

Diseño de un prototipo de turbina eólica de eje vertical tipo Savonius

Andrés Felipe Valderrama Arenales

Jesús Andrés Motta Merchán

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero Mecánico

Director

Manuel del Jesús Martínez

Msc ingeniería mecánica

Codirector

Jose Antonio Parada Marin

Ingeniero mecánico

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingeniería Mecánica

Ingeniería Mecánica

Bucaramanga

2025

### **Agradecimientos**

En primer lugar, agradecer a Dios por permitirnos desarrollar esta tesis, ya que sin él nada de esto habría sido posible.

Quiero agradecer a mi familia: Mi madre, mi hermano y mi padre que han estado allí en todo momento brindándome su amor, paciencia y apoyo incondicional, agradezco profundamente por ser mi mayor fuente de inspiración y el motivo que me impulsó a desarrollar este proyecto. Gracias por creer en mí, y acompañarme en cada etapa de mi vida y por ser el motor que da fuerza a cada uno de mis sueños. Sin ustedes, nada de esto habría sido posible.

De igual forma quiero agradecer a mi director y codirector de tesis, por el apoyo y el acompañamiento que realizaron en este proceso, por compartir con nosotros sus experiencias, procesos investigativos y enseñarnos habilidades útiles para el desarrollo de nuestra tesis. También darles las gracias por despertar el interés en múltiples áreas de la investigación e implementación de energías renovables.

También quiero agradecer al personal administrativo de la escuela de ingeniería mecánica por colaborarnos en el desarrollo de nuestras pruebas experimentales y solución de las diferentes situaciones adversas presentadas.

Por último, quiero agradecer a mis amigos y familiares, por su apoyo y sus palabras de ánimo, gracias a todos. Pero en especial, a aquella persona que ha estado en los momentos más exigentes, brindándome su comprensión, paciencia, amor y su fe. Gracia por su apoyo constante y su forma de motivarme. A ella mis más sinceros agradecimientos. YC.

Andrés Felipe Valderrama Arenales

A todas las personas que hicieron posible la elaboración de este proyecto. A mi familia por el apoyo incondicional y a todo aquél que se detuvo a leer esta tesis.

Jesús Andrés Motta Merchán

## Tabla de contenido

Introducción .....	14
1. Objetivos .....	18
1.1 Objetivo general .....	18
1.2 Objetivos específicos .....	18
2. Marco teórico .....	19
2.1 Turbinas de eje horizontal .....	20
2.2 Turbinas de eje vertical .....	21
2.3 Principios de funcionamiento de las turbinas eólicas .....	23
2.3.1 Energía del viento .....	24
2.3.2 Ley de betz .....	25
2.3.3 Distribución de Weibull .....	25
2.3.4 Rendimiento de las turbinas eólicas .....	26
2.3.5 Relación de velocidad tangencial .....	26
2.3.6 Leyes de escalabilidad de rotores eólicos .....	27
2.4 Zonas no interconectadas .....	28
2.5 Potencial eólico en Colombia .....	29
3. Metodología .....	32
3.1 Etapa 1: selección de rotores .....	32
3.2 Etapa 2: diseño del banco de pruebas .....	33
3.3 Etapa 3: procedimiento experimental .....	35
4. Alternativas de diseño .....	39
4.1 Requerimientos del aerogenerador savonius .....	39

5. Análisis bibliográfico.....	40
6. Resultados .....	47
7. Dimensionamiento del prototipo final .....	51
8. Conclusiones .....	58
9. Recomendaciones .....	59
10. Presupuesto .....	60
Referencias bibliográficas.....	62
Apéndices .....	66

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Necesidad energética de las zonas no interconectadas. Fuente: (Moreno, servicios legales).....	29
Tabla 2. Selección del rotor. ....	39
Tabla 3. Parámetros de diseño del prototipo.....	40
Tabla 4. Ensayos experimentales en tunel de viento.....	41
Tabla 5. Comparación de resultados CFD y experimentales en turbinas savonius.....	41
Tabla 6. Coeficiente de potencia obtenido con diferentes perfiles alares. ....	42
Tabla 7. Perfiles a caracterizar.....	43
Tabla 9. Dimensiones de los rotores caracterizados .....	45
Tabla 10. Potencia y $C_p$ generados por un rotor koi fish a escala 105:14 .....	51

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Turbina de eje horizontal. Fuente: Mehr, Judd et al. (2020). .....	20
Figura 2. Turbina tipo darrieus. Fuente: Stroski (2019).....	22
Figura 3. Turbina tipo Savonius. Fuente: Autores .....	23
Figura 4. Comportamiento de la velocidad del viento en un rotor ideal. Fuente: Voneschen (2009).....	24
Figura 5. Desempeño de los diferentes aerogeneradores. Fuente: Cardona et al (2018). .....	27
Figura 6. Velocidad promedio anual del viento. ....	30
Figura 7. Densidad de energía eólica anual a 50 metros de altura. ....	31
Figura 8. Fases metodológicas. ....	32
Figura 9. Túnel aerodinámico modelo TA300/300C. ....	33
Figura 10. Área de trabajo del túnel de viento. ....	34
Figura 11. Diseño de banco de prueba.....	35
Figura 12. Distribución de imanes. ....	36
Figura 13. Histograma de datos. ....	37
Figura 14. Estimación de densidad por núcleos.....	38
Figura 15. Potencia extraída en 6 meses de prueba. Fuente: Ivan Farozan et al (2025) .....	43
Figura 16. Curvas características rotor de 45 y 90. Adaptado de: Ivan farozan et al (2025). ....	44
Figura 17. Curva característica rotor koi fish. Adaptado .....	44
Figura 18. Vista esquemática del rotor de 45° .....	45
Figura 19. Vista esquemática rotor koi fish. ....	46
Figura 20. Vista esquemática del rotor de 90° .....	46
Figura 21. Rotor Savonius tipo biomimético KOI a escala 1:1. a) Vista dimétrica del conjunto. b) Vista frontal (altura 1 m). c) Sección transversal mostrando el perfil KOI (radio 500 mm, espesor 4 mm). ....	52

Figura 22. Vista explodida del conjunto estructural del prototipo con vista a detalle del acople diseñado entre el eje y el generador. ....	53
Figura 23. Sistema base y eje central a.) Vista isometrica b.) Corte longitudinal. ....	54
Figura 24. Distribución de presión estática alrededor del rotor Savonius biomimético tipo KOI a 11 m/s. ....	55
Figura 25 Deformación total (URES) del rotor bajo una presión de 94 Pa. ....	56
Figura 26 Distribución de deformaciones equivalentes (strain) en el rotor. ....	56
Figura 27 Distribución del esfuerzo equivalente de Von Mises. ....	57

Lista de Apéndices

	<b>pág.</b>
Apéndice A. Contenido del trabajo de grado .....	66

## Glosario

**Anemómetro:** instrumento utilizado para medir la velocidad del viento y, en algunos casos, su dirección.

**Ángulo de ataque ( $\alpha$ ):** Ángulo entre la línea de cuerda de un perfil y la dirección del flujo de aire incidente. Controla la generación de sustentación y resistencia.

**Arduino Nano:** microcontrolador de placa reducida basado en el chip ATmega328, usado para adquisición y procesamiento de datos en tiempo real.

**Coefficiente aerodinámico (C):** Número adimensional que relaciona una fuerza aerodinámica (sustentación, resistencia o momento) con la densidad del aire, la velocidad del flujo y el área de referencia.

**Coefficiente de potencia ( $C_p$ ):** relación adimensional entre la potencia capturada por la turbina y la potencia total disponible en el viento.

**Densidad del aire ( $\rho$ ):** masa del aire por unidad de volumen, expresada comúnmente en  $\text{kg/m}^3$ , que influye directamente en la energía eólica disponible.

**Dinamo:** generador eléctrico que convierte energía mecánica en energía eléctrica de corriente continua.

**Efecto Hall:** fenómeno eléctrico en el cual se genera una diferencia de potencial transversal a un conductor cuando circula corriente y se aplica un campo magnético perpendicular.

**Factor de similitud:** conjunto de condiciones adimensionales que permite escalar un prototipo manteniendo comportamiento aerodinámico equivalente al de un modelo a escala real.

**Ley de Betz:** principio que establece que ninguna turbina eólica puede extraer más del 59,3 % de la energía cinética del viento.

**Relación de aspecto:** proporción entre la altura y el diámetro del rotor de una turbina, variable que influye en su eficiencia aerodinámica.

**Relación de velocidad tangencial (TSR):** razón entre la velocidad en la punta de las palas y la velocidad del viento incidente, utilizada para evaluar el rendimiento de una turbina.

**Rotor Savonius:** rotor de eje vertical compuesto por dos o más álabes semicirculares o curvos que aprovechan la fuerza de arrastre para girar con el viento.

**Tacómetro digital óptico:** dispositivo que mide la velocidad angular (revoluciones por minuto) de un eje o rotor mediante un haz de luz.

**Túnel de viento:** instalación experimental que produce un flujo de aire controlado para estudiar el comportamiento aerodinámico de objetos.

**Turbina eólica de eje vertical (VAWT):** aerogenerador cuyo eje de rotación es perpendicular al suelo y no requiere orientación para captar el viento.

## Resumen

**Título:** Diseño de un prototipo de turbina eólica de eje vertical tipo Savonius

**Autor:** Jesús Andrés Motta Merchán, Andrés Felipe Valderrama Arenales

**Palabras Clave:** Turbina, Energía eólica, Prototipo, Savonius, VAWT

**Descripción:** El presente proyecto tiene como objetivo diseñar una turbina eólica tipo Savonius de baja potencia a través de la caracterización de 3 rotores, evaluando su factibilidad para la generación eléctrica en Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia. Estas regiones, que cubren el 52 % del territorio nacional, dependen en gran medida de plantas termoeléctricas a diésel, lo que incrementa los costos y las emisiones de carbono. La metodología se desarrolló en tres etapas: (1) revisión bibliográfica para la selección de tres configuraciones geométricas —rotor de 45°, rotor de 90° y perfil bioinspirado koi fish—; (2) diseño y construcción de un banco de pruebas acoplado a un túnel de viento TA300/300C; y (3) análisis estadístico de los datos obtenidos para determinar el coeficiente de potencia ( $C_p$ ) y la potencia generada. Los resultados mostraron que el rotor koi fish presentó el mejor desempeño, con un  $C_p$  máximo de 0.05356 y una potencia de 0.441 W, superando en más del 10 % a las demás configuraciones. El diseño escalado proyecta una generación de hasta 5 W a 6 [m/s], confirmando que la turbina Savonius bioinspirada constituye una alternativa viable y sostenible para fortalecer la autonomía energética en zonas no interconectadas.

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de ingeniería físico-mecánicas. Escuela de ingeniería mecánica. Director: Manuel del Jesús Martínez. Phd

### Abstract

**Title:** Design of a Vertical Axis Savonius-Type Wind Turbine Prototype

**Author(s):** Jesús Andrés Motta Merchán, Andrés Felipe Valderrama Arenales

**Key Words:** Turbine, Wind Energy, Prototype, Savonius, VAWT

**Description:** This project aims to design a low-power Savonius-type vertical axis wind turbine through the experimental characterization of three rotor configurations, evaluating its feasibility for electricity generation in Colombia's Non-Interconnected Zones (ZNI). These regions, which cover about 52% of the national territory, rely heavily on diesel-powered thermoelectric plants, resulting in high operational costs and increased carbon emissions. The methodology was developed in three stages: (1) a literature review to select three geometric configurations — a 45° rotor, a 90° rotor, and a bio-inspired koi fish profile; (2) the design and construction of a test bench coupled to a TA300/300C wind tunnel; and (3) a statistical analysis of the collected data to determine the power coefficient ( $C_p$ ) and the generated power. The results showed that the koi fish rotor achieved the best performance, with a maximum  $C_p$  of 0.05356 and an output power of 0.441 W, exceeding the other configurations by more than 10%. The scaled design projects a generation of up to 5 W at 6 [m/s], confirming that the bio-inspired Savonius turbine is a viable and sustainable alternative to strengthen energy autonomy in non-interconnected Zones.

\* Degree work

\*\* Faculty of Physical–Mechanical Engineering. School of Mechanical Engineering. Advisor: Manuel del Jesús Martínez. Phd

## Introducción

En Colombia, las Zonas No Interconectadas (ZNI) representan aproximadamente el 52 % del territorio nacional y albergan cerca de 1,9 millones de habitantes que no reciben energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En estas regiones, la generación eléctrica depende principalmente de plantas termoeléctricas a diésel, las cuales, a pesar de cubrir históricamente más del 90 % de la demanda, presentan altos costos operativos, baja eficiencia y una significativa emisión de gases contaminantes. Esta situación perpetúa la dependencia de combustibles fósiles y limita el desarrollo social y económico en comunidades rurales y apartadas. (UPME, 2022)

Aunque el Estado ha impulsado la diversificación de la matriz energética mediante fuentes renovables las cuales deben suplir un estimado de 215.568 [kw], los proyectos eólicos enfrentan diversas limitaciones para su implementación en las ZNI. Entre ellas, se encuentran la necesidad de equipos de gran escala, la complejidad en el montaje, los altos costos de mantenimiento y el cumplimiento de las restricciones ambientales y normativas, como las establecidas por la Resolución 0627 de 2006 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, que fija un máximo de 55 dB en el día y 50 dB en la noche para zonas residenciales.

Estas condiciones hacen que muchas tecnologías eólicas convencionales, especialmente las de eje horizontal, no resulten adecuadas para su instalación en entornos residenciales dentro de las ZNI. Frente a este panorama, surge la necesidad de desarrollar sistemas eólicos de pequeña escala que sean técnicamente viables, de bajo costo, fáciles de mantener e integrables en zonas habitadas sin generar afectaciones ambientales ni estructurales.

Por esto, las turbinas eólicas de eje vertical tipo Savonius se presentan como una alternativa prometedora, ya que su diseño simple, su bajo costo de fabricación y su capacidad de operar de forma estable en el rango de velocidades de viento entre 6,5 m/s y 11 m/s las convierten en una

opción atractiva. Sin embargo, aún existe poca información experimental sobre su desempeño energético, lo que limita su optimización y su implementación efectiva como fuente complementaria de energía.

Con base en ello, el presente proyecto tiene como objetivo caracterizar tres prototipos de turbina eólica tipo Savonius, diseñados para generar hasta 5 W de potencia eléctrica bajo velocidades de viento comprendidas entre 6,5 m/s y 11 m/s. El propósito de esta investigación es aportar conocimiento técnico que contribuya a la diversificación de la matriz energética nacional, la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y la expansión del acceso a energía limpia y sostenible en las Zonas No Interconectadas del país.

Para sustentar el diseño, se realizó una revisión bibliográfica exhaustiva sobre los parámetros geométricos y operativos que influyen en el rendimiento del rotor Savonius, identificando variables como el ángulo de torsión, la relación de aspecto, la relación de superposición (overlap), el número de álabes y el perfil aerodinámico. Entre los estudios más relevantes se destacan:

Primero, Farozan et al. (2022): identificaron que un rotor con ángulo de torsión de  $45^\circ$  alcanza el mayor coeficiente de potencia, mientras que el de  $90^\circ$  presenta mejor comportamiento de arranque. Segundo, Deka (2022): evidenció que los ángulos de torsión entre  $45^\circ$  y  $90^\circ$  proporcionan una exposición más constante del álabes al flujo incidente, aumentando la fuerza de arrastre. Finalmente, Anh Dinh Le et al. (2024): demostraron que los perfiles aerodinámicos bioinspirados, como el perfil koi fish, pueden incrementar el coeficiente de potencia ( $C_p$ ) hasta en un 17 %.

Con base en esta revisión y el análisis comparativo de la literatura, se preseleccionaron tres configuraciones geométricas de rotores Savonius para su evaluación experimental en túnel de

viento, utilizando un banco de pruebas que permite medir la generación eléctrica y el coeficiente de potencia.

En consecuencia, la pregunta que guía este proyecto es la siguiente: ¿Es posible diseñar un prototipo de turbina eólica tipo Savonius capaz de generar hasta 5 W de energía en condiciones de baja velocidad de viento, garantizando su aplicabilidad en las Zonas No Interconectadas de Colombia?

El libro está constituido en 8 capítulos. El marco teórico aborda las diferentes configuraciones de turbinas eólicas haciendo énfasis en las turbinas de eje vertical, además, se explica brevemente cómo se genera la energía utilizando el recurso eólico. Por otro lado, se explican las relaciones físicas que gobiernan la energía eólica y las limitantes de esta. Asimismo, se exponen las leyes de escalabilidad de rotores eólicos los cuales son necesarios para llevar a cabo el análisis a escala de laboratorio. También, se exploran las zonas no interconectadas exponiendo la necesidad insatisfecha y el potencial eólico que puede ser usado para cubrir esta demanda.

La metodología está constituida por 3 partes donde se explora la selección de rotores y se presenta la justificación de los prototipos utilizados para su caracterización a través de una revisión bibliográfica utilizando métodos de inclusión. Además, se explica la construcción del banco de pruebas el cual permitió el manejo eficiente para la caracterización.

El proceso de alternativas de diseño permitió establecer que las turbinas eólicas tipo savonius eran las idóneas para esta aplicación gracias a sus bajos costos de mantenimiento y producción permitiendo su fácil despliegue evitando afectar la fauna de estas regiones. Lo que permite llevar a cabo el proceso de análisis bibliográfico que explora la literatura reciente para identificar parámetros claves para el diseño y se determinan las dimensiones de los rotores a caracterizar.

Los resultados exploran las diferentes curvas características de los rotores lo cual facilita su discusión permitiendo obtener el rotor idóneo para esta aplicación dando lugar al dimensionamiento del prototipo final donde se exponen las dimensiones para la generación de hasta 5 [w] a 6 [m/s]. Finalmente, las conclusiones permiten responder la pregunta de investigación y se exponen las recomendaciones que permitan mejorar el proceso de diseño e investigación.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo general

Diseñar un prototipo de turbina eólica de eje vertical tipo Savonius capaz de generar hasta 5 W, para la demostración de su factibilidad en contextos de baja velocidad del viento, mediante revisión bibliográfica previa, preselección de tres módulos, evaluación experimental en banco y aplicación de criterios de similitud y escalamiento.

### 1.2 Objetivos específicos

1. Revisar la literatura reciente sobre turbinas Savonius y sus variantes para la determinación del modelo y de las configuraciones más adecuadas para velocidades desde 6 m/s hasta 11 m/s, mediante revisión sistemática con criterios de inclusión/exclusión, extracción estandarizada de datos, comparación de indicadores de desempeño ( $C_p$  a bajas TSR, velocidad de arranque, potencia) y preselección de tres módulos.
2. Evaluar experimentalmente el desempeño de los tres rotores preseleccionados para la estimación del coeficiente de potencia  $C_p$ , de la TSR y de la potencia generada entre 6 m/s hasta 11 m/s, mediante protocolo de medición en banco con instrumentación eléctrica y de velocidad y análisis de incertidumbre.
3. Dimensionar el prototipo final a la escala seleccionada para el cumplimiento del umbral de hasta 5 W, mediante criterios de similitud, escalamiento y especificación del tren electromecánico (generador, transmisión y rectificación), con base en los resultados de la evaluación.

## 2. Marco teórico

A lo largo de la historia, la humanidad ha aprovechado la energía del viento para diversos fines, desde la navegación fluvial y marítima hasta la molienda de granos, evidencias que se remontan hasta el año 5000 a. C. Esta utilización empírica de la energía eólica sentó las bases para desarrollos más complejos en épocas posteriores. En este contexto, según Ignacio Mártil (2024), en 1887 se construyó lo que hoy se reconoce como la primera turbina eólica destinada a la generación de electricidad. Este prototipo contaba con un rotor de 17 metros de diámetro y 144 palas, generando aproximadamente 12 kW, una cifra modesta pero significativa para la época. Posteriormente, en 1899, el científico danés Poul la Cour descubrió que una menor cantidad de palas permitía una mayor velocidad angular del rotor, aumentando así la eficiencia en la conversión de energía cinética del viento en energía eléctrica.

Sin embargo, no fue hasta 1919 cuando el físico alemán Albert Betz estableció los fundamentos teóricos de la energía eólica moderna mediante la formulación de su conocida Ley de Betz, que determina que ninguna turbina eólica puede extraer más del 59.3 % de la energía del viento. Esta ley impulsó el diseño de nuevas configuraciones aerodinámicas más eficientes y permitió el desarrollo de turbinas experimentales que aplicaban estos principios. A partir de estos avances, en 1941 se construyó en Vermont (EE. UU.) la primera turbina eólica de gran escala, con una potencia nominal de 1.25 MW, marcando un hito en la ingeniería eólica.

Durante las décadas siguientes, el interés en esta fuente de energía fue oscilante, pero la crisis energética de los años 70 reactivó su investigación y desarrollo, especialmente en países como Dinamarca, Estados Unidos y Alemania. En el siglo XXI, gracias al avance de la ingeniería, la ciencia de materiales y las tecnologías de simulación, las turbinas eólicas han alcanzado

potencias superiores a los 15 MW, consolidándose como una de las principales fuentes de energía renovable a nivel mundial. (Möllerström et al., 2024)

A medida que la tecnología eólica evolucionaba, también lo hacía la diversidad en el diseño de turbinas. En términos generales, estas pueden clasificarse según la orientación de su eje de rotación respecto al suelo, dando lugar a dos grandes grupos: las turbinas de eje horizontal y las de eje vertical. Esta clasificación no solo implica diferencias geométricas, sino también variaciones en comportamiento aerodinámico, eficiencia, aplicación y complejidad de diseño, aspectos que se abordarán a continuación.

## 2.1 Turbinas de eje horizontal

Las turbinas eólicas de eje horizontal representan la tecnología más tradicional y eficiente para la conversión de energía eólica en electricidad, su diseño consiste en una serie de álabes, generalmente 3, dispuestos de manera horizontal como se ilustra en la Figura 1.



Figura 1. Turbina de eje horizontal Fuente: Mehr, Judd et al. (2020).

Este diseño se caracteriza por su desempeño en la conversión de energía alcanzando rendimientos que oscilan entre el 40 % y el 50 %. Su diseño aerodinámico optimizado y el respaldo de décadas de investigación en energías renovables han permitido su adopción masiva en parques eólicos, donde es posible instalar unidades con capacidades superiores a los 5 MW. No obstante, su implementación en entornos residenciales enfrenta múltiples desafíos, principalmente por los niveles de ruido que generan, los cuales pueden superar los 60 decibelios (dB), excediendo el límite permitido por la Resolución 0627 de 2006 del Ministerio de Ambiente de Colombia, que establece un máximo de 55 dB para zonas residenciales durante el día y 50 dB durante la noche (Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial, 2006). Además del impacto sonoro, estas turbinas pueden generar contaminación visual significativa debido a su tamaño, junto con elevados costos de instalación y mantenimiento, lo que limita su viabilidad en áreas residenciales o con baja densidad poblacional.

## **2.2 Turbinas de eje vertical**

Las turbinas eólicas de eje vertical están diseñadas con aspas dispuestas verticalmente que giran alrededor de un eje central. Aunque su eficiencia es generalmente menor en comparación con las turbinas de eje horizontal, ofrecen la ventaja de captar la energía del viento desde cualquier dirección sin necesidad de mecanismos de orientación. Esta característica las hace especialmente útiles en entornos urbanos o con patrones de viento variables. Además, su configuración estructural permite ubicar los componentes mecánicos, como los engranajes y generadores, a nivel del suelo, lo que facilita las labores de mantenimiento y reduce significativamente los costos operativos. Gracias a los avances en investigación y desarrollo de tecnologías eólicas, se han incorporado nuevos materiales de alta resistencia y menor peso, lo que ha permitido mitigar problemas

recurrentes como la fatiga estructural y mejorar su desempeño y durabilidad en condiciones variables.

Los diseños más ampliamente implementados corresponden a las configuraciones tipo Savonius y Darrieus. Las turbinas tipo Darrieus se distinguen por su operación a altas velocidades de rotación y su capacidad de generación de corriente alterna, lograda mediante el aprovechamiento de fuerzas de sustentación generadas en los perfiles aerodinámicos de sus aspas. Estas características les permiten alcanzar coeficientes de aprovechamiento energético del orden del 30 % al 40 % respecto a la energía cinética disponible en el viento. No obstante, su desempeño energético presenta fluctuaciones a lo largo del tiempo y, debido a su bajo torque de arranque, requieren sistemas auxiliares para iniciar su rotación.

Adicionalmente, las turbinas Darrieus exhiben limitaciones relevantes asociadas a su elevada complejidad constructiva, mayores costos de fabricación, y una propensión a la fatiga estructural que incrementa las exigencias de mantenimiento.



Figura 2. Turbina tipo Darrieus. Fuente: Stroski (2019)

En contraste, la turbina tipo Savonius ofrece ventajas significativas en términos de simplicidad de diseño, ya que su rotor principal consiste en dos semicírculos colocados en forma de “s”, como se muestra en la Figura 3, permite un bajo costo de producción y mantenimiento. Su capacidad de operar eficientemente a bajas velocidades de viento y su bajo nivel de emisiones acústicas la convierten en una alternativa particularmente adecuada para aplicaciones en entornos rurales o de baja densidad poblacional, donde la facilidad de instalación y la fiabilidad son factores determinantes.

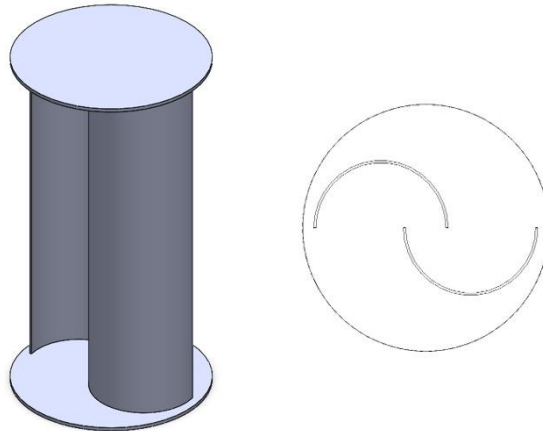


Figura 3. Turbina tipo Savonius. Fuente: Autores

### 2.3 Principios de funcionamiento de las turbinas eólicas

Las turbinas eólicas son sistemas electromecánicos destinados a convertir la energía cinética del flujo de aire en energía mecánica rotacional, a través del movimiento del rotor, el cual transmite su par a un generador eléctrico para producir energía. En este contexto, es esencial determinar la cantidad máxima de energía teórica que puede extraerse del viento, así como analizar las restricciones físicas y técnicas que condicionan la eficiencia en el aprovechamiento de la energía eólica.

### 2.3.1 Energía del viento

La potencia disponible en el viento se calcula utilizando la ecuación (1, donde  $P_0$  representa la energía transportada por el flujo de aire antes de interactuar con el rotor, como se ilustra en la Figura 4.

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

Donde:

$\rho$  es la densidad del aire en  $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$

$A$  es el área barrida por el rotor  $[m^2]$

$v$  es la velocidad del viento en  $\left[\frac{m}{s}\right]$

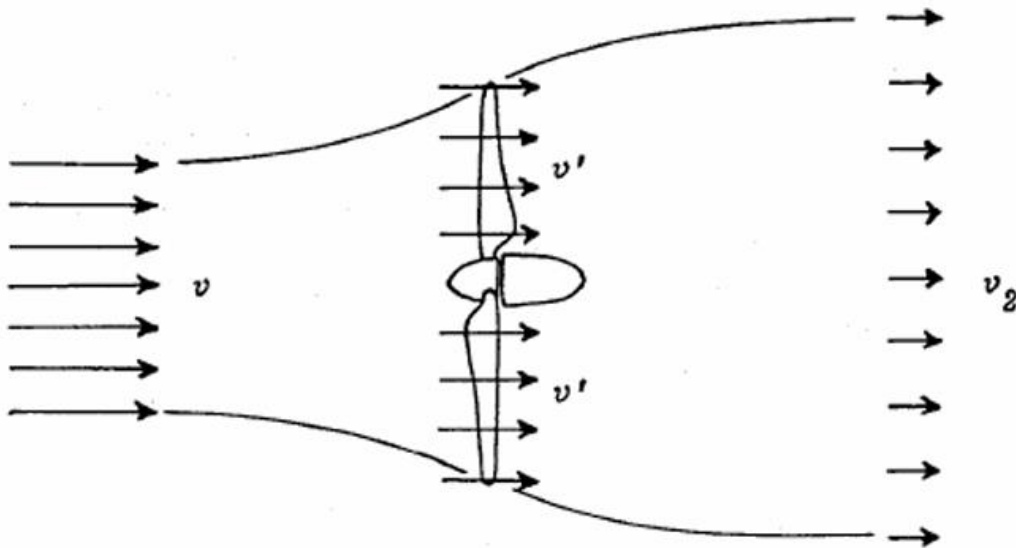


Figura 4. Comportamiento de la velocidad del viento en un rotor ideal. Fuente: Voneschen (2009).

### 2.3.2 Ley de betz

Gracias a los principios formulados por Albert Betz en 1919, se establece que una turbina eólica no puede extraer toda la energía disponible en el viento. La eficiencia máxima teórica, conocida como límite de Betz, alcanza un valor de 59,26 %, expresado en la ecuación (2).

$$P_{w \max} = \frac{16}{27} P_0 = 0.5926 P_0 \quad (2)$$

Además, en la teoría de aerogeneradores, resulta fundamental el concepto de coeficiente de potencia  $c_{pw}$ , el cual relaciona la potencia efectivamente captada por la turbina respecto a la potencia disponible en el viento. Este coeficiente se calcula mediante la ecuación (3).

$$c_{pw} = \frac{P_w}{P_0} \quad (3)$$

Donde  $P_0$  es la potencia extraída por la turbina. El valor máximo de  $C_{pw}$  que puede alcanzarse corresponde al límite de Betz, es decir, 0,5926 como se expresa en la ecuación (2).

### 2.3.3 Distribución de Weibull

La distribución de Weibull es una función de probabilidad utilizada para describir la variabilidad estadística de un conjunto de datos. En el contexto de la energía eólica, esta distribución permite modelar la frecuencia con la que se presentan distintas velocidades del viento en un sitio específico. Su formulación se expresa mediante la ecuación (4).

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4)$$

Esta herramienta es esencial para estimar el recurso eólico disponible, ya que permite predecir la cantidad de energía que puede generarse en una ubicación determinada y evaluar el rendimiento esperado de una turbina instalada en dicha zona.

### 2.3.4 Rendimiento de las turbinas eólicas

Además del límite impuesto por la Ley de Betz, las turbinas eólicas presentan pérdidas adicionales que reducen su potencia útil. Estas pérdidas pueden ser de naturaleza mecánica, eléctrica y aerodinámica. Por esta razón, el coeficiente de potencia de una turbina real se determina considerando dichas pérdidas, como se muestra en la ecuación (5).

$$c_{pw} = 0.5926 n_w \quad (5)$$

En esta expresión,  $n_w$  representa la eficiencia global del sistema, calculada como el producto de las eficiencias individuales asociadas a cada tipo de pérdida presente en el conjunto turbina-generador.

### 2.3.5 Relación de velocidad tangencial

Para facilitar la comparación entre los distintos tipos de turbinas eólicas, se utiliza la relación de velocidad tangencial (tip speed ratio, en inglés), la cual permite evaluar su eficiencia y resulta fundamental para analizar el comportamiento del coeficiente de potencia en cada tipo de aerogenerador. Esta relación se expresa en la ecuación (6).

$$\lambda = \frac{\omega R}{U_\infty} \quad (6)$$

A partir de este parámetro, junto con el coeficiente de potencia, es posible construir la curva de desempeño de los diferentes aerogeneradores. Dichas curvas permiten comprender su comportamiento operativo y facilitan la selección del tipo de turbina más adecuado según las condiciones del sitio y los requerimientos del sistema. El rendimiento comparativo de estas turbinas se ilustra en la Figura 5.

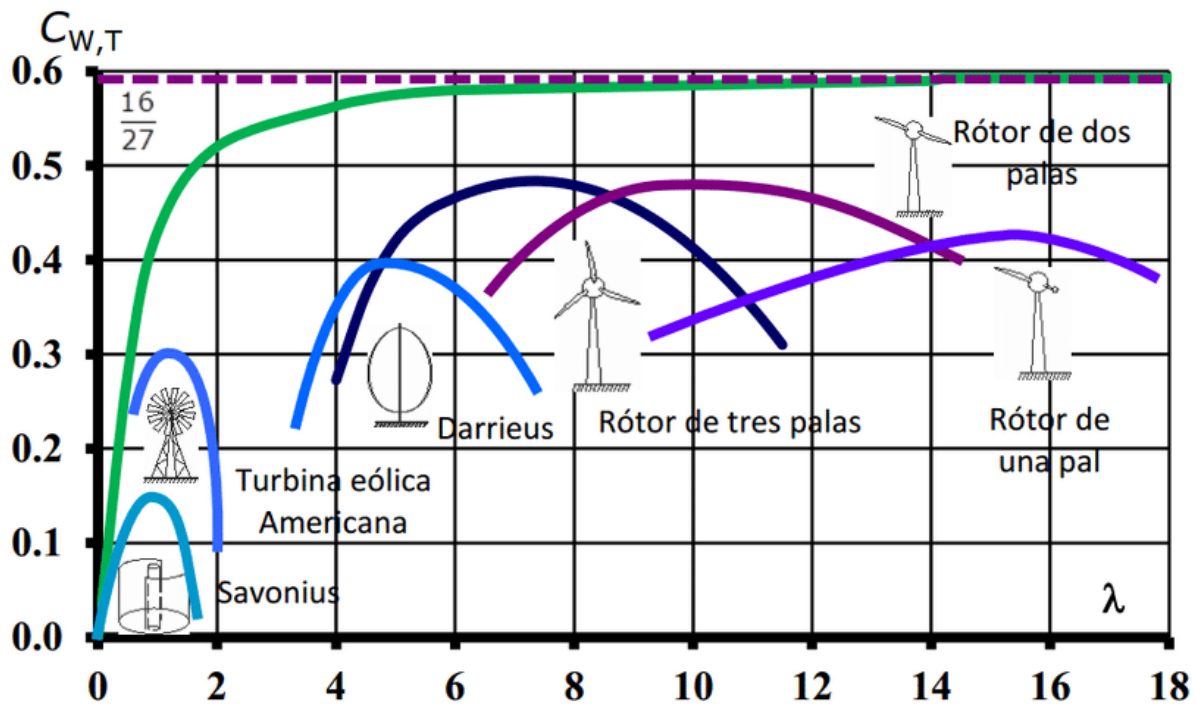


Figura 5. Desempeño de los diferentes aerogeneradores. Fuente: Cardona et al (2018).

### 2.3.6 Leyes de escalabilidad de rotores eólicos

Las turbinas eólicas, como toda turbomáquina, pueden describirse mediante curvas adimensionales de potencia, par y empuje, las cuales permiten comparar su desempeño independientemente de su tamaño o escala. Para que dos turbomáquinas de distinta escala presenten un comportamiento aerodinámico similar, es necesario cumplir con los principios de la teoría de similitud, que implican:

- Mantener constante la velocidad tangencial promedio y la velocidad circunferencial en la punta de la pala, así como la velocidad del viento aguas arriba del rotor.
- Conservar el número de palas, el perfil aerodinámico y los materiales empleados.
- Escalar todas las dimensiones de manera proporcional.

Cumplir con estas condiciones permite que las relaciones adimensionales sean equivalentes, asegurando que el flujo de aire alrededor de la turbina mantenga las mismas características dinámicas y aerodinámicas.

No obstante, al escalar una turbina de radio  $R_1$  a otra de radio  $R_2$ , las magnitudes físicas absolutas no se comportan de manera lineal. Según Gasch & Tewe (2012), en *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*, la variación de parámetros clave sigue leyes de proporcionalidad especificadas en las ecuaciones (7 a (13).

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{R_2^2}{R_1^2} \quad (7)$$

$$\frac{M_2}{M_1} = \frac{R_2^3}{R_1^3} \quad (8)$$

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{R_2^2}{R_1^2} \quad (9)$$

$$\frac{\Omega_1}{\Omega_2} = \frac{R_2}{R_1} \quad (10)$$

$$\frac{W_2}{W_1} = \frac{R_2^3}{R_1^3} \quad (11)$$

$$\frac{F_{a2}}{F_{a1}} = \frac{R_2^2}{R_1^2} \quad (12)$$

$$\frac{F_{c2}}{F_{c1}} = \frac{R_2^2}{R_1^2} \quad (13)$$

## 2.4 Zonas no interconectadas

Las zonas no interconectadas están definidas según la sede electrónica comisión de regulación de energía y gas (creg) como “los municipios, corregimientos, localidades y caseríos

no conectados al Sistema Interconectado Nacional” (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2013). Estas zonas son de vital importancia debido a que representan alrededor del 52% del territorio nacional, sin embargo, la prestación del servicio eléctrico para estas zonas ha sido un reto debido a la baja densidad poblacional y su difícil acceso ya que se encuentran en corregimientos rurales impidiendo su conexión al sistema nacional de energía. Según Moreno servicios legales, “esta problemática afecta a 1296000 personas las cuales tienen un servicio de energía ineficiente o inexistente”.

En este contexto, para atender las necesidades de esta población es necesaria la generación de aproximadamente 241568 KW distribuidos como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Necesidad energética de las zonas no interconectadas. Fuente: (Moreno, servicios legales).

DEPARTAMENTO	CAPACIDAD OPERATIVA [Kw]
AMAZONAS	22795
ANTIOQUIA	1656
ARCHIPIELAGO DE SAN ANDRES	68736
BOLIVAR	545
CAQUETA	4450
CASANARE	2564
CAUCA	9029
CHOCO	32783
GUAINIA	7612
GUAVIARE	3316
LA GUAJIRA	1171
META	6529
NARIÑO	25439
PUTUMAYO	9184
VALLE DEL CAUCA	500
VAUPES	5018
VICHADA	14241
CAPACIDAD TOTAL	215568

## 2.5 Potencial eólico en Colombia

Colombia posee un alto potencial para la generación de energía eólica en sus Zonas No Interconectadas (ZNI), gracias a las condiciones climáticas favorables presentes en diversas

regiones del país. Estas zonas, que no están conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se benefician de velocidades de viento que oscilan entre 6 m/s y 11 m/s, según datos del *Atlas del Viento y Energía Eólica de Colombia* expuestos en la Figura 6. Estos valores son adecuados para la generación de energía eólica a pequeña y mediana escala.

En particular, regiones como La Guajira, San Andrés, Chocó, Vaupés y Guainía, clasificadas como ZNI, presentan un recurso eólico estable y constante. En estas áreas, la densidad de potencia del viento se encuentra en un rango entre 313 W/m<sup>2</sup> y 1.331 W/m<sup>2</sup>, lo que las convierte en territorios con condiciones técnicas viables para el desarrollo de proyectos eólicos, véase Figura 7. (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) & Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), 2006)

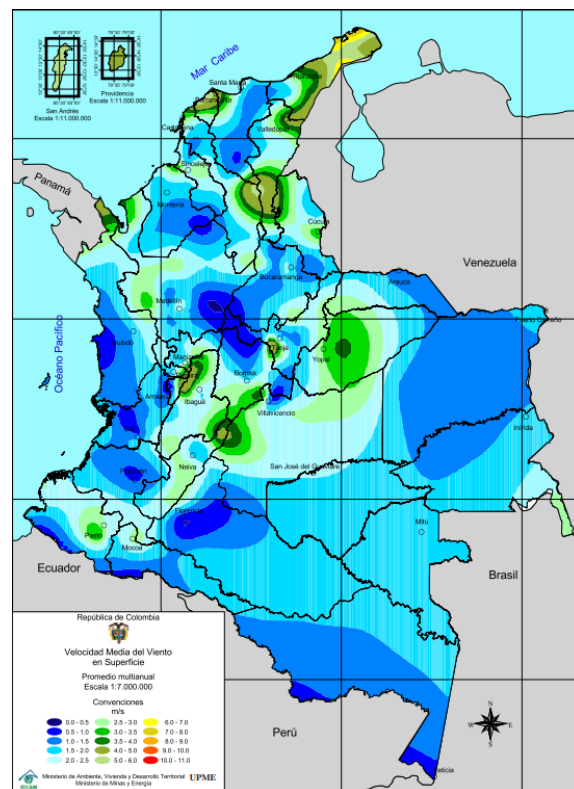


Figura 6. Velocidad promedio anual del viento.

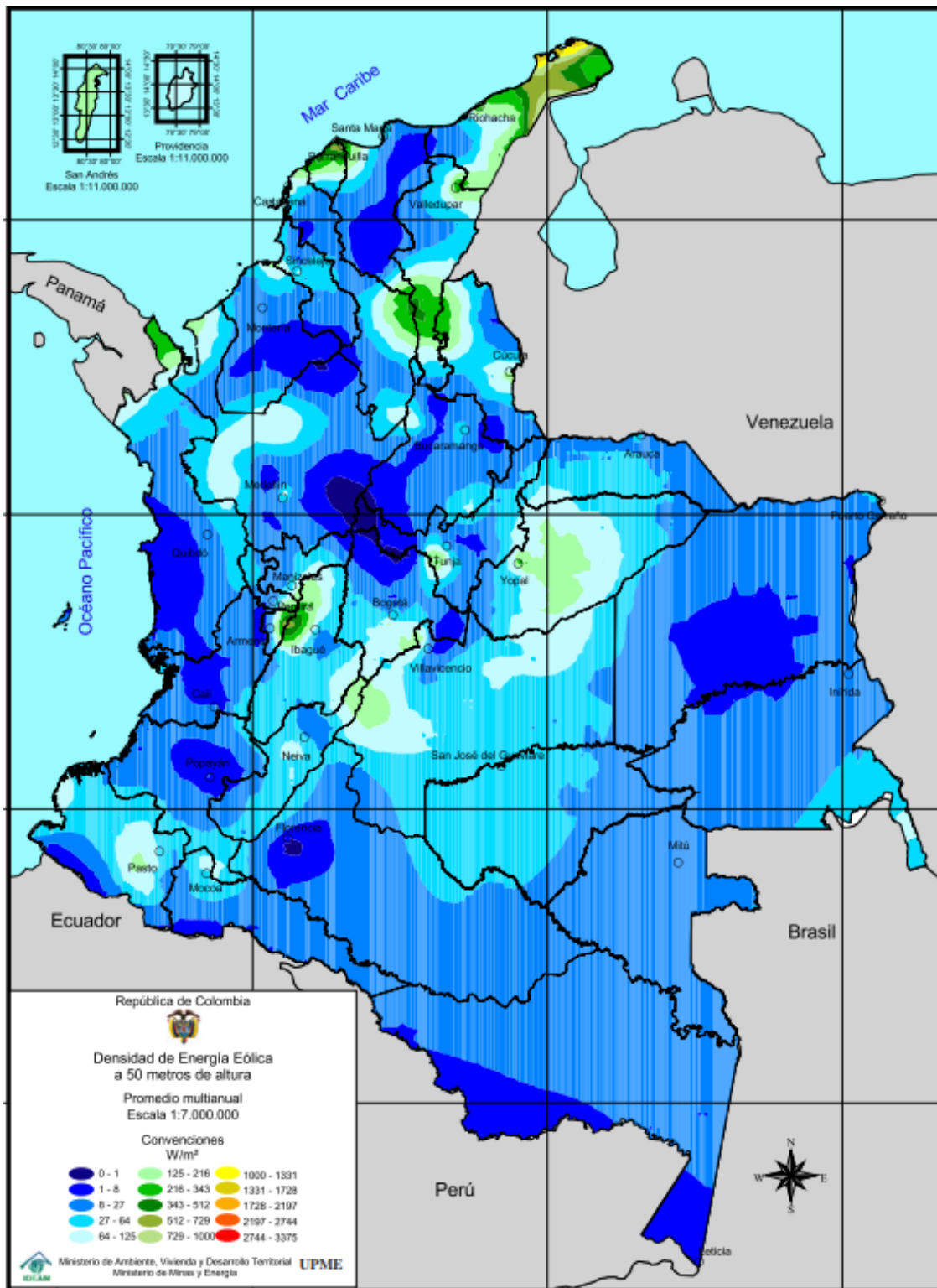


Figura 7. Densidad de energía eólica anual a 50 metros de altura.

### 3. Metodología

La metodología de este proyecto se estructuró en tres etapas, orientadas al diseño de un prototipo de turbina eólica de eje vertical tipo Savonius, capaz de generar hasta 5 W a 6 [m/s] y demostrar su factibilidad en condiciones de baja velocidad del viento. Las etapas metodológicas se presentan en la Figura 8 y se describen a continuación.

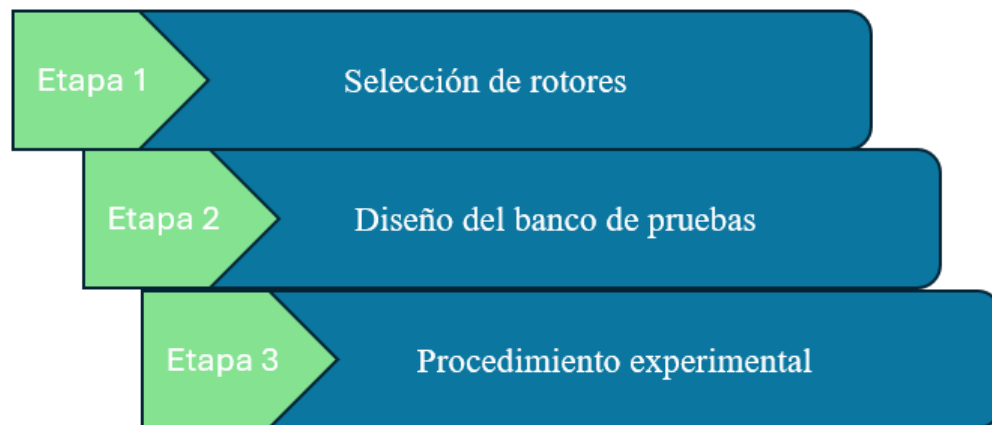


Figura 8. Fases metodológicas.

#### 3.1 Etapa 1: selección de rotores

En esta fase se establecieron los criterios y condiciones iniciales del proyecto. Se realizó una búsqueda sistemática a través de bases de datos científicas con el fin de identificar los parámetros geométricos y operativos que influyen en el rendimiento del rotor. Para esto, se utilizaron criterios de inclusión como: un rango de velocidad superior a los 4 [m/s] e inferior a los 12 [m/s], un coeficiente de potencia superior a 0.1 y cuyo rotor se base en el modelo Savonius.

Gracias a los estudios analizados se logró determinar los valores de referencia para variables como el ángulo de torsión, la relación de aspecto (AR), el número de álabes y el perfil aerodinámico permitiendo la caracterización de los 3 rotores.

### 3.2 Etapa 2: diseño del banco de pruebas

Para las pruebas experimentales se utilizó un túnel aerodinámico TA300/300C presentado en la Figura 11. El cual fue de ayuda para controlar el fluido hacia la turbina de cada uno de los prototipos propuestos, con el fin de obtener el TSR y el  $C_p$ . El área de trabajo del equipo es de 300mm de alto, 300 mm de ancho y 600 mm de longitud, la velocidad del viento en el área de trabajo está comprendida entre 0 a 34 m/s, y una potencia de 1,5 KW. Además, Cuenta con sensores de presión entre 0 a 1 psi. (Equipamiento Didáctico Para La Educación Técnica e Ingeniería, n.d.)



Figura 9. Túnel Aerodinámico Modelo TA300/300C.

El mismo, está construida en acrílico transparente, permitiendo la visualización directa del comportamiento del flujo en el interior del túnel. El movimiento del aire se genera mediante un ventilador axial en modo de succión, ubicado al final del túnel, el cual establece una diferencia de presión que garantiza la circulación del flujo desde el exterior hacia la sección de pruebas. Posterior a esta sección, se dispone un difusor cuyo propósito es reducir la velocidad del aire, contribuyendo a mantener un flujo predominantemente axial y minimizando la formación de turbulencias.



Figura 10. Área de trabajo del túnel de viento.

Además, Se construyó una estructura rígida en acero, utilizando como base una lámina de acero de 1/4", como se muestra en la Figura 11. El acople de la turbina se resolvió con un mástil telescópico, tubo dentro de tubo, con juego controlado y bloqueo por pasador roscado, lo cual facilita la regulación de la altura y el reemplazo de prototipos de manera rápida y precisa. La estructura principal se fabricó con tubos cuadrados de 1", anclados a la base metálica por medio de soldadura. Los ejes fijos se construyeron en acero AISI 1020. Finalmente, la estructura de soporte del generador fue elaborada en PLA mediante impresión 3D, lo que permitió obtener una geometría ajustada y de bajo costo de fabricación. Esta estructura incluyó el sistema de medición el cual consiste en:

- Sensor Hall KY-024 (49E) y Arduino Nano (sp32) para determinar la velocidad angular.
- Tacómetro óptico CEM ER-20 como referencia de calibración.
- Anemómetro Extech AN100 para validar la velocidad del flujo en la sección de pruebas.

- Generador DC de 9 V a 12 V acoplado al rotor mediante transmisión 1:1.
- Sensor INA219 para registro de corriente y voltaje, con almacenamiento en Arduino Cloud.

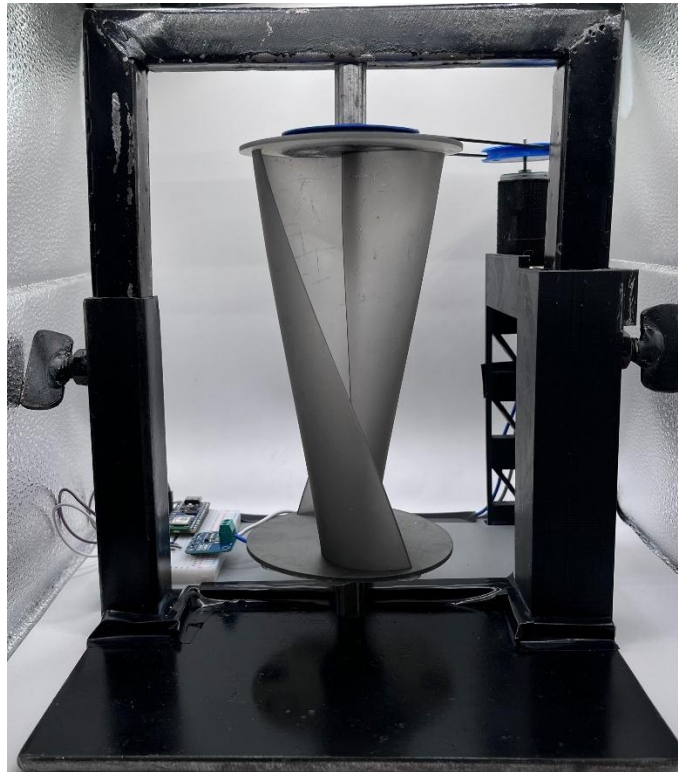


Figura 11. Diseño de banco de prueba

### 3.3 Etapa 3: procedimiento experimental

Para la determinación de la velocidad angular del rotor se operó el sistema bajo un rango de velocidades comprendido entre 6 m/s y 11 m/s, obteniéndose las curvas de coeficiente de potencia ( $C_p$ ) y potencia generada en función de la relación de velocidad tangencial (TSR). Para esto, se emplearon dos dispositivos de medición complementarios. El primero fue un tacómetro digital óptico ER-20 (CEM, 2022), utilizado como instrumento de referencia y verificación. El segundo correspondió a un sensor de efecto Hall tipo *latching* (KY-024, 49E), integrado a un

microcontrolador Arduino Nano para la adquisición y el procesamiento de datos en tiempo real (Keyestudio, 2021; Arduino, 2023).

El sensor de efecto Hall se instaló en la parte inferior del banco de pruebas, alineado con el plato inferior del rotor. Para su funcionamiento se fijaron ocho imanes distribuidos uniformemente en el perímetro del plato, como se puede ver en la Figura 12, lo que incrementó la resolución de la medición, ya que, a mayor número de imanes, mayor es la frecuencia de pulsos generados y, en consecuencia, la precisión en el cálculo de las revoluciones por minuto (RPM).



Figura 12. Distribución de imanes.

Con el objetivo de garantizar los rangos de operación de la velocidad, se utilizó un anemómetro digital Extech AN100 (Extech Instruments, 2021) para verificar y, en caso necesario, corregir la velocidad del flujo de aire en la sección de pruebas del túnel de viento.

La potencia generada se determinó midiendo los parámetros eléctricos de un motor dinamo, acoplado al rotor mediante un sistema de poleas lisas con relación 1:1, de modo que el eje del generador y el del rotor giraran a la misma velocidad.

El proceso de medición eléctrica se llevó a cabo mediante dos métodos complementarios. En primer lugar, se implementó un sensor INA219 (Texas Instruments, 2022), conectado a un Arduino Nano con módulo ESP32 (Espressif Systems, 2023) para registrar en tiempo real los valores de voltaje y corriente generados. Los datos se transmitieron automáticamente a la plataforma Arduino Cloud (Arduino, 2023), permitiendo un monitoreo continuo e inmediato del comportamiento eléctrico del sistema.

Para el análisis de los datos experimentales se emplearon diversos modelos estadísticos orientados a caracterizar su distribución y obtener valores representativos de cada variable. En una primera etapa se calcularon medidas descriptivas como la media aritmética, la mediana, la desviación estándar y el rango intercuartílico (IQR), con el fin de describir la tendencia central y la dispersión de las muestras. Para mitigar el efecto de valores atípicos se aplicó la media recortada, mientras que el RMS (Root Mean Square) permitió interpretar la magnitud promedio de las señales físicas. En variables estrictamente positivas, como la potencia eléctrica, se utilizó la media geométrica, adecuada para relaciones multiplicativas y escalas logarítmicas.

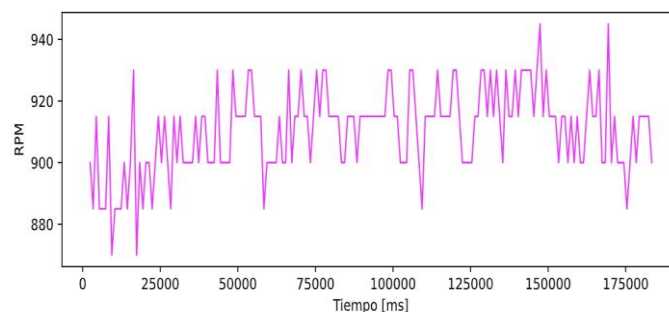


Figura 13. Histograma de datos.

Adicionalmente, se empleó la estimación de densidad por núcleos (KDE), un método no paramétrico que suaviza la distribución empírica y se comparó con el ajuste a la distribución normal, lo que permitió evaluar la forma de los datos. Cuando la distribución fue unimodal se tomó la moda estimada por KDE como valor representativo; en casos multimodales o con alta dispersión se optó por la mediana por su mayor robustez.

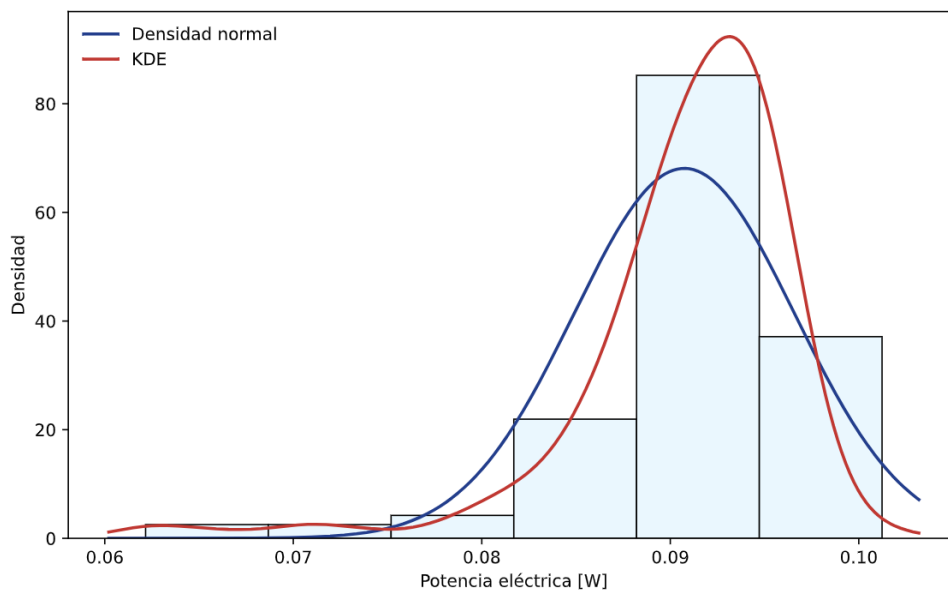


Figura 14. Estimación de densidad por núcleos.

Con base en los resultados experimentales, se desarrolló el diseño final del prototipo de turbina eólica, aplicando criterios de similitud y escalamiento con el objetivo de alcanzar una generación eléctrica de hasta 5 W a 6 [m/s]. Durante esta etapa se realizó el proceso de escalamiento del rotor seleccionado y la especificación del tren electromecánico, que incluyó el generador, el sistema de transmisión y el circuito de rectificación. Finalmente, se elaboró un presupuesto del costo del proyecto.

#### 4. Alternativas de diseño

Para mitigar el daño medio ambiental y considerando el rango de velocidades del viento presente en las zonas no interconectadas se tendrá en consideración las siguientes alternativas:

- Aerogenerador de eje vertical tipo Savonius
- Aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus
- Aerogenerador de eje horizontal tipo molino
- Aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius

Se asigna una puntuación del 1 al 5 a cada requisito del dispositivo, en función del nivel de cumplimiento de su propósito, donde 5 representa el máximo desempeño.

Tabla 2. Selección del rotor.

Criterios	savonius	Darrieus	Molino	Híbrido
	Puntaje			
Rendimiento	3	4	5	5
Velocidad	4	2	3	3
Confiabledad	5	4	4	3
Tamaño	4	3	2	1
Costo	5	3	1	1
Mantenimiento	4	4	2	1
Total	25	20	17	14

En consecuencia, el aerogenerador idóneo para esta aplicación es el tipo Savonius gracias a su facilidad de mantenimiento, bajos costos de fabricación, un rendimiento aceptable y una alta confiabilidad como se resalta en la Tabla 2.

#### 4.1 Requerimientos del aerogenerador savonius

Para el desarrollo del aerogenerador se tiene en cuenta los factores de diseño presentes en la Tabla 3.

Tabla 3. Parámetros de diseño del prototipo.

Parámetro	Valor	Fuente
Velocidad del viento	6.5 [m/s]	Unidad de planeación minero-energética (UPME) e instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM), 2006
Densidad del aire	1.2 [kg/m <sup>3</sup> ]	Unidad de planeación minero-energética (UPME) e instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales (IDEAM), 2006
Potencia útil	5 [w]	Potencia esperada
Eficiencia mecánica	0.95	Voneschen, 2009
Eficiencia eléctrica	0.9	Voneschen, 2009

## 5. Análisis bibliográfico

El diseño del rotor es uno de los elementos clave en las turbinas eólicas tipo Savonius, ya que determina en gran medida su eficiencia aerodinámica. Ramarajan (2020), tras un análisis bibliográfico, concluyó que los parámetros óptimos de diseño para una turbina Savonius incluyen un rotor de dos álabes, con una relación de radio de 0.15 y una relación de forma igual a 0. A través de un análisis numérico realizado en ANSYS Fluent 15, se demostró que esta configuración no solo es la más efectiva para la extracción de energía eólica, sino que también presenta el mayor torque estático.

Por su parte, Deka (2022), identificó que un rotor Savonius con un ángulo de torsión de 45° ofrece el mejor coeficiente de potencia, alcanzando un valor máximo de 0.4. El estudio consideró ángulos de torsión desde 0° hasta 180°, con la excepción del ángulo de 90°, el cual mostró un coeficiente de potencia de 0.3. El ángulo de 45° resultó óptimo debido a que permite que el álabe esté constantemente expuesto al flujo de aire, aumentando así la fuerza de arrastre. Asimismo, se observó que los rotores con ángulos entre 45° y 90° presentan un comportamiento aerodinámico superior. Este mismo estudio señala que los resultados teóricos difieren de los experimentales en aproximadamente un 2% tanto en la producción de energía como en el coeficiente de potencia, como se detalla en la Tabla 5.

Tabla 4. Ensayos experimentales en tunel de viento

Sistema de rotor	Nº de palas	Forma de la pala	Altura del álabe (m)	Longitud del álabe (m)	Relación de aspecto	Área proyectada (m <sup>2</sup> )	Velocidad de flujo libre (m/s)	Coefficiente máximo de potencia (Cp)
Una etapa	2	Semicircular	0.173	0.109	1.58	0.0377	8.23	0.18
		Retorcida						0.19
	3	Semicircular						0.15
		Retorcida						0.16
Dos etapas	2	Semicircular	0.122	0.077	1.58	0.0377	7.3	0.29
		Retorcida						0.31
	3	Semicircular						0.26
		Retorcida						0.28
Tres etapas	2	Semicircular	0.1	0.063	1.58	0.0377	8.23	0.23
		Retorcida						0.24
	3	Semicircular						0.2
		Retorcida						0.21

Saha (2008), mediante ensayos experimentales con diferentes configuraciones de rotores en túneles de viento, determinó que la configuración óptima corresponde a un rotor de dos etapas, con un ángulo de torsión de 12.5° y una relación de aspecto promedio de 1.58. Esta configuración permitió alcanzar un coeficiente de potencia de 0.31, cuyos resultados se presentan en la Tabla 4.

El diseño de los álabes también juega un papel crucial en la mejora del rendimiento de la turbina. En el estudio de Anh Dinh Le (2024), se exploraron distintos perfiles aerodinámicos para los álabes, obteniéndose una mejora significativa de hasta un 17 % en comparación con el diseño original, según los datos presentados en la Tabla 6.

Tabla 5. Comparación de resultados CFD y experimentales en turbinas savonius

v (m/s)	Potencia		Cp	
	Experimental	CFD	Experimental	CFD
2.2	0.087	0.0917	0.093	0.098
3.7	0.527	0.549	0.118	0.122
4.9	1.442	1.508	0.139	0.145
6.5	3.85	4.034	0.159	0.167

En particular, se destaca el uso del perfil FX74-CL5-140, que alcanzó un coeficiente de potencia de hasta 0.25, lo que representa una mejora de más del 10 %. Asimismo, el perfil tipo "Koi fish", propuesto por Hashem y Zhu, logró una mejora del 17 % en el coeficiente de potencia.

Tabla 6. Coeficiente de potencia obtenido con diferentes perfiles alares.

Investigadores	Superficie	Enfoque	Cp obtenido sobre el diseño original
Tartuferi et al	SR3345	CFD	10% a TSR = 0.3
	SR5050	CFD	9% a TSR = 1.0
Hashem and Zhu	Superficie de pescado Koi	CFD	12% a TSR = 1.1
			17% a TSR = 1.1
Hashem and Zhu	S1048	CFD	17% a TSR = 1.1
Hashem et al	Superficie lanza de arena	CFD	8.3% a TSR = 0.8

Un estudio más reciente, llevado a cabo por Ivan Farozan (2025), evaluó diferentes configuraciones de rotores Savonius fabricados mediante impresión 3D. Los resultados indicaron que un rotor con relación de aspecto 2 y un ángulo de torsión de 90° obtuvo un coeficiente de potencia de 0.184. No obstante, la configuración con un ángulo de 45° superó este valor, alcanzando un Cp de 0.201. Sin embargo, el rotor con un ángulo de torsión de 90° extrajo una mayor cantidad de energía como se expone en la Figura 15.

Además de los parámetros mencionados, el número de álabes en el rotor es un factor determinante en el rendimiento aerodinámico de las turbinas Savonius. El estudio de Saha (2008) demuestra que la configuración de dos álabes resulta ser la más eficiente, con un coeficiente de potencia ligeramente superior al 19 %. En cambio, al utilizar tres álabes, el Cp máximo se reduce a un 16 %, como se evidencia en la Tabla 4. Este comportamiento se atribuye al incremento de la superficie expuesta al flujo de aire, lo cual genera una mayor fricción aerodinámica y, en consecuencia, un aumento en el torque resistente. Este efecto disminuye el torque neto disponible en el eje del rotor, limitando su capacidad de giro y reduciendo su eficiencia global.

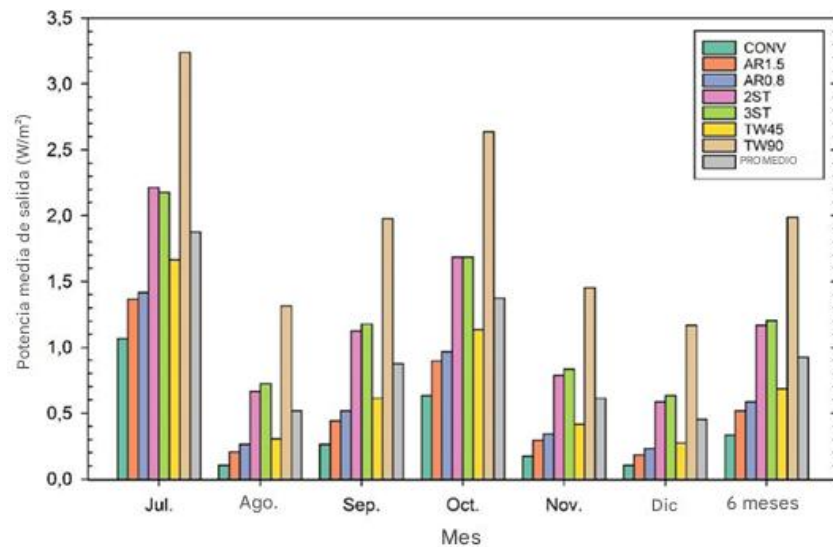


Figura 15. Potencia extraída en 6 meses de prueba. Fuente: Ivan Farozan et al (2025)

Teniendo en cuenta los datos obtenidos del análisis bibliográfico, se seleccionan los rotores de 45°, 90° y koi fish. El rotor de 45° destaca por maximizar el coeficiente de potencia y el torque instantáneo, lo que lo hace ideal para lograr una alta eficiencia en condiciones de viento moderado.

Por su parte, el rotor de 90° permite extraer una mayor cantidad de energía total, característica óptima para entornos con vientos variables y operación prolongada. Finalmente, el perfil Koi fish ofrece la mayor mejora aerodinámica en el álabe, incrementando el  $C_p$  sin aumentar de forma significativa la complejidad estructural ni el número de palas. En conjunto, estas configuraciones combinan un elevado coeficiente de potencia, estabilidad operativa y baja complejidad estructural, lo que facilita su estudio. Las dimensiones de estos perfiles se presentan en la Tabla 7 y sus curvas características se presentan en las Figura 16 y Figura 17.

Tabla 7. Perfiles para caracterizar.

Sistema de rotor	Nº de palas	Altura	Diametro	Relacion de aspecto	Relacion de superposición	Longitudes de la pala
Koi fish	2	0.21	0.142	1.48	0.032	0.089
Rotado 45°	2	0.36	0.18	2	0.2	0.216
Rotado 90°	2	0.36	0.18	2	0.2	0.216

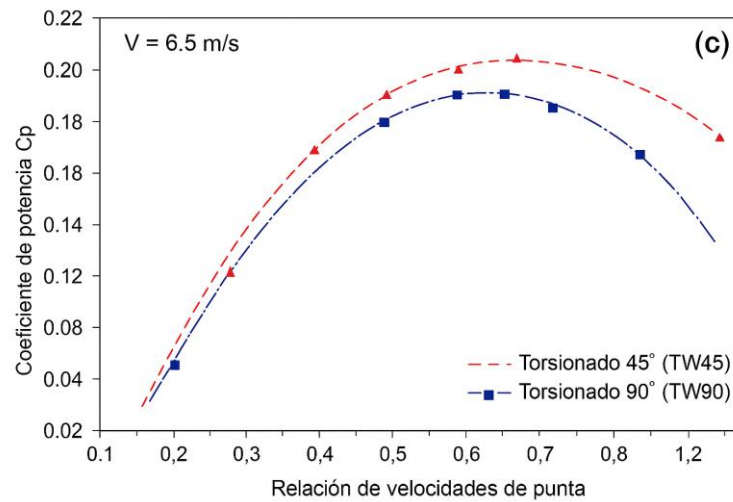


Figura 16. Curvas características rotor de 45 y 90. Adaptado de: Ivan farozan et al (2025).

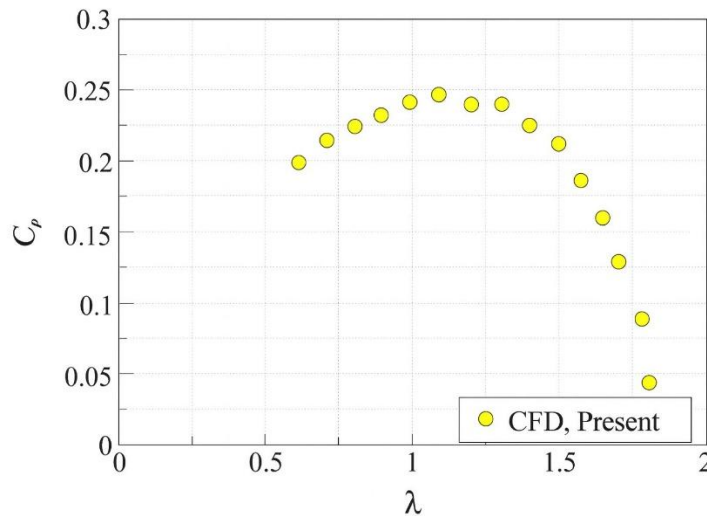


Figura 17. Curva característica rotor koi fish. Adaptado: Anh Dinh Le (2024)

Los prototipos propuestos para el desarrollo de los experimentos fueron subescalados debido a las limitaciones del banco de pruebas del túnel de viento. Por esto, el factor de dimensionamiento para los rotores de 45° y 90° quedan establecidos como 0.3889 para su altura y su diámetro, por otro lado, el rotor koi fish tiene un factor de escala de 0.66 para su altura y 0.492 para su diámetro, además, la relación de superposición de los rotores se determina con un valor de 0.07. Estas nuevas dimensiones generan cambios geométricos considerables en su rendimiento,

por esto, al realizar el proceso de escalación de los rotores, factores como el número de Reynolds, velocidad angular y coeficiente de potencia serán alterados. Por otro lado, debido a que no hay pruebas experimentales por parte del Koi fish que corroboren el comportamiento aerodinámico se procederá a efectuar la prueba experimental teniendo en cuenta las recomendaciones de la literatura acerca de la relación de aspecto y el número de palas para generar el debate de su aplicación aerodinámica. En consecuencia, las dimensiones de los prototipos llevados a la prueba experimental se presentan en la Tabla 8 y su diseño esquemático se presenta en las Figura 18 a Figura 20.

Tabla 8. Dimensiones de los rotores caracterizados

Rotor	45°	Rotor Fish	90°
Diámetro del rotor (D)	8 [cm]	8 [cm]	8 [cm]
Radio del rotor (R)	4 [cm]	4 [cm]	4 [cm]
Altura del rotor (H)	16 [cm]	16 [cm]	16 [cm]
Número de aspas	2	2	2
Ángulo de las aspas ( $\beta$ )	45°		90°
Overlap ratio (e)	0.07	0.07	0.07
Relación de aspecto (AR)	2	2	2
Diámetro de los platos	8.8 [cm]	8.8 [cm]	8.8 [cm]
Longitud del aspa (d)	4.48 [cm]	5.066 [cm]	4.48 [cm]

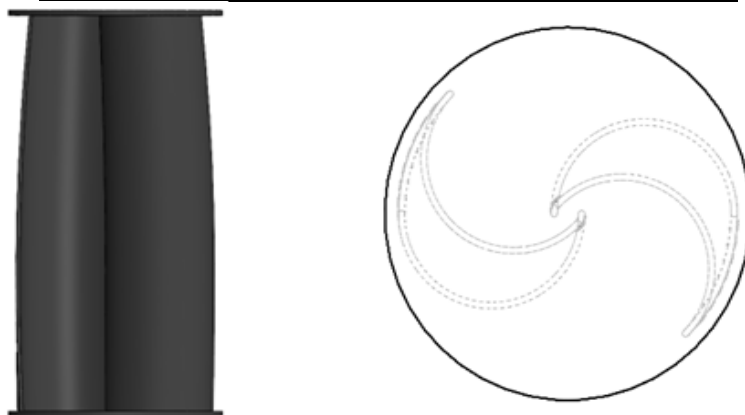


Figura 18. Vista esquemática del rotor de 45°

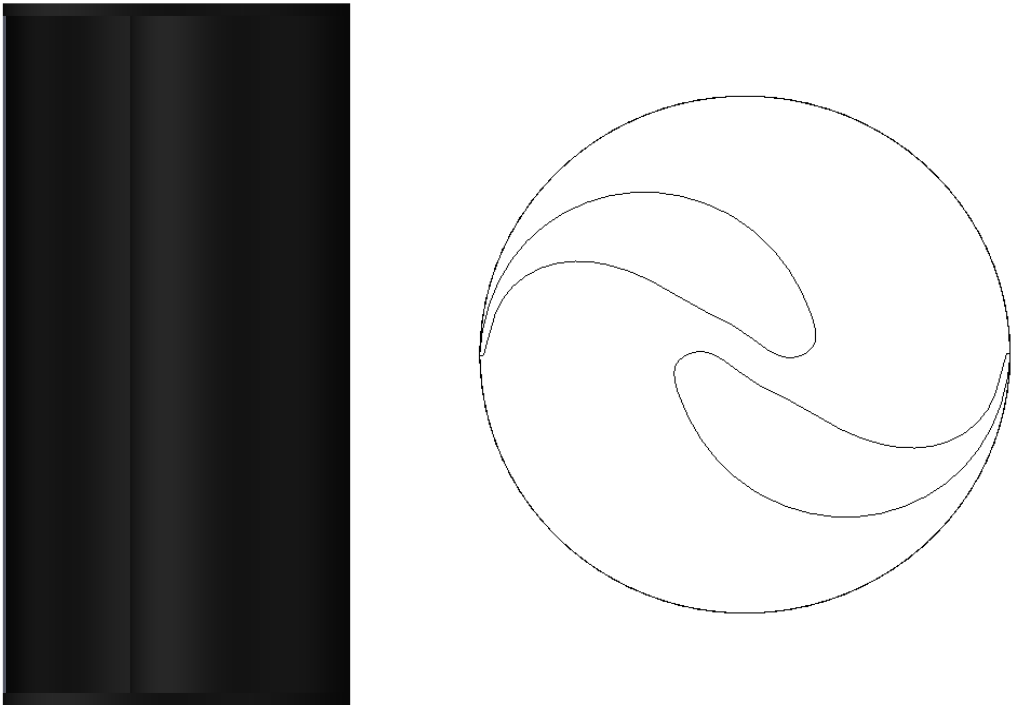


Figura 19. Vista esquemática rotor koi fish.

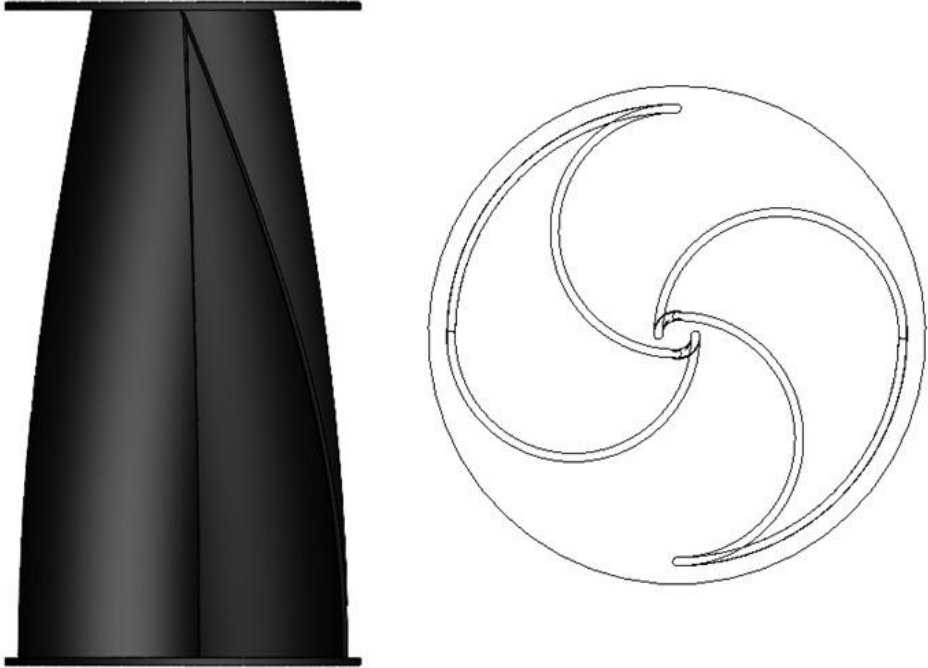


Figura 20. Vista esquemática del rotor de 90°.

## 6. Resultados

Los resultados experimentales muestran que el rotor koi fish alcanzó el mayor rendimiento, con un  $C_p$  máximo de 0.05356, superior en un 10.29 % respecto al rotor de  $45^\circ$  ( $C_p = 0.048$ ) y en un 10.38 % frente al rotor de  $90^\circ$  ( $C_p = 0.043$ ). Este comportamiento confirma la ventaja reportada en la literatura sobre el uso de perfiles inspirados en formas biológicas, los cuales tienden a mejorar la interacción del flujo con la superficie del álabe (Hashem & Zhu, 2021).

En cuanto a la potencia generada, el rotor koi fish produjo 0.441 W, lo que representa un incremento del 0.22 % respecto al rotor de  $45^\circ$  y del 13.98 % frente al rotor de  $90^\circ$ . A pesar de la leve diferencia de desempeño entre los rotores éstas resultan significativas considerando la escala reducida de los prototipos y las limitaciones asociadas al túnel de viento.

Al comparar las curvas  $C_p$ -TSR obtenidas experimentalmente con las reportadas en estudios previos (Farozan et al., 2025; Deka, 2022), se observa una discrepancia en los valores máximos de  $C_p$ . Mientras que la literatura documenta coeficientes de potencia del orden de 0.18–0.25, los prototipos aquí evaluados alcanzaron valores inferiores ( $\leq 0.054$ ). Esta diferencia se explica principalmente por pérdidas mecánicas y eléctricas, asociadas al acople rotor–generador y al sistema de transmisión. Así como, condiciones del túnel de viento, en donde la turbulencia residual y la sección limitada de pruebas afectan la uniformidad del flujo incidente. A pesar de estas limitaciones, las tendencias son consistentes con la teoría: todas las configuraciones presentan un aumento progresivo de  $C_p$  con el incremento del TSR hasta un máximo, seguido de un descenso como se observan en las figuras 21 a la figura 23. Se confirma, además, que la torsión de  $45^\circ$  ofrece mejor rendimiento que la de  $90^\circ$ , aunque ambas quedan por debajo del perfil Koi fish, lo cual valida la pertinencia de explorar diseños bioinspirados en turbinas Savonius de baja potencia como se demuestra con la potencia extraída en las figuras 24 a la figura 26.

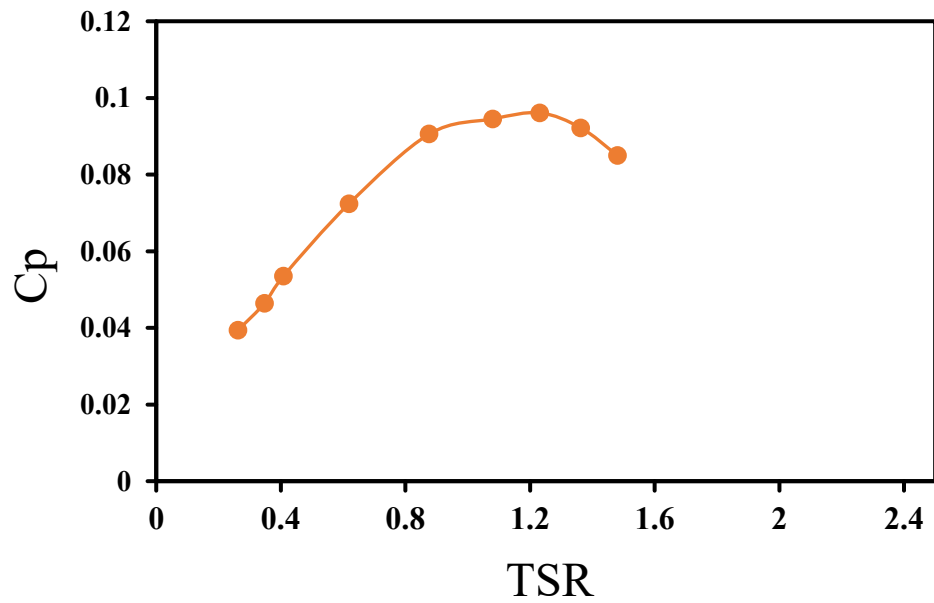


Figura 21. Curva de potencia del rotor de 45.

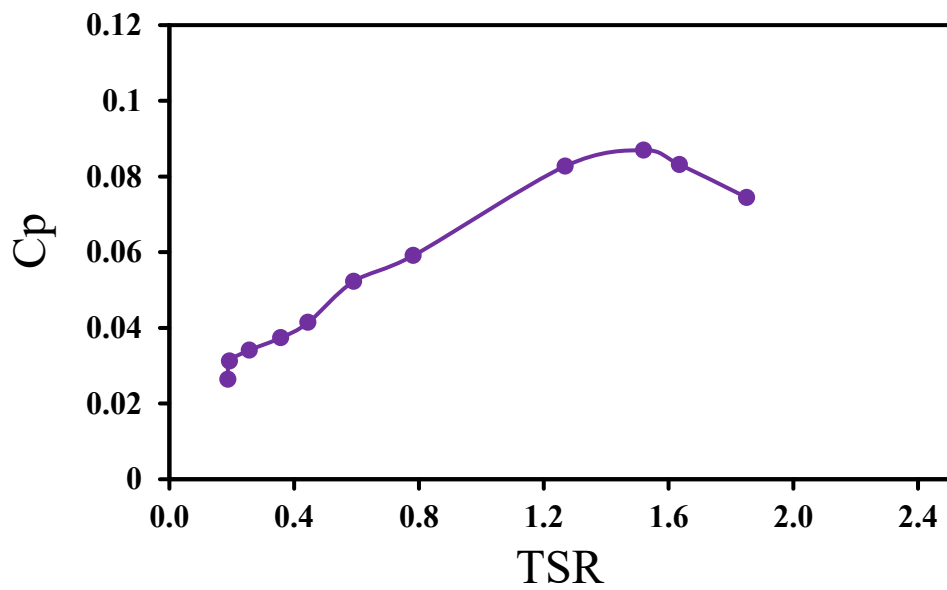


Figura 22. Curva de potencia del rotor de 90.

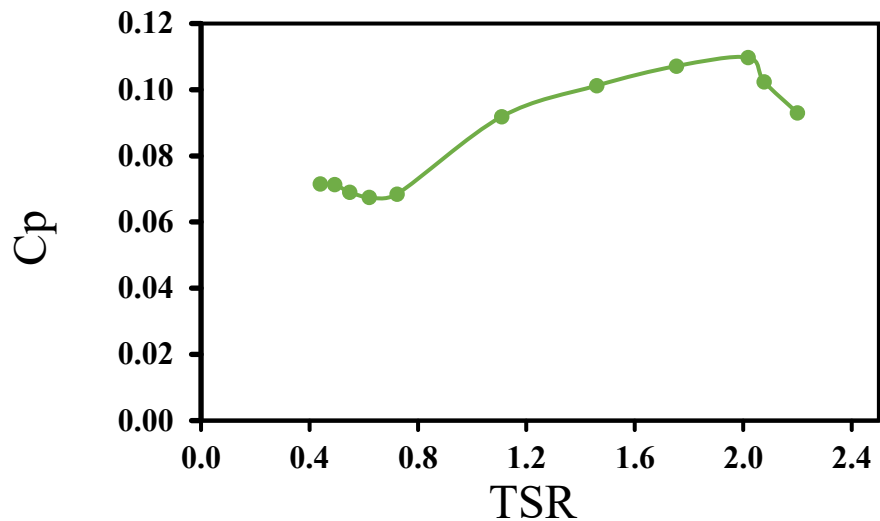


Figura 23. Curva de potencia rotor Koi fish.

En términos de aplicabilidad, el rotor koi fish resulta ser la alternativa más prometedora para contextos de zonas no interconectadas, ya que combina una mejora en el  $C_p$ , mayor potencia relativa y un rango operativo más amplio de TSR. Por esto, llevando el rotor a una escala 105:14 obtenemos que los valores entregados por el rotor koi fish se presentan en la Tabla 9. Sin embargo, es necesario destacar que el desempeño absoluto sigue siendo bajo en comparación con lo reportado en la literatura.

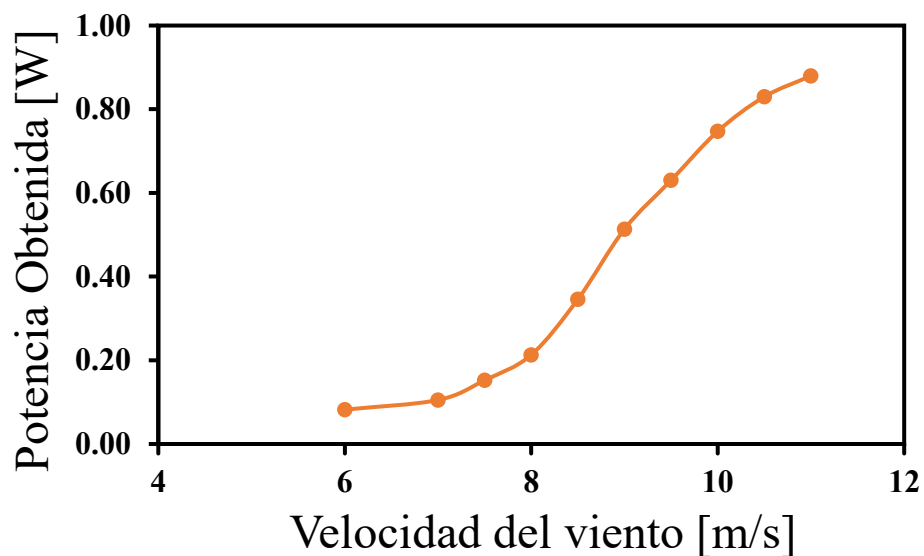


Figura 24. Potencia obtenida del rotor de 45.

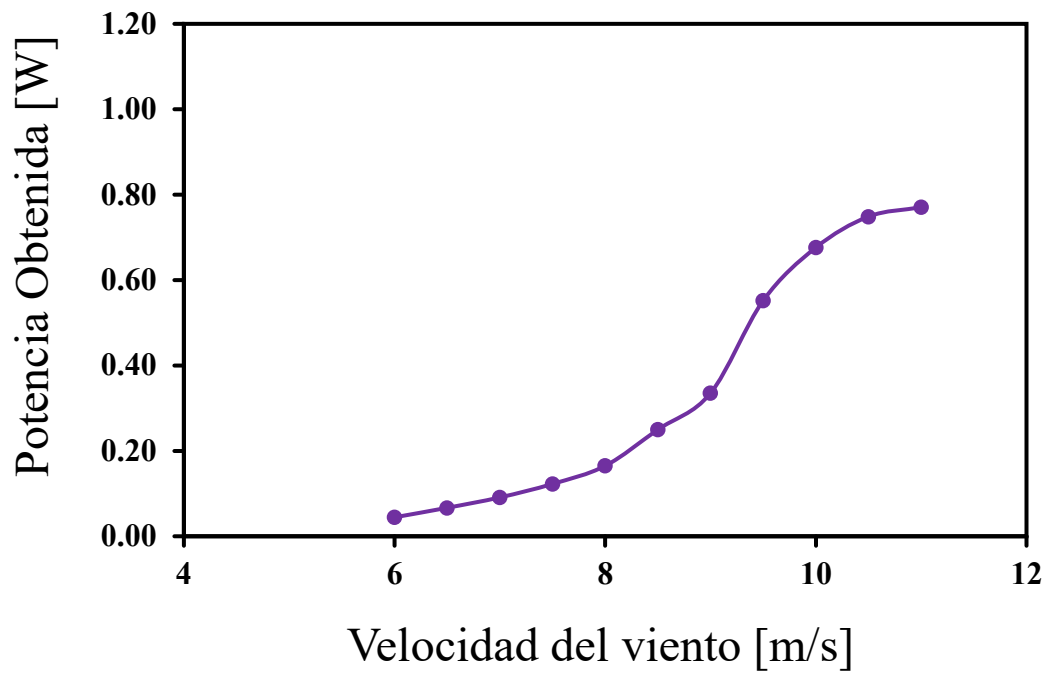


Figura 25. Potencia obtenida del rotor de 90.

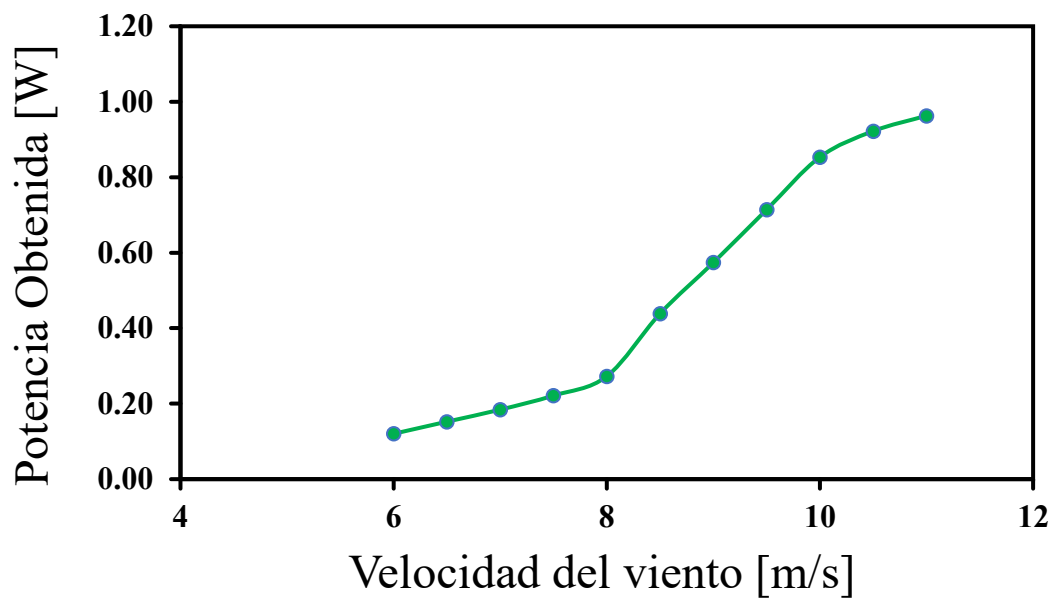


Figura 26. Potencia obtenida del rotor Koi fish.

Tabla 9. Potencia y Cp generados por un rotor koi fish a escala 105:14

Velocidad del viento [m/s]	TSR	Potencia Teórica [W]	Potencia Obtenida [W]	Cp
6	0,4398	72,335	5,177	0,0716
6,5	0,4930	91,968	6,559	0,0713
7	0,5475	114,865	7,933	0,0691
7,5	0,6199	141,279	9,536	0,0675
8	0,7226	171,461	11,738	0,0685
8,5	1,1088	205,661	18,894	0,0919
9	1,4591	244,131	24,715	0,1012
9,5	1,7527	287,121	30,760	0,1071
10	2,0169	334,884	36,755	0,1098
10,5	2,0764	387,671	39,716	0,1024
11	2,1991	445,731	41,470	0,0930

## 7. Dimensionamiento del prototipo final

El dimensionamiento del prototipo se desarrolló con base en los resultados previos de selección de geometría y escalamiento. El objetivo de esta etapa fue establecer la configuración final de la turbina Savonius, verificando la integridad estructural de sus componentes ante la acción del viento. Para ello, se realizaron modelados en SolidWorks que permitieron definir la estructura general, el ensamble mecánico y una simulación de esfuerzos básicos bajo condiciones equivalentes a una velocidad de 11 m/s.

El prototipo cuenta con una altura total de 1 [m] y un diámetro de 0.5 [m], dimensiones que proporcionan una relación de aspecto de 2:1, común en turbinas de baja potencia. El rotor está conformado por dos álabes tipo sándwich con núcleo liviano y recubrimiento de fibra de vidrio, sujetos entre una tapa superior y una tapa inferior metálicas que aseguran el ensamble. El eje central se fabricó en acero AISI 1020, debido a su rigidez y facilidad de mecanizado, mientras que la estructura de soporte y la base del conjunto se elaboraron en acero ASTM A36. Esta

configuración permite mantener una buena resistencia a flexión y torsión, reduciendo la posibilidad de vibraciones en condiciones de operación moderada

Se presenta el rotor Savonius tipo biomimético KOI diseñado a escala 1:1, donde se muestran tres vistas del modelo que ayudan a comprender la geometría general y el perfil de los álabes.

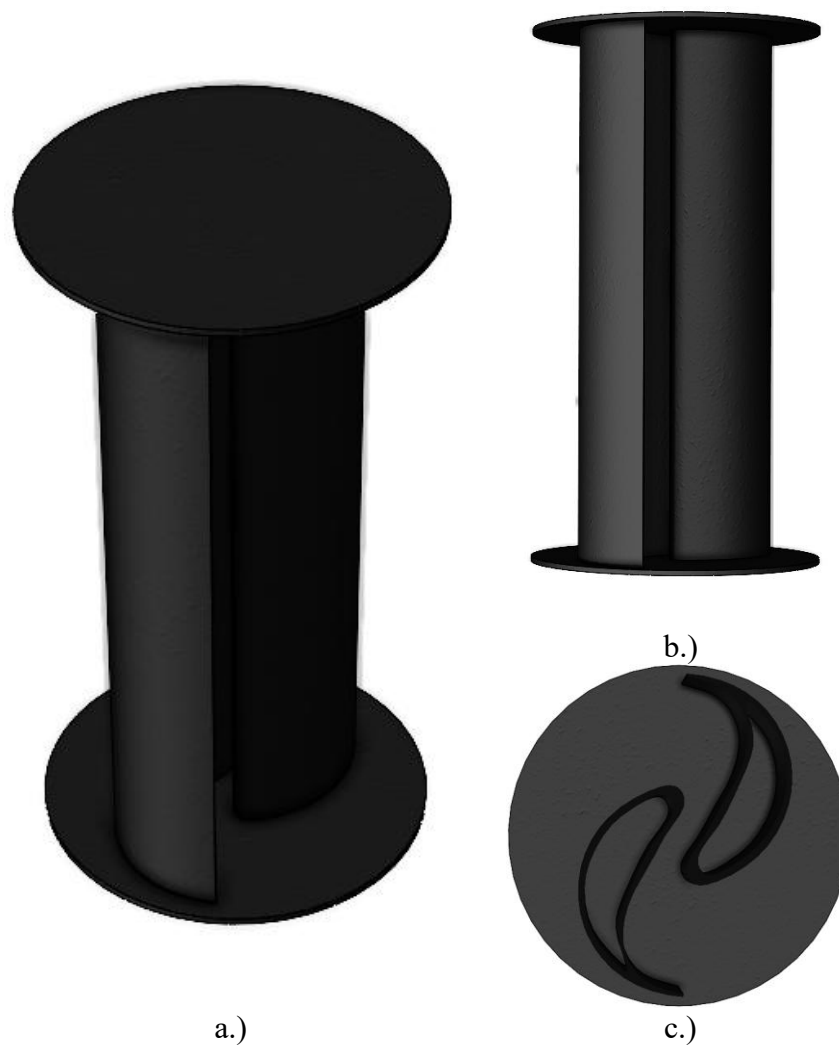


Figura 27. Rotor Savonius tipo biomimético KOI a escala 1:1. a) Vista dimétrica del conjunto. b) Vista frontal (altura 1 m). c) Sección transversal mostrando el perfil KOI (radio 500 mm, espesor 4 mm).

El ensamble general del sistema se diseñó para alojar el generador y el sistema de acople en el interior de la base, como se observa en la Figura 28. En esta imagen se aprecia la disposición

de las piezas y la secuencia de montaje que garantiza la correcta alineación del eje con el generador. El generador DC de 50 W fue seleccionado considerando una producción útil aproximada de 34 W a 11 m/s, con un margen adicional del 32 % respecto a su potencia nominal para garantizar un funcionamiento estable incluso ante picos de viento.

El acople, mostrado en detalle en la Figura 28, fue diseñado por el grupo de trabajo y fabricado en aluminio 6061, unido al eje mediante tornillos prisioneros. Este componente cumple la función de transmitir el par desde el rotor hacia el generador, manteniendo la alineación axial del sistema.

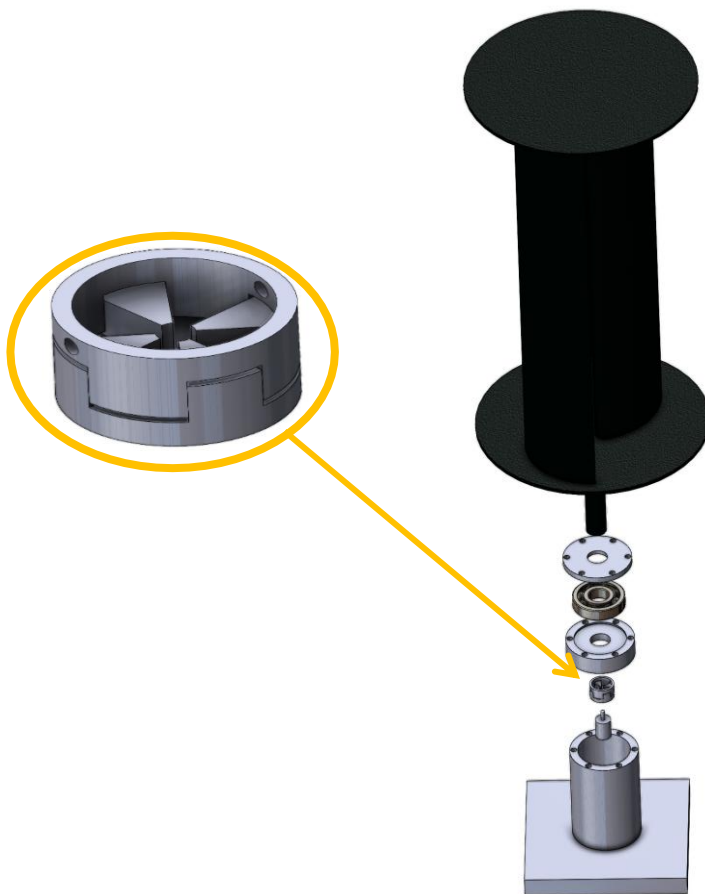


Figura 28. Vista explodida del conjunto estructural del prototipo con vista a detalle del acople diseñado entre el eje y el generador.

La base estructural del prototipo, presentada en la Figura 29, consiste en una lámina de acero unida a un cilindro que sirve como carcasa para el generador y soporte del eje. En su interior se ubican un rodamiento axial y un tapón inferior que garantizan el centrado del eje. El corte longitudinal permite visualizar la distribución interna de los componentes y la manera en que el eje se apoya en los rodamientos.

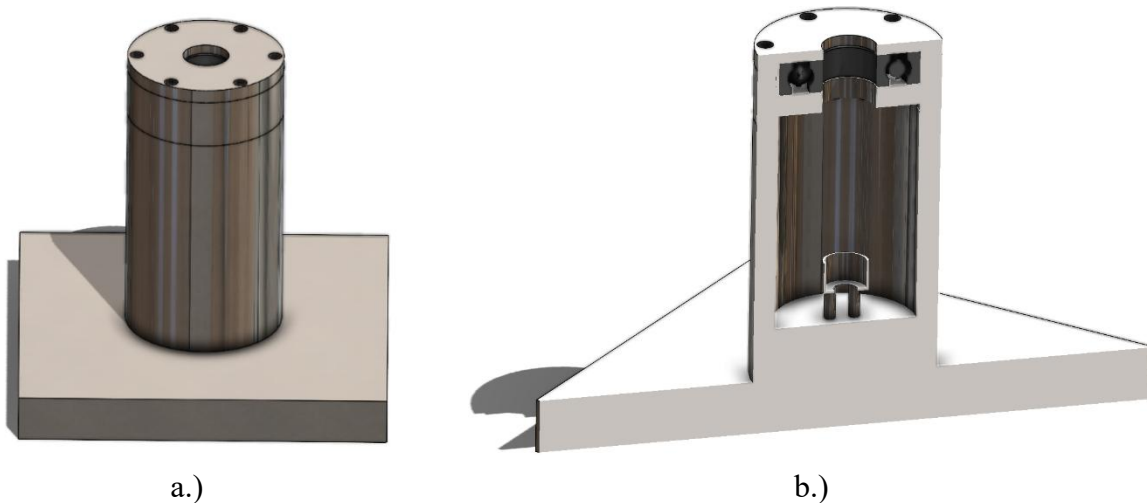


Figura 29. Sistema base y eje central a.) Vista isométrica b.) Corte longitudinal.

Con el modelo final definido, se realizó una simulación de dinámica de fluidos (CFD) con el objetivo de estimar la presión ejercida sobre las palas cuando la turbina es sometida a una corriente de aire de 11 m/s. El resultado obtenido fue una presión máxima de 94 Pa, concentrada sobre la cara convexa de los álabes, véase la Figura 30. Este valor se utilizó como condición de carga para el análisis estructural mostrado más adelante.

La simulación estructural se llevó a cabo mediante el módulo Simulation de SolidWorks, bajo un esquema estático lineal. Se fijó el eje central como condición de empotramiento y se aplicó la presión sobre las caras externas de los álabes. Para el material del rotor se asignaron propiedades

equivalentes a fibra de vidrio con módulo de Young  $E=20\text{GPa}$ , coeficiente de Poisson  $\nu=0.3$  y densidad de  $1850\text{ kg/m}^3$ .

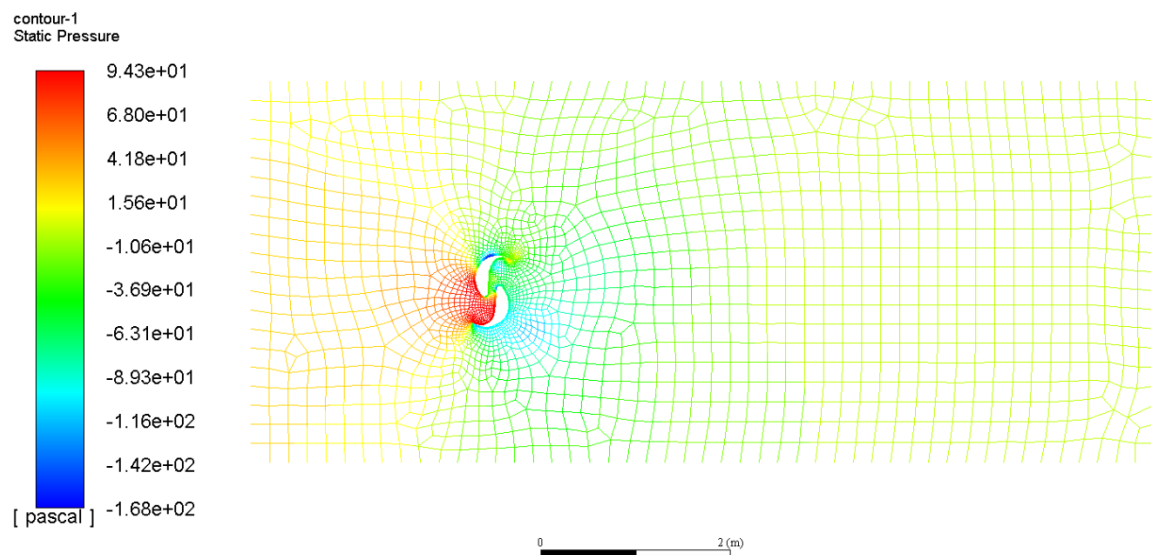


Figura 30. Distribución de presión estática alrededor del rotor Savonius biomimético tipo KOI a 11 m/s.

Los resultados obtenidos en la simulación de desplazamiento se muestran en la Figura 31, donde se observa la deformación total (URES) bajo la presión aplicada.

El desplazamiento máximo alcanzado fue de 0.36 mm, concentrado principalmente en la parte superior de las palas. Este valor representa una deformación muy baja en relación con la altura total del rotor (0.036 %), lo cual indica que la estructura posee suficiente rigidez para las condiciones de viento consideradas.

La Figura 32 presenta la distribución de deformaciones equivalentes (strain) en el conjunto. Se evidencia que las zonas más comprometidas se ubican en las uniones de los álabes con las tapas metálicas, aunque los valores obtenidos permanecen dentro del rango elástico del material.

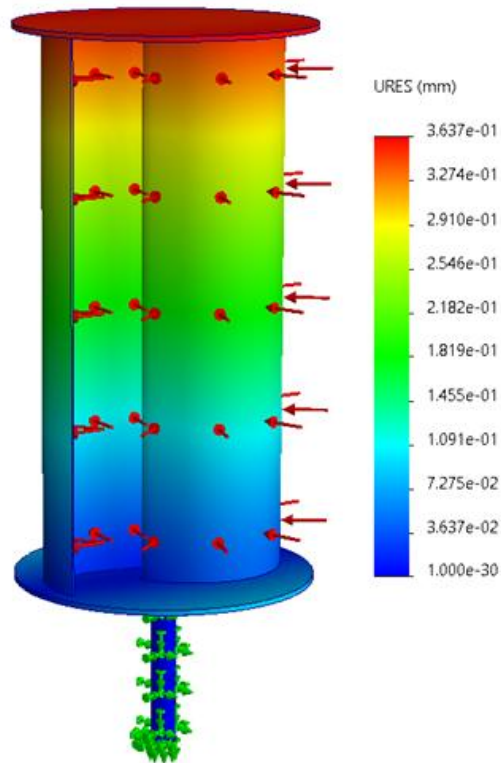


Figura 31 Deformación total (URES) del rotor bajo una presión de 94 Pa.

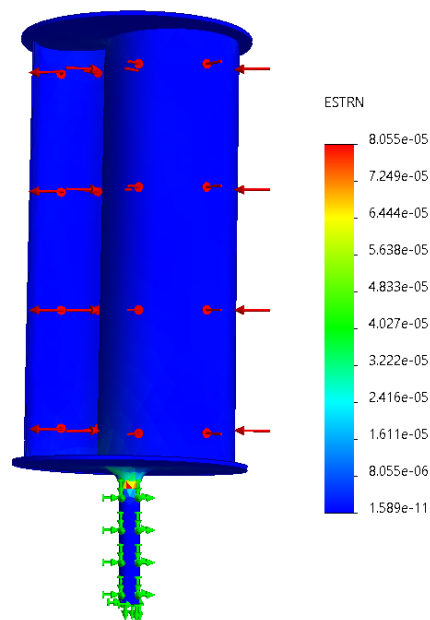


Figura 32 Distribución de deformaciones equivalentes (strain) en el rotor.

Por otra parte, en la Figura 33 se muestra la distribución del esfuerzo equivalente de Von Mises, cuyo valor máximo alcanzó aproximadamente 3.2 MPa, muy inferior al límite elástico de la fibra de vidrio (340 MPa). Este resultado confirma que el diseño presenta un margen de seguridad considerable y que las deformaciones se mantienen dentro de un comportamiento lineal.

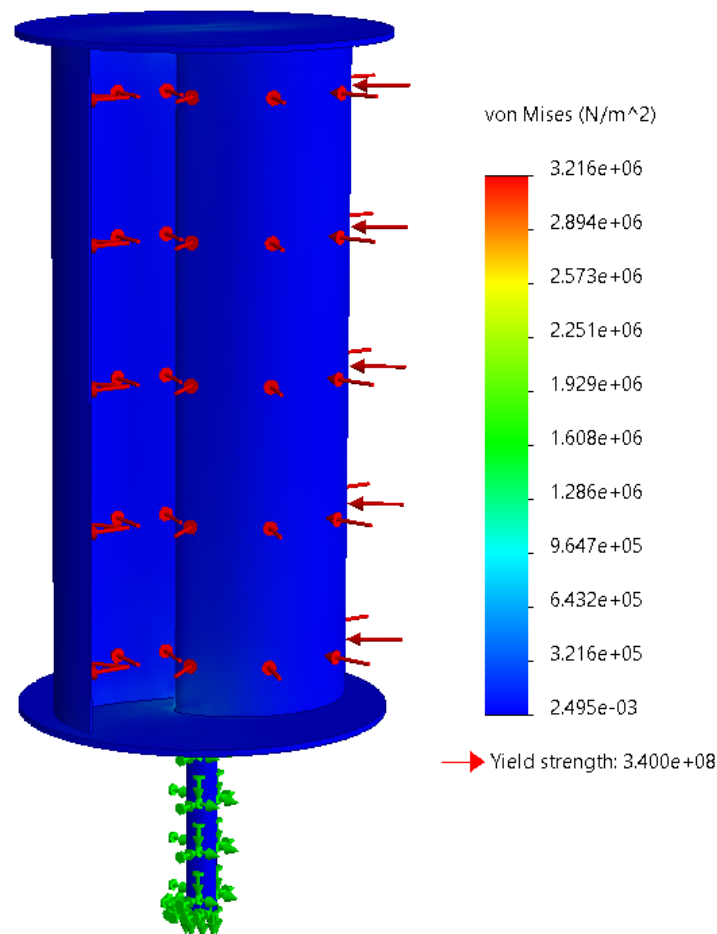


Figura 33 Distribución del esfuerzo equivalente de Von Mises.

Aunque este análisis no representa una validación exhaustiva, permitió verificar la resistencia general del prototipo y descartar posibles fallas estructurales bajo las condiciones de carga más exigentes. Los resultados también sugieren que el eje central trabaja dentro de un rango

seguro en términos de esfuerzos cortantes, y que la rigidez del conjunto garantiza la correcta transmisión del par hacia el generador.

En futuras etapas del proyecto, se recomienda complementar estos resultados con ensayos experimentales de torque y potencia, así como con simulaciones transitorias que permitan analizar el comportamiento dinámico del rotor frente a variaciones de velocidad del viento.

## 8. Conclusiones

Los resultados obtenidos demuestran que los rotores caracterizados tienen un comportamiento aerodinámico coherente con la teoría, donde el rotor Koi fish alcanzó un  $C_p$  máximo de 0.05356 logrando una mejora del 10.29 % respecto al rotor de  $45^\circ$  ( $C_p = 0.048$ ) y en un 10.38 % frente al rotor de  $90^\circ$  ( $C_p = 0.043$ ). Además, la potencia generada por el rotor koi fish es 0.441 W, lo que representa un incremento del 0.22 % respecto al rotor de  $45^\circ$  y del 13.98 % frente al rotor de  $90^\circ$ . Finalmente, al realizar el proceso de escalado se determina que un el rotor koi fish a escala 105:14 genera 5.177 [W] hasta un máximo de 41,470 [W]. En consecuencia, sí es posible diseñar un prototipo de turbina eólica tipo Savonius capaz de generar hasta 5 W en condiciones de baja velocidad del viento, validando así su viabilidad técnica para aplicaciones en Zonas No Interconectadas de Colombia.

Por otra parte, se identificó que los rodamientos seleccionados presentaban una fricción de arranque relativamente alta. Esto implicaba que la turbina debía ejercer una fuerza considerable para iniciar su rotación, generando pérdidas mecánicas significativas en el sistema. Como consecuencia, la potencia útil obtenida fue menor de lo esperado, lo que llevó a un sobredimensionamiento del prototipo final. Sin embargo, esta experiencia permitió reconocer criterios clave para futuros trabajos: seleccionar rodamientos con bajo par de arranque, prestar

atención a la lubricación adecuada y asegurar un montaje preciso, a fin de minimizar pérdidas y optimizar el rendimiento.

## 9. Recomendaciones

**Corrección del eje:** Se recomienda realizar un proceso de manufactura preciso para garantizar la correcta alineación del eje, evitando desfases entre los centros de rotación. Una alineación adecuada permite reducir pérdidas rotacionales, mejorar la eficiencia mecánica del sistema y prolongar la vida útil de los componentes.

**Uso de software para adquisición de datos:** Se sugiere utilizar el programa Coolterm para la obtención y registro de datos provenientes del monitor serial de Arduino. Este software permite recopilar, visualizar y almacenar la información en formato “.txt”, facilitando el análisis posterior y asegurando una mayor confiabilidad en la gestión de los datos experimentales.

**Método de fabricación de los rotores:** Se recomienda emplear resina como material principal en la construcción de los prototipos de los rotores. Este material ofrece un mejor acabado superficial, menor peso y mayor estabilidad dimensional, lo que contribuye a obtener resultados más uniformes y precisos durante las pruebas experimentales.

**Control de tolerancias:** Es fundamental considerar las tolerancias dimensionales durante el proceso de manufactura, con el fin de asegurar un adecuado ensamble entre los módulos y componentes. Un control adecuado de las tolerancias minimiza pérdidas por fricción y garantiza un mejor desempeño del sistema en su conjunto.

**Líneas para futuras investigaciones:** Se recomienda que futuras investigaciones se enfoquen en optimizar el diseño a escala real, buscando reducir las pérdidas por acople y

transmisión. Además, se sugiere realizar análisis experimentales complementarios que permitan mejorar la eficiencia global del sistema y validar los resultados obtenidos a nivel de prototipo.

### 10. Presupuesto

Para el desarrollo del proyecto fue necesario emplear diversos equipos y herramientas especializadas que permitieron la caracterización técnica y experimental de los prototipos. En la Tabla 10 se presenta el resumen general de los gastos incurridos durante la ejecución.

Tabla 10. Resumen de los gastos incurridos.

Item	Concepto	Financiación
1	Honorarios	\$19.200.000
2	Fabricación de rotores prototipos	\$250.000
3	Equipos de medición	\$248.000
4	Software	\$240.000
5	Equipo de cómputo	\$11.700.000
7	Otros	\$200.000
	<b>TOTAL</b>	<b>\$31.952.000</b>

La fabricación de los rotores se realizó mediante impresión 3D utilizando resina como material principal. Los costos asociados a este proceso se detallan en la Tabla 11.

Tabla 11. Gastos de impresión de rotores.

Ítem	Concepto	Valor	TOTAL
1	Rotor de 45°	\$ 80.000	\$ 80.000
2	Rotor de 90°	\$ 80.000	\$ 80.000
3	Rotor Koi fish	\$ 90.000	\$ 90.000
	<b>TOTAL</b>	<b>\$ 250.000</b>	<b>\$ 250.000</b>

Adicionalmente, se adquirió el equipamiento necesario para la toma y procesamiento de datos experimentales, cuyos valores se presentan en la Tabla 12.

Tabla 12. Gastos de los instrumentos de medición.

Ítem	Concepto	Valor	TOTAL
1	Motor 9V	\$ 30.000	\$ 30.000
2	Arduino Nano	\$ 170.000	\$ 170.000
3	Sensor INA219	\$ 15.000	\$ 15.000
4	Sensor Efecto Hall KY-024	\$ 17.000	\$ 17.000
5	Imanes	\$ 2.000	\$ 48.000
6	Banco de prueba	\$ 70.000	\$ 70.000
7	Poleas	\$ 4.000	\$ 12.000
	TOTAL	\$ 250.000	\$ 362.000

Finalmente, la mano de obra especializada requerida para el diseño, construcción y análisis experimental del sistema se presenta en la Tabla 13.

Tabla 13. Mano de obra.

Nombre	Horas por semana	Valor Hora (\$)	Valor Mes (\$)	TOTAL
Andrés Valderrama	8	\$ 50.000	\$ 1.600.000	\$3.200.000
Andrés Motta	8	\$ 50.000	\$ 1.600.000	\$3.200.000
José Parada	4	\$ 200.000	\$ 3.200.000	\$6.400.000
Manuel Martínez	2	\$ 400.000	\$3.200.000	\$6.400.000
	TOTAL			\$19.200.000

### Referencias bibliográficas

- Arduino. (2023). *Arduino Cloud and Nano ESP32 datasheet*. Arduino AG.  
<https://docs.arduino.cc>
- Cardona, C., Sierra, J., Chica, E., & Hincapié-Zuluaga, D. (2018). Turbinas hidrocínicas de eje horizontal: Una revisión de la literatura. *Tecnología y Ciencias del Agua*, 9(3), 180–197.  
<https://doi.org/10.24850/j-tyca-2018-03-08>
- CEM. (2022). *Manual de usuario: Tacómetro digital ER-20*. CEM Instruments.  
<https://cem-instruments.com>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2013, enero 6). *Zonas no interconectadas*. <https://creg.gov.co/publicaciones/7821/zonas-no-interconectadas/>
- Deka, P. (2022). Influence of design parameters on the performance of Savonius wind turbine. *International Journal of Innovative Science and Research Technology*, 7(6), 1284–1290.
- Dassault Systèmes. (2025). *SolidWorks Simulation user guide*. Dassault Systèmes SolidWorks Corporation.
- Edibon. (s. f.). *Catálogo de equipos de energía renovable*. <https://www.edibon.com>
- Espressif Systems. (2023). *ESP32 technical reference manual*. Espressif Systems.  
<https://docs.espressif.com>
- Extech Instruments. (2021). *AN100 anemometer user manual*. Extech Instruments.  
<https://www.extech.com>
- Farozan, I., Ahsan, T., & Tjahjana, D. (2025). The effect of rotor aspect ratio, stages, and twist angle on Savonius wind turbine performance in low wind speeds environment. *Energy Reports*, 15, 450–463. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2025.01.045>
- Gere, J. M. (2004). *Mechanics of materials* (6th ed.). Brooks/Cole.

Hashem, I., & Zhu, B. (2021). Metamodeling-based parametric optimization of a bio-inspired Savonius-type hydrokinetic turbine. *Renewable Energy*, *180*, 560–576.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.087>

Keystudio. (2021). *KY-024 Hall magnetic sensor module datasheet*. Keystudio. <https://wiki.keystudio.com>

Lee, J.-H., Lee, Y.-T., & Lim, H.-C. (2016). Effect of twist angle on the performance of Savonius wind turbine. *Renewable Energy*, *89*, 231–244.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.12.012>

Mehr, J., Pini, A., & Bernini, L. (2020). *Horizontal axis wind turbine components and flow behavior* [Figure]. In *Wind energy handbook*. John Wiley & Sons.

<https://doi.org/10.1002/9781119513901>

Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2006, abril 7). *Resolución 0627 de 2006*. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/Resolucion-0627-de-2006.pdf>

Möllerström, E., Gipe, P., & Ottermo, F. (2024). Wind power development: A historical review. *Wind Engineering*. <https://doi.org/10.1177/0309524X241260061>

Moreno Servicios Legales. (s. f.). *Zonas no interconectadas en Colombia: Política y regulación que faciliten el cambio*. Bogotá, Colombia.

Munson, B. R., Young, D. F., & Okiishi, T. H. (2013). *Fundamentals of fluid mechanics* (7th ed.). Wiley.

Plaza, I. M. (2024). *Historia de la energía eólica: Del origen a la actualidad*. BBVA.

Ramarajan, J., Srinivasan, J., & Kumar, P. (2020). Numerical study of the effect of geometry and operating parameters on the performance of Savonius vertical axis wind turbine. *Current Science*, 118(12), 1915–1924.

Saha, U. K., Thotla, S., & Maity, D. (2008). Optimum design configuration of Savonius rotor through wind tunnel experiments. *Renewable Energy*, 33(5), 930–939. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2007.05.007>

Stroski, P. N. (2019, marzo 12). *Darrieus turbine*. Electrical Library. <https://www.electricalibrary.com/en/2019/03/12/darrieus-turbine/>

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2017). *Zonas no interconectadas (ZNI): Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica*. Bogotá, Colombia.

Texas Instruments. (2022). *INA219 current sensor datasheet*. Texas Instruments. <https://www.ti.com>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) & Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). (2006). *Atlas del viento y energía eólica de Colombia*. Ministerio de Minas y Energía.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2022). *Informe anual de la matriz energética de las Zonas No Interconectadas (ZNI)*. Ministerio de Minas y Energía. <https://www1.upme.gov.co>

Urrego, A. (2021, julio 30). Aumentó el consumo de energía en zonas no interconectadas llegando a 999 MWh/día. *La República*. <https://www.larepublica.co>

Vicente, L., & Useche, V. (2018). *Colección textos académicos* [Recurso en CORE]. <https://core.ac.uk/download/pdf/158348444.pdf>

Voneschen, M. F. (2009). *Introducción a la teoría de las turbinas eólicas*. Castelldefels.

White, F. M. (2011). *Fluid mechanics* (7th ed.). McGraw-Hill.

## Apéndices

### Apéndice A. Contenido del trabajo de grado

Tabla 14. Datos de pruebas experimentales. Rotor de 45°.

Velocidad del viento [m/s]	TSR	Potencia Teórica [W]	Potencia Obtenida [W]	Cp
6	0,202	1,680	0,082	0,0489
7	0,263	2,667	0,105	0,0394
7,5	0,348	3,281	0,152	0,0464
8	0,408	3,981	0,213	0,0535
8,5	0,619	4,775	0,346	0,0724
9	0,876	5,669	0,513	0,0906
9,5	1,080	6,667	0,630	0,0945
10	1,231	7,776	0,747	0,0961
10,5	1,363	9,002	0,830	0,0922
11	1,480	10,350	0,880	0,0850

Tabla 15. Datos de pruebas experimentales. Rotor Koi fish.

Velocidad del viento [m/s]	TSR	Potencia Teórica [W]	Potencia Obtenida [W]	Cp
6	0,4398	1,680	0,120	0,0716
6,5	0,4930	2,135	0,152	0,0713
7	0,5475	2,667	0,184	0,0691
7,5	0,6199	3,281	0,221	0,0675
8	0,7226	3,981	0,273	0,0685
8,5	1,1088	4,775	0,439	0,0919
9	1,4591	5,669	0,574	0,1012
9,5	1,7527	6,667	0,714	0,1071
10	2,0169	7,776	0,853	0,1098
10,5	2,0764	9,002	0,922	0,1024
11	2,1991	10,350	0,963	0,0930

Tabla 16. Datos de pruebas experimentales. Rotor de 90°.

Velocidad del viento [m/s]	TSR	Potencia Teórica [W]	Potencia Obtenida [W]	Cp
6	0,202	1,680	0,082	0,0489
7	0,263	2,667	0,105	0,0394
7,5	0,348	3,281	0,152	0,0464
8	0,408	3,981	0,213	0,0535
8,5	0,619	4,775	0,346	0,0724
9	0,876	5,669	0,513	0,0906
9,5	1,080	6,667	0,630	0,0945
10	1,231	7,776	0,747	0,0961
10,5	1,363	9,002	0,830	0,0922
11	1,480	10,350	0,880	0,0850

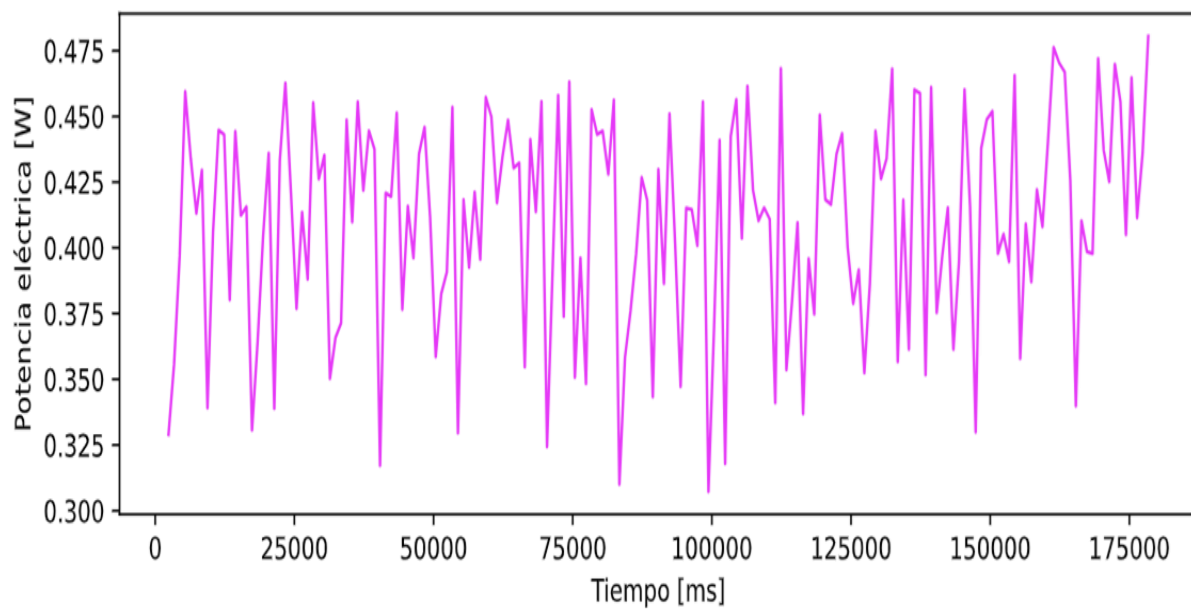


Figura 34. Histograma de datos.

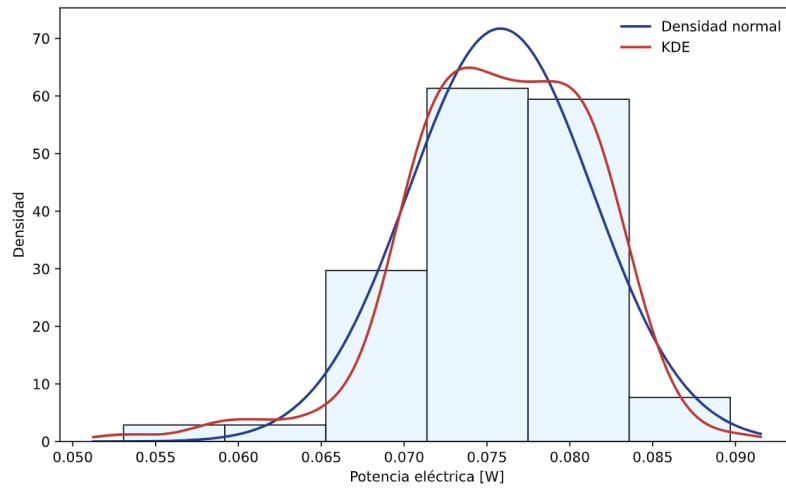


Figura 35. Estimación de densidad por núcleos.

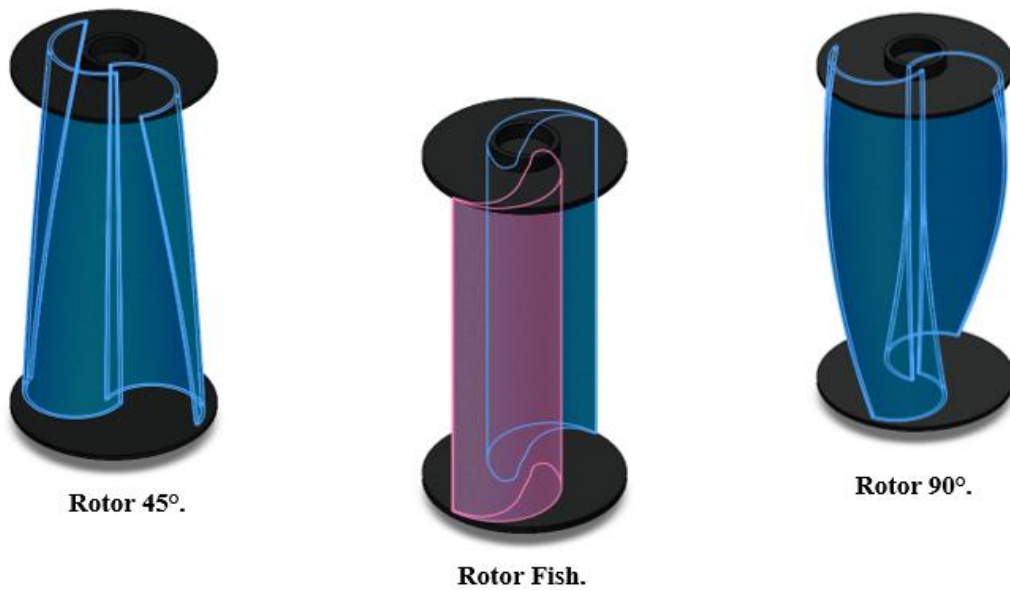


Figura 36. Rotores seleccionados.

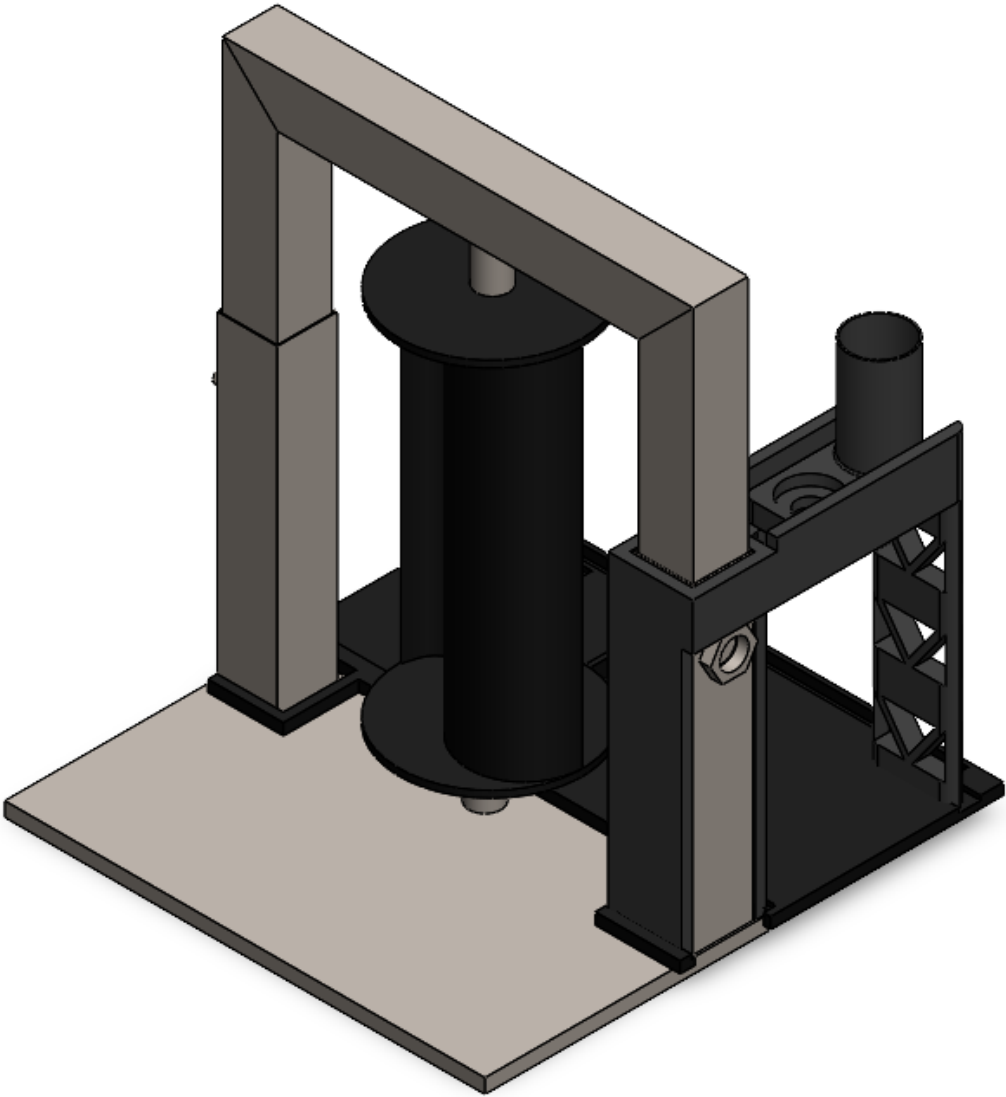


Figura 37. Soporte para pruebas experimentales en túnel de viento.

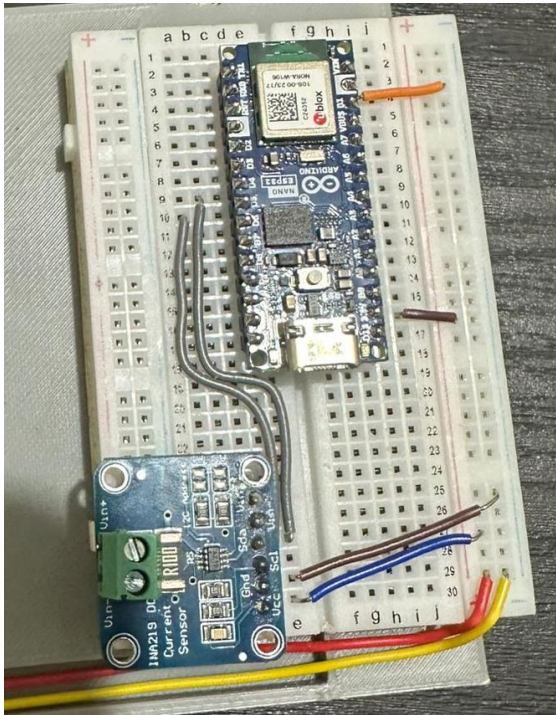


Figura 38. Electrónica para la toma de datos.

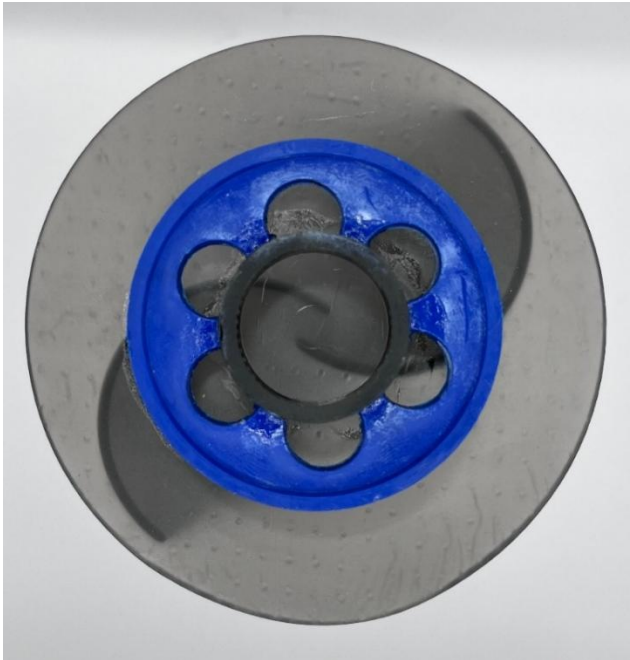


Figura 39. Vista superior Rotor de 90°.



Figura 40. Rotor 90°.

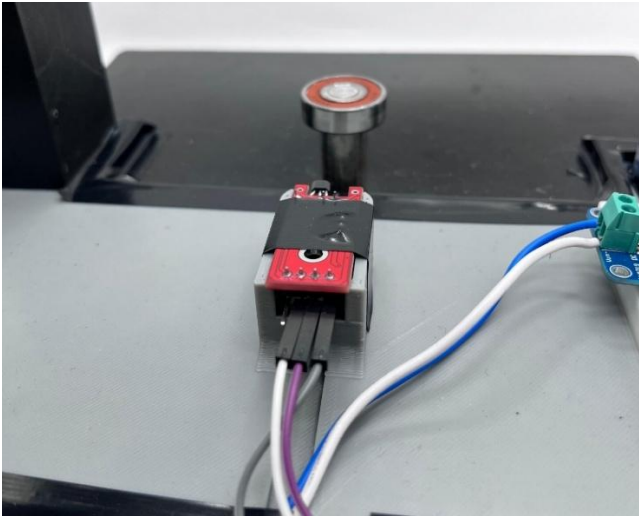


Figura 41. Sensor efecto Hall KY-024.

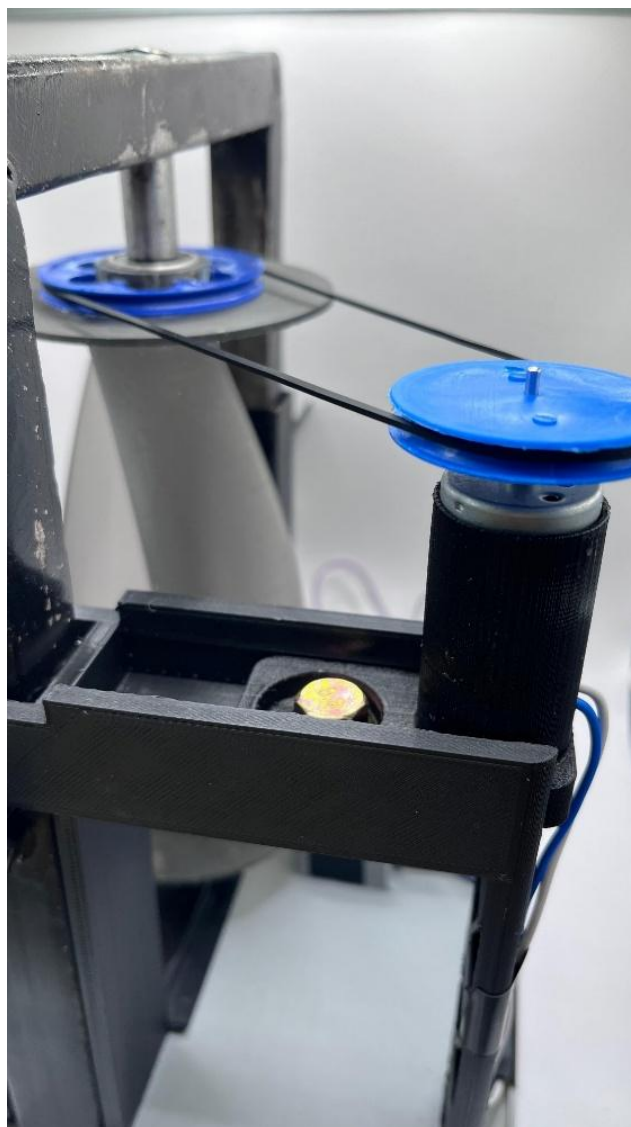


Figura 42. Sistema de transmisión.



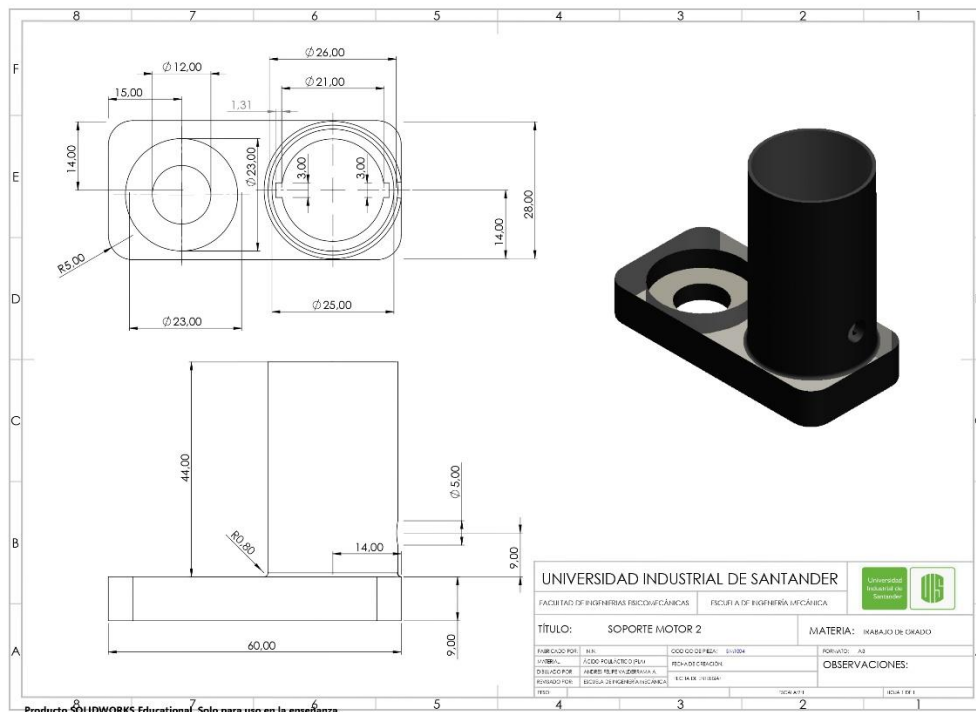


Figura 45. Soporte de motor 2.

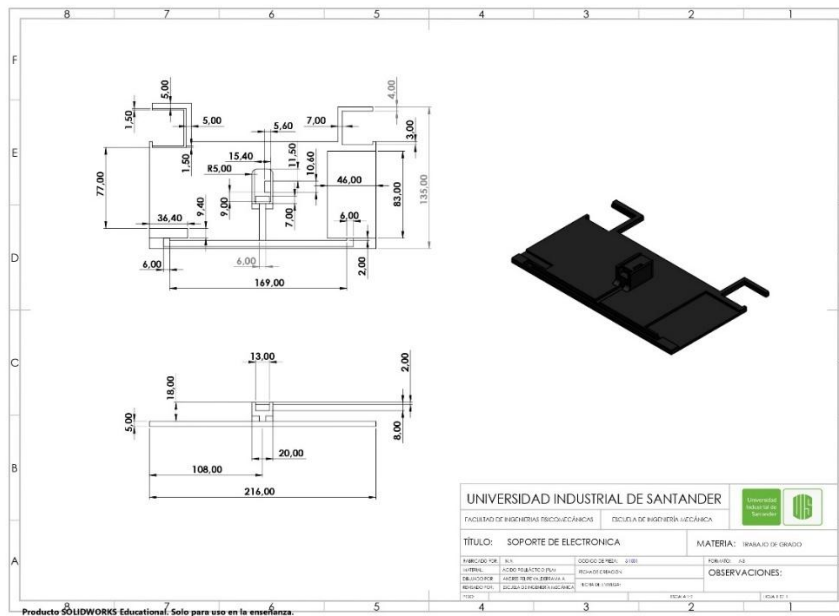


Figura 46. Soporte de electrónica.