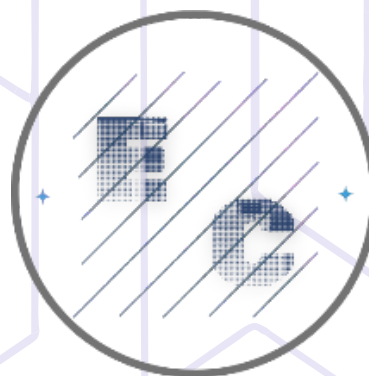
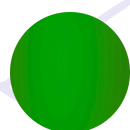




REVISTA MULTIDISCIPLINAR EPISTEMOLOGÍA DE LAS CIENCIAS



Universidad de Sonsonate



Volumen 3, Número 3



Julio - Septiembre, 2026
Edición Especial

CROSSREF PREFIX DOI: 10.71112

ISSN: 3061-7812, www.omniscens.com

Revista Multidisciplinar Epistemología de las Ciencias

Volumen 3, Número 3
Julio-Septiembre 2026
Edición Especial

Publicación trimestral
Hecho en México

La Revista Multidisciplinar Epistemología de las Ciencias acepta publicaciones de cualquier área del conocimiento, promoviendo una plataforma inclusiva para la discusión y análisis de los fundamentos epistemológicos en diversas disciplinas. La revista invita a investigadores y profesionales de campos como las ciencias naturales, sociales, humanísticas, tecnológicas y de la salud, entre otros, a contribuir con artículos originales, revisiones, estudios de caso y ensayos teóricos. Con su enfoque multidisciplinario, busca fomentar el diálogo y la reflexión sobre las metodologías, teorías y prácticas que sustentan el avance del conocimiento científico en todas las áreas.

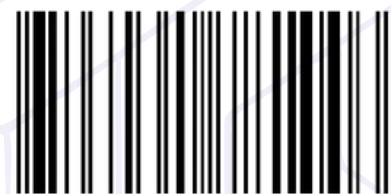
Contacto principal: admin@omniscens.com

Las opiniones expresadas por los autores no necesariamente reflejan la postura del editor de la publicación

Se autoriza la reproducción total o parcial del contenido de la publicación sin previa autorización de la Revista Multidisciplinar Epistemología de las Ciencias siempre y cuando se cite la fuente completa y su dirección electrónica.



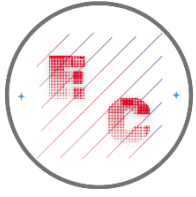
Copyright © 2026: Los autores



9773061781003

Cintillo legal

Revista Multidisciplinar Epistemología de las Ciencias Vol. 3, Núm. 3, julio-septiembre 2026, edición especial, es una publicación trimestral editada por el Dr. Moises Ake Uc, C. 51 #221 x 16B , Las Brisas, Mérida, Yucatán, México, C.P. 97144 , Tel. 9993556027, Web: <https://www.omniscens.com>, admin@omniscens.com, Editor responsable: Dr. Moises Ake Uc. Reserva de Derechos al Uso Exclusivo No. 04-2024-121717181700-102, ISSN: 3061-7812, ambos otorgados por el Instituto Nacional del Derecho de Autor (INDAUTOR). Responsable de la última actualización de este número, Dr. Moises Ake Uc, fecha de última modificación, 1 julio 2026.



Revista Multidisciplinar Epistemología de las Ciencias

Volumen 3, Número 3, 2026, julio-septiembre, Edición Especial

DOI: <https://doi.org/10.71112/ewqhm902>

**SIMULACIÓN DE UN AEROGENERADOR EN MATLAB-SIMULINK®, PARA EL
ANÁLISIS DE RESULTADOS ANTE VARIACIONES DE VIENTO**

**SIMULATION OF A WIND TURBINE IN MATLAB-SIMULINK®, FOR THE ANALYSIS
OF RESULTS BEFORE WIND VARIATIONS**

Cristian Fernando Guamán Sánchez

César Armando Morales Molina

Ecuador

El Salvador

Simulación de un aerogenerador en Matlab-Simulink®, para el análisis de resultados ante variaciones de viento

Simulation of a wind turbine in Matlab-Simulink®, for the analysis of results before wind variations

Cristian Fernando Guamán Sánchez^{a,*}

cristian.guaman@ucuenca.edu.ec

<https://orcid.org/0000-0002-6670-6466>

César Armando Morales Molina^b

cmorales@usonsonate.edu.sv

<https://orcid.org/0009-0000-6716-1392>

*Autor de correspondencia: cristian.guaman@ucuenca.edu.ec, ^aUniversidad de Cuenca, El salvador, ^bUniversidad de Sonsonate, Ecuador

RESUMEN

Diversos estudios han demostrado que la modelización y simulación de aerogeneradores constituye una herramienta fundamental para el análisis dinámico, la evaluación de estrategias de control y la integración de generación eólica en los sistemas eléctricos modernos. Ackermann [9] establece las bases para el análisis de la energía eólica en sistemas de potencia, mientras que Slooetweg et al. [10] proponen modelos de representación de aerogeneradores para simulaciones en frecuencia fundamental. Asimismo, Silva [11] analiza la integración de parques eólicos basados en generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG) y sus estrategias de control. Por otra parte, investigaciones como las de Kouadria et al. [3], Ovando et al. [5], Tammaruckwattana y Ohyama [6], Rocha [4] y Xie et al. [8] evidencian la utilidad de los emuladores y simuladores de turbinas eólicas para la validación experimental de algoritmos de control y conversión energética.

Palabras clave: Aerogenerador; Simulación; Matlab-Simulink®; Eólico; Aerodinámico.

ABSTRACT

Numerous studies have demonstrated that the modeling and simulation of wind turbines constitute essential tools for dynamic analysis, the evaluation of control strategies, and the integration of wind power generation into modern electrical power systems. Ackermann [9] establishes the fundamental framework for the analysis of wind energy in power systems, whereas Slootweg et al. [10] propose wind turbine representation models suitable for fundamental-frequency power system simulations. Likewise, Silva [11] investigates the integration of wind farms based on doubly fed induction generators (DFIGs) and their associated control strategies. Furthermore, studies conducted by Kouadria et al. [3], Ovando et al. [5], Tammaruckwattana and Ohyama [6], Rocha [4], and Xie et al. [8] demonstrate the effectiveness of wind turbine emulators and simulation platforms for the experimental validation of control algorithms and energy conversion strategies.

Keywords: Wind turbine; Simulation; Matlab-Simulink®; Wind; Aerodynamic.

Recibido: 16 febrero 2026 | Aceptado: 17 septiembre 2026 | Publicado: 18 septiembre 2026

INTRODUCCIÓN

El incremento de la demanda mundial de energía, junto con la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar los efectos del cambio climático, ha impulsado el desarrollo de tecnologías basadas en fuentes de energía renovable. Entre estas, la energía eólica se ha consolidado como una de las alternativas más eficientes y competitivas para la generación de electricidad debido a su bajo impacto ambiental, elevada madurez tecnológica y continua reducción de los costos de instalación y operación.

De acuerdo con el Global Wind Report publicado por el Global Wind Energy Council (GWEC), la capacidad instalada de generación eólica ha experimentado un crecimiento

sostenido durante la última década, convirtiéndose en una de las tecnologías de generación renovable de mayor expansión a nivel mundial. Este crecimiento responde tanto a los avances tecnológicos en el diseño de aerogeneradores como a las políticas energéticas orientadas hacia la descarbonización de los sistemas eléctricos y el incremento de la participación de energías limpias en la matriz energética [1].

El desarrollo de aerogeneradores de velocidad variable, especialmente aquellos basados en generadores de inducción doblemente alimentados (Doubly Fed Induction Generator, DFIG), ha permitido mejorar significativamente la eficiencia en la captación de energía del viento, optimizar el control de potencia activa y reactiva y aumentar la estabilidad durante la conexión a la red eléctrica. Estas características han convertido a esta tecnología en una de las más empleadas en parques eólicos de mediana y gran potencia.

En este contexto, la simulación computacional constituye una herramienta fundamental para analizar el comportamiento dinámico de los sistemas eólicos antes de su implementación física. El empleo de plataformas como Matlab-Simulink® permite representar de forma detallada los fenómenos aerodinámicos, mecánicos y eléctricos involucrados en la conversión de la energía del viento en energía eléctrica, facilitando el diseño, la validación y la optimización de estrategias de control bajo diferentes condiciones de operación.

El presente trabajo desarrolla la simulación dinámica de un aerogenerador de velocidad variable basado en un generador de inducción doblemente alimentado mediante Matlab-Simulink®. El modelo integra los subsistemas aerodinámico, mecánico y eléctrico, permitiendo evaluar el comportamiento del sistema frente a variaciones en la velocidad del viento utilizando registros históricos del parque eólico Minas de Huasachaca, ubicado al sur del Ecuador. Los resultados obtenidos permiten analizar la respuesta dinámica del aerogenerador y constituyen una herramienta de apoyo para estudios relacionados con el diseño, la operación y el control de sistemas de generación eólica.

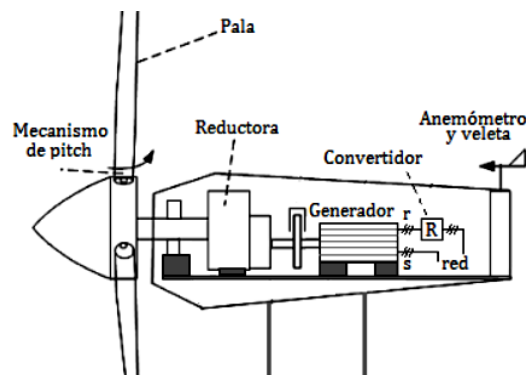
METODOLOGÍA

Descripción Del Sistema

A continuación, se dará una breve descripción del sistema y se introducirá brevemente en su principio teórico. Con el objetivo de clasificar mejor los componentes se han agrupado en 3 grandes grupos: modelo aerodinámico, modelo mecánico y modelo eléctrico.

Figura 1.

Esquema simplificado de una góndola genérica de una turbina de velocidad variable. [2].



Los modelos están fuertemente relacionados entre ellos, a continuación, se da una pequeña introducción a estas relaciones.

Los datos de viento disponibles se modelan matemáticamente y se envía la información al control de alto nivel que calcula las referencias de par electromagnético y potencia reactiva óptimas de la máquina para esa cantidad de viento, además de establecer el ángulo de cabeceo requerido.

El viento y el ángulo de cabeceo se procesan en el modelo aerodinámico, dando como resultado el par mecánico de la turbina. El modelo mecánico da como resultado la velocidad de rotación del eje, lo cual a su vez afecta de vuelta al módulo aerodinámico. Esta magnitud también es enviada al generador y la medición de la velocidad es enviada al control del convertidor.

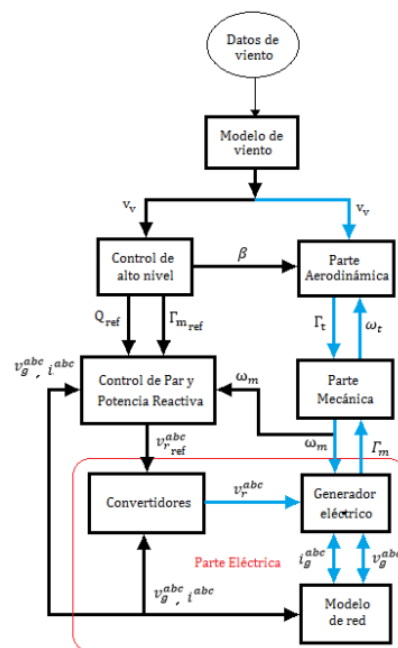
Utilizando las referencias de par electromagnético y potencia reactiva que calculó anteriormente el control de alto nivel, la velocidad del eje del generador, la medida de corrientes y tensión de la red, el control del convertidor impone una tensión en el rotor del generador.

El modelo de generador conectado a la red y al convertidor recibe todas estas magnitudes y proporciona un par que en el modelo mecánico se traducirá en una velocidad de rotación determinada.

Estos flujos de datos entre modelos están representados en la Figura 2. Las flechas azules representan magnitudes físicas mientras que las negras representan mediciones o información.

Figura 2.

Diagrama simplificado de bloques del sistema del aerogenerador simulado. [4].



Modelo Aerodinámico

La parte aerodinámica está compuesta por las palas que aprovechan la energía cinética del viento y el sistema de orientación de las palas o mecanismo de cabeceo para regular la cantidad de energía absorbida por las palas. En un aerogenerador real también sería posible cambiar la orientación o “guiñada” utilizando la información recibida mediante los aparatos de medida como la veleta, pero en este caso no se ha considerado, suponiendo que la turbina está perfectamente orientada hacia viento de manera constante.

El diseño de la turbina tiene una influencia significativa en la cantidad de energía que es captada del viento. El diseño debe considerar los medios de limitar la potencia y la velocidad de rotación para mantenerlos dentro de los márgenes de operación, esto se hace variando el ángulo de cabeceo como se verá en los párrafos siguientes, aunque se podría hacer mediante otros sistemas como el stall control, o control por pérdida aerodinámica, ya sea pasivo o activo.

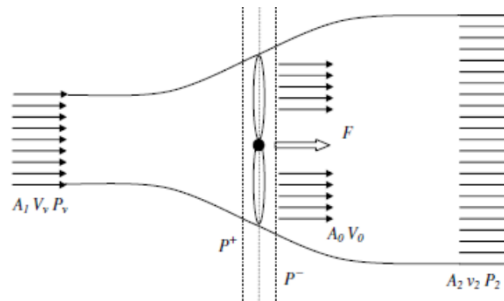
La teoría del disco actuador da una explicación sencilla para el proceso de extracción de la energía cinética del viento, basada en el balance de energía y la ecuación de Bernoulli.

El comportamiento dinámico de las palas y las cargas aerodinámicas asociadas han sido ampliamente estudiados en la literatura. Thresher et al. [12] desarrollaron modelos computacionales para analizar las cargas dinámicas sobre las palas de aerogeneradores, demostrando la influencia de las variaciones del viento sobre el rendimiento y la estabilidad estructural de la turbina.

El disco actuador, también conocido como disco poroso, provoca una reducción en la velocidad del flujo de aire lo cual provoca una diferencia de presión entre ambos lados del disco.

Figura 3.

Esquema del flujo de aire a través del disco actuador. [3].



La potencia basada en la energía cinética presente en el viento viene dada por la ecuación (1).

$$P_V = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad (1)$$

Dónde: P_V es la potencia mecánica extraída por la turbina eólica (W), ρ es la densidad del aire (1.225 kg/m^3 a nivel del mar), A es el área barrida (m^2), V_w es la velocidad del viento (m/s).

En la práctica no será posible aprovechar la totalidad de la potencia del viento. La potencia aprovechada en la turbina sería:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho (A_1 v_{w1}^3 - A_2 v_{w2}^3)$$

La relación entre la potencia presente en el viento y la potencia aprovechada por la turbina es conocido como coeficiente de potencia C_p , cuyo límite teórico establecido por Betz se sitúa en $C_{pBetz} = 16/27 = 0,593$. La potencia aprovechada por las palas será:

$$P_t = P_V C_p = \frac{1}{2} \rho A C_p v_w^3 \quad (2)$$

El coeficiente de potencia se da a menudo en función del “tip seed ratio” (que es la relación entre la velocidad lineal de las puntas de la pala y la velocidad del viento), el ángulo de cabeceo y unos coeficientes determinados que vienen dado para cada tipo de palas.

$$\lambda = \frac{R\omega_t}{v_w} \quad (3)$$

$$\Lambda = \left(\frac{1}{\lambda + c_8 \cdot \beta} - \frac{c_9}{1 + \lambda^3} \right)^{-1} \quad (4)$$

$$C_p = c_1 \left(\frac{c_2}{\Lambda} - c_3\beta - c_4\beta^{c_5} - c_6 \right) \cdot e^{-\frac{c_7}{\Lambda}} \quad (5)$$

Tabla 1.

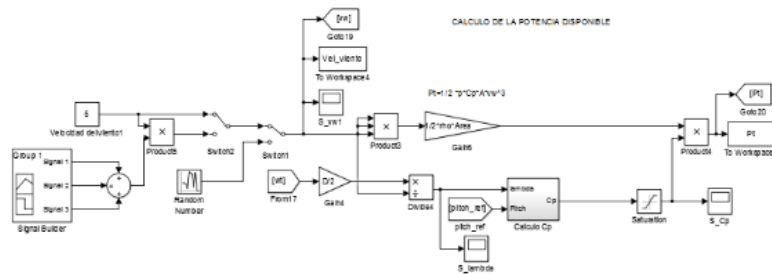
Coeficientes de cálculo del coeficiente de potencia para diferentes tipos de pala

Parámetros	Velocidad fija	Velocidad variable
C1	0,44	0,73
C2	125	151
C3	0	0,58
C4	0	0,002
C5	0	2,14
C6	6,94	13,2
C7	16,5	18,4
C8	0	-0,02
C9	-0,002	-0,003

Es posible ver en la Tabla 1 que las palas de velocidad fija tienen los coeficientes número 3, 4, 5 y 8 iguales a 0, por lo cual si se substituyen estos en las ecuaciones (4) y (5) elimina la influencia del ángulo de cabeceo, con lo cual no es posible variar la potencia de las palas mediante un sistema activo de control de cabeceo. Para la simulación del sistema se tomarán los valores correspondientes a la velocidad variable ya que es este el tipo de turbina a simular.

Figura 4.

Diagrama de bloques del cálculo de la potencia obtenida por la turbina]



Modelo Mecánico

La parte mecánica está compuesta por el eje lento de la turbina, la caja reductora y el eje rápido del generador con sus inercias asociadas.

El rotor de una turbina de tres palas de grandes dimensiones opera normalmente en un rango de velocidades de entre 6 y 10 rpm lo cual es mucho más lento que un generador estándar de 2 o 3 pares de polos que girará dentro de un margen de un 25-30% alrededor de 1500 o 1000 rpm (con redes de 50 Hz). Por ello se hace necesaria una caja reductora que acople los 2 elementos, el generador (eje rápido) y la turbina (eje lento).

Para el modelado de la transmisión, es posible aplicar modelos de varias masas a la transmisión, pero, por simplicidad se ha aplicado el modelo de 1 masa. En el modelo de 1 masa, la dinámica mecánica del conjunto de la turbina, la transmisión multiplicadora y el eje del generador se modelan como una inercia mecánica sobre la que actúan 2 pares de inercia, el de la turbina Γ_t y el del generador Γ_m . Las expresiones que definiría el sistema serían las siguientes:

$$\Gamma_t + N \cdot \Gamma_m = J_t \frac{d}{dt} \omega_t \quad (6)$$

$$\omega_m = N \cdot \omega_t \quad (7)$$

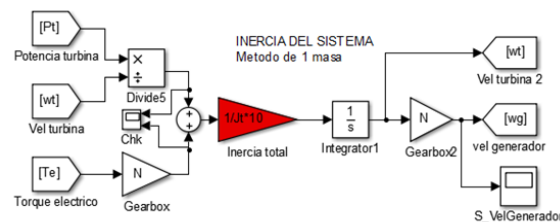
Dónde: ω_m es la velocidad angular del eje rápido, ω_t es la velocidad angular del eje lento, N es la relación de transmisión de la reductora, Γ_t es el par en el eje lento, Γ_m es el par en el eje rápido y J_t es la inercia total del conjunto vista desde el eje lento.

La utilización de modelos simplificados de una masa es una práctica ampliamente aceptada en estudios de simulación dinámica cuando el objetivo principal es analizar la interacción entre la turbina y el generador sin incrementar significativamente la complejidad computacional. Este enfoque ha sido empleado en diversos trabajos de representación de aerogeneradores para estudios de estabilidad y control de sistemas eléctricos [10].

El conjunto queda como:

Figura 5.

Diagrama de bloques en el que se implementan las ecuaciones mecánicas del sistema.

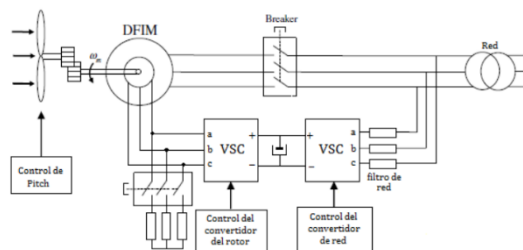


Modelo Eléctrico

La parte eléctrica del sistema está compuesta por el generador, el convertidor back-to-back de potencia parcial, el crowbar, el filtro de red y la red.

Figura 6.

Esquema eléctrico simplificado de una turbina de velocidad variable basada en un generador de inducción doblemente alimentado. [7]



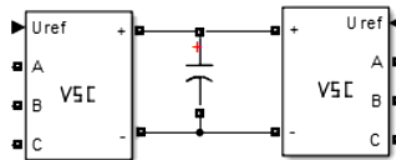
La red viene definida como una fuente de tensión trifásica simétrica y equilibrada de amplitud $|v_g|$ y pulsación ω_g definida por la ecuación (8):

$$v_g^{abc} = \begin{bmatrix} v_g^a \\ v_g^b \\ v_g^c \end{bmatrix} = \sqrt{2} \cdot |v_g| \cdot \begin{bmatrix} \cos(\omega_g t) \\ \cos\left(\omega_g t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\omega_g t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad (8)$$

El modelo de convertidor de potencia parcial que se utilizará en las simulaciones será el llamado “average model based VSC” el cual básicamente se diferencia de un convertidor real en 2 aspectos: utiliza un factor de modulación de referencia en lugar de una serie de pulsos que controlen los interruptores estáticos y, lo más importante, no produce armónicos debido a la conmutación de los interruptores por lo que no será necesario filtrar las señales para obtener unos resultados claros.

Figura 7.

Esquema del convertidor back-to-back



Uno de estos convertidores de potencia se conectará a la red mientras que el otro se conectará al rotor del generador, unidos mediante un bus de corriente continua el cual se mantiene relativamente constante gracias a la energía acumulada en un condensador. La tensión en el bus de continua se define mediante las ecuaciones (9) y (10).

$$E_{dc} = C_{bus}^{-1} \int i_c dt \quad (9)$$

$$i_c = i_{DCr} - i_{DCI} \quad (10)$$

Dónde: C_{bus} es la capacidad del condensador, i_c es la corriente que circula por el condensador, i_{DCr} es la corriente del convertidor del rotor en el lado de continua y i_{DCI} es la corriente del convertidor de red en el lado de continua.

El crowbar es un elemento de protección que cortocircuita el rotor del generador de inducción doblemente alimentado. Al hacer esto, el crowbar absorbe la corriente del rotor del generador lo cual permite desconectar el convertidor de red para protegerlo de corrientes elevadas que aparecen durante una falta en la red. Cuando está activado las tensiones del rotor son aproximadamente iguales a 0.

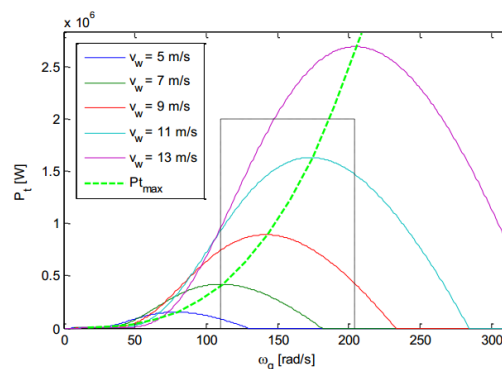
El generador utilizado será un generador de inducción doblemente alimentado a partir de ahora DFIG por sus siglas en inglés. Este generador se diferencia de un generador de jaula de ardilla en que el rotor este bobinado y tiene sus arrollamientos accesibles por lo cual se puede inyectar una corriente en el rotor que controla el funcionamiento de este.

Los generadores de inducción doblemente alimentados se han consolidado como una de las tecnologías más utilizadas en aerogeneradores de velocidad variable debido a su capacidad para controlar de forma independiente la potencia activa y reactiva mediante convertidores de potencia parcial. Diversos estudios han analizado su comportamiento dinámico, estrategias de control e integración a la red eléctrica [10], [11].

RESULTADOS

Figura 8.

Potencia de la turbina respecto a la velocidad del generador para diferentes velocidades de viento y área de trabajo de la turbina.



DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos en la simulación del aerogenerador de velocidad variable basado en la máquina de inducción doblemente alimentada (DFIG) evidencian un comportamiento coherente con los principios teóricos del sistema y con los hallazgos reportados en la literatura revisada. El modelo dinámico desarrollado en Matlab-Simulink® permitió reproducir de manera satisfactoria la respuesta del sistema ante variaciones de velocidad del viento, así como la influencia del control de los convertidores back-to-back en la estabilidad del bus de continua y en la regulación del par electromagnético.

En primer lugar, la respuesta del sistema frente a cambios en la velocidad del viento demostró que el modelo aerodinámico propuesto describe con precisión la conversión de energía cinética en potencia mecánica. Las curvas de potencia obtenidas son congruentes con el límite teórico de Betz y reflejan el comportamiento esperado de una turbina de velocidad variable, en la cual el control del ángulo de cabeceo permite mantener la potencia dentro de los márgenes operativos. Estos resultados confirman la validez del modelo aerodinámico implementado, que integra adecuadamente los parámetros del tip speed ratio y del coeficiente de potencia C_p

En el ámbito mecánico, la aproximación mediante un modelo de una sola masa resultó apropiada para analizar la dinámica global del sistema sin incrementar significativamente la complejidad del software. El acoplamiento entre el eje lento de la turbina y el eje rápido del generador, a través de la caja reductora, permitió evidenciar la transferencia de par mecánico y la influencia de la inercia total en la estabilidad de la velocidad del generador. La respuesta transitoria obtenida confirma que el sistema mantiene un comportamiento estable, incluso ante variaciones abruptas del viento.

Por otro lado, el modelo eléctrico demostró una capacidad adecuada de conversión de energía y control de potencia activa y reactiva. El desempeño del convertidor back-to-back

evidenció una regulación efectiva de la tensión del bus de continua alrededor de los 1500 V, garantizando la estabilidad del sistema durante el arranque y las variaciones de carga.

Asimismo, la respuesta del convertidor del lado del rotor (RSC) mostró una rápida capacidad de seguimiento de las referencias de par y potencia reactiva, manteniendo el par electromagnético en torno a los $-10\,000$ Nm y la potencia reactiva en valores próximos a cero, lo que respalda la eficiencia del control indirecto de velocidad implementado.

De manera complementaria, la simulación de fallas en la red confirmó la robustez del sistema frente a perturbaciones, evidenciando la efectividad del circuito crowbar para proteger los convertidores ante sobrecorrientes transitorias. Este comportamiento concuerda con los requisitos de conexión a red establecidos por los operadores eléctricos y demuestra que el modelo puede reproducir de forma fiel las condiciones de operación reales de un aerogenerador conectado al sistema eléctrico.

Los resultados obtenidos también son consistentes con investigaciones previas relacionadas con la simulación de aerogeneradores y sistemas de conversión eólica. Bernardes [14] reporta comportamientos similares en sistemas basados en generadores síncronos de imanes permanentes, mientras que Dolan y Lehn [13] demuestran la influencia de perturbaciones aerodinámicas como la sombra de torre y la cizalladura del viento sobre el par electromagnético. De igual forma, Tielens et al. [15] destacan la importancia de los aerogeneradores modernos en el soporte de frecuencia de sistemas eléctricos aislados con alta penetración de generación renovable.

Finalmente, el análisis global del modelo muestra que la integración de los subsistemas aerodinámico, mecánico y eléctrico en Matlab-Simulink® constituye una herramienta útil para el estudio del comportamiento dinámico de aerogeneradores DFIG, permitiendo evaluar escenarios de operación y estrategias de control sin necesidad de recurrir a prototipos físicos. Los resultados obtenidos fortalecen la hipótesis de que la modelización en entornos de

simulación constituye un paso fundamental para el diseño y la validación de sistemas eólicos en contextos académicos y de ingeniería aplicada.

CONCLUSIONES

En este documento se ha presentado la modelización de los componentes de un aerogenerador de velocidad variable basado en la máquina de inducción doblemente alimentada o DFIG. También se ha estudiado el control del sistema, desde el control de las referencias de potencia como el del convertidor back-to-back VSC poniendo especial énfasis en el control del rotor del generador.

Según los resultados obtenidos de la simulación del GSC (convertidor de lado de la red) se puede concluir que es muy buena la robustez del control de la tensión del bus de continua frente a cambios en la corriente de entrada en el bus por parte del RSC (convertidor del lado del rotor), dándonos una estabilidad de voltaje en 1500V a los 0,375 segundos de la puesta en marcha de la simulación y una potencia reactiva de 0Var. De igual forma con el control del RSC (convertidor del lado del rotor) con un tiempo máximo de paso de $5e-5$ s, y con una velocidad máxima de 158 rad/s nos brinda una estabilidad de control a los -10.000 Nm, del par electromagnético y una potencia reactiva de 0Var.

También se ha comprobado la eficacia del control de alto nivel y se ha presentado en los resultados las características de funcionamiento en las distintas zonas de operación, mostrándonos el par electromagnético en el generador y la potencia reactiva en la conexión a la red, con velocidades de viento de 14m/s en la zona 4 y 4m/s en la zona 1, mostrándonos el cumplimiento de los límites de velocidad impuestos y de potencia activa en el convertidor back-to-back que demuestra el flujo de potencia a través del rotor fluye desde el rotor para velocidades hiper sincrónicas y hacia el rotor para velocidades sub sincrónicas, probando el funcionamiento teórico del sistema.

Declaración de conflicto de interés

Los autores declaran no tener ningún conflicto de interés relacionado con esta investigación.

Declaración de contribución a la autoría

Cristian Guamán Sánchez: Análisis formal, investigación, metodología, redacción del borrador original, revisión y edición de la redacción.

César Armando Morales: Análisis formal, investigación, metodología, redacción del borrador original, revisión y edición de la redacción.

Declaración de uso de inteligencia artificial

Los autores no utilizaron inteligencia artificial en ninguna parte del manuscrito.

REFERENCIAS

- GWEC: Global Wind Energy Council [dissertation, in Portuguese]. Global Wind Report–Annual Market Update [Internet]. March 2014. Available from: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/03/GWEC_Global_Wind_2014_Report_LR.pdf [Accessed: July 2026].
- Han B., Lee H., Yoon D. Hardware simulator development for PMSG wind power system. In: Power & Energy Society General Meeting, 26–30 July 2009, Calgary, AB, IEEE; 2009.p.1–6.DOI: 10.1109/PES.2009.5275770
- Kouadria S., Belfedhal S., Meslem Y., Berkouk E.M. Development of real time wind turbine emulator based on DC motor controlled by hysteresis regulator. In: Renewable and Sustainable Energy Conference, 7–9 March 2013, Ouarzazate, IEEE; 2013. p.246–250.DOI: 10.1109/IRSEC.2013.6529649

- Rocha V.R. Experimental bench for wind turbine emulation [dissertation, in Portuguese]. Rio de Janeiro, Brasil; 2008. 80 p. Available from:
<http://www.pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2008042802.pdf> [Accessed: July 2026].
- Ovando R.I., Aguayo J., Cotorogea M. Emulation of a low power wind turbine with a DC motor in Matlab/Simulink. In: Power Electronics Specialists Conference, 17–21 June 2007, Orlando, FL, IEEE; 2007. p. 859–864. DOI: 10.1109/PESC.2007.4342101
- Tammaruckwattana S., Ohyama K. Experimental verification of variable speed wind power generation system using permanent magnet synchronous generator by wind turbine emulator. In: IECON 2012 – 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, 25–28 Oct. 2012, Montreal, QC, IEEE; 2012. p. 5827–5832. DOI: 10.1109/IECON.2012.6389131
- Nye J.M., de la Bat J.G., Khan M.A., Barendse P. Design and implementation of a variable speed wind turbine emulator. In: 2012 XXth International Conference on Electrical Machines (ICEM), 2–5 Sept. 2012, Marseille, IEEE; 2012. p. 2060–2065. DOI: 10.1109/ICEIMach.2012.6350166
- Xie Z., Zhang X., Yang S., Cao R. A dynamic wind turbine simulator of the wind turbine generator system. In: 2012 Second International Conference on Intelligent System Design and Engineering Application (ISDEA), 6–7 Jan. 2012, Sanya, Hainan, IEEE; 2012. p. 967–970. DOI: 10.1109/ISdea.2012.549
- Ackermann T., editor. Wind power in power systems, 1st ed. John Wiley – Sons. West Sussex, England. April 2005. 742 p.
- Slootweg J.G., Polinder H., Kling W.L. Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations. IEEE Transactions on Energy Conversion. 2003;18(4):516–524. DOI: 10.1109/TEC.2003.816593

- Silva K.F. Control and integration of wind farms to the power grid using doubly fed induction generators [thesis]. University of São Paulo – USP; 2006. 270 p.
- Thresher R.W., Wright A.D., Hershberg E.L. A computer analysis of wind turbine blade dynamic loads. *Journal of Solar Energy Engineering*. 1986;108(1):17–25. DOI: 10.1115/1.3268046
- Dolan D.S.L., Lehn P.W. Simulation model of wind turbine 3p torque oscillations due to wind shear and tower shadow. In: *Power Systems Conference and Exposition, 29 Emulation of Wind Turbines* <http://dx.doi.org/10.5772/63448197> Oct 2006–1 Nov 2006; Atlanta, GA, IEEE; 2006. p. 2050–2057. DOI: 10.1109/PSCE. 2006.296240
- Bernardes A.T. Analysis and control of permanent magnet synchronous generator applied to wind energy conversion system [dissertation, in Portuguese]. Federal University of Santa Maria – UFSM; 2009. 192 p. Available from: http://cascavel.ufsm.br/tede/tde_arquivos/7/TDE-2009-10-23T120114Z-2296/Publico/BERNARDES_THIAGO_ARAUJO.pdf [Accessed: December 2015].
- Tielens P., De Rijcke S., Srivastava K., Reza M., Marinopoulos A., Driesen J. Frequency support by wind power plants in isolated grids with varying generation mix. In: *Power and Energy Society General Meeting*; 22–26 July 2012; San Diego, CA, IEEE; 2012. p. 1–8. DOI: 10.1109/PESGM.2012.6344690G.