





Modelado, diseño y control de un sistema de generación eólica basado en MPPT con convertidor electrónico de potencia para la integración de una turbina a una microrred

Modeling, Design and Control of a Wind Generation System Based on MPPT with Power Electronic Converter for the Integration of a Turbine to a Microgrid

 David Eduardo Benavides-Mendoza;  César Leonardo Trujillo-Rodríguez;   Óscar Danilo Montoya-Giraldo¹

¹Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá-Colombia

Correspondencia: odmontoyag@udistrital.edu.co, cltrujillo@udistrital.edu.co

Recibido: 04 Junio 2024

Aceptado: 19 Diciembre 2024

Disponible: 17 Febrero 2025

Cómo citar / How to cite

D. E. Benavides-Mendoza, C. L. Trujillo-Rodríguez, and Ó. D. Montoya-Giraldo, "Modelado, diseño y control de un sistema de generación eólica basado en MPPT con convertidor electrónico de potencia para la integración de una turbina a una microrred," *Tecnológicas*, vol. 28, no. 62, e3130, 2025. <https://doi.org/10.22430/22565337.3130>



Resumen

La generación de energía a partir de fuentes renovables, en particular la energía eólica, ha emergido como una alternativa crucial y sostenible para satisfacer las demandas de energía actual y futura. Esta investigación tuvo como objetivo realizar el modelado, diseño y control de un sistema electrónico que permitiera la conexión de una turbina a un barraje de corriente continua en una microrred domiciliaria bajo un contexto de eficiencia energética, considerando la variabilidad del viento. La metodología empleada consistió en establecer las características mecánicas y eléctricas del Sistema de Generación Eólica para determinar las expresiones necesarias en el modelado y diseño del convertidor SEPIC (Single-Ended Primary Inductor Converter, por sus siglas en inglés), para seguidamente ahondar en el diseño de los controladores de corriente y velocidad bajo la óptica de dos técnicas diferentes de control: lineal PI (Proporcional-Integral) y no lineal PBC + PI (Control Basado en Pasividad con acción Proporcional Integral). Estos controladores fueron integrados con una etapa de MPPT (Maximum Power Point Tracking, por sus siglas en inglés) de velocidad basada en el algoritmo P&O (Perturb and Observe, por sus siglas en inglés), sujeto a la estrategia de velocidad variable con pitch fijo. Los resultados obtenidos fueron proponer una guía metodológica que demostró su efectividad y eficiencia al mantener al sistema en torno al punto de máxima potencia cuando es sometido a diferentes condiciones de viento. Además, las técnicas de control demostraron su flexibilidad para la integración en energías renovables aumentando la confiabilidad de los sistemas. Se destacó el control no lineal al tener una respuesta más rápida, permitiéndole al MPPT generar más referencias generando menos estrés sobre el eje de la turbina. La teoría PBC permitió el control sobre las corrientes en los inductores del convertidor. Finalmente, se concluye que la topología SEPIC demostró su versatilidad permitiendo el control de sistemas de mayor potencia.

Palabras clave

Control lineal, control no lineal, convertidores de potencia CC-CC, microrredes, recursos energéticos distribuidos.

Abstract

Power generation from renewable sources, especially wind power, has emerged as a crucial and sustainable alternative to meet current and future energy demands. The objective of this research was the modeling, design and control, design and control of an electronic system that would allow the connection of a turbine to a direct current busbar in a home microgrid in a context of energy efficiency, considering the variability of the wind. The methodology used consisted of establishing the mechanical and electrical characteristics of the Wind Generation System have been established in order to determine the necessary expressions in the modeling and design of the SEPIC converter (Single-Ended Primary Inductor Converter), to then delve into the design of the current and speed controllers under the optics of two different control techniques: linear PI (Proportional-Integral) and non-linear PBC + PI (Passivity-Based Control with Proportional-Integral action). These controllers were integrated with a speed MPPT (Maximum Power Point Tracking) stage based on the P&O (Perturb and Observe) algorithm, subject to the fixed pitch variable speed strategy. The results obtained were to propose a methodological guide that demonstrated its effectiveness and efficiency by maintaining the system around the maximum power point when subjected to different wind conditions. In addition, the control techniques demonstrated their flexibility for integration into renewable energy, increasing the reliability of the systems. The non-linear control was highlighted by having a faster response, allowing the MPPT to generate more references generating less stress on the turbine shaft. The PBC theory allowed control over the currents in the converter inductors. Finally, it is concluded that the SEPIC topology demonstrated its versatility by allowing the control of higher power systems.

Keywords

Linear control, nonlinear control, DC-DC power converters, microgrids, distributed energy resources.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Listado de abreviaturas

A continuación, se presentan las principales abreviaturas empleadas a lo largo del documento (ver Tabla 1).

Tabla 1. Listado de abreviaturas. Fuente: elaboración propia.

Abreviatura	Concepto
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
DER	Recursos Energéticos Distribuidos
GSIP	Generador Síncrono de Imanes Permanentes
MPPT	Seguidor del Punto de Máxima Potencia
PBC	Control Basado en Pasividad
PI	Proporcional Integral
P&O	Perturbar y Observar
PSIM	Paquete de software de simulación de circuitos electrónicos
SGE	Sistema de Generación Eólica
SEPIC	Single-Ended Primary-Inductor Converter

1.2 Contextualización y breve estado del arte

La generación de energía eólica se ha destacado como una alternativa sostenible y esencial para satisfacer las crecientes demandas energéticas [1]–[3]. Los sistemas eólicos, compuestos por aerogeneradores que convierten la energía cinética del viento en electricidad, representan una tecnología clave en el campo de las energías renovables [4], [5], ofreciendo ventajas como la reducción de emisiones y la disponibilidad de viento en múltiples regiones [6]. Estos sistemas de Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) pueden integrarse en una microrred [7].

Una microrred es un sistema localizado y autónomo de distribución de energía que puede operar conectado o desconectado de la red eléctrica [8]–[10], compuesto por una variedad de recursos de generación, almacenamiento y carga, incluyendo fuentes renovables como paneles solares y turbinas eólicas, así como generadores diésel [11]. Su objetivo es suministrar electricidad de manera confiable, eficiente y sostenible a comunidades o zonas específicas [12]. Están diseñadas para gestionar inteligentemente la generación y el consumo de energía localmente, mejorando la resiliencia del suministro eléctrico [13], [14] y contribuyendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero [15], [16]. Se clasifican según su potencia, aplicación, operación, sistema de distribución y arquitectura, así como por el tipo de recurso energético utilizado en su generación [17]. Sin embargo, teniendo en cuenta las diferentes características eléctricas entre generación y carga, es necesaria una etapa para su integración.

Los convertidores conmutados de CC/CC son fundamentales en la conversión eficiente y controlada de energía eléctrica en diversas aplicaciones [18], [19], operando mediante la modulación del ciclo de trabajo o frecuencia de conmutación para regular el flujo de energía [20]. Su versatilidad se manifiesta en los modos de operación de conducción continua (MCC) y discontinua (MCD), adaptándose eficientemente a diferentes condiciones y requisitos de conversión de energía [20].

Al integrar fuentes de energía renovable como la solar y la eólica, las microrredes híbridas pueden aprovechar la abundancia de recursos naturales disponibles y reducir la dependencia de combustibles fósiles. Además, estas microrredes pueden funcionar de manera independiente o conectadas a la red principal, lo que les otorga flexibilidad y confiabilidad. Esto es especialmente útil en áreas remotas [21] o en situaciones donde la red principal pueda estar sujeta a interrupciones [22].

La eficiencia en la generación de energía a partir de fuentes renovables es fundamental para maximizar su aprovechamiento y rentabilidad de los sistemas. En este sentido, es ampliamente utilizado un algoritmo Seguidor del Punto de Máxima Potencia (MPPT, por sus siglas en inglés), permitiendo mejorar continuamente la producción de energía al rastrear y ajustar dinámicamente la operación de los sistemas de generación en torno a su punto de máxima potencia [23], [24], incluso en condiciones variables como cambios en la intensidad de la luz solar o la velocidad del viento [25], [26]. Es por ello por lo que la gestión de la energía se vuelve fundamental en este tipo de sistemas [27], [28], haciendo que algunas aplicaciones incluyan almacenadores de energía en forma de baterías [22], [29], [30] o de supercondensadores [31], [32]. Particularmente, el creciente uso de energía eólica plantea el reto de mantener la máxima producción de energía entendiendo su variación impredecible. Se destacan [33], [34] donde se mejora significativamente el rendimiento de sistemas eólicos de pequeña escala. Adicionalmente, en [35] se sugiere que los niveles de tensión de 24/48 V son adecuados para aplicaciones residenciales y de bajo consumo en microrredes.

En su mayoría las técnicas MPPT que se emplean están basadas en el algoritmo P&O (en donde se realiza una variación en algún parámetro eléctrico o mecánico con el objetivo de analizar las variaciones en la potencia), sin embargo, las técnicas de control pueden llegar a ser diferentes. Es posible encontrar controladores lineales del tipo PI [22], [25], [36] gracias a que ofrecen soluciones analíticas fáciles de implementar, o controladores no lineales [27], [37] debido a las características propias que tienen algunos de los componentes de los sistemas como: los convertidores [38], las máquinas [39] o las condiciones cambiantes del entorno [40]. En este contexto, una técnica de control que ha mostrado eficacia [41] es el Control Basado en Pasividad (PBC). Además, con el objetivo de reducir el error en estado estable para las variables a controlar, es posible combinar las propiedades del control PBC con el control PI (PBC + PI) [42] cuya ventaja principal es asegurar la convergencia asintótica del sistema en lazo cerrado [41].

Por otra parte, entre los convertidores conmutados más empleados para las aplicaciones eólicas se encuentran la topología Boost (elevador) [33], [43], [44] y Buck – Boost (elevador-reductor con ganancia negativa) [45]–[47]. La topología que involucra las propiedades de los

convertidores mencionados previamente (pero con ganancia positiva) es la SEPIC, encontrando sus aplicaciones en algoritmos MPPT para energía solar [48], eólica [49] y vehículos eléctricos [50].

La tendencia actual es la integración de controles basados en Inteligencia Artificial (IA) como la técnica basada en el Sistema de Inferencia Neurodifusa Adaptativa (AN-FIS) que reduce los tiempos de simulación necesarios para alcanzar el MPP frente a otras técnicas MPPT [51]. Adicionalmente, el uso de algoritmos genéticos como la Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) [36] o la Red Neuronal Artificial (GA-ANN) [52], [53] también se caracterizan por mantener estable el MPP, eliminar oscilaciones no deseadas y ser más veloces que los métodos tradicionales (como el P&O).

1.3 Alcances y contribuciones

La investigación se centró en desarrollar el diseño conceptual y teórico, además de llevar a cabo simulaciones y análisis exhaustivos utilizando herramientas específicas de modelado y simulación. Este enfoque permitió evaluar la viabilidad y eficacia del sistema propuesto en un entorno controlado. Es relevante destacar que las simulaciones involucraron tanto las máquinas como el sistema de control, lo que implicó una mayor demanda computacional. Por lo tanto, se seleccionaron valores para los momentos de inercia y el condensador de rectificación que facilitarían la convergencia al estado estable de manera más rápida, agilizando así el proceso de simulación debido a la gran inercia que introducen en el sistema completo. Es importante señalar que esto no afecta la validez de la metodología propuesta.

Este estudio sobre la gestión y control de microrredes para generación eólica ofrece una valiosa contribución en tres aspectos clave. Inicialmente, proporciona una guía metodológica detallada que abarca el modelado, diseño y control de sistemas de conversión, destacando técnicas de control eficientes y estrategias para maximizar la eficiencia energética. Seguidamente, presenta un esquema integral de control que modela cada componente del sistema, permitiendo un control preciso y eficiente de la generación eólica, además de un innovador modelo polinomial para mejorar el análisis y control del comportamiento de las turbinas eólicas de baja potencia. Finalmente, destaca la integración de la generación eólica en microrredes domiciliarias como una manera de fortalecer la resiliencia del sistema, diversificar las fuentes de energía, reducir la dependencia de fuentes convencionales, mitigar impactos ambientales y promover la autosuficiencia energética a nivel local.

La estructura del documento es como sigue: La sección 2 presenta la metodología empleada, la sección 3 consta de los resultados obtenidos con su respectiva discusión y finalmente en la sección 4 se presentan las conclusiones de la investigación.

2. METODOLOGÍA

En esta sección se presenta el proceso para conectar adecuadamente el sistema de generación eólica al barraje de la microrred, desde la presentación de las características del sistema de generación eólica (2.1), el modelado y diseño del convertidor SEPIC (2.2), el modelado, diseño y control del sistema de conversión electrónica desde el enfoque lineal (2.3), el no lineal (2.4), y finalmente el diseño del MPPT de velocidad basado en P&O para la presente aplicación eólica (2.5), en la Figura 1 se presenta la metodología completa a seguir.

Por otra parte, en la Figura 2 se presenta el esquema de la microrred para proveer una contextualización general del sistema. En el cuadro amarillo de la misma figura, se destaca el sistema de generación eólica, que es el enfoque principal de esta investigación, con cada una de sus partes identificadas.

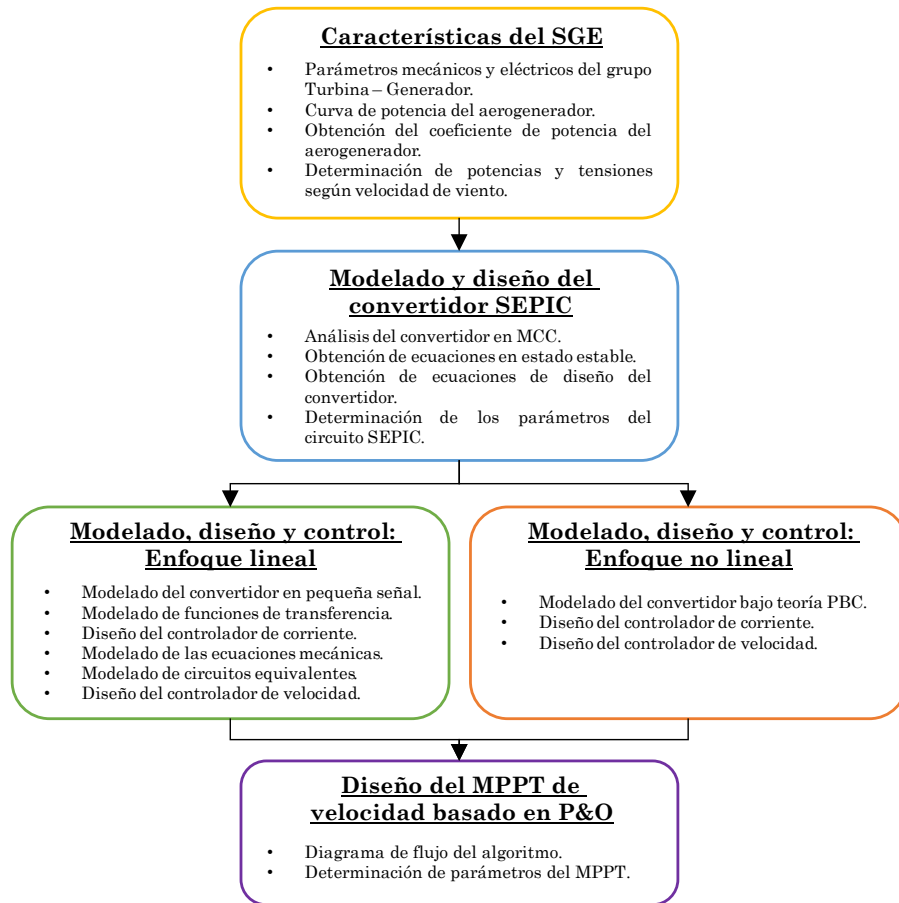


Figura 1. Esquema de la metodología a emplear. Fuente: elaboración propia.

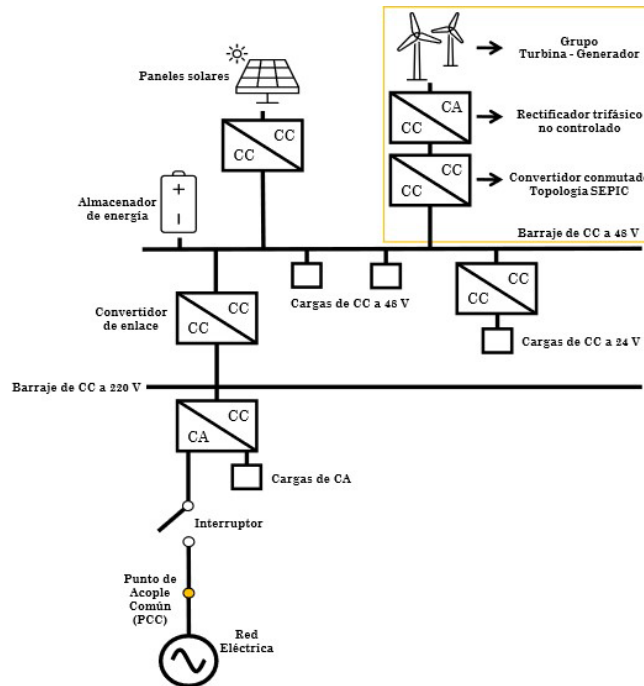


Figura 2. Esquema de la microrred híbrida domiciliaria. Fuente: elaboración propia.

2.1 Características del sistema de generación eólica

El sistema de generación eólica está compuesto por la turbina eólica (ver la Tabla 2) y por el generador síncrono de imanes permanentes (ver la Tabla 3), que juntos conforman el aerogenerador encargado de la transformación de la energía disponible en el viento en electricidad, de acuerdo con la curva típica de potencia de la Figura 3.

Adicionalmente, es fundamental establecer un modelo que pueda describir con exactitud el comportamiento de la turbina. Se presenta en (1) la potencia eólica que se puede extraer del viento, en donde se puede apreciar que el coeficiente de potencia C_p determina cuánta potencia es realmente aprovechada por el sistema de generación. Si bien dicho parámetro depende principalmente de dos variables: la velocidad específica λ y el ángulo de paso de las palas de la turbina β , es posible considerar un modelo simplificado que únicamente sea función de λ . Con base en lo anterior, se consideró una estructura polinomial de sexto orden para representar al coeficiente de potencia $C_p(\lambda)$, tal como se muestra en (2).

Tabla 2. Parámetros mecánicos y eléctricos de la turbina eólica para el SGE. Fuente: elaboración propia.

Parámetro	Valor
Potencia nominal P_n [W]	630
Diámetro del rotor D_R [m]	2
Velocidad base del viento v_b [m/s]	10
Velocidad base rotacional ω_b [rpm]	360
Momento de inercia J_T [kg m ²]	0,015

Tabla 3. Parámetros mecánicos y eléctricos del GSIP para el SGE. Fuente: elaboración propia.

Parámetro	Valor
Rango de potencia de operación [W]	38 – 600
Rango de tensión de operación [V]	76 – 166
Resistencia del estator R_s [Ω]	0,3125
Inductancia eje directo del estator L_d [H]	0,00015
Inductancia eje cuadratura del estator L_q [H]	0,00015
Constante $V_{pk}/krpm$	493
Número de polos n	12
Momento de inercia J_G [kg m ²]	0,0015

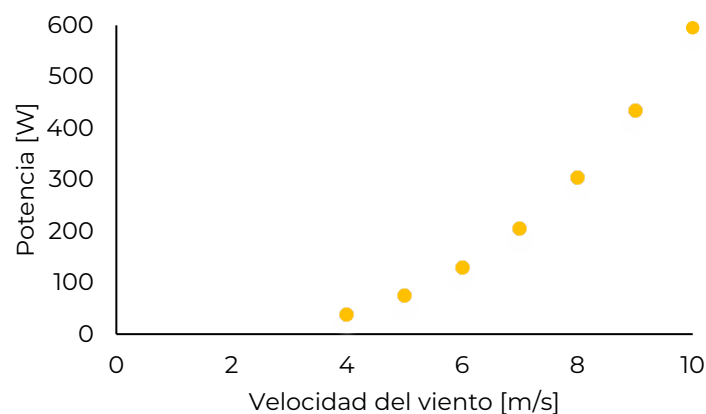


Figura 3. Curva de potencia del aerogenerador para el SGE. Fuente: elaboración propia.

$$P_v = \frac{1}{2} C_p \rho \pi r^2 v_w^3 \tag{1}$$

$$C_p(\lambda) = a + b\lambda + c\lambda^2 + d\lambda^3 + e\lambda^4 + f\lambda^5 + g\lambda^6 \tag{2}$$

Para determinar las constantes del polinomio se realizó un barrido paramétrico de las velocidades del eje de la turbina simulada para una velocidad fija de 4 m/s debidas las características del software de simulación. Una vez extraídos los datos se realizó una regresión polinomial y se comparó el modelo obtenido con la información de la simulación, tal como se muestra en la Figura 4. En la Tabla 4 se presentan los parámetros del polinomio de sexto orden para el coeficiente de potencia $C_p(\lambda)$, encontrándose que el valor de λ para el cual el polinomio encuentra su máximo es alrededor de 3,8.

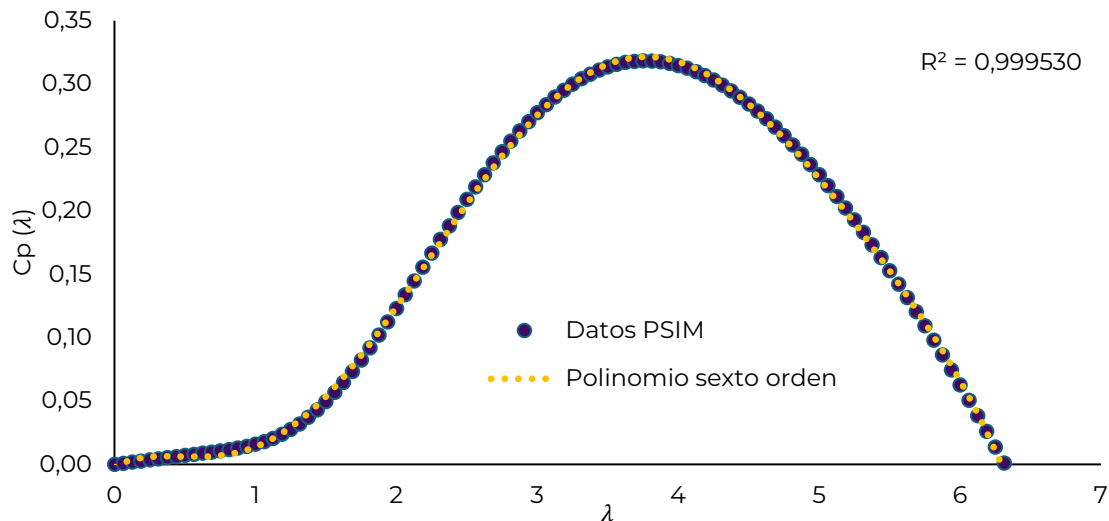


Figura 4. Coeficiente de potencia $C_p(\lambda)$. Fuente: elaboración propia.

Tabla 4. Parámetros del polinomio de sexto orden para el coeficiente de potencia $C_p(\lambda)$.

Fuente: elaboración propia.

Parámetro	Valor
a	-0,0021586
b	0,0644189
c	-0,1644865
d	0,1626657
e	-0,0535142
f	0,0072859
g	-0,0003608

Por otra parte, dada la naturaleza del SGE (CA) y del barraje (CC), es necesaria una etapa intermedia que permita llevar a cabo la interconexión entre generación y carga. Para ello, se introduce un convertidor SEPIC que facilita esta conexión.

Finalmente, en la Tabla 5 se presentan los diferentes niveles de tensiones y potencias de generación según las diferentes condiciones operativas del viento.

Tabla 5. Potencias y tensiones según velocidad del viento para el SGE. Fuente: elaboración propia.

Velocidad del viento [m/s]	Tensión [V]	Potencia [W]
4	72,5	38
5	87	75
6	100,6	130
7	116	205
8	126	305
9	144	435
10	158	595

2.2 Modelado y diseño del convertidor SEPIC

A partir del convertidor SEPIC y de los estados de conducción del interruptor (ver Figura 5) es posible determinar las ecuaciones que modelan al circuito en estado estable [20], obteniendo así las expresiones (3) a (6).

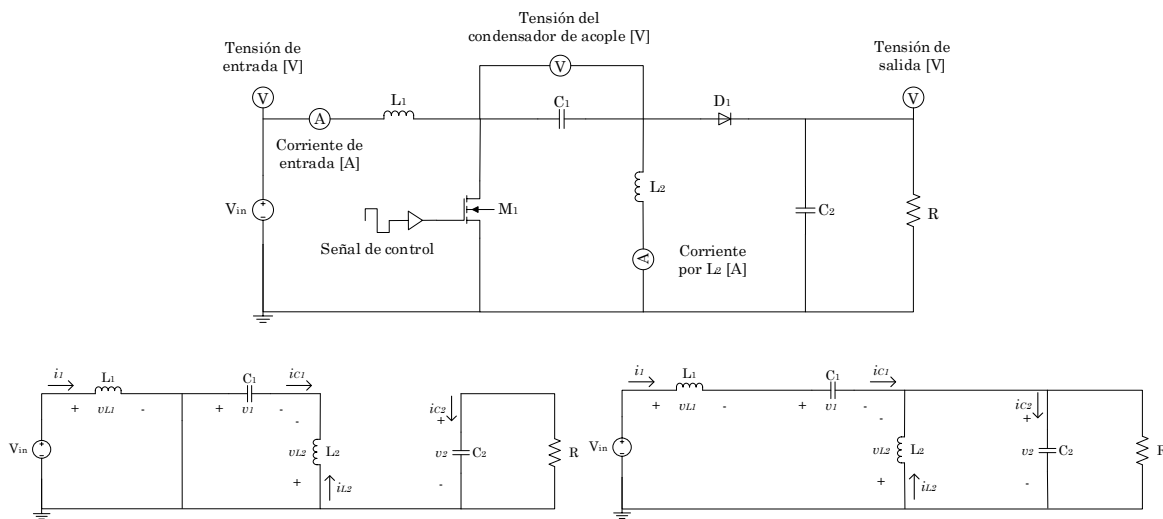


Figura 5. Circuito esquemático correspondiente al convertidor conmutado SEPIC y sus estados de conducción para MCC. Fuente: elaboración propia.

$$v_1 = V_{in} \tag{3}$$

$$v_2 = \frac{D}{(1 - D)} V_{in} \tag{4}$$

$$i_1 = \frac{D^2}{(1 - D)^2 R} V_{in} \tag{5}$$

$$i_2 = \frac{D}{(1 - D) R} V_{in} \tag{6}$$

Con base en lo anterior, es posible obtener las ecuaciones de diseño para los componentes del circuito L_1 , L_2 , C_1 y C_2 siguiendo lo propuesto en [54], [55].

Utilizando los valores de tensión y potencia obtenidos en el apartado (2.1) y sabiendo que la tensión en el barraje es de 48 V (v_2), se presentan en la Tabla 6 los parámetros del convertidor SEPIC elegidos considerando factores de seguridad. Adicionalmente, en la Tabla 7 se presentan los rangos de operación aplicables al convertidor SEPIC.

Tabla 6. Componentes del circuito SEPIC para el SGE. Fuente: elaboración propia.

Parámetro	Valor
L_1	8,8 mH
L_2	8,8 mH
C_1	10 μ F
C_2	330 μ F

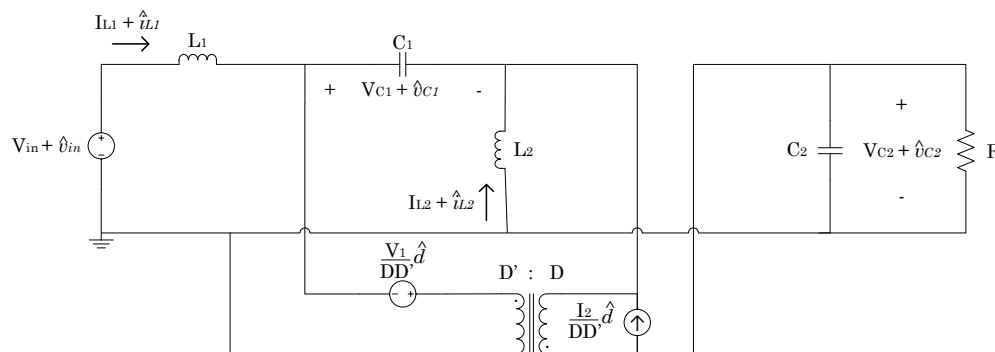
Tabla 7. Características básicas del convertidor SEPIC. Fuente: elaboración propia.

Parámetro	Valor
Rango de potencia [W]	38 – 600
Rango de tensión de entrada [V]	70 – 160
Porcentaje admisible de variación de V_{in}	10 %
Tensión de salida [V]	48
Porcentaje admisible de variación de v_2	1 %
Rango de corriente inductor 1 [A]	0,543 – 3,7
Porcentaje admisible de variación de i_1	20 %
Rango de corriente inductor 2 [A]	0,791 – 12,4
Porcentaje admisible de variación de i_2	20 %

2.3 Modelado, diseño y control del sistema de conversión electrónica desde el enfoque lineal

Es crucial obtener un modelo integral que relacione de manera coherente la velocidad mecánica del eje ω_m con las variables eléctricas que controlan al convertidor para lograr una alta eficiencia en el rendimiento del SGE. Por lo tanto, se deben considerar las ecuaciones que describen el comportamiento de las máquinas (grupo turbina–generador). Con base en lo anterior, se optó por controlar la corriente por el inductor de entrada.

Debido a las no linealidades presentes en los convertidores conmutados, es necesario un modelo lineal que permita describir su comportamiento; teniendo en cuenta lo anterior se eligió el modelo promediado del interruptor [54] (ver Figura 6).

**Figura 6.** Circuito esquemático correspondiente al modelo de CA de pequeña señal del convertidor SEPIC en MCC. Fuente: elaboración propia.

La función de transferencia que relaciona al ciclo útil de trabajo con la corriente de entrada es la que se muestra en (7), siendo sus constantes descritas por (8), en la Tabla 8 se presentan los valores de dichos coeficientes.

$$G_{id}(s) = \frac{\hat{i}_{L1}}{\hat{d}} = \frac{k_1s^3 + k_2s^2 + k_3s + k_4}{D'(k_5s^4 + k_6s^3 + k_7s^2 + k_8s + k_9)} \tag{7}$$

$$\begin{aligned} k_1 &= C_1C_2L_2RV_1, \\ k_2 &= C_1L_2V_1 + D'(C_1+C_2)(I_2L_2R), \\ k_3 &= (1 - D)(I_2L_2) + C_2DRV_1, \\ k_4 &= DV_1 + (1 - D)(I_2R), \\ k_5 &= C_1C_2L_1L_2R, \\ k_6 &= C_1L_1L_2, \\ k_7 &= R(1 - 2D)(C_1L_1 + C_1L_2 + C_2L_2) + D^2R(C_1+C_2)(L_1+L_2), \\ k_8 &= D^2(L_1+L_2) + L_2(1 - 2D), \\ k_9 &= R(1 - D)^2 \end{aligned} \tag{8}$$

Tabla 8. Coeficientes de (8). Fuente: elaboración propia.

Coeficiente	Valor
k_1	$3,786022712195122 \cdot 10^{-8}$
k_2	$1,117900487804878 \cdot 10^{-4}$
k_3	0,152504266111442
k_4	67,902439024390230
k_5	$2,872155160975610 \cdot 10^{-12}$
k_6	$7,744000000000001 \cdot 10^{-10}$
k_7	$2,011428337952148 \cdot 10^{-5}$
k_8	0,005156454491374
k_9	5,622855153001262

A partir de dicha expresión es posible diseñar un controlador PI a través de la herramienta Sisotool de MATLAB, que se ajuste a los criterios de diseño en torno al punto medio de trabajo del sistema (condición de 7 m/s, BW de 2000 Hz, PM de 60°), obteniendo así el controlador de corriente descrito por (9). En la Tabla 9 se presenta la variación de los márgenes de fase y respectivas frecuencias según la velocidad del viento para el lazo de corriente.

Tabla 9. Márgenes de fase y frecuencia según velocidad del viento del lazo de corriente. Fuente: elaboración propia.

Velocidad del viento [m/s]	Margen de fase [deg]	Frecuencia [kHz]
4	62,5	1,49
5	62,1	1,65
6	60,9	1,81
7	60	2,0
8	57,5	2,14
9	56,7	2,37
10	54,9	2,57

$$G_{ci}(s) = \frac{\hat{d}}{\hat{i}_{1\ error}} = 0,61262 \frac{(s + 4016)}{s} \tag{9}$$

Dado que el controlador debe operar en diversas velocidades del viento y, por lo tanto, ajustarse a las fluctuaciones de tensiones y corrientes en el convertidor, se evalúa su rendimiento mediante un barrido paramétrico en diferentes condiciones que simulen la

variabilidad del viento (ver Figura 7), utilizando los parámetros correspondientes de manera similar a como lo haría siguiendo el algoritmo MPPT como referencia.

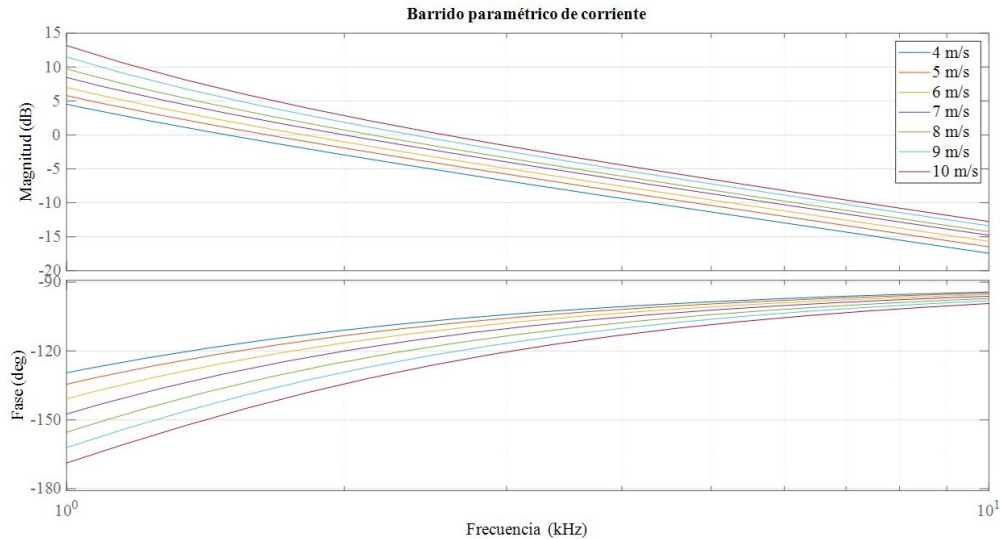


Figura 7. Barrido paramétrico de la planta con el controlador de corriente propuesto bajo diferentes condiciones de operación de viento. Fuente: elaboración propia.

Debido a que es necesario poder controlar la velocidad del eje mecánico de la turbina para conseguir un MPPT de velocidad, es necesario involucrar las variables de control del convertidor con las variables eléctricas de las máquinas. Se presentan las ecuaciones para conseguir esto: el modelo de la interacción entre la turbina y el GSIP (10), el torque mecánico (11), el torque eléctrico (12) y el coeficiente de torque (13).

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \tag{10}$$

$$T_m = \frac{1}{2} C_t \rho \pi r^3 v_w^2 \tag{11}$$

$$T_e = \frac{3K_{fem} I_g}{\sqrt{2}} \tag{12}$$

$$C_t(\lambda) = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{a}{\lambda} + b + c\lambda + d\lambda^2 + e\lambda^3 + f\lambda^4 + g\lambda^5 \tag{13}$$

Además, sabiendo que T_m es función de λ y que si se reemplaza (13) en (11), la expresión requiere ser linealizada, obteniendo así la función de transferencia que relaciona a la velocidad mecánica con la corriente del generador (14), siendo (15) una constante [56], [57], en la Tabla 10- se presentan los parámetros de las ecuaciones (14) y (15), entendiendo que, al linealizar dichas expresiones, los valores v_w y ω_m corresponderán al punto medio de operación para el rango de velocidades del viento y de la turbina, respectivamente.

$$G_{\omega g}(s) = \frac{\hat{\omega}_m}{\hat{i}_g} = -\frac{3K_{fem}}{\sqrt{2} \left(Js - \frac{1}{2} \rho \pi r^3 \gamma \right)} \tag{14}$$

$$\gamma = -a \frac{v_w^3}{r\omega_m^2} + crv_w + 2dr^2\omega_m + 3er^3 \frac{\omega_m^2}{v_w} + 4fr^4 \frac{\omega_m^3}{v_w^2} + 5gr^5 \frac{\omega_m^4}{v_w^3} \tag{15}$$

Tabla 10. Parámetros de (14) y (15). Fuente: elaboración propia.

Parámetro	Valor
K_{fem} [V·s/rad]	2,718
J [kg·m ²]	0,0165 ¹
ρ [kg/m ³]	1,225
r [m]	1,0
λ	3,8
v_w [m/s]	7
ω_m [rad/s]	26,6

¹Este parámetro es ajustado en la simulación debido a que genera una mayor inercia en el sistema, haciendo que los tiempos de cómputo sean mucho mayores, consumiendo la memoria del equipo. Por tal motivo se utilizó el valor de 0,0002 kg·m².

Adicionalmente, para relacionar la corriente del generador con la corriente de entrada al convertidor se emplea la ecuación (12) que involucra el torque eléctrico con la corriente del generador. Por otra parte, el circuito equivalente del GSIP se presenta en la Figura 8 y sabiendo que durante un semiciclo serán las fases R y T junto a los diodos D1 y D6 quienes permitan la transferencia de potencia del generador a la carga se obtiene el circuito de la Figura 9. Finalmente, la función de transferencia requerida para llevar a cabo lo anterior es la que se presenta en (16) obtenida a través del circuito de la Figura 10.

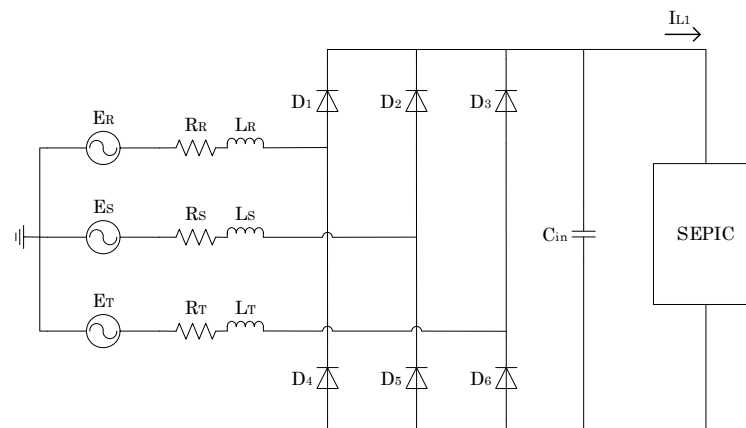


Figura 8. Equivalente eléctrico del GSIP acoplado al rectificador trifásico no controlado. Fuente: elaboración propia.

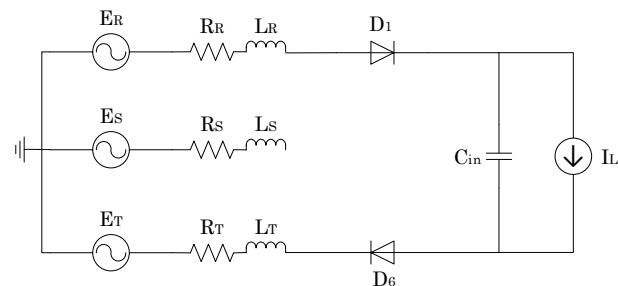


Figura 9. Circuito simplificado correspondiente cuando D_1 y D_6 conducen. Fuente: elaboración propia.

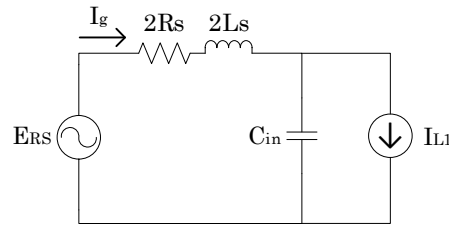


Figura 10. Circuito simplificado del GSIP. Fuente: elaboración propia.

$$\frac{\hat{i}_g}{\hat{i}_{L_1}} = \frac{1}{2C_{in}L_s s^2 + 2R_s C_{in} s + 1} \tag{16}$$

El diagrama de bloques del sistema de control lineal de velocidad para el SGE se presenta en la Figura 11.

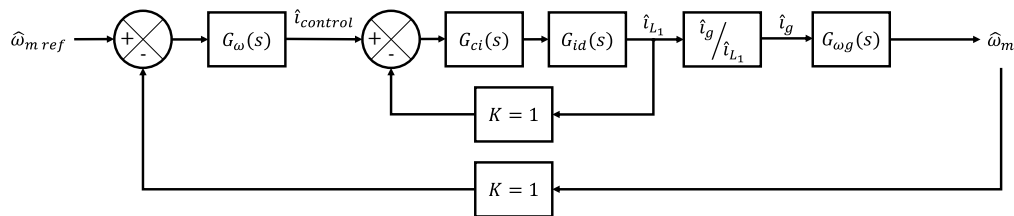


Figura 11. Diagrama de bloques del lazo de velocidad para el SGE con control lineal propuesto. Fuente: elaboración propia.

De manera similar a como se hizo con el lazo de corriente, para el controlador del lazo de velocidad es posible diseñar un controlador PI a través de la herramienta Sisotool de MATLAB, que se ajuste a los criterios de diseño en torno al punto medio de trabajo del sistema (condición de 7 m/s, PM de 60° y GM superior a 6 dB), obteniendo así el controlador de corriente descrito por (17). En Tabla 11 se presenta la variación de los márgenes de fase y respectivas frecuencias según la velocidad del viento para el lazo de velocidad.

Tabla 11. Márgenes de fase y frecuencia según velocidad del viento del lazo de velocidad. Fuente: elaboración propia.

Velocidad del viento [m/s]	Margen de fase [deg]	Frecuencia [Hz]
4	87,2	7,82
5	88,6	5,26
6	89,2	3,81
7	89,5	2,82
8	89,7	2,27
9	89,8	1,77
10	89,9	1,45

$$G_{\omega}(s) = \frac{\hat{i}_{control}}{\hat{\omega}_m error} = -0,000466 \frac{(s + 5000)}{s} \tag{17}$$

Para garantizar que el controlador funcione adecuadamente bajo diversas condiciones de viento, se realizan una serie de pruebas que simulan variaciones en las magnitudes mecánicas y eléctricas del SGE. Para validar el control a lo largo del rango de operación se realizó un barrido

paramétrico, evidenciando que el sistema presenta anchos de banda que varían entre 7,82 Hz con margen de fase de 87,2 deg y 1,45 Hz con margen de fase de 89,9 deg correspondientes a la menor condición de viento de operación (4 m/s) y la mayor condición de viento de operación (10 m/s) respectivamente, comprobando la estabilidad en lazo cerrado para el sistema en todo su rango de trabajo. (ver Figura 12).

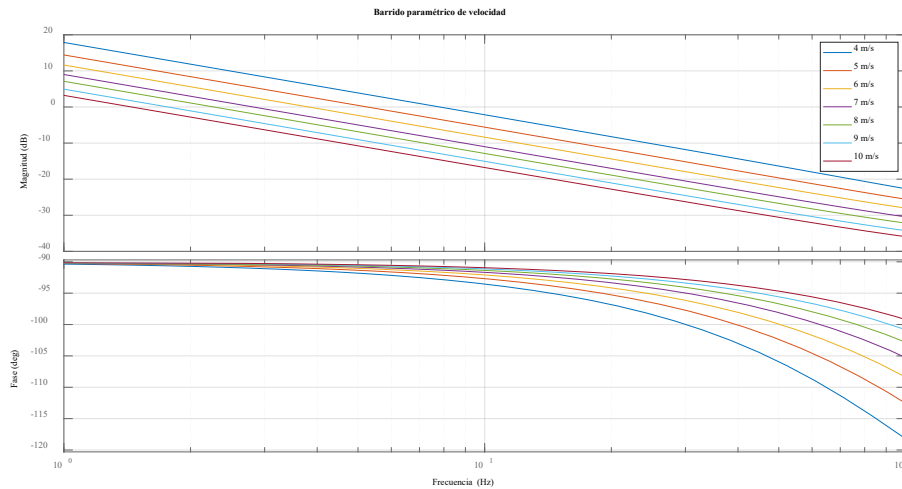


Figura 12. Barrido paramétrico de la planta con el controlador de velocidad propuesto bajo diferentes condiciones de operación de viento. Fuente: elaboración propia.

2.4 Modelado, diseño y control del sistema de conversión electrónica desde el enfoque no lineal

Si bien el control lineal es efectivo para el control de velocidad mecánica de la turbina, es interesante analizar el desempeño desde una perspectiva no lineal debido a las características de este estilo que presentan tanto los convertidores conmutados como las máquinas.

La técnica utilizada fue el control basado en pasividad con acción proporcional integral PCB + PI, puesto que el convertidor puede ser modelado como una estructura hamiltoniana controlada por puertos pH [38], tal como se ve en la forma canónica bilineal (18).

$$\mathcal{A}\dot{x} = (\mathcal{B}(u) - \mathcal{C})x + \vartheta \quad (18)$$

A partir de la teoría PBC + PI, el modelo de regulación adopta la estructura descrita por (19) y la forma general de la salida del sistema bilineal se presenta en (20).

$$\mathcal{A}\dot{x} = (\mathcal{B}(u) - \mathcal{C})\tilde{x} + \mathcal{B}_u(\tilde{u})x^* \quad (19)$$

$$\tilde{y} = x^{*T} \mathcal{B}^T \tilde{x} \quad (20)$$

Con base en el modelado del convertidor e interpretando a la variable de control u como los estados de activación y desactivación del interruptor asociado, es posible obtener las ecuaciones en el espacio de estados descritas por (21) a (24).

$$L_1 \dot{i}_1 = V_{in} - (1 - u)(v_1 + v_2) \quad (21)$$

$$L_2 \dot{i}_2 = uv_1 - (1 - u)v_2 \quad (22)$$

$$C_1 \dot{v}_1 = -ui_2 + (1 - u)i_1 \quad (23)$$

$$C_2 \dot{v}_2 = -\frac{v_2}{R} + (1-u)(i_1 + i_2) \quad (24)$$

Adicionalmente, las ecuaciones pueden representarse de forma matricial, obteniendo así las expresiones descritas por (25). De igual forma como se hizo para el control lineal, se pretende controlar la corriente por el inductor de entrada a partir del ciclo útil, de manera que la ecuación de salida a partir de la teoría del control PBC + PI se presenta en (26) y la entrada de control asociada al ciclo útil de trabajo en (27).

$$\mathcal{A} = \begin{pmatrix} L_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & C_1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_2 \end{pmatrix}, \mathcal{B} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \\ -1 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 0 & 0 \end{pmatrix}, \mathcal{C} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1/R \end{pmatrix}, \vartheta = \begin{pmatrix} V_{in} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (25)$$

$$\tilde{y} = -(\tilde{v}_1 + \tilde{v}_2)(i_1^* + i_2^*) + (\tilde{i}_1 + \tilde{i}_2)(v_1^* + v_2^*) \quad (26)$$

$$\tilde{u} = -K_p \tilde{y} - K_i \int_{t_0}^{t_f} \tilde{y} \quad (27)$$

En esta teoría de control no existe un método analítico específico para calcular las constantes del controlador PI. Sin embargo, una solución consiste en iniciar con el controlador obtenido en (2.3) y ajustar gradualmente las constantes K_p y K_i para lograr la respuesta deseada. De igual manera, el diseño se llevó a cabo considerando el punto medio de operación como referencia, obteniendo así el controlador descrito por (28).

$$G_{ci}(s) = 0,00005 \frac{(s+2)}{s} \quad (28)$$

Para la etapa de velocidad se emplea de nuevo la estrategia del punto medio para ir variando las constantes del PI hasta obtener un controlador adecuado, siendo la expresión la que se muestra en (29).

$$G_{\omega}(s) = -0,11 \frac{(s+100)}{s} \quad (29)$$

Vale la pena mencionar que la estabilidad de la teoría PBC está basada en la teoría de Lyapunov, siendo la principal ventaja la convergencia asintótica asegurando la estabilidad del sistema desde el modelado [58], [59].

2.5 Diseño del MPPT de velocidad basado en P&O

El diagrama de flujo del MPPT de velocidad basado en P&O para el SGE se presenta en la Figura 13, en donde Δt_{reloj} equivale a $4,87 \cdot 10^{-6}$, $\omega_{m\ inicial}$ a $25\ rad/s$, T es un parámetro que varía con base en Δt_{reloj} y t_{mpp} según el tipo de control, tal como se presenta en la Figura 14.

Debido a que se conoce el valor de λ en donde la potencia es mayor según el perfil de viento ($\lambda = 3,8$) y que la condición de operación de mayor precaución es la correspondiente a la máxima potencia a generar por el sistema, es a partir de las simulaciones a 10 m/s de velocidad de viento que se extraen los parámetros para el MPPT de velocidad (ver Figura 14).

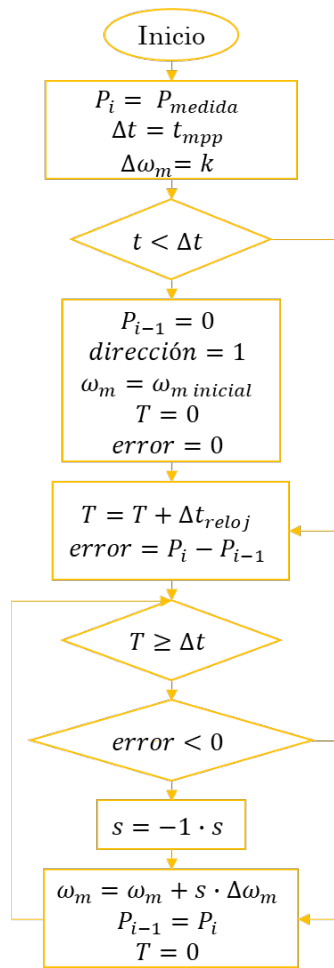


Figura 13. Algoritmo P&O para el MPPT de velocidad propuesto. Fuente: elaboración propia.

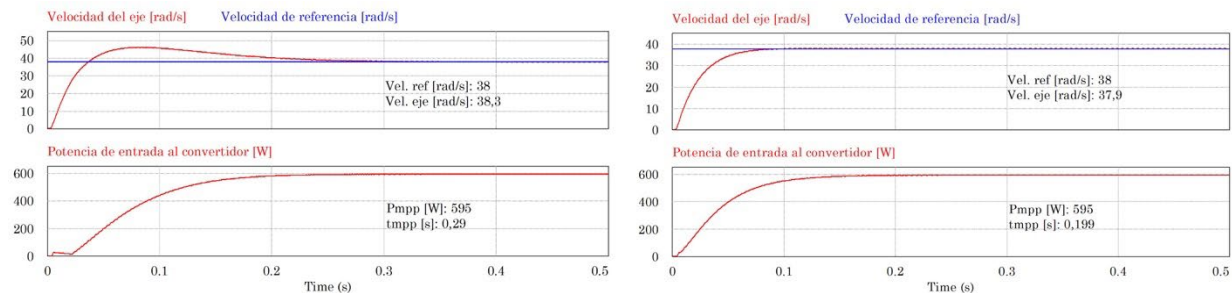


Figura 14. Para el control lineal (izquierda) y control no lineal (derecha): Velocidad del eje y de referencia y potencia de entrada al convertidor a 10 m/s. (tmpp = 0,29 s para el control lineal y tmpp = 0,199 s para el control no lineal). Fuente: elaboración propia.

Es importante mencionar que los sistemas de baja potencia como el que aborda la presente aplicación son susceptibles a las variaciones de velocidad (y por tanto de potencia) que puedan surgir en la operación del MPPT, debido a que son menos robustos. Es por esta razón que no es posible elegir una variación de la velocidad mecánica muy grande (fuera del punto ideal para λ), puesto que podría generar un error en la lectura por parte del algoritmo o volvería más agresivo al sistema, lo que conduciría a inestabilidades indeseadas.

Por tal motivo, variar λ alrededor del 3 % de su valor óptimo (3,7 y 3,9) brindaría información del valor a elegir para $\Delta\omega_m$, puesto que si la velocidad del viento es de 10 m/s y el parámetro de la velocidad específica cambia conforme el rango descrito previamente, las velocidades mecánicas serían de 37 m/s y 39 m/s, valores que no se mueven mucho del valor deseado.

Obteniendo así que la potencia generada para los valores de λ es de 590 W, determinando así que un valor de $\Delta\omega_m$ equivalente a 1 rad/s no generaría una pérdida de potencia apreciable en el sistema y además le permitiría al MPPT tener un comportamiento suave con el objetivo de mantenerse alrededor del punto de máxima potencia sin llevarlo a la inestabilidad.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Si bien el algoritmo P&O es ampliamente utilizado, existen diversas estrategias de seguimiento del punto de máxima potencia para sistemas eólicos, cada una con características y variables de control particulares. Por ejemplo, en [60], [61], se manipula el ciclo de trabajo, o [62], en donde se implementa el método de conductancia incremental (INC). Para la presente investigación, aunque se emplea un MPPT de velocidad, esta implementación difiere de otros autores como [63] debido a que mantiene fijo el paso $\Delta\omega_m$ gracias a la adecuada selección de dicho parámetro como se presentó en la sección anterior (2.5) complementando a su vez al método propuesto por [56], que al combinarlo con las ventajas de la técnica de control PBC + PI se disminuyen las oscilaciones en torno al MPP como se muestra más adelante para el control no lineal.

3.1 Control del lazo de corriente

Para comprobar el buen funcionamiento del controlador de corriente se simuló durante un periodo de un segundo el escalón de viento de 7 m/s con una potencia aproximada de 205 W, para luego pasar a una condición de viento de 8 m/s equivalente a una potencia aproximada de 305 W. En la Figura 15 y en la Figura 16 se muestran las señales de corriente en el inductor de entrada y su seguimiento a la referencia para el control lineal y no lineal respectivamente, además de presentar la variación de la potencia a la salida del convertidor (la potencia que es suministrada al barraje de 48 V). Se hace evidente así que el controlador efectivamente lleva a la señal de corriente controlada a la referencia impuesta como setpoint, comprobando el diseño propuesto para el control de corriente para ambas técnicas de control.

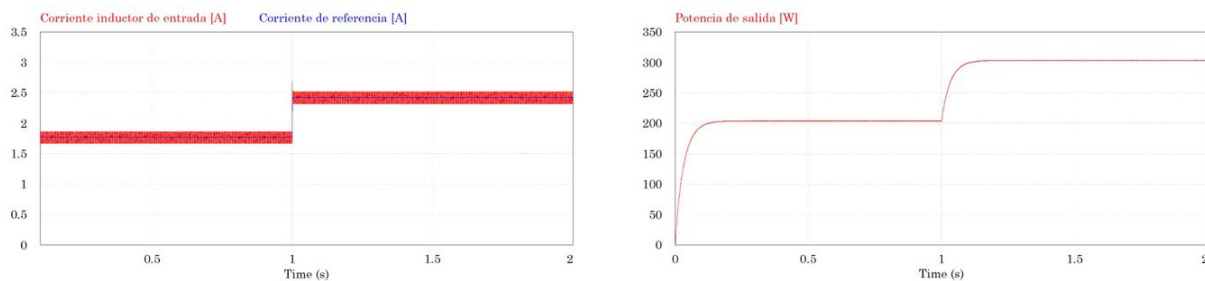


Figura 15. Señales de corriente en el inductor de entrada y de referencia del convertidor (izquierda) y señal de potencia de salida del convertidor (derecha) bajo la condición de prueba para el control lineal. Fuente: elaboración propia.

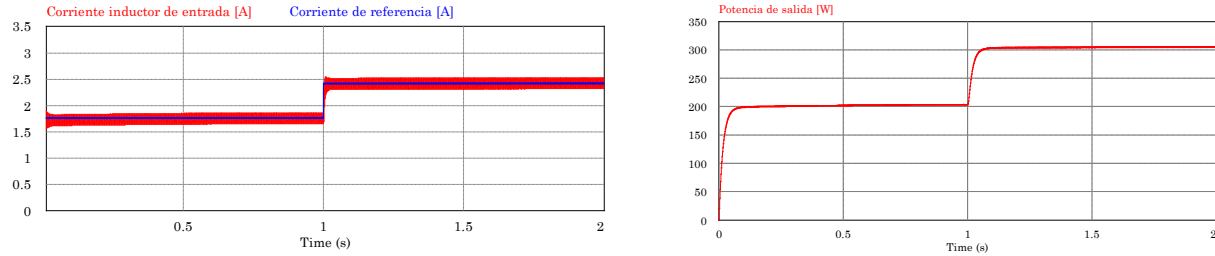


Figura 16. Señales de corriente en el inductor de entrada y de referencia del convertidor (izquierda) y señal de potencia de salida del convertidor (derecha) bajo la condición de prueba para el control no lineal. Fuente: elaboración propia.

3.2 Control del lazo de velocidad

De manera similar, para comprobar el buen funcionamiento del controlador de velocidad se simularon escalones de viento de 5 segundos de duración que representen un cambio en la condición de operación de la siguiente manera: inicialmente la condición de viento es de 6,5 m/s equivalente a una velocidad en el eje ω_m aproximada de 24,7 rad/s, con una potencia generada cercana a 165 W; luego se pasa a una condición de viento de 7 m/s equivalente a una velocidad mecánica de 26,6 rad/s, con potencia de 205 W; seguidamente el escalón de viento es de 7,5 m/s, haciendo girar al eje a una velocidad de 28,5 rad/s, entregando una potencia de 250 W; finalizando en un escalón de velocidad del viento de 8 m/s que produce una velocidad de 30,4 rad/s en el eje de la turbina, con una potencia de 305 W. En la Figura 17 y en la Figura 18 se muestran las señales de velocidad del eje mecánico de la turbina y su seguimiento a la referencia para el control lineal y no lineal respectivamente, además de presentar la variación de la potencia a la salida del convertidor (la potencia que es suministrada al barraje de 48 V). Se hace evidente así que el controlador efectivamente lleva a la señal de velocidad controlada a la referencia impuesta, comprobando el diseño propuesto para el control de velocidad para ambas técnicas de control.

Si bien los controladores lineales son una herramienta útil para la gestión de turbinas eólicas, presentan ciertas limitaciones. Su respuesta ante cambios bruscos en la velocidad del viento, como los que ocurren al pasar de un escalón a otro, se caracteriza por la aparición de picos transitorios. Esto se debe a la naturaleza lineal de estos controladores, que no pueden adaptarse de manera óptima a las no linealidades inherentes a los sistemas eólicos, coincidiendo con [64].

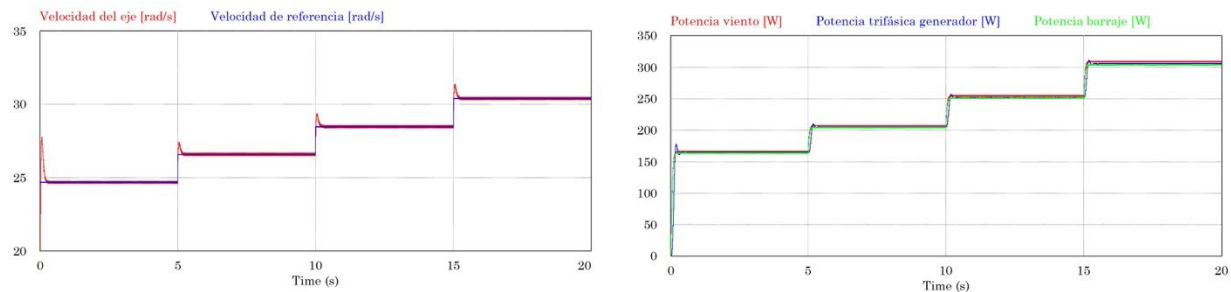


Figura 17. Señales de velocidad en el eje y de referencia (izquierda) y señal de potencia de salida del convertidor (derecha) bajo la condición de prueba para el control lineal. Fuente: elaboración propia.

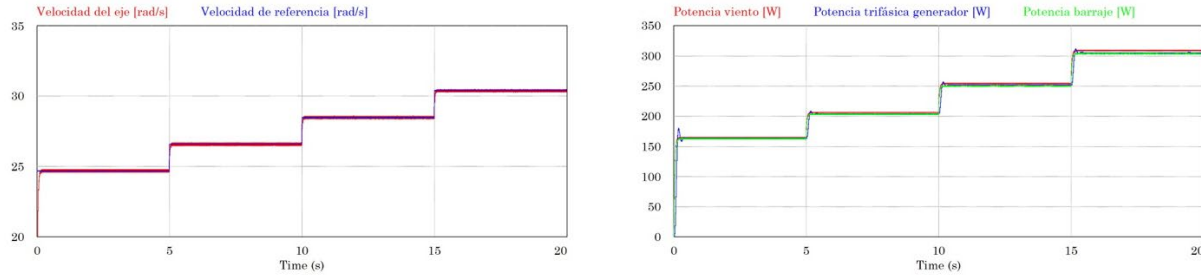


Figura 18. Señales de velocidad en el eje y de referencia (izquierda) y señal de potencia de salida del convertidor (derecha) bajo la condición de prueba para el control no lineal. Fuente: elaboración propia.

Por otra parte, aunque para bajas condiciones de viento es importante el aprovechamiento del recurso energético del viento como lo propone [65], también debe ser un objetivo de control reducir el estrés mecánico de la turbina surgido de las fluctuaciones de la velocidad del eje, el cual se logra de forma más efectiva mediante la técnica de control no lineal PBC, que ofrece la flexibilidad necesaria para adaptarse a las variaciones dinámicas del grupo turbina – generador.

3.3 Características del convertidor SEPIC

Hasta ahora se ha demostrado el correcto funcionamiento de ambas técnicas de control para el control de velocidad, sin embargo, su buen desempeño se debe en gran medida a la topología del convertidor SEPIC que, al contar con dos inductores, es posible gestionar la energía por sus ramas dependiendo del ciclo útil de trabajo (ver Figura 19).

Gracias a la flexibilidad de operar como reductor ($D < 0,5$) o elevador ($D > 0,5$), alguna de las dos corrientes es considerablemente menor que la otra, lo que significa que para su control la referencia necesaria para llevarla al valor deseado también es considerablemente menor, lo que representaría beneficios a la hora de su implementación (menor energía, menor tamaño de los componentes, beneficio en los costes, etc.), este análisis complementa las características ya conocidas del convertidor mencionadas por [66], además de no invertir la señal de tensión de salida como en [67]. Es por ello por lo que se consideró pertinente realizar el control por el inductor de entrada sabiendo que en el sistema el convertidor operará como reductor.

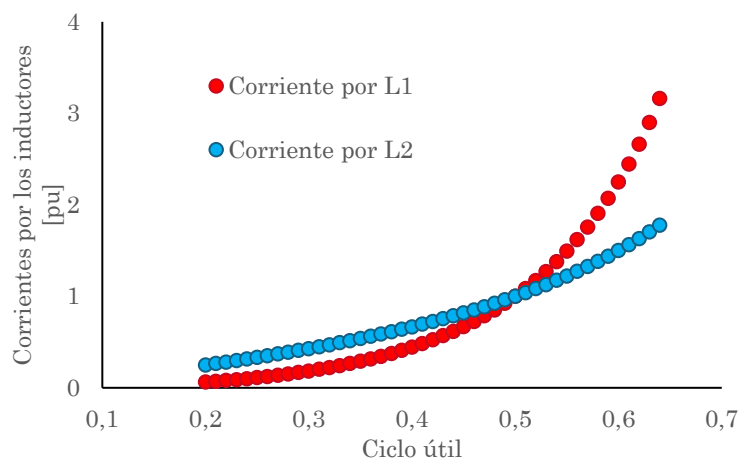


Figura 19. Corrientes por los inductores del convertidor SEPIC en función del ciclo útil. Fuente: elaboración propia.

3.4 Comparación entre las técnicas de control

Enfocándose ahora en el control de velocidad, es posible determinar la estrategia de control más rápida. Si ambos sistemas son sometidos a un escalón de velocidad equivalente a 7 m/s con las mismas características mecánicas y eléctricas descritas con anterioridad, las señales en el por unidad (pu) para el control lineal y no lineal se presentan en la Figura 20.

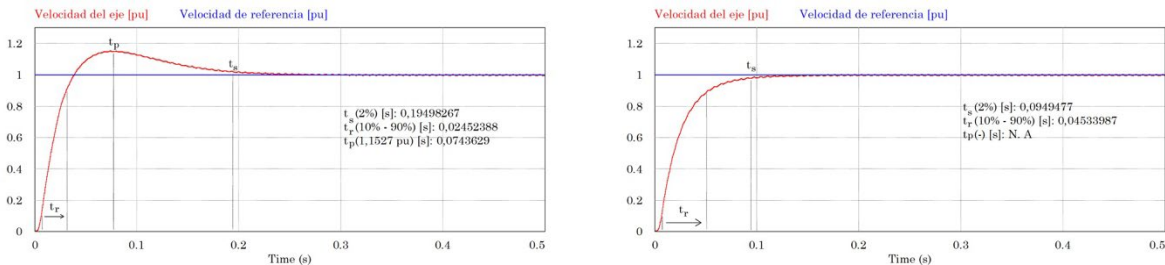


Figura 20. Tiempos de estabilización, levantamiento y pico para la señal de velocidad para el control lineal (izquierda) y no lineal (derecha). Fuente: elaboración propia.

Los indicadores para la prueba son el tiempo de estabilización (t_s) adoptando el criterio del 2 %, el tiempo de levantamiento t_r comprendido entre el 10 % y el 90 % y el tiempo pico (si aplica), encontrando así que el sistema de velocidad que se estabiliza más rápido es el control no lineal en 0,0949477 s, mientras que el sistema que presenta un sobrepaso es el control lineal, alcanzando un valor de 1,1527 pu, Los principales parámetros representativos de comparación se presentan en la Tabla 12.

Tabla 12. Parámetros representativos de comparación entre las técnicas de control propuestas. Fuente: elaboración propia.

Parámetro de comparación	Control lineal	Control no lineal
t_s (2%) [s]	0,19498267	0,0949477
t_r (10% - 90%) [s]	0,02452388	0,0453398
t_p [s]	0,0743629	-
η [%]	98,54	98,56

Por otra parte, el control lineal en corriente frente al control no lineal presenta un menor rizado en la señal: para el control lineal el rizado es aproximadamente del 7,67 %, mientras que para el control no lineal el rizado es cercano al 14,3 %, en otras palabras, el control no lineal presenta casi el doble de rizado del control lineal, tal como se muestra en la Figura 21.

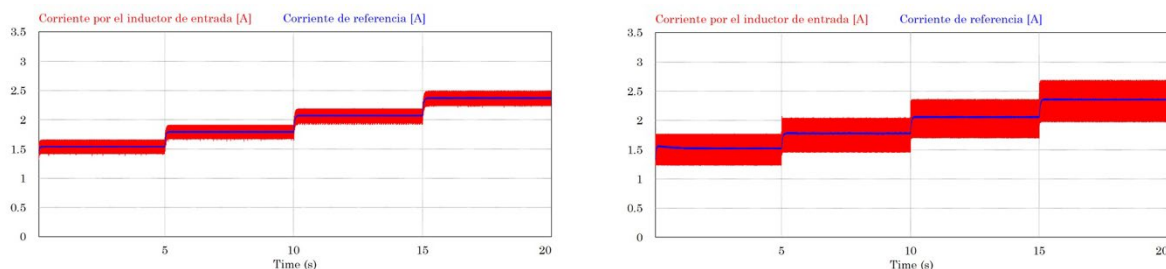


Figura 21. Señales de corriente de referencia y en el inductor de entrada para el control lineal (izquierda) y no lineal (derecha) bajo la condición de prueba descrita en (3.2). Fuente: elaboración propia.

Si bien el control lineal puede ser efectivo en el caso en que se requiera controlar la corriente por L_2 , su señal presenta transitorios de mayor duración: para el control no lineal, la

estabilización se alcanza cerca de 10 ms, mientras que para el control lineal cerca de 0,5 s, en otras palabras, el control lineal tarda 50 veces más en estabilizarse frente a la técnica no lineal para el caso de ejemplo, lo que haría al sistema tener una respuesta más lenta, tal como se puede apreciar en la Figura 22, sujeto el convertidor a la misma prueba descrita en (3.1).

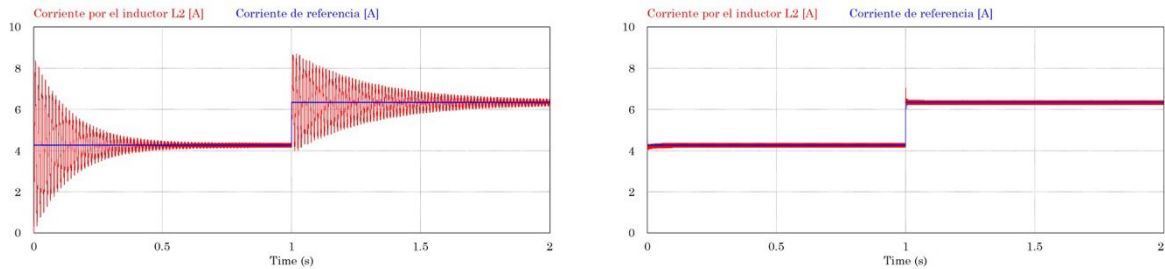


Figura 22. Señales de corriente en el inductor L_2 y de referencia del convertidor desde la óptica del control lineal (izquierda) y no lineal (derecha). Fuente: elaboración propia.

Se hace evidente que la respuesta del control lineal es más rápida sin presentar oscilaciones que lleven a inestabilidades al sistema de velocidad.

La distinción entre las técnicas de control se puede analizar desde su modelado y la determinación de sus controladores: al linealizar el interruptor en el convertidor se generan funciones de transferencia complejas y propensas a errores, lo que dificulta el tratamiento de sus expresiones. Por otro lado, el enfoque no lineal basado en pasividad, al ser modelado en el dominio del tiempo, manifiesta una ventaja significativa al ofrecer expresiones más manejables a través de su representación matricial sin necesidad de realizar jacobianos, evitando la complejidad y la propensión a errores inherentes a los jacobianos utilizados en otros métodos de control en este dominio, brindando así una mayor manejabilidad en su aplicación, coincidiendo con [68].

Respecto al segundo tópico, si bien el control lineal puede presentar una mayor complejidad en su modelamiento, su ventaja radica en que el diseño del controlador está basado en la teoría clásica de control y en su practicidad de implementación [65]. Por el contrario, en el enfoque no lineal, el diseño del controlador puede tender a ser más empírico, a pesar de la existencia de técnicas más complejas y teóricas para su diseño como lo son los algoritmos genéticos para la sintonización de las constantes del PI, que están fuera del alcance del presente trabajo.

3.5 MPPT de velocidad para el SGE

Para analizar el desempeño del MPPT junto a los controladores en cascada propuestos para ambas técnicas de control se realizó una prueba que consiste en generar escalones de viento desde 5 m/s hasta 10 m/s con pasos de 0,5 m/s.

Respecto a la primera técnica de control los escalones tienen una duración de 3 s cada uno y para la segunda una duración de 2 s, considerando la rapidez de cada una de ellas. Tanto para el control lineal como el no lineal las señales de potencia en el viento, la potencia a la entrada del convertidor y la potencia que es suministrada al barraje se muestran en la Figura 23.

Se puede apreciar que la potencia que es suministrada al barraje tiene un comportamiento más suave cuando se emplea el control no lineal gracias a sus bondades. Sin embargo, ambas técnicas de control son capaces de aprovechar la potencia en las diferentes condiciones de viento.

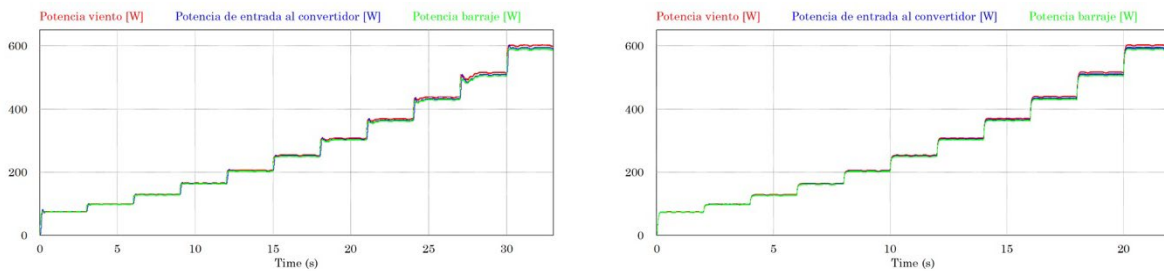


Figura 23. Potencias en el viento, en la entrada al convertidor y potencia suministrada al barraje para el SGE con control lineal (izquierda) y con control no lineal (derecha). Fuente: elaboración propia.

Por otra parte, para el SGE con control lineal y no lineal el punto de máxima potencia es alcanzado gracias al MPPT propuesto, obteniendo eficiencias por encima del 97,5 % (ver Figura 24), demostrando un correcto aprovechamiento de la potencia que finalmente es suministrada al barraje. La ligera disminución de la eficiencia del control no lineal radica en que emplea más sensores para el cálculo de la referencia de corriente por parte de dicho controlador. Sin embargo, se considera que la disminución no es significativa.

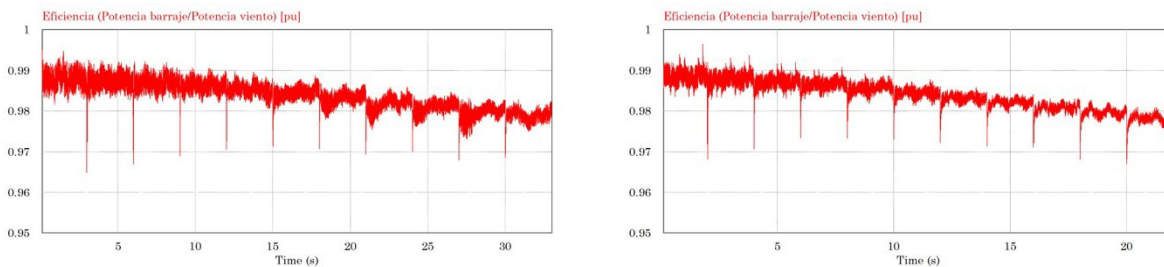


Figura 24. Eficiencia del MPPT para el SGE con respecto a la potencia disponible en el viento antes del GSIP empleando control lineal (izquierda) y control no lineal (derecha). Fuente: elaboración propia.

Adicionalmente, la disminución progresiva de la potencia es un comportamiento normal debido al incremento de la corriente que fluye por las fases del GSIP a medida que la potencia del sistema aumenta conforme los escalones de viento modifican su valor a partir de la prueba propuesta. Además, la estabilización de la eficiencia en torno a un punto dependerá del tamaño del paso del escalón a la salida del MPPT, del tiempo de simulación de este y de la sensibilidad del sistema ante las pequeñas variaciones en la referencia impuesta por el algoritmo.

A medida que el algoritmo P&O determina un aumento o disminución en la potencia de entrada al convertidor, este genera una nueva referencia de velocidad, demostrando el funcionamiento del MPPT (ver Figura 25). Una vez el sistema pasa de un escalón a otro, es evidente que el rastro de las referencias de ω_m para una condición específica de viento se mueve en torno a un punto ideal, que en definitiva corresponde a la velocidad específica $\lambda = 3,8$ como se esperaba, a pesar de que el MPPT no tiene conocimiento de dicho valor, demostrando la correcta sintonización del algoritmo con los sistemas de control (ya sea lineal o no lineal).

Con el objetivo de detallar un poco más acerca del comportamiento del MPPT propuesto para ambas técnicas de control, se realizó una prueba con duración de 10 s para una condición de viento (escalón) de 7 m/s. En la Figura 26 se presenta la velocidad de referencia impuesta por el algoritmo, la velocidad de referencia ideal para dicha velocidad de viento y la velocidad del eje mecánico de la turbina con control lineal y no lineal, en donde se puede apreciar que para la segunda técnica de control se generan más referencias por parte del MPPT, permitiéndole al sistema mantenerse en torno a la velocidad ideal para dicha condición.

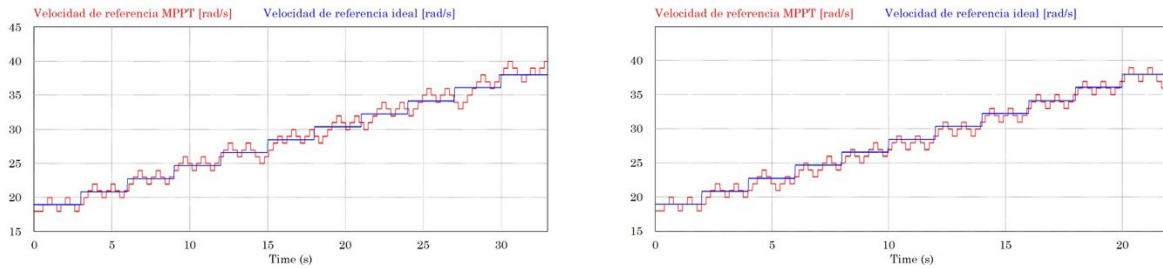


Figura 25. Generación de la velocidad de referencia como salida del MPPT y línea óptima de velocidad mecánica según escalón de viento para el SGE con control lineal (izquierda) y no lineal (derecha). Fuente: elaboración propia.

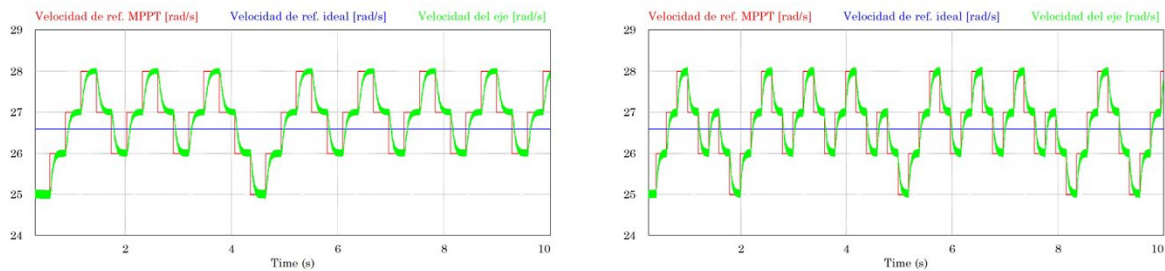


Figura 26. Velocidad de referencia MPPT, velocidad de referencia ideal para la condición de la prueba y la velocidad del eje de la turbina para el SGE con control lineal (izquierda) y con control no lineal (derecha). Fuente: elaboración propia.

4. CONCLUSIONES

Se presentó una guía metodológica que detalló la construcción de expresiones y diseños válidos para lograr un correcto funcionamiento del MPPT de velocidad basado en el algoritmo P&O, en donde se evidencia el comportamiento del MPPT, debido a que a medida que el algoritmo P&O determina el aumento o disminución en la potencia de entrada al convertidor, este genera una nueva referencia de velocidad.

La utilización de dos técnicas diferentes de control (lineal PI y no lineal PBC + PI) representa la versatilidad que tienen para su integración en energías renovables, principalmente en la eólica. Esta combinación de técnicas de control ofrece una flexibilidad única al sistema, destacando por su capacidad para ajustarse a variaciones en las condiciones del viento. Además, esta versatilidad en el control no solo aumenta la confiabilidad del sistema, sino que también abre nuevas posibilidades para aumentar el rendimiento de las energías renovables.

La principal ventaja del control no lineal sobre el lineal radica en su velocidad, lo que se traduce en una generación de más pasos a través del MPPT. Esto facilita una velocidad media del eje más cercana a la ideal, permitiendo al sistema seguir con mayor precisión la referencia sin someter el eje mecánico de la turbina a un estrés excesivo. Adicionalmente, desde el enfoque del control no lineal, es posible regular cualquiera de las dos corrientes (la mayor o la menor), gracias a su capacidad para adaptarse a las variaciones no lineales presentes en los convertidores conmutados.

El convertidor SEPIC resulta atractivo debido a su configuración con dos inductores, lo que ofrece la flexibilidad de tener una corriente menor en alguna de sus dos ramas, dependiendo del ciclo de trabajo, permitiendo el uso de referencias de control más bajas y facilitando el manejo de sistemas de mayor potencia, lo que resulta en sistemas de control más compactos. Esta característica confiere una versatilidad superior en comparación con otros convertidores utilizados en sistemas de conversión eólica.

Para futuras investigaciones, sería valioso llevar a cabo una comparación exhaustiva de diversos métodos de control de corriente aplicados al convertidor SEPIC. Esto incluiría la exploración de diferentes técnicas en los dominios del tiempo y la frecuencia, así como opciones lineales y no lineales. Esta línea de investigación podría ofrecer una comprensión más profunda de las ventajas y limitaciones de cada enfoque, lo que contribuiría al rendimiento del convertidor. Además, sería interesante investigar un control no lineal del tipo PBC + PI, no solo para el convertidor, sino para todo el sistema de generación eólica. Analizar el impacto de este enfoque no lineal en el rendimiento global del sistema podría revelar oportunidades de mejora en términos de estabilidad y eficiencia. Por otro lado, se podría considerar la implementación de un algoritmo basado en redes neuronales que se integre con MPPT, en el contexto de los sistemas eólicos y su gestión en microrredes.

5. AGRADECIMIENTO Y FINANCIACIÓN

Los autores agradecen al grupo de investigación GISE3, del cual hace parte el proyecto de investigación titulado “Análisis y diseño de un sistema de generación eólico para operar en microrredes eléctricas de baja potencia” inscrito en la Oficina de Investigaciones de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, sobre el que se desarrolla el presente artículo. Adicionalmente, los autores presentan su agradecimiento al trabajo de grado titulado “Modelado, diseño y control de un sistema electrónico de potencia para la conexión de una turbina de baja potencia a un barraje de CC” disponible en: <https://repository.udistrital.edu.co/items/4524a978-a83e-4d8d-a9a3-51f07b2b0001>.

6. REFERENCIAS

- [1] IEA, “World Energy Outlook 2023,” International Energy Agency, Paris, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- [2] IEA, “Electricity 2024,” International Energy Agency, Paris, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/electricity-2024>
- [3] R. Banihabib, F. Skaug Fadnes, and M. Assadi, “Techno-economic optimization of microgrid operation with integration of renewable energy, hydrogen storage, and micro gas turbine,” *Renew. Energy*, vol. 237, p. 121708, Dec. 2024. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121708>
- [4] A. P. Schaffarczyk, *Introduction to wind turbine aerodynamics*, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-36409-9>
- [5] M. Mustafa Kamal, I. Asharaf, and E. Fernandez, “Optimal renewable integrated rural energy planning for sustainable energy development,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 53, p. 102581, Oct. 2022. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102581>
- [6] IEA, “Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach,” International Energy Agency, Paris, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>
- [7] K. Twaisan, and N. Barışçi, “Integrated Distributed Energy Resources (DER) and Microgrids: Modeling and Optimization of DERs,” *Electronics*, vol. 11, no. 18, p. 2816, Sep. 2022. <https://doi.org/10.3390/electronics11182816>
- [8] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira, “Defining control strategies for MicroGrids islanded operation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 916–924, May. 2006. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873018>
- [9] A. J. Albarakati et al., “Microgrid energy management and monitoring systems: A comprehensive review,” *Front. Energy Res.*, vol. 10, Dec. 2022. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1097858>
- [10] V. Vishnuvardhan Yadav, and B. Saravanan, “Technical advances and stability analysis in wind-penetrated power generation systems—A review,” *Front. Energy Res.*, vol. 10, Dec. 2022. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1091512>
- [11] Department of Energy, “Microgrid and Integrated Systems Program,” United States Department of Energy, Washington, Rep. 20585, 2022. Accessed: Apr. 5, 2024. [Online]. Available:

- <https://www.energy.gov/oe/articles/microgrid-and-integrated-microgrid-systems-program-report-download>
- [12] C. Marnay, and G. Venkataramanan, "Microgrids in the evolving electricity generation and delivery infrastructure," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, QC, Canada, 2006. <https://doi.org/10.1109/PES.2006.1709529>
- [13] A. Hussain, V.-H. Bui, and H.-M. Kim, "Microgrids as a resilience resource and strategies used by microgrids for enhancing resilience," *Applied Energy*, vol. 240, pp. 56-72, Apr. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.055>
- [14] D. Baghbanzadeh, J. Salehi, F. Samadi Gazijahani, M. Shafie-khah, and J. P. S. Catalão, "Resilience improvement of multi-microgrid distribution networks using distributed generation," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 27, p. 10053, Sep. 2021. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2021.100503>
- [15] M. A. Hannan, M. Faisal, P. Jern Ker, R. A. Begum, Z. Y. Dong, and C. Zhang, "Review of optimal methods and algorithms for sizing energy storage systems to achieve decarbonization in microgrid applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 131, p. 110022, Oct. 2020. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110022>
- [16] Y. Noorollahi, A. Shahriar Kalantari, A. Saifoddin, and H. Yousefi, "Distributed wind and solar power for grid sustainability and emission reduction," *Environ. Prog. Sustain. Energy.*, vol. 40, no. 6, p. e13686, Nov-Dec. 2021. <https://aiche.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/ep.13686>
- [17] Z. Guoping, W. Weijun, and M. Longbo, "An Overview of Microgrid Planning and Design Method," in *IEEE 3rd Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference (IAEAC)*, Chongqing, China, 2018, pp. 326-329. <https://doi.org/10.1109/IAEAC.2018.8577763>
- [18] S. Sivakumar, M. Jagabar Sathik, P. S. Manoj, and G. Sundararajan, "An assessment on performance of DC-DC converters for renewable energy applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1475-1485, May. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.057>
- [19] D. Chowdhury, M. Sharif Miah, M. Feroz Hossain, and U. Sarker, "Implementation of a grid-tied emergency back-up power supply for medium and low power application," *Int. J. Electr. Comput. Eng. (IJECE)*, vol. 10, no. 6, p. 6233, Dec. 2020. <https://doi.org/10.11591/IJECE.V10I6.PP6233-6243>
- [20] D. W. Hart, *Power Electronics*. New York, NY, USA: McGraw-Hill Professional, 2010.
- [21] A. M. Almas Shahriyar Azad, Z. Tasnim Oishi, M. Ariful Islam, and M. Rakibul Islam, "Advancing Economical and Environmentally Conscious Electrification: A Comprehensive Framework for Microgrid Design in Off-Grid Regions," *Global Challenges*, vol. 8, no. 11, Nov. 2024. <https://doi.org/10.1002/qch2.202400169>
- [22] M. I. Juma, B. M. M. Mwinyiwiwa, C. J. Msigwa, and A. T. Mushi, "Design of a hybrid energy system with energy storage for standalone DC microgrid application," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 18, p. 5994, Sep. 2021. <https://doi.org/10.3390/en14185994>
- [23] Z. Chen, K. Fu, and J. Chen, "Research on Maximum Power Tracking Control Method of Permanent Magnet Synchronous Wind Power Generation in Microgrid," in *2021 IEEE 4th International Electrical and Energy Conference (CIEEC)*, Wuhan, China, 2021, pp. 1-8. <https://doi.org/10.1109/CIEEC50170.2021.9511058>
- [24] A. Zentani, A. Almaktoof, M. T. E. Kahn, and M. K. Elmezughi, "An Effectual Control Technique for Islanded Operation of a Step-Up Power Converter Fed by Small Wind Turbine System," in *2022 International Conference on Electrical Engineering and Sustainable Technologies (ICEEST)*, Lahore, Pakistan, 2022, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/ICEEST56292.2022.10077860>
- [25] S. Joshi, M. Karamta, and B. Pandya, "Small scale wind & solar photovoltaic energy conversion system for DC microgrid applications," *Matertoday Proceedings*, vol. 62, pp. 7092-7097, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.01.461>
- [26] A. Pritilagna Biswal, and K. Roy, "Modelling and Performance Analysis of a Hybrid Wind and PV Generation System," in *2022 2nd Odisha International Conference on Electrical Power Engineering, Communication and Computing Technology (ODICON)*, Bhubaneswar, India, 2022, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/ODICON54453.2022.10009994>
- [27] E. Himabindu, and M. Gopichand Naik, "Energy Management System for grid integrated microgrid using Fuzzy Logic Controller," in *2020 IEEE 7th Uttar Pradesh Section International Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering (UPCON)*, Prayagraj, India, 2020, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/UPCON50219.2020.9376445>
- [28] L. Khemissi, M.-A. Khalfa, and A. Sellami, "Control and Energy Management of Wind/PV/Battery Smart Microgrid," in *2022 IEEE International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM)*, 2022, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/CISTEM55808.2022.10044026>

- [29] S. Souraja Panda, and U. Kumar Rout, "Control and Management of Power Exchange in Microgrid," in *2022 IEEE 2nd International Symposium on Sustainable Energy, Signal Processing and Cyber Security (iSSSC)*, Gunupur, Odisha, India, 2022, pp. 1-6.
<https://doi.org/10.1109/iSSSC56467.2022.10051522>
- [30] T. Thomas, M. K. Mishra, C. Kumar, and M. Liserre, "Control of a PV-Wind Based DC Microgrid With Hybrid Energy Storage System Using Lyapunov Approach and Sliding Mode Control," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 60, no. 2, pp. 3746–3758, Jan. 2024.
<https://doi.org/10.1109/TIA.2023.3349359>
- [31] H. Behret, and A. Korugan, "Performance analysis of a hybrid system under quality impact of returns," *Comput. Ind. Eng.*, vol. 56, no. 2, pp. 507–520, Mar. 2009.
<https://doi.org/10.1016/j.cie.2007.11.001>
- [32] A. Mohammed Abdulelah, O. Ouahid, S. Youcef, M. Abdelhafidh, and M. Mujammal, "Control And Power Management of DC Microgrid Based Wind/Battery/Supercapacitor," in *2022 IEEE 2nd International Maghreb Meeting of the Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (MI-STA)*, Sabratha, Libya, 2022, pp. 680-685.
<https://doi.org/10.1109/MI-STA54861.2022.9837665>
- [33] D. Zammit, C. Spiteri Staines, A. Micallef, and M. Apap, "Wind MPPT for a PMSG SWT in a Grid-Connected DC Microgrid," in *2019 6th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT)*, Paris, France, 2019, pp. 1006-1012.
<https://doi.org/10.1109/CoDIT.2019.8820523>
- [34] J. Khodabakhsh, E. Mohammadi, and G. Moschopoulos, "PMSG-Based wind energy conversion systems integration into DC microgrids with a novel compact converter," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 83583–83595, May. 2020. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2991668>
- [35] M. P. Shadakshara Swamy, P. Rakshith, K. S. Varchasvi, N. M. Nithyashree, and H. P. Vinay, "MPPT controlled wind energy conversion system (WECS) supplying DC micro-grid," in *2020 Third International Conference on Smart Systems and Inventive Technology (ICSSIT)*, Tirunelveli, India, 2020. <https://doi.org/10.1109/ICSSIT48917.2020.9214151>
- [36] R. Shankar, T. Sengolrajan, K. Mohanraj, and B. Balraj. "Integration of wind and solar farms in a doubly fed induction generator using hybrid GA-ANN controllers," *Electric Power Syst. Res.*, vol. 213, p. 108764, Dec. 2022. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108764>
- [37] J. Aourir, and F. Locment, "Limited power point tracking for a small-scale wind turbine intended to be integrated in a DC microgrid," *Applied Sciences*, vol. 10, no. 22, p. 8030, Nov. 2020.
<https://doi.org/10.3390/app10228030>
- [38] O. D. Montoya, F. M. Serra, and G. Espinosa-Pérez, "On the Equivalence Between PI-PBC and IOC Designs: An Application Involving Three-Phase Front-End Converters," in *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, vol. 71, no. 1, pp. 241-245, Jan. 2024.
<https://doi.org/10.1109/TCSII.2023.3299203>
- [39] B. Boukhezzer, L. Lupu, H. Siguerdidjane, and M. Hand, "Multivariable control strategy for variable speed, variable pitch wind turbines," *Renew. Energy*, vol. 32, no. 8, pp. 1273–1287, Jul. 2007.
<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2006.06.010>
- [40] H. Basbas, Y.-C. Liu, S. Laghrouche, M. Hilairret, and F. Plestan, "Review on Floating Offshore Wind Turbine Models for Nonlinear Control Design," *Energies* vol. 15, no. 15, p. 5477, Jul. 2022.
<https://doi.org/10.3390/en15155477>
- [41] R. Cisneros, M. Pirro, G. Bergna, R. Ortega, G. Ippoliti, and M. Molinas, "Global tracking passivity-based PI control of bilinear systems: Application to the interleaved boost and modular multilevel converters," *Control Engineering Practice*, vol. 43, pp. 109–119, Oct. 2015.
<https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2015.07.002>
- [42] W. Gil-González, O. D. Montoya, and A. Garces, "Bilinear Control for Three-Phase Microgrids: A Proportional-Integral Passivity-Based Design," *Electric Power Components and Systems*, vol. 48, no. 4–5, pp. 447–458, Jul. 2020. <https://doi.org/10.1080/15325008.2020.1793831>
- [43] A. Zentani, A. Almaktoof, and M. Kahn, "DC-DC Boost Converter with P&O MPPT Applied to a Stand-Alone Small Wind Turbine System," in *2022 30th Southern African Universities Power Engineering Conference (SAUPEC)*, Durban, South Africa, 2022, pp. 1-5.
<https://doi.org/10.1109/SAUPEC55179.2022.9730744>
- [44] M. Mahmoud Eldodor, M. Ayman Mousa, A. Ahmed Farrag, and A. El-Deib, "Small Wind Turbine Design and Implementation Using MPPT Current Control," in *2020 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCon)*, 2020, pp. 556–561.
<https://doi.org/10.1109/ENERGYCon48941.2020.9236586>

- [45] Y. Bekbouti, A. Chandra, M. Rezkallah, and H. Ibrahim, "Implementation of Rule-based Approach for Power Management in Isolated DC Microgrid Based on Variable Speed Wind Turbine," in *2020 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Detroit, MI, USA, 2020, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/IAS44978.2020.9334735>
- [46] A. Kusumawardana, L. Gumilar, M. Afnan Habibi, S. N. Trisna Saputra, and D. Prasetyo, "Integrated Bi-directional Buck-Boost Converter with Small Wind Turbine for Voltage Load Mitigation using Intelligent Controller," in *2020 10th Electrical Power, Electronics, Communications, Controls and Informatics Seminar (EECCIS)*, Malang, Indonesia, 2020, pp. 99-104. <https://doi.org/10.1109/EECCIS49483.2020.9263484>
- [47] A. Jahangir, and S. Mishra, "Autonomous Battery Storage Energy System Control of PV-Wind Based DC Microgrid," in *2018 2nd International Conference on Power, Energy and Environment: Towards Smart Technology (ICEPE)*, Shillong, India, 2018, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/EPETSG.2018.8658550>
- [48] M. Majstorović, D. Mršević, B. Đurić, M. Milešević, Z. Stević, and Ž. V. Despotović, "Implementation of MPPT Methods with SEPIC Converter," in *2020 19th International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH)*, East Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, 2020, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/INFOTEH48170.2020.9066296>
- [49] M. K. Asy'Ari, M. B. Toriki, B. E. Apriajumita, and A. Musyafa', "Design of Fuzzy Logic Control Based on SEPIC Converter for MPPT on Wind Turbine," in *2022 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA)*, Surabaya, Indonesia, 2022, pp. 444-448. <https://doi.org/10.1109/ISITIA56226.2022.9855319>
- [50] R. Kannan, and V. Sundharajan, "A novel MPPT controller based PEMFC system for electric vehicle applications with interleaved SEPIC converter," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 38, pp. 14391-14405, May 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.284>
- [51] M. Junaid Khan, D. Kumar, Y. Narayan, H. Malik, F. P. García Márquez, and C. Q. Gómez Muñoz, "A novel artificial intelligence maximum power point tracking technique for integrated PV-WT-FC frameworks," *Energies*, vol. 15, no. 9, p. 3352, May. 2022. <https://doi.org/10.3390/EN15093352>
- [52] H. El Aissaoui, A. El Ougli, and B. Tidhaf, "MPPT using PSO technique comparing to fuzzy logic and P&O algorithms for Wind Energy Conversion System," *WSEAS Trans. Syst. Control*, vol. 17, pp. 305-313, 2022. <https://acortar.link/d7sLBP>
- [53] E. Jessy Mol, and M. Mary Linda, "Integration of Wind and PV Systems Using Genetic-Assisted Artificial Neural Network," *Intelligent Automation & Soft Computing*, vol. 35, no. 2, pp. 1471-1489, Jul. 2022. <https://doi.org/10.32604/IASC.2023.024027>
- [54] R. W. Erickson, and D. Maksimović, "Steady-State Equivalent Circuit Modeling, Losses, and Efficiency", in *Fundamentals of power electronics*. Cham: Springer International Publishing, 2020. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-43881-4>
- [55] E. Babaei, and M. E. Seyed Mahmoodieh, "Calculation of output voltage ripple and design considerations of SEPIC converter," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 3, pp. 1213-1222, Mar. 2014. <https://doi.org/10.1109/TIE.2013.2262748>
- [56] O. Carranza Castillo, "Estudio de técnicas de control de rectificadores Boost Trifásicos con filtro LCL para reducción de la distorsión armónica en corriente, aplicadas al procesado eficiente de energía en aerogeneradores síncronos de imanes permanentes operando a velocidad variable," Tesis de doctorado, Universitat Politècnica de València, España, 2012. <http://riunet.upv.es/handle/10251/14575>
- [57] L. G. González, E. Figueres, G. Garcerá, and O. Carranza, "Maximum-power-point tracking with reduced mechanical stress applied to wind-energy-conversion-systems," *Appl Energy*, vol. 87, no. 7, pp. 2304-2312, Jul. 2010. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.11.030>
- [58] R. Sepulchre, M. Janković, and P. V. Kokotović, "Stability Margins and Optimality", in *Constructive Nonlinear Control*. London: Springer London, 1997. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-0967-9>
- [59] M. Masoud Namazi, S. M. Saghaian Nejad, A. Tabesh, A. Rashidi, and M. Liserre, "Passivity-Based Control of Switched Reluctance-Based Wind System Supplying Constant Power Load," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 12, pp. 9550-9560, Dec. 2018. <https://doi.org/10.1109/TIE.2018.2816008>
- [60] B. Lahfaoui, S. Zouggar, B. Mohammed, and M. Larbi Elhafyani, "Real Time Study of P&O MPPT Control for Small Wind PMSG Turbine Systems Using Arduino Microcontroller," *Energy Procedia*, vol. 111, pp. 1000-1009, Mar. 2017. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2017.03.263>
- [61] M. I. Juma, B. M. M. Mwinyiwiwa, C. J. Msigwa, and A. T. Mushi, "Design of a hybrid energy system with energy storage for standalone DC microgrid application," *Energies*, vol. 14, no. 18, Sep. 2021. <https://doi.org/10.3390/en14185994>

- [62] K. Nan Yu, and C. Kang Liao, "Applying novel fractional order incremental conductance algorithm to design and study the maximum power tracking of small wind power systems," *Journal of Applied Research and Technology*, vol. 13, no. 2, Apr. 2015. <https://doi.org/10.1016/J.JART.2015.06.002>
- [63] 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, pp. 763–778, Jun. 2020. <https://doi.org/10.1007/s00202-019-00911-9>
- [64] J. G. Njiri, Y. Liu, and D. Söffker, "Multivariable control of large variable-speed wind turbines for generator power regulation and load reduction," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 48, no. 1, pp. 544–549, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2015.05.035>
- [65] B. Boukhezzar, L. Lupu, H. Siguerdidjane, and M. Hand, "Comparison between linear and nonlinear control strategies for variable speed wind turbines," *Control Eng. Pract.*, vol. 18, no. 12, pp. 1357–1368, Dec. 2010. <https://doi.org/10.1016/J.CONENGPRAC.2010.06.010>
- [66] A. Mustapha, S. Kumar Selvaperumal, H. Mohd, and R. Lakshmanan, "Ann-based Maximum Power Point Tracking of a variable-speed Wind Energy Conversion System using sepic converter," *Int. J. Adv. Sci. Technol.*, vol. 29, no. 1, pp. 189–205, Jan. 2020. <http://sersc.org/journals/index.php/IJAST/article/view/2989>
- [67] J. S. Velez, S. Ospina and E. Giraldo, "Passivity-Based Control for a Buck-Boost Converter Applied in Small Wind Generation Interconnected to DC Microgrid," in *2019 IEEE 4th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC)*, Medellín, Colombia, 2019, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/CCAC.2019.8920939>
- [68] A. H. R. Rosa, T. M. De Souza, L. M. F. Morais, and S. I. Seleme, "Adaptive and Nonlinear Control Techniques Applied to SEPIC Converter in DC-DC, PFC, CCM and DCM Modes Using HIL Simulation," *Energies*, vol. 11, no. 3, p. 602, Mar. 2018. <https://doi.org/10.3390/en11030602>

CONFLICTOS DE INTERÉS

Los autores declaran que no hay conflictos de interés.

CONTRIBUCIÓN DE AUTORÍA

David Eduardo Benavides Mendoza: conceptualización, análisis formal, investigación, metodología, simulación, redacción del borrador original y revisión.

César Leonardo Trujillo Rodríguez: conceptualización, análisis formal, redacción, revisión y edición.

Óscar Danilo Montoya Giraldo: análisis formal, redacción, revisión y edición.