

Estimación de dirección de viento para control de dirección de turbina eólica utilizando modelos computacionales de fluidodinámica.

Jorge Leiva-Muñoz¹, Francisco Lagos-Novoa¹, Cristian Morales-Carrasco¹, Rodrigo Soto-Valle¹, Boris Pavez-Lazo^{1,2}, Roberto Moncada-Gatica^{1,2}, Renato Hunter-Alarcón¹.

¹Laboratorio de Materiales Compuestos y Energías Renovables, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de La Frontera, Chile. Email: jorge.leiva@ufrontera.cl

²Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de La Frontera, Chile. Email: roberto.moncada@ufrontera.cl

Resumen

Este trabajo se enfoca en poder determinar de forma simulada los efectos que tiene la estela en la lectura de la veleta y determinar de esta forma la perturbación producida por el efecto del viento perturbado. De esta forma se puede considerar esta perturbación en los sistemas de control, maximizando de este modo la potencia generada por la turbina eólica. Este trabajo considera simulaciones de fluido dinámica computacional para 9 velocidades de viento que están dentro del rango de operatividad del aerogenerador que varían entre 5 y 13 [m/s] y con una velocidad de rotación que varía entre 5.29 y 12.94 [rad/s]. Los resultados indican que por efecto de la perturbación del viento el error de medición de la veleta varía entre 2.35 y 4.07 grados según la velocidad de viento incidente en la turbina.

Palabras clave: Turbinas eólicas; CFD; yaw.

Abstract

This work focuses on simulating the effects of the wake on the wind vane readings and thus determining the disturbance caused by the disturbed wind effect. By doing so, this disturbance can be considered in control systems, thereby maximizing the power generated by the wind turbine. This study includes computational fluid dynamics simulations for nine wind speeds within the operating range of the wind turbine, which vary between 5 and 13 [m/s], and a rotational speed that varies between 5.29 and 12.94 [rad/s]. The results indicate that due to the wind disturbance, the wind vane measurement error varies between 2.35 and 4.07 degrees depending on the incident wind speed on the turbine.

Keywords: Wind Turbines; CFD; yaw.

1. Introducción

Una de las problemáticas más importantes que enfrenta la comunidad global es encontrar y aplicar soluciones para promover la transición a energías limpias y combatir los efectos del cambio climático. El requerimiento principal es reducir las emisiones nocivas producidas por las fuentes convencionales a la mitad para el año 2030, y a cero para el año 2050

[1]. Estimaciones de Bloomberg New Energy Finance sugieren que la demanda mundial de energía eléctrica podría superar los 38.000 (TW/h) anuales en el año 2050 [2]. Dentro de todas las alternativas existentes, la energía eólica es actualmente una de las más utilizadas, alcanzando a producir cerca del 6% de la electricidad requerida para todo el planeta [3]. Una turbina típica produce energía en el orden de los MW, y está equipada con un sistema que controla de

manera activa la dirección de la góndola hacia la dirección real del viento; sin embargo, en la práctica existen muchas variables que perturban la correcta alineación. Este error de angulación (δ) es una debilidad crítica de estos sistemas, ya que la potencia generada disminuye de manera proporcional, indicando que si bien las pequeñas desviaciones tienen un impacto moderado, grandes desviaciones resultan en una pérdida importante en la potencia generada. Específicamente, las turbinas eólicas de eje horizontal presentan un error de yaw permanente en un rango de ± 2 a 4 grados, superando en algunos casos los ± 10 grados, lo que tiene como consecuencia una disminución de la potencia eléctrica generada entre un 1 y 3%. Teniendo en cuenta que la generación mundial de energía eólica es de alrededor de 1500 TWh por año, incluso las pérdidas del 1% superan los 15 TWh al año a un costo promedio de 10 ¢/kWh lo que se traduce en pérdidas alrededor de 1.500 millones de dólares estadounidenses [4].

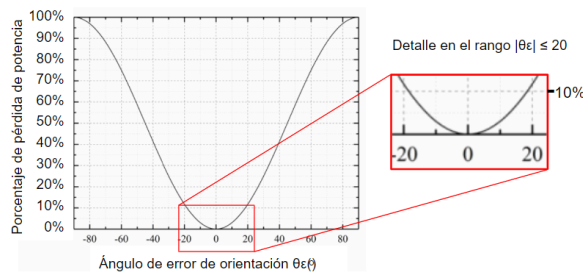


Figura 1. Relación entre el porcentaje de pérdida de potencia del aerogenerador y la variación del error de ángulo de yaw. Adaptado de [5].

Contar con la capacidad de mejorar la toma de decisiones del sistema de orientación de las turbinas eólicas permitirá optimizar la eficiencia de este tipo de aerogeneradores y junto con ello disminuir la posibilidad de errores de orientación durante su funcionamiento, lo cual aumentará la generación de energía en periodos prolongados de funcionamiento. Por otra parte, la optimización del sistema de control de orientación genera un beneficio en cuanto al índice de falla de las turbinas eólicas. Estudios revelan que los índices de falla de los sistemas de orientación alcanzan un 12.5%, del total de fallos en una turbina eólica, lo que disminuye la potencia efectiva y aumenta la fluctuación [6] [7].

En su enfoque más simple, el problema de optimizar la potencia eólica generada puede analizarse desde el control de yaw un aerogenerador, limitando el problema sólo a maximizar su producción energética. Prácticamente la totalidad de las turbinas eólicas de eje horizontal han sido diseñadas de tal forma que logran su máxima eficiencia cuando su nacelle está enfrentada con la dirección del viento, obteniendo su

máxima potencia como lo indica la siguiente expresión.

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

Dónde P es la potencia generada, ρ es la densidad del aire [kg/m³], R es el radio del rotor [m], V es la velocidad del viento [m/s], C_p es el coeficiente de potencia del aerogenerador que es una función de λ y β , donde λ es la relación de velocidad de la punta de la pala que se obtiene de la ecuación (2) y β es el ángulo de pitch del perfil aerodinámico [8].

$$\lambda = \frac{\omega R}{V} \quad (2)$$

Dónde ω es la velocidad angular [rad/s], R es el radio del rotor [m] y V es la velocidad del viento [m/s].

El sistema de control yaw, entrega señales a los mecanismos y piezas móviles para que roten alrededor del eje vertical de la torre y orienten la turbina con tal de lograr una desviación angular mínima [9]. Este control se alimenta de las señales que entregan los sensores de la propia turbina como es la veleta quien entrega la dirección del viento y también el anemómetro que indica la velocidad del viento. Por lo general estos sensores se ubican posterior al rotor del aerogenerador, lo que supone que la lectura es una medición inexacta debido a las turbulencias generadas por la rotación del rotor [10]. La estela producida por el aerogenerador es una estructura de flujo que tiene como características principales una velocidad de viento reducida, esto se debe a que la turbina eólica extrae energía cinética del flujo, y por otra parte, se presenta un aumento de la turbulencia por la obstrucción del flujo producido por la turbina [11].

Es posible determinar la perturbación en lectura de la veleta respecto de la dirección predominante del viento mediante simulaciones de fluidodinámica computacional (CFD).

Las simulaciones computacionales son una herramienta poderosa dentro del campo de las ingenierías, que abarcan desde la industria aeroespacial, automotriz, climatología, energía, entre otras. Esta herramienta se basa en el método de los elementos finitos y nos permite tener una aproximación real con una alta exactitud en el estudio de los distintos fenómenos asociados al comportamiento de los fluidos bajo ciertas condiciones naturales. Estas predicciones numéricas son fundamentales para comprender la aerodinámica de los aerogeneradores y optimizar el diseño de parques eólicos [12].

El objetivo de este trabajo es obtener mediante simulaciones CFD la perturbación en la observación

de la dirección predominante del viento en la posición de la veleta sobre el nacelle de la turbina eólica. Lo que permitirá mejorar el sistema de control, reduciendo la desalineación del aerogenerador respecto a la dirección del viento y aumentar la potencia eléctrica generada por la turbina.

2. Metodología

Se modela en escala 1:1 una turbina eólica de 20 kW de potencia nominal, que cuenta con un diámetro de rotor de 10 m y una altura total desde el suelo al eje de 22 metros. Los perfiles aerodinámicos utilizados en las aspas son el NACA 63-230 y NACA 63-215 en distintas secuencias de alabeo a lo largo de los 5 metros de envergadura (Figura 2).

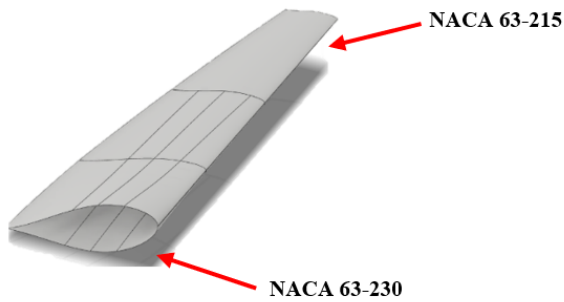


Figura 2. Distribución de perfiles aerodinámicos NACA 63-230 y NACA 63-215.

Se implementó un modelo de fluidodinámica computacional (CFD) en ANSYS utilizando un túnel de viento de 30 metros de ancho, 30 metros de alto y 90 metros de largo, y una turbina eólica con parámetros constructivos idénticos a la turbina de 20 kW descrita anteriormente.

Los distintos escenarios modelados responden a las condiciones esperadas de rotación de la turbina, describiendo un rango de velocidades entre 5 y 13 [m/s] y velocidades de rotación entre 5.39 y 14.01 [rad/s]. Las velocidades de entrada en el túnel de viento fueron variando con paso de 1 [m/s], mientras que las velocidad de rotación se fueron obtenidas mediante la ecuación (2) con un TSR (tip speed ratio en inglés) igual a 5.39.

$$\lambda = \frac{\omega R}{V} = 5.39$$

En la Figura 3 se observan las condiciones de borde de simulación del aerogenerador, donde se identifica la entrada al túnel de viento, como también la salida del flujo. Además, se definen las paredes del túnel y la región rotativa que contiene al rotor de la turbina.

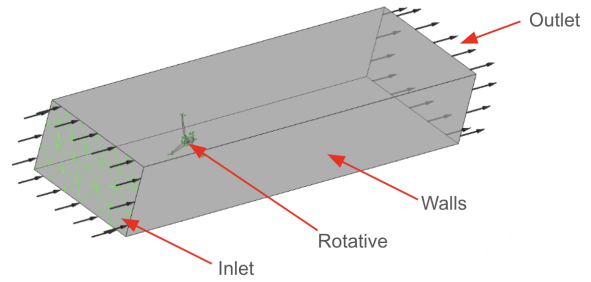


Figura 3. Representación de las condiciones de borde de cálculo.

El estudio transiente se realizó utilizando un modelo de viscosidad k-epsilon Standard que es gobernado por las ecuaciones (3) y (4). También se usó un tratamiento de pared estándar (Standard Wall Functions) para modelar la capa límite cerca de las paredes en simulación de CFD. Las constantes del modelo utilizado son $C_{\mu}=0.09$; $C1\text{-Epsilon}=1.44$; $C2\text{-Epsilon}=1.92$; $TKE=1$; $TDR=1.3$.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k + G_b - \rho \epsilon - Y_M + S_k \quad (3)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \epsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \epsilon u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\epsilon} \right) \frac{\partial \epsilon}{\partial x_j} \right] + C_{1\epsilon} \frac{\epsilon}{k} (G_k + C_{3\epsilon} G_b) - C_{2\epsilon} \rho \frac{\epsilon^2}{k} + S_\epsilon \quad (4)$$

El modelo de la turbina de la simulación (Figura 4) cuenta con una turbina tripala de un diámetro del rotor de 10 [m], una nacelle de 1.2 [m] de diámetro y un largo de 1.8 [m], sobre ella se agrega el diseño de una veleta a escala 1:1 del modelo NRG 200M de la marca NRG System, el cual será la región dónde se tomarán los datos aguas abajo de la dirección y velocidad del viento.

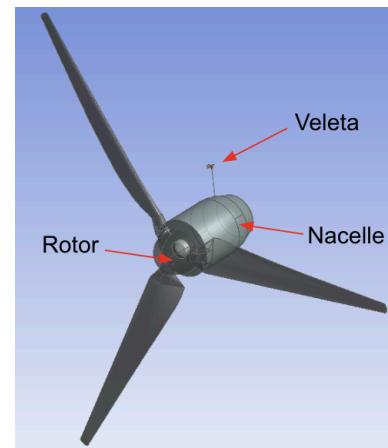


Figura 4. Geometría del rotor y nacelle a escala 1:1.

El mallado de la geometría está conformado en su totalidad por elementos del tipo tetraédricos con 44335 nodos y 235649 elementos (Figura 5). El tamaño máximo permitido para las caras de los elementos es 4807.60 [mm] y un tamaño mínimo permitido de 48.08 [mm].

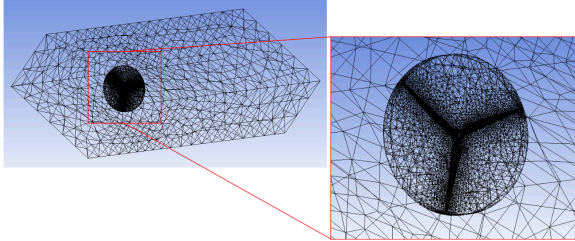


Figura 5. Mallado del túnel de viento y mallado de la región rotativa.

Para construir el modelo, se emplearon dos dominios: uno estático que representa el túnel de viento, y otro rotatorio que abarca el volumen de control del aerogenerador.

En la zona de la veleta se genera un mallado refinado con un patrón rectangular (Figura 6) para poder cuantificar de manera precisa la dirección y velocidad de viento que está actuando sobre la veleta, y así poder observar las posibles desviaciones respecto al viento incidente del plano del rotor. El patrón rectangular de 100 puntos tiene dimensiones de un plano: 1.05 [m] a lo largo del eje X y 2 [m] a lo largo del eje Z. Se generaron 3 planos de 100 puntos equidistantes a 10 [cm] entre cada uno y centrado en la ubicación de la veleta. El plano intermedio corresponde al que intersecta a la altura de la veleta.

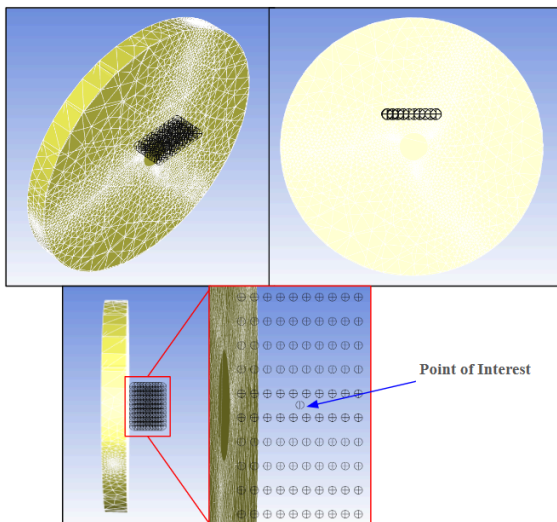


Figura 6. Posición de los puntos de medición de magnitud de la velocidad en la región estática aguas abajo de la región rotatoria. Se genera una nube de puntos en la posición de la

veleta y su vecindad. En este trabajo se reporta las mediciones en la posición de la veleta únicamente.

Finalmente se realizan nueve casos de estudio, en la que se va variando la velocidad del viento en la entrada del túnel de viento, como también la velocidad angular con la que va girando el rotor de acuerdo a la velocidad de entrada según la ecuación (2). El detalle de las simulaciones realizadas se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1. Simulaciones realizadas para distintas velocidades de viento y rotación.

Simulación (s)	V (entrada) [m/s]	ω (rotación) [rad/s]
1	5	5.39
2	6	6.49
3	7	7.55
4	8	8.62
5	9	9.70
6	10	10.78
7	11	11.86
8	12	12.94
9	13	14.01

Para determinar el vector velocidad en el punto de la veleta, se obtienen los resultados en los ejes X e Y según las coordenadas globales del modelo, para determinar el ángulo de la desviación en el punto de interés se utiliza la ecuación (3).

$$\theta_z = \arccos\left(\frac{V_x}{\sqrt{V_x^2 + V_z^2}}\right) \cdot \frac{V_z}{|V_z|} \quad (3)$$

3. Resultados

El modelo CFD a escala real permite realizar la medición de la magnitud de velocidad en 3 ejes en la posición de la veleta sobre el nacelle. La Figura 7 presenta la distribución de magnitud de velocidad en el eje X (dirección u) paralelo al eje axial de la turbina. La distribución espacial en este eje corresponde con lo esperado, una magnitud nominal de 10 [m/s] aguas arriba de la turbina, y perturbaciones en los bordes del túnel de viento. Estas perturbaciones no interfieren con la lectura aguas abajo de las aspas. Esta zona de libre de influencia o

perturbaciones se logra con la relación entre el área de cobertura de las aspas y el área del túnel de viento.

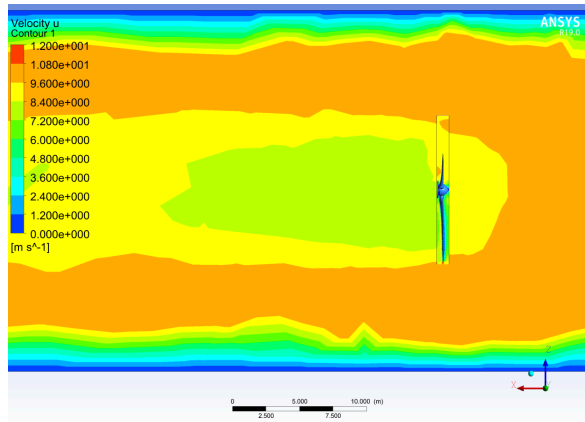


Figura 7. Vista lateral de la distribución de la componente X de magnitud de velocidad en el túnel para un instante t.

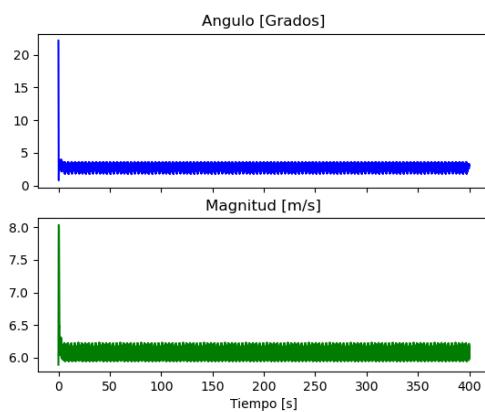


Figura 8. Serie de tiempo de la medición de Ángulo y Magnitud en la posición de la veleta. Esta medición se realiza durante toda la simulación, por un total de 400 segundos.

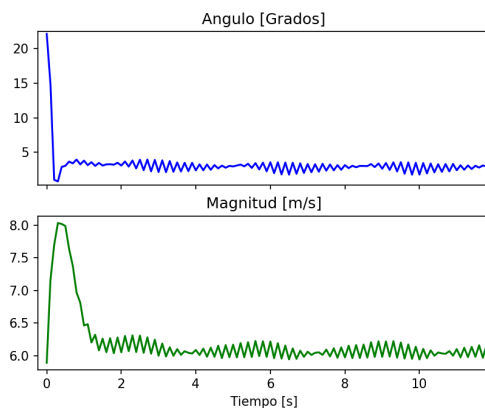


Figura 9. Detalle de la medición de Ángulo y Magnitud de velocidad de viento durante los primeros 10 segundos

simulados. Se ve un peak en ambas mediciones antes de 2 segundos. Las medidas se estabilizan después de los 2 segundos.

En la Figura 8 se presenta la serie de tiempo de los valores de ángulo de viento medido en la posición de la veleta. Esta medición es calculada con la ecuación 3 utilizando las componentes X y Z de la velocidad de viento. Se observa un peak en los primeros segundos de la simulación. Los valores se estabilizan luego de 2 segundos, según una inspección visual. Este comportamiento se observa en las 9 simulaciones realizadas. En la figura 9 se presenta una vista en detalle de los 12 segundos iniciales de la simulación en el caso de velocidad de viento incidente de 10 [m/s]. Se observa que el valor del ángulo converge a un valor en torno a 2.8 grados (ver Tabla 2) con una desviación estándar de 0.57. En el caso de la magnitud, su valor se estabiliza más lentamente, pero antes de los 2 segundos, alcanzando un valor medio de 6.06 m/s y una desviación estándar de 0.094.

En la Tabla 2 se presentan los valores medios y su desviación estándar del ángulo y magnitud, también. Estas medidas se calculan desde los 10 segundos posteriores al inicio de la simulación.

Tabla 2. Valores medios de ángulo y magnitud de velocidad de viento en la posición de la veleta medidos en un intervalo de 390 segundos. Se toman estos valores luego que la medición de la simulación se estabiliza.

Simulación	Ángulo		Magnitud	
	Media	Std	Media	Std
1	4.074	0.573	2.970	0.034
2	3.770	0.572	3.580	0.042
3	3.493	0.545	4.196	0.052
4	3.257	0.532	4.819	0.062
5	3.069	0.531	5.442	0.076
6	2.866	0.565	6.063	0.094
7	2.673	0.577	6.692	0.110
8	2.495	0.586	7.328	0.133
9	2.349	0.604	7.969	0.163

Se observa una disminución en el ángulo medio de desviación y un aumento de su desviación estándar con el aumento de la velocidad incidente. Este aumento también se observa con la magnitud de la velocidad del viento.

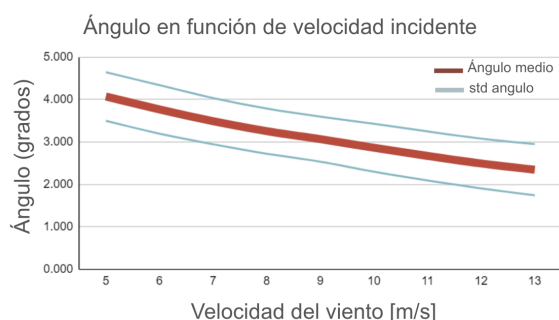


Figura 10. Perturbación en el ángulo de dirección del viento respecto a la velocidad incidente

La Figura 10 muestra el valor medio y su desviación estándar de la perturbación del ángulo en función de la velocidad de incidente del viento.

4. Discusión

Se implementó un modelo CFD a escala 1:1 de la planta de turbina eólica experimental de Maquehue que permite evaluar la respuesta dinámica de la perturbación en la dirección del viento.

La señal de control se calcula en sistemas SCADA (supervisión, control y adquisición de datos) cada 10 minutos, así como el valor medio de la variable de interés (ángulo y magnitud). Las simulaciones realizadas en este trabajo nos permiten calcular estos parámetros en una ventana de 6.5 minutos. Durante este tiempo no se observa un cambio importante en la media móvil después que la simulación se estabiliza.

La variabilidad observada en el ángulo es menor a la reportada por [4], pero igualmente estable en torno a un valor pequeño.

Los resultados muestran que la dirección del viento en el punto de la veleta varía entre 2.35 y 4.07 grados, lo que valida que la estela producida por el funcionamiento del aerogenerador perturba la lectura de la veleta, lo que se traduce en errores en el sistema de control de yaw.

Es posible corregir el sistema de control mediante la compensación del error del sistema de medición perturbado por la estela bajo los escenarios simulados en este trabajo.

En este trabajo se presentó la medida de perturbación del ángulo para distintas velocidades incidentes de viento. En el futuro se probará variar el ángulo predominante del viento incidente, y evaluar cómo este cambio afecta la medición de la perturbación del ángulo medido en la posición de la veleta.

5. Agradecimientos

Agradecimientos al proyecto FONDEF IDEA ID23I10213: "Desarrollo de un sistema avanzado de control de orientación para aerogeneradores con compensación de error basado en modelos de Machine Learning", quien patrocina esta investigación.

Su contribución ha sido esencial para el desarrollo y avance de nuestro trabajo, permitiéndonos explorar nuevas fronteras en la tecnología de aerogeneradores y en la aplicación de las simulaciones CFD para predecir el comportamiento de la perturbación de la veleta, que ayudará a entrenar el modelo de control de Yaw basado en Machine Learning que se propone en el proyecto de investigación.

También agradecer a los proyectos anteriores que han permitido generar estos avances en el estudio y desarrollo de turbinas eólicas de baja potencia como lo son los proyectos FONDEF D08I1144, FONDEF ID15I10324 y FONDEF ID1520324.

6. Referencias

- [1] United Nations. Renewable energy – powering a safer future 2022. Disponible en: <https://www.un.org/en/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>.
- [2] P. Veers, K. Dykes, E. Lantz, S. Barth, C.L. Bottasso, O. Carlson, et al. "Grand challenges in the science of wind energy". Science, vol. 366, eaa0207, 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.1126/science.aau2027>.
- [3] J. Dai, T. He, M. Li, X. Long. "Performance study of multi-source driving yaw system for aiding yaw control of wind turbines". Renewable Energy, vol. 163, pp. 154–71, 2021. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.08.065>.
- [4] E.V. Solomin, A.A. Terekhin, A.S. Martyanov, A.N. Shishkov, A.A. Kovalyov, D.R. Ismagilov, et al. "Horizontal axis wind turbine yaw differential error reduction approach". Energy Conversion and Management, vol. 254, 115255, 2022. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115255>.
- [5] W. Chen, H. Liu, Y. Lin, W. Li, Y. Sun, D. Zhang. "LSTM-NN Yaw Control of Wind Turbines Based on Upstream Wind Information". Energies, vol. 13, 1482, 2020. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en13061482>.
- [6] J.M. Pinar Pérez, F.P. García Márquez, A. Tobias, M. Papaelias. "Wind turbine reliability analysis". Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 23,

pp. 463–72, 2013. Disponible en:
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.018>.

[7] X. Li, C. Zhu, Z. Fan, X. Chen, J. Tan. "Effects of the yaw error and the wind-wave misalignment on the dynamic characteristics of the floating offshore wind turbine". *Ocean Engineering*, vol. 199, 106960, 2020. Disponible en:
<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.106960>.

[8] O.F. Alarcon, B.I. Velasquez, A.R. Hunter, L.B. Pavez, R. Moncada. "Hybrid PID-fuzzy pitch control for wind turbines". 2017 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), Pucón: IEEE; 2017, pp. 1–6. Disponible en:
<https://doi.org/10.1109/CHILECON.2017.8229625>.

[9] A. Elkodama, A. Ismaiel, A. Abdellatif, S. Shaaban, S. Yoshida, M.A. Rushdi. "Control Methods for Horizontal Axis Wind Turbines (HAWT): State-of-the-Art Review". *Energies*, vol. 16, 6394, 2023. Disponible en:
<https://doi.org/10.3390/en16176394>.

[10] A. Mesemanolis, C. Mademlis. "Combined maximum power point and yaw control strategy for a horizontal axis wind turbine". 2014 International Conference on Electrical Machines (ICEM), 2014, pp. 1704–10. Disponible en:
<https://doi.org/10.1109/ICELMACH.2014.6960412>.

[11] P.M.O. Gebraad, F.W. Teeuwisse, J.W. Van Wingerden, P.A. Fleming, S.D. Ruben, J.R. Marden, et al. "Wind plant power optimization through yaw control using a parametric model for wake effects-a CFD simulation study: Wind plant optimization by yaw control using a parametric wake model". *Wind Energy*, vol. 19, pp. 95–114, 2016. Disponible en:
<https://doi.org/10.1002/we.1822>.

[12] P.A.S.F. Silva, P. Tsoutsanis, J.R.P. Vaz, M.M. Macias. "A comprehensive CFD investigation of tip vortex trajectory in shrouded wind turbines using compressible RANS solver". *Energy*, vol. 294, 130929, 2024. Disponible en:
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130929>.