



UNIVERSIDAD DE CIENCIAS Y ARTES DE CHIAPAS

INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN E INNOVACIÓN EN ENERGÍAS
RENOVABLES

TESIS

**“SISTEMA DE CONTROL PARA CONVERTIDOR DC-AC
EN SISTEMAS EÓLICOS DE BAJA POTENCIA”**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE DOCTOR **EN**
MATERIALES Y SISTEMAS ENERGÉTICOS
RENOVABLES

PRESENTA

MTRO. JAVIER ALONSO RAMÍREZ TORRES

DIRECTORES:

DR. ORLANDO LASTRES DANGUILLECOURT

DR. ANTONIO VERDE AÑORVE





UNIVERSIDAD DE CIENCIAS Y ARTES DE CHIAPAS

SECRETARÍA ACADÉMICA

DIRECCIÓN DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas a 12 de agosto de 2025

Oficio No. SA/DIP/0897/2025

Asunto: Autorización de Impresión de Tesis

C. Javier Alonso Ramírez Torres

CVU: 645422

Candidato al Grado de Doctor en Materiales y Sistemas Energéticos Renovables

Instituto de Investigación e Innovación en Energías Renovables

UNICACH

Presente

Con fundamento en la **opinión favorable** emitida por escrito por la Comisión Revisora que analizó el trabajo terminal presentado por usted, denominado **Sistema de control para convertidor dc-ac en sistemas eólicos de baja potencia** cuyo Director de tesis es el Dr. Orlando Lastres Danguillecourt (CVU: 252788) y Co-Director el Dr. Antonio Verde Añorve (CVU: 350768) quienes avalan el cumplimiento de los criterios metodológicos y de contenido; esta Dirección a mi cargo **autoriza** la impresión del documento en cita, para la defensa oral del mismo, en el examen que habrá de sustentar para obtener el **Grado de Doctor en Materiales y Sistemas Energéticos Renovables**.

Es imprescindible observar las características normativas que debe guardar el documento impreso, así como realizar la entrega en esta Dirección de un ejemplar empastado.

Atentamente
"Por la Cultura de mi Raza"

Dra. Dulce Karol Ramírez López
DIRECTORA



C.c.p. Dr. José Francisco Pola Albores, Director del Instituto de Investigación e Innovación en Energías Renovables, UNICACH. Para su conocimiento.

Dra. Laura Elena Vereá Valladares, Coordinadora del Posgrado, Instituto de Investigación e Innovación en Energías Renovables, UNICACH. Para su conocimiento.

Archivo/minutario.

EPL/DKRL/igp/gtr



2025, Año de la mujer indígena
Año de Rosario Castellanos

Ilustración: Noé Zenteno



Ciudad Universitaria, libramiento norte
poniente 1150, col. Lajas Maciel C.P. 29039.
Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, México
investigacionposgrado@unicach.mx

Resumen

Este trabajo presenta el desarrollo y validación de un sistema de control para un convertidor de potencia DC-AC aplicado a sistemas eólicos de baja potencia que operan en modo aislado. La estrategia de control optimiza la conversión de energía y garantiza una regulación del voltaje y la frecuencia de salida, permitiendo un suministro confiable a cargas en corriente alterna (CA) sin la necesidad de almacenamiento en baterías.

El enfoque adoptado se basa en el uso de una máquina de estados finitos (MEF), que gestiona de manera eficiente las distintas condiciones operativas del sistema, asegurando una transición fluida entre las regiones de operación de la curva de potencia del aerogenerador. Además, se incorpora un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) basado en la conductancia incremental, en combinación con un esquema de regulación de potencia proporcional, lo que permite maximizar la eficiencia en la extracción de energía y mantener una operación estable ante variaciones en la velocidad del viento.

El convertidor de potencia implementado adopta una topología en puente completo con modulación por ancho de pulso senoidal (SPWM), lo que garantiza una conversión eficiente y una señal de salida con baja distorsión armónica. Para evaluar el desempeño del sistema, se realizaron simulaciones en Simulink, donde se analizaron diferentes escenarios de operación. Posteriormente, se llevó a cabo la construcción e implementación experimental del convertidor y su sistema de control, validando su rendimiento en laboratorio mediante pruebas a distintas condiciones operativas.

Los resultados obtenidos demuestran que la estrategia de control propuesta permite alcanzar una eficiencia de hasta del 99% en la región de seguimiento, con una respuesta estable ante cambios en la velocidad del viento y la demanda de carga. Asimismo, se verificó la capacidad del sistema para operar sin interrupciones en todas las regiones de la curva de potencia del aerogenerador, asegurando una regulación efectiva del voltaje y la frecuencia de salida.

Agradecimientos

A mis directores de tesis Dr. Orlando Lastres Danguillecourt y Dr. Antonio Verde Añorve por guiarme y compartir su experiencia y conocimientos en el desarrollo de este proyecto de investigación.

Al Instituto de Investigación e Innovación en Energías Renovables (IIIER) de la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas (UNICACH) por el espacio y los recursos brindados para realizar el trabajo de investigación.

A la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación (SECIHTI), por el apoyo financiero brindado durante el desarrollo de esta investigación, mediante la Beca Nacional (Tradicional) 2021-2, con CVU 645422.

Al Instituto de Ciencia, Tecnología e Innovación del Estado de Chiapas (ICTI) por el apoyo a través de la beca CONCLUSIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO, otorgada a los miembros del sistema estatal de investigadores.

<i>Índice de figuras</i>	8
<i>Índice de tablas</i>	10
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	11
1.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS EÓLICOS DE BAJA POTENCIA	11
1.1.1 <i>Potencia del rotor eólico</i>	12
1.1.2 <i>Curva de potencia y regiones de operación de un aerogenerador</i>	13
1.2. APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS TECNOLÓGICAS DE LOS AEROGENERADORES DE BAJA POTENCIA	14
1.2.1 <i>Convertidor de potencia</i>	15
1.2.2 <i>Convertidores de DC-AC en sistemas aislados</i>	17
1.3. ANTECEDENTES DE LAS ESTRATEGIAS DE CONTROL	18
1.4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	23
1.5. JUSTIFICACIÓN	23
1.6. HIPÓTESIS	24
1.7. OBJETIVO GENERAL	25
1.8. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	25
CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS	26
2.1 INTRODUCCIÓN.....	26
2.2 MODELO DEL ROTOR EÓLICO	27
2.3 MODELO DEL GENERADOR ELÉCTRICO	28
2.3.1 <i>Modelo mecánico</i>	28
2.3.2 <i>Modelo eléctrico</i>	29
2.3.3 <i>Modelo dinámico del rotor-generador</i>	30
2.4 EL CONVERTIDOR DE POTENCIA.....	32
2.4.1 <i>Rectificador trifásico</i>	32
2.4.2 <i>Convertidor de DC-AC en puente completo</i>	33
2.5 ESTRATEGIA DE CONTROL DEL CONVERTIDOR	38
2.5.1 <i>Máquina de Estados Finitos</i>	39
2.5.2 <i>Algoritmo de seguimiento de punto de máxima potencia</i>	40
2.5.3 <i>Control de regulación proporcional</i>	44
2.6 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DEL CONVERTIDOR.....	46
2.6.1 <i>Desempeño en la respuesta transitoria</i>	47
2.6.2 <i>Desempeño en estado estacionario</i>	48

CAPÍTULO 3 METODOLOGÍA.....	50
3.1. INTRODUCCIÓN.....	50
3.2. ETAPA 1: DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL.....	52
3.2.1. Selección del sistema eólico.....	52
3.2.2. Criterios de diseño del convertidor.....	52
3.2.3. Metodología para diseño de sistema de control.....	53
3.3. ETAPA 2: SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL.....	59
3.3.1. Modelado del sistema eólico.....	59
3.3.2. Implementación del sistema de control en la simulación.....	62
3.3.3. Escenarios de la simulación	63
3.3.4. Parámetros de evaluación de la simulación.....	63
3.3.5. Análisis y documentación de resultados	64
3.4. ETAPA 3: IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL	64
3.4.1. Arquitectura del convertidor.....	65
3.4.2. Selección de componentes.....	66
3.5. ETAPA 4: EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL	66
3.5.1. Banco de pruebas y simulación del recurso eólico.....	67
3.5.2. Descripción del banco de pruebas.....	68
3.5.3. Procedimiento de pruebas en laboratorio	69
3.5.4. Parámetros de evaluación de las pruebas de laboratorio	71
3.5.5. Análisis y documentación de resultados	71
CAPÍTULO 4 RESULTADOS	73
4.1. INTRODUCCIÓN.....	73
4.2. RESULTADOS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL	74
4.2.1. Selección del sistema eólico y parámetros de operación.....	74
4.2.2. Diseño del convertidor de potencia.....	75
4.2.3. Condiciones de la estrategia de control basada en MEF	76
4.3. RESULTADOS DE SIMULACIÓN.....	76
4.3.1. Condiciones y configuración de la simulación.....	76
4.3.2. Análisis del desempeño del control ante velocidad de viento variable	79
4.3.3. Evaluación del convertidor en el arranque del sistema	80
4.3.4. Análisis del desempeño del seguidor de punto de máxima potencia	83
4.3.5. Análisis del sistema en la zona de regulación de potencia.....	88

4.3.6.	<i>Análisis del bus DC del convertidor de potencia</i>	89
4.3.7.	<i>Evaluación de los parámetros eléctricos a la salida del convertidor.....</i>	90
4.4.	RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL.....	93
4.4.1.	<i>Construcción del convertidor de potencia</i>	93
4.4.2.	<i>Implementación del sistema a nivel laboratorio.....</i>	94
4.5.	EVALUACIÓN DEL SISTEMA EN EL BANCO DE PRUEBAS.....	96
4.5.1.	<i>Caracterización del sistema en el banco de pruebas.....</i>	96
4.5.2.	<i>Evaluación del control a los cambios de velocidad de operación.....</i>	98
4.5.3.	<i>Análisis del desempeño del convertidor en el arranque</i>	99
4.5.4.	<i>Evaluación del MPPT en la prueba de laboratorio</i>	99
4.5.1.	<i>Análisis de los parámetros eléctricos en el bus DC del convertidor</i>	101
4.5.2.	<i>Análisis de los parámetros eléctricos a la salida del convertidor.....</i>	102
4.6.	DISCUSIÓN.....	104
4.7.	CONCLUSIONES.....	107
REFERENCIAS		109

Índice de figuras

Figura 1. Partes de un aerogenerador de baja potencia de eje horizontal (Cortesía RTO Energy).....	12
Figura 2. Potencia mecánica a diferentes velocidades de viento [Elaboración propia].....	13
Figura 3. Regiones de operación del aerogenerador.	14
Figura 4. Estructura básica de un sistema eólico con carga eléctrica.	15
Figura 5. Configuración del sistema eólico de baja potencia estudiado	26
Figura 6. Diagrama de bloques del modelo dinámico del rotor eólico y el generador eléctrico [26].	31
Figura 7. Diagrama eléctrico del rectificador trifásico [29].	32
Figura 8. Topología del convertidor DC-AC de potencia propuesto [30].....	34
Figura 9. Modulación por ancho de pulso senoidal. a) Señales portadora a y moduladora b) señales de control interruptor S1+, c) señales de control interruptor S2+ [30].	35
Figura 10. Diagrama bloques del control general del sistema	38
Figura 11. Determinación del signo de la pendiente mediante la conductancia incremental.	42
Figura 12. Estructura del algoritmo convencional MPPT basado en INC.	42
Figura 13. Curva de respuesta a escalón unitario con t_d , t_r , t_p , M_p y t_s [39].	48
Figura 14. Metodología general del proyecto de investigación.....	51
Figura 15. Máquina de Estados Finitos para el control del convertidor en sistema eólico de baja potencia.	54
Figura 16. Algoritmo de arranque suave.	55
Figura 17. Algoritmo MPPT para sistema eólico.	56
Figura 18. Algoritmo de regulación.	58
Figura 19. Diagrama de bloques de sistema eólico en Simulink. 1) Entrada de viento, 2) Rotor eólico, 3) PMSG, 4) Convertidor de potencia, 5) Controlador, 6) Carga. Fuente: Propia.	59
Figura 20. Bloque de modelo de rotor eólico.....	60
Figura 21. Bloque de máquina síncrona de imanes permanentes [42].....	60
Figura 22. Bloque de rectificador trifásico	61
Figura 23. Bloque convertidor en puente completo[43]	61
Figura 24. Bloque Power GUI	61
Figura 25. Estructura del bloque de control.....	62
Figura 26. Diagrama de bloques del convertidor de potencia.....	65
Figura 27. Configuración experimental para validación del control.....	69

Figura 28. Metodología para evaluar el sistema de control en el banco de pruebas.	70
Figura 29. Potencia de salida del sistema a diferentes velocidades de viento	80
Figura 30. Respuesta transitoria del control en el arranque.	82
Figura 31. Tiempo de repuesta del sistema ($t_s = 8.18$ s y $t_r = 1.94$ s).	83
Figura 32. Respuesta del MPPT ante caída súbita en velocidad de viento.	84
Figura 33. Señales que mira el sistema de control.	85
Figura 34. Repuesta en potencia a incremento de velocidad de viento.	86
Figura 35. Respuesta de subida a incrementos en la velocidad de viento.	87
Figura 36. Eficiencia del MPPT a diferentes velocidades de viento.	88
Figura 37. Respuesta del sistema por encima de la velocidad nominal de operación.	89
Figura 38. Comportamiento del Bus DC en el convertidor.	90
Figura 39. Comportamiento de la salida del inversor en función del tiempo.	92
Figura 40. Convertidor de potencia a) filtro y protecciones de salida b) rectificador y capacitor dc c) puente completo d) sensores e) fuentes auxiliares f) sistema de control.	93
Figura 41. Configuración experimental en laboratorio a) PC y VFD b) motor Siemens c) Generador RTO d) sensores e) convertidor f) carga resistiva.	95
Figura 42. Curvas de Potencia vs RPM para Diferentes m_a a carga fija de 36 ohm.	96
Figura 43. potencia M_a fijo al 0.90	97
Figura 44. Curva P-V en la prueba de banco a m_a de 90.	97
Figura 45. Respuesta en el tiempo a cambios de velocidad.	98
Figura 46. Respuesta inicial T_s y T_r	99
Figura 47. Comparación de la curva P-V del sistema con y sin control.	100
Figura 48. Variación de la conductancia en a lo largo de la prueba.	101
Figura 49. Formas de onda en el bus dc del inversor.	102
Figura 50. Formas de onda en la salida del inversor monofásico.	103

Índice de tablas

Tabla 1.1 Comparación de algoritmos de MPPT en función de diferentes características [17]	18
Tabla 4.1 Características de aerogenerador RTO_1000W_B_P	74
Tabla 4.2. Parámetro de diseño del convertidor (etapa de potencia)	75
Tabla 4.3 Características del bloque de modulación del puente completo.	75
Tabla 4.4. Condiciones de entrada y salida de estados del control MEF.	76
Tabla 4.5. Parámetros de configuración del bloque del rotor eólico.	76
Tabla 4.6. Configuración del bloque de generador eléctrico.	77
Tabla 4.7. Configuración del bloque rectificar no controlado trifásico.	77
Tabla 4.8. Configuración del bloque del convertidor en puente completo.	77
Tabla 4.9. Valores de componentes pasivos del convertidor.	78
Tabla 4.10. Parámetros del simulador Simulink 10.6 (R2024b).	78
Tabla 4.11. Perfil de viento escalonado utilizado en la simulación del sistema eólico	79
Tabla 4.12. Características de los principales componentes del convertidor de potencia.	94
Tabla 4.13 Resumen del comportamiento del bus DC a los diferentes escalones	102
Tabla 4.14. Resumen del comportamiento a la salida del inversor a los diferentes escalones	104
Tabla 4.15. Comparación de la estrategia de control propuesta con estrategias reportadas en sistemas eólicos de baja potencia.	105

Capítulo 1 Introducción

La creciente demanda de soluciones sostenibles en el sector energético ha impulsado de manera significativa la investigación y el desarrollo de tecnologías basadas en energías renovables. Entre estas, la energía eólica destaca como una de las fuentes más prometedoras para satisfacer las necesidades energéticas actuales y futuras. Su aprovechamiento se logra mediante el uso de aerogeneradores, dispositivos diseñados específicamente para convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica, facilitando su integración en aplicaciones prácticas [1]. La capacidad de generación de estos sistemas puede variar considerablemente, desde unos pocos watts hasta varios mega watts, dependiendo de su diseño y tamaño [2].

1.1. Características de los sistemas eólicos de baja potencia

Este trabajo se desarrolla en el ámbito de aerogeneradores de baja potencia de eje horizontal, definidos por la norma IEC 61400-2 como aquellos cuyos rotores tienen un área de barrido inferior a 200 m^2 [3]. Esta especificación generalmente se asocia con una potencia nominal inferior a 100 kW.

Tal como se ilustra en la Figura 1, los aerogeneradores de este tipo están compuestos, de manera general, por los siguientes elementos principales: un rotor (encargado de captar la energía del viento y transformarla en energía mecánica), un generador eléctrico (que transforma la energía mecánica en energía eléctrica), una veleta (para orientar el sistema hacia el viento) y una torre (que eleva el rotor para maximizar el rendimiento energético) [2].

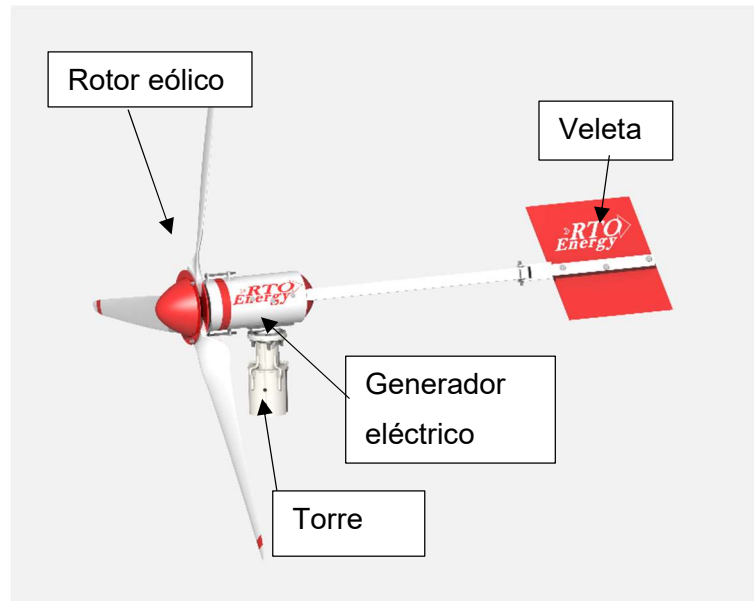


Figura 1. Partes de un aerogenerador de baja potencia de eje horizontal (Cortesía RTO Energy).

1.1.1 Potencia del rotor eólico

La potencia mecánica entregada por el rotor es proporcional al cubo de la velocidad del viento y se expresa como [4]:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V_v^3 \cdot C_p \quad (1)$$

donde ρ es la densidad del aire, A es el área barrida por las palas, V_v la velocidad del viento y C_p el coeficiente de potencia. Este último indica la fracción de la potencia del viento que puede ser extraída por el rotor, cuyo máximo teórico es del 59%, según el límite de Betz [5]. El C_p no es constante, ya que depende del diseño aerodinámico del rotor y las condiciones de operación. Aunque la potencia generada varía con la velocidad del viento, como se ilustra en la Figura 2, a cada velocidad de viento de operación existe un punto de máxima potencia (MPP, por sus siglas en inglés). Este punto se alcanza cuando el sistema opera en el máximo C_p , lo cual es crucial para garantizar la máxima eficiencia del sistema. Para lograrlo, es necesario controlar la velocidad de giro del rotor (ω_m), tarea que se realiza mediante seguidores de punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés). Estos controles ajustan continuamente la velocidad del rotor, permitiendo una operación eficiente bajo

diferentes condiciones de viento y asegurando que el sistema siga la curva de máxima potencia mostrada en la Figura 2 con la línea roja punteada [5].

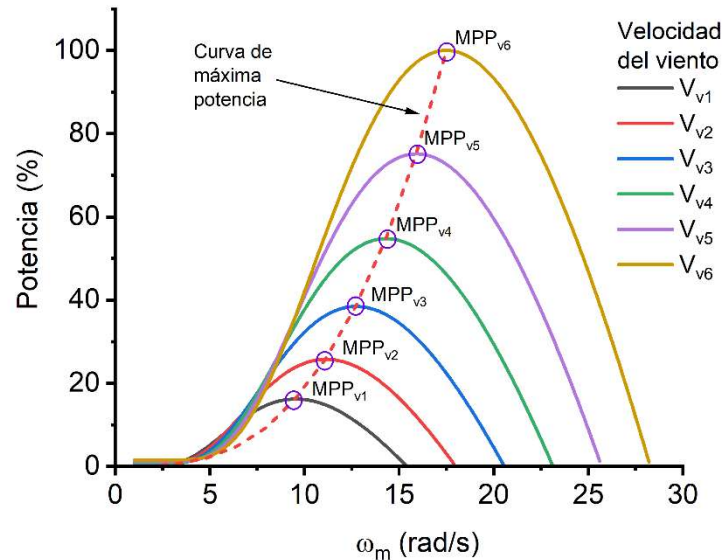


Figura 2. Potencia mecánica a diferentes velocidades de viento [Elaboración propia].

Sin embargo, el control de estos sistemas requiere otras consideraciones, ya que los aerogeneradores están diseñados para operar dentro de un rango específico de velocidades de viento que aseguren su estabilidad y eficiencia.

1.1.2 Curva de potencia y regiones de operación de un aerogenerador

El rango de operación de los aerogeneradores está limitado por dos velocidades de viento: V_{corte1} y V_{corte2} . La primera define la velocidad mínima necesaria para que el sistema inicie la generación de energía eléctrica, mientras que la segunda marca el punto en el que el aerogenerador debe detener su operación para evitar una sobrecarga estructural y garantizar la integridad del sistema. La Figura 3 muestra la curva de potencia típica de operación de un aerogenerador en función de la velocidad de viento, donde se identifican tres regiones [2]:

La región 1: es la región de baja velocidad, que corresponde a velocidades de viento menores a V_{corte1} , en esta región el sistema no es capaz de generar energía.

La región 2: limitada por V_{corte1} y la velocidad de viento nominal ($V_{nominal}$), a la cual el aerogenerador alcanza su potencia nominal, en esta región se implementa el MPPT para garantizar la mayor extracción de potencia.

La región 3: conocida como región de regulación, está delimitada por $V_{nominal}$ y V_{corte2} , en esta zona la potencia extraída del viento es regulada para mantener la entrega constante de la potencia nominal, evitando así sobrecargar el sistema. La regulación se logra mediante técnicas de control, que incluyen métodos pasivos, como ajustes aerodinámicos, y métodos activos, como la regulación electrónica con convertidor [6].

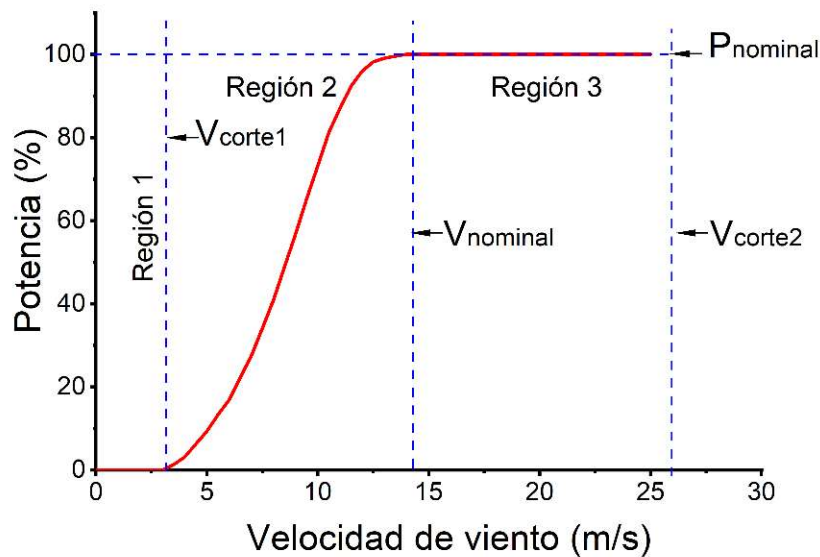


Figura 3. Regiones de operación del aerogenerador.

1.2. Aplicaciones y características tecnológicas de los aerogeneradores de baja potencia

Los aerogeneradores de baja potencia son capaces de cubrir una amplia gama de necesidades energéticas, desde la alimentación directa de cargas hasta su integración en sistemas de almacenamiento energético [7]. Para atender estas aplicaciones, existen diversas configuraciones de sistemas eólicos, las cuales se distinguen principalmente por el tipo de generador eléctrico y convertidor de potencia. En este ámbito, los generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG, por sus siglas en inglés) son ampliamente utilizados en aerogeneradores de baja potencia debido a sus características como alta eficiencia, diseño

compacto y la presencia de un gran número de polos. Esta última característica elimina la necesidad de cajas multiplicadores de velocidad y permite que el sistema opere a bajas velocidades de rotación [8]. Esta propiedad es particularmente relevante, ya que, como se observó en la Figura 2 la potencia entregada por el rotor eólico depende tanto de su velocidad angular como de la velocidad del viento a la que opera. De esta forma, el sistema puede funcionar eficientemente incluso a bajas velocidades del viento, lo que permite aprovechar el recurso eólico en zonas con recursos eólicos limitados.

1.2.1 Convertidor de potencia

La Figura 4 muestra la configuración básica de un sistema eólico de baja potencia acoplado a una carga por medio de un convertidor de potencia. Este componente resulta esencial, ya que permite acondicionar la energía generada por el aerogenerador para hacerla compatible con las características eléctricas de la carga [9]. Esta función es especialmente relevante debido a que el generador opera a velocidades variables, lo que provoca fluctuaciones tanto en el voltaje como en la corriente de salida. En este contexto, el convertidor se encarga de estabilizar estos parámetros, asegurando un suministro energético confiable y eficiente.

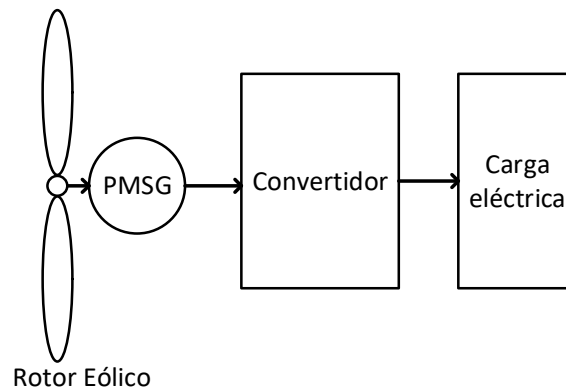


Figura 4. Estructura básica de un sistema eólico con carga eléctrica.

Además de su función en la conversión de energía, el convertidor desempeña un papel central en el control dinámico del sistema, ya que permite adaptarse a la variabilidad inherente del recurso eólico [2]. Entre sus funciones principales se encuentran:

- El seguimiento del punto de máxima potencia.
- La regulación del voltaje y la frecuencia de salida.
- La estabilidad operativa frente a cambios en la carga o el viento.

No obstante, para velocidades superiores a la nominal, es necesario implementar mecanismos de regulación pasiva (como el *stall control*) o activa (como el *pitch control*) [10].

La selección del tipo de convertidor y su estrategia de control depende de diversos factores, como la aplicación específica, la potencia nominal del sistema, el tipo de generador utilizado y las características de la carga. En función de estos criterios, se han desarrollado múltiples topologías de convertidores que permiten una adaptación eficiente a distintas configuraciones de sistemas eólicos ([11], [12], [13]).

En aplicaciones residenciales, rurales o comerciales, las cargas en corriente alterna (CA) son predominantes, ya que la mayoría de los dispositivos eléctricos están diseñados para operar en este tipo de régimen. Por ello, es fundamental que los sistemas eólicos de baja potencia cuenten con un convertidor capaz de regular adecuadamente el voltaje y la frecuencia, permitiendo así un suministro estable, seguro y compatible con dichas cargas.

Actualmente, en los sistemas eólicos de baja potencia se emplean principalmente dos tipos de configuraciones de conversión de energía para alimentar cargas en corriente alterna:

- **Topología de dos etapas:** Consiste en una primera etapa de conversión DC-DC, generalmente un convertidor tipo *boost* o *buck-boost*, que regula el voltaje de salida del generador y realiza el seguimiento del punto de máxima potencia. Posteriormente, una segunda etapa DC-AC convierte la energía en una señal alterna adecuada para alimentar la carga. Esta configuración permite una operación flexible, pero implica una mayor complejidad, mayores pérdidas energéticas y un aumento en los costos de implementación [14].
- **Topología de una sola etapa activa:** En esta configuración, el inversor DC-AC asume simultáneamente las funciones de regulación de voltaje, control de frecuencia y extracción de máxima potencia, eliminando la necesidad de una etapa intermedia DC-DC. Lo que se traduce en mayor simplicidad, eficiencia y menor costo [14].

No obstante, antes de implementar cualquier convertidor, es imprescindible contar con una etapa de rectificación que convierta la señal alterna generada por el aerogenerador en una señal de corriente continua.

1.2.2 Convertidores de DC-AC en sistemas aislados

En el contexto de la electrificación rural y de comunidades aisladas, los convertidores de una sola etapa activa han despertado un creciente interés debido a su simplicidad estructural, mayor eficiencia energética y menor requerimiento de componentes, lo cual se traduce en menores costos de instalación y mantenimiento [15]. Estas características los convierten en una alternativa tecnológicamente viable frente a topologías más complejas, especialmente en escenarios donde los recursos y la infraestructura técnica son limitados.

Sin embargo, cuando estos convertidores se integran en sistemas eólicos de baja potencia, se enfrentan a un reto técnico fundamental: la naturaleza intermitente e impredecible del recurso eólico. Esta variabilidad ocasiona fluctuaciones en la potencia generada, lo que a su vez repercute en la estabilidad de los parámetros eléctricos de salida, comprometiendo la calidad del suministro eléctrico. Si bien la incorporación de sistemas de almacenamiento mediante baterías representa una solución convencional para amortiguar dichas fluctuaciones, su uso introduce importantes limitaciones económicas y ambientales. Entre ellas destacan el alto costo inicial y de reposición, la necesidad de mantenimiento continuo y el impacto ambiental asociado a la fabricación, vida útil limitada y disposición final de estos dispositivos [16].

Ante esta problemática, se han desarrollado diversas estrategias de control orientadas a optimizar la conversión de energía directamente hacia las cargas, evitando el uso de sistemas de almacenamiento intermedio y favoreciendo así la viabilidad técnica y económica de los sistemas eólicos de baja potencia en aplicaciones aisladas.

1.3. Antecedentes de las estrategias de control

El desarrollo de estrategias de control para sistemas eólicos de baja potencia ha sido ampliamente abordado en la literatura, con especial énfasis en la optimización de la conversión de energía y la estabilidad operativa. Diversos estudios han explorado algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia, técnicas de control avanzadas y topologías de conversión de potencia, identificando ventajas y limitaciones que aún constituyen un reto en la implementación práctica.

En cuanto al control, la mayoría de las estrategias reportadas se han centrado exclusivamente en el seguimiento del punto de máxima potencia, ya sea mediante técnicas clásicas como Perturbar y Observar (P&O) o Conductancia Incremental, o a través de métodos más avanzados basados en inteligencia artificial.

Kumar et al (2016) ofrecen una revisión exhaustiva de estos algoritmos resumida en la Tabla 1.1, identificando que los enfoques convencionales, aunque simples y de bajo costo computacional, presentan oscilaciones alrededor del punto de máxima potencia, mientras que los enfoques avanzados (redes neuronales, lógica difusa o algoritmos adaptativos) incrementan la precisión a costa de mayores requerimientos en sensores y procesamiento [17].

Tabla 1.1 Comparación de algoritmos de MPPT en función de diferentes características [17]

Algoritmo	Tipo control	Complejidad	Convergencia	Memoria	Medición (Vv)	Desempeño	
						bajo variaciones viento	Inf. Previa
TSR	Indirecto	Simple	Rápido	No	Si	Moderado	No
OT	Indirecto	Simple	Rápido	No	No	Moderado	Si
PSF	Indirecto	Simple	Rápido	Si	Si	Moderado	No
HCS	Directo	Simple	Bajo	No	No	Moderado	No
HCS Modificado	Directo	Alto	Rápido	No	No	Muy bueno	No
INC	Directo	Simple	Bajo	No	No	Moderado	No
INC Modificado	Directo	Medio	Medio	No	No	Bueno	No
ORB	Directo	Simple	Medio	No	No	Moderado	No
Híbrido	Directo	Medio	Rápido	No	No	Bueno	No

Lógica difusa	Inteligente	Alto	Medio	Si	Depende	Muy bueno	Si
Redes Neuronales	Inteligente	Alto	Medio	Si	Depende	Muy bueno	Si
Adaptativos	Inteligente	Alto	Medio	Si	Depende	Muy bueno	Si

Umar et al. (2024) profundizaron en esta línea mediante el desarrollo de un controlador de seguimiento del punto de máxima potencia híbrido, combinando el método de razón de velocidad de punta (TSR) con redes neuronales artificiales (ANNs) basadas en los algoritmos de Levenberg-Marquardt (LM) y Regularización Bayesiana (BR).

El sistema diseñado está compuesto por una turbina eólica de 65 W, un generador sincrónico de imanes permanentes (PMSG) y un convertidor de potencia, optimizado para operar en condiciones de vientos bajos (velocidades desde 2 m/s). Se implementó una técnica de MPPT híbrida para mejorar la eficiencia en la conversión mecánica y eléctrica de la energía, alcanzando eficiencias de seguimiento de potencia del 96.9% y 96.32%, respectivamente.

Los resultados experimentales demostraron que la estrategia LM+BR mejora significativamente el desempeño del MPPT en comparación con el enfoque tradicional basado solo en LM, al proporcionar un mejor control sobre la velocidad de rotación, el TSR y el coeficiente de potencia (C_p). Además, la integración de la regularización bayesiana redujo el sobreajuste del modelo y mejoró la capacidad de generalización del control en diferentes condiciones de viento. Sin embargo, al igual que otros esquemas inteligentes, su aplicación en sistemas de bajo costo enfrenta limitaciones prácticas derivadas de la necesidad de datos de entrenamiento y hardware especializado [18].

El estudio de Meghni et al. (2020) propone un método mejorado de MPPT para sistemas híbridos eólicos mediante el algoritmo *Modified Enhanced Perturb and Observe* (MEPO), el cual ajusta dinámicamente el tamaño del paso en la técnica clásica P&O. Esto permite incrementar la precisión del seguimiento, reducir oscilaciones alrededor del punto de máxima potencia y mejorar la eficiencia de extracción de energía.

El sistema analizado integra una turbina de velocidad variable con generador PMSG, un convertidor AC-DC-AC, una batería de almacenamiento y un control supervisor que coordina el flujo energético. Las estrategias principales incluyen: el algoritmo MEPO para el MPPT, un control deslizante de segundo orden (SOSMC) para el convertidor del generador, regulación de la batería (BSC) para balance energético, y un control de potencia directa con modulación por vector espacial (DPC-SVM) en el lado de la red.

Las simulaciones en MATLAB/Simulink demostraron que MEPO supera a métodos tradicionales como TSR, SMC, P&O clásico, OTC y FLC, logrando 36.38% más eficiencia que P&O clásico, además de disminuir la distorsión armónica total (THD) y estabilizar el sistema. Asimismo, el control supervisor garantizó un enlace DC estable en 800 V y una gestión eficiente de la energía entre turbina, batería y red, consolidando una estrategia robusta y de alto desempeño para sistemas híbridos eólicos [19].

Adicionalmente, algunos trabajos se han orientado hacia estrategias de control que contemplan la operación del aerogenerador en distintas zonas de velocidad del viento. Dalala et al. (2013) propusieron una estrategia de control global para sistemas eólicos de pequeña escala (1 kW) que opera en tres regiones de velocidad del viento, garantizando una transición fluida entre modos de operación y optimizando la extracción de energía. La validación se realizó mediante un prototipo experimental en laboratorio, utilizando un PMSM para emular el aerogenerador y un sistema digital de control.

La arquitectura del sistema incluye un rectificador trifásico no controlado, un convertidor boost DC-DC para regular el enlace de corriente continua y un inversor para generar corriente alterna, una configuración común en aplicaciones como micro-redes, electrificación rural y bombeo de agua.

En cuanto al control, se aplicó un MPPT modificado basado en P&O en bajas velocidades, control de velocidad constante en condiciones medias y una combinación de limitación de potencia y regulación de velocidad en la región de stall.

Los resultados experimentales mostraron que la estrategia propuesta mejora la eficiencia energética, la estabilidad del sistema y asegura un funcionamiento confiable en todas las condiciones, demostrando la relevancia de enfoques adaptativos para convertidores de baja potencia [20].

De igual forma, el trabajo de Lumbreras et al. (2015) plantea una estrategia de control *soft-stall* para turbinas eólicas pequeñas (2.5 kW) conectadas a la red, empleando un generador síncrono de imanes permanentes y una topología simple de conversión de potencia (rectificador de diodos, convertidor boost DC-DC e inversor monofásico H-bridge). Esta configuración busca reducir costos y facilitar su aplicación en sistemas residenciales y comerciales de pequeña escala.

La propuesta se centra en limitar la operación según las capacidades nominales de corriente y torque del generador y el convertidor, evitando el uso de frenos eléctricos o mecánicos que generan esfuerzos adicionales. El control actúa en dos regiones clave:

1. MPPT en velocidades moderadas, mediante una tabla precalculada que usa la tensión rectificada y la corriente del convertidor para identificar el punto óptimo.
2. Soft-stall en altas velocidades, reduciendo el coeficiente de potencia del rotor eólico a través de la regulación indirecta del torque, lo que permite mantener la generación eléctrica y evitar desconexiones.

La validación experimental y por simulación mostró que esta estrategia es efectiva y robusta frente a variaciones de viento, garantizando protección del sistema y una mayor producción de energía bajo condiciones extremas [21].

De manera complementaria, Barzegar-Kalashani et al. (2023) realizaron una revisión sobre el control de aerogeneradores de baja potencia en condiciones de viento de alta velocidad. Su estudio destaca la importancia del control de pérdida de sustentación (stall control) y su integración con algoritmos de MPPT. Aunque estas estrategias permiten operar sin mecanismos mecánicos complejos, su principal limitación es la eficiencia reducida en condiciones de vientos bajos y medios. [22] .

En la misma línea, Majout et al. (2022) analizaron diversas estrategias de control aplicadas a sistemas de conversión de energía eólica basados en generadores síncronos de imanes permanentes. Se destacan técnicas como el control de modo deslizante y el control predictivo de corriente, que mejoran la estabilidad del sistema y su integración a la red. Sin embargo, estas estrategias requieren un modelado preciso y una mayor capacidad computacional, lo que puede dificultar su implementación en sistemas de bajo costo [23].

Poompavai et al (2019) abordaron las estrategias de gestión energética aplicadas a sistemas híbridos de energía solar y eólica para el bombeo de agua. Este estudio destaca la importancia del control de la velocidad del motor y la regulación de voltaje para garantizar un suministro confiable. A pesar de sus ventajas, la implementación de sistemas híbridos conlleva desafíos como la variabilidad en la disponibilidad de recursos y la necesidad de almacenamiento de energía para mejorar la estabilidad [24].

Respecto a la conversión de energía, Yaramasu et al. (2017) destacaron la flexibilidad de los convertidores de doble etapa en sistemas con generadores síncronos de imanes permanentes, pero advirtieron sobre la complejidad adicional en el control y el incremento de componentes electrónicos [25].

En contraste, David Lara et al. (2015) implementaron un convertidor de potencia de accionamiento directo AC-DC-AC de una etapa activa para un sistema de bombeo eólico que consta de un generador de imanes permanentes de 1.3 kW y una bomba periférica monofásica de 0.74 kW. Implementaron un esquema de control lineal V/f en el convertidor, además de un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia basado en perturbar y observar. El dispositivo y el control fueron evaluados en laboratorio y lograron una eficiencia en un rango de 70% y 95%. Su convertidor se basa en la topología de puente completo. Estos resultados evidencian el potencial de los convertidores de una etapa activa [14].

1.4. Planteamiento del problema

En los sistemas eólicos de baja potencia, aislados y sin bancos de baterías, orientados al suministro de energía a cargas en corriente alterna, persisten desafíos técnicos asociados al diseño del control, la topología de conversión y los métodos de validación.

- Control, las estrategias reportadas se enfocan exclusivamente en el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), sin contemplar la transición entre las distintas zonas de operación del aerogenerador, lo que limita la estabilidad y adaptabilidad del sistema ante variaciones en la velocidad del viento. Se han propuesto enfoques más avanzados, como el MPPT inteligente o el control predictivo, su implementación requiere altos recursos computacionales y modelos precisos, dificultando su adopción en sistemas de baja potencia.
- Conversión de energía, las soluciones reportadas utilizan topologías de múltiples etapas. Aunque operativas, estas arquitecturas incrementan la complejidad del control y reducen la eficiencia global, especialmente cuando se busca alimentar directamente cargas en corriente alterna a partir de una fuente de energía eólica.
- Métodos de validación, los sistemas propuestos suelen limitarse a simulaciones, lo que impide comprobar su comportamiento ante condiciones reales de operación. Esto restringe la evaluación de aspectos como la dinámica del generador, las pérdidas en los dispositivos de potencia y la respuesta del sistema frente a perturbaciones físicas.

1.5. Justificación

El presente trabajo responde a los retos descritos mediante el diseño e implementación de un sistema de control embebido en un convertidor DC-AC de una sola etapa, capaz de operar directamente con aerogeneradores de baja potencia y sin la necesidad de almacenamiento energético.

Esta propuesta contribuye de manera significativa al avance de los sistemas eólicos de baja potencia por las siguientes razones:

1. Optimización del diseño del sistema: Se elimina la necesidad de una etapa intermedia de conversión o de almacenamiento, lo que reduce el número de componentes, simplifica la arquitectura del sistema y mejora la confiabilidad operativa.
2. Desarrollo de convertidores versátiles y eficientes: Se plantea una arquitectura de una sola etapa, compacta y adaptable a distintos niveles de potencia en aplicaciones aisladas.
3. Implementación de una estrategia de control robusta: Se desarrollará una técnica de control que integre funciones de MPPT y regulación de voltaje y frecuencia en tiempo real, garantizando la compatibilidad con cargas convencionales y la estabilidad del suministro.
4. Reducción de mantenimiento: Al prescindir de baterías y componentes adicionales, se reduce los requerimientos de mantenimiento, lo que favorece su adopción en contextos con recursos limitados.

Esta solución tiene alta pertinencia social y tecnológica, ya que responde directamente a necesidades de electrificación en comunidades rurales, aplicaciones agrícolas como el bombeo de agua, y sistemas de microrredes en zonas sin conexión a la red eléctrica. Al ofrecer una solución accesible, eficiente y escalable, el presente trabajo puede contribuir de forma tangible al desarrollo sustentable y la transición hacia energías limpias en regiones marginadas.

1.6. Hipótesis

El diseño e implementación de una estrategia de control eficiente en un convertidor de potencia DC-AC de una etapa activa permitirá la operación estable de un sistema eólico de baja potencia, garantizando:

- Regulación de voltaje y frecuencia en función de las variaciones del viento.
- Compatibilidad con cargas en corriente alterna, asegurando su correcto funcionamiento.
- Adaptabilidad a diferentes condiciones de operación, sin necesidad de almacenamiento en baterías.

La validación experimental de este sistema demostrará su viabilidad técnica y su impacto en la eficiencia de los sistemas eólicos autónomos.

1.7. Objetivo general

Diseñar, construir y evaluar un sistema de control de voltaje y frecuencia para convertidores DC-AC de una etapa aplicados a sistemas eólicos de baja potencia.

1.8. Objetivos específicos

1. Diseñar la estrategia de control.
2. Simular la estrategia de control en un convertidor DC-AC.
3. Implementar la estrategia en un convertidor de potencia DC-AC.
4. Validar el sistema de control a nivel laboratorio.

Estructura del documento

El resto del documento está organizado de la siguiente manera:

En el capítulo 2, se presenta el marco teórico necesario para el diseño de la estrategia de control y el diseño del convertidor de potencia. Se discuten los parámetros de rendimiento evaluados, así como la topología en puente completo y sus requisitos de operación.

El capítulo 3 se desarrolla la metodología implementada para el desarrollo del proyecto. Se describen los criterios para el diseño, construcción y evaluación.

En el capítulo 4 se presenta los resultados de las evaluaciones de simulación y laboratorio a las que se sometió. Por último, se presentan las conclusiones del trabajo realizado.

Capítulo 2 Fundamentos teóricos

2.1 Introducción

Este capítulo presenta los principios teóricos fundamentales para el diseño, implementación y evaluación del sistema de control del convertidor en un sistema eólico de baja potencia. Se establecen las bases físicas y matemáticas necesarias para comprender el comportamiento del sistema, desde la conversión de la energía cinética del viento hasta la regulación de la potencia generada y entregada a la carga. La configuración del sistema eólico analizado en este trabajo se ilustra en la Figura 5 y está compuesta por los siguientes elementos: un rotor eólico, un generador síncrono de imanes permanentes, un convertidor de potencia, una carga resistiva y el sistema de control.

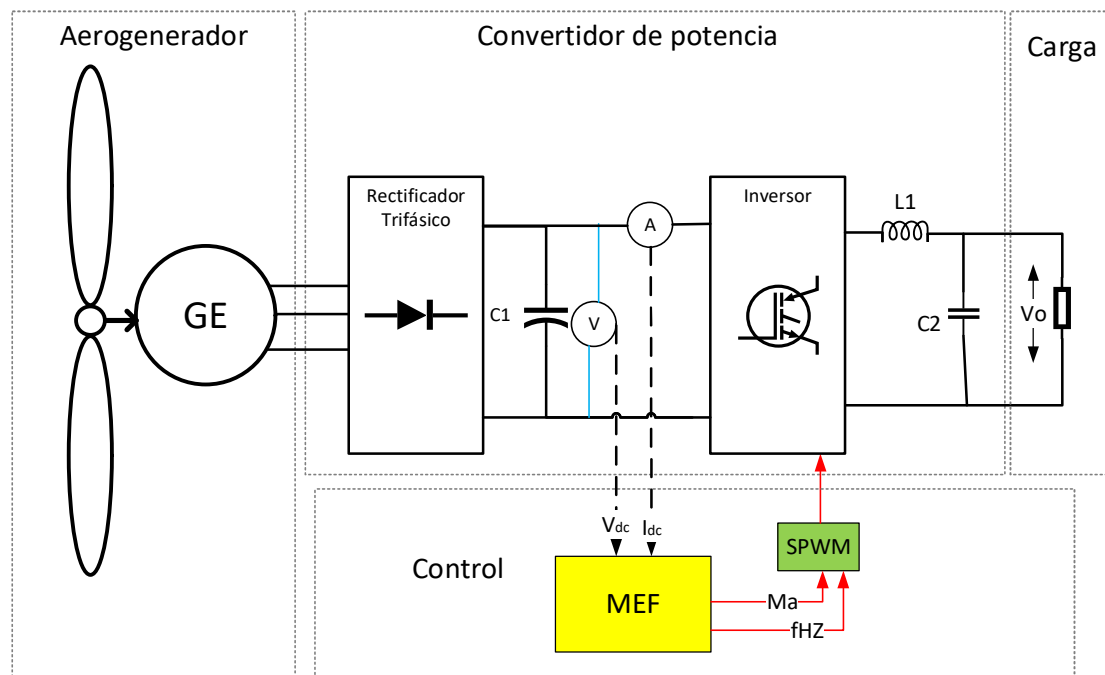


Figura 5. Configuración del sistema eólico de baja potencia estudiado

2.2 Modelo del rotor eólico

La potencia entregada por el rotor (P_m) en función de la velocidad angular se expresa como:

$$P_m = T_m \omega_m \quad (2)$$

Donde T_m representa el torque mecánico y ω_m la velocidad angular del rotor eólico.

Por otro lado, la potencia disponible en el viento (P_v) en el área de barrido del rotor se define como:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A V_v^3 \quad (3)$$

Dado que el rotor eólico solo puede extraer una porción de la potencia disponible en el viento, esta relación se representa con el coeficiente de potencia [26]:

$$C_p = \frac{P_m}{P_v} \quad (4)$$

Por lo tanto, la potencia mecánica extraída por el rotor se expresa como:

$$P_m = P_v C_p \quad (5)$$

El valor del coeficiente de potencia varía en función de múltiples factores. En [5] se analizan diversos modelos que establecen esta relación a partir de la velocidad específica de punta (λ) y el ángulo de ataque (β). Uno de los modelos más utilizados para representar esta dependencia se expresa mediante la siguiente ecuación [27]:

$$c_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (6)$$

Donde los coeficientes:

$$c_1 = 0.5176, c_2 = 116, c_3 = 0.4, c_4 = 5, c_5 = 21, c_6 = 0.0068$$

La variable λ_i se define como:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (7)$$

Mientras que la relación de velocidad específica de punta se expresa como:

$$\lambda = \frac{\omega_m R}{V_v} \quad (8)$$

Donde R es radio del rotor.

El ángulo de ataque del rotor es el ángulo que se forma entre el plano central de las palas y la dirección del viento. En sistemas de baja potencia el ángulo de ataque suele ser fijo, alcanzándose la máxima potencia cuando $\beta=0$ [28].

Este modelo corresponde a un rotor con un coeficiente de potencia máximo de 0.48 y una relación de velocidad específica de punta de 8.1.

Considerando las ecuaciones anteriores el torque mecánico se expresa como:

$$T_m = \frac{\rho A V_v^3 C_p(\lambda, \beta)}{2\omega_m} \quad (9)$$

2.3 Modelo del generador eléctrico

El modelo del generador de imanes permanentes se compone de dos partes: un modelo eléctrico y un modelo mecánico.

2.3.1. Modelo mecánico

La dinámica mecánica del generador se describe mediante las ecuaciones 10 y 11. Es importante destacar que el modelo considera la inercia combinada del generador y del rotor eólico, ya que ambos componentes contribuyen a la dinámica del sistema.

$$\frac{d}{dt}\omega_m = \frac{1}{J}(T_e - T_f - F\omega_m - T_m) \quad (10)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_m \quad (11)$$

Donde:

J es la inercia combinada de la carga y el rotor.

F representa la fricción combinada del rotor y la carga.

θ es la posición angular del rotor.

T_m es el torque mecánico aplicado al eje mecánico del generador.

T_f es el par de fricción estática del eje.

ω_m es la velocidad angular del rotor (velocidad mecánica)

Si se lleva 10 al dominio de la place y se desprecia el efecto de la fricción la función de transferencia del rotor se presenta como:

$$\frac{\omega_m}{T_m - T_e} = \frac{1}{J \cdot s} \quad (12)$$

2.3.2. Modelo eléctrico

El modelo eléctrico del generador se basa en un sistema trifásico sinusoidal, cuyas ecuaciones se expresan en el marco de referencia del rotor (marco dq). Todas las variables en este marco de referencia corresponden a magnitudes del estator, ya que el análisis se realiza desde la perspectiva del flujo magnético giratorio del rotor [26].

Las ecuaciones que describen el comportamiento eléctrico del generador son:

$$\frac{d}{dt} i_d = \frac{1}{L_d} v_d - \frac{R}{L_d} i_d + \frac{L_q}{L_d} P \omega_m i_q \quad (13)$$

$$\frac{d}{dt} i_q = \frac{1}{L_q} v_q - \frac{R}{L_q} i_q + \frac{L_d}{L_q} P \omega_m i_d - \frac{\lambda P \omega_m}{L_q} \quad (14)$$

$$T_e = 1.5 P [\lambda_{pm} i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \quad (15)$$

Donde:

L_q, L_d	Inductancias del eje q y del eje d .
R	Resistencia de los devanados del estator.
i_q, i_d	Corrientes del eje q y del eje d
v_q, v_d	Voltajes del eje q y del eje d
ω_m	Velocidad angular del rotor
λ_{pm}	Amplitud del flujo inducido por los imanes permanentes del rotor en las fases del estator
P	Número de pares de polos
T_e	Torque electromagnético

Al transformar 13 y 14 al dominio de la place, luego multiplicando la ecuación 14 por j y luego sumarle 12 se obtiene 16. En donde V_s , I_s son el voltaje y la corriente de fase respectivamente [26].

$$I_s(s) = \frac{1}{R_s + L_s \cdot s} [-V_s(s) + P \lambda_{pm} \cdot (s)] \quad (16)$$

De la ecuación 16 se obtiene la función de transferencia que se presenta en la ecuación 17, en donde Z_L representa la impedancia equivalente a la salida del generador.

$$\frac{I_s}{\omega_m} = \frac{P \lambda_{pm}}{(Z_L + R_s) + L_s \cdot s} \quad (17)$$

2.3.3. Modelo dinámico del rotor-generador

El diagrama de bloques en la Figura 6 ilustra la interacción dinámica entre los modelos del rotor eólico y el generador eléctrico. En este esquema se observa que la potencia transferida desde el generador hacia la carga está determinada por la impedancia equivalente en su salida, la cual influye directamente en el comportamiento del sistema electromecánico.

Cuando la corriente de salida se incrementa, el torque electromagnético generado también aumenta, lo que provoca una disminución en la velocidad del rotor. Esta reducción afecta

negativamente al torque mecánico disponible en el eje del generador, debido a la naturaleza dependiente de la potencia mecánica respecto de la velocidad de rotación. Esta relación dinámica refleja el acoplamiento estrecho entre la parte eléctrica y mecánica del sistema.

Dado que la velocidad del viento varía de forma continua e impredecible, el convertidor de potencia debe ser capaz de ajustar dinámicamente la impedancia de salida Z_L , lo cual se logra mediante la regulación del voltaje y la corriente entregados a la carga. Esta acción de control es fundamental para asegurar una extracción eficiente de energía en distintas condiciones de operación, permitiendo que el sistema opere cerca de su punto de máxima potencia en todo momento.

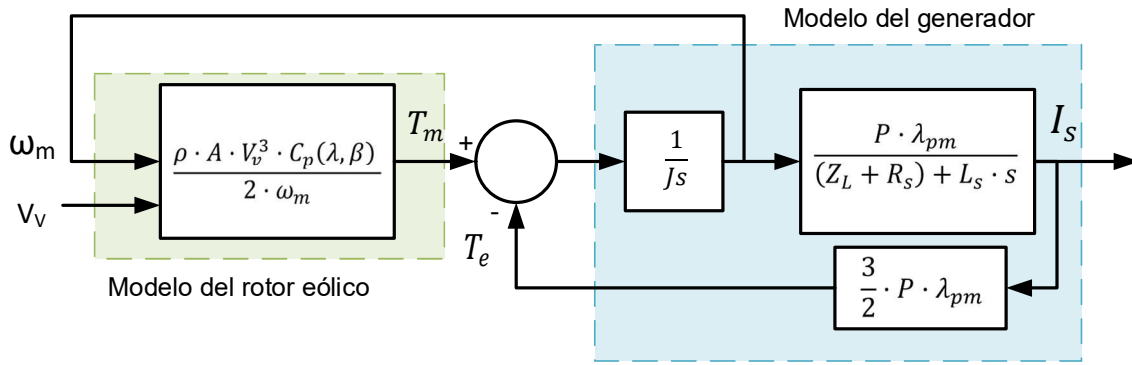


Figura 6. Diagrama de bloques del modelo dinámico del rotor eólico y el generador eléctrico [26].

En este contexto, es fundamental un adecuado dimensionamiento de la carga eléctrica, ya que una carga mal adaptada puede limitar el rango operativo del sistema. Si la carga es demasiado pequeña —lo que implica una menor demanda energética— el sistema no alcanzará su potencia nominal, afectando de manera negativa la curva característica de potencia del aerogenerador y reduciendo significativamente su eficiencia. Aunque es posible operar bajo una curva diferente a la óptima, esto conlleva una operación ineficiente que desaprovecha el potencial del sistema y genera pérdidas energéticas.

En consecuencia, el diseño del sistema de control debe considerar no solo la regulación activa de los parámetros eléctricos, sino también la adecuada selección y dimensionamiento de la carga, con el fin de garantizar un desempeño energético óptimo, una operación estable en todo el rango de velocidades del generador, y una gestión eficiente de la energía generada.

2.4 El convertidor de potencia

El convertidor de potencia, representado en la Figura 5, está constituido de dos etapas principales:

- Rectificador trifásico no controlado
- Convertidor dc-ac en configuración de puente completo.

2.4.1 Rectificador trifásico

La primera etapa se encarga de rectificar el voltaje trifásico generado por el generador eléctrico. Dependiendo del tipo de dispositivo semiconductor utilizado en su construcción, el rectificador puede ser controlado o no controlado.

- **Rectificadores controlados:** Permiten un mayor control sobre parámetros como el factor de potencia, pero incrementan la complejidad del sistema de control.
- **Rectificadores no controlados:** Son más sencillos y confiables, aunque no ofrecen control sobre la potencia de salida.

En este sistema, se ha implementado un rectificador no controlado, cuya salida es filtrada mediante un capacitor con el propósito de reducir las fluctuaciones en el voltaje de salida y mejorar la calidad de la señal continua.

En aplicaciones de alta potencia, se emplea un rectificador de puente trifásico, cuya estructura se muestra en la Figura 7. Este tipo de rectificadores utiliza diodos como dispositivos semiconductores.

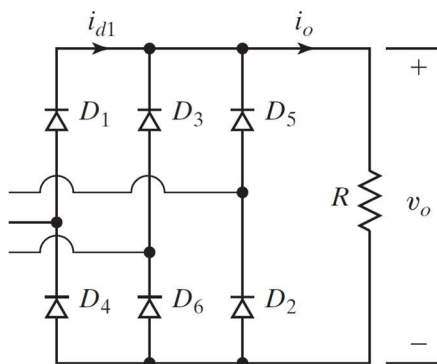


Figura 7. Diagrama eléctrico del rectificador trifásico [29].

Voltaje de salida del rectificador

El voltaje de salida promedio (V_{dc}) del rectificador trifásico se expresa como:

$$V_{dc} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_m \quad (18)$$

Donde V_m es el voltaje pico de fase.

Cálculo del condensador de filtrado

Los rectificadores trifásicos generan una ondulación de voltaje con una frecuencia seis veces mayor a la de la red. Para minimizar este rizado y garantizar un voltaje DC más estable, se emplea un filtro capacitivo. La capacitancia necesaria para reducir la ondulación del voltaje está dada por:

Donde:

$$C = \frac{I_{dc}}{6f\Delta V_{rizado}} \quad (19)$$

C es la capacitancia del filtro (en faradios).

I_{dc} es la corriente de salida en corriente continua (A).

f es la frecuencia de la red (Hz).

ΔV_{rizado} es la amplitud del rizado de voltaje permitida en la salida (V).

2.4.2 Convertidor de DC-AC en puente completo

Los convertidores DC-AC son dispositivos que transforman un voltaje de entrada de corriente continua en un voltaje de salida de corriente alterna con una magnitud y frecuencia específicas. Dependiendo de la aplicación, la forma de onda de salida puede ser cuadrada, modificada o senoidal.

La topología del convertidor seleccionado depende de los requisitos del sistema y la carga eléctrica [9]. En este caso, la etapa inversora emplea una topología en puente completo, la cual está compuesto por condensadores, interruptores y diodos. En esta configuración, una

rama del convertidor se define como un par de interruptores conectados en serie. En particular, la topología de puente completo se estructura de la siguiente manera:

- **Rama A:** Compuesta por los interruptores **S1+** y **S1-**.
- **Rama B:** Formada por los interruptores **S2+** y **S2-**.

La Figura 8 muestra la estructura del convertidor DC-AC de potencia propuesto, donde se identifican estas dos ramas. Además, los diodos de libre circulación (D1, D2, D3 y D4) permiten el flujo de corriente cuando se utilizan cargas reactivas, asegurando una correcta conmutación y mejorando el desempeño del sistema [29].

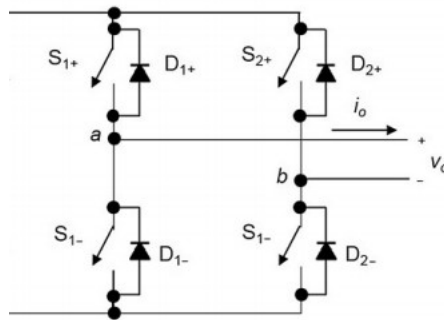


Figura 8. Topología del convertidor DC-AC de potencia propuesto [30].

Control de voltaje y frecuencia en el convertidor DC-AC

El control del voltaje y la frecuencia de salida del convertidor se realiza mediante técnicas de modulación, siendo una de las más utilizadas la Modulación por Ancho de Pulso Senoidal (SPWM, por sus siglas en inglés). Esta técnica permite obtener una señal senoidal pura en la salida. Sin embargo, antes de ser filtrada, la señal presentará un THD (Total Harmonic Distortion) relativamente alto, aunque con armónicos desplazados a frecuencias más altas en comparación con una onda cuadrada. Esto facilita la tarea de filtrado y mejora la calidad de la señal de salida [29].

La técnica de SPWM se basa en la generación de señales de control para los interruptores, las cuales se obtienen mediante la comparación de dos señales:

- **Señal portadora** (v_p) : Generalmente una onda triangular de alta frecuencia.

- **Señal moduladora** (v_m): Representa la forma de onda deseada en la salida, es decir, una señal senoidal.

La intersección entre ambas señales define los instantes de conmutación de los interruptores, permitiendo modular la tensión de salida con las características deseadas. La Figura 9 ilustra la implementación de la técnica SPWM en un convertidor en puente completo, donde se utilizan múltiples señales moduladoras para generar una salida unipolar [31].

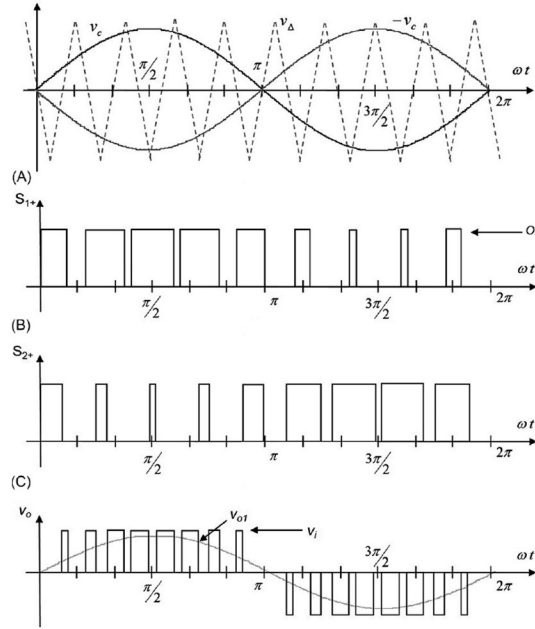


Figura 9. Modulación por ancho de pulso senoidal. a) Señales portadora a y moduladora b) señales de control interruptor S_{1+} , c) señales de control interruptor S_{2+} [30].

En el caso de una salida senoidal del convertidor DC-AC, la amplitud del voltaje de la frecuencia fundamental ($\hat{v}_{o1}$) depende del voltaje de entrada V_{dc} y del índice de modulación de amplitud (m_a), definida como la relación entre la amplitud de la señal moduladora ($\hat{v}_m$) y la de la portadora ($\hat{v}_p$) [29], [32].

Matemáticamente, la amplitud de la frecuencia fundamental en la salida del convertidor se expresa como:

$$\hat{v}_{o1} = m_a V_{dc} \quad (20)$$

Donde:

$$m_a = \frac{\hat{v}_m}{\hat{v}_p} \quad (21)$$

Así mismo, el voltaje eficaz a la salida se expresa como:

$$V_o = \frac{\hat{v}_{o1}}{\sqrt{2}} \quad (22)$$

En la modulación SPWM la frecuencia de salida se controla al variar directamente la frecuencia de la señal moduladora (f_m) mientras que la frecuencia de la portadora (f_p) se mantiene constante. Existen dos estrategias de control de frecuencia según la aplicación [33]:

- **Frecuencia fija:** Se mantiene f_m constante para obtener una salida con una frecuencia estable, por ejemplo, 50 Hz o 60 Hz, dependiendo de la aplicación.
- **Frecuencia variable:** Se ajusta dinámicamente f_m para aplicaciones donde se requiere un control de velocidad, como en accionamientos de motores eléctricos o sistemas de generación distribuida con acoplamiento a la red.

Filtrado de salida de frecuencia del convertidor

La salida del convertidor presenta una frecuencia fundamental que es idéntica a la de la señal moduladora. No obstante, debido a la conmutación de los interruptores también contiene componentes armónicos determinada por la frecuencia de la portadora. Al elegir un valor adecuado de la frecuencia portadora normalizada (m_f), definida como la relación entre f_p y f_m , se puede controlar la ubicación de los armónicos en el espectro de la señal de salida. Si se selecciona un valor par para m_f los armónicos en el voltaje de salida aparecen en frecuencias impares normalizadas (f_h), centradas alrededor del doble de m_f y sus múltiplos, específicamente en [30]:

$$h = lm_f \pm k \quad (23)$$

Donde:

h = posición normalizada de los armónicos en el espectro de salida.

l = 2, 4, 6...

$k = 1, 3, 5 \dots$ y

$$m_f = \frac{f_p}{f_m} \quad (24)$$

Debido a la presencia de armónicos en la señal de salida del convertidor, es necesario implementar un filtro pasa bajas LC para atenuar las componentes no deseadas y mejorar la calidad de la señal de salida. La frecuencia de corte (f_r) del filtro dependerá del valor del m_f y el cálculo del valor de los componentes se calcula usando [14].

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (25)$$

Este filtro permite eliminar los armónicos ubicados por encima de la frecuencia fundamental, garantizando una señal de salida senoidal más pura y reduciendo las distorsiones en la carga conectada al convertidor.

Selección de la frecuencia de conmutación

La elección de la frecuencia de conmutación afecta el rendimiento del convertidor y depende de:

- **Tipo de conmutador:** IGBTs operan mejor en rangos de 5-50 kHz, mientras que los MOSFETs pueden alcanzar cientos de kHz [34].
- **Tamaño de los componentes pasivos:** A mayor frecuencia, se pueden usar inductores y condensadores más pequeños [32].

Una selección adecuada de la frecuencia de conmutación permite mejorar la eficiencia del sistema, reducir el tamaño de los componentes pasivos y minimizar la distorsión armónica total [32].

2.5 Estrategia de control del convertidor

El sistema de conversión de energía de un aerogenerador de baja potencia requiere una estrategia de control eficiente que garantice una transición óptima entre los diferentes modos de operación. La Figura 10 muestra el diagrama a bloques de la estructura del sistema de control, el cual utiliza el voltaje y la corriente a la salida de rectificador trifásico (bus DC) como variables de retroalimentación para regular el funcionamiento del convertidor de potencia.

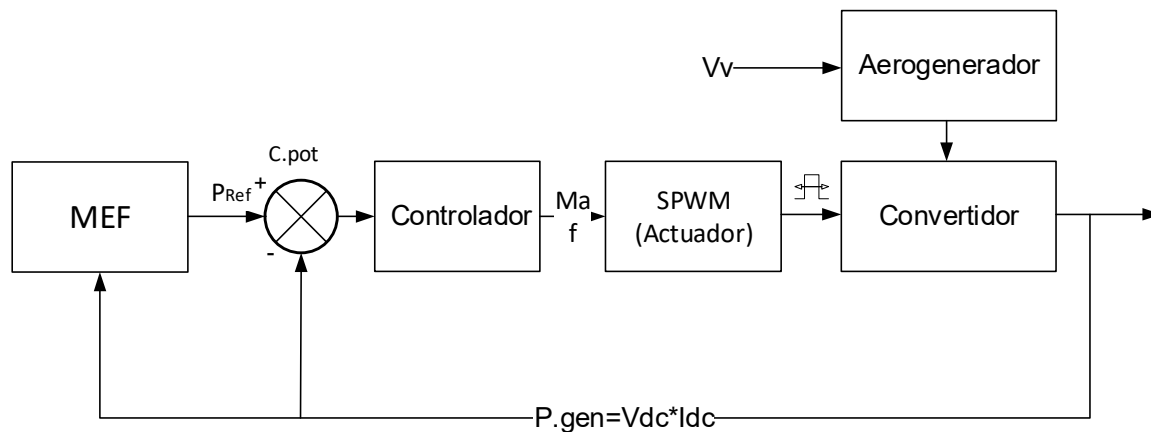


Figura 10. Diagrama bloques del control general del sistema

En el diagrama de bloques se identifican los siguientes componentes principales:

1. **Máquina de Estados Finitos (MEF):** Se encarga de gestionar los diferentes modos de operación del sistema, asegurando una transición eficiente entre ellos en función de la potencia generada y las condiciones del aerogenerador.
2. **Comparador de potencia (C.Pot):** Calcula el error entre la referencia de potencia (P_{Ref}) y la potencia generada (P_{gen}).
3. **Controlador:** Procesa el error de potencia y ajusta la modulación por ancho de pulso senoidal (SPWM) mediante el índice de modulación de amplitud y la frecuencia de conmutación.
4. **Generador SPWM (Actuador):** Convierte la señal de control en pulsos modulados para la conmutación del convertidor.
5. **Aerogenerador (Aero):** Recibe señales de control y opera en función de la velocidad del viento (V_v), entregando energía eléctrica al sistema.

6. **Convertidor:** El componente encargado de generar la onda senoidal en función de las señales del generador SPWM.

El sistema implementa un bucle de control en lazo cerrado, donde el voltaje y la corriente del bus DC son medidos y utilizados para regular dinámicamente la potencia extraída del aerogenerador. Esto permite optimizar la conversión de energía, asegurando una operación estable y eficiente bajo diferentes condiciones de viento.

2.5.1 Máquina de Estados Finitos

Una Máquina de Estados Finitos (MEF) es un modelo utilizado para describir el comportamiento de sistemas dinámicos mediante un conjunto finito de estados y transiciones entre ellos. En cada momento, el sistema se encuentra en un único estado, y cambia a otro estado en función de eventos predefinidos o condiciones específicas. Este modelo es ampliamente utilizado en sistemas de control, electrónica digital, autómatas de control, inteligencia artificial, y procesos industriales, ya que permite estructurar el funcionamiento de un sistema de forma lógica y eficiente [35].

Componentes de una Máquina de Estados Finitos

Una MEF se compone de los siguientes elementos [35]:

- Conjunto de estados (S): Representa las diferentes condiciones en las que el sistema puede encontrarse en un momento dado.
- Estado inicial y final: Define el punto de partida y el posible estado de terminación del sistema.
- Entradas (I): Son estímulos externos (como sensores, eventos o señales de software) que provocan cambios de estado.
- Transiciones (T): Reglas que determinan cómo el sistema cambia de un estado a otro en función de una condición específica.
- Acciones (A): Procesos ejecutados al entrar, permanecer o salir de un estado.

Tipos de Máquinas de Estados Finitos

Existen dos tipos principales de Máquinas de Estados Finitos [36]:

1. Máquina de Moore: La salida depende únicamente del estado actual del sistema.
2. Máquina de Mealy: La salida depende tanto del estado actual como de la entrada del sistema.

En el control del convertidor, una Máquina de Mealy es más adecuada porque permite una respuesta más rápida, ya que los cambios en la salida pueden ocurrir inmediatamente después de un cambio en la entrada, lo cual es crucial para el seguimiento del punto de máxima potencia.

2.5.2 Algoritmo de seguimiento de punto de máxima potencia

El algoritmo de Conductancia Incremental (INC) es un método ampliamente utilizado para el seguimiento del punto de máxima potencia en sistemas de energía renovable, especialmente en aplicaciones eólicas y fotovoltaicas. Este algoritmo tiene la ventaja de ser independiente de las especificaciones del rotor eólico y el generador, lo que significa que no requiere un conocimiento detallado de los parámetros del sistema. Esta característica mejora la fiabilidad y reduce el costo del sistema al eliminar la necesidad de sensores adicionales [17].

Formulación matemática del algoritmo INC para el sistema eólico

La potencia extraída del aerogenerador puede expresarse como una función del voltaje del bus DC (V_{dc}). Dentro de esta relación existe un voltaje óptimo del bus DC (V_{ref}) que maximiza la potencia de salida del generador. El algoritmo INC identifica este punto óptimo de operación analizando la relación entre la potencia y el voltaje [17].

Dado que la potencia en el bus DC (P_{dc}) se define como el producto de la corriente (I_{dc}) y el voltaje (V_{dc}):

$$P_{dc} = V_{dc} I_{dc} \quad (26)$$

Su derivada respecto al voltaje se expresa como:

$$\frac{dP_{dc}}{dV_{dc}} = \frac{d(V_{dc}I_{dc})}{dV_{dc}} \quad (27)$$

Aplicando la regla del producto de diferenciación:

$$\frac{dP_{dc}}{dV_{dc}} = I_{dc} + V_{dc} \frac{dI_{dc}}{dV_{dc}} \quad (28)$$

En el MPP, la pendiente de la curva de potencia-voltaje (P-V) es cero, lo que lleva a la siguiente condición:

$$\frac{I_{dc}}{V_{dc}} + \frac{dI_{dc}}{dV_{dc}} = 0 \quad (29)$$

Esta ecuación representa el principio fundamental del algoritmo INC, el cual permite identificar la región de operación del sistema en función de la pendiente de la curva P-V, al analizar la Figura 11 se tiene que:

$$\frac{dI_{dc}}{dV_{dc}} > -\frac{I_{dc}}{V_{dc}} , \text{ el sistema opera a la izquierda del MPP} \quad (30)$$

$$\frac{dI_{dc}}{dV_{dc}} < -\frac{I_{dc}}{V_{dc}} , \text{ el sistema opera a la derecha del MPP} \quad (31)$$

$$\frac{dI_{dc}}{dV_{dc}} = -\frac{I_{dc}}{V_{dc}} , \text{ el sistema opera en el MPP} \quad (32)$$

Las ecuaciones 27 a 29 permiten determinar la acción de control requerido en el voltaje del enlace DC y optimizar la extracción de energía del aerogenerador.

- **Positiva** en el lado izquierdo del MPP, lo que indica que el voltaje de referencia debe aumentar.
- **Cero** en el MPP, lo que señala el punto de máxima eficiencia en la conversión de energía.

- **Negativa** en el lado derecho del MPP, lo que indica que el voltaje es mayor al óptimo y debe reducirse para maximizar la potencia extraída.

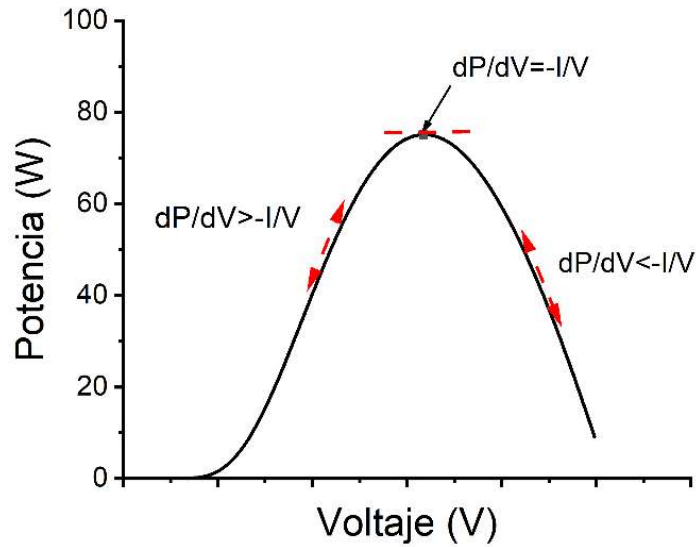


Figura 11. Determinación del signo de la pendiente mediante la conductancia incremental.

La Figura 12 presenta el diagrama de flujo del algoritmo INC, ilustrando el procedimiento lógico que permite rastrear el MPP analizando directamente la potencia de salida del rectificador.

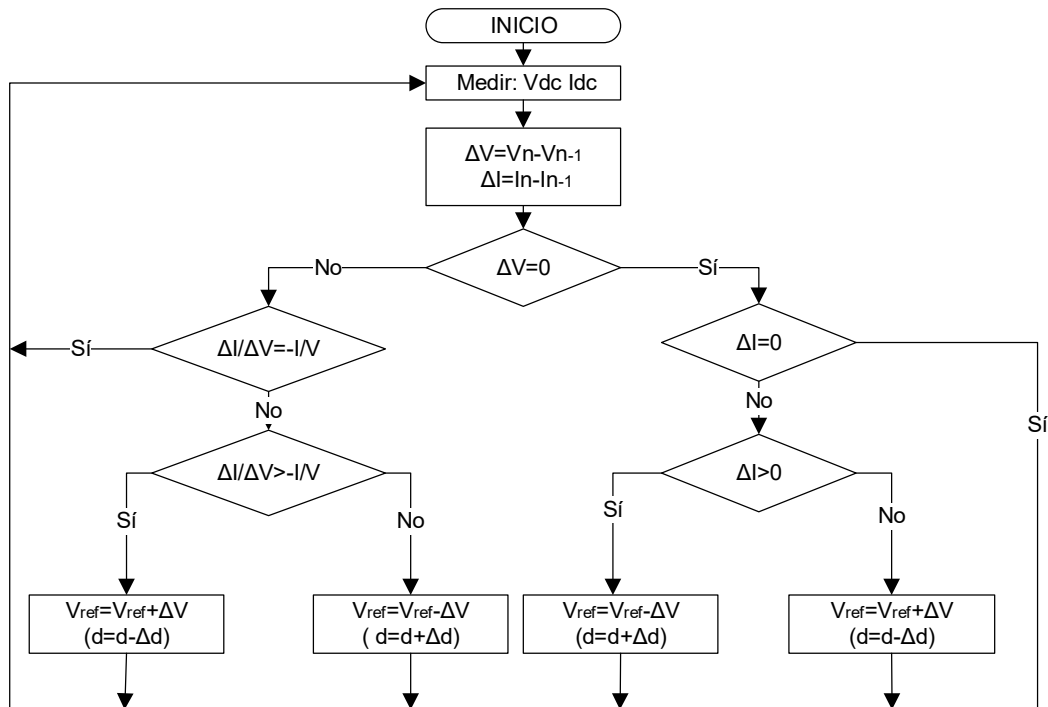


Figura 12. Estructura del algoritmo convencional MPPT basado en INC.

Optimización del algoritmo INC

El rendimiento del algoritmo en un microcontrolador puede ser mejorado al para eliminar las operaciones de división con la finalidad de optimizar los recursos del microcontrolador implementado, para ello se parte de las ecuaciones 27 a 29 y se tiene que [37]:

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} + \frac{I}{V} = 0 \text{ en el MPP} \quad (33)$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} + \frac{I}{V} > 0 \text{ a la izquierda del MPP} \quad (34)$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} + \frac{I}{V} < 0 \text{ a la derecha del MPP} \quad (35)$$

Unificando los denominadores en 12 -14:

$$\frac{V(\Delta I) + I(\Delta V)}{V(\Delta V)} = 0 \text{ en el MPP} \quad (36)$$

$$\frac{V(\Delta I) + I(\Delta V)}{V(\Delta V)} > 0 \text{ a la izquierda del MPP} \quad (37)$$

$$\frac{V(\Delta I) + I(\Delta V)}{V(\Delta V)} < 0 \text{ a la derecha del MPP} \quad (38)$$

En 33 el denominador se puede eliminar ya que se iguala a cero, mientras que en 34 y 35, V se puede eliminar del denominador ya que el voltaje en el bus de siempre positivo y su signo no afectará las ecuaciones. Así, 33 – 35 se puede simplificar como:

$$\frac{V(\Delta I) + I(\Delta V)}{(\Delta V)} = 0 \text{ en el MPP} \quad (39)$$

$$\frac{V(\Delta I) + I(\Delta V)}{(\Delta V)} > 0 \text{ a la izquierda del MPP} \quad (40)$$

$$\frac{V(\Delta I) + I(\Delta V)}{(\Delta V)} < 0 \text{ a la derecha del MPP} \quad (41)$$

Finalmente, para eliminar los cálculos de división las reglas del algoritmo se pueden reescribir de la siguiente manera:

$$V(\Delta I) + I(\Delta V) = 0 \text{ en el MPP} \quad (42)$$

$$(V(\Delta I) + I(\Delta V) > 0) \ \&\& \ (\Delta V > 0) \text{ a la izquierda del MPP} \quad (43)$$

$$(V(\Delta I) + I(\Delta V) > 0) \ \&\& \ (\Delta V < 0) \text{ a la derecha del MPP} \quad (44)$$

$$(V(\Delta I) + I(\Delta V) < 0) \ \&\& \ (\Delta V > 0) \text{ a la derecha del MPP} \quad (45)$$

$$(V(\Delta I) + I(\Delta V) < 0) \ \&\& \ (\Delta V < 0) \text{ a la izquierda del MPP} \quad (46)$$

La Ecuación (39) se emplea como base para la detección del MPP, no obstante, operar exactamente en el MPP es técnicamente inviable debido a las variaciones constantes de las condiciones meteorológicas, así como al ruido inherente al sistema. Por esta razón, el algoritmo debe incorporar un margen de tolerancia respecto al MPP, el cual debe establecerse en función de las características dinámicas y eléctricas del sistema [38].

Para una implementación efectiva del método de Conductancia Incremental, es fundamental considerar varios aspectos críticos. En primer lugar, la precisión del algoritmo depende directamente de la frecuencia de muestreo y de la exactitud en la medición del voltaje y la corriente. En segundo lugar, es necesario incluir filtros adecuados para atenuar el ruido presente en las señales eléctricas, lo cual contribuye a mejorar la estabilidad del algoritmo y evitar oscilaciones erráticas alrededor del punto óptimo de operación.

2.5.3 Control de regulación proporcional

Cuando el sistema opera por encima de la velocidad nominal del aerogenerador, la potencia mecánica disponible supera la potencia eléctrica que el sistema está diseñado para entregar

de manera segura y eficiente. En esta condición, el controlador debe evitar la sobrecarga del sistema eléctrico y mecánico, limitando la potencia transferida a la carga.

La estrategia adoptada en este estado operativo corresponde a un modo de regulación proporcional, cuyo objetivo es mantener constante la potencia entregada, restringiéndola al valor nominal permitido por las especificaciones del aerogenerador y las características de la carga conectada. Esta técnica de regulación es fundamental para proteger tanto al convertidor como a los elementos de carga frente a condiciones de sobre potencia derivadas de ráfagas de viento o velocidades persistentemente elevadas.

El principio de operación se basa en una realimentación de potencia, en la cual se mide la potencia de salida del sistema (P_{gen}) y se compara con la potencia nominal de referencia (P_{ref}). La diferencia entre ambas magnitudes genera un error de regulación, el cual es procesado por un controlador proporcional cuya función es ajustar dinámicamente los parámetros de conmutación del convertidor para reducir dicho error.

Matemáticamente, la acción de control se expresa como:

$$u(t) = K_p \cdot (P_{ref} - P_{gen}(t)) \quad (47)$$

Donde:

$u(t)$: señal de control que ajusta el voltaje y frecuencia del convertidor.

K_p : ganancia proporcional del controlador.

P_{ref} : potencia nominal del sistema (límite deseado).

$P_{gen}(t)$: potencia eléctrica entregada en el instante t .

Este control proporcional permite actuar rápidamente ante desviaciones de potencia, aunque su efectividad puede estar limitada por la ausencia de acción integral, lo que podría generar un error estacionario bajo ciertas condiciones. No obstante, su simplicidad y rápida respuesta lo hacen adecuado para aplicaciones en las que el objetivo primario es la limitación activa de potencia, más que el seguimiento preciso de una consigna dinámica [39].

Es importante destacar que en esta región de regulación (comúnmente denominada zona de potencia constante) el sistema ya no busca operar en el punto de máxima potencia, sino que prioriza la protección del sistema y la estabilidad eléctrica, incluso si ello implica operar con eficiencia reducida.

Este modo de control es parte del diseño global basado en Máquina de Estados Finitos, en donde el sistema transita automáticamente desde el modo de seguimiento del MPP hacia el modo de regulación proporcional en cuanto se detecta que la velocidad del aerogenerador supera la velocidad nominal.

2.6 Criterios de evaluación del sistema de control del convertidor

La evaluación del sistema de control del convertidor es esencial para determinar su desempeño dinámico, eficiencia energética y estabilidad operativa dentro del proceso de conversión de energía eólica. La respuesta temporal de un sistema de control se divide tradicionalmente en dos componentes fundamentales:

- Respuesta transitoria, que describe el comportamiento del sistema desde el estado inicial hasta que alcanza el régimen estacionario.
- Respuesta en estado estacionario, que caracteriza el comportamiento del sistema cuando $t \rightarrow \infty$, es decir, una vez que las perturbaciones transitorias han sido amortiguadas [39].

En el caso particular de este trabajo, el sistema de control se basa en una Máquina de Estados Finito, la cual induce transiciones discretas entre distintos modos operativos. Esto implica que tanto la fase transitoria como la estacionaria deben evaluarse no solo dentro de un único estado, sino también considerando el impacto de cada transición entre estados y su efecto en el comportamiento global del sistema.

A continuación, se presentan los principales criterios de evaluación empleados para analizar la efectividad del control basado en MEF, así como el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia aplicado al convertidor de potencia.

2.6.1 Desempeño en la respuesta transitoria

Un enfoque común para analizar el comportamiento dinámico de un sistema de control en el dominio del tiempo es aplicar una entrada escalón unitario. Esta prueba es ampliamente aceptada por su simplicidad y capacidad para revelar características fundamentales del sistema, como oscilaciones, rapidez de respuesta y estabilidad [39].

Para hacer comparables los resultados, se asume que el sistema se encuentra en reposo al inicio del análisis, es decir, con condiciones iniciales nulas ($y(0) = 0$ y $\dot{y}(0) = 0$).

Los parámetros más relevantes para caracterizar la respuesta transitoria se detallan a continuación, y se ilustran gráficamente en la Figura 13 [39]:

Tolerancia permitida: La tolerancia permitida se refiere al margen dentro del cual se considera que el sistema ha alcanzado su valor estacionario. Es un criterio cuantitativo que delimita el intervalo alrededor del valor final en el cual las oscilaciones o variaciones de la respuesta son aceptables para fines prácticos. Comúnmente se emplean tolerancias del $\pm 2\%$ o $\pm 5\%$, dependiendo de los requisitos del sistema y su sensibilidad a errores de seguimiento.

Sobrepaso máximo (M_p): Es el valor pico máximo de la curva de respuesta medido a partir del valor final esperado. También puede definirse como la cantidad en la que la respuesta del sistema excede su valor final, expresada en porcentaje. Un sobrepaso alto indica una mayor tendencia del sistema a oscilar antes de estabilizarse.

Tiempo de retardo (t_d): Es el tiempo requerido para que la respuesta del sistema alcance por primera vez la mitad del valor final. Este parámetro permite evaluar la rapidez inicial de la respuesta del sistema.

Tiempo de levantamiento (t_r): Es el tiempo necesario para que la respuesta pase del 10% al 90% del valor final. Es un indicador clave de la velocidad del sistema en alcanzar su valor de referencia.

Tiempo pico (t_p): Es el tiempo que tarda la respuesta del sistema en alcanzar su valor máximo dentro del sobrepaso. Este parámetro está directamente relacionado con la dinámica del sistema y la magnitud de sus oscilaciones transitorias.

Tiempo de asentamiento (t_s): Es el tiempo requerido para que las oscilaciones transitorias amortiguadas alcancen y permanezcan dentro de un rango de tolerancia permitida ($\pm 2\%$ o $\pm 5\%$ del valor final). Este parámetro es fundamental para evaluar la estabilidad y convergencia del sistema a su estado estacionario.

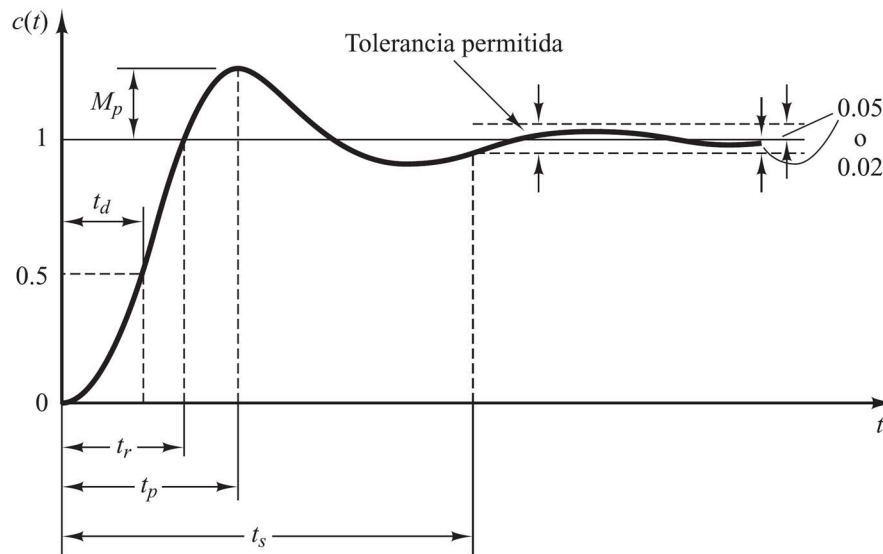


Figura 13. Curva de respuesta a escalón unitario con t_d , t_r , t_p , M_p y t_s [39].

2.6.2 Desempeño en estado estacionario

La fase estacionaria permite evaluar la eficiencia y precisión del sistema de control una vez superadas las perturbaciones iniciales. En el contexto del presente trabajo, se analizan dos indicadores clave para el convertidor de potencia con MPPT:

Velocidad de convergencia al MPP:

Evalúa el tiempo requerido por el algoritmo para alcanzar el punto de máxima potencia después de un cambio en las condiciones del viento. Se mide en segundos (s) y debe ser lo más corto posible.

Eficiencia del MPPT

La eficiencia de seguimiento del MPPT se define como la relación entre la potencia real extraída y la potencia máxima teórica que el aerogenerador podría generar en condiciones ideales. Matemáticamente, se expresa como: [40]

P_{real} : potencia real medida en el punto de salida del controlador MPPT.

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{real}}{P_{MPP}} \quad (48)$$

P_{MPP} : potencia máxima teórica disponible en el punto de máxima potencia bajo las condiciones de operación actuales.

Capítulo 3 Metodología

3.1. Introducción

La metodología implementada en este trabajo se estructura en cuatro etapas fundamentales: diseño, simulación, implementación y evaluación. La relación entre cada etapa y las principales actividades asociadas se presenta en el diagrama de flujo de la Figura 14.

El proceso comienza con la etapa de diseño, en la cual se establecen los criterios de selección de los componentes del sistema eólico que se utilizarán para evaluar el sistema de control propuesto. Posteriormente, y con base en las características del sistema eólico, se establecen los criterios y parámetros para el diseño del sistema de control. Este diseño se divide en dos fases: el diseño de la estrategia de control y el diseño del convertidor de potencia. Ambos diseños se integran y validan mediante simulaciones en la segunda etapa.

La tercera etapa del proyecto involucra la construcción del convertidor y el sistema de control. Antes de proceder a las evaluaciones de rendimiento, se valida el sistema en condiciones controladas para garantizar su fiabilidad y realizar los ajustes correspondientes. Por último, en la cuarta etapa se evalúa el desempeño del sistema en un banco de pruebas en laboratorio y se analiza en detalle los resultados obtenidos. Los detalles de cada una de las etapas de la metodología se presentan en este capítulo.

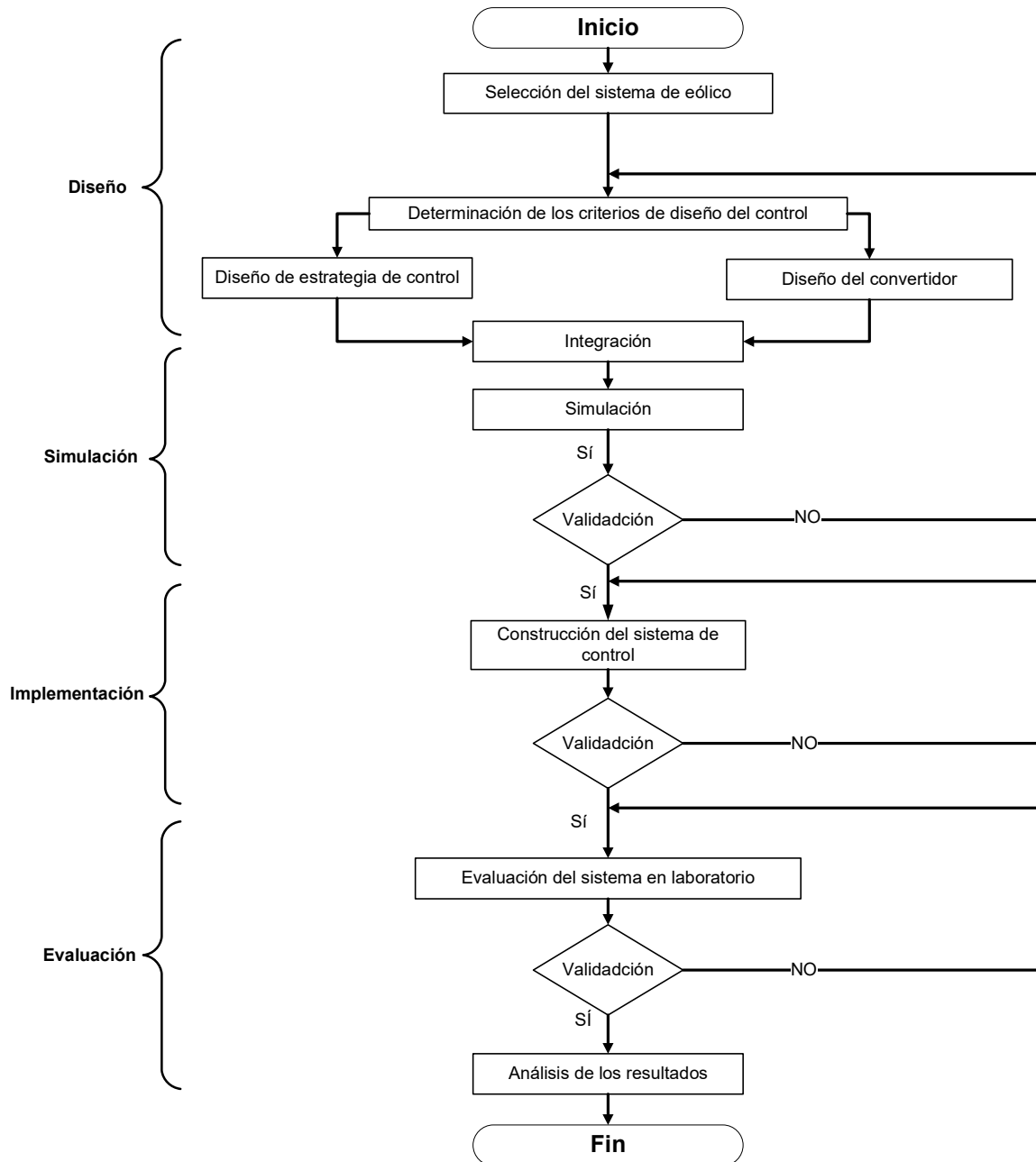


Figura 14. Metodología general del proyecto de investigación.

3.2. Etapa 1: Diseño del sistema de control

La etapa de diseño constituye el punto de partida fundamental en el desarrollo del sistema de conversión eólica, ya que establece los criterios técnicos, estructurales y de control sobre los que se construirá la solución propuesta. Esta fase se divide en tres secciones principales: la selección del sistema eólico, la definición de criterios de diseño del convertidor y el diseño del sistema de control.

3.2.1. Selección del sistema eólico

La selección del sistema eólico constituye una decisión crítica, ya que define los parámetros operativos del generador, las condiciones de viento esperadas y las características eléctricas del sistema a controlar. Esta selección se realiza bajo los siguientes criterios:

- **Tipo de aerogenerador:** Eje vertical.
- **Determinación de la potencia:** Se establece la potencia nominal deseada para el sistema, en función de la aplicación.
- **Selección del generador:** Se opta por un generador síncrono de imanes permanentes (PMSG) trifásico, debido a su alta eficiencia, bajo mantenimiento y facilidad de control, especialmente en configuraciones sin caja de engranajes.
- **Compatibilidad eléctrica:** Se consideran un voltaje nominal rectificado de salida superior a 150 V, número de fases, frecuencia operativa.
- **Configuración del sistema de conversión:** Se define una topología de conversión DC-AC de una etapa activa, adecuada para operar con regulación de potencia y estrategia MPPT.

3.2.2. Criterios de diseño del convertidor

Con base en las especificaciones del aerogenerador seleccionado y las condiciones de operación esperadas, se establecen los criterios técnicos que guiarán el diseño del convertidor y su sistema de control:

- **Potencia nominal del sistema:** Determinada por el generador y la carga eléctrica conectada. Este valor condiciona la capacidad de los componentes electrónicos de potencia.
- **Rango de velocidades operativas:** Se define un umbral mínimo de arranque, una velocidad nominal y una velocidad máxima de seguridad. El sistema debe adaptarse dinámicamente a estas condiciones.
- **Requerimientos de calidad de energía:** Se establece la necesidad de regular voltaje y frecuencia de salida para alimentar cargas en corriente alterna, con tolerancias específicas.
- **Condiciones de operación autónoma:** Se define un escenario de operación en sistemas aislados, sin conexión a red ni banco de baterías, lo que exige control robusto y adaptable a variaciones del recurso.
- **Simplicidad estructural y robustez:** La arquitectura debe priorizar la reducción de etapas intermedias, minimizar componentes pasivos complejos, y facilitar el control en tiempo real.
- **Modularidad y escalabilidad:** El diseño debe permitir ajustes o ampliaciones para diferentes niveles de potencia o nuevas aplicaciones.

3.2.3. Metodología para diseño de sistema de control

Esta etapa abarca el desarrollo conceptual y funcional del sistema de control que regula el comportamiento del convertidor de potencia. Se escoge el sistema de control basado en una máquina de estado finitos para lo cual se definen los estados operativos:

1. Estado de espera.
2. Estado de arranque.
3. Estado de seguimiento del punto de máxima potencia.
4. Estado de regulación proporcional de potencia.
5. Estado de desconexión por sobre velocidad o falla.

Para la MEF se considera lo siguiente:

- **Condiciones de transición entre estados:** Se establecen umbrales potencia y voltaje que determinan el cambio de estado.

- **Acciones de control por estado:** Se asocian acciones de control y parámetros de referencia específicos a cada estado.
- **Implementación modular del controlador:** Se plantea un diseño en bloques funcionales, orientado a su posterior implementación en microcontrolador o sistema embebido.

La Figura 15 ilustra la estructura de la máquina de estado donde cada transición entre estos estados ocurre en función de variables como voltaje, corriente, potencia de entrada y condiciones de seguridad.

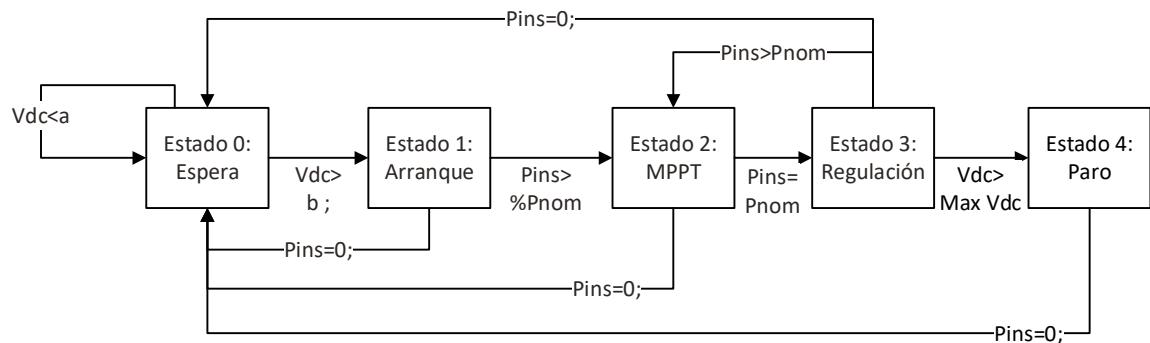


Figura 15. Máquina de Estados Finitos para el control del convertidor en sistema eólico de baja potencia.

A continuación, se presenta el procedimiento lógico implementado para cada una de las acciones de control de cada una de las etapas.

1. **Estado 0 (Espera):** El sistema monitorea el voltaje del bus DC. El sistema está en modo espera, mientras el voltaje V_{dc} es menor al umbral establecido.
2. **Estado 1 (Arranque):** Si el voltaje es suficiente, el convertidor inicia su operación. Ejecutando la lógica presentada en la Figura 16.

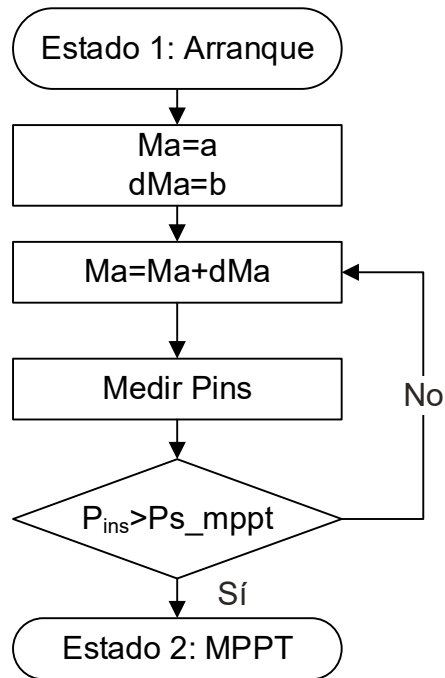


Figura 16. Algoritmo de arranque suave.

3. **Estado 2 (MPPT):** Se selecciona el método de conductancia incremental debido a su alta precisión bajo condiciones de variabilidad rápida del recurso eólico, así como a su robustez frente al ruido eléctrico. Con base en las ecuaciones (42) a (46) previamente descritas, se presenta el diagrama de flujo que ilustra el procedimiento lógico utilizado para ajustar el ciclo de trabajo en función de las variaciones de voltaje y corriente del generador.

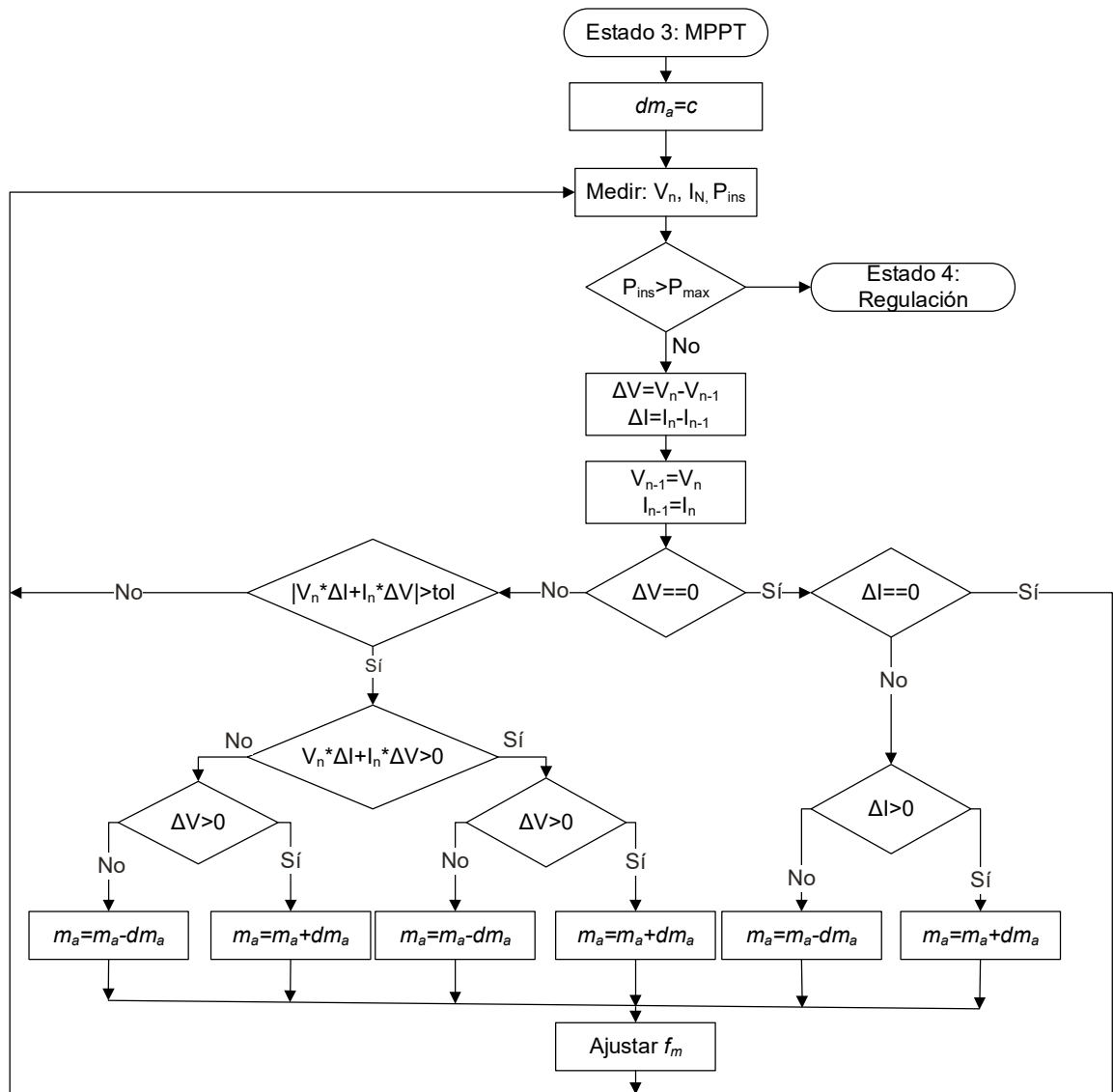


Figura 17. Algoritmo MPPT para sistema eólico.

El control estima la potencia instantánea a partir de la medición del voltaje y la corriente en el bus de corriente continua para determinar si el sistema se encuentra efectivamente en la fase de seguimiento.

El algoritmo comienza con el cálculo de la diferencia de voltaje y corriente entre dos instantes consecutivos. A partir de esta evaluación, se generan dos posibles ramas de decisión:

1. Rama derecha: Evaluación del cambio de corriente

- Se verifica si hay una variación en la corriente del sistema.
- Si no existe un cambio en la corriente, el ciclo de control se reinicia, comenzando una nueva iteración.
- Si se detecta un cambio en la corriente, se modifica el parámetro de ajuste (ma) en función del signo de la diferencial de corriente.

2. Rama izquierda: Evaluación del cambio de potencia

- En esta etapa, se incorpora una restricción que evalúa si el cambio de potencia es significativo.
- Esta restricción es necesaria, ya que operar exactamente en el punto de máxima potencia (MPP) es técnicamente imposible debido a variaciones inherentes en el sistema, como se mencionó en apartados anteriores.
- Si el cambio de potencia es menor que el umbral de tolerancia permitido, el algoritmo retorna y el ciclo se reinicia.
- Si el cambio de potencia es significativo, el algoritmo analiza si la conductancia ha aumentado o disminuido y ajusta el parámetro ma del convertidor para acercarse al MPP del sistema.

4. **Estado 3 (Regulación):** El algoritmo de regulación de potencia mostrado en la Figura 18. se basa en un control proporcional (P), en el cual la ganancia K_p es ajustada manualmente para optimizar la respuesta del sistema.

La estructura del control sigue los siguientes pasos:

1. Lectura de la potencia de entrada P_{ins} :

- Se mide la potencia instantánea del sistema en el bus de entrada.

2. Comparación con la potencia máxima P_{MAX}

- Si $P_{ins} < P_{MAX}$, el sistema transita al Estado 3.
 - En caso contrario, continúa el proceso de regulación.
3. **Cálculo del error:**
- Se determina la desviación entre la potencia de referencia y la potencia medida: $Error = P_{MAX} - P_{ins}$
4. **Cálculo del ajuste dMa:**
- Se establece una corrección proporcional basada en el error:
 $dMa = K_p \cdot Error$
5. **Limitación de la magnitud de dMa**
- Para evitar oscilaciones excesivas en la referencia de potencia, se introduce un limitador que restringe la variación de dMa, asegurando una transición más estable.
6. **Actualización del parámetro de ajuste Ma:**
- Finalmente, se actualiza el parámetro de modulación del convertidor:
- $$Ma = Ma + dMa$$

El control permanece en este estado mientras la potencia de entrada sea superior a un umbral de operación nominal P_{max} , garantizando que el sistema se mantenga dentro de una zona de funcionamiento eficiente sin desviaciones bruscas.

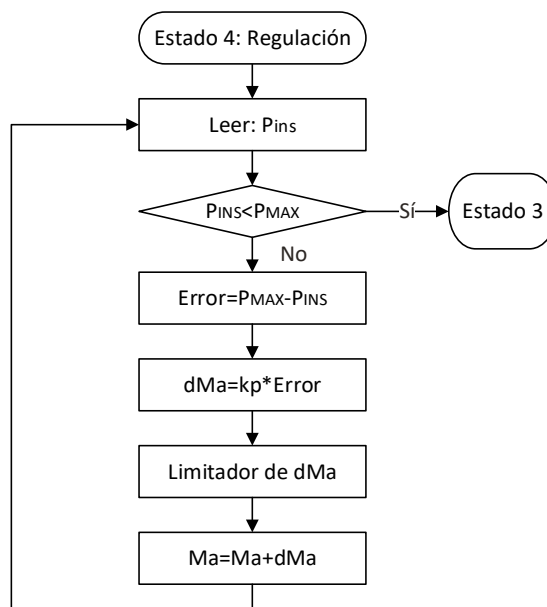


Figura 18. Algoritmo de regulación.

5. **Estado 4: Paro** Si se detecta mayor voltaje en el bus dc, el convertidor se desconecta para evitar daños.

3.3. Etapa 2: Simulación del sistema de control

La etapa de simulación tiene como objetivo validar el comportamiento dinámico y estacionario del sistema de control propuesto, antes de su implementación experimental. Esta fase permite observar la respuesta del sistema bajo diferentes condiciones operativas, verificar el cumplimiento de los criterios de diseño, y realizar ajustes en la lógica de control sin incurrir en riesgos físicos ni costos materiales.

La simulación se lleva a cabo en un entorno computacional de propósito técnico, utilizando el software MATLAB/Simulink® 2024b, por su capacidad para modelar sistemas dinámicos no lineales y su compatibilidad con esquemas de control embebido.

La metodología implementada para la simulación se estructura en los siguientes pasos:

3.3.1. Modelado del sistema eólico

Se desarrolla un modelo completo en el entorno de simulación que se presenta en la Figura 19.

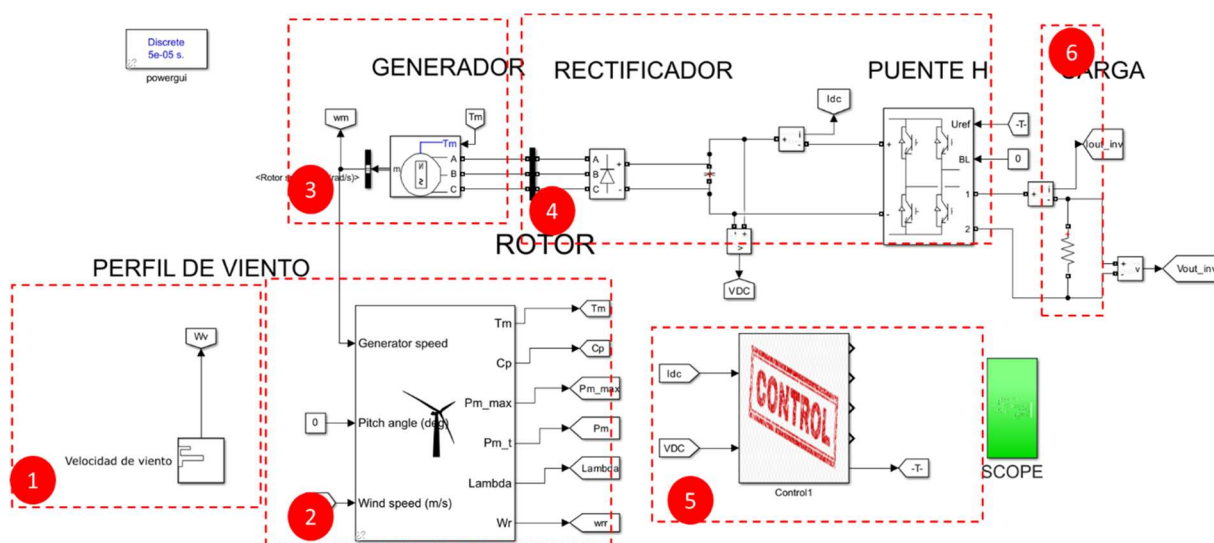


Figura 19. Diagrama de bloques de sistema eólico en Simulink. 1) Entrada de viento, 2) Rotor eólico, 3) PMSG, 4) Convertidor de potencia, 5) Controlador, 6) Carga. Fuente: Propia.

El modelo se desarrolla utilizando la librería Simscape - Specialized Power Systems utilizando los siguientes bloques:

Modelo del rotor eólico

El bloque “Wind Turbine” de la Figura 20 modela al rotor eólico basándose en las ecuaciones (1) a (9), descritas anteriormente. [41].

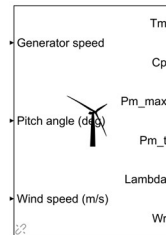


Figura 20. Bloque de modelo de rotor eólico.

La potencia máxima a la velocidad base del viento y la velocidad de rotación base son parámetros que establecen el acoplamiento entre el rotor y el generador eléctrico; un valor de 1 en el primer caso indica que no se producen pérdidas en la transferencia de potencia, y en el segundo, que no existe una caja multiplicadora. Las entradas del bloque son la velocidad del generador, el ángulo de ataque y la velocidad del viento, mientras que el puerto de salida T_m entrega el torque al bloque del generador eléctrico.

Modelo del generador síncrono de imanes permanentes

El bloque mostrado en la Figura 21 modela al generador síncrono de imanes permanentes implementando las ecuaciones de la 10 a la 15. En este modelo, el puerto T_m recibe el torque proveniente del bloque del rotor; para que el sistema opere como generador eléctrico, es imprescindible que el signo del torque sea negativo. Asimismo, el puerto m suministra la velocidad del generador, mientras que los puertos A, B y C corresponden a las terminales de las fases del generador.

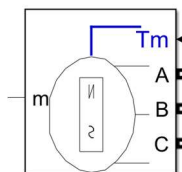


Figura 21. Bloque de máquina síncrona de imanes permanentes [42].

Modelo del rectificador trifásico

El bloque de la Figura 22 modela el rectificar trifásico. El bloque permite ser configurado como no controlado o controlado, así mismo permite la selección del tipo dispositivo electrónico de potencia.

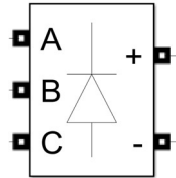


Figura 22. Bloque de rectificador trifásico

Modelo del puente completo

El bloque de la Figura 23 modela al convertidor de potencia en puente completo. El modelo permite su configuración como un modelo promedio o conmutado. La salida es controlada mediante la terminal Uref.

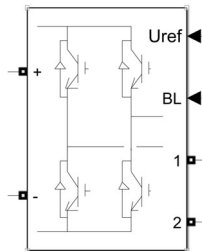


Figura 23. Bloque convertidor en puente completo[43]

Otros bloques

Los elementos pasivos como la resistencia, capacitor e inductor se modelan con el bloque “RCL Branch” [44].

El bloque “Power GUI” de la Figura 24 permite la configuración de la simulación en modo discreto.

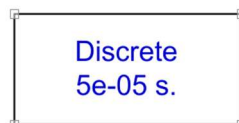


Figura 24. Bloque Power GUI

Modelo de recurso eólico

Se modela con el bloque “Step sequence”, permite programar las diferentes velocidades de viento a las que se evalúa el sistema de control.

3.3.2. Implementación del sistema de control en la simulación

La implementación del sistema de control se realiza mediante un bloque lógico funcional, estructurado para operar en el entorno de simulación de MATLAB/Simulink®, empleando bloques del tipo Matlab Function para permitir una ejecución eficiente y modular. La Figura 25 presenta la arquitectura general del bloque de control, donde se integran los distintos módulos encargados de gestionar el comportamiento del convertidor de potencia, en función de las variables medidas y de los objetivos del sistema.

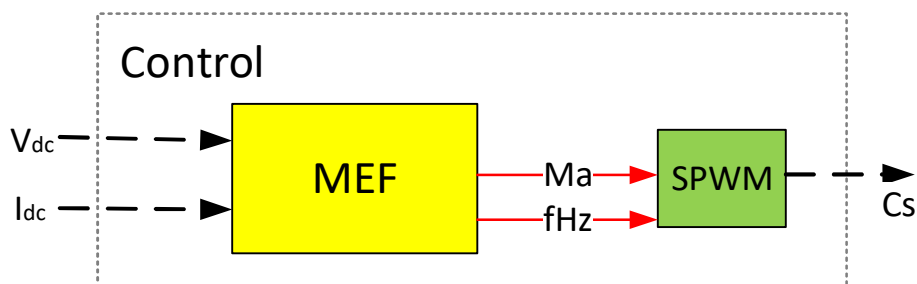


Figura 25. Estructura del bloque de control

Este bloque de control recibe como entradas las señales de voltaje y corriente del bus DC del convertidor. Está compuesto principalmente por dos módulos funcionales, cada uno con una función específica dentro del sistema de conversión:

Módulo 1 – Máquina de Estados Finitos (MEF) (representado en color amarillo): Este módulo define los diferentes estados de operación del sistema descritos en la sección 3.2.3.

La lógica de transición entre estos estados se e implementan dentro de un bloque Matlab Function, lo que permite una programación estructurada y fácilmente modificable.

Módulo 2 – Controlador SPWM (representado en color verde): Este módulo se encarga de generar las señales de modulación por ancho de pulso sinusoidal para controlar el inversor de puente completo. El módulo recibe como consignas el índice de modulación m_a y la frecuencia de salida f_m , que son definidos dinámicamente por el estado actual de la MEF. Este lazo de control permite regular tanto la amplitud como la frecuencia de la señal de salida en corriente alterna.

Componentes adicionales:

- Algoritmo MPPT (Conductancia Incremental): Se programa el algoritmo INC en un bloque funcional, evaluando la potencia y el voltaje en cada paso de muestreo para generar la consigna de operación del convertidor.
- Condiciones iniciales y umbrales de seguridad: Se definen parámetros como velocidad mínima de arranque, potencia nominal de referencia y límites de operación.

3.3.3. Escenarios de la simulación

Se definen diferentes escenarios para validar el desempeño del sistema:

- Escenario 1: Condiciones de viento nominal.
- Escenario 2: Ráfagas de viento (variaciones rápidas simuladas con funciones escalón).
- Escenario 3: Condición velocidad arriba de la nominal (validación del modo de regulación proporcional).

3.3.4. Parámetros de evaluación de la simulación

Para cada escenario se analiza el comportamiento del sistema a través de los siguientes indicadores:

- **Respuesta transitoria:** Tiempo de levantamiento, sobrepaso, tiempo de establecimiento.
- **Eficiencia del MPPT.** Se evalúa mediante la ecuación 48
- **Estabilidad del sistema:** verificación de operación continua durante los cambios de velocidad de viento.

- **Convergencia del controlador MEF:** análisis de las transiciones de estados frente a las condiciones definidas.
- **Regulación de voltaje y frecuencia:** cumplimiento de tolerancias permitidas en la salida AC.

3.3.5. Análisis y documentación de resultados

- Se recopilan los resultados de cada escenario mediante gráficos de voltaje, corriente, potencia, velocidad y estados del controlador.
- Se documentan las transiciones de estado de la MEF y se validan contra las condiciones programadas.
- Se elabora una tabla resumen comparando los valores simulados con los objetivos de diseño.
- Se identifican posibles mejoras o ajustes en los parámetros del controlador.

3.4. Etapa 3: Implementación del sistema de control

La implementación del sistema de control comprende tanto la construcción física del convertidor de potencia como la programación de las estrategias de control. Esta fase representa la transición del diseño conceptual a un prototipo funcional, integrando electrónica de potencia, instrumentación, procesamiento digital y programación.

El proceso metodológico seguido en esta etapa se divide en las siguientes fases:

1. Diseño de la arquitectura del convertidor, incluyendo la identificación de bloques funcionales y sus interconexiones.
2. Selección técnica de componentes, considerando criterios eléctricos, térmicos y de confiabilidad.
3. Montaje del hardware, ensamblando las etapas de potencia, control y los sistemas de protección.

4. Programación del sistema de control, implementando los algoritmos de modulación y regulación.
5. Pruebas de validación y puesta en marcha, verificando el comportamiento independiente y conjunto de cada subsistema.

3.4.1. Arquitectura del convertidor

La Figura 26 muestra el diagrama de bloques del convertidor de potencia desarrollado, en el que se distinguen cinco subsistemas principales: conversión, control, protección, alimentación auxiliar y sensado.

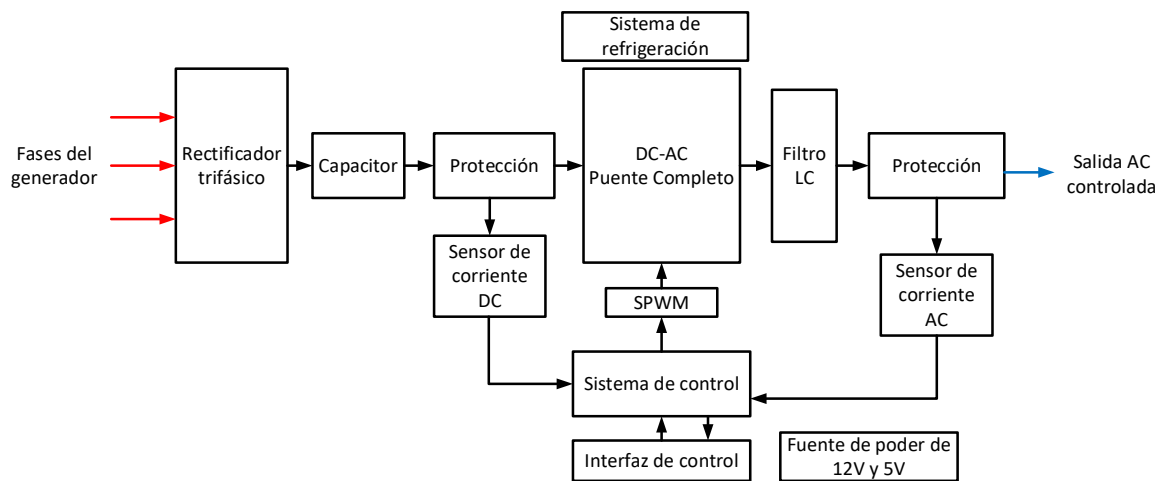


Figura 26. Diagrama de bloques del convertidor de potencia

A continuación, se describen los bloques funcionales:

1. Etapa de rectificación (AC-DC):

- Compuesta por un rectificador trifásico no controlado y un capacitor de filtrado para suavizar las oscilaciones del voltaje rectificado.

2. Etapa de inversión (DC-AC):

- Implementada mediante un inversor en puente completo con un filtro LC a la salida, el cual atenúa los armónicos no deseados y mejora la calidad de la forma de onda.

3. Sistemas de protección:

- Se incorporan dispositivos de protección tanto en el bus de corriente continua como en el bus de corriente alterna, asegurando la integridad del sistema ante sobrecargas o fallas.

- Se incluye un sistema de refrigeración para disipar el calor generado en la etapa de potencia, mejorando la eficiencia térmica del sistema.

4. Sistema de control:

- Conformado por un microcontrolador, encargado de la generación de señales SPWM, el procesamiento de datos y la ejecución de estrategias de control.
- Se integran sensores de corriente en el bus DC y AC, los cuales permiten monitorear y ajustar la operación del convertidor en tiempo real.
- Cuenta con una interfaz de control, que facilita la configuración y supervisión del sistema.

5. Fuentes auxiliares:

- Se incluye una fuente de poder de 12V y 5V, la cual proporciona la energía necesaria para alimentar el sistema de control, los sensores y la electrónica asociada.

3.4.2. Selección de componentes

La selección de los componentes activos y pasivos que conforman la etapa de potencia se realiza con base en los parámetros definidos en el diseño eléctrico y térmico del sistema. Los criterios empleados incluyen:

- Tensión y corriente nominales y máximas, para definir los márgenes seguros de operación.
- Pérdidas de conmutación, tiempo de recuperación inversa y capacidad de disipación térmica de los transistores.
- Compatibilidad electromagnética (EMC) y robustez mecánica en condiciones de operación reales.
- Facilidad de integración y disponibilidad comercial.

3.5. Etapa 4: Evaluación del sistema de control

La validación del sistema de control se llevó a cabo mediante pruebas experimentales en condiciones controladas, dentro del laboratorio de control del Instituto de Investigación e Innovación en Energías Renovables (IIIER) de la Universidad de Ciencias y Artes de Chiapas (UNICACH). Con este fin, se implementó un banco de pruebas diseñado para replicar

condiciones variables de velocidad de viento, permitiendo evaluar el comportamiento dinámico y estacionario del sistema de conversión de potencia, así como la efectividad del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia.

3.5.1. Banco de pruebas y simulación del recurso eólico

Para simular la velocidad angular del rotor eólico, se utilizó un motor de inducción trifásico acoplado mecánicamente a un generador síncrono de imanes permanentes. Esta metodología permite simular distintas condiciones de viento de forma controlada y repetible.

Ventajas del uso del motor de inducción como simulador de viento

- **Control preciso de la velocidad angular**, permitiendo replicar perfiles de viento específicos sin depender de factores ambientales.
- **Pruebas reproducibles**, lo que facilita la comparación de resultados en distintas condiciones de operación.
- **Eliminación de la variabilidad climática**, asegurando condiciones estables durante la evaluación del sistema.

Limitaciones y consideraciones

1. Diferencias en la dinámica de la turbina eólica real

- El aerogenerador real está sujeto a la dinámica aerodinámica del viento, mientras que el motor de inducción entrega un torque más estable, lo que podría simplificar artificialmente la respuesta del sistema.

2. Mayor capacidad de entrega de potencia del motor de inducción

- A diferencia de un aerogenerador real, el motor de inducción puede proporcionar más potencia, lo que puede afectar la evaluación del MPPT y hacer que opere en un rango distinto al esperado.

3. Diferencias en la inercia del sistema

- El aerogenerador tiene una alta inercia mecánica, por lo que responde de manera más lenta a cambios en la velocidad del viento, mientras que el motor de inducción puede ajustar la velocidad de forma más rápida.

4. Control del motor mediante VFD

- La velocidad del motor está regulada por un variador de frecuencia (VFD), lo que no emula exactamente la respuesta dinámica de un aerogenerador ante variaciones en la carga eléctrica.

3.5.2. Descripción del banco de pruebas

El banco de pruebas está conformado por los siguientes elementos:

- **Generador síncrono:** Se utiliza un generador síncrono de imanes permanentes acoplado a un motor de inducción trifásico.
- **Motor de inducción:** Modelo Siemens 1LE2221-2AB11-4AA3, de 7.5 HP.
- **Variador de velocidad (VFD):** Modelo HC800 T2 5RGB, que regula la velocidad del motor.
- **Sistema de control:** La velocidad del motor es controlada mediante un VFD y un PC, esta última encargada de ejecutar la secuencia y duración de cada punto de prueba.
- **Convertidor de potencia:** Inversor de puente completo con modulación SPWM, gobernado por un microcontrolador.
- **Carga:** Resistencia de alambre corrugado de $36\ \Omega$ y disipación máxima de 3000 W.
- **Instrumentación:**
 - PZEM-017 (sensor S2): Medición de corriente en el bus DC.
 - PZEM-016 (sensores S3 y S4): Medición de corriente y voltaje en la salida AC.
 - Comunicación: Protocolo MODBUS RS485-RTU.

La Figura 27 presenta un esquema de conexión de los equipos durante la prueba, mostrando la interacción entre los dispositivos y la configuración del sistema.

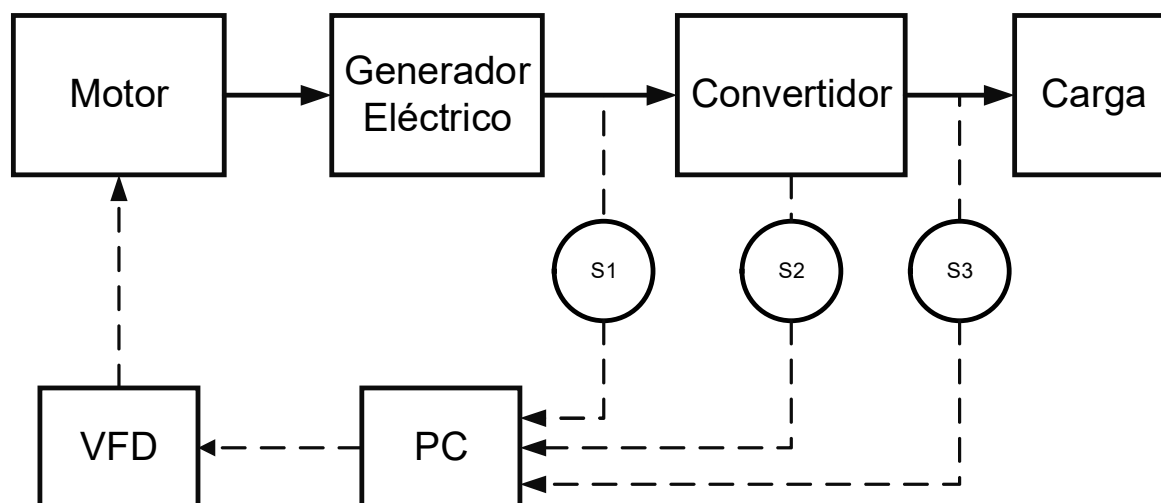


Figura 27. Configuración experimental para validación del control.

3.5.3. Procedimiento de pruebas en laboratorio

Debido a las limitaciones del banco de pruebas, el algoritmo ha sido adaptado para evaluar su rendimiento en este entorno experimental. En el método MPPT por conductancia incremental, la estrategia de control se basa en la evaluación de la curva de potencia-voltaje (P-V), donde el punto de máxima potencia se identifica cuando la pendiente de dicha curva es cero. Sin embargo, para esta prueba, el algoritmo ha sido modificado con el objetivo de controlar el sistema a una pendiente deseada distinta de cero. Esta modificación permite analizar el comportamiento del sistema en condiciones donde el seguimiento exacto del punto de máxima potencia no es factible debido a restricciones del hardware.

La Figura 28 muestra la metodología implementada para determinar la pendiente de referencia y evaluar el desempeño del sistema en el banco de pruebas.

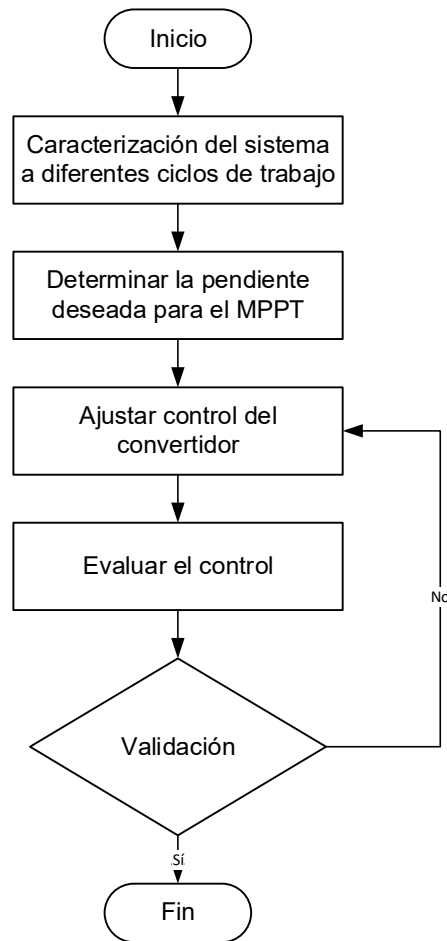


Figura 28. Metodología para evaluar el sistema de control en el banco de pruebas.

Para la caracterización del sistema, el algoritmo de control se configura para operar a diferentes valores del ciclo de trabajo (80%, 90% y 100%) con el propósito de analizar su respuesta y eficiencia en distintas condiciones de carga. Las pruebas se realizan en un rango de operación de 100 a 400 rpm, con incrementos de 100 rpm, simulando diferentes condiciones de generación de energía.

El procedimiento experimental consta de los siguientes pasos:

1. Selección de la curva de referencia:

- Se elige una curva P-V de operación por debajo del 100% de la potencia máxima, permitiendo evaluar el comportamiento del algoritmo cuando no opera en su punto óptimo.

- La selección de esta curva se basa en la necesidad de analizar la eficiencia del algoritmo en escenarios donde la potencia entregada es menor a la máxima disponible.

2. Ajuste de parámetros del control:

- Se configuran los valores de referencia para el sistema de acuerdo con la curva seleccionada.
- Se establecen los límites de operación y los criterios de estabilidad para evitar oscilaciones excesivas en la respuesta del control.

3. Ejecución de la prueba:

- Se implementa el control y se evalúa su desempeño en un rango de operación de 100 a 400 rpm, con incrementos de 100 rpm.
- Cada prueba se mantiene durante 20 segundos, permitiendo registrar la evolución de las variables del sistema y evaluar su estabilidad en cada punto de operación.

3.5.4. Parámetros de evaluación de las pruebas de laboratorio

Para cada escenario se analiza el comportamiento del sistema a través de los siguientes indicadores:

- **Respuesta transitoria:** tiempo de levantamiento, sobrepaso, tiempo de establecimiento.
- **Eficiencia del MPPT.** Se calcula con la ecuación 48.
- **Estabilidad del sistema:** verificación de operación continua antes los cambios de velocidad el motor de inducción.
- **Convergencia del controlador MEF:** análisis de las transiciones de estados frente a las condiciones definidas.
- **Regulación de voltaje y frecuencia:** cumplimiento de tolerancias permitidas en la salida AC.

3.5.5. Análisis y documentación de resultados

- Se recopilan los resultados de cada escenario mediante gráficos de voltaje, corriente, potencia, velocidad y estados del controlador.

- Se documentan las transiciones de estado de la MEF y se validan contra las condiciones programadas.
- Se elabora una tabla resumen comparando los valores simulados con los objetivos de diseño.
- Se identifican posibles mejoras o ajustes en los parámetros del controlador.

Capítulo 4 Resultados

4.1. Introducción

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en el diseño, construcción y evaluación del sistema de control para el convertidor DC-AC, aplicado a sistemas eólicos de baja potencia. Los resultados se estructuran en función de los objetivos específicos planteados en este trabajo, abordando desde la conceptualización y simulación de la estrategia de control hasta su implementación y validación experimental en laboratorio.

Inicialmente, se describen los resultados del diseño de la estrategia de control, destacando los criterios utilizados para la regulación de la tensión y la frecuencia en la etapa inversora del convertidor de potencia. Posteriormente, se presentan las simulaciones realizadas en entornos computacionales, permitiendo analizar el comportamiento dinámico del sistema bajo diferentes condiciones operativas y validar su desempeño teórico antes de la implementación experimental.

A continuación, se detallan los resultados de la implementación del sistema de control en hardware, abordando aspectos clave como la selección de dispositivos de conmutación, la configuración del circuito de potencia y la integración del sistema de control digital. Finalmente, se presentan los resultados obtenidos en la validación experimental, comparando el desempeño del sistema en condiciones reales con las expectativas teóricas y evaluando la estabilidad del control en diferentes escenarios de operación.

Los resultados obtenidos en este estudio permiten evaluar la eficacia del sistema de control propuesto y su viabilidad para su aplicación en aerogeneradores de baja potencia, proporcionando una base sólida para futuras mejoras y optimizaciones en la conversión de energía renovable.

4.2. Resultados de diseño del sistema de control

La etapa de diseño del sistema de control se estructuró considerando tanto las características del aerogenerador seleccionado como los requerimientos de conversión para alimentar cargas convencionales en corriente alterna. El sistema se desarrolló con base en una arquitectura lógica compuesta por una máquina de estados finitos (MEF), un algoritmo MPPT por conductancia incremental, y una estrategia de modulación SPWM implementada sobre un convertidor de una etapa activa. A continuación, se presentan los principales resultados de diseño.

4.2.1. Selección del sistema eólico y parámetros de operación

El aerogenerador seleccionado para este estudio corresponde al modelo RTO_1000W_B_P, desarrollado por la empresa RTO Energy. Este dispositivo es un prototipo de baja potencia de eje vertical, equipado con un generador síncrono de imanes permanentes. La Tabla 4.1 presenta sus principales especificaciones.

Tabla 4.1 Características de aerogenerador RTO_1000W_B_P

Parámetros	Valor	Unidad
Número de palas	3	-
Número de polos	12	-
Velocidad síncrona	835	RPM
Potencia	918	VA
Voltaje de línea	169.52	V
Corriente de línea	4	A
Velocidad de arranque	3	m/s
Velocidad nominal	10.8	m/s
Eficiencia del generador eléctrico	0.79	-

Este aerogenerador cuenta con un sistema de control pasivo tipo veleta, diseñado para limitar la extracción de potencia cuando la velocidad del viento excede su valor nominal, lo que facilita la operación segura en la zona de regulación.

4.2.2. Diseño del convertidor de potencia

Con base en las características eléctricas del aerogenerador seleccionado y considerando una carga resistiva para las simulaciones y las evaluaciones experimentales, se definieron los parámetros eléctricos requeridos para el convertidor de potencia. En particular, se estableció que el convertidor debe entregar una potencia nominal de 1000 W a una tensión eficaz de 120 V, lo cual responde al objetivo de alimentar cargas convencionales en corriente alterna monofásica. Las especificaciones de diseño se resumen en las Tabla 4.2 y Tabla 4.3.

Tabla 4.2. Parámetro de diseño del convertidor (etapa de potencia)

Especificaciones	Valor	Unidad
Número de fases de entrada	3	-
Número de fases de salida	1	-
Voltage Bus DC (V_{dc_max})	250	V
Potencia nominal (P_{nac})	1000	W
Corriente nominal (I_o)	8.3	A
Voltaje eficaz (V_o)	120	V
Frecuencia nominal (f_m)	60	Hz
Corriente pico (I_{pk})	19	A

Tabla 4.3 Características del bloque de modulación del puente completo.

Especificaciones	Valor	Unidad
Tipo de onda	Senoidal pura	-
Técnica modulación	SPWM Unipolar	-
Frecuencia portadora f_p	23.4	kHz
Frecuencia moduladora	10 a 60	Hz
Índice modulación amplitud	0 a 1	-

4.2.3. Condiciones de la estrategia de control basada en MEF

La Tabla 4.4 resume los valores de entrada y salida a cada uno de los estados finitos del sistema de control diseñado.

Tabla 4.4. Condiciones de entrada y salida de estados del control MEF

Estado	Condición de entrada	Acciones	Transición a:
Estado 0: Espera	$V_{dc} < 100 \text{ V}$ ó $P_{ins}=0$	Monitorea el voltaje del enlace DC.	Estado 1 Si $V_{dc} > 100 \text{ V}$
Estado 1: Arranque	$V_{dc} > 100 \text{ V}$.	Inicia arranque suave	Estado 2, si $P_{ins} > P_{s_mppt}$
Estado 2: MPPT	$P_{ins} > P_{s_mppt}$	Ejecuta el algoritmo de MPPT	Estado 3 Si $P_{ins} > P_{nom}$. ó Estado 0 si ($P_{ins}=0$).
Estado 3: Regulación	$P_{ins} > P_{nom}$	Regulación de potencia de salida a P_{nom}	Estado 2 si $P_{ins} < P_{nom}$.
Estado 4: Paro	$V_{dc} > 250 \text{ V}$	Desconecta el convertidor para proteger el sistema	Estado 0 si $P_{ins}=0$:

4.3. Resultados de simulación

4.3.1. Condiciones y configuración de la simulación

a. Configuración de los bloques del modelo

Los diferentes bloques del modelo de la Figura 19 se configuraron de la siguiente manera para las pruebas realizadas.

El bloque del rotor se configuró con los datos presentados en la Tabla 4.5. La potencia nominal del rotor se estimó considerando una eficiencia del 79 % del generador eléctrico.

Tabla 4.5. Parámetros de configuración del bloque del rotor eólico.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia del rotor nominal	1162	W
Potencia del generador eléctrico nominal	918	VA
Velocidad de viento nominal	10.8	m/s

De acuerdo con los datos del generador eléctrico proporcionados por el fabricante RTO Energy, el bloque del generador se configura con los datos presentados en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Configuración del bloque de generador eléctrico.

Parámetro	Valor	Unidad
Número de fases del generador	3	-
Forma de onda	senoidal	-
Resistencia de fase del estator (R_s)	4.76	Ω
Inductancia de armadura:	1.15	mH
Voltaje constante	287	V/krpm
Inercia (J)	0.4	kg/m ²
Número de pares de polos	6	-

La configuración del bloque del rectificador trifásico se resume en la Tabla 4.7

Tabla 4.7. Configuración del bloque rectificar no controlado trifásico.

Parámetro	Valor	Unidad
Número de ramas	3	-
Resistencia Snubber (R_s)	100	k Ω
Capacitancia Snubber (C_s)	inf	F
Resistencia de conducción (R_{on})	1	m Ω
Voltaje directo (V_f)	0.7	V
Inductancia interna (L_{on})	0	H

La Tabla 4.8 resume la configuración del bloque del convertidor DC-AC.

Tabla 4.8. Configuración del bloque del convertidor en puente completo.

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo de modelo	Modelo promedio	-
Resistencia del amortiguador del lado de CC	inf	Ω
Resistencia de la fuente del lado de CA	0.6	Ω

El valor de los componentes pasivos se resume en la Tabla 4.9

Tabla 4.9. Valores de componentes pasivos del convertidor

Componente	Valor	Unidad
C1	2000	μF
L1	3.3	mH
C2	2.2	μF
R1	21	Ω

La Tabla 4.10 presenta la configuración del simulador para todas las pruebas realizadas.

Tabla 4.10. Parámetros del simulador Simulink 10.6 (R2024b)

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo de simulación	Discreto	-
Tiempo de muestreo	50	μs
Solver	Ode23t	-
Tiempo del control	1	ms

b. Parámetros del sistema de control en la simulación

Las pruebas del sistema de control en la simulación se realizaron con los siguientes parámetros:

- **Frecuencia de perturbación:** 50 Hz
- **Paso en arranque:** 5 ms
- **Tolerancia al MPP:** 50 mW
- **Potencia nominal (P_{nominal}):** 715 W
- **Potencia máxima (P_{max}):** 730 W

Estos valores fueron seleccionados para evaluar la estabilidad y respuesta del sistema, asegurando que el control pueda adaptarse a variaciones en la potencia de entrada y mantener la operación cerca del punto de máxima eficiencia.

Para evaluar el desempeño del sistema, se implementó un perfil escalonado de velocidad de viento en un rango de 0 m/s a 11 m/s. Los valores, la secuencia y la duración de cada escalón se presentan en la Tabla 4.11.

- El primer escalón (10.8 m/s) corresponde a un escalón unitario, utilizado para analizar el comportamiento del controlador en el arranque del sistema.
- El tercer escalón (11 m/s) se emplea para evaluar la respuesta del control en modo de regulación de potencia, asegurando que el sistema limite la generación dentro de los valores nominales.
- Los escalones intermedios permiten analizar el desempeño del MPPT bajo distintas condiciones de viento, validando su capacidad de ajustar el punto de operación óptimo.
- El escalón 5 (5 m/s) representa una velocidad crítica de operación, en la que se evalúa el comportamiento del sistema en condiciones de baja generación.

Este perfil de prueba permite caracterizar el desempeño del controlador de arranque, la estrategia de regulación de potencia y la eficiencia del MPPT en la conversión de energía eólica bajo condiciones de viento variables.

Tabla 4.11. Perfil de viento escalonado utilizado en la simulación del sistema eólico

Escalón	Velocidad de viento (m/s)	Intervalo de tiempo (s)
1	10.8	0-25
2	9.5	25-35
3	11	35-45
4	10	45-55
5	5	55-70
6	9	70-80
7	9.2	80-90
8	0	90-100

4.3.2. Análisis del desempeño del control ante velocidad de viento variable

La Figura 29 muestra la potencia del sistema bajo condiciones de viento variable y carga fija utilizando la estrategia de control diseñada con una frecuencia de perturbación de 50 Hz. La línea negra punteada representa la potencia mecánica máxima teórica del rotor en cada escalón de velocidad de viento. La línea roja representa la potencia mecánica instantánea del rotor eólico y las demás líneas representan la potencia entregada por el generador eléctrico, el puente rectificador y el inversor como se indica en el gráfico. Se observa que el control es

capaz de seguir los cambios manteniendo su operación continua hasta en velocidades de viento baja.

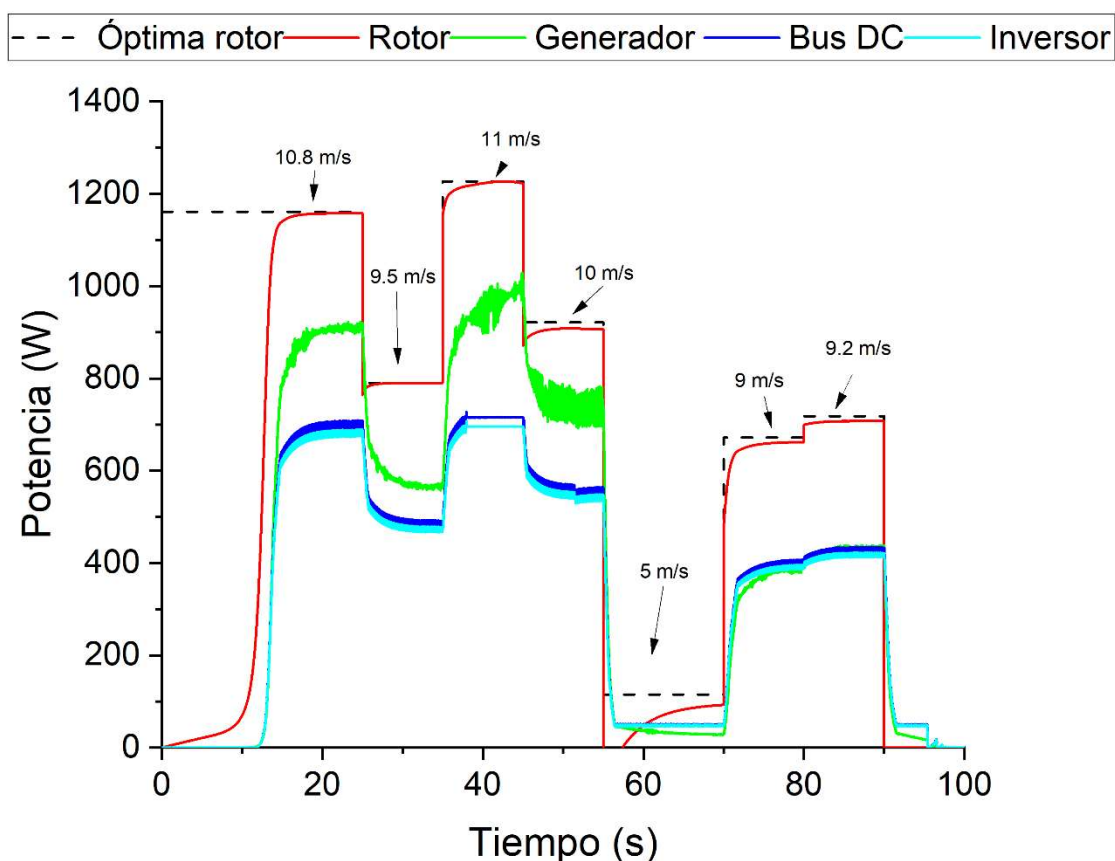


Figura 29. Potencia de salida del sistema a diferentes velocidades de viento

4.3.3. Evaluación del convertidor en el arranque del sistema

En la fase inicial de la simulación, el sistema es sometido a un escalón de velocidad del viento de 10.8 m/s, lo que permite evaluar el desempeño del control en el arranque y su capacidad para alcanzar el punto de máxima potencia. Durante este proceso, el algoritmo de arranque y el algoritmo MPPT trabajan de manera combinada para garantizar una transición eficiente.

Como se observa en la Figura 30d, el sistema de control no actúa hasta que el voltaje en el bus DC alcanza la condición establecida en el segundo 11.6. A partir de este punto, el control comienza la extracción de energía, incrementando gradualmente el ciclo de trabajo (ma), el cual alcanza un valor de 0.31 en el segundo 12.87.

Después de este punto, se observa un aumento en el tamaño del paso (dMa), lo que indica que el sistema de control ha cambiado al modo de seguimiento del punto de máxima potencia. Entre los segundos 12.87 y 13.82, el seguidor busca el MPP sin oscilaciones, incrementando el valor de Ma de manera continua. Posteriormente, el algoritmo MPPT presenta oscilaciones periódicas durante aproximadamente 0.9 segundos, estabilizándose finalmente en las proximidades del MPP.

En el panel 1 de la Figura 30, se observa que la velocidad del rotor incrementa sin oscilaciones, alcanzando la estabilidad aproximadamente en el segundo 15, con una velocidad promedio de 8.51 rad/s. En este punto, el sistema logra una potencia promedio de 641 W, en este punto la potencia aún sigue incrementando y por lo cómo se observa en la Figura 31, el tiempo de asentamiento (t_s) y de subida del sistema t_r es de aproximadamente 8.18 s y 1.94 s respectivamente. Sin embargo, una vez completado el arranque, la respuesta del sistema ante variaciones en la velocidad del viento es más estable, como se analizará en las siguientes secciones.

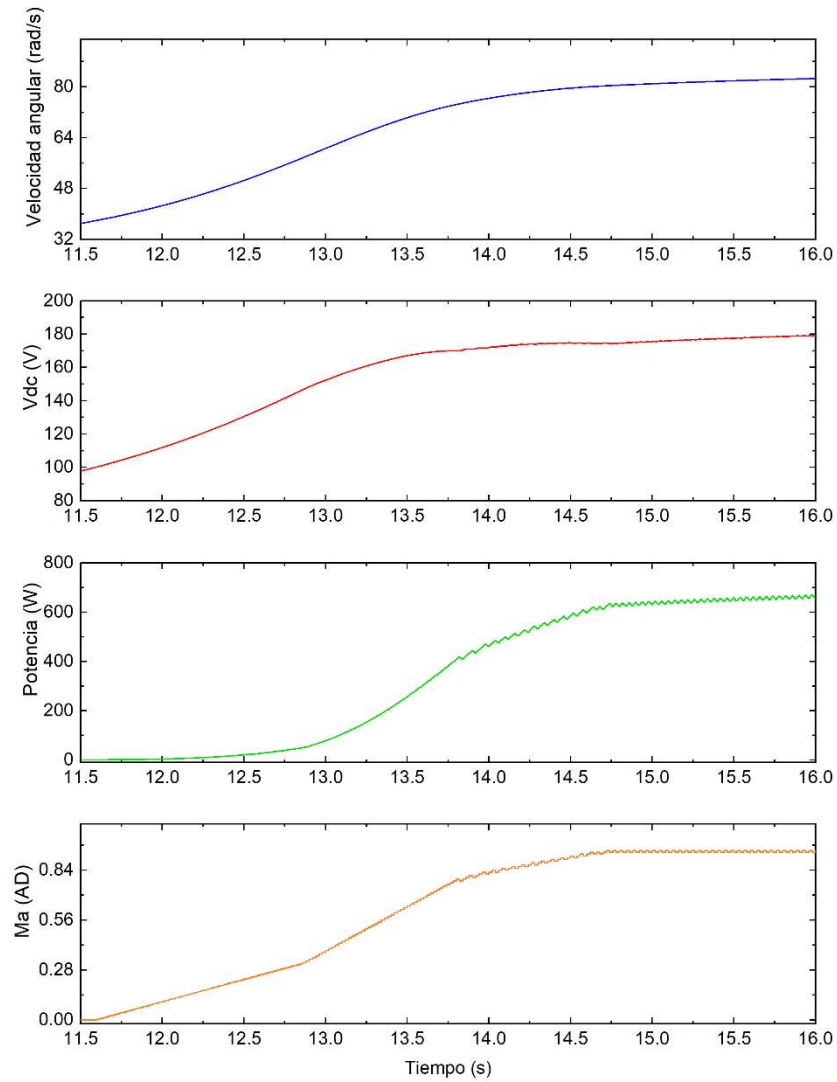


Figura 30. Respuesta transitoria del control en el arranque.

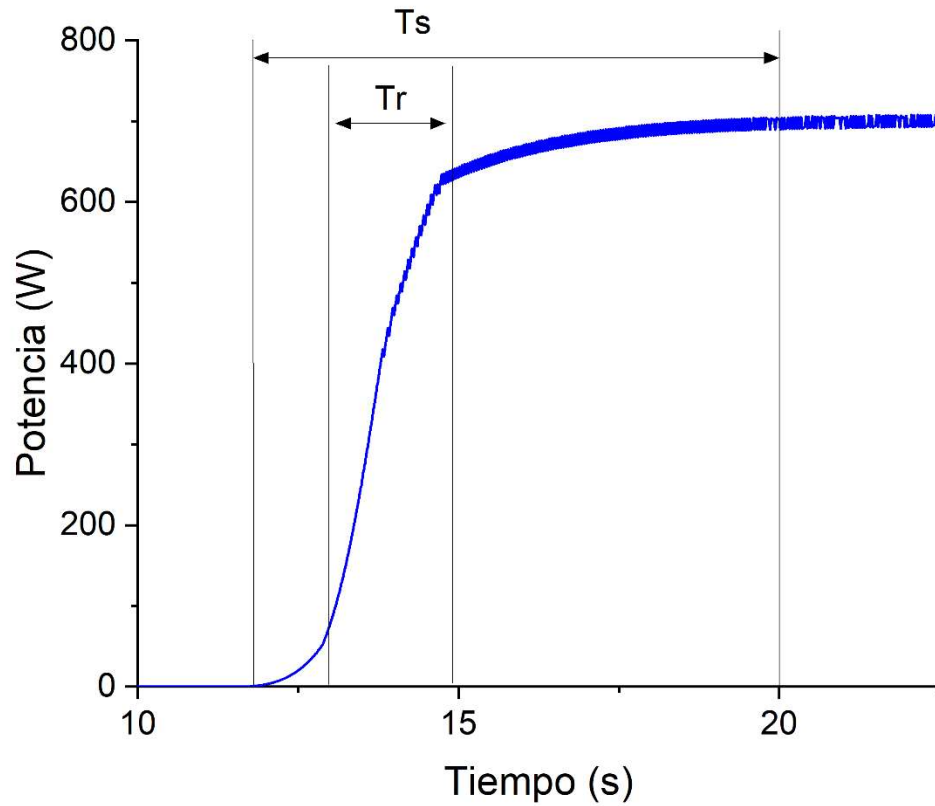


Figura 31. Tiempo de repuesta del sistema ($t_s = 8.18$ s y $t_r = 1.94$ s).

4.3.4. Análisis del desempeño del seguidor de punto de máxima potencia

Respuesta a caída súbita en velocidad de viento

La Figura 32 muestra la repuesta del sistema ante una caída súbita en velocidad de viento de 10.8 a 9.5 m/s, donde se observa que la acción de control de forma casi instantánea disminuye el ma durante 0.7 segundos, para estabilizarse en un ma promedio de 0.83. Se observa que el controlador determina correctamente los cambios.

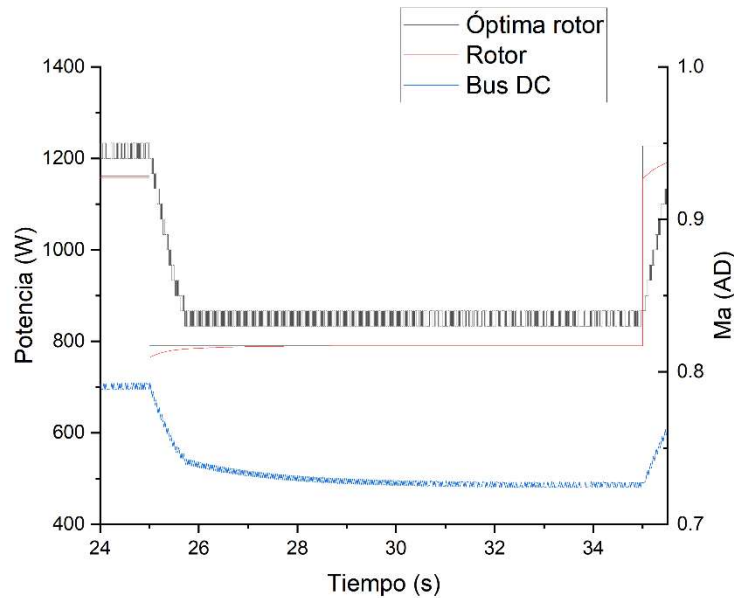


Figura 32. Respuesta del MPPT ante caída súbita en velocidad de viento.

Sin embargo, a pesar del que el control se estabiliza se observa que la potencia de salida en el bus dc sigue variando. Al analizar otros parámetros la potencia mecánica del rotor se estabiliza.

La Figura 37 muestra las señales de entrada y salida en el controlador, el cambio repentino en la velocidad e viento provoca la caída en el voltaje y corriente del bus dc, el controlador al procesar los datos determina que el la variable MPPT_Q (variable asignada al valor de $V(\Delta I) + I(\Delta V)$) esta fuera de rango y comienza a corregir el error. Al segundo 25.76 el control se aproxima a la banda de tolerancia MPPT establecida (0.05) por lo que el se mantiene oscilando tratando de alcanzar el MPP. Sin embargo el control sigue oscilando dado que el voltaje en el bus dc sigue variando, lo que provoca una lenta aproximacion al MPP. En el segundo 30.45 el controlador detecta que MPPT_Q comienza a oscilar alrededor de 0, lo que indica que se encuentra muy cerca del MPP, lo que provoca en la señal Ma tenga ciclos donde se mantenga estable, manteniendo la oscilacion del sistema lo largo del MPP.

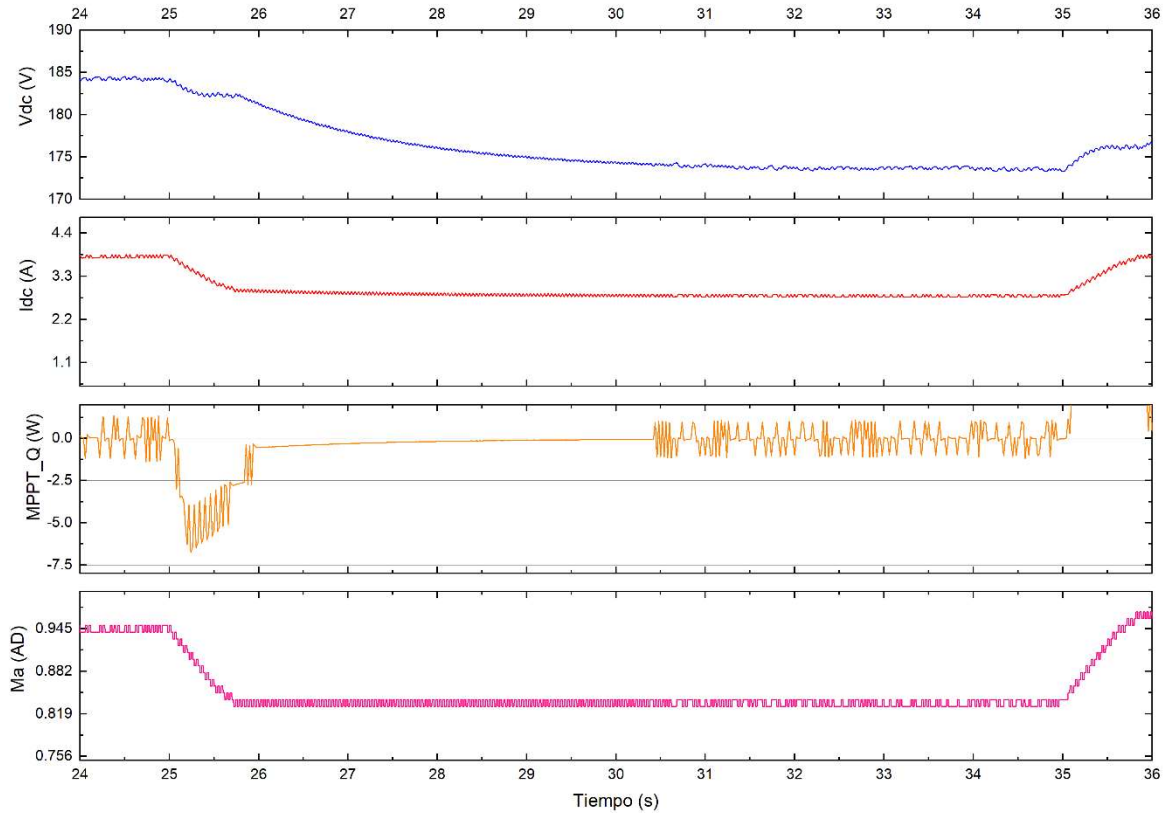


Figura 33. Señales que mira el sistema de control

Evaluación del sistema ante incrementos en la velocidad del viento

La Figura 34 muestra la repuesta del sistema ante incrementos de viento, el primer escalón corresponde en un incremento de 4 m/s y el segundo a un pequeño incremento de 0.2 m/s. Como se observa el control determina correctamente el cambio y aplica la acción de control, en el primer escalón el controlador incrementa durante 1.84 s el ma , para posteriormente estabilizarse con un ma de 0.87, alcanzando una potencia estable de 402.42 W con una desviación estándar de 3.28. Para el segundo escalón al control le toma 0.06 s ajustar el control para el nuevo punto de referencia alcanzado una potencia de 430 W. Sin embargo, al igual que en la respuesta ante la reducción del viento, la respuesta del sistema es lenta cuando se acerca al MPP. Este fenómeno se aprecia mejor en la Figura 35 donde se muestra las señales que observa el controlador.

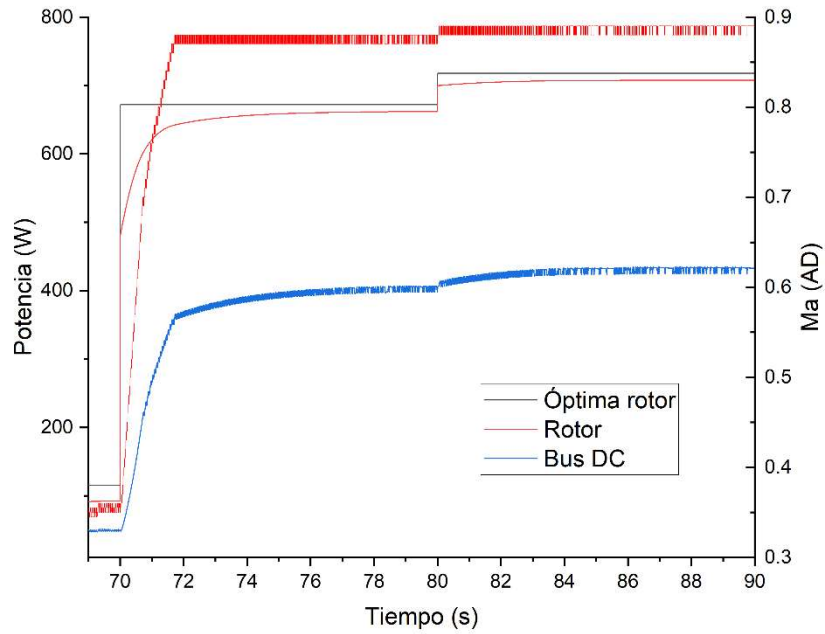


Figura 34. Repuesta en potencia a incremento de velocidad de viento.

Cuando los cambios de velocidad son grandes se produce un valor alto en la variable MPPT_Q y el seguidor detecta e inmediatamente comienza el ajuste de la señal de control, lo mismo ocurre ante cambios pequeños el control. El comportamiento permite operar el sistema evitando amplias oscilaciones, aunque eso provoque menor eficiencia.

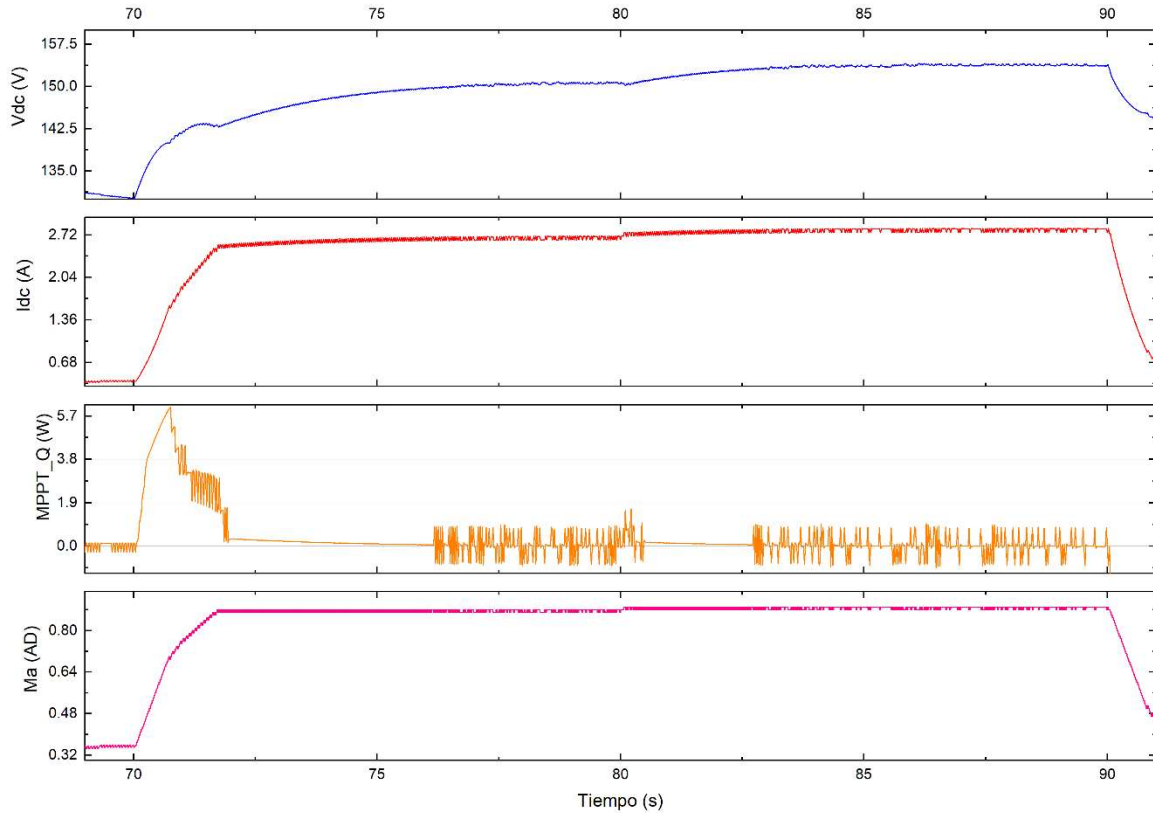


Figura 35. Respuesta de subida a incrementos en la velocidad de viento.

Análisis de la eficiencia del MPPT

La Figura 36 muestra la eficiencia del control en la región de seguimiento de máxima potencia en función de la velocidad del viento. Se observa que la eficiencia del sistema varía en un rango de 0.78 a 0.99, con una tendencia ascendente conforme aumenta la velocidad del viento.

En particular, el sistema presenta una menor eficiencia a bajas velocidades de viento, lo que sugiere que el algoritmo de seguimiento encuentra mayores dificultades para adaptarse en esta región. Este comportamiento puede atribuirse a la menor cantidad de energía disponible en el rotor, lo que incrementa la sensibilidad del control ante pequeñas variaciones en la velocidad del viento y reduce la estabilidad del punto de operación óptimo.

A medida que la velocidad del viento aumenta, la eficiencia del MPPT mejora, alcanzando valores cercanos a 0.99 en velocidades superiores a 10 m/s. Esto indica que el sistema logra un mejor ajuste al MPP cuando las condiciones de entrada son más favorables, minimizando

las pérdidas y mejorando la conversión de energía. Sin embargo, se identifica una ligera variabilidad en la eficiencia incluso en este rango, lo que sugiere la presencia de oscilaciones residuales en el control.

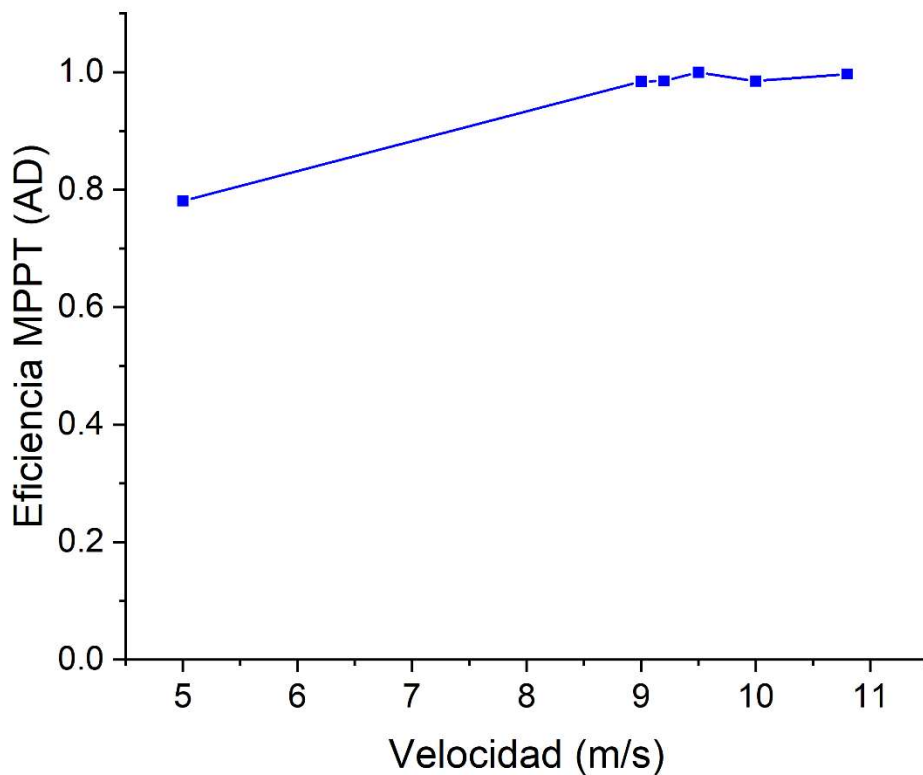


Figura 36. Eficiencia del MPPT a diferentes velocidades de viento

4.3.5. Análisis del sistema en la zona de regulación de potencia

Durante el intervalo de tiempo entre el segundo 35 y el 45, el sistema es sometido a 11 m/s, una velocidad del viento superior a la velocidad nominal de operación. El incremento repentino en la velocidad del viento provoca que el control incremente el ciclo de trabajo con el objetivo de maximizar la extracción de energía a través del algoritmo de MPPT.

Una vez que la potencia alcanza el valor máximo establecido para el sistema, el algoritmo cambia automáticamente al estado de regulación de potencia, evitando que la potencia generada supere los límites operativos del sistema. En este estado, el control estabiliza la

potencia en un valor promedio de 715.6 W con una desviación estándar de 0.18 W, lo que demuestra un control preciso y estable. El comportamiento en esta zona se aprecia mejor en la Figura 37.

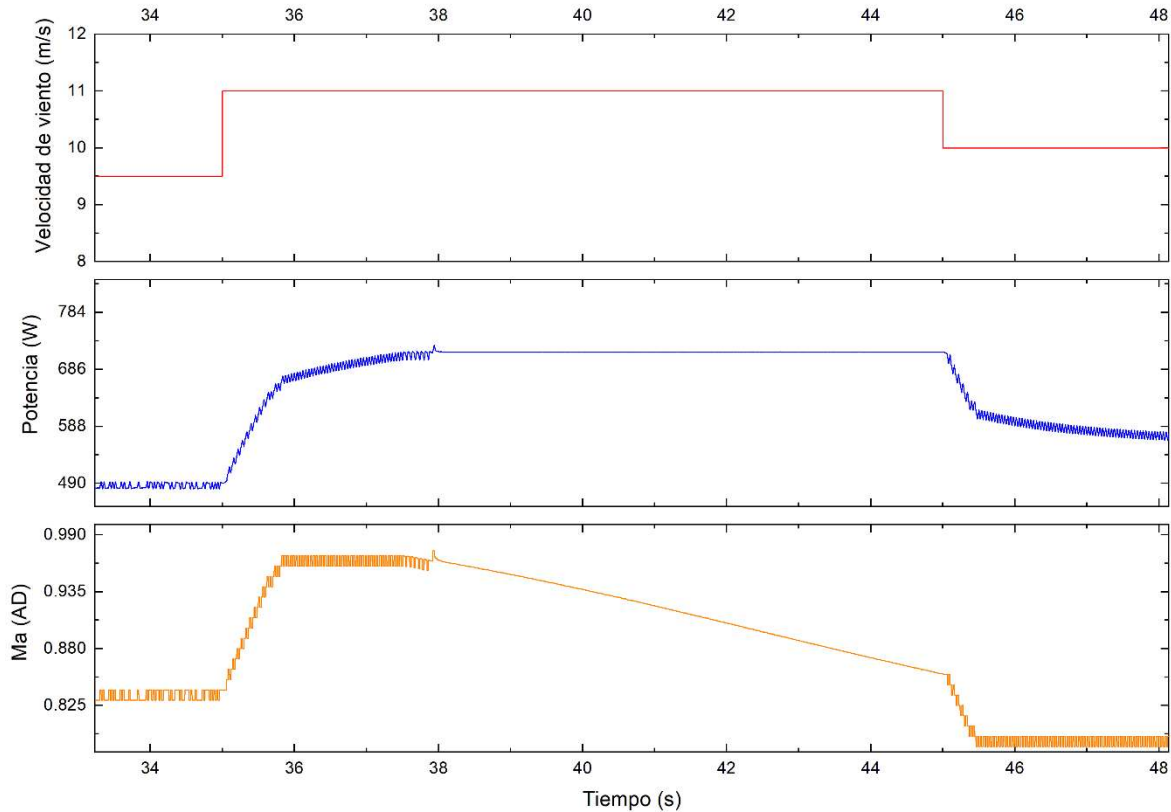


Figura 37. Respuesta del sistema por encima de la velocidad nominal de operación.

4.3.6. Análisis del bus DC del convertidor de potencia

La Figura 38 presenta el comportamiento del bus DC, mostrando la evolución de la potencia (W), voltaje Vdc (V) y corriente (A) a lo largo del tiempo. Se observa un aumento progresivo del voltaje en los primeros 15 segundos, reflejando la fase de arranque del sistema. Durante la operación del MPPT, el voltaje oscila entre 130.11 V y 205.53 V, tanto por debajo del voltaje máximo permitido por el sistema. Estas variaciones reflejan los cambios en la velocidad del viento y la adaptación del control para mantener una regulación estable.

La corriente sigue un comportamiento similar a la potencia, mostrando escalones que coinciden con los cambios en la generación de energía.

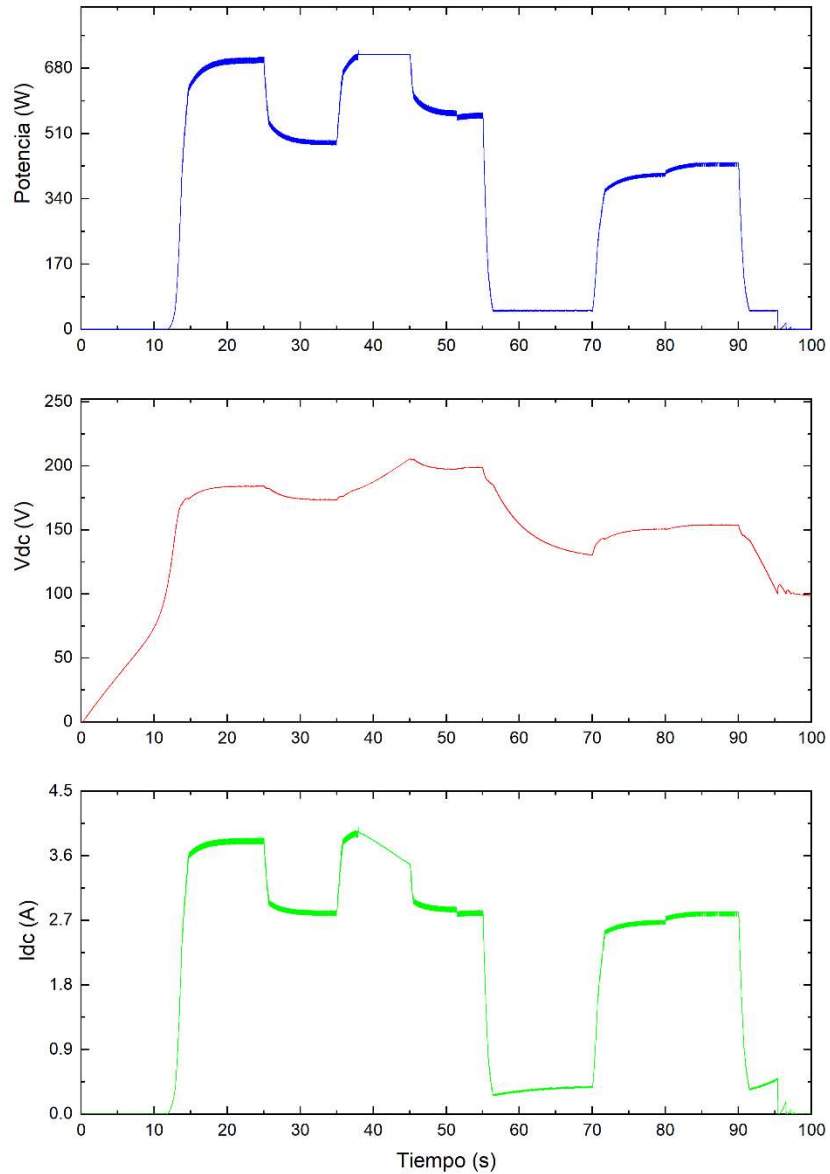


Figura 38. Comportamiento del Bus DC en el convertidor.

4.3.7. Evaluación de los parámetros eléctricos a la salida del convertidor

La Figura 39 presenta el comportamiento de la salida del inversor en términos de potencia, voltaje y corriente a lo largo del tiempo. En general, se observa que las oscilaciones en las variables analizadas son mínimas, excepto en la fase transitoria durante los cambios de

velocidad del viento. Esto indica que el sistema mantiene un control estable fuera de los periodos de transición.

Rango de operación del sistema

Potencia máxima: El sistema es capaz de entregar una potencia máxima de 695 W a un voltaje de 120.87 V y una corriente de 5.8 A cuando opera en condiciones nominales de velocidad del viento y carga.

Potencia mínima: En condiciones de baja velocidad del viento (5 m/s), el sistema suministra una potencia mínima de 47.8 W, con un voltaje de 31.68 V y una corriente reducida, lo que refleja la reducción en la generación de energía.

Este desempeño demuestra que el sistema es capaz de operar con cargas que toleran variaciones de potencia y voltaje, como las bombas de agua, que pueden ajustarse a diferentes niveles de energía sin comprometer su funcionamiento. La estabilidad observada en la regulación de la potencia confirma la efectividad del control implementado en el inversor, asegurando un suministro confiable en diversas condiciones de viento.

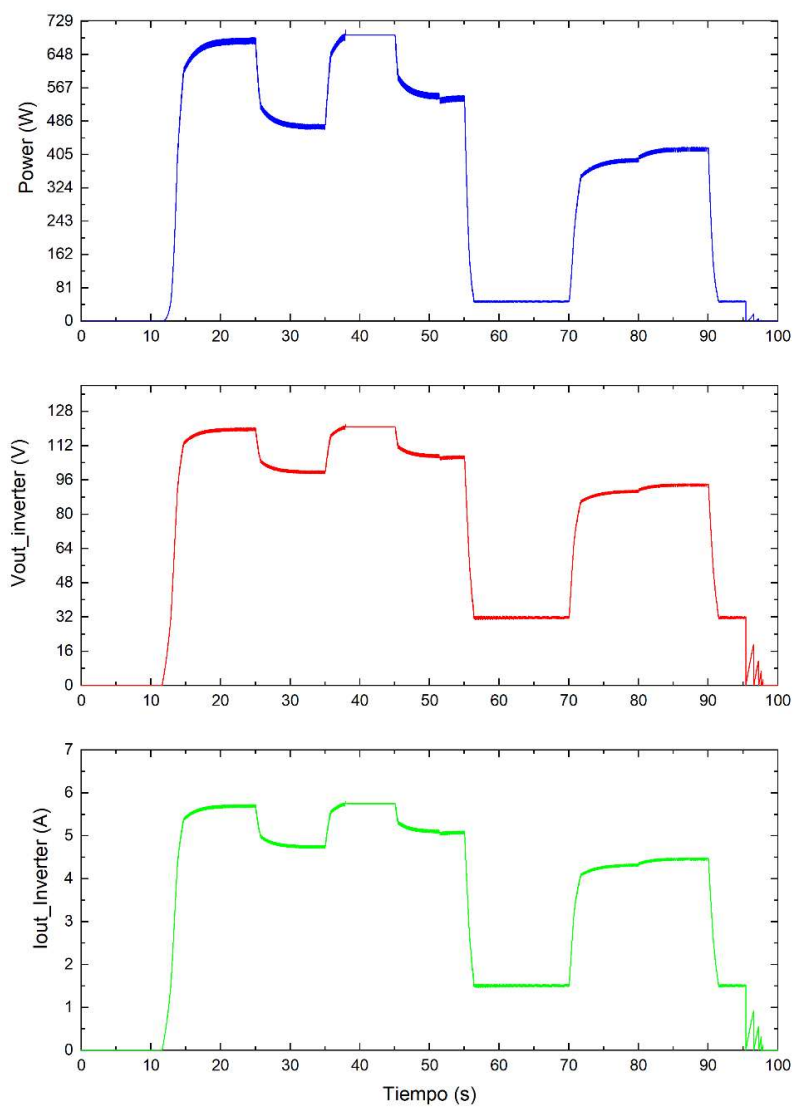


Figura 39. Comportamiento de la salida del inversor en función del tiempo.

4.4. Resultados de la implementación del sistema de control

4.4.1. Construcción del convertidor de potencia

Como resultado del diseño del convertidor, en la Tabla 4.12 se presentan los principales componentes seleccionados. Asimismo, en la Figura 40 se muestra el resultado final de la construcción del convertidor, donde los bloques:

- **Bloque A:** Contiene el filtro paso bajas LC y las protecciones de salida.
- **Bloque B:** Aloja el puente rectificador, el filtro y protecciones de entrada.
- **Bloque C:** Comprende el puente completo del convertidor.
- **Bloque D:** Incluye las tarjetas correspondientes a los sensores internos.
- **Bloque E:** Corresponde a las fuentes de alimentación auxiliares.
- **Bloque F:** Contiene el sistema de control del convertidor.

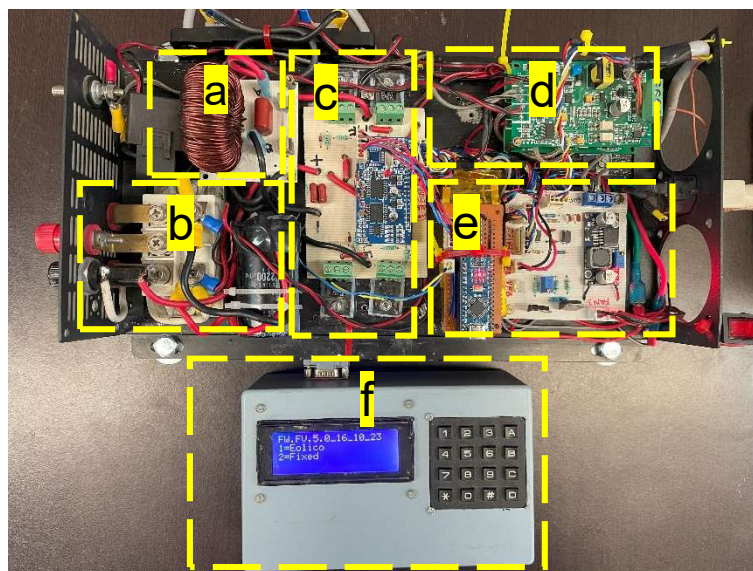


Figura 40. Convertidor de potencia a) filtro y protecciones de salida b) rectificador y capacitor dc c) puente completo d) sensores e) fuentes auxiliares f) sistema de control.

Tabla 4.12. Características de los principales componentes del convertidor de potencia.

Componente	Modelo	Características
Rectificador trifásico	MDS-60A-16	60 A, 1200 V
Puente completo (IGBT)	GW30NC120HD	30 A (100°), 1200Vces, Vce(sat) <2.75 V
Modulador SPWM	Arduino Nano	ATmega328
Placa de control	Arduino Mega	ATmega2560
Sensor	PZEM-016	Módulo DC

4.4.2. Implementación del sistema a nivel laboratorio

Adicionalmente, la Figura 41 se ilustra la configuración experimental del sistema, la cual se compone de los siguientes elementos:

- **Bloque A:** Computadora utilizada para el control del VFD y la adquisición de datos.
- **Bloque B:** Motor Siemens.
- **Bloque C:** Generador de imanes permanentes acoplado al motor.
- **Bloque D:** Sensores encargados de recopilar la información de las pruebas.
- **Bloque E:** Convertidor de potencia.
- **Bloque F:** Carga eléctrica del sistema.

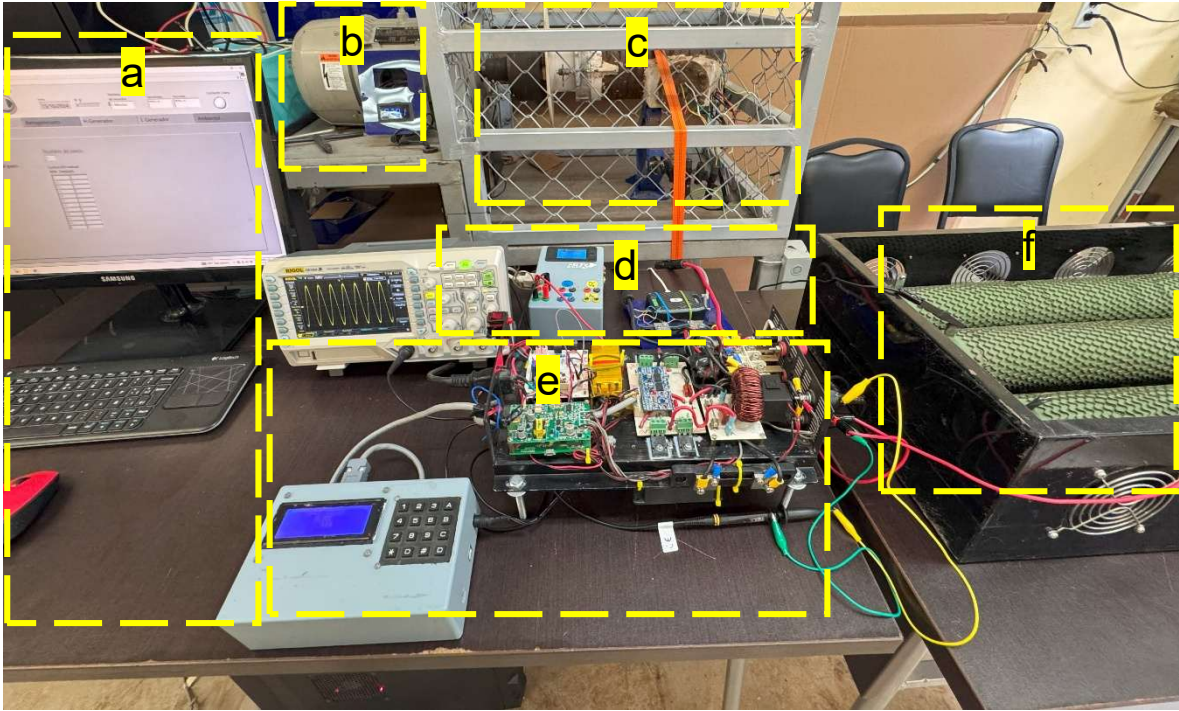


Figura 41. Configuración experimental en laboratorio a) PC y VFD b) motor Siemens c) Generador RTO d) sensores e) convertidor f) carga resistiva.

4.5. Evaluación del sistema en el banco de pruebas

4.5.1. Caracterización del sistema en el banco de pruebas

La Figura 42 muestra las curvas de potencia en el bus DC obtenidas en el banco de pruebas en función de la velocidad de rotación para diferentes valores del índice de modulación de amplitud, manteniendo una carga fija.

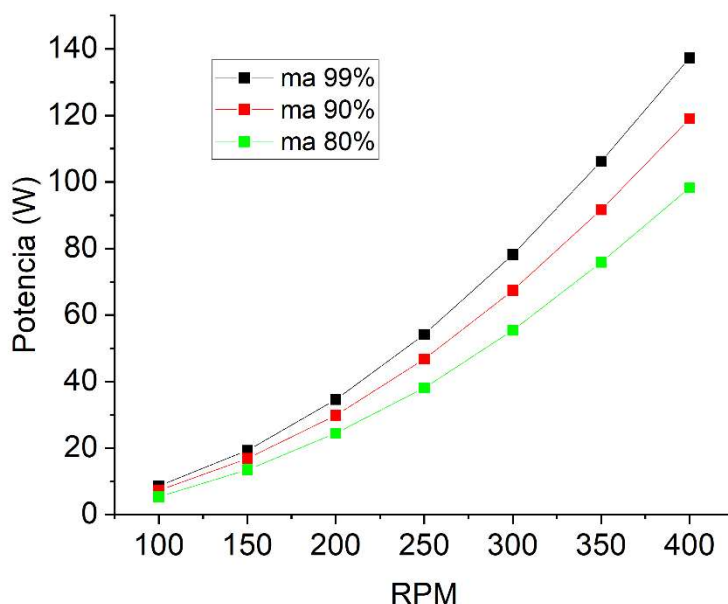


Figura 42. Curvas de Potencia vs RPM para Diferentes ma a carga fija de 36 ohm.

El comportamiento en los 3 casos presenta una tendencia no lineal. Para la prueba del control se seleccionó la curva del ma a 90%, la Figura 43 muestra la potencia con respecto al tiempo a los diferentes cambios de velocidad del motor a un $ma=90\%$. En general se observa pocas oscilaciones en estado estable, siendo más prominentes en bajos rpms y en los cambios de velocidad.

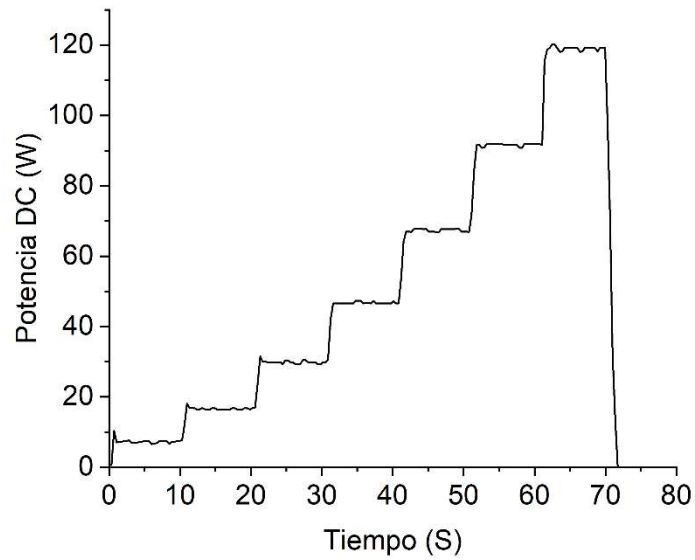


Figura 43. potencia Ma fijo al 0.90

Dado que el control del convertidor se retroalimenta del bus DC, el controlador es ajustado considerando la curva P-V de la prueba mostrado en la Figura 44. La curva se interpoló para obtener una función representativa de ella, la cual se muestra en la ecuación 49.

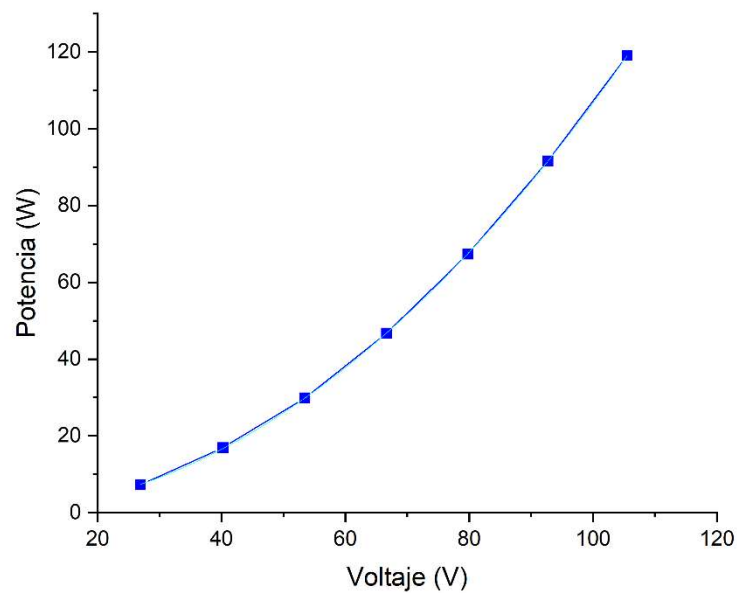


Figura 44. Curva P-V en la prueba de banco a ma de 90.

$$P_{90} = 0.011x^2 - 0.0395x + 0.4549 \quad (49)$$

4.5.2. Evaluación del control a los cambios de velocidad de operación

Respuesta del seguidor

La Figura 45 presenta el resultado en función del tiempo de la potencia en el bus dc del convertidor durante la prueba implementando el control con la pendiente deseada. Donde se observa:

1. El sistema responde eficientemente a cambios en la velocidad del rotor, reflejado en la progresión escalonada de la potencia en el bus DC.
2. No se observan oscilaciones significativas ni inestabilidades, lo que sugiere una buena regulación de la conversión de potencia.

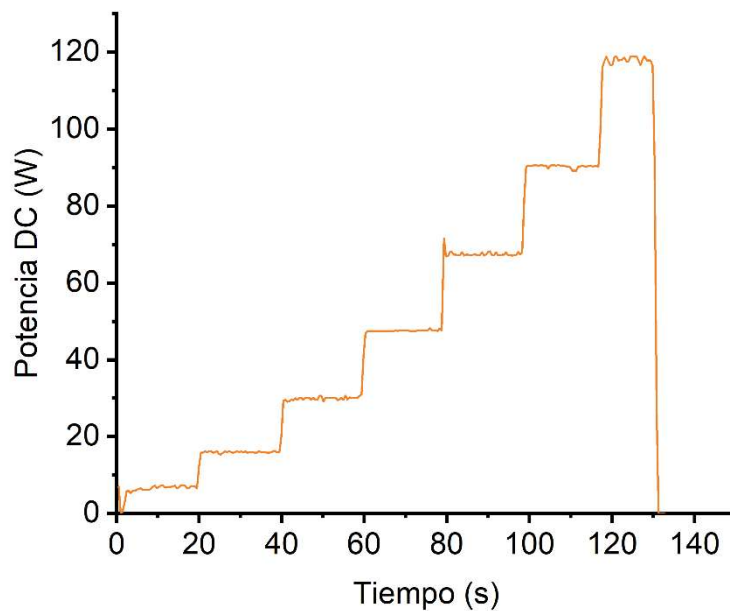


Figura 45. Respuesta en el tiempo a cambios de velocidad

Este análisis indica que el sistema de conversión de potencia con MPPT está operando correctamente, ajustándose a las condiciones de entrada de manera eficiente.

4.5.3. Análisis del desempeño del convertidor en el arranque

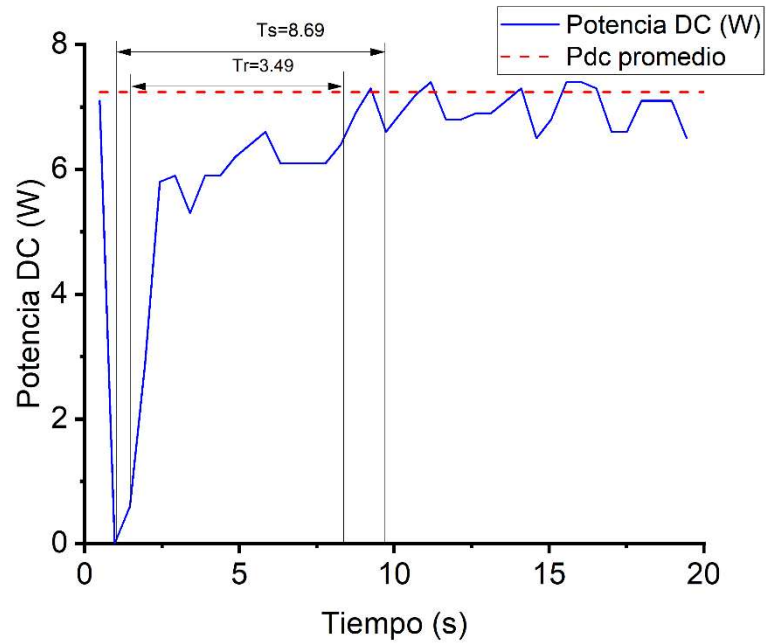


Figura 46. Respuesta inicial T_s y T_r

4.5.4. Evaluación del MPPT en la prueba de laboratorio

La Figura 47 muestra la respuesta del sistema con control y sin controlador. El error relativo porcentual es de -1.7 %, esto es principalmente cuando el sistema opera en bajas velocidades.

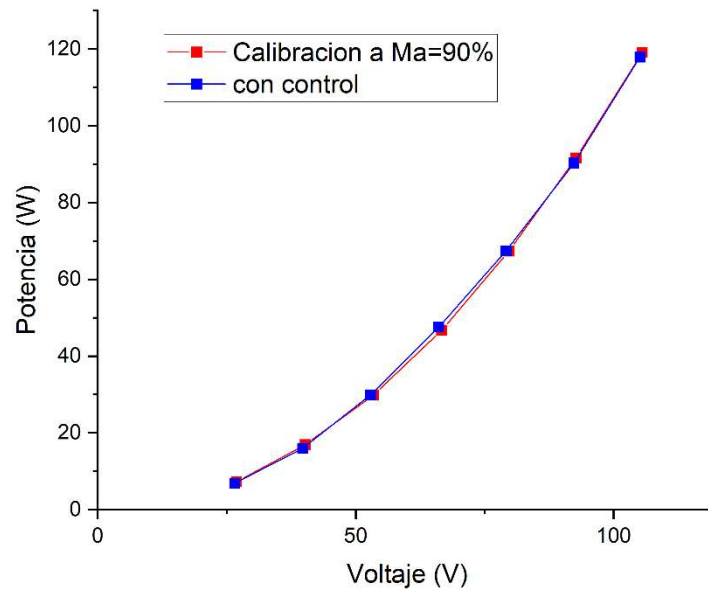


Figura 47. Comparación de la curva P-V del sistema con y sin control.

En la Figura 48 muestra la evolución de la relación I/V en función del tiempo durante la prueba de control. Omitiendo la parte transitoria en el arranque y el control mantiene la conductancia con un error promedio porcentual de -1.55 % con una desviación estándar de 5.71. Los picos que se observan se deben a los ajustes dinámicos del MPPT, indicando cambios en las condiciones de operación.

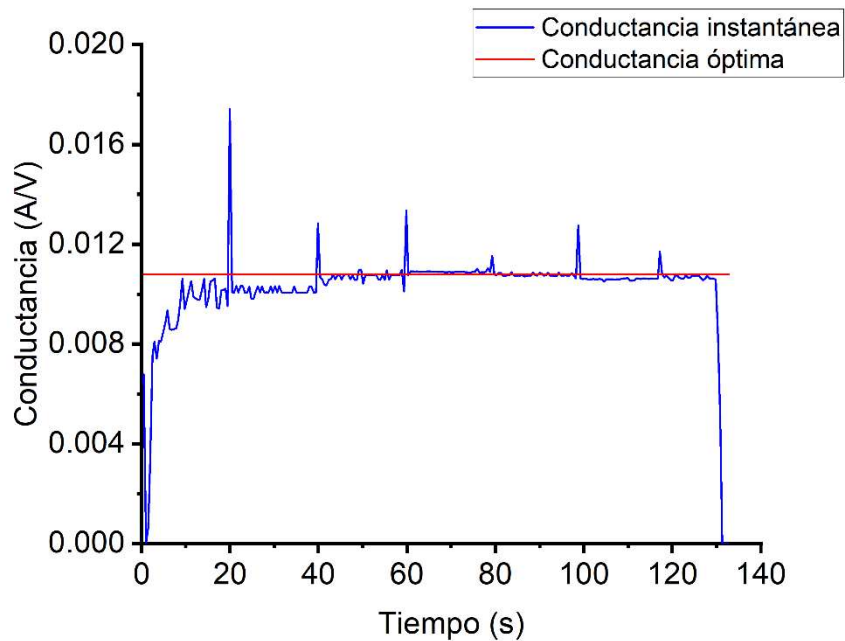


Figura 48. Variación de la conductancia en a lo largo de la prueba.

4.5.1. Análisis de los parámetros eléctricos en el bus DC del convertidor

La Figura 49 muestra las formas de onda de potencia, voltaje y corriente en el bus DC del inversor durante la prueba realizada. Adicionalmente la Tabla 4.13 resume el comportamiento del bus DC ante los distintos escalones de velocidad de giro del generador. La desviación estándar de la potencia es baja en todos los casos ($<1\text{W}$), lo que indica una operación estable. La desviación estándar del voltaje se mantiene dentro de valores bajos, siendo inferior a 0.5 V, lo que indica un control eficiente de la regulación de tensión. La corriente también sigue un patrón de escalonamiento, aumentando desde 0.26 A a 1.12 A con el incremento en la velocidad de giro.

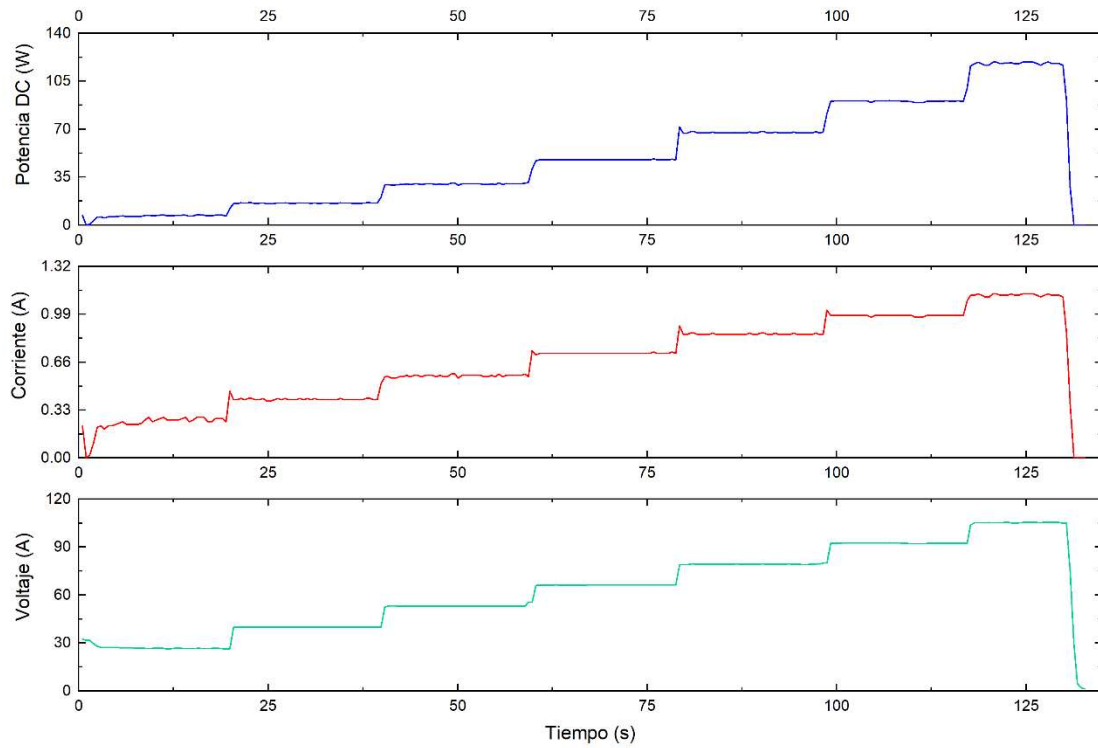


Figura 49. Formas de onda en el bus dc del inversor

Tabla 4.13 Resumen del comportamiento del bus DC a los diferentes escalones

RPM	Potencia (W)		Voltaje (V)		Corriente (A)	
	Media	Desv. Est	Media	Desv. Est	Media	Desv. Est
100	6.83	0.42	26.54	0.15	0.26	0.017
150	15.95	0.22	39.75	0.04	0.40	0.005
200	29.89	0.41	52.89	0.10	0.57	0.008
250	47.55	0.18	66.11	0.06	0.72	0.002
300	67.41	0.38	79.15	0.11	0.85	0.004
350	90.32	0.39	92.31	0.15	0.98	0.003
400	117.92	0.85	105.15	0.32	1.12	0.007

4.5.2. Análisis de los parámetros eléctricos a la salida del convertidor

La Figura 50 muestra las formas de onda de voltaje, corriente, potencia, frecuencia y factor de potencia en la salida del inversor monofásico, lo que permite evaluar la estabilidad y precisión del sistema de control implementado.

Se observa que el control de voltaje y frecuencia es estable, lo que demuestra la robustez del bloque SPWM en la generación de señales de control para el puente inversor. El voltaje presenta una desviación estándar promedio de 0.87 V, mientras que la frecuencia promedio es de 59.71 Hz, con una desviación estándar de 3.7 mHz. Esto representa un error promedio en la regulación de frecuencia del -0.48%. Por otro lado, el factor de potencia (PF) se mantiene prácticamente invariante en 1, lo cual es coherente con el uso de una carga resistiva en la salida del convertidor. Estos resultados validan la efectividad del sistema de control en la regulación de voltaje y frecuencia, asegurando un desempeño estable y dentro de los estándares requeridos. La Tabla 4.14 presentada resume el comportamiento a la salida del convertidor ante los distintos escalones de velocidad de giro del motor.

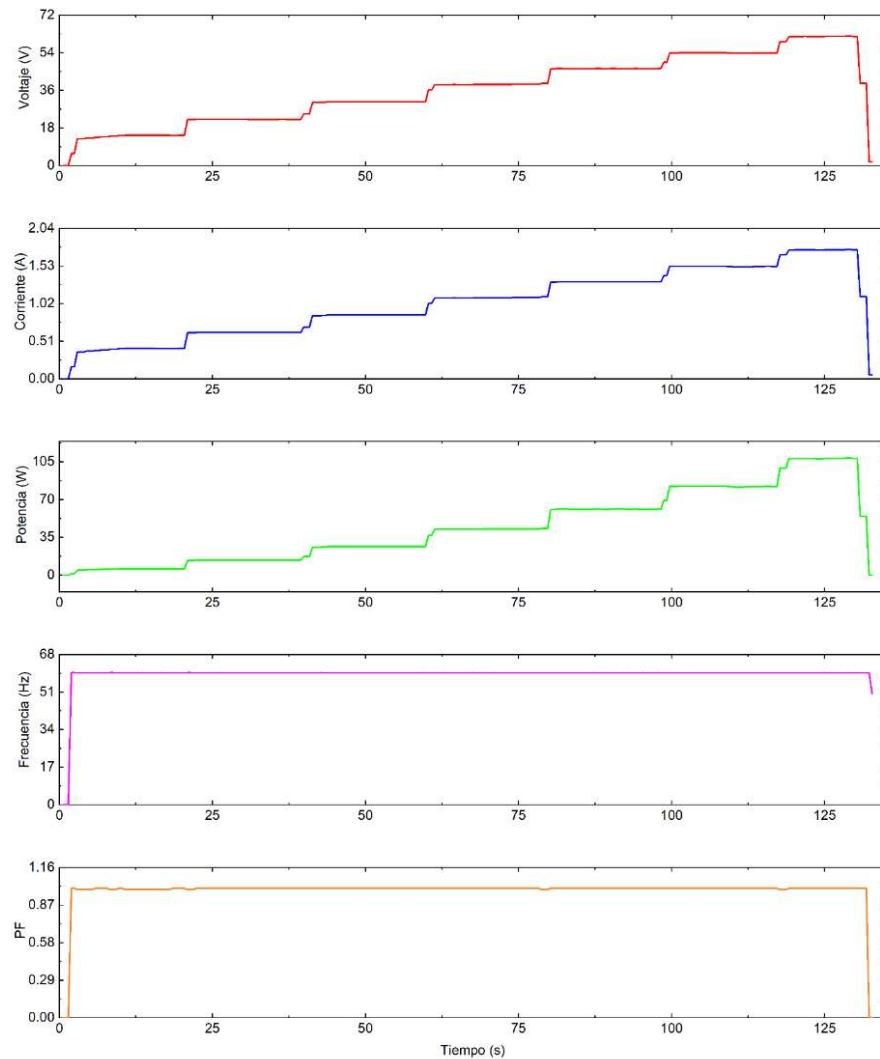


Figura 50. Formas de onda en la salida del inversor monofásico.

Tabla 4.14. Resumen del comportamiento a la salida del inversor a los diferentes escalones

Voltaje (V)		Corriente (A)		Potencia (W)		Frecuencia (Hz)		PF	
Media	Desv. Est	Media	Desv. Est	Media	Desv. Est	Media	Desv. Est	Media	Desv. Est
14.34	0.29	0.406	0.008	5.8	0.2	59.72	0.04	0.99	0.00
21.96	1.19	0.622	0.034	13.7	1.2	59.72	0.04	1.00	0.00
30.24	1.31	0.856	0.037	25.9	2.0	59.72	0.04	1.00	0.00
38.65	0.60	1.095	0.017	42.3	1.3	59.72	0.04	1.00	0.00
46.24	1.14	1.309	0.032	60.5	2.8	59.72	0.04	1.00	0.00
53.80	0.73	1.522	0.021	81.9	2.2	59.72	0.04	1.00	0.00
61.58	0.81	1.741	0.023	107.1	2.9	59.71	0.03	1.00	0.00

4.6. Discusión

La comparación presentada en la Tabla 4.15 permite identificar las principales diferencias tecnológicas, metodológicas y de validación experimental entre el presente trabajo y diversas investigaciones previas en el ámbito de sistemas eólicos de baja potencia. Una primera observación relevante es que, aunque la mayoría de las publicaciones emplean aerogeneradores de imanes permanentes (PMSG), existen diferencias significativas en la potencia nominal, que varía desde 1 kW en el presente trabajo, hasta 6 kW en Meghni et al. (2020) y 5.5 kW en Kermani et al. (2020) con generadores de inducción (SCIG). Esta diferencia de escala influye directamente en el diseño de los convertidores y en la estrategia de control, ya que potencias mayores tienden a implementarse en topologías más complejas con almacenamiento intermedio.

En términos de topología de conversión, el sistema propuesto en esta tesis emplea un esquema de rectificación trifásica pasiva seguido de un inversor monofásico full-bridge, lo que reduce la complejidad estructural y elimina la necesidad de una etapa DC intermedia. En contraste, trabajos como los de Meghni et al. (2020) y Kermani et al. (2020) implementan arquitecturas AC-DC-DC-AC con almacenamiento en baterías, incrementando la flexibilidad operativa pero también los costos y los requerimientos de mantenimiento. Otras investigaciones, como Lumbreras et al. (2015), optan por configuraciones AC-DC-AC para control directo de potencia, mientras que Dalala et al. (2013) utilizan un convertidor elevador (boost) para optimizar el punto de operación del generador.

En lo que respecta a la estrategia de control global, la presente investigación destaca por integrar un algoritmo de conductancia incremental con una Máquina de Estados Finitos, lo que permite gestionar la transición entre distintas regiones de operación sin requerir almacenamiento energético. Por el contrario, Meghni et al. (2020) incorporan un sistema de control supervisado que optimiza el MPPT mediante un método de perturbar y observar mejorado (MEPO) y control deslizante de segundo orden, mientras que en otros trabajos la estrategia global no está definida o se limita al control de arranque y limitación de potencia.

Otra diferencia sustancial es la validación experimental. Mientras que en esta tesis se presenta una validación tanto en simulación como en un banco de pruebas físico, otros trabajos como Meghni et al. (2020) y Kermani et al. (2020) se centran exclusivamente en resultados de simulación. Esto otorga al presente trabajo un mayor grado de aplicabilidad práctica y confiabilidad en condiciones reales.

En síntesis, el sistema desarrollado se distingue por su simplicidad estructural, la integración eficiente de MPPT y control de voltaje/frecuencia en una única etapa de conversión activa, y su validación experimental, características que lo hacen particularmente adecuado para aplicaciones aisladas de baja potencia como el bombeo de agua y la electrificación rural. Por el contrario, trabajos reportados en la literatura comparados priorizan la flexibilidad operativa y la integración con sistemas híbridos o conectados a red, lo que, si bien aumenta su versatilidad, también implica mayores requerimientos de infraestructura y mantenimiento.

Tabla 4.15. Comparación de la estrategia de control propuesta con estrategias reportadas en sistemas eólicos de baja potencia.

Autor	Presente trabajo (Ramírez, 2025)	Meghni et al. (2020)	Kermani et al. (2020)	Lumbreras et al. (2015)	David Lara (2015)
Potencia nominal del Aerogenerador	1 kW	6 kW	5.5 kW	2.5 kW	1.8 kW
Topología Convertidor	Rectificador trifásico pasivo + inversor monofásico full-bridge	AC-DC-DC-AC con almacenamiento en baterías.	AC-DC- DC	AC-DC- DC-AC	AC- DC-AC

Estrategia control global	MEF	Sistema de control supervisado	N/A	N/A	N/A
Estrategia Arranque	Voltaje mínimo	-	N/A	Voltaje mínimo	Voltaje mínimo
Estrategia MPPT	Conductancia incremental	Modified Enhanced P&O (MEPO) + control deslizante de segundo orden.	TSR	Tabla de consulta	P&O
Estrategia Regulación	Proporcional	Adaptativo con limitación de potencia en región III.	Soft-stall	Soft-stall	Proporcional
Aplicación prevista	Electrificación aislada, bombeo de agua, microrredes sin baterías.	Sistemas híbridos eólicos–baterías conectados a red.	Carga de baterías	Interconexión a la red	Bombeo de agua
Validación	Simulación Experimental	Simulación	Simulación	Experimental	Experimental
Principales resultados	$\eta_{MPPT}=99\%$, $T_s=8.18$ s, $T_r=1.94$ s, ± 2 V y ± 0.5 Hz	$\eta_{MPPT}\approx 100\%$ $T_{rMPPT}=12$ ms ± 1 V	$\eta_{global}=93\%$	$\eta_{global}=90\%$	$\eta_{global}=95\%$

4.7. Conclusiones

Se logró el diseño, implementación y validación de una estrategia de control para un sistema eólico de baja potencia, abordando los desafíos de regulación de voltaje y frecuencia en convertidores DC-AC de una etapa. El sistema propuesto fue evaluado desde simulaciones hasta pruebas experimentales en laboratorio, obteniendo resultados que confirman su viabilidad técnica y eficiencia.

La estrategia de control fue desarrollada considerando las características del sistema eólico, asegurando estabilidad operativa ante variaciones en la velocidad del viento.

Para garantizar una operación eficiente bajo diferentes condiciones de viento y demanda, se implementó una Máquina de Estados Finitos (MEF) en la estrategia de control. Esta estructura permite la transición ordenada entre los distintos modos de operación del sistema, evitando fluctuaciones innecesarias y optimizando la respuesta del convertidor. La MEF define tres estados principales:

Arranque: Determina si el voltaje en el bus DC es suficiente para iniciar la conversión de energía, evitando intentos fallidos de arranque en condiciones de viento insuficiente.

Seguimiento del MPP: Activa el algoritmo MPPT para maximizar la extracción de energía, ajustando dinámicamente la operación del convertidor en función de las variaciones del viento.

Regulación de potencia: Cuando la potencia generada supera el umbral nominal, la MEF activa mecanismos de estabilización para evitar sobrecargas en el sistema.

Su validación en Simulink demostró un tiempo de asentamiento de 8.18 s desde el arranque hasta alcanzar un estado estable. Durante su operación, el control mantuvo los parámetros eléctricos dentro de los valores nominales de los componentes, garantizando fiabilidad y seguridad en la operación. Como parte de la estrategia, se implementó un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) basado en el método de conductancia incremental, alcanzando una potencia máxima de 840 W en simulación. El MPPT respondió correctamente ante variaciones bruscas en la velocidad del viento, optimizando la extracción de energía del aerogenerador.

Se diseñó y construyó un convertidor de potencia DC-AC de una etapa activa, optimizado para su integración directa en un sistema eólico de baja potencia. La metodología de diseño permitió la implementación de una topología de puente completo, reduciendo la cantidad de componentes utilizados y mejorando la eficiencia del sistema. Como técnica de modulación se utilizó la modulación de ancho de pulso senoidal (SPWM), con una señal portadora de 23.4

kHz, lo que redujo las pérdidas por conmutación y facilitó el filtrado de armónicos mediante un filtro LC de pequeñas dimensiones.

Las pruebas de laboratorio permitieron validar el acoplamiento del generador con el convertidor de potencia, obteniendo una potencia máxima de 641 W, con una eficiencia que osciló entre 78% y 99% en diferentes condiciones de operación. Estos resultados demuestran que el convertidor de una etapa regula el voltaje y la frecuencia de la energía generada, asegurando la compatibilidad con cargas eléctricas en corriente alterna sin necesidad de una etapa intermedia de conversión o almacenamiento de energía.

El sistema desarrollado cumple con los objetivos planteados, proporcionando una solución eficiente y confiable para la integración de sistemas eólicos de baja potencia con cargas en corriente alterna. La combinación del convertidor de una etapa, la MEF y la estrategia de control permitió optimizar la extracción de energía, regular los parámetros eléctricos y garantizar la estabilidad del sistema. Este trabajo contribuye al desarrollo de sistemas eólicos autónomos, ofreciendo una alternativa viable para su implementación en zonas rurales y aisladas con acceso limitado a la red eléctrica.

Para mejorar el rendimiento del sistema y ampliar sus aplicaciones, se recomienda optimizar el algoritmo de control para mejorar la respuesta dinámica y reducir el tiempo de asentamiento, así como implementar técnicas de control adaptativo que ajusten automáticamente los parámetros en función de las condiciones de operación. También sería relevante evaluar estrategias híbridas que combinen el sistema eólico con otras fuentes renovables como la energía solar y realizar pruebas en entornos reales, considerando condiciones de carga variables y fluctuaciones extremas del recurso eólico

Referencias

- [1] International Electrotechnical Commission, *IEC 61400-2:2013. Wind turbines – Part 1, Design requirements*, 3.1. International Electrotechnical Commission, 2014.
- [2] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, “Wind Energy Explained: Theory, Design and Application,” 2010.
- [3] International Electrotechnical Commission, *IEC 61400-2:2013. Wind turbines – Part 2: Small wind turbines*, vol. 2006. International Electrotechnical Commission, 2006.
- [4] D. Wood, *Small Wind Turbines*. in Green Energy and Technology. London: Springer London, 2011. doi: 10.1007/978-1-84996-175-2.
- [5] M. Carpintero-Renteria, D. Santos-Martin, A. Lent, and C. Ramos, “Wind turbine power coefficient models based on neural networks and polynomial fitting,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 11, pp. 1841–1849, Aug. 2020, doi: 10.1049/iet-rpg.2019.1162.
- [6] M. Barzegar-Kalashani, M. Seyedmahmoudian, S. Mekhilef, A. Stojcevski, and B. Horan, “Small-scale wind turbine control in high-speed wind conditions: A review,” Dec. 01, 2023, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.seta.2023.103577.
- [7] J. L. Torres-Madroño, J. Alvarez-Montoya, D. Restrepo-Montoya, J. M. Tamayo-Avenidaño, C. Nieto-Londoño, and J. Sierra-Pérez, “Technological and operational aspects that limit small wind turbines performance,” Nov. 02, 2020, *MDPI AG*. doi: 10.3390/en13226123.
- [8] E. G. Shehata, “A comparative study of current control schemes for a direct-driven PMSG wind energy generation system,” *Electric Power Systems Research*, vol. 143, pp. 197–205, Feb. 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2016.10.039.
- [9] F. Bordry, “Power converters : definitions , classification and converter topologies,” *CAS - CERN Accelerator School and CLRC Daresbury Laboratory : Specialised CAS Course on Power Converters*, no. Laboratoire d’Electrotechnique et d’Electronique Industrielle, Toulouse, France, pp. 13–42, 2004.
- [10] E. Muljadi, K. Pierce, and P. Migliore, “Soft-stall control for variable-speed stall-regulated wind turbines.”
- [11] E. C. Dos Santos Jr and E. R. Cabral Silva, *ADVANCED POWER ELECTRONICS CONVERTERS*. John Wiley & Sons, Inc, 2015.
- [12] M. H. Rashid, *Power Electronics Handbook*.

- [13] Dorin O. Neacsuncis, *POWER-CONVERTERS SWITCHING: Medium and Hight Power*, 1st ed. CRC Pres, 2006.
- [14] D. Lara, G. Merino, and L. Salazar, "Power converter with maximum power point tracking MPPT for small wind-electric pumping systems," *Energy Convers Manag*, vol. 97, pp. 53–62, 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.03.033.
- [15] M. S. Nazir *et al.*, "Comparison of Small-Scale Wind Energy Conversion Systems: Economic Indexes," *Clean Technologies*, vol. 2, no. 2, pp. 144–155, Jun. 2020, doi: 10.3390/cleantechnol2020010.
- [16] D. D. Lara, G. G. Merino, B. J. Pavez, and J. A. Tapia, "Efficiency assessment of a wind pumping system," *Energy Convers Manag*, vol. 52, no. 2, pp. 795–803, 2011, doi: 10.1016/j.enconman.2010.08.004.
- [17] D. Kumar and K. Chatterjee, "A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems," Mar. 01, 2016, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2015.11.013.
- [18] D. Abbas Umar *et al.*, "Optimizing Wind Energy Harvesting at Low Wind Speeds Using Low-TSR Technology and Bi-Neuro Smart MPPT Optimization Technique." [Online]. Available: <https://ssrn.com/abstract=5072647>
- [19] B. Meghni, M. Ouada, and S. Saad, "A novel improved variable-step-size P&O MPPT method and effective supervisory controller to extend optimal energy management in hybrid wind turbine," *Electrical Engineering*, vol. 102, no. 2, pp. 763–778, Jun. 2020, doi: 10.1007/s00202-019-00911-9.
- [20] Z. M. Dalala, Z. U. Zahid, and J. S. Lai, "New overall control strategy for small-scale wecs in mppt and stall regions with mode transfer control," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, no. 4, pp. 1082–1092, Dec. 2013, doi: 10.1109/TEC.2013.2287212.
- [21] C. Lumbreras, J. M. Guerrero, P. Garcia, F. Briz, and D. D. Reigosa, "Control of a Small Wind Turbine in the High Wind Speed Region," *IEEE Trans Power Electron*, vol. 31, no. 10, pp. 6980–6991, Oct. 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2508674.
- [22] M. Barzegar-Kalashani, M. Seyedmahmoudian, S. Mekhilef, A. Stojcevski, and B. Horan, "Small-scale wind turbine control in high-speed wind conditions: A review," Dec. 01, 2023, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.seta.2023.103577.
- [23] B. Majout *et al.*, "A Review on Popular Control Applications in Wind Energy Conversion System Based on Permanent Magnet Generator PMSG," Sep. 01, 2022, *MDPI*. doi: 10.3390/en15176238.

- [24] T. Poompavai and M. Kowsalya, "Control and energy management strategies applied for solar photovoltaic and wind energy fed water pumping system: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 107, no. February, pp. 108–122, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.02.023.
- [25] V. Yaramasu, A. Dekka, M. J. Durán, S. Kouro, and B. Wu, "PMSG-based wind energy conversion systems: Survey on power converters and controls," *IET Electr Power Appl*, vol. 11, no. 6, pp. 956–968, Jul. 2017, doi: 10.1049/iet-epa.2016.0799.
- [26] C. A. Ramírez-Gómez, A. J. Saavedra-Montes, and C. A. Ramos-Paja, "Modelado y Estimación de Parámetros de un Sistema de Generación Eólico de Baja Potencia," *Tecno Lógicas*, Medellín, pp. 209–221, Oct. 2013. Accessed: Mar. 05, 2025. [Online]. Available: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=344234341016>
- [27] Y. Xia, K. H. Ahmed, and B. W. Williams, "Wind turbine power coefficient analysis of a new maximum power point tracking technique," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 3, pp. 1122–1132, 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2206332.
- [28] R. Kot, M. Rolak, and M. Malinowski, "Comparison of maximum peak power tracking algorithms for a small wind turbine," *Math Comput Simul*, vol. 91, pp. 29–40, 2013, doi: 10.1016/j.matcom.2013.03.010.
- [29] Muhammad H. Rashid (Muhammad Harunur), N. Kumar, and A. R. (Ashish R. Kulkarni, *Power electronics : devices, circuits and applications*. 2014.
- [30] Muhammad H. Rashid, *Power Electronic Handbook*, 4th ed. Joe Hayton, 2017.
- [31] Daniel W. Hart, "Electronica de Potencia HART 3º Español.pdf," 2001.
- [32] D. W. Hart, *Power Electronics*. McGraw Hill, 2011.
- [33] A. Pardo and J. L. Díaz, *Aplicaciones de los convertidores de frecuencia. Estrategia PWM*. Editorial Java E. U., 2004.
- [34] Y. Wang, O. Lucia, Z. Zhang, S. Gao, Y. Guan, and D. Xu, "A review of high frequency power converters and related technologies," *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 1, pp. 247–260, 2020, doi: 10.1109/OJIES.2020.3023691.
- [35] R. Czerwinski and D. Kania, *Finite State Machine Logic Synthesis for Complex Programmable Logic Devices*, vol. 231. in *Lecture Notes in Electrical Engineering*, vol. 231. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013. doi: 10.1007/978-3-642-36166-1.
- [36] M. A. Strain, "Finite State Machines." Accessed: Mar. 09, 2025. [Online]. Available: <https://pdhacademy.com/wp-content/uploads/2022/01/Finite-State-Machines-Course-for-Website.pdf>

- [37] S. Motahhir, A. Chalh, A. El Ghzizal, and A. Derouich, "Development of a low-cost PV system using an improved INC algorithm and a PV panel Proteus model," *J Clean Prod*, vol. 204, pp. 355–365, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.08.246.
- [38] N. E. Zakzouk, M. A. Elsayharty, A. K. Abdelsalam, A. A. Helal, and B. W. Williams, "Improved performance low-cost incremental conductance PV MPPT technique," *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 4, pp. 561–574, Apr. 2016, doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0203.
- [39] Katsuhiko Ogata, *Ingeniería de control moderna*, 5 edición. PEARSON EDUCACIÓN, 2010.
- [40] A. Chellakhi, S. El Beid, Y. Abouelmahjoub, and Y. Mchaouar, "Optimization of Power Extracting from Photovoltaic Systems Based on a Novel Adaptable Step INC MPPT Approach," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 55, no. 12, pp. 508–513, 2022, doi: 10.1016/j.ifacol.2022.07.362.
- [41] "Wind Turbine." Accessed: Jan. 10, 2025. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/releases/R2024b/sps/powersys/ref/windturbine.html>
- [42] "Permanent Magnet Synchronous Machine." Accessed: Jan. 10, 2025. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/releases/R2024b/sps/powersys/ref/permanentmagnetsynchronousmachine.html>
- [43] "Full-Bridge Converter." Accessed: Jan. 10, 2025. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/releases/R2024b/sps/powersys/ref/fullbridgeconverter.html>
- [44] "Series RLC Branch." Accessed: Jan. 10, 2025. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/releases/R2024b/sps/powersys/ref/seriesrlcbranch.html>