









# Modification of the chord length of the aerodynamic profile of the blades of a vertical axis wind turbine to increase its energy conversion efficiency under conditions of the Lurin district, 2024

Miguel Angel Santa Cruz Ayala<sup>1</sup> , Elian Jair La Rosa Huaman<sup>2</sup> , Angelo Jimmy Ordoñez Cardenas<sup>3</sup> , and Jorge Luis Lozano Salazar<sup>4</sup>   
<sup>1,2,3,4</sup>Universidad Tecnológica del Perú, U19305789@utp.edu.pe, U19301814@utp.edu.pe, C23822@utp.edu.pe, C19254@utp.edu.pe

*Abstract: This paper investigates how the influence of modifying the chord length of NACA 0018 profile blades affects the energy conversion efficiency of a vertical-axis Darrieus wind turbine (VAWT) under the low wind speed conditions recorded in Lurin in 2024. Using 2D-CFD simulations, with a  $k$ -epsilon turbulence model, with a constant tip speed ratio (TSR) of 1 and average wind speeds of 2.78 m/s, the chord length was increased from 0.20 m to 0.22 m. This adjustment led to an improvement in torque from 0.267655 N m to 0.314690 N m, which increased power coefficient ( $C_p$ ) from 0.24 to 0.29, representing an increase of 17.57%. Furthermore, the results showed that although increasing the chord length improves efficiency, the increase in  $C_p$  is moderated by continuing with longer lengths. For example, at a length of 0.24 m,  $C_p$  increased to 0.36, but when moving from 0.24 m to 0.26 m, the increase was only 7.03%, reaching a maximum  $C_p$  value of 0.38. This behavior suggests a saturation point in the efficiency improvement due to the additional aerodynamic drag generated by longer blades. The results support previous studies, such as [1], who showed that increasing the chord length of the NACA 4415 airfoil improves  $C_p$  by 15.68% at low TSRs. Therefore, this study highlights the importance of chord length in the optimization of vertical axis wind turbines under low wind speed conditions to improve the efficiency of small-scale turbines in areas with limited wind resources.*

*Keywords— Wind turbine, ANSYS, Torque, Power, Efficiency*

# Modificación de la longitud de cuerda del perfil aerodinámico de las palas de un aerogenerador de eje vertical para incrementar su eficiencia en la conversión de energía bajo condiciones del distrito de Lurín, 2024

Miguel Angel Santa Cruz Ayala<sup>1</sup> , Elian Jair La Rosa Huaman<sup>2</sup> , Angelo Jimmy Ordoñez Cardenas<sup>3</sup> , and Jorge Luis Lozano Salazar<sup>4</sup> 

<sup>1,2,3,4</sup>Universidad Tecnológica del Perú, U19305789@utp.edu.pe, U19301814@utp.edu.pe, C23822@utp.edu.pe, C19254@utp.edu.pe

**Resumen**— El presente artículo investiga como la influencia de la modificación de la longitud de cuerda de las palas con perfil NACA 0018 afecta la eficiencia de conversión de energía de una turbina eólica Darrieus de eje vertical (VAWT) en las condiciones de baja velocidad del viento registradas en Lurín en 2024. Utilizando simulaciones 2D-CFD, con un modelo de turbulencia  $k$ -epsilon, con una relación de velocidad de punta (TSR) constante de 1 y velocidades del viento promedio de 2,78 m/s, la longitud de la cuerda se incrementó de 0,20 m a 0,22 m. Este ajuste condujo a una mejora del torque de 0,267655 N·m a 0,314690 N·m, lo que llevó a un aumento del coeficiente de potencia ( $C_p$ ) que pasó de 0.24 a 0.29, lo que representa un incremento del 17.57%. Asimismo, los resultados mostraron que, aunque el aumento de la longitud de cuerda mejora la eficiencia, el incremento en el  $C_p$  se modera al continuar con mayores longitudes. Por ejemplo, con una longitud de 0.24 m, el  $C_p$  aumentó a 0.36, pero al pasar de 0.24 m a 0.26 m, el incremento fue solo del 7.03%, alcanzando un valor máximo de  $C_p$  de 0.38. Este comportamiento sugiere un punto de saturación en la mejora de eficiencia debido a la resistencia aerodinámica adicional generada por las palas más largas. Los resultados respaldan estudios previos, como [1], que demostraron que aumentar la longitud de cuerda del perfil NACA 4415 mejora el  $C_p$  en un 15.68% a TSR bajos. Por ello, este estudio destaca la importancia de la longitud de cuerda en la optimización de turbinas eólicas de eje vertical en condiciones de baja velocidad del viento para mejorar la eficiencia de turbinas a pequeña escala en áreas con recursos eólicos limitados.

**Palabras clave**— Aerogenerador, ANSYS, Torque, Potencia, Eficiencia

## I. INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la población y las áreas urbanas ha incrementado la demanda de energía para satisfacer las necesidades básicas de los hogares [2]. Ante esto, la preocupación por el impacto ambiental ha orientado las políticas energéticas hacia la adopción de tecnologías más sostenibles en el sector eléctrico. Estos cambios han impulsado el uso de recursos energéticos renovables, que no generan emisiones contaminantes durante su funcionamiento [3]. En las zonas costeras del Perú, los vientos constantes de entre 6 a 8 m/s durante todo el año [4] permiten la instalación de aerogeneradores de eje vertical tipo Darrieus, los cuales pueden atender parcialmente las necesidades energéticas de manera

sostenible y respetuosa con el medio ambiente. Sin embargo, estos dispositivos presentan una baja eficiencia, con rendimientos que alcanzan apenas el 30-35% de conversión de energía [3]. Además, su rendimiento es aún menor en zonas como el distrito de Lurín, donde los vientos oscilan entre 3 a 5.5 m/s durante el año [4]. Por ello, se busca mejorar la eficiencia en la generación de energía eléctrica de estos dispositivos para aprovechar mejor el recurso eólico y satisfacer parcialmente la demanda energética de las viviendas. Por lo señalado, se formula la siguiente pregunta de investigación: ¿De qué manera se puede modificar un aerogenerador de eje vertical para incrementar su eficiencia en la generación de energía bajo las condiciones climáticas del distrito de Lurín en el 2024?, por lo que el proyecto de investigación tiene como objetivo principal modificar un aerogenerador de eje vertical para incrementar su eficiencia en la generación de energía bajo condiciones del distrito de Lurín en 2024.

En los últimos años, las turbinas eólicas de eje vertical han sido ampliamente estudiadas por su potencial en la generación de energía renovable, especialmente en áreas no aptas para turbinas de eje horizontal. Sin embargo, su menor eficiencia limita su uso, especialmente en entornos urbanos con vientos irregulares. Esto ha permitido el desarrollo de varias investigaciones respecto a los aspectos que afectan la eficiencia de la generación de energía de los aerogeneradores de eje vertical buscando optimizar su rendimiento. En primer lugar, varios estudios destacan la influencia de la longitud de cuerda en el rendimiento aerodinámico en turbinas de eje vertical, especialmente a diferentes TSR (relaciones de velocidad de punta). Como se menciona en la referencia [1] se ha estudiado cómo influye la longitud de cuerda en el desempeño de una turbina H-Darrieus con el perfil NACA 4155. Según sus hallazgos, los coeficientes de potencia correspondientes a longitudes de cuerda no dimensionales de 0.2, 0.3, 0.4 y 0.5 fueron 0.51, 0.57, 0.59 y 0.59, respectivamente, identificando que una cuerda de 0.4 optimiza el coeficiente de potencia ( $C_p$ ). Asimismo, Ghiasi et al. [5] analizaron turbinas Darrieus en regímenes de sustentación y arrastre-sustentación, centrándose en el perfil NACA 0018 con cuerda de 0,2 m en TSR bajos.

Encontraron que aumentar la longitud de cuerda de 0,1 a 0,2 m mejoraba el rendimiento en el régimen de arrastre-sustentación, mientras que reducirla optimizaba el rendimiento a TSR altos. A TSR de 2,25, la mejor performance se logró con una pala de curvatura del 4% y cuerda de 0,1 m, y a TSR de 1, el perfil NACA 0018 con cuerda de 0,2 m mostró mayor eficiencia en arrastre-sustentación. Además, en el estudio de [6] diseñaron una turbina Darrieus con el perfil NACA 0025, logrando un aumento de la potencia nominal de 17,19 W a 45,57 W y un torque de 43 Nm al utilizar una cuerda de 0,55 m y un rotor de 1,3 m para condiciones de bajos números de Reynolds y baja potencia. También, longitudes de cuerda de 0,7 y 0,8 m mejoraron las propiedades de autoarranque, aunque el coeficiente de potencia disminuyó con cuerdas mayores a 0,6 m. Otros estudios se han centrado en la optimización geométrica para TSR intermedios. También, en la referencia [7] se optimizaron una turbina de alta solidez, mejorando el rendimiento un 26,82% a TSR de 0,9 y un 9,02% a TSR de 1,5, al ajustar la solidez del rotor, el número de palas y el perfil aerodinámico. Por su parte, en [8] estudiaron el impacto de la longitud de cuerda en turbinas Darrieus, encontrando que al aumentar la longitud se mejora el rendimiento a TSR bajos, pero disminuye el coeficiente de potencia (CP) en un 86,1% a TSR superiores a 2,5. Evaluaron longitudes de cuerda de 85,8 mm y 102,96 mm para el perfil NACA 0021 y descubrieron que una geometría con longitudes mixtas de cuerda (c y 1,2c) mejoraba el CP en ambos rangos de TSR, con una mínima reducción del 3,03% en el CP máximo. Por otro lado, varios estudios han analizado cómo las modificaciones geométricas, mejoran el rendimiento de las turbinas Darrieus, incrementando el coeficiente de potencia y sustentación. Primero, en [9] investigaron el uso de modificaciones geométricas, como colas en cuña (WT) y tipo pez (FWT), en el borde de salida del perfil NACA 0021. Descubrieron que la FWT aumentaba el coeficiente de sustentación en un 41% y mejoraba el ratio CL/CD en un 31% en comparación con el perfil sin modificaciones. La configuración más eficiente se logró con una altura de 2.5% y una longitud de 1% del perfil aerodinámico. Además, en la referencia [10] estudiaron una turbina híbrida Darrieus-Savonius y encontraron que su eficiencia del 12.5% mejoraba a medida que aumentaba el diámetro o la longitud de las palas. Además, se investigaron mejoras aerodinámicas como hoyuelos y ranuras, aunque la configuración resultó ser más eficiente a bajas relaciones de velocidad de punta (TSR < 0.14). Asimismo, en la referencia [11] se descubrió que la incorporación de un hoyuelo en la pala aumentó el coeficiente de potencia en un 5,18% a un TSR de 2,7, en comparación con un perfil aerodinámico liso. Además, al combinar el hoyuelo con un ángulo de paso de +1°, el rendimiento de la turbina se incrementó en un 7,17%, destacando la efectividad de estas modificaciones combinadas para optimizar la generación de energía. Mientras, como se indica en la referencia [12] demostraron que las palas ranuradas mejoran el torque y la eficiencia a bajas velocidades. Los resultados numéricos indicaron que el perfil ranurado (SA) alcanzó un coeficiente de torque de 0,15 a TSR = 2, tres veces

superior al de una turbina con perfil liso (BL), y un coeficiente de potencia de 0,3, también tres veces mayor que el del perfil liso. Sin embargo, a TSR = 3, el coeficiente de potencia de la turbina SA disminuyó al 54% del valor del perfil liso. Por otro lado, según la referencia [13] aplicaron hoyuelos en un perfil aerodinámico NACA 0021 en un rotor híbrido Darrieus-Savonius, logrando un aumento del 47,5% en el coeficiente de potencia a un TSR de 1,68 con un ángulo de ataque de 45°. Los resultados indicaron que los rotores híbridos superan a los Darrieus convencionales en coeficiente de potencia a TSR menores a 2,5. Finalmente, estudios comparativos entre modelados 2D y 3D de turbinas H-Darrieus han evidenciado diferencias significativas. Como en la referencia [14] donde validaron simulaciones 2D con resultados 3D, observando un aumento del torque con la velocidad del viento. En su evaluación de una turbina de eje vertical a vientos de 8 y 20 m/s, el modelo 2D mostró mayor precisión para calcular las relaciones de velocidad de punta ( $\lambda$ ) menores a 1, con coeficientes de potencia de 0.03 y 0.157 a  $\lambda$  de 0.4 y 0.9, respectivamente. Por su parte, en la referencia [15] compararon modelos CFD 2D y 3D, destacando que el modelado 3D mejoró el coeficiente de potencia de 0,4016 a 0,5734, evidenciando ventajas para análisis más precisos, aunque con errores absolutos más altos en el modelo 3D (29.16%) frente al 14.97% en el 2D.

En resumen, las condiciones climáticas son fundamentales para el diseño de aerogeneradores de eje vertical, mientras que los parámetros de diseño optimizan su eficiencia y potencia. El análisis CFD ayuda a evaluar el comportamiento aerodinámico y reducir las tensiones mecánicas en las palas, lo que mejora la generación de energía con un menor impacto ambiental. Este estudio se centra en modificar la longitud de cuerda de las palas para mejorar la eficiencia en las bajas velocidades de viento del distrito de Lurín.

### **Longitud de cuerda del perfil aerodinámico**

La cuerda del perfil es la distancia entre la punta y la cola del perfil aerodinámico, y se considera su longitud característica [17].

### **Perfil aerodinámico**

El perfil aerodinámico es la sección transversal de un elemento que, al desplazarse a través del aire, genera una distribución de presiones que da lugar a la sustentación. Los perfiles pueden variar en grosor, curvatura y simetría, dependiendo del diseño [17]. En este proyecto, se emplean perfiles NACA de 4 dígitos, desarrollados por la NACA para estandarizar su nomenclatura y parámetros geométricos [16]. En este estudio se utilizará el perfil NACA 0018, que es simétrico. El perfil NACA 0018 se caracteriza por ser simétrico, ya que su primer dígito es "0", lo que indica ausencia de curvatura máxima. El segundo dígito, que define el punto de máxima curvatura, no se aplica en este caso por la simetría del perfil. Los dos últimos dígitos señalan

un espesor máximo equivalente al 18% de la longitud de la cuerda, lo que define su geometría distintiva [16].

### Diámetro del rotor (D)

El diámetro del rotor (D) se determina como el doble de la distancia entre el eje y la cuerda del perfil aerodinámico de las palas. [17].

### Longitud de las palas (L)

La longitud de las palas, definida en el modelo 3D, es clave para calcular la potencia máxima del aerogenerador, ya que influye en el área barrida por las palas. En aerogeneradores con palas rectas, la altura (H) es igual a la longitud de las palas. Con estos datos, se calcula el área de barrido (A), que es la zona que interactúa con el viento y se utiliza para determinar parámetros importantes como la potencia del viento y del rotor [17]. Se tiene la siguiente fórmula:

$$A = DH \quad (1)$$

Donde D representa el diámetro del rotor (m) y H corresponde a la altura del rotor (m).

### Eficiencia en la conversión de energía

La generación de energía eléctrica es el proceso de convertir diversas fuentes de energía en electricidad. Teniendo en cuenta que la energía clásica no renovable tiene una contaminación alta y a su vez es costosa. Este proceso es esencial para proporcionar energía eléctrica a hogares, industrias, comercios y otras aplicaciones [18].

### Energía obtenible del viento

De acuerdo con Llacza Robles [18], la energía máxima teórica que se puede obtener de una masa de aire en movimiento se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$E_c = \frac{1}{2} mU^2 \quad (2)$$

Donde m representa la masa de aire (kg/s), U la velocidad del viento (m/s) y  $E_c$  corresponde a la energía cinética (J/s). Considerando un área de captura (A), que corresponde al área barrida por las palas y es perpendicular a la dirección del viento, la masa de aire que atraviesa esta área es:

$$m = \rho AU \quad (3)$$

Donde  $\rho$  representa a la densidad del aire ( $\text{kg/m}^3$ ), A al área de barrido ( $\text{m}^2$ ) y U a la velocidad del viento (m/s). Por tanto, según [18], la potencia máxima que se puede aprovechar de la corriente de aire ( $P_w$ ) se define de la siguiente forma:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho AU^3 \quad (4)$$

Dado que la velocidad del viento no se detiene completamente al pasar por el rotor, no se puede aprovechar toda la potencia teórica. Para controlar la rotación de las palas en relación con el viento, se utiliza el parámetro TSR [18].

### Tip Speed Ratio (TSR)

Es la relación entre la velocidad de las puntas de las palas de un aerogenerador y la velocidad del viento que incide sobre ellas. Es un parámetro fundamental que determina cómo interactúan las palas con el viento y afecta directamente la eficiencia de la

conversión de energía en la turbina [17]. Se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$\lambda = \frac{\omega R}{U} \quad (5)$$

Donde  $\omega$  representa a la velocidad angular (rad/s), R al radio del rotor (m) y U a la velocidad del viento (m/s).

### Coefficiente de Potencia (Cp)

En los aerogeneradores, el coeficiente de potencia ( $C_p$ ) se define como la relación entre la potencia que generada por el rotor de la turbina ( $P_{rt}$ ) y la potencia máxima que se puede extraer de la corriente de aire ( $P_w$ ) [17].

$$C_p = \frac{P_{rt}}{P_w} \quad (6)$$

El torque ayuda a determinar cuánta fuerza rotativa o el momento de fuerza provocado hará que el rotor gire alrededor de un eje o punto de pivote y se utiliza para calcular la potencia mecánica de rotación en el rotor, que es un paso intermedio en la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica [17].

$$P_{rt} = T\omega \quad (7)$$

Donde T representa al par del rotor (N·m) y  $\omega$  a la velocidad angular (rad/s). Por tanto, el coeficiente de potencia es una cantidad adimensional que mide la eficiencia de la turbina al convertir la energía disponible en el flujo de aire que pasa a través de ella [17]. Al sustituir la expresión calculada en los apartados previos en la fórmula del coeficiente de potencia, se obtiene lo siguiente:

$$C_p = \frac{P_{rt}}{P_w} = \frac{2T\omega}{\rho AU^3} \quad (8)$$

### Límite de Betz

Para maximizar la energía extraída de una turbina, es necesario lograr un equilibrio entre la velocidad del aire antes y después de la turbina, evitando que el flujo se detenga completamente. Este se alcanza cuando la velocidad posterior al paso por la turbina es un tercio de la velocidad inicial del viento, lo que permite obtener el coeficiente de potencia máximo de 0.593. Según el límite de Betz, la eficiencia máxima que puede alcanzar una turbina eólica al convertir la energía del viento en energía mecánica es del 59.3% [17]. Sin embargo, en la práctica, las turbinas Darrieus operan con un  $C_p$  inferior al 40% como se observa en la figura 1.

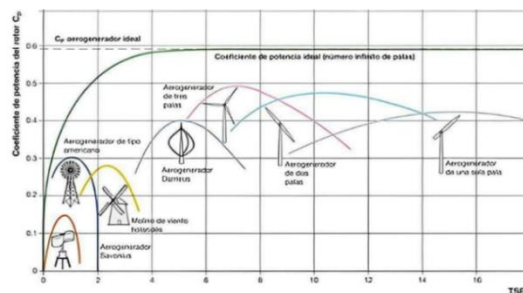


Figura 1. Gráficas de la variación del coeficiente de potencia con el TSR [16]

Por ello, aunque los aerogeneradores de eje vertical suelen tener una eficiencia menor, generalmente inferior al 30%, en comparación con los de eje horizontal, pueden aprovechar el viento como recurso accesible, contribuyendo parcialmente a la demanda energética local. Para maximizar su eficiencia, requieren vientos de intensidad moderada, idealmente entre 4 y 8 m/s [3]. Este proyecto explora cómo el aumento de la longitud de cuerda en el perfil NACA 0018 podría mejorar el rendimiento de estos aerogeneradores bajo condiciones de baja velocidad de viento, como las que se encuentran en Lurín, donde las velocidades son generalmente menores a 3.5 m/s [4]. Al optimizar la longitud de cuerda, se espera aumentar la eficiencia sin necesidad de vientos fuertes para el arranque y operación del aerogenerador. Además de la mejora técnica, este enfoque apoya la reducción de emisiones de carbono y el fomento de energías renovables, promoviendo una fuente de energía limpia y económica [3].

## II. METODOLOGÍA

El diseño de esta investigación es básico, ya que busca generar conocimiento teórico sobre el comportamiento aerodinámico y estructural de un perfil modificado (NACA 0018) mediante simulaciones [19]. Aunque tiene aplicaciones prácticas, su enfoque principal es analizar los efectos de modificar la longitud de cuerda del perfil aerodinámico en la eficiencia de conversión de energía de un aerogenerador Darrieus desde una perspectiva teórica. Se adopta un enfoque cuantitativo [19], basado en el análisis de datos numéricos obtenidos de simulaciones en ANSYS, con énfasis en la eficiencia aerodinámica. La investigación es no experimental y de diseño transversal, ya que no se realizarán intervenciones físicas, sino que se analizarán los resultados de simulaciones en un entorno virtual controlado [19]. Se busca identificar relaciones entre las dos variables de estudio que son la longitud de cuerda y la eficiencia en conversión de energía dentro de un contexto específico y en un período determinado. La población y muestra en este estudio son iguales, ya que se analiza un único perfil aerodinámico (NACA 0018) para las palas de un aerogenerador Darrieus, sin necesidad de muestreo [19].

El análisis de datos en este trabajo se enfoca en simular el desempeño de un aerogenerador Darrieus con perfil NACA 0018, variando la longitud de la cuerda en un entorno 2D utilizando ANSYS Fluent. Las simulaciones se ajustan a las condiciones de viento típicas de Lurín, asegurando resultados confiables con una convergencia de residuales menores a  $1 \times 10^{-2}$ . Se eligió este software debido a su familiaridad con los autores y su amplia utilización, habiéndose demostrado que las simulaciones en 2D son confiables [14-15]. A partir de los momentos de torque obtenidos, se calcula la potencia mecánica generada y el coeficiente de potencia ( $C_p$ ). Los resultados se analizan y comparan mediante gráficos en MS Excel para evaluar si el aumento en la longitud de cuerda del perfil influye directamente en la eficiencia del aerogenerador sin producir saturaciones según las condiciones locales.

### Analizar las condiciones del viento de Lurín

A partir de la Plataforma web Meteoblue [4] sección historia y clima (clima modelado) se obtuvo información sobre la velocidad del viento en el distrito de Lurín.

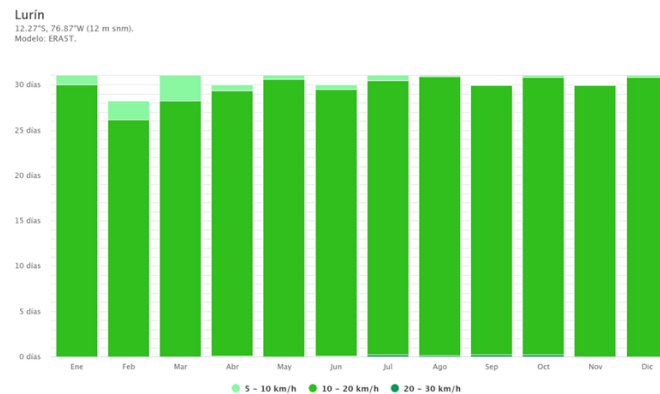


Figura 2. Diagrama de velocidad de vientos del distrito de Lurín [4]

El diagrama de velocidad de vientos de Lurín (figura 2), muestra los días por mes, durante los cuales el viento alcanza una determinada velocidad. Se usaron estos datos obtenidos para analizar los patrones de viento predominantes en el último año.

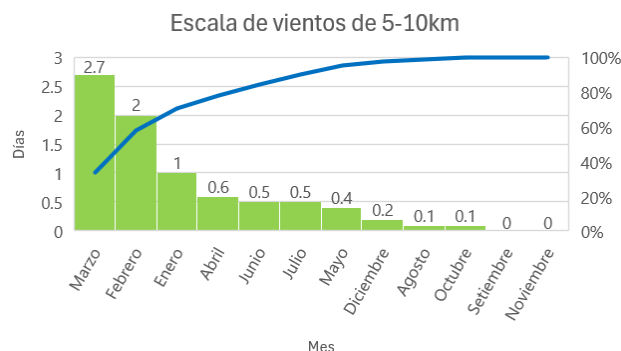


Figura 3. Diagrama de Pareto de vientos del distrito de Lurín de 5-10 km/h.

En la escala de 5-10 km (figura 3), la mayor intensidad de viento se registra en marzo, seguida de febrero y enero, disminuyendo gradualmente en los meses posteriores. Esto indica una distribución desigual, con mayor concentración de vientos al inicio del año.

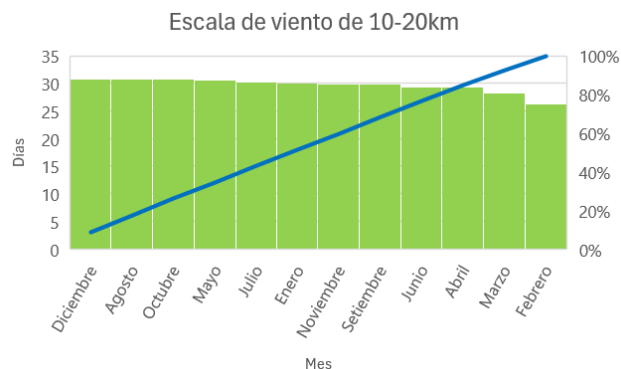


Figura 4. Diagrama de Pareto de vientos del distrito de Lurín de 10-20 km/h.

En la escala de 10-20 km (figura 4), los vientos se mantienen relativamente constantes durante todo el año, con solo pequeñas variaciones mensuales y una leve disminución en febrero y marzo. En general, la mayor variabilidad y concentración estacional se presenta a altitudes de 5-10 km, mientras que en la altitud de 10-20 km los vientos son más estables a lo largo del año. Por esta razón, se seleccionó una velocidad de 10 km/h (equivalente a 2.78 m/s) para este estudio, representando una velocidad predominante a lo largo del año. Dado que esta velocidad es inferior a la necesaria para activar los aerogeneradores Darrieus, es necesario optimizar su eficiencia. Los estudios previos indican que factores geométricos, como la longitud de la cuerda y el diámetro del rotor, son fundamentales para mejorar el rendimiento. Por ello, aumentar la longitud de la cuerda puede incrementar significativamente el coeficiente de potencia, optimizando así la eficiencia del diseño [4-15].

### Obtener coordenadas del perfil aerodinámico NACA 0018

Se accedió a la página de Airfoil Tools [20] y se localizó el perfil NACA 0018, descargando las coordenadas disponibles en formato de tablas de puntos (x, y) para la longitud de cuerda seleccionada, estas coordenadas cubren todo el perfil, desde el borde de ataque hasta la salida.

Airfoil surface,		Camber line,	
X(mm)	Y(mm)	X(mm)	Y(mm)
200.000000	0.378000	0.000000	0.000000
190.000000	2.430000	2.500000	0.000000
180.000000	4.344000	5.000000	0.000000
160.000000	7.870000	10.000000	0.000000
140.000000	10.992000	13.000000	0.000000
120.000000	13.690000	15.000000	0.000000
100.000000	15.882000	17.410000	0.000000
80.000000	17.410000	20.000000	0.000000
60.000000	18.000000	23.000000	0.000000
50.000000	17.824000	26.000000	0.000000
40.000000	17.212000	30.000000	0.000000
30.000000	16.038000	34.000000	0.000000
20.000000	14.048000	38.000000	0.000000
15.000000	12.600000	40.000000	0.000000
10.000000	10.664000	40.000000	0.000000
5.000000	7.644000	40.000000	0.000000
2.500000	5.682000	40.000000	0.000000
0.000000	0.000000	40.000000	0.000000
2.500000	-3.682000	40.000000	0.000000
5.000000	-7.844000	40.000000	0.000000
10.000000	-10.664000	40.000000	0.000000
15.000000	-13.690000	40.000000	0.000000
20.000000	-14.048000	40.000000	0.000000
30.000000	-16.038000	40.000000	0.000000
40.000000	-17.212000	40.000000	0.000000
50.000000	-17.824000	40.000000	0.000000
60.000000	-18.000000	40.000000	0.000000
80.000000	-17.410000	40.000000	0.000000
100.000000	-15.882000	40.000000	0.000000
120.000000	-13.690000	40.000000	0.000000
140.000000	-10.992000	40.000000	0.000000
160.000000	-7.870000	40.000000	0.000000
180.000000	-4.344000	40.000000	0.000000
190.000000	2.430000	40.000000	0.000000
200.000000	0.378000	40.000000	0.000000
Chord line,		Chord line,	
X(mm)	Y(mm)	X(mm)	Y(mm)
0.000000	0.000000	200.000000	0.000000

Tabla 1. Coordenadas del diseño del perfil aerodinámico NACA0018 [20]

### Modelar el rotor del aerogenerador en un entorno 2D

Como se muestra en la Tabla 2, los parámetros de diseño y las dimensiones del modelo geométrico utilizado en este estudio corresponden a los de una turbina eólica H-Darrieus evaluada experimentalmente por [14], que empleó una pala con perfil NACA 0018. La elección de este perfil se basa en la amplia disponibilidad de datos experimentales y de simulación para turbinas de eje vertical con el mismo perfil, que además presenta un mayor coeficiente de sustentación en comparación con otros perfiles, como NACA 0015, NACA 0021 y NACA 0025. Tras seleccionar el perfil aerodinámico, se determinaron las características dimensionales del aerogenerador, tal como se detalla en la Tabla 2.

Tabla 2. Parámetros y dimensiones del rotor Darrieus analizado [14]

Parámetro	Símbolo	Valor
Diámetro de rotor	D	0.8 m
Perfil aerodinámico	-	NACA 0018
Forma del perfil	-	Recta
Longitud de cuerda	c	0.2 m
Altura de rotor	H	0.8 m
Número de palas	N	3
Solidez	$\sigma$	0.75

El modelado del dominio computacional del rotor Darrieus, con perfiles aerodinámicos NACA 0018 optimizados mediante un aumento del 10% en la longitud de cuerda para las condiciones de viento identificadas, se realizó mediante el software Inventor Professional en un entorno 2D como se observa en la figura 5, de acuerdo con los parámetros establecidos en la Tabla 2.

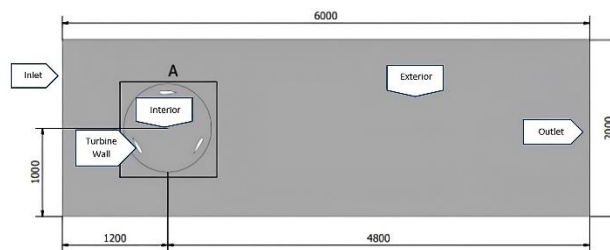


Figura 5. Geometría utilizada en las simulaciones numéricas 2D

### Simular pruebas de flujo de aire

Se ha utilizado el software de simulación ANSYS Workbench 2024 R1 para calcular la eficiencia del aerogenerador con las medidas actuales en las condiciones de operación del caso. En esta simulación, se utilizó un mallado no estructurado. Además, se aplicó el método de mallas tetraédricas para ambas zonas, con una malla fina en las zonas rotatorias y una malla media en las zonas estacionarias. Asimismo, para obtener resultados de CFD más precisos y captar los efectos de la separación del flujo alrededor de las palas, especialmente en el borde de salida, se emplearon una malla de tamaño adecuado y una malla en la capa límite como se observa en la figura 6. Las características de la malla adoptada se detallan en la Tabla 3.

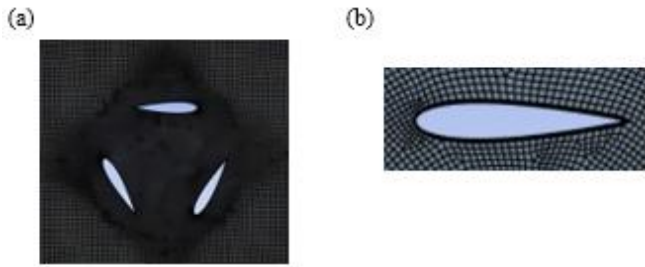


Figura 6. (a) Mallas en el dominio rotatorio, (b) Mallas alrededor de la pala.

Tabla 3. Detalles de la configuración de la malla.

Características de la malla		Valor
Dimensionamiento de cara	Tamaño del elemento de dominio fijo	5 [mm]
	Tamaño del elemento de dominio del rotor	4 [mm]
Dimensionamiento de borde	Tamaño del elemento de interfaz	4 [mm]
Número de elementos	Dominio fijo	158144
	Dominio de rotor	4639
	Total	162783

A continuación, se describen las condiciones de contorno en el programa Fluent. Además, se han definido las condiciones de contorno, estableciendo las velocidades y direcciones del viento más comunes, basadas en el análisis climático.

Tabla 4. Detalles de la configuración numérica de la simulación

Parámetro	Símbolo	Valor
Modelo de turbulencia	k-ε	-
Longitud	-	0.22 m
Profundidad	-	0.8 m
Densidad del aire	ρ	1,225 kg/m <sup>3</sup>
Viscosidad del aire	μ	1,79 × 10 <sup>-5</sup> Pas
Velocidad del aire	U <sub>∞</sub>	2.78 m/s
Intensidad turbulenta	-	1%
Relación de velocidad de la punta	λ	1
Discretización espacial	-	Segundo orden
Número de timesteps	-	500
Iterations por timestep	-	20
Residuales	-	1x10 <sup>-2</sup>

Se llevaron a cabo simulaciones en ANSYS Fluent para modelar el flujo de aire y las fuerzas sobre las palas modificadas, alcanzando residuos inferiores a 10<sup>-2</sup> (tabla 5), lo que indica una convergencia adecuada (figura 7) y sugiere que el sistema ha llegado a una solución estable.

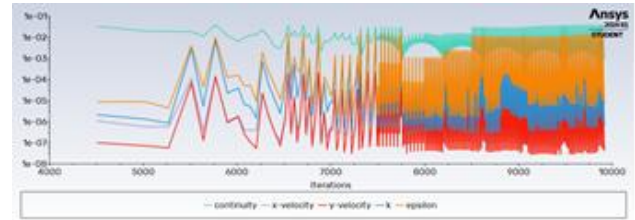


Figura 7. Residuales de simulación de perfil de longitud de 0.22 m

Tabla 5. Valores de los residuales de la simulación.

Continuity	x-velocity	y-velocity	k	Epsilon
1.70E-03	6.91E-08	5.84E-08	9.15E-06	4.42E-04

Se han promediado los resultados, de la figura 8, a partir de las 7800 iteraciones, valor desde el cual los resultados alcanzan la convergencia, obteniendo un valor de torque (T) de 0.31 Nm, con el cual se harán los cálculos respectivos utilizando la ecuación número (8) para poder hallar el coeficiente de potencia. Para ello usaremos datos de entrada ya conocidos como: la velocidad de rotación  $\omega = 7.5$  rad/s, densidad del aire  $\rho = 1.225$  kg/m<sup>3</sup> y velocidad de viento  $U = 2.78$  m/s. Para hallar el área de barrido A, se utiliza la ecuación número (1), dando como resultado un área de 0.64 m<sup>2</sup>.

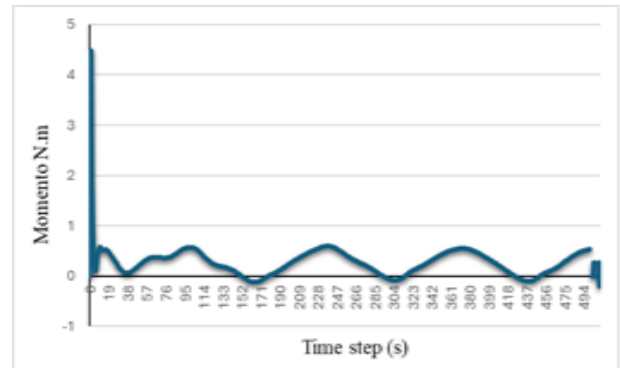


Figura 8. Torque obtenido usando longitud de perfil modificado (c= 0.22 m).

$$C_p = \frac{0.31 \text{ N.m} \times 7.5 \text{ rad/s}}{\frac{1}{2} \times 1.225 \times 0.64 \text{ m}^2 \times 2.78 \text{ m/s}^3} = 0.29$$

Al llevar a cabo la simulación para las distintas longitudes de cuerda, se apreciará un crecimiento en el  $C_p$  del aerogenerador manteniendo las mismas características señaladas en la tabla 2. La figura 9 muestra que el torque inicial presenta un pico elevado para todas las longitudes de cuerda debido a condiciones transitorias, seguido de una estabilización con fluctuaciones cíclicas. A medida que la longitud de cuerda aumenta de 0.20 m a 0.26 m, se observa un incremento progresivo en la amplitud del torque, siendo la longitud de 0.26 m la que genera los valores más altos. Este hallazgo sugiere que un aumento en la longitud de cuerda mejora la capacidad del aerogenerador para convertir energía eólica en energía mecánica, optimizando su rendimiento.

### III. RESULTADOS

A partir de los resultados obtenidos, se identificó que, después de 7800 iteraciones, las simulaciones alcanzaron la convergencia numérica. Para una longitud de cuerda base de 0.20 m, se registró un torque promedio de 0.267655 Nm. Utilizando este valor, junto con parámetros establecidos en la tabla 2, se calculó un coeficiente de potencia ( $C_p$ ) de 0.24, lo cual refleja un nivel de eficiencia moderado en la conversión de energía eólica a energía mecánica bajo las condiciones base del aerogenerador. El análisis del efecto de la longitud de cuerda evidenció que su incremento mejora tanto el torque como el  $C_p$ , manteniendo constante una relación de velocidad de punta (TSR) de 1. Para una longitud de 0.22 m, se obtuvo un torque de 0.31469 Nm y un  $C_p$  de 0.29, representando un aumento del 17.57% respecto al valor base.

Sin embargo, se evidenció que incrementos adicionales en la longitud de cuerda generan mejoras marginales en el coeficiente de potencia ( $C_p$ ), lo que indica un umbral de saturación en el rendimiento aerodinámico. Este comportamiento puede explicarse por el equilibrio entre la fuerza de sustentación, que aumenta con mayor área expuesta al flujo, y la fuerza de arrastre, que también se intensifica y se opone al movimiento de las palas. Superado cierto límite, el incremento del arrastre y la posible separación del flujo reducen la eficiencia neta, impidiendo que el torque adicional se traduzca en mejoras proporcionales del  $C_p$ . Por ello, la optimización de la longitud de cuerda resulta esencial para maximizar el desempeño en condiciones de baja velocidad de viento.

### IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Estos resultados coinciden con lo expuesto en la referencia [1], donde se analizó una turbina con perfil NACA 4155 y se concluyó que longitudes de cuerda entre 0.2 m y 0.4 m contribuyen a un incremento del coeficiente de potencia ( $C_p$ ) de hasta un 15.68%. Por otro lado, la referencia [7] difiere del presente estudio al centrarse en la optimización de múltiples parámetros de diseño, como la geometría del perfil, el número de palas y la solidez del rotor, logrando un incremento del 26.82% en la eficiencia para TSR de 0.9 mediante un sistema de optimización automática. Este trabajo resalta que, si bien la longitud de cuerda es relevante, otros factores geométricos también influyen de manera significativa en el rendimiento global de la turbina.

Dicho enfoque complementa los hallazgos del presente estudio, ya que indica que la longitud de cuerda puede ser optimizada juntamente con otros parámetros geométricos para alcanzar un mejor rendimiento. Además, al igual que en la referencia [1], en este trabajo se empleó un modelo de turbulencia k-epsilon en el análisis CFD, lo cual podría explicar algunas discrepancias en los valores absolutos de  $C_p$ . En contraste, estudios como el citado en la referencia [7] utilizaron el modelo SST k- $\omega$ , que permite una mayor precisión en la estimación de gradientes de presión a bajas TSR.

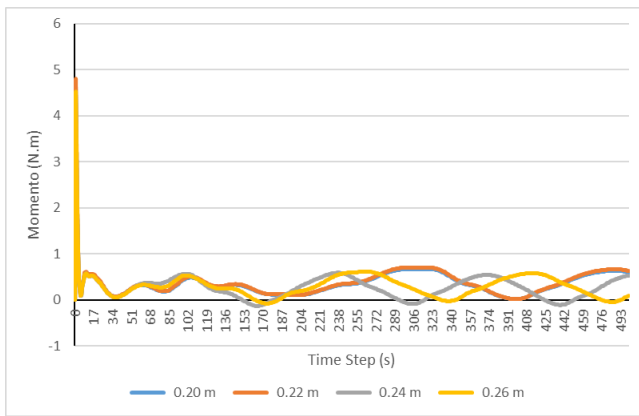


Figura 9. Torque al adoptar diferentes longitudes de cuerda.

La Tabla 6 muestra que, al aumentar la longitud de cuerda de las palas del aerogenerador, el torque generado también aumenta progresivamente. Con una longitud de cuerda original de 0.20 m, el torque es de 0.27 N.m, y aumenta a 0.42 N.m cuando la longitud se incrementa hasta 0.26 m. Esto sugiere que un mayor tamaño de cuerda mejora la capacidad de generación de torque, lo que incrementa la eficiencia en la conversión de energía eólica en energía mecánica. Además, los valores de coeficiente de potencia ( $C_p$ ) también mejoran conforme se aumenta la longitud de cuerda, destacando el perfil de 0.26 m como el más eficiente.

Tabla 6. Tabla de resultados de  $C_p$  a distintas longitudes de cuerda.

Longitud de cuerda (m)	Torque Ansys (N.m)	Coefficiente de potencia ( $C_p$ )	Incremento porcentual %
0.20	0.267655	0.24	17.57
0.22	0.314690	0.29	23.71
0.24	0.389290	0.36	7.03
0.26	0.416645	0.38	-

Asimismo, en la Figura 10 se muestra que el coeficiente de potencia aumenta con la longitud de cuerda, sugiriendo que mayores longitudes mejoran la eficiencia de generación del aerogenerador. Este aumento de eficiencia se evidencia en el incremento porcentual. El incremento porcentual es tomado como el cambio relativo entre un valor  $C_p$  inicial y un valor  $C_p$  final, expresado en términos de porcentaje. Sin embargo, el incremento entre los últimos puntos (hasta 0.26 m) es menos pronunciado, lo cual indica una posible saturación.

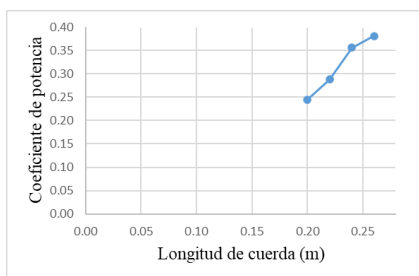


Figura 10. Coeficiente de Potencia a diferentes longitudes de cuerda.

Asimismo, la comparación entre los resultados obtenidos en [8] y [5] permite evidenciar que la influencia de la longitud de cuerda sobre el rendimiento de turbinas Darrieus depende directamente del valor de TSR. En [8], se demostró que una mayor cuerda mejora el  $C_p$  en condiciones de TSR bajos, pero reduce la eficiencia a TSR altos, observándose una caída de hasta el 86.1% en el  $C_p$ . Este comportamiento fue respaldado por los hallazgos de la referencia [5], que indicó que longitudes mayores son beneficiosas a TSR bajos, mientras que, a TSR altos, una cuerda menor ayuda a reducir la resistencia aerodinámica. En esa línea, nuestro estudio, con un TSR constante de 1, también observó que al aumentar la cuerda del perfil NACA 0018 de 0.20 m a 0.22 m, el torque se incrementó de 0.267655 Nm a 0.314690 Nm, elevando el  $C_p$  en un 17.57%. Esto confirma que, bajo TSR bajos, una mayor cuerda mejora la eficiencia energética al maximizar la sustentación, aunque a TSR altos el efecto puede ser adverso.

Por último, el valor de  $C_p$  obtenido en este estudio para una velocidad de viento de 2.78 m/s y TSR de 1 fue de 0.24, lo cual se encuentra dentro del rango esperado para este tipo de turbinas de eje vertical. Este resultado es comparable con los reportados en la referencia [14], donde se alcanzó un  $C_p$  de 0.326 para una velocidad de viento de 8 m/s y un valor de hasta 0.385 al aumentar el TSR a 1.5. En el presente estudio, incluso bajo condiciones de viento moderado (2.78 m/s), se logró alcanzar un  $C_p$  de 0.38, lo que sugiere que con mejoras en el diseño del perfil aerodinámico es posible aumentar la eficiencia sin modificar el tamaño del aerogenerador. Este hallazgo es coherente con los valores reportados en la literatura técnica.

En resumen, los resultados de este estudio son consistentes con investigaciones previas, validando el modelo y las condiciones empleadas. La longitud de cuerda se confirma como un factor determinante en el diseño de turbinas Darrieus, afectando significativamente el coeficiente de potencia ( $C_p$ ) y el torque generado. Sin embargo, aunque un aumento en la cuerda mejora el rendimiento a TSR bajos, en TSR altos puede incrementar la resistencia, reduciendo la eficiencia. Esto destaca la importancia de un diseño integral que optimice la longitud de cuerda junto con otros parámetros para maximizar el rendimiento según las condiciones específicas.

Asimismo, el presente estudio presenta varias limitaciones. Desde el punto de vista técnico, el uso de un modelo 2D en las simulaciones no captura efectos tridimensionales como el flujo fuera del plano y las interacciones entre palas, lo que puede afectar la precisión de las estimaciones de eficiencia, mientras que el modelado de turbulencia en ANSYS 2D resulta insuficiente para reflejar las condiciones reales del flujo. Económicamente, el costo de una licencia comercial de ANSYS y la necesidad de hardware de alto rendimiento representan barreras significativas, ya que la licencia estudiantil utilizada restringe la capacidad de malla, los recursos de CPU y el acceso a módulos avanzados, lo que limita la calidad y detalle de las

simulaciones, incrementando los tiempos de cálculo y reduciendo la exactitud de los resultados.

## V. CONCLUSIONES

Se comprobó que aumentar en un 10% la longitud de cuerda del perfil aerodinámico NACA 0018, de 200 mm a 220 mm, generó un incremento del 17.57% en el coeficiente de potencia ( $C_p$ ), pasando de un valor inicial de 0.24 a un valor de 0.29. Este hallazgo sugiere que el aumento en la longitud de cuerda influye positivamente en la eficiencia de conversión de energía en aerogeneradores de eje vertical bajo condiciones de viento moderado (2.78 m/s) como las de Lurín. Este hallazgo es consistente con los resultados de [1], quienes también observaron un incremento en el  $C_p$  de un 15.68% al aumentar la longitud de cuerda en una turbina con perfil NACA 4155 de 0.2 m a 0.4 m. Estos resultados validan la hipótesis de que un mayor tamaño de cuerda mejora la eficiencia de conversión de la energía eólica en energía mecánica, aunque el aumento obtenido fue inferior al planteado inicialmente.

Se demostró que a TSR bajos, aumentar la longitud de cuerda mejora el rendimiento de la turbina al optimizar la generación de torque y aprovechar mejor la sustentación. En el presente estudio, donde se mantuvo un TSR constante de 1, el aumento de la longitud de cuerda del perfil NACA 0018 de 0.20 m a 0.22 m generó un incremento en el torque de 0.267655 N.m a 0.314690 N.m, lo que corresponde a un aumento del 17.57% en el coeficiente de potencia ( $C_p$ ). Esto coincide con los estudios de [5] donde observaron que a TSR bajos, una mayor longitud de cuerda mejora el rendimiento, pues sus resultados indicaron que una mayor longitud de cuerda (de 0,1 a 0,2 m) mejora el rendimiento en el régimen de arrastre-sustentación, alcanzando su máxima eficiencia.

Se comprobó que se puede incrementar el  $C_p$  manteniendo constante la velocidad de punta (TSR). En este estudio se alcanzó un coeficiente de potencia ( $C_p$ ) de hasta 0.38 en condiciones de viento moderado (2.78 m/s), este se encuentra dentro del rango esperado para este tipo de aerogenerador de pequeña escala y es comparable con los resultados obtenidos en la referencia [14], quienes reportaron un  $C_p$  de 0.385 a una velocidad de viento de 8 m/s y TSR de 1.5.

## VI. RECOMENDACIONES

Se sugiere investigar incrementos mayores en la longitud de cuerda, ya que un aumento del 10% mejoró el  $C_p$  en un 17.57%. Futuras investigaciones podrían probar aumentos entre el 35% y 40% para evaluar mejoras adicionales en la eficiencia de conversión de energía. Comparaciones con estudios previos, como en [1], indican que mayores longitudes podrían seguir incrementando el rendimiento, por lo que sería útil identificar el punto de saturación.

Se recomienda ampliar la revisión bibliográfica incluyendo estudios que analicen la modificación de perfiles aerodinámicos

en aerogeneradores Darrieus, especialmente en condiciones de viento moderado como las de Lurín. De esta manera, profundizar en el análisis de la relación de velocidad de punta (TSR) y su impacto en el Cp. Mientras que a TSR bajos las mayores longitudes de cuerda mejoran el rendimiento, a TSR altos generan más resistencia y disminuyen la eficiencia. Por ello, sería útil estudiar cómo distintas longitudes afectan el rendimiento en un rango más amplio de TSR, lo que permitiría identificar los puntos óptimos de diseño para diferentes velocidades de viento.

Se recomienda la evaluación de diferentes perfiles aerodinámicos. Si bien el estudio se centró en el perfil NACA 0018, se sugiere que estudios posteriores evalúen otros perfiles aerodinámicos NACA o aquellos con curvaturas más pronunciadas, para explorar cómo estos afectan el rendimiento de turbinas Darrieus con longitudes de cuerda similares.

Se recomienda utilizar una versión actualizada de ANSYS, como la 2024 R2 con licencia original, para aprovechar modelos de turbulencia avanzados. Aunque en el estudio se empleó el modelo k-epsilon, más adecuado para flujos generales, se sugiere el modelo SST k-omega, que es más preciso a bajas relaciones de velocidad de punta (TSR) al capturar los efectos de la capa límite y las interacciones entre flujo y palas. Además, se recomienda refinar el tamaño de la malla, especialmente en las zonas cercanas al rotor, para mejorar la precisión de los resultados, siguiendo estudios como en [14]. También es esencial incorporar simulaciones en 3D, ya que estas representan mejor las interacciones complejas entre el flujo y las palas, reduciendo discrepancias significativas en el coeficiente de potencia (Cp) observadas entre modelos 2D y 3D.

Se recomienda complementar el análisis computacional con un estudio experimental a escala reducida, lo cual permitiría validar los resultados obtenidos mediante simulación y aumentar la confiabilidad del modelo. Esta validación práctica fortalecería las conclusiones del estudio y ofrecería una base más sólida para futuras mejoras en el diseño del aerogenerador.

## VII. RECONOCIMIENTO

A la Universidad Tecnológica del Perú, por el patrocinio de esta investigación.

## VIII. REFERENCIAS

- [1] I. Pramono, H. Ambarita, and K. Kishinami, "Effect of chord length on the performance of H-Darrieus wind turbine with NACA 4415 airfoil," IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng., vol. 648, no. 1, p. 012030, Jun. 2019, doi: 10.1088/1757-899X/648/1/012030.
- [2] Ipsos, "Perfiles zonales 2022 de Lima Metropolitana", Infografías Ipsos, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.ipsos.com/es-pe/perfiles-zonales-2022-de-lima-metropolitana>
- [3] Power home, "Horizontal Axis vs Vertical Axis Wind Turbine," Powerhome. [En línea]. Disponible en: <https://www.powerhome.com/horizontal-axis-vs-vertical-axis-wind-turbine>.
- [4] Meteoblue, "Datos climáticos y meteorológicos históricos simulados para Lurín", Revista meteoblue, 2023. [En línea]. Disponible en: [https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/lurinc3%adn\\_per%c3%ba\\_3935720](https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/lurinc3%adn_per%c3%ba_3935720)
- [5] P. Ghiasi, G. Najafi, B. Ghobadian, A. Jafari, R. Mamat, and M. F. Ghazali, "CFD-Study of the H-Rotor Darrieus wind turbine performance in Drag-Lift and lift Regime: Impact of Type, thickness and chord length of blades," Rev. Eng. Alexandria, vol. 67, pp. 51-64, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.aej.2022.10.013.
- [6] A. J. González Díaz, L. J. G. Coronado, and Y. E. González Doria, "Diseño y modelamiento de un aerogenerador Vawt Darrieus tipo H para la zona costera del departamento de Córdoba," Ingeniare, vol. 20, pp. 33-46, 2016, doi: 10.18041/1909-2458/ingeniare.20.407.
- [7] N. Ma, H. Lei, Z. Han, D. Zhou, Y. Bao, K. Zhang, L. Zhou, and C. Chen, "Airfoil optimization to improve power performance of a high-solidity vertical axis wind turbine at a moderate tip speed ratio," \*Energy\*, vol. 150, pp. 236-252, May 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.02.080.
- [8] K. H. Wong, C. T. J. Lim, J. H. Ng, A. Fazlizan, and X. H. Wang, "Numerical investigation of the effects of increased and mixed chord lengths for a 4-bladed Darrieus vertical axis wind turbine," IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci., vol. 1372, p. 012009, Dec. 2023, doi: 10.1088/1755-1315/1372/1/012009.
- [9] A. A. M. Abdalkarem, R. Ansaf, W. K. Muzammil, A. Ibrahim, Z. Harun, and A. Fazlizan, "Preliminary assessment of the NACA0021 trailing edge wedge for wind turbine application," Heliyon, vol. 9, no. 11, p. e21193, Oct. 2023, doi: 10.1016/j.heliyon.2023.e21193.
- [10] C. Gerrie, Z. Islam, S. Gerrie, N. Turner, and T. Asim, "3D CFD modelling of performance of a vertical axis turbine," Energies, vol. 16, no. 3, p. 1144, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16031144.
- [11] M. Ö. Korukçu, "Impact of blade modifications on the performance of a Darrieus wind turbine," Processes, vol. 12, no. 4, p. 732, Apr. 2024, doi: 10.3390/pr12040732.
- [12] O. S. Mohamed, A. Ibrahim, A. K. Etman, A. Abdelkader, and A. M. R. Elbaz, "Numerical investigation of Darrieus wind turbine with slotted airfoil blades," Energy Conversion and Management, vol. 5, p. 100026, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.ecmx.2019.100026.
- [13] A. Eltayesh, F. Natili, M. Burlando, F. Castellani, and A. Khedr, "Aerodynamic upgrades of a Darrieus vertical axis small wind turbine," Energy for Sustainable Development, vol. 73, pp. 126-143, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.esd.2023.01.018.
- [14] J. G. Acosta-López, A. P. Blasetti, S. Lopez-Zamora, and H. de Lasa, "CFD modeling of an H-type Darrieus VAWT under high winds: The vorticity index and the imminent vortex separation condition," \*Processes\*, vol. 11, no. 2, p. 644, Feb. 2023, doi: 10.3390/pr11020644.
- [15] S. ed-Din Fertahi, A. Samaouli, and I. Kadiri, "CFD comparison of 2D and 3D aerodynamics in H-Darrieus prototype wake," e-Prime - Advances in Electrical Engineering Electronics and Energy, vol. 4, no. 4, May 2023, doi: 10.1016/j.prime.2023.100178
- [16] A. Rivero Sánchez, "Análisis CFD sobre la influencia de la solidez en aerogeneradores H-Darrieus con perfiles asimétricos NACA 7425," Grado en Ingeniería Mecánica, Universidad de Valladolid, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://uvadoc.uva.es/handle/10324/19675>
- [17] R. S. de la Calle Bernardo, "Estudio aerodinámico de un aerogenerador de eje vertical mediante el uso de técnicas CFD," Proyecto Fin de Grado, Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales, E.T.S.I. Industriales, Universidad Politécnica de Madrid (UPM), julio 2018. [En línea]. Disponible en: <https://oa.upm.es/53294/>
- [18] H. Llacza Robles, "Aerogeneradores de baja potencia para electrificar pueblos alejados", tesis doctoral, Universidad Nacional del Callao, 2014 [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.unac.edu.pe/handle/20.500.12952/1617>
- [19] R. Hernández, P. Mendoza, Metodología de investigación, 1 ed. Ed. McGraw-Hill Interamericana, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.ebooks7-24.com:443/?il=6443>
- [20] "Airfoil tools", Airfoiltools.com. Disponible en: <http://www.airfoiltools.com>.