



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA MECÁNICA

OPTIMIZACIÓN DEL TORQUE DE ARRANQUE DE UNA TURBINA
EÓLICA DE EJE HORIZONTAL DE BAJA CAPACIDAD

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA MECÁNICA

PRESENTA

ING. CHRISTIAN ERIK CASILLAS FARFÁN

ASESORES:

M.C. VICTOR LÓPEZ GARZA

DR. GILDARDO SOLORIO DÍAZ

MORELIA, MICHOACAN MAYO DE 2018.



CONACYT
Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología



Agradecimientos

A CONACYT y a la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo por los apoyos económicos y préstamo de instalaciones otorgados para la realización de mis estudios de Maestría.

A mis asesores M.C. Victor López Garza y Dr. Gildardo Solorio Díaz, por los conocimientos y consejos durante el desarrollo del presente trabajo.

A los miembros de mi mesa sinodal Dr. Felipe Soriano, Dr. Sergio Galván y al Dr. Erasmo Cadenas, por sus observaciones y consejos durante los seminarios de tesis. A los profesores que de manera directa o indirecta me apoyaron para la culminación de esta tesis.

A mis amigos y compañeros de posgrado por su apoyo durante el transcurso de mi maestría. A Daniel Molinero y Angel Cerriteño por su invaluable consejos en la realización de simulaciones en el software de FLUENT.

A mis padres Jesús Casillas y Guadalupe Farfán, por darme la vida, haciendo de mí la persona que ahora soy. A mis hermanos Paloma, Jazmín y Jesús por ser mi motivación para seguir adelante.

A la Sra. Leonila Mora y al Sr. Adán Figueroa, por sus constantes muestras de apoyo sobre el avance de mis estudios de maestría.

Dedicatoria

A Karina Figueroa, por motivarme a realizar estudios de maestría y mostrarme su incondicional apoyo en cualquier situación.

Resumen

Se presenta la metodología para obtener un diseño aerodinámico de aspa de turbina eólica de baja capacidad (HAWT), que optimice el torque generado durante la fase de arranque. La inquietud del nuevo diseño surge de experiencia previa en el estudio de las dificultades que experimentan las turbinas para comenzar a funcionar. Las aspas son las encargadas de generar el torque aerodinámico de arranque y es en este elemento donde se centrarán los mayores esfuerzos de diseño. Se parte de un diseño de referencia de 50 W, basado en la teoría BEM. Este diseño se manufactura mediante impresión 3D en material PLA y se ensaya con corrientes de viento de un túnel. Se miden el torque generado por la incidencia de aire sobre este. Estos resultados sirven de referencia para conocer si el diseño que se va a proponer supera las prestaciones de torque en la fase de arranque. Software de diseño de ANSYS y modelado de movimiento de fluidos de FLUENT, son usados para obtener la mejor propuesta. La propuesta de diseño lograda, se imprime y ensaya en el túnel de viento para validar el estudio realizado y compararlo con el diseño de referencia. Como resultado del proceso se demuestra que es posible lograr un diseño confiable basandose en optimizaciones con software, ya que el desempeño en el túnel de viento de la nueva propuesta, tiene muy buena concordancia con los resultados obtenidos en el proceso de diseño. El resultado global es un diseño de rotor formado por aspas de doble raíz que generan una mayor torque aerodinámico de arranque.

Palabras clave: Turbinas de viento, Torque de arranque, Energía eólica, Teoría BEM, Diseño de álabes, dinámica de fluidos computacional.

Abstract

In this thesis, we propose a new blade design to optimizes the starting aerodynamic torque of low-capacity horizontal axis wind turbines (HAWT), which optimizes the torque generated during the start-up phase. The restlessness of the new design arises from previous experience in the study of the difficulties experienced by the turbines to start working. The blades are responsible for generating the starting torque aerodynamic and is in this element where the greatest design efforts will be focused. It is based on a 50 W reference design, based on the BEM theory. This design is manufactured by 3D printing on PLA material and tested with wind tunnel. The torque generated by the incidence of air on it is measured. These results serve as reference to know if the design that is going to be proposed exceeds the performance of torque in the starting phase. ANSYS design software and FLUENT fluid motion modeling are used to obtain the best possible proposal. The design proposal achieved, is printed and tested in the wind tunnel to validate the study and compare it with the reference design. As a result of the process it is demonstrated that it is possible to achieve a reliable design based on optimizations with software, since the performance in the wind tunnel of the new proposal, has very good agreement with the results obtained in the design process. The overall result is a rotor design formed by double-rooted blades that generate a greater starting aerodynamic torque.

Keywords: Wind turbines, Eólic energy, Starting torque, BEM theory, Blade design, CFD.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Conceptos generales	1
1.1.1. Energías renovables	1
1.1.1.1. Aprovechamiento de la energía eólica	2
1.1.2. Dinámica de fluidos computacional	2
1.1.3. Tecnología de Impresión 3D	4
1.2. Justificación	5
1.3. Objetivos del proyecto	6
1.3.1. Objetivo General	6
1.3.2. Objetivo Especifico	6
1.4. Hipótesis	7
1.5. Metodología	7
2. Recurso eólico	9
2.1. Definición de recurso eólico	9
2.2. ¿Cómo se origina el viento?	9
2.2.1. La atmósfera terrestre y sus climas	10
2.2.2. Masas de aire	11
2.2.3. Corrientes de viento a nivel global y local	13
2.3. ¿Cómo se mide el viento de una determinada región?	14
2.3.1. Instrumentos para medir la velocidad y dirección del viento	15
2.3.1.1. Anemómetro de copas	15

2.3.1.2.	Anemómetro de hélices	16
2.3.1.3.	Sensores de láser Efecto Doppler	16
2.3.1.4.	Veletas y rosa de los vientos	17
2.3.2.	Energía disponible extraíble del viento	18
3.	Aerogeneradores	21
3.1.	Introducción	21
3.2.	Componentes de un aerogenerador	21
3.2.1.	Rotor	22
3.2.2.	Transmisión de engranajes	23
3.2.3.	Generador eléctrico	23
3.3.	Clasificación de los aerogeneradores	24
3.3.1.	Clasificación según la orientación de su eje de giro	24
3.3.2.	Clasificación según su capacidad de generación de potencia	27
3.3.2.1.	Turbinas eólicas de alta capacidad	27
3.3.2.2.	Turbinas eólicas de mediana capacidad.	27
3.3.2.3.	Turbinas eólicas de baja capacidad	28
3.4.	Principio de funcionamiento de un aerogenerador	29
4.	Aerodinámica de turbinas de viento de eje horizontal de baja capacidad.	31
4.1.	Introducción	31
4.2.	Concepto de disco actuador	32
4.3.	Teoría de cambio de momento lineal	34
4.4.	Coeficiente de potencia y limite de Betz	35
4.5.	Teoría momento angular	36
4.6.	Perfiles aerodinámicos	38
4.7.	Teoría elemento álabe	40
4.8.	Teoría elemento álabe-momento (Teoría BEM)	43
4.9.	Diseño óptimo de las aspas del rotor	44
4.10.	Arranque de una turbina eólica de baja capacidad	45

4.11. Momento Inercial del rotor de una turbina	46
5. Diseño de una turbina eólica de eje horizontal de 50 W	49
5.1. Propiedades y parámetros para el diseño	49
5.1.1. Propiedades del viento	49
5.1.2. Eficiencias de transformación del conjunto	50
5.1.3. Parámetros aerodinámicos basados en la teoría BEM	50
5.1.3.1. Factor de inducción axial y coeficiente de potencia	50
5.1.3.2. Velocidad específica de punta. Factor λ	51
5.1.3.3. Discretización de elementos para aplicación de teoría BEM	53
5.1.4. Selección del perfil aerodinámico	53
5.2. Diseño aerodinámico del rotor de 50 W mediante teoría BEM	57
5.2.1. Desarrollo de cálculo teoría BEM	57
5.2.1.1. Optimización de la distribución cuerdas para obtener un torque de arranque máximo	62
5.2.2. Modelado del rotor de 50 W con software de diseño ANSYS	71
5.2.3. Fabricación de componentes y pruebas de laboratorio realizadas al rotor de 50 W en el túnel de viento	72
5.2.3.1. Pruebas de laboratorio en el túnel de viento	76
5.2.4. Análisis del torque de arranque con dinámica de fluidos computacional (CFD)	85
5.2.4.1. Topología del problema y condiciones frontera	85
5.2.4.2. Mallado	87
5.2.4.3. Modelo de turbulencia	89
5.2.5. Evaluación de los modelos de turbulencia	93
6. Propuesta de diseño para optimizar el torque de arranque de la turbina de baja capa- cidad de 50 W	97
6.1. Descripción de la propuesta aspa de doble raíz para turbina eólica de baja capacidad	98
6.2. Modelado de propuestas de aspas de doble raíz mediante ANSYS®, y FLUENT ®.	102

6.3. Fabricación del rotor y pruebas de laboratorio	110
7. Análisis de resultados de la optimización para mejorar el torque de arranque	114
7.1. Resultados de la optimización del torque de arranque	114
7.2. Visualización resultados CFD	116
7.2.1. Vectores de velocidad en el rotor de aspa de doble raíz	116
7.2.2. Contornos de presión en el rotor de aspa de doble raíz	120
7.2.3. Líneas de corriente en el rotor de aspa de doble raíz	120
7.3. Difusión del trabajo	121
8. Conclusiones y trabajo futuro	126
8.1. Conclusiones	126
8.2. Trabajo futuro y complementario	127

Índice de figuras

1.1. Estimado de generación de energía eléctrica mundial por medios de energías renovables en el 2016. Reporte del REN21 (Renewable Energy Policy Network for the century 21st). [Fuente: http://www.ren21.net .]	2
1.2. Total de potencia eléctrica instalada en el mundo durante el año 2016. Se tuvo un aumento de 55 GW en relación con el año anterior. Como se visualiza, hay una tendencia a la alza. [Fuente: http://www.ren21.net .]	3
1.3. Estimación de GW que se tendrán instalados en los parques eólicos de México a finales del 2018. Oaxaca es el líder nacional en producción con un potencial eólico de 2,7 GW. [Fuente: https://www.amdee.org .]	3
1.4. Estudio de movimiento de un fluido mediante la técnica de dinámica de fluidos computacional con el software de FLUENT®. [Fuente: información y elaboración propia.]	4
1.5. Técnica de impresión de prototipos 3D mediante la deposición aditiva de material. [Fuente: http://www.infotechnology.com .]	5
1.6. Metodología usada para desarrollar el diseño del rotor de la turbina de eje horizontal de baja potencia. [Fuente: información y elaboración propia.]	8
2.1. Patrones de movimiento del aire debido a diferencia de densidades, provocado por diferencias de temperatura en el aire. [Fuente: http://www.isndf.com.ar .]	10
2.2. Capas de la atmósfera terrestre. Variación de las propiedades meteorológicas en función de su altura de localización. [Fuente: http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx .]	11
2.3. Corrientes globales de viento. [Fuente: http://www.tispain.com .]	13
2.4. Estudios de las propiedades físicas del viento en una determinada zona, para garantizar la instalación de una turbina eólica. [Fuente: http://inssoma.com .]	14

2.5.	Anemómetro de copas para medición de la velocidad del viento. [Fuente: Libro wind energy explained.]	16
2.6.	Anemómetro de hélices para medición de la velocidad del viento. [Fuente: Libro wind energy explained.]	17
2.7.	Veleta, instrumento que nos ayuda a determinar la dirección en la cual se mueve el viento. [Fuente: Libro wind energy explained.]	18
2.8.	Volumen de control utilizado para analizar la energía disponible extraíble en una masa de viento. [Fuente: Libro small wind turbines.]	19
3.1.	Componentes de un aerogenerador de eje horizontal. [Fuente: www.recursosaire.org]	23
3.2.	Aerogeneradores de eje vertical, Daerrius y Sabonious. [Fuente: Libro wind energy explained.]	24
3.3.	Comparación de la orientación de los ejes de las turbinas eólicas, del lado izquierdo se muestra una turbina de eje horizontal, del lado derecho una de eje vertical. [Fuente: http://www.e-vawt.es]	26
3.4.	Campo eólico de turbinas eólicas de alta capacidad. [Fuente: https://www.evwind.com .]	28
3.5.	Turbina de eje horizontal de baja capacidad. [Fuente: Libro small wind turbines.]	30
3.6.	Fuerzas generadas en un perfil aerodinámico debido a la incidencia del viento sobre la superficie. [Fuente: http://hyperphysics.edu .]	32
4.1.	Extracción de energía cinética en un tubo de corriente de viento mediante un volumen de control. [Fuente: Libro wind energy handbook.]	33
4.2.	Concepto de disco actuador para establecer la extracción de energía cinética del viento mediante secciones transversales. [Fuente: Libro wind energy handbook.]	37
4.3.	Relación de velocidad específica del rotor en relación con el coeficiente de potencia. [Fuente: Libro wind energy handbook.]	39
4.4.	Familia de perfiles aerodinámicos NACA de 4 dígitos. [Fuente: Libro wind energy handbook.]	40
4.5.	Nomenclatura y secciones de los perfiles aerodinámicos usados en el diseño de turbinas eólicas. [Fuente: https://www.researchgate.net]	41
4.6.	Conjunto rotor-álabes. Análisis para visualizar los anillos anulares discretizados radialmente en el rotor. [Fuente: Libro wind energy handbook.]	

4.7. Triángulos de velocidades formado en un perfil aerodinámico para calcular los ángulos de flujo y ángulos de construcción, con los que se diseña un rotor. [Fuente: Libro wind energy handbook.]	42
4.8. Coeficiente de torque de distintos rotores en relación con la velocidad específica del rotor. [Fuente: Wind energy systems for electric power generation green energy and technology.]	46
4.9. Discretización de un aspa de turbina eólica para calcular su momento de inercia. [Fuente: Libro wind energy explained.]	47
5.1. Relación de velocidad específica con el número de espas. [Fuente: http://www.cubasolar.cu]	52
5.2. Geometrías de los perfiles NACA 0018, NACA 1412, NACA 4412, NACA 4418 Y NACA 2412. [Fuente: http://airfoiltools.com .]	54
5.3. Propiedades aerodinámicas de los perfiles NACA 0018, NACA 1412, NACA 4412, NACA 4418 Y NACA 2412. [Fuente: http://airfoiltools.com .]	55
5.4. Triángulos de velocidades resultante de la teoría BEM. [Fuente: Libro wind energy handbook.]	59
5.5. Distribución r/R contra C/r del diseño de álabes de turbina eólica de baja capacidad de 50 W, obtenida con el diseño de la teoría BEM. [Fuente: Información y elaboración propia.]	61
5.6. Distribución de relación sustentación/arrastre C_l/C_d a lo largo del radio del diseño de álabes de turbina eólica de baja capacidad de 50 W, obtenida con el diseño de la teoría BEM. [Fuente: Información y elaboración propia.]	62
5.7. Distribución de cuerdas a lo largo del radio del álabes de turbina eólica de baja capacidad de 50 W, obtenida con el diseño de la teoría BEM. [Fuente: Información y elaboración propia.]	63
5.8. Distribución de ángulos de ataque α , ángulo de paso β y ángulo de flujo ϕ a lo largo del radio. [Fuente: Información y elaboración propia.]	63
5.9. Metodología usada para optimizar la distribución de cuerdas del álabes y obtener el máximo torque de arranque. [Fuente: Información y elaboración propia.]	65
5.10. Optimización de las distribuciones lineales del ángulo alfa para obtener mayores torques de arranque. [Fuente: Información y elaboración propia.]	66
5.11. Parámetros de diseño obtenidos para las diferentes optimizaciones del diseño de turbina eólica de 50 W. [Fuente: Información y elaboración propia.]	68

5.12. Parámetros de diseño obtenidos durante las diversas optimizaciones del diseño de turbina eólica de 50 W. [Fuente: Información y elaboración propia.]	69
5.13. Distribución de cuerdas obtenidas durante la segunda optimización y su relación con el torque de arranque que generan. [Fuente: Información y elaboración propia.]	70
5.14. Proceso de modelado de las aspas del rotor, mediante la importación de las secciones del perfil NACA 4412. El proceso de modelado se realizó con el software de diseño de ANSYS. [Fuente: Información y elaboración propia.]	73
5.15. Modelado de las distintos componentes del rotor de 50 W en ANSYS y validación de la geometría para ser impresos con tecnología 3D. [Fuente: Información y elaboración propia.]	74
5.16. Proceso de impresión de los distintos componentes del rotor de 50 W en material PLA, mediante tecnología en 3D. [Fuente: Información y elaboración propia.] . . .	77
5.17. Medición de la velocidad del viento en el túnel mediante un anemómetro digital de propela para conocer el perfil de velocidades. [Fuente: Información y elaboración propia.]	78
5.18. Medición de perfil de velocidad en el túnel de viento en el rango de 3 a 6 m/s para obtener la mejor zona de medición del valor real del viento. [Fuente: Información y elaboración propia.]	79
5.19. Rotor de 50 W montado en el túnel de viento para ser ensayado y poder caracterizar los parámetros involucrados en la fase de arranque. [Fuente: Información y elaboración propia.]	80
5.20. Instrumentos utilizados para ensayar el rotor de 50 W en el túnel de viento. Se usaron para poder caracterizar la fase de arranque del rotor. [Fuente: Información y elaboración propia.]	81
5.21. Torque de arranque generado por el rotor de 50 W, durante la incidencia de viento a 1, 2 ,3 ,4, 5 y 6 m/s, en el túnel de viento.. [Fuente: Información y elaboración propia.]	82
5.22. Mediciones de los parámetros de arranque de la turbina eólica de baja capacidad de 50 W.Pruebas 10 y 20. [Fuente: Información y elaboración propia.]	83
5.23. Mediciones de los parámetros de arranque de la turbina eólica de baja capacidad de 50 W. Pruebas 25 y 40. [Fuente: Información y elaboración propia.]	84

5.24. Comportamiento general del rotor de 50 W, durante el análisis de los parámetros de arranque de las 40 pruebas. Se muestran las líneas de tendencia de los parámetros de velocidad de viento, velocidad angular y voltaje. [Fuente: Información y elaboración propia.]	85
5.25. Mallado de la topología del problema. Se utiliza un marco rotatorio de referencia que incluye al rotor y un marco estático que contempla las paredes del rotor. [Fuente: Información y elaboración propia.]	88
5.26. Proceso de independencia de malla para calcular el torque generado por la incidencia del viento sobre el rotor. [Fuente: Información y elaboración propia.]	89
5.27. Comparación entre el torque de arranque medido en el túnel de viento y el software de FLUENT usando el modelo $k-\omega$ SST. [Fuente: Información y elaboración propia.]	95
5.28. Residuales de la simulación realizadas con los modelos de turbulencia analizados. [Fuente: Información y elaboración propia.]	96
6.1. Diseño de aspa de doble raíz para mejorar el desempeño aerodinámico durante la fase de arranque. La motivación de tener una segunda raíz es generar una mayor fuerza de sustentación. [Fuente: Información y elaboración propia.]	99
6.2. Modificación de aspa de turbina eólica patentadas para mejorar distintos parámetros operacionales. [Fuente: patente US 2014/0363303 A1, patente US 8,777,580 B y patente US 2009/0148291 A1.]	101
6.3. Diseños propuestos de aspa de doble raíz con base y aumento en el tamaño del área de sujeción al hub. [Fuente: Información y elaboración propia.]	103
6.4. Modificación de aspa de turbina eólica patentadas para mejorar distintos parámetros operacionales. [Fuente: Información y elaboración propia.]	105
6.5. Diseños de Aspas de doble raíz propuestas con desfase lateral de raíz para mejorar el torque de arranque. La idea de separar la segunda raíz es aumentar el área de contacto del aspa y generar una fuerza de sustentación mayor. [Fuente: Información y elaboración propia.]	106
6.6. Propuestas de forma aerodinámica de aspa de turbina eólica para aumentar el torque aerodinámico de arranque mediante dinámica de fluidos computacional. [Fuente: Información y elaboración propia.]	108
6.7. Modificación de aspa de turbina eólica patentadas para mejorar distintos parámetros operacionales. [Fuente: Información y elaboración propia.]	109

6.8.	Relación de temperatura de la boquilla de una impresora con la velocidad de deposición de material. Parámetros importantes para lograr un buen acabado superficial. [Fuente: https://filament2print.com .]	111
6.9.	Pruebas de impresión realizadas con distintas configuraciones de temperatura de la boquilla y velocidad de deposición de material. [Fuente: Información y elaboración propia.]	111
6.10.	Resultados de torque aerodinámico medido mediante un torquimetro en el rango de velocidad de viento de 1 a 6 m/s. [Fuente: Información y elaboración propia.]	112
6.11.	Pruebas de medición de torque aerodinámico de arranque para el rotor de 50 W con el diseño de aspa de doble raíz. [Fuente: Información y elaboración propia.]	113
7.1.	Comparación directa entre el torque de arranque generado por el rotor de aspas sencillas y el rotor de aspas de doble raíz. [Fuente: Información y elaboración propia.]	115
7.2.	Comparación de resultados entre los valores medidos con instrumentos y los calculados con dinámica de fluidos computacional. Se comparan el rotor de aspas sencillo con el rotor de aspas de doble raíz. [Fuente: Información y elaboración propia.]	116
7.3.	Visualización de resultados de la dinámica de fluidos computacional de FLUENT. Se observan los vectores de velocidad de la corriente de viento a 3 m/s. Se observa la influencia de la corriente de aire en forma vectorial, al cruzar la zona de la segunda raíz y experimentar un aumento en su velocidad. Se muestran varias vistas. [Fuente: Información y elaboración propia.]	117
7.4.	Visualización de resultados de la dinámica de fluidos computacional de FLUENT. Se observan los vectores de velocidad de la corriente de viento a 4 m/s. Se observa la influencia de la corriente de aire en forma vectorial, al cruzar la zona de la segunda raíz y experimentar un aumento en su velocidad. Se muestran varias vistas. [Fuente: Información y elaboración propia.]	118
7.5.	Visualización de resultados de la dinámica de fluidos computacional de FLUENT. Se observan los vectores de velocidad de la corriente de viento a 5 m/s. Se observa la influencia de la corriente de aire en forma vectorial, al cruzar la zona de la segunda raíz y experimentar un aumento en su velocidad. Se muestran varias vistas. [Fuente: Información y elaboración propia.]	119

7.6.	Visualización de resultados de la dinámica de fluidos computacional de FLUENT. Se observan los vectores de velocidad de la corriente de viento a 6 m/s. Se observa la influencia de la corriente de aire en forma vectorial, al cruzar la zona de la segunda raíz y experimentar un aumento en su velocidad. Se muestran varias vistas. [Fuente: Información y elaboración propia.]	121
7.7.	Visualización de resultados de la dinámica de fluidos computacional de FLUENT. Se observan los contornos de presión generados por la incidencia de la corriente de viento a 3,4,5 y 6 m/s. Se compara la distribución de presiones en el rotor de aspa de doble raíz. [Fuente: Información y elaboración propia.]	122
7.8.	Visualización de resultados de la dinámica de fluidos computacional de FLUENT. Se observan las líneas de corriente generados por la incidencia de la corriente de viento a 3,4,5 y 6 m/s. Se compara el aumento de velocidad para las zonas de la raíz en el rotor. [Fuente: Información y elaboración propia.]	123
7.9.	Constancia de presentación de ponencia en el congreso CIERMMI 2017 en San Juan del río, Querétaro. [Fuente: Información y elaboración propia.]	124
7.10.	Certificado de publicación de artículo Análisis del arranque de las microturbinas de eje horizontal de baja capacidad HAWT. [Fuente: Información y elaboración propia.]	124
7.11.	Solicitud de patente realizada ante el Instituto Mexicano para la Protección Industrial para proteger el diseño de aspa de doble raíz. [Fuente: Información y elaboración propia.]	125

Índice de cuadros

2.1. Propiedades meteorológicas de las masas de aire globales. [Fuente: Libro wind energy explained.]	12
3.1. Acontecimientos importantes de los generadores eólicos a lo largo de la historia. [Fuente: Libro wind energy explained.]	22
3.2. Usos típicos y subclasificación de las turbinas de eje horizontal de baja potencia. [Fuente: Libro small wind turbines.]	29
5.1. Propiedades de sustentación y arrastre de los perfiles aerodinámicos NACA mas comunes basados en un número de Reynolds de operación de 50000. [Fuente: http://airfoiltools.com .]	55
5.2. Propiedades de diseño del rotor de baja potencia de 50 W. [Fuente: Información y elaboración propia.]	61
5.3. Proceso de obtención de la independencia de malla para la simulación del fluido. [Fuente: Información y elaboración propia.]	89
5.4. Comparación de los modelos de turbulencia usados. [Fuente: Información y elaboración propia.]	94
6.1. Características geométricas de los diseños propuestos de aspa de doble raíz. [Fuente: Información y elaboración propia.]	107
7.1. Comparación de los valores de torque de arranque medido en el túnel de viento y las predicciones hechas por software FLUENT ®. [Fuente: Información y elaboración propia.]	115

Nomenclatura

α	Ángulo de ataque del perfil aerodinámico
β	Ángulo de paso del perfil aerodinámico
λ	Velocidad específica de diseño
λ_r	Velocidad específica de diseño en una posición a lo largo del aspa
μ	Viscosidad dinámica del fluido
Ω	Velocidad angular del rotor
ϕ	Ángulo de flujo del perfil aerodinámico
ρ	Densidad del aire en kg/m^3
a	Factor de inducción radial
a'	Factor de inducción tangencial
A_∞	Area del disco de análisis aguas arriba
A_d	Area del disco de análisis en el rotor de la turbina
A_w	Area del disco de análisis en el rotor aguas abajo
c	cuerda del perfil aerodinámico
C_d	Coeficiente de arrastre del perfil aerodinámico
C_l	Coeficiente de sustentación del perfil aerodinámico
C_p	Coeficiente de potencia
C_{pmax}	Coeficiente de potencia ideal máximo para turbinas eólicas
C_T	Coeficiente de torque aerodinámico de cada anillo diferencial de análisis

D	Fuerza de arrastre experimentada en el perfil aerodinámico
F_E	Fuerza de empuje del viento
F_T	Fuerza tangencial del viento
g	Aceleración gravitacional
h_∞	Altura de la corriente aguas arriba
h_w	Altura de la corriente aguas abajo
J	Primer momento de inercia de un cuerpo rígido
J_T	Momento total de inercia de un cuerpo rígido
L	Fuerza de sustentación experimentada en el perfil aerodinámico
N	Número de álabes del rotor
P	Potencia disponible en una corriente de aire
$P.M$	Potencia Mecánica de la turbina
P_∞	Presión absoluta en disco de análisis aguas arriba
P_w	Presión absoluta en disco de análisis aguas abajo
Q	Tasa de cambio de momento lineal
R	Radio total de las aspas de la turbina
r	Radio posicional de las aspas de la turbina
Re	Número adimensional de Reynolds
T	Torque aerodinámico de cada anillo diferencial de análisis
T_r	Torque resistivo opositor de arranque
T_s	Torque aerodinámico de arranque generado por el rotor
U_d	Velocidad de la corriente de viento en el disco de la turbina
U_w	Velocidad de la corriente de viento en el disco aguas abajo
W	Resultante de velocidad de viento en los triángulos de velocidades
Y_c	Cordenada de la ecuación de curvatura de un perfil aerodinámico

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se mencionan algunas consideraciones importantes sobre el desarrollo del proyecto así como los alcances.

1.1. Conceptos generales

1.1.1. Energías renovables

En la actualidad el consumo y demanda de energía mundial crece a pasos agigantados. Esta situación se está agravando por el constante aumento de la población que cada vez requiere de más recursos energéticos para desarrollar sus actividades diarias. Debido a esta tasa de aumento en el consumo de energía y a la visible disminución de disponibilidad de los combustibles derivados del petróleo, se está optando por energías alternativas limpias que sean capaces de proporcionar la energía que el mundo requiere sin la contaminación provocada por los combustibles fósiles. Entre las energías alternas podemos encontrar la energía del viento, energía solar, bio-combustibles, mareomotriz, geotérmica entre otras. Estas energías son alternativas viables que se están desarrollando para sustituir a las energías contaminaste existentes. La figura 1.1 nos indica un panorama general de las energías renovables que se están utilizando para generar energía eléctrica a nivel mundial.

Cada vez hay mas preocupación a nivel mundial por la problemática del calentamiento global debido al uso de las energías fósiles. Es por esta razón que se esta teniendo un gran desarrollo y crecimiento sobre el uso de estas energías alternativas que cada vez se vuelven mas comunes.



ELECTRICIDAD	Producción	2015	2016
Capacidad de energía renovable (total, sin incluir la energía hidroeléctrica)	GW	785	921
Capacidad de energía renovable (total, incluyendo la energía hidroeléctrica)	GW	1.856	2.017
 Capacidad de energía hidroeléctrica ²	GW	1.071	1.096
 Capacidad con bioenergía	GW	108	112
 Generación con bioenergía (anual)	TWh	464	504
 Capacidad de energía geotérmica	GW	13	13,5
 Capacidad de energía solar fotovoltaica	GW	228	303
 Capacidad de energía solar y térmica de concentración	GW	4,7	4,8
 Capacidad de energía eólica	GW	433	487

Figura 1.1: Estimado de generación de energía eléctrica mundial por medios de energías renovables en el 2016. Reporte del REN21 (Renewable Energy Policy Network for the century 21st). [Fuente: <http://www.ren21.net>.]

1.1.1.1. Aprovechamiento de la energía eólica

La energía eólica es la energía que se puede aprovechar directamente del viento. El uso de este tipo de energía va en constante aumento ya que se puede aprovechar la energía cinética existente en el viento para hacer mover maquinas mecánicas llamadas turbinas eólicas. Éstas máquinas son capaces de aprovechar el movimiento del viento para producir energía eléctrica útil para satisfacer las necesidades de energía eléctrica de la población. Actualmente existe una tendencia a la alza sobre la instalación de campos de generación de turbinas eólicas para aprovechar el movimiento del aire. En la figura 1.2 se muestra la capacidad de GW instalados mundialmente en el 2016, teniendo un total de 487 GW. La figura 1.3 nos muestra los estados de México donde se encuentran instalados parques de turbinas eólicas los cuales en conjunto generaron 5.891 GW en el 2016, esperando tener instalados para el 2020 un total de 12.9 GW, el doble de capacidad en un periodo corto de tiempo.

1.1.2. Dinámica de fluidos computacional

La dinámica de fluidos computacional (CFD por sus siglas en inglés), es una de las ramas de la mecánica de fluidos que utiliza métodos numéricos y algoritmos para resolver y analizar problemas sobre el flujo de fluidos. Grandes computadores son utilizadas para realizar millones de cálculos requeridos para intentar reproducir la interacción de los fluidos en diversidad de fenómenos. Aun con ecuaciones simplificadas y super ordenadores de alto rendimiento, solo se pueden alcanzar resultados aproximados en muchos casos. Los resultados de los análisis CFD son muy útiles para:

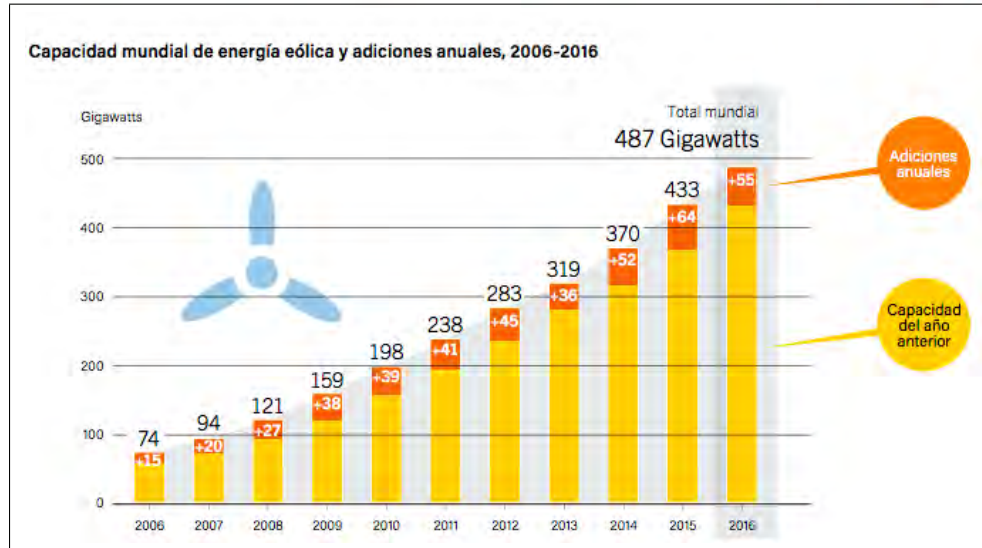


Figura 1.2: Total de potencia eléctrica instalada en el mundo durante el año 2016. Se tuvo un aumento de 55 GW en relación con el año anterior. Como se visualiza, hay una tendencia a la alza. [Fuente: <http://www.ren21.net>.]

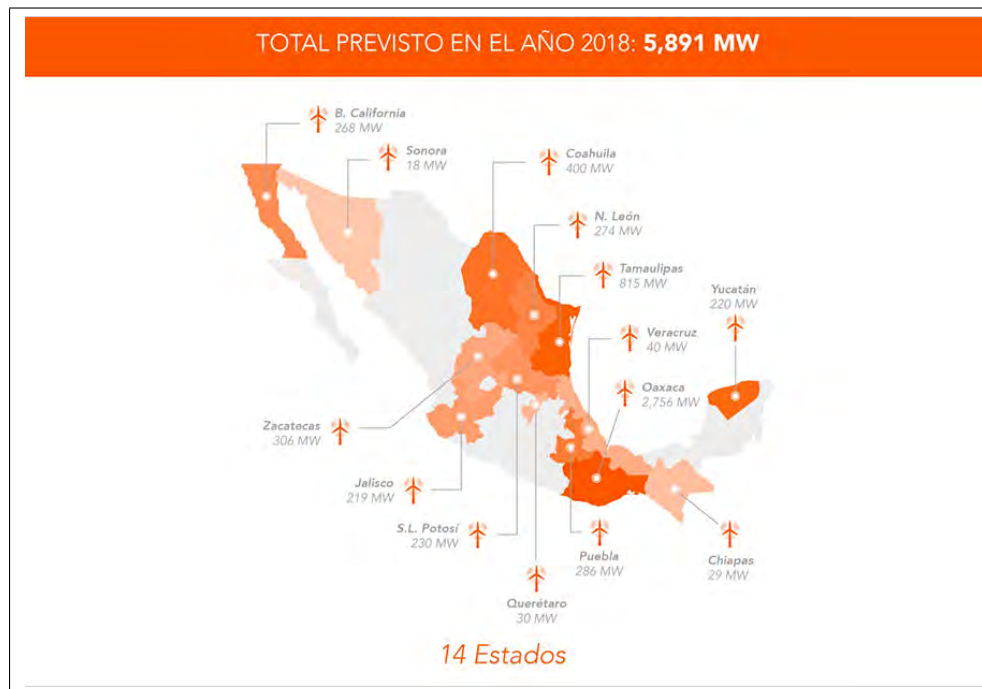


Figura 1.3: Estimación de GW que se tendrán instalados en los parques eólicos de México a finales del 2018. Oaxaca es el líder nacional en producción con un potencial eólico de 2,7 GW. [Fuente: <https://www.amdee.org>.]

- Estudios conceptuales para nuevos diseños y rediseños.

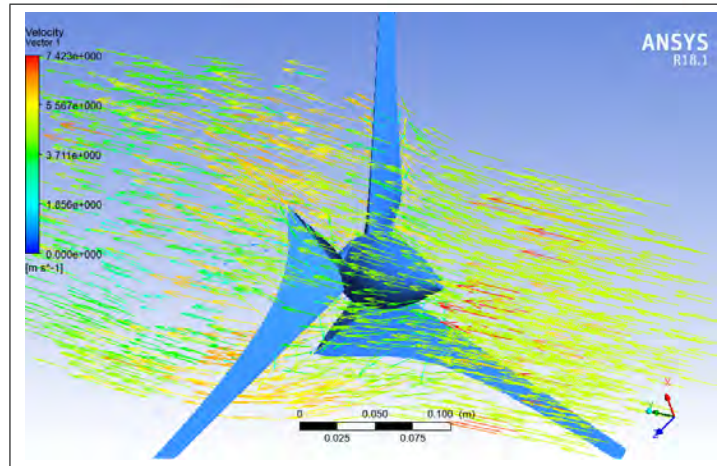


Figura 1.4: Estudio de movimiento de un fluido mediante la técnica de dinámica de fluidos computacional con el software de FLUENT ®. [Fuente: información y elaboración propia.]

- Desarrollo detallado de productos.
- El análisis CFD complementa los ensayos y la experimentación, no deben sustituirse.
- Reduce el esfuerzo de diseño de los experimentos y la adquisición de datos.

El método consiste en discretizar una región del espacio creando lo que se conoce por una malla espacial, dividiendo una región del espacio en pequeños volúmenes de control. Después se resuelve en cada uno de ellos las ecuaciones que se estudian en el movimiento del fluido, de forma que en realidad se resuelve una matriz algebraica en cada celda de forma iterativa hasta que el residuo es suficientemente pequeño y cuyos resultados sean aproximados a valores de referencia.

La importancia de esta técnica para el desarrollo del proyecto radica en la validación de resultados mediante experimentos para su posterior uso en el rediseño de las características aerodinámicas de las aspas de la turbina eólica.

1.1.3. Tecnología de Impresión 3D

La impresión 3D, es una de las grandes tendencias de los últimos años en el terreno tecnológico para fabricación y evaluación de prototipos durante la fase de diseño de un producto. Las impresoras 3D forman parte de lo que se conocen como procesos de fabricación aditiva. Estos procesos son aquellos que permiten fabricar un objeto desde cero donde las máquinas van añadiendo capas de material hasta conformar la pieza final. Todos los procesos de fabricación aditiva tienen en común el hecho de que pueden generar geometrías muy complejas de una forma muy rápida.

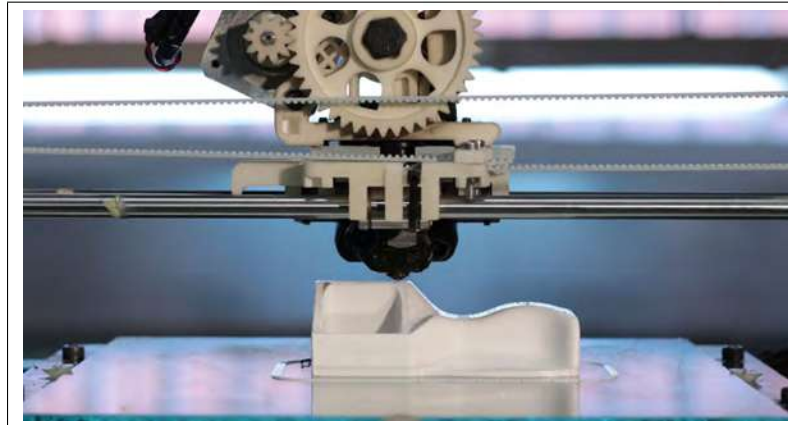


Figura 1.5: Técnica de impresión de prototipos 3D mediante la deposición aditiva de material.
[Fuente: [http:// www.infotechnology.com](http://www.infotechnology.com).]

La impresión con esta tecnología comienza desde la capa inferior, creando una superficie en la base para poder separar la pieza. Se utiliza un fino hilo de plástico que pasa por el extrusor que sirve para calentar el material hasta el punto de fusión. En ese momento el plástico se deposita en la posición correspondiente de la capa que se está imprimiendo en cuestión. Tras ser depositado en su lugar, el material se enfría y solidifica, una vez acabada esa capa, se desplaza verticalmente una pequeña distancia para comenzar la siguiente capa hasta contemplar la geometría total. Se requiere el uso de software de diseño para obtener las geometrías de los modelos que se desean manufacturar.

La importancia de esta nueva técnica radica en la fabricación de complejos prototipo con el objetivo de probar algunas de sus propiedades operacionales y así evitar costos mayores posteriores por rediseños o cambio de características, de aquí la relevancia que tiene esta técnica para el desarrollo de este proyecto.

1.2. Justificación

Una turbina de viento de baja capacidad, aunque puede arrancar a bajas velocidades de viento (4 a 6 m/s), es muy poco productiva en ese rango de velocidades, debido a las deficiencias generadas por tener un bajo torque de arranque. Se diseñará un rotor que genere un mayor torque de arranque para poder aprovechar de mejor manera las corrientes incidentes de viento, lo que se ve reflejado en un arranque a menores velocidades de viento. Por lo tanto tener un rango de velocidad de arranque más bajo nos ayudaría aprovechar zonas con velocidades de viento mas bajas. En este sentido, la optimización aerodinámica de las aspas se verá reflejado en la generación de electricidad a velocidades de viento mas bajas, lo que trae consigo una mayor generación de energía eléctrica. Esto repercute directamente en la disminución del consumo de energía de las redes externas de



suministro y ahorro monetario.

Por otro lado, existen sitios donde si bien la velocidad de viento no es lo suficientemente alta (<8 m/s) para considerar la instalación de grandes turbinas de viento, son sitios que mantienen velocidades de viento constantes durante considerables lapsos de tiempo (2 a 4 hrs). Por lo tanto se propone diseñar una turbina eólica para bajas velocidades de viento, que genere una mayor torque de arranque de manera que sea productiva en esos rangos de velocidad, de esta manera estos sitios se volverían productivos desde el punto de vista de potencial eólico.

1.3. Objetivos del proyecto

1.3.1. Objetivo General

- Optimizar el torque de arranque de una turbina eólica de eje horizontal de baja capacidad mediante propuestas de diseño aerodinámico para las aspas.

1.3.2. Objetivo Especifico

- Obtener un diseño de turbina eólica de eje horizontal de baja capacidad a partir de la teoría BEM.
- Caracterizar el torque del arranque de la turbina eólica con base a sus parámetros de operación.
- Obtener una propuesta aerodinámica mediante la modificación de álabes, que optimice el torque de arranque para bajas velocidades de viento de la turbina eólica diseñada.
- Optimizar el diseño de aspa propuesto, mediante la técnica de dinámica de fluidos computacional para lograr mayor torque de arranque.
- Evaluar el torque de arranque de la propuesta de diseño en un túnel de viento.



1.4. Hipótesis

Se puede optimizar el diseño aerodinámico de las aspas de una turbina eólica de eje horizontal de baja capacidad, para obtener un mayor torque de arranque a bajas velocidades de viento (4-8 m/s).

1.5. Metodología

La metodología que se usará para el desarrollo y comprobación de la hipótesis, contempla las etapas mencionadas en la figura 1.6.

La etapa de análisis implica conocer el problema, estudiar los parámetros de diseño que involucran la optimización del torque de arranque de una turbina eólica de baja capacidad. Esto implica tener bien definidos los objetivos generales y específicos que se quieren lograr. Se debe considerar un listado de especificaciones o requerimientos técnicos buscados en el nuevo diseño. Esta etapa ayudará en gran medida para establecer y delimitar el alcance del diseño aerodinámico.

La síntesis se enfocará de manera total al diseño aerodinámico de los álabes, es decir, se considerará todas las ideas planteadas en la etapa de análisis. Mediante los criterios y opiniones argumentados, se establecerá una solución de diseño inicial, con las condiciones técnicas de operación. El diseño inicial será un diseño pivote, es decir nos ayudará a decidir en que medida el diseño implicado se acerca a la solución buscada. Se realizará una comparación entre un rotor de 50 W armado con aspas tradicionales diseñadas con la teoría BEM y el diseño de aspa en cuestión.

La simulación es un conjunto de herramientas computacionales que nos ayudan comprender como un diseño de una máquina con ciertos parámetros, funcionaría durante su puesta en operación. Se utilizará las técnica de dinámica de fluidos por volúmenes finitos para analizar los diseños. La etapa de simulación está totalmente relacionada con la etapa de síntesis, pues el diseño ahí propuesto se utilizara para hacer una simulación del movimiento del fluido através de la turbina eólica y cuantificar las propiedades buscadas.

La etapa de evaluación consistirá en conocer las características de los diseños propuestos y su cercanía a la solución del problema. Los diseños deberán tener las mismas condiciones de referencia que la aspa diseñada con la teoría BEM (tamaño del rotor, velocidad de viento, etc). De esta manera se evaluará equitativamente el desempeño del nuevo diseño. Se realizará la parte experimental mediante pruebas de laboratorio. Se manufacturará el mejor diseño de las aspas evaluadas mediante la impresión del modelo en 3D y se montarán sobre un banco de pruebas a las condiciones reales de operación, con el objetivo de determinar la cercanía a la solución del problema.

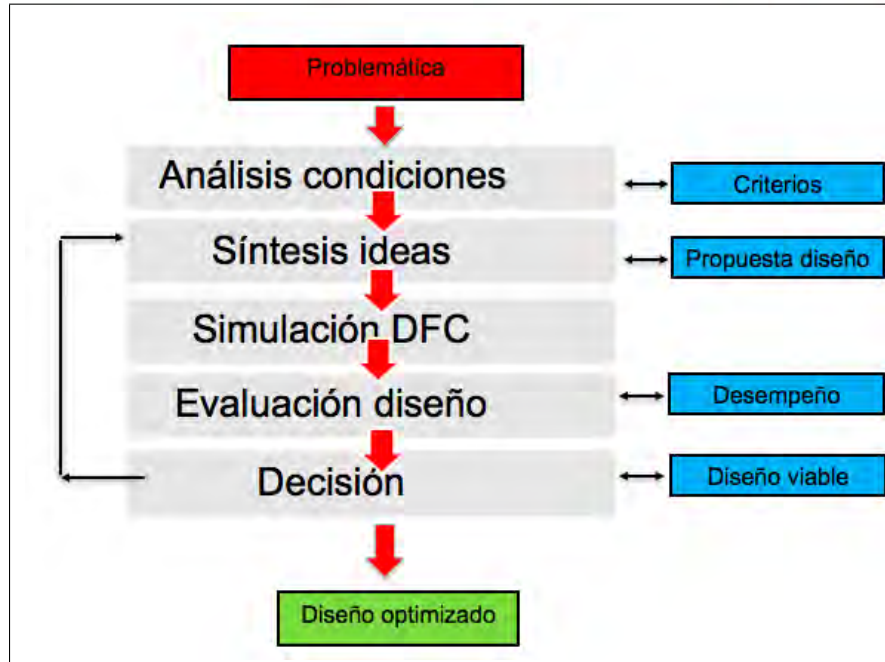
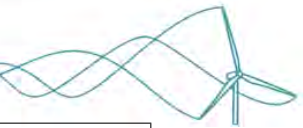


Figura 1.6: Metodología usada para desarrollar el diseño del rotor de la turbina de eje horizontal de baja potencia. [Fuente: información y elaboración propia.]

Finalmente, en la etapa de decisión, se analizarán las propiedades aerodinámicas del diseño final, ya sea que fuera aceptado, refinado, modificado o se busque una nueva solución. En base a la comparación y los resultados obtenidos, se tomará la decisión si el diseño obtenido aumenta el torque de arranque de la turbina eólica de baja capacidad y en qué porcentaje aumentó el torque de arranque respecto al diseño de la teoría BEM.

Capítulo 2

Recurso eólico

2.1. Definición de recurso eólico

Se entiende por recurso eólico, a la cantidad y calidad de la energía útil disponible en el viento de una región de interés, donde se pretende colocar una turbina eólica [1]. Se debe analizar en que medida se encuentra la disposición y continuidad del viento en la región. La evaluación y cuantificación del recurso eólico en una zona específica, nos ayuda a determinar si la colocación de una turbina eólica es viable para poder tener una producción de electricidad eficiente. Según un estudio realizado en 2013 por la Comisión Federal de Electricidad se estima que en México existe un potencial eólico de más de 40 GW.

2.2. ¿Cómo se origina el viento?

Sabemos de la existencia del movimiento del aire a lo largo y ancho de la atmósfera terrestre. El movimiento del aire se produce por la diferencia de temperaturas existente en la capa de la atmósfera, debido a un calentamiento no uniforme de la radiación solar sobre las masas de aire de la tierra. El calentamiento en el ecuador es mayor, provocando que las corrientes convectivas se originen en dirección del ecuador hacia los polos, llevando masas de aire caliente hacia masas de aire frías en los polos. Estas diferencias de temperatura provoca que las masas de aire tengan diferentes densidades y presiones.

Los gradientes de presión existentes en la tierra se producen en las direcciones verticales y horizontales. El plano horizontal no se ve afectado por la aceleración de la gravedad, así que la influencia en esta dirección no tiene mucha relevancia sobre las corrientes convectivas ya que se ven anulados por la aceleración de la gravedad. Caso contrario al plano vertical, dónde se produce un gradiente de presión lo suficientemente grande para provocar el movimiento de la masas de aire.

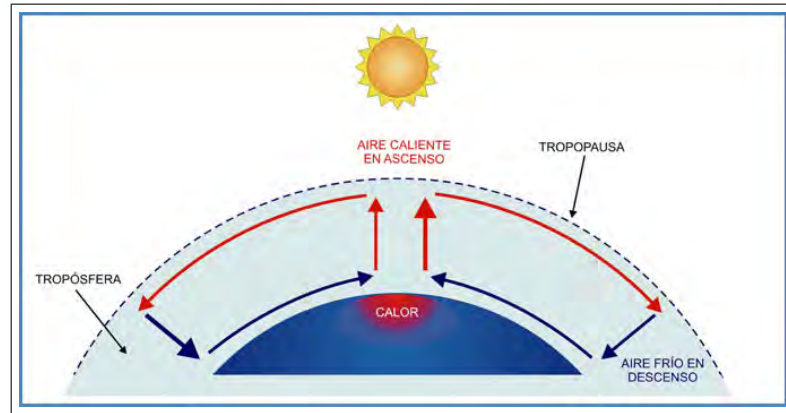


Figura 2.1: Patrones de movimiento del aire debido a diferencia de densidades, provocado por diferencias de temperatura en el aire. [Fuente: <http://www.isndf.com.ar>.]

Debido al flujo que se genera por estos gradientes de presión, es que se provoca el movimiento. Es aquí donde las turbinas eólicas aprovechan el movimiento de este fluido.

Existen varios factores que alteran la dirección de las corrientes, tales como: fricción entre masas de aire, la rotación terrestre, movimiento inercial etc [1]. Estos factores provocan un flujo caótico denominado turbulento, el cual no es útil para las turbinas eólicas, pues es un flujo que se caracteriza por tener líneas de flujo en todas direcciones y se vuelve muy difícil concentrar toda esa energía dispersa. Cuando la zona posee vientos con turbulencia, se vuelve muy difícil que una turbina eólica pueda operar eficientemente. La figura 2.1 visualiza el sentido de circulación de las corrientes de viento en la tierra.

2.2.1. La atmósfera terrestre y sus climas

La atmósfera es una capa gaseosa que envuelve al planeta tierra. La composición de esta capa consta de una mezcla de gases que constituyen el aire, dichos gases y su composición son: Nitrógeno (78 %), Oxígeno (21 %), gases inertes e hidrógeno (0.55 %) y cantidades pequeñas y variables de dióxido de carbono, vapor de agua, gases nobles e inertes. El aire es un fluido transparente, incoloro e inodoro. La atmósfera está dividida en las siguientes subcapas: tropósfera, estratósfera, mesósfera y termósfera. La tropósfera es la capa donde tienen lugar los fenómenos meteorológicos. Estos fenómenos meteorológicos son de gran interés para determinar los climas que prevalecerán sobre una determinada región y los patrones de movimiento de las masas de aire.

El clima es el resultado de la interacción de diferentes factores atmosféricos, biofísicos y geográficos que pueden cambiar en el tiempo y el espacio. Estos factores son: la temperatura, presión atmosférica, viento, humedad y lluvia. Así mismo, algunos factores biofísicos y geográficos pueden determinar el clima en diferentes partes del mundo, como por ejemplo: latitud, altitud,

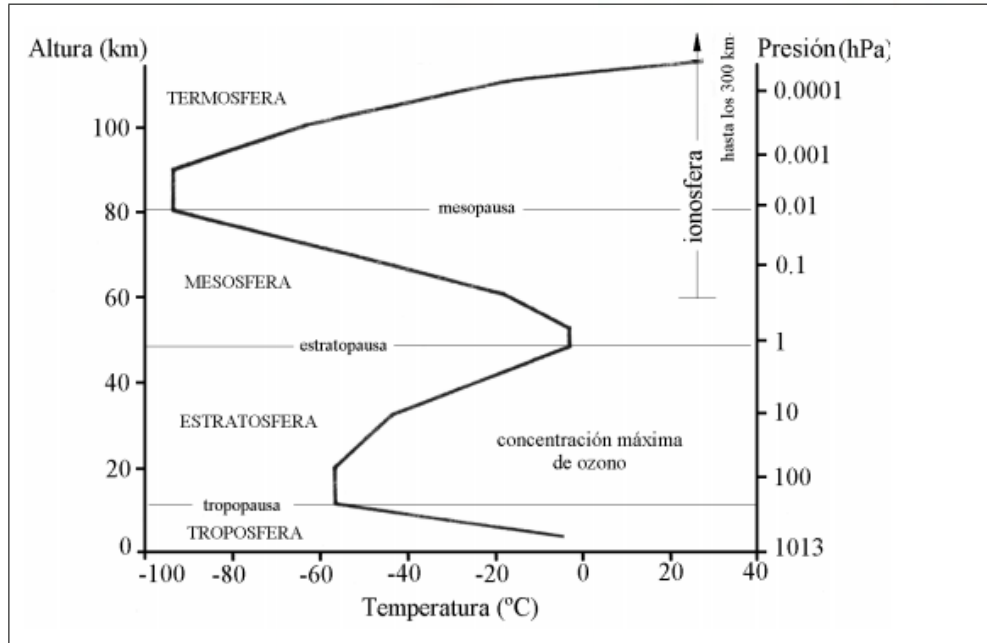


Figura 2.2: Capas de la atmósfera terrestre. Variación de las propiedades meteorológicas en función de su altura de localización. [Fuente: <http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx>.]

las masas de agua, la distancia al mar, el calor, las corrientes oceánicas, los ríos y la vegetación. Los diferentes climas que existen en nuestro planeta surgen a partir de las combinación de estos factores y esto provoca que el viento presente en cada tipo de clima, posea propiedades meteorológicas diferentes. Las propiedades físico-químicas del aire (densidad, temperatura, presión, etc.) varían también de acuerdo a la altura medida respecto al nivel del mar.

Las propiedades físicas del aire son de suma importancia para poder cuantificar la energía existente en las corrientes de viento, con esto se puede diseñar eficazmente una turbina eólica, pues pequeños cambios en éstas propiedades provocan que se extraiga mayor o menor energía del viento. En la figura 2.2 se puede apreciar la distribución de las capas atmosféricas que rodean al planeta tierra y el cambio de las propiedades físicas del viento.

2.2.2. Masas de aire

Las masas de aire son cuerpos de aire a nivel macro, cubren una gran cantidad de kilómetros cuadrados y se extienden por miles de metros de distancia. Son volúmenes de aire de temperatura y humedad semi-homogéneos, y adquieren las características de la región sobre la que se forman y desplazan. Los procesos de radiación, convección, condensación y evaporación condicionan la masa de aire a medida de su desplazamiento. Las masas de aire son más frecuentes en ciertas regiones. Estas áreas se conocen como regiones de origen y determinan la clasificación



Nombre	Origen	Propiedades	Símbolo Meteorológico
Ártica	Regiones Polares	Temperaturas bajas con humedad relativa alta en verano, la más fría de las masas de aire de invierno	A
Polar	Áreas continentales subpolares	Temperaturas bajas (crecientes con el movimiento hacia el sur) poca humedad, permanece constante	cP
Polar Marítima	Área Subpolar y región ártica	Temperaturas bajas, crecientes con el movimiento, humedad alta	mP
Tropical continental	Áreas subtropicales de presión alta	Temperaturas altas, bajo contenido de humedad	cT
Tropical Marítima	Fronteras meridionales de áreas oceánicas subtropicales de presión alta	Temperaturas altas moderadas, humedad alta específica y relativa	mT

Cuadro 2.1: Propiedades meteorológicas de las masas de aire globales. [Fuente: Libro wind energy explained.]

de la masa de aire, así como sus características. Las masas de aire se clasifican como marítimas o continentales según tengan su origen en el océano o la Tierra, y como árticas, polares o tropicales según la latitud de su origen. La tabla 2.1 nos muestra la clasificación y características de las distintas masas de aire que se forman en las regiones del planeta tierra.

La humedad es una propiedad básica de una masa de aire. Desempeña un papel significativo en el tiempo, en el clima, y en la formación de vientos, generalmente se trata independientemente de los demás componentes del aire. En cualquiera de sus formas, la humedad atmosférica propicia nubosidad, precipitación y movimiento de masas de aire.

Es importante analizar que la zona donde se pretende colocar una turbina eólica, sea constantemente atravesada por masas de aire con propiedades óptimas de presión, temperatura y humedad, así como corrientes con velocidad y disponibilidad constante. La disponibilidad y velocidad constante del viento, nos permite aprovechar de manera más eficiente el movimiento de la corriente y poder generar electricidad de manera ininterrumpida.



2.2.3. Corrientes de viento a nivel global y local

Las corrientes de viento varían en características de una región de la atmósfera a otra. En [1] menciona que las principales variaciones en una corriente de viento son principalmente: la velocidad promedio de la masa de aire, densidad promedio, presión, temperatura, dirección predominante etc. Los cambios de dirección ocurridos en las corrientes obedecen principalmente a las grandes masas de agua y a la forma de relieve en las masas de tierra. Los cambios de dirección en las corrientes globales se encuentran influenciados en gran medida por factores climáticos, por la presencia de los océanos, variaciones en las distribuciones de temperatura, huracanes, ciclones, así como por el movimiento de la luna. Estos factores mencionados tienen influencia en la modificación de la trayectoria de las corrientes e impiden la formación de patrones definidos a lo largo de la atmósfera.

Por otro lado, las corrientes de viento a nivel local se encuentran influenciadas principalmente por las condiciones climáticas locales y el relieve de la zona. Entre los factores que podemos mencionar están: valles, montañas, torbellinos, tornados, brisas provenientes de las masas de agua cercanas, humedad, etcétera.

Estos dos factores intervienen en las variaciones de las características del viento, ya que modifican el campo de presión, agregan humedad a las corrientes y provocan cambios en la dirección de la misma. En la figura 2.3 se muestra un patrón de las corrientes globales del viento. Se debe analizar bien la zona donde se desea colocar la turbina eólicas, pues factores de relieve y de clima como los antes mencionados, pueden determinar en gran medida si la instalación de una turbina eólica para la generación de electricidad sea viable.

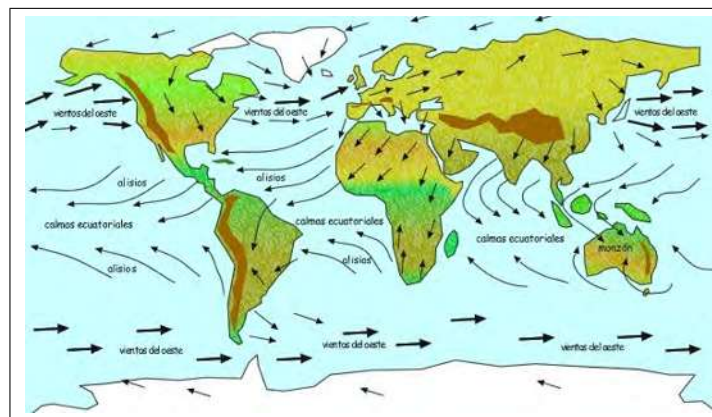


Figura 2.3: Corrientes globales de viento. [Fuente: <http://www.tispain.com.>]



2.3. ¿Cómo se mide el viento de una determinada región?

Cuando se desea aprovechar la energía del viento para generar electricidad, es importante conocer el potencial eólico del lugar donde se pretende colocar las turbinas de viento. Para conocer ese potencial se realiza una serie de estudios que involucran: los cambios en tiempo y espacio de las corrientes de aire, análisis de las condiciones topográficas, caudal disponible, obtención de patrones y direcciones de movimiento, así como la velocidad promedio del viento en la zona de interés. Se sabe que la velocidad del viento tiene una gran influencia sobre la potencia que genera una turbina eólica, pues [2] en su fórmula para calcular la potencia disponible en una masa de viento, establece que la influencia principal para la potencia está determinada por dos propiedades importantes del viento; su densidad y su velocidad de corriente.

Existen instrumentos auxiliares que nos ayudan a medir la velocidad del viento presente en una determinada zona, cuando no existe un historial de registro de las propiedades del viento. Se debe contar al menos con un año de anterioridad de mediciones, para poder hacer un estudio estadístico del recurso eólico y garantizar que el lugar es adecuado para la instalación de una turbina eólica. Algunos de estos instrumentos son: anemómetros que se utilizan para medir la velocidad, humedad y temperatura del aire, paletas de viento para determinar la dirección de la corriente de viento y barómetros para establecer su presión.

Es de vital interés considerar las variables mencionadas en esta sección, ya que al tener la zona bien caracterizada, nos permitirá establecer la disponibilidad de corrientes de viento promedio para una determinada región y determinar la viabilidad de instalación de un equipo eólico. La figura 2.4 muestra una persona censando la velocidad promedio de la zona para cuantificar si es viable la colocación de una turbina eólica.



Figura 2.4: Estudios de las propiedades físicas del viento en una determinada zona, para garantizar la instalación de una turbina eólica. [Fuente: <http://inssoma.com>]



2.3.1. Instrumentos para medir la velocidad y dirección del viento

Es importante conocer las características del viento en una región, para ello se utilizan estaciones de medida y torres de medición provistas de sensores en diferentes alturas, lo cual permite conocer los siguientes aspectos:

- Velocidad media del viento.
- Distribución de frecuencias en las diferentes direcciones.
- Variación del viento con respecto a la altura y posición.
- Estadísticas de ráfagas.
- Velocidad máxima.
- Distribución del día típico medio, etcétera.

Algunos de los instrumentos mas comunes en las torres de medición meteorológicas se mencionan a continuación.

2.3.1.1. Anemómetro de copas

El anemómetro es uno de los instrumentos más comunes que se utilizan para la medición de la velocidad del viento, los hay de distintos tamaños y formas, unicamente se mencionan los anemómetros mas comunes. El anemómetro de copa consiste en un pequeño eje que contiene tres aditamentos en forma de copa, de aquí toma su nombre, cuyo principio de funcionamiento consiste en cuantificar la velocidad del viento con base a la rotación alrededor del eje principal que ocasiona el viento al incidir sobre las superficies. Posee la ventaja de medir la velocidad del viento en dirección horizontal y vertical. La forma en que cuantifica la velocidad del viento es mediante el valor de la rotación que haya medido. Estas mediciones se proporcionan según el tipo de anemómetro, si es un anemómetro mecánico la medición la realiza un contador mecánico que registra el número de rotaciones, si es un anemómetro eléctrico o electrónico, la medición se realiza mediante la observación de la variación de voltaje, el cual se encuentra calibrado para determinar los valores de la rotación. Finalmente están los de switch fotoeléctrico, cuantifican cada revolución mediante la ayuda de un sensor de este tipo. El valor de las rotaciones medidas en un minuto (rpm), se transforma a unidades de radianes por segundo y se multiplica por el radio de giro (distancia del eje a las copas), proporcionando la velocidad del viento.

La precisión y respuesta de un anemómetro la determinan su peso, sus dimensiones y la fricción presente en el eje. Si se desea medir la turbulencia presente, lo mejor es usar anemómetros pequeños, ligeros, de baja fricción y la ayuda de un sensor. Si no se desea medir la turbulencia



, los anemómetros más grandes y pesados son los mas indicados para tener precisión de resultados. La precisión de los anemómetros actuales ronda entre los valores de $\pm 2\%$, según [1], dependiendo de la marca y las condiciones de campo a las que se someta.



Figura 2.5: Anemómetro de copas para medición de la velocidad del viento. [Fuente: Libro wind energy explained.]

2.3.1.2. Anemómetro de hélices

La secuencia de medición de la velocidad del viento con un anemómetro de hélices, es de la siguiente manera: cuando el viento incide sobre las aspas, hacen girar a un eje que se encuentra conectado a un dispositivo que genera pulsos al completar una revolución. Este tipo de instrumento tiene una respuesta rápida y tiene un comportamiento lineal con base a los cambios en la velocidad del viento. Su precisión ronda $\pm 1\%$, muy parecido a los anemómetros de copa. Algunos dispositivos cuentan con un aditamento llamado paleta de cola, que ayuda a determinar la dirección hacia donde el viento se está moviendo. Las hélices del anemómetro están fabricados de materiales ligeros de manera que se evite la fricción en el eje y que la lectura proporcionada sea lo más confiable y apegado al valor real posible. Este instrumento mide la velocidad del viento cuando las corrientes son paralelas a su eje.

2.3.1.3. Sensores de láser Efecto Doppler

Es un sensor óptico clasificado como un dispositivo remoto de medición no invasivo, debido a que no está en contacto directo con el medio de interés. Está basado en el efecto Doppler de luz, cuyo principio de funcionamiento para medición de velocidad en fluidos se describe detalladamente en [3]. Su uso se limita a laboratorios pues los procedimiento de operación se realizan mediante condiciones controladas y mediante el uso de equipo de cómputo para la obtención de los datos buscados. Funciona mediante un as de luz que se emite sobre la zona de interés, se produce una interacción con el aire y una pequeña cantidad del haz de luz es dispersada de regreso al



Figura 2.6: Anemómetro de hélices para medición de la velocidad del viento. [Fuente: Libro wind energy explained.]

sensor óptico con una determinada longitud de onda que determina los valores de los parámetros buscados. De acuerdo a la longitud de onda de la luz que regresa al sensor óptico, el equipo de cómputo los procesa y arroja los valores de las velocidades y distancias recorridas en una milésima de segundo por las partículas de la porción de aire estudiada. Para el uso de este tipo de sensores es necesaria la protección ocular, debido a que el fenómeno produce longitudes de onda del orden de 390-750 nanómetros, el cual en una exposición constante resulta perjudicial para los ojos. En los últimos años esta técnica ha tomado mucha relevancia pues su principio de operación es relativamente sencillo además que son equipos muy precisos, la desventaja recae en que la adquisición del equipo es alto en comparación con otros anemómetros.

2.3.1.4. Veletas y rosa de los vientos

Conocer la dirección en la cual se mueve el viento es importante para tener una correcta orientación del hub de la turbina eólica y aprovechar eficientemente el movimiento del viento. Las veletas son dispositivos giratorios que determinan la dirección en la cual se está moviendo el viento, su principio de funcionamiento es muy sencillo pero efectivo. Consiste en un eje giratorio con un indicador transversal a su eje, al hacer contacto el viento con el indicador, éste se orienta en la dirección proveniente del viento e indica la dirección en la cual se estará desplazando el mismo.

La rosa de los vientos tiene varias divisiones o partes. Las cuatro principales y fundamentales indican los cuatro puntos cardinales: Norte, Sur, Este y Oeste, mediante los cuales se divide el horizonte en cuatro sectores de 90° cada uno. La recta que conecta los puntos norte y sur es llamada meridiana o línea norte-sur, la recta que une el este y oeste es llamada línea este-oeste. Como resultado de las bisectrices de los ángulos rectos representados en la rosa de los vientos, se observan ocho nuevas divisiones llamadas laterales que son: noreste, sureste, suroeste y noroeste. Si se dividen nuevamente estos rumbos laterales y los cuatro principales se obtendrán ocho nuevos



Figura 2.7: Veleta, instrumento que nos ayuda a determinar la dirección en la cual se mueve el viento. [Fuente: Libro wind energy explained.]

sectores que se llamarán: nor-noreste, este-noreste, este-sureste, sur-sureste, sur-suroeste, oeste-suroeste, oeste-noroeste y norte-noroeste. Esta rosa de los vientos determina de manera precisa la dirección en la cual se mueve el viento, se utiliza con la ayuda del horizonte para establecer las direcciones correspondientes y determina la dirección basado en ángulos, generalmente se ayuda de una veleta para indicar completamente la dirección.

2.3.2. Energía disponible extraíble del viento

Actualmente la energía cinética contenida en el viento se utiliza principalmente para generación de energía eléctrica. La energía contenida en el viento es inagotable, debido al tamaño en escala macro del fenómeno de movimiento de aire así como a su carácter de fuente inagotable. Es importante mencionar que el diseño de una turbina eólica parte del conocimiento de la velocidad de viento promedio en la zona donde será instalada, para poder determinar la energía eléctrica que se puede obtener mediante el movimiento del viento.

Partiendo del propósito de que una turbina eólica transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica, es de mucha ayuda considerar la cantidad de energía y potencia disponible en la fuente de obtención, para determinar la viabilidad de obtener energía eléctrica. [2] propone el siguiente análisis para cuantificar la energía disponible en el viento. Se utiliza el volumen de control de la figura 4.1, para cuantificar la potencia que puede extraer el viento, dónde la zona del disco, se refiere al área de barrido de la turbina, es decir el área que ocupan las aspas de la turbina basado en el diámetro de la misma.

El viento incidente con una velocidad de viento U_o , para simplificar cálculos se asume que el viento esta en estado estable y corriente uniforme. El aire de densidad constante ρ , cuyo valor es 1.250 kg/m^3 , a 20°C . La mayoría de las turbinas actuales para generar electricidad son de eje horizontal, es decir que el eje de rotación de los álabes se encuentra paralelo a la dirección

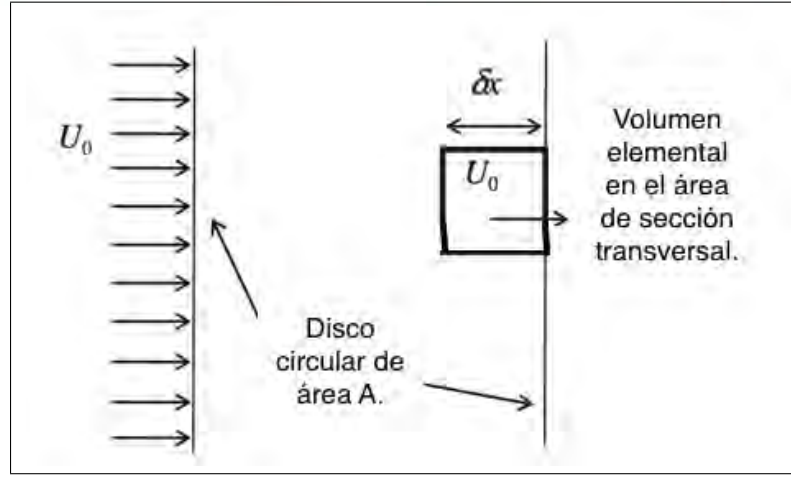


Figura 2.8: Volumen de control utilizado para analizar la energía disponible extraíble en una masa de viento. [Fuente: Libro small wind turbines.]

de movimiento del aire, por esta razón se utiliza para realizar el análisis. En la figura 2.8 la línea recta representa el área circular, donde el viento incide sobre el rotor de la turbina. El área circular es entonces $A = \pi * r^2$, siendo r el radio de la turbina eólica en metros. Este análisis determina la energía cinética en el aire que atraviesa el área del rotor por unidad de tiempo, la unidad de medida es el joule J . La cantidad de energía que pasa por unidad de tiempo se le llama potencia, cuya unidad de medida es llamado Watt. La energía cinética presente en un cuerpo esta dada por la ecuación 2.1.

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

En la figura 2.8, el volumen de análisis del aire que atraviesa el área del rotor de la turbina se define como el producto del área diferencial ΔA , por una unidad de longitud δx perpendicular al rotor. De esta manera la cantidad de masa que atraviesa esta zona del rotor es $\Delta A \delta x \rho$, es decir, volumen de control de aire por su densidad. Recordando que la energía cinética tiene la forma de la ecuación 2.1, sustituimos los valores anteriores tenemos entonces:

$$E_c = \frac{1}{2}\rho \Delta A \delta x U_o^2 \quad (2.2)$$

El tiempo que necesita el volumen de control para atravesar el área del rotor se denota como δt . Al multiplicar velocidad por distancia obtenemos la longitud del volumen de control, en forma diferencial es $\delta x = U_o \delta t$, al conjuntar los elementos anteriores en la ecuación 2.2 obtenemos la ecuación 2.3.



$$E_c = \frac{1}{2} \rho \Delta A \delta t U_o^3 \quad (2.3)$$

Los términos diferenciales del área se eliminan al hacer una integral sobre la zona del rotor. Posteriormente se aplica el concepto de límites cuando $\delta t \rightarrow 0$ para poder cuantificar la cantidad de energía que pasa por unidad de tiempo. [2] menciona el procedimiento detallado para la obtención de la potencia extraíble del viento.

Bajo este análisis se obtiene la potencia disponible en la corriente de viento. La ecuación 2.4 es el resultado final. Se observa que la potencia disponible está altamente definida por la velocidad del viento, por lo que esta característica es la que determina la viabilidad de instalación de una turbina eólica en una zona.

$$P = \frac{1}{2} \rho A U_o^3 \quad (2.4)$$

Capítulo 3

Aerogeneradores

3.1. Introducción

Las turbinas eólicas o aerogeneradores, son sistemas mecánicos diseñados para aprovechar la energía cinética del viento y transformarla en energía eléctrica. El diseño y construcción de los aerogeneradores ha evolucionado con el paso de los años. Se han modificado con el pasar de las épocas aspectos como: materiales de construcción, diseño aerodinámico, formas, tamaños, usos y tecnología de operación. La tabla 3.1 enlista los acontecimientos y modificaciones mas importantes que han sufrido los aerogeneradores hasta el año 2017.

3.2. Componentes de un aerogenerador

Un aerogenerador eólico esta compuesto por varios subsistemas que permiten hacer la transformación de energía cinética del viento en energía eléctrica. La figura 3.1 muestra los principales subsistemas característicos de un aerogenerador. Los subsistemas del aerogenerador poseen determinadas funciones que ayudan al proceso de transformación de energía. Los aerogeneradores están diseñados para operar bajo ciertas condiciones , que se calculan basándose en las condiciones de velocidad de viento promedios de una determinada región. Al conocer la velocidad de viento se determinan parámetros de tamaño, potencia, resistencia, capacidad de sistemas mecánicos y eléctricos para su correcto funcionamiento. A continuación se mencionan los principales subsistemas que componen al aerogenerador y la función que desempeñan.



Año	Acontecimientos importantes para los aerogeneradores
-1000 A.C.	Vestigios de molinos de viento usados para moler granos y bombear agua.
1300	Molinos de vientos se usan como soporte para las actividades de las zonas rurales
1887	Se considera la primera turbina eólica para generación de electricidad. Tenía 27 metros de diámetro y 144 palas de madera de cedro. Generaba 12 KW para alimentar una batería, su creador fue Charles Brush
1890	Poul La Cour instala los primeros aerogeneradores comerciales debido a la escasez de combustible derivada de la primera guerra mundial. Funda la primera academia de energía eólica
1930	Albert Beltz, formuló la ley de Beltz. Que establece que la eficiencia de conversión de energía cinética no puede rebasar el 59.3 %
1941	La turbina de mayor potencia de la época generaba 1250 KW construida por Palmer Cosslet Putnam. Falló estructuralmente por materiales no resistentes para las cargas del diseño.
1945	Se construye la primera turbina eólica de acero, tenía un radio de 53 m, sistemas de ajuste de paso y sistemas para reducción de cargas.
1957	Se logran 100 MW con un rotor de 24 m, la primera turbina de álabes huecos, se considera el inicio de las turbinas eólicas modernas.
1958	Se inventa la primera turbina eólica de corriente alterna. Generaba 200 KW.
1970	Creación en masa de aerogeneradores debido a la crisis energética de la época.
1985	Comienza la generación a gran escala de electricidad por medio de grandes campos eólicos.
1997	7700 MW de electricidad mundial eran generados por turbinas eólicas.
2017	Una turbina de 220 metros de diámetro tiene el récord de mayor generación de potencia eléctrica con 216 MW. La generación mundial de electricidad por medio de turbinas ronda 530 GW

Cuadro 3.1: Acontecimientos importantes de los generadores eólicos a lo largo de la historia.
[Fuente: Libro wind energy explained.]

3.2.1. Rotor

El rotor está conformado por las aspas o álabes, pudiendo ser de 1, 2, 3 o más, según las condiciones bajo las cuales va a operar. El rotor es el elemento encargado de captar la energía cinética del viento, ya que se interpone en el movimiento de este y al ser impactado, hace girar el rotor en conjunto. Un parámetro importante es el área de barrido, el cual se determina con base a la velocidad promedio de la región donde se colocará la turbina. El área de barrido también es un parámetro importante que cuantifica de manera directa la cantidad de potencia eléctrica que se puede extraer de la zona donde se colocará el equipo. El rotor está conectado en un punto central llamado hub aerodinámico, que es componente encargado de conectar las aspas del rotor con el eje

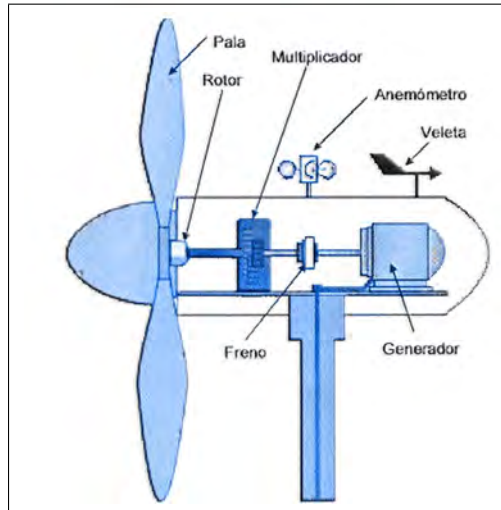


Figura 3.1: Componentes de un aerogenerador de eje horizontal. [Fuente: www.rekursaire.org]

de transmisión.

3.2.2. Transmisión de engranajes

También llamado caja multiplicadora, este subsistema está conectado al hub. Su función es controlar la velocidad de rotación concentrada en el hub aerodinámico. Este control de la velocidad de rotación se realiza mediante una configuración de engranes que están diseñados para mantener una velocidad de rotación constante y evitar variaciones que pudieran afectar la continua generación de energía eléctrica. Los engranajes a la salida de la transmisión, esta conectados mediante un eje de transmisión al generador eléctrico.

3.2.3. Generador eléctrico

El generador eléctrico, es el equipo de la turbina eólica que hace la transformación directa de energía mecánica del eje en energía eléctrica. Su funcionamiento consta de un estátor. Es una armadura metálica fija, que integra distintos elementos como bobinas, carcasas y un núcleo. El estátor se encuentra revestido por alambres de cobre que forman dicho circuito. El otro componente es el rotor, es la parte móvil que rota dentro del estátor. Contiene un electro imán, compuesto de bobinas de campo fijadas encima de un núcleo de hierro. Al girar el rotor a grandes velocidades, se genera corriente eléctrica en los hilos de cobre del estátor y se focaliza hacia el circuito de salida. La energía eléctrica producida se alimenta a líneas de suministro de corriente eléctrica o en su defecto a baterías para su posterior uso.



3.3. Clasificación de los aerogeneradores

Existen distintas características físicas, geométricas y operacionales que permiten clasificar los aerogeneradores de distintas maneras. A continuación se mencionan las dos mas relevantes para el presente estudio, de manera que permita identificar las características esenciales de cada tipo de clasificación.

3.3.1. Clasificación según la orientación de su eje de giro

La principal diferencia de esta clasificación radica en la orientación que mantiene su eje de giro respecto a la corriente de viento, pudiendo ser turbinas de eje vertical o turbinas de eje horizontal. Las turbinas de eje vertical tienen su eje de giro perpendicular a la dirección de movimiento de la corriente del viento. Basan su operación en el arrastre que genera el viento con el contacto de las aspas para hacerlas girar respecto a su eje vertical. Estos aerogeneradores generalmente no se utilizan para la generación de electricidad, pues no alcanzan grandes velocidades de rotación y son muy poco eficientes en el aprovechamiento de las corrientes de viento. Los aerogeneradores de eje vertical más comunes son el Savonius y el Darrieus [1]. La figura 3.2 muestra las formas y arreglos de los aerogeneradores de eje vertical mas comunes. Las principales ventajas y desventajas de las turbinas de eje vertical son:

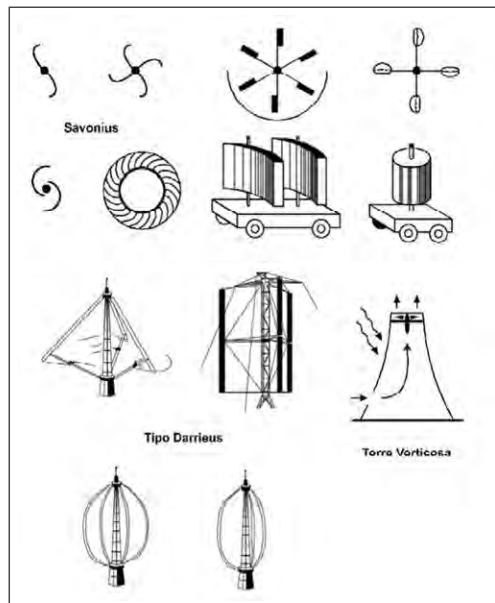


Figura 3.2: Aerogeneradores de eje vertical, Daerrius y Sabonious. [Fuente: Libro wind energy explained.]



Ventajas:

- Son omnidireccionales, es decir aceptan la corriente de viento en cualquier dirección, por lo que tienen un diseño mas simple, pero al mismo tiempo la hacen mas ineficiente.
- Tienen el generador eléctrico montado a nivel de piso, lo que los hace mas fácil para dar mantenimiento.
- Costos de mantenimiento mas bajos en relación con las turbinas de eje horizontal.
- Niveles de ruido menores comparados con las de eje horizontal.
- Puede funcionar en situaciones de clima extremos (nieve, desierto, lluvia etc)

Desventajas:

- Vientos de baja velocidad y con abundante turbulencia por estar en zonas cercanas al piso.
- Menor eficiencia que una turbina de eje horizontal, los valores rondan entre 15 %-30 % de eficiencia.
- Mayor material de construcción necesario en comparación con las de eje horizontal.
- Potencia generada variable, al no tener tren de engranajes, la potencia que se entrega es según la velocidad instantánea del viento.

Por otro lado tenemos a las turbinas eólicas de eje horizontal, son las turbinas que tienen su eje de rotación en dirección paralela a las corrientes del viento. Son las más comunes en la actualidad debido a su versatilidad y a la buena eficiencia de generación de energía eléctrica. Se basan en el principio de operación de las alas de los aviones, pues utilizan la sustentación generada por el viento al hacer contacto con las aspas, para hacer el girar todo el rotor. Las principales ventajas y desventajas de las turbinas eólicas de eje horizontal se mencionan a continuación:

Ventajas:

- Son mas eficientes que las turbinas eólicas de eje vertical. La eficiencia de transformación de energía ronda 50 %-60 %.
- Se pueden construir a diversas escalas, pues aprovechan mejor el viento ya que se sitúan varios metros por encima del piso.
- La orientación de la aspas puede variar mediante un mecanismo, de esta manera puede mantener la máxima eficiencia de producción en la mayoría de las veces.



- La generación de energía eléctrica es constante mientras existan las corrientes de viento.
- Aprovechan de mejor manera el movimiento del viento.

Desventajas:

- El diseño aerodinámico es más complejo en comparación con las de eje vertical.
- Requieren corrientes de viento constante para garantizar su funcionamiento.
- Posee subsistemas mas complejos que la hacen mas propensas a fallas.
- La construcción y tipo de materiales implica mayor desembolso monetario en comparación con las de eje vertical.
- Mantenimiento más difícil y costoso debido a que se sitúan a varios metros por encima del piso.
- Salen de operación si las condiciones climáticas no son ideales.

La figura 3.3 muestra las diferencias de diseño y orientación de cada tipo de turbina.

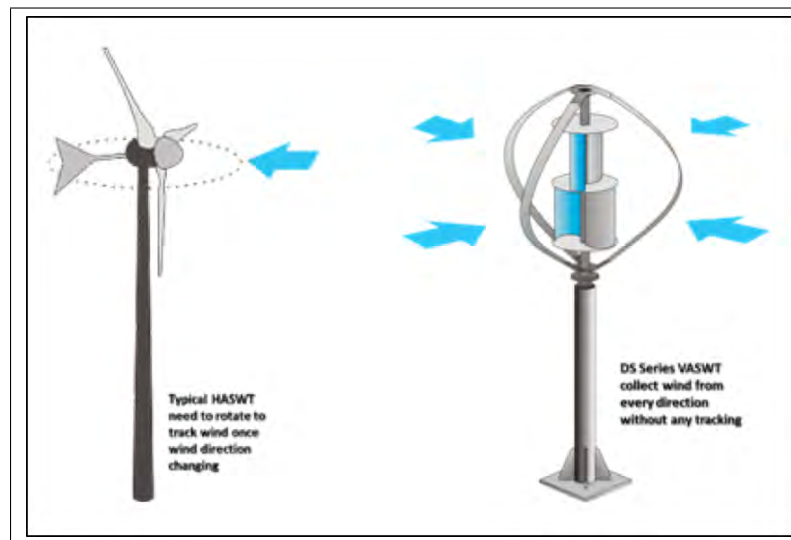


Figura 3.3: Comparación de la orientación de los ejes de las turbinas eólicas, del lado izquierdo se muestra una turbina de eje horizontal, del lado derecho una de eje vertical. [Fuente: <http://www.e-vawt.es>]



3.3.2. Clasificación según su capacidad de generación de potencia

Las turbinas eólicas también se pueden clasificar de acuerdo a la capacidad de producción de energía eléctrica. La potencia generada esta en función de la velocidad de viento promedio y el área de barrido del rotor, como se mencionó en capítulos anteriores. Existen tres categorías principales: baja capacidad, mediana capacidad y alta capacidad. Las siguientes secciones se describen las características de cada grupo de turbinas eólicas.

3.3.2.1. Turbinas eólicas de alta capacidad

Las turbinas eólicas de alta capacidad generan potencia del orden de 1 MW hasta 50 MW. El uso de esta energía generada es para alimentación de industrias, de ciudades enteras, grandes redes de alumbrado público, auto consumo en empresa etc. Se colocan en lugares remotos donde la velocidad del viento (>13 m/s) es lo suficientemente apto para generar grandes cantidades de energía. La potencia se transmite mediante líneas de tendidos que alimentan directamente a una base de regulación y el cual la distribuye hacia diversas zonas. El área de barrido es mayor a 50 metros, pudiendo alcanzar hasta 120 metros para los diseños actuales. Tienen la desventaja de ser muy ruidosas, generan un alto impacto visual y requieren de una gran inversión monetaria. Se concentran en campos de turbinas de viento de manera que la producción en conjunto sea lo suficientemente alta para cubrir la demanda de una ciudad entera.



Figura 3.4: Campo eólico de turbinas eólicas de alta capacidad. [Fuente: <https://www.evwind.com.>]

3.3.2.2. Turbinas eólicas de mediana capacidad.

Estas turbinas tienen una capacidad de generación en el rango de 50 KW hasta 1000 KW aproximadamente. Se utilizan para una gran variedad de aplicaciones, entre las cuales desta-



Figura 3.5: Turbina de eje horizontal de baja capacidad. [Fuente: Libro small wind turbines.]

can el suministro a pequeños poblados, en sistemas de riego en los campos agrícolas, alumbrado público, etcétera. Se colocan en una ubicación donde las corrientes de aire sean lo suficientemente constantes para generar una buena cantidad de energía útil, generalmente a mas de 100 metros respecto a su base. La velocidad de viento requerida ronda los 10-13 m/s. El diámetro de barrido de las aspas ronda entre 10-40 metros. Se agrupan en pequeños grupos para abastecer a pequeñas poblaciones cercanas.

3.3.2.3. Turbinas eólicas de baja capacidad

En este rango de clasificación se encuentran las turbinas con generación de 200 watts hasta 50 kW. Estas turbinas se utilizan principalmente para bajas demandas de energía, como lo es carga de baterías para múltiples aplicaciones, utilizada para micro redes de consumo energético y consumo en una casa habitación. La figura 3.5 muestra una turbina eólica de eje horizontal de baja capacidad. Se colocan generalmente en lugares donde la velocidad del viento son bajas, menores a 8 m/s, se usan en casas principalmente. La energía se genera en corriente directa el cual es almacenada en baterías. Para poder utilizar la energía eléctrica generada, se requiere de un inversor a corriente alterna. El diámetro de barrido de las aspas es menor a 5 metros. Dentro de la categoría de baja capacidad se puede encontrar una subdivisión de categorías cuyas características se enuncian en la tabla 3.2.



		Uso de turbinas baja capacidad		
Categoría	Potencia KW	Radio promedio rotor (m)	rpm	Usos típicos
Pequeña	5-50	5	200-400	Pequeñas redes de alimentación eléctrica a lugares remotos.
Rango Medio	0.5-5	2.5	400-700	Consumos de casa habitación y pequeñas redes de alumbrado.
Micro	<0.5	<1.5	>700	Encendido de focos, carga de baterías y electrificación de cercas.

Cuadro 3.2: Usos típicos y subclasificación de las turbinas de eje horizontal de baja potencia.
[Fuente: Libro small wind turbines.]

3.4. Principio de funcionamiento de un aerogenerador

El movimiento giratorio del rotor de una turbina eólica, se produce debido a la diferencia de presiones en ambos costados de las aspas, resultado de las fuerzas de sustentación y arrastre generadas en los perfiles aerodinámicos cuando el viento incide sobre éstos. Los aerogeneradores de eje horizontal además de trabajar con el empuje del viento, utilizan la fuerza de sustentación para obtener un mejor rendimiento. En el diseño de los aerogeneradores se busca la combinación de ángulos y formas para evitar turbulencias y sacar el máximo partido a la combinación de las fuerzas del viento. Las fuerzas de sustentación y arrastre producidas por la incidencia del aire en las aspas del rotor se visualizan en la figura 3.6. El proceso que se produce para hacer girar el rotor por la incidencia de viento, se menciona a continuación.

El viento a cierta velocidad (generalmente velocidades de 2-8 m/s para turbinas de baja capacidad), incide sobre la superficie de las aspas, provocando un efecto Venturi en ambos lados debido a su forma aerodinámica. Las secciones del aspa están formados por perfiles aerodinámicos, son los elementos constituyentes de las aspas donde se generaran dichos efectos. Generalmente y de acuerdo a la orientación del rotor de la turbina eólica, el efecto de la incidencia del aire sobre cada perfil aerodinámico provoca caída de presión en la parte alta del perfil y un aumento de presión en la parte inferior. Debido al efecto Venturi, donde existe una presión alta, la velocidad del viento decae, si la presión baja el viento aumenta su velocidad. Esta diferencia de presión a ambos lados y la aceleración del fluido, provoca que los álabes puedan girar. Esa diferencia de presiones en cada elemento de perfil aerodinámico a lo largo del radio del aspa, provoca una fuerza resultante en la

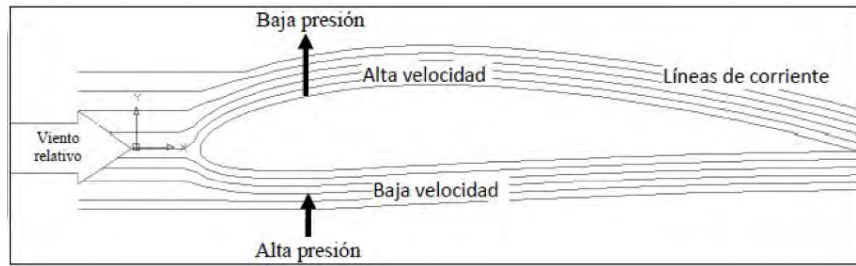


Figura 3.6: Fuerzas generadas en un perfil aerodinámico debido a la incidencia del viento sobre la superficie. [Fuente: <http://hyperphysics.edu>.]

dirección de giro del rotor, teniendo entonces una velocidad angular de operación Ω . Los valores de velocidad angular rondan entre 700-1500 rpm, para turbinas de baja capacidad según la velocidad específica de punta de diseño.

Cuando el rotor de la turbina eólica adquiriera una velocidad angular constante, toda esa energía giratoria se concentre en el hub aerodinámico. El hub está unido al sistema de engranajes por un eje, cuya función es incrementar los giros del rotor, de manera que a la salida de dicho mecanismo se logren velocidades de giro constante. La velocidad de giro a la salida del tren de engranes es mayor y se conecta mediante un eje al generador eléctrico, cuya función es la transformación de energía mecánica rotacional a energía eléctrica. Ya al tener la energía eléctrica generada, se envía a una red de suministro local o se almacena en baterías para posteriores usos.

Capítulo 4

Aerodinámica de turbinas de viento de eje horizontal de baja capacidad.

En este capítulo se mencionan algunos conceptos importantes generales requeridos para entender el desarrollo del presente trabajo. Estas definiciones son de gran ayuda para poder describir el contexto bajo el cual se diseñan las turbinas eólicas en la actualidad.

4.1. Introducción

Cuando se remueve energía cinética al viento, este reduce su velocidad. Este efecto se produce con la masa de aire que pasa por el área de barrido del rotor. Suponiendo que la masa de aire afectada estará separada del aire que no pasa por el área del disco de rotor, varias superficies pueden ser dibujadas. Los límites del volumen de control son: la superficie de un tubo de corriente del diámetro del disco del rotor y dos cortes transversales con fines de análisis. Uno es un disco de menor tamaño situado antes del disco del rotor, ubicado en la zona conocida como aguas arriba o antes del rotor. El otro disco se encuentra posterior al disco de la turbina, ubicada en la zona de aguas abajo o posterior del disco del rotor. El aire no fluye hacia afuera de esta frontera y el flujo a lo largo del tubo es el mismo para todas las posiciones, es decir hay conservación de flujo. El aire dentro del tubo reduce su velocidad pero no se comprime, y así el área de la sección transversal del tubo debe ampliarse para acomodar el aire que se mueve más lento corriente abajo después de incidir sobre la superficie del rotor [4].

Debido a la forma aerodinámica de las aspas de la turbina eólica, el aire próximo al rotor corriente aguas arriba, reduce gradualmente su velocidad, de tal manera que cuando el aire llega al rotor de la turbina, su velocidad es más baja que la velocidad del viento de la corriente libre. El tubo de corriente se amplía a consecuencia del frenado de la masa de fluido y debido a

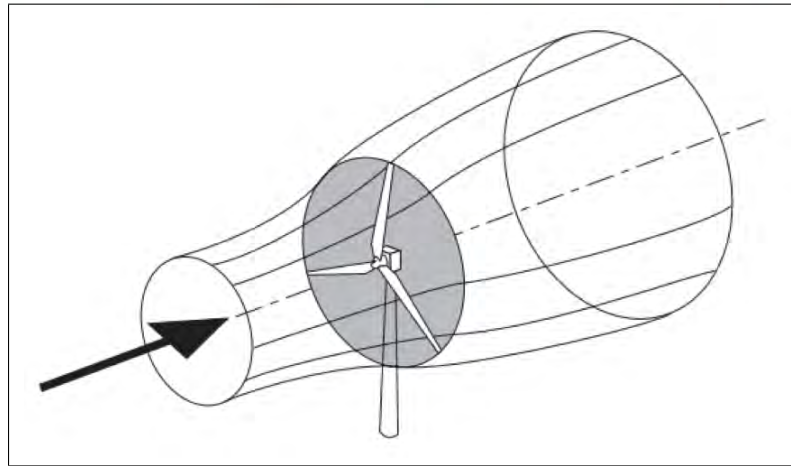


Figura 4.1: Extracción de energía cinética en un tubo de corriente de viento mediante un volumen de control. [Fuente: Libro wind energy handbook.]

una mayor cantidad de fluido que debe ser desalojado del mismo volumen de control, estas dos características provoca que la presión estática del flujo se eleve debido a la disminución de la energía cinética del mismo. Como la energía mecánica sólo puede ser extraída con la disminución de la energía cinética contenida en la corriente de viento, significa que la velocidad de flujo justo detrás de la turbina debe disminuir. Sin embargo, la reducción de velocidad significa al mismo tiempo un ensanchamiento de la sección transversal ya que el mismo flujo másico debe pasar por ella. Este fenómeno se describe mediante el principio de Bernoulli.

Al pasar el aire por el disco del rotor hay una caída en la presión estática tal que a la salida el aire está por debajo de la presión atmosférica local. El aire fluye corriente abajo con velocidad y presión estática reducidas. Finalmente, corriente abajo lejos del disco del rotor, la presión estática en la estela debe volver al nivel de presión atmosférica local para que el equilibrio sea logrado. La elevación de la presión estática es llevada a cabo a expensas de la energía cinética y esto causa un frenado adicional del viento. Así, entre la lejana corriente arriba y la lejana estela corriente abajo, ningún cambio en la presión estática existe, pero sí una reducción de la energía cinética, que para fines prácticos y de la cantidad de energía cinética de la masa de aire, se considera mínima [5]. La figura 4.1, muestra el fenómeno de expansión que se produce por la disminución de velocidad en la parte de aguas arriba del rotor.

4.2. Concepto de disco actuador

Lo descrito anteriormente en la sección 4.1, explica la disminución de la energía cinética del viento, pero no explica que pasa con la transformación de la energía extraída. Para explicar que pasa con esa energía, se puede realizar un análisis del comportamiento aerodinámico de la tur-

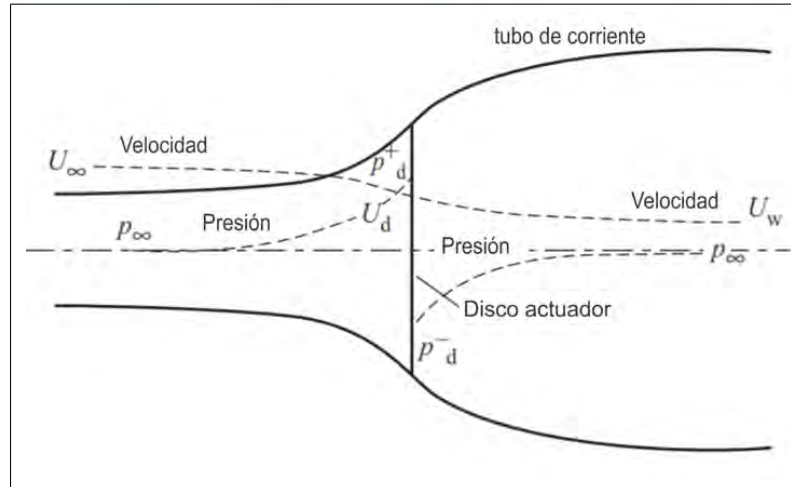


Figura 4.2: Concepto de disco actuador para establecer la extracción de energía cinética del viento mediante secciones transversales. [Fuente: Libro wind energy handbook.]

bina de viento únicamente con las características del viento, en las zonas antes y después del rotor, aguas arriba y aguas abajo respectivamente. Esto para explicar el proceso de transformación de la energía cinética presente en el viento. El esquema de análisis lo llamaremos disco actuador, el cual representa el área que ocupa el rotor para el aprovechamiento de la energía cinética del viento.

Aguas arriba del disco, lado izquierdo del rotor en la figura 4.2 y cuyas propiedades de la corriente se denotan con el subíndice ∞ , el tubo de corriente posee una área transversal menor que la del disco del rotor. Mientras que la corriente aguas abajo, U_w , lado derecho después del rotor, es una área mayor a la del disco del rotor. La expansión del tubo de corriente es debida a que el flujo de masa debe ser el mismo en todas partes, esto provocado por la desaceleración del fluido. La masa de aire por unidad de tiempo que pasa a través del área transversal de cualquier sección del tubo de corriente es ρAU , donde ρ es la densidad del aire, A es el área de sección transversal y U es la velocidad del flujo. El flujo másico debe mantenerse constante en cualquiera de las secciones de análisis de los tubos de corriente, basándose en el principio de conservación de masa, lo que conlleva a obtener la siguiente relación importante para mantener dicho principio, considerando un estado estable [6]. La ecuación 4.1 representa el principio de conservación de masa aplicable para obtener la conservación del flujo másico.

$$\rho A_\infty U_\infty = \rho A_d U_d = \rho A_w U_w \quad (4.1)$$

El aire que atraviesa el rotor de la turbina no puede detenerse completamente ya que eso implicaría un detenimiento total de la corriente de aire y eso implicaría extraer la totalidad de la energía del fluido, lo cual físicamente es imposible. Para cuantificar en que medida el aire que abandona el área del rotor está siendo desacelerado, existe el factor de inducción de flujo axial,



a , que se obtiene mediante las relaciones de las velocidades de corriente libre U_∞ , y la velocidad de corriente abandonando el área del rotor, U_d . Planteando esta relación después de un proceso algebraico sencillo se obtiene la ecuación que relaciona el factor de inducción axial para determinar la velocidad media en el plano del rotor y tomarlo de esta manera como la velocidad de corriente media en el plano del rotor [2]. La ecuación 4.2 representa la relación que guarda la velocidad de la corriente de viento en el plano del disco actuador.

$$U_d = U_\infty(1 - a) \quad (4.2)$$

4.3. Teoría de cambio de momento lineal

Existe una cantidad de fuerza diferencial presente en cada una de las partículas de aire contenida en el tubo de corriente que se está analizando, este contribuye de manera general al empuje total de la masa de aire en contacto con las aspas de la turbina eólica. Aplicando la conservación de momento lineal, se puede encontrar el empuje neto contenido en el tubo de corriente, el cual sirve de parámetro para saber la fuerza que esta recibiendo el rotor producto del empuje del viento. Esta fuerza en el rotor es de misma magnitud y dirección contraria al empuje del viento. La cantidad de aire que atraviesa el área del disco del rotor experimenta un cambio en su velocidad, es decir que la velocidad a la entrada menos la velocidad de la salida, es igual a la velocidad del disco, $U_d = U_\infty - U_w$. Al multiplicarlo por el flujo másico en la zona del disco, $\rho A_d U_d$, obtenemos la tasa de cambio de momento lineal que calcula el empuje producido por el viento. Al analizar los subíndices de ρ se observa que no denota posición, es decir, que la densidad permanece constante en todas las zonas, es por esa razón que el flujo lo consideramos incompresible [7]. La tasa de cambio de momento lineal se denota Q y se expresa en la ecuación 4.3.

$$Q = (U_\infty - U_w)\rho A_d U_d \quad (4.3)$$

Para establecer el cambio de propiedades de un fluido que no experimenta trabajo ni pérdidas por calor y además opera en condiciones estables. Podemos auxiliarnos de la ecuación de Bernoulli para cuantificar la diferencia de presión entre las corrientes aguas arriba y aguas abajo, ya que la diferencia de presiones provoca que el rotor pueda girar. Esta diferencia de presiones se igualará con el cambio de momento lineal de la ecuación 4.3, para establecer la relación entre las velocidades aguas arriba y aguas abajo. Por lo tanto la ecuación 4.4 describe el balance de energía ambos lados del disco actuador. La ecuación de Bernoulli es entonces:

$$\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 + P_\infty^- + \rho g h_\infty = \frac{1}{2}\rho U_w^2 + P_w^+ + \rho g h_w \quad (4.4)$$



De la ecuación 4.4, queremos conocer la diferencia de presiones existentes en ambos lados del rotor. Al agrupar los términos de presión se produce una resta algebraica que se interpreta como el cambio de presión, aplicamos la condición de flujo horizontal e incompresible y se eliminan los términos correspondientes. Al tener la ecuación 4.4 reducida, la igualamos con la ecuación 4.3 para obtener la relación del cambio de momento lineal que experimenta el rotor y el aporte del fluido. La ecuación resultante relaciona la velocidad aguas abajo con la velocidad aguas arriba y nos indica en que medida se está perdiendo momento lineal derivado de la incidencia con las aspas del rotor. La ecuación reducida después de aplicar las consideraciones anteriores queda así:

$$U_w = (1 - 2a)U_\infty \quad (4.5)$$

Con esta ecuación 4.5, visualizamos que unicamente llega la mitad de velocidad axial de la corriente al disco actuador en relación con la que se tenía aguas arriba.

4.4. Coeficiente de potencia y limite de Betz

El coeficiente de potencia C_p , es la relación que nos indica la potencia mecánica extraída y la potencia disponible en la masa de aire que atraviesa el disco actuador.

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 A_d} \quad (4.6)$$

La potencia mecánica de una turbina esta determinada por el empuje del viento F y su velocidad en el disco, por lo tanto la potencia mecánica P es igual a:

$$P = 2\rho A_d U_\infty^3 a(1 - a)^2 \quad (4.7)$$

Al sustituir la ecuación 4.7 en la ecuación 4.6, y hacer el álgebra correspondiente, obtenemos el coeficiente de potencia en relación del factor de reducción axial, para poder determinar el valor máximo que puede tomar C_p [8]. La ecuación 4.8, muestra esta relación que nos ayudara para determinar el limite máximo de energía que una turbina eólica puede extraer.

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (4.8)$$

De la ecuación 4.8, podemos obtener un concepto importante conocido como el límite de Betz. Este límite de Betz, es el valor alcanzable máximo del coeficiente de potencia, que cuantifica en que medida el aire que atraviesa la zona del rotor se transforma en energía eléctrica.



Hasta ahora ningún diseño de turbina eólica ha podido acercarse a tal eficiencia. El valor máximo se obtiene al resolver la ecuación 4.8 en forma diferencial e igualarla a 0, de manera que podamos obtener los máximos y mínimos de la función.

$$\frac{dC_p}{da} = \frac{d4a(1-a)^2}{da} = 0 \quad (4.9)$$

Al resolver la ecuación 4.9, obtenemos que el valor de a para cual se cumple un C_{pmax} es $1/3$. Por lo tanto al sustituir este valor en la ecuación 4.8, obtenemos un valor máximo. El valor máximo de C_p es:

$$C_{pmax} = 0,593 \quad (4.10)$$

El valor que se obtiene mediante la solución de la ecuación diferencial 4.9 y que se enlista en 4.10, no se debe a alguna deficiencia en el diseño, sino a las implicaciones físicas limitantes en el análisis aerodinámico. En este caso el flujo que atraviesa el disco del rotor proveniente de la corriente aguas arriba, corresponde a un tubo con una sección transversal de $2/3$ del área del disco, la cual se amplía a dos veces el área de disco en la zona de corriente aguas abajo. Este resultado indica que, si un rotor ideal fuera diseñado y funcionara tal que la velocidad de viento en el rotor fuera $2/3$ de la velocidad del viento de la corriente libre, entonces funcionaría en régimen de producción de energía máxima. Algunos autores están consiguiendo valores cercanos a este límite teórico de Betz en sus diseños aerodinámicos [9] [10].

4.5. Teoría momento angular

El análisis del disco actuador de las secciones anteriores parte del hecho de que el rotor analizado es un rotor sin aspas, lo que facilita la obtención de algunas de las ecuaciones que se involucran para el calculo de los parámetros aerodinámicos, sin embargo los dispositivos que aprovechan la energía del viento para transformarla en energía mecánica emplean un rotor con varias aspas que giran con una velocidad angular Ω , sobre un eje normal al plano del rotor y paralelo a la dirección de viento. El numero de álabes varia de acuerdo a la aplicación y necesidades que se requieran de la turbina de viento.

Cada uno de estos álabes de una turbina eólica, cuenta con una serie de perfiles aerodinámicos a lo largo del radio del mismo, que dependiendo de la aplicación puede ser del mismo perfil o puede tener varios perfiles distintos. La elección de perfil, longitud de cuerda, y ángulo de inclinación a lo largo del álabe, determinan el rendimiento del rotor bajo una variedad de condiciones de flujo y de acuerdo a ciertos parámetros operacionales que se quieran lograr. Las aspas barren el área del disco rotor y en virtud de su diseño aerodinámico desarrollan una diferencia de

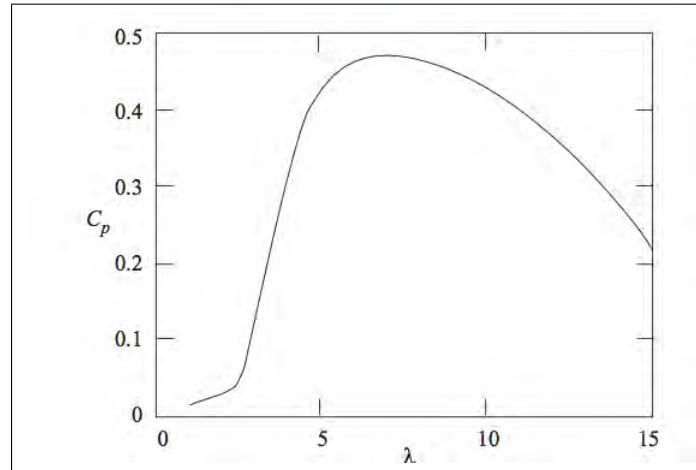


Figura 4.3: Relación de velocidad específica del rotor en relación con el coeficiente de potencia. [Fuente: Libro wind energy handbook.]

presión a través del conjunto rotor-aspas.

Un parámetro importante en el diseño del rotor de la turbina es la velocidad específica de punta λ . Relaciona la velocidad tangencial de la punta del aspa con la velocidad de viento en corriente libre U_∞ . Esta relación se visualiza en la ecuación 4.11. Al seleccionar el valor correspondiente de velocidad específica, se debe conocer previamente las características particulares del tipo de turbina eólica que se va a diseñar, con el objetivo de asignarle el valor de velocidad específica en la punta más adecuada para garantizar la producción de potencia para la que va a ser diseñada.

La figura 4.3, muestra el coeficiente de potencia C_p , basado en la relación de velocidad específica λ y el coeficiente de potencia, se observa que para un valor máximo de coeficiente de potencia, se requiere de valores de λ entre 5 y 10.

$$\lambda = \frac{\Omega r}{U_\infty} \quad (4.11)$$

En el cálculo del momento angular se debe considerar la cantidad de aspas del rotor, así como la distancia radial de cada uno de los perfiles aerodinámicos de cada sección, de esta manera se debe saber también que la velocidad tangencial aumenta a medida que nos alejamos del eje de rotación, teniendo un valor máximo de velocidad tangencial en la punta. Para tomar en cuenta la variación de las velocidades tangenciales del conjunto rotor-aspas, se deben considerar anillos anulares del disco rotor, el cual tienen radio r y ancho radial dr . El incremento del torque del rotor actuando sobre el anillo anular es responsable de impartir la componente de velocidad tangencial al aire, mientras que la fuerza axial que afecta al anillo es responsable de la reducción en la velocidad axial. El disco entero comprende varios anillos anulares y se supone que cada anillo actúa independientemente impartiendo momento sólo al aire que pasa a través de su espesor



diferencial dr . El torque en cada anillo anular es igual a la tasa de cambio de momento angular del aire que pasa por cada uno de los anillos diferenciales, teniendo entonces:

$$\delta T = \rho \delta A_d U_\infty (1 - a) 2\Omega r^2 \quad (4.12)$$

Donde δA_d , representa el área de cada uno de los anillos anulares que componen el total del rotor. Además δT , representa el torque diferencial de cada uno de los elementos anulares que se transmiten al eje del rotor, de esta manera la potencia total de salida del eje del rotor es:

$$\delta P = \delta T \Omega \quad (4.13)$$

La potencia total extraída del viento P , es determinada por la tasa de cambio de momento axial dada por:

$$\delta P = 2\rho \delta A_d U_\infty^3 a(1 - a)^2 \quad (4.14)$$

Al igualar la ecuación 4.13 y 4.14, se eliminan términos semejantes y se obtiene la siguiente relación:

$$U_\infty^2 a(1 - a) = \Omega^2 r^2 a \quad (4.15)$$

Al reagrupar términos y acomodarlos de manera que se visualice nuevamente la relación de velocidades específicas λ , donde Ωr es la velocidad tangencial y U_∞ la velocidad nominal de viento, entonces obtenemos:

$$\lambda^2 = \frac{a(1 - a)}{a'} \quad (4.16)$$

Finalmente la potencia total del eje del rotor, mediante las aportaciones diferenciales de cada anillo anular es:

$$\delta P = \left(\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 2\pi r \delta r\right) 4a(1 - a)^2 \lambda_r^2 \quad (4.17)$$

4.6. Perfiles aerodinámicos

Los perfiles aerodinámicos son secciones transversales con determinada configuración geométrica, que al tener contacto con fluidos en movimiento, agua o aire, son capaces de crear

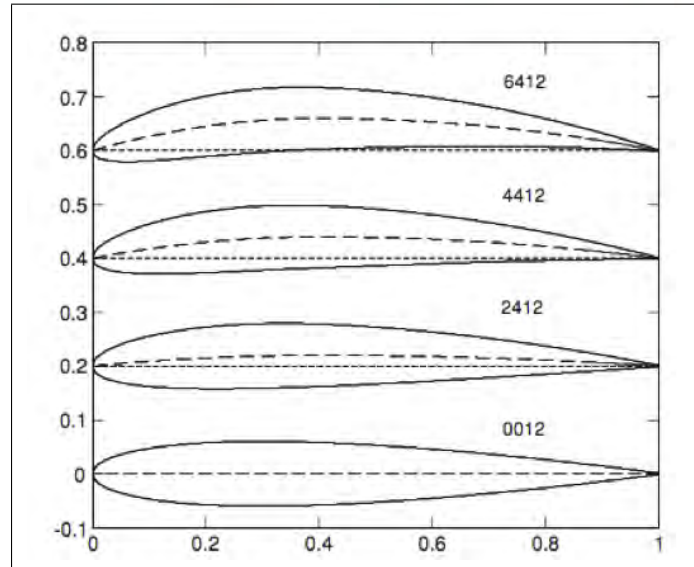


Figura 4.4: Familia de perfiles aerodinámicos NACA de 4 dígitos. [Fuente: Libro wind energy handbook.]

distribución de presiones adecuadas para tener fuerzas de sustentación y arrastre. Estas fuerzas resultantes se aplican en el diseño de los álabes de las turbinas eólicas para provocar el movimiento giratorio característico de estas máquinas mediante diferenciales de presiones.

Existe una gran variedad de formas, tamaños y configuraciones de perfiles aerodinámicos, cuyos perfiles de acuerdo a estas características se agrupan en familias. Las familias de perfiles aerodinámicos más comunes son: NACA de 4 y 5 dígitos, familias SG, perfiles OA, perfiles RAE, etc. Cada familia de perfiles posee características y configuraciones importantes de acuerdo a la aplicación en la que se usará. Un parámetro importante para tomar en cuenta en la selección del perfil aerodinámico es la relación sustentación/arrastre (C_l/C_d), entre más grande sea, es mejor para la aplicación de turbinas eólicas [11]. También se debe de cuidar que esta relación tenga un comportamiento lineal basado en el régimen de Reynolds de operación, de manera que garantice el funcionamiento, aunque el régimen de Reynolds basado en la velocidad de viento se encuentre un poco cambiante.

La teoría de elemento álabes-momento (BEM), supone que todas las secciones de análisis a lo largo del rotor son independientes y pueden ser tratadas por separado. Así, las fuerzas de sustentación y arrastre a las que se somete cada elemento son responsables de los cambios de momento axial y angular del aire que pasa a través del anillo anular que describe el álabes al girar. Las relaciones adimensionales que cuantifican en que medida el perfil aerodinámico está experimentando sustentación y arrastre, son los coeficientes de sustentación y arrastre respectivamente, los cuales están definidos por las ecuaciones 4.18 y 4.19.

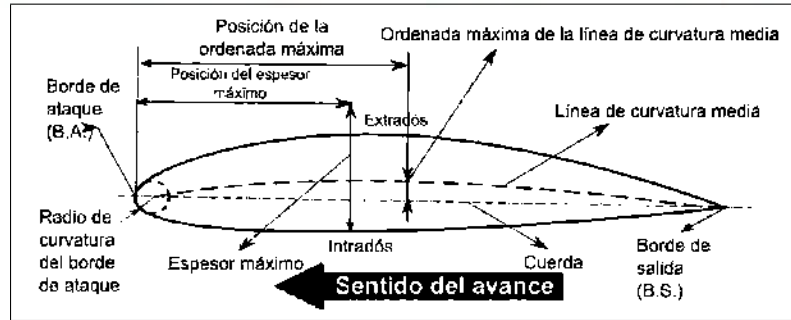


Figura 4.5: Nomenclatura y secciones de los perfiles aerodinámicos usados en el diseño de turbinas eólicas. [Fuente: <https://www.researchgate.net>]

$$C_L = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho U_\infty A_D} \quad (4.18)$$

$$C_D = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho U_\infty A_D} \quad (4.19)$$

Los elementos y partes de un perfil aerodinámico se visualizan en la figura 4.5.

4.7. Teoría elemento álabe

Las fuerzas resultantes en un perfil aerodinámico, producto de los gradientes de presión, pueden ser calculadas por medio de coeficientes de sustentación y arrastre de perfiles aerodinámicos en dos dimensiones, usando un ángulo de ataque, un numero adimensional de Reynolds donde se agrupa la velocidad de viento, las propiedades de densidad y viscosidad del viento, así como la longitud de cuerda del perfil. Los componentes de velocidad que actúan sobre cada perfil aerodinámico, están expresadas en términos de velocidad de viento en corriente libre, la velocidad tangencial en cada perfil Ωr , los factores de flujo de desviación axial a y el factor de inducción tangencial a' [12]. Estos factores determinan el ángulo de ataque mas eficiente del perfil.

La velocidades de la corriente de viento y la velocidad tangencial mencionadas en el párrafo anterior, forman un triángulo de velocidades, cuya velocidad resultante es incidente sobre el centro de presión del perfil aerodinámico. Con la velocidad resultante obtenida y las propiedades del flujo, se calculan los coeficientes de sustentación C_l y arrastre C_d mediante software especiales para perfiles aerodinámicos. Xfoil es un claro ejemplo. En [13], se realiza un estudio validando los valores arrojados por este software. Se ensayan varios perfiles aerodinámicos en un túnel de viento y validan la información calcula con el software, encontrando que los valores están dentro de rangos de 10% de variación. Los efectos tridimensionales de los perfiles aerodinámicos no se

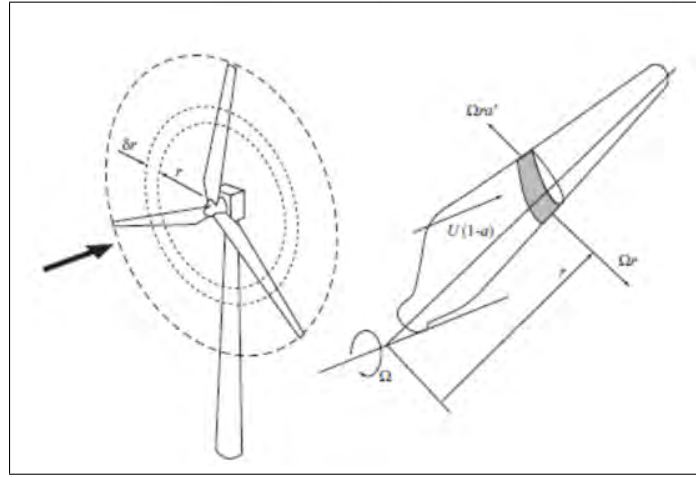


Figura 4.6: Conjunto rotor-álaves. Análisis para visualizar los anillos anulares discretizados radialmente en el rotor. [Fuente: Libro wind energy handbook.]

consideran ya que el análisis de elemento-álabe, considera una discretización de elementos planos a lo largo del total del radio del aspa.

Las fuerzas aerodinámicas de sustentación C_L y arrastre C_d , presentes en los perfiles aerodinámicos, son los responsables del cambio de momento angular y momento axial del aire que pasa por los anillos anulares en el disco del rotor. La figura 4.6 muestra el armado del rotor compuesto por una cantidad n de secciones de análisis y las velocidades presentes en las aspas. Se considera una turbina eólica con N aspas, de radio R a partir del eje de rotación, cada uno con cuerda c y se establece un ángulo de paso β , medido entre la línea del perfil de cero sustentación y el plano del disco. Tanto la longitud de cuerda, como el ángulo de paso pueden variar a lo largo del radio del aspa. Las aspas giran a velocidad angular Ω y se establece la velocidad de viento como U_∞ . Aplicando trigonometría a la figura 4.7, podemos encontrar la velocidad resultante en cada uno de los perfiles aerodinámicos de análisis [14]. La velocidad resultante sobre cada perfil está dada en la ecuación 4.20.

$$W = \sqrt{(U_\infty^2(1-a)^2) + (\Omega^2 r^2(1-a')^2)} \quad (4.20)$$

El ángulo de flujo ϕ , es la suma del ángulo de ataque y ángulo de paso. Este ángulo de paso nos indica la inclinación desde el plano de giro del rotor hasta la posición en la cual se deben inclinar los perfiles. La relación trigonométrica que guarda el ángulo de construcción con las velocidades del conjunto se visualizan en la figura 4.7 y dichas relaciones se agrupan en las ecuaciones 4.21 y 4.22.

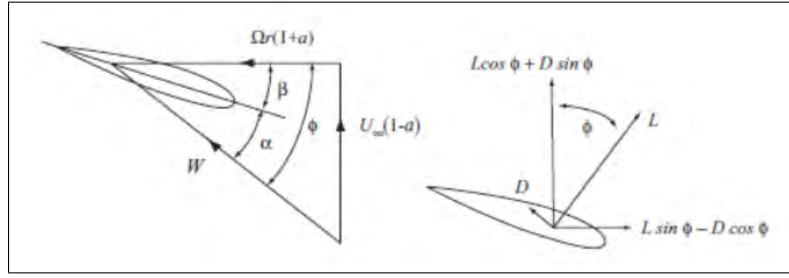


Figura 4.7: Triángulos de velocidades formado en un perfil aerodinámico para calcular los ángulos de flujo y ángulos de construcción, con los que se diseña un rotor. [Fuente: Libro wind energy handbook.]

$$\sin \phi = \frac{U_\infty(1-a)}{W} \quad (4.21)$$

$$\cos \phi = \frac{\Omega r(1+a')}{W} \quad (4.22)$$

La relación que guardan entonces los ángulos presentes en el perfil aerodinámico para encontrar el ángulo de ataque es:

$$\alpha = \phi - \beta \quad (4.23)$$

La fuerza de sustentación se mide por unidad de cuerda de cada perfil aerodinámico, en una dirección normal a la dirección de la velocidad resultante W . La fuerza de arrastre también se mide por unidad de cuerda de cada perfil aerodinámico, está en dirección paralela a la velocidad resultante W . El cálculo de sustentación L y arrastre D en los perfiles, se registran en las ecuaciones 4.24 y 4.25.

$$\delta L = \frac{1}{2} \rho W^2 c C_l \delta r \quad (4.24)$$

$$\delta D = \frac{1}{2} \rho W^2 c C_d \delta r \quad (4.25)$$

La fuerza de sustentación es perpendicular a la dirección de la velocidad relativa W , mientras que la fuerza de arrastre es paralela a ella. Por lo tanto, la descomposición de estas fuerzas para un rotor de N aspas, es una fuerza de empuje F_E en la dirección axial y una fuerza tangencial F_T en la dirección circunferencial, que resulta en la fuerza impulsora del momento angular [7]. La fuerza de empuje y la fuerza tangencial se calculan con las ecuaciones 4.26 y 4.27.



$$F_E = \frac{1}{2} \rho W^2 N c (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) r dr \quad (4.26)$$

$$F_T = \frac{1}{2} \rho W^2 N c (C_l \sin \phi + C_d \cos \phi) r dr \quad (4.27)$$

4.8. Teoría elemento álabo-momento (Teoría BEM)

La suposición básica de la teoría BEM (Blade Element Moment), es que la fuerza resultante en cada perfil aerodinámico, es responsable del cambio de momento angular del aire que pasa por el anillo anular de análisis . Hay que suponer, por lo tanto, que no hay ninguna interacción radial entre los flujos a través de anillos contiguos, una condición que es estrictamente sólo verdadera si el factor de inducción de flujo axial no varía radialmente, lo cual en la práctica, es rara vez uniforme. La componente de la fuerza aerodinámica de las aspas resuelto en la dirección axial, es producto de descomponer el triángulo de velocidades de las fuerza en la misma dirección e igualarlos a la fuerza de empuje de la ecuación 4.26. Esta igualdad es importante para tomar algunas consideraciones de la teoría BEM. La ecuación 4.28 representa la igualdad de las fuerzas resultantes de los perfiles aerodinámicos con la fuerza que se ejerce en el rotor.

$$\delta L \cos \phi + \delta D \sin \phi = \frac{1}{2} \rho W^2 N c (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) r dr \quad (4.28)$$

La tasa de cambio de momento axial y momento angular del aire pasando por el anillo anular barrido son respectivamente:

$$\rho U_\infty (1 - a) \Omega r 2a' r 2\pi r \delta r = 4\pi U_\infty a' (1 - a) r^2 \delta r \quad (4.29)$$

$$\rho U_\infty (1 - a) 2\pi r \delta r 2a U_\infty = 4\pi U_\infty^2 a (1 - a) r \delta r \quad (4.30)$$

Así mismo el torque total del rotor causado por la incidencia del la corriente de aire sobre los perfiles aerodinámicos es:

$$(\delta L \sin \phi - \delta D \cos \phi) r = \frac{1}{2} \rho W^2 N c (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) r dr \quad (4.31)$$

Al igualar las tasas de momento angular del aire y fuerza tangencial resultante de las ecuaciones 4.27 y 4.29 , se hace un poco de álgebra y obtenemos la ecuación aerodinámica importante para encontrar las ecuaciones de cambio de momento. Así se determinan los factores a



y a' , para encontrar una buena convergencia sobre los parámetros del diseño de un rotor óptimo. La ecuación reducida finalmente se escribe en la ecuación 4.32, donde $\mu = r/R$. Con la ecuación 4.32, la ecuación 4.17 y el valor de $a = \frac{1}{3}$, se forma un sistema de ecuaciones para encontrar los valores óptimos de ambos factores y garantizar un diseño aerodinámico óptimo.

$$\frac{W^2}{U_\infty^2} N \frac{c}{R} C_l \sin \phi - C_d \cos \phi = 8\pi \lambda \mu^2 a' (1 - a) \quad (4.32)$$

Es argumentado por [7], que el coeficiente de arrastre no debería ser incluido en la ecuación 4.32, ya que el déficit de velocidad basado en el arrastre, es sólo un rasgo de la estela de rotación y no contribuye al déficit de velocidad corriente arriba del disco rotor. La base del argumento para la exclusión del arrastre en la determinación de los factores de inducción de flujo axial, es que para el flujo adherido, el arrastre sólo es causado por la fricción de pared y no afecta la caída de presión a través del rotor.

4.9. Diseño óptimo de las aspas del rotor

Una turbina eólica que opera en un régimen de velocidad variable, puede mantener la relación de velocidad específica de punta constante requerida para que se desarrolle el coeficiente de potencia máximo, independientemente de la velocidad del viento. Desarrollar el máximo coeficiente de potencia posible requiere una geometría de aspas óptimo, cuyos parámetros son el tamaño de la cuerda de los perfiles aerodinámicos, diversos ángulos involucrados y condiciones de operación. Se parte de la ecuación 4.32 de momento angular, y eliminando el coeficiente de arrastre C_d , entonces la ecuación para calcular las cuerdas óptimas para considerar las variaciones de velocidad angular del rotor es la ecuación 4.33.

$$\frac{Nc}{2\pi R} = \frac{4\lambda \mu^2 a' U_\infty}{WC_l} \quad (4.33)$$

La incógnita prevalescente es el coeficiente de sustentación C_l , calculado sobre el perfil aerodinámico en cuestión. El coeficiente de sustentación que se debe usar, es el que proporcione un máximo valor de relación C_l/C_d (sustentación/arrastre). Se realiza de esta manera para minimizar pérdidas por arrastre. Aunque el arrastre haya sido ignorado en la determinación de los factores de inducción de flujo óptimos y geometría de álabe, no puede ser ignorado en el cálculo del torque y potencia.



4.10. Arranque de una turbina eólica de baja capacidad

Existen razones importantes para optimizar el desempeño aerodinámico de las turbinas de baja capacidad a bajas velocidades de viento. Las turbinas eólicas de baja capacidad están generalmente colocadas a bajas alturas o sobre techos de edificios. Esto implica que las características del viento en el sitio de instalación no son necesariamente las mas óptimas, pues el perfil de velocidad es des uniforme y con la presencia de turbulencia. Muy pocas de estas turbinas eólicas tienen el mecanismo de ajuste de orientación del rotor, lo que implica que el diseño aerodinámico debe ser óptimo para lograr eficiencias altas para transformar el movimiento del viento en energía eléctrica. Otra razón importante para el desarrollo del presente trabajo, tiene que ver con el proceso de arranque de estas turbinas eólicas de baja capacidad. El proceso de arranque se produce cuando el viento incide sobre los álabes del rotor a cierta velocidad. Debido a la forma aerodinámica de las aspas, el empuje del aire sobre el rotor se transforma en un momento angular, en la dirección de giro del rotor de la turbina. El momento angular sobre el rotor genera un torque necesario para que la turbina comience a operar. El proceso de arranque termina cuando el torque aerodinámico producido por las aspas del rotor, supera el torque opositor producto de la inercia de las aspas, la fricción del generador y resistencia del tren de engranes [15]. Debido a esta razón la secuencia de arranque de una turbina eólica de baja capacidad se torna crítica, pues si el torque generado por el rotor de la turbina eólica no logra vencer el torque opositor, la turbina no arranca y demora mas tiempo en generar energía eléctrica útil.

La medición del torque generado por el rotor es importante para conocer en que medida el empuje axial del aire sobre las aspas, está siendo transformado en momento angular y el torque aerodinámico generado. El coeficiente que calcula esta relación es el coeficiente de torque C_T , relaciona el torque producido por el rotor con la cantidad de momento contenido en el aire al incidir en las aspas. La relación de este coeficientes está en la ecuación 4.34.

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 \pi R^3} \quad (4.34)$$

El torque aerodinámico generado por las turbinas eólicas, tiene una alta dependencia del tamaño del diámetro del rotor y de la relación de velocidades específicas en la punta. Siendo que a menores diámetros, el torque aerodinámico generado durante el arranque es menor, lo cual dificulta en tener un torque suficiente para vencer el torque resistivo. Cuando la relación de velocidades específicas de punta λ es mayor a 4 , los coeficientes de torque son menores. La figura 4.8 muestra la relación de velocidades de punta específica λ , con el coeficiente de torque C_T . El torque aerodinámico se relaciona con la potencia eléctrica con la fórmula 4.35.

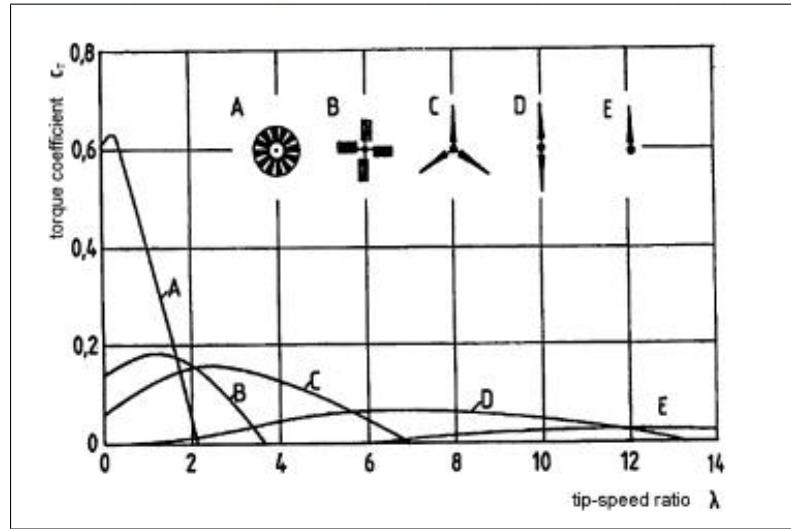


Figura 4.8: Coeficiente de torque de distintos rotores en relación con la velocidad específica del rotor. [Fuente: Wind energy systems for electric power generation green energy and technology.]

$$P = T\Omega \quad (4.35)$$

Durante la fase de arranque, las aspas permanecen en estado estático, esto implica que los valores de factor de inducción axial a y factor de desviación radial a' , tienden a tener valores muy pequeños, debido a que su cálculo implica el uso de las velocidades tangenciales y de corriente libre. En estado estático naturalmente estos valores son 0. De esta manera el torque aerodinámico en estado estático tiende a ser muy pequeño y el torque resistivo mayor a este. Para realizar el análisis del torque de arranque, se parte de la ecuación 4.32. Asumiendo que a y a' son pequeños debido a la condición estacionaria, entonces implica que: $\phi = \pi/2$, $\alpha = \pi/2 - \beta$, $\sin \alpha = \cos \beta$, entonces la ecuación 4.32 pasa a tener la forma de la ecuación 4.36, para el cálculo del torque aerodinámico en la fase de arranque [2]. Esta ecuación nos indica que el torque de arranque es altamente responsable de las fuerzas de sustentación producidas por las aspas.

$$\delta T_s = \frac{1}{2} \rho N c U_d^2 C_l (\sin 2\beta) r dr \quad (4.36)$$

4.11. Momento Inercial del rotor de una turbina

Un parámetro importante para lograr un arranque óptimo, es el momento de inercia. Controlar la distribución de masa en las aspas, es importante para tener un momento de inercia que garantice un torque aerodinámico de arranque óptimo. El 70 % del torque aerodinámico en el



arranque, es generada por la zona de la raíz [16]. Por este motivo se debe tener una concentración de masa óptima en esta zona, para lograr el torque necesario que pueda superar el torque resistivo de los componentes del rotor. El aspa de una turbina eólica se divide en dos zonas muy diferenciadas. La zona de la raíz: es la base del aspa, la parte más cercana al hub y habitualmente supone alrededor de una tercera parte de la longitud total del aspa. La zona del cuerpo abarca desde el final de la zona de raíz hasta la punta, corresponde al $2/3 L$ restante.

[2] propone un conjunto de ecuaciones analíticas para calcular el momento de inercia del rotor de una turbina eólica. Se basan en la geometría y la distancia que guardan las aspas al centro de rotación. Para simplificar el análisis y la geometría del aspa, se propone dividirla en elementos prismático de forma regular, cuya cuerda y sección serán continuas a lo largo de toda su longitud. Es decir, el aspa estará formada por n número de partes, y cada uno de esos elementos tendrá un tamaño de cuerda determinado. La figura 4.9 muestra la discretización propuesta para un aspa de turbina eólica.

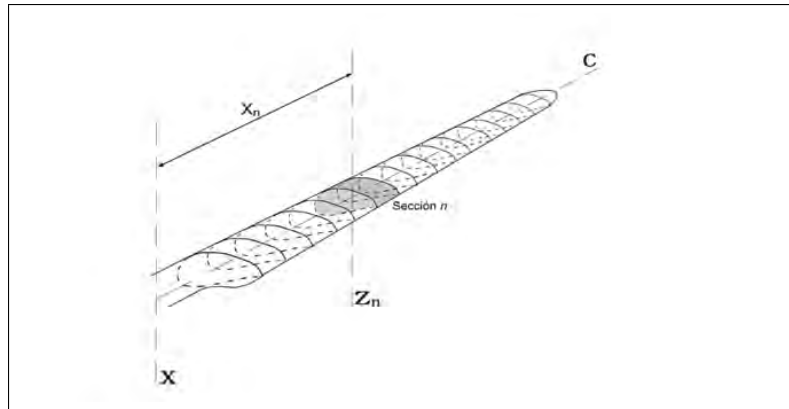


Figura 4.9: Discretización de un aspa de turbina eólica para calcular su momento de inercia. [Fuente: Libro wind energy explained.]

De la figura 4.9 podemos observar que el aspa tiene n secciones de análisis, X es el eje de giro donde se desea calcular el momento de inercia, Z_n es el momento de inercia de cada sección respecto su centro geométrico, x_n es la distancia entre el eje donde se calculó el momento de inercia de cada sección y el eje de giro del rotor Z_n . Para encontrar el momento de inercia de cada sección se propone la ecuación 4.37

$$J_{Z_n} = \int d^2 dm \quad (4.37)$$

Dónde J_{Z_n} es el momento de inercia de cada zona, respecto a su centro geométrico, dm es un diferencial de masa de cada sección y d es la distancia desde el diferencial de masa hasta el eje de rotación. Se sustituyen los términos de diferencial de masa por $\Delta V \rho$ y se deben evaluar para calcular el momento de inercia de cada una de las n secciones. La sumatoria de la ecuación 4.38,



indica que se debe evaluar el argumento en cada una de las secciones de análisis hasta completar el largo del aspa.

$$J_P = \sum_{i=0}^{C_n} d_i^2 \Delta m_i = \sum_{i=0}^{C_n} d_i^2 \Delta V_i \rho = \sum_{i=0}^{C_n} d_i^2 \Delta A_i l_n \rho \quad (4.38)$$

Ya calculado el momento de inercia de cada sección J_P , se traslada el efecto hacia el eje de rotación mediante el teorema de Steiner 4.39. Consiste en trasladar un efecto inercial de un eje determinado a otro donde se desea conocer su efecto. Se debe conocer la masa m de cada sección y su distancia x_n con respecto al eje donde se desea conocer el efecto. Los subíndices n , denotan la posición de análisis para cada una de las secciones.

$$J_T = J_P + m_n x_n^2 \quad (4.39)$$

Finalmente se multiplica el momento de inercia total J_T de cada aspa, por el numero de aspas del diseño y así se obtiene el momento de inercia total del rotor, debido a la simetría que guardan las aspas hacia el eje de rotación.

Capítulo 5

Diseño de una turbina eólica de eje horizontal de 50 W

La concepción del diseño de un generador eólico, parte de la necesidad de generar electricidad a partir del aprovechamiento del movimiento del viento. El diseño de un aerogenerador de baja capacidad debe ser minucioso y óptimo, para garantizar un buen funcionamiento a bajas velocidades de viento (<8 m/s).

5.1. Propiedades y parámetros para el diseño

5.1.1. Propiedades del viento

Al instalar una turbina eólica para obtener energía eléctrica a partir del viento, se debe hacer un estudio estadístico de los registros de la zona donde se colocará la turbina. Este estudio debe incluir los siguientes factores: la velocidad de viento promedio, la temperatura promedio, altitud sobre el nivel del mar, patrón de movimiento del viento, humedad y densidad, etc. La turbina que se diseña en el presente trabajo es probada en condiciones controladas de laboratorio. Por tal motivo para disminuir el costo de fabricación y la adaptación de equipo para realizar las pruebas, se decidió que la potencia requerida sea de 50 Watts y una velocidad nominal de operación de viento de 8 m/s. Estos valores se tomaron para tener un tamaño de rotor pequeño y que el túnel de viento pueda lograr dicho valor de velocidad. Las propiedades del aire usados están asociados a los valores aceptados internacionalmente a nivel del mar y una temperatura de 15 °C. Los valores son: 1.225 Kg/m^3 para la densidad y $1.78 \times 10^{-5} \text{ Kg m/s}$ para la viscosidad dinámica.

Es importante considerar el cambio en las propiedades de viento durante las pruebas en el laboratorio. Se realizó un cálculo para contemplar el cambio de temperatura del aire con



el objetivo de estimar el error que se generaría al considerar un gradiente de mas menos 5 °C, encontrando que el porcentaje de variación sería de 1.3 % para la viscosidad dinámica y un 1.8 % para la densidad, aunque estos valores no alterarían significativamente el diseño de la turbina, si es importante considerar ese porcentaje de error en el cálculo.

5.1.2. Eficiencias de transformación del conjunto

La eficiencia global del sistema, se obtiene al obtener la eficiencia de cada uno de los subsistemas y multiplicarlas entre si, para conocer su rendimiento global. En las turbinas eólicas se tiene por ejemplo la eficiencia mecánica de transformación del conjunto de engranes, la eficiencia de transformación del transformador de energía eléctrica así como la eficiencia de aprovechamiento de la energía cinética del viento. Los valores de eficiencia de cada subsistema se obtiene de la medición correspondiente de cada subsistema, pero al ser un modelo que apenas se diseñará y será montado en condiciones de laboratorio, estos valores deben ser supuestos de forma inicial.

En la actualidad la eficiencia mecánica del sistema de engranajes de las turbina eólicas de baja capacidad es de 93-96 %, sin embargo, estos valores se alcanzan unicamente para los sistemas modernos de última generación. Con el objetivo de no comprometer el desempeño del sistema, el valor tomado de eficiencia mecánica es de de 90 %, para garantizar la potencia entregada por la turbina en operación nominal. La eficiencia de los trenes de engranaje de estos sistemas se ve comprometida principalmente por pérdidas de calor, provocada por la fricción entre engranajes del conjunto.

El valor de eficiencia eléctrica está relacionado con el generador de energía eléctrica, es decir en que medida la energía mecánica de un eje rotatorio es transformada en energía eléctrica. Los generadores usados en las turbinas eólicas de baja capacidad son de imanes permanentes, los cuales tienen una eficiencia de 95-99 %, cuando se les da un mantenimiento óptimo y muy frecuente. De la misma manera, para evitar errores que comprometan la entrega de potencia, se usó el valor de 90 %, considerando que el generador no se encuentre en las condiciones más óptimas y así evitar tener errores por considerar una alta eficiencia en este dispositivo.

5.1.3. Parámetros aerodinámicos basados en la teoría BEM

5.1.3.1. Factor de inducción axial y coeficiente de potencia

El factor de inducción axial denotado con la variable a , es un indicador que señala en qué medida el aire que atraviesa el volumen de control se desacelera. Es decir, que el aire que atraviesa el volumen de control no puede desacelerarse totalmente para entregar toda su energía cinética, únicamente cede un porcentaje de la energía disponible en la masa de aire que atraviesa el



área de barrido del rotor. Este valor es de crucial importancia para lograr un coeficiente de potencia máximo. Mediante un análisis de máximos y mínimos con el criterio de la derivada, se deriva la ecuación 4.8 y se iguala a 0 para encontrar dicho valor, encontrando el valor de $a=1/3$, se detalla el proceso en la sección 4.4. El factor de inducción axial tiene una relación directa con el coeficiente de potencia tal como se muestra en la ecuación 4.8, lo que ayuda a garantizar el mejor desempeño teórico de la turbina eólica. El coeficiente de potencia como ya se mencionó en la sección 4.4, es un indicador de desempeño que nos indica en qué medida se aprovecha la energía disponible en el viento para ser transformada en energía mecánica. Al evaluar el valor de $1/3$ en esta ecuación, se obtiene el valor máximo del coeficiente de potencia, tomando el valor de $C_p=0.593$.

5.1.3.2. Velocidad específica de punta. Factor λ

La velocidad específica de punta λ , se define en la ecuación 4.11. Es la relación entre la velocidad tangencial de la punta y la velocidad nominal de viento. Este valor debe seleccionarse en base a las características que se quieren obtener de la turbina eólica que se desea instalar, pudiendo ser turbinas eólicas de sustentación o turbinas eólicas de arrastre. Implícito en la selección del factor λ , se deben considerar el número de álabes que tendrá la turbina eólica. Se sabe que para generación de electricidad deben ser turbinas de 3 aspas debido a su buena eficiencia en comparación con otro número de aspas. A continuación se mencionan las consideraciones porque los diseños aerodinámicos de turbinas eólicas deben ser de 3 aspas.

El número de aspas de una turbina eólica denotados por N , se determinan en base a distintos criterios: el desempeño de la turbina, las cargas mecánicas presentes producidas por el viento, el costo de fabricación del rotor, cantidad de ruido generado durante la operación, aspectos visuales etc. Pero sin duda los criterios que más se consideran para el diseño del rotor son: las cargas producidas por el viento, el costo de fabricación del rotor y el tipo de aplicación de la turbina eólica [15]. Se han realizado muchos estudios donde se demuestra porque los rotores de las turbinas eólicas para generar electricidad deben de tener entre 1-4 aspas, para encontrar el funcionamiento óptimo de la turbina y obtener el mayor aprovechamiento posible. A continuación se menciona la justificación que se tiene en los diseños al pasar de una turbina eólica de 2 a 3 aspas, y una turbina de 3 a 4 aspas, de manera que se justifique la elección de una turbina eólica de 3 aspas.

Se considera el aumento de una turbina eólica de 2 aspas a 3 aspas. El aumento en costo de fabricación del tercer elemento, si justifica dos aspectos principales en el funcionamiento de la turbina. El primero es que reduce las cargas dinámicas del conjunto al dividir la carga total entre un elemento más, lo que a su vez se ve reflejado en una disminución en la probabilidad de que algunos de los elementos falle debido a las cargas dinámicas. El segundo criterio es el aumento en costo de fabricación con el beneficio que se obtendrá. El costo que éste generará, está bien soportado, pues al agregarle el tercer aspa, la turbina es más eficiente en el aprovechamiento



del viento, es decir, aprovecha de mejor manera el área de barrido de la turbina, provocando que aumente la producción de energía eléctrica (alrededor de 7-10%). Por lo tanto, el aumento de la tercera aspa, justifica directamente en los aspectos de disminución de la carga dinámica y en el aumento de eficiencia de producción de energía eléctrica.

Ahora está el caso en el que pasamos de 3 aspas a 4. El aumento de la cuarta aspa, no representa una mejora en cuanto a su eficiencia de producción de energía, por lo contrario, su eficiencia de producción disminuye, debido a que el incremento del cuarto elemento crea una fuerza de arrastre mayor que se ve reflejado en una disminución de la generación eléctrica. Si hablamos de la parte de las cargas dinámicas, se encuentra una mejora en la distribución de carga dinámica pero no justifica una reducción de esfuerzos sustancial debido al arreglo geométrico que se debe formar para agrupar cuatro aspas en un rotor. Por tal motivo una cuarta aspa no justifica un diseño con 4 aspas, y el número de aspas para el diseño de turbina eólica es entonces 3.

Ya argumentado el porque del número de aspas, se puede seleccionar el valor de diseño de relación de velocidad específica de punta óptimo λ . Si analizamos los coeficientes de potencia en los que opera una turbina eólica triaspa, podemos apreciar que el valor está en el rango de $C_p = 0.40-0.50$ y en un rango λ entre 6 y 12. Al analizar detalladamente, se muestra que el valor máximo de C_p se alcanza cuando la velocidad específica es de 9. Es por esta la razón que se selecciona dicho valor. La figura 5.1 muestra una imagen donde se representa en el eje horizontal la relación de velocidad específica y en el eje vertical el valor de coeficiente de potencia basado en el numero de aspas.

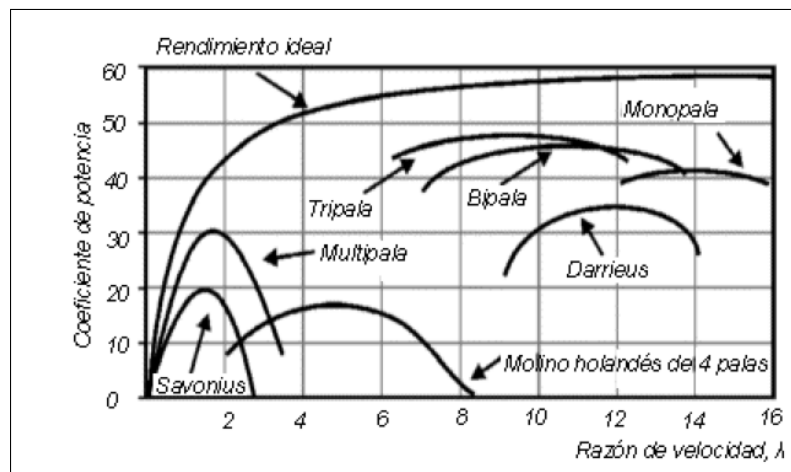


Figura 5.1: Relación de velocidad específica con el número de aspas. [Fuente: <http://www.cubasolar.cu>]

Con el valor de velocidad nominal de viento de 8 m/s y la relación de velocidad específica de 9, se puede despejar la ecuación 4.11 y conocer la velocidad angular del rotor de 2218.45 rpm.



5.1.3.3. Discretización de elementos para aplicación de teoría BEM

La teoría de elemento álabe-momento (BEM), supone que todas las secciones de análisis a lo largo de una aspa son independientes y pueden ser tratadas por separado, es por esta razón que la teoría aerodinámica propone una discretización de elementos para el diseño de la turbina eólica. El número de elementos de discretización de una aspa de turbina eólica es denotado por n , se refiere a los elementos de análisis en los que será dividido el radio del álabe con motivos de análisis aerodinámico. Algunos autores menciona que una discretización adecuada basado en el radio de las aspas es de $n=10-20$ divisiones, según [1] [2] [15]. Debido al análisis del presente diseño se hará en la zona de la raíz del aspa, es importante tener una cantidad adecuada de divisiones para poder apreciar, cuantificar y visualizar los cambios que se produzcan al trabajar con los elementos de dicha sección. Por este motivo, la cantidad de divisiones a lo largo del aspa es de $n=50$, para poder trazar una forma aerodinámica mas detallada.

A cada elementos de discretización, le corresponde una posición radial basada en la distancia de su posición al centro de rotación de la turbina. Esta posición esta relacionada con el radio del aspa mediante elementos diferenciales dr . Se integran todos los parámetros y metodología de diseño mencionados en el capítulo 4, y se evalúa en cada elementos de discretización, para obtener las características geométricas y operacionales de las aspas de la turbina eólica.

5.1.4. Selección del perfil aerodinámico

Los perfiles aerodinámicos como ya se mencionó en la sección 4.6, son elementos geométricos que permiten que el rotor de las turbinas eólicas pueda girar. Se debe seleccionar el perfil aerodinámico que mejor se adapte a las condiciones de operación de la turbina de acuerdo a los siguientes aspectos: el número de Reynolds, velocidad promedio de viento, buena relación sustentación/arrastre a bajos ángulos de ataque, la facilidad y costo de producción, información de su geometría y datos experimentales, etc.

El diseño de esta turbina eólica de baja capacidad requiere suministrar 50 W, pues está destinada para operar en condiciones de laboratorio. La velocidad del viento durante operación nominal será de 8 m/s, se decidió que fuera de esta magnitud, debido al rango de velocidades de viento que se manejan en las turbinas de baja capacidad. El número de Reynolds característico del fluido es entonces 50000, basado en las propiedades de velocidad de viento nominal, viscosidad dinámica y densidad mencionados en las secciones anteriores.

Se realizó una investigación bibliográfica en [11] [13] [17], sobre las características aerodinámicas, campos de aplicación y facilidad de fabricación de las distintas familias de perfiles aerodinámicos. Con base a estos criterios se decidió que el diseño este basado en un perfil aerodinámico de la familia NACA de 4 dígitos. La nomenclatura de los 4 dígitos de estos perfiles nos



indican:

- El primer dígito indica el valor como porcentaje de cuerda en el cual se encuentra la máxima curvatura del perfil.
- El segundo valor también en porcentaje de cuerda, indica la distancia desde el origen donde se encuentra el máximo espesor del perfil.
- Los últimos dos dígitos, indican el espesor máximo en porcentaje de la cuerda.

Se estudiaron 5 perfiles de esta familia por su aplicación en las turbinas eólicas de baja capacidad. Estos perfiles son: NACA 0018, NACA 1412, NACA 4412, NACA 4418 Y NACA 2412. La figura 5.2 muestra las geometrías de los perfiles analizados. La figura 5.3 visualiza características de las propiedades de coeficiente de sustentación C_l , coeficiente de arrastre C_d en relación con el ángulo de ataque α y el número de Reynolds de operación.

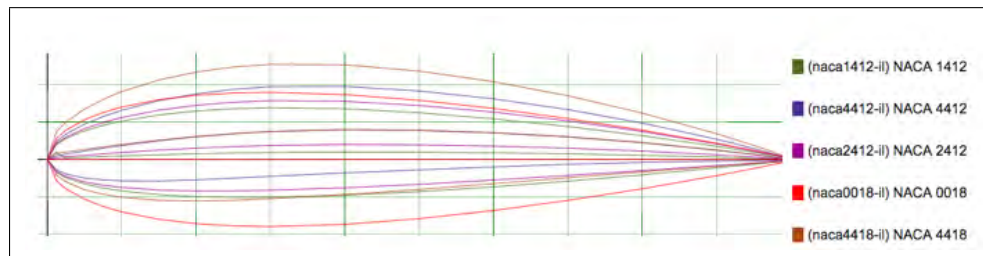


Figura 5.2: Geometrías de los perfiles NACA 0018, NACA 1412, NACA 4412, NACA 4418 Y NACA 2412. [Fuente: <http://airfoiltools.com>.]

Analizando las propiedades aerodinámicas de los 5 perfiles con ayuda de la figura 5.3, se decidió que el perfil NACA 4412, es el perfil aerodinámico más adecuado para ser utilizado en este diseño de turbina de 50 watts de acuerdo a las condiciones de operación y a las buenas prestaciones aerodinámicas en el rango de operación. El perfil NACA 4412 en relación con los perfiles NACA 0018, NACA 1412, NACA 4418 Y NACA 2412, es el que tiene una mayor relación sustentación/arrastre para el número de Reynolds de operación de 50000 como lo indica la tabla 5.1. Además de tener este valor máximo, también tiene un comportamiento cuasi-lineal en un amplio rango de ángulos de ataque bajos α . Este comportamiento de linealidad en un buen rango de ángulos de ataque, beneficia al diseño, ya que con esta característica asegura que si las condiciones de operación de la turbina tienen comportamientos transitorios, el rotor no perderá sustentación y podrá seguir operando en condiciones distintas a las condiciones ideales contempladas en el diseño. Además el perfil NACA 4412 tiene un espesor idóneo para que sea ligero y aerodinámicamente eficiente, lo que se traduce en que sea un perfil aerodinámico altamente manufacturable.

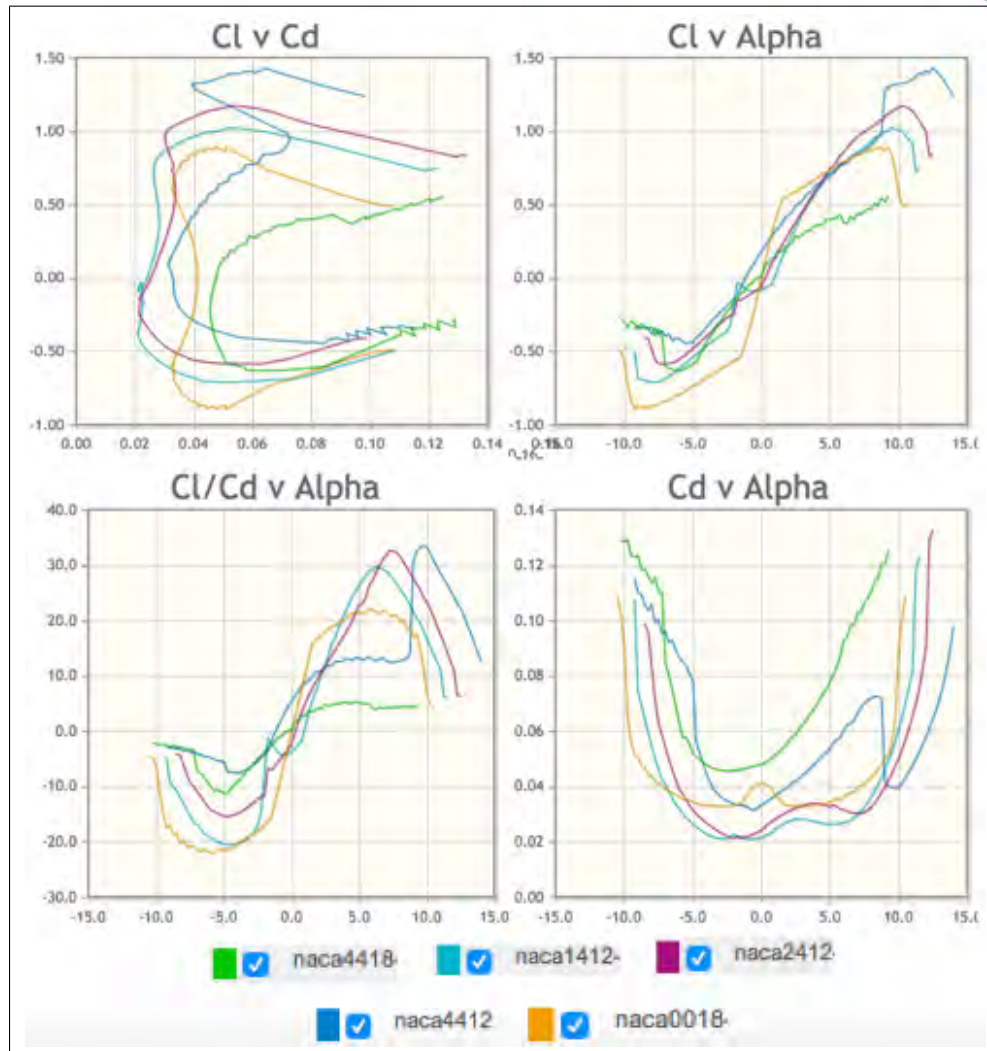


Figura 5.3: Propiedades aerodinámicas de los perfiles NACA 0018, NACA 1412, NACA 4412, NACA 4418 Y NACA 2412. [Fuente: <http://airfoiltools.com>.]

Perfil aerodinámico	Número Re	Máxima relación Cl/Cd	Ángulo de ataque relación Cl/Cd máxima
NACA 0018	50000	22.1	5.75°
NACA 1412	50000	29.6	6.25 °
NACA 2412	50000	32.5	7.25°
NACA 4412	50000	33.4	9.75°
NACA 4418	50000	5.3	4.75°

Cuadro 5.1: Propiedades de sustentación y arrastre de los perfiles aerodinámicos NACA mas comunes basados en un número de Reynolds de operación de 50000. [Fuente: <http://airfoiltools.com>.]

Con base en estos criterios y al gran uso de estos perfiles en las turbinas de baja capacidad, se decidió utilizar el perfil de la familia NACA 4412. Las ecuaciones constitutivas de la



geometría del perfil NACA 4412 se enlistan a continuación:

$$X_U = X - Y_t \sin \theta \quad (5.1)$$

$$Y_U = Y_c + Y_t \cos \theta \quad (5.2)$$

$$X_L = X + Y_t \sin \theta \quad (5.3)$$

$$Y_L = Y_c - Y_t \cos \theta \quad (5.4)$$

El perfil aerodinámico esta formado por dos secciones. La mitad del perfil superior denotado por el subíndice U y la mitad del perfil inferior denotado por el subíndice L . Las ecuaciones 5.1 y 5.2 son la coordenadas x, y de la parte superior del perfil. Tienen implícitos los términos X , que representan la posición relativa dentro de la cuerda, Y_t la distribución de espesores a lo largo del perfil, y θ es el ángulo de inclinación respecto a la horizontal en la que se debe posicionar la cuerda del perfil.

Las ecuaciones 5.3 y 5.4 representa las coordenadas x, y de la parte inferior del perfil. Tienen implícitos los términos X , que representan la posición relativa dentro de la cuerda, Y_c la distribución de combadura a lo largo del perfil, y θ es el ángulo de inclinación respecto a la horizontal en la que se debe posicionar la cuerda del perfil.

$$Y_t = \frac{t}{0,2} C(0,2969 \sqrt{\frac{X}{C}} - 0,1260 \frac{X}{C} - 0,3516 \frac{X^2}{C} + 0,2843 \frac{X^3}{C} - 0,1015 \frac{X^4}{C}); P \leq X \leq C \quad (5.5)$$

El término Y_t que aparece en las ecuaciones 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4, se calcula con la ecuación 5.5, la cual permite obtener la distribución de espesores a lo largo de la cuerda.

$$Y_c = \frac{m}{P^2} (2PX - X^2); 0 \leq X \leq P \quad (5.6)$$

$$Y_c = \frac{m}{(1-P)^2} [1 - 2P + 2PX - X^2]; P \leq X \leq C \quad (5.7)$$

Las ecuaciones 5.6 y 5.7 calculan las curvas de combadura basados en la distancia donde se están calculando los puntos del perfil en relación con la cuerda, antes y después de la combadura máxima.



5.2. Diseño aerodinámico del rotor de 50 W mediante teoría BEM

Existen varias metodologías para diseñar aerodinámicamente el rotor de turbina eólica. Se selecciona la mejor técnica en base a ciertas características que se quieren lograr en el diseño, por ejemplo reducción de turbulencia, velocidades de rotación del conjunto, velocidad de arranque, etc. El diseño de esta turbina de 50 watts, está desarrollado mediante la teoría BEM (Blade Element Moment). Si bien es una metodología antigua, la mayoría de los diseños actuales la utilizan como teoría de diseño de partida, ya que presenta una gran confiabilidad de resultados y con base a estos, el diseñador puede tomar estos resultados preliminares y optimizar la función que requiera en su diseño. En [18] [19] [20], proponen sus diseños basados en la teoría BEM, pero de acuerdo a las consideraciones y requisitos de diseño, utilizan diversas función objetivo para optimizarlos.

Hay una gran diversidad de autores que han desarrollado las ecuaciones necesarias y metodologías de cálculo usadas en la teoría BEM para diseñar las características aerodinámicas de los rotores de turbinas eólicas. Se consultaron las metodologías de [1] [2] [15] [21]. Después de un análisis detallado de las metodologías de cada autor, se consideró utilizar el conjunto de ecuaciones y teoría propuesta por [15], debido a que su metodología permite una mejor manipulación y apreciación de las ecuaciones, en comparación con la de los otros autores.

5.2.1. Desarrollo de cálculo teoría BEM

En este diseño se propone una turbina de 50 W destinada para condiciones de laboratorio. Se decidió que fuera de esta potencia debido a ciertas limitaciones con las dimensiones del túnel de viento que se tiene para poner en operación la turbina. Un rotor de 50 watts, resulta adecuado para poder caracterizar su fase de arranque. En este caso como se tiene controlado la velocidad de viento mediante el túnel, el valor nominal de viento será de 8 m/s.

Se utiliza la ecuación 5.8 para calcular el área de barrido A_d . El valor tomado de coeficiente de potencia C_p es de 0.593, es el valor teórico máximo ideal, tal y cómo se explica en la sección 5.1.3.1. La potencia requerida es de 50 W, la densidad del viento es de 1.225 Kg/m³ y la velocidad de viento U_∞ es de 8 m/s. De la ecuación 2.8 se despeja el área y se conoce su valor. El área de barrido es circular, cuya área total es $A_d = \pi r^2$, de esta relación se despeja y se calcula el radio de las aspas. El radio de las aspas obtenido es de 0.3148 m.

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 A_d} \quad (5.8)$$

Siguiendo con el proceso de diseño se debe seleccionar la velocidad específica de punta. La elección de este valor tiene gran importancia en el diseño pues se debe seleccionar con base



a las condiciones de operación y el tipo de aplicación, en la sección 5.1.3.2 se explica detalladamente. El valor seleccionado de $\lambda = 9$, ya que corresponde a una turbina de 3 aspas generadora de electricidad. La ecuación 5.9 es la relación específica de velocidades.

$$\lambda = \frac{\Omega r}{U_{\infty}} \quad (5.9)$$

De la ecuación 5.9, se conocen λ , U_{∞} y r , excepto la velocidad de rotación Ω , el cual puede calcularse y cuyo valor nos representa la razón a la cual gira el rotor diseñado. La velocidad de rotación del rotor de 50 W es entonces $\Omega = 2218.45$ rpm.

Ya conocidos los valores de r , λ y Ω , el siguiente paso en el proceso del diseño es proponer las secciones n de discretización a lo largo del radio del aspa, con el fin de determinar los parámetros geométricos y de operación del rotor que calcula la teoría BEM. Como ya se mencionó en la sección 5.1.3.3, el número de secciones de análisis es de $n = 50$, para que exista una transición mas lenta en las características del aspa y tener características más detalladas en la zona de raíz. Las relaciones adimensionales son de gran ayuda en el desarrollo de cualquier diseño para poder optimizar ciertas características. En este diseño no es la excepción y de la teoría BEM se obtiene la relación de radios μ , para poder evaluar las secciones de discretización anteriormente mencionadas. Este valor adimensional de radios de la ecuación 5.10, relaciona la posición del elemento de discretización r , en relación con el radio total del aspa R .

$$\mu = \frac{r}{R} \quad (5.10)$$

Esta relación adimensional de radios de la ecuación 5.10, es de gran importancia para el desarrollo de la teoría BEM, pues nos permite analizar por separado cada una de las secciones del aspa tal como lo establece esta teoría y así obtener sus características aerodinámicas.

El desarrollo de la teoría BEM utiliza en su cálculo los triángulos de velocidades, son análisis muy comunes para el estudio de los dispositivos que trabajan con fluidos en movimiento. Estos triángulos de velocidad son necesarios para encontrar valores resultantes y determinar las condiciones aerodinámicas (ángulo de ataque α , ángulo de construcción β y ángulo de flujo ϕ) de cada una de las secciones n de análisis del aspa. La figura 5.4 visualiza la forma en que se estructuran los triángulos de velocidades.

En estos triángulos se involucran el vector de la velocidad de viento nominal en un componente vertical U_{∞} , y la velocidad tangencial (producto de la velocidad rotacional por el radio Ωr) en forma perpendicular al vector velocidad de viento. Este vector determina el sentido de giro del rotor. El vector resultante de estas dos velocidades es W , es la velocidad resultante que se ejerce sobre cada sección de análisis. Aplicando trigonometría para resolver el triángulo de la figura 5.4, se obtiene la ecuación 5.11, para calcular la resultante de viento. Este valor resultante

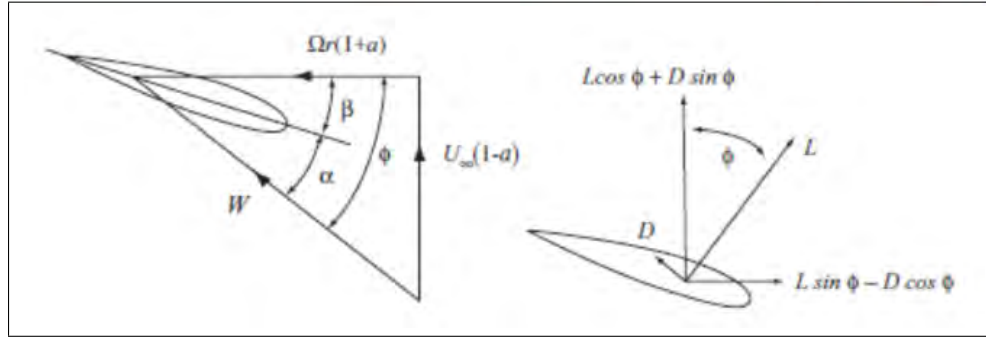


Figura 5.4: Triángulos de velocidades resultante de la teoría BEM. [Fuente: Libro wind energy handbook.]

de velocidad se debe calcular en cada uno de las secciones n de discretización a lo largo del aspa para encontrar sus propiedades geométricas.

$$W = \sqrt{(U_{\infty}^2(1-a)^2) + (\Omega^2 r^2(1-a')^2)} \quad (5.11)$$

De esta ecuación 5.11, la variable a' es el factor de desviación tangencial, U_{∞} la velocidad nominal de viento, a es el factor de desviación radial, r es el radio y Ω es la velocidad angular. El factor de desviación tangencial toma su valor de acuerdo al elemento de discretización de análisis. Del triángulo de velocidades de la figura 5.4 se pueden encontrar también los ángulos de flujo de cada sección. En las ecuaciones 5.12, 5.13 y 5.14 se puede observar la relación entre los ángulos de ataque α , de paso β y de flujo ϕ , con las velocidades actuantes.

$$\sin \phi = \frac{U_{\infty}(1-a)}{W} \quad (5.12)$$

$$\cos \phi = \frac{\Omega r(1+a')}{W} \quad (5.13)$$

$$\alpha = \phi - \beta \quad (5.14)$$

Con la ecuación 5.14, se pueden calcular los ángulos de paso. El ángulo α se obtienen de acuerdo al rango de diseño del perfil aerodinámico basado en sus condiciones de operación y el ángulo de flujo ϕ se calcula para cada sección con la ayuda de alguna de las ecuaciones 5.12 y 5.13.

En esta parte del diseño ya se conocen los componentes aerodinámicos de cada sección de análisis y las condiciones operacionales generales. El siguiente proceso es evaluar la ecuación 5.15, en cada una de las 50 secciones para conocer la longitud de la cuerda de cada sección y poder



encontrar la distribución de cuerdas del aspa.

$$\frac{Nc}{2\pi R} = \frac{4\lambda\mu^2 a' U_\infty}{WC_l} \quad (5.15)$$

En la ecuación 5.15, N es el número de aspas de la turbina, C_l es el coeficiente de sustentación del perfil seleccionado (NACA 4412), c es la cuerda a calcular, R es el radio total del álabe, λ es la relación específica de punta, μ es la relación de radios, a' es el factor de desviación tangencial, U_∞ es la velocidad nominal de viento y W es la resultante de velocidad de viento de los triángulos de velocidades. Estos valores se evalúan en cada sección y se obtiene un valor de cuerda para cada una de ellas.

El valor de C_l en la ecuación 5.15, varía de acuerdo al número adimensional de Re y al ángulo de ataque α de cada sección. Se calcula con el software de Xfoil, el cual es un software que nos permite conocer las características y propiedades aerodinámicas de muchas familias de perfiles aerodinámicos. El número de Re en cada sección, se calcula con la velocidad resultante W del triángulo de velocidades, la cuerda del perfil c , la densidad del viento ρ , y la viscosidad dinámica del viento μ . La ecuación 5.16 muestra el cálculo del número de Reynolds.

$$Re = \frac{Wc\rho}{\mu} \quad (5.16)$$

Se debe realizar un proceso de cálculo para obtener un error menor a 5% en la obtención de la cuerda, debido a que C_l está en función del Re , y este a su vez es en función de la cuerda, de manera que al calcular la cuerda c , el nuevo número de Re no cambie, y se encuentre la convergencia de las distribuciones de cuerda del aspa. Las figuras 5.5, 5.6, 5.7 y 5.8, muestran algunas características importantes obtenidas del diseño de turbina eólica de baja capacidad de 50 W. La tabla 5.2 enlista la lista de propiedades y características obtenidas en el diseño de turbina eólica.

La figura 5.5 muestra un parámetro importante de diseño que nos indica cómo cambia el valor de la cuerda en relación con el radio del aspa. Esta gráfica es de mucha ayuda para poder visualizar posibles optimizaciones de la cuerda en relación con el radio, ya que está expresado de manera adimensional para ambos ejes. La figura 5.6 muestra la relación de coeficiente de sustentación/arrastre que se tiene a lo largo de la geometría del aspa. Esta figura nos ayuda a visualizar las zonas donde se puede mejorar esta relación.

La figura 5.7 representa la distribución de cuerdas en el radio del aspa. El total del radio se encuentra dividido en 50 secciones, es decir se tiene 50 valores de cuerda. Los mayores valores de cuerda se encuentran en la zona de la raíz, es decir en valores cercanos al origen en la gráfica. La figura 5.8 muestra la distribución de los distintos ángulos que conforman el aspa, ángulo



Parámetro	Magnitud
Teoría de diseño	BEM
Perfil aerodinámico	NACA 4412
Velocidad nominal de viento	8 m/s
Potencia de diseño	50 W
Densidad promedio viento	1.225 Kg/m ³
Viscosidad dinámica promedio del viento	1,78x10 ⁵ Kg m/s
Eficiencia Mecánica transformación	90 %
Eficiencia eléctrica del transformador	90 %
Factor de inducción axial	1/3
Coefficiente de potencia	0.593
Numero de aspas	3
Velocidad específica de diseño	9
Secciones de discretización	50
Radio de la turbina	0.3099 m
Velocidad angular del rotor	2218.45 rpm
Número de Reynolds	50000

Cuadro 5.2: Propiedades de diseño del rotor de baja potencia de 50 W. [Fuente: Información y elaboración propia.]

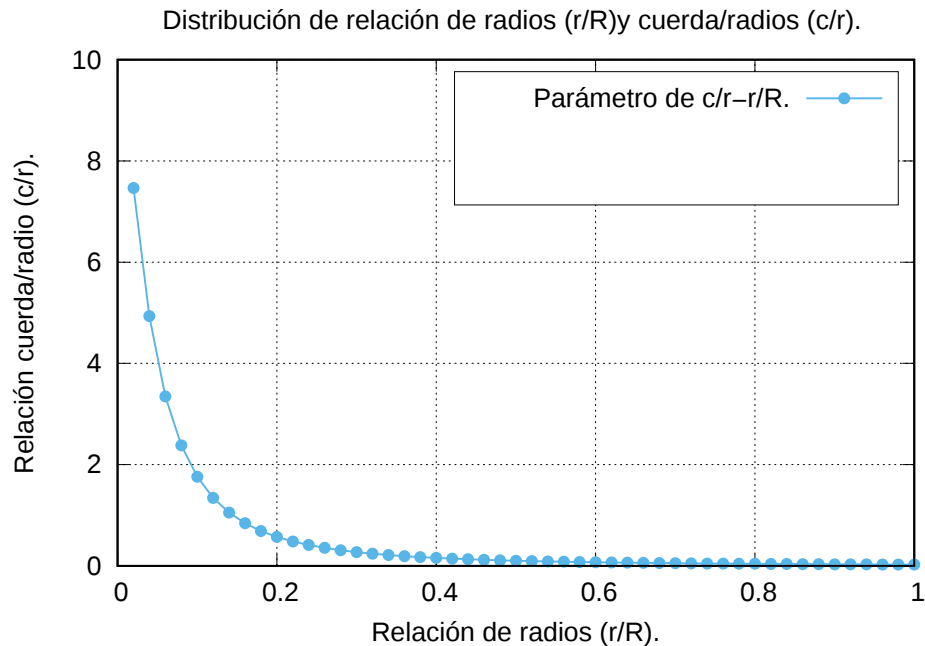


Figura 5.5: Distribución r/R contra C/r del diseño de álabes de turbina eólica de baja capacidad de 50 W, obtenida con el diseño de la teoría BEM. [Fuente: Información y elaboración propia.]

de flujo, ángulo de ataque y el ángulo de paso. El intervalo de ángulos de ataque inicial propuesto es de $0 \leq \alpha \leq 4,22$, debido a la relación directa que existe con los otros dos ángulos, si este ángulo

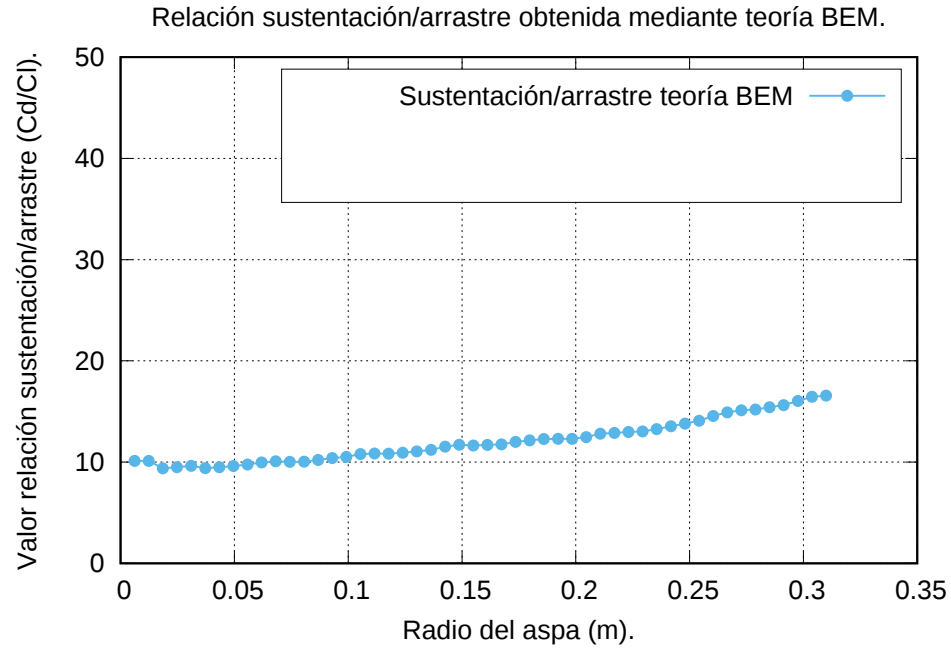


Figura 5.6: Distribución de relación sustentación/arrastre C_l/C_d a lo largo del radio del diseño de álabes de turbina eólica de baja capacidad de 50 W, obtenida con el diseño de la teoría BEM. [Fuente: Información y elaboración propia.]

de ataque cambia, por consiguiente los otros dos cambiarán.

5.2.1.1. Optimización de la distribución cuerdas para obtener un torque de arranque máximo

La distribución de cuerda calculada con la teoría BEM, es la óptima para garantizar su funcionamiento durante la operación a velocidad nominal de viento. En [22] se menciona la importancia que tiene la distribución de cuerdas en el asa para mejorar el desempeño aerodinámico de la turbina. En el desarrollo de este trabajo y como parámetro de interés para este diseño, se estudia el arranque de las turbinas de baja capacidad, por lo que tener la mejor distribución posible en la fase de arranque es crucial.

En [23] menciona que se debe utilizar valores pequeños de ángulo de ataque en zonas cercanas a la raíz, debido a que el triángulo de velocidad durante la fase de arranque no posee componente de velocidad tangencial, porque se parte de una condición en estado inmóvil. Este factor provoca que la velocidad resultante W , este dirigida únicamente en dirección de la velocidad nominal de viento, provocando que los ángulos de la velocidad resultante sean pequeños. Esta configuración del ángulo de ataque esta considerado para rotores que tienen mecanismo de orientación y puede sacar mayor provecho del viento. Esta consideración implica entonces que se

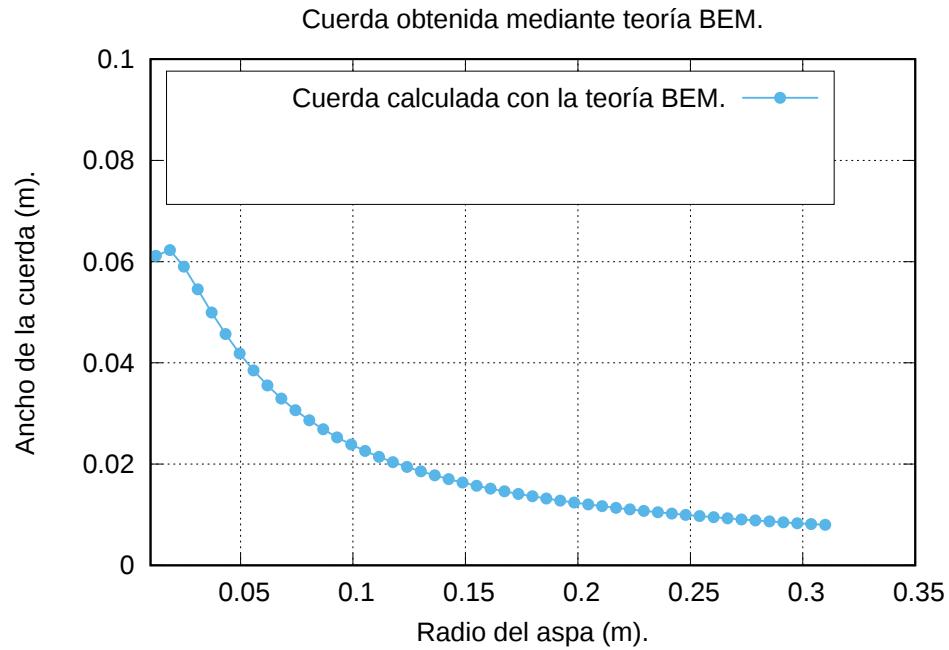


Figura 5.7: Distribución de cuerdas a lo largo del radio del álabe de turbina eólica de baja capacidad de 50 W, obtenida con el diseño de la teoría BEM. [Fuente: Información y elaboración propia.]

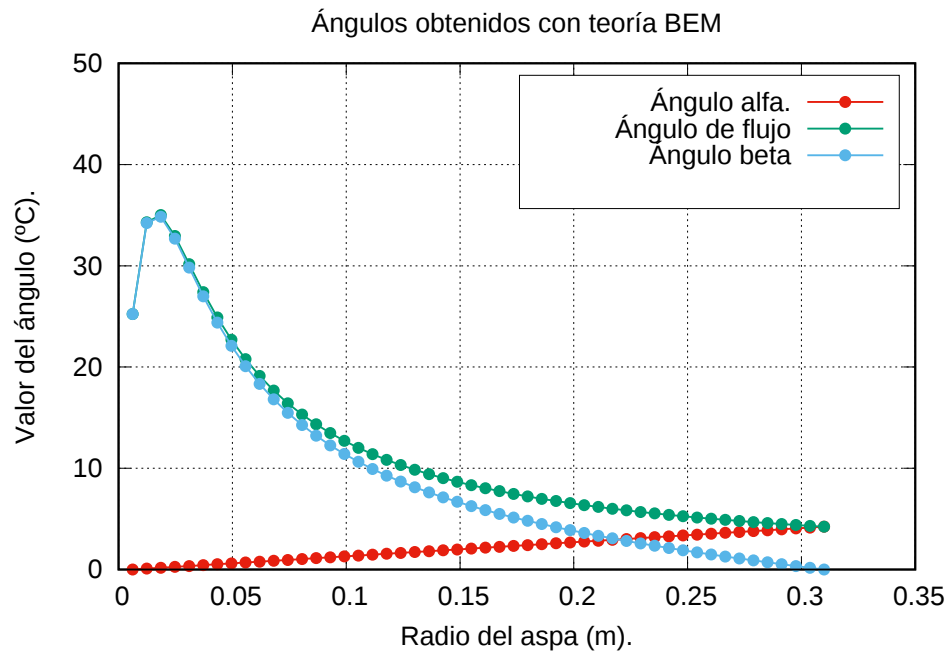


Figura 5.8: Distribución de ángulos de ataque α , ángulo de paso β y ángulo de flujo ϕ a lo largo del radio. [Fuente: Información y elaboración propia.]



debe modificar el intervalo de ángulos de ataque, pues este diseño es de rotor fijo y los ángulos de ataque pequeños no contribuye a arrancar de la mejor manera, ya que existe una pérdida de sustentación en la zona de la raíz. Se propone entonces, optimizar la distribución del ángulo alfa para obtener mayores torques de arranque. Esta modificación implica que la distribución de cuerda también cambie.

La función objetivo de la optimización se concentra en obtener el mayor torque aerodinámico de arranque con la mejor distribución de cuerdas sin sacrificar la potencia de salida. La ecuación 5.17 contiene la función objetivo cuyas restricciones son $8,24 \leq \alpha \leq 0$. Obedecen a restricciones geométricas, ya que tiene que ver con la distribución del ángulo de ataque alfa, por tal motivo alfa no puede tomar valores distintos a este intervalo. Se utilizan en el cálculo de la optimización: el intervalo de ángulos α de la teoría BEM, coeficiente de sustentación y arrastre C_l, C_d , valores de cuerdas c , la velocidad resultante W , el ángulo de paso β y la distancia r a cada una de las secciones de discretización. Con estos datos se evalúa el torque de arranque de la ecuación 5.17 de cada una de las secciones y se realiza una sumatoria para conocer el torque total.

$$\delta T_s = \frac{1}{2} \rho N c W^2 (\sin 2\beta) r dr \quad (5.17)$$

El proceso de optimización consiste en modificar el intervalo de ángulos de ataque y utilizar las cuerdas del diseño preliminar, con estos valores se recalcula el número de Re . Conocido el nuevo número de Reynolds y el valor de alfa propuesto, se recalculan las propiedades de sustentación C_l y arrastre C_d de las secciones del aspa. Con los coeficientes calculados se evalúa la ecuación 5.15, para obtener el valor de cuerda de las 50 secciones del aspa. Después, se debe evaluar la función objetivo de torque diferencial de arranque de cada sección, hacer la sumatoria total y conocer el nuevo valor. Si este valor obtenido es mayor que el valor inmediato de referencia de la iteración anterior, entonces se continúa el cálculo hasta encontrar un máximo. Si el valor es menor, significa que se ha encontrado el valor de torque máximo. Se deben realizar dos iteraciones posteriores al valor encontrado como máximo, para corroborar que efectivamente sea un valor máximo. La metodología usada se visualiza mediante el diagrama de la figura 5.9, en ésta se muestra el proceso iterativo que se siguió para obtener el máximo valor teórico de torque de arranque mediante la modificación del intervalo del ángulo alfa.

Se utilizaron distribuciones polinomiales, exponenciales y logarítmicas del ángulo de ataque para proponer el nuevo intervalo. Debido al pequeño tamaño del rotor (0.31 m de radio) las distribuciones polinomiales para potencias ≥ 2 , las distribuciones exponenciales y logarítmicas, tenían un comportamiento no uniforme, debido a cambios abruptos en la secuencia de los valores del intervalo, los cuales rondaban del orden de 1×10^{-5} y de hasta 3 grados en algunos de los casos. Estos valores implican saltos muy pequeños o muy grandes en los valores del ángulo alfa, provocando que sus propiedades aerodinámicas tomen valores negativos no adecuados para el presente

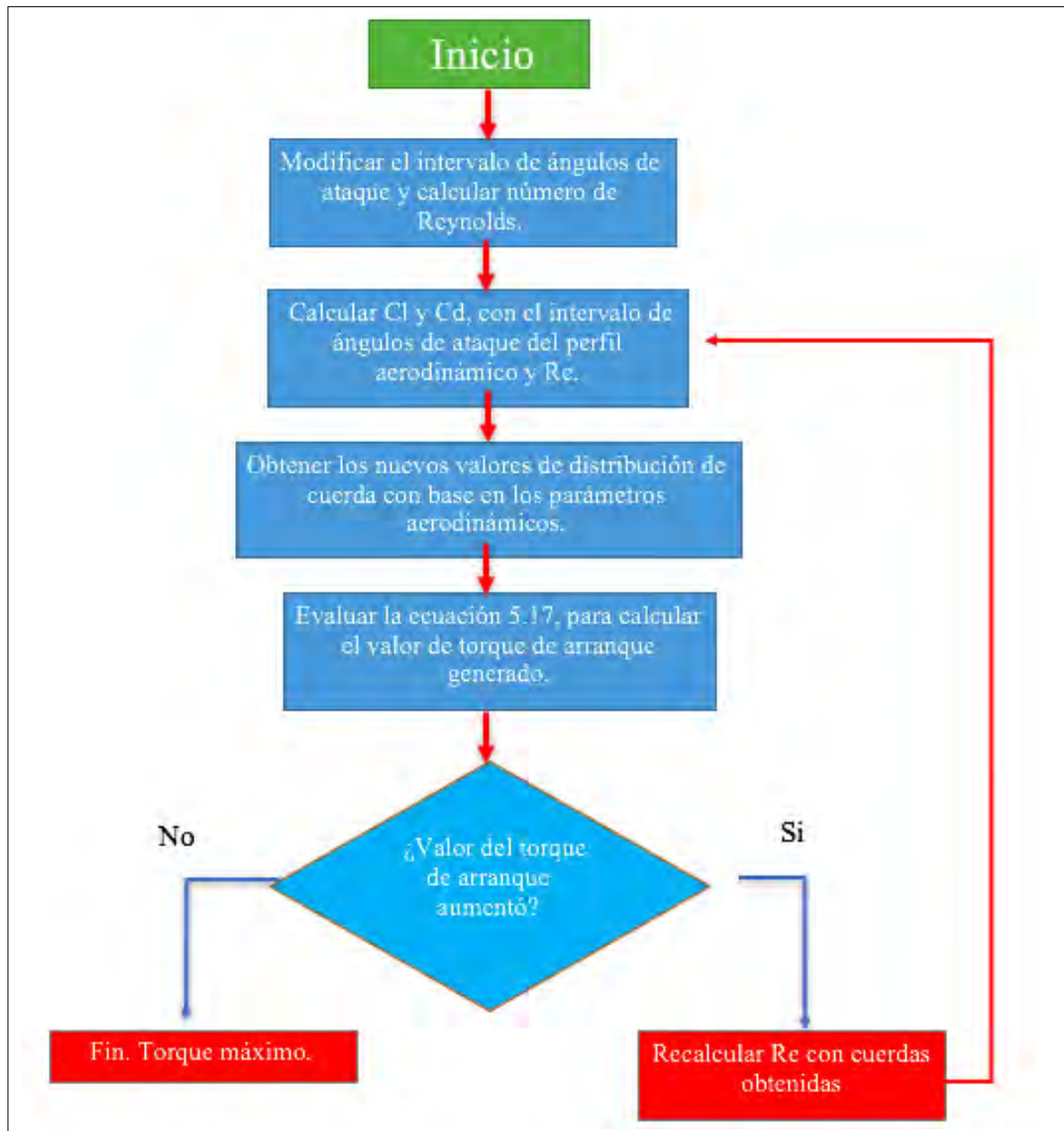


Figura 5.9: Metodología usada para optimizar la distribución de cuerdas del álabe y obtener el máximo torque de arranque. [Fuente: Información y elaboración propia.]

diseño.

Las distribuciones lineales tuvieron mejor comportamiento debido a su cercanía entre los valores obtenidos y a la buena obtención de parámetros aerodinámicos. Se propusieron las siguientes distribuciones lineales de ángulos de ataque como se muestra en la figura 5.10.

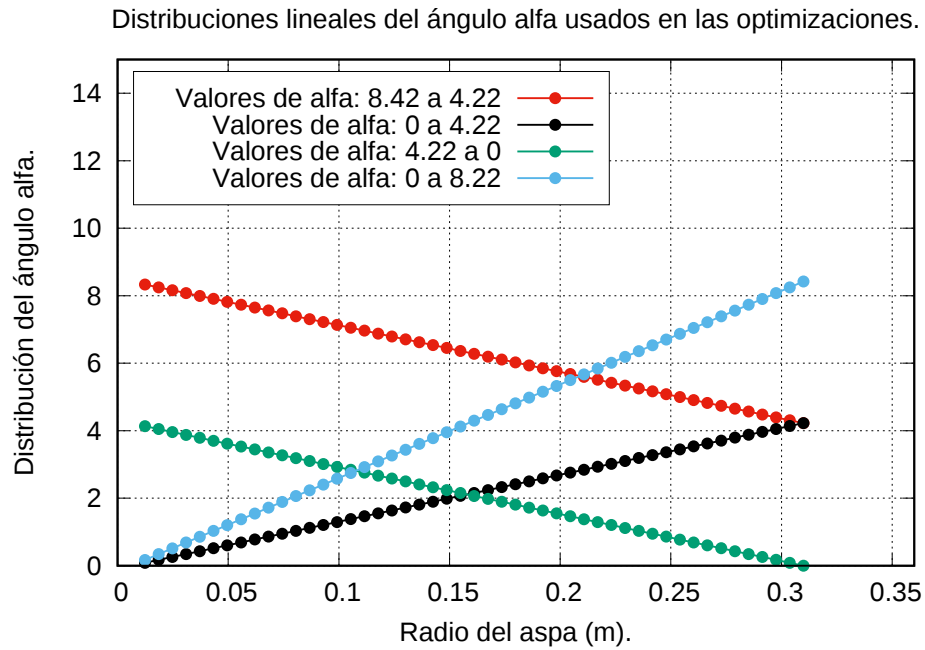


Figura 5.10: Optimización de las distribuciones lineales del ángulo alfa para obtener mayores torques de arranque. [Fuente: Información y elaboración propia.]

Los intervalos de distribución lineal de ángulo alfa analizados son:

- $0 \leq \alpha \leq 8,42$. Intervalo de distribución del ángulo α que empieza en 0 en la zona de la raíz y termina en 8,42 en la zona de la punta.
- $8,42 \leq \alpha \leq 4,22$. Intervalo de distribución del ángulo α que empieza en 8,42 en la zona de la raíz y termina en 4,22 en la zona de la punta.
- $8,42 \leq \alpha \leq 0$. Intervalo de distribución del ángulo α que empieza en 8,42 en la zona de la raíz y termina en 0 en la zona de la punta.

La primera optimización fue con el intervalo $0 \leq \alpha \leq 8,42$, intervalo parecido al diseño de partida para comparar resultados. Con esta distribución de ángulos se obtuvieron cuerdas mayores respecto a la teoría BEM, encontrando un aumento en el momento de inercia de 106.3 % , calculado mediante el software de diseño de ANSYS y un torque de arranque de 0.02112 J, 32 % mayor respecto al diseño preliminar de teoría BEM. La relación sustentación/arrastre C_l/C_d en la

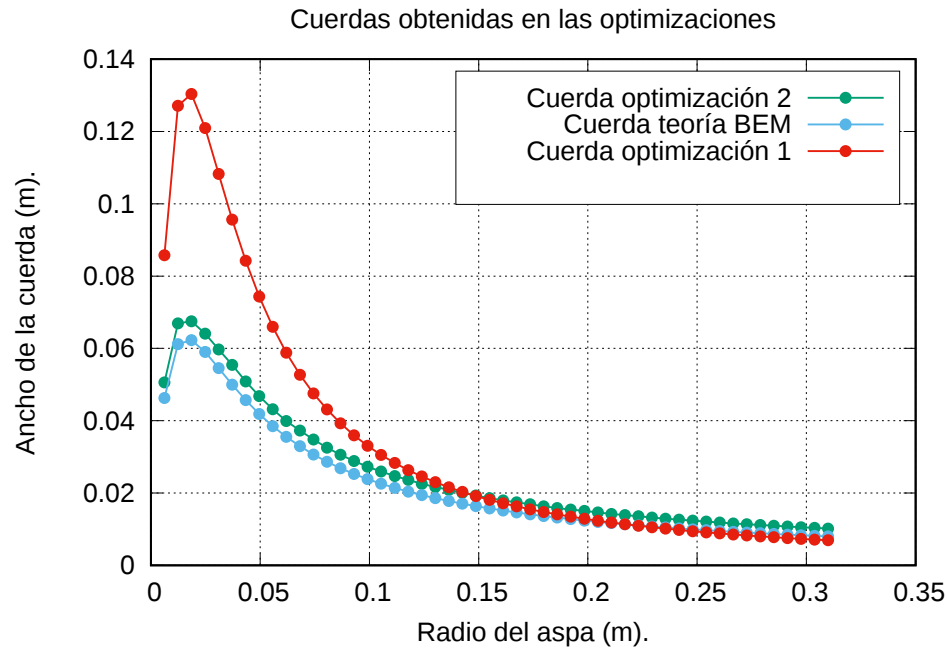


primera optimización, tiene una distribución mayor en relación con la relación inicial de teoría BEM, esto debido al gran aumento de tamaño en las cuerdas. Se puede observar en la figura 5.11 y 5.12, los resultados de la primera optimización. Con este intervalo se visualizó que iniciar con una distribución en valores cercanos al 0 para el ángulo de ataque, se ve directamente reflejado en una pérdida de sustentación en las aspas. Implica que el tamaño de las cuerdas sea mayor para tener mayor área de contacto y aumentar la fuerza de sustentación. Se analizaron los resultados y se determinó que existía una distribución de cuerdas anormal en el aspa debido al aumento exagerado y no aerodinámico del tamaño de las cuerdas en la zona de la raíz. Así que después de un minucioso análisis, se encontró que al conjunto le faltaba sustentación y esa era la razón por la cual el momento de inercia total creció en un 106.3 %. Por eso se decidió realizar una segunda optimización con otro intervalo de ángulos de ataque.

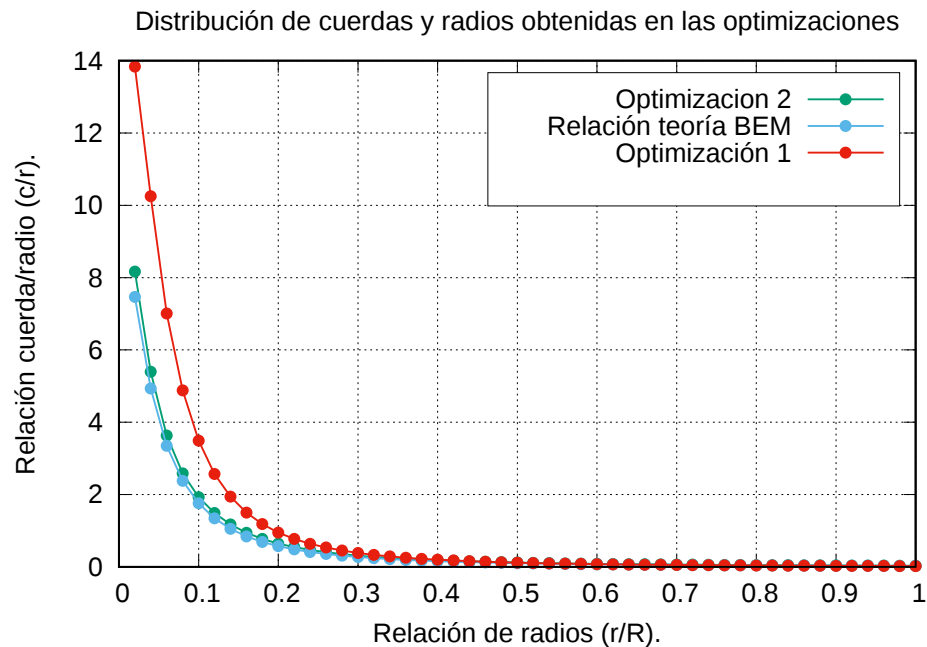
La segunda optimización se realizó con intervalo de $8,42 \leq \alpha \leq 4,22$. Con estos valores se obtuvo una distribución de cuerdas muy similar al de la teoría BEM. Se encontró un aumento en el momento de inercia de 23.5 % y un torque de arranque de 0.0188 J, 18 % mayor respecto al torque inicial de referencia. La relación sustentación/arrastre C_l/C_d , en la segunda optimización tiene un comportamiento máximo en la zona de la raíz y después se mantiene cuasi lineal a lo largo del álabe como se visualiza en la figura 5.12(a). Esta configuración provoca un mejor desempeño en la fase de arranque, pues se tiene una notable aumento de sustentación en la zona de la raíz y es esta zona la que mayormente contribuye al arranque de una turbina. Se considera el intervalo $8,42 \leq \alpha \leq 0$. Esta distribución propuesta tendría un comportamiento similar al intervalo $8,42 \leq \alpha \leq 4,22$ pero debido a un mayor rango de valores, es obvio que la perdida de sustentación se produciría hacia la parte final del álabe, ya que valores de ángulo de ataque menores provocarían menos sustentación, pues el perfil aerodinámico posee su mejor desempeño en valores cercanos a 5 grados de ángulo de ataque. Las gráficas 5.2.1.1, 5.11(b), 5.12(a) y 5.12(b) muestran los distintos resultados y distribuciones de parámetros obtenidos durante las optimizaciones realizadas.

El intervalo $8,24 \leq \alpha \leq 4,22$, correspondiente a la segunda optimización, obtiene el mejor resultado de torque de arranque, debido una mayor relación C_l/C_d en la zona de la raíz, parámetro importante para mejorar el arranque de la turbina de baja capacidad. Por esta razón este intervalo fue el que se usó para el diseño final.

La gráfica 5.13(a) muestra el proceso de obtención de cuerdas de la segunda optimización. Visualiza del cambio de distribuciones de la cuerda durante el desarrollo del proceso, pasando de la teoría BEM a la cuerda óptima para mayor torque de arranque. La optimización mejoró en 18 % el torque respecto a la obtenida con teoría BEM y se muestra en la iteración número 8 de la figura 5.13(b). Se muestra como va cambiando en torque de arranque en relación con las iteraciones calculadas.

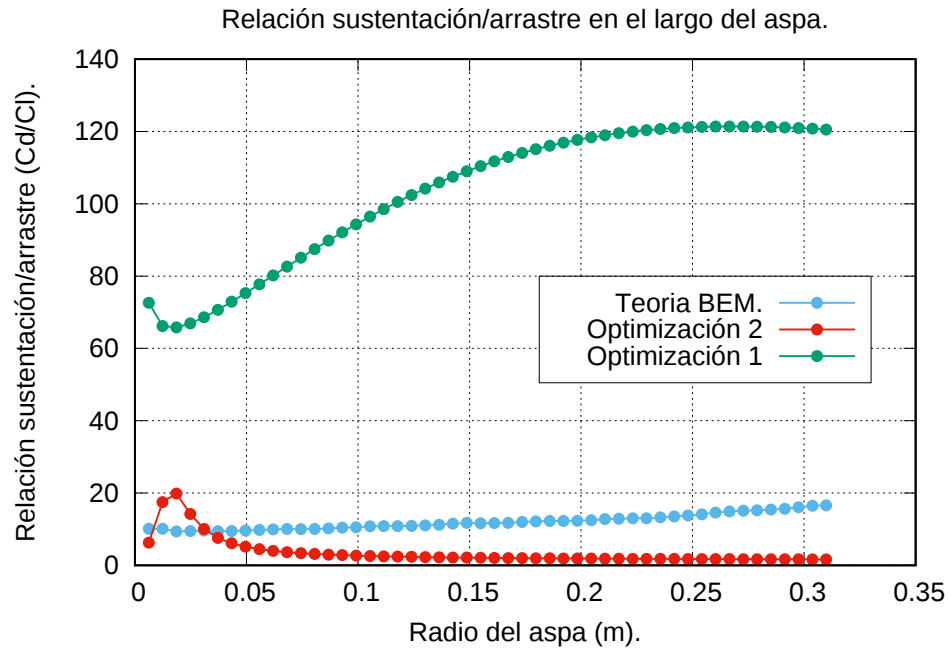


(a) Cuerdas finales obtenidas durante la optimización 1 y 2, en relación con la distribuciones de cuerda de la teoría BEM

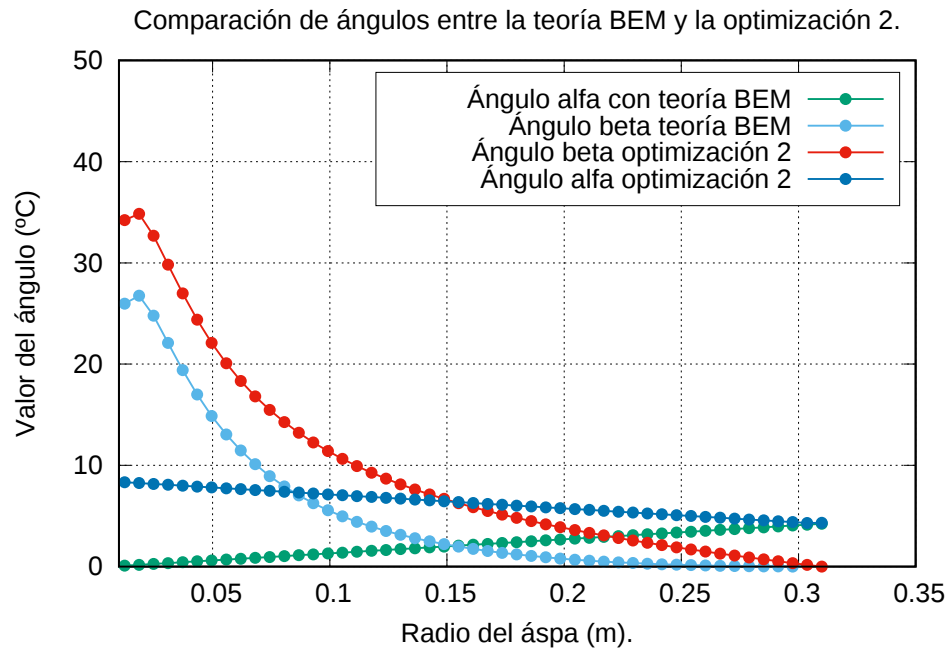


(b) Distribución de los parámetros r/R vs c/R obtenidos, en relación con el diseño de la teoría BEM

Figura 5.11: Parámetros de diseño obtenidos para las diferentes optimizaciones del diseño de turbina eólica de 50 W. [Fuente: Información y elaboración propia.]

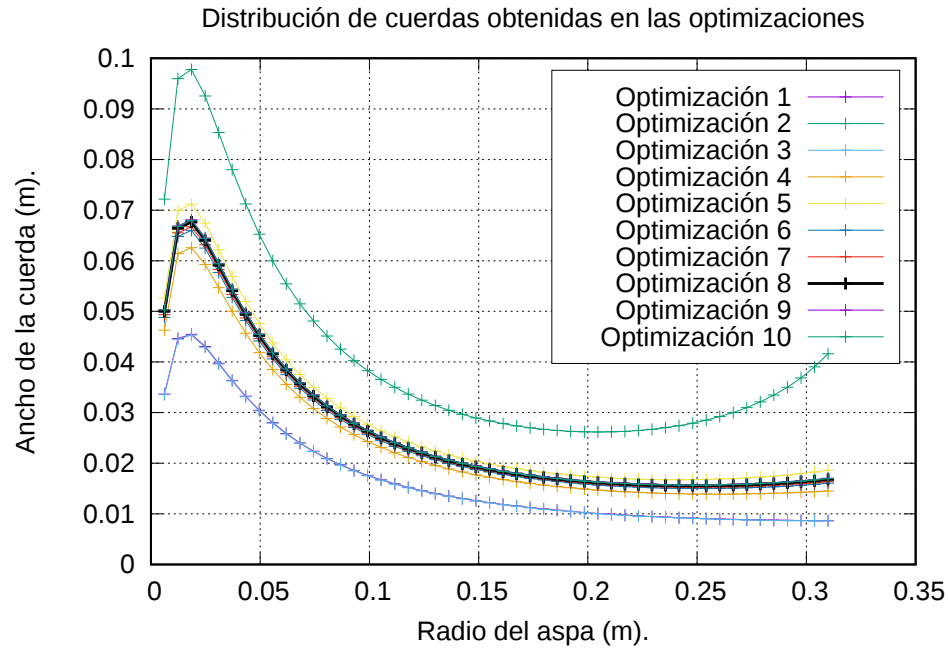


(a) Relación sustentación/arrastre C_l/C_d de las optimizaciones realizadas, en relación con la teoría BEM

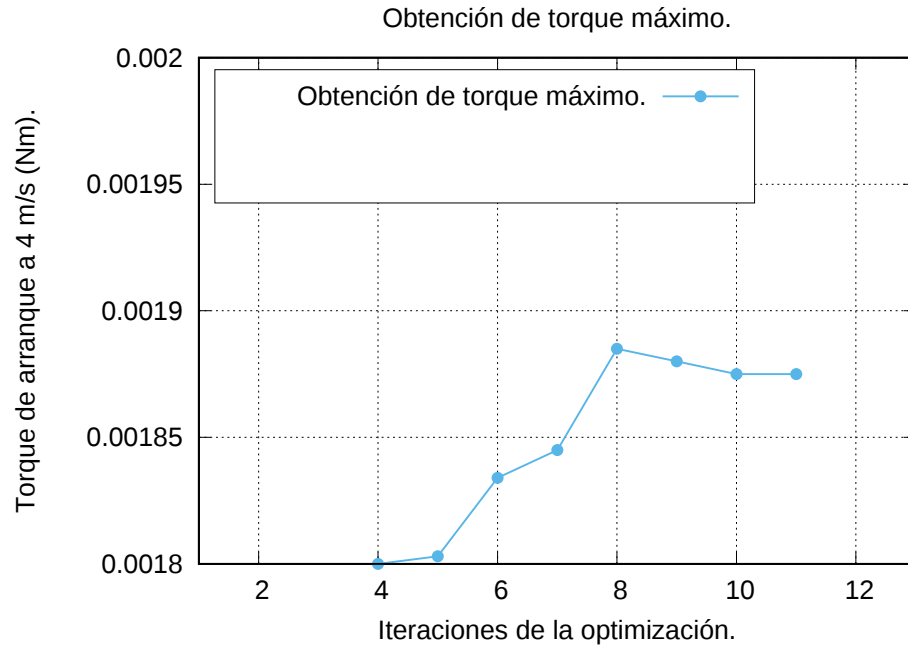


(b) Distribución de ángulos α/β del diseño inicial de la teoría BEM y los ángulos definitivos obtenidos en la segunda optimización

Figura 5.12: Parámetros de diseño obtenidos durante las diversas optimizaciones del diseño de turbina eólica de 50 W. [Fuente: Información y elaboración propia.]



(a) Iteraciones realizadas durante el segundo proceso de optimización para obtener la distribución de cuerda óptima y tener un torque de arranque máximo. Torque máximo en la octava iteración.



(b) Proceso de obtención de torque de arranque máximo durante la segunda optimización en relación con su respectiva distribución de cuerda. Torque máximo en la octava iteración.

Figura 5.13: Distribución de cuerdas obtenidas durante la segunda optimización y su relación con el torque de arranque que generan. [Fuente: Información y elaboración propia.]



5.2.2. Modelado del rotor de 50 W con software de diseño ANSYS

Modelar la geometría de un rotor de turbina eólica en un software de diseño, es de vital importancia para realizar actividades complementarias de optimización, fabricación de componentes y análisis de dinámica de fluidos computacional. De esta manera se puede tener un panorama general de visualización, aspectos técnicos y geométricos que no se aprecian en un diseño teórico-analítico. Se utilizó el software de diseño de la paquetería ANSYS, Design Modeler para hacer el modelo.

Se obtienen las geometrías de los perfiles NACA 4412 mediante una hoja de cálculo, utilizando las ecuaciones 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6 y 5.7. Se decidió que fueran 35 puntos los que se calculan en la silueta del perfil aerodinámico para evitar problemas de aproximación de curvas de los perfiles con el software de diseño. Introducidos los puntos del perfil cada una de las secciones de discretización se evalúa con su respectiva longitud de cuerda, ángulo de ataque y posición de radio correspondiente. Para cada triada de datos (ángulo de ataque, cuerda y posición de radio) y con las ecuaciones mencionadas, se forma la silueta mediante 35 puntos del perfil NACA 4412 para las 50 secciones. Estos puntos constitutivos se guardan en un archivo con formato txt que son importados por el software de diseño. Los archivos con los puntos se arreglan en orden ascendente y con un número representativo que indique la posición que ocupan en el arreglo del aspa. Se obtuvieron un total de 50 archivos con las características geométricas de las 50 secciones, que van desde la zona de la raíz hasta la zona de la punta. El proceso de importación de las secciones al software de diseño, se realiza mediante la función de inserción de curvas a partir de puntos en el software de diseño. Dicha función lleva por nombre CURVE. Las figuras 5.14(a), 5.14(b) y 5.14(c) visualizan el proceso de importación de las curvas con la geometrías para las distintas secciones, hasta completar el radio total del aspa.

Con las 50 curvas de los perfiles aerodinámicos distribuidos a lo largo del aspa, se debe formar un sólido en el cual estos perfiles sirvan como guía. La herramienta que realiza esta función se llama SKIN/LOFT, su función es formar cuerpos sólidos a partir de líneas o curvas constituyentes del cuerpo. Las figuras 5.14(d) y 5.14(e) visualizan la formación del cuerpo sólido con las primeras curvas y cuyo resultado final es el modelo sólido del aspa diseñada. Para formar el rotor completo se deben agregar otras dos aspas para tener el total de las 3 consideradas en el diseño. No se deben diseñar los otros dos elementos, sino que se utiliza la herramienta de PATTERN que nos permite copiar un cuerpo sólido, en relación con la posición en la que se ubica y replicarlo en la posición correcta. Las aspas deben encontrarse igualmente separadas a lo largo de la circunferencia del rotor, por tal motivo el patrón de cuerpos se debe seguir en intervalos igualmente espaciados con referencia al centro de rotación. La distribución final de las tres aspas del rotor se visualiza en la figura 5.14(f). Posteriormente se diseña la zona de sujeción. Es la zona de sujeción entre el aspa y el hub aerodinámico, se encuentra en la parte inferior del aspa. La figura 5.14 muestra el proceso



completo desde que se parte de las curvas de los perfiles y hasta tener el rotor formado con las tres aspas del diseño. La longitud del aspa es de 0.3099 m y el diámetro del rotor es de 0.6198 m. Posteriormente se diseñan los demás elementos que se requieren para ensamblar el rotor completo, el hub y el porta hub.

El hub es un elemento aerodinámico importante para mejorar las prestaciones de arranque de una turbina eólica de baja capacidad, ya que son capaces de reordenar los flujos de corriente del aire entrante. [24] en su estudio diseñaron un hub para reducir la turbulencia generada por este elemento, cuya aportación para este estudio es de mucha importancia pues reordena el flujo de entrada incidente sobre la zona de la raíz, provocando un ordenamiento del flujo hacia esta zona. La geometría del hub de forma cónica y secante resultó la mas efectiva para ordenar el flujo en los resultados propuestos por los autores. Se realizó un escalamiento para el régimen de operación de la turbina de 50 W. Las dimensiones geométricas del hub son: altura 70 mm medido desde su base y diámetro de 50 mm. Tiene 6 barrenos de 4 mm de diámetro y 25 mm de profundidad, igualmente espaciados y colocados en la parte inferior de la base, los cuales sirven unir los álabes al hub mediante tornillos de sujeción. La figura 5.15(a) muestra el modelo tridimensional del hub aerodinámico para la turbina de 50 W.

Se requiere de un elemento de unión entre las aspas, el hub y el eje de rotación de la turbina. El elemento encargado de unir estos elementos es el porta hub. La figura 5.15(c) muestra el modelo tridimensional del porta hub diseñado. Posee 6 barrenos al igual que el hub para poder realizar la unión de los elementos hub-álabes-porta hub. Tiene un diámetro de 50 mm y un espesor de 10 mm. En la parte posterior del porta hub se le diseño un perno hueco de 15 mm de longitud, 8 mm de diámetro externo y 5 mm de diámetro Este hueco sirve como elemento de unión entre el rotor armado y el eje del generador. El perno hueco posee un opresor de manera que asegure la sujeción del rotor al eje metálico y así evitar que pueda hacer giros internos o que exista un desprendimiento del rotor.

Con todos los elementos diseñados por separado, se reúnen en una misma hoja de diseño. Se ensamblan todas las piezas y el rotor modelado de 50 W con sus tres aspas, hub aerodinámico y porta hub se visualiza en la figura 5.15(e).

5.2.3. Fabricación de componentes y pruebas de laboratorio realizadas al rotor de 50 W en el túnel de viento

Manufacturar los álabes de una turbina eólica cualquiera que sea su capacidad, implica un desafío, pues se deben obtener excelentes características de su forma aerodinámica, de acabado, y de resistencia de los materiales, para garantizar un funcionamiento óptimo. La mayoría de los métodos de fabricación de las aspas de turbina eólica, requieren una gran variedad de equipos especializados, lo que los convierte en procesos costosos. Además que el uso de estos equipos

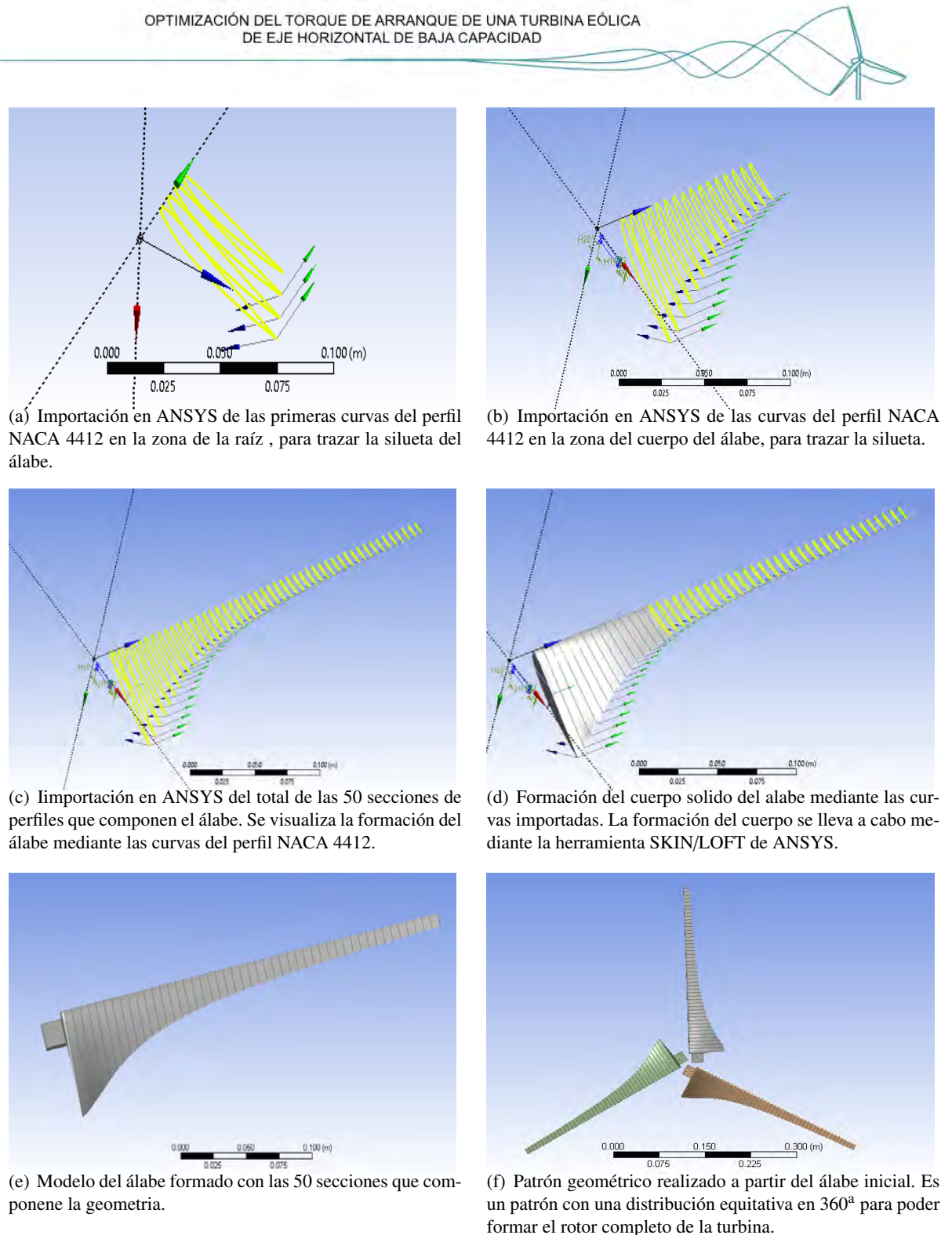
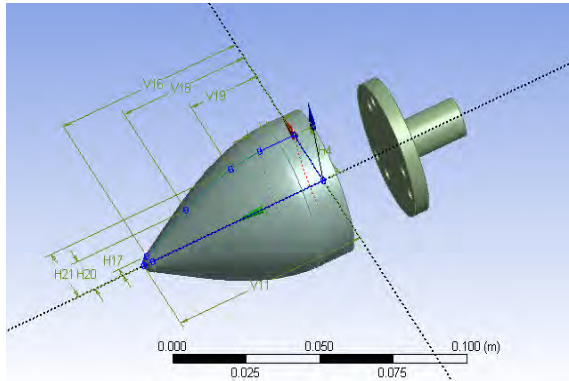
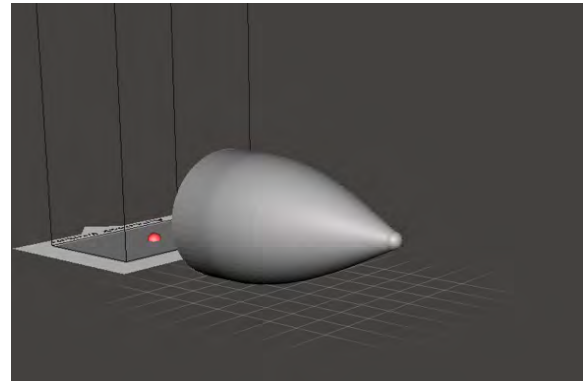


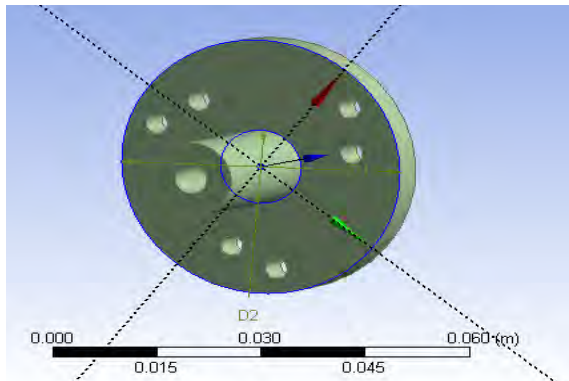
Figura 5.14: Proceso de modelado de las aspas del rotor, mediante la importación de las secciones del perfil NACA 4412. El proceso de modelado se realizó con el software de diseño de ANSYS. [Fuente: Información y elaboración propia.]



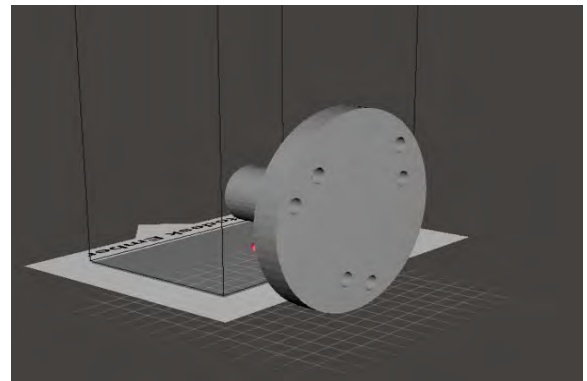
(a) Modelado del hub aerodinámico del rotor de 50 W en ANSYS.



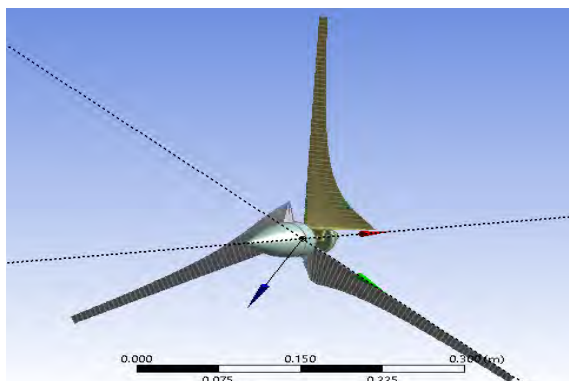
(b) Validación y corrección de la geometría del hub aerodinámico para la impresión del modelo en 3D.



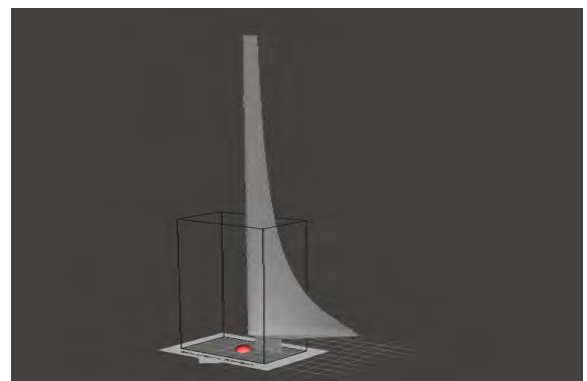
(c) Modelado del portahub del rotor de 50 W en ANSYS.



(d) Validación y corrección de la geometría del portahub para la impresión del modelo en 3D.



(e) Rotor de 50 W modelado en ANSYS. El rotor consta de 3 álabes, un hub aerodinámico y un portahub.



(f) Validación y corrección de la geometría del álabes del rotor para la impresión del modelo en 3D.

Figura 5.15: Modelado de las distintos componentes del rotor de 50 W en ANSYS y validación de la geometría para ser impresos con tecnología 3D. [Fuente: Información y elaboración propia.]

requiere de cierta experiencia en el tema para poder garantizar una manufactura exacta de los álabes. En [25] hacen una recopilación de los métodos que se han desarrollado y aplicado en años pasados para la manufactura de las aspas de turbinas eólicas de baja capacidad.



La fabricación de este rotor de 50 W implicó una problemática importante, pues al ser un rotor muy pequeño y para condiciones de laboratorio, algunas de las técnicas de manufactura disponibles resultaban difíciles de llevarse acabo para lograr las características aerodinámicas de los aspas. Analizando las posibles técnicas, se decidió fabricar los álabes de la turbina de 50 W, mediante la tecnología de impresión 3D, ya que es relativamente fácil y la técnica de manufactura está muy accesible. La impresión 3D es un grupo de tecnologías de fabricación por adición donde un objeto tridimensional es creado mediante la superposición de capas sucesivas de material. Las impresoras 3D son por lo general más rápidas, más baratas y más fáciles de usar que otras tecnologías de fabricación por adición. El uso de la tecnología 3D va de la mano con los software de diseño asistido por computadora (CAD), por tal razón se deben tener los modelos tridimensionales correspondientes de las piezas que se desean imprimir. Esta técnica proporciona una relativa facilidad de fabricación, buenos acabados finales, buena resistencia mecánica, pero sobre todo, el costo accesible de fabricación, esto considerando que se deban fabricar varios ejemplares de aspas por posibles errores de manufactura.

Existe una gran diversidad de materiales que las impresoras 3D pueda utilizar para construir los modelos tridimensionales. La elección del material se realizó en función de las características geométricas de la pieza, sus acabados, resistencia a elementos químicos y sobre todo a las condiciones de operación que tendrá el prototipo fabricado. Los materiales van desde polímeros de baja densidad, materiales un poco más resistentes como son las fibras de vidrio o carbono y materiales con mayor dureza como los metálicos. Considerando lo anterior, las aspas de la turbina y sus componentes auxiliares fueron impresos en material PLA. El PLA o ácido poliláctico, es un polímero constituido por moléculas de ácido poliláctico, el cual es un material de fácil conformación y permite la formación de filamentos como suministros para las impresoras 3D. Posee temperaturas de fusión de 260°C , es una temperatura baja en relación con otros polímeros, es biodegradable y tiene buenas propiedades mecánicas. La resistencia a la flexión onda 50-70 Mpa, 60-70 Mpa a tracción, 50-60 Mpa a compresión y una elongación antes de la ruptura del 6 %. Estas propiedades son tomadas a temperatura ambiente según el fabricante. Conocer la resistencia a la flexión del material, es de vital importancia para garantizar la seguridad estructural de las aspas. Durante la operación del rotor a velocidad nominal, las aspas estarán expuestos estos esfuerzos, por tal motivo asegurar la integridad del material es importante para no dañar los elementos del prototipo.

El proceso de impresión 3D comienza con la disposición de los modelos tridimensionales obtenidos del software de diseño de ANSYS. Las geometrías se deben exportar en formatos STL. El formato STL contiene el conjunto de instrucciones y operaciones geométricas que debe seguir el cabezal de la impresora y los elementos auxiliares de la impresora para lograr el cuerpo solido. Todos los archivos STL se deben analizar previamente con un software especializado para determinar la viabilidad de la impresión, calidad de acabado, refinamientos, tiempo de impresión, posibles fallas y correcciones de geometría, así como la adición de algunos soportes para evitar la



descomposición de las piezas debido a deformación térmica. El software de uso libre utilizado fue Meshmixer y cuya visualización de los elementos previo a la impresión es como se visualiza en la figura 5.15.

Una vez visualizados los elementos que se desean imprimir y determinadas las características que requieren cada una de las piezas, se realizaron las primeras pruebas de impresión para lograr las características buscadas. Los parámetros de la impresora 3D que se pueden controlar son: velocidad de deposición de material, temperatura de fusión del filamento, porcentaje de relleno del sólido, patrón y orientación de relleno, altura de la capa de deposición y finalmente ajuste del diámetro de las boquillas de deposición. Estos parámetros determinan el acabado, el tiempo de impresión así como la calidad de la superficie del sólido. Las distintas impresiones de las aspas hasta alcanzar el acabado aerodinámico adecuado, se visualiza en la imagen 5.16(a). Se utilizó una impresora 3D de la marca Rostock Max V3, con un rango de impresión de 45 mm de largo x 45 mm de ancho y 350 mm de altura. La temperatura máxima de fusión del filamento es de 250°C.

En los dos primeros álabes impresos en PLA de la imagen 5.16(a), se obtuvo una notable deficiencia en la calidad de los acabados, debido a una baja temperatura de fusión y a una alta velocidad de deposición del material, provocando que las capas del aspa no solidificaran adecuadamente. Se modificaron estos dos parámetros y se realizaron más impresiones de prueba, cada vez se lograron mejores acabados superficiales hasta lograr la calidad buscada. El álabe de color naranja de la imagen 5.16(a), es el acabado final y mejor logrado con la impresora 3D. Con el mismo ajuste de acabado para esta aspa, se imprimieron el hub y el porta hub del rotor, teniendo entonces los elementos impresos en material PLA. El armado de los componentes impresos armado se visualiza en la imagen 5.16.

5.2.3.1. Pruebas de laboratorio en el túnel de viento

El túnel de viento es una herramienta que se usa para realizar estudios de los efectos del aire através de objetos sólidos. El aire es soplado mediante un ventilador, a través de un conducto equipado con rejillas estabilizadoras para garantizar que el flujo se comporte de manera laminar, o con obstáculos u otros objetos si se desea que se comporte de forma turbulenta. El ventilador del túnel de viento usado posee un controlador para regular aumentos de velocidad de viento en el orden de 0.1 m/s y una sección transversal de 530 mm de alto por 420 mm de ancho. Es importante conocer el perfil de velocidades del túnel de viento, entendiendo como perfil de velocidades a la distribución de como se va desarrollando la velocidad del viento a lo largo y ancho de la sección transversal del túnel, para ubicar las zonas donde se mantienen las velocidades constantes del viento y tener certeza que los resultados obtenidos son correctos.

Se hizo la medición de las velocidades del túnel con la ayuda de un anemómetro de



(a) Pruebas de impresión 3D en material PLA de las aspas del rotor de 50 W. Se realizaron distintas pruebas hasta alcanzar la forma y el acabado deseado.



(b) Rotor de 50 W de material PLA, impreso mediante tecnología 3D



(c) Hub y portahub del rotor de 50 W, impresos en material PLA mediante tecnología 3D

Figura 5.16: Proceso de impresión de los distintos componentes del rotor de 50 W en material PLA, mediante tecnología en 3D. [Fuente: Información y elaboración propia.]

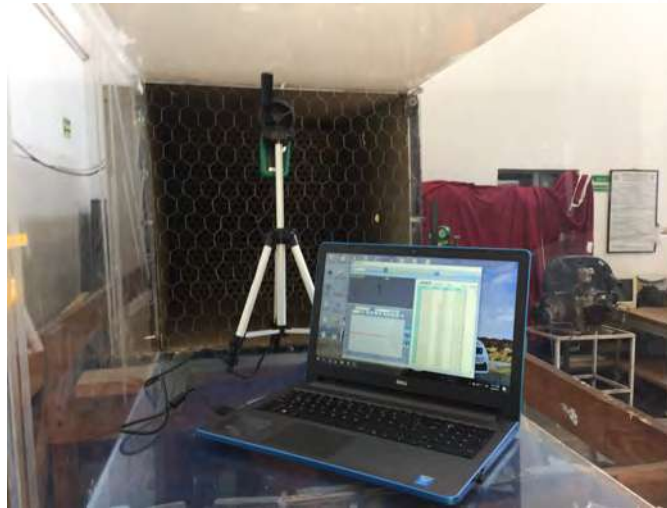
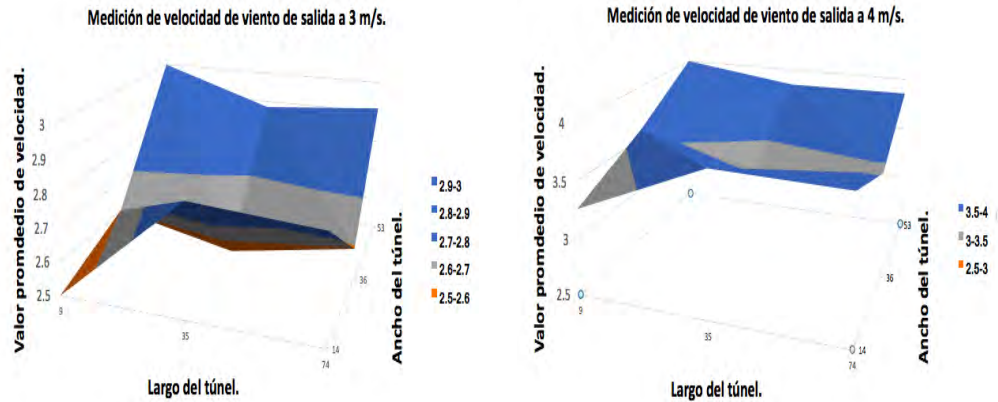


Figura 5.17: Medición de la velocidad del viento en el túnel mediante un anemómetro digital de propela para conocer el perfil de velocidades. [Fuente: Información y elaboración propia.]

propela, la imagen 5.17 muestra el proceso de medición de la velocidad del viento. Se dividió la sección transversal del túnel en tres elementos verticales y cuatro horizontales, para tener un total de 12 lecturas por sección transversal; el largo del túnel se dividió en cuatro secciones. De esta manera se pudieron conocer la magnitudes de las velocidades en la sección transversal a distintas distancias del ventilador del túnel. En total se obtienen 48 lecturas de la magnitud de viento en zonas uniformemente distribuidas para el rango de velocidad de 1 a 6 m/s..

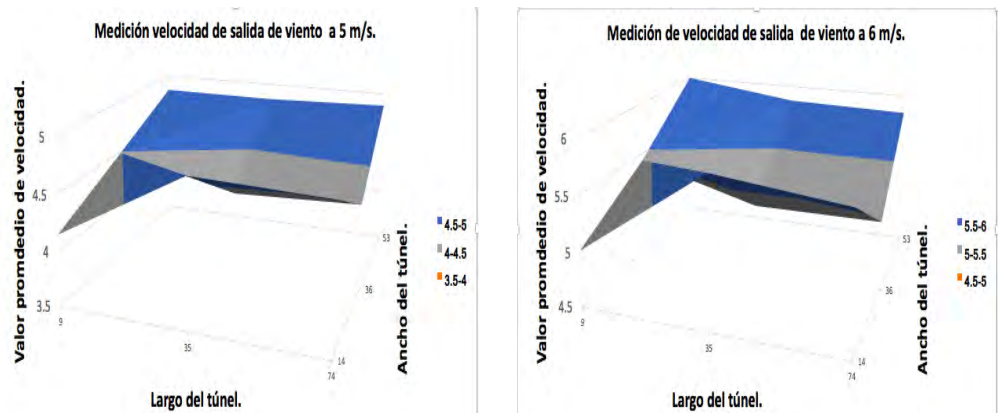
Tener la certeza de las velocidades reales de viento en el túnel, nos ayuda a minimizar posibles errores para tomar los valores de torque, voltaje y rpm del rotor durante la fase de arranque. Se realizaron los perfiles de velocidades del túnel para 3, 4, 5 y 6 m/s. Estos son los rangos en los que puede arrancar la turbina de 50 W. Los resultados de las mediciones con las zonas de velocidad promedios se visualizan en la imagen 5.18. Estas imágenes muestra las velocidades promediadas de la sección transversal a lo largo del túnel para el rango de velocidad de 3 m/s a 6 m/s. La mejor zona para colocar un anemómetro es dónde se visualizan los valores mas cercanos a la velocidad real de calibración del túnel. Siendo estas zonas las que se encuentran más próximas al lado derecho del túnel, como es de suponerse, pues el túnel experimenta desaceleración en la parte central debido al efecto Venturi en la sección transversal del túnel. La medida que se tomó se ajustó en base a la diferencia que se tiene con la medida real calibrada para realizar los análisis aerodinámicos.

La fase de arranque de cualquier turbina de baja capacidad es crítica, debido a que en ciertas ocasiones el rotor se mantiene girando durante la incidencia de viento pero éste no logra una aceleración suficiente para arrancar completamente y poder generar energía eléctrica de alta calidad. Durante la fase de arranque están involucrados las variables de velocidad de viento, el torque de arranque del rotor y las revoluciones por minuto. Cuantificar, analizar y estudiar estos



(a) Zonas óptimas para medición de la velocidad promediada del túnel de viento a 3 m/s

(b) Zonas óptimas para medición de la velocidad promediada del túnel de viento a 4 m/s



(c) Zonas óptimas para medición de la velocidad promediada del túnel de viento a 5 m/s

(d) Zonas óptimas para medición de la velocidad promediada del túnel de viento a 6 m/s

Figura 5.18: Medición de perfil de velocidad en el túnel de viento en el rango de 3 a 6 m/s para obtener la mejor zona de medición del valor real del viento. [Fuente: Información y elaboración propia.]

parámetros son de vital importancia para poder caracterizar la fase de arranque de cualquier turbina y proponer posibles mejoras de prestaciones durante el arranque. Por este motivo y para tener certeza de los valores reales de estas variables, el rotor de 50 W de la turbina diseñada, se sometió a pruebas de laboratorio en un túnel de viento para medir el torque de arranque principalmente. La imagen 5.19 muestra el montaje del rotor de 50 W para realizar las pruebas en el túnel de viento. Las pruebas de medición son importantes para saber si la optimización de la forma aerodinámica que se desea hacer en las aspas, resultan adecuados para aumentar las prestaciones de arranque.



Figura 5.19: Rotor de 50 W montado en el túnel de viento para ser ensayado y poder caracterizar los parámetros involucrados en la fase de arranque. [Fuente: Información y elaboración propia.]

Se utilizaron cuatro instrumentos auxiliares para medir y caracterizar los parámetros de arranque del rotor. Los instrumentos de medición utilizados fueron colocados estratégicamente en las zonas circundantes al rotor donde se puedan medir los parámetros de interés, entre ellos: un anemómetro, un torquímetro, tacómetro y un voltímetro. El anemómetro digital de propela se utilizó para medir la velocidad del viento en varios puntos de la sección transversal del túnel. Se colocó en la zona de mayor cercanía de valores en relación con la medición del túnel. El anemómetro es de la marca MASTECH, Modelo MS6252B, cuyas unidades de medición son m/s.

El tacómetro digital de láser de la marca UNI-T, Modelo UT-370, se utilizó para medir los giros del rotor en rpm (revoluciones por minuto) durante la incidencia del aire en la fase de arranque. El rotor está acoplado directamente sobre un pequeño generador de corriente directa de 25 W, justo en la parte posterior del hub, como se visualiza en la imagen 5.19. En la parte trasera del generador se encuentra un elemento circular, cuyo movimiento es igual al giro del rotor. En este elemento circular se coloca una calcomanía color plateado reflejante, donde el láser del tacómetro incide. Cuando el rotor comienza a girar, la calcomanía plateada reflejante gira también. El as del láser detecta una ausencia de luminosidad hasta que la calcomanía llega a su posición inicial, esto se refleja en una medición de giro, es decir cuantifica el tiempo que tardo en recibir nuevamente la señal de luminiscencia y lo transforma en un valor. Las mediciones del tacómetro son importantes para determinar si el rotor se acelera durante la fase de arranque. Sus unidades de medición son rpm.



El voltaje que emite el generador eléctrico durante los giros del rotor, es importante para diferenciar la fase de arranque de la turbina, pues al detectar una señal del voltaje indica que el rotor comenzó a producir electricidad. Se utilizó un voltímetro digital de la marca STEREN, Modelo MUL-630. Este voltímetro fue instalado sobre la parte posterior del generador eléctrico, más específicamente sobre las terminales positiva y negativa del generador. Sus unidades de medición son los volt (V).



(a) Instrumentación usada para medición de los parámetros de arranque. El tacómetro montado sobre el trípode, el anemómetro sobre la sección transversal del túnel y el voltímetro conectado a la parte trasera del rotor.



(b) Rotor de 50 W montado sobre el cabezal del torquímetro para medir el torque de arranque que se genera durante la incidencia del aire en los álabes.

Figura 5.20: Instrumentos utilizados para ensayar el rotor de 50 W en el túnel de viento. Se usaron para poder caracterizar la fase de arranque del rotor. [Fuente: Información y elaboración propia.]

Un cuarto instrumento importante para la caracterización del rotor es el torquímetro. Este instrumento se coloca por separado a los tres anteriores y se mide en los rangos de velocidad de viento en los que la turbina puede arrancar. El parámetro más importante que puede medir directamente el comportamiento general del rotor, es el torque de arranque. El torque de arranque es el parámetro que se optimizará mediante modificaciones aerodinámicas en las aspas, para mejorar las prestaciones de arranque del rotor de 50 W. Se utilizó un torquímetro digital de la marca LUTRON, Modelo TQ-8800, sus unidades de medida son Nm. El rotor (aspas, hub y porta hub) se monta en el torquímetro, mediante el acoplamiento del cabezal de este y el cilindro de sujeción del porta hub, como se visualiza en la figura 5.20. Durante la incidencia del aire sobre el rotor, se genera un torque de arranque provocado por la forma aerodinámica de las aspas, el cuál es medido



por el torquímetro. Se calculó el torque para 1,2,3,4,5 Y 6 m/s.

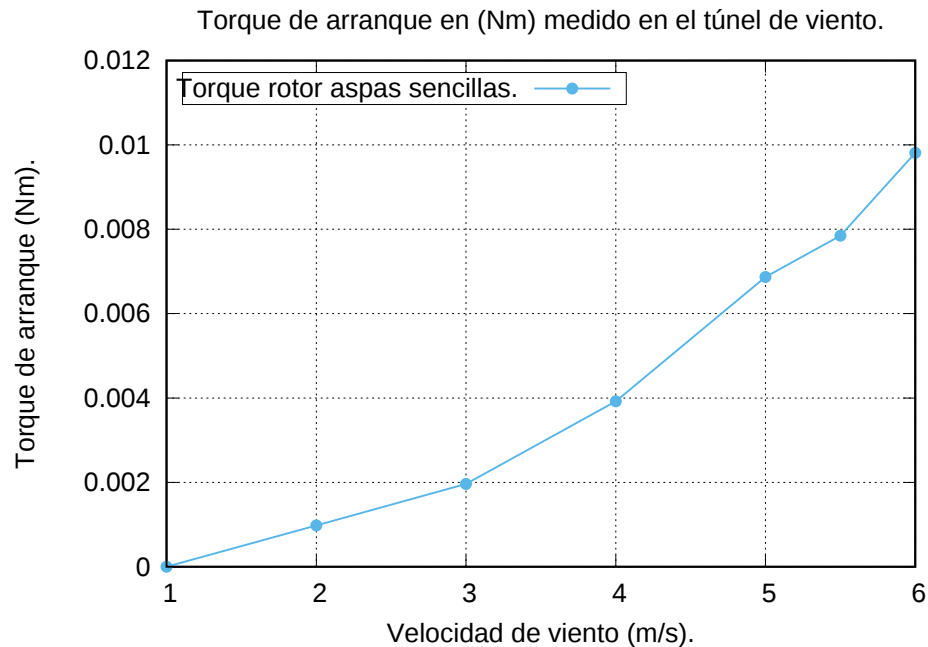
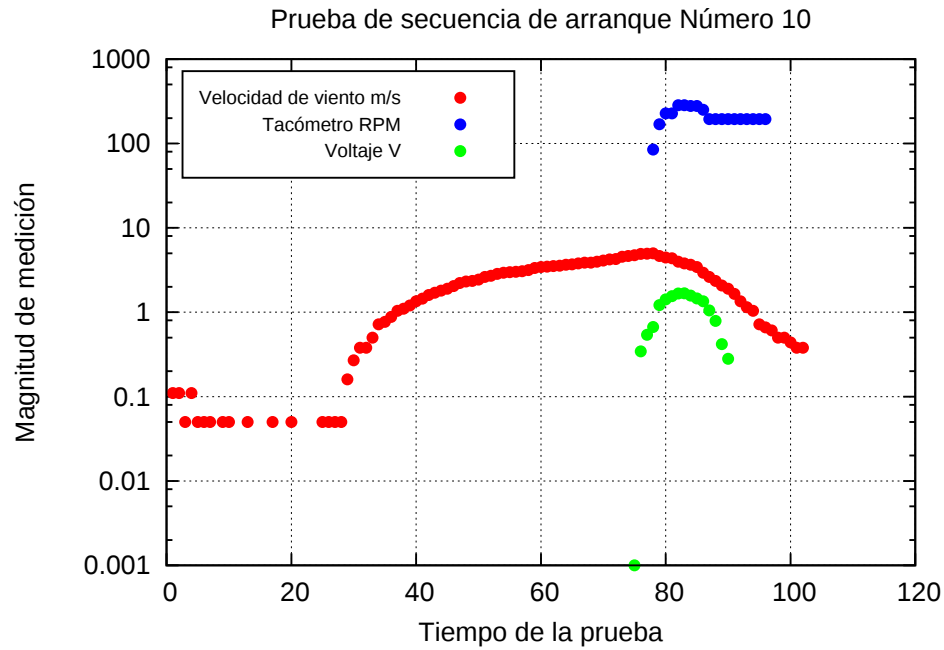


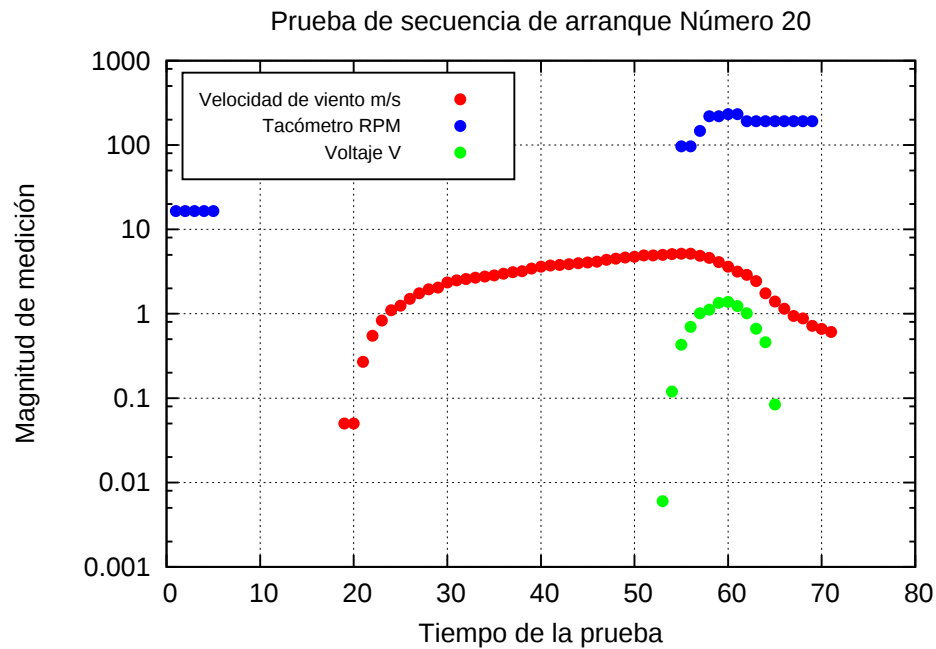
Figura 5.21: Torque de arranque generado por el rotor de 50 W, durante la incidencia de viento a 1, 2 ,3 ,4, 5 y 6 m/s, en el túnel de viento.. [Fuente: Información y elaboración propia.]

La adquisición de datos de los instrumentos se llevó a cabo mediante puertos USB , que transmiten en tiempo real los valores medidos. Es importante verificar la frecuencia de medición de los instrumentos, para garantizar las mismas lecturas en el mismo tiempo, con esto se facilitó mucho el análisis de los datos. En total se realizaron 40 secuencias de arranque. Se encontró que la fase de arranque de éste rotor de 50 W, estaba bien definida y no se tenían variaciones sustanciales. Para cada secuencia de arranque, se generaron archivos de cada uno de los instrumentos y posteriormente se guardaban en carpetas con nombres secuenciales de acuerdo al número de prueba. La variable que sirvió para poder interpolar los parámetros medidos fue el tiempo de medición de las pruebas, pues es el valor de referencia para todos los instrumentos. Las figuras 5.22 y 5.23 tienen algunas de las secuencias de arranque realizadas, donde se visualizan los valores de los parámetros en la fase de arranque. La figura 5.24 muestra las 40 pruebas promediadas y el comportamiento general de los parámetros de arranque.

Los datos de torque de arranque obtenido, sirvieron como referencia para validar el modelo de turbulencia en el análisis de dinámica de fluidos computacional.

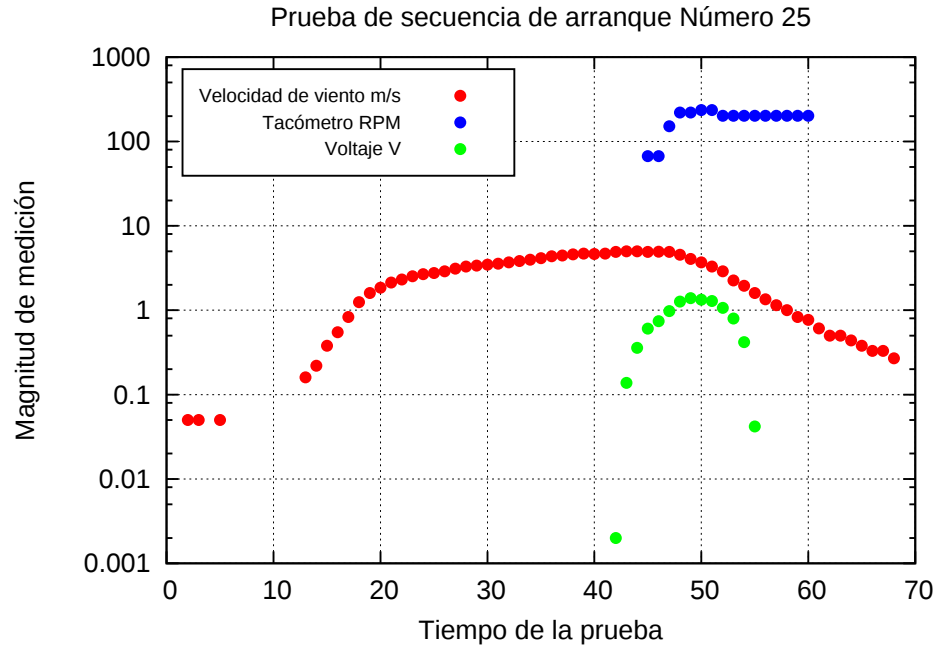


(a) Mediciones de los parámetros de arranque de la turbina eólica de baja capacidad de 50 W. Prueba número 10

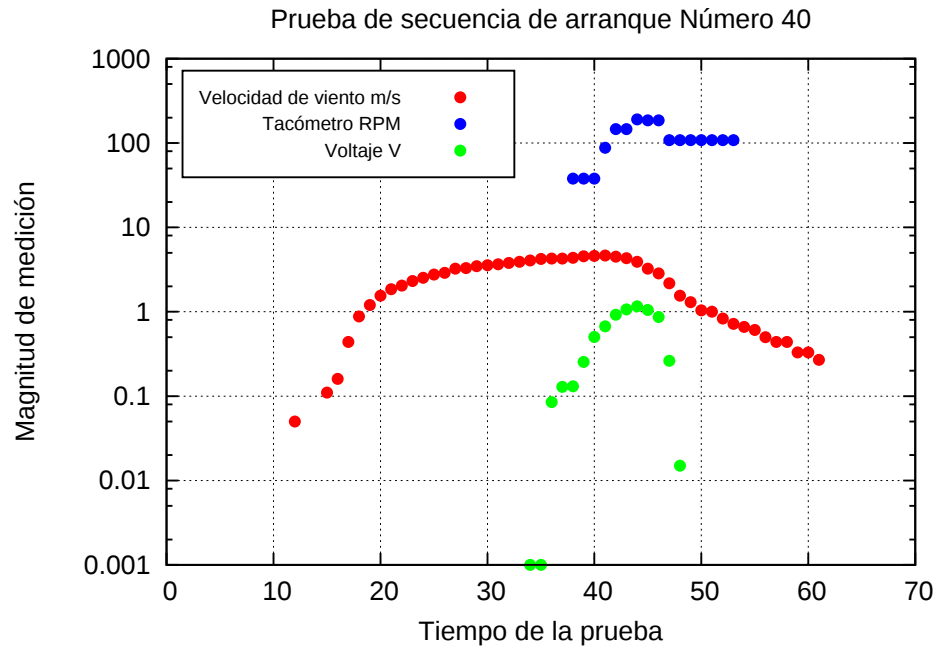


(b) Mediciones de los parámetros de arranque de la turbina eólica de baja capacidad de 50 W. Prueba número 20

Figura 5.22: Mediciones de los parámetros de arranque de la turbina eólica de baja capacidad de 50 W. Pruebas 10 y 20. [Fuente: Información y elaboración propia.]



(a) Mediciones de los parámetros de arranque de la turbina eólica de baja capacidad de 50 W. Prueba número 25



(b) Mediciones de los parámetros de arranque de la turbina eólica de baja capacidad de 50 W. Prueba número 40

Figura 5.23: Mediciones de los parámetros de arranque de la turbina eólica de baja capacidad de 50 W. Pruebas 25 y 40. [Fuente: Información y elaboración propia.]

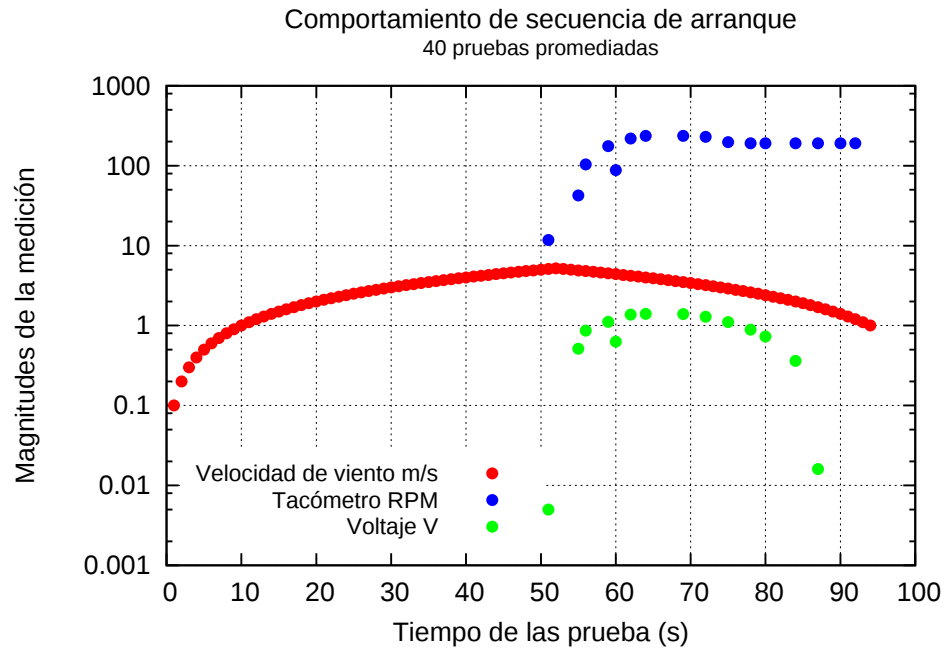


Figura 5.24: Comportamiento general del rotor de 50 W, durante el análisis de los parámetros de arranque de las 40 pruebas. Se muestran las líneas de tendencia de los parámetros de velocidad de viento, velocidad angular y voltaje. [Fuente: Información y elaboración propia.]

5.2.4. Análisis del torque de arranque con dinámica de fluidos computacional (CFD)

El software ANSYS, provee un conjunto de herramientas optimizadas para resolver problemas que involucran el movimiento de fluidos y poder caracterizar sus propiedades. También posee la herramienta de mallado Meshing, está optimizada para ser utilizada en el proceso de análisis de volúmenes finitos de FLUENT. Estos dos software se utilizaron para estudiar el entorno de trabajo de la turbina eólica y visualizar el comportamiento de algunas propiedades del viento al incidir sobre las aspas de la turbina. Las propiedades de interés son: la turbulencia generada, patrones de movimiento de fluido, direcciones de movimiento, torque generado por la incidencia del aire, etc. A continuación se da una descripción detallada del proceso de simulación del rotor de 50 W, mediante la técnica de dinámica de fluidos computacional.

5.2.4.1. Topología del problema y condiciones frontera

La topología de un análisis de fluidos considera los cuerpos, secciones, geometrías o elementos involucrados que se quieren estudiar para conocer el comportamiento del fluido que se mueve alrededor de ellos. Se pueden realizar estudios en 2 ó 3 dimensiones, esto dependerá de las simplificaciones que se le puedan realizar al problema, de la precisión en la obtención de



resultados, de las características propias del problema, capacidad de cómputo, etc.

Para el estudio del torque de arranque, se requiere hacer el modelo del túnel de viento y del rotor de la turbina eólica. Basándose en esto, la topología del problema implica un análisis en 3D, ya que se debe considerar la geometría total del rotor para calcular el torque aerodinámico de arranque generado. Por lo tanto una simplificación en 2D no es adecuada para esta simulación. Un análisis de fluidos en 3D implica un gran poder de cómputo, pues requiere mucha capacidad de procesamiento para la construcción, armado y refinación de las mallas, así como para la simulación misma del problema. El mallado se vuelve una parte crucial para optimizar el tiempo de cálculo, es decir la disminución de elementos de análisis en la topología ayuda a disminuir el tiempo total de cómputo. Por tal razón se hicieron modificaciones en la topología del problema en relación con las dimensiones geométricas reales del túnel.

Se consideró el túnel de viento de dimensiones 530 mm alto, 420 mm de ancho y 730 mm largo. El rotor de la turbina es de 0.61 m de diámetro. El tamaño del rotor no puede ser modificado ni escalado, ya que se trataría irremediablemente de otro rotor con otras características aerodinámicas completamente diferentes, pues la potencia generada de una turbina eólica está altamente influenciado por el diámetro del rotor. Por esta razón las dimensiones del rotor no pueden ser modificadas, lo cual nos lleva a concentrar toda la atención en las dimensiones del túnel de viento. Utilizar el tamaño real del túnel de viento implicaba que el número de elementos de la simulación rondara los 8.5 millones. Por esta razón y debido a que los efectos del viento se requerían estudiar únicamente a la entrada, salida y zonas circundantes del rotor, se decidió disminuir el tamaño del túnel, para bajar considerablemente el número de elementos. El total de elementos se redujo a 5.45 millones con la reducción de las dimensiones del túnel de viento.

Las condiciones de frontera son las características de operación o magnitudes de algún fenómeno físico, mecánico, ó térmico del problema analizado. Son importantes en la simulación de dinámica de fluidos, pues delimitan el problema y aproximan los cálculos realizados por el software para encontrar una solución real al fenómeno. Por esta razón, es muy importante definir las condiciones de frontera en el análisis del arranque de la turbina eólica. Se debe tener bien identificadas las zonas de ubicación de las condiciones frontera. Esta definición de zonas se realizó mediante la función de filtros para detectar puntos, vértices, lados, caras y cuerpos, de manera que nos permita seleccionar el lugar geométrico para asignarle un nombre y su condición de operación durante el desarrollo del fenómeno. Las condiciones de frontera utilizadas en la geometría son:

a) Velocity inlet o velocidad de entrada: Se ubica en la parte posterior del modelo de túnel de viento, es la cara de entrada al túnel de viento. Tiene como función establecer y delimitar la zona por la cual ha de iniciarse el inicio del flujo de aire. Se le asigna el valor correspondiente a la velocidad de viento en m/s en el cual se desea conocer el comportamiento del rotor.

b) Walls o paredes: Son las 4 caras que componen a las paredes del modelo de túnel



de viento. Se encuentran contiguas a la zona de entrada del túnel. El comportamiento de esta condición frontera es el de considerar la delimitación y encierro de la superficie para evitar salidas no deseadas de flujo. En esta condición de frontera se considera la rugosidad de la superficie, el cual se ve reflejado en el desarrollo del perfil de velocidades del aire de entrada.

c) Interior o interiores: Es el cuerpo compuesto por el relieve del rotor. En el se delimita la forma geométrica del rotor que será analizado a su paso por la corriente de fluido. Posee las características aerodinámicas de la turbina en su totalidad. Se considera como un cuerpo que esta anteponiéndose al paso del fluido. Se puede configurar su rugosidad, movimiento de rotación y las características específicas de la condición del rotor durante la incidencia del aire sobre este. Debido a que se desea conocer el torque generado por la incidencia de viento en el rotor durante la fase de arranque, la velocidad de rotación del rotor es 0.

c) Pressure outlet o presión de salida: Es la cara de salida del modelo del túnel, ubicada en la parte anterior de las paredes del túnel. No tiene un valor determinado, pero es importante para realizar el acoplamiento velocidad-presión del modelo de turbulencia que se usa. En un problema de dinámica de fluidos se debe tener alguna incógnita que mediante los modelos de turbulencia permitan calcular las propiedades del movimiento del fluido. De otra manera se tendrían todos los valores del fenómeno y se forzaría al software a obtener valores de solución incorrectos. Es por esta razón que se definió esta condición de frontera de presión a la salida del túnel. FLUENT, la considera para realizar el acoplamiento mencionado.

5.2.4.2. Mallado

El mallado de la topología túnel/rotor se dividió en dos marcos de referencia, uno estático con forma rectangular que representa las paredes del túnel de viento y otro móvil en forma cilíndrica que contiene el rotor de la turbina eólica. Esta técnica fue utilizada por [26] en su estudio, pues realiza la medición de algunos parámetros de una turbina eólica de 30 W. El marco de referencia móvil de la silueta del rotor, fue mallado mediante el algoritmo de Patch Independent o de zonas independientes. Este algoritmo de mallado utiliza elementos tetraédricos que se ajustan de forma local, es decir se aplica en cuerpos internos bien definidos dentro de un volumen. Esto permite controlar el tipo de malla de cada cuerpo del dominio total, es por esta razón que también recibe el nombre de algoritmo de subdivisión espacial. Este algoritmo asegura el refinamiento de la malla cuando es necesario, pero mantiene los elementos más grandes donde sea posible, lo que permite un tiempo de mallado menor. Una vez inicializado el tetraedro inicial en la geometría, la zona de mallado subdivide el tetraedro inicial hasta que se cumplan todos los requisitos de tamaño de elementos, es decir, los tamaños de malla locales prescritos por el usuario. Este algoritmo también permite una gran variedad de ajustes de la malla, como lo es el tamaño de elemento, el tipo de refinamiento, ajuste de tamaño y forma de los elementos, etc. En este marco de referencia



también se utilizó la herramienta de sizing o refinamiento, para ajustar el tamaño de los elementos que se encuentren contiguos en la zona de las aspas del rotor. Esto garantiza una mayor densidad de elementos en dichas zonas y consecuentemente se obtienen resultados más precisos.

El otro marco de referencia es estático, de forma rectangular, en el que se consideran las paredes del túnel de viento. Fueron mallados mediante el algoritmo local de mallado Patch conforming o zonas agrupadas. Este algoritmo utiliza elementos tetraédricos cuyo ensamble se realiza mediante una novedosa técnica de inserción por puntos para lograr mejores refinamientos de malla. El único gran problema de este algoritmo se evidencia cuando en ocasiones se autointersecta, debido a la complejidad de las geometrías (vértices expuestos, puntas, chaflanes, ángulos muy agudos, etc.). En la geometría de la zona rectangular no presentó problemas de este tipo, por lo tanto el algoritmo ensambló el mallado eficientemente. La figura 5.25 visualiza el resultado final de mallado de los elementos.

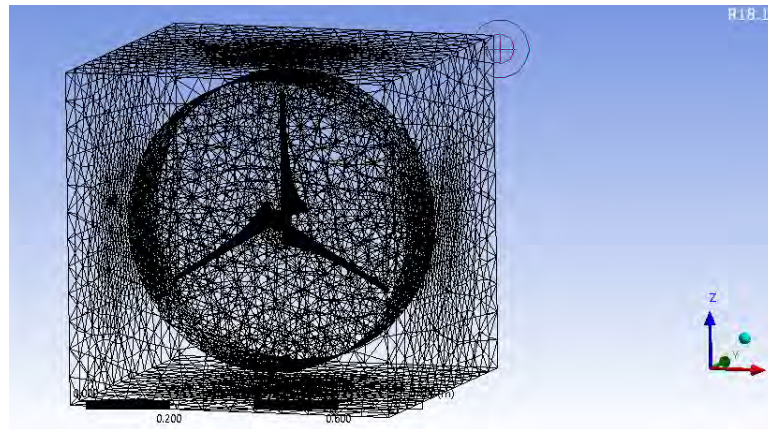


Figura 5.25: Mallado de la topología del problema. Se utiliza un marco rotatorio de referencia que incluye al rotor y un marco estático que contempla las paredes del rotor. [Fuente: Información y elaboración propia.]

Lograr una independencia de malla es importante para poder validar el modelo de turbulencia. Ésta se logra cuando la cantidad de elementos en una malla es independiente de los resultados calculados por el software. Esta característica logra que los valores del proceso de simulación no cambien sustancialmente entre determinada cantidad de elementos. Se logró una independencia de malla a los 5.8 millones de elementos, con un refinamiento de 0.0012 m en las líneas que conforman las aspas del rotor y una deformación promedio Skew de 0.173. La tabla 5.3 muestra el proceso llevado para encontrar la cantidad de elementos que lleven a una independencia de malla. La figura 5.26 muestra la estabilización de resultados obtenidos, debido a la independencia de malla para conocer el torque de arranque a 4 m/s.



Elementos Millones	Sizing Rotor (m)	Skew Promedio/Máx	Torque (J)
1.25	0.0747	0.2980/0.99	0.0026
3.84	0.002	0.1869/0.96	0.0035
4.2	0.0018	0.17717/0.853	0.00375
5.1	0.0017	0.16717/0.851	0.00387
5.4	0.0016	0.163/0.83	0.00396
5.6	0.0015	0.16/0.83	0.003955
5.8	0.0012	0.173/0.85	0.003956

Cuadro 5.3: Proceso de obtención de la independencia de malla para la simulación del fluido.
[Fuente: Información y elaboración propia.]

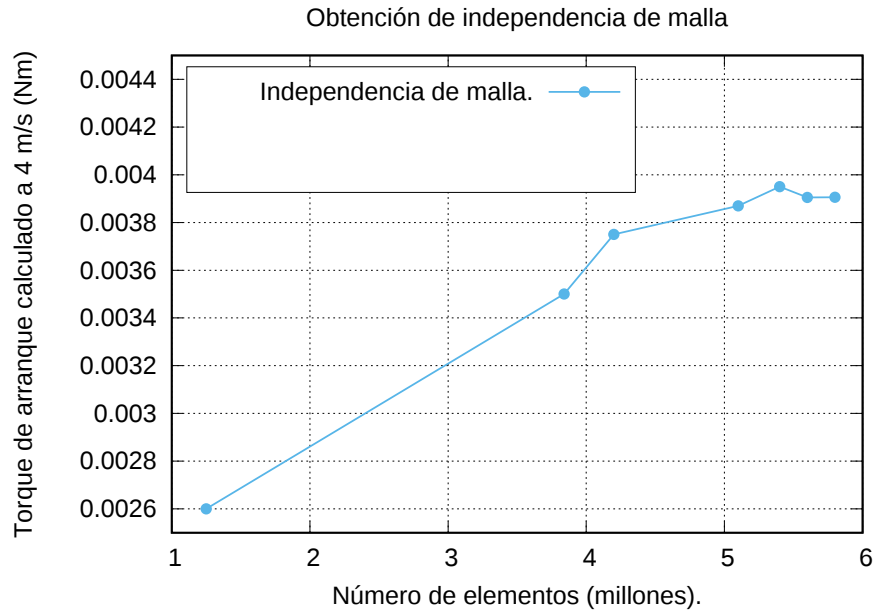


Figura 5.26: Proceso de independencia de malla para calcular el torque generado por la incidencia del viento sobre el rotor. [Fuente: Información y elaboración propia.]

5.2.4.3. Modelo de turbulencia

Es sabido que ningún modelo de turbulencia es aceptado universalmente como solución para todas las clases de problemas. La elección del modelo de turbulencia dependerá de consideraciones tales como: el tipo de análisis del fluido, el nivel de precisión requerido, los recursos computacionales disponibles y la cantidad de tiempo disponible para la simulación. Para elegir el modelo más adecuado se debe comprender las limitaciones anteriormente mencionadas.

El modelo de turbulencia es importante en el análisis del movimiento del fluido, ya que la correcta selección del modelo se ve reflejado en la obtención de resultados confiables. Se



deben contar con valores de referencia reales del fenómeno para poder establecer una validación del modelo de turbulencia. Entendiendo como validación del modelo de turbulencia, que los resultados calculados de la simulación se encuentren en un rango de $\pm 5\%$ de precisión respecto al valor medido real del fenómeno. Los valores de referencia que se utilizaron para validar el modelo de turbulencia fueron los torques de arranque de la turbina eólica medidos en el túnel de viento. Se mencionan algunas características importantes de los modelos de turbulencia para las limitaciones y fortalezas de cada modelo, así como los criterios para seleccionar el mejor modelo de turbulencia.

Las principales diferencias en los modelos $k-\varepsilon$ (estandar, RNG y realizable) y $k-\omega$ (estandar, BSL y SST) son las siguientes:

- El método de cálculo de la viscosidad turbulenta en el movimiento del fluido.
- El cálculo de los números turbulentos de Prandtl que gobiernan la difusión turbulenta.
- Los términos de generación y destrucción de turbulencia.

En [26] [27] [28] utilizan los modelos de turbulencia de la familia $k-\varepsilon$ Realizable y el $k-\omega$ SST, para realizar su estudios de movimientos de fluidos. Estos modelos de turbulencia se usarán de referencia para hacer el estudio de validación y determinar cual de los modelos se acerca más a los resultados reales.

Modelo $k-\varepsilon$ Realizable

Este modelo ha mostrado mejoras sustanciales sobre los modelos $k-\varepsilon$ ya existentes, está orientado principalmente en flujos con fuerte curvatura de línea de corriente, vórtices y rotación. Debido a la reciente aparición del modelo, aún no está claro exactamente en qué casos el modelo realizable supera consistentemente al modelo RNG. Sin embargo, los estudios iniciales han demostrado que el modelo realizable ofrece el mejor rendimiento de todas las versiones de modelos $k-\varepsilon$ existentes para las validaciones de flujos rotativos y flujos separados con características complejas de flujo secundario. Los términos diferentes que aporta el modelo Realizable en relación con los otros modelos $k-\varepsilon$ son: un nuevo término para calcular la viscosidad de remolino así como una nueva ecuación de modelo para la disipación (ε), basada en la ecuación del cálculo de la fluctuación media de disipación de energía. La estructura del modelo se concentra en calcular la energía cinética turbulenta (k) y la disipación específica de energía turbulenta (ε), cuyas ecuaciones respectivamente son 5.18 y 5.19 .

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho k u_j)}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k + G_b - \rho \varepsilon - Y_M + S_k \quad (5.18)$$

$$\frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho \varepsilon u_j)}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + \rho C_1 S \varepsilon - \rho C_2 \frac{\varepsilon^2}{k + \sqrt{\nu \varepsilon}} + C_1 \frac{\varepsilon}{k} C_3 G_b + S_\varepsilon \quad (5.19)$$



En la ecuación 5.18 de cálculo de energía cinética turbulenta, el término 1 se refiere al cambio de energía cinética turbulenta en relación al tiempo, si el análisis del fenómeno es dependiente del tiempo el término se mantiene, si es independiente del tiempo, se elimina. El segundo término se refiere al cambio de energía cinética turbulenta en las direcciones de análisis del fenómeno, si es en 3 dimensiones el término completo se mantiene, si el estudio es en 2 dimensiones se elimina el termino correspondiente de la dirección que no participa. El tercer término calcula el cambio de viscosidad en las direcciones de movimiento del fluido, adiciona los términos de viscosidad turbulenta μ_t y número turbulento de Prandtl σ_k para la corrección de su cálculo. El término G_k representa la generación de energía cinética turbulenta debido a gradientes de velocidad. El término G_b refiere a la producción de energía cinética turbulenta por gradientes de densidad en el fluido. Los términos $\rho \varepsilon Y_M$ calculan las perdidas de energía cinética turbulenta debido a la compresibilidad turbulenta del fluido. Finalmente el término S_k , es energía cinética turbulenta de fenómenos no considerados en este modelo y son modificados por el usuario durante la simulación para obtener resultados más precisos.

Para la ecuación 5.19, de cálculo disipación de energía turbulenta, el término 1 se refiere al cambio de disipación de energía turbulenta en relación al tiempo, si el análisis del fenómeno es dependiente del tiempo el término se mantiene, si es independiente del tiempo, se elimina. El segundo término se refiere al cambio de disipación de energía turbulenta en las direcciones de análisis del fenómeno, si es en 3 dimensiones el término completo se mantiene, si el estudio es en 2 dimensiones se elimina el termino correspondiente de la dirección que no participa. El tercer término calcula el cambio de viscosidad en las direcciones de movimiento del fluido, adiciona los términos de viscosidad turbulenta μ_t y numero turbulento de Prandtl σ_k para la corrección de su cálculo. El cuarto, quinto y sexto término son términos útiles en el modelo para poder calcular de manera correcta la disipación de energía turbulenta con base a los valores tomados de la energía cinética turbulenta y a las constantes que toman valores de $C_1 = 1,44$ Y $C_2 = 1,9$ Y C_3 . Estas constantes son unicamente para el modelo Realizable. Finalmente el término S_k es energía cinética turbulenta de fenómenos no considerados en este modelo y son modificados por el usuario durante la simulación para obtener resultados mas precisos.

Las limitaciones de este modelo Realizable esta relacionada con el error de calculo de la viscosidad turbulenta. Cuando el dominio computacional contiene zonas rotacionales y estacionarias en contacto (por ejemplo, marcos de referencia múltiples, mallas deslizantes giratorias). Esto se debe al hecho de que el modelo Realizable incluye los efectos de la rotación media en el cálculo de la viscosidad turbulenta, y al tener en contacto un marco estático, el error de cálculo de la viscosidad turbulenta se eleva. El cálculo de la viscosidad turbulenta ha sido probado en sistemas de marcos de referencia móviles únicos y mostró un comportamiento superior al modelo estándar. Sin embargo, debido a la naturaleza de esta modificación, su aplicación a sistemas de marcos de referencia múltiples debe tomarse con cierta precaución.



Modelo k- ω SST

El modelo SST incluye todos los refinamientos de los modelos $k - \omega$ existentes y además involucra el transporte de esfuerzos cortantes por turbulencia en el cálculo de la viscosidad turbulenta. Estas características hacen que el modelo SST sea más preciso y confiable para flujos de gradiente de presión adversa, perfiles aerodinámicos o fluidos rotativos. La estructura del modelo se concentra en calcular la energía cinética turbulenta (k) y la tasa de disipación específica de energía turbulenta ($\omega = \frac{k}{\varepsilon}$), cuyas ecuaciones respectivamente son 5.20 y 5.21.

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho k u_i)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\Gamma_k \frac{\partial k}{\partial x_j} \right) \right] + G_k - Y_k + S_k \quad (5.20)$$

$$\frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho \omega u_i)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\Gamma_\omega \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right) \right] + G_\omega - Y_\omega + S_\omega \quad (5.21)$$

El primer término en la ecuación 5.20, representa el cambio de disipación energía cinética turbulenta en función del tiempo, de la misma manera que para los otros casos si el fenómeno no depende del tiempo este término se elimina. El segundo término calcula la tasa de disipación de energía cinética turbulenta en las direcciones en que se produzca el movimiento del fluido. El tercer término se conoce como difusividad efectiva, es igual a $\Gamma_k = \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k}$ y cuantifica en base a la viscosidad, como se produce el transporte del fluido en el movimiento del mismo. El término G_k representa la producción de disipación de energía cinética turbulenta. En este término se encuentra implícito la tasa de producción de esfuerzos cortantes del fluido. Y_k calcula la disipación de energía turbulenta del fluido. Finalmente el término S_k es disipación de energía cinética turbulenta de fenómenos no considerados en este modelo y son modificados por el usuario durante la simulación para obtener resultados mas precisos.

Asimismo en la ecuación 5.21, el primer término representa el cambio producido de disipación específica de energía turbulenta en función del tiempo. Si el fenómeno no depende del tiempo este término se elimina. El segundo término comprende el cálculo de la tasa de disipación específica de energía turbulenta en las direcciones en que se produzca el movimiento del fluido. El tercer término se conoce como difusividad efectiva específica, es igual a $\Gamma_\omega = \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\omega}$ y cuantifica con base en la viscosidad turbulenta, como se produce el transporte del fluido en el movimiento del mismo. El término G_ω representa la tasa de producción de energía específica turbulenta, en este término se encuentra implícito la tasa de producción de esfuerzos enlistados en G_k . Y_ω calculan las disipación de energía específica turbulenta del fluido. Finalmente el término S_ω es energía específica turbulenta de fenómenos no considerados en este modelo y son modificados por el usuario durante la simulación para obtener resultados mas precisos. Al considerar el transporte de esfuerzos cortantes en el fluido en este modelo k- ω SST, el tiempo de cálculo aumenta respecto a modelos de turbulencia de su misma familia, pero se gana eficazmente en precisión de resultados.



5.2.5. Evaluación de los modelos de turbulencia

El criterio seguido para la elección del modelo de turbulencia está relacionado con la cercanía de resultados entre los datos reales con los obtenidos con la simulación de dinámica de fluidos computacional simulado con cada uno de los modelos de turbulencia. Un segundo criterio igual de importante al anterior tiene que ver con la estabilidad de solución del modelo de turbulencia. Ambos criterios fueron la base para determinar el modelo de turbulencia más adecuado para tratar de replicar las condiciones operacionales de la turbina eólica. Se realizaron las simulaciones del arranque con cada uno de los modelos de turbulencia propuestos.

Las características del equipo de cómputo usado para las simulaciones tiene las siguientes características: procesador Quad-Core i7, 2.7 GHz de quinta generación y 16 gb de memoria RAM.

Las condiciones frontera conocidas y utilizadas en la configuración de FLUENT, son:

- Diámetro hidráulico de salida con un valor de 0.5 m.
- Velocidad de entrada del fluido en el análisis (rango de 2-6 m/s).
- La intensidad de turbulencia a la salida del túnel es de 3 %.

Estos datos fueron de gran importancia para lograr buenas aproximaciones en los resultados. Los valores de referencia para evaluar la precisión de los modelos de turbulencia, son los torques generados por la incidencia del viento en el rotor, en el rango de velocidades de viento anteriormente mencionadas. El valor medido de torque de arranque generado por el túnel de viento a 4 m/s es 0.003924 J. Se realizaron varias corridas para ambos modelos de turbulencia propuestas, modificando la configuración del software FLUENT, hasta encontrar valores cercanos a la solución.

El modelo más cercano a los valores reales de torque de arranque fue el modelo $k-\omega$ SST. El cálculo de la viscosidad turbulenta en definitiva proporciona una mejor aproximación al fenómeno real así como un comportamiento estable en la solución del fenómeno. La diferencia en porcentaje de precisión fue de 0.8 % mayor a los valores reales, es decir que los valores calculados serán mayores pero representan una muy buena aproximación. Se logró obtener residuales del orden de 1×10^{-5} . El modelo $k-\varepsilon$ Realizable falló en la parte de estabilidad de solución, relacionada con la energía cinética turbulenta, pues a medida que los valores de residuales disminuían, el comportamiento de este parámetro era inestable y cíclico en ciertas zonas, lo que le daba cierta incertidumbre a la solución. Se logró únicamente obtener residuales del orden de 1×10^{-4} , pues debido a la inestabilidad de la energía cinética turbulenta no resolvía de buena manera la ecuación de continuidad, así como la disipación de energía turbulenta específica (ω). La diferencia en porcentaje de precisión fue de 25.48 % mayor a los valores reales, es decir resultados por encima



de los valores reales. La tabla 5.4 muestra una comparativa de los resultados de los modelos y el cálculo de diferencia respecto al valor real.

Elementos (Millones)	Residuales	Modelo Turbulencia	Acoplamiento Vel/Presión	Tiempo solución minutos	Torque (J) a 4 m/s	Error %
1.25	1x10e-5	K-W SST	Simplec	15	0.0026	-33.75
3.84	1x10e-5	K-W SST	Simplec	18	0.0035	-10.8
4.2	1x10e-5	K-W SST	Simplec	26	0.00375	-4.43
4.2	1x10e-5	K-W SST	Coupled	31	0.0037	-5.7
5.1	1x10e-5	K-W SST	Coupled	33	0.003790	-3.41
5.4	1x10e-5	K-W SST	Coupled	35	0.00385	-1.81
5.8	1x10e-5	K-W SST	Coupled	36	0.003956	0.8
5.8	1x10e-3	K-E Realizable	Coupled	20	0.004924	25.48

Cuadro 5.4: Comparación de los modelos de turbulencia usados. [Fuente: Información y elaboración propia.]

Basándose en los resultados de la tabla 5.4, el modelo de turbulencia más preciso fue el k- ω SST, cuya configuración en el software de FLUENT tomó las siguientes características:

El sistema de acoplamiento velocidad-presión utilizado fue el Coupled. Considera de mejor manera los efectos viscosos del aire sobre el rotor. Se refleja directamente en la cercanía de resultados con los valores reales. La principal desventaja de este algoritmo de acoplamiento y no tan importante para efectos de cercanía de resultados, fue un mayor tiempo de convergencia de resultados, pues para llegar a residuales cerca del orden de 1×10^{-6} , le toma 30 % más de tiempo de procesamiento en relación con el acoplamiento Simplec. Se utilizó un sistema Híbrido de inicialización del fenómeno, pues el tiempo de convergencia a residuales requeridos disminuía en 15 % en relación con una inicialización Standart. Esta disminución de tiempo se debe a la forma de inicializar y promediar las condiciones iniciales en las fronteras del problema. La Inicialización híbrida interpola valores de las variables en las fronteras. Resuelve la ecuación de Laplace para producir un campo de velocidad que se ajusta a las geometrías de dominios complejos, y un calculo que ayuda a suavizar los campos con gradientes de presión muy grandes en el dominio del problema. Por esta razón el tiempo de cálculo es menor, debido a las características promedio de los valores.

En relación a las características planteadas, se encontraron las siguientes conclusiones sobre la selección del modelo de turbulencia. Para el modelo k- ϵ Realizable, el valor de torque de arranque rondaba 0.004924 J a una velocidad de 4 m/s, lo cual esta 25.48 % por encima del valor real. Para el modelo de k- ω SST se encontró que el valor era de 0.003956 J, 0.8 % mayor al valor real. Tenía un tiempo de solución de 36 minutos con residuales del orden de 1×10^{-5} . Si bien el valor de torque de arranque a una velocidad de viento de 4 m/s encontrado esta por encima del valor real, representa una buena aproximación. En la imagen 5.28 se visualiza los residuales



obtenidos para los modelos de turbulencia $k-\omega$ SST y $k-\varepsilon$ Realizable respectivamente. Se muestra la estabilización de solución del problema, así como los valores logrados. La imagen 5.27 muestra la cercanía del software FLUENT con el modelo $k-\omega$ SST y los valores reales medidos en el túnel de viento.

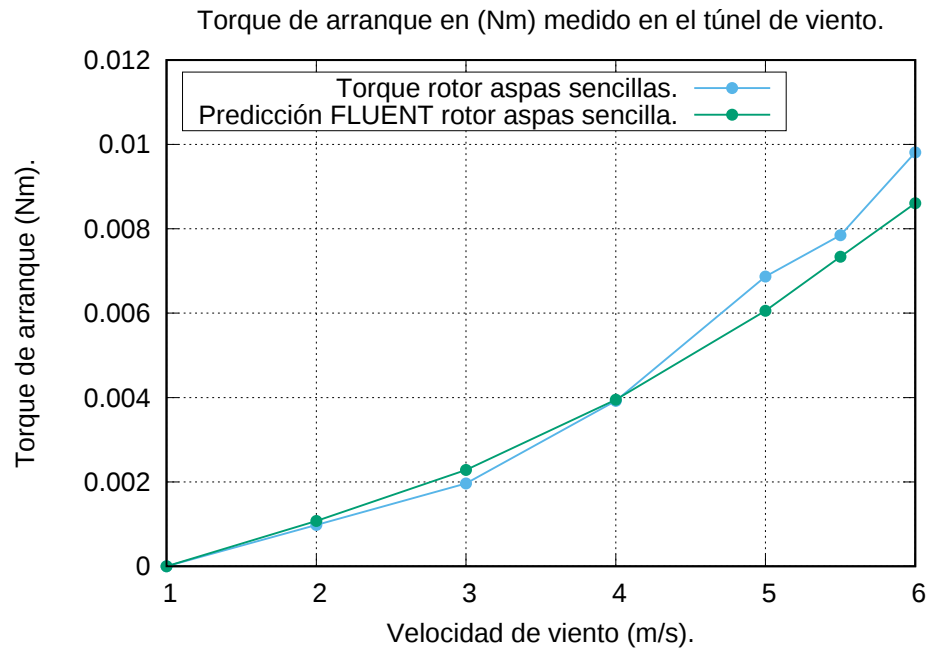
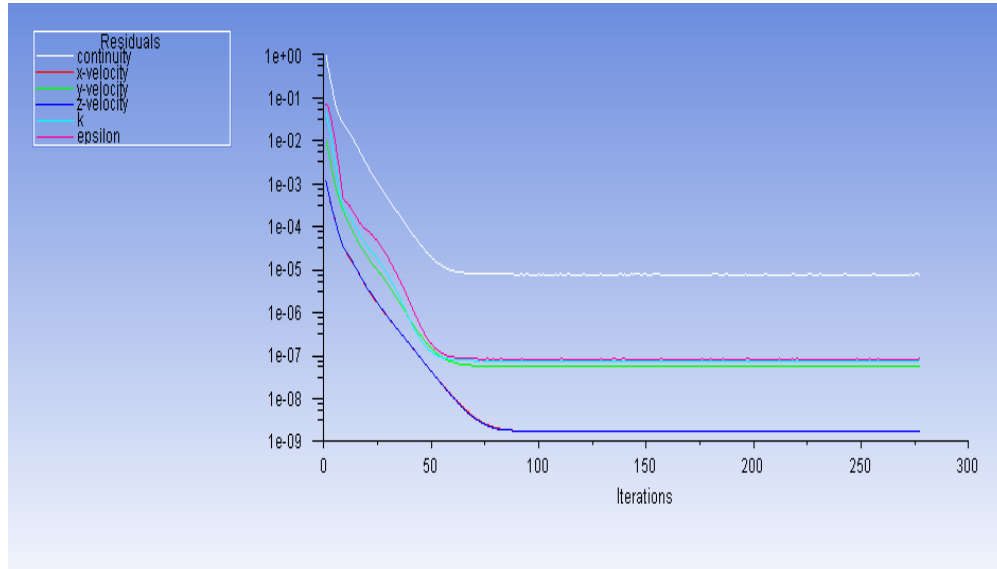
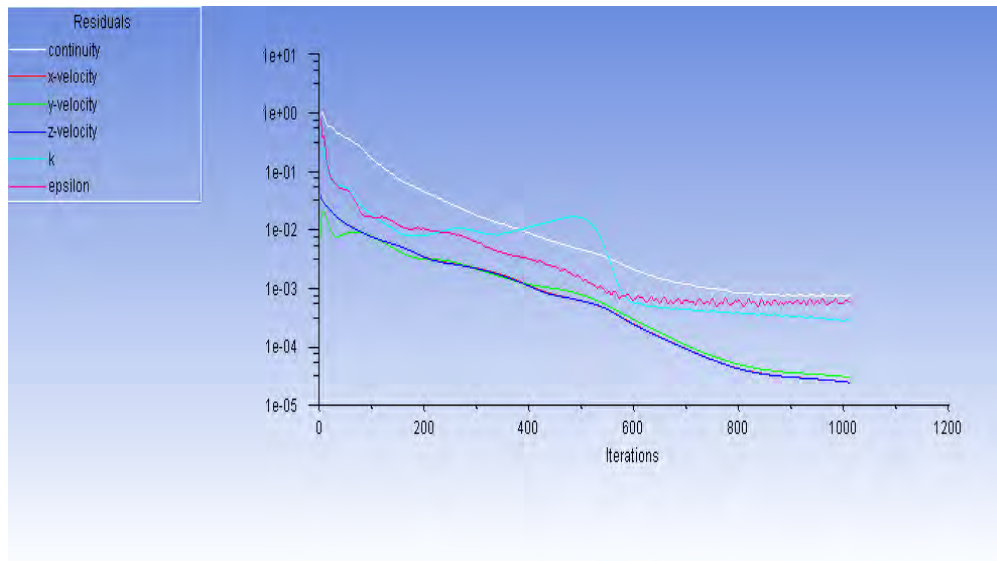


Figura 5.27: Comparación entre el torque de arranque medido en el túnel de viento y el software de FLUENT usando el modelo $k-\omega$ SST. [Fuente: Información y elaboración propia.]



(a) Simulación realizada para conocer el torque generado a 4 m/s por el modelo K- ω SST. Se muestran la estabilidad del modelo de turbulencia para resolver el fenómeno. Los residuos logrados fueron del orden de 1×10^{-5} para el menor valor.



(b) Simulación realizada para conocer el torque generado a 4 m/s por el modelo K- ϵ Realizable. Se muestran las inestabilidad del modelo de turbulencia para resolver el fenómeno. Los residuos logrados fueron del orden de 1×10^{-3} para el menor valor. Las pequeñas perturbación que se muestran son debido que este modelo de turbulencia no es el más adecuado para resolver la energía cinética turbulenta.

Figura 5.28: Residuales de la simulación realizadas con los modelos de turbulencia analizados. [Fuente: Información y elaboración propia.]

Capítulo 6

Propuesta de diseño para optimizar el torque de arranque de la turbina de baja capacidad de 50 W

En la actualidad las turbinas eólicas de baja capacidad requieren sistemas mecánicos y eléctricos altamente eficientes para poder transformar la mayor cantidad de energía. El uso de estas energías alternativas implica una gran inversión económica y la amortización en el menor cantidad de tiempo, es de vital importancia para hacer viable la realización e instalación de proyectos de esta índole. Al optimizar el torque de arranque, la turbina puede llegar más rápidamente a operación nominal y producir energía eléctrica. Por esta razón nació la inquietud de hacer mas eficiente el torque de arranque de una turbina eólica de baja capacidad, proponiendo un nuevo diseño de aspa. El nuevo diseño se modeló en software de diseño de ANSYS y se manufacturó mediante una impresora en 3D. Además se sometió a las mismas pruebas de arranque que la turbina de referencia de 50 W. Los resultados se compararán con los torques obtenidos por el diseño de turbina eólica de 50 W hecha con la teoría BEM para comparar las virtudes del nuevo modelo.

Las microturbinas son de autoarranque como ya se mencionó detalladamente en capítulos anteriores. Se han realizado estudios [29] [30] [31] donde intentan optimizar la forma aerodinámica de las aspas mediante algoritmos genéticos, para obtener mayores torques de arranque y lograr la mayor potencia de salida. En la mayoría de las optimizaciones se sacrifican algunas características complementarias al desempeño del rotor y es aquí donde recae la principal desventaja del uso de algoritmos genéticos, además de ser técnicas conservadoras. Por esta razón se propone un nuevo diseño de aspa para turbina eólica de baja capacidad que mejore el torque de arranque de manera que no vea disminuida la potencia de salida proporcionada en operación nominal. La propuesta de diseño lleva por nombre aspa de doble raíz para turbina eólica de baja capacidad.



6.1. Descripción de la propuesta aspa de doble raíz para turbina eólica de baja capacidad

La propuesta de diseño es una aspa compuesta por dos raíces en su cuerpo principal, pues se parte del hecho y de estudios previos, que el torque de arranque está altamente influenciado por la raíz del aspa. El aspa comprende dos raíces en el cuerpo que se unen en su base inferior para poder ser sujetadas al hub. Entenderemos como raíz principal a la zona comprendida en $1/3$ de la longitud del aspa respecto a su base y como segunda raíz, al cuerpo extra que se agrega al aspa principal. La segunda raíz se sitúa en la parte posterior del cuerpo del aspa, en una distancia horizontal igual al espesor de los perfiles que componen a la primera raíz. Está construida en un plano inclinado respecto al plano de la raíz principal, de tal manera que la segunda raíz se intersecta y se une con la primera raíz, a una distancia igual a un tercio de la longitud total del cuerpo del aspa. Los parámetros que determinar la posición, orientación, y tamaño de la segunda raíz en relación con la raíz principal son:

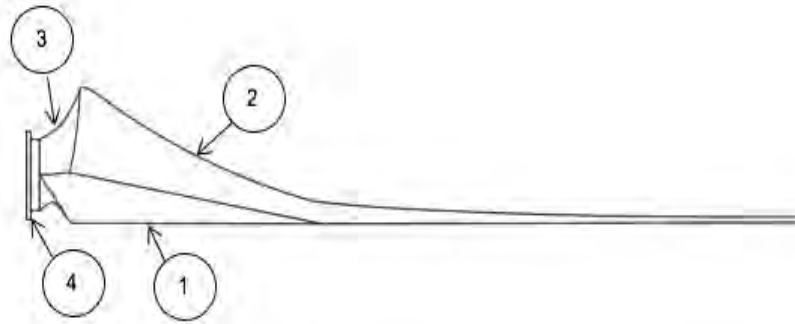
- Distancia entre raíces: establece las distancias horizontal y vertical de separación que guardan las dos raíces respecto un punto de referencia bien determinado.
- Inclinación: es la inclinación que guarda la construcción del plano de la segunda raíz en relación al cuerpo principal del aspa. Recordamos que la inclinación del aspa principal es proporcionado por el cálculo en los triángulos de velocidades de la teoría BEM.
- Desfase angular: es el ángulo que guarda la segunda raíz en un plano horizontal, en relación con la posición original del aspa principal.
- Longitud de la segunda raíz: considera la cantidad de perfiles aerodinámicos que forman el cuerpo de la segunda raíz. El aspa principal forzosamente corresponde a $1/3L$, en la segunda raíz este valor es igual o menor a $1/3 L$.
- Forma aerodinámica de la segunda raíz: considera el uso de perfiles aerodinámicos diferentes para hacer la construcción del cuerpo de la segunda raíz.

La principal motivación de agregar una segunda raíz al cuerpo de un aspa tradicional, es aprovechar de manera mas eficiente el paso de la corriente de aire por el área de barrido del rotor y generar una mayor fuerza de sustentación.

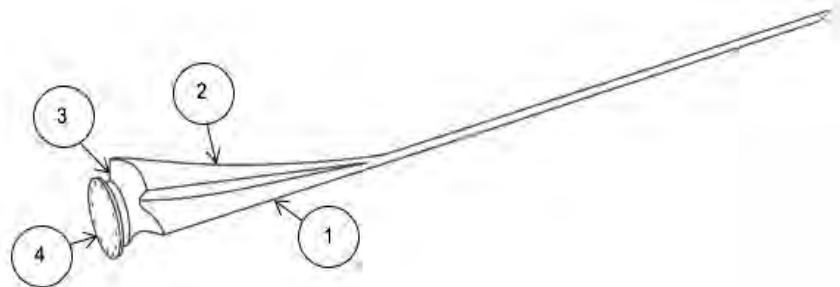
El diseño de aspa de doble raíz propuesta posee una cierta simplicidad, pues la configuración de la forma y características de la segunda raíz mantendrá una relación geométrica con la primera raíz mediante los parámetros mencionados. La figura 6.1, muestra las vistas esquemáticas de la propuesta de diseño de aspa de doble raíz, donde la sección (1) es el cuerpo principal del aspa,



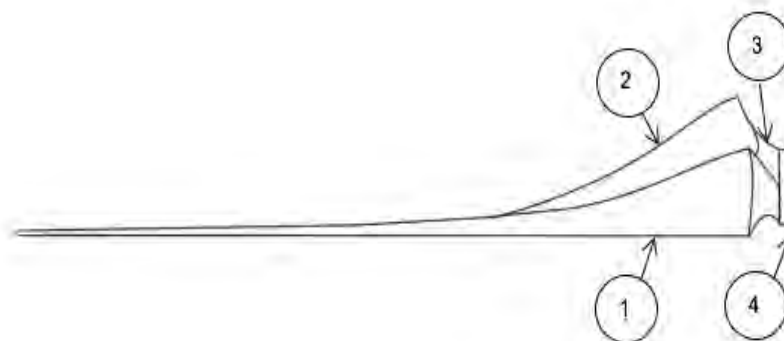
la sección (2) es la segunda raíz del aspa que en su punta se intersecta con el cuerpo principal del aspa y en su base se une a una sección (3). La sección (3) sirve de unión entre las raíces del aspa y la sección (4). La sección (4) es una brida acondicionada con múltiples barrenos provistos para ser ensamblada y atornillada al hub.



(a) Vista lateral derecha del diseño propuesto de aspa de doble raíz.



(b) Vista isométrica del diseño propuesto de aspa de doble raíz.



(c) Vista lateral izquierda del diseño propuesto de aspa de doble raíz.

Figura 6.1: Diseño de aspa de doble raíz para mejorar el desempeño aerodinámico durante la fase de arranque. La motivación de tener una segunda raíz es generar una mayor fuerza de sustentación. [Fuente: Información y elaboración propia.]



Diseños novedosos han sido realizados basados en este principio. Se hizo una búsqueda documental para establecer que el nuevo diseño es novedoso. Se encontraron algunas patentes con modificaciones en las aspas para mejorar algunos parámetros operacionales de las turbinas eólicas. Se mencionan las que tienen alguna relación con la presente propuesta y las principales diferencias encontradas.

La patente US 2014/0363303 A1, protege un diseño similar a la presente propuesta, pues en la descripción menciona que es un sistema de diseño y ensamble que consta de varias partes separables, cuya función es proporcionar mayor resistencia a las cargas presentes en el aspa y mejorar la producción de energía eléctrica, mediante aspas en dos planos paralelos. Menciona explícitamente que solamente está diseñada con una raíz y no dos, como la propuesta que se está presentando en el desarrollo de este trabajo. La figura 6.2(a) nos muestra la imagen de la patente mencionada.

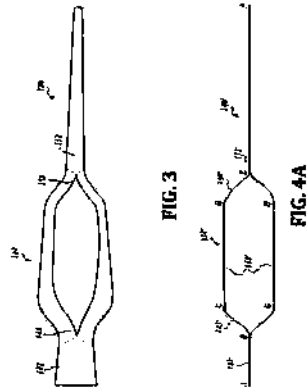
La patente US 8,777,580 B2, protege un diseño donde se coloca una aspa móvil extra montada sobre guías frente a una aspa fija, con el objetivo de uniformizar el flujo y lograr mayor fuerza de sustentación en la raíz, se interpreta como dos aspas separadas, una fija y una móvil, unidas mediante guías colocadas en el aspa fija. También con base a su descripción se expresa que es un aspa de diferentes longitudes de cuerda en relación al aspa fija. Estas características mencionadas son diferentes a la propuesta de diseño de este trabajo. La figura 6.2(b) nos muestra la imagen de la patente mencionada.

La patente US 2009/0148291 A1, protege una invención de un aspa compuesta por dos zonas, una extensión de la zona de sujeción al hub fija y un aspa con ajuste de orientación móvil. La función primordial es reducir los esfuerzos generados al configurar el aspa mediante el mecanismo de ajuste, pues al tener bisectado el largo del aspa se debe reorientar una menor masa provocando menores esfuerzos en el mecanismo encargado de girar el aspa. Otros beneficios importantes que menciona esta invención es el aumento de fuerza de sustentación y mayor extracción de energía, al disminuir el ajuste aerodinámico en la zona de la raíz. Esta invención se diferencia en que tienes partes móviles seccionando el aspa, además de que únicamente cuenta con una zona bien definida de raíz fija. La figura 6.2(c) nos muestra la imagen de la patente mencionada.

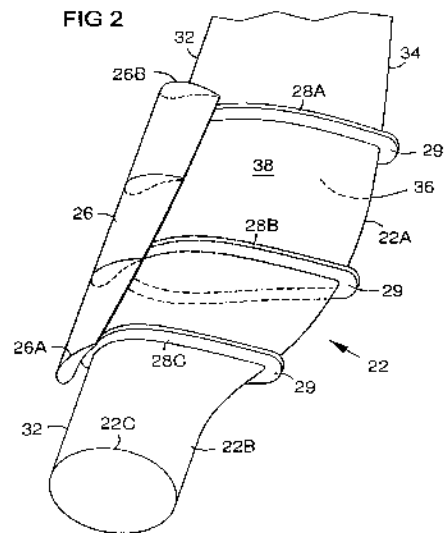
La patente US 2013/0236327 A1, protege una invención de un aspa compuesta por dos planos, cortadas por la mitad desde la zona de la raíz y hasta la zona media del aspa. Las principales mejorías son aumento de fuerza de sustentación y mayor rigidez para aspas de turbinas de mediana-baja capacidad. La figura 6.2(d) nos muestra la imagen de la patente mencionada.



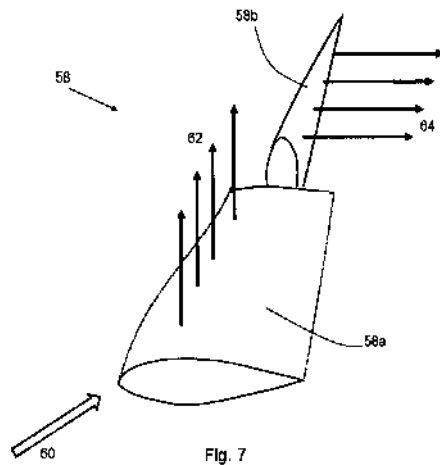
Patent Application Publication Rev. 31, 2014, Sheet 2 of 9 15294663A3 A3



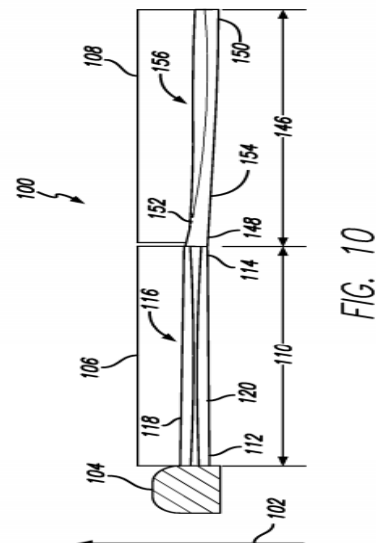
(a) La patente US 2014/0363303 A1, es un sistema de diseño y ensamble que consta de varias partes separables, cuya función es proporcionar mayor resistencia a las cargas presentes en el asa y mejorar la producción de energía eléctrica.



(b) La patente US 8,777,580 B es una aspa móvil extra montada sobre guías frente a una aspa fija, con el objetivo de uniformizar el flujo y lograr mayor fuerza de sustentación en la raíz.



(c) La patente US 2009/0148291 A1, protege una invención de un asa compuesta por dos zonas, una extensión de la zona de sujeción al hub fija y un asa con ajuste de orientación móvil. Las principales mejoras son aumento de fuerza de sustentación y mayor extracción de energía, al disminuir el ajuste aerodinámico en la zona de la raíz.



(d) La patente US 2013/0236327 A1, protege una invención de un asa compuesta por dos planos, cortadas por la mitad desde la zona de la raíz y hasta la zona media del asa. Las principales mejoras son aumento de fuerza de sustentación y mayor rigidez para aspas de turbinas de mediana-baja capacidad.

Figura 6.2: Modificación de aspa de turbina eólica patentadas para mejorar distintos parámetros operacionales. [Fuente: patente US 2014/0363303 A1, patente US 8,777,580 B y patente US 2009/0148291 A1.]

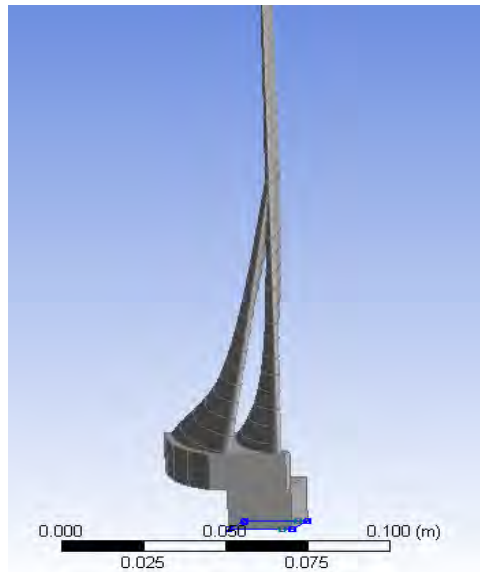


6.2. Modelado de propuestas de aspas de doble raíz mediante ANSYS®, y FLUENT®.

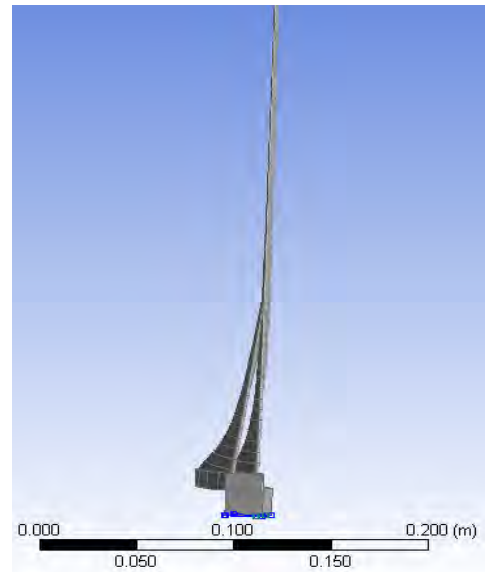
Se utilizó como base del diseño, las características aerodinámicas calculadas mediante teoría BEM para el rotor de 50 W, como se describe en el capítulo anterior. Se utilizó el software de diseño de ANSYS, para diseñar el aspa compuesta de dos raíces. Se importó la geometría del rotor sencillo de 50 W previamente diseñado y sobre esa base se comenzó a diseñar la segunda raíz. Debido a que no hay datos ni información de la posición más óptima para ubicar la raíz y generar un mayor torque, el proceso de diseño se realiza proponiendo una configuración geométrica y haciendo la simulación correspondiente con las mismas condiciones de frontera que se utilizaron para el rotor de 50 W, para conocer el comportamiento aerodinámico. La simulación del movimiento del fluido se realiza a una velocidad de 4 m/s y se calcula el torque de arranque generado por la forma del rotor propuesta en cuestión.

Se trabajó inicialmente modificando la distancias horizontal, la longitud de la segunda raíz y el plano de construcción, el cual se fijo a -8 grados de inclinación respecto la vertical de la raíz principal. Con estos criterios se obtuvieron cuatro diseños propuestos. La imagen 6.3 muestra la distintas separaciones propuestas para el diseño. El diseño de la imagen 6.3(a) tenía una separación entre raíces de 1.5 cm, el diseño de la imagen 6.3(b) tenía 1 cm y el diseño de la imagen 6.3(c) 0.5 cm. Al realizar la simulación correspondiente del diseño con separación entre raíces de 1.5 cm de la imagen 6.3(a) y evaluar el torque generado por la forma aerodinámica, se observó que esa configuración no aumentaba el torque generado, si no por el contrario disminuyó en un 15 % en relación con la simulación realizada con el rotor sencillo de 50 W. Se decidió acercar un poco mas la distancia de la segunda raíz y que la nueva distancia fuera de 1 cm. Al hacer la simulación con la separación de 1 cm del diseño de la imagen 6.3(b), se observó también que el torque estaba 8 % por debajo del torque del rotor sencillo. Finalmente siguiendo con la misma rubrica se acercó nuevamente la segunda raíz a 0.5 cm como se visualiza en la imagen 6.3(c), observando una vez más que el torque estaba por debajo del torque del rotor sencillo de 50W. Se analizaron los resultados obtenidos y se determinó que no había un aumento del torque generado por las distintas configuraciones, pues para poder unir la segunda raíz al cuerpo de la raíz principal, se necesitaba agregar una base de unión entre las dos raíces y además aumentar el tamaño de la sujeción al hub, para garantizar un correcto agarre. Estos elementos adicionales provocaron un aumento del 61 % en el momento de inercia respecto al eje de giro y por lo tanto esa propuesta de diseño quedaba descartada, pues la fuerza de sustentación generada no superaba el aumento de momento de inercia de los componentes. Se retomó entonces un diseño mas simple como se visualiza en la imagen 6.3(d).

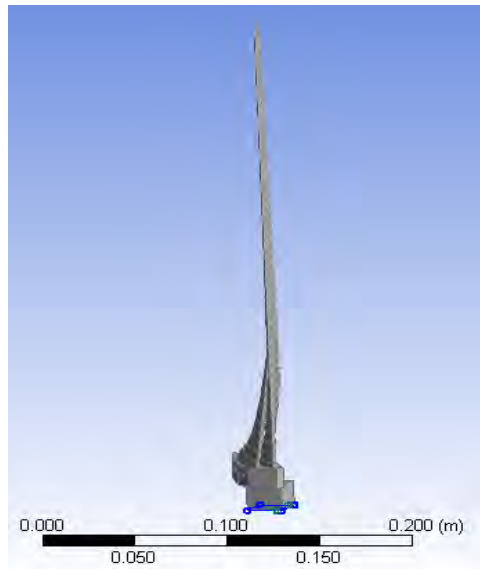
Se partió nuevamente del diseño simple de la imagen 6.3(d) para modificar las características de separación de raíz, pero ahora la segunda raíz se unía a la primera mediante la operación



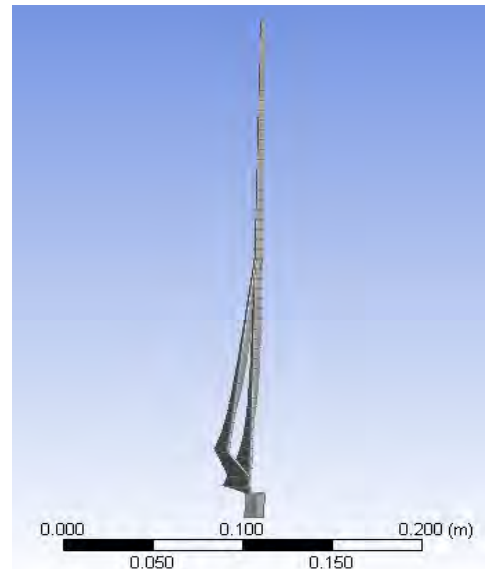
(a) Diseño de aspa de doble raíz con separación de 1.5 cm entre raíces y plano de construcción de -8 grados. Se utiliza una base para poder unir las dos raíces, así como una área mayor de zona de sujeción.



(b) Diseño de aspa de doble raíz con separación de 1 cm entre raíces y plano de construcción de -8 grados. Se utiliza una base para poder unir las dos raíces, así como una área mayor de zona de sujeción.



(c) Diseño de aspa de doble raíz con separación de .5 cm entre raíces y plano de construcción de -8 grados. Se utiliza una base para poder unir las dos raíces, así como una área mayor de zona de sujeción.



(d) Después de analizar las 3 propuestas anteriores con distintas separaciones, se simplificó el diseño para no tener un gran aumento en el momento de inercia en relación con el eje de giro.

Figura 6.3: Diseños propuestos de aspa de doble raíz con base y aumento en el tamaño del área de sujeción al hub. [Fuente: Información y elaboración propia.]

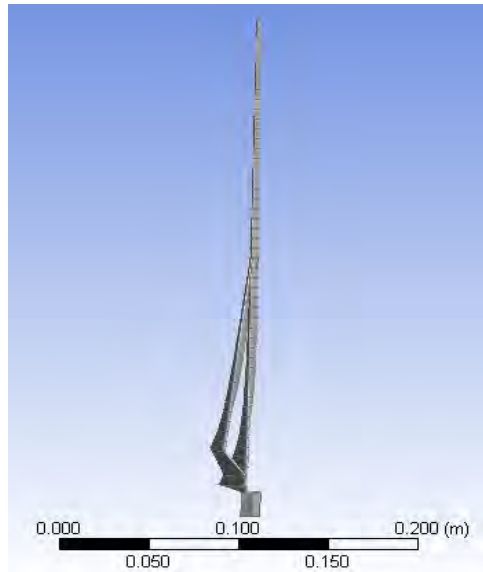


de cuerpos de ANSYS, conocida como Skin/Loft, cuya función es unir dos caras creando un volumen entre ellas. De esta manera se tomó el primer perfil aerodinámico de la segunda raíz y se unió con el segundo perfil aerodinámico de la raíz principal. Se trabajaron las mismas distancias de 0.5 cm, 1 cm, 1.5 cm y se agregó una nueva de 2 cm. La visualización de los diseños con las separaciones correspondientes se muestran en la imagen 6.4(a), 6.4(b), 6.4(c) y 6.4(d). Los diseños con las separaciones de 0.5 cm y 1 cm, permanecieron prácticamente iguales en el torque generado en relación al rotor de aspa sencilla, cuyo momento de inercia aumentó un 30 %. La interpretación de estos resultados se entienden que el torque generado por estas propuestas, no es lo suficientemente grande para vencer el momento de inercia de todo el conjunto y ambos criterios se ven contrarrestados. Para el caso de separaciones de 1.5 cm y 2 cm, el torque generado apenas aumentó 3 % y 3.3 % respectivamente, con un aumento de momento de inercia respecto al rotor sencillo de 31 % y 35 %. Estos resultados obtenidos por las simulaciones de FLUENT, dieron pie a visualizar que a medida que la raíz se separaba, el aprovechamiento del perfil de viento, era aprovechado de mejor manera por la incidencia del aire en dicha área. En la imagen 6.4 se muestran las diferentes distancias entre raíces propuestas en la serie de diseños. De estas propuestas se tomó una nueva idea, para mejorar el torque. Dicha idea fue desfazar la segunda raíz hacia la izquierda para que el contacto del viento con esa zona sea mayor. El nuevo conjunto de diseños partió entonces de una separación de raíces de 2 cm, una inclinación de -8 grados y 0 cm de desfase lateral entre las dos raíces como se ve en la imagen 6.4(d).

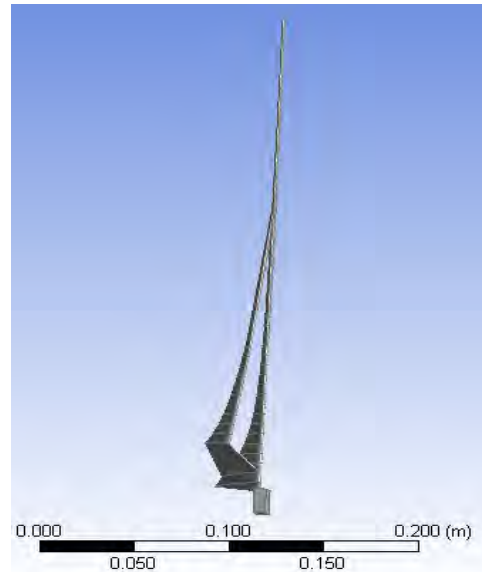
La modificación consistió en desfazar lateralmente la segunda raíz para tener una mayor área de contacto con el viento. La figura 6.5(a) y 6.5(b) muestran la vista frontal del aspa sencilla y del aspa de doble raíz con separación de 0 cm, para visualizar de mejor manera en que consistía el desfase de raíces. Se utilizaron dos distancias de separación entre raíces, 1 cm y 2 cm. Se encontró que la separación de 1 cm entre raíces tenía un aumento de momento de inercia de 34 % y un 13 % de aumento en el torque generado. El aspa se visualiza en la imagen 6.5(c). Mientras que en la separación de 2 cm provocaba un aumento de 42 % en el momento de inercia y 25 % en el aumento del torque, la imagen 6.5(d) visualiza el diseño. Esta separación lateral provocaron mayores torque de arranque debido a la forma aerodinámica de la segunda raíz, provocando fuerzas de sustentación mayores comparada con el aumento del momento de inercia.

Los resultados de todas las configuraciones realizadas se muestran en la tabla 6.1. La imagen 6.6 muestra las simulaciones realizadas en FLUENT, de cada uno de los diseños propuestos, con el objetivo de visualizar el comportamiento del fluido de acuerdo a las características geométricas de los diseños de aspas propuestas.

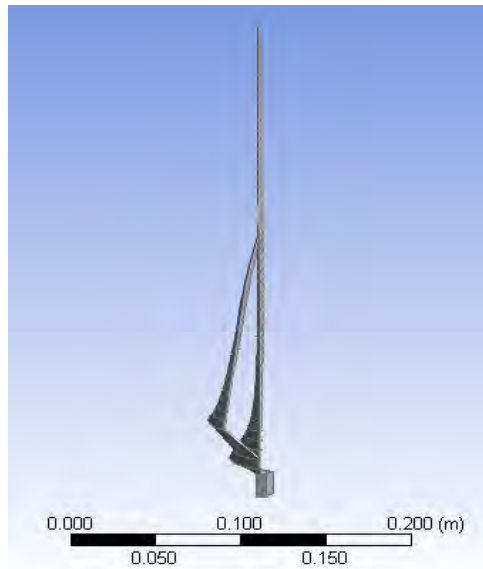
Analizando los resultados anteriores se decidió que el diseño de aspa de doble raíz tuviera una separación de 2 cm, un plano de construcción a -8 grados y un desfase lateral de 2 cm. Las distintas vistas y armado del rotor con la propuesta obtenida se muestra en la imagen 6.7.



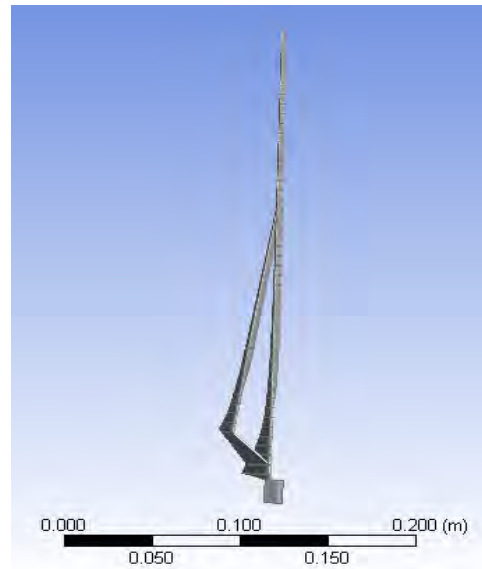
(a) Diseño de aspa de doble raíz, cuya unión entre raíces se realiza mediante la operación de unión de caras Skin/Loft de ANSYS. La separación de raíces es de .5 cm y el plano de construcción de la segunda raíz es de -8 grados.



(b) Diseño de aspa de doble raíz, cuya unión entre raíces se realiza mediante la operación de unión de caras Skin/Loft de ANSYS. La separación de raíces es de 1 cm y el plano de construcción de la segunda raíz es de -8 grados.

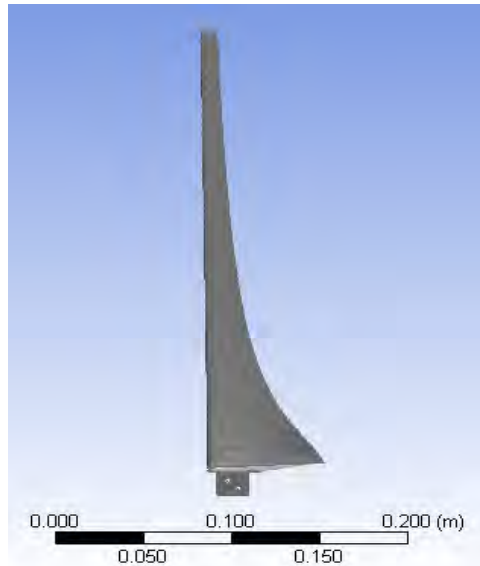


(c) Diseño de aspa de doble raíz, cuya unión entre raíces se realiza mediante la operación de unión de caras Skin/Loft de ANSYS. La separación de raíces es de 1.5 cm y el plano de construcción de la segunda raíz es de -8 grados.

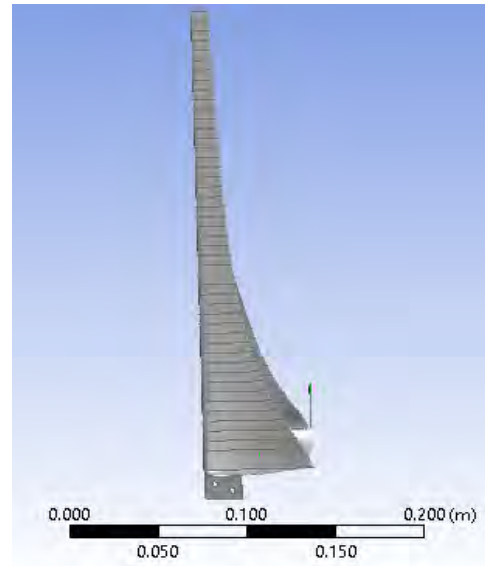


(d) Diseño de aspa de doble raíz, cuya unión entre raíces se realiza mediante la operación de unión de caras Skin/Loft de ANSYS. La separación de raíces es de 2 cm y el plano de construcción de la segunda raíz es de -8 grados.

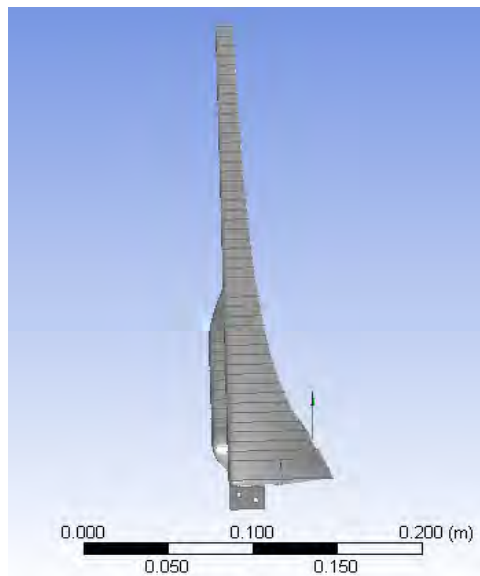
Figura 6.4: Modificación de aspa de turbina eólica patentadas para mejorar distintos parámetros operacionales. [Fuente: Información y elaboración propia.]



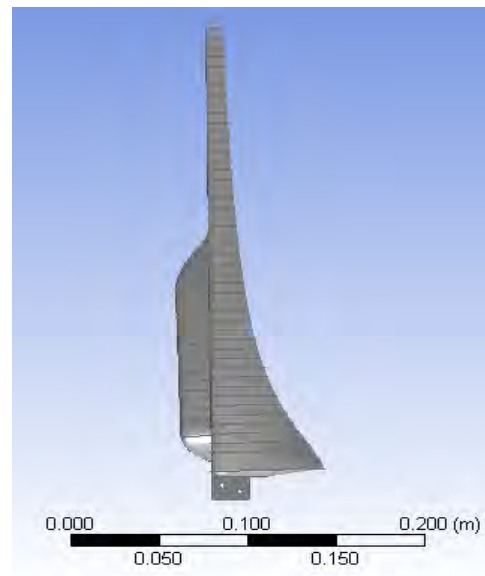
(a) Aspa de doble raíz del rotor sencillo de 50 W de referencia , para comparar el desfase propuesto de la segunda raíz.



(b) Diseño de aspa de doble raíz, cuya unión entre raíces se realiza mediante la operación de unión de caras Skin/Loft de ANSYS. La separación de raíces es de 2 cm y el plano de construcción de la segunda raíz es de -8 grados. El desfase lateral de las raíces es de 0 cm.



(c) Diseño de aspa de doble raíz, cuya unión entre raíces se realiza mediante la operación de unión de caras Skin/Loft de ANSYS. La separación de raíces es de 2 cm y el plano de construcción de la segunda raíz es de -8 grados. El desfase lateral de las raíces es de 1 cm.



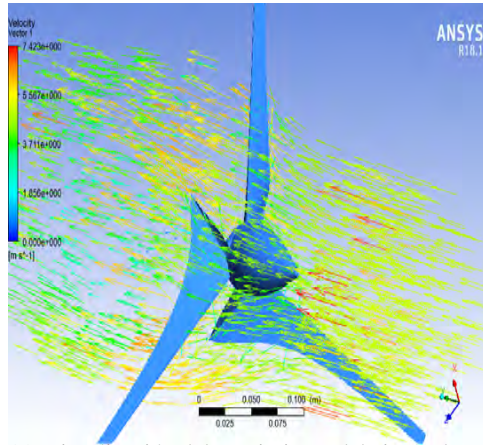
(d) Diseño de aspa de doble raíz, cuya unión entre raíces se realiza mediante la operación de unión de caras Skin/Loft de ANSYS. La separación de raíces es de 2 cm y el plano de construcción de la segunda raíz es de -8 grados. El desfase lateral de las raíces es de 2 cm.

Figura 6.5: Diseños de Aspas de doble raíz propuestas con desfase lateral de raíz para mejorar el torque de arranque. La idea de separar la segunda raíz es aumentar el área de contacto del aspa y generar una fuerza de sustentación mayor. [Fuente: Información y elaboración propia.]

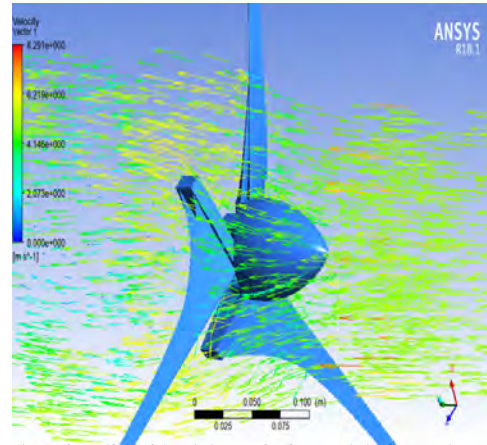


	Separación raíz (cm)	Inclinación de la segunda raíz (°)	Desfase lateral de raíz (cm)	Aumento momento inercia (%)	Aumento torque (%)
Doble raíz unidas con base	0.5	-8	0	59 %	-6 %
	1	-8	0	60.50 %	-8 %
	1.5	-8	0	61 %	-15 %
Doble raíz unidas con Skin	0.5	-8	0	28 %	1 %
	1	-8	0	29 %	1.30 %
	1.5	-8	0	31 %	3 %
	2	-8	0	32 %	3.50 %
Doble raíz desfasadas lateralmente	2	-8	0	32 %	3.50 %
	2	-8	1	34 %	13 %
	2	-8	2	42 %	25 %

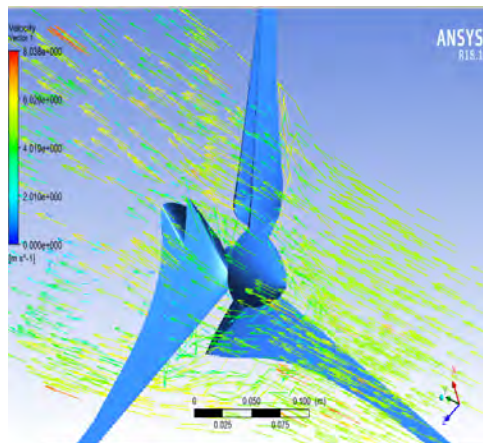
Cuadro 6.1: Características geométricas de los diseños propuestos de aspa de doble raíz. [Fuente: Información y elaboración propia.]



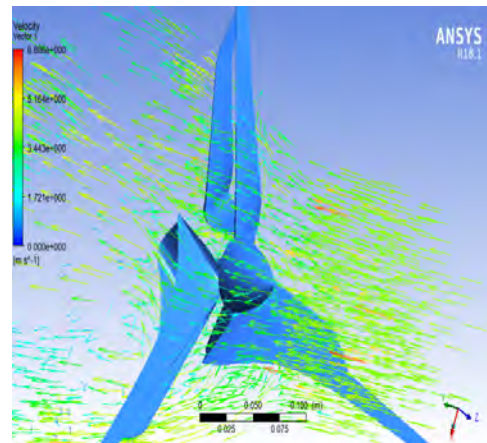
(a) Visualización del movimiento del aire en la zona del hub y de la raíz mediante la técnica de dinámica de fluidos computacional en el rotor sencillo de 50 W.



(b) Visualización del movimiento del aire en la zona del hub y de la raíz mediante la técnica de dinámica de fluidos computacional en la propuesta de aspa de doble raíz con base.

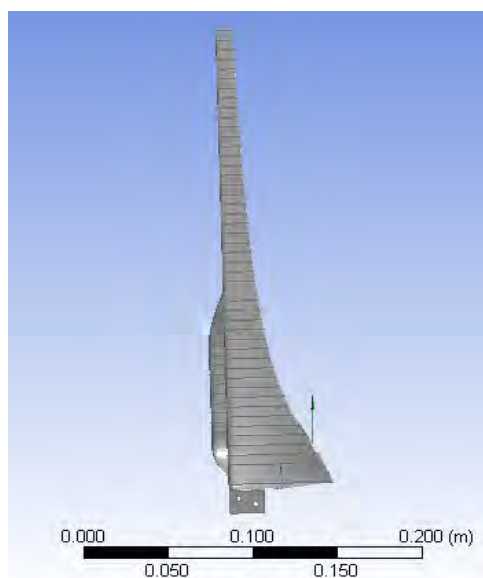


(c) Visualización del movimiento del aire en la zona del hub y de la raíz mediante la técnica de dinámica de fluidos computacional en la propuesta de aspa de doble raíz con separación lateral de 0 cm entre ambas raíces.

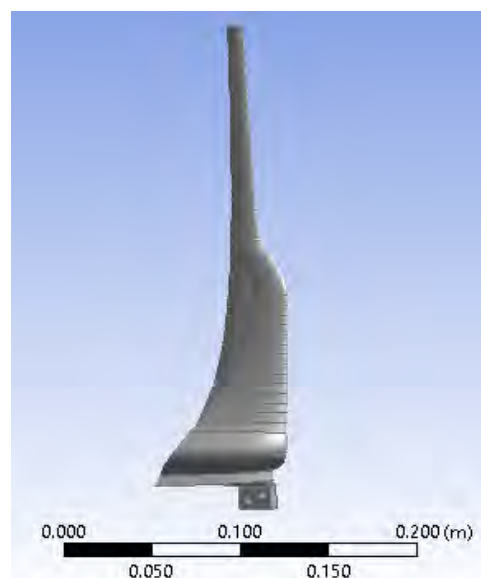


(d) Visualización del movimiento del aire en la zona del hub y de la raíz mediante la técnica de dinámica de fluidos computacional en la propuesta de aspa de doble raíz con separación lateral de 2 cm entre ambas raíces.

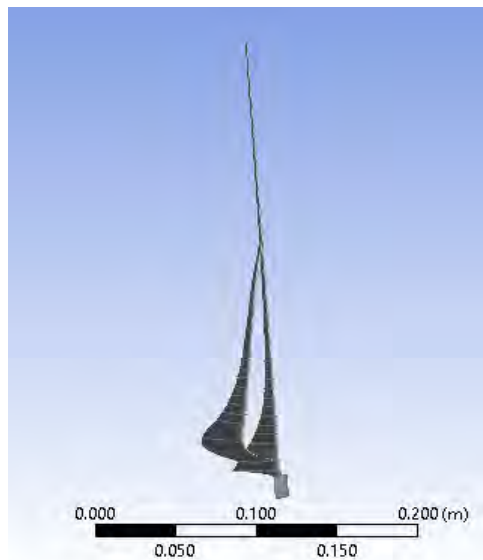
Figura 6.6: Propuestas de forma aerodinámica de aspa de turbina eólica para aumentar el torque aerodinámico de arranque mediante dinámica de fluidos computacional. [Fuente: Información y elaboración propia.]



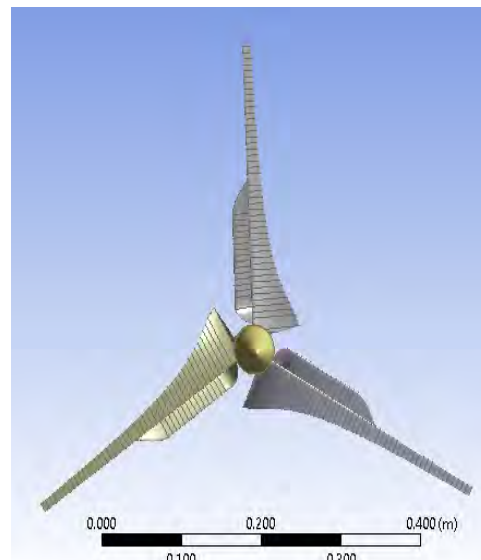
(a) Vista frontal del diseño de aspa de doble raíz, con separación de raíces de 2 cm, inclinación del plano de construcción de -8 grados y desfase lateral de 2 cm.



(b) Vista posterior del diseño de aspa de doble raíz, con separación de raíces de 2 cm, inclinación del plano de construcción de -8 grados y desfase lateral de 2 cm.



(c) Vista lateral del diseño de aspa de doble raíz, con separación de raíces de 2 cm, inclinación del plano de construcción de -8 grados y desfase lateral de 2 cm.



(d) Armado del rotor con el diseño de aspa de doble raíz, con separación de raíces de 2 cm, inclinación del plano de construcción de -8 grados y desfase lateral de 2 cm.

Figura 6.7: Modificación de aspa de turbina eólica patentadas para mejorar distintos parámetros operacionales. [Fuente: Información y elaboración propia.]



6.3. Fabricación del rotor y pruebas de laboratorio

La fabricación de las aspas en material PLA (ácido poliláctico), representó un reto debido a la complejidad de la forma aerodinámica y a la delgadez de las punta del aspa. Se modificaron los parámetros de temperatura de la boquilla, velocidad de impresión de pared y de relleno, para lograr distintos acabados de la superficie, el cual está altamente influenciado por estos factores. Las primeras pruebas se realizaron con una temperatura de la boquilla de 210°C y una velocidad de impresión de 60 mm/s, cuyas configuraciones imprimían el aspa en 9 horas con 20 minutos. La principal problemática de esta configuración temperatura/velocidad se vio directamente reflejada en el acabado de las puntas, pues al ser muy delgadas, el cabezal realizaba las capas inmediatas en muy poco tiempo y no se enfriaban de manera adecuada provocando que la zona de la punta se deformara por la temperatura. Posteriormente se disminuyó la temperatura hasta 190°C, sin tener impresiones satisfactorias. Se disminuyó la temperatura hasta 190°C y se disminuyó la velocidad de impresión a 30 mm/s. Con esta configuración la impresora se detuvo varias veces, notando que la boquilla se quedaba pegada en el cuerpo del aspa. Se analizó la problemática y se determinó que lo sucedido fue porque la velocidad de impresión era muy baja y el filamento se enfriaba muy rápidamente, provocando que se fusionara con la pieza. Al investigar al respecto, se encontró la siguiente relación entre velocidad y temperatura de impresión para material PLA, visualizada en la figura 6.8. Entonces se determinó la temperatura de 205°C y una velocidad de 40 mm/s, logrando impresiones satisfactorias de la forma aerodinámica. La figura 6.9 muestra las diversas impresiones realizadas, y que por errores en los parámetros de la impresora, no se lograban formas completas. El resultado final es el aspa en color blanco. En total se realizaron 15 pruebas de impresión para lograr el mejor acabado posible. Posterior a la impresión, se retiraron los soportes que sugería el software para lograr la forma del aspa, se le hizo un lijado con tamaño de grano fino para afinar la superficie aerodinámica y finalmente se pintaron de color azul fluorescente mediante aerosol. El Resultado final se visualiza en las figura 6.11. Posteriormente se imprimieron el hub y porta hub para poder ensamblar todo el rotor mediante tornillos de 1.5 pulgadas de largo.

Los ensayos realizados para medir el torque aerodinámico de arranque, se hace en estado estático. Para conocer la potencia y velocidad de rotación se hace en rotación. Se desea ensayar el rotor en velocidad nominal a 8 m/s, para analizar el comportamiento de la doble raíz y sus efectos en la potencia de salida. Por cuestiones de seguridad y resistencia del material, se realizarán posteriormente, ya que se manufacturen las aspas del rotor en materiales mas confiables como fibra de carbono o similares. Para fines de alcance de este trabajo unicamente se midieron los torques de arranque en el rango de 1-6 m/s.

El rotor ensamblado y atornillado, se asegura en el cabezal del torquímetro y se aprieta hasta asegurarlo. El cabezal esta conectado a un instrumento principal para obtener las lecturas que detecta la sonda del torquímetro. La figura 6.11 visualiza como se monta el rotor en el túnel, el

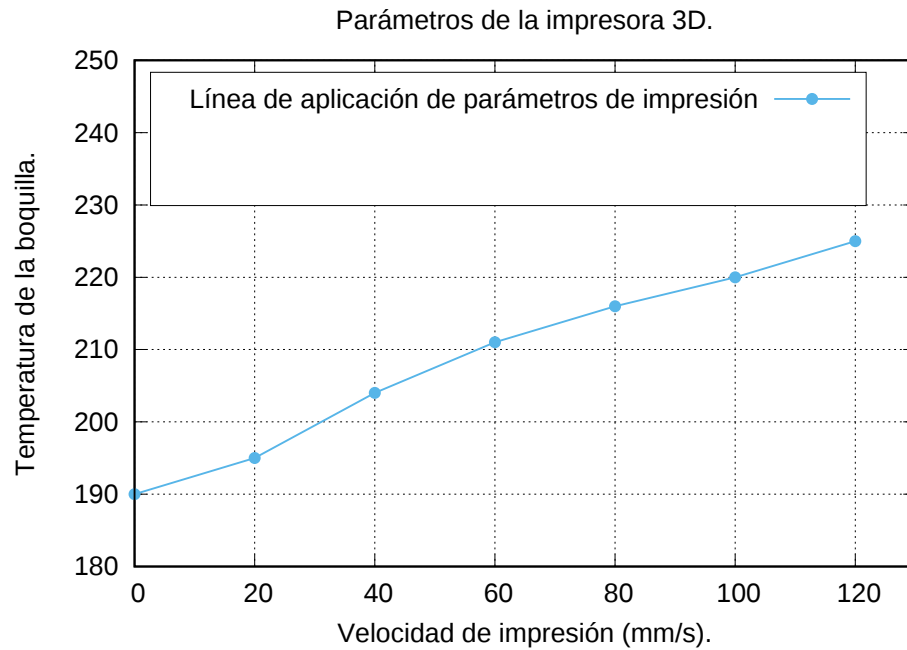


Figura 6.8: Relación de temperatura de la boquilla de una impresora con la velocidad de deposición de material. Parámetros importantes para lograr un buen acabado superficial. [Fuente: <https://filament2print.com>.]



Figura 6.9: Pruebas de impresión realizadas con distintas configuraciones de temperatura de la boquilla y velocidad de deposición de material. [Fuente: Información y elaboración propia.]



torquímetro usado y la verificación de la velocidad del viento mediante el anemómetro.

La medición se lleva a cabo mediante el siguiente proceso: se enciende el túnel de viento para hacer incidir la corriente sobre el rotor, con la ayuda del anemómetro se valida que la velocidad sea la correcta. Se enciende el torquímetro y se configura con las unidades, tipo de precisión y respuesta de las lecturas tomadas. Se toma la lectura correspondiente a esa velocidad de viento. Posteriormente se aumenta la velocidad del túnel en intervalos de 1 m/s hasta llegar a 6 m/s. A cada intervalo de velocidad le corresponde un torque generado por el rotor. Para validar los resultados de las pruebas, se realizaron repeticiones de las mediciones para tener repetitividad de resultados. Los resultados obtenidos del torque aerodinámico de arranque producido por el rotor de aspas de doble raíz, se visualiza en la figura 6.10.

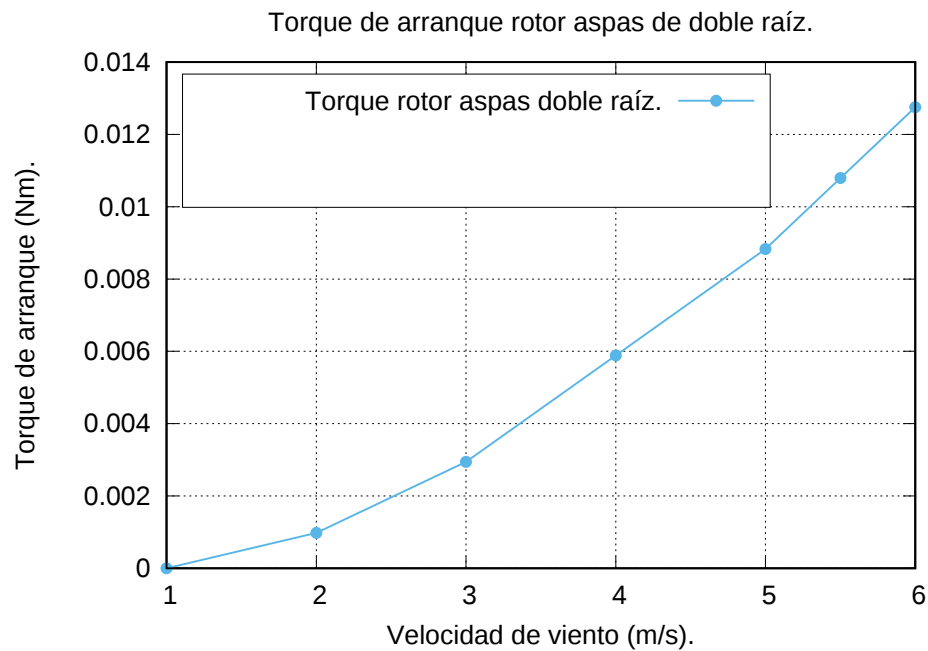
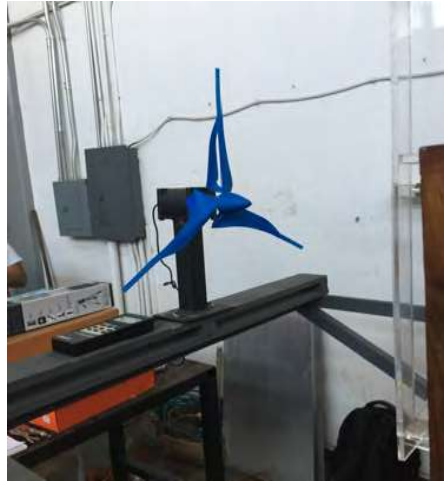


Figura 6.10: Resultados de torque aerodinámico medido mediante un torquímetro en el rango de velocidad de viento de 1 a 6 m/s. [Fuente: Información y elaboración propia.]



(a) Montaje del rotor de 50 W. El rotor posee un diseño de aspas de doble raíz cuyo beneficio principal es optimizar el torque de arranque



(b) Medición del torque aerodinámico de arranque mediante un torquímetro.



(c) Validación de la velocidad de salida del túnel de viento mediante un anemómetro.



(d) Torquímetro utilizado para medir el torque generado por el rotor de aspas de doble raíz durante la incidencia del viento en su superficie.

Figura 6.11: Pruebas de medición de torque aerodinámico de arranque para el rotor de 50 W con el diseño de aspa de doble raíz. [Fuente: Información y elaboración propia.]

Capítulo 7

Análisis de resultados de la optimización para mejorar el torque de arranque

7.1. Resultados de la optimización del torque de arranque

Durante las pruebas realizadas al rotor de aspa de doble raíz en el túnel de viento se midió el torque generado por el aire con el objetivo de determinar si la optimización realizada en FLUENT, había sido exitosa. Al medir los resultados y hacer múltiples pruebas para tener repetitividad de ellos, se registraron en tablas para comparar los resultados obtenidos. El rotor con aspas de doble raíz mejoró notablemente en el torque de arranque aerodinámico, debido a su estructura que permite aprovechar de mejor manera la incidencia del viento. La figura 7.1 visualiza la comparación de los torques medidos para el rotor de aspas sencillas y el rotor de aspas dobles.

Se realizó una comparación entre el torque del rotor de aspa de doble raíz y el torque del rotor de aspas sencillas, para determinar el porcentaje de aumento para cada velocidad de viento en el rango de 1-6 m/s. Para 3 y 4 m/s, el porcentaje de aumento fue de 50 %, para 5 y 6 m/s el aumento fue de 30 %. Con estos resultados se visualiza que la modificación tiene mayor efecto para las velocidades mas bajas, debido a la baja turbulencia y a un flujo ordenado. La tabla 7.1 registra los detalles de los porcentajes de aumento, los valores de torques para cada rotor y el error de predicción del modelo de turbulencia.

Gran parte del éxito del diseño se debe al buen análisis de dinámica de fluidos computacional hecha en FLUENT. El error de predicción del modelo de turbulencia, en relación con valores reales de aspas de raíz sencilla, apenas alcanzan 14.09 %, mientras que en el de doble raíz varían en 7.83 %. La figura 7.2 visualiza los valores de cada rotor medido en el túnel de viento y sus predicciones realizadas por FLUENT. El proceso de optimización fue satisfactorio porque se tenían las condiciones frontera y los valores reales del torque de arranque del rotor sencillo.

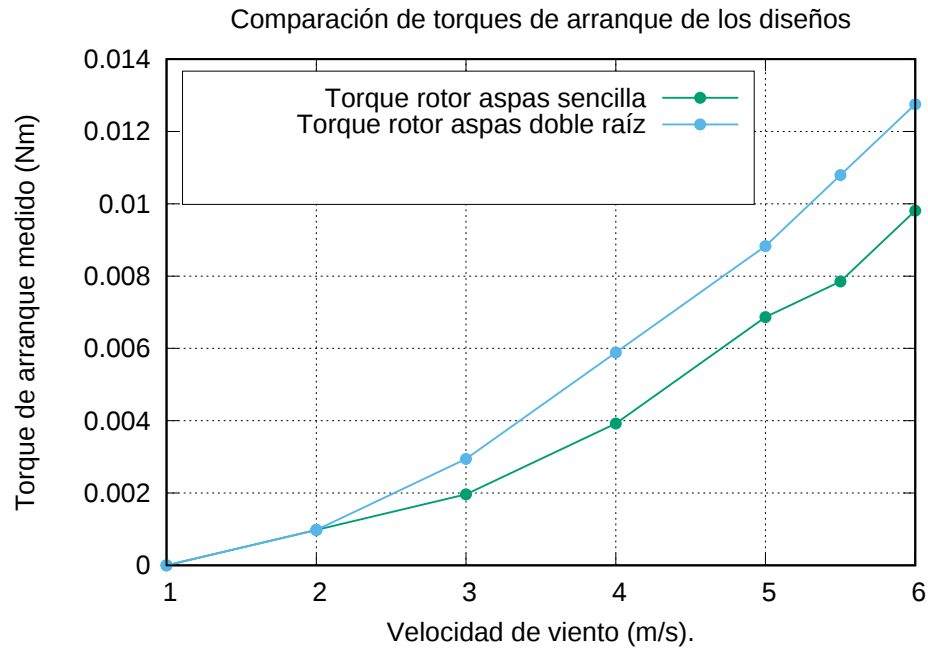


Figura 7.1: Comparación directa entre el torque de arranque generado por el rotor de aspas sencillas y el rotor de aspas de doble raíz. [Fuente: Información y elaboración propia.]

Vel. viento m/s	Torque aspa sencilla J	Predicción CFD	Error modelo turbulencia %	Torque aspa doble raíz J	Predicción CFD doble raíz	Error modelo turbulencia %	% Aumento torque
1	0	0	0	0	0	0	0
2	0.000981	0.001076	8.82	0.000981	0.001386	41.28	0
3	0.001962	0.002284	14.09	0.002943	0.003059	3.94	50
4	0.003924	0.00395	0.65	0.005886	0.005425	-7.83	50
5	0.006867	0.006058	-13.35	0.008829	0.0085	-3.72	28.57
5.5	0.007848	0.00734	-6.92	0.010791	0.01031	-4.45	37.5
6	0.00981	0.008606	-13.99	0.012753	0.01231	-3.47	30

Cuadro 7.1: Comparación de los valores de torque de arranque medido en el túnel de viento y las predicciones hechas por software FLUENT ®. [Fuente: Información y elaboración propia.]

Con esas condiciones frontera, un correcto mallado y la validación del modelo de turbulencia, se utilizaron como base para simular el rotor de aspa de doble raíz y obtener los resultados mostrados.

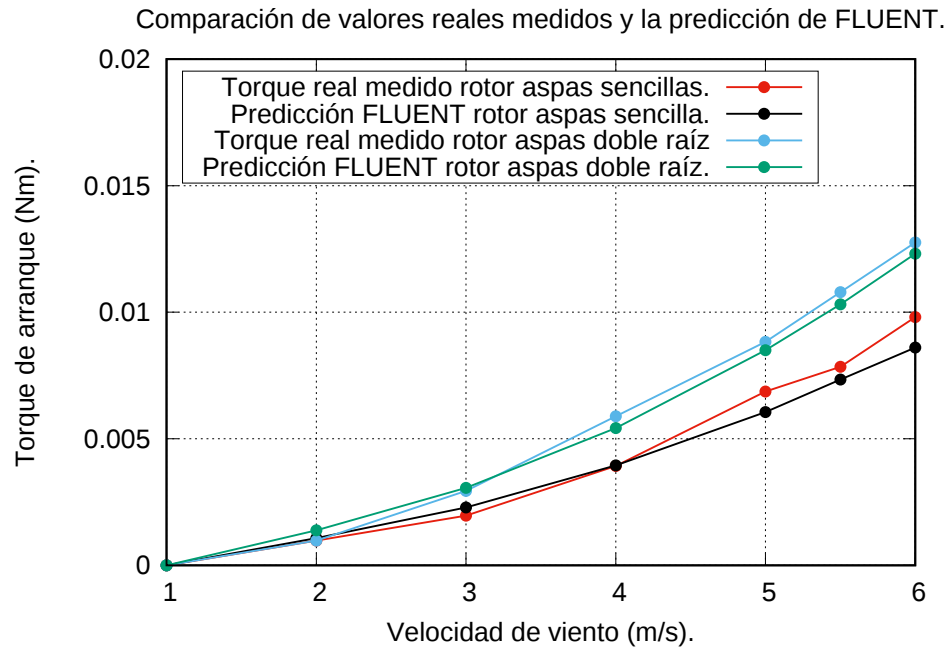


Figura 7.2: Comparación de resultados entre los valores medidos con instrumentos y los calculados con dinámica de fluidos computacional. Se comparan el rotor de aspas sencillo con el rotor de aspas de doble raíz. [Fuente: Información y elaboración propia.]

7.2. Visualización resultados CFD

FLUENT, posee una herramienta llamada postprocesamiento. Es muy útil para trabajar de manera gráfica los resultados obtenidos de la simulación y visualizar múltiples efectos relacionados con el fenómeno analizado.

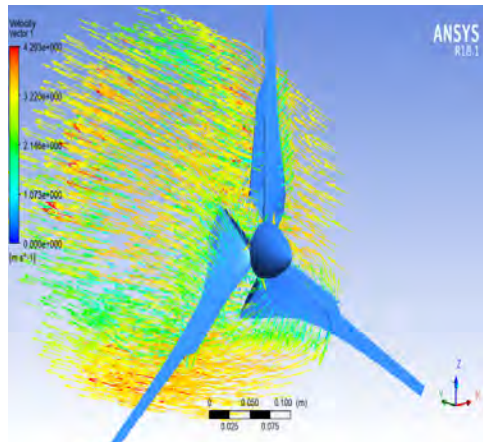
7.2.1. Vectores de velocidad en el rotor de aspa de doble raíz

Los vectores de velocidad nos ayudan a visualizar la trayectoria del perfil de velocidad en componentes vectoriales que conforman la corriente. Son de gran ayuda para analizar la dirección y magnitud. La figura 7.3 visualiza el comportamiento vectorial del fluido a una velocidad de 3 m/s y sus efectos sobre el rotor de aspas de doble raíz.

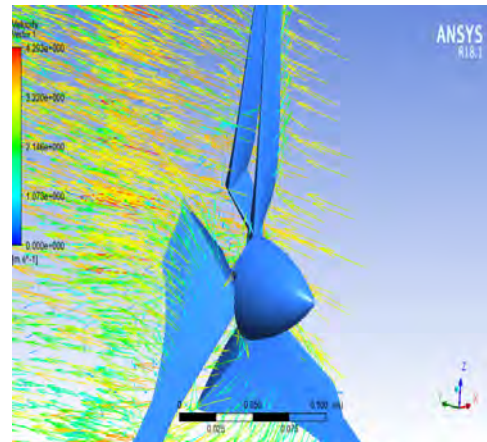
En la figura 7.3(a) se visualiza el rotor de aspas de doble raíz inmerso en la corriente de viento, con fines de visualización se eliminan los vectores frente al rotor ya que esa zona no es de interés para el análisis. Los vectores contiguos a las aspas, experimentan una aceleración debido a la forma aerodinámica y al efecto venturi de expansión que se forma por el contacto con el rotor. En la zona de la segunda raíz se visualiza un aumento de velocidad al pasar por esa zona, esto consecuencia de la forma aerodinámica de la segunda raíz. Esta geometría acelera el paso del fluido



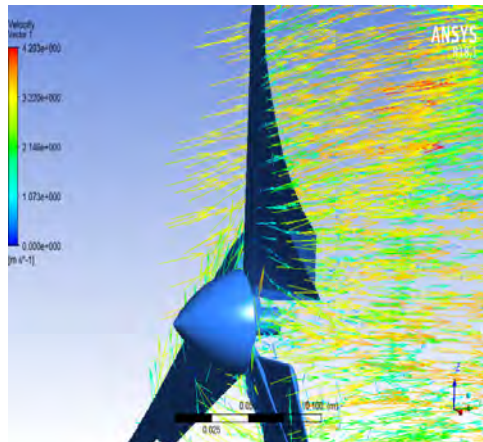
provocando un aumento de velocidad del aire que lo atraviesa. Este efecto aerodinámico provoca un aumento del 50 % del torque aerodinámico de arranque en comparación con el rotor de aspa sencilla a la misma velocidad de 3 m/s. Esto se refleja directamente en que el rotor de doble raíz arranque antes que el rotor sencillo. Este aumento de torque se debe a un mejor aprovechamiento de la corriente incidente de aire sobre el rotor, es decir que la relación sustentación/arrastre C_l/C_d , tiende a ser mas grande, pues la sustentación que genera la segunda raíz es mayor comparada con el arrastre, lo que resulta directamente en tener un mayor torque de arranque.



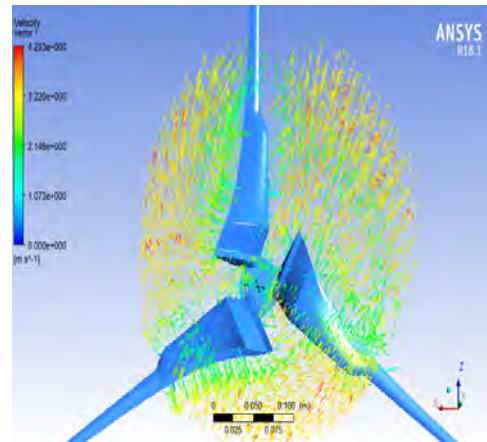
(a) Vista isométrica del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 3 m/s.



(b) Vista lateral izquierda del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 3 m/s.



(c) Vista lateral derecha del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 3 m/s.

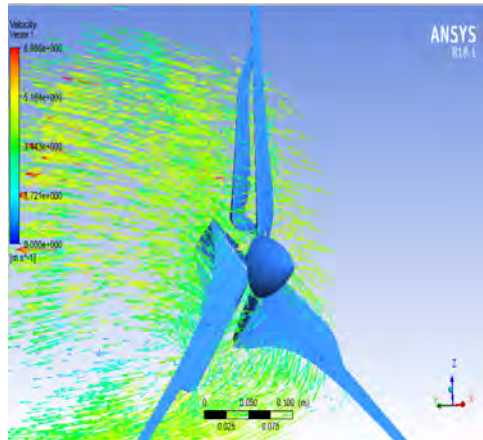


(d) Vista trasera del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 3 m/s.

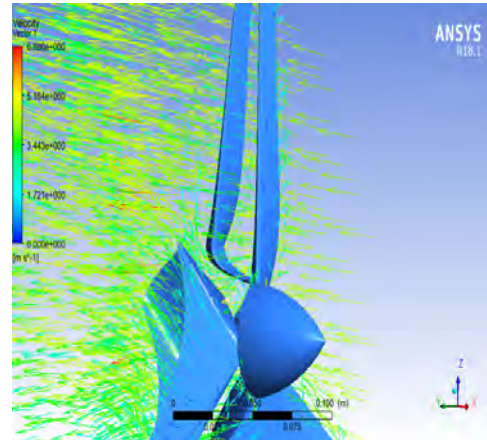
Figura 7.3: Visualización de resultados de la dinámica de fluidos computacional de FLUENT. Se observan los vectores de velocidad de la corriente de viento a 3 m/s. Se observa la influencia de la corriente de aire en forma vectorial, al cruzar la zona de la segunda raíz y experimentar un aumento en su velocidad. Se muestran varias vistas. [Fuente: Información y elaboración propia.]



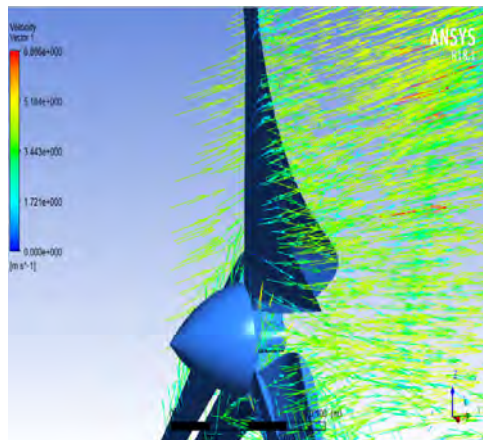
La figura 7.4, visualiza el rotor de aspas de doble raíz con una velocidad incidente de 4 m/s. Se visualiza que los vectores después de hacer el contacto con el rotor aumentan su velocidad, es decir que la aerodinámica produce la aceleración del aire. El aumento de torque respecto al torque generado por el aspa sencilla es de 50 %, esto porque el coeficiente de sustentación/arrastre tiende a ser mas grande, pues la sustentación que genera la segunda raíz es mayor comparada con el arrastre, lo que resulta directamente en tener un mayor torque de arranque.



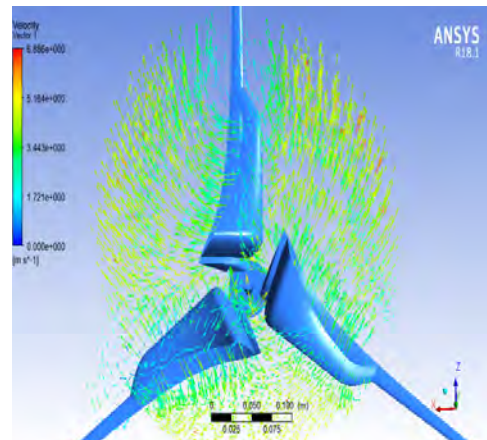
(a) Vista isométrica del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 4 m/s.



(b) Vista lateral izquierda del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 4 m/s.



(c) Vista lateral derecha del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 4 m/s.

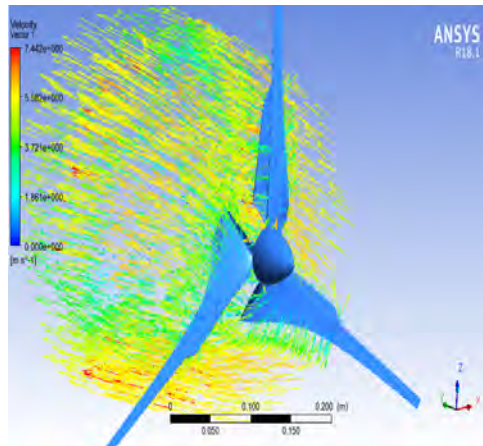


(d) Vista trasera del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 4 m/s.

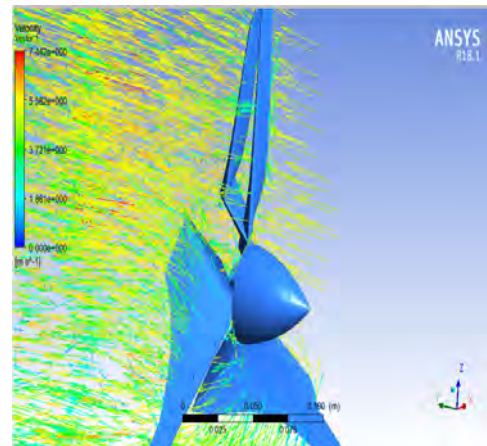
Figura 7.4: Visualización de resultados de la dinámica de fluidos computacional de FLUENT. Se observan los vectores de velocidad de la corriente de viento a 4 m/s. Se observa la influencia de la corriente de aire en forma vectorial, al cruzar la zona de la segunda raíz y experimentar un aumento en su velocidad. Se muestran varias vistas. [Fuente: Información y elaboración propia.]



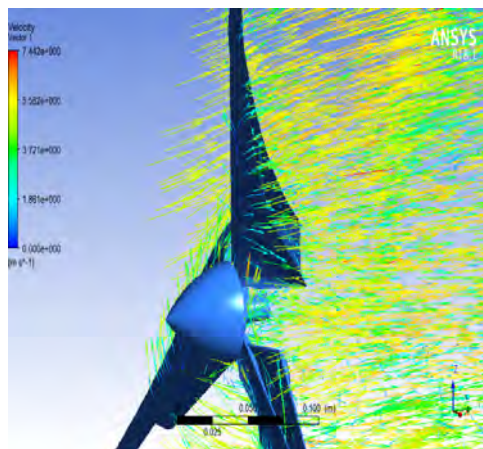
La figura 7.5, visualiza el rotor de aspas de doble raíz con una velocidad incidente de 5 m/s. Se visualiza que los vectores después de hacer el contacto con el rotor aumentan su velocidad, es decir que la aerodinámica produce la aceleración del aire. El aumento de torque respecto al torque generado por el aspa sencilla es de 28.57 %, es decir que a medida que la velocidad de viento aumenta, el torque generado es menor en porcentaje, pero aún así el aumento respecto al aspa sencilla es mayor, esto porque el coeficiente de sustentación/arrastre también aumentó.



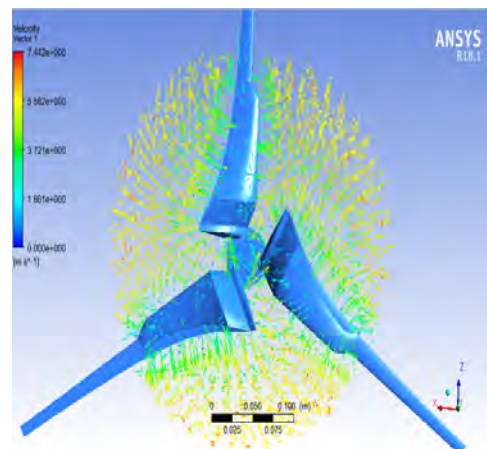
(a) Vista isométrica del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 5 m/s.



(b) Vista lateral izquierda del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 5 m/s.



(c) Vista lateral derecha del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 5 m/s.



(d) Vista trasera del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 5 m/s.

Figura 7.5: Visualización de resultados de la dinámica de fluidos computacional de FLUENT. Se observan los vectores de velocidad de la corriente de viento a 5 m/s. Se observa la influencia de la corriente de aire en forma vectorial, al cruzar la zona de la segunda raíz y experimentar un aumento en su velocidad. Se muestran varias vistas. [Fuente: Información y elaboración propia.]



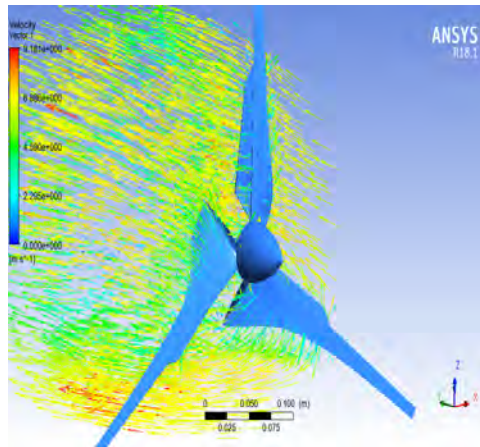
La figura 7.6, visualiza el rotor de aspas de doble raíz con una velocidad incidente de 6 m/s. Se visualiza que los vectores después de hacer el contacto con el rotor aumentan su velocidad, es decir que la aerodinámica produce la aceleración del aire. El aumento de torque respecto al torque generado por el aspa sencilla es de 30 %. Para este rotor en particular, la doble raíz se estabiliza en porcentaje de aumento entre 28 % y 30 % en relación con su mismo diseño de rotor sencillo. A medida que la velocidad de viento aumenta, la eficiencia de aumento del torque de arranque disminuye, pero los valores siguen estando por encima de los medidos con el rotor de aspas sencillas. Para este diseño, esa disminución no es tan importante, pues el rotor arrancará en rangos de velocidad de entre 4 y 5 m/s.

7.2.2. Contornos de presión en el rotor de aspa de doble raíz

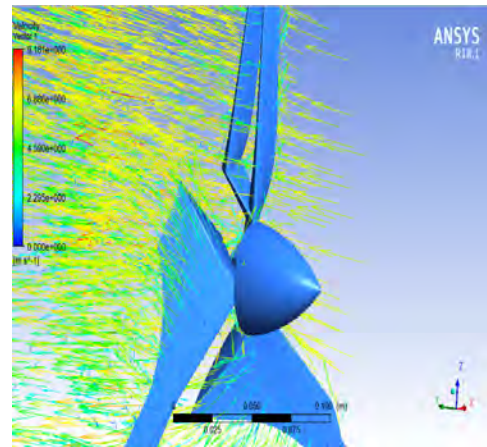
Los contornos de presión nos ayudan a visualizar las presiones presentes en el rotor durante la incidencia del aire, la figura 7.7 visualiza los contornos a 3, 4, 5 y 6 m/s de velocidad de viento. La parte interesante de estos contornos de presión la podemos visualizar en la zona de la segunda raíz, pues como se ve en la escala de valores, los colores verdes representan menores presiones que los colores amarillos. Estas presiones menores en la zona de la segunda raíz se deben a la forma aerodinámica del aspa, pues durante el paso del fluido, este se acelera, provocando que existan caídas de presión importantes en dicha zona, corroborando entonces que los resultados obtenidos de la simulación son una muy buena aproximación en relación al fenómeno real. Visualizamos que los contornos de presión presentan condiciones similares y regulares para las velocidades de viento en las que opera el rotor.

7.2.3. Líneas de corriente en el rotor de aspa de doble raíz

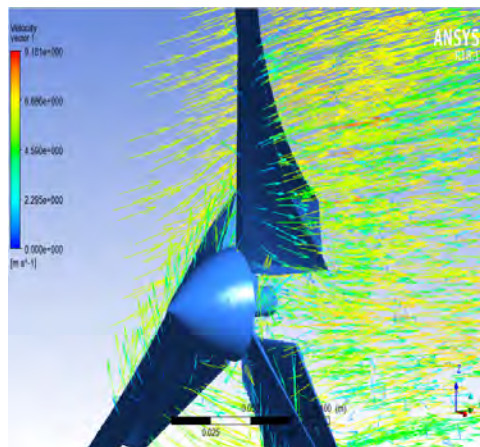
Las líneas de corriente en el postprocesamiento nos ayudan a visualizar el cambio de velocidad de las partículas a lo largo de su recorrido y en la zona de interés de análisis. En la figura 7.8 se visualizan las líneas de corriente para velocidades de 3, 4, 5 y 6 m/s respectivamente. En la figura 7.8(a) se visualiza que la doble raíz a una velocidad de 3 m/s tiene mayor efecto en la aceleración del fluido, como ya lo habíamos constatado de acuerdo al porcentaje de aumento de torque. Para los casos de la figuras 7.8(b), 7.8(c) y 7.8(d) el aumento de aceleración también se produce de acuerdo a los cambios de color verde en la entrada del rotor y amarillo al abandonar el rotor. La cantidad de puntos de análisis para visualizar las líneas de corriente son 8000, únicamente en la zona que abarca a 1/3 de la longitud del aspa.



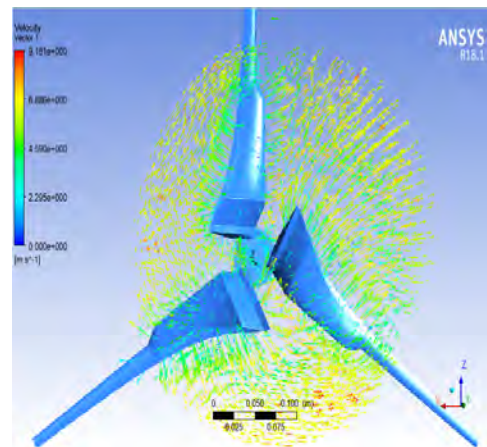
(a) Vista isométrica del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 6 m/s.



(b) Vista lateral izquierda del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 6 m/s.



(c) Vista lateral derecha del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 6 m/s.

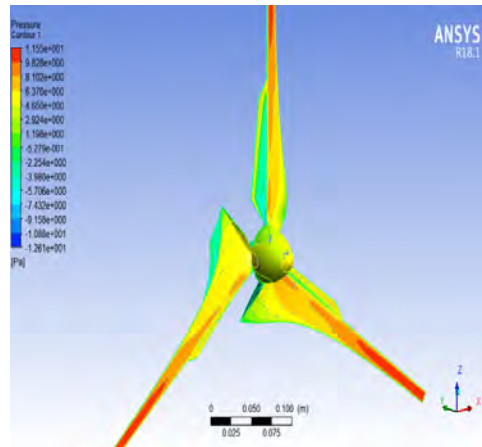


(d) Vista trasera del rotor de doble raíz para visualizar la penetración de la corriente de viento en forma de vectores en la zona de la segunda raíz a una velocidad de 6 m/s.

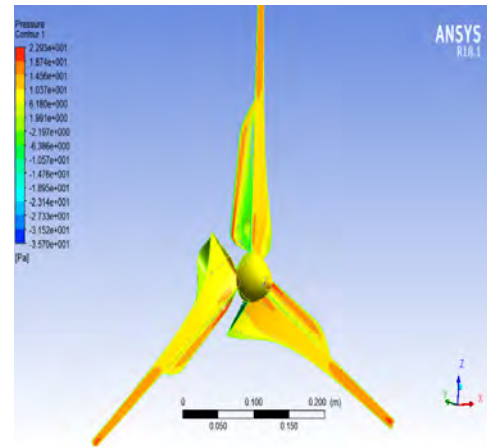
Figura 7.6: Visualización de resultados de la dinámica de fluidos computacional de FLUENT. Se observan los vectores de velocidad de la corriente de viento a 6 m/s. Se observa la influencia de la corriente de aire en forma vectorial, al cruzar la zona de la segunda raíz y experimentar un aumento en su velocidad. Se muestran varias vistas. [Fuente: Información y elaboración propia.]

7.3. Difusión del trabajo

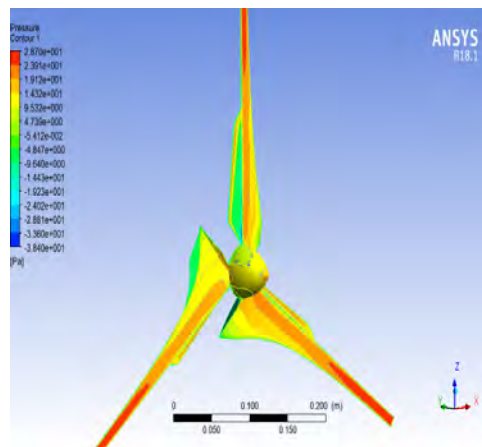
Como parte de la difusión, se envió un trabajo al congreso del CIERMMI con el nombre: Análisis del arranque de las micro turbinas de eje horizontal de baja capacidad HAWT, cuyo temática principal aborda los parámetros involucrados en la fase de arranque de la turbina de 50 W, que son parte del desarrollo del presente trabajo en el capítulo 5. Se presentó en septiembre del



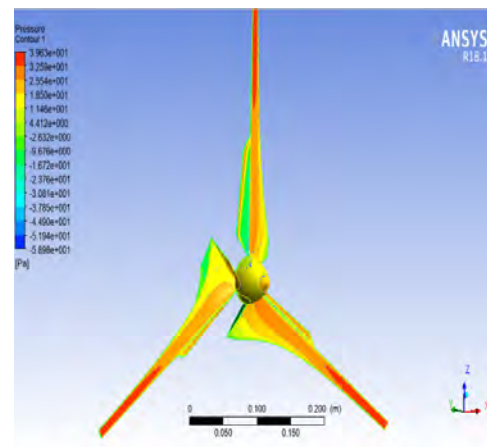
(a) Contornos de presión generados por la incidencia del aire a una velocidad de 3 m/s. Se visualiza la zona de baja presión ubicada en la segunda raíz. Debido a esa zona de baja presión el aire aumenta su velocidad.



(b) Contornos de presión generados por la incidencia del aire a una velocidad de 4 m/s. Se visualiza la zona de baja presión ubicada en la segunda raíz. Debido a esa zona de baja presión el aire aumenta su velocidad.



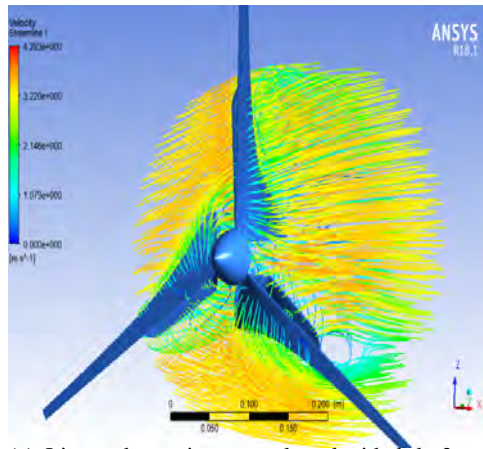
(c) Contornos de presión generados por la incidencia del aire a una velocidad de 5 m/s. Se visualiza la zona de baja presión ubicada en la segunda raíz. Debido a esa zona de baja presión el aire aumenta su velocidad.



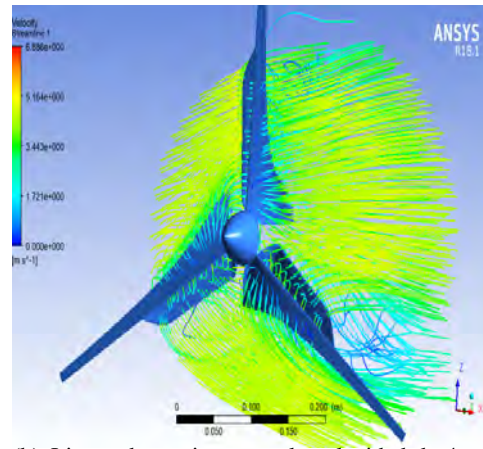
(d) Contornos de presión generados por la incidencia del aire a una velocidad de 6 m/s. Se visualiza la zona de baja presión ubicada en la segunda raíz. Debido a esa zona de baja presión el aire aumenta su velocidad.

Figura 7.7: Visualización de resultados de la dinámica de fluidos computacional de FLUENT. Se observan los contornos de presión generados por la incidencia de la corriente de viento a 3,4,5 y 6 m/s. Se compara la distribución de presiones en el rotor de aspa de doble raíz. [Fuente: Información y elaboración propia.]

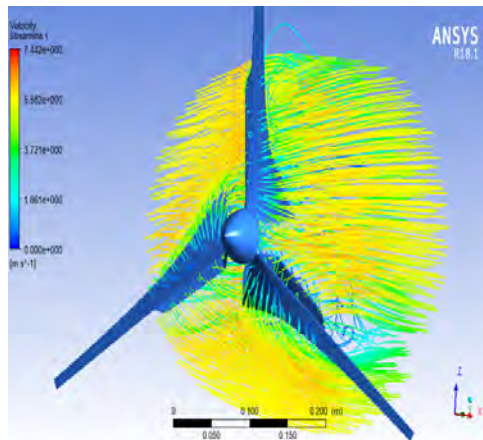
2017, en la ciudad de San Juan del río, Querétaro. Como parte de este trabajo también se realizó una publicación electrónica en la revista ECORFAN, dicha revista es avalada por CONACYT-RENIICYT 2015-20795, y fue colocada en diversas bases de datos internacionales. El artículo se encuentra publicado en la revista de Ingeniería Innovativa volumen 1, tomo 2 con identificación 2523- 6873, en las páginas 49-65. La dirección electrónica del artículo es: <http://www.ecorfan.org->



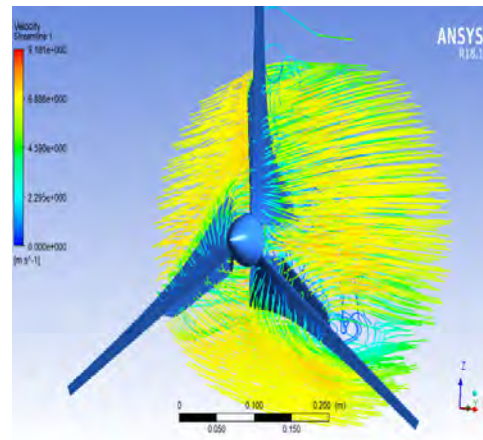
(a) Líneas de corriente con la velocidad de 3 m/s del fluido a lo largo de su trayectoria. Se visualiza el aumento de velocidad después de incidir sobre la forma aerodinámica del rotor, teniendo una magnitud mayor en la zona de la segunda raíz.



(b) Líneas de corriente con la velocidad de 4 m/s del fluido a lo largo de su trayectoria. Se visualiza el aumento de velocidad después de incidir sobre la forma aerodinámica del rotor, teniendo una magnitud mayor en la zona de la segunda raíz.



(c) Líneas de corriente con la velocidad de 5 m/s del fluido a lo largo de su trayectoria. Se visualiza el aumento de velocidad después de incidir sobre la forma aerodinámica del rotor, teniendo una magnitud mayor en la zona de la segunda raíz.



(d) Líneas de corriente con la velocidad de 6 m/s del fluido a lo largo de su trayectoria. Se visualiza el aumento de velocidad después de incidir sobre la forma aerodinámica del rotor, teniendo una magnitud mayor en la zona de la segunda raíz.

Figura 7.8: Visualización de resultados de la dinámica de fluidos computacional de FLUENT. Se observan las líneas de corriente generados por la incidencia de la corriente de viento a 3,4,5 y 6 m/s. Se compara el aumento de velocidad para las zonas de la raíz en el rotor. [Fuente: Información y elaboración propia.]

republic. Se anexan el certificado de ponencia y certificado de publicación en las figuras 7.9 y 7.10 respectivamente.

El diseño del asa de doble raíz representó un reto de innovación y de pensamiento crítico para la solución de la problemática existente en el torque de arranque de las turbinas eólicas de baja capacidad. Por tal motivo surgió la idea de proteger el diseño propuesto de asa de doble



Figura 7.9: Constancia de presentación de ponencia en el congreso CIERMMI 2017 en San Juan del río, Querétaro. [Fuente: Información y elaboración propia.]

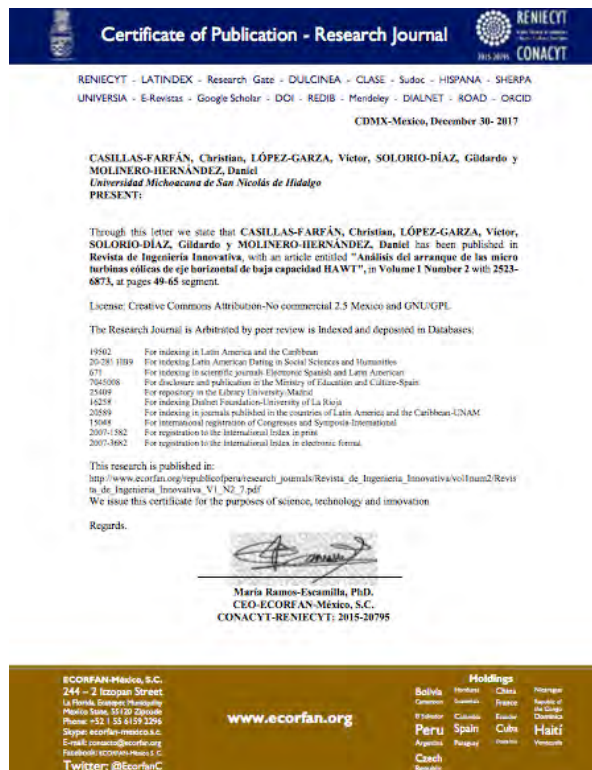


Figura 7.10: Certificado de publicación de artículo Análisis del arranque de las microturbinas de eje horizontal de baja capacidad HAWT. [Fuente: Información y elaboración propia.]

Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial

INSTITUTO MEXICANO DE LA PROPIEDAD INDUSTRIAL
Dirección Divisoria de Patentes
OFICINA REGIONAL DEL BAJO

☒ Solicitudes de Patentes
Solicitudes de Registro de Modelos de Utilidad

☐ Solicitudes de Registro de Diseño Industrial, respectivo que:

☐ Modelo Industrial ☐ Dibujo Industrial

Una vez recibidas Delegaciones y Subdelegaciones de la Secretaría de Economía y Oficinas Regionales del IMPI

Sello

Folio de entrada

Fecha y hora de recepción

Solicitud Expediente: **MX/2017/05504**

Fecha: **7/05/2017** Hora: **14:26:13**

Folio: **MX/E/2017/081155** 48914

02-02-100-00

Antes de llenar la forma lee las consideraciones generales al receptor

I DATOS DEL (DE LOS) SOLICITANTE(S)

El solicitante es el inventor ☒ El solicitante es el causahabiente ☐

1) Nombre (s): **Victor López Garza**

2) Nacionalidad (es): **Mexicana**

3) Domicilio, calle, número, colonia y código postal: **Joaquín Arías no. 35, Fraccionamiento Arbo San Mateo, C.P. 58337**
Población, Estado y País: Morelia Michoacán, México.

4) Teléfono (s): **01 4431680506** 5) Fax (s):

II DATOS DEL (DE LOS) INVENTOS

6) Nombre (s): **Victor López Garza, Christian Erik Casillas Farfán, Isaac Hernández Anaya, Daniel Mulviero Hernández, Gildardo Sorbito Díaz, Erasmo Cadenas Calderón.**

7) Nacionalidad (es): **Mexicana (todos).**

8) Domicilio, calle, número, colonia y código postal: **Joaquín Arías no. 35, Fraccionamiento Arbo San Mateo, C.P. 58337, Paseo del Purol no. 437, Colonia Prados Verdes, C.P. 58110, Avenida San Roque no. 257, Colonia San Gregorio, C.P. 78156, General Juan Francisco Lucas no. 85, Colonia Ignacio Zaragoza, C.P. 58114, Avenida de la Independencia no. 410, Colonia Villa del Pedregal, C.P. 58330, Praterquero, Patencia 760, Fraccionamiento Los Pinos, C.P. 58056.**

Población, Estado y País: Morelia Michoacán, México, Morelia Michoacán, México, Cuernavaca Querétaro, México, Morelia Michoacán, México, Morelia Michoacán, México, Morelia Michoacán, México.

9) Teléfono (s): **(044 443) 1059956, (044 443) 2211982, (044 442) 1131180, (044 442) 2254253, (044 443) 3459986, (044 443) 2733843** 10) Fax (s):

III DATOS DEL (DE LOS) APODERADO (S)

12) R G P:

13) Domicilio, calle, número, colonia y código postal:

14) Teléfono (s): 15) Fax (s):

16) Personas Autorizadas para oír y recibir notificaciones:

17) Denominación o Título de la Invencción:
ALABE DE DOBLE RAÍZ DE TURBINA EÓLICA DE EJE HORIZONTAL

18) Fecha de divulgación previa

19) Clasificación Internacional uso exclusivo del IMPI

20) División de la solicitud

21) Fecha de presentación

Número

Figura jurídica

22) Prioridad Reclamada:

País

Día

Mes

Año

Fecha de presentación

Día

Mes

Año

No. de serie

Lista de verificación (uso interno)

No. Hojas

No. Hojas

Comprobante de pago de la tarifa

Descripción y reivindicación (s) de la invención

Dibujo (s) en caso

Resumen de la descripción de la invención

Documento que acredite la personalidad del apoderado

Documento de cesión de derechos

Constancia de depósito de material biológico

Documento (s) con(s)pendio(s) de divulgación previa

Documento (s) de prioridad

Traducción

TOTAL DE HOJAS

Observaciones:

Se protesta de decir verdad que todo lo que en esta solicitud se afirma es cierto.

Nombre y firma del solicitante o su apoderado

Lugar y fecha

Página 1 de 2

IMI-PI-00-00

CAPÍTULO 7. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN PARA MEJORAR EL 125 TORQUE DE ARRANQUE

Capítulo 8

Conclusiones y trabajo futuro

8.1. Conclusiones

El diseño aerodinámico de las turbinas eólicas de baja capacidad implica que los diseños realizados tengan una gran eficiencia en el aprovechamiento del recurso eólico, pues de otra manera su funcionamiento sería limitado y no satisfacerla adecuadamente las necesidades de suministro.

La fase de arranque representa un gran reto para las turbinas eólicas de baja capacidad, pues a medida que el aprovechamiento de las corrientes incidentes de aire sean mejor aprovechadas, los rotores lograrán ponerse en operación más rápido y por lo tanto aprovechar un rango más amplio de velocidades bajas de viento (3-6 m/s).

El torque de arranque está altamente influenciada por la zona de la raíz del aspa, pues un total de entre 60 % y 70 % del torque aerodinámico de arranque es generado por esta zona.

La optimización de la forma aerodinámica del rotor de aspa de doble raíz en gran medida fue lograda por el uso de la dinámica de fluidos computacional analizada con FLUENT, pues mediante este software se trabajaron varios diseños y configuraciones de la segunda raíz para determinar cual era el diseño más eficiente para aprovechar las corrientes incidentes de viento.

La técnica de impresión en 3D, es muy útil para la fabricación de prototipos de diseño. La facilidad, el bajo costo y rapidez de esta técnica, representó una alternativa de manufactura viable para la culminación de este proyecto.

Ensayar el rotor de aspas sencillas en el túnel de viento y medir los parámetros de velocidad de viento, velocidad angular y voltaje generado, fueron de gran ayuda para obtener valores de referencia y poder establecer la cercanía del modelo de turbulencia. Se encontró que los resultados de torque de arranque obtenidos mediante dinámica de fluidos computacional resultaron muy



parecida a los valores de torques reales medidos en el túnel de viento, teniendo una diferencias menores al 10 %.

El proceso de optimización mediante dinámica de fluidos computacional tuvo resultados muy buenos. Se tenían las condiciones frontera bien definidas y los valores reales del torque de arranque del rotor sencillo. Con esas condiciones frontera, un correcto mallado y validación del modelo de turbulencia, se utilizó como base para simular el rotor de aspa de doble raíz y obtener los resultados mostrados.

El aumento del torque de arranque logrado por el diseño del aspa de doble raíz, está fundamentado por la mayor fuerza de sustentación lograda por la aportación de la segunda raíz, al ser mayor la fuerza de sustentación que la de arrastre, se ve directamente reflejado en un mayor momento resultante en el rotor.

Se logró un aumento del torque de arranque de 50 % para velocidades de 3 y 4 m/s, 28.37 % para velocidades de 5 m/s y 30 % para velocidades de 5 m/s, del diseño de aspa de doble raíz en comparación con el diseño de aspa sencilla de 50 W. Este aumento trajo consigo la modificación de la forma del rotor y un aumento del momento de inercia del 60 %, si bien el valor es alto, la presencia de la segunda raíz aumenta fuerza de sustentación provocando que las fuerzas inerciales no limiten el desempeño del aspa.

El momento de inercia juega un papel muy importante durante la fase de arranque del rotor. Se debe tener una distribución óptima de masa sobre el aspa para lograr un aporte al torque de arranque. El éxito del aspa de doble raíz se debe también en gran medida a que el momento de inercia de la segunda raíz se veía superado por la fuerza de sustentación extra generada.

8.2. Trabajo futuro y complementario

Se hará la manufactura de las aspas de doble raíz con un material mas resistente, para ensayar el rotor en el túnel de viento en condiciones de operación nominal (8 m/s) y medir sus parámetros de operación, así como la potencia generada. Por cuestiones de tiempo y no considerados en el alcance de este trabajo, estas pruebas no se contemplaron, teniendo unicamente como una aportación extra las pruebas al rotor sencillo con fines de visualizar el comportamiento de este rotor y en un futuro poder establecer ventajas y desventajas del diseño propuesto de rotor de aspas de doble raíz.

Se diseñarán otros rotores de turbinas eólicas de baja capacidad, con perfiles aerodinámicos de la familia NACA, para estudiar el efecto de la segunda raíz en relación con el torque de arranque.

Se estudiarán y diseñarán otros rotores de mayor tamaño para evaluar el efecto que



tienen las aspas de doble raíz en su desempeño aerodinámico.

Se modificará la teoría BEM, para obtener las ecuaciones necesarias que nos permitan calcular las características aerodinámicas de las aspas de doble raíz con el diseño más óptimo.

Se utilizarán algoritmos genéticos de optimización para encontrar la mejor configuración geométrica de la segunda raíz, para lograr mayores torques de arranque sin sacrificar la potencia de salida.

Se generará un software de diseño para aspas de doble raíz aplicando la teoría BEM modificada, de manera que la obtención de geometrías sea óptima, rápida y cumpla con las especificaciones de operación requerida.

Se harán cálculos de costos de manufactura con el objetivo de determinar si la modificación del aspa de doble raíz, resulta económicamente viable para manufacturar, en relación al beneficio que traerá. La relación costo/beneficio debe ser lo mas bajo posible para hacer viable la idea de manufacturar aspas con doble raíz.

Bibliografía

- [1] D. R. Tobergte and S. Curtis, “Wind Energy Explained,” *Journal of Chemical Information and Modeling*, vol. 53, no. 9, p. 37, 2013.
- [2] E. Efstathios, *Small Wind Turbines*. 2006.
- [3] S. E. Osorio Alberto, “Determinación del Gradiente de Velocidad en un Flujo Real por Medio de Técnicas Unidimensionales de Anemometría Láser Doppler,” pp. 1–6, 2008.
- [4] Hansen L. Martin, *Aerodynamics of Wind Turbines*. second ed.
- [5] A. P. Schaffarczyk, *Introduction to Wind Turbine Aerodynamics*.
- [6] M. E. Faculty, *Improving BEM - based Aerodynamic Models in Wind Turbine Design Codes*. Universidad Michoacana, 2007.
- [7] B. E. Burton, Tony, Sharpe, David, Jenkins, Nick, *Wind Energy Handbook*. 2001.
- [8] N. P.L, *Advances in Wind turbine blade design and materials*.
- [9] M. Menon and F. L. Ponta, “Dynamic aeroelastic behavior of wind turbine rotors in rapid pitch- control actions,” *Renewable Energy*, vol. 107, pp. 327–339, 2017.
- [10] M. Tahani, G. Kavari, M. Masdari, and M. Mirhosseini, “Aerodynamic design of horizontal axis wind turbine with innovative local linearization of chord and twist distributions,” *Energy*, vol. 131, pp. 78–91, 2017.
- [11] G. H., *The Elements of Aerofoil and Airscrew Theory*.
- [12] M. J. MANWELL, J.F., *Wind Energy Explained*. 2009.
- [13] J. Wata, M. Faizal, B. Talu, L. Vanawalu, P. Sotia, and M. R. Ahmed, “Studies on a low Reynolds number airfoil for small wind turbine applications,” vol. 54, no. 7, pp. 1684–1688, 2011.
- [14] J. Peter, *TURBINE DESIGN INNOVATION IN WIND*.



- [15] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkind, and E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. 2001.
- [16] C. Christian, “Análisis del arranque de las micro turbinas eólicas de eje horizontal de baja capacidad HAWT Revista de Ingeniería Innovativa,” vol. 1, no. 2, pp. 49–65, 2017.
- [17] B. Y. Friedrich and W. Riegels, “RESULTS FROM WIND-TUNNEL INVESTIGATIONS THEORETICAL FOUNDATIONS,” 1961.
- [18] X. Shen, H. Yang, J. Chen, X. Zhu, and Z. Du, “Aerodynamic shape optimization of non-straight small wind turbine blades,” *Energy Conversion and Management*, vol. 119, pp. 266–278, 2016.
- [19] R. Luiz, U. D. Freitas, B. Patrícia, and F. Gonçalves, “A revised theoretical analysis of aerodynamic optimization of horizontal-axis wind turbines based on BEM theory,” *Renewable Energy*, vol. 105, pp. 625–636, 2017.
- [20] R. Lanzafame, S. Mauro, and M. Messina, “HAWT Design and Performance Evaluation : Improving the BEM theory Mathematical Models,” vol. 82, pp. 172–179, 2015.
- [21] W. Turbines and S. Edition, *for Design of Wind Turbines*.
- [22] N. Karthikeyan, K. Kalidasa Murugavel, S. Arun Kumar, and S. Rajakumar, “Review of aerodynamic developments on small horizontal axis wind turbine blade,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 801–822, 2015.
- [23] Mayer C. Wood D., “Observations of the Starting Behaviour of a Small Horizontal- Axis Wind Turbine,” *Renewable Energy*, vol. 12, no. 3, pp. 1–13, 2004.
- [24] C. Jimenez, Alan, Garza, Víctor, Molinero Daniel y Casillas, “Metodología de Diseño del Perfil Aerodinámico de Hub para Turbinas de Viento de Eje Horizontal de Baja Capacidad,” vol. 3, no. 9, pp. 9–25, 2016.
- [25] A. Tummala, R. Kishore, D. Kumar, V. Indrāja, and V. H. Krishna, “A review on small scale wind turbines,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 1351–1371, 2016.
- [26] A. Molinero, Daniel, López, Victor, Cervantes, “Propuesta de Diseño Aerodinámico para Reducción de Turbulencia en la Estela de Rotación en Turbinas Eólicas de Baja Capacidad HAWT,” vol. 1, no. 1, pp. 1–11, 2016.
- [27] P. A. C. Rocha, H. H. B. Rocha, F. O. M. Carneiro, M. E. Vieira, and C. F. D. Andrade, “A case study on the calibration of the $k-\epsilon$ SST (shear stress transport) turbulence model for small scale wind turbines designed with cambered and symmetrical airfoils,” *Energy*, vol. 97, pp. 144–150, 2016.



- [28] P. Ying, Y. K. Chen, and Y. G. Xu, "An aerodynamic analysis of a novel small wind turbine based on impulse turbine principles," *Renewable Energy*, vol. 75, pp. 37–43, 2015.
- [29] A. K. Wright and D. H. Wood, "The starting and low wind speed behaviour of a small horizontal axis wind turbine," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 92, no. 14-15, pp. 1265–1279, 2004.
- [30] T. Hawt, J. José, C. García, C. M. Figueredo, and J. M. Salas, "Mathematical Model for Blades Aerodynamic Design of a Horizontal Axis Wind," no. 1, pp. 63–72, 2016.
- [31] A. Pourrajabian, P. Amir, N. Afshar, M. Ahmadizadeh, and D. Wood, "Aero-structural design and optimization of a small wind turbine blade," *Renewable Energy*, vol. 87, pp. 837–848, 2016.