el límite de Betz.

Como puede observarse, existen diversos estudios y resultados experimentales reportados que establecen que el límite de Betz ha sido superado.

2.3. REPRESENTACIONES DEL COEFICIENTE DE POTENCIA

El coeficiente de potencia C_p es de suma importancia en los sistemas de conversión de energía eólica, y se han hecho diversos estudios a lo largo de los años para establecer diversas funciones que representen de una mejor manera la gráfica real de C_p donde típicamente es una función dependiente del ángulo de incidencia entre el viento y los álabes de la turbina β y la relación de velocidades λ , la cual se define por la ecuación (2.3.1), en donde ω_r representa la velocidad angular del rotor, v es la velocidad del viento y R es el radio de la turbina. Las representaciones más comunes del coeficiente de potencia son la exponencial, sinusoidal y algebraica [51].

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{v} \quad (2.3.1)$$

2.3.1. Modelos exponenciales

Estos son modelos muy comunes utilizados por diversos autores, todos ellos se ajustan a una estructura general que se muestra en la ecuación (2.3.2), donde γ está dada por la ecuación (2.3.3) [52] [53] [54] [55] [56] [57] [58] [59] [60] [61] [62] [63] [64] [65] [66] [67] [68] [69] [70] [71] [72] [73].

$$C_p(\lambda, \beta) = C_0 + (C_1 \gamma - C_2 \beta - C_3 \beta^{C_4} - C_5) \exp -C_6 \gamma + C_7 \lambda \quad (2.3.2)$$

$$\gamma = \frac{1}{\lambda + d_0 \beta + d_1} - \frac{d_2}{1 + \beta^3} \quad (2.3.3)$$

Diferentes valores de coeficientes son utilizados dependiendo de los autores como se muestra en la

Tabla 2.1. Es evidente que la complejidad de los cálculos está relacionada con el número de coeficientes utilizados en las ecuaciones que definen a C_p . El valor negativo de las curvas generadas ha sido suprimido mediante código de programación como se muestra en la Figura 2.3.

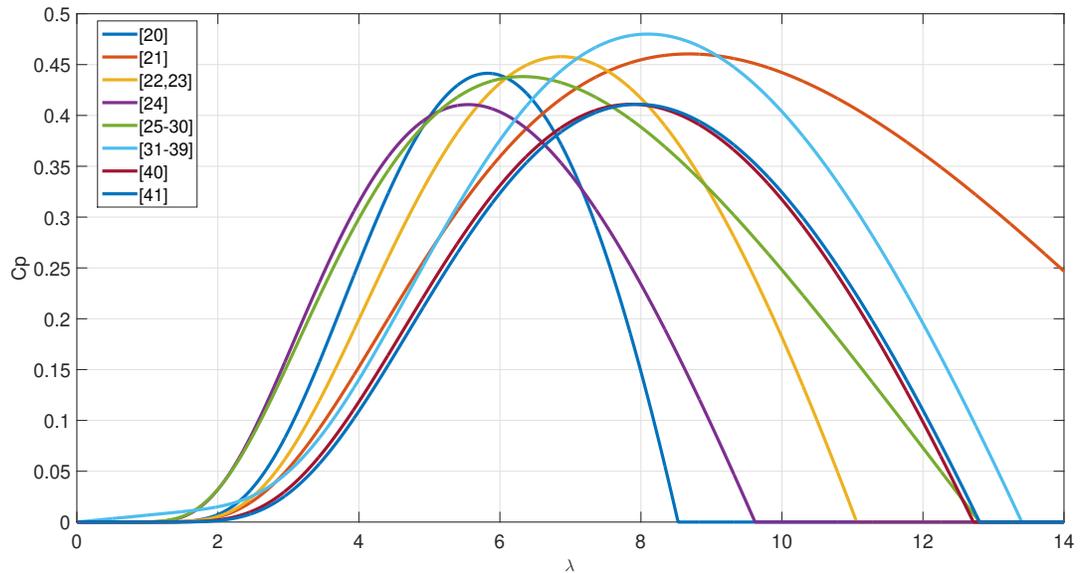


Figura 2.3: Curvas para modelos exponenciales de C_p

Tabla 2.1: Coeficientes del modelo exponencial utilizados por los autores citados

Autor	C_0	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	d_0	d_1	d_2
[20]	1	110	0.4	0.002	2.2	9.6	18.4	0	0.02	0	0.03
[21]	0.44	125	0.4	0	0	6.94	17.05	0	0.08	0	0.001
[22,23]	0.73	151	0.58	0.002	2.14	13.2	18.14	0	0.02	0	0.003
[24]	0.5	72.5	0.4	0	0	5	13.13	0	0.08	0	0.035
[25-30]	0.22	116	0.4	0	0	5	12.5	0	0.08	0	0.035
[31-39]	0.5176	116	0.4	0	0	5	21	0.0068	0.08	0	0.035
[40]	0.5	116	0.4	0	0	5	21	0	0	0.088	0.035
[41]	0.5	116	0.4	0	0	5	21	0	0.08	0	0.035

2.3.2. Modelos sinusoidales

Algunos autores han propuesto un modelo para el coeficiente de potencia utilizando funciones sinusoidales, por lo que estas curvas son por naturaleza parecidas a la curva del coeficiente de potencia. La

estructura general se muestra en la ecuación (2.3.4) [74] [75] [76] [77].

$$C_p(\lambda, \beta) = [a_0 + a_1(b_0\beta + a_2)]\text{sen}\left(\frac{\pi(\lambda + a_3)}{a_4 + a_5(b_1\beta + a_6)}\right) + a_7(\lambda + a_8)(b_2\beta + a_9) \quad (2.3.4)$$

En la Tabla 2.2 se muestran diversos valores para las constantes a_i y b_i propuestas por los autores que se indican. La Figura 2.4 muestra las curvas de C_p correspondientes.

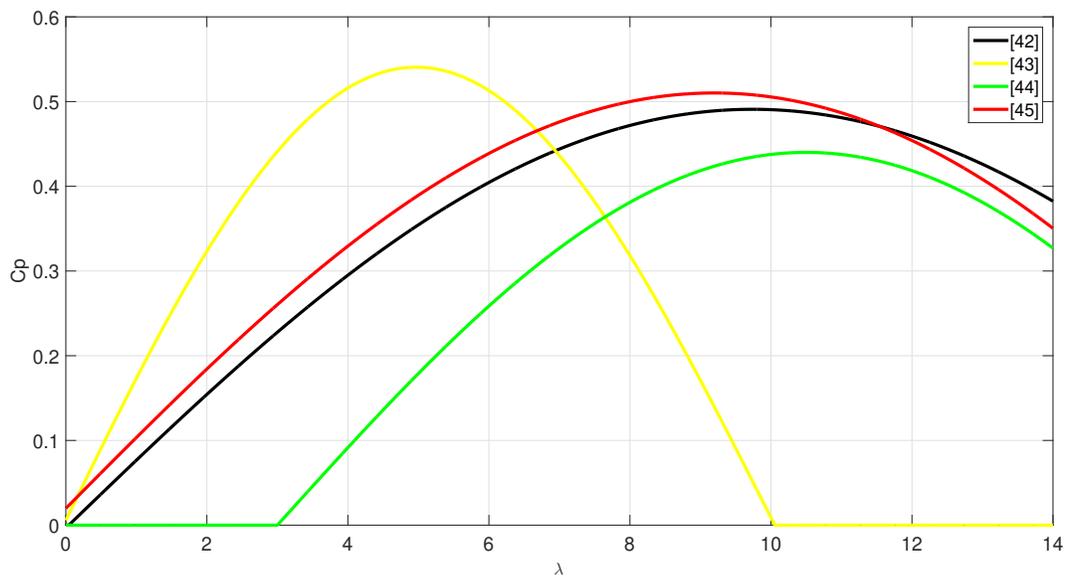


Figura 2.4: Curvas para modelos sinusoidales de C_p

Tabla 2.2: Coeficientes del modelo sinusoidal utilizados por los autores citados

Autor	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	a_9	b_0	b_1	b_2
[42]	0.5	0.0167	-2	0.1	18.5	-0.3	-2	-0.00184	-3	-2	1	1	1
[43]	0.5	-0.0167	-2	0.1	10	-0.3	0	-0.00184	-3	-2	1	1	1
[44]	0.44	-0.0167	0	-3	15	-3	0	-0.00184	-3	0	1	1	1
[45]	0.5	-0.0167	-2	0.1	18.5	-0.3	-2	0.00184	-3	-2	1	1	1

2.3.3. Modelos polinomiales

Este es un modelo muy conocido para la representación de C_p , cuya curva es generada por la ecuación (2.3.5), sin embargo, tarde o temprano tiende ya sea al infinito positivo o negativo. La complejidad de los cálculos está naturalmente relacionada con el número de coeficientes utilizados en el modelo [77] [78] [79] [80].

$$C_p(\lambda) = \sum_{i=0}^n a_i \lambda^i \quad (2.3.5)$$

La Tabla 2.3 indica los coeficientes usados por diversos autores mientras que la Figura 2.5 muestra las gráficas asociadas. Los valores negativos generados en la evolución de las curvas fueron suprimidos con código de programación.

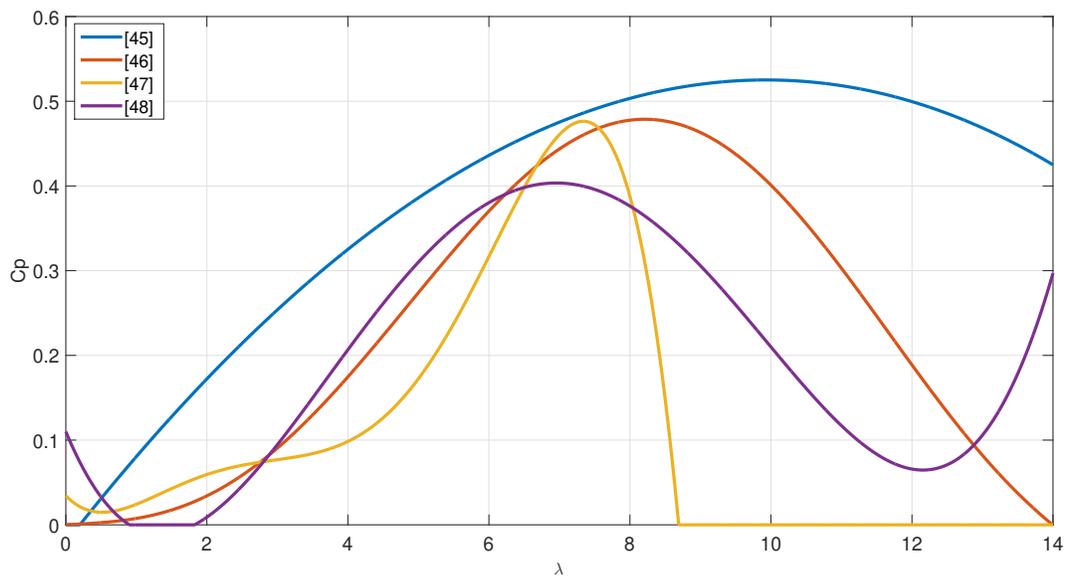


Figura 2.5: Curvas para modelos polinomiales de C_p

Tabla 2.3: Coeficientes del modelo polinomial utilizados por los autores citados

Autor	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7
[45]	-0.0209	0.1063	-0.0048	-3.7×10^{-5}	0	0	0	0
[46]	0	0.0051	-0.0022	0.0052	-5.14×10^{-4}	-2.79×10^{-5}	4.63×10^{-6}	-1.33×10^{-7}
[47]	0.0344	-0.0864	0.1168	-0.0484	0.00832	-0.00048	0	0
[48]	0.11	-0.2	0.097	-0.012	0.00044	0	0	0

2.4. ESTIMADORES

También se han desarrollado investigaciones para estimar la curva de C_p mediante observadores de estado y diversos métodos de seguimiento del punto de máxima potencia. [81] [82] [83] [84] [85] [86] [87] [88] [89] [90] [91] [92] [93] [94]. Los fabricantes de turbinas eólicas generalmente proporcionan una curva C_p , pero con el paso del tiempo cambia debido a factores tales como la tensión mecánica, la fricción o la robustez del sistema. El cambio en la curva del coeficiente de potencia provoca resultados indeseables y dificultad para controlar adecuadamente el sistema [95] [96] [97].

2.4.1. Observador de estado continuo

Algunos investigadores han propuesto modelos dinámicos para estimar el coeficiente de potencia. En [84] se propone un observador de estado continuo para la estimación de C_p en una turbina eólica conectada a un generador de corriente continua excitado por separado para facilitar el diseño de control de seguimiento del punto de máxima potencia. La ecuación (2.4.1) muestra el observador de estado continuo.

$$\begin{aligned}
 C_p = \frac{d\hat{\omega}}{dt} &= \frac{\hat{C}_p \rho \pi R^2 u^3}{2J\omega} - \frac{\gamma K_1 \hat{i}_a}{J} - \frac{B\omega}{J} + \frac{\rho \pi R^2 u^3}{2J\omega} \theta_1 (\omega - \hat{\omega}) \\
 \frac{d\hat{C}_p}{dt} &= \theta^2 \frac{\rho \pi R^2 u^3}{2J\omega} l_2 (\omega - \hat{\omega}) \\
 \frac{d\hat{i}_a}{dt} &= \frac{\gamma K_1 i_f \omega}{L_T} - \frac{R_T}{L_T} \hat{i}_a
 \end{aligned} \tag{2.4.1}$$

En donde ω representa la velocidad angular, C_p el coeficiente de potencia, ρ la densidad del aire, R el radio del rotor, u la velocidad del viento, J la inercia, γ la relación de transmisión de la caja de engranes, K_1 la fuerza electromotriz inducida, i_f la corriente de campo, i_a la corriente de armadura, B la constante de fricción de la turbina, θ la posición angular, I_1 e I_2 las constantes del observador, R_T la resistencia de campo más la de la carga, L_T la inductancia de armadura más la inductancia de la carga. Dos ventajas de este observador es que es capaz de manejar la medición del ruido y que puede ser utilizado en otros sistemas de conversión de energía eólica donde diferentes tipos de generadores son utilizados.

2.4.2. Observador de estado discreto

Algunos artículos tratan la estimación del coeficiente de potencia utilizando un modelo discreto. En [89] los investigadores estiman que C_p establece dos supuestos, primero, no es necesario identificar toda la superficie del coeficiente de potencia, segundo, el contenido de frecuencia en la velocidad del viento, la señal de excitación, es lo suficientemente rica como para lograr la convergencia de parámetros. Luego se establece un modelo polinomial combinado con un observador discreto para la estimación de C_p como se muestra en la ecuación (2.4.2).

$$\hat{C}_p = \sum_{i=0}^{m_\lambda} \sum_{j=0}^{m_\alpha} c_{ij} \lambda^i \alpha^j$$

$$\hat{\theta}(k) = \hat{\theta}(k-1) + K(k)(y(k) - \psi(k)\hat{\theta}(k-1)) \quad (2.4.2)$$

$$K(k) = P(k-1)\psi(k)(I + \psi^T(k)P(k-1)\psi(k))^{-1}$$

$$P(k) = (I - K(k)\psi^T(k))P(k-1)$$

En donde m_λ y m_α representan el grado de los respectivos polinomios en λ y α respectivamente. c_{ij} es un parámetro obtenido por un algoritmo de mínimos cuadrados recursivo, k es la iteración, $\hat{\theta}$ es el vector de parámetros, C_p es el coeficiente de potencia, ψ es el vector regresor y P es la matriz de covarianza. Los resultados de simulación mostraron que el desempeño del esquema de identificación es apropiado, aunque no se llevaron a cabo pruebas experimentales para comprobar su validez.

2.4.3. Estimación mediante el modelo polinomial multivariable reducido

En [90] se aplica un modelo polinomial multivariado reducido para lograr una estimación óptima de la curva C_p para un generador síncrono de imanes permanentes (PMSG). El modelo del sistema PMSG completo se describe en la ecuación (2.4.3).

$$\frac{di_q}{dt} = -\frac{R_s}{L}i_q - \omega_e i_d + \frac{\omega_e}{L}\Phi_m - \frac{\pi V_b i_q u_x}{3\sqrt{3}L\sqrt{i_d^2 + i_q^2}}$$

$$\frac{di_d}{dt} = -\frac{R_s}{L}i_q - \omega_e i_q - \frac{\pi V_b i_d u_x}{3\sqrt{3}L\sqrt{i_d^2 + i_q^2}} \quad (2.4.3)$$

$$\frac{d\omega_e}{dt} = \left(T_t - \frac{3P}{2} \Phi_m i_q \right)$$

$$\frac{dV_c}{dt} = \frac{1}{C_b} \left(\frac{\pi}{2\sqrt{3}} \sqrt{i_d^2 + i_q^2} U_x - I_L \right)$$

Donde T_t es el par de referencia de la turbina, J es la inercia del generador, u_x es la entrada de control,

ω_e es la velocidad angular eléctrica Φ_m es el flujo de enlace de los devanados del estator, R_s es la resistencia del estator, L es la inductancia del estator, V_b es el voltaje del bus de corriente directa, i_d e i_q son corrientes en los ejes d y q respectivamente, I_L es la corriente de carga y C_b es la capacitancia de un banco de baterías modelado. Entonces el modelo RMP se define en la ecuación 2.4.4).

$$\hat{f}_{RMP}(\alpha, x) = \alpha_0 + \sum_{k=1}^r \sum_{j=1}^l \alpha_{kj} x_j^k + \sum_{j=1}^r \alpha_{rl} + j(x_1 + x_2 + \dots + x_l)^j + \dots \quad (2.4.4)$$

$$+ \dots \sum_{j=2}^r \alpha_j^T x(x_1 + x_2 + \dots + x_l)^{j-1}, l, r \geq 2$$

Donde α representa el vector de parámetros a estimar, x el vector regresor, k, j representan las iteraciones mientras que r, l son el total de elementos en la suma.

2.5. PROGRAMACIÓN DE GANANCIAS DINÁMICAS

A finales del siglo XX, algunas investigaciones presentaron un nuevo concepto al que se le llamó programación de ganancias dinámicas [24]. En términos generales la idea se basa en la linealización de un complejo sistema dinámico variable en el tiempo alrededor de la vecindad de un conjunto de puntos preestablecidos. Los métodos de interpolación suelen utilizarse para obtener las ganancias de un controlador lineal. El enfoque más estándar establece ganancias fijas para un controlador discreto PI, las cuales se obtienen como el promedio de las diferentes representaciones matemáticas construidas a partir de las respuestas del sistema a la aplicación de las excitaciones.

En el campo de los WECS, existen diversas publicaciones en las que se pueden encontrar controladores sujetos a la programación de ganancias dinámicas. Por ejemplo, en [98], se aplican la programación de ganancias y el MPPT en una turbina eólica de eje vertical. Las desigualdades de la matriz lineal se resuelven para diseñar un controlador de programación de ganancias, mismo que se utiliza para el

control de la estabilidad de la turbina del rotor. Como resultado, se mejoró la eficiencia de la turbina, proporcionando una buena respuesta a las ráfagas de viento.

De manera similar, en [99], se implementó un controlador robusto con base en la programación de ganancias para una turbina eólica marina flotante. El estudio propone un controlador PI estándar que sólo utiliza el error de la velocidad angular del rotor como retroalimentación. Los resultados mostraron un buen rendimiento en comparación con un controlador avanzado y la versión de ganancias fijas de la misma turbina.

En otra investigación, las ganancias dinámicas para un controlador en un sistema híbrido eólico-solar se programaron para mantener la regulación de voltaje en un sistema autónomo en un amplio rango y bajo condiciones atmosféricas impredecibles. El controlador de ganancias dinámicas propuesto mostró un mejor rendimiento que el controlador PI de ganancias fijas estándar [100].

En [101] se propone un controlador de programación de ganancias dinámicas para proporcionar operación MPPT logrando una regulación efectiva del ángulo de inclinación. La turbina eólica se modela como un sistema de variación de parámetros lineales, mientras que la velocidad del viento se estableció como el parámetro de programación para hacer frente a la dinámica variable del sistema. Como resultado, se obtuvieron un rendimiento y una estabilidad confiables del controlador.

Otra aplicación importante para la programación de ganancias se publicó en [102]. En ese documento, se estudió la influencia de la implementación de la programación de ganancias dinámicas del controlador para la turbina y sus consecuencias en la producción de potencia y el daño por fatiga de los componentes críticos del aerogenerador. Los resultados mostraron que la respuesta de la turbina se refinó ajustando los diferentes puntos de operación; como resultado, se obtuvo el menor daño por fatiga de los componentes críticos de la turbina.

Metodología

En este capítulo se presentan detalles particulares con relación a la implementación del proyecto, diagrama a bloques, descripción de algunos componentes y experimentos, parte del código de programación, análisis matemáticos, detalles técnicos y en general descripciones de cuestiones de campo más específicas relacionados con el desarrollo del proyecto de investigación.

3.1. REPRESENTACIONES DEL COEFICIENTE DE POTENCIA EN AEROGENERADORES

Revisar constantemente el estado del arte y realizar investigación documental son, sin duda, dos de los elementos necesarios para sentar las bases en el desarrollo de un proyecto. Uno de los conceptos de mayor importancia en sistemas de conversión de energía eólica es el coeficiente de potencia, ya que éste sirve como un marco de referencia para el desarrollo de muchas investigaciones que tienen como objetivo optimizar la extracción de potencia eólica mediante una turbina.

Por lo anterior, se consideró importante realizar un compendio de más de 50 autores que han utilizado diversos modelos para la representación del coeficiente de potencia, mismo que ya fue publicado [8]. Las representaciones que más destacan son el modelo exponencial, sinusoidal y polinomial que se representan por las ecuaciones (2.3.2), (2.3.4) y (2.3.5), como puede observarse, hay una serie de coeficientes asociados a las mismas, los cuales son utilizados con diversos valores dependiendo de los autores.

Las Figuras 2.3, 2.4 y 2.5 muestran las curvas generadas de acuerdo a la referencia que se cita y que está asociada a cada curva de C_p . Estas curvas fueron generadas en este trabajo mediante programación estructurada en MATLAB. En las estructuras consideradas puede notarse que C_p es una función de las variables λ y β , que corresponden a la relación de velocidades y al ángulo de incidencia del viento sobre las aspas de la turbina.

De manera general, en primer lugar se generó una matriz de $m \times n$, en donde el número de columnas corresponde a la cantidad de coeficientes asociados a la ecuación que representa C_p y el número de filas a la cantidad de autores considerados. Después se generó el vector de relación de velocidad en un rango de 0 a 14 en incrementos que garantizaron una graficación adecuada, β se igualó a cero y luego se calculó el número de elementos en el vector λ .

Entonces se generaron dos ciclos anidados, el exterior corresponde al número de curvas que se generan, mientras que el interior corresponde al número de elementos del vector λ , entonces, en el ciclo externo se calculan los coeficientes que se usarán para cada curva para después ejecutar el bucle interno en donde se introduce la ecuación correspondiente al modelo de C_p y para calcular uno a uno el valor correspondiente para cada elemento del vector λ .

Finalmente se utilizaron instrucciones para la graficación de las curvas correspondientes, tabulación de los ejes, cuadrículado, colocación de leyendas y aspectos de formato y presentación en general.

3.2. REPRESENTACIÓN DEL COEFICIENTE DE POTENCIA UTILIZADA EN EL PROYECTO

En este trabajo se utilizó una representación sinusoidal para el coeficiente de potencia como se muestra en la Eq. (2.3.4). Los valores de los coeficientes utilizados se muestran en la tabla 3.1, mientras que el valor del ángulo de paso es cero. La figura 3.1 representa la curva asociada a la Eq. (2.3.4) considerando un intervalo típico de valores de la razón de velocidades.

Tabla 3.1: Coeficientes para la Eq. (2.3.4)

Coefficiente	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	a_9	b_0	b_1	b_2
Valor	0.5	-0.00167	-2	0.1	18.5	-0.3	-2	0.00184	-3	-2	1	1	1

Es especialmente importante el valor de λ que maximiza C_p ; este elemento (λ_{crit}) se obtuvo utilizando los criterios de la primera y la segunda derivada. La Eq. (3.2.1) representa la primera derivada de C_p con respecto a λ mientras que el número crítico es indicado en la Eq. (3.2.2) y es aproximadamente 9.1949.

$$\frac{dC_p}{d\lambda} = \frac{\pi(a_0 + a_1 a_2)}{a_4 + a_5 a_6} \cos\left(\frac{\pi(\lambda + a_3)}{a_4 + a_5 a_6}\right) + a_7 a_9 \quad (3.2.1)$$

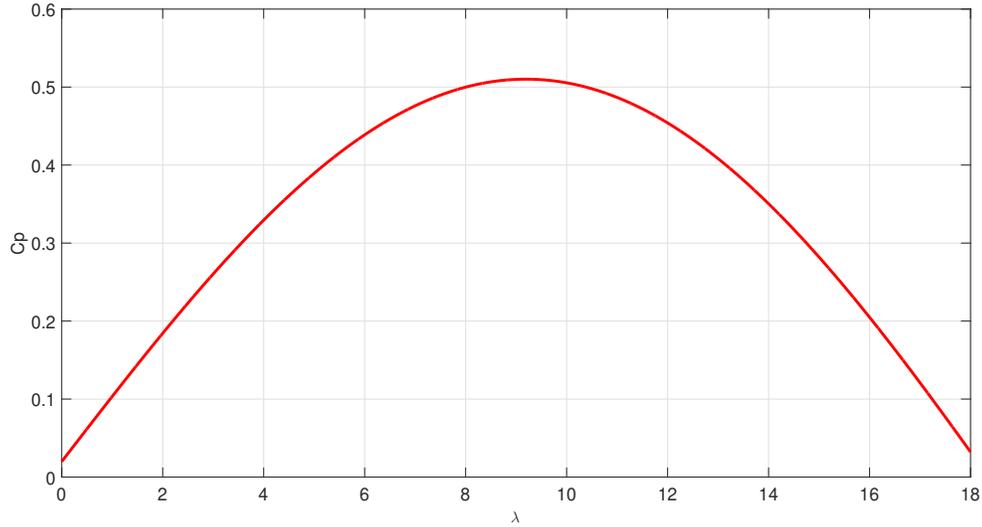


Figura 3.1: Curva de C_p utilizada en este proyecto

$$\lambda_{crit} = \frac{a_4 + a_5 a_6}{\pi} \arccos \left(\frac{-a_7 a_9 (a_4 + a_5 a_6)}{\pi (a_0 + a_1 a_2)} \right) - a_3 \approx 9.1949 \quad (3.2.2)$$

La Eq. (3.2.3) representa la segunda derivada de C_p con respecto a λ evaluada en el número crítico, dado que el resultado es negativo, la función es cóncava hacia arriba, y se demuestra que existe un coeficiente de potencia máximo en λ_{crit} cuyo valor es calculado en la Eq. 3.2.4.

$$\frac{d^2 C_p}{d\lambda^2} \Big|_{\lambda_{crit}} = -\frac{\pi^2 (a_0 + a_1 a_2)}{(a_4 + a_5 a_6)^2} \sin \left(\frac{\pi (\lambda_{crit} + a_3)}{a_4 + a_5 a_6} \right) \approx -0.014418 \quad (3.2.3)$$

$$C_{p_{max}} = (a_0 + a_1 a_2) \sin \left(\frac{\pi (\lambda_{crit} + a_3)}{a_4 + a_5 (b_1 \beta + a_6)} \right) + a_7 a_9 (\lambda_{crit} + a_8) \approx 0.51013 \quad (3.2.4)$$

Existe una ecuación muy importante que incluye la relación de velocidades (λ), la velocidad angular de la turbina (ω_r), el radio de la turbina (R_{wt}) y la velocidad del viento (v_w) que es representado en la

Eq. 3.2.5.

$$\lambda = \frac{\omega_r R_{wt}}{v_w} \quad (3.2.5)$$

Supóngase que ω_r es despejada y evaluada en λ_{crit} . En ese caso, se obtiene una relación significativa ya que define el valor de ω_r que maximiza la extracción de energía eólica para cada velocidad del viento como se muestra en la Eq. 3.2.6. La idea principal es definir un conjunto de ecuaciones de ganancias dinámicas para el controlador con el fin de alcanzar la velocidad angular óptima de la turbina ($\omega_{r_{sp}}$).

$$\omega_{r_{sp}} = \frac{\lambda_{crit} v_w}{R_{wt}} \quad (3.2.6)$$

3.3. GRUPO EXPERIMENTAL

En esta investigación, se utilizó un sistema de conversión de energía eólica emulado como configuración física para proporcionar los datos para establecer la ley de control para maximizar la extracción de energía eólica, como se muestra en la Fig. 3.2.

El emulador de turbina que se muestra en la Fig. 3.2 usa una plataforma Linux en tiempo real donde se establece una velocidad de viento particular, entonces se envía una señal a un variador de velocidad. Este elemento es responsable de proporcionar el par apropiado a un motor de inducción para que su velocidad angular ω_r alcance el valor correspondiente asociado con la velocidad del viento especificada. Además, el valor de ω_r que maximiza la extracción de energía eólica ($\omega_{r_{sp}}$) se determina para una operación de circuito cerrado.

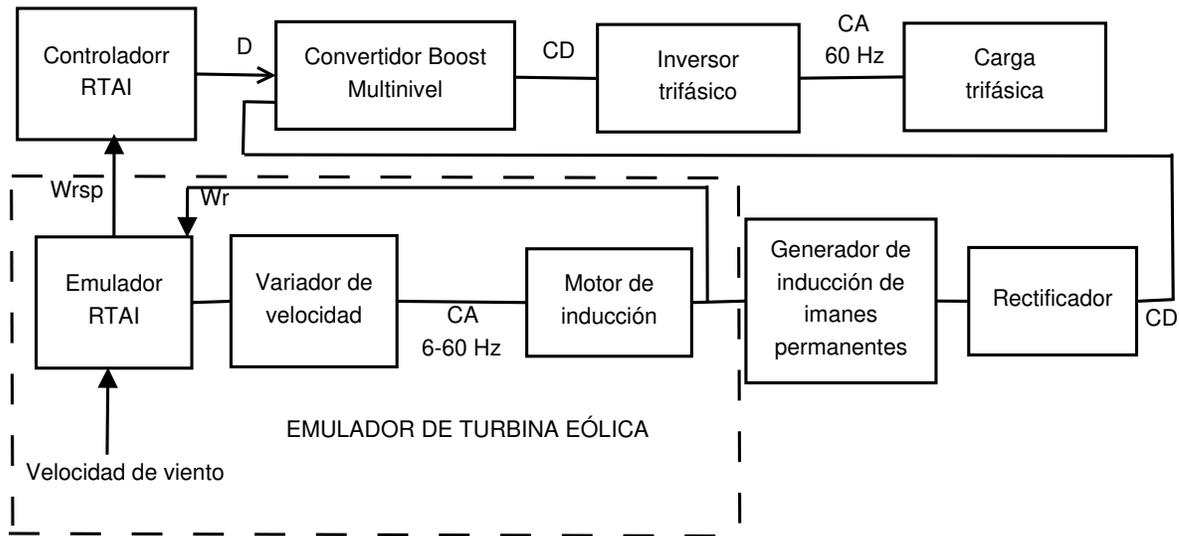


Figura 3.2: Vista general del sistema de conversión de energía eólica utilizado en este proyecto

El motor de inducción y el PMSG están en una conexión de accionamiento directo; por otro lado, el PMSG es uno de tipo trifásico de cuatro polos. La ventaja de usar un PMSG es que en el WECS se evita la instalación de una caja de cambios y los problemas relacionados con su uso, volviéndose menos costosos. Además, debido a la gran longitud de su velocidad de funcionamiento en el modo asíncrono, se prefiere el PMSG sobre otros generadores eléctricos. La tabla 3.2 muestra los parámetros asociados con el PMSG.

Tabla 3.2: Parámetros asociados al generador síncrono de imanes permanentes

Símbolo	Valor	Unidades	Descripción
R_s	0.69	Ω	Resistencia del estator
p	4	Poles	Número de polos
λ_m	0.4411	Vs	Amplitud del flujo del entrehierro
R_{Lmin}	3.3647	Ω	Resistencia mínima equivalente de carga
R_{Lmax}	115	Ω	Resistencia máxima equivalente de carga
R_L	3.3647 – 115	Ω	Resistencia de carga equivalente
J	0.1488	kgm^2	Inercia combinada

Este WECS contiene un rectificador no controlado de onda completa para convertir el voltaje de frecuencia variable en las terminales del PMSG en un voltaje de CC variable. La salida del rectificador

está conectada a la entrada de un 2N-MBC de capacidad nominal completa hecho a medida; la frecuencia de modulación de ancho de pulso es 50 kHz. El controlador envía el ciclo de trabajo del 2N-MBC. Se empleó un inversor de fuente de voltaje nominal completo basado en IGBT para convertir el voltaje de CC en la salida del 2N-MBC a voltajes trifásicos de 60 Hz aplicados a una carga eléctrica balanceada conectada en Y. Un inversor de fuente de voltaje funciona en un modo de conmutación de 180 grados.

3.4. PRUEBAS PARA LA OBTENCIÓN DE LOS PARÁMETROS

Para calcular los parámetros del sistema, se envió un conjunto de seis escalones desde el controlador a la entrada del MBC en operación de lazo abierto para una cierta velocidad de viento programada; luego, se almacenaron las respuestas transitorias. El WECS fue aproximado usando la Eq. (3.4.1). Para cada respuesta transitoria, se obtuvo la constante de tiempo τ y A está inversamente relacionada con τ . B se calculó a partir de (3.4.1) para el estado estable. La tabla 3.3 muestra la relación entre el ciclo de trabajo aplicado al MBC, A, B y la velocidad angular en estado estable. La entrada del sistema para futuros propósitos de control se estableció como $u(t) = 1-D$.

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}x(t) &= Ax(t) + Bu(t) \\ y(t) &= Cx(t) \end{cases} \quad (3.4.1)$$

Por ejemplo, cuando $D = 70$, entonces la entrada $u(t) = 30$, $\tau = 0.32775$ y A está determinada por la Ec. (3.4.2). El estado estable correspondiente es $\frac{dx}{dt} = \omega_r = 74.69rad/s$, luego, usando la Ec. (3.4.1), B se puede calcular como se muestra en (3.4.3). Este proceso permitió obtener un modelo simplificado, disminuyendo las no linealidades inherentes asociadas al WECS por sus componentes eléctricos y mecánicos sin perder la riqueza dinámica del sistema. Los valores de los parámetros se utilizaron para obtener los modelos matemáticos propuestos que se presentan en la siguiente sección.

Tabla 3.3: Valores de los parámetros del sistema para el ciclo de trabajo correspondiente

$D(\%)$	$\omega_r(\text{rad/s})$	A	B
20	185.85	-0.76684	1.7815
30	174.69	-1.0176	2.5393
40	146.8	-1.3482	3.2987
50	123.61	-2.2479	5.5573
60	103.17	-2.4095	6.2147
70	74.69	-3.0511	7.5962

$$\begin{cases} A = -\frac{1}{\tau} \\ A = -3.0511 \end{cases} \quad (3.4.2)$$

$$\begin{cases} B = -\frac{Ax(t)}{u(t)} \\ B = -\frac{74.69(-3.0511)}{30} \\ B = 7.5962 \end{cases} \quad (3.4.3)$$

3.5. MODELOS MATEMÁTICOS

Consideremos la Ec. (3.5.1), la cual representa un modelo de un sistema dinámico lineal n -dimensional discreto invariante en el tiempo.

$$\begin{cases} x(k+1) = Gx(k) + Hu(k) \\ y(k) = Cx(k) \end{cases} \quad (3.5.1)$$

En donde $x(k)$ es el estado, $y(k)$ es la salida, $u(k)$ es la entrada, mientras G , H , and C are matrices de 1 times . Para este estudio, $C=1$, mientras $x(k)$ es la velocidad angular de la turbina y el generador. Por

otro lado, la Ec. 3.5.2 representa una ecuación discreta en el tiempo para un controlador de acción integral en el espacio de estados.

$$x_I(k+1) = x_I(k) + Cx(k) - r(k) \quad (3.5.2)$$

Donde $x_I(k)$ es la variable de estado del integrador, y $r(k)$ es la referencia para la salida a ser controlada. La Ec. (3.5.3) muestra el sistema aumentado que está compuesto por el modelo en tiempo discreto del sistema a ser controlado y la expresión para el controlador integral de tiempo discreto.

$$\begin{bmatrix} x_I(k+1) \\ x(k+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & C \\ 0 & G \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_I(k) \\ x(k) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ H \end{bmatrix} u(k) - \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} r(k) \quad (3.5.3)$$

Donde el vector de estado aumentado se define como $[x_I(k) \ x(k)]^T$. La retroalimentación de estado para el sistema aumentado está representada por la Ec. 3.5.4

$$u(k) = - \begin{bmatrix} k_1 & k_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_I(k) \\ x(k) \end{bmatrix} \quad (3.5.4)$$

Donde k_1 y k_2 son las ganancias proporcional e integral del controlador, respectivamente.

En este trabajo, cinco modelos matemáticos para las ganancias asociadas k_1, k_2 se establecieron: las ganancias del modelo constante y el modelo de ganancias dinámicas dependientes de la velocidad del viento, que incluyen las aproximaciones lineal, exponencial, de segundo y de tercer grado. Se programó un código en Matlab para obtener los modelos matemáticos de las ganancias dinámicas y validar el

rendimiento del controlador para cada modelo.

Para determinar las ganancias constantes, la ecuación de estado continuo se construyó usando el promedio de los valores A y B que resultan en la Ec. (3.5.5). El sistema se discretizó utilizando una base de tiempo de 0.05 segundos y se extrajeron los coeficientes asociados de la ecuación discreta. En el siguiente paso, se configuró el sistema aumentado que incluía el integrador; luego, las ganancias de retroalimentación de estado se establecieron alrededor de los polos deseados en el plano Z; finalmente, se obtuvieron el integrador y las constantes de la variable de estado, resultando $k_1 = 0.026042$ y $k_2 = 0.29585$.

$$\frac{d}{dx}x(t) = -1.807x(t) + 4.498u(t) \tag{3.5.5}$$

Para calcular los enfoques de ganancias dinámicas, en primer lugar, se siguió el mismo procedimiento descrito para las ganancias constantes, pero repitiendo los cálculos para cada par (A, B) que se muestra en la tabla 3.4.

Tabla 3.4: *Ganancias asociadas para cada par (A,B)*

k_1	k_2	$\omega_r(rad/s)$	A	B
0.064083	1.2861	185.85	-0.76684	1.7815
0.045238	0.811	174.69	-1.0176	2.5393
0.03511	0.53173	146.8	-1.3482	3.2987
0.021308	0.16624	123.61	-2.2479	5.5573
0.019129	0.12467	103.17	-2.4095	6.2147
0.015897	0.024168	74.69	-3.0511	7.5962

En segundo lugar, se establecieron enfoques exponenciales y de tres polinomios mediante interpolación basada en ω_r , que también depende de la velocidad del viento. La idea principal es que para una determinada velocidad del viento, existe una correspondiente velocidad angular turbina-generador que maximiza la extracción de energía eólica de acuerdo con la Ec. (3.2.6). Las ganancias dinámicas se

calculan como funciones dependientes de esta velocidad ($\omega_{r_{opt}}$). La Eq. (3.5.6) muestra la función exponencial para k_1 mientras que la ecuación 3.5.7 corresponde a la función para calcular k_2 .

$$k_1 = c_1 e^{a_1 \omega_{r_{opt}}} = 0.014797 e^{0.027665 \omega_{r_{opt}}} \quad (3.5.6)$$

$$k_2 = c_2 e^{a_2 \omega_{r_{opt}}} = 0.046404 e^{0.051246 \omega_{r_{opt}}} \quad (3.5.7)$$

Por otro lado, la Ec. 3.5.8 representa la expansión de potencias para calcular k_1 , mientras que la ecuación 3.5.9 muestra la estructura de la función para determinar k_2 . La tabla 3.5 contiene los diferentes coeficientes asociados a la ecuación polinomial para k_1 mientras que la tabla 3.6 presenta los diversos coeficientes relacionados con la función polinomial para k_2 . La Figura 3.3 muestra los gráficos relacionados con las funciones utilizadas para calcular las ganancias de la variable de estado del integrador. En contraste, la Fig. 3.4 representa el trazado asociado con las funciones utilizadas para determinar las ganancias de la variable de estado.

$$k_1 = \sum_{j=0}^n \psi_j (\omega_{r_{opt}})^j \quad (3.5.8)$$

$$k_2 = \sum_{j=0}^n \zeta_j (\omega_{r_{opt}})^j \quad (3.5.9)$$

Para mostrar un ejemplo de la complejidad y las no linealidades asociadas con el modelo matemático para el controlador, la retroalimentación de estado y el sistema discreto no lineal en bucle cerrado se presentan en las ecuaciones 3.5.10 y 3.5.11 para el caso particular del modelo exponencial.

Tabla 3.5: Coeficientes de la función polinomial para calcular k_1

j	0	1	2	3
Linear	-0.059728	0.0024695	0	0
Quadratic	0.13001	-0.0044641	5.7809×10^{-5}	0
Cubic	-0.063472	0.0066006	-0.00014071	1.1262×10^{-6}

Tabla 3.6: Coeficientes de la función polinomial para calcular k_2

j	0	1	2	3
Linear	-2.4293	0.065121	0	0
Quadratic	2.5188	-0.1157	0.0015076	0
Cubic	-2.6282	0.17865	-0.0037734	2.996×10^{-5}

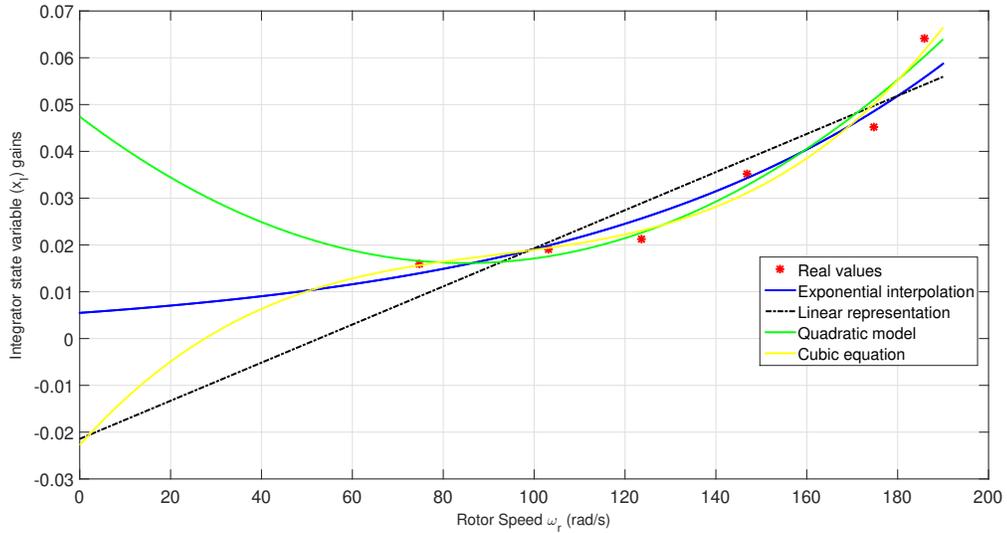


Figura 3.3: Gráficas relacionadas a las funciones para el cálculo de las ganancias para la variable de estado del integrador

$$\begin{cases} u(k) = -k_1 x_I(k) - k_2 x(k) = -c_1 e^{a_1 \omega_{opt}} x_I(k) - c_2 e^{a_2 \omega_{opt}} x(k) \\ u(k) = -c_1 e^{\frac{a_1 \lambda_{crit} v_w}{R}} x_I(k) - c_2 e^{\frac{a_2 \lambda_{crit} v_w}{R}} x(k) \end{cases} \quad (3.5.10)$$

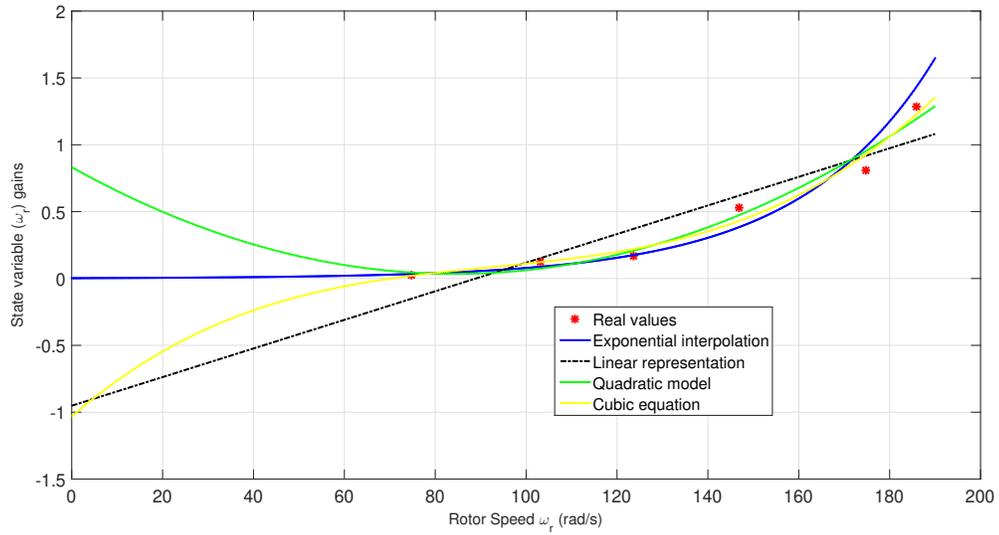


Figura 3.4: Gráficas relacionadas a las funciones para el cálculo de las ganancias para la variable de estado de la velocidad angular

$$\begin{bmatrix} x_I(k+1) \\ x(k+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 0.58155 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_I(k) \\ x(k) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1.0417 \end{bmatrix} \left(-c_1 e^{\frac{a_1 \lambda_{cjit} v_w}{R}} x_I(k) - c_2 e^{\frac{a_2 \lambda_{cjit} v_w}{R}} \right) - \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \omega_{r,opt} \quad (3.5.11)$$

Equipos y Materiales

En este capítulo se enlistan los aparatos y dispositivos eléctricos y electrónicos utilizados para llevar a cabo el proyecto así como el material y herramientas informáticas que se manejaron.

4.1. EQUIPO

- Dos computadoras de escritorio, una para la programación del emulador eólico y otra con el algoritmo de control para el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Motor de inducción: recibe una señal del variador de velocidad y representa la turbina eólica emulada.
- Variador de velocidad marca ABB modelo ACS350, se utiliza para regular la velocidad del motor. Recibe una señal de entrada de 4-20 mA.
- Convertidor de voltaje a corriente: recibe un voltaje de 0-5 V transformándolo en una corriente de 4-20 mA.
- Encoder: sirve para la medición de la velocidad angular del rotor, entrega una salida de frecuencia a una tarjeta acondicionadora de señal.
- Convertidor de frecuencia a voltaje: es una tarjeta que se encarga de acondicionar la señal de frecuencia proveniente del encoder para transformarla en voltaje.
- Generador de inducción de imanes permanentes: es de la marca WindBlue Power modelo DC-520, su función es convertir la energía mecánica proporcionada por el motor a energía eléctrica. Este generador cuenta con su propio rectificador trifásico ya incorporado, por lo que puede generar tanto corriente alterna como corriente directa. Alcanza a generar 12 volts a una velocidad de 240 rpm. Posee un diseño completamente sin escobillas, lo que elimina la necesidad de mantenimiento y reduce la fricción. Posee imanes de neodimio y puede ser acoplado de manera directa sin necesidad de caja de engranes.
- Convertidor boost multinivel: es usado con el propósito de amplificar el voltaje de corriente directa que entrega el generador de inducción de imanes permanentes y de este modo poder tener un voltaje de

mayor magnitud a la entrada y salida del convertidor inversor.

- Convertidor inversor: es el módulo IGBT Chopper/Inverter de la marca Lab-Volt, cuenta con siete transistores bipolares de compuerta aislada, de los cuales seis se utilizan para implementar el inversor. Estos IGBT's están protegidos contra una variedad de condiciones de operación severas, tales como cortocircuitos, sobretensión, sobrecorriente y sobrecalentamiento. El séptimo IGBT junto con una resistencia de descarga permite una disipación suave del exceso de energía en el bus de corriente directa.
- Dos tarjetas de adquisición de datos National Instruments modelo PCI6024E.

4.2. MATERIAL

- Conectores eléctricos, cables de energía y comunicación, cinta de aislar, tablillas de experimentos.

4.3. SOFTWARE

- MATLAB: se utilizó para realizar simulaciones diversas y graficación a partir de programación estructurada.
- SCILAB: es un software de código abierto muy similar a MATLAB que incluye una herramienta llamada SCICOS que es equivalente a Simulink de MATLAB. Es un editor que puede ser utilizado para llevar a cabo simulaciones y automáticamente generar un código de compilación.
- COMEDI: es una colección de drivers para tarjetas de adquisición de datos para Linux.

- RTAI-Lib: es una librería de bloques de SCICOS que ofrece una interfaz a RTAI y a las tarjetas de adquisición de datos.

- DIA: es un software para la creación de diagramas y dibujos que se pueden guardar en forma vectorial para su mayor calidad al redimensionarlos.

- IPE: es un editor de gráficos vectoriales gratuito para crear figuras en formato pdf o eps. Se puede utilizar para hacer pequeñas figuras para su inclusión en documentos LaTeX, así como para hacer presentaciones en pdf de varias páginas.

- LaTeX: potente editor de texto utilizado para la redacción de artículos científicos formales.

- Overleaf: compilador de LaTeX en línea para la edición de textos científicos.

Análisis y Resultados

En este capítulo se presenta un análisis de los resultados obtenidos con relación a los trabajos publicados y los que están en proceso de publicación. Desde el compendio de las representaciones de C_p y el análisis de Betz hasta la propuesta de programación de ganancias dinámicas de un control PI para modificar el ciclo de trabajo en un convertidor Boost Multinivel que permite el seguimiento del punto de máxima potencia en un aerogenerador. También se presentan las investigaciones relacionadas con el diseño de un controlador de acción inversa.

5.1. REPRESENTACIONES Y ESTIMADORES DEL COEFICIENTE DE POTENCIA

El coeficiente de potencia en aerogeneradores es un concepto fundamental, ya que constituye la base para el cálculo, seguimiento y obtención del punto de máxima potencia en sistemas de conversión de energía eólica. Diversos son los modelos que se utilizan para representar o estimar su valor y grandes los esfuerzos del mundo académico por establecer especialmente su punto de máxima potencia.

Por todo esto, se tomó la decisión de realizar un exhaustivo estudio sobre las diversos modelos que han presentado distintos autores en los últimos años, mismo que culminó en una publicación en revista indexada en la Master Journal List [8]. Entre los modelos de C_p destacan el exponencial, sinusoidal, polinomial, observadores continuos y discretos así como un estimador RPM.

Considerando los modelos del coeficiente de potencia presentados se observó que todos ellos presentan ventajas y desventajas, por ejemplo, el modelo exponencial maneja dos ecuaciones y es relativamente fácil de implementar, además, usando los coeficientes correctos, los resultados son confiables dentro de un rango práctico de valores de λ , sin embargo, la curva de C_p crece desproporcionadamente a más o menos infinito.

En el modelo sinusoidal sólo se utiliza una ecuación para hacer los cálculos. Seleccionando apropiadamente los valores de los coeficientes se pueden obtener buenos resultados, por otro lado, un comportamiento oscilatorio se puede presentar fuera de la zona práctica de λ .

El modelo polinomial posee una estructura muy simple y es sencillo de implementar. Siempre es posible ajustar la curva a un determinado número de puntos dados, sin embargo, mientras más grande sea el grado del polinomio, más tiempo de procesamiento será necesario. El número de concavidades de la curva se incrementa con el grado del polinomio y de un modo u otro, crecerá desmesuradamente hacia el más o menos infinito.

El observador continuo es capaz de manejar el ruido y puede ser aplicado a otros sistemas de conversión de energía eólica donde otros tipos de generadores son utilizados. Por otro lado, la confiabilidad del observador depende de las mediciones de ω_r , i_f y V_a y por lo que requiere una alta velocidad de procesamiento.

En el observador discreto las sumas pueden efectuarse fácilmente mediante ciclos anidados. Es suficientemente rica para alcanzar la convergencia de parámetros sin embargo, al considerar sólo una parte de la superficie del coeficiente de potencia, se puede perder cierta precisión en los cálculos.

El estimador RPM sostiene una alta confiabilidad dependiendo del número de iteraciones. Permite alcanzar estimación óptima para la curva de C_p para un generador de inducción de imanes permanentes. Como desventaja necesita de un considerable número de iteraciones para obtener resultados confiables, además de que sólo se aplicó para el caso particular de un PMSG.

En resumen, C_p suele ser una función no lineal de la relación de velocidades λ , por lo que cambia con la velocidad del viento. Los fabricantes comúnmente calculan C_p a partir del ángulo de inclinación y el diseño de la turbina, ellos proporcionan documentación que se utiliza como referencia en muchos esquemas de control. Al revisar la literatura correspondiente, hay varios modelos para describir C_p , pero son solo aproximados y en algún momento ni siquiera hay una justificación formal para su uso. Como resultado, hay un verdadero interés en los sistemas de conversión de energía eólica para estimar el coeficiente de potencia y en especial, para obtener su punto de máxima potencia.

El conocimiento de la curva C_p es muy importante, ya que permite maximizar la energía eléctrica generada. La forma segura de esta curva es difícil de calcular, ya que depende de diversas variables como la velocidad del rotor, la temperatura, la humedad, la densidad del aire y la velocidad del viento. Una vez que se encuentra la curva C_p , existe la posibilidad de proponer puntos de operación óptimos para la turbina que está vinculada a un controlador para el generador eléctrico.

Después de revisar el estado del arte, no se encontraron muchas investigaciones sobre la estimación del punto de máxima transferencia de potencia mediante la programación de ganancias dinámicas u observadores de estado, por lo que constituye un campo importante digno de estudio.

5.2. ANÁLISIS DEL COEFICIENTE DE POTENCIA MÁXIMA EN SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA: CUESTIONAMIENTOS, HALLAZGOS Y NUEVA PERSPECTIVA

En la sección II se presentó el cálculo que hizo el físico alemán Betz para obtener el famoso límite de extracción de potencia eólica en aerogeneradores cuyo valor es de 0.593. A continuación se hace un análisis con una propuesta que el autor de este trabajo considera que teóricamente es más apropiada. Cabe mencionar que este trabajo ya ha sido publicado en una revista JCR [41].

De las ecuaciones (2.2.11) y (2.2.12) se demuestra que la máxima extracción de potencia eólica se obtiene cuando $V_2 = \frac{V_1}{3}$, de modo que combinando las ecuaciones (2.2.1) y (2.2.2) y sustituyendo $V_2 = \frac{V_1}{3}$ se obtiene la ecuación (5.2.1)

$$\begin{aligned}
 S_1 V_1 &= SV = S \left(\frac{V_1 + V_2}{2} \right) \\
 S_1 V_1 &= S \left(\frac{V_1 + \frac{V_1}{3}}{2} \right) \\
 S_1 V_1 &= \left(\frac{2}{3} \right) SV_1 \\
 \frac{S}{S_1} &= \frac{3}{2}
 \end{aligned} \tag{5.2.1}$$

Si el cociente de esta área se sustituye en la ecuación (2.2.14) entonces el valor de C_p está dado por la ecuación (5.2.2):

$$C_p = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{16}{27}\right) = \frac{8}{9} \quad (5.2.2)$$

Este resultado es especialmente importante, dado que representa el valor que Betz debió haber encontrado como el límite de C_p de acuerdo a las reglas de su análisis, ya que éste representa el valor de C_p que corresponde al valor de V_2 que maximiza la extracción de potencia eólica, es decir, que maximiza la función $f(V_1, V_2)$ misma que fue establecida en la ecuación (2.2.9). Por otro lado, existen dos fenómenos que deben considerarse en el análisis, uno es la función $f(V_1, V_2)$, la cual es directamente proporcional a la potencia eólica extraída por la turbina asumiendo constantes a ρ y S , y el otro es C_p , el cual depende del cociente de velocidades $\frac{V_2}{V_1}$ pero también del cociente de las áreas $\frac{S}{S_1}$ (el cual no es constante puesto que también depende del cociente de velocidades $\frac{V_2}{V_1}$). En la ecuación (2.2.13) V_q fue definida como $V_q = \frac{V_2}{V_1}$, de modo que $V_2 = V_1 V_q$. Al combinar las ecuaciones (2.2.1) y (2.2.2) y sustituyendo $V_2 = V_1 V_q$ se obtiene la ecuación (5.2.3)

$$\begin{aligned} S_1 V_1 &= SV = S \left(\frac{V_1 + V_2}{2} \right) \\ S_1 V_1 &= S \left(\frac{V_1 + V_q V_1}{2} \right) \\ S_1 &= S \left(\frac{1 + V_q}{2} \right) \\ \frac{S}{S_1} &= \frac{2}{1 + V_q} \end{aligned} \quad (5.2.3)$$

Como se muestra en la ecuación (5.2.3) el cociente de velocidades V_q afecta el cociente de áreas $\frac{S}{S_1}$. Ahora, sustituyendo la ecuación (5.2.3) en la ecuación (2.2.13), el verdadero C_p puede ser expresado como se indica en la ecuación (5.2.4).

$$\begin{aligned}
 C_p &= \frac{1}{2} \left(\frac{S}{S_1} \right) (1 - V_q^2 + V_q - V_q^3) \\
 C_p &= \frac{1}{2} \left(\frac{2}{1 + V_q} \right) (1 - V_q^2 + V_q - V_q^3) \\
 C_p &= \left(\frac{1}{1 + V_q} \right) (1 - V_q^2 + V_q - V_q^3)
 \end{aligned}
 \tag{5.2.4}$$

Betz asumió que $\frac{S}{S_1}$ equivale a la unidad, así que C_p es expresado como se indica en la ecuación (5.2.5):

$$C_p = \left(\frac{1}{2} \right) (1 - V_q^2 + V_q - V_q^3)
 \tag{5.2.5}$$

Si la ecuación (5.2.5) se grafica se obtiene la Figura 5.1. Por otro lado, la Figura 5.2 muestra la ecuación (5.2.4), la cual representa la ecuación ideal para C_p .

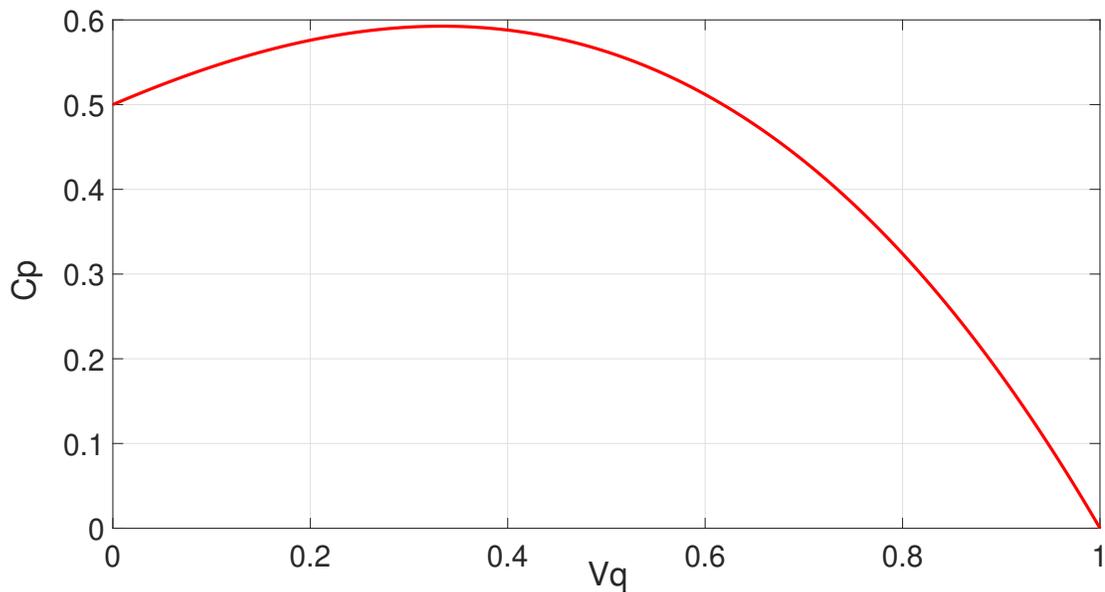


Figura 5.1: Coeficiente de potencia C_p definido por Betz

Como puede ser apreciado en la Figura 5.2, el límite tradicional de Betz de 0.593 es alcanzado cuando $V_q = \frac{1}{3}$, pero por definición C_p puede ser calculado dividiendo la potencia extraída por la turbina eólica

entre la potencia original del viento, esto es $C_p = \frac{P}{P_1}$ lo que implica al cociente $\frac{S}{S_1}$. Dada que la ley de conservación del caudal es el fundamento en el análisis y que las condiciones teóricas ideales son aplicadas, entonces el máximo valor de C_p es la unidad como se muestra en la Figura 5.2. Es importante mencionar que en la práctica, tanto la Figura 5.1 como la Figura 5.2 representan perfectamente el valor de cero cuando de C_p cuando $V_q = 1$, lo que implica que $V = V_1 = V_2$, de modo que $S = S_1 = S_2$ y en consecuencia no hay energía extraída desde la turbina y entonces $P = 0$. Por otro lado cuando V_q tiende a cero, teóricamente y asumiendo que el sistema no tiene problemas para preservar el flujo incrementando el área S_2 hacia el infinito, entonces C_p tiende a uno como se muestra en la Figura 5.2. Naturalmente, en la práctica, esto no ocurre, ya que se necesita de la presencia de flujo en la salida para que la potencia pueda ser extraída, sin embargo; no hay razón para asumir un comportamiento decreciente de C_p para valores de V_q menores que $\frac{1}{3}$, además, el valor de $C_p = 0.5$ cuando $V_q = V_2 = 0$ no tiene ningún sentido en la Figura 5.1. La Tabla 5.1 muestra algunos valores de la potencia eólica extraída, el tradicional C_p , el C_p propuesto y el cociente $\frac{S}{S_1}$, todos ellos generados a partir de valores importantes de V_q .

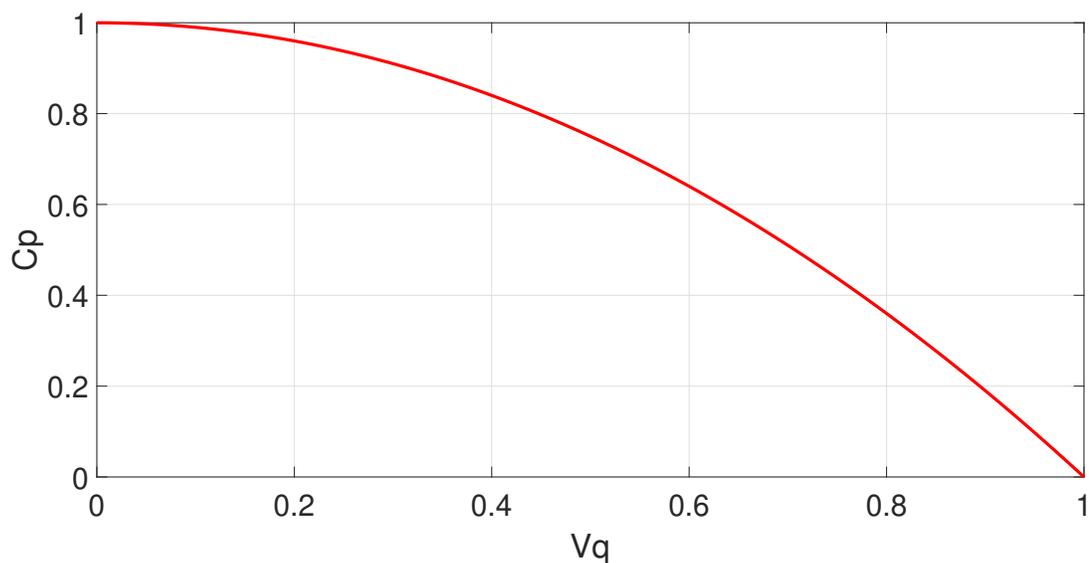


Figura 5.2: Coeficiente ideal de potencia C_p propuesto

El físico alemán Betz publicó un análisis hace alrededor de un siglo, en el cual presenta un resultado muy importante que representa el porcentaje máximo que puede ser extraído del viento por una turbina, sin embargo, después de haber investigado y reflexionado sobre el tema se desarrolló una propuesta

Tabla 5.1: Valores típico y propuesto de C_p en función de V_q

V_q	P	C_p tradicional	C_p propuesto	$\frac{S}{S_1}$
$\frac{1}{3}$	$\frac{8}{27}\rho SV_1^3$	$\frac{16}{27}$	$\frac{8}{9}$	1.5
0	$\frac{1}{4}\rho SV_1^3$	$\frac{1}{2}$	1	2
1	0	0	0	1

que sugiere que este límite puede encontrarse por arriba del valor de 0.593 obtenido por Betz.

El análisis del coeficiente de potencia que se realizó da como resultado una curva ideal donde el valor teórico máximo del coeficiente de potencia es uno, que se obtiene cuando la relación de velocidades es cero, en contraste con la curva propuesta por Betz en la que el valor del coeficiente de potencia es 0.5 para las mismas condiciones. En la práctica, la potencia extraída por la turbina eólica en ese caso es cero, ya que la velocidad de salida es cero, sin embargo, el análisis se basa en el principio de conservación del flujo, por lo que si la velocidad de salida tiende a cero, entonces su área crece desproporcionadamente hasta el infinito, entonces teóricamente sería posible extraer toda la potencia del viento.

El hecho es que, en la práctica, una turbina eólica no puede considerarse parte de un sistema estrictamente cerrado, como un túnel de viento, por lo que no todo el flujo se originó antes de que la turbina eólica lo atravesara, especialmente para velocidades de viento muy bajas. la investigación no es presentar una curva precisa del coeficiente de potencia, sino obtener la curva teórica que Betz debería haber obtenido respetando el principio de conservación del flujo a partir del cual comienza el análisis, así como las velocidades de radio obtenidas para maximizar la potencia extraída de el viento.

En la literatura, la potencia extraída entre la potencia incidente considera la superficie de barrido de los álabes de la turbina tanto en el numerador como en el denominador, cuando lo apropiado sería usar dicha área sólo en el numerador y el área antes de ingresar a la turbina en el denominador, para así obtener la correspondiente curva teórica del coeficiente de potencia.

Ciertamente, ni la curva de C_p de Betz ni la propuesta en esta investigación describen con precisión el comportamiento real de C_p , especialmente para velocidades cercanas a cero, sin embargo, la obtenida en el presente trabajo se ajusta a los fundamentos teóricos a partir de los cuales el análisis de los túneles de viento se basan, por lo que el comportamiento de la curva en la zona central debe estar más cerca de la realidad, lo que implica que en la práctica es posible obtener valores más altos que el límite de Betz, como se ha demostrado en la práctica con diseños particulares de turbinas de viento.

5.3. OPTIMIZACIÓN DE LA EXTRACCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA MEDIANTE APROXIMACIÓN DE PROGRAMACIÓN DE GANANCIAS DINÁMICA BASADA EN FUNCIONES NO LINEALES PARA UN WECS BASADO EN UN PMSG

Estos resultados constituyen la parte medular de esta investigación y ya han sido publicados en una revista JCR Q1 [103].

Con el propósito de probar el rendimiento del modelo matemático para el controlador, se utilizó un conjunto de 30 valores de viento reales; éstos fueron extraídos de un conjunto de datos de la IEEE. Los valores de la velocidad del viento se seleccionaron para incluir una alta variación repentina como se muestra en la Tabla 5.2. El tiempo entre mediciones es de diez segundos.

En la Fig. 5.3 se muestra el comportamiento de cada modelo propuesto de 0 a 300 segundos, la línea roja representa el ω_r óptimo, es decir, el valor de ω_r que optimiza la extracción de energía para la velocidad del viento correspondiente. Las líneas azul, verde, negra, amarilla y rosada representan la evolución transitoria de ω_r antes de que cambie la velocidad del viento según los modelos exponenciales, promedio, lineales, cuadráticos y cúbicos.

Tabla 5.2: Valores reales de velocidad de viento utilizados para probar el rendimiento del modelo matemático del controlador

Tiempo(s)	Velocidad(m/s)	Tiempo(s)	Velocidad(m/s)	Tiempo(s)	Velocidad(m/s)
10	6.01	110	6.47	210	5.76
20	6.53	120	7.17	220	4.53
30	5.26	130	8.85	230	4.61
40	6.53	140	10.05	240	9.87
50	8.01	150	7.14	250	8.53
60	7.77	160	6.79	260	9.24
70	8.77	170	6.66	270	7.68
80	8.68	180	6.3	280	6.82
90	10.25	190	5.1	290	6.59
100	6.72	200	4.58	300	7.79

Para mostrar una mejor perspectiva del desempeño del modelo propuesto, la Fig. 5.4 presenta cuatro cambios de la velocidad de rotación óptima correspondientes a los cambios del viento entre 190 y 230 segundos. Como se puede observar, el modelo exponencial presenta un mejor comportamiento con respecto a los demás modelos no solo en los intervalos decrecientes sino también en los crecientes; Además, la Fig. 5.5 presenta el ciclo de trabajo relacionado con cada modelo de programación de ganancia dinámica en todo el período de tiempo, mientras que la Fig. 5.6 muestra el ciclo de trabajo asociado a todos en los modelos matemáticos de ganancias dinámicas de 190 a 230 segundos solo como un ejemplo para tener una mejor perspectiva.

Excluyendo el modelo exponencial, el desempeño de los otros modelos fue muy similar. La tabla 5.3 muestra las desviaciones estándar de cada modelo desde dos perspectivas. En el primero, se calculó la diferencia entre la velocidad óptima del rotor y la velocidad instantánea del rotor para cada modelo de programación de ganancia (error absoluto); luego, se determinaron las desviaciones estándar de todo el tramo. En el segundo, se calculó el error absoluto en la primera sección de cada 30 pasos de velocidad del rotor (cuando se alcanzó la estabilidad). Este error se utilizó para calcular la desviación estándar de esta sección, la cual es más representativa.

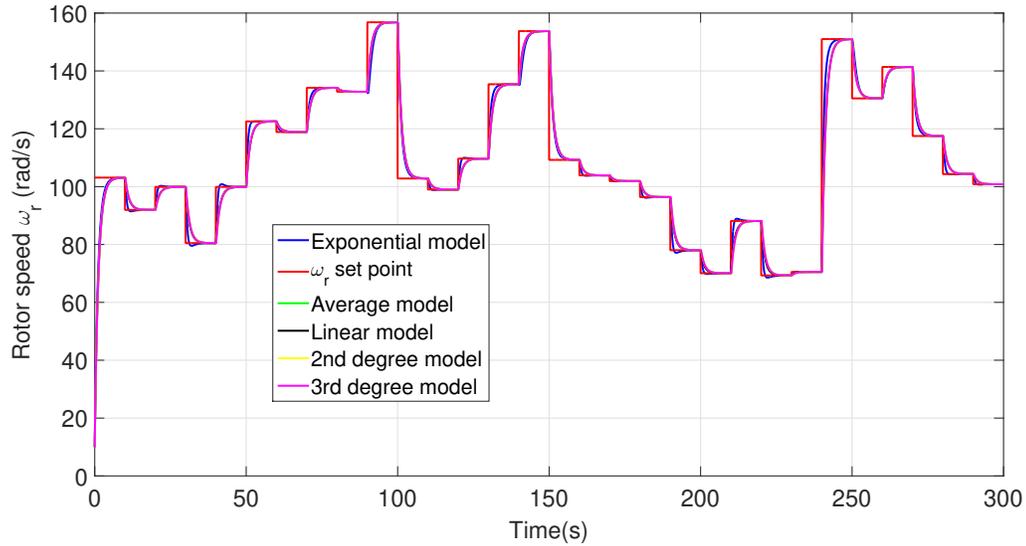


Figura 5.3: Seguimiento y control de velocidad del rotor en el intervalo completo

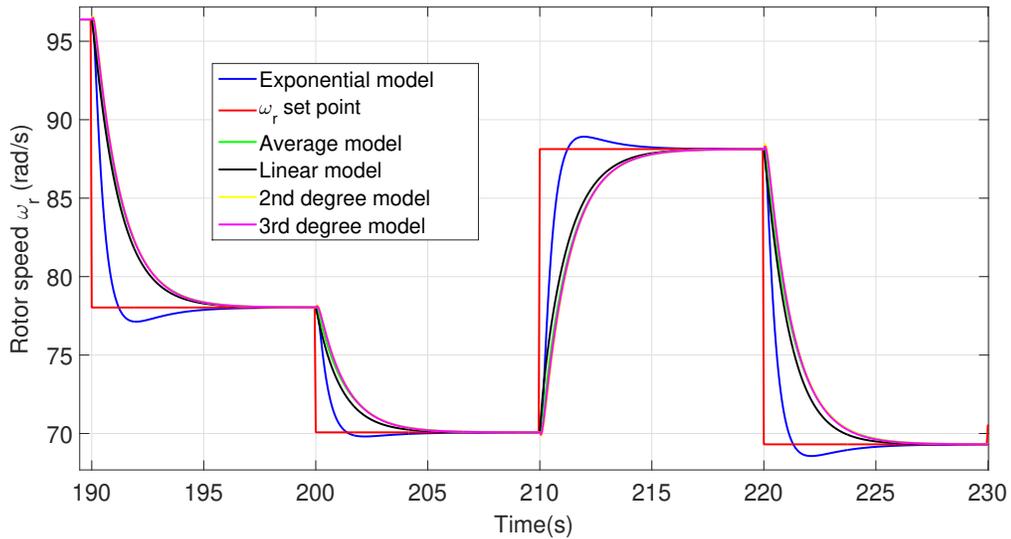


Figura 5.4: Seguimiento y control de velocidad del rotor en el intervalo de 190-230 segundos

Tabla 5.3: Desviaciones estándar para los diferentes modelos de ganancias dinámicas

Intervalo	Exponencial	Ganancias fijas	Lineal	2o grado	3er grado
0-300s	6.7179	7.6387	7.4255	7.6024	7.5917
Primeros 3s de cada escalón	10.055	11.878	11,349	11.69	11.693

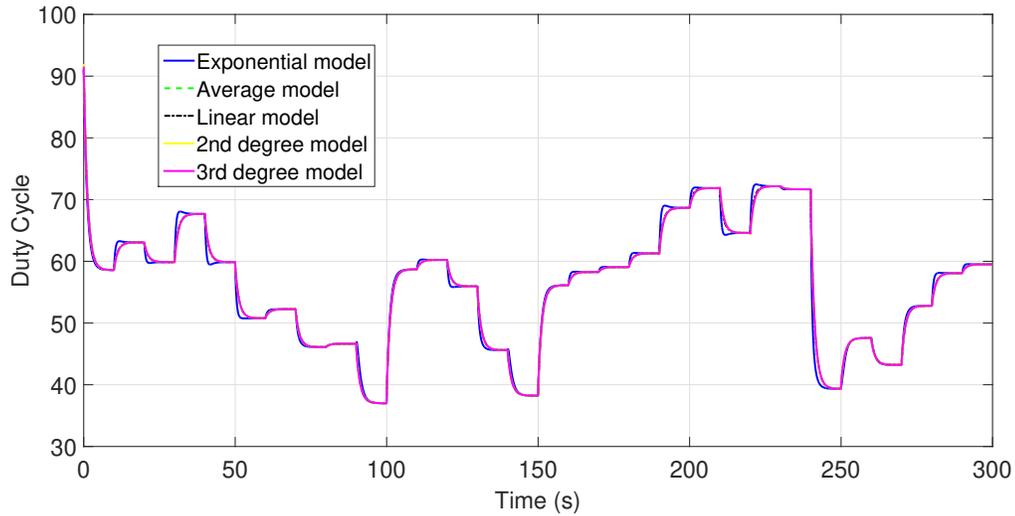


Figura 5.5: Ciclo de trabajo en el intervalo completo para cada modelo de ganancias dinámicas

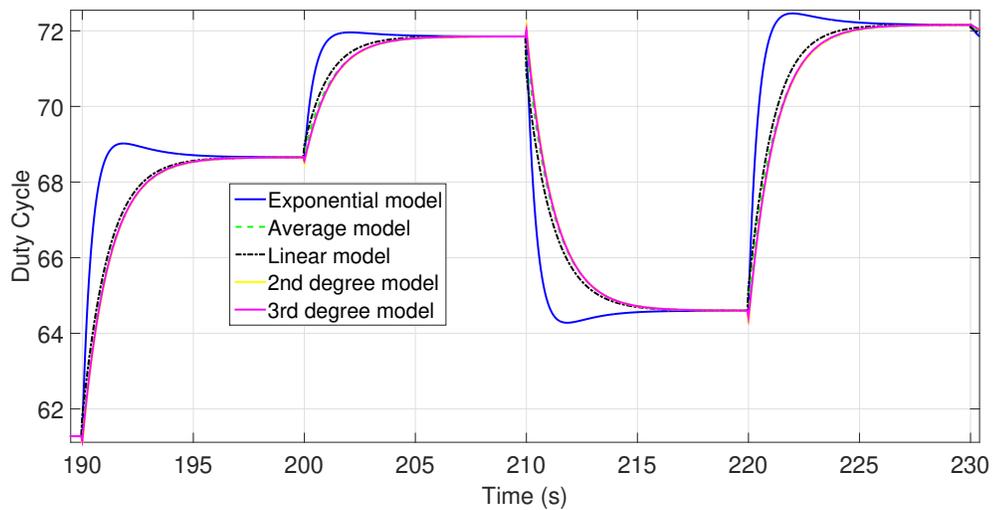


Figura 5.6: Ciclo de trabajo en el intervalo de 190-230 segundos para cada modelo de ganancias dinámicas

Por otro lado, en la tabla 5.4, se muestra el error absoluto promedio entre la velocidad óptima del rotor e instantánea del rotor para cada enfoque de programación de ganancias dinámicas para todo el intervalo, así como para las secciones antes de obtener la estabilidad. La tabla 5.5 muestra el tiempo que cada modelo de ganancias dinámicas necesita para alcanzar ω_r en cada intervalo de 0-10 a 290-300 segundos; t_1 , t_2 , t_3 , t_4 y t_5 representan el tiempo para los modelos exponenciales, de ganancias fijas, lineales, de segundo y tercer grado, respectivamente. El tiempo medio se presenta en la Tabla 5.6.

Tabla 5.4: Error absoluto promedio para los diferentes modelos de ganancias dinámicas

Intervalo	Exponencial	Ganancias fijas	Lineal	2o grado	3er grado
0-300s	1.8931	2.6603	2.5459	2.6341	2.6335
Primeros 3s de cada escalón	5.0482	7.1726	6.8249	7.0859	7.0848

Tabla 5.5: Tiempo para alcanzar la óptima ω_r para los diferentes modelos de ganancias dinámicas

Intervalo(s)	$t_1(s)$	$t_2(s)$	$t_3(s)$	$t_4(s)$	$t_5(s)$	Intervalo(s)	$t_1(s)$	$t_2(s)$	$t_3(s)$	$t_4(s)$	$t_5(s)$
0-10	7.55	8.5	8.45	8.4	8.45	150-160	6.65	7.7	7.65	7.6	7.65
10-20	1.25	6	5.8	5.9	5.95	160-170	1.4	5.1	5	5.05	5.05
20-30	1.2	5.6	5.45	5.55	5.55	170-180	1.15	3.85	3.75	3.8	3.85
30-40	1.25	6.7	6.3	6.55	6.55	180-190	1.2	5.1	5	5.05	5.1
40-50	1.2	6.7	6.5	6.65	6.65	190-200	1.25	6.6	6.15	6.5	6.5
50-60	2.25	6.9	6.85	6.85	6.85	200-210	1.35	5.6	4.8	5.5	5.45
60-70	2.65	4.6	4.6	4.55	4.6	210-220	1.3	6.6	6.25	6.5	6.55
70-80	4.75	6.4	6.4	6.35	6.35	220-230	1.35	6.65	5.75	6.55	6.45
80-90	2.9	3.4	3.4	4.35	3.35	230-240	1.15	3.25	2.65	3.25	3.2
90-100	6.95	6.95	7	6.95	6.95	240-250	6.3	8.45	8.45	8.55	8.5
100-110	7	7.95	7.85	7.8	7.85	250-260	6.1	6.75	6.75	6.7	6.7
110-120	1.2	4.7	4.55	4.6	4.65	260-270	5.2	5.95	6	5.95	5.95
120-130	1.4	5.95	5.85	5.9	5.9	270-280	5.55	6.95	6.9	6.85	6.9
130-140	4.95	7.05	7.05	7	7.05	280-290	1.85	6.2	6.1	6.1	6.15
140-150	6.55	6.6	6.65	6.6	6.6	290-300	1.2	4.55	4.45	4.5	4.55

Tabla 5.6: Tiempo promedio para alcanzar la óptima ω_r para los diferentes modelos de ganancias dinámicas

Intervalo(s)	$t_1(s)$	$t_2(s)$	$t_3(s)$	$t_4(s)$	$t_5(s)$
0-300	3.2017	6.11	5.945	6.0483	6.0617

Finalmente, la Figura 5.7 muestra la potencia ideal así como la potencia instantánea para cada modelo propuesto durante todo el intervalo (0-300 segundos). Se puede observar que las curvas de potencia de los modelos propuestos son muy similares al gráfico de potencia ideal, por lo que la potencia máxima se alcanza rápidamente. Por otro lado, la Figura 5.8 presenta la potencia ideal y las curvas de potencia instantánea en el intervalo 190-230 segundos para tener una mejor apreciación del desempeño de los

diferentes modelos. Como puede verse, el modelo exponencial proporciona los mejores resultados.

Para comparar los controladores propuestos con el estado del arte, los resultados obtenidos en la potencia instantánea mostrada en la Fig. 5.7, se comparan con los resultados de potencia obtenidos en un controlador PI constante de compensación de perturbación del par aerodinámico de retroalimentación hacia adelante, usando un observador para el torque aerodinámico, como el propuesto en [104]. Como puede observarse, los resultados son similares; sin embargo, en este trabajo se utilizaron escalones de viento reales y en un amplio rango de valores para la excitación del sistema, de manera que se pueda verificar la confiabilidad de los diferentes modelos propuestos.

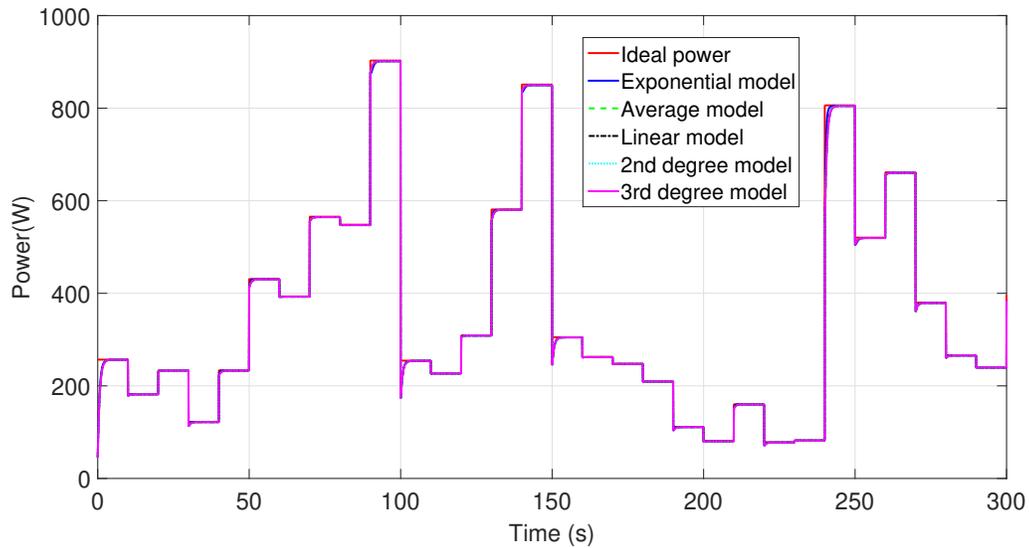


Figura 5.7: Whole span ideal and instantaneous power for the proposed models

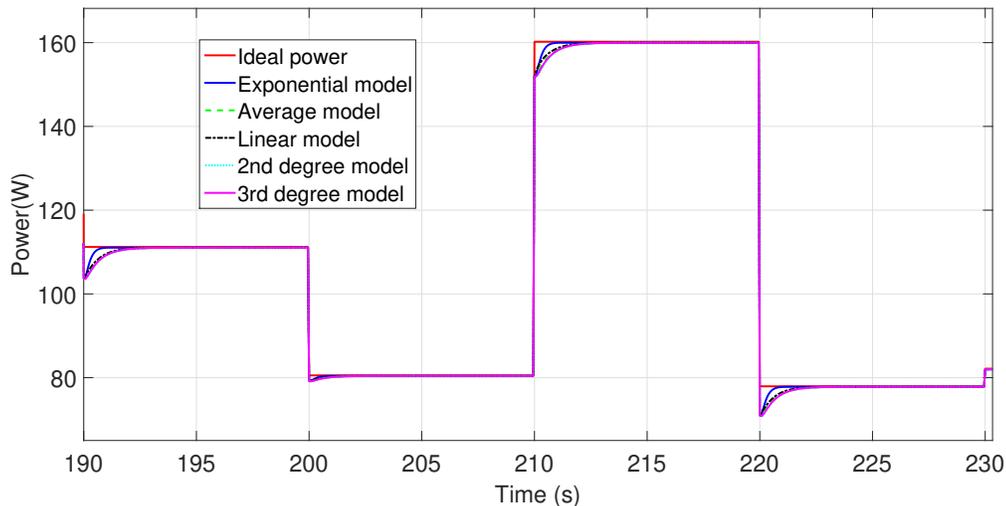


Figura 5.8: Ideal and instantaneous power for the proposed models from 190 to 230 seconds

5.4. CONJUNTO DE DATOS DEL SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE POTENCIA MÁXIMA PARA UN SISTEMA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA BASADO EN UN CONTROLADOR DE ACCIÓN INVERSA

Este artículo presenta una base de datos experimental relevante a un sistema de conversión de energía eólica cuyo objetivo es maximizar la extracción de potencia controlando el ciclo de trabajo de un convertidor multinivel. La base de datos está publicada y posee acceso libre en el repositorio de Mendeley Data en <https://data.mendeley.com/datasets/363d24mcb6/1>

Valor de los datos: - Este conjunto de datos es útil porque proporciona información sobre el seguimiento del punto de máxima potencia para los sistemas de conversión de energía eólica que está respaldado por mediciones reales. - Los beneficiarios de este conjunto de datos son los profesionales y académicos que trabajan en la eficiencia y optimización de la extracción de energía eólica. - Estos datos se pueden utilizar para: 1) Apoyar a los especialistas de sistemas de conversión de energía eólica que necesitan datos brutos para derivar modelos algebraicos o diferenciales que pueden conducir a una mejora

significativa en el área de optimización de la energía eólica 2) Proporcionar un marco experimental a los profesionales de WECS que trabajan en técnicas MPPT para decisiones relacionadas con la eficiencia de la energía eólica 3) Resaltar la relación real entre la razón de velocidades y el coeficiente de potencia así como su importancia en términos de extracción de energía. - Una ventaja adicional de la publicación es que es la primera que proporciona mediciones reales para el seguimiento del punto de máxima potencia bajo el esquema de un controlador de acción inversa].

El artículo contiene cinco archivos de datos que son interpretados con un programa en MATLAB que se encarga de generar las gráficas correspondientes.

5.5. MÉTODO PARA EL SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE POTENCIA MÁXIMA Y VERIFICACIÓN MEDIANTE EL MODELADO DE UN SISTEMA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA UNIFICADO

Este artículo ya ha sido publicado [105] y presenta con detalle los aspectos metodológicos y procedimentales relacionados con el proyecto. Los instrumentos utilizados, tarjetas de adquisición de datos, y especialmente las pruebas dinámicas que se llevaron a cabo para la obtención de los parámetros del sistema unificado.

Entre las características del artículo se encuentran las siguientes: - Una aproximación alternativa para un sistema de conversión de energía eólica es establecida a través de pruebas dinámicas físicas aplicadas al conjunto eólico. - El seguimiento del punto de potencia máxima es verificado mediante mediciones reales manejados por una plataforma de código abierto. - La metodología relacionada con el conjunto de la instrumentación electrónica y la programación es descrito de forma tal que las pruebas puedan ser reproducidas sin mucha dificultad.

5.6. UN NUEVO CONTROLADOR DE ACCIÓN INVERSA DISCRETO PI PARA EL SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE POTENCIA MÁXIMA EN UN SISTEMA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

Este documento publicado en revista JCR Q1 [106] presenta un controlador de seguimiento de punto de máxima potencia original para un convertidor de potencia eólica tipo IV, convertidor de velocidad total, velocidad variable y accionamiento directo experimental en funcionamiento independiente. En concreto, se propone e implementa en una plataforma en tiempo real un novedoso controlador de acción inversa que está fuertemente orientado a obtener resultados experimentales confiables y eficientes para extraer la máxima potencia del viento. Dado que el enfoque se centra en los experimentos, se obtiene deliberadamente una ley de control compacta que se puede implementar fácilmente utilizando un procesador digital estándar. La iniciativa se presenta como una alternativa a algunas propuestas recientes y valiosas que se basan en modelos detallados que pueden ser difíciles de implementar. También se presenta un análisis de estado estable de bucle abierto para demostrar la relación de acción inversa entre la entrada y la salida del sistema que se va a controlar.

5.7. ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO PARA LA RELACIÓN DE ACCIÓN INVERSA DE LA VELOCIDAD ANGULAR DE UN ROTOR Y EL CICLO DE TRABAJO, BASADO EN UN MODELO DE TRANSFORMACIÓN D-Q DE UN GENERADOR SÍNCRONO DE IMANES PERMANENTES.

Este artículo presenta un estudio formal en el que se demuestra la relación inversa que existe entre la entrada y la salida del sistema de conversión de energía eólico a ser controlado, es decir, entre la inyección del ciclo de trabajo a la entrada de un convertidor elevador multinivel y la velocidad angular del rotor de un generador síncrono de imanes permanentes.

El análisis es importante, dado que la potencia que se extrae está fuertemente afectada por el coeficiente de potencia, el cual es una función cuya monotonía puede incrementar o decrementar a lo largo del eje λ .

Conclusiones y Trabajos Futuros

6.1. CONCLUSIONES

En este capítulo se presenta una retrospectiva del proceso de investigación, las decisiones que se tomaron sobre la marcha para ajustarse a los tópicos de tendencia, así como las áreas de oportunidad para publicar. También se comenta sobre trabajos futuros que se pueden derivar de este proyecto de investigación.

Durante el desarrollo del proyecto se tuvieron que hacer diversas modificaciones encaminadas a extraer los puntos más importantes para el desarrollo del mismo, originalmente se consideró la reconstrucción de la curva del coeficiente de potencia, la cual cambia con el tiempo por el desgaste mecánico de la turbina y las condiciones operativas, sin embargo; en un análisis objetivo, esto resulta no ser necesario, sino que más bien lo medular es rastrear el punto de máxima potencia (MPPT).

Son diversas las técnicas y los trabajos que se han desarrollado para tal propósito, aunque la mayoría de las propuestas sólo se verifican a nivel simulación, en ese sentido; la oportunidad de presentar propuestas de MPPT originales mediante la programación de ganancias dinámicas basadas en mediciones reales, fue un aliciente para la publicación de los resultados.

En cuanto a la parte medular de esta investigación, Se propuso un conjunto de modelos matemáticos para determinar las ganancias dinámicas para un controlador no lineal PI discreto. Se establecieron diferentes pruebas en un WECS particular basadas en un PMSG para evaluar la respuesta del sistema y reducir su complejidad, obteniendo un enfoque linealizado.

El rendimiento de los modelos matemáticos se midió de acuerdo con la desviación estándar, el error absoluto y el tiempo para alcanzar la velocidad angular óptima del generador. A diferencia de otras investigaciones basadas en un modelo de ganancias fijas o un modelo lineal, este trabajo es el primero en presentar un conjunto de modelos matemáticos para el cálculo de ganancias dinámicas basadas en funciones no lineales que dependen de la velocidad del viento, como la exponencial, la de 2do grado y la de tercer grado.

El ajuste dinámico de las ganancias del controlador constituyó un factor crucial para fines de optimización, ya que permitió un alto rendimiento para alcanzar la velocidad angular óptima del rotor. Se verificó que, en general, los enfoques dinámicos presentaron un mejor desempeño que el modelo de ganancias fijas; especialmente en el modelo exponencial propuesto.

Al comparar el rendimiento energético instantáneo entre los modelos dinámicos propuestos y el estado del arte (especialmente a controladores PI de ganancias constantes especializados); los resultados fueron similares, sin embargo; una contribución notable de este trabajo es que, a diferencia de otros trabajos; se proporcionó un conjunto de diferentes velocidades reales del viento como escalones para probar el rendimiento del controlador, más aún; también se proporcionaron cambios significativos en la velocidad del viento y se aplicaron escalones de viento en intervalos de 10 segundos, con el propósito de verificar la confiabilidad del controlador.

Los gráficos de velocidad angular y potencia instantánea derivados de los métodos propuestos muestran que $\omega_{r_{opt}}$ y la potencia máxima se alcanzan rápidamente. El análisis estadístico respalda el notable rendimiento del modelo exponencial.

Aunque la parte central del proyecto se basó en innovadores modelos matemáticos para la programación de ganancias dinámicas de un controlador PI discreto no lineal, la parte experimental combinada con los resultados de la simulación, el análisis matemático y la investigación documental del coeficiente de potencia permitieron la generación de varias publicaciones relacionadas con este trabajo.

6.2. TRABAJOS FUTUROS

Combinaciones de modelos de programación de ganancias dinámicas, diversos modelos de observadores de estado e incluso redes neuronales, pueden ser aplicados para hacer propuestas que mejoren el rendimiento del sistema; presentando mayor confiabilidad en el algoritmo de control para el seguimiento del punto de máxima potencia.

6.3. PUBLICACIONES DERIVADAS DEL PRESENTE TRABAJO

Ya publicados

- 1) Representation and estimation of the power coefficient in wind energy conversion systems. *Revista Facultad de Ingeniería*, 28(50):77–90, 2019. <https://revistas.uptc.edu.co/index.php/ingenieria/article/view/8816>
- 2) A Novel MPPT PI discrete reverse-acting controller for a wind energy conversion system <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148121009721>
- 3) Method for maximum power point tracking and verification by modeling a unified wind energy conversion system <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2215016121000911>
- 4) Maximum Power Coefficient Analysis in Wind Wnergy Conversion Systems: Questioning, Findings and New Perspective <https://www.hindawi.com/journals/mpe/2021/9932841/>
- 5) Wind Power Extraction Optimization by Dynamic Gain Scheduling Approximation Based on Non-Linear Functions for a WECS Based on a PMSG <https://www.mdpi.com/2227-7390/9/17/2028> Sometidos en arbitraje
- 6) MPPT dataset for a WECS based on a reverse-controller for a MBC. <http://dx.doi.org/10.7632/363d24mcb6.1>

En proceso

- 7) Duty Cycle-Rotor Angular Speed Reverse Acting Relationship Steady State Analysis Based on a PMSG d-q Transform Modeling

Glosario

- Coeficiente de potencia. Representa la fracción de la potencia extraída del viento por una turbina.
- GWEC. Consejo mundial de energía eólica.
- HCS. Hill-Climb Searching
- Límite de Betz. Valor teórico correspondiente a la máxima fracción de la potencia que puede ser extraída del viento de acuerdo al físico alemán Albert Betz; corresponde aproximadamente a 0.593.
- MBC. Convertidor boost multinivel por sus siglas en inglés.
- MPPT. Seguimiento del punto de máxima potencia.
- OTC. Control del torque óptimo.
- P&O. Perturbar y observar.
- PI. Proporcional-integral
- PMSG. Generador de inducción de imanes permanentes.
- PSF. Retroalimentación de señal de potencia.
- Relación de velocidades. Es el cociente de la velocidad tangencial en el extremo de las paletas de una turbina entre la velocidad del viento.
- RTAI. Interfaz de aplicación de tiempo real.
- TSR. Razón de velocidades.
- WECS. Sistemas de conversión de energía eólica.

Bibliografía

- [1] Y. Xiu-Xing, L. Yong-Gang, L. Wei, and G. Hai-Gang, “Hydro-viscous transmission based maximum power extraction control for continuously variable speed wind turbine with enhanced efficiency,” *Renewable Energy*, vol. 87, pp. 646–655, 2016.
- [2] P. Aboutalebi, F. M’zoughi, I. Garrido, and A. Garrido, “Performance analysis on the use of oscillating water column in barge-based floating offshore wind turbines,” *Mathematics*, vol. 9, pp. 475:1–475:22, 2021.
- [3] M. Gómez-Sánchez, Y. Macip, A. Fernandez-Gil, C. Castro, S. Nuñez-Gonzalez, and J. Pedrera-Yanes, “Mathematical model for the optimization of renewable energy systems,” *Mathematics*, vol. 9, pp. 39:1–39:18, 2021.
- [4] J. Park, S. Lee, and J. Park, “Effects of the angled blades of extremely small wind turbines on energy harvesting performance,” *Mathematics*, vol. 8, pp. 1295:1–1295:15, 2020.
- [5] A. Saenz-Aguirre, E. Zulueta, U. Fernandez-Gamiz, D. Teso-Fz-Betoño, and J. Olarte, “Kharitonov theorem based robust stability analysis of a wind turbine pitch control system,” *Mathematics*, vol. 8, pp. 964:1–964:18, 2020.
- [6] Y. Arya, “Agc of pv-thermal and hydro-thermal power systems using ces and a new multi-stage fpidf-(1+pi) controller,” *Renewable Energy*, vol. 134, pp. 796–806, 2019.

- [7] V. Nguyen, "The fuzzy pi controller for pmsm's speed to track the standard model," *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2020, pp. 1–20, 2019.
- [8] J. González-Hernández and R. Salas-Cabrera, "Representation and estimation of the power coefficient in wind energy conversion systems," *Revista Facultad de Ingeniería*, vol. 28, no. 50, pp. 77–90, 2019.
- [9] H. Mousa, A. Youssef, and M. Essam, "State of the art perturb and observe mppt algorithms based wind energy conversion systems: A technology review," *International journal of electrical power & energy systems*, vol. 126, pp. 106 598:1–106 598:25, 2021.
- [10] A. Youssef, H. Mousa, and E. Mohamed, "Development of self-adaptive p&o mppt algorithm for wind generation systems with concentrated search area," *Renewable Energy*, vol. 154, pp. 875–893, 2020.
- [11] J. Chen, W. Yao, C. Zhang, Y. Ren, and L. Jiang, "Design of robust mppt controller for grid-connected pmsg-based wind turbine via perturbation observation based nonlinear adaptive control," *Renewable Energy*, vol. 134, pp. 807–827, 2019.
- [12] M. Karabacak, "A new perturb and observe based higher order sliding mode mppt control of wind turbines eliminating the rotor inertial effect," *Renewable Energy*, vol. 133, pp. 478–495, 2019.
- [13] H. Mousa, A. Youssef, and E. Mohamed, "Hybrid and adaptive sectors p&o mppt algorithm based wind generation system," *Renewable Energy*, vol. 145, pp. 1412–1429, 2020.
- [14] S. Kumar, K. Jayanthi, and N. Kumar, "Maximum power point tracking for a pmsg based variable speed wind energy conversion system using optimal torque control," in *2016 International Conference on Advanced Communication Control and Computing Technologies (ICACCCT)*, October 2016, pp. 347–35.
- [15] M. Yin, W. Li, C. Chung, L. Zhou, Z. Chen, and Y. Zou, "Optimal torque control based on effective tracking range for maximum power point tracking of wind turbines under varying wind conditions," *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, pp. 501–510, 2017.

- [16] A. Dida and D. Attous, "Adaptive hill-climb searching method for mppt algorithm based dfig system using fuzzy logic controller," *International Journal of System Assurance Engineering and Management*, vol. 8, pp. 424–434, 2017.
- [17] M. Uddin and I. Amin, "Adaptive step size based hill-climb search algorithm for mppt control of dfig-wecs with reduced power fluctuation and improved tracking performance," *Electric Power Components and Systems*, vol. 46, pp. 2203–2214, 2018.
- [18] S. Lalouni, D. Rekioua, K. Idjdarene, and A. Tounzi, "An improved mppt algorithm for wind energy conversion system," *Journal of Electrical Systems*, vol. 10, pp. 484–494, 2014.
- [19] M. Satué, F. Castaño, M. Ortega, and F. Rubio, "Power feedback strategy based on efficiency trajectory analysis for hcpv sun tracking," *Renewable Energy*, vol. 161, pp. 65–76, 2020.
- [20] P. Sathish-Babu, C. Sundarabalan, C. Balasundar, and T. Santhana-Krishnan, "Fuzzy logic based optimal tip speed ratio mppt controller for grid connected wecs," *International Conference on Advances in Materials Research*, vol. 45, pp. 2544–2550, 2021.
- [21] I. Yazici and E. Yaylaci, "Improving efficiency of the tip speed ratio-mppt method for wind energy systems by using an integral sliding mode voltage regulator," *Journal of Energy Resources Technology*, vol. 140, pp. 51 203–51 208, 2018.
- [22] X. Li, H. Wen, Y. Hu, and L. Jiang, "A novel beta parameter based fuzzy-logic controller for photovoltaic mppt application," *Journal of Energy Resources Technology*, vol. 130, pp. 416–427, 2019.
- [23] Y. Mokhtari and D. Rekioua, "High performance of maximum power point tracking using ant colony algorithm in wind turbine," *Renewable Energy*, vol. 126, pp. 1055–1063, 2018.
- [24] F. Bianchi, H. de Batista, and R. Mantz, *Wind Turbine Control Systems*. Ed. Springer, 2007, pp. 1–205.
- [25] S. Jenniches, "Assessing the regional economic impacts of renewable energy sources – a literature review," *Renewable & sustainable energy reviews*, vol. 93, pp. 35–51, 2018.

- [26] A. Zerrahn, W. Schill, and C. Kemfert, “On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources,” *European economic review*, vol. 108, pp. 259–279, 2018.
- [27] GWEC, *Global Wind Report 2021*. Global Wind Energy Council, 2021, pp. 1–80.
- [28] G. Larsen and A. Crespo, “Wind turbine wakes for wind energy,” *Wind Energy*, vol. 14, pp. 797–798, 2018.
- [29] M. Dyrholm, S. Sawyer, L. Fried, C. Gill, I. Prosser, S. Shukla, L. Quiao, and L. Livzeniece, “Renewable and sustainable energy reviews,” World Energy Council, Tech. Rep., 2018.
- [30] E. Millán, *El sistema eólico, diseño aerodinámico*. Webster (Ed.EOI), 2007, pp. 1–36.
- [31] Y. Venkata, W. Bin, M. Paresh, K. Samir, and M. Mehdi, “High power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies,” *Proceedings of IEEE*, vol. 103, no. 5, pp. 740–778, 2015.
- [32] R. Mittal, K. Sandhu, and Jain.D.K., “An overview of some important issues related to wind energy conversion systems(wecs),” *International Journal of Environmental Science and Development*, vol. 1, no. 4, pp. 351–363, 2010.
- [33] F. Manzano, A. Alcayde, F. Montoya, A. Zapata, and C. Gil, “Scientific production of renewable energies worldwide: An overview,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 134–143, 2013.
- [34] H. Chen and A. Lee, “Comprehensive overview of renewable energy development in taiwan,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 37, pp. 215–228, 2014.
- [35] L. Tripathi, A. Mishra, A. Kumar-Dubey, C. Tripathi, and P. Baredar, “Renewable energy: An overview on its contribution in current energy scenario of india,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 226–233, 2016.
- [36] S. Yong-Duan, L. Peng, U. Wei, and Q. Ming, “An overview of renewable wind energy conversion system modeling and control,” *Measurement and Control*, vol. 43, no. 7, pp. 203–208, 2010.

- [37] A. Hussein, “Renewable and sustainable energy reviews,” *Measurement and Control*, vol. 42, pp. 460–476, 2015.
- [38] R. Bedard, P. Jacobson, M. Previsic, W. Musial, and R. Varley, “An overview of ocean renewable energy technologies,” *Oceanography*, vol. 23, no. 2, pp. 22–31, 2010.
- [39] M. Cheng and Y. Zhu, “The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review,” *Energy Conversion and Management*, vol. 88, pp. 332–347, 2014.
- [40] S. Farthing, “Technical note: Betz limit, not an exact optimum,” *Wind Engineering*, vol. 37, no. 1, pp. 105–110, 2013.
- [41] J. González-Hernández and R. Salas-Cabrera, “Maximum power coefficient analysis in wind energy conversion systems: Questioning, findings, and new perspective,” *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2021, pp. 9 932 841:1–9 932 841:7, 2021.
- [42] M. Balato, L. Costanzo, and M. Vitelli, *Maximum Power Point Tracking Techniques*. Webster (Ed.), 2016, pp. 1–26. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/047134608X.W8299>
- [43] K. Ogata, *Modern Control Engineering*. Ed. Prentice Hall, 2010, pp. 1–990.
- [44] R. Ochieng and R. Ochieng, “A power series formulation of the betz’s criterion and equation in a wind turbine,” *International Journal of Energy, Environment and Economics*, vol. 23, no. 2, pp. 291–299, 2015.
- [45] V. Okulov and J. N. Sørensen, “Refined betz limit for rotors with a finite number of blades,” *Wind Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 415–426, 2018.
- [46] R. Vennell, “Exceeding the betz limit with tidal turbines,” *Renewable Energy*, vol. 25, no. 1, pp. 277–285, 2012.
- [47] J. Vaz and D. Wood, “Performance analysis of wind turbines at low tip-speed ratio using the betz-goldstein model,” *Energy Conversion and Management*, vol. 126, pp. 662–672, 2016.

- [48] S. Zekai, “Modified wind power formulation and its comparison with betz limits,” *International Journal of Energy Research*, vol. 37, no. 8, pp. 959–963, 2013.
- [49] W. Binrong, T. Xinliang, D. Xingjian, P. Zhike, and Z. Wenming, “On the power coefficient overshoot of an offshore floating wind turbine in surge oscillations,” *Wind Energy*, vol. 21, pp. 1076–1091, 2018.
- [50] T. Khamlaj and M. Rumpfkeil, “Analysis and optimization of ducted wind turbines,” *Energy*, vol. 162, pp. 1234–1252, 2018.
- [51] V. Reyes, J. Rodríguez, O. Carranza, and R. Ortega, “Review of mathematical of both the power coefficient and the torque coefficient in wind turbines,” in *IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics*, 2015, pp. 1458–1463.
- [52] A. Ahmad, D. Ahmed, and F. Karim, “Design and modeling of lowspeed axial flux permanent magnet generator for wind based microgeneration systems,” in *International Conference on Robotics and Emerging Allied Technologies in Engineering (iCREATE)*, 2014, pp. 51–57.
- [53] G. Bustos, F. Milla, D. Saez, L. Vargas, H. Zareipour, and A. Nuñez, “Comparison of fixed speed wind turbines models: a case study,” in *38th Annual Conference on IEEE (IECON)*, 2012, pp. 961–966.
- [54] G. Boukettaya, O. Naifar, and A. Ouali, “A vector control of a cascaded doubly fed induction generator for a wind energy conversion system,” in *11th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD)*, 2014, pp. 1–7.
- [55] X. Cai, G. Shi, Z. Wang, L. Yao, and M. Zhu, “Generalized average model of dc wind turbine with consideration of electromechanical transients,” in *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE*, 2013, pp. 1638–1643.
- [56] D. Llano, R. McMahon, and M. Tatlow, “Control algorithms for permanent magnet generators evaluated on a wind turbine emulator test-ring,” in *7th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD)*, 2014, pp. 1–7.

- [57] Z. Chen, J. M. Guerrero, and F. Blaabjerg, “A review of the state of the art of power electronics for wind turbines,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 8, pp. 1859–1875, Aug 2009.
- [58] J. Chen, H. Wu, M. Sun, and W. Jiang, “Modeling and simulation of directly driven wind turbine with permanent magnet synchronous generator,” in *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 2012, pp. 1–5.
- [59] Q. Shi, G. Wang, L. Fu, L. Yuan, and H. Huang, “State-space averaging model of wind turbine with pmsg and its virtual inertia control,” in *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2013, pp. 1880–1886.
- [60] Y. Ming, L. Gengyin, M. Zhou, and C. Zhao, “Modeling of the wind turbine with a permanent magnet synchronous generator for integration,” in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007, pp. 1–6.
- [61] S. Bagh, P. Samuel, R. Sharma, and S. Banerjee, “Emulation of static and dynamic characteristics of a wind turbine using matlab/simulink,” in *2nd International Conference on Control and Embedded Systems (ICPCES)*, 2012, pp. 1–6.
- [62] F. Gao, D. Xu, and Y. Lu, “Hybrid automaton modeling and global control of wind turbine generator,” in *Proceedings of Seventh International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, 2008, pp. 1991–1997.
- [63] Y. Guo, S. Hosseini, C. Tang, and J. Jiang, “An approximate model of wind turbine control systems for wind farm power control,” in *IEEE Power and Energy Society*, 2011, pp. 1–7.
- [64] B. Hamane, M. Doumbia, M. Bouhamida, and M. Benghanem, “Control of wind turbine based on dfig using fuzzy-pi and sliding mode controllers,” in *Ninth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, 2014, pp. 1–8.
- [65] Y. Guo, S. Hosseini, J. Jiang, C. Tang, and R. Ramakumar, “Voltage/pitch control for maximization and regulation of active/reactive powers in wind turbines with uncertainties,” in *IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, 2010, pp. 3956–3963.

- [66] A. Cultura and Z. Salameh, "Modeling and simulation of a wind turbine-generator system," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2011*, 2011, pp. 1–7.
- [67] S. Duman, I. Altas, N. Yorukeren, and A. Sharaf, "A novel facts based on modulated power filter compensator for wind-grid energy systems," in *IEEE 5th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, 2014, pp. 1–7.
- [68] P. Aree and S. Lhaksup, "Dynamic simulation of self-excited induction generator feeding motor load using matlab/simulink," in *11th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTICON)*, 2014, pp. 1–6.
- [69] Z. Jin and X. Ma, "Semi-definite programming for power output control in a wind energy conversion system," *IEEE Transactions on sustainable energy*, vol. 5, no. 2, pp. 466–475, 2014.
- [70] R. Cao, L. Lu, Z. Xie, X. Zhang, and S. Yang, "A dynamic wind turbine simulator of the wind turbine generator system," in *International Conference on Intelligent System design and engineering application*, 2007, pp. 967–970.
- [71] R. Ovando, Aguayo.J., and M. Cotorogea, "Emulation of a low power wind turbine with a dc motor in matlab/simulink," in *Power Electronics Specialists Conference*, 2007, pp. 859–864.
- [72] Z. Jin and X. Ma, "Implementation of pitch control of wind turbine using simulink (matlab)," *International Journal of Advanced Research in Computer Engineering & Technology*, vol. 1, no. 4, pp. 196–200, 2012.
- [73] S. Janakiraman, R. Kotti, and W. Shireen, "Adaptive sensorless maximum power point tracking control for pmsg wind energy conversion systems," in *Workshop on Control and modeling for Power Electronics (COMPEL)*, 2014, pp. 1–8.
- [74] I. Noura and A. Khedher, "A contribution to the design and the installation of an universal platform of a wind emulator using a dc motor," *International Journal of renewable energy research*, vol. 2, no. 4, pp. 797–804, 2012.

- [75] E. Madjid, S. Mekhilef, and F. Merahi, “Dc-voltage regulation of a five levels neutral point clamped cascaded for wind energy conversion system,” in *International Power Electronics Conference*, 2014, pp. 560–566.
- [76] Q. Bin, L. Pengcheng, Z. Wanli, and W. Xin, “Sliding mode control of pitch angle for direct driven pm wind turbine,” in *26th Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*, 2014, pp. 2447–2452.
- [77] I. Moussa, A. Bouallegue, and A. Kehedher, “Design and implementation of constant wind speed turbine emulator using matlab/simulink and fpga,” in *Ninth International Conference Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, 2014, pp. 1–8.
- [78] W. Li, H. Ma, D. Xu, and W. Zhang, “Research on wind turbine emulation based on dc motor,” in *Second IEEE conference on industrial electronics and applications*, 2007, pp. 2589–2593.
- [79] O. Carranza, E. Miranda, O. R., and J. Rodríguez, “Emulador de un aerogenerador de baja potencia utilizando un generador síncrono de imán permanente,” in *Reunión de Verano de Potencia y aplicaciones industriales*, 2014.
- [80] M. Arifujjaman, M. Iqbal, and J. Quaicoe, “4th international conference on electrical and computer engineering icece,” in *Reunión de Verano de Potencia y aplicaciones industriales*, 2006, pp. 213–216.
- [81] M. Corradini, G. Ippoliti, and G. Orlando, “A robust observer for detection and estimation of icing in wind turbines,” in *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2016, pp. 1894–1899.
- [82] C. Caruana, A. Al-Durra, and F. Blaabjerg, “Observer-based scheme for tuning the control of variable speed wind turbines operating in hostile environments,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 43, pp. 418–425, 2016.
- [83] J. Sandoval-Moreno, G. Besançon, and J. Martinez, “Observer-based maximum power tracking in wind turbines with only generator speed measurement,” in *2013 European Control Conference (ECC)*, 2013, pp. 478–483.

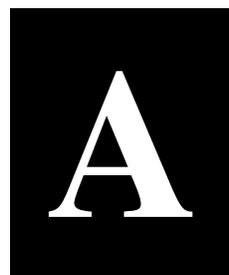
- [84] B. Yap, L. Dodson, and K. Busawon, "Online estimation of the power coefficient in wind energy conversion systemst," in *2012 2nd International Symposium On Environment Friendly Energies And Applications*, 2012, pp. 458–463.
- [85] A. Mahdi, W. Tang, and Q. Wu, "Online estimation of the power coefficient in wind energy conversion systems," in *2IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011)*, 2011, pp. 1–6.
- [86] 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.
- [87] 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.
- [88] 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.
- [89] 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.
- [90] 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.
- [91] 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.
- [92] A. Asghar and X. Liu, "Estimation of wind turbine power coefficient by adaptive neuro-fuzzy methodology," *Neurocomputing*, vol. 238, pp. 227–233, 2017.
- [93] 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.

- [94] 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.
- [96] 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.
- [97] 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.
- [98] 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.
- [99] 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.
- [100] 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.
- [101] 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.
- [102] 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.

- [103] 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.
- [104] 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.
- [105] 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.
- [106] 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.

Appendices

ANEXO



Material utilizado



Figura A.01: Tarjeta de adquisición de datos PCI 6024e de National Instruments.

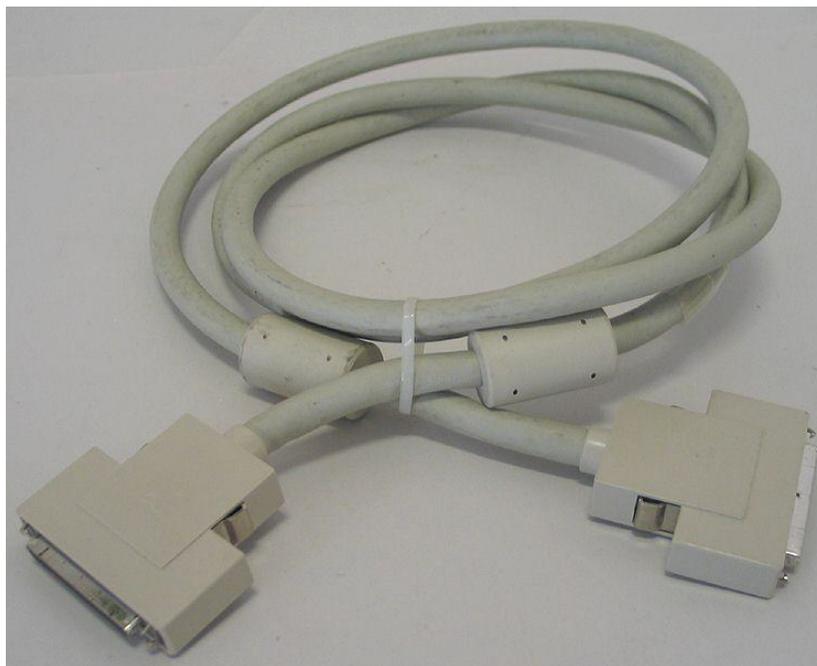


Figura A.02: Cable de comunicaciones SCB-68 de NI.



Figura A.03: Módulo de conexiones SH68-68 de NI. Vista 1.

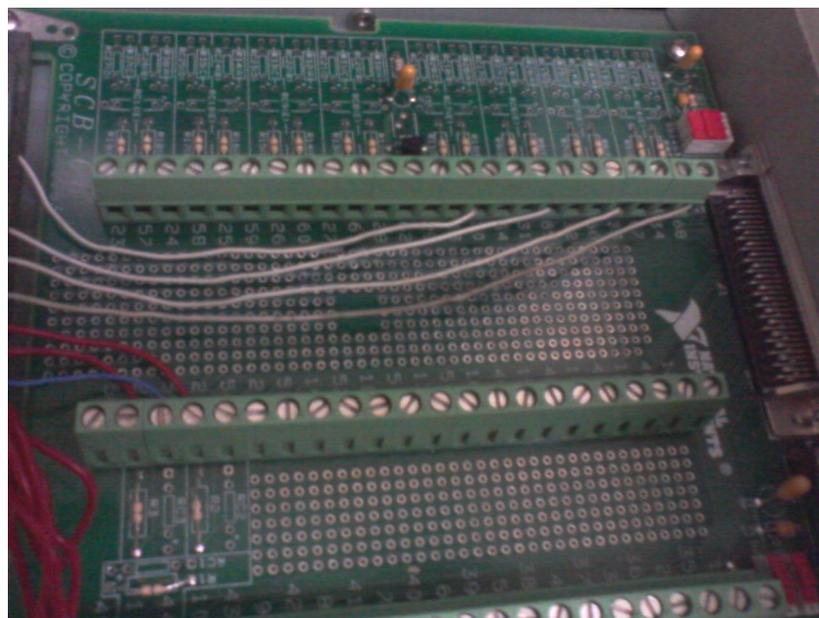


Figura A.04: Módulo de conexiones SH68-68 de NI. Vista 2.

ANEXO

B

Terminales de la tarjeta PCI 6024e

ACH8	34	68	ACH0
ACH1	33	67	AIGND
AIGND	32	66	ACH9
ACH10	31	65	ACH2
ACH3	30	64	AIGND
AIGND	29	63	ACH11
ACH4	28	62	AISENSE
AIGND	27	61	ACH12
ACH13	26	60	ACH5
ACH6	25	59	AIGND
AIGND	24	58	ACH14
ACH15	23	57	ACH7
DAC0OUT	22	56	AIGND
DAC1OUT	21	55	AOGND
RESERVED	20	54	AOGND
DIO4	19	53	DGND
DGND	18	52	DIO0
DIO1	17	51	DIO5
DIO6	16	50	DGND
DGND	15	49	DIO2
+5V	14	48	DIO7
DGNG	13	47	DIO3
DGND	12	46	SCANCLK
PFI0/TRIG1	11	45	EXTSTROBE
PFI0/TRIG2	10	44	DGND
DGND	9	43	PFI2/CONVERT
+5V	8	42	PF13/GPCTR1_SOURCE
DGND	7	41	PFI4/GPCTR1_GATE
PFI5/UPDATE	6	40	GPCTR1_OUT
PFI6/WFTRIG	5	39	DGND
DGND	4	38	PFI7/STARTSCAN
PFI9/GPCTRO_GATE	3	37	PFI8/GPCTRO_SOURCE
GPCTRO_OUT	2	36	DGND
FREQ_OUT	1	35	DGND

Figura B.01: Asignación de pines de E/S para la tarjeta PCI6024e

Señal	Referencia	Dirección	Descripción
AIGND	---	---	Tierra de entrada analógica. Estos pines son puntos de referencia para mediciones de terminación simple en configuración RSE y el punto de retorno de corrientes de polarización para mediciones diferenciales. Todas las referencias de tierra (AIGND, AOGND y DGND) están conectadas entre sí.
ACH <0...15>	AIGND	Entrada	Canales de entrada analógica del 0 al 15, cada canal par ACH <i,j+8> (i=0...7), se puede configurar como una entrada diferencial o dos entradas de terminación simple.
AISENSE	AIGND	Entrada	Sensor de entrada analógica. Este pin sirve como el nodo de referencia para cualquier canal ACH <0...15> en la configuración NRSE.
DAC0OUT	AOGND	Salida	Salida de canal analógico 0. Este pin suministra el voltaje de salida para el canal de salida analógico número 0.
DAC1OUT	AOGND	Salida	Salida de canal analógico 0. Este pin suministra el voltaje de salida para el canal de salida analógico número 1.
AOGND	---	---	Tierra de salida analógica. Los voltajes de salida analógica se referencian a este nodo. Todas las tres referencias de tierra (AIGND, AOGND y DGND) están conectadas juntas en la tarjeta.
DGND	---	---	Tierra digital. Este pin es la referencia para las señales digitales de los conectores de E/S de alimentación de +5 V. Todas las tres referencias de tierra (AIGND, AOGND y DGND) están conectadas juntas en la tarjeta.
DIO <0...7>	DGND	Entrada/salida	Señales digitales E/S. DIO6 y 7 pueden controlar la señal de conteo ascendente/descendente para los contadores de propósito general (contadores 0 y 1 respectivamente).
PA <0...7>	DGND	Entrada/salida	Puerto A de líneas de datos digitales bidireccionales para la interfaz periférica programable 82C55A en el 6025E. PA7 es el MSB y PA0 es el LSB.
PB <0...7>	DGND	Entrada/salida	Puerto B de líneas de datos digitales bidireccionales para la interfaz periférica programable 82C55A en el 6025E. PB7 es el MSB y PB0 es el LSB.
PC <0...7>	DGND	Entrada/salida	Puerto C de líneas de datos digitales bidireccionales para la interfaz periférica programable 82C55A en el 6025E. PC7 es el MSB y PC0 es el LSB.
+5V	DGND	Salida	Fuente de +5 VCD. Estos pines poseen fusibles para soportar hasta 1A para una fuente de alimentación de +5 V. El fusible es autoreseeteable.

Figura B.02: Descripción de señales en los conectores de E/S 1a parte

Señal	Referencia	Dirección	Descripción
SCANCLK	DGND	OUTPUT	Reloj de escaneo. Este pin emite un pulso por cada conversión A/D cuando está habilitado en el modo de escaneo. El pulso de bajo a alto indica cuando la señal de entrada puede ser removida de la entrada o conmutada por otra señal.
EXTSTROBE*	DGND	OUTPUT	Estroboscopio externo. Esta salida puede ser activada por medio de software para enlazar señales o disparar eventos en dispositivos externos.
PFI0/TRIG1	DGND	INPUT / OUTPUT	PFI0 / Trigger1. Como entrada, esta es una de las entradas de función programables (PFIS). Como salida esta es la señal de TRIG1 (AI Start Trigger). En las secuencias de adquisición de datos post disparo, una transición de bajo a alto indica el inicio de la secuencia de adquisición. En aplicaciones de pre disparo, una transición de bajo a alto indica el inicio de las conversiones de pre disparo.
PFI1/TRIG2	DGND	INPUT / OUTPUT	PFI1/Trigger2. Como entrada, esta es un de las PFIS. Como salida, esta es la señal de TRIG2 (AI Stop Trigger). En aplicaciones de pre disparo una transición de bajo a alto indica el inicio de conversiones post disparo. TRIG2 no es usada en aplicaciones de post disparo.
PFI2/CONVERT*	DGND	INPUT / OUTPUT	PFI2/Convert. Como entrada es una de las entradas de PFIS. Como salida es la señal de CONVERT (AIConvert). Un flanco de alto a bajo en CONVERT indica que una conversión de A/D está ocurriendo.
PFI3/GPCTR1_SOURCE	DGND	INPUT / OUTPUT	PFI3/Counter1 Source. Como entrada esta es una de las PFIS. Como una salida esta es la señal de GPCTR1_SOURCE. Esta señal refleja la fuente actual conectada al contador de propósito general 1.
PFI4/GPCTR1_SOURCE	DGND	INPUT / OUTPUT	PFI4/Counter1 Gate. Como entrada esta es una de las PFIS. Como salida esta es la señal de GPCTR1_GATE, la cual refleja la señal de compuerta actual conectada al contador de propósito general 1.
GPCTR1_OUT	DGND	OUTPUT	Counter 1 Output. Esta es la salida del contador de propósito general 1.

Figura B.03: Descripción de señales en los conectores de E/S 2a parte

Señal	Referencia	Dirección	Descripción
PF15/UPDATE*	DGND	INPUT / OUTPUT	PF15/Update. Como entrada es una de las PFIS. Como salida, esta es la señal de UPDATE (AO Update). Una transición de alto a bajo indica que el grupo primario de salida analógica está siendo actualizado para la tarjeta 6024E.
PF16/WFTRIG	DGND	INPUT / OUTPUT	PF1/Waveform Trigger. Como entrada es una de las PFIS. Como salida, es la señal WFTRIG (AO Start Trigger). En secuencias de salidas análogas temporizadas, una transición de bajo a alto indica el inicio de la generación de formas de onda.
PF17/STARTSCAN	DGND	INPUT / OUTPUT	PF17/Startscan. Como entrada es una de las PFIS. Como salida es la señal de STARTSCAN (AI Scan Start). Este pin pulsa una vez al inicio de cada escaneo de entrada analógica en el intervalo de escaneo. Una transición de bajo a alto indica el inicio del escaneo.
PF18/GPCTR0_SOURCE	DGND	INPUT / OUTPUT	PF18/Counter 0 Source. Como entrada es una de las PFIS. Como salida es la señal de GPCTR0_SOURCE. Esta señal refleja la fuente actual conectada al contador de propósito general 0.
PF19/GPCTR0_GATE	DGND	INPUT / OUTPUT	PF19/Counter 0 Gate. Como entrada esta es una de las PFIS. Como una salida esta es la señal de GPCTR0_GATE. Esta señal refleja la señal de la compuerta actual conectada al contador de propósito general 0.
GPCTR0_OUT	DGND	OUTPUT	Counter 0 output. Esta salida es de la salida del contador de propósito general 0.
FREQ_OUT	DGND	OUTPUT	Frequency output. Esta salida es la salida del generador de frecuencia.

Figura B.04: Descripción de señales en los conectores de E/S 3a parte

Señal	Tipo de señal y dirección	Impedancia Entrada / Salida	Protección (Volts) On/Off	Fuente (mA a V)	Sink (mA a V)	Tiempo de elevación (ns)	BIAS
ACH <0...15>	AI	100 GΩ	42/35	---	---	---	± 200pA
AISENSE	AI	100 GΩ	40/25	---	---	---	± 200pA
AIGND	AO	---	---	---	---	---	---
DAC0OUT	AO	0.1 Ω	Corto circuito a tierra	5 a 10	5 a 10	10 V/μs	---
DAC1OUT	AO	0.1 Ω	Corto circuito a tierra	5 a 10	5 a 10	10 V/μs	---
AOGND	AO	---	---	---	---	---	---
DGND	DO	---	---	---	---	---	---
VCC	DO	0.1 Ω	Corto circuito a tierra	Fusible a 1A	---	---	---
DIO <0...7>	DIO	---	Vcc +0.5V	13 a (Vcc-4)	24 a 0.4	1.1	50 kΩ pu
PA <0...7>	DIO	---	Vcc +0.5V	2.5 a 3.7 min	2.5 a 0.4	5	100 kΩ pu
PB <0...7>	DIO	---	Vcc +0.5V	2.5 a 3.7 min	2.5 a 0.4	5	100 kΩ pu
PC <0...7>	DIO	---	Vcc +0.5V	2.5 a 3.7 min	2.5 a 0.4	5	100 kΩ pu
SCANCLK	DO	---	---	3.5 a (Vcc-0.4)	5 a 0.4	1.5	50 kΩ pu
EXTSTROBE*	DO	---	---	3.5 a (Vcc-0.4)	5 a 0.4	1.5	50 kΩ pu
PFIO/TRIG1	DIO	---	Vcc +0.5V	3.5 a (Vcc-0.4)	5 a 0.4	1.5	50 kΩ pu
PFI1/TRIG2	DIO	---	Vcc +0.5V	3.5 a (Vcc-0.4)	5 a 0.4	1.5	50 kΩ pu
PFI2/CONVERT*	DIO	---	Vcc +0.5V	3.5 a (Vcc-0.4)	5 a 0.4	1.5	50 kΩ pu
PFI3/GPCTR1_SOURCE	DIO	---	Vcc +0.5V	3.5 a (Vcc-0.4)	5 a 0.4	1.5	50 kΩ pu

Figura B.05: Resumen de señales de E/S