

<https://revistas.ucr.ac.cr/index.php/ingenieria/index>

www.ucr.ac.cr / ISSN: 2215-2652

Ingeniería

Revista de la Universidad de Costa Rica
ENERO/JUNIO 2026 - VOLUMEN 36 (1)





EDITORIAL
UCR



Control y modelado para la generación eólica de gran escala

Control and Modelling for Large-Scale Wind Power Generation

Mercedes Chacón Vásquez 

Investigadora, Laboratorio de Investigación en Ingeniería de Control (CERLab), Universidad de Costa Rica, San José, Costa Rica.

correo: mercedes.chaconvasquez@ucr.ac.cr

Palabras clave:

Control predictivo, energía eólica, generación, modelado, turbinas eólicas.

Resumen

La energía eólica es una gran alternativa para los países verdes y emergentes, como Costa Rica, en su búsqueda de fuentes de energía limpias. Con el objetivo de reducir los costos del sistema de control en parques eólicos, este trabajo propone un modelo no lineal para un aerogenerador de 5 MW, el cual se compara con un modelo existente de una turbina comercial. Los resultados obtenidos muestran que el modelo reproduce con suficiente fidelidad la dinámica del sistema. Además, se muestra mediante simulaciones la viabilidad de implementar un controlador predictivo para manipular el ángulo de paso y, con este, regular la velocidad del generador, garantizando el cumplimiento de los estándares de variaciones de potencia. En este sentido, el controlador demuestra que es una solución óptima y prometedora para el lazo cerrado ante perturbaciones estocásticas en la velocidad del viento.

Recibido: 07/12/2024

Aceptado: 22/10/2025

Keywords:

Generation, modeling, predictive control, wind energy, wind turbines.

Abstract

Wind energy is a great alternative for green and emerging countries, such as Costa Rica, in their search for clean energy sources. With the aim of reducing the costs of the control system in wind farms, this work proposes a nonlinear model for a 5 MW wind turbine, which is compared with an existing model of a commercial turbine. The results obtained show that the model reproduces the dynamics of the system with sufficient accuracy. Furthermore, simulations demonstrate the feasibility of implementing a predictive controller to manipulate the pitch angle and thereby regulate the generator speed, ensuring compliance with power variation standards. In this sense, the controller proves to be an optimal and promising solution for closed-loop control in the face of stochastic disturbances in wind speed.

DOI: 10.15517/ri.v36i1.65217



I. INTRODUCCIÓN

En América Latina, la energía eólica es una gran alternativa en la búsqueda de economías verdes. La capacidad instalada ha crecido rápidamente y representa el 5 % de la capacidad eólica mundial (aproximadamente 50 GW). Se proyecta un incremento de 28,7 GW de energía eólica terrestre en esta región para los próximos cinco años [1]. Los países del área trabajan duro en la transición energética, tomando en consideración factores ecológicos y sociales [2]. Sin embargo, se enfrentan a obstáculos políticos y económicos para la puesta en marcha de proyectos.

Costa Rica ha dedicado considerables esfuerzos en años recientes para lograr el 100 % de generación de energía renovable y cuenta con un Plan Nacional de Descarbonización para tener cero emisiones para el 2050 [3]. En la Fig. 1, se muestra la tendencia de crecimiento en la capacidad instalada de energía eólica que concuerda con el comportamiento a nivel mundial. No obstante, el cambio climático afecta directamente el potencial

de las energías renovables, y por ello, el país cuenta con la Política Nacional de Adaptación para abordar el cambio climático y los retos energéticos [4]. En Costa Rica, se cuenta con 18 parques eólicos en estado operacional con una capacidad de 414 MW, lo cual representa más del 10 % de la matriz eléctrica nacional [6]. El estado actual de los parques se muestra en el CUADRO I. Al examinar dicho cuadro, se desprende que la mayor parte de los parques se ubica en Guanacaste. Además, se constata que la capacidad máxima de sus turbinas es de 3 MW. A partir de este estado, se plantea la interrogante de si la producción de energía renovable a gran escala es viable en el país. Según el Consejo Global de Energía Eólica, el país tiene un potencial de energía eólica marina y puede liderar el sector de la energía eólica marina en Centroamérica [7]. De acuerdo con los estudios de 2024 del ICE, el Banco Centroamericano de Integración Económica y la República de Corea, en la Cruz de Guanacaste, en el Pacífico Norte, existen condiciones favorables de viento para el desarrollo de un parque eólico marino [8].

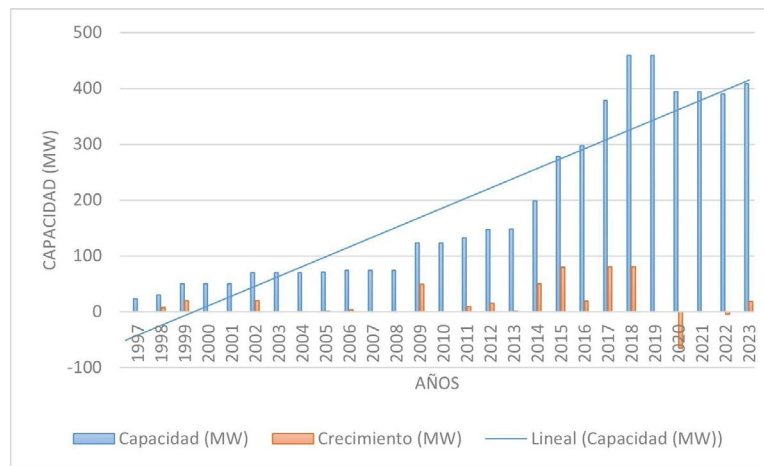


Fig. 1. Historial de crecimiento de la capacidad instalada de energía eólica en Costa Rica [5].

CUADRO I
CARACTERÍSTICAS DE LOS PARQUES EÓLICOS EN COSTA RICA [5], [9], [10], [11], [12]

Nombre	Zona	Potencia (kW)	Potencia por turbina (kW)	Número de turbinas	Altura del buje (m)	Fabricante	Fecha de comisionamiento
Aeroenergía	Tilarán, Guanacaste	6 750	750	9	40	Neg Micon. Modelo 750	1998
Altamira	Tilarán, Guanacaste	20 000	2000	10	80	Gamesa. Modelo G87/90	2016
Campos Azules	Tilarán, Guanacaste	20 000	2000	10	80	Gamesa. Modelo G87/90	2016
Chiripa	Tilarán, Guanacaste	49 500	1500	33	80	Acciona. Modelo AW77	2014/07

Nombre	Zona	Potencia (kW)	Potencia por turbina (kW)	Número de turbinas	Altura del buje (m)	Fabricante	Fecha de comisionamiento
El Cacao	El Cacao y Bernabela, Santa Cruz, Guanacaste Coopeguanacaste	22 500	2350	9	98	Enercon. Modelo E103 EP2	2018
Guanacaste	La Gloria, Guayabo, Bagaces, Guanacaste. ICE	49 500	900	55	45	Enercon. Modelo E44/900	2009
La Perla	Guanacaste	20 000	2000	10	80	Gamesa	2016
Los Santos	Desamparados, San José y El Guarco, Cartago. Coopesantos	12 750	850	15	44	Gamesa. Modelo G52	2011
Miramar	Liberia, Guanacaste	20 000	2000	10	80	Gamesa. Modelo G87/90	2016
Mogote	Bagaces, Guanacaste	21 000	3000	7	80	Vestas. Modelo V90	2017
Molinos Viento del Arenal Movasa	Tilarán, Guanacaste	24 000	750	32	40	Neg Micon. Modelo 750	1997/09
Orosi	Quebrada Grande, Liberia, Guanacaste	50 000	2000	25	78	Gamesa. Modelo G80	2015
Río Naranjo	Bagaces, Guanacaste. Coopeguanacaste	9 000	3000	3	78	Enercon. Modelo E82	2018
Tejona, ICE	Tilarán, Guanacaste	19 800	660	30	65	Vestas. Modelo V47	2002
Tilawind	Tilarán, Guanacaste	21 000	3000	7	80	Vestas. Modelo V90.	2002
Valle Central, CNFL	Santa Ana, San José	15 300	900	17	65	Enercon. Modelo E44	2012/12
Vientos del Este	Tilarán, Guanacaste	12 000	3000	4	80	Vestas. Modelo V90	2016
Plantas Eólicas S.R.L, PESA	Tilarán, Guanacaste	20 520	360	57	25	Kenetech. Modelo USW33	1996
Total		413,62 MW	343 turbinas				

En los países desarrollados, se explotan los parques eólicos en la costa, los cuales tienen turbinas de mayor escala, de 5 MW en adelante, más complejos y costosos que los parques tradicionales en tierra firme. Sin embargo, en países como Brasil y México hay una creciente búsqueda por explotar estas tecnologías. En el estudio realizado en Costa Rica [13], se examinaron los datos de diez años de la velocidad del viento recopilados por el Instituto Meteorológico Nacional y se concluyó que las alternativas viables para la producción eólica se encuentran a alturas superiores a los 10 m en locaciones más ventosas. Además, según [14] la composición boscosa del territorio (52%

de la superficie está cubierta de bosques) afecta los modelos de perfil de viento.

En este estudio, se propone un modelo de turbina de gran escala, con una capacidad de 5 MW, una altura sobre el nivel del mar de 92 m y un diámetro de rotor de 126 m, que pueda explotarse para producción eólica marina. El objetivo es adoptar un enfoque innovador en el diseño y control de aerogeneradores de gran escala, con una capacidad de varios megavatios. La motivación no se limita a modelar las características del aerogenerador con bastante fidelidad respecto a las turbinas comerciales, sino que también implica el diseño del lazo de control para reducir el

costo de la energía, principalmente el elemento de operaciones y mantenimiento.

En el ámbito industrial, la validación de un modelo de turbina eólica se lleva a cabo mediante el uso de software especializado, como los programas Open FAST, OrcaFlex, Bladed, HAWC2 y SimWindFarm. Estos incluyen la representación dinámica de la turbina eólica, que comprende el rotor, la torre, la estructura de soporte, la góndola, el tren de transmisión y el controlador, así como el análisis en condiciones ambientales de viento, olas y corrientes [15].

La mayor parte de estos modelos fueron concebidos para abordar desafíos relacionados con la optimización del diseño de parques eólicos; no están orientados al diseño del lazo de control y del modelo del aerogenerador. Entre los modelos en los que se puede orientar el modelo al control de la turbina, se destaca el Wind Turbine Model de Mathworks [16]. Este incluye un modelo mecánico tridimensional de la torre, la góndola y las palas modeladas en Simscape Multibody. Además, se incluyen los actuadores hidráulicos de ángulo de paso, actuadores eléctricos de ángulo de guiñada, un generador simple y un modelo de red eléctrica. También, se han presentado modelos en tiempo real de turbinas eólicas. Sin embargo, estos representan pequeñas turbinas eólicas con capacidades de 1,5 MW y 2 MW, lo cual resulta insuficiente para la implementación en parques eólicos marinos que incorporan turbinas de gran escala [17], [18]. Un modelo de 5 MW basado en Matlab/Simulink, denominado Supergen (Sustainable Power Generation and Supply), se presenta en [19]. Es un modelo en variables de estado lineal y discretizado, que ha sido validado en Bladed. En este trabajo, se busca crear un modelo no lineal orientado al sistema de control, que se pueda ajustar con fidelidad a los modelos de turbinas eólicas marinas de gran escala.

La producción de energía eólica requiere una tecnología efectiva que cumpla con los retos energéticos, pero el desarrollo de tecnologías adecuadas es complejo y debe adaptarse a los recursos naturales del país. La aplicación de simulaciones dinámicas permite optimizar el funcionamiento de los sistemas energéticos y construir estrategias de control rentables y robustas. Los modelos de estos sistemas deben ser innovadores y fiables para hacer un uso eficiente de los recursos y que el coste de producción de la energía eólica sea más competitivo y facilite la transición energética.

La mejora de la precisión de los modelos, así como el desarrollo de nuevas estrategias de control, se exponen en algunos trabajos. Por ejemplo, en [20], se utiliza un modelo no lineal de turbina eólica marina, teniendo en cuenta el efecto aeroelástico en Matlab/Simulink. Asimismo, se desarrolla un controlador PID cuyas ganancias son adaptadas por un control difuso para controlar el ángulo de paso de la turbina y regular la potencia. El estudio se centra en la deflexión torsional de las palas de la turbina. Por otra parte, en [21], los autores usaron el modelo de aerogenerador de 5 MW desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) y un control predictivo robusto, para reducir la fluctuación de la potencia de salida y mejorar la calidad de la generación de energía.

En el campo de las energías renovables, la búsqueda de un control óptimo sujeto a muchas limitaciones de generación y de las características físicas de la turbina ha apuntado hacia el uso de MPC para el nivel de supervisión del control de parques eólicos. El MPC reduce las cargas mecánicas y envía la orden de potencia a cada turbina [22]. Esto reduce el costo de operación del sistema y maximiza el consumo de energía eólica.

El MPC se ha utilizado ampliamente en sistemas de energía eólica, tanto a nivel de aerogeneradores como de parques eólicos. Se han propuesto esquemas distribuidos, centralizados y coordinados para el despacho óptimo de energía activa para parques eólicos [23]. Por ello, cada día es más viable aplicar el MPC a la turbina eólica debido a la disponibilidad de soluciones comerciales para implementar el sistema. Los sistemas de control comerciales para la generación y distribución de energía eléctrica, como el Control Supervisor y Adquisición de Datos (SCADA), ahora pueden realizar cálculos de optimización en tiempo real. Un ejemplo es el equipo del fabricante Dorsett que ofrece un SCADA con MPC, donde el controlador ofrece la potencia suficiente (con un procesador ARM Cortex-M de 32 bits) para realizar aplicaciones de alta densidad [24].

En los países emergentes, el costo de producción de la energía eólica debe ser más competitivo. A medida que los aerogeneradores son más grandes y caros, el control del viento desempeña un papel clave en la optimización de la captación de energía. Los sistemas de control PID y predictivo son adecuados para el control eólico [25]. Al emplear estas estrategias de control, es posible obtener la máxima energía y garantizar la integridad de la turbina.

En este trabajo, se propone un lazo de control MPC para mejorar el control tradicional PI en los controladores de ángulo de paso de las turbinas. Este sistema se basa en el desarrollo de un modelo no lineal de aerogenerador de gran escala para optimizar la producción de energía. Los beneficios potenciales del trabajo propuesto son dos. En primer lugar, ofrecer un modelo no lineal que tiene el potencial de simplificar la complejidad de la dinámica de potencia manteniendo una aproximación precisa del aerogenerador de 5 MW. En segundo lugar, contribuir con una estrategia de control MPC avanzada para aerogeneradores de velocidad variable.

II. METODOLOGÍA

A. Dinámica y descripción del modelo del aerogenerador

En este trabajo, se reproduce el modelo complejo de la turbina Supergen con suficiente precisión para el análisis del control del aerogenerador, a partir de las características del fabricante y las ecuaciones aerodinámicas, mecánicas y eléctricas de la turbina.

Los aerogeneradores modernos a escala de megavatios tienen tres aspas con configuración de eje horizontal. Además, tienen ángulo de paso y velocidad variables, lo que permite mejorar la eficiencia en la extracción de la energía eólica.

Los aerogeneradores se controlan mediante el torque electromagnético del generador, el ángulo de paso de las aspas del rotor y el ángulo de guiñada de la góndola.

Los aerogeneradores son intrínsecamente difíciles de controlar debido a la naturaleza estocástica del viento. En función de la velocidad del viento, el controlador debe ajustar su modo de funcionamiento a una estrategia ideal para el aerogenerador. Un aerogenerador de velocidad y ángulo de paso variables opera en dos regiones. Primero, la región de funcionamiento de carga parcial, que abarca todas las velocidades del viento a la velocidad nominal (velocidad del viento a la que se alcanza la potencia nominal del sistema). Segundo, la región de funcionamiento de plena carga cuando la velocidad del viento es superior a la velocidad nominal.

Dentro de estas regiones, se definen cuatro puntos de funcionamiento: velocidad del viento baja, intermedia, alta por debajo de la velocidad nominal y por encima de la velocidad nominal. Los dos primeros son lineales y se utiliza el control del torque para regular la potencia de salida. Los otros dos son no lineales. A bajas velocidades, el requisito de funcionamiento es capturar la máxima energía eólica. En el modo por encima de la velocidad nominal, el controlador inclina las aspas para limitar la potencia de salida. En este artículo, se considera el punto de funcionamiento de la velocidad del viento por debajo de la velocidad nominal y dos puntos de velocidad que exceden la velocidad nominal. Además, se implementa un modelo del viento estocástico.

1) Modelo lineal:

Los autores en [26] combinaron la aerodinámica linealizada, la dinámica del tren de transmisión y la dinámica de la unidad de generación de energía, para obtener el modelo discretizado de la turbina eólica Supergen de velocidad variable y lo implementaron en Matlab/Simulink. El modelo de la turbina en forma de espacio de estado se muestra a continuación en (1).

$$\begin{aligned} \mathbf{x}(k+1) &= \mathbf{A}\mathbf{x}(k) + \mathbf{B}u(k) \\ \mathbf{y}(k) &= \mathbf{C}\mathbf{x}(k) \end{aligned} \quad (1)$$

La salida $\mathbf{y}(k)$ es la velocidad del generador y $\mathbf{x}(k)$ son los estados. La señal de control, $u(k)$, puede ser el ángulo de paso o el torque demandado del generador, dependiendo de la velocidad del viento. \mathbf{A} es la matriz de estados. \mathbf{B} es la matriz de entrada que relaciona el ángulo de paso, la velocidad del viento y el torque. \mathbf{C} es la matriz de salida que relaciona la velocidad del generador.

2) Modelo no lineal:

Un aerogenerador puede modelarse en dos componentes principales: aerodinámico y mecánico. Para el primer componente, se utiliza el modelo del aerogenerador Supergen de velocidad variable estudiado en [19]. El modelo incluye la aerodinámica, la dinámica del tren motriz y la dinámica de la unidad de generación

de energía. Las principales características del aerogenerador son las siguientes. Es un generador síncrono de imanes permanentes y transmisión directa. Tiene un diámetro de rotor (palas y buje) de 126 m y una altura media de la torre sobre el nivel del mar de 92 m. Su rango de viento operativo es de entre 3,5 m/s y 30 m/s, con unas condiciones climatológicas de 10,6 m/s de velocidad media del viento. Por último, se encuentra anclado a 40 m de profundidad mediante cables. El convertidor de potencia, como subconjunto de la turbina eólica, está sujeto a altas tasas de fallo, lo que lo convierte en una preocupación importante para la fiabilidad general de los futuros desarrollos de parques eólicos marinos. Sin embargo, su inclusión no está dentro del alcance de este estudio.

Según [19], la parte aerodinámica describe la forma en que el viento genera rotación en el eje de baja velocidad. El viento golpea las aspas de la turbina con una velocidad U , lo que provoca la aparición de un torque aerodinámico T_a sobre el eje de baja velocidad. Estas variables se pueden relacionar mediante (2).

$$T_a = \frac{1}{2} \rho \pi U^2 R^3 \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \quad (2)$$

donde

ρ	densidad del aire;
R	radio del círculo descrito por las aspas de la turbina;
β	ángulo de paso de las aspas;
λ	relación punta-velocidad descrita por (3).

$$\lambda = \frac{R\Omega}{U} \quad (3)$$

Con Ω como velocidad de rotación en el eje de baja velocidad. Además, en (2), $C_p(\lambda, \beta)$ es el coeficiente de potencia que se aproxima experimentalmente con los datos de la variación del coeficiente de potencia en función del ángulo de paso y de la relación punta-velocidad. Se interpola el valor aproximado del coeficiente en función de los valores de recepción de β y λ .

Para la parte mecánica del modelo, se utiliza el enfoque de [27], donde se reduce el análisis a los ejes de baja y alta velocidad. Estos ejes se unen mediante engranajes con una relación de transmisión N . De esta forma, es posible relacionar el torque aerodinámico T_a con la velocidad de giro del generador ω_g , mediante la ecuación diferencial mostrada en (4).

$$J_h \dot{\omega}_g = \frac{T_a}{N} - T_g \quad (4)$$

En (4), T_g es el torque demandado del generador y J_h es el momento de inercia combinado del sistema, que se describe mediante (3).

$$J_h = \frac{J_\Omega + J_b}{N^2} + J_g \quad (5)$$

En (3), J_Ω y J_g son, respectivamente, los momentos de inercia de los ejes de baja y alta velocidad. A su vez, J_b es el momento de inercia combinado del álabe.

La integración del componente aerodinámico (2) y mecánico (4) permite la representación del aerogenerador. El modelo se obtiene al implementar tales ecuaciones en el entorno Matlab/Simulink [28]. Los parámetros utilizados en el modelo se muestran en el CUADRO II. Los parámetros se eligieron para que correspondieran a los parámetros recopilados de datos de fabricantes de aerogeneradores de eje horizontal de velocidad variable y paso regulado de 5 MW, cuya velocidad nominal del viento es de aproximadamente 11,5 m/s [29].

B. Diseño del control predictivo

La turbina eólica opera en un amplio espectro de velocidades del viento y los objetivos del control se modifican en función de dicho rango. En velocidades bajas, el objetivo principal es la captura de la máxima energía eólica posible. Por otro lado, en velocidades altas, el objetivo es mantener la potencia nominal de salida. En consecuencia, el problema del control es multiobjetivo. El propósito principal es guiar la velocidad del generador desde un estado inicial hasta el estado estable deseado y mantenerlo regulado, rechazando las perturbaciones y respetando las restricciones de control y entrada.

El control MPC es muy utilizado en el control de grandes y complejos sistemas. En mejora el rendimiento y la estabilidad al gestionar las restricciones. Con el aumento del tamaño y la capacidad de los parques eólicos en los últimos años, las soluciones MPC ofrecen soluciones óptimas debido a la gran capacidad computacional.

El aerogenerador de velocidad variable y paso regulado está equipado con un controlador de ajuste de potencia (PAC por sus siglas en inglés). El controlador del parque eólico utiliza del PAC para ajustar la potencia producida por cada aerogenerador y adaptar la potencia de salida del parque eólico a los requisitos de la red.

CUADRO II
PARÁMETROS DEL MODELO NO LINEAL DEL
AEROGENERADOR [29]

Parámetro	Valor
ρ	1,225 kg/m ³
R	63 m
N	97
J_Ω	15926 kg m ²
J_b	35328141 kg m ²
J_g	534,116 kg m ²

Las estrategias clásicas de control de aerogeneradores utilizan un conjunto de dos controladores PI para regular la velocidad del generador. En funcionamiento a carga parcial, el torque del generador es manipulado por el primer controlador PI para que la velocidad del generador siga la referencia. En régimen de plena carga, el torque se fija en su valor nominal, mientras que el ángulo de paso es manipulado por el segundo controlador PI, para regular la velocidad del generador en su valor nominal. En este artículo, se presenta un nuevo esquema en el que se utilizan controladores MPC para el funcionamiento de los controladores PI.

La ventaja del controlador es que se pueden incluir efectos aerodinámicos no lineales, restricciones tanto en los estados como en las entradas y funciones de costo complejas. La respuesta del lazo cerrado utilizando el control predictivo propuesto se compara con una estrategia de control PID que se utiliza tradicionalmente en la turbina. El control MPC tiene la ventaja de que se pueden establecer restricciones a la señal de control para que no sea necesario ejercer gran esfuerzo de control; además, permite que dicha señal no utilice valores físicamente inalcanzables. Otra ventaja es que puede ser utilizado en sistemas no lineales. Así, el control MPC resulta de gran utilidad, ya que se basa en un modelo de constante optimización, en donde se optimiza la señal de control en periodos cortos de tiempo (llamados horizonte), para poder modificar la salida hasta alcanzar la referencia deseada.

El algoritmo MPC, explicado en [30], se basa en la minimización de una función de costo J que incluye los errores y los esfuerzos de control. La función de costo de control DMC viene dada por (6).

$$J = \sum_{j=1}^p [\hat{y}(t) - r(t+j)]^2 + \sum_{j=1}^m \gamma [\Delta u(t+j-1)]^2 \quad (6)$$

donde

- \hat{y} predicción de las salidas;
- r referencias futuras para las variables controladas;
- Δu vector con los cambios futuros en las acciones de control;
- p horizonte de predicción;
- m horizonte de control;
- γ peso de los esfuerzos de control.

Estos últimos parámetros (p , m , γ) se ajustan utilizando el criterio de variación de potencia V_r para obtener la respuesta óptima. Este criterio se calcula como la diferencia porcentual entre la potencia regulada y la demandada. Según las normas comerciales, las fluctuaciones en torno a la potencia demandada deben ser inferiores al 10 %, por lo que este valor se utilizó como medida de ajuste.

Las ecuaciones de predicción de la salida se obtienen del modelo en variables de estado linealizado. La matriz de predicción a lo largo del horizonte viene dada por (7).

$$\mathbf{y} = \mathbf{F}\hat{\mathbf{x}}(t) + \mathbf{H}\mathbf{u} \quad (7)$$

Aquí $\mathbf{u} = [\Delta u(t) \Delta u(t+1) \dots \Delta u(t+m-1)]^T$ es un vector de incrementos de la señal de control futuros, \mathbf{H} es una matriz triangular inferior en bloque con sus elementos no nulos definidos como $\mathbf{H}_{ij} = \mathbf{C}\mathbf{A}^{ij}\mathbf{B}$ y la matriz $\mathbf{F} = [\mathbf{C}\mathbf{A}\mathbf{C}\mathbf{A}^2 \dots \mathbf{C}\mathbf{A}^m]^T$. La ecuación (7) se compone de un término que depende del estado actual y el segundo depende del vector de acciones de control futuras.

Al derivar las matrices de predicción, se optimiza la función de costo J y se obtiene la señal de control. Esto se logra resolviendo la función cuadrática expresada en (8).

$$J = (\mathbf{H}\mathbf{u} + \mathbf{F}\hat{\mathbf{x}}(t) - \mathbf{r})^T + (\mathbf{H}\mathbf{u} + \mathbf{F}\hat{\mathbf{x}}(t) - \mathbf{r})^T + \lambda \mathbf{u}^T \mathbf{u} \quad (8)$$

Dicha función cuadrática se resuelve en Matlab [28] utilizando el comando de programación cuadrática llamado “quadprog”.

III. RESULTADOS

A. Comparativa de los modelos

Para evaluar la validez del modelo desarrollado, se compara con el modelo linealizado de aerogenerador de 5 MW y perfiles de viento turbulento descrito en [19]. Además, se utilizan los parámetros de la turbina Supergen y se analiza la respuesta en frecuencia mediante el diagrama de Bode. La velocidad nominal del viento se aproximará a 12 m/s. Se estudian tres modos de funcionamiento de acuerdo con la velocidad del viento: por debajo de la velocidad nominal del viento (10 m/s) y por encima de la velocidad nominal del viento (12 m/s y 14 m/s). Por debajo de la velocidad nominal del viento, la entrada del proceso es el torque demandado, mientras que por encima de la velocidad nominal del viento la entrada es el ángulo de paso. En el primer modo, se utiliza una velocidad media del viento de 10 m/s, una velocidad del generador de 117 rad/s y se emplea un torque demandado de 30 kNm. Para el segundo modo, el ángulo de paso es de 0,0324 rad, una velocidad del viento de 12 m/s, una velocidad del generador de 119 rad/s y un torque demandado de 43 kNm. Finalmente, en el tercer modo de funcionamiento, se emplea un ángulo de paso de 0,1345 rad, una velocidad del viento de 14 m/s, una velocidad del generador de 119 rad/s y un torque demandado de 43 kNm.

Las respuestas de frecuencia de lazo abierto de los modelos lineales, para velocidades medias del viento de 10 m/s, 12 m/s y 14 m/s, se muestran en las Fig. 2 y Fig. 3, en comparación con las respuestas de frecuencia de lazo abierto del modelo no lineal presentado en este trabajo. Específicamente, la Fig. 2 ilustra el modo de funcionamiento por debajo de la velocidad nominal del viento. Se evidencia que el modelo lineal presenta oscilaciones por el modelo del tren de transmisión y de la torre, mientras que el modelo no lineal exhibe una respuesta amortiguada. Estas oscilaciones, si no se reducen, pueden inestabilizar el proceso, por lo que se emplean amortiguadores en la turbina para mitigar su impacto.

Uno de los requisitos de respuesta en frecuencia del sistema es que requiere una atenuación de alta frecuencia para reducir la actividad del actuador. Asimismo, se considera que es deseable un margen de ganancia elevado.

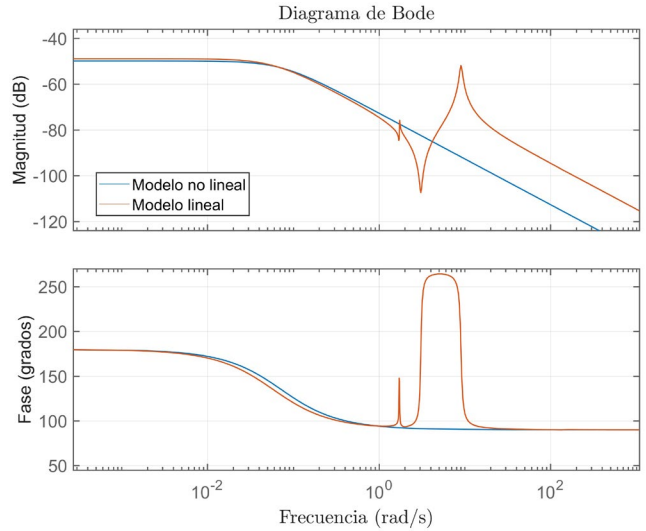


Fig. 2. Respuestas de frecuencia del modelo lineal y no lineal a una velocidad media del viento de 10 m/s.

Los resultados de la comparación de los dos modos de operación por encima de la velocidad nominal del viento se muestran en la Fig. 3. Se puede observar que los modelos presentan una disminución rápida de la magnitud, particularmente en el modelo no lineal. Este modelo muestra una mayor sensibilidad a la velocidad media del viento y se aleja del modelo lineal a medida que la velocidad del viento disminuye. Nuevamente, en el modelo lineal, se generan picos en la respuesta en frecuencia, atribuidos al modo de acople del rotor con el tren motriz y la torre en el modelo.

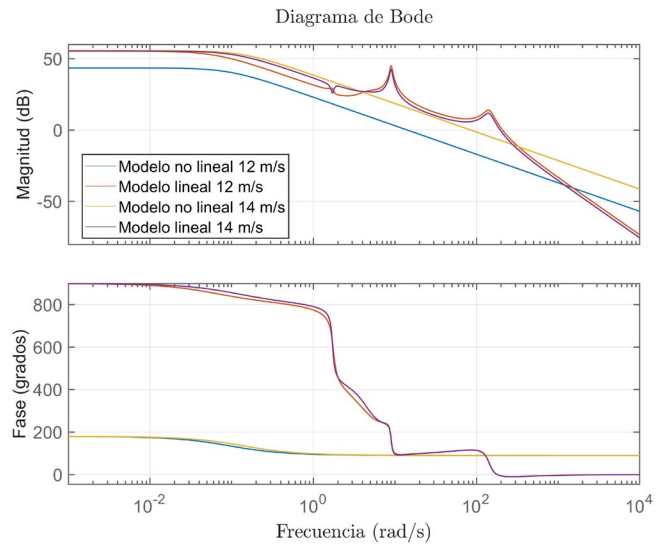


Fig. 3. Respuestas de frecuencia del modelo lineal y no lineal a una velocidad media del viento de 12 m/s y 14 m/s.

Al comparar la Fig. 2 y la Fig. 3, en cuanto a la operación por debajo de la velocidad nominal del viento, se observa que la turbina presenta una baja magnitud de ganancia, por lo que, en el controlador por desarrollar, deberá aumentar la ganancia y usar el torque del generador para regular la potencia de salida. En cambio, en modo de funcionamiento por encima de la velocidad nominal, se podrán usar variaciones bajas del ángulo de paso para inclinar las palas y limitar la potencia de salida.

Una limitación de este modelo es precisamente la baja ganancia respecto al modelo lineal. Esto se debe a que el propuesto no tiene en cuenta las pérdidas causadas por el amortiguamiento en los ejes, ya que este fenómeno es extremadamente difícil de modelar bajo un régimen de análisis no lineal. El modelo no lineal reducido representa el comportamiento de la turbina con suficiente fidelidad y se considera apropiado para respaldar la tarea de diseño de control. En la siguiente sección, se procederá al diseño de un controlador MPC en función de la dinámica del aerogenerador.

B. Pruebas de lazo cerrado con MPC

Los controladores en cada punto operativo tienen estructuras diferentes. El controlador en el modo de 10 m/s aprovecha el torque del generador para regular la potencia de salida, mientras que el controlador con 12 m/s y 14 m/s inclina las palas para limitar la potencia de salida. El empleo simultáneo tanto del torque del generador como de la inclinación en cada modo resulta inviable, debido a restricciones físicas inherentes. Por lo tanto, se requiere un control con ganancia deslizante para cambiar por completo los controladores y obtener un control de envolvente completo de la turbina, lo cual excede el alcance de este estudio.

El controlador local se diseña con el modelo en variables de estados del aerogenerador presentado en (1), para una velocidad del viento de 14 m/s, por encima de la velocidad nominal y una

velocidad del generador de 122,9 rad/s. El control predictivo se implementa para regular la velocidad del generador, manipulando el ángulo de paso. Se procederá a realizar las simulaciones con la velocidad del viento 14 m/s, ya que esta representa el punto de funcionamiento no lineal en el que se maximiza la producción de energía.

El lazo de control con el aerogenerador utiliza un tiempo de muestreo $T_s = 0,02$ s. Este valor es bajo y se utiliza así de acuerdo con datos publicados por los fabricantes de turbinas, ya que permite el uso de hardware compatible con dichas frecuencias. El horizonte de predicción es $p = 30$ y $m = 20$. La ponderación tiene un valor de $\gamma = 0,001$. El punto de operación de la señal de control es 0,0324 rad, con un torque demandado de 30 kNm. Las restricciones del controlador se establecen según las limitaciones físicas de los actuadores de la turbina como $\Delta u_{\text{máx.}} = 0.0021$ rad, $u_{\text{mín.}} = -0.1345$ rad y $u_{\text{máx.}} = 1.483$ rad.

La potencia generada es la potencia de salida medida en vatios (W), obtenida mediante el par del generador medido en newton metros (Nm) y la velocidad angular del generador medida en radianes por segundo (rad/s). La eficiencia del aerogenerador de 5 MW es del 94,4 %.

Los resultados de la simulación se muestran en la Fig. 4 para una velocidad del generador deseada de 119 rad/s. Además, se utiliza un modelo del viento estocástico. Uno de los principales desafíos en régimen de plena carga radica en que las fluctuaciones aleatorias en la velocidad del viento provocan una variación continua en la potencia de salida en estado estacionario.

Además, debido a las limitaciones de los actuadores, la conmutación debe ser suave. Asimismo, se deben abordar otras cuestiones, como la reducción de la fatiga de los actuadores, que provoca un aumento de las averías, lo cual es un tema crítico en los parques marinos. Este tema excede el alcance del presente artículo.

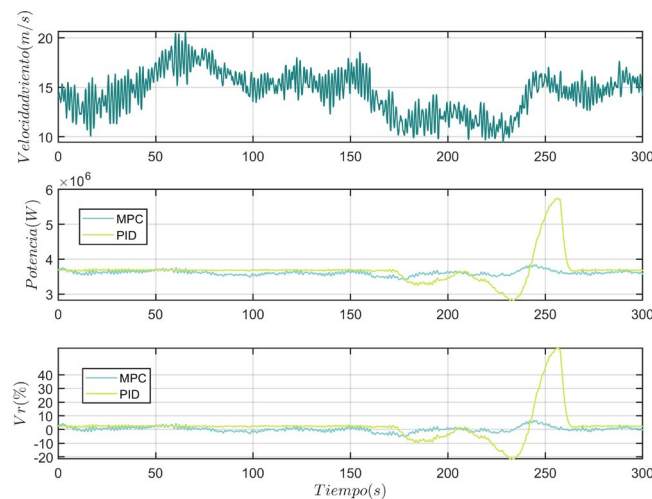


Fig. 4. Comparación de salidas de potencia y variación de potencia para el control predictivo y convencional.

CUADRO III
COMPARATIVA DE LOS ÍNDICES DE DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

Controlador	Fluctuación promedio Vr (%)	Fluctuación máxima Vr (%)	Potencia RMS (MW)	Potencia Promedio (MW)	Desviación estándar (MW)
MPC	0,2001	6,51	3,7206	3,5935	1,9564
PID	1,6844	59,4817	3,6804	3,6606	3,8127

En el CUADRO III, se muestra una comparativa de los índices de desempeño resultantes de los sistemas de control. Entre los índices, destacan el porcentaje promedio de fluctuaciones de potencia y su valor máximo, la potencia RMS y su valor promedio, así como la desviación estándar.

Los resultados revelan que los valores de potencia promedio y RMS muestran una cercanía con el valor de consigna de 3,6 MW. Las fluctuaciones en torno a la potencia demandada, Vr, señalan que la turbina con el control MPC tiene una menor variación. Está claro que la solución óptima del controlador MPC consigue la menor desviación estándar, el error más bajo y fluctuaciones por debajo de 6,51 %, aun bajo el perfil de viento turbulento.

En el ámbito de la investigación, se plantea la comparación entre el MPC y los controladores MPC, LQG y H_∞ expuestos en [26]. Estos últimos exhiben fluctuaciones apenas por debajo del 12 %, mientras que el diseño propuesto supera ampliamente estas variaciones, lo que sugiere una mayor robustez y estabilidad en el sistema. La mayor parte de los modelos de aerogeneradores y parques eólicos analizados en la bibliografía no incorporan la dinámica de control de los aerogeneradores, a pesar de que esta tiene un impacto significativo en el funcionamiento de dichas máquinas y parques.

Los resultados de esta sección muestran que el último objetivo de implementar un MPC para manipular el ángulo de paso y controlar la velocidad del generador frente a las variaciones aleatorias del viento ha sido alcanzado, ya que los resultados están dentro de los límites de fluctuación de potencia. El modelo puede ser optimizado en una fase posterior, mediante la incorporación de un control de ganancia deslizante que permita cambiar la estructura de control cuando ocurra un cambio en el punto de funcionamiento. Así, se lograría el control de envolvente completo de la turbina. Además, es posible modelar el convertidor de potencia electrónica que realiza la interfaz entre el aerogenerador y la red eléctrica, el cual tiene funciones clave en el funcionamiento de velocidad variable de la turbina eólica. También, se puede modelar un sistema de amortiguamiento del tren de transmisión y de la torre, o bien emplear una técnica robusta para incluir mejoras en la respuesta en frecuencia.

IV. CONCLUSIONES

El modelo no lineal desarrollado representa el comportamiento de una turbina de 5 MW con suficiente fidelidad, a la vez que ofrece la flexibilidad necesaria para cambiar el diseño según los

parámetros de nuevas turbinas. En el lazo cerrado utilizando el control predictivo, se demostró que se cumplen con las exigencias mínimas de variación de potencia y el desempeño del controlador es superior al del controlador convencional. Más aún, el modelo puede desarrollarse para turbinas marinas de mayor escala y adaptarse a los modelos del viento para la explotación de la energía eólica en el país y la región.

ROLES DE LA PERSONA AUTORA

Mercedes Chacón: Conceptualización, Curación de datos, Análisis formal, Adquisición de fondos, Investigación, Metodología, Recursos, Software, Supervisión, Validación, Visualización, Redacción – borrador original, Redacción – revisión y edición.

REFERENCIAS

- [1] J. Lee y F. Zhao, “Global Wind Report 2024”, Global Wind Energy Council, Bruselas, Bélgica, 2024.
- [2] V. Benfica y A. Marques, “Technological and financial development as drivers of Latin America’s energy transition”, *Renewable Energy*, vol. 237, Art. no. 121664, dic. 2024, doi: 10.1016/j.renene.2024.121664.
- [3] Ministerio de Ambiente y Energía, “Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050”, Gobierno de Costa Rica, San José, Costa Rica, 2018.
- [4] P. O. Girot y I. A. Delgado, “Política Nacional de Adaptación ante el Cambio Climático 2018-2030”, Gobierno de Costa Rica, 2018.
- [5] The Wind Power, Wind Energy Market Intelligence, “Costa Rica Production capacities”. (2023). Distribuido por The Wind Power. https://www.thewindpower.net/country_en_29_costa-rica.php
- [6] K. Torres-Castro, C. Torres-Quirós y G. Richmond-Navarro, “Microgeneración de energía eólica en un entorno boscoso en Costa Rica: estudio de caso”, *Tecnología en Marcha*, vol. 34, no. 3, pp. 61-69, jun. 2021, doi: 10.18845/tm.v34i3.5063.
- [7] Banco Centroamericano de Integración Económica, “La Cruz de Guanacaste es la zona con mayor potencial para la generación de energía eólica marina en Costa Rica, con-

- cluye estudio apoyado por el BCIE y Corea”. <https://www.bcie.org/novedades/noticias/articulo/la-cruz-de-guanacaste-es-la-zona-con-mayor-potencial-para-la-generacion-de-energia-eolica-marina-en-costa-rica-concluye-estudio-apoyado-por-el-bcie-y-la-republica-de-corea> (accesado en nov. 18, 2024).
- [8] J. A. Roca, “Costa Rica, líder mundial en energías renovables, considera la expansión de la energía eólica marina”, *El periodico de la energía*, sep. 2021. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/costa-rica-lider-mundial-en-energias-renovables-considera-la-expansion-de-la-energia-eolica-marina/>
- [9] G. Richmond-Navarro, G. Murillo-Zumbado, J. F. Piedra-Segura y P. Casa nova-Treto, “Estado actual de la investigación sobre turbinas eólicas en Costa Rica”, *Tecnología en Marcha*, vol. 32, no. 2, may. 2019, doi: 10.18845/tm.v32i2.4349.
- [10] Coopeguanacaste, “Parques de Generación Eléctrica”. <https://copeguanacaste.com/parques-de-generacion-electrica/> (accesado en nov. 27, 2024).
- [11] Dirección de Desarrollo, Departamento Proyectos de Generación, “Proyectos eólicos”, *Compañía Nacional de Fuerza y Luz*, San José, Costa Rica, oct. 2004.
- [12] A. L. Loría-García, E. M. Villalobos-Granados y C. Piedra-Santamaría, “Modelo de toma de decisiones de mantenimiento basado en la predicción de vida útil para componentes de sistemas eólicos en Costa Rica”, *Tecnología en Marcha*, vol. 30, no. 3, oct. 2017, doi: 10.18845/tm.v30i3.3279.
- [13] R. Matarrita-Chaves, G. Richmond-Navarro, G. Murillo-Zumbado y M. Jiménez-Ceciliano, “Estimación de la rentabilidad de una turbina eólica comercial de pequeña escala en Costa Rica”, *Tecnología en Marcha*, vol. 35, no. 7, pp. 5-18, jul. 2022, doi: 10.18845/tm.v35i7.6329.
- [14] G. Richmond-Navarro, G. Murillo-Zumbado y P. Marin-Guillen, “Modelo dinámico de la velocidad del viento en una zona boscosa tropical”, *Tecnología en Marcha*, vol. 35, no. 2, pp. 3-15, mar. 2022, doi: 10.18845/tm.v35i2.5465.
- [15] S. Fadaei, F. F. Afagh y R. G. Langlois, “A Survey of Numerical Simulation Tools for Offshore Wind Turbine Systems”, *Wind*, vol. 4, no. 1, pp. 1-24, ene. 2024, doi: 10.3390/wind4010001.
- [16] S. Miller. *Wind Turbine Model*. (2025). MathWorks. Accesado en: 11 may., 2025. [En línea]. Disponible en: <https://github.com/mathworks/Simscape-Wind-Turbine/releases/tag/24.2.3.5>
- [17] S. M. Mueeen, R. Takahashi, T. Murata y J. Tamura, “A Variable Speed Wind Turbine Control Strategy to Meet Wind Farm Grid Code Requirements”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 331-340, feb. 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030421.
- [18] T.-T. Nguyen, T. Vu, T. Ortmeier, G. Stefopoulos, G. Pedrick y J. MacDowell, “Real-time Modeling of Offshore Wind Turbines for Transient Simulation and Studies”, *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Toronto, ON, Canadá, 2021, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/IECON48115.2021.9589222.
- [19] S.-h. Hur, “Modelling and control of a wind turbine and farm”, *Energy*, vol. 156, pp. 360-370, ago. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.05.071.
- [20] J. Baruah, P. Venkaiah, N. Kumar, B. K. Sarkar y N. Alom, “Offshore Wind Turbine Pitch Control with Aeroelastic Effect”, *2022 IEEE IAS Global Conference on Emerging Technologies (GlobConET)*, Arad, Rumanía, 2022, pp. 875-880, doi: 10.1109/GlobConET53749.2022.9872444.
- [21] J. Zhang, L. Liu, Y. Liu, Y. Zhu y J. Yan, “Research on Robust Model Predictive Control Strategy of Wind Turbines to Reduce Wind Power Fluctuation”, *Electric Power Systems Research*, vol. 213, Art. no. 108809, dic. 2022, doi: 10.1016/j.epr.2022.108809.
- [22] A. Routray y S.-h. Hur, “Power regulation of a wind farm through flexible operation of turbines using predictive control”, *Energy*, vol. 313, Art. no. 133917, 2024.
- [23] Y. Guo, H. Gao, Q. Wu, J. Østergaard, D. Yu y M. Shahidehpour, “Distributed coordinated active and reactive power control of wind farms based on model predictive control”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 104, pp. 78-88, ene. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.06.043.
- [24] Dorsett Controls. *Modular Process Controller (MPC)*. Accesado: 28 nov., 2023. [En línea]. Disponible en: <https://dorsettcontrols.com/modular-process-controller-mpc/>
- [25] C.-K. Chang y S.-G. Zheng, “Combined predictive feed-forward and feedback control for blade pitch of wind turbine”, *2021 International Automatic Control Conference (CACCS)*, Chiayi, Taiwan, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/CACCS52606.2021.9639044.
- [26] Y.-s. Reddy y S.-h. Hur., “Comparison of Optimal Control Designs for a 5 MW Wind Turbine”, *Applied Sciences*, vol. 11, no. 18, Art. no. 8774, sep. 2021, doi: 10.3390/app11188774.
- [27] L. Munteanu, A. L. Bratcu, N. A. Cutululis y E. Ceanga, “WECS Modelling”, en *Optimal Control of Wind Energy Systems*. Londres, Reino Unido: Springer, 2008.
- [28] MATLAB. (R2023a). MathWorks.
- [29] B. Leithead, “Exemplar Wind Turbines. Durham: Theme X Workshop”, Durham, Reino Unido, jul. 2007.
- [30] E. F. Camacho y C. Bordons, *Model predictive control*, 2.a ed. Londres, Reino Unido: Springer, 2007.