



Diseño de una turbina eólica tipo Gorlov para el aprovechamiento del recurso eólico del golfo de Urabá.

Ana Sofía Barona Mejía

Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniero Mecánico

Asesora

Laura Isabel Velásquez García

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Mecánica

Medellín, Antioquia, Colombia

2022

Cita	(Barona Mejía, 2022)
Referencia	Barona Mejía, A.S. (2022). <i>Diseño de una turbina eólica tipo Gorlov para el aprovechamiento del recurso eólico del golfo de Urabá</i> . [Trabajo de grado profesional]. Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia.
Estilo APA 7 (2020)	



Centro de Documentación Ingeniería (CENDOI)

Repositorio Institucional: <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - www.udea.edu.co

Rector: John Jairo Arboleda Céspedes.

Decano/Director: Jesús Francisco Vargas Bonilla.

Jefe departamento: Pedro León Simancas

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

Contenido

Lista de tablas	5
Lista de figuras.....	6
Resumen	8
Abstract	9
Introducción	10
1. Objetivos	12
1.1 Objetivo general.....	12
1.2 Objetivos específicos.....	12
2. Marco teórico.....	13
3. Metodología.....	18
4. Diseño de una turbina eólica tipo Gorlov.....	19
4.1. Potencia por generar	19
4.2. Dimensionamiento de los álabes	20
4.2.1. Selección del perfil aerodinámico.....	20
4.2.2. Longitud de cuerda	22
4.2.3. Ángulo de hélice y ángulo helicoidal	22
4.3. Parámetros y dimensiones de diseño para una turbina eólica tipo Gorlov	24
5. Simulación CFD para una turbina eólica tipo Gorlov.....	25
5.1. Ecuaciones del flujo al interior de la turbina.....	25
5.2. Simulación CFD en ANSYS FLUENT.....	26
5.2.1. Dominio computacional	26
5.2.2. Mallado de la geometría.....	27
5.2.3. Condiciones de frontera para la simulación en ANSYS FLUENT	29
6. Resultados y análisis.....	29
7. Construcción de un modelo a escala de laboratorio de la configuración escogida	31

8. Conclusiones	35
9. Referencias.....	37

Lista de tablas

Tabla 1 <i>Parámetros y dimensiones de diseño</i>	24
Tabla 2 <i>Número de elementos y calidad de la malla</i>	28
Tabla 3 <i>Datos de salida para un TSR=1</i>	31
Tabla 4 <i>Características de la impresora</i>	33

Lista de figuras

Figura 1 <i>Diferentes tipos de turbinas de eje vertical</i>	14
Figura 2 <i>Comportamiento estimado de distintas configuraciones de aerogeneradores</i>	15
Figura 3 <i>Componentes del sistema de generación eléctrica empleando una turbina eólica</i>	19
Figura 4 <i>Cl/Cd vs alpha para distintos perfiles NACA simétricos (NACA 0012,0015,0018,0021)</i>	21
Figura 5 <i>Perfiles aerodinámicos más usados en la literatura</i>	21
Figura 6 <i>Representación de una turbina con álabes helicoidales</i>	23
Figura 7 <i>Esquema del desarrollo de una turbina con álabes helicoidales</i>	23
Figura 8 <i>Dominio físico de las simulaciones en FLUENT</i>	27
Figura 9 <i>Mallado de: a) dominio rotacional y b) dominio fijo</i>	28
Figura 10 <i>Momento de las turbinas con respecto al tiempo</i>	30
Figura 11 <i>Material utilizado para la impresión</i>	32
Figura 12 <i>Equipo usado para la impresión de la turbina</i>	32
Figura 13 <i>Modelo CAD renderizado de la turbina</i>	33
Figura 14 <i>Perfil aerodinámico de la turbina impresa</i>	34
Figura 15 <i>Álabes de la turbina tipo Gorlov impresos</i>	34

Siglas, acrónimos y abreviaturas

<i>A</i>	Área
AR	Relación de aspecto
<i>c</i>	Longitud de cuerda
CAD	Computer Aided Design
<i>C_d</i>	Coefficiente de arrastre
CFD	Computational Fluid Dynamics
<i>C_l</i>	Coefficiente de sustentación
<i>C_p</i>	Coefficiente de potencia
<i>D</i>	Diámetro de la turbina
FNCER	Fuente No Convencionales de Energía Renovable
<i>H</i>	Altura de la turbina
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
<i>N</i>	Número de álabes
<i>P_{rot}</i>	Potencia proporcionada por el rotor
<i>R</i>	Radio de la turbina
TSR	Tip Speed Ratio
<i>U</i>	Velocidad del viento
UdeA	Universidad de Antioquia
VAWT	Vertical Axis Wind Turbine
<i>α</i>	Ángulo de ataque
<i>ρ</i>	Densidad del aire
<i>φ</i>	Ángulo de hélice
<i>m</i>	Velocidad angular
<i>φ</i>	Ángulo helicoidal

Resumen

En la investigación presente se identifica una metodología para el diseño de una turbina eólica tipo Gorlov, en función de los recursos eólicos en el Golfo de Urabá. Con el uso de un software CAD se realiza el modelo de la turbina eólica tipo Gorlov, luego, empleando simulaciones numéricas en un software de dinámica de fluidos computacional (CFD por sus siglas en inglés) se corrobora el diseño de la turbina. Posteriormente se hace uso del software ANSYS-FLUENT 2020., el cual utiliza el método de volúmenes finitos para resolver las ecuaciones fluidodinámicas que caracterizan el flujo al interior y alrededor de la turbina. Este estudio busca comparar tres ángulos de hélice, 90° , 120° y 180° que corresponden a una configuración de 4, 3 y 2 álabes respectivamente, con respecto al coeficiente de potencia encontrando así la configuración óptima en esta aplicación. De igual manera, se desea construir un modelo a escala de la turbina con los mejores resultados para poder ser implementada en estudios posteriores en el laboratorio de Energía Alternativas de la Universidad de Antioquia.

Palabras clave: energía eólica, turbina Gorlov, CFD, coeficiente de potencia, VAWT.

Abstract

The present research identifies a methodology for the design of a Gorlov-type wind turbine, based on the wind resources in the Gulf of Urabá. With the use of a CAD software, the model of the Gorlov type wind turbine is made, then, using numerical simulations in a computational fluid dynamics (CFD) software, the turbine design is corroborated. Subsequently, the ANSYS-FLUENT 2020 software is used, where the finite volume method is applied to solve the fluid dynamic equations that characterize the flow inside and around the turbine. This study seeks to compare three helical angles, 90° , 120° and 180° corresponding to a configuration of 4, 3 and 2 blades respectively, with respect to the power coefficient, thus finding the optimal configuration for this application. Likewise, it is desired to build a scale model of the turbine with the best results to be implemented in subsequent studies at the Alternative Energy Laboratory of the University of Antioquia.

Keywords: wind energy, Gorlov turbine, CFD, power coefficient, VAWT.

Introducción

Las fuentes de energía son indispensables para aumentar la competitividad de las sociedades y cubrir las necesidades básicas tales como luz, calor, refrigeración, fuerza, movimiento, movimiento y alcanzar mayores estándares de calidad de vida de las poblaciones. Actualmente, los recursos fósiles son considerados la principal fuente de energía, no obstante, ante un escenario creciente de la demanda de energía y ante la escases y problemática medioambiental asociada al uso de combustibles fósiles es importante incentivar el uso de las fuentes no convencionales de generación de energía eléctrica de carácter renovable (FNCER) (Rueda-Bayona et al., 2019).

Para el aprovechamiento de la energía eólica se requiere de turbinas eólicas o aerogeneradores eficientes, que transformen la energía cinética del viento en energía eléctrica. Para este propósito, existen distintos tipos de aerogeneradores, los de eje horizontal o HAWT por sus siglas en inglés, y los de eje vertical o VAWT. Una turbina eólica de eje vertical (VAWT) es un tipo de turbina eólica donde el eje del rotor principal se coloca transversal al viento (pero no necesariamente verticalmente) mientras que los componentes principales se encuentran en la base de la turbina. Esta disposición permite que el generador y la caja de velocidades se ubiquen cerca del suelo, lo que facilita el servicio y reparación. Los VAWT no necesitan estar alineados a la dirección del viento para aprovechar la energía disponible en este recurso. En un sistema vertical, el aire que fluye desde cualquier dirección o velocidad puede hacer girar los álabes de la turbina.

Este estudio se centra en el diseño de una turbina eólica tipo Gorlov, la cual es una turbina que evolucionó a partir del diseño de la turbina de Darrieus modificándola para tener álabes helicoidales que permitieran disminuir la fluctuación del torque y un mejor aprovechamiento del recurso eólico. En términos generales, gracias en mayor medida a la fuerza de sustentación la configuración helicoidal de los alabes de la turbina Gorlov da como resultado mejores coeficientes de potencia en comparación con las turbinas tipo Darrieus (Banik, 2020). En la actualidad, la implementación costa a fuera (offshore) de las turbinas eólicas es vastamente conocida, pero en su mayoría de las granjas eólicas implementadas a lo largo del mundo emplean turbinas eólicas de eje horizontal. Cuando estas se instalan offshore, la estela creada por las turbinas aguas arriba afecta negativamente

el rendimiento de turbinas aguas abajo debido a un déficit de velocidad y un aumento en turbulencia de la corriente libre. Esta ocurrencia se ha observado por ejemplo en el Parque eólico marino Horns Rev 1 que se encontró que tiene una eficiencia del 89% (Rodrigues et., 2015). Está claro que las turbinas de eje horizontal aguas abajo operan de manera menos eficiente que de forma aislada debido a la estela turbulenta producida por turbinas aguas arriba.

En consecuencia, se requiere un espaciado muy grande entre las turbinas, del orden de veinte diámetros D para permitir que el flujo se vuelva a energizar lo suficiente como para que las turbinas aguas abajo alcancen niveles de rendimiento comparables a las que están aisladas. A pesar de esto, generalmente se toma una compensación entre la eficiencia del parque eólico y su huella, por lo que las turbinas de eje horizontal se colocan de 6 a $10D$ en la dirección de la corriente y de 3 a $5D$ en la dirección transversal de la corriente (Dabiri, 2011). Varios estudios han identificado que cuando las turbinas eólicas de eje vertical se colocan en formaciones de matriz contrarrotantes, se genera una sinergia en las interacciones aerodinámicas, aumentando la eficiencia del parque eólico y pudiendo así, disipar su estela más rápidamente (análoga a la formación biomimética de cardúmenes de peces) (Vergaerde et al., 2020; Kinzel et al., 2012; Whittlesey et al., 2010). Como resultado, la densidad de potencia del parque eólico de las VAWT que giran en sentido contrario tiene el potencial de ser un orden de magnitud mayor que la de una matriz HAWT equivalente y, por lo tanto, exige un espaciado menos estricto de las turbinas marinas (Vergaerde et al., 2020; Lam. & Peng, 2017). Experimentos de campo muestran que el déficit de energía en la estela VAWT puede recuperarse en sólo $4-6D$ (Vergaerde et al., 2020). Además, los movimientos de guiñada de la plataforma flotante de las VAWT (una consecuencia del par de reacción del generador) pueden aliviarse montando dos VAWT contrarrotantes dispuestos en una plataforma flotante única, lo que reduce el costo del sistema de amarre y cableado para cada instalación (Hand. & Cashman, 2018).

En este trabajo se diseñará una turbina eólica tipo Gorlov para aprovechar eficientemente el recurso disponible en el Golfo de Urabá. Para este propósito se evaluarán las coordenadas latitud 8.713280° y longitud -77.075274° , en el Golfo de Urabá, una región del departamento de Antioquia, donde hay velocidades medias de 3.7 m/s. En este punto, a lo largo del año, la densidad de potencia se encuentra entre 33.5870 W/m^2 y 128.3870

W/m², que puede llegar a ser considerada pobre y/o marginal. No obstante, se puede aprovechar para incrementar la capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el país ya que cuenta con la infraestructura eléctrica necesaria para distribuir la energía generada.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

- Diseñar y simular una turbina eólica tipo Gorlov para generación de energía eléctrica con el recurso eólico disponible en Golfo de Urabá.

1.2 Objetivos específicos

- Definir la metodología para el diseño de turbinas eólicas tipo Gorlov a partir del recurso eólico del golfo de Urabá.
- Diseñar y modelar de acuerdo con la metodología definida tres turbinas eólicas tipo Gorlov variando los ángulos de hélice (90°, 120°, 180°) que corresponde a modelar tres configuraciones de número de álabes, 4, 3 y 2 álabes, respectivamente.
- Validar el diseño de la turbina eólica y comparar el coeficiente de potencia de las tres configuraciones mediante simulaciones fluidodinámicas en un software CFD.
- Construir un modelo a escala de la configuración óptima de acuerdo con los resultados obtenidos luego de las simulaciones. Este prototipo será instalado en el laboratorio de Energías Alternativas de la Universidad de Antioquia para estudios posteriores.

2. Marco teórico

En la actualidad, la gran mayoría de los países desarrollados y en vía de desarrollo busca aumentar la participación de las FNCER. Es así como la demanda mundial de energías renovables creció un 3% en 2020 y se prevé que aumente en todos los sectores clave (energía, calefacción, industria y transporte) en 2022. En efecto, la generación de energía a partir de fuentes renovables a nivel mundial se expandió más de un 8% en 2021 (Gómez. & Ribó, 2018). Se espera que la energía solar fotovoltaica y la eólica contribuyan con dos tercios del crecimiento de las energías renovables. Se vaticina un incremento de un 14% en generación de energía eólica en 2021 a nivel mundial.

Colombia no es ajena a este propósito, de acuerdo con su plan energético se considera la diversificación de la matriz energética con recursos de índole renovables. Se espera que para el 2030, el 15% de la energía provenga de las FNCER. Por lo tanto, con el fin de lograr esto, se debe identificar sitios potenciales para el desarrollo de programas o proyectos energéticos de generación de energía. Aunque Colombia no es un país que cuente con grandes densidades de energía eólicas, hay regiones como las zonas costeras donde la energía disponible puede ser empleada para la lograr la tan anhelada diversificación energética que permita brindar una seguridad energética al país (Gómez. & Ribó, 2018; Abu-Hamdeh. & Almitani, 2017).

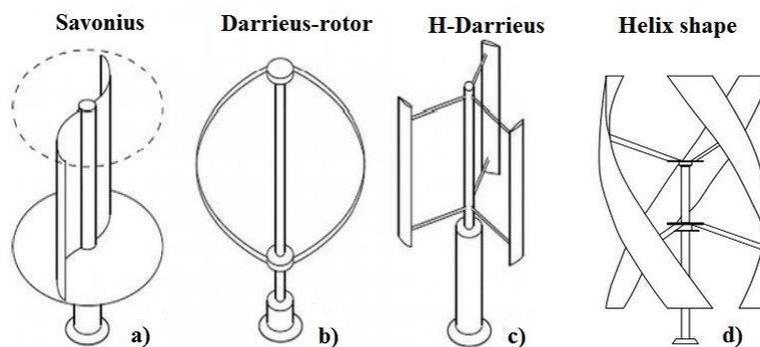
Las turbinas eólicas son máquinas que aprovechan al máximo la energía del viento. Estas máquinas desarrollan par y potencia en el eje debido a la cantidad de movimiento del fluido que pasa a través de sus álabes. La energía cinética se transfiere al generador y se convierte en energía eléctrica que es conducida por el interior de la torre hasta su base para luego ser distribuida en las respectivas redes eléctricas. Existen diferentes tipos de turbinas eólicas, de eje vertical (VAWT) y de eje horizontal (HAWT). Las primeras turbinas para generar energía eólica fueron de eje vertical, no obstante, se dejaron de lado un tiempo puesto que, en un primer alcance, estas no se consideraban lo suficientemente potentes para generar energía a gran escala. En las últimas décadas, los investigadores han enfocado su interés en las turbinas de eje horizontal.

Las investigaciones y desarrollos de las turbinas de eje vertical continuaron en menor escala y de forma paralela en donde se desarrollaron distintas configuraciones de

turbinas. Se tienen diferentes tipos de turbinas de eje vertical como se muestra en la Figura 1. Las turbinas Darrieus fueron patentadas por primera vez en 1931, tienen una de las mayores eficiencias entre las turbinas de eje vertical, pero poseen problemas de torque y deficiente integración al momento de ser construidas, este tipo de turbinas tiene variantes como la batidora de huevo y la Gorlov.

Figura 1

Diferentes tipos de turbinas de eje vertical: (a) Savonius, (b) Darrieus tipo “batidora de huevo”, (c) Darrieus y (d) Gorlov



Nota. Fuente Castellani, 2019.

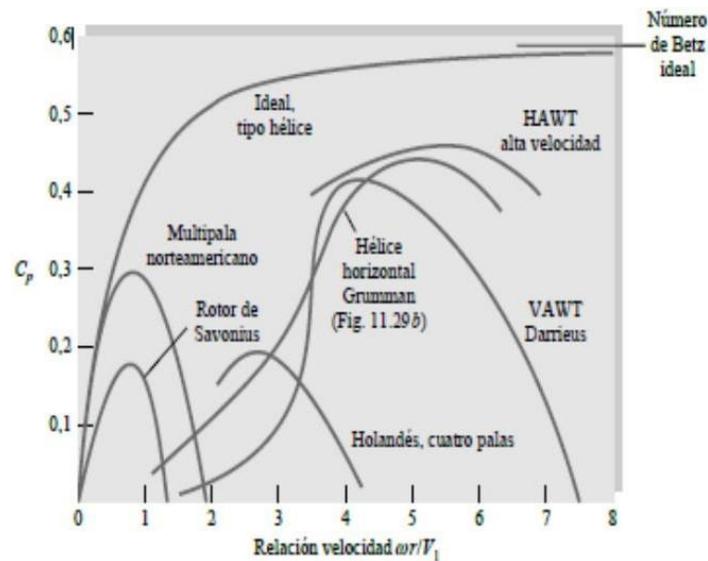
La turbina Gorlov fue patentada por Alexander Gorlov en la Universidad de Northeastern como una de las variaciones de la turbina Darrieus. Esta turbina tiene los álabes helicoidales en vez de rectos. Las turbinas tipo Gorlov están diseñadas para trabajar con corrientes de aire en cualquier dirección. Debido a su forma helicoidal, genera menos vibraciones y tiene un alto rendimiento ya que siempre se tiene un álabe que está en posición para recibir las corrientes de aire. En 1996, se realizaron las primeras pruebas en el laboratorio de Turbinas de Massachussets en Estados Unidos donde se verificó que es una turbina que ocupa poco espacio y presenta bajos costos de fabricación (Gorlov, 1998).

Ahora bien, todas las turbinas están limitadas en su aprovechamiento eólico, ya que hay varios factores que afectan su y minimizan su eficiencia. Existe un límite ideal que es denominado el límite de Betz. Este límite establece que sólo el 59 % de la energía cinética del viento puede convertirse en energía mecánica para mover el rotor de la turbina, este es entonces el límite teórico para el rendimiento alcanzable por un aerogenerador, la Figura 2

muestra el comportamiento en función del coeficiente de potencia de distintos diseños de aerogeneradores.

Figura 2

Comportamiento estimado de distintas configuraciones de aerogeneradores



Nota. Fuente White, 2018.

Para el correcto diseño de una turbina eólica se deben tener en cuenta los siguientes cálculos.

La potencia capturada por el rotor (P_{rot}) de este tipo de turbinas puede ser calculada a partir del flujo del aire y las dimensiones de la turbina, como se representa en la Ecuación (1) (Tiju et al., 2015):

$$P_{rot} = \frac{1}{2} C_p \rho A U^3 \quad (1)$$

Donde A es el área barrida por los álabes de la turbina, C_p se refiere al coeficiente de potencia de la turbina, que según el límite de Betz tiene un máximo de 0,59, U es la velocidad del viento y ρ es la densidad del viento. Ahora bien, existen varios parámetros de diseño que afectan el desempeño de las VAWT. En este diseño que van a considerar son el

área A , la potencia P y el coeficiente de potencia C_p , la relación de velocidad de la punta (TSR por sus siglas en inglés) λ y la relación de aspecto (AR).

El área de barrido de la turbina se calcula como:

$$A = H * D = 2RH \quad (2)$$

Donde H es la altura, D es el diámetro de la turbina y R es el radio. Por otro lado, λ o TSR se define como la relación entre la velocidad tangencial de los alabes y la velocidad del viento (Sutherland et al., 2012), el estudio maneja una velocidad angular fija de 37 rad/s:

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

Donde ω , es la velocidad angular del rotor. La relación de aspecto de la turbina o AR está definida por la relación entre H y R :

$$AR = \frac{H}{R} \quad (4)$$

El rango óptimo de la relación de aspecto del rotor para una turbina de eje vertical fue obtenido por Moghimi et al., al graficar para varias velocidades de punta, su respectiva relación de aspecto. Se mostró que los valores ideales están entre 2.0-3.0. En este caso se va a trabajar con un AR de 2.

Las turbinas tipo Gorlov fueron diseñadas principalmente como turbinas hidrocinéticas pero, su diseño de álabes ha sido aceptado ampliamente para turbinas eólicas de eje vertical (Tiju et al., 2015). Se han vuelto a investigar debido a la necesidad de instalar granjas de aerogeneradores tipo *offshore* ya que este tipo de turbinas tienen mejor rendimiento que las de eje horizontal (Sutherland et al., 2012). El problema de la fatiga que obstaculizó las primeras instalaciones de VAWT ahora se puede solucionar con materiales compuestos avanzados tecnológicos y las técnicas de producción disponibles (Borg. & Collu, 2014), una mejor comprensión de las cargas de fatiga (Sutherland et al., 2012), una subestructura flotante con un amarre de catenaria compatible (Cheng et al., 2017) y la estrategia de control empleada (Cheng et al., 2017). Está claro que el desarrollo de los

VAWT flotantes aún se encuentra en una etapa inicial y está muy poco explorado en la literatura.

En la búsqueda del diseño de una turbina eólica, existen varias aproximaciones para analizar el flujo alrededor de la turbina. Los enfoques básicos se dividen en tres métodos principales, incluidos los métodos de aerodinámica computacional, la dinámica de fluidos computacional (CFD) y las mediciones experimentales (Jin et al., 2015). La simulación CFD es un enfoque asequible pero práctico para simular el campo de flujo alrededor de una VAWT en comparación con los experimentos que incurren en costos más altos, especialmente en el proceso de optimización del diseño. Se pueden tener simulaciones en 2D y en 3D, en donde las simulaciones en dos dimensiones son más sencillas y simples comparadas con la tridimensionales, no obstante, son menos precisas y restringen las simulaciones a un solo plano. Howell et al., realizó una comparación entre las simulaciones y los resultados experimentales en un túnel de viento en donde encontró una desviación para la simulación bidimensional.

De manera semejante, Rossetti & Pavesi realizaron simulaciones CFD 3D sobre el comportamiento de arranque del rotor H, donde los efectos 3D, como el flujo secundario y los efectos de la punta, se capturaron en la simulación que contribuyó con un par positivo en el arranque. Se informaron sobre predicciones sobre el rendimiento de VAWT en simulación 2D (Siddiqui et al., 2015). Además de los trabajos 3D mencionados anteriormente, Bedon et al., realizaron simulaciones CFD de Reynolds promediado (URANS) en 3D en una turbina Darrieus VAWT inclinada. El resultado mostró un rendimiento mediocre a medida que aumentaba el ángulo de inclinación de la turbina. Sin embargo, se observó una tendencia diferente a una relación de velocidad de punta (TSR) diferente, donde a TSR alto, el coeficiente de potencia (C_p) disminuyó significativamente, mientras que se observó un ligero aumento de C_p a TSR bajo que fue causado por las condiciones operativas de pérdida de la VAWT. Existen varias maneras de mejorar la eficiencia de una turbina eólica, este trabajo se centrará en escoger entre tres configuraciones de álabes cuál es la óptima para ser instalada en el Golfo de Urabá con la proyección de crear un parque eólico *offshore*.

3. Metodología

Con el fin de llevar a cabo esta investigación, se sigue la siguiente metodología.

Revisión bibliográfica

En primera instancia se realiza una recisión bibliográfica del tema a investigar. Se toman como referencia los artículos deseados para poder definir ciertas características a lo largo del trabajo.

Observaciones

Luego de revisar la bibliografía se propone una solución a una idea planteada, en este caso, cómo generar energía renovable utilizando una matriz de turbinas eólicas tipo Gorlov para el aprovechamiento del recurso eólico en el golfo de Urabá.

Diseño y desarrollo de la turbina

En esta etapa, mediante la recolección de los datos estudiados previamente en la revisión bibliográfica, se procede a diseñar la turbina de acuerdo con las condiciones eólicas disponibles. Una vez diseñada, se procede a desarrollar mediante un software CAD.

Simulación de la turbina

Aquí, mediante ANSYS FLUENT 2020, se valida el diseño CAD realizado anteriormente y se procede a realizar la simulación mediante volúmenes finitos para determinar la configuración óptima para el ángulo de hélice de la turbina tipo Gorlov. Las variables por medir son el coeficiente de potencia, coeficiente de arrastre, coeficiente de empuje, relación de velocidad de la punta (TSR).

Análisis de resultados y conclusiones

En esta etapa, a partir de los resultados obtenidos de las simulaciones se determina cuál es la mejor configuración de turbina para el aprovechamiento del recurso eólico.

Construcción de la turbina a escala

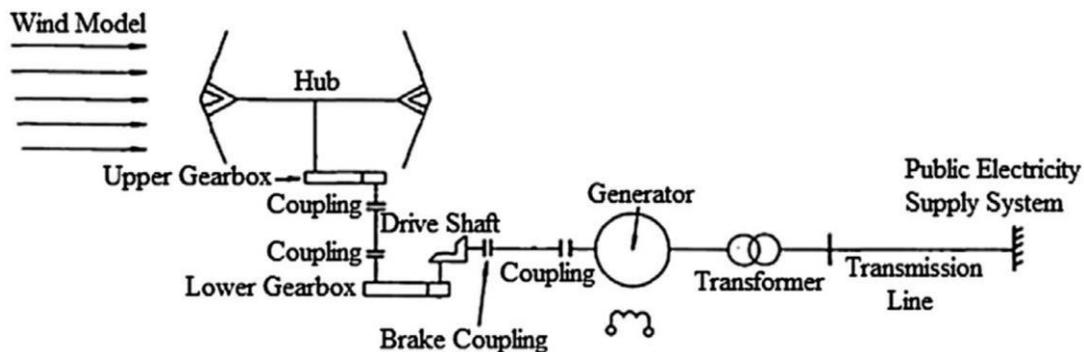
Por último, se construirá un modelo a escala de la turbina, esto se realizará mediante impresión 3D.

4. Diseño de una turbina eólica tipo Gorlov

Para poder lograr un correcto diseño y posterior simulación, es necesario definir y establecer las dimensiones de la turbina eólica. En primera instancia, se muestra en la Figura 3 los componentes de todo el sistema para la conversión de energía eólica en energía eléctrica.

Figura 3

Componentes del sistema de generación eléctrica empleando una turbina eólica



Nota. Fuente Tiju et al., 2015.

Usualmente, las turbinas eólicas están compuestas por los alabes, en el caso de las turbinas Gorlov estos alabes son perfiles aerodinámicos, que a su vez cuentan con soportes. Además, se tiene todo el sistema de transmisión con su respectivo generador eléctrico, el transformador o acondicionamiento de potencia para finalmente ir a la línea de transmisión.

4.1. Potencia por generar

Definir la potencia requerida por la turbina es un factor de suma importancia al momento de realizar el diseño, debido a que este parámetro afecta directamente las dimensiones de la turbina a diseñar. Por esto, y teniendo en cuenta el trabajo realizado por

Khan et al., donde se realizó un análisis y caracterización de una turbina hidrocínética, se decide diseñar una turbina con una potencia de salida de 50 W, ahora bien, este valor escalado a dimensiones de laboratorio corresponde a 0,255 W.

4.2. Dimensionamiento de los álabes

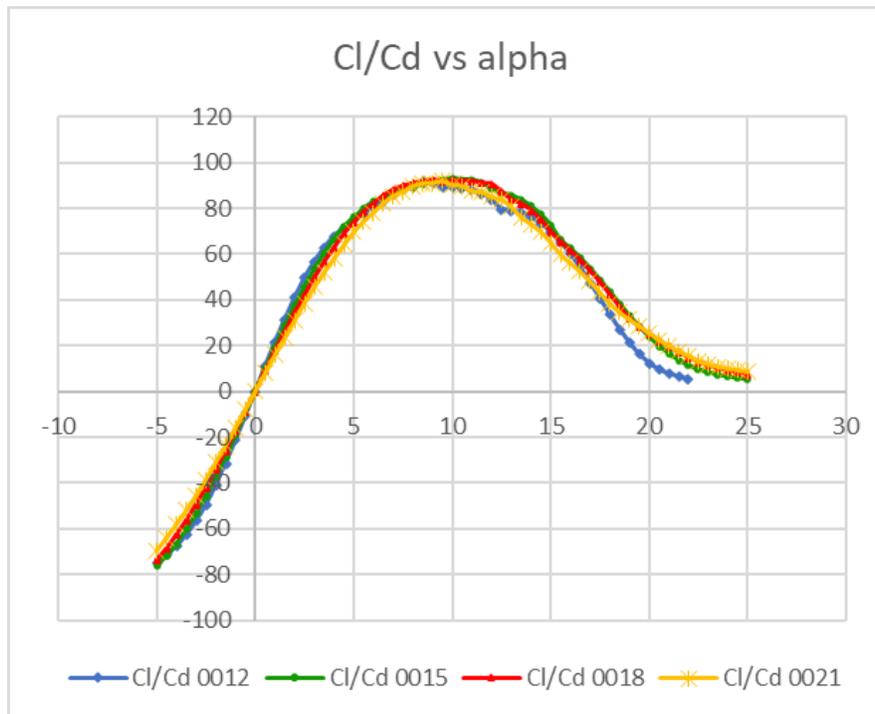
El análisis del tipo de perfil aerodinámico es de suma importancia al diseñar una turbina tipo Gorlov; en efecto, el rendimiento de la turbina se ve afectada por los coeficientes de arrastre y sustentación, que están directamente relacionados con el tipo de perfil seleccionado.

4.2.1. Selección del perfil aerodinámico

En esta sección, se realiza un análisis comparativo entre los perfiles más utilizados en la literatura para turbinas tipo de eje vertical que corresponden a: NACA 0012, 0015, 0018, 0021 (Tiju et al., 2015) empleando el software Javafoil. En la Figura 4 se muestra la relación C_l / C_d con respecto a α . Donde, C_l corresponde al coeficiente de sustentación, C_d es el coeficiente de arrastre y α es el ángulo de ataque. La gráfica mostrada en la figura fue trazada mediante la información suministrada por el software para cada perfil a analizar, donde se reporta un valor de coeficiente de sustentación y uno de arrastre, dependiendo del ángulo de ataque. Ahora bien, el cociente C_l / C_d es un indicador del desempeño aerodinámico del perfil, los perfiles analizados muestran un comportamiento aerodinámico similar. Adicionalmente, se puede observar que la mayor eficiencia se comprende entre 5 y 15 ° para α . En este caso, se decide trabajar con 5°. Los valores de C_d y C_l para el NACA 0021 con un ángulo de ataque de 5° son de 0,0083 y 0,55 respectivamente (Robert et al., 1981). Por añadidura, el coeficiente de potencia del perfil aerodinámico es de 0,3 (Paraschivoiu et al., 2009).

Figura 4

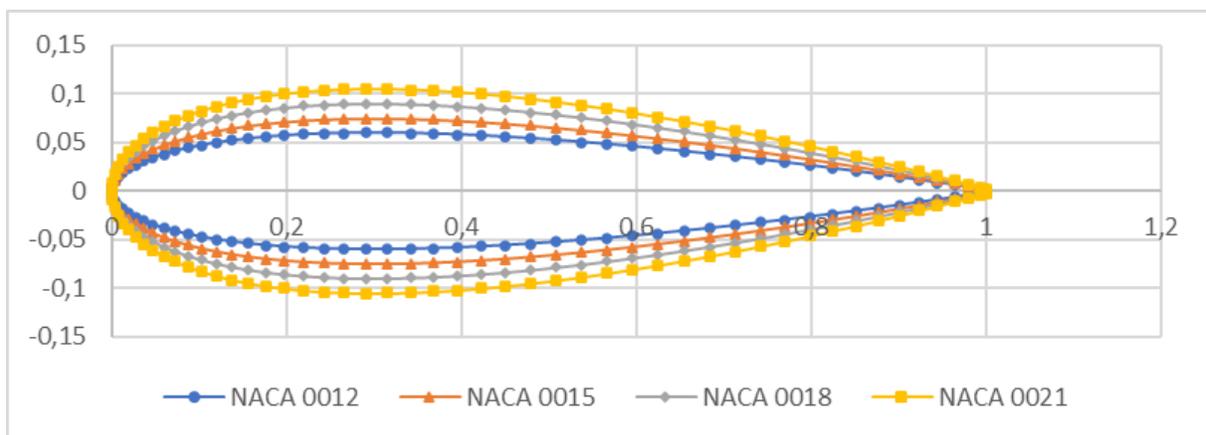
Cl/Cd vs alpha para distintos perfiles NACA simétricos (0012, 0015, 0018, 0021)



Más aún, se decidió comparar el tamaño de los perfiles aerodinámicos, como se muestra en la Figura 5, se tienen los perfiles en un tamaño unitario y se evidencia que el perfil con mayor grosor es el perfil NACA 0021, se opta por este perfil al tener mejor rendimiento aerodinámico en general.

Figura 5

Perfiles aerodinámicos más usados en la literatura



4.2.2. Longitud de cuerda

La longitud de cuerda c , de un perfil aerodinámico es de gran importancia al momento de diseñar una turbina eólica, su determinación se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$c = \frac{2\pi R\sigma}{N} \quad (5)$$

Donde, R es el radio de la turbina, σ es la solidez y N es el número de álabes. Cabe recalcar que el número de álabes es variable puesto que se desea comparar el rendimiento de 3 configuraciones distintas. Se realiza el estudio con 2, 3 y 4 álabes, no obstante, se muestra el procedimiento para una configuración con 3 álabes, puesto que las otras dos configuraciones son semejantes.

Asimismo, es necesario establecer un número de solidez, Hand et al., indican un intervalo de 0.2 a 0.3. En este estudio se escogerá el promedio entre ambos, es decir, 0.25.

4.2.3. Ángulo de hélice y ángulo helicoidal

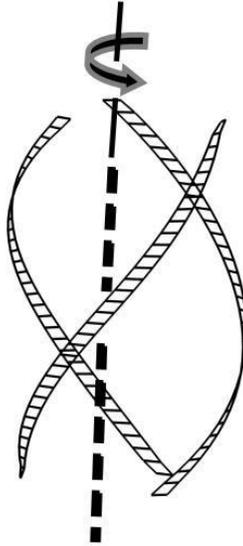
Las turbinas de eje vertical tipo Gorlov están constituidas por rotor creado a partir de perfiles aerodinámicos que, al ser extruidos, forman una hélice alrededor de su eje central como se muestra en la Figura 6. Las superficies o alabes están desfasadas un ángulo φ igual a 120° , que se conoce con el ángulo de hélice. Además, la Figura 7 muestra un segmento de lo que sería el desarrollo de una turbina con alabes helicoidales. El ángulo de inclinación mostrado se define como ángulo helicoidal ϕ . Este ángulo se determina de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{NH}{\pi D} \quad (6)$$

No obstante, Castelli et al., definieron un rango óptimo para este ángulo helicoidal o ángulo de inclinación del álabe, con valores entre 65° y 70° (Castelli. & Benini, 2011).

Figura 6

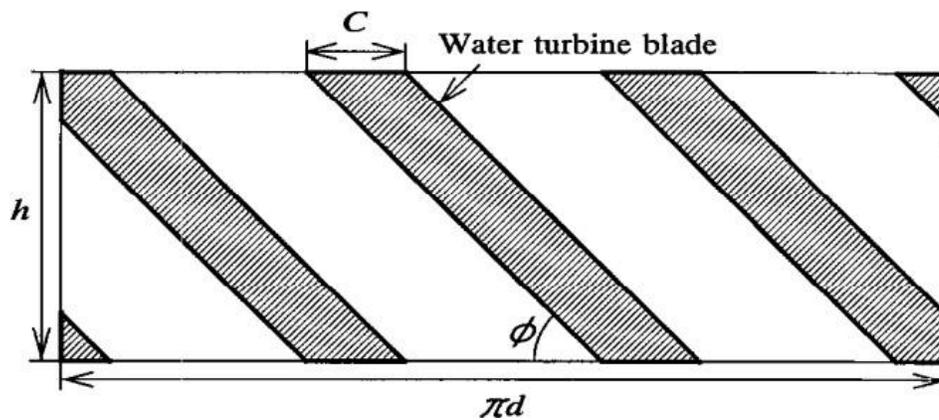
Representación de una turbina con álabes helicoidales



Nota. Fuente Scheurich et al., 2010.

Figura 7

Esquema del desarrollo de una turbina con álabes helicoidales



Nota. Fuente International Offshore and Polar Engineering Conference, 2002.

4.3. Parámetros y dimensiones de diseño para una turbina eólica tipo Gorlov

La Tabla 1 presenta los parámetros de entrada, y las variables calculadas con las ecuaciones expresadas anteriormente en el proceso del diseño de una turbina eólica tipo Gorlov. Algunos de estos parámetros, son definidos por las condiciones del recurso disponible. Por ejemplo, la velocidad del viento se estableció de 3,7 m/s debido a que este es el recurso eólico presente en el Golfo de Urabá, al igual que la densidad del fluido a trabajar que es de 1,204 kg/m³.

Tabla 1
Parámetros y dimensiones de diseño

Parámetro	Valor	Unidades
Densidad ρ	1,204	kg/m ³
Velocidad del viento U	3,7	m/s
C_p NACA 0021	0,3	[-]
Potencia por generar P	0,255	W
Potencia disponible P_{disp}		
Área de barrido A	0,04	m ²
Aspect Ratio AR	2	[-]
TSR λ	1	[-]
Diámetro D	0,2	m
Altura H	0,2	m
Velocidad angular m	37	rad/s
Número de álabes N	3	[-]
Solidez σ	0,3	[-]
Tipo de perfil	NACA 0021	[-]
Longitud de cuerda c	0,05	m
Ángulo de ataque a	5	°
Ángulo de hélice φ	120	°
Ángulo helicoidal ϕ	70	°

5. Simulación CFD para una turbina eólica tipo Gorlov.

En el diseño de las turbinas, es de suma importancia realizar simulaciones para poder analizar el comportamiento de los diseños y poder validarlos. Ahora bien, el análisis de todas las aplicaciones ingenieriles que involucren movimiento de fluido resulta tedioso si se recurre a soluciones analíticas. En efecto, el comportamiento aleatorio e impredecible de los flujos a estudiar deriva en una alta complejidad al momento de solucionarse ya que en su mayoría son regímenes turbulentos. La dinámica de fluidos computacional (CFD) es una de las ramas de la mecánica de fluidos que hace uso de métodos numéricos y algoritmos para resolver y analizar problemas concernientes al flujo de fluido, por lo que resulta una herramienta de gran ayuda en la resolución de estos análisis. Asimismo, el CFD permite cambiar parámetros de experimentación y el estudio de sistemas o escenarios peligrosos.

En este apartado, se describen de forma general las ecuaciones características del flujo de fluido al interior de una turbina, además, se presentan las condiciones de frontera para poder realizar el análisis pertinente de la turbina para finalmente plasmar los resultados obtenidos luego de las simulaciones con su respectivo análisis.

5.1. Ecuaciones del flujo al interior de la turbina

En esta sección se muestran las ecuaciones que gobiernan el comportamiento del flujo al interior de una turbina. Sea U el vector de velocidad, u , v y w las componentes de la velocidad en los ejes x , y , z respectivamente; X , Y , Z representan un campo de fuerzas externo, ρ es la densidad y μ la viscosidad del fluido, p es la presión del fluido. Se tiene un sistema de 4 incógnitas: u , v , w y p . La derivada sustancial $\left(\frac{Du}{Dt}\right)$ y el termino de difusividad ∇^2 son iguales a:

$$\frac{Du}{Dt} = \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} \quad (7)$$

$$\nabla^2 U = \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \quad (8)$$

Luego, se trabaja con un fluido que es aire, se asume incompresible con viscosidad constante al interior de la turbina; el análisis del comportamiento del fluido de trabajo se expresa mediante las ecuaciones de continuidad y Navier Stokes, matemáticamente se tiene un sistema de ecuaciones con derivadas parciales de primer y segundo orden no lineales, de la siguiente forma:

$$\nabla U = \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0 \quad (9)$$

$$\rho \frac{Du}{Dt} = X - \frac{\partial p}{\partial x} + \mu \nabla^2 u \quad (10)$$

$$\rho \frac{Dv}{Dt} = Y - \frac{\partial p}{\partial y} + \mu \nabla^2 v \quad (11)$$

$$\rho \frac{Dw}{Dt} = Z - \frac{\partial p}{\partial z} + \mu \nabla^2 w \quad (12)$$

5.2. Simulación CFD en ANSYS FLUENT

El software ANSYS FLUENT 2022 R2 fue usado en una configuración tridimensional para resolver las ecuaciones mostradas anteriormente de forma transitoria y con una formulación basada en la presión. Para el modelamiento de la turbina, se utilizó el software de diseño Autodesk Inventor 2022.

El fluido es aire, modelado como un gas ideal con condiciones ambientales estándar, es decir, con una presión de $1,01 \times 10^5$ Pa y una temperatura de $300K$.

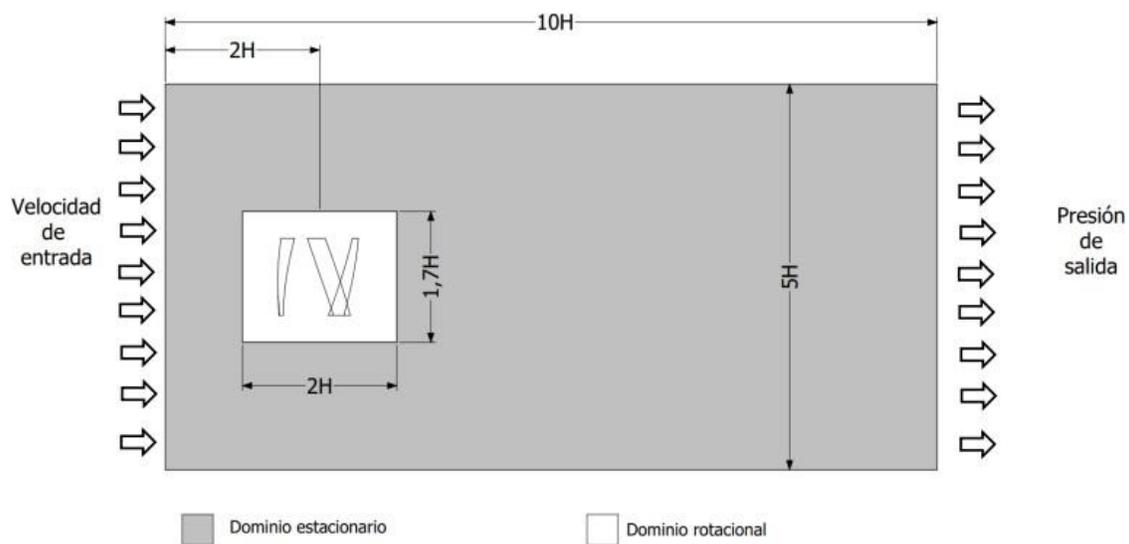
5.2.1. Dominio computacional

El dominio físico es dividido en dos subdominios, se tiene en primera instancia un dominio cilíndrico que contiene la turbina, rotando a la misma velocidad angular que el rotor. En segunda instancia se tiene una zona externa con forma de paralelepípedo que se mantiene estacionaria.

Ambas regiones se comunican mediante una interfaz. Las dimensiones se ven reportadas en la Figura 8 y están parametrizadas con respecto a la altura de la turbina, las dimensiones generales del dominio fijo son: $5H \times 5H \times 10H$. Se impone una velocidad del viento de entrada, que se dispone a 2 veces la altura de la turbina contra el viento del eje de rotación. Las dimensiones del dominio fueron seleccionadas basándose en previos análisis realizados en turbinas eólicas de eje vertical (Rezaeiha et al., 2017; Balduzzi et al., 2015).

Figura 8

Dominio físico de las simulaciones en FLUENT

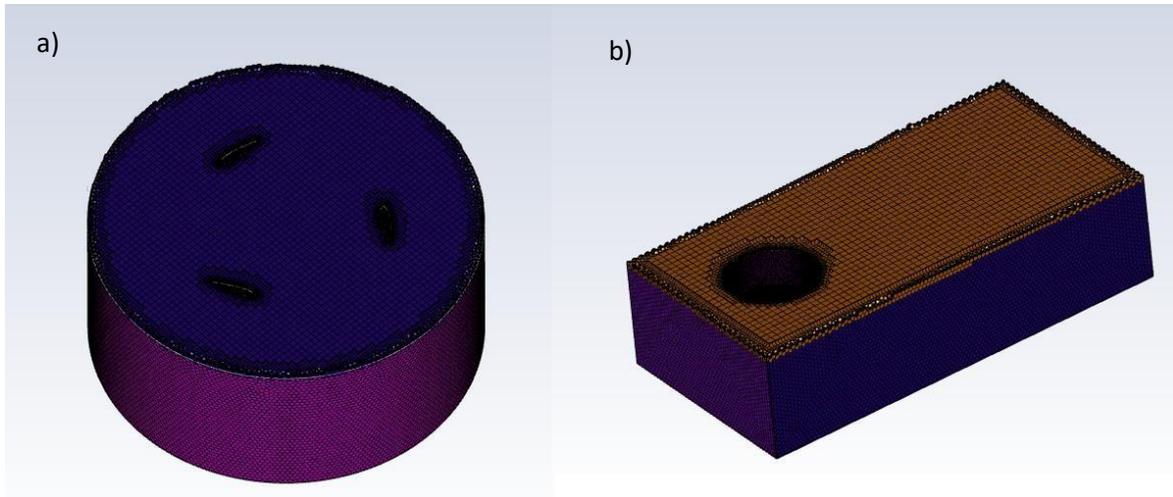


5.2.2. Mallado de la geometría

Una vez establecido el dominio a analizar, se procede a realizar el mallado utilizando el mismo software, pero en la configuración de MESHING. Se importa la geometría anterior y se malla como se muestra en la Figura 9. Se realizó una malla volumétrica con un tamaño de 5mm para el cilindro del dominio rotacional y de 1mm para la huella de los álabes en las tres configuraciones. Adicionalmente, para el dominio fijo se cuenta con un tamaño de 50mm y se empleó una malla tipo *poly-hexcore*.

Figura 9

Mallado de: a) dominio rotacional y b) dominio fijo



En la Tabla 2, se observan las métricas correspondientes a cada configuración de número de álabes, se reporta el número de nodos, de celdas, la relación de aspecto y el Skewness.

Tabla 2

Número de elementos y calidad de la malla.

Parámetro	2 álabes	3 álabes	4 álabes	Dominio fijo
Número de nodos	1 846 237	3 261 733	3 941 713	1 414 805
Número de elementos	720 751	1 325 741	1 579 524	575 444
Relación de aspecto	3,1536	2,7159	2,7567	2,9972
Skewness	0,7993	0,7997	0,79927	0,7709

5.2.3. Condiciones de frontera para la simulación en ANSYS FLUENT

El tipo de análisis realizado fue de carácter transitorio, teniendo en cuenta la gravedad con un valor de $9,8 \text{ m/s}^2$ y basado en presión. El fluido dentro del volumen de control es aire. Como condiciones de frontera, se puso en la entrada una velocidad del viento de $3,7 \text{ m/s}$ que fuera normal a la superficie. Además, se simuló mediante el método de malla deslizante, que consiste en imponer una velocidad de rotación a los álabes para poder calcular las variables deseadas, la velocidad utilizada fue de 37 rad/s . El criterio de convergencia para todas las ecuaciones fue de $1e - 4$. Adicionalmente, se usó un paso temporal de $0,008$ segundos. Por último, se seleccionó un modelo de turbulencia $k - \omega$, este modelo es utilizado ampliamente en softwares comerciales para el análisis de fluidos alrededor de obstáculos. En este modelo, el flujo es asumido totalmente turbulento y los efectos de la viscosidad molecular son despreciables.

Luego, el tiempo de cómputo depende del dispositivo empleado para realizar las simulaciones, puesto que, dependiendo de las características de este, el tiempo será menor o mayor. En el presente estudio, se hizo uso de una Workstation Dell Precision R5500 con 32 GB de RAM y 6 núcleos. Este equipo permitió correr las simulaciones rápidamente.

6. Resultados y análisis

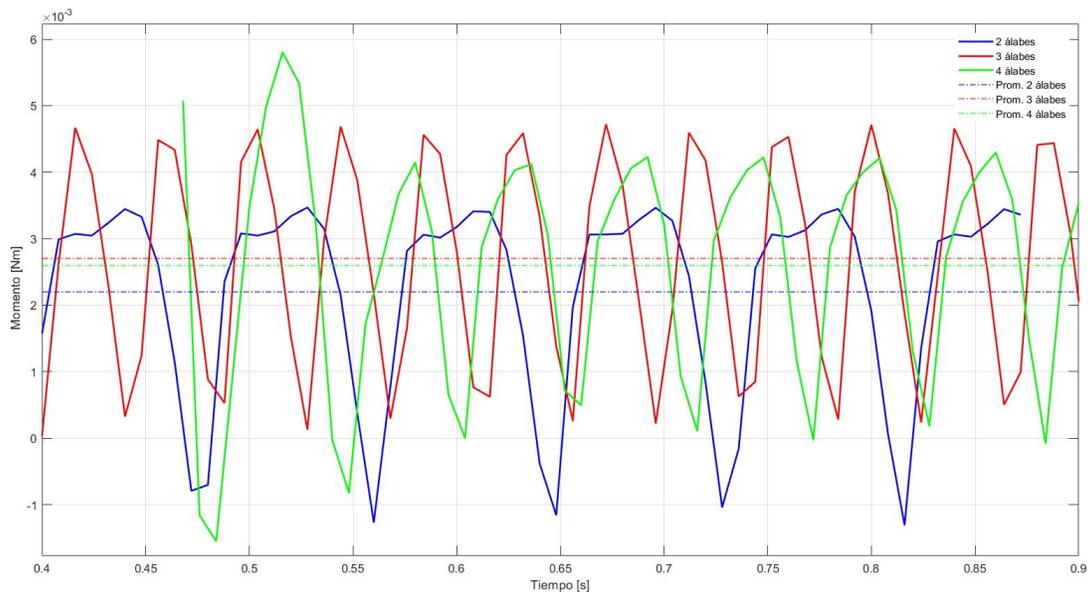
En esta sección, se discuten los resultados obtenidos por la simulación CFD en ANSYS FLUENT 2022. Se analizaron tres turbinas con distintos números de álabes, una con 2 álabes, otra con 3 y otra con 4 álabes. Las condiciones de frontera para todas las configuraciones permanecieron constantes, por lo que se obtuvo una gráfica de momento con respecto al tiempo en la cual se puede realizar una comparativa del rendimiento de las turbinas. Como se observa en la Figura 10, se tienen los momentos de las tres configuraciones a lo largo del tiempo al igual que el promedio de estos para una misma velocidad angular correspondiente a 37 rad/s .

Se puede observar en la figura que la turbina con cuatro álabes presenta mucha inestabilidad al comienzo, debido al pico de momento que muestra. De igual manera, la

turbina con 2 álabes cuenta con una menor fluctuación de momento con respecto a las otras dos configuraciones de turbinas con 3 y 4 álabes. Estas últimas dos turbinas presentan un comportamiento similar, con valores de momento promedio cercanos, en efecto, la turbina con 4 álabes cuenta con un momento promedio de 0,0026 Nm y la de 3 álabes tiene un momento promedio de 0,0027 Nm.

Figura 10

Momento de las turbinas con respecto al tiempo



Luego de obtener los momentos respectivos para cada turbina, se procede a realizar el cálculo del coeficiente de potencia (C_p) de cada una de las configuraciones. Este cálculo se hace mediante el momento promedio de cada turbina, la potencia generada y la potencia disponible de cada una de las turbinas. Los valores encontrados se muestran en la Tabla 3. La configuración con mayor coeficiente de potencia es la de 3 álabes con un coeficiente de 7,99 %.

Tabla 3*Datos de salida para un TSR=1*

Número de alabes	Momento (Nm)	Velocidad angular (rad/s)	Potencia generada (W)	Potencia disponible (W)	C_p (%)
2	0,0023	37	0,0827	1,24	6,67
3	0,0027	37	0,0992	1,24	7,99
4	0,0026	37	0,0979	1,24	7,89

7. Construcción de un modelo a escala de laboratorio de la configuración escogida

Como se mencionó anteriormente, la turbina con mayor momento y coeficiente de potencia corresponde a la turbina tipo Gorlov de tres álabes. Por esta razón, es la configuración con mejor rendimiento entre las analizadas. Las dimensiones de la turbina a construir fueron expuestas con anterioridad, la construcción de este modelo radica en el interés por seguir analizando el comportamiento y la viabilidad de las turbinas tipo Gorlov para el aprovechamiento del recurso eólico disponible en Colombia. Además, el grupo de investigación de Energías Alternativas de la Universidad de Antioquia cuenta con un túnel de viento del cual fue basado este estudio y el diseño de la turbina a escala para la simulación.

Teniendo en cuenta la complejidad de la geometría de los álabes y el proceso de fabricación de estos, se optó por realizar una impresión 3D. El material utilizado fue PLA (ácido poliláctico) como se muestra en la Figura 11. Este material fue elegido debido a su versatilidad al momento de la impresión a comparación de otros materiales. Además, es un material creado a partir de materias primas naturales como el maíz, por lo que es un material amigable con el medio ambiente.

Figura 11

Material utilizado para la impresión



La máquina que se utilizó para realizar la impresión 3D de la turbina fue la Creality3D Ender-3 Pro, como se ilustra en la Figura 12. Las características técnicas de esta impresora se reportan en la Tabla 4.

Figura 12

Equipo usado para la impresión de la turbina



Tabla 4*Características de la impresora*

Marca	Creality 3D
Modelo	Ender-3 Pro
Dimensiones generales de la impresora	475 × 470 × 620 mm
Temperatura máxima de operación	300 °C
Entrada CA	100 V a 120 V AC 200 V a 240 V AC
Fuente de alimentación	24 V, 350 W, 14,6 A
Consumo	290 W

En primera instancia, se realizó el modelo CAD de la turbina a imprimir como se muestra en la Figura 13. Luego, se lleva a cabo la impresión de los álabes de la turbina como se muestra en la Figura 14 donde se muestra el perfil aerodinámico implementado y Figura 15 donde se exhiben los tres álabes impresos de forma individual.

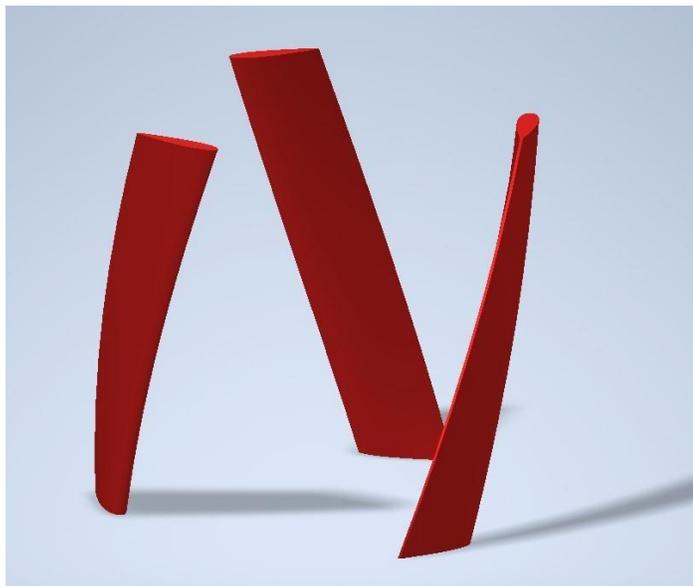
Figura 13*Modelo CAD renderizado de la turbina*

Figura 14

Perfil aerodinámico de la turbina impresa

**Figura 15**

Álabes de la turbina tipo Gorlov impresos



8. Conclusiones

La implementación de turbinas eólicas de eje vertical para la generación de electricidad es una de las alternativas no convencionales de generación de energía mediante la transformación de la energía cinética del viento. Ahora bien, este tipo de turbinas presentan mejoras a comparación de las turbinas eólicas de eje horizontal puesto que no ocupan tanto espacio y puede disponerse una matriz de mejor manera debido a la baja estela que se genera.

Se identificó una metodología para el diseño y la simulación de tres turbinas tipo Gorlov para el aprovechamiento del recurso eólico en el Golfo de Urabá, empleando la dinámica de fluidos computacional (CFD) para evaluar su comportamiento y definir qué configuración reportaba mejores condiciones de operación.

Adicionalmente, se validó la metodología propuesta empleando el diseño a escala de una turbina para generación eólica tipo Gorlov de 50 W mediante la implementación de software CAD.

Se realizó un estudio para la determinación del perfil aerodinámico más adecuado para el estudio, comparando cuatro perfiles más usados en la literatura, los NACA 0012, 0015, 0018 y 0021. Una vez identificado el perfil aerodinámico que presenta una mayor relación de sustentación y arrastre, con un ángulo de inclinación de 5° , se evaluaron los principales parámetros de operación, en este caso el coeficiente de potencia y el momento de cada una de las configuraciones de turbinas Gorlov mediante simulaciones CFD haciendo uso del software ANSYS FLUENT 2022.

Los resultados del estudio numérico arrojaron que existe una dependencia en cuanto al rendimiento de la turbina al variar N, el número de álabes. En efecto, se mostró que las turbinas que tienen 2 álabes exhiben un momento promedio menor, de 0,0022 Nm en comparación con las otras configuraciones analizadas. Las turbinas con tres y cuatro álabes evidencian comportamientos muy similares, de hecho, la turbina con cuatro álabes mostró

un momento promedio de 0,0026 Nm mientras que la turbina de tres álabes tiene un momento promedio de 0,0027 Nm para una velocidad angular analizada de 37 rad/s.

El otro parámetro estudiado fue el coeficiente de potencia, se evidenció que la turbina con dos álabes presenta el mejor coeficiente de potencia con un valor del 6,77 % mientras que la turbina con cuatro álabes presentó un coeficiente de potencia de 7,89 %; la turbina con mejor rendimiento corresponde a la turbina con tres álabes que tiene un coeficiente de potencia de 7,99 %.

Se realizó de igual manera, el prototipo a escala de la turbina con mejor comportamiento, es decir, la turbina con tres álabes, esto con la finalidad de realizar posteriores análisis y experimentos en el túnel de viento del laboratorio de Energías Alternativas de la Universidad de Antioquia.

Se espera que los resultados de esta investigación incentiven a indagar más sobre el aprovechamiento del recurso eólico disponible en Colombia, específicamente en el Golfo de Urabá, posibilitando la identificación de tecnologías más eficientes con mejores resultados para la generación de energía eólica.

9. Referencias

- Abu-Hamdeh, N. H., & Almitani, K. H. (2017). Construction and numerical analysis of a collapsible vertical axis wind turbine. *Energy Conversion and Management*, 151, 400–413. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.09.015>
- Balduzzi, F., Bianchini, A., Gigante, F. A., Ferrara, G., Campobasso, M. S., & Ferrari, L. (2015). *Parametric and comparative assessment of navier-stokes cfd methodologies for darrieus wind turbine performance analysis*. <http://www.asme.org/about-asme/terms-of-use>
- Banik, S (2020). *Analysis of Vertical Axis Wind Turbine with a focus on Gorlov Design Model*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.21968.94728>
- Bedon, G., de Betta, S., & Benini, E. (2015). A computational assessment of the aerodynamic performance of a tilted Darrieus wind turbine. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 145, 263–269. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2015.07.005>
- Borg, M., Shires, A., & Collu, M. (2014). Offshore floating vertical axis wind turbines, dynamics modelling state of the art. part I: Aerodynamics. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 39, pp. 1214–1225). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.096>
- Castellani, F., Astolfi, D., Peppoloni, M., Natili, F., Buttà, D., & Hirschl, A. (2019). Experimental vibration analysis of a small scale vertical wind energy system for residential use. *Machines*, 7(2). <https://doi.org/10.3390/machines7020035>
- Castelli, M. R., & Benini, E. (2011). Effect of blade inclination angle on a darrieus wind turbine. *Journal of Turbomachinery*, 134(3). <https://doi.org/10.1115/1.4003212>
- Cheng, Z., Madsen, H. A., Chai, W., Gao, Z., & Moan, T. (2017). A comparison of extreme structural responses and fatigue damage of semi-submersible type floating horizontal and vertical axis wind turbines. *Renewable Energy*, 108, 207–219. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.067>
- Cheng, Z., Madsen, H. A., Gao, Z., & Moan, T. (2017). Effect of the number of blades on the dynamics of floating straight-bladed vertical axis wind turbines. *Renewable Energy*, 101, 1285–1298. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.09.074>
- Dabiri, J. O. (2011). Potential order-of-magnitude enhancement of wind farm power density via counter-rotating vertical-axis wind turbine arrays. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 3(4). <https://doi.org/10.1063/1.3608170>
- Gabriel Rueda-Bayona, J., Guzmán, A., Cabello, J. J., Silva-Casarín, R., Bastidas-Arteaga, E., Horrillo-Caraballo, J., José, J., Eras, C., & Rueda-Bayona, G. (2019).

- Renewables energies in Colombia and the opportunity for the offshore wind technology. *Journal of Cleaner Production*, 220, 529–543. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.174i>
- Gómez-Navarro, T., & Ribó-Pérez, D. (2018). Assessing the obstacles to the participation of renewable energy sources in the electricity market of Colombia. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 90, pp. 131–141). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.015>
- Gorlov, A. (1998). *Development of the helical reaction hydraulic turbine*. NASA, no. 19990306780
- Hand, B., & Cashman, A. (2018). Aerodynamic modeling methods for a large-scale vertical axis wind turbine: A comparative study. *Renewable Energy*, 129, 12–31. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.05.078>
- Howell, R., Qin, N., Edwards, J., & Durrani, N. (2010). Wind tunnel and numerical study of a small vertical axis wind turbine. *Renewable Energy*, 35(2), 412–422. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.07.025>
- International Offshore and Polar Engineering Conference. (2002). *The proceedings of the Twelfth International Offshore and Polar Engineering Conference : Kitakyushu, Japan, May 26-31, 2002*. International Society of Offshore & Polar Engineers.
- Jin, X., Zhao, G., Gao, K., & Ju, W. (2015). Darrieus vertical axis wind turbine: Basic research methods. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 42, pp. 212–225). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.021>
- Khan, M. J., Bhuyan, G., Iqbal, M. T., & Quaiocoe, J. E. (2009). Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. In *Applied Energy* (Vol. 86, Issue 10, pp. 1823–1835). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.02.017>
- Kinzel, M., Mulligan, Q., & Dabiri, J. O. (2012). Energy exchange in an array of vertical-axis wind turbines. *Journal of Turbulence*, 13, 1–13. <https://doi.org/10.1080/14685248.2012.712698>
- Lam, H. F., & Peng, H. Y. (2017). Measurements of the wake characteristics of co- and counter-rotating twin H-rotor vertical axis wind turbines. *Energy*, 131, 13–26. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.015>
- Paraschivoiu, I., Trifu, O., & Saeed, F. (2009). H-Darrieus wind turbine with blade pitch control. *International Journal of Rotating Machinery*, 2009. <https://doi.org/10.1155/2009/505343>

- Rezaeiha, A., Kalkman, I., & Blocken, B. (2017). CFD simulation of a vertical axis wind turbine operating at a moderate tip speed ratio: Guidelines for minimum domain size and azimuthal increment. *Renewable Energy*, *107*, 373–385. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.006>
- Robert E., Sheldahl P., Klimas C. (1981). *Aerodynamic characteristics of seven symmetrical airfoil sections through 180-degree angle of attack for use in aerodynamic analysis of vertical axis wind turbines*. In: SAND80-2114. Unlimited Release. Albuquerque, NM (USA): Sandia National Laboratories
- Rodrigues, S. F., Teixeira Pinto, R., Soleimanzadeh, M., Bosman, P. A. N., & Bauer, P. (2015). Wake losses optimization of offshore wind farms with moveable floating wind turbines. *Energy Conversion and Management*, *89*, 933–941. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.11.005>
- Rossetti, A., & Pavesi, G. (2013). Comparison of different numerical approaches to the study of the H-Darrieus turbines start-up. *Renewable Energy*, *50*, 7–19. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.06.025>
- Scheurich, F., Fletcher, T. M., & Brown, R. E. (2010). *The Influence of Blade Curvature and Helical Blade Twist on the Performance of a Vertical-Axis Wind Turbine*.
- Siddiqui, M. S., Durrani, N., & Akhtar, I. (2015). Quantification of the effects of geometric approximations on the performance of a vertical axis wind turbine. *Renewable Energy*, *74*, 661–670. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.068>
- Sutherland, H. J., Berg, D. E., & Ashwill, T. D. (2012). *SANDIA REPORT A Retrospective of VAWT Technology*. <http://www.ntis.gov/help/ordermethods.asp?loc=7-4->
- Tjiu, W., Marnoto, T., Mat, S., Ruslan, M. H., & Sopian, K. (2015). Darrieus vertical axis wind turbine for power generation I: Assessment of Darrieus VAWT configurations. In *Renewable Energy* (Vol. 75, pp. 50–67). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.038>
- Vergaerde, A., de Troyer, T., Standaert, L., Kluczevska-Bordier, J., Pitance, D., Immas, A., Silvert, F., & Runacres, M. C. (2020). Experimental validation of the power enhancement of a pair of vertical-axis wind turbines. *Renewable Energy*, *146*, 181–187. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.115>
- White, m.f. (2008). *Mecánica de fluidos*, Sexta Edición. McGraw-Hill Interamericana de España.
- Whittlesey, R. W., Liska, S., & Dabiri, J. O. (2010). Fish schooling as a basis for vertical axis wind turbine farm design. *Bioinspiration and Biomimetics*, *5*(3). <https://doi.org/10.1088/1748-3182/5/3/035005>