



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



Instituto Tecnológico de Pachuca

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE PACHUCA

Diseño de Álabes, Rotor y Transmisión de un Generador Eólico de Eje Horizontal de 500 W

TESIS QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA MECÁNICA
PRESENTA

ING. Andrés Ramírez Martínez

DIRECTOR DE TESIS:

DR. Mario Emigdio Rodríguez Castillo

SINODALES:

Dr. Edgar Ernesto Vera Cárdenas

Dr. Abdiel Gómez Mercado

Pachuca de Soto, Hidalgo Noviembre de 2019.



Carretera México-Pachuca Km. 87.5, Col. Venta Prieta, Pachuca, Hidalgo. C.P. 42080, A. P. 276.
Tels. : (01 771) 710 52 51, 170 03 45, 170 03 01, 170 06 87
www.tecnm.mx | www.itpachuca.edu.mx



"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"

**División de Estudios de Posgrado e Investigación
Consejo de Posgrado de la Maestría en Ingeniería Mecánica
ACTA**

Siendo las 13:00 horas del 15 de febrero de 2019, reunidos en el aula U6, el Consejo de Posgrado de la Maestría en Ingeniería Mecánica manifiesta la APROBACIÓN del tema de Tesis: Diseño de álabes, rotor y transmisión de un generador eólico de eje horizontal de 500W, con el siguiente contenido:

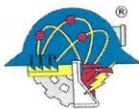
- Resumen/Abstract
- Nomenclatura
- Contenido
- Índice de cuadros, gráficas y figuras.
- 1. Introducción
- 2. Antecedentes
- 3. Marco Teórico
- 4. Materiales y métodos
- 5. Resultados y discusión
- Conclusiones
- Bibliografía
- Apéndices

Para cubrir el requisito correspondiente a la Tesis para que el Ing. Andrés Ramírez Martínez obtenga el grado de Maestro en Ingeniería Mecánica, bajo la dirección del Dr. Mario Emigdio Rodríguez Castillo, profesor de la Maestría en Ingeniería Mecánica de la División de Estudios de Posgrado e Investigación.

ATENTAMENTE

El Hombre Alimenta el Ingenio en Contacto con la Ciencia
EL CONSEJO DE POSGRADO

 Dra. Erika Osiris Ávila Dávila	 Dr. Luis Manuel Palacios Pineda	 Dr. Abdiel Gómez Mercado
 Dr. Ignacio Ramírez Vargas	 Dr. Edgar Ernesto Vera Cárdenas	 Dr. Hugo Francisco Abundis Fong
 Dra. Marisa Moreno Ríos		 Dr. Rafael Campos Amezcua





EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



Instituto Tecnológico de Pachuca

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"

Pachuca, Hidalgo, 6/Noviembre/2019
OFICIO No. DEPI-260

**C. ING. ANDRÉS RAMÍREZ MARTÍNEZ
PRESENTE**

La que suscribe, jefa de la División de Estudios de Posgrado e Investigación, le comunica que los miembros de la Comisión Revisora, designada por el Consejo de Posgrado de la Maestría en Ingeniería Mecánica para examinar su Tesis:

Diseño de álabes, rotor y transmisión de un generador eólico
de eje horizontal de 500W

se han reunido, y después de intercambiar opiniones manifiestan su aprobación de la Tesis, virtud que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes y, en consecuencia, se autoriza su impresión.

Sin otro particular por el momento, quedo de Usted.



ATENTAMENTE

El Hombre Alimenta el Ingenio en Contacto con la Ciencia

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE PACHUCA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**MTRA. KARLA MARTÍNEZ TAPIA
JEFA DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

C.p. Archivo
KMT/lmpp



Carretera México-Pachuca Km. 87.5, Col. Venta Prieta, Pachuca, Hidalgo. C.P. 42080, A. P. 276.

Tels. : (01 771) 710 52 51, 170 03 45, 170 03 01, 170 06 87

www.tecnm.mx | www.itpachuca.edu.mx

Agradecimientos

Al pueblo de México que a través de sus impuestos le fue posible al CONACYT apoyarme con una beca para realizar mis estudios de Maestría.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por otorgar becas a estudiantes para seguir preparándose en la academia.

Al Instituto Tecnológico de Pachuca por brindarme la oportunidad de hacer mi sueño realidad de estudiar un Posgrado.

A los docentes del Tecnológico que intervinieron en mi formación por su apoyo y asesoría en el proceso de enseñanza aprendizaje.

A mi director de tesis por su orientación, comprensión, apoyo en el proceso de investigación y desarrollo del trabajo.

Al Dr. Luis Manuel Palacios por su asesoría en las simulaciones realizadas en software para complementar el cálculo analítico.

Al Dr. Edgar Ernesto Vera Cárdenas por su asesoría en el proceso de diseño mecánico.

A mi familia por el apoyo brindado durante el estudio de la Maestría.

A mis compañeros de aula por su comprensión y apoyo durante el desarrollo de la academia.

Resumen

Un generador eólico es una máquina que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica por medio de la turbina y a través del generador eléctrico se transforma en electricidad.

Este trabajo de investigación tiene la finalidad de mostrar una alternativa viable de aprovechamiento del recurso eólico en zonas de nuestro país donde se presentan velocidades de viento bajas y muestra el proceso de diseño aerodinámico de un rotor de turbina de viento de eje horizontal de 500 W, empleando la Teoría de Momento del Elemento de Pala (BEM). El objetivo es diseñar una turbina de viento para una velocidad promedio de 4.35 m/s con un diámetro de rotor de 6 m. A través de un estudio comparativo se selecciona el perfil aerodinámico NACA 4415, al contrastar las polares con otros perfiles se observa que el perfil seleccionado tiene menor coeficiente de arrastre frente a los perfiles cotejados, permitiendo un mayor aprovechamiento de la energía.

El proceso de diseño implica análisis vectorial de fuerzas que intervienen en los elementos mecánicos y determinar diámetros de secciones transversales de flechas, selección de materiales de componentes, cálculo de capacidades y dibujos mecánicos de los elementos del generador eólico.

Abstract

A wind power generator is an equipment that converts the wind kinetic energy into mechanical energy, by means of a turbine which through the electric generator is transformed into electricity.

The aim of this research is to show a suitable alternative for wind harnessing in areas of our country where low wind speeds are presented. In addition, it shows an aerodynamic design process, which owns an horizontal axis wind turbine rotor of 500 W. This mechanism applies the Shovel Element Moment Theory (BEM).

The objective is to design a wind turbine to get an average speed of 4.35 m / s with a rotor diameter of 6 m. Through a comparative study, the aerodynamic profile NACA 4415 has been chosen, when contrasting the polar with other profiles, it's shown that the selected profile had a lower coefficient drag in comparison with other profiles, which permits a greater use of energy.

The design process implies vector analysis of the forces involved in the mechanical process. In addition, it determines the diameters of the arrow's transversal sections, the material component selection, the capacity calculus and mechanical elements of the wind generator drafts.

Contenido

1.- Introducción	1
2. Antecedentes	4
2.1. Origen y evolución de las turbinas eólicas	4
2.2. Principales productores de energía eólica en el mundo.....	6
2.2.1. Costos de generación de energía eléctrica en México.....	6
2.3. Evolución de la energía eólica en México.	8
2.4. Resultados de investigaciones previas.	11
3. Marco Teórico.	13
3.1. Características generales de un generador eólico de eje horizontal.	13
3.2. Modelos comerciales de turbinas eólicas de baja potencia.	21
3.3.1. Teoría del disco actuador	22
3.3.2. Coeficientes aerodinámicos	24
3.3.3. Teoría del disco actuador con estela giratoria.	27
3.3.4. Teoría del elemento de pala.....	28
3.3.4.1. Características del perfil aerodinámico.....	29
3.3.4.2. Fuerza de sustentación.....	29
3.3.4.3. Fuerza de arrastre.	31
3.3.4.4. Coeficientes aerodinámicos.	32
3.3.5. Geometría de Fuerza.....	33
3.3.6. Método BEM (Blade Element Momentum)	34
3.3.6.1. Correcciones al método BEM	36
3.3.6.1.1. Número finito de palas.....	36
3.3.6.1.2. Rotor muy cargado	36
4. Materiales y Métodos	38
4.1. Diseño de pala de turbina de viento de 500 W	38
4.1.2. Determinación de parámetros de diseño	39
4.1.3. Estudio comparativo de perfiles aerodinámicos.....	42
4.1.3.1. Características de los perfiles y las fuerzas que actúan	42
4.1.3.2. Variación de la Sustentación y la Resistencia.....	47
4.1.3.3. Coeficiente de Momento	48

4.1.3.4. Selección del Perfil Aerodinámico.....	49
4.1.3.5. Mediciones de velocidad de viento en Pachuca.	55
4.1.4.1. Diseño y análisis de pala.....	59
4.1.4.2. Selección del material de la pala.....	63
4.2. Diseño mecánico y estructural de componentes.....	65
4.2.1. Cálculo del diámetro de la flecha de la pala.....	65
4.2.2. Diseño de flecha de baja velocidad.....	69
4.2.3. Determinar relación de transmisión de multiplicador de velocidad.....	75
4.2.4.- Multiplicador de velocidad.....	77
4.2.5. Selección de generador eléctrico.	81
4.2.6. Sistema de orientación.....	85
4.2.7. Torre.....	86
4.2.8. Cimentación en tierra;.....	90
4.3. Metodología de construcción de prototipo de pala.....	92
5. Resultados y Discusión.....	107
5.1. Resultados de velocidades de viento muestreadas.	107
5.2. Cálculo analítico de dimensiones de la pala.....	107
5.3. Selección de perfil aerodinámico para diseñar la pala.....	107
5.4. Costo beneficio de generación eólica vs métodos que utilizan combustibles fósiles para generar electricidad.....	108
5.5. Comparación de resultados obtenidos en este trabajo de investigación frente a otros trabajos en diferentes partes del mundo.....	108
6. Conclusiones.....	110
7. Bibliografía.....	112
Apéndice A.....	116
Apéndice B.....	117

Lista de Figuras

Figura 1. Densidad de potencia del viento a 80 metros de altura en la República Mexicana.	10
Figura 2. Aerogenerador Savonius.....	12
Figura 3. Partes de un generador eólico de eje horizontal.	13
Figura 4. Coeficiente de Potencia de Distintos tipos de aeroturbinas.	15
Figura 5. . Caja de engrane, a) Ejes paralelos, b) Planetarios.	16
Figura 6. Freno de disco. a) vista lateral, b) vista frontal.....	16
Figura 7. Generador asíncrono.	18
Figura 8. Mecanismo Biela – Manivela del sistema de orientación.....	19
Figura 9. Generadores eólicos. a) Whisper 100, b) Pacific 100 y c) Excel 10.....	21
Figura 10. Tubo de corriente y disco actuador.....	22
Figura 11. Velocidad del viento y presión en las distintas partes del tubo de corriente.	23
Figura 12. Variación de los coeficientes de potencia y empuje con el coeficiente de velocidad inducida axial.	26
Figura 13. Tubo de corriente y disco actuador con estela giratoria.	27
Figura 14. Elemento de Pala.	29
Figura 15. Características del perfil aerodinámico.....	30
Figura 16. Fuerza de sustentación sobre un perfil asimétrico.	30
Figura 17. Efecto Magnus.	31
Figura 18. Flujo sobre un perfil orientado con un ángulo de ataques superior al crítico.	32
Figura 19. a) Velocidad del viento y sus componentes sobre un perfil aerodinámico, b) Fuerza de sustentación y arrastre y sus componentes sobre un perfil aerodinámico.	33
Figura 20. División de la pala en elementos para su análisis geométrico.	35
Figura 21. Partes que conforman el perfil de una pala o álabe.	39
Figura 22. Nomenclatura de Pala.	40
Figura 23. Partes de un perfil aerodinámico.	44
Figura 24. Velocidad.	44
Figura 25. Componentes normal y paralela a la dirección de la velocidad del viento.	46
Figura 26. Relación de CL vs CD, referenciada al ángulo de ataque α	47
Figura 27. Rotación del ángulo de ataque a) perfil sin rotación, b) perfil con rotación.....	47
Figura 28. Anemómetro marca Cole-Parmer.	56
Figura 29. Perfil aerodinámico de la primera estación.....	59
Figura 30. Perfiles de cada estación.	60
Figura 31. Perfiles rotados en posición de trabajo.	60
Figura 32. Pala de generador eólico con capacidad de producir 500 W a una velocidad de diseño de 4.35 m/s.	60
Figura 33. Estructura interna de la pala.....	65
Figura 34. Diagrama de fuerzas que intervienen en la pala.	67
Figura 35. Flecha de Pala	69
Figura 36. Turbina.....	69
Figura 37. Fuerzas del viento que actúan de forma perpendicular a las palas.	71
Figura 38. Fuerzas que actúan sobre la turbina del generador.	72

Figura 39. Posición de la fuerza del viento en la pala 2, F_{v2}	72
Figura 40. Posición de la fuerza del viento en la pala 3, F_{v3}	73
Figura 41. Flecha de Baja Velocidad.	75
Figura 42. Multiplicador de velocidad, a) engranes rectos, b) Engranes elicoidales.	77
Figura 43. Multiplicación de velocidad por tornillo sin fin.	78
Figura 44. Multiplicador de velocidad por cadena.....	78
Figura 45. Multiplicador de velocidad por poleas.....	79
Figura 46. Multiplicador de velocidad por poleas dentadas.....	79
Figura 47. Casa de calidad para seleccionar método de multiplicador de velocidad.....	80
Figura 48. Generador síncrono de CA.	83
Figura 49. Generador de imanes permanentes.	84
Figura 50. Veleta cola de milano.	85
Figura 51. Torre de Celosía.....	86
Figura 52. Torre con tensores.....	87
Figura 53. Torre tubular.	88
Figura 54. Torre de hormigón.	89
Figura 55. Casa de calidad para seleccionar prototipo de Torre.	90
Figura 56. Estructura de zapata circular.....	92
Figura 57. Equipo de corte y grabado Láser CNC, ASIA ROBOTICA.	93
Figura 58. Corte de placa MDF, cortadora CNC, vista en planta.	93
Figura 59. Corte de placa MDF, cortadora CNC, vista lateral.....	93
Figura 60. Perfiles cortados con CNC.....	94
Figura 61. Perfiles cortados con CNC, vista lateral.	94
Figura 62. . Perfiles de papel utilizados como plantillas.....	94
Figura 63. Fijación de perfiles de pala.	95
Figura 64. Estructura de pala fijada desde la flecha de ensamble al buje.	95
Figura 65. Buje de turbina.....	96
Figura 66. Flecha de baja velocidad.....	98
Figura 67. Chumacera de piso SKF.	98
Figura 68. Acoplamiento elástico a torsión ROTEX.	99
Figura 69. Multiplicador de velocidad planetario de un generador eólico.....	99
Figura 70. Freno de disco y mordaza.	101
Figura 71. Acoplamiento flexible.....	101
Figura 72. Fijación de estructura del generador.....	101
Figura 73. Transmisión de voltaje de grúa viajera.	102
Figura 74. Flecha de base de generador.	102
Figura 75. Balero cónico de rodillos.	103
Figura 76. Base de balero de carga.	103
Figura 77. Tapa de balero.....	103
Figura 78. Tuerca y arandela de fijación.....	104
Figura 79. Base de torre.	104
Figura 80. Unión de placa y torre.....	105
Figura 81. Nariz del rotor.....	105
Figura 82. Guarda del generador.....	105
Figura 83. Generador eólico, vista lateral.	106
Figura 84. Vista del generador eólico de eje horizontal con capacidad de producir 500 W.....	106

Lista de Tablas

Tabla 1. Principales países productores de energía eólica 2015.	7
Tabla 2. Costo de Generación de energía Eléctrica en México, (pesos/MW).	8
Tabla 3. Permisos de generación para plantas eoloeléctricas en México otorgados por la CRE (Comisión Reguladora de Energía) 2011 [13].	9
Tabla 4. Potencial estimado de generación eólica en México.....	10
Tabla 5. Modelos comerciales de turbinas de viento.	21
Tabla 6. Dimensiones de la Pala.	43
Tabla 7. Polares del perfil NACA4412.	50
Tabla 8. Polares del perfil NACA4415.	51
Tabla 9. Polares del perfil S832.	52
Tabla 10. Polares del perfil S833.	53
Tabla 11. Valores de fuerza que el viento ejerce sobre cada pala del generador eólico a diferentes velocidades.	62
Tabla 12. Coordenadas geométricas adimensionales del perfil NACA 4415.	116

Lista de Gráficos

Grafico 1. CL vs α para (NACA 4415, NACA 4412, S833, S822).	54
Grafico 2. CD vs α para (NACA 4415, NACA 4412, S833, S822).	54
Grafico 3. CL/CD vs α para (NACA 4415, NACA 4412, S833, S822).	55
Gráfico 4. Velocidades de viento promedio mensual 2018.	57
Gráfico 5. Comportamiento de la mediana de la velocidad del viento 2018.	57
Gráfico 6. Valor moda registrado en las lecturas de velocidad del viento 2018.	58
Gráfico 7. Velocidad de viento máxima y mínima registrada durante la mañana, 2018.	58
Gráfico 8. Velocidad de viento máxima y mínima registrada durante la tarde, 2018.	58

Lista de Dibujos

Dibujo 1. Pala de generador eólico.	118
Dibujo 2. Flecha de la Pala.	119
Dibujo 3. Flecha de Baja Velocidad.	120
Dibujo 4. Buje de rotor.	121
Dibujo 5. Veleta cola de Milano.	122
Dibujo 6. Tapa de balero.	123
Dibujo 7. Base de Balero.	124
Dibujo 8. Flecha de fijación a torre.	125
Dibujo 9. Placa de fijación a torre.	126

Lista de Símbolos

a: Velocidad inducida axial

A: Área

A_r : Relación de aspecto

c: Cuerda del perfil

C_D : Coeficiente de arrastre

C_L : Coeficiente de Sustentación

C_P : Coeficiente de potencia

C_T : Coeficiente de empuje

D: Diámetro de la turbina

F: Fuerza

F_v : Fuerza debido al viento en una pala

F_{wf} : Fuerza ejercida por el peso de la flecha de baja velocidad

F_{wr} : Fuerza por el peso del rotor

K_f : Factor de concentración de esfuerzo por fatiga

K_{fs} : Factor de concentración de esfuerzo por fatiga de la torsión

M_a : Momento flexionante alternante

M_m : Momento flexionante medio

n: Factor de seguridad

η : Eficiencia

P: Potencia

p: Presión

P_v : Potencia del viento

r: Radio de la turbina

S_e : Límite de resistencia a la fatiga

S_{ut} : Resistencia última a la tensión

T_a : Par de torsión alternante

T_m : Par de torsión medio

u : Velocidad del viento

W : Watt

α : Ángulo de ataque

β : Ángulo de paso

ε : Coeficiente de calidad aerodinámica

θ : Ángulo de paso

λ : Velocidad específica

λ_r : Relación de velocidad

π : Valor de pi = 3.141516

ρ : Densidad del aire

σ : Solidez de pala

ω : Velocidad angular

Φ : Ángulo de flujo

1.- Introducción

El aprovechamiento de la energía del viento ha acompañado la evolución en la forma de vida de la humanidad, hay evidencias del uso de molinos de viento para triturar semillas desde 1300 a.c., en Persia [1] y fueron usados ampliamente en diversos países de Europa.

Se tienen evidencias desde 1700 a.c., donde menciona Hammurabi [2] el uso de molinos de viento para irrigar los jardines de Mesopotamia. Las primeras turbinas de viento fueron de eje vertical, hasta el siglo 12 se encontraron vestigios de la primera turbina de eje horizontal en Inglaterra. Los primeros experimentos para generar energía eléctrica con turbinas eólicas fue en 1890 en Estados Unidos de América [2, 3], a partir de este primer acercamiento, las turbinas de viento con fines de producción de electricidad han tenido un desarrollo importante en todo el mundo.

En el siglo XIX, La invención de la máquina de vapor y los motores de combustión interna comenzaron a remplazar a las turbinas de viento. En los años de 1970s con la primera crisis en los precios del petróleo, renació el interés por la energía del viento. Actualmente los países productores han encarecido los precios de extracción debido a que las fuentes de fácil extracción se han agotado y requieren de nuevas tecnologías para acceder a yacimientos en áreas de difícil acceso, adicionalmente una administración deficiente incrementa el costo del petróleo, el mercado global de este producto se ve alterado con especulaciones por los diferentes participantes y lo distorsiona con precios inestables a través del tiempo. Motivos que obligan a los consumidores a buscar fuentes de energía estable, de bajo costo y amigable con el medio ambiente.

La tecnología ha mejorado paso a paso a finales de 1990s, la energía eólica se convirtió en la fuente de energía renovable más importante del mundo, la capacidad de generación mundial se duplicó en aproximadamente 3 años en esta época. Los costos de generación se redujeron en 25% y en los años siguientes bajaron más los precios [4].

Una mejor comprensión de la aerodinámica y los avances en materiales, particularmente polímeros, han facilitado el regreso de la energía eólica en la segunda mitad del siglo XX, los dispositivos de energía eólica ahora se utilizan para producir electricidad y comúnmente se denominan Turbinas eólicas o Aerogeneradores [5].

Hasta ahora, los esfuerzos realizados por distintas disciplinas del conocimiento han permitido incrementar la fiabilidad de las máquinas eólicas, reducir costos de generación de energía eléctrica con esta tecnología, niveles de ruido producidos, principalmente por los elementos mecánicos y que constituyen un factor de impacto al trabajar estas máquinas al aire libre y ser el viento un elemento transmisor del mismo [6]. Modernos procesos de manufactura de álabes que protegen al medio ambiente a costos accesibles facilitan el uso de esta tecnología [7].

A través del tiempo el incremento en la demanda de energía en el mundo ha traído consigo un aumento en la emisión de Gases de Efecto Invernadero, la generación de energía eléctrica a través del consumo de combustibles fósiles es un medio adicional de emisión de estos gases.

En el año 2016 más de 170 países firmaron el acuerdo de París dentro de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, dentro de ellos México, el cual establece un plan de acción de medidas para la reducción de emisiones de gases contaminantes a través de la mitigación, adaptación y resiliencia de los ecosistemas a efectos del calentamiento Global, su aplicación sería para el año 2020, cuando finaliza la vigencia del Protocolo de Kioto [8].

México forma parte de los 40 países que más generan gases contaminantes en el mundo, ya que desde 1970 al 2013 ha incrementado 4 veces la generación de CO₂ [8]. Como una medida para detener el incremento en la generación de gases contaminantes en el país se han impulsado proyectos para explotar energías renovables como fuentes de energía eléctrica.

De acuerdo al informe anual de CFE 2016, de los 55, 564.00 MW, generados en México solo 699 MW son producidos con energía eólica, 1.26 % de la producción total [9]. Proporción menor comparada con países como China con 62, 733 MW, Estados Unidos 46, 912 MW, Alemania 29, 060 MW, España 21, 674 MW, capacidad instalada en 2011 [10].

Objetivo general:

Diseñar un generador eólico de eje horizontal con capacidad de producción de 500 W para la ciudad de Pachuca de Soto, Hidalgo, México.

Objetivos específicos:

1.- Registrar velocidades de viento de Pachuca de Soto durante un año con ayuda de un anemómetro digital.

- 2.- Analizar y seleccionar un perfil aerodinámico para el diseño de la pala, comparando eficiencia entre distintos grupos geométricos de perfiles.
- 3.- Diseñar la flecha de la pala, que tenga la resistencia mecánica para soportarla.
- 4.- Diseñar flecha de baja velocidad de turbina con las características para transmitir el para que las palas generan.
- 5.- Seleccionar y proponer multiplicador de velocidad, con criterio de seguridad, calidad y costo.
- 6.- Seleccionar generador eléctrico, con la potencia objetivo, características geométricas para ensamblarlo a la transmisión y costo accesible.
- 7.- Diseñar base de generador, compacta, de bajo peso, resistencia mecánica y fácil de armar y desarmar para mantenimiento del generador.

Esta investigación tiene la finalidad de contribuir al decremento en la emisión de gases contaminantes que ponen en riesgo la estabilidad de los ecosistemas en el mundo y el cambio climático.

En los antecedentes se hace una recapitulación del origen, evolución, estado actual de los generadores eólicos y su implementación en México para explotar los recursos eólicos disponibles.

El marco teórico describe el generador eólico de eje horizontal y el modelo matemático para el diseño numérico de las palas del generador.

El marco metodológico propone los pasos a seguir, materiales, técnicas de diseño, análisis y elección de perfil para una configuración aerodinámica del generador.



2. Antecedentes

2.1. Origen y evolución de las turbinas eólicas

Las primeras menciones sobre el uso de la energía eólica provienen de: India, Tíbet, Afganistán y Persia. Casi todas las historias y registros que se tienen datan del siglo XII, donde refieren al Cercano Oriente y Asia Central, como lugar de nacimiento del molino de viento. El uso del primer molino de viento del que se tenga registro fue en 1700 a.c. en Mesopotamia [2]. Los primeros molinos de viento utilizados fueron de eje vertical, modelo que ha durado alrededor de 1000 años en uso.

Los primeros molinos de viento fueron empleados para moler granos y bombear agua, se menciona en registros antiguos el uso de molinos de viento para regar los jardines de Mesopotamia.

Los molinos de viento de eje horizontal se desarrollaron en Francia, Alemania, Gran Bretaña, Iberia y Los Países Bajos, eventualmente se convirtieron en la región que desarrolló el tipo de molino más efectivo. Sin embargo se considera Inglaterra oficialmente como el origen del molino de eje horizontal en el siglo 12 [2].

A través del tiempo los molinos de viento han ido evolucionando, los avances más significativos fueron el perfeccionamiento de la vela, el uso de la cola de milano para orientar la posición de las velas y el empleo del freno para controlar la velocidad.

Los molinos de viento tradicionales requerían de uno o más operadores para controlar la operación de estos [1], fue hasta 1854 cuando el estadounidense Daniel Shaperd, construyó el molino de viento autónomo [1].

Otro avance en el desarrollo del molino de viento americano ocurrió en 1888 con el uso de acero para su construcción, esto dio como resultado una rueda mucho más ligera con mejoras en rendimiento aerodinámico [1].

El primer experimento para generar electricidad fue en 1890 en Estados Unidos, el cual trajo consigo una revolución industrial con la proliferación de molinos de viento. En el siglo XIX, las máquinas de vapor y los motores de combustión interna comenzaron a reemplazar a los molinos de viento.

Después de la Primera Guerra Mundial (1914-18), la comprensión científica del diseño de las turbinas eólicas, dio un gran salto, en parte basado en la experiencia de la construcción de hélices para aviones militares y civiles.

En 1920, Betz aplicó la teoría del disco actuador a la turbina eólica y descubrió que máximo el 59% de la energía cinética del viento se puede convertir en energía mecánica por una turbina. Esto fue descubierto previamente por Lanchester en Inglaterra. Pero Betz continuó, vinculando estas consideraciones, enraizadas en la teoría del impulso lineal y ley de conservación de energía, con la teoría del perfil. Resultando en reglas simples de diseño para la geometría de la cuchilla de los rotores optimizados de la turbina eólica [2].

El ingeniero Palmer C. Putnam diseñó junto con la empresa de turbinas de agua "Smith" el primer megavatio conectado a la red de aerogeneradores ($D = 53$ m, 1.250 kW) [2]. Conocidos científicos participaron en el desarrollo de su concepto, fue encargado en 1941 y operado hasta 1945. Desafortunadamente, el equilibrio económico mostró que la producción de energía con turbinas de viento fue un 50 % más alto que la generación de energía convencional. Por lo tanto, las mejoras del concepto técnico propuesto por Putnam no se pusieron en práctica [2].

Con la reconstrucción de Europa después de la Segunda Guerra Mundial y el crecimiento, al darse cuenta de que las reservas de carbón estaban disminuyendo constantemente, el interés en el viento y la generación de energía, surgió nuevamente en la década de 1950. A través de la Organización para Europa se formó un Grupo de trabajo de Cooperación Económica (OECE), expertos de Inglaterra (Golding), Dinamarca (Juul), Alemania (Hütter), Francia (Vadot) y otros se reunieron para debatir sus experiencias en el diseño de aerogeneradores [2]. Sin embargo los cálculos demostraron que el viento generaba electricidad a costos demasiado altos para competir con la generación a través de combustibles fósiles, esto causó el colapso del resurgimiento de la energía eólica.

Las fluctuaciones del precio del petróleo en 1973 y 1978 iniciaron de nuevo una reflexión sobre el suministro de la energía en el futuro. Estados Unidos, Alemania, Suecia y algunos otros países, con el apoyo de los gobiernos, construyeron turbinas eólicas gigantes, fueron diseñadas por la industria aeroespacial. Casi todas fallaron después de unas cien horas de operación debido a problemas técnicos.

En contraste, los pequeños productores Daneses de maquinaria agrícola tuvieron éxito en el comienzo de la década de 1980 con turbinas de viento que consisten en un diámetro de rotor entre 12 y 15 m producidos en serie y equipados con una máquina asincrónica, según el concepto de Juul [2]. Sin embargo, las palas de estas turbinas fueron fabricadas con fibra de vidrio, siguiendo

el diseño de la hoja de Hütter. Con una potencia nominal de 30, 55 o 75 kW fueron técnica y económicamente exitosas.

Hoy, después de más de 30 años de investigación y desarrollo continuo en turbinas eólicas, los pequeños productores Daneses de maquinaria agrícola, que anteriormente eran "fabricantes a pequeña escala", producen con éxito diámetros de rotor de 80 a 126 m, donde las industrias aeroespaciales fracasaron [2].

2.2. Principales productores de energía eólica en el mundo.

El 80.4 por ciento de la capacidad total instalada de energía eólica del mundo está en los 8 países que producen la mayor cantidad de energía eólica; China, Estados Unidos, Alemania, India, España, Inglaterra, Canadá y Francia.

El sector de la energía eólica ha estado creciendo excepcionalmente, especialmente en 2015. La generación total del mundo ha aumentado en un 17,4% para llegar a 841 TW (teravatios) por hora en 2015. La razón por la que los países están haciendo hincapié en la energía eólica en estos días es que, es más saludable para el medio ambiente. Los objetivos que varias naciones se han fijado en relación con el clima solo pueden lograrse si la electricidad se genera de manera ecológica. Producirlo con la ayuda de recursos renovables es un método eficaz y la energía eólica encabeza la lista como ejemplo. Tal es el crecimiento de la energía eólica que en la Unión Europea, el 44% de la nueva capacidad de generación de electricidad instalada en 2015 fue la energía eólica [11].

La tabla 1 muestra la capacidad instalada de los principales países productores de energía eólica y se incluyó la producción de México con fines comparativos.

2.2.1. Costos de generación de energía eléctrica en México.

El cálculo final de la tarifa para los usuarios calificados y/o básicos, depende del mercado eléctrico de México, de la suma de los costos desde la generación hasta el suministro. Estos precios son regulados por la CRE (Comisión Reguladora de Energía), de acuerdo a lo estipulado en el Artículo 138 de la ley de la industria eléctrica. Los costos constan de generación, transmisión, distribución y comercialización de la misma.

El mayor costo radica en la generación; conformado por la recuperación de la inversión de la planta, costo de la materia prima y operación/mantenimiento. El cálculo dependerá mucho del

tipo de tecnología empleada para generar la energía (energía renovable elimina el costo de la materia prima).

Tabla 1. Principales países productores de energía eólica 2015.

País	Producción en MV	Producción en %
China	145365	33.6
Estados Unidos	74471	17.2
Alemania	44947	10.4
India	25088	5.8
España	23025	5.3
Inglaterra	13603	3.1
Canadá	11205	2.6
Francia	10358	2.4
México	700	

La Inversión se compone de; estudios previos o factibilidad, administración del proyecto, ingeniería, control, permisos y otras actividades relacionadas con la obra.

Costo de ingeniería, suministro y construcción: Refleja el valor de los materiales, equipos, infraestructura y mano de obra directa o indirecta incorporada a la planta; así como los servicios de ingeniería, gestión y construcción del contratista.

La materia prima, combustible líquido, sólido, gaseoso o por medio de una reacción química para convertir en energía eléctrica en un proceso. El mayor o menor consumo dependerá de la eficiencia energética de la planta en función del arreglo elegido, la generación eólica no tiene costo de combustible.

Operación/Mantenimiento, los costos de producción (también llamados costos de operación) y mantenimiento son los gastos necesarios para mantener un proyecto o línea de procesamiento. Los costos de operación y mantenimiento se determinan separadamente del gasto de combustible.

Los costos de generación de electricidad por tipo de tecnología al primer trimestre del 2018 con datos de la CRE en MW son como se muestra en la tabla 2 [12]:

Tabla 2. Costo de Generación de energía Eléctrica en México, (pesos/MW).

	Método	pesos/MW
1	Ciclo Combinado	30,921
2	Turbina de Gas	12,589
3	Turbina de Vapor	7,811
4	Carboeléctrica	7,332
6	Nucleoeléctrica	3,525
7	Eoloeléctrica	3,404
9	Combustión Interna	1,011

La energía eólica es uno de los métodos más baratos frente a la generación por medio de combustibles fósiles, adicionalmente se considera un método limpio con un alto potencial de aprovechamiento en todo el mundo.

2.3. Evolución de la energía eólica en México.

Con relación a la capacidad de generación eólica para el servicio público, la CFE tuvo en operación, a finales de 2011, las centrales de La Venta en Oaxaca (84.7 MW), Guerrero Negro en Baja California Sur (0.6MW) y el generador de la COP 16 (generador eólico instalado en Cancún por la CFE) (1.5 MW), lo que suma una capacidad total de generación de 86.8 MW [13].

Al 31 de diciembre de 2011, la CRE había otorgado 27 permisos para la generación eólica en las modalidades de autoabastecimiento, exportación, pequeña producción y productor independiente de energía. De estos permisos, sólo siete corresponden a plantas que entraron en operación en 2011, ubicadas en los estados de Baja California y Oaxaca, con una capacidad autorizada total de 588.3 MW, como puede apreciarse en la Tabla 3 y una generación autorizada anual de 2,063.59 GWh/año. En 2012 entraron en operación 3 plantas en la modalidad de productor independiente de energía, ubicadas en el estado de Oaxaca. A su vez, 17 plantas con 2,281.0 MW de capacidad autorizada, ubicadas en los estados de Baja California, Nuevo León, Oaxaca, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz, se encuentran en construcción o por iniciar obras [13].



Tabla 3. Permisos de generación para plantas eoloeléctricas en México otorgados por la CRE (Comisión Reguladora de Energía) 2011 [13].

Estado Actual	No. De plantas	Cap. Autorizada (MW)	Energía autorizada (GWh/año) ⁵⁶	Localización
En construcción y por iniciar obras	17	2281	8062.23	Baja California, Nuevo León, Oaxaca, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz
En operación en 2011	7	588.3	2063.59	Oaxaca
Entrada en operación en 2012	3	306	979.2	Oaxaca y Baja California
Total	27	3,175.3	11,105	

Prácticamente, la totalidad de los proyectos en desarrollo en el estado de Oaxaca se originaron en un primer ejercicio de temporada abierta, lo que permitió la planeación y desarrollo de nueva infraestructura de transmisión para el aprovechamiento del recurso eólico en el Istmo de Tehuantepec. A pesar de que, la línea de transmisión ya está en operación, diversos proyectos fueron afectados por la crisis mundial que redujo las alternativas de financiamiento desde el año 2009.

En México, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE, a partir del 2015 INEEL “Instituto de electricidad y Energías Limpias”, por decreto presidencial) lleva a cabo estudios para estimar el potencial eólico nacional. Estos estudios se basan en el supuesto de que sólo el 10% del área total con potencial es aprovechable para la instalación de parques eólicos. Esto debido a factores orográficos, ambientales, sociales y de factibilidad técnica y económica. Como resultado, el potencial energético del recurso eólico estimado en el país es del orden de 71 GW, considerando factores de planta superiores a 20%. Para factores de planta mayores que 30%, se estima un potencial de 11 GW y con más de 35% de factor de planta se estima en 5.2 GW, como puede observarse en la tabla 4 [13]. Este último potencial representa los proyectos de inversión más atractivos; sin embargo, en las condiciones que rigen actualmente el mercado nacional de electricidad, los proyectos con factores de planta inferiores al 30% resultan económicamente factibles en ciertos nichos de oportunidad.

De acuerdo con estos estudios, las regiones con mejor potencial, se ubican en la zona del Istmo de Tehuantepec, la costa del Golfo de México (particularmente la zona norte), y en la parte norte de la Península de Baja California, como puede observarse en el mapa de la figura 1 [13].



Tabla 4. Potencial estimado de generación eólica en México.

Factor de planta	Porcentaje de terreno	Capacidad instalable (MW)
20-25	56.7	40,268
25-30	27.5	19,535.00
30-35	8.4	5,961.00
35-40	3.5	2,500.00
>40	3.9	2,735.00

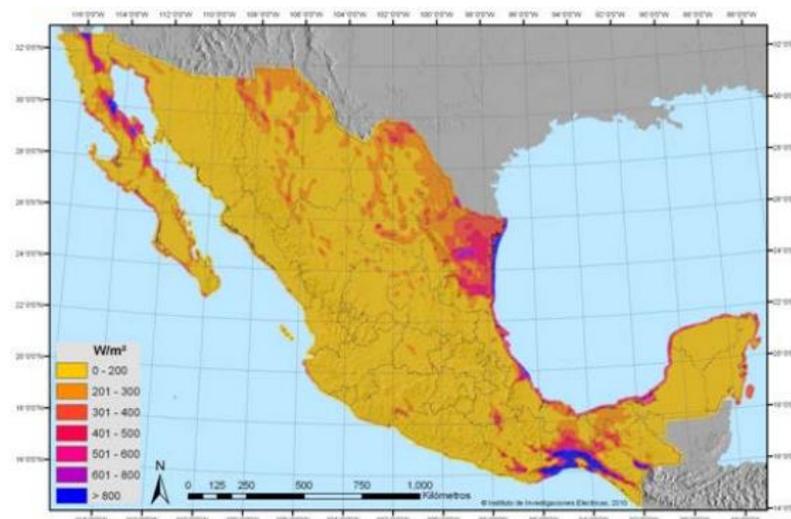


Figura 1. Densidad de potencia del viento a 80 metros de altura en la República Mexicana.

Se han realizado estudios específicos en algunas regiones con potenciales significativos, entre las que destacan, el Istmo de Tehuantepec, las penínsulas de Yucatán y Baja California, y la parte norte del Golfo de México; tan sólo para Oaxaca, los estudios del National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos y diversas instituciones mexicanas, han estimado un potencial superior a los 40 GW. De acuerdo con el estudio elaborado por la consultora PWC para la Asociación Mexicana de Energía Eólica, en donde participaron los principales actores del sector por parte de instituciones públicas, privadas y la academia, se partió de la base de un potencial

eólico nacional de 50 GW para factores de planta de al menos 20%, a partir de la información y tecnologías vigentes. Además, se consensó que existe un potencial competitivo de 12,000 MW eólicos que pudieran ser desarrollados en el país hacia el 2020 dados los escenarios de precios de gas natural vigentes [13].

2.4. Resultados de investigaciones previas.

Investigaciones anteriores han diseñado, planteado prototipos experimentales y construido diseños de acuerdo al estudio de la rosa de vientos del área de instalación del generador, a continuación se presenta el trabajo de investigadores que han abordado el tema.

Entre el 1 y 2% de la energía solar, atraviesa las masas de aire, las calienta y por diferencia de densidad, las de mayor temperatura suben y las frías tienden a bajar, creando corrientes de aire para reubicar su posición en la atmosfera, convirtiéndose estos movimientos en energía potencial para aprovecharse y convertirla en energía mecánica que pueda satisfacer diversas necesidades de la humanidad [14].

El aprovechamiento máximo de la energía cinética de una masa de aire es de un 60 % en un generador ideal de acuerdo a la teoría de Betz, Jaime Morgues y Alfredo Rapallini dedujeron la fórmula para predecir la velocidad del viento a diferentes alturas, siendo un factor importante la rugosidad del terreno desde lagunas, superficies de hielo o zonas montañosas [15].

Analizando perfiles de 2 grupos de formas geométricas diferentes con mayor coeficiente de sustentación y menor coeficiente de arrastre. Se modificó el espesor original de la cuerda en 30% y 50%, respectivamente para mejorar la eficiencia. Al comparar los resultados del primer caso (aumento del espesor de cuerda en 30%), dio los mejores resultados en comparación con la configuración original. Las modificaciones de los perfiles se hicieron para velocidades bajas de viento (6 m/s) [16].

El planteamiento de procedimientos básicos para diseñar y construir generadores eólicos basados en el conocimiento previo de las corrientes eólicas de la región, se propuso el cálculo geométrico de los alabes de acuerdo a las características regionales y velocidades relativas alcanzadas en los álabes [17].

De acuerdo a estudios recientes se ha demostrado que en ciudades con velocidades de viento en promedio de 3.5 m/s el generador eólico con mejor desempeño es el tipo Savonius de eje vertical,

por su baja velocidad de arranque demandada, en promedio 3 m/s, con álabes curvos como se puede ver en la figura 2 [18].



Figura 2. Aerogenerador Savonius.

El diseño de álabes de una turbina de eje horizontal utilizando la teoría de momento del elemento de álabes (BEM), para cargar baterías de 12 y 24 V, con un factor de seguridad de 4 y 2.8 respectivamente, se utilizó para construir una turbina de viento modelo FD.7-500 [19]. La velocidad de viento de diseño fue de 6 m/s, los resultados fueron de una eficiencia de 27 %, mientras que las turbinas comerciales tienen una eficiencia de alrededor de 16.5 % [19].

La turbina tiene un estimado de vida útil de 10 años, los álabes tienen una longitud de 1.3 m, velocidad de rotación de 1800 rpm. Los 3 álabes tienen una longitud de cuerda de 0.06 m, la raíz tiene 0.15 m de cuerda, un ángulo de punta de 7° y una potencia de salida de 235 W [19].

En la región de la India se desarrolló una micro turbina de eje horizontal con álabes de 0.8 m de longitud, alcanzado una potencia de salida de 600 W. Se realizaron una serie de iteraciones en la configuración de una turbina diseñada anteriormente para mejorar el rendimiento, la cuerda de la cuchilla se contrajo en 24 %, el grosor de la cuchilla se redujo hasta en un 44 % y aumentó su eficiencia en un 30 % respecto de los diseños convencionales. Para este proyecto se utilizó un perfil base NACA 4412, el modelo matemático utilizado para desarrollar el prototipo fue la Teoría de Momento del Elemento de Álabes (BEM), la pala se dividió en 10 secciones para su diseño [20].

Producir electricidad a través de un generador eólico basado en investigaciones previas, perfeccionando las técnicas de diseño adecuadas a las características eólicas de la región centro de nuestro país con tecnología propia y materiales disponibles en el mercado nacional, es el propósito del presente trabajo, para poner el diseño a disposición de los consumidores de energía eléctrica con ventajas en costo de generación, confiabilidad en disposición del recurso de forma ininterrumpida y con la calidad requerida.



3. Marco Teórico.

3.1. Características generales de un generador eólico de eje horizontal.

Los generadores eólicos se clasifican por su eje en; horizontal y vertical, su función es transformar la energía cinética del viento en energía mecánica y a través de un generador eléctrico en electricidad. Por el objetivo de estudio de esta obra, se concentra el análisis en los generadores eólicos de eje horizontal.

Generadores eólicos de eje horizontal

Tienen paso variable en las palas, permitiendo extraer la máxima energía del viento, son más eficientes por tener cuchillas perpendiculares a la dirección del viento y reciben mayor potencia de rotación, sus diseños tradicionales permiten fácil instalación y mantenimiento por estas razones son más populares como fuente de energía [21], como se muestra en la figura 3 [22].

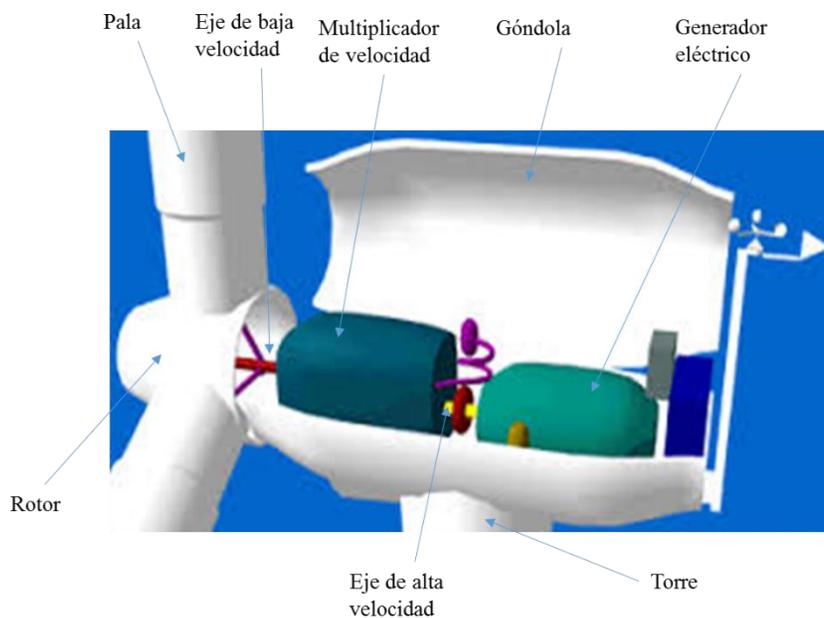


Figura 3. Partes de un generador eólico de eje horizontal.

Los generadores de eje horizontal son, los tipos de sistemas de captación eólica más desarrollados y utilizados en la producción energética, empleándose desde capacidades del orden de watts a grandes aerogeneradores de potencia de varios MW [21].



Captación de energía

Las palas de los generadores de eje horizontal, son los dispositivos que convierten la fuerza del viento en el par necesario para generar potencia útil. La forma básica y dimensiones de las palas vienen dadas inicialmente por el diseño global de la turbina y por consideraciones aerodinámicas.

Aunque históricamente se ha utilizado una gran variedad de materiales para la fabricación de palas, los materiales más utilizados actualmente son las resinas de poliéster reforzadas con fibra de vidrio o fibra de carbono, los cuales proporcionan ligereza, resistencia mecánica y una cierta resistencia a la agresión del medio ambiente.

Dependiendo del número de palas se clasifican en rotores multipala (lentos), entre 6 a 24 y en rotores tipo hélice (rápidos) de 1 a 5. Para clasificar a los rotores en lentos o rápidos se utiliza la relación específica de velocidades λ_0 , definida como el cociente entre la velocidad lineal en la punta de la pala del rotor y la velocidad del viento. Valores de $\lambda_0 > 5$ se usan en el diseño de turbinas eólicas rápidas, mientras que valores de $1 \geq \lambda_0 \geq 2$, se suelen adoptar para máquinas lentas.

Los rotores multipala giran a baja velocidad y se han destinado tradicionalmente al bombeo de agua. Los rotores tipo hélice giran a mayores velocidades y presentan mejores rendimientos aerodinámicos que los rotores multipala, por lo que se suelen destinar a la generación de electricidad.

Los rotores rápidos pueden ser tripala, bipala o monopala. Los rotores bipala y monopala son más económicos y ligeros que los tripala, debido al ahorro que supone el menor número de palas, sin embargo, son más ruidosos debido a que necesitan girar a mayor velocidad que los tripala para producir la misma energía. Los rotores mono pala requieren de un contrapeso que equilibre la pala, por tanto, en cuanto al peso se refiere no presentan ventajas frente a los rotores bipala.

En función de la disposición del rotor frente a la velocidad del viento estos pueden clasificarse en rotores de barlovento, de sotavento o auto orientables, cuyas palas presentan una cierta inclinación respecto del plano de giro de tal manera que el rotor al girar describe un cono.

El buje de la turbina eólica es el componente que conectan las palas al árbol principal de transmisión y finalmente al resto del tren de potencia. Hay tres tipos básicos de bujes que se aplican en las turbinas modernas de eje horizontal: bujes rígidos, bujes balanceantes y bujes para palas articuladas.



Albert Betz, físico alemán que participó en la elaboración de las bases teóricas de los modernos aerogeneradores, publicó en 1919 una teoría, conocida como ley de Betz. Según esta ley no puede convertirse más del 59.3 % de la energía cinética del viento en energía mecánica mediante una turbina eólica.

En la figura 4 [21], se muestra una gráfica comparativa de los coeficientes de potencia de distintos tipos de máquinas eólicas en función de la velocidad específica de punta de palas.

Puede observarse que las aeroturbinas de eje horizontal de pocas palas proporcionan un mayor coeficiente de potencia que las aeroturbinas multipalas y que los rotores de eje vertical.

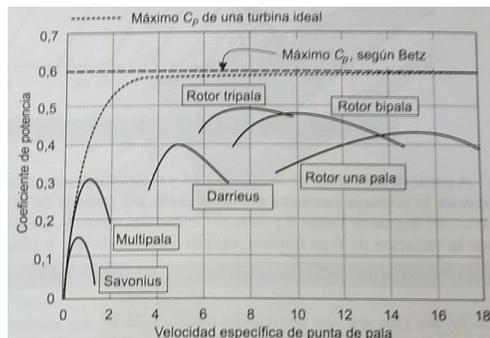


Figura 4. Coeficiente de Potencia de Distintos tipos de aeroturbinas.

Tren de potencia

Un tren de potencia de un aerogenerador está compuesto por todas las partes en rotación de la turbina. Incluye un árbol de baja velocidad, acoplamientos, freno, caja multiplicadora de engranes y un árbol de alta velocidad.

El multiplicador tiene como función adaptar la baja velocidad de rotación del eje del rotor a las mayores velocidades de operación del generador eléctrico. Si el rotor girase a revoluciones altas se generarían grandes fuerzas centrífugas en las palas del mismo y, teniendo en cuenta las grandes longitudes de éstas, se alcanzarían velocidades supersónicas en sus extremos libres.

Existen dos tipos básicos de cajas de engranes usadas en aerogeneradores: 1) cajas de engranes de ejes paralelos y 2) cajas de engranes planetarios. En algunos diseños no se considera el uso del multiplicador, sustituyendo su función por elementos de carácter eléctrico o electrónico.

En la figura 5, a y b [21], se observa una caja multiplicadora de velocidad de engranes helicoidales de árboles paralelos y planetarios.



Figura 5. . Caja de engrane, a) Ejes paralelos, b) Planetarios.

Casi todos los aerogeneradores emplean frenos mecánicos en alguna parte del tren de potencia. Estos frenos son incluidos normalmente, además de la existencia de frenos aerodinámicos. En la mayoría de los casos, el freno mecánico es capaz de parar la turbina.

En otros casos, el freno mecánico se usa solo para impedir que el rotor gire cuando la turbina no está funcionando. El freno de uso más común en los aerogeneradores es el freno de disco y suele estar ubicado, en el lado de baja velocidad de la caja de engranajes o en el lado de alta velocidad de la misma. Si se instala en el árbol de baja el sistema de fuerzas (par) es mayor, pero en el proceso intervienen los engranes del multiplicador, los cuales pueden dañarse.

En la figura 6, a y b [21], se muestran dos vistas de un freno de disco situado en el árbol de alta. Pueden observarse las dos zapatas con que cuenta el freno, así como un sensor de velocidad de giro situado en la parte superior del disco.

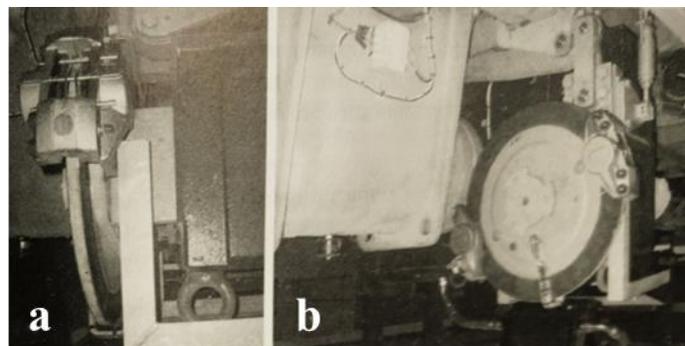


Figura 6. Freno de disco. a) vista lateral, b) vista frontal.



Sistema eléctrico

Incluye todos los dispositivos que intervienen en el proceso de conversión de la energía mecánica en energía eléctrica, si bien el generador constituye el foco de dicho sistema. Los más utilizados en la industria eólica se pueden clasificar de acuerdo a los generadores auto excitados (síncronos), corriente eléctrica continua es inyectada en las bobinas del rotor o excitados mediante imanes permanentes y a partir de la red eléctrica conectada a las bobinas del estator de la máquina (asíncronos).

Generador Asíncrono

El más empleado es el tipo de jaula de ardilla, aunque también puede construirse de rotor devanado.

Necesita tomar energía de la red para crear el campo de excitación del estator. Esta energía, al alimentar una bobina, consumirá corriente desfasada de la tensión, con lo que la línea eléctrica de distribución a la que se encuentra conectada la instalación eólica desestabiliza su $\cos \phi$. Sin embargo, el generador asíncrono en jaula de ardilla es muy simple y al no contar con elementos que giren en tensión eléctrica requiere bajos niveles de mantenimiento.

Algunos fabricantes de aerogeneradores, debido a la relación existente entre el rendimiento de los generadores asíncronos y el nivel de carga, han equipado a sus máquinas con dos generadores acoplados al mismo rotor. Uno que opera cuando las velocidades de viento son bajas y otro que entra en funcionamiento con las velocidades del viento son altas.

En la figura 7 [21], se muestra un generador asíncrono de 225 kW de potencia nominal que se utiliza en una turbina eólica.

Generador Síncrono

Precisa de un campo magnético giratorio para convertir la energía mecánica de rotación en energía eléctrica. Dichos campos magnéticos se pueden crear mediante imanes permanentes situados en el rotor o por electroimanes alimentados por corriente continua.

Las máquinas síncronas giran siempre a la velocidad de sincronismo. Por tanto, para una frecuencia f dada, si se incrementa el número de pares de polos se disminuye la velocidad de sincronismo. Aprovechando esta característica algunos fabricantes han equipado a sus turbinas

eólicas con generadores síncronos con pares de polos suficientes para eliminar la caja multiplicadora y reducir el tamaño de máquina.

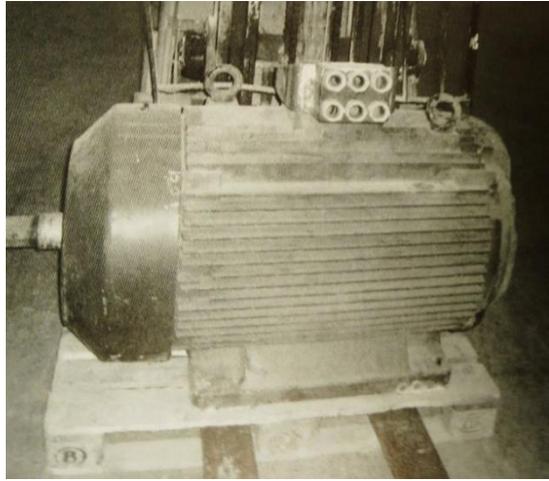


Figura 7. Generador asíncrono.

La mayoría de las actuales turbinas eólicas están equipadas con generadores que funcionan a velocidad constante y que operan acopladas directamente a la red.

Los generadores eléctricos realmente representan la pieza central del sistema eléctrico, pero el sistema completo comprende numerosas piezas de equipos eléctricos y electrónicos.

Sistema de orientación

El cambio de dirección del viento incidente hace necesaria la orientación del rotor situándolo perpendicularmente a dicha dirección. Existen dos clases de sistemas de orientación: orientación activa y orientación pasiva.

Las turbinas con orientación activa normalmente disponen de rotor a barlovento. Para realizar la orientación se utiliza la información obtenida a partir de los datos de dirección de viento y posición de la máquina. La información conseguida es transmitida a un sistema de actuación, que generalmente es de tipo hidráulico o eléctrico. La más utilizada es por motorreductor embridado sobre el bastidor, actúa sobre una corona de grandes dimensiones, uno de sus aros está fijado al bastidor y el otro a la torre, actúa sobre la corona y produce el giro del bastidor. Para inmovilizar el giro se suele utilizar un freno.



Los sistemas de orientación denominados pasivos cuentan con elementos mecánicos que aprovechan las propias fuerzas aerodinámicas para realizar las maniobras de orientación. Las turbinas pequeñas normalmente emplean veletas, si la velocidad del viento actúa sobre la misma se genera un empuje sobre la cola aerodinámica que obliga a la turbina a girar y colocar el rotor perpendicular a la dirección del viento.

Regulación y control

Para generar potencia de forma óptima los subsistemas de las turbinas necesitan de un subsistema de control que enlace la operación de todos ellos.

El subsistema de control y regulación tiene la misión de incrementar la captación de energía cinética del viento, mejorar la potencia eléctrica generada y garantizar un funcionamiento seguro de la máquina. Para ello el subsistema de control supervisa el funcionamiento de la máquina eólica y gestiona las secuencias de arranque, parada, etc., además de controlar al subsistema de orientación, regular la potencia captada del viento y la producida por el aerogenerador.

Los elementos más importantes de control se focalizan en el control de la potencia y del régimen de giro, así como de la orientación.

En máquinas pequeñas destinadas a la generación de electricidad de forma aislada o para el bombeo de agua, se suelen utilizar sistemas de regulación simples y pasivos, que actúan exclusivamente en la fase de exceso de potencia, tratando de evitar velocidades de giro excesivas que pudieran dañar a la máquina. Entre los sistemas de este tipo pueden mencionarse los sistemas de orientación de rotor mediante el empleo de una rótula excéntrica que actúa sobre un resorte que devuelve a la máquina a su posición normal cuando la velocidad del viento disminuye como puede observarse en la figura 8.

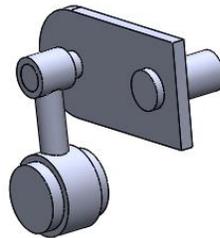


Figura 8. Mecanismo Biela – Manivela del sistema de orientación.



La regulación más simple dentro de los tipos de regulación por cambio del ángulo de calaje o cambio de paso, son aquellos que solo actúan en la fase de exceso de potencia. Suelen utilizar mecanismos de acción centrífuga que hacen girar la pala respecto de su eje longitudinal, modificando así el ángulo de calaje, cuando las revoluciones exceden de un cierto valor; pudiendo llegar a ponerlas en la denominada posición de bandera, es decir, paralelas a la dirección del viento. También se han utilizado dispositivos que varían el ángulo de calaje de las palas apoyándose en acciones de fuerzas aerodinámicas.

Si la orientación de la góndola del generador se realiza siempre en el mismo sentido los cables de transmisión de energía eléctrica que descienden por la torre se retuercen. Por tanto, la turbina ha de contar con dispositivos que controlen el número de vueltas y ordenen a los mecanismos de actuación pertinentes que disipen el torsionado de dichos cables.

Soporte

Está constituido por la góndola y la torre. La góndola está formada por el bastidor o estructura portante de acero en el que se montan la mayoría de los distintos subsistemas de la máquina eólica y la carcasa que, diseñada de forma aerodinámica, los protege de los agentes atmosféricos.

El bastidor se acopla a la parte superior de la torre mediante un rodamiento.

La carcasa o estructura de cierre y protección se fabrica generalmente de fibra de vidrio y poliéster, contando con refuerzos de acero.

Se diseña para facilitar el acceso y las labores de mantenimiento, así como para permitir el correcto funcionamiento de los subsistemas que alberga.

Aunque las primeras torres de sustentación que se utilizaron en los aerogeneradores eran de estructura de celosía actualmente es más frecuente el uso de torres tubulares cilíndricas o troncocónicas de acero u hormigón. Los criterios de elección suelen estar condicionados por sus frecuencias naturales de vibración, modos de instalación y estética.

Para facilitar el transporte de las torres de acero éstas se construyen de varios tramos, los cuales se atornillan entre sí.



Las torres se anclan en el suelo mediante pilotes o zapatas de cimentación de hormigón armado cuya dimensión depende de las características del terreno, del tamaño de la máquina eólica y de las solicitaciones mecánicas que produzca el régimen de vientos de la zona de instalación [21].

3.2. Modelos comerciales de turbinas eólicas de baja potencia.

Algunas turbinas eólicas de eje horizontal comerciales que se pueden encontrar en el mercado son las que se observan en la tabla 5 [23]:

En la figura 9, a, b y c se observan generadores eólicos comerciales de los ejemplos citados en tabla 5.

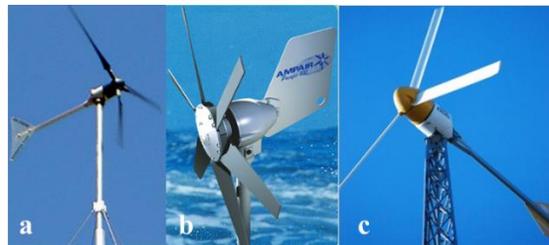


Figura 9. Generadores eólicos. a) Whisper 100, b) Pacific 100 y c) Excel 10.

Tabla 5. Modelos comerciales de turbinas de viento.

Marca	Modelo	Potencia (W)	Díámetro (m)	V _{nominal} (m/s)	Peso Neto (Kg)	País de origen
Bornay Aerogeneradores	Inclin 250	250	1.4	11	32	España
	Inclin 600	600	2	11	338	
	Inclin 1500	1,500	2.7	12	42	
	Inclin 3000	3,000	3.7	12	125	
	Inclin 6000	6,000	3.7	12	150	
ARE Wind Generators	ARE110	2,500	3.6	11	143	Estados Unidos de
	ARE442	10,000	7.2	11	610	America
Windstream Power	AIR X	400	1.15	12.5	6	España
	Whisper 100	900	2.1	12.5	21	
	Whisper 200	1,000	3	10.5	30	
	Whisper 500	3,000	4.5	11.3	80	
PROVEN	WT600	600	2.55	12	32	Peru
	WT2500	2,500	3.5	12	86	
	WT6000	6,000	5.5	12	227	
	WT1500	15,000	9	12	500	
JACOBS	23 - 10	10,000	7	11.17	861	Estados Unidos de America
	23 - 12.5	12,500	7	12	861	
	26 - 15	15,000	8	11.6	861	
	26 - 17.5	17,500	8	12.5	861	
	31 - 20	20,000	8.5	12.5	1134	
AMPAIR	Pacific 100	100	0.9	12.5		Inglaterra
	Pacific 300	300	1.2	12.5		
BERGEY	XL.1	1,000	2.5	11	34	Estados Unidos de America
	Excel	10,000	7	13	476	
WESTWIND	3KW	3,000	3.7	14	190	Estados Unidos de America
	5KW	5,000	5.1	14	200	
	10KW	10,000	6.2	14	380	
	20KW	20,000	10.4	14	750	

3.3.1. Teoría del disco actuador

Se considera una turbina ideal, con un número infinito de palas y representada por un disco de espesor nulo y área igual a la barrida por las palas al girar, conocido como disco actuador como se puede ver en la figura 10 [24].

Las condiciones que esta teoría determino para desarrollar su modelo matemático son:

- 1) Movimiento estacionario
- 2) Flujo incompresible Velocidad inducida unidimensional y uniforme
- 3) Fluido no viscoso
- 4) Estela no giratoria

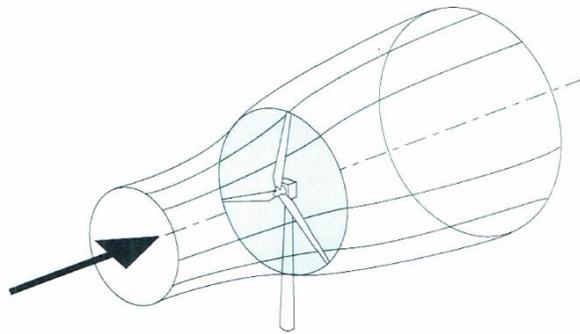


Figura 10. Tubo de corriente y disco actuador.

El diferencial de masa que atraviesa la sección del disco actuador se puede calcular:

$$dm = \rho AU dt \quad (1)$$

La energía cinética del viento o energía cinética extraíble por el rotor será:

$$dE_c = dm \frac{U^2}{2} = \frac{1}{2} \rho AU^3 dt \quad (2)$$

Finalmente la potencia total del viento:

$$P_v = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho AU^3 \quad (3)$$

Se considera un flujo de aire que se desplaza uniformemente dentro de un tubo que contiene el disco, la sección del tubo es menor a la entrada que a la salida. A medida que el fluido atraviesa el tubo va perdiendo velocidad debido al cambio de sección. Aplicando la ley de conservación de

masa en distintas secciones del tubo como se puede ver en la figura 11 [24], se calcula el gasto másico:

$$G = PA_1u_1 = \rho A_2u_2 = \rho A_3u_4 = \rho A_4u_4 \quad (4)$$

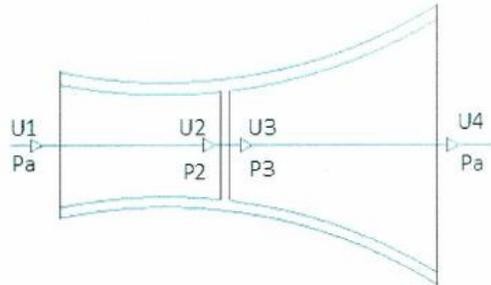


Figura 11. Velocidad del viento y presión en las distintas partes del tubo de corriente.

Donde:

$$A_2 = A_3 \quad (5)$$

La velocidad del viento se verá inalterada en su paso por la turbina:

$$u_2 = u_3 \quad (6)$$

La ecuación de cantidad de movimiento para el tubo de corriente, según la dirección del eje de la turbina es:

$$F = (PA_1u_1)u_1 - (\rho A_4u_4)u_4 = G(u_1 - u_4) \quad (7)$$

Así el viento al verse frenado, ejerce una fuerza sobre el disco actuador y se produce, un intercambio de energía.

Por otro lado la fuerza que ejerce el viento sobre el disco actuador y en definitiva sobre el rotor eólico se puede calcular a partir de la diferencia de presión del aire antes y después de la turbina:

$$F = A_2(p_2 - p_3) \quad (8)$$

Aplicando la ecuación de Bernoulli entre las secciones de entrada al tubo de corriente y la cara frontal del disco, y entre la cara posterior del disco actuador y la sección de salida del tubo de corriente, se puede calcular la diferencia de presión del aire antes y después del rotor eólico.

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho u_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho u_2^2 \quad (9)$$

$$p_3 + \frac{1}{2}\rho u_3^2 = p_4 + \frac{1}{2}\rho u_4^2 \quad (10)$$

Teniendo en cuenta:

$$p_1 = p_4 = p_a \quad (11)$$

Se obtiene una nueva expresión de la fuerza del viento sobre la turbina.

$$F = A_2(p_2 - p_3) = \frac{1}{2}\rho A_2(u_1^2 - u_4^2) \quad (12)$$

Igualando esta ecuación a la obtenida al aplicar la teoría de la cantidad de movimiento:

$$\frac{1}{2}\rho A_2(u_1^2 - u_4^2) = \rho A_2(u_1 - u_4) \quad (13)$$

Se deduce que la velocidad del aire en la sección del disco actuador es:

$$u_2 = u_3 = \frac{u_1 + u_4}{2} \quad (14)$$

De manera que el fluido pierde la mitad de su velocidad antes de alcanzar la turbina y la otra mitad, una vez atravesado el rotor.

3.3.2. Coeficientes aerodinámicos

En esta sección se definen coeficientes aerodinámicos, que serán útiles al calcular y definir la geometría de las palas del rotor eólico:

Coeficiente de velocidad axial inducida

Es una forma adimensional de estimar la disminución de la velocidad axial del aire al alcanzar la turbina.

$$a = \frac{u_1 + u_2}{u_1} \quad (15)$$

Coeficiente de empuje

Se trata de un factor adimensional que caracteriza el empuje axial del viento sobre el rotor.

$$F = \frac{1}{2}\rho A(u_1^2 - u_4^2) \quad (16)$$



Se sustituye por el coeficiente a , sabiendo que:

$$u_2 = u_3 = \frac{u_1 + u_4}{2} \quad (17)$$

$$F = \frac{1}{2} \rho A U^2 (1 - a) \quad (18)$$

Donde:

$$U = u_1 \quad (19)$$

El coeficiente de empuje es igual a:

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2} \rho A U^2} = 4a(1 - a) \quad (20)$$

La expresión de la fuerza de empuje del viento sobre el rotor queda:

$$F = C_T \frac{1}{2} \rho A U^2 \quad (21)$$

Coficiente de Potencia

Conocida la ecuación del empuje, se calcula la potencia mecánica que se transmite a la turbina como:

$$P = F u_2 = (\rho u_2 A_2) \left(\frac{1}{2} u_1^2 - \frac{1}{2} u_4^2 \right) \quad (22)$$

El primer paréntesis refleja la cantidad de aire en términos de masa que circula a través del rotor. El segundo paréntesis muestra la energía cinética por unidad de masa que pierde el aire debido a la presencia de la turbina eólica. De lo anterior se extrae que cuanto mayor sea el efecto que produzca el rotor sobre la velocidad del aire mayor será la diferencia entre la energía cinética a la entrada y a la salida y tanto mayor será el segundo factor de la ecuación, si ocurre esto, la velocidad de aire en el rotor será más pequeña y el primer paréntesis se hará menor. De esta forma, se debe alcanzar un régimen de velocidades, tal que la potencia sea máxima.

Sustituyendo en la ecuación anterior por el coeficiente de velocidad inducida axial, y sabiendo que la potencia del viento es:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A U^3 \quad (23)$$



La expresión de la potencia queda:

$$P = Fu = \frac{1}{2}\rho AU^3 4a (1 - a)^2 = P_V 4a (1 - a)^2$$

De tal forma que el coeficiente de potencias, se puede definir como la relación entre la potencia transmitida a la turbina y la potencia del viento.

$$C_P = \frac{P}{P_V} = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho AU^3} = 4a (1 - a)^2 \quad (24)$$

Finalmente:

$$P = C_P \frac{1}{2}\rho AU^3 = C_P C_V \quad (25)$$

Puesto que C_P únicamente depende de a , al derivar C_P e igualando a cero, obtenemos el valor de la velocidad inducida axial a , que hace máximo el coeficiente de potencia C_P :

$$a = \frac{1}{3} \quad (26)$$

Por lo tanto, el máximo coeficiente de C_P es:

$$C_{Pmax} = \frac{1}{16} \approx 0.5927 \quad (27)$$

Es decir, que en el mejor de los casos, un aerogenerador podrá extraer como máximo un 59.27 % de la potencia total del viento. A este máximo coeficiente de potencia se conoce como límite de Betz como puede verse en la figura 12 [24].

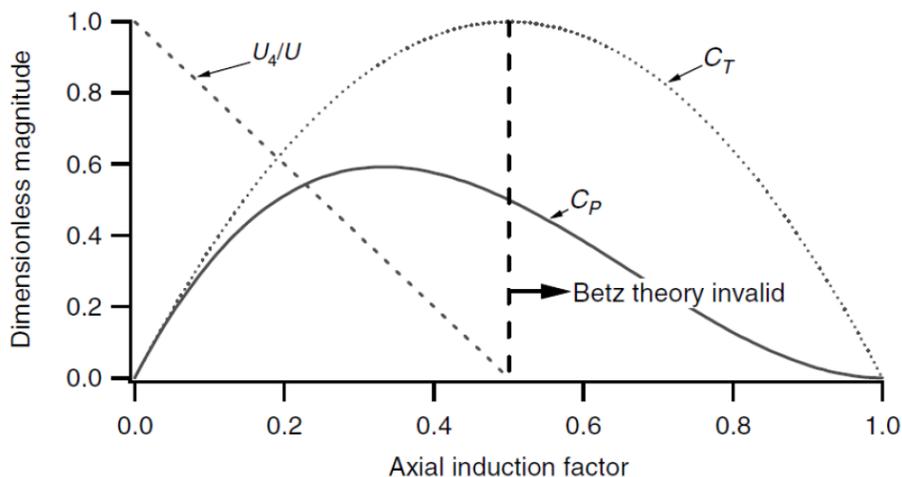


Figura 12. Variación de los coeficientes de potencia y empuje con el coeficiente de velocidad inducida axial.

3.3.3. Teoría del disco actuador con estela giratoria.

Se trata de una corrección al modelo anterior que contempla el efecto giratorio que produce el rotor sobre la estela. Puesto que el intercambio de energía entre el viento y la turbina se realiza por medio del giro, según la teoría de conservación del momento cinético, el par que ejerce el viento sobre el rotor será igual y de sentido contrario al que genera el molino sobre las partículas de aire.

Dada su complejidad, este modelo se escapa al interés del proyecto por lo que no se entrara en deducciones y no se desarrollarán las ecuaciones, sin embargo, se ha creído necesario definir una serie de conceptos que esta teoría introduce y que son útiles para el diseño aerodinámico del rotor eólico.

En este caso, puesto que se tiene en cuenta que el rotor está girando, las leyes de conservación se deberán aplicar sobre un anillo del tubo de corriente de espesor diferencial y áreas $2\pi r dr$. Este nuevo volumen de control tiene su razón en que dado que las condiciones aerodinámicas varían con el radio, las ecuaciones de par, empuje y potencia también lo harán como puede observarse en la figura 13 [24]:

$$dM = 2\pi\omega\rho U(1 - a)r^3 dr \quad (28)$$

$$dF = 4a(1 - a)\pi r \rho r^2 dr \quad (29)$$

$$dP = dM\Omega = 2\pi\omega\Omega\rho U(1 - a)r^3 dr \quad (30)$$

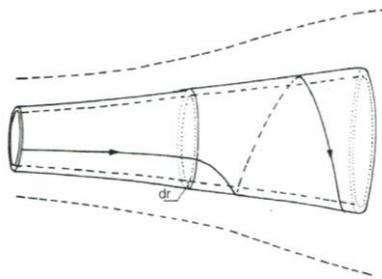


Figura 13. Tubo de corriente y disco actuador con estela giratoria.

Coefficientes aerodinámicos

Coefficiente de velocidad inducida

Es una forma adimensional de estimar la magnitud de la componente tangencial de la velocidad del viento en función del régimen de giro de la turbina.

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega} \quad (31)$$

Relación específica de velocidades

Es la relación entre la velocidad tangencial de la punta del rotor y la velocidad del viento:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{U} \quad (32)$$

Particularizando para cualquier sección de la pala:

$$\lambda_r = \frac{\Omega r}{U} \quad (33)$$

Coefficiente de potencia

El coeficiente de potencia, puesto que en este caso las condiciones de viento son distintas a lo largo de la pala, varía con el radio:

$$C_{Pr} = 4a'(1-a)\lambda_r^2 \quad (34)$$

De esta nueva ecuación se extrae que la potencia total de la turbina es:

$$P = 4\pi\rho\Omega^2 U \int_0^R a'(1-a)r^3 dr \quad (35)$$

Entonces el coeficiente de potencia global queda:

$$C_P = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a'(1-a)\lambda_r^3 dt \quad (36)$$

Se puede ver que el coeficiente de potencia ya no solo depende de a , como en el caso de la estela no giratoria, sino también de a' y λ_r . Con la introducción del concepto de estela giratoria esta teoría entiende que la aparición de una componente tangencial en la velocidad del viento, tras atravesar la turbina, supone un incremento en la energía cinética total de la estela y que, por tanto, el porcentaje de energía extraíble del viento es inferior al límite de Betz.

3.3.4. Teoría del elemento de pala

El elemento de la pala es la superficie de espesor diferencial, obtenida al realizar un corte transversal a las palas, como se puede ver en la figura 14 [24]. Las teorías anteriores contemplaban al rotor como un disco plano, sin importar su forma geométrica ni su comportamiento particular de



cara al viento. En este apartado se profundiza en los efectos que produce el viento sobre cada superficie o perfil aerodinámico y se estudian las fuerzas que actúan sobre el total de la pala.

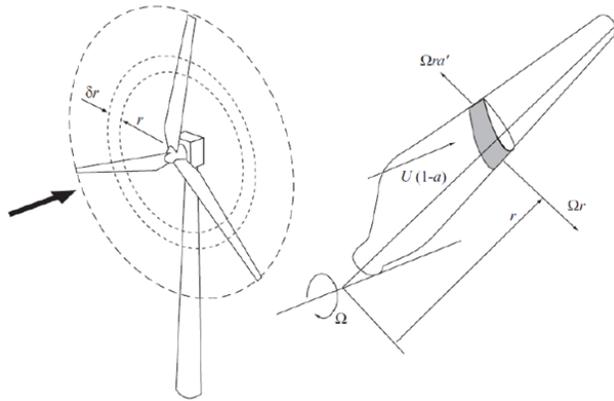


Figura 14. Elemento de Pala.

3.3.4.1. Características del perfil aerodinámico

A continuación se definen conceptos útiles para el estudio de un perfil aerodinámico como se puede observar en la figura 15:

- 1.- Cuerda: Es la línea que une los puntos del perfil que se encuentran más alejados entre sí.
- 2.- Espesor: Es la distancia entre el borde superior e inferior del perfil, medida en dirección perpendicular a la cuerda.
- 3.- Ángulo de ataque (α): Es el ángulo que forma la cuerda y la velocidad relativa con la que incide el viento sobre el perfil.
- 4.- Ángulo de calado o ángulo de paso (θ): Es el ángulo que forma la cuerda del perfil con el plano de rotación de la pala.
- 5.- Ángulo de incidencia o ángulo de flujo (Φ): Es el ángulo que forma la velocidad real, la velocidad del plano de rotación de la pala.

3.3.4.2. Fuerza de sustentación

Todo cuerpo que se desplaza a través de un fluido, es susceptible de experimentar el fenómeno de la sustentación. Forma, posición o régimen de giro del objeto en movimiento, son las causas de este fenómeno.



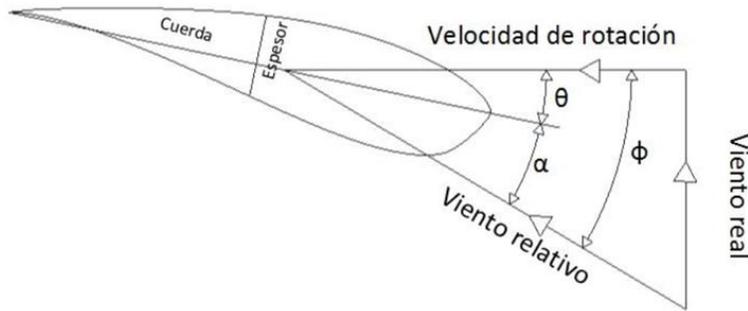


Figura 15. Características del perfil aerodinámico.

Según el teorema de Bernoulli, al aumentar la velocidad de un fluido, disminuye su presión.

En seguida se describen tres casos diferentes en los que aparece la sustentación:

1.- Perfil asimétrico y ángulo de ataque igual a cero como puede verse en la figura 16 [24]: las partículas de aire al entrar en contacto con el perfil se separan, y debido a la forma irregular del perfil respecto al plano de desplazamiento, la velocidad de las partículas que circulan por la parte superior será mayor que la velocidad de las partículas que se desplazan por la parte inferior; pues el camino que deben recorrer es mayor en el borde superior. Finalmente, la diferencia de velocidades generará una diferencia de presiones, y aparecerá una fuerza vertical ascendente.

2.- Perfil simétrico y ángulo de ataque distinto de cero: aun siendo el perfil simétrico respecto a su cuerda, no lo es respecto al plano de desplazamiento, y por tanto, el resultado es el mismo que en el caso anterior.

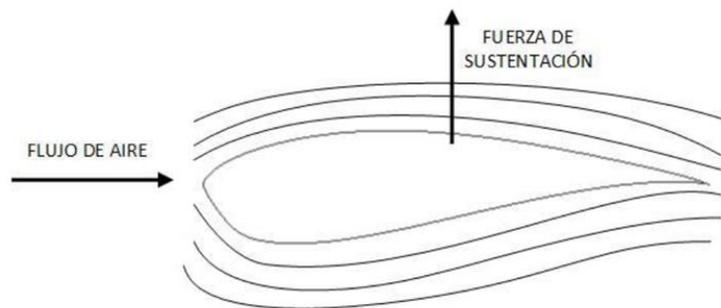


Figura 16. Fuerza de sustentación sobre un perfil asimétrico.

3.- Efecto Magnus como se puede ver en la figura 17 [24]: se trata de un caso particular de sustentación. La superficie gira sobre sí misma. En función del sentido de giro, el fluido se verá frenado en una de sus caras y acelerado en la otra. Este fenómeno aparece habitualmente en

deportes como el tenis o el fútbol, los jugadores al golpear el balón imprimen sobre él un giro que unido al desplazamiento generará una trayectoria en forma de parábola.

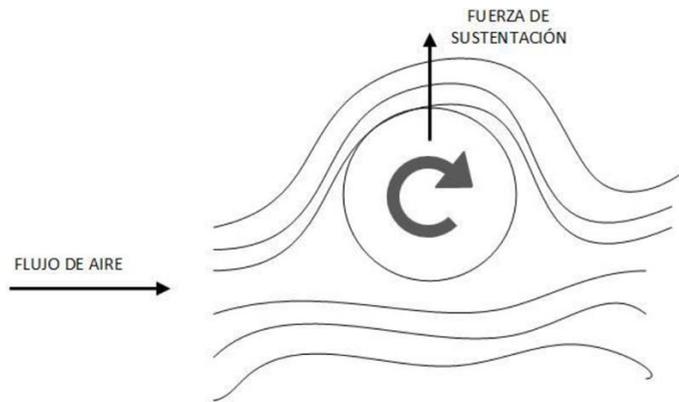


Figura 17. Efecto Magnus.

La fuerza de sustentación permite a los aviones despegar y mantenerse en el aire. Tal es la importancia de esta fuerza en aviación que aun fallando el motor, un avión podría planear suavemente hasta el suelo.

La forma geométrica del rotor de un generador eólico busca, en definitiva, provocar sobre el viento una gran diferencia de presiones que haga que la fuerza de sustentación sea lo mayor posible [24].

3.3.4.3. Fuerza de arrastre.

Probablemente mucho más evidente que la anterior, esta fuerza actúa en sentido opuesto al movimiento del cuerpo. La presencia de viscosidad en los fluidos hace que aparezca una componente de fricción que frenará el movimiento del objeto que lo atraviese.

Si bien los antiguos molinos de viento se servían de la fuerza de arrastre para girar; las turbinas eólicas actuales utilizan la fuerza de sustentación para mover su hélice.

La fuerza de arrastre tiene un carácter sobre la producción de potencia en aerogeneradores, por eso es importante dotar a las palas de una forma aerodinámica adecuada con tal de minimizar este efecto.



3.3.4.4. Coeficientes aerodinámicos.

De la teoría del elemento de pala, se desprenden tres coeficientes aerodinámicos que, como se ha dicho, permitirán determinar la magnitud de las fuerzas que actúan sobre los perfiles aerodinámicos y, en definitiva, sobre el total de la pala.

Coeficiente de sustentación

$$C_L = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho U^2 A} \quad (37)$$

El coeficiente de sustentación, depende en gran medida del ángulo de ataque del perfil. El valor de C_L aumenta linealmente con α hasta alcanzar el ángulo crítico a partir del cual se dice que el perfil ha entrado en pérdida como se puede ver en la figura 18 [24]. Al entrar en pérdida la fuerza de sustentación que actúa sobre el perfil decrece a medida que α aumenta.

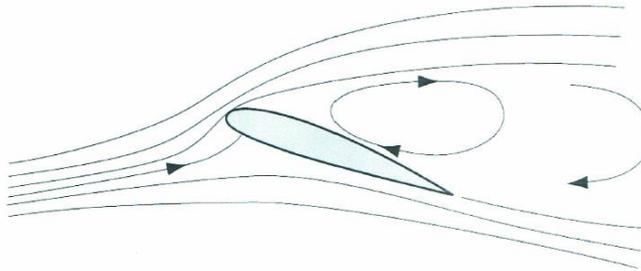


Figura 18. Flujo sobre un perfil orientado con un ángulo de ataques superior al crítico.

Coeficiente de arrastre

$$C_D = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho U^2 C} \quad (38)$$

Como se ha dicho se debe minimizar el efecto del arrastre sobre el rotor eólico para hacer más efectiva la captación de energía, por lo que en el diseño de perfiles aerodinámicos se tiende a buscar coeficientes de arrastre relativamente bajo. C_D será pequeño mientras el ángulo de ataque también lo sea. Al entrar en pérdida, la fuerza de arrastre sobre el perfil aumenta rápidamente y el perfil deja de ser efectivo.

Un factor usual para determinar la calidad aerodinámica de un perfil es el cociente:

$$\varepsilon = \frac{C_D}{C_L} r^2 \quad (39)$$

Fluctúa alrededor de $\varepsilon = 0.01$ para los buenos perfiles.

3.3.5. Geometría de Fuerza.

Si se recurre a la trigonometría es posible establecer relaciones entre las componentes de las fuerzas de sustentación y arrastre que afectan a un elemento concreto de la pala; de manera que, si se conoce el ángulo de incidencia del viento, su intensidad, y las características geométricas del perfil, es posible determinar el par y la potencia que provocará el viento sobre el rotor como puede verse en la figura 19, a y b [24].

Los coeficientes aerodinámicos de un perfil concreto vienen dados por su forma y varían con el ángulo de ataque. Los datos calculados en ensayos, son proporcionados por los fabricantes mediante tablas, estas recogen los valores para cada tipo de perfil y ángulo de ataque.

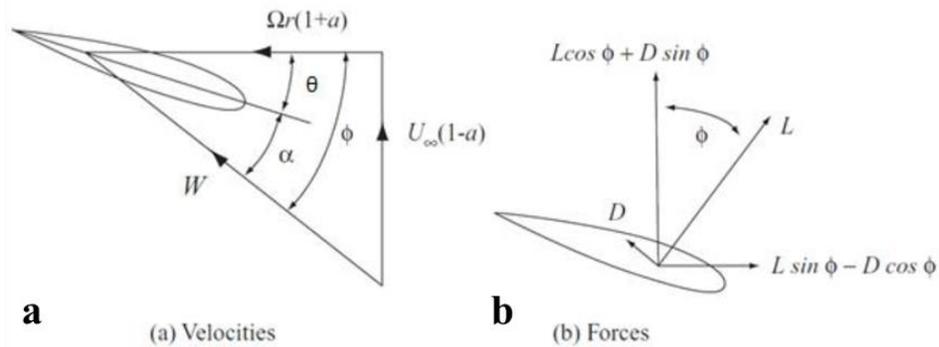


Figura 19. a) Velocidad del viento y sus componentes sobre un perfil aerodinámico, b) Fuerza de sustentación y arrastre y sus componentes sobre un perfil aerodinámico.

$$\text{sen } \phi = \frac{U(1-a)}{\omega} \quad (40)$$

$$\text{cos } \phi = \frac{\Omega r(1-a')}{\omega} \quad (41)$$

Sumando las componentes tangencial y normal de las fuerzas que actúan sobre los perfiles de radio dr y multiplicando por N palas:

$$dF_n = (L \cos \phi + D \text{sen} \phi) N dr \quad (42)$$

$$dF_t = (L \sin \phi + D \cos \phi) N dr \quad (43)$$

Por otro lado, si se expresan las fuerzas de sustentación y arrastre en función de sus coeficientes dimensionales que como se ha dicho dependen del ángulo de ataque, se tiene:

$$L(\alpha) = \frac{1}{2} \rho c \omega^2 C_L(\alpha) \quad (44)$$

$$D(\alpha) = \frac{1}{2} \rho c \omega^2 C_D(\alpha) \quad (45)$$

Sustituyendo:

$$dF_n = \frac{1}{2} \rho c \omega^2 N (C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) dr \quad (46)$$

$$dF_f = \frac{1}{2} \rho c \omega^2 N (\sin \phi - C_D \cos \phi) dr \quad (47)$$

El par que ejercen los elementos de radio dr sobre el rotor es:

$$dM = \frac{1}{1} \rho \omega^2 c N (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) dr \quad (48)$$

Y finalmente la potencia se puede calcular como:

$$dP = \frac{1}{2} \rho \omega^2 \Omega c N (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) r dr \quad (49)$$

3.3.6. Método BEM (Blade Element Momentum)

El método BEM desarrollado por Glauter y Betz, es un proceso de cálculo que pretende determinar cómo afecta la forma geométrica de una pala a su funcionamiento. Dicho método, nacido a raíz de la unión de la teoría de cantidad de movimiento y de la teoría del elemento de pala, permite establecer una relación entre los coeficientes de velocidades inducidas (a y a') y las fuerzas que actúan sobre los perfiles aerodinámicos (L y D).

La teoría del elemento de pala asume que al momento de fuerzas, causantes del giro del rotor, solo contribuye el flujo de aire que atraviesa las palas en la dirección axial y no participa, por tanto, la masa de aire que circula en la dirección radial. Así, cada uno de los elementos o perfiles bidimensionales, en los que se divide la pala, contribuirá al par de giro de manera independiente.

Igualando a las ecuaciones de empuje y par producido según la teoría del disco actuador y según la teoría del elemento de pala se obtiene:



$$\frac{a}{1-a} = \frac{cNC_t}{8\pi r \text{ sen}\phi \text{ cos}\phi} \quad (50)$$

$$\frac{a'}{1-a'} = \frac{cNC_t}{8\pi r \text{ sen}\phi \text{ cos}\phi} \quad (51)$$

Se define solidez de pala σ como un parámetro que relaciona el área total que ocupan las palas, y el área barrida por las mismas. Puesto que la longitud de cuerda varía con el radio de las palas, se calcula la solidez para cada elemento de pala:

$$\sigma(r) = \frac{Nc(r)}{2\pi r} \quad (52)$$

Sustituyendo y despejando a y a' :

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma C_n}{4 \text{ sen}^2\phi} \rightarrow a = \left(\frac{4 \text{ sen}^2\phi}{\sigma C_n} + 1 \right)^{-1} \quad (53)$$

$$\frac{a'}{1-a'} = \frac{\sigma C_t}{4 \text{ sen}^2\phi \text{ cos}^2\phi} \rightarrow a' = \left(\frac{4 \text{ sen}\phi \text{ cos}\phi}{\sigma C_t} - 1 \right)^{-1} \quad (54)$$

Las condiciones aerodinámicas en la pala son muy distintas a lo largo de toda su envergadura, por tanto, si se busca optimizar la potencia de la turbina; la forma, tamaño y posición de sus perfiles deberá variar también con el radio, como se observa en la figura 20.

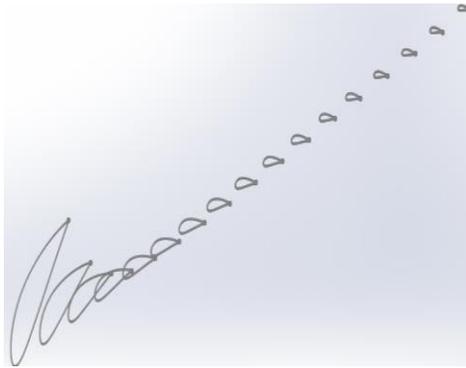


Figura 20. División de la pala en elementos para su análisis geométrico.

El momento BEM divide la longitud total de la pala en una serie de elementos y procediendo de manera iterativa, permite obtener la forma adecuada de cada perfil para que el total de la pala sea lo más eficiente posible.

3.3.6.1. Correcciones al método BEM

3.3.6.1.1. Número finito de palas

Esta corrección pretende salvar los errores cometidos al haber contemplado el rotor eólico como un conjunto infinito de palas. La estela que desprende un rotor de número finito de palas es muy distinta a la estudiada mediante la teoría del disco actuador. Por otro lado, de la teoría de la sustentación se sabe que la presión del fluido en la parte inferior de la pala es mayor que en la parte superior, sin embargo, en la zona cercana a la punta el fluido se escapa por el borde y las presiones tienden a igualarse.

Con la intención de corregir la trayectoria de las partículas de aire que atraviesan el rotor, y en definitiva modelizar la estela de la turbina de manera que su forma se aproxime aún más a la realidad, Prandtl introdujo un factor (F) conocido como factor de pérdidas en la punta de la pala. Este se incluye directamente en las ecuaciones de empuje, par y potencia, para caracterizar la disminución de la fuerza que experimenta cada sección de la pala debido a la finitud en el número de palas y a las pérdidas en la punta.

$$F = \frac{1}{2} \arccos(\exp^{-f}) \quad (55)$$

$$f = \frac{N(R-r)}{2r \sin\phi} \quad (56)$$

$$dF_n = \frac{1}{2} \rho F c \omega^2 N (C_L \cos\phi + C_D \sin\phi) dr \quad (57)$$

$$dM = \frac{1}{2} \rho F \omega^2 c N (C_L \sin\phi + C_D \cos\phi) dr \quad (58)$$

$$dP = \frac{1}{2} \rho \omega^2 \Omega c N (C_L \sin\phi + C_D \cos\phi) r dr \quad (59)$$

3.3.6.1.2. Rotor muy cargado

Se contempla la situación en la que la velocidad inducida axial supera valores $\alpha = 0.4$, en ese caso el modelo del disco actuador carece de validez debido a que la velocidad del aire después de atravesar el rotor es muy pequeña y el área en la sección de salida del tubo de corriente se hace demasiado grande. Se considera que una turbina se encuentra muy cargada cuando $\alpha > 0.5$, ya que si se diera esta situación a la salida del tubo sería negativa y el rotor actuaría como un disco sólido e impediría una circulación libre del fluido a través de él.



Tratando de solucionar lo anterior, Glauter introduce un factor de corrección que se aplica sobre el coeficiente de empuje cuando la velocidad inducida axial supera un cierto valor crítico $a_c \sim 0.2$ [24].

$$C_T \begin{cases} 4a(1 - a)F & a \leq a_c \\ 4[a_c^2 + (1 - 2a_c)a]F & a > a_c \end{cases} \quad (60)$$



4. Materiales y Métodos

Por la complejidad del proyecto se propone dividir este capítulo en 3 secciones para abordar cada tema específico con mayor detalle técnico.

- 1.- Estudio de las variables que intervienen en el desempeño de una turbina eólica y determinar la geometría de los álabes a las condiciones específicas planteadas en este trabajo.
- 2.- Diseño mecánico completo del generador eólico de 500 W
- 3.- Metodología de manufactura de los componentes y pruebas de generador previo a su instalación.

4.1. Diseño de pala de turbina de viento de 500 W

Un objeto situado en el seno de una corriente de aire presenta una resistencia al avance, ésta depende de la forma del objeto y su posición en relación a la dirección del viento. Al estudiar los efectos de la resistencia del aire sobre un cuerpo, se observa que la resultante de las fuerzas aplicadas al cuerpo es un vector cuyo punto de aplicación es su centro aerodinámico o centro de empuje, siendo su dirección perpendicular al viento relativo y su intensidad es proporcional a la superficie expuesta y al cuadrado de la velocidad del viento.

El cuerpo es un perfil aerodinámico, el cual en forma general contiene los siguientes elementos:

- a) Extradós. Parte superior del perfil.
- b) Intradós. Parte inferior del perfil.
- c) Borde de ataque. Borde delantero del perfil.
- d) Borde de salida. Borde trasero del perfil.
- e) Cuerda geométrica. Línea recta que une el borde de ataque con el borde de salida.
- f) Línea de curvatura media. Lugar geométrico de los puntos que equidistan de las curvas que definen el extradós y el intradós. Si la línea de curvatura media queda sobre la cuerda geométrica se dice que la curvatura es positiva, si es por debajo, negativa y doble curvatura si un tramo va por encima y otro por debajo.



- g) Combadura. Es la distancia máxima entre la línea de curvatura media y la cuerda.
- h) Radio de curvatura del borde de ataque. Radio del círculo tangente a las curvas de intradós y extradós y con su centro situado en la cuerda media.

En la figura 21 [25], se observan las partes de un perfil aerodinámico.

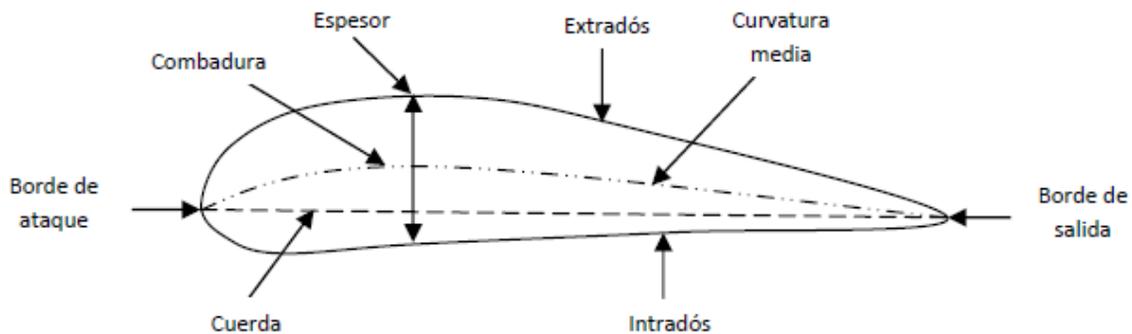


Figura 21. Partes que conforman el perfil de una pala o álabes.

Conociendo las partes del perfil es importante saber que la geometría del mismo influye en la generación de fuerzas aerodinámicas por lo que se deben considerar los siguientes parámetros:

1. Configuración de la línea de curvatura media. Si esta coincide con la línea de cuerda, el perfil es simétrico. En los perfiles simétricos la superficie superior e inferior tiene la misma forma y equidistante de la línea de cuerda.
2. Espesor.
3. Localización del espesor máximo.
4. Radio del borde de ataque.

4.1.2. Determinación de parámetros de diseño

En este trabajo de investigación se divide la pala en 4 estaciones para su análisis, la raíz de la pala (r_p), por medio de la cual se fijará la pala al buje de la turbina es el 9 % del radio de la turbina, la longitud restante es el cuerpo de la pala que representa el 91 % del radio de la turbina, el cual se considera 100 % para dividirla y analizarla como sigue; estación 1 (sta 1) la cual será el

25 % de la longitud de la pala, estación 2 (sta 2) 50 % de la longitud de la pala y finalmente estación 3 (sta 3) con 25 % de la longitud de la pala como se puede observar en la figura 22 [25].

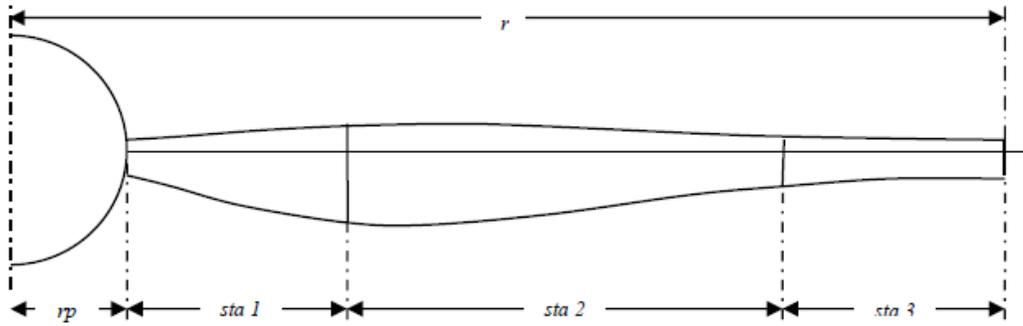


Figura 22. Nomenclatura de Pala.

Una vez seleccionadas las estaciones en las que se dividió la pala del generador, es necesario encontrar las dimensiones de los perfiles de cada sección. Estas dimensiones se obtienen a través del cálculo de la cuerda (c) del perfil. El tamaño de la cuerda depende de diferentes elementos y la posición del perfil con respecto al radio de la cuerda;

$$c = \frac{8 \cdot \pi \cdot r \cdot \cos \beta}{3 B \lambda_r} \quad (61)$$

Donde:

8= Factor de corrección

π = Factor adimensional con valor 3.141516

r= Radio de la turbina

β = Ángulo de paso

3= Factor de corrección

β = Factor de corrección de cuerda

λ_r = Relación local de velocidades

El ángulo de velocidades inducidas se propuso considerando un comportamiento ideal donde se estima que el perfil trabajará con el ángulo de ataque de mayor eficiencia, este se representa como;



$$\phi_0 = \frac{2}{3} * \operatorname{atan}\left(\frac{1}{\lambda_r}\right) \quad (62)$$

El ángulo de paso (β) se puede obtener a través de la ecuación siguiente;

$$\beta = 90^\circ - \frac{2}{2} \tan^{-1}\left(\frac{1}{\lambda_r}\right) \quad (63)$$

Por otra parte la relación de velocidades local (λ_r) está definida como la relación de radios:

$$\lambda_r = \frac{\lambda_D r_1}{r} \quad (64)$$

Donde (r) es el radio de la turbina, (r_1) es el radio en cualquier posición del rotor y (λ_D) es el valor de la relación de velocidades de diseño (tip speed ratio) y está dado por [25]:

$$\lambda_D = \frac{\Omega r}{V} \quad (65)$$

Donde (r) es el radio del aerogenerador, (Ω) es la velocidad angular y (V) es la velocidad del viento axial.

Los datos de cálculo iniciales para la turbina de viento que se proponen son los siguientes;

$$P= 500 \text{ W}$$

$$\rho= 1.22 \text{ kg/m}^3$$

$$V= 4.35 \text{ m/s}$$

$$C_p=0.4$$

$$\eta= 0.9$$

$$a= 1/3$$

$$\lambda=6.5$$

Donde:

P= Potencia requerida del generador eólico

ρ = Densidad del aire

V= Velocidad de viento



C_p = coeficiente de potencia recomendado para modernas turbinas de viento de 3 palas

η = Eficiencia mecánica y eléctrica.

a = Velocidad axial donde C_p alcanza su valor máximo.

λ = Relación de velocidades de punta

Los datos anteriores se utilizan como datos de partida para el cálculo de la geometría de la pala, propuestos para modernas turbinas de viento con alta eficiencia aerodinámica [16], con excepción de la potencia (P), velocidad de viento (V) y densidad del viento (ρ), que son datos particulares del lugar del diseño.

En la tabla 6 se muestran los resultados de diseño del álabe, las divisiones son el número de partes en las que fue seccionada la estación, (r) es el radio de cada separación del álabe, (λ_r) relación de velocidades local, es un parámetro adimensional, (ϕ) ángulo de velocidades inducidas, (β) ángulo de paso y (C) distribución de cuerda en cada fracción del álabe.

De acuerdo a los cálculos la pala tiene una longitud de 2.97 m, considerando el 9 % del radio que son 0.27 m, para fijación al buje de la turbina, inicia con una cuerda en la raíz de 0.69 m y termina en la punta con una cuerda de 0.08 m, de la misma manera con el ángulo de velocidades inducidas inicia con 39.79° y termina con 5.69° . La pala se dividió en 3 estaciones con un total de 17 secciones como se puede observar en la tabla 6.

4.1.3. Estudio comparativo de perfiles aerodinámicos

4.1.3.1. Características de los perfiles y las fuerzas que actúan

Cuando se comenzaron a estudiar las propiedades aerodinámicas de cuerpos con formas diversas, no existía ninguna teoría para calcular perfiles y casi todos los primeros pasos se orientaron a ensayos experimentales. Poco a poco se fueron entendiendo las relaciones entre las formas de los cuerpos y sus características aerodinámicas, pudiéndose comprobar la necesidad de contar con un borde de ataque redondeado y un borde de salida agudo, como puede observarse en la figura 23 [26].



Tabla 6. Dimensiones de la Pala.

Estaciones	Divisiones	r (m)	λ_r	Φ (°)	B (°)	C (m)
rp	1	0.27	0.59	39.79	50.21	0.69
sta1	2	0.44	0.95	30.93	59.07	0.51
	3	0.61	1.32	24.82	65.18	0.39
	4	0.77	1.69	20.36	69.64	0.31
	5	0.94	2.06	17.09	72.91	0.26
sta2	6	1.11	2.43	14.86	75.14	0.22
	7	1.28	2.80	13.20	76.80	0.20
	8	1.45	3.17	11.83	78.17	0.18
	9	1.62	3.54	10.43	79.57	0.16
	10	1.79	3.91	9.72	80.28	0.14
	11	1.96	4.28	8.64	81.36	0.13
	12	2.13	4.65	7.91	82.09	0.12
	13	2.29	5.02	7.54	82.46	0.11
sta3	14	2.46	5.39	7.17	82.83	0.10
	15	2.63	5.76	6.43	83.57	0.10
	16	2.80	6.13	6.06	83.94	0.09
	17	2.97	6.50	5.69	84.31	0.08



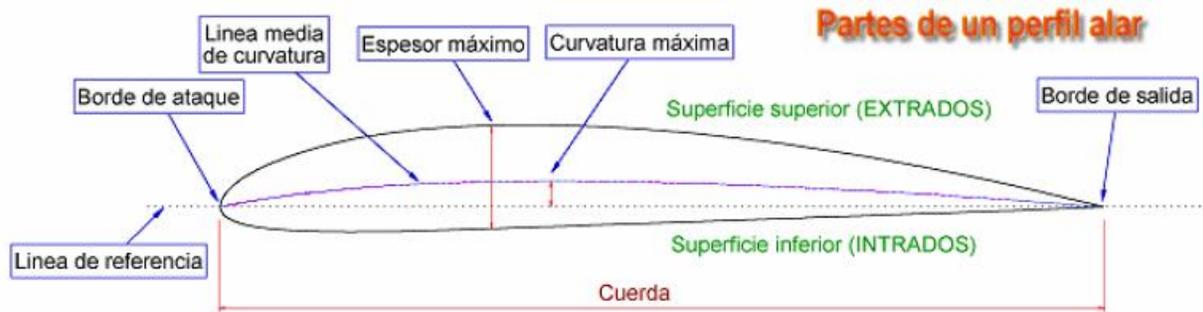


Figura 23. Partes de un perfil aerodinámico.

Cuando un perfil enfrenta una corriente de aire, se desarrollan distintas velocidades a ambos lados del cuerpo, la velocidad es mayor sobre el extradós del perfil y como de acuerdo con la ecuación de Bernoulli, a mayor velocidad corresponde una menor presión, resulta que en la cara superior se genera una zona de baja presión que succiona al perfil hacia arriba. En la cara inferior (intradós), donde las partículas del aire se mueven a menor velocidad, se desarrolla una sobrepresión con respecto a la corriente libre que también empuja al perfil en forma ascendente, como puede observarse en la figura 24 [26]. La integración de las presiones ejercidas sobre el perfil da como resultado una fuerza resultante denominada fuerza de presión.

Adicionalmente, el deslizamiento de las partículas del aire sobre la superficie del perfil, genera por razonamiento otra fuerza denominada de resistencia por fricción, que se suma a la anterior.

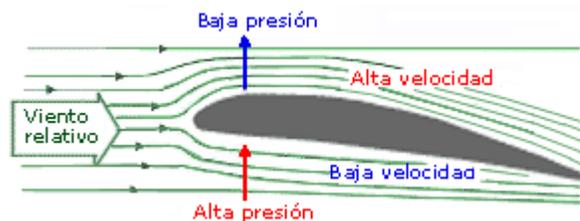


Figura 24. Velocidad.

Tanto las palas de las hélices como las alas de los aviones son de longitud finita y esta realidad suma otro ingrediente que origina una resistencia adicional denominada resistencia inducida. Cuando el aire se escurre alrededor del perfil, la presión en la cara inferior (intradós) es mayor que en la superior (extradós), en consecuencia el flujo tiende a “filtrarse” por las puntas de abajo hacia arriba. La sustentación es ahora perpendicular a la velocidad relativa.

La desviación del flujo hacia abajo y los vórtices que son arrastrados por la estela del perfil, aumentan la resistencia al avance.

La resultante R, suma de todas las fuerzas actuantes, tiene la dirección que muestra la Fig. 21 [26], la cual puede separarse en sus componentes normal y paralela a la dirección de la velocidad de la corriente libre. La componente normal L, se denomina sustentación y la paralela D, se denomina resistencia. La sustentación y la resistencia se expresan del siguiente modo:

$$L = C_L q S \quad (66)$$

$$D = D_D q S \quad (67)$$

Donde:

C_L = coeficiente de sustentación

C_D = coeficiente de resistencia

$q = \frac{1}{2} \rho V^2$ = presión dinámica

ρ = densidad del aire

V = velocidad relativa entre el perfil y el aire

S = C Δr = superficie proyectada de la sección del perfil

C = cuerda o distancia entre el borde de ataque y el borde de fuga del perfil

Δr = longitud de la sección, perpendicular al dibujo. La forma del perfil se mantiene constante en esta distancia Δr .

La sustentación y la resistencia que actúan sobre el perfil pueden considerarse como aplicadas en un determinado punto y para definir en forma completa la acción de las fuerzas sobre el perfil, es necesario además, especificar el momento alrededor del mismo punto como se observa en la figura 25;

El ángulo que se forma entre la velocidad relativa y la cuerda, se denomina ángulo de ataque α la acción del momento M tiende a modificar este ángulo. El momento M, de cabeceo, se considera positivo cuando tiende a levantar la nariz del perfil y puede expresarse como:



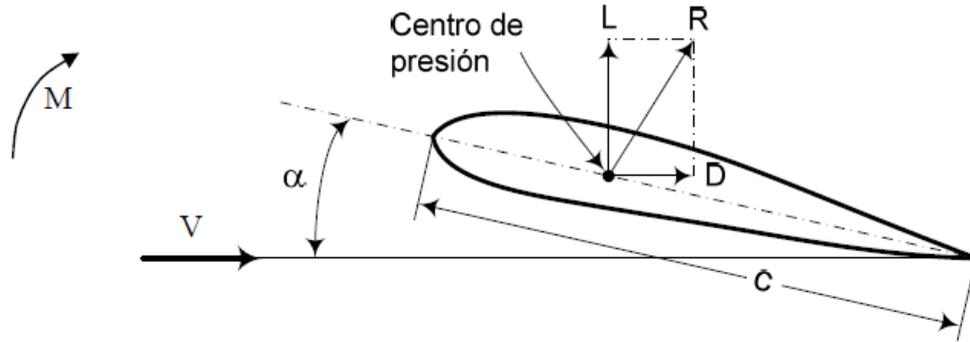


Figura 25. Componentes normal y paralela a la dirección de la velocidad del viento.

$$M = C_m q S C \quad (68)$$

Donde:

$q = \frac{1}{2} \rho V^2 =$ presión dinámica

$\rho =$ densidad del aire

$V =$ velocidad relativa entre el perfil y el aire

$S = C \Delta r =$ superficie proyectada de la sección del perfil

$C =$ cuerda o distancia entre el borde de ataque y el borde de fuga del perfil

$\Delta r =$ longitud de la sección, perpendicular al dibujo. La forma del perfil se mantiene constante en esta distancia Δr .

Para determinar las características aerodinámicas de un perfil se pueden graficar los coeficientes en función del ángulo de ataque (α). Las características aerodinámicas de los perfiles también pueden analizarse en un diagrama polar, donde el coeficiente de sustentación C_L , se grafica en función del coeficiente de resistencia C_D . En el gráfico 26 [27] se puede observar que la relación C_L/C_D está dada por la pendiente de la recta que une un punto de la curva con el origen de coordenadas. A su vez, el valor máximo $(C_L/C_D)_{\text{máx}}$ es la pendiente de la recta tangente a la curva y que pasa por el origen.

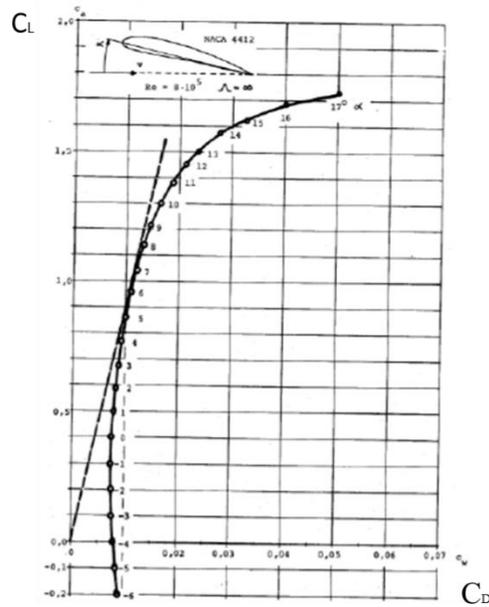


Figura 26. Relación de C_L vs C_D , referenciada al ángulo de ataque α .

4.1.3.2. Variación de la Sustentación y la Resistencia

El coeficiente de sustentación C_L , crece en forma aproximadamente lineal con el ángulo de ataque hasta un valor máximo, a partir del cual cae abruptamente. En esta última situación, el perfil entra en pérdida dejando de sustentar. La pérdida se produce debido al desprendimiento de la capa límite en la cara superior del perfil, como consecuencia del gradiente de presión adverso existente más allá del punto de máximo espesor como se observa en la figura 27, a y b [26]. Por esta razón, es importante que la forma de los perfiles aerodinámicos, tengan un gradiente de presión reducido. De este modo, el desprendimiento de la vena fluida ocurre en la parte posterior del perfil, próximo al borde de fuga, con lo cual la sustentación se mantiene elevada por más tiempo.

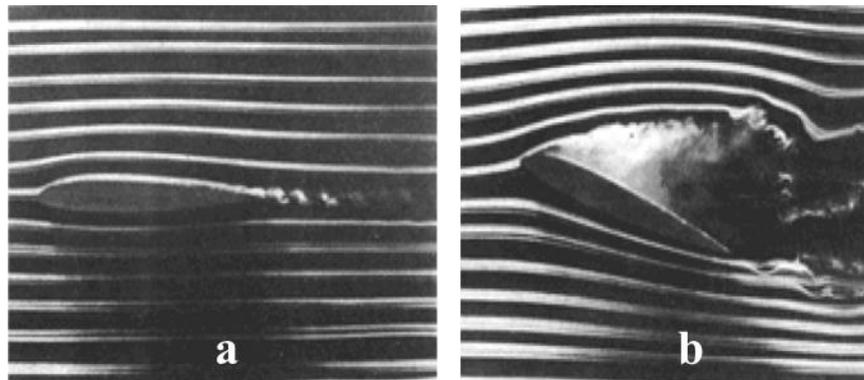


Figura 27. Rotación del ángulo de ataque a) perfil sin rotación, b) perfil con rotación.

Las propiedades deseables de los perfiles son: elevada sustentación y baja resistencia. El parámetro usado para medir la calidad del perfil es C_L/C_D y en especial interesa el valor $(C_L/C_D)_{\text{máx}}$ que puede alcanzar al variar el ángulo de ataque [26].

El coeficiente de resistencia C_D , por su parte, tiene un valor bajo para pequeños ángulos de ataque y aumenta en forma aproximadamente parabólica hasta la pérdida.

Al considerar los coeficientes aerodinámicos también se debe tener en cuenta que el ala es finita y que la relación de aspecto, influye considerablemente en sus valores debido a los efectos producidos por la punta del ala. La relación de aspecto se define como:

$$A_r = \frac{b^2}{S_a} \quad (69)$$

Donde:

A_r = relación de aspecto

S_a = es la superficie del ala proyectada en planta

b = la envergadura del ala.

4.1.3.3. Coeficiente de Momento

El coeficiente de momento depende del punto alrededor del cual es considerado. En los perfiles, normalmente existe un centro aerodinámico o foco, alrededor del cual el momento se mantiene constante al variar el ángulo de ataque. Para esta consideración, la variación del ángulo de ataque debe mantenerse dentro de la zona lineal del coeficiente de sustentación.

Para perfiles delgados y de poca curvatura el centro aerodinámico está ubicado al 25% de la cuerda a partir del borde de ataque [26]. En perfiles de mayor tamaño y configuración se emplea un sistema de ecuaciones para determinar el centro aerodinámico [28].

También es importante definir el centro de presión de un perfil aerodinámico y éste es el punto donde la resultante de las fuerzas aerodinámicas corta a la cuerda. De este modo, el centro de presión es casi coincidente con el punto de aplicación de las fuerzas aerodinámicas y como consecuencia, el momento aerodinámico con respecto al centro de presión es nulo.



En perfiles delgados y de poca curvatura, el centro de presión está detrás del 25% del ángulo de ataque y al aumentar α , el centro de presión, se aproxima gradualmente al 25% de la cuerda [26].

4.1.3.4. Selección del Perfil Aerodinámico

La selección del perfil aerodinámico para hélices de aerogeneradores, se inicia analizando aquellos que poseen un elevado coeficiente de sustentación y simultáneamente un bajo coeficiente de resistencia. Esto normalmente se obtiene tomando aquellos perfiles que poseen altos valores de la relación sustentación sobre resistencia, C_L/C_D y luego, se deberá considerar otras propiedades relacionadas con la forma en que C_L y C_D varían con el ángulo de ataque.

Para las turbinas eólicas se sugieren aquellos perfiles en los cuales el coeficiente C_L alcanza su valor máximo en forma suave, evitando los que tienen picos agudos de C_L en función de α , en los cuales la abrupta caída de la sustentación pueden producir fuertes vibraciones.

Las exigencias para lograr coeficientes aerodinámicos óptimos, conducen a perfiles muy delgados pero como éstos por lo general no son lo suficientemente resistentes como para soportar los considerables esfuerzos a que serán sometidos, se deberá realizar un compromiso entre la aerodinámica y la resistencia estructural. Un cuidadoso análisis es requerido en este punto pues la resistencia estructural está íntimamente asociada con el diseño de la pala y con los materiales empleados en su construcción. Se requiere un proceso iterativo comenzando con la aerodinámica.

La selección del perfil se realizó comparando polares de los perfiles de la serie NACA (National Advisory Committee for Aeronautics) y NREL (National Renewable Energy Laboratory), para determinar el más eficiente, se cotejó el coeficiente de elevación C_L , de arrastre C_D y la fineza C_D/C_L del perfil, con un $Re= 1,000,000.00$ [29].

En este trabajo de investigación se analizaron los perfiles NACA 4415, NACA 4412 de la serie NACA y los perfiles S832, S833 de la serie NREL.

Los perfiles de 4 dígitos se refieren en el primer dígito a la máxima curvatura como porcentaje de la cuerda, segundo dígito, describe la distancia de la curvatura máxima desde el borde de ataque en decenas de porcentajes de cuerda y los últimos dos dígitos, describen el grosor máximo del perfil aerodinámico como porcentaje de la cuerda.

En la tabla 7 [29], se encuentran los valores del coeficiente de elevación C_L , arrastre C_D y la fineza del perfil (C_L/C_D), de acuerdo a la evaluación teórica vista en este tema el máximo valor



de fineza se alcanza cuando el ángulo de ataque tiene un valor de 5.25° , siendo este $(C_L/C_D)_{\max}$. Estos valores son la referencia para el análisis y evaluación frente a los demás perfiles.

Tabla 7. Polares del perfil NACA4412.

Tabla de Polares, Perfil NACA4412			
Angulo α	CL	CD	CL/CD
-5	-0.0718	0.00845	-8.497041
-4	0.0394	0.0078	5.0512821
-3	0.1512	0.00745	20.295302
-2	0.2625	0.00715	36.713287
-1	0.3734	0.00697	53.572453
0	0.4833	0.00678	71.283186
1	0.5842	0.00594	98.350168
2	0.7055	0.00622	113.42444
4	0.921	0.00722	127.56233
5	1.0254	0.00797	128.65747
5.25	1.0518	0.00813	129.37269
6	1.128	0.00884	127.60181
7	1.2208	0.01036	117.83784
8	1.2973	0.01288	100.72205
9	1.3676	0.01527	89.561231
10	1.4317	0.01746	81.998855
11	1.4938	0.01986	75.216516
12	1.55	0.02282	67.922875



En la tabla 8 [29], se encuentran los valores de las polares del perfil NACA4415, donde la fineza $(C_L/C_D)_{\max}$, se alcanza con un ángulo de ataque de 5.5° .

Tabla 8. Polares del perfil NACA4415.

Angulo α	CL	CD	CL/CD
-5	-0.0529	0.0083	-6.3429
-4	0.0430	0.0080	5.3616
-3	0.1377	0.0078	17.7448
-2.5	0.1842	0.0077	24.0470
-1	0.3225	0.0075	43.0000
0	0.4126	0.0074	55.6815
1	0.4892	0.0069	70.5916
2	0.6481	0.0067	96.4435
3	0.8209	0.0076	108.2982
4	0.9571	0.0082	117.2917
5	1.0270	0.0086	119.1415
5.5	1.0576	0.0089	119.3679
6	1.0903	0.0092	119.1585
7	1.1572	0.0099	116.6532
8	1.2236	0.0110	111.1353
9	1.2816	0.0127	100.8340

En la tabla 9 [29], se muestran las polares del perfil S832 de la serie NREL, donde se determina que la fineza $(C_L/C_D)_{\max}$, corresponde al valor del ángulo de ataque de 9.5° .



Tabla 9. Polares del perfil S832.

Angulo α	CL	CD	CL/CD
-5	-0.7360	0.0313	-23.5294
-4	-0.6765	0.0323	-20.9508
-3	-0.6243	0.0346	-18.0538
-2	-0.5520	0.0369	-14.9715
-1	-0.2888	0.0413	-6.9877
0	-0.1155	0.0421	-2.7415
1	-0.1207	0.0402	-3.0025
2	-0.1234	0.0386	-3.2010
3	-0.0986	0.0387	-2.5504
4	-0.0414	0.0415	-0.9969
5.25	0.1074	0.0523	2.0528
6	0.2961	0.0572	5.1757
7	0.4337	0.0599	7.2404
8	0.5824	0.0589	9.8812
9	0.8629	0.0377	22.8643
9.5	0.9486	0.0343	27.6640
10	0.9834	0.0375	26.1961
11	1.0762	0.0465	23.1242

En la tabla 10 [29], se pueden observar los valores de las polares del perfil S833 de la serie NREL, donde la fineza máxima $(C_L/C_D)_{max}$, se alcanza con valores de ángulo de ataque de 9.5° .



Tabla 10. Polares del perfil S833.

Angulo α	CL	CD	CL/CD
-5	-0.7359	0.0535	-13.7577
-4	-0.6779	0.0531	-12.7593
-3	-0.6317	0.0500	-12.6289
-2	-0.5783	0.0485	-11.9286
-1	-0.5243	0.0474	-11.0682
0	-0.4723	0.0464	-10.1789
1	-0.4223	0.0453	-9.3182
2	-0.3752	0.0443	-8.4734
3	-0.3218	0.0437	-7.3672
4	-0.1729	0.0478	-3.6141
5	0.2209	0.0572	3.8605
6	0.2909	0.0569	5.1098
7	0.3639	0.0567	6.4157
8	0.5201	0.0550	9.4564
9	0.8694	0.0343	25.3322
9.5	0.9404	0.0341	27.5454
10	0.9821	0.0367	26.7311
11	1.0515	0.0446	23.5974

Los datos de polares mostrados en las tablas 7, 8, 9 y 10, se grafican con fines comparativos y tener criterio cuantitativo para elegir el perfil adecuado para diseñar los álabes del generador eólico.



En la gráfica 1 se muestra el coeficiente de elevación contra el ángulo de ataque α , se observa que NACA 4412, tiene mayor elevación seguido de NACA 4415.

El gráfico 2 muestra menor coeficiente de arrastre para el perfil NACA 4415.

La comparación de fineza del perfil que se muestra en el gráfico 3, donde se observa que los mejores evaluados son los perfiles de la serie NACA.

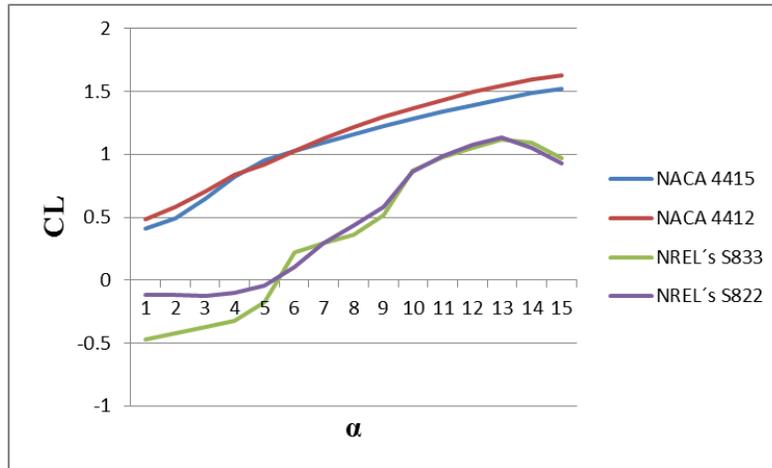


Gráfico 1. CL vs α para (NACA 4415, NACA 4412, S833, S822).

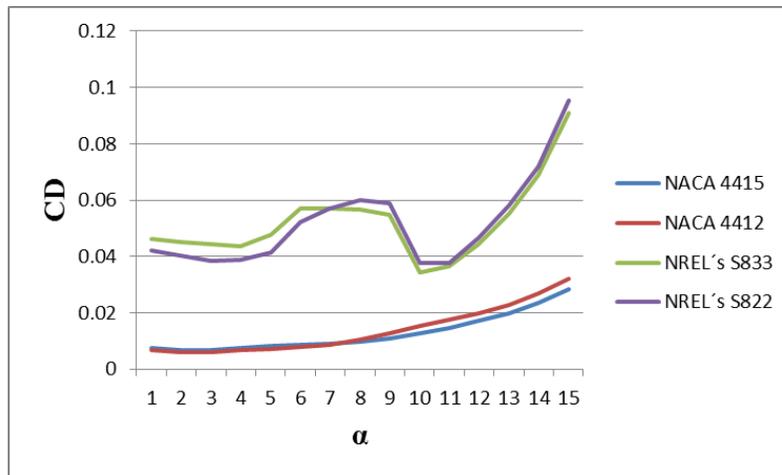


Gráfico 2. CD vs α para (NACA 4415, NACA 4412, S833, S822).

Para propósitos de este trabajo de investigación se decide trabajar con el perfil aerodinámico NACA 4415, por su menor coeficiente de arrastre que ayuda a maximizar el aprovechamiento de la energía cinética del viento.



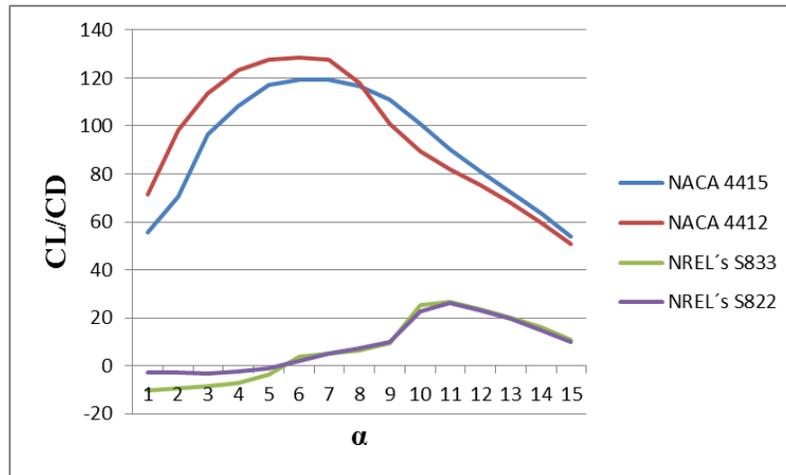


Gráfico 3. CL/CD vs α para (NACA 4415, NACA 4412, S833, S822).

Analizando las curvas de fineza C_L/C_D vs α , se observa una curva suave en el perfil NACA 4415, esta forma asegura una operación suave, comparada con NACA 4412, que presenta una caída más abrupta en la gráfica con riesgo a presentar vibración (aleteo), de acuerdo a investigaciones previas [27].

Por sus características permite construir un alabe más robusto, su terminación 15, se refiere a que el máximo espesor del perfil es del 15 % de la cuerda, comparado con el NACA 4412 solo debe tener un espesor máximo de 12 % de la cuerda, por estas razones se eligió el perfil NACA 4415, para diseñar los álabes del aerogenerador.

4.1.3.5. Mediciones de velocidad de viento en Pachuca.

Con el objetivo de tener información específica del lugar de instalación del diseño de la turbina eólica para un generador de 500 W, se realizó un muestreo de velocidades de viento de enero a diciembre del 2018, dentro de las instalaciones del Instituto Tecnológico de Pachuca a una altura de 6 m.

Los registros se realizaron con la ayuda de un anemómetro marca Cole-Parmer, modelo K/J (37955-10), serie 130710954, como se muestra en la figura 28.

El muestreo se clasificó en registros de velocidades de viento obtenidos por la mañana, en un horario comprendido entre 08:00 am a 12:00 pm y por la tarde entre las 12:01 pm y las 19:00 pm.



Figura 28. Anemómetro marca Cole-Parmer.

Los muestreos en estos intervalos de tiempo se realizaron de manera aleatoria y con un promedio de 100 lecturas en cada uno, el desglose diario se muestra en el apéndice C por motivos de extensión no se presentan en este capítulo.

En el gráfico 4 se muestra el comportamiento de las velocidades promedio registradas mensualmente en 2018.

El periodo de tiempo donde se observa mayor velocidad es por la tarde y los meses con mejor estabilidad son marzo y abril, sin embargo el mes con mayores velocidades registradas es en julio.

La selección de velocidad de diseño de 4.35 m/s de este trabajo de investigación se tomó previo muestreo de velocidades en los meses marzo – abril. El comportamiento de este fenómeno se debe al calentamiento de las masas de aire debido a la irradiación solar y su movimiento de ascenso y descenso en la atmósfera.

En el gráfico 5 se observa el comportamiento promedio de la mediana mensual de la velocidad del viento, esta información nos ayuda a entender la velocidad media del viento.



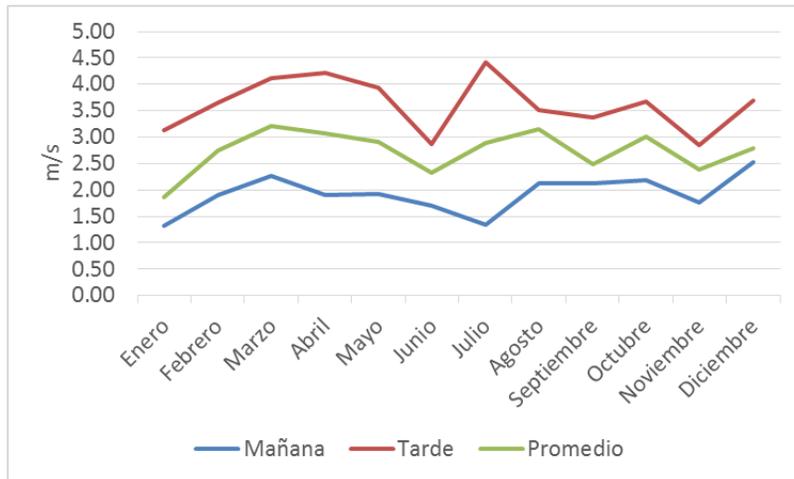


Gráfico 4. Velocidades de viento promedio mensual 2018.

El gráfico 6 muestra el valor moda de la velocidad del viento, esto nos indica el valor que mayor repetición tuvo en cada muestreo.

Los registros revelan que las velocidades tienen una variación importante, en diversas lecturas a través del año el anemómetro registro valores de cero m/s como valor mínimo y de 11.2 m/s como máximo.

Las gráficas 7 y 8 muestran la variación entre la velocidad mínima y máxima mensual respectivamente, esta información ayuda a esclarecer que en esta localidad no se cuenta con un régimen de velocidad de viento estable.

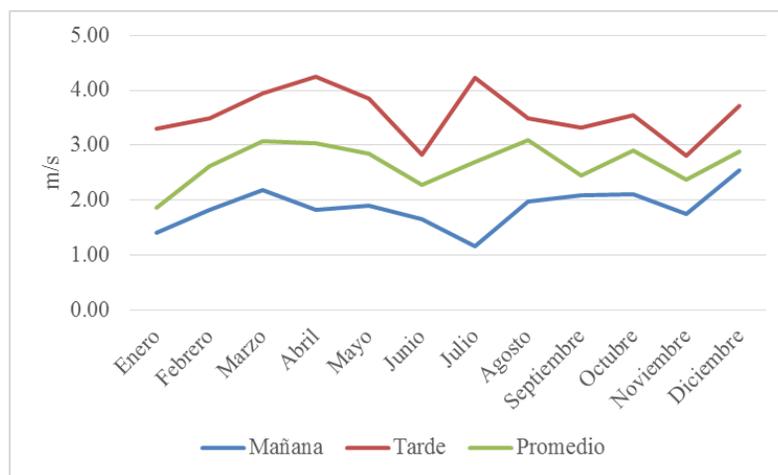


Gráfico 5. Comportamiento de la mediana de la velocidad del viento 2018.

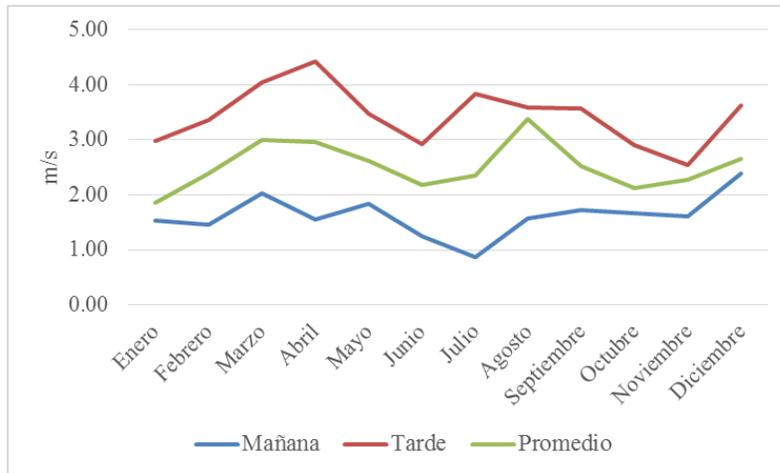


Gráfico 6. Valor moda registrado en las lecturas de velocidad del viento 2018.

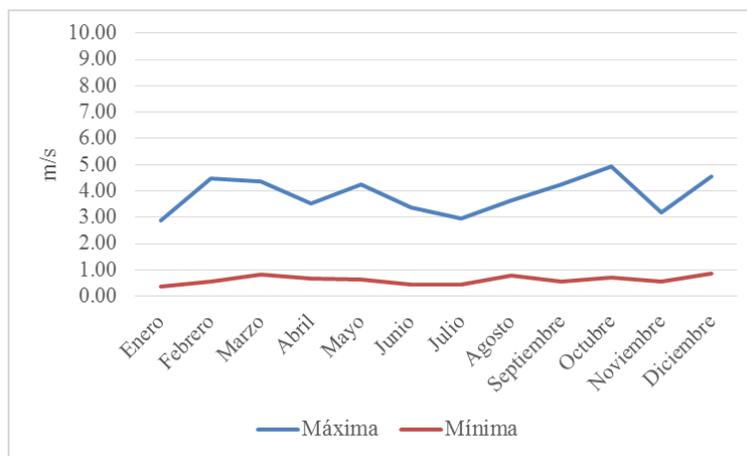


Gráfico 7. Velocidad de viento máxima y mínima registrada durante la mañana, 2018.

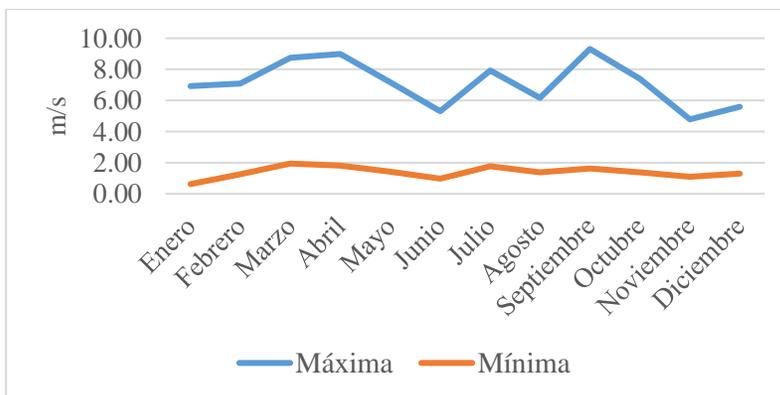


Gráfico 8. Velocidad de viento máxima y mínima registrada durante la tarde, 2018.

Este comportamiento indica que la región presenta ráfagas de viento con valores inestables a través del día y meses del año, de acuerdo al trabajo de investigación el esperado es que el

generador arranque sobre los 2 m/s y comience una generación proporcional a la velocidad de viento y pare por seguridad a los 10 m/s.

4.1.4.1. Diseño y análisis de pala

En los capítulos anteriores se planteó el modelo matemático empleado para la obtención analítica de valores numéricos de diseño, se llevó a cabo un análisis cuantitativo y cualitativo de 4 perfiles aerodinámicos propuestos para diseñar las palas del generador eólico.

En este capítulo, haciendo uso de la información generada y complementando información del perfil seleccionado se determinó el modelo geométrico de la pala empleada en el diseño del generador eólico de 500 W.

Los perfiles aerodinámicos empleados en este trabajo de investigación fueron estudiados y analizados en túneles de viento a los cuales se les calcularon sus polares y forma aerodinámica. Del perfil seleccionado NACA4415, se importó del “Generador aerodinámico de 4 dígitos NACA (NACA 4415 AIRFOIL)”, los valores numéricos que definen el perfil aerodinámico se observan en el apéndice A [29].

En la tabla A.1 del anexo A se presentan los valores que definen el perfil original NACA 4415 en sus valores originales.

En la tabla A.2 del anexo A se observan los valores del primer perfil aerodinámico de la pala, este procedimiento implica afectar los valores originales del perfil seleccionado con los valores de cuerda calculados analíticamente para el perfil objeto de investigación del presente trabajo.

Estos valores fueron importados a Solidworks en forma de curva por puntos obteniendo los resultados que se pueden observar en la figura 29.



Figura 29. Perfil aerodinámico de la primera estación.



Se realizó un proceso iterativo en las 17 posiciones hasta completar los perfiles de la pala obteniendo como resultado la vista de la figura 30.

Con los perfiles creados en los diferentes planos y a la distancia calculada se rotan de acuerdo al ángulo de guiñada en cada posición que vario de 39.79° en la raíz de la pala a 5.69° en la punta, obteniendo el aspecto mostrado en la figura 31.

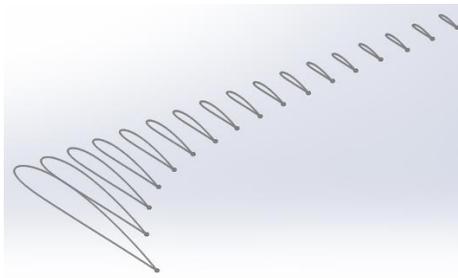


Figura 30. Perfiles de cada estación.

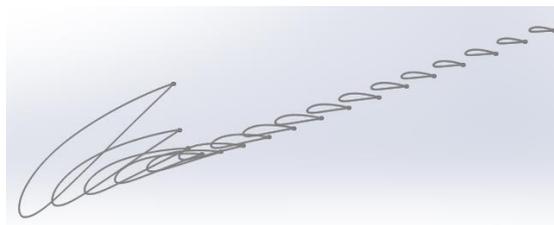


Figura 31. Perfiles rotados en posición de trabajo.

Teniendo cada perfil en la posición calculada se recubrieron para tener finalmente la geometría de la pala mostrada en la figura 32.

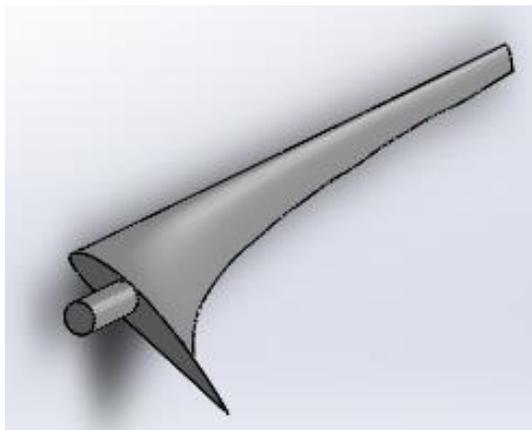


Figura 32. Pala de generador eólico con capacidad de producir 500 W a una velocidad de diseño de 4.35 m/s.



Las características estructurales de la pala son:

Longitud total: 2.97 m

Material: El cuerpo de la pala es de fibra de vidrio

Peso: 50 kilogramos

La flecha mide; 0.2 m de longitud por 1 5/8 in de diámetro

Material de la flecha: Acero 1020

Peso de la flecha: 2.1 kilogramos

El peso del ensamble completo es de 52.1 kilogramos

En el Dibujo 1 apéndice B, se muestran las dimensiones de la pala.

La fuerza que ejerce el viento sobre el disco de la turbina se determina por la fórmula 70 [27];

$$F = \rho A v_f^2 \quad (70)$$

Donde:

ρ = Densidad del viento

A= Área de la turbina

V_f = Velocidad del viento

F= 639.7 N (Fuerza total que actúa en las 3 palas de la turbina)

Considerando que son 3 palas, sobre cada pala se ejerce una fuerza de 213.2 N, con una velocidad de 4.35 m/s, considerada en este trabajo de investigación, velocidad de diseño.

En la tabla 11, se muestran valores de fuerzas que los alabes deben soportar de acuerdo al muestreo de mediciones de velocidades de viento realizadas durante el 2018 en la Ciudad de Pachuca de Soto, Hidalgo.



Tabla 11. Valores de fuerza que el viento ejerce sobre cada pala del generador eólico a diferentes velocidades.

Velocidad del viento (m/s)	Fuerza (N) en cada pala
3	101.42
3.5	138.05
4	180.31
4.35	213.24
4.5	228.20
5	281.73
5.5	340.89
6	405.69
6.5	476.12
7	552.19
7.5	633.89
8	721.22
8.5	814.20
9	912.80
9.5	1017.04
10	1126.91
10.5	1242.42
11	1363.57
11.2	1413.60
11.5	1490.34



Adicional a la fuerza del viento, la pala debe soportar su masa de 50 kg, asumiendo el valor de la aceleración de la gravedad en 9.81 m/s^2 , de acuerdo a la formula siguiente [30];

$$F = mg \quad (71)$$

Donde:

F= Fuerza en N

m= Masa kg

g= Aceleración de la gravedad 9.81 m/s^2

F= 490.5 N

Sumando la fuerza que el viento ejerce sobre la pala y el peso propio de esta, en total cada pala recibe una fuerza de 703.7 N, considerando la velocidad de diseño de la turbina de 4.35 m/s.

Para fines de diseño de componentes mecánicos, los cálculos se realizan sobre la máxima velocidad registrada durante el periodo de muestreo que fue de 11.2 m/s, de acuerdo a la tabla 10 corresponde una fuerza de 1413.6 N más el peso de la pala, la fuerza total es de 1904.1 N.

4.1.4.2. Selección del material de la pala.

Las palas del aerogenerador son la parte más importante, ya que son las encargadas de recoger la energía del viento y convertir junto con el eje, el movimiento lineal del viento en un movimiento de rotación. Esta energía es transmitida al buje, pasa a un sistema de transmisión mecánica donde la velocidad de rotación es multiplicada y de ahí al generador que transforma el movimiento de rotación en energía eléctrica. El diseño de las palas es muy parecido al del ala de un avión.

Las palas se elaboran de un material compuesto de matriz polimérica (poliéster) con un refuerzo de fibras de vidrio o carbono para dar mayor dureza. Se busca una resistencia estructural y a la fatiga, ya que están expuestas a inclemencias climáticas, fuertes vientos y en los casos de aerogeneradores offshore a un alto grado de salinidad.

Las cualidades mecánicas que debe de cumplir la pala son:

- 1) Resistencia a fatiga (en particular a tensiones alternas debidas a vibraciones).



- 2) Tener una resistencia estructural adecuada a las condiciones de trabajo.
- 3) Peso bajo.
- 4) Resistencia a agentes medioambientales (erosión, corrosión), que han ido incrementándose en los últimos 20 años.
- 5) Rigidez.

Material de fabricación de las palas

Los materiales más utilizados en la fabricación de las palas son; aleaciones de acero y de aluminio, tienen los inconvenientes de peso y de fatiga del metal, respectivamente, son en la actualidad utilizadas sólo en aerogeneradores muy pequeños.

Fibra de vidrio reforzada con resina poliéster, utilizado para la mayoría de las modernas palas de rotor de grandes aerogeneradores.

Fibra de vidrio reforzada con resina epoxy, en forma de láminas previamente impregnadas. Son palas más ligeras, con mayor flexibilidad, menor deformación bajo temperaturas extremas y con una excelente resistencia a la absorción de agua, [31].

Fibra de carbono, como material de refuerzo en tiras por sus buenas propiedades mecánicas. Tiene una alta resistencia específica y son palas muy ligeras. Estas palas son muy caras para grandes aerogeneradores.

Materiales compuestos de fibra de vidrio-fibra de carbono.

Materiales compuestos de madera, madera-epoxy, o madera-fibra-epoxy, aún no se han introducido en el mercado de las palas de rotor, aunque existe un desarrollo continuo en esa área.

En este trabajo de investigación, por razones de costo se plantea utilizar fibra de vidrio con resina para el recubrimiento de la pala, estructura interna de madera, refuerzos de lámina calibre 16, redondos de acero y varillas roscadas, tal como se observa en la figura 33.



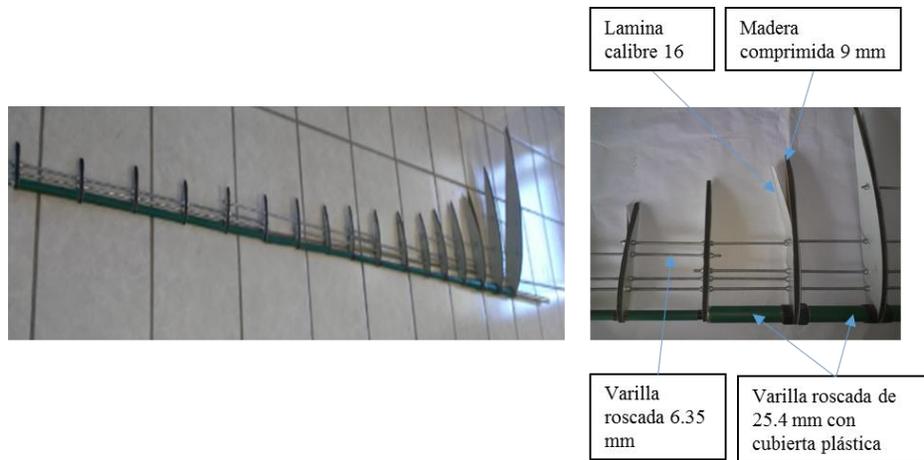


Figura 33. Estructura interna de la pala.

4.2. Diseño mecánico y estructural de componentes

4.2.1. Cálculo del diámetro de la flecha de la pala.

Se utiliza el método de diseño ED-Goodman para calcular el diámetro de flecha de la pala, comparado frente a las teorías de falla ED-Gerber, ED-ASME elíptica y ED-Soderberg se considera más conservador, el modelo matemático se presenta en la ecuación 72 [32];

$$d = \left(\frac{16n}{\pi} \left\{ \frac{1}{S_e} \left[4(K_f M_a)^2 + 3(K_{fs} T_a)^2 \right]^{1/2} + \frac{1}{S_{ut}} \left[4(K_f M_m)^2 + 3(K_{fs} T_m)^2 \right]^{1/2} \right\} \right)^{1/3} \quad (72)$$

Donde:

M_m = Momento flexionante medio

T_a = Par de torsión alternante

n = Factor de seguridad

K_f = Factor de concentración de esfuerzo por fatiga

M_a = Momento flexionante alternante

S_e = Límite de resistencia a la fatiga

K_{fs} = Factor de concentración de esfuerzo por fatiga de la torsión

T_m = Par de torsión medio

S_{ut} = Resistencia última a la tensión

Considerando $T_a=M_a=0$, debido a que estos momentos se generan al cambiar la dirección de los esfuerzos, al generador no le afectan, la veleta mantendrá las palas perpendiculares a la dirección del viento por este método de orientación se consideran despreciables, la ecuación 72 se reduce a lo mostrado en la ecuación 73;

$$d = \left(\frac{16n}{\pi} \left\{ \frac{1}{S_{ut}} \left[4(K_f M_m)^2 + 3(K_{fs} T_m)^2 \right]^{1/2} \right\} \right)^{1/3} \quad (73)$$

Para este trabajo de investigación por sus propiedades y disponibilidad se trabaja con acero 1020 laminado en frío (CD), de la tabla A-20, Shigley [32], se determina la resistencia última a la tensión (S_{ut});

$$S_{ut} = 470 \text{ MPa} = 68 \text{ kpsi}$$

Factor de concentración de esfuerzo por fatiga (K_f), a través de la fórmula 74 [32];

$$k_f = 1 + q(k_t - 1) \quad (74)$$

Donde:

k_f = factor de concentración de esfuerzo

q = sensibilidad a la muesca

Con:

$q = 0.8$ de la figura 6-20, Shigley [32];

Para determinar la sensibilidad a la muesca se asume un radio de;

$$r = 0.12 \text{ in}$$

$k_t = 1.35$ de figura A-15-9, Shigley [32].

$$k_f = 1 + ((0.8) * (1.35 - 1)) = 1.28$$

Factor de concentración de esfuerzo por fatiga de la torsión (K_{fs}), por medio de la fórmula 75 [32];

$$k_{fs} = 1 + q_{cortante}(k_{ts} - 1) \quad (75)$$



$q_{cortante} = 0.98$ Figura 6-21 de Shigly [32]

$k_{ts} = 1.2$ Figura A-15-8 de Shigly [32]

$$k_{fs} = 1 + q_{cortante}(k_{ts} - 1) = 1 + ((0.98)(1.2 - 1)) = 1.196$$

Por recomendaciones de literatura especializada se considera un factor de seguridad $n=1.8$ [32].

Cálculo del momento flexionante medio (M_m) y par de torsión medio (T_m) de la pala. Por ser un análisis tridimensional como se muestra en la figura 34, se usará el método vectorial [33];

La pala y la flecha tienen un peso de 61.9 kg, el viento ejerce una fuerza en cada pala de $F_v = 1413.6$ N. Obteniendo el peso debido a la masa, resulta;

$$F_w = (61.9 \text{ kg}) \times (9.81 \text{ m/s}^2) = 607.239 \text{ N}$$

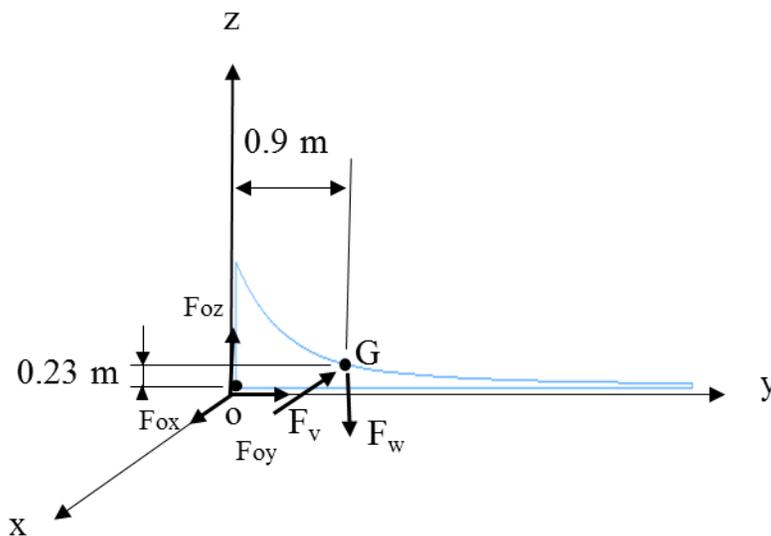


Figura 34. Diagrama de fuerzas que intervienen en la pala.

Ecuaciones de equilibrio. Por ser un caso tridimensional se usa el método vectorial para determinar las cargas internas en el punto O. Las fuerzas F_{ox} , F_{oy} y F_{oz} , son las componentes de la fuerza interna en el punto O.

$$\Sigma F = 0 \tag{75}$$

$$F_O - 1413.6i - 607.239k = 0$$

$$\mathbf{M}_O \pm \begin{vmatrix} i & j & k \\ 0 & 0.9 & 0.23 \\ -1413.6 & 0 & -607.239 \end{vmatrix} = 0 \quad (76)$$

$$\mathbf{M}_O = \{-546.5i - 325.13j + 1272.24k\} \text{ N.m}$$

A partir de estos resultados se tiene que;

Momento de torsión es;

$$M_{Oy} = -325.13 \text{ N.m}$$

El momento flexionante, se determina a través de sus componentes con la ecuación 77;

$$M_m = \sqrt{(M_{Ox})^2 + (M_{Oz})^2} \quad (77)$$

$$M_m = \sqrt{(-546.5)^2_x + (1272.24)^2_z} = 1384.65 \text{ N.m}$$

El cálculo final del diámetro de la flecha es;

$$S_{ut} = 470 \text{ MPa}$$

$$K_f = 1.28$$

$$K_{fs} = 1.196$$

$$n = 1.8$$

$$T_m = -325.13 \text{ N.m}$$

$$M_m = 1384.65 \text{ N.m}$$

$$d = \left(\frac{16n}{\pi} \left\{ \frac{1}{S_{ut}} \left[4(K_f M_m)^2 + 3(K_{fs} T_m)^2 \right]^{1/2} \right\} \right)^{1/3}$$

$$d = \left(\frac{16 \times 1.8}{\pi} \left\{ \frac{1}{470000000} \left[4(1.28 \times 1384.65)^2 + 3(1.196 \times (-325.13))^2 \right]^{1/2} \right\} \right)^{1/3}$$

$$d = 0.04129 \text{ m} = (1.626 \text{ in})$$

Por razones de disponibilidad de diámetro comercial y su disponibilidad en el mercado, la flecha se propone;



$$d = 0.041275 \text{ m} = \left(1 \frac{5}{8}\right) \text{ in}$$

El aspecto isométrico es como se muestra en la figura 35;



Figura 35. Flecha de Pala

En el dibujo 2 del apéndice B, se muestran las dimensiones constructivas de la flecha de la pala.

4.2.2. Diseño de flecha de baja velocidad

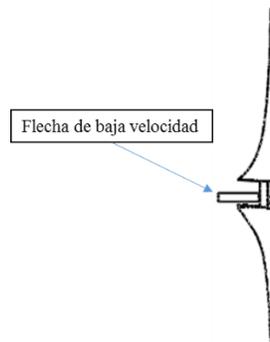


Figura 36. Turbina.

Se utiliza el método de diseño ED-Goodman por ser conservador, para determinar el diámetro de flecha de baja velocidad acoplada al buje y a las palas de la turbina como se muestra en la figura 36, el modelo matemático se presenta en la ecuación 72 [32];

$$d = \left(\frac{16n}{\pi} \left\{ \frac{1}{S_e} \left[4(K_f M_a)^2 + 3(K_{fs} T_a)^2 \right]^{1/2} + \frac{1}{S_{ut}} \left[4(K_f M_m)^2 + 3(K_{fs} T_m)^2 \right]^{1/2} \right\} \right)^{1/3}$$

Para este trabajo en particular los momentos alternantes se desprecian $T_a=M_a=0$, por lo tanto la ecuación de cálculo de diámetro se reduce a;

$$d = \left(\frac{16n}{\pi} \left\{ \frac{1}{S_{ut}} \left[4(K_f M_m)^2 + 3(K_{fs} T_m)^2 \right]^{1/2} \right\} \right)^{1/3}$$

El material propuesto para esta flecha por recomendaciones técnicas, características y disponibilidad en el mercado es 1020. Los coeficientes para determinar el diámetro se toman los mismos que en el inciso 4.1.4.2;

$$n = 1.8$$

$S_{ut} = 470 \text{ MPa} = 68 \text{ kpsi}$ de tabla A-20, Shigley, [32];

Factor de concentración de esfuerzo por fatiga (K_f), a través de la fórmula 73 [32];

$$k_f = 1 + q(k_t - 1)$$

Donde:

k_f = factor de concentración de esfuerzo

q = sensibilidad a la muesca

Por ser una flecha sin muesca se tiene [32];

$$q = 0$$

Por lo tanto:

$$K_f = 1$$

Factor de concentración de esfuerzo por fatiga de la torsión (K_{fs}), por medio de la fórmula 74

$$[32]; k_{fs} = 1 + q_{cortante}(k_{ts} - 1)$$

De forma similar con $q_{cortante} = 0$;

$$k_{ts} = 1$$

Asumiendo factor de seguridad $n = 1.8$.

Cálculo del momento Flexionante medio (M_m) y del Par de torsión Medio (T_m) de la flecha de baja velocidad. Por ser un análisis tridimensional se usará el método vectorial propuesto en Hibbeler [33];

La flecha de baja velocidad tienen una masa de 14 kg, las 3 palas tienen una masa de 50 kg cada una, el buje 73 kg, el viento ejerce una fuerza en cada pala de $F_v = 4240.8 \text{ N}$.

Fuerza debida a la masa del rotor, (F_{wr}), es la suma de la masa de las palas más el buje;

$$F_{wr} = (150 + 73) \text{ kg} \times (9.81) \text{ m/s}^2 = 2187.63 \text{ N}$$

Fuerza debido a la masa de la flecha se obtiene;



$$F_{wf} = (14)kg \times (9.81) m/s^2 = 137.34 N$$

Donde;

F_v = fuerza debido al viento en una pala

F_{wr} = fuerza por la masa del rotor

F_{wf} = fuerza ejercida por la masa de la flecha de baja velocidad

Haciendo un análisis de fuerzas del viento que actúan sobre la turbina, en una vista frontal como puede observarse en la figura 37, cada pala recibe una fuerza con similar magnitud al mismo tiempo, las cuales se denominan F_{v1} , F_{v2} , F_{v3} respectivamente.

En la figura 38 en una vista lateral se muestran 2 fuerzas adicionales que intervienen, una por el peso de la flecha de baja velocidad F_{wf} y la segunda con el peso de la turbina F_{wr} que incluye el peso de las 3 palas más el buje.

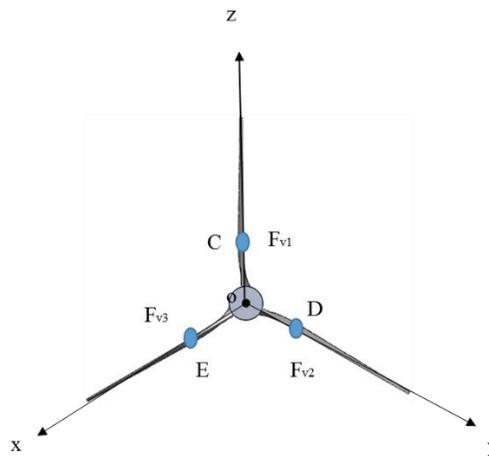


Figura 37. Fuerzas del viento que actúan de forma perpendicular a las palas.



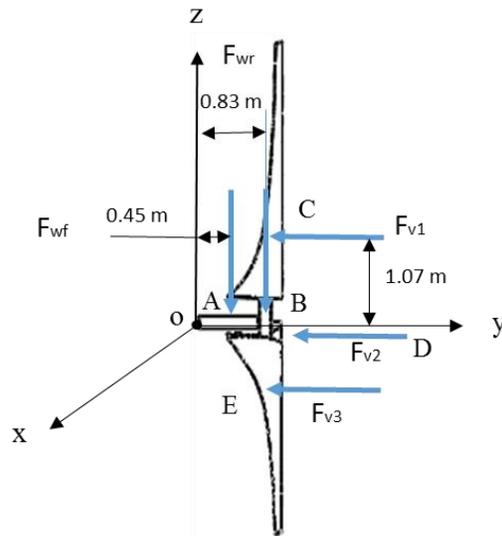


Figura 38. Fuerzas que actúan sobre la turbina del generador.

Resolviendo el sistema de equilibrio de fuerzas para una partícula por medio del producto cruz, se tiene;

$$\sum F = 0 ; \quad \sum M = 0$$

Los vectores de posición están dirigidos desde el punto O hacia cada fuerza, como se muestra en las figura 38, 39, 40.

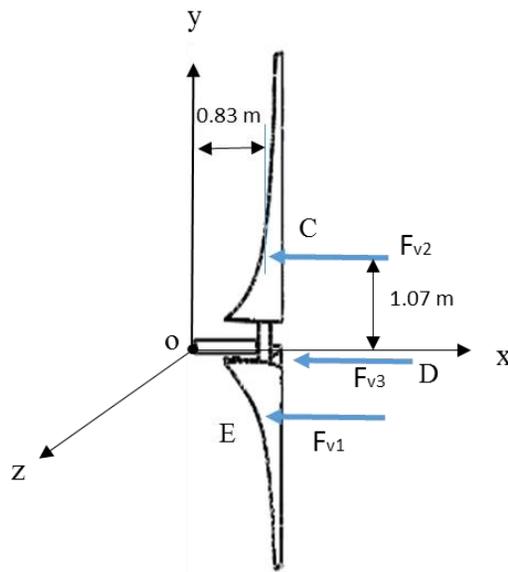


Figura 39. Posición de la fuerza del viento en la pala 2, F_{v2} .

Los vectores de posición son;

$$r_A = \{0.45j\}m$$

$$r_B = \{0.83j\}m$$

$$r_C = \{0.83j + 1.07k\}m$$

$$r_D = \{0.83i + 1.07j\}m$$

$$r_E = \{1.07i + 0.83k\}m$$

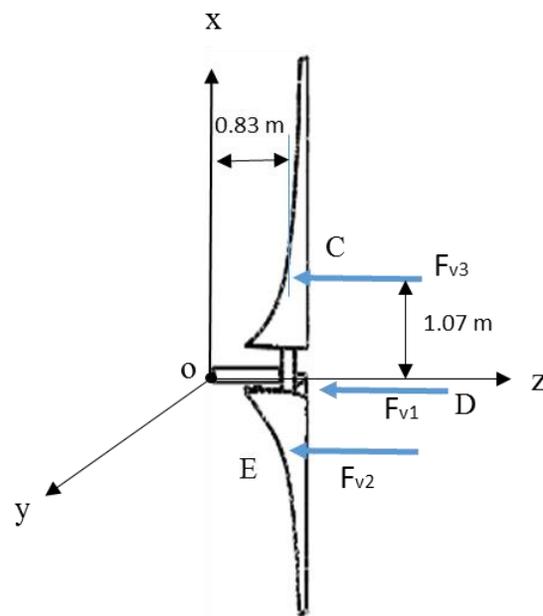


Figura 40. Posición de la fuerza del viento en la pala 3, F_{v3} .

Las fuerzas que intervienen;

$$F_{wf} = -137.34 \text{ N}$$

$$F_{wr} = -2187.63 \text{ N}$$

$$F_{V1} = F_{V2} = F_{V3} = -1413.6 \text{ N}$$

Resolviendo con producto cruz a través de determinantes

$$M_O = r \times (F_{wf} + F_{wr} + F_{V1} + F_{V2} + F_{V3})$$

$$\mathbf{M}_O = (r_A \times F_{wf}) + (r_B \times F_{wr}) + (r_C \times F_{V1}) + (r_D \times F_{V2}) + (r_E \times F_{V3})$$

$$\mathbf{M}_O = \begin{vmatrix} i & j & k \\ 0 & 0.45 & 0 \\ 0 & 0 & -137.34 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} i & j & k \\ 0 & 0.83 & 0 \\ 0 & 0 & -2187.63 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} i & j & k \\ 0 & 0.83 & 1.07 \\ 0 & -1413.6 & 0 \end{vmatrix} \\ + \begin{vmatrix} i & j & k \\ 0.83 & 1.07 & 0 \\ -1413.3 & 0 & 0 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} i & j & k \\ 1.07 & 0 & 0.83 \\ 0 & 0 & -1413.6 \end{vmatrix}$$

$$\mathbf{M}_O = (0.45 \times (-137.34))i + (0.83 \times (-218.63))i + (-(1.07 \times (-1413.6)))i + \\ (-(1.07 \times (-1413.3)))k + (-(1.07 \times (-1413.6)))j$$

$$\mathbf{M}_O = 1269.2861i + 1512.552j + 1512.552k$$

El par se tiene alrededor de x por lo tanto;

$$T_m = 1269.2861 \text{ N.m}$$

El caso del momento flexionante por medio de la fórmula 78, se tiene;

$$M_m = \sqrt{(M_O)_y^2 + (M_O)_z^2}$$

$$M_m = \sqrt{(1512.552)_y^2 + (1512.552)_z^2} = 2139.07 \text{ N.m}$$

Aplicando los resultados obtenidos a la fórmula 72 de diámetro de la flecha e igualando a cero el momento flexionante alternante y par de torsión alternante $M_a = T_a = 0$, debido a que el mecanismo de orientación en este caso cola de milano, mantendrá las palas en sentido perpendicular a la velocidad del viento, a pesar que la dirección del viento cambie, las palas mantendrán su posición respecto a la dirección de las corrientes eólicas. La fórmula queda;

$$d = \left(\frac{16n}{\pi} \left\{ \frac{1}{S_{ut}} \left[4(K_f M_m)^2 + 3(K_{fs} T_m)^2 \right]^{1/2} \right\} \right)^{1/3}$$

Manteniendo la propuesta de factor de seguridad de $n=1.8$, Calculo del diámetro;

$$d = \left(\frac{16(1.8)}{\pi} \left\{ \frac{1}{470000000} \left[4(1 \times 2139.07)^2 + 3(1 \times 1269.2861)^2 \right]^{1/2} \right\} \right)^{1/3}$$

$$d = 0.04544 \text{ m} = 1.789 \text{ in}$$

De acuerdo a diámetros comerciales de ejes, se elige una flecha con diámetro de;

$$d = 0.04763 \text{ m} = 1 \frac{7}{8} \text{ in}$$

La figura 41 muestra el isométrico de la flecha, en el dibujo 3 del apéndice B, se muestran las dimensiones constructivas.



Figura 41. Flecha de Baja Velocidad.

4.2.3. Determinar relación de transmisión de multiplicador de velocidad.

El tren de potencia está compuesto por el eje lento, el soporte principal de dicho eje, el multiplicador de velocidad y el acoplamiento. Su objetivo es transmitir la potencia mecánica generada por el rotor al generador eléctrico en las condiciones adecuadas para la generación de electricidad. El multiplicador tiene en la entrada el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a la salida gire más rápido.

El eje de baja velocidad es una flecha de 0.04763 m de diámetro calculado en el inciso anterior, unido al rotor, según el modelo de aerogenerador y las condiciones de operación. Sin embargo un alternador estándar de generación eléctrica requiere velocidades de giro de 1800 r.p.m., por lo que es necesaria una caja multiplicadora que amplifique la velocidad transmitida.

En el diseño de una caja de engranes para aerogeneradores se busca:

Relación óptima entre su capacidad de carga, su tamaño y su peso.

Operar con una eficiencia alta y emitir poco ruido.

Tamaño compacto.

Las cajas de engranes deben ser fiables y fáciles de mantener.



Los engranajes son los componentes responsables de la transmisión del par y velocidad angular entre etapas, así como multiplicar la velocidad etapa a etapa.

Para el diseño de las cajas multiplicadoras los engranajes utilizados pueden ser: engranajes rectos, helicoidales planetarios y tornillo sin fin.

Actualmente los diseños de cajas multiplicadoras de los aerogeneradores se realizan de forma exclusiva para esta aplicación y parte de los apoyos del eje de baja velocidad, se sujetan en la estructura de la caja. Las principales ventajas que presenta este diseño son por una parte su reducido peso y su facilidad de ensamblaje con otros elementos del tren de potencia durante el período de montaje. Otros diseños utilizan, al menos una etapa de engranajes rectos para conseguir que los ejes de la caja multiplicadora no estén alineados. Esta configuración se emplea en la actualidad en máquinas de paso variable donde es posible utilizar un eje de baja velocidad hueco a través del cual se conecta un vástago movido por un pistón hidráulico para modificar el ángulo de paso de las palas.

En este trabajo de investigación los cálculos analíticos muestran que el eje de la turbina gira a una velocidad angular de:

$$N = \frac{TRS \cdot v}{0.105 \cdot r} \quad (80)$$

Donde:

N= Velocidad angular de la turbina en rpm

TRS= Velocidad de punta (6.5, adimensional)

v= Velocidad de viento (4.35 m/s)

r= Radio (2.97 m)

N= 91 rpm

El generador eléctrico seleccionado requiere:

n=900 rpm

La relación de multiplicación requerida es de 1:10.



4.2.4.- Multiplicador de velocidad

El multiplicador de velocidad, convierte las bajas revoluciones por minuto que transmite la flecha del buje de la turbina, en altas revoluciones por minuto que necesita el generador para producir electricidad. Hace la conversión entre la potencia de alto par torsor, que obtiene del rotor de la turbina eólica girando lentamente, a la potencia de bajo par y alta velocidad, que utiliza el generador. Existen diferentes métodos para multiplicar la velocidad de la turbina los cuales son:

Multiplicador con engranes rectos o helicoidales planetarios

Los engranajes rectos se utilizan en cajas multiplicadoras de ejes paralelos y presentan una relación de multiplicación máxima en cada etapa de 1:5. Los engranajes helicoidales tienen un diseño más sofisticado que los engranajes rectos y se suelen emplear en cajas multiplicadoras de tipo planetario, aunque si las fuerzas a transmitir son de elevado valor también se pueden encontrar presentes en las cajas multiplicadoras de ejes paralelos. La relación de multiplicación en cada etapa en las cajas multiplicadoras de ejes planetarios puede ser como máximo de 1:12.

Generalmente, las cajas multiplicadoras de ejes paralelos son más sencillas de diseño y por lo tanto más baratas que los diseños planetarios. No obstante, ante igualdad en la relación de transmisión y en la potencia transferida los diseños con ejes planetarios son más resistentes y menos pesados, lo que hace que ésta opción sea la más utilizada en las máquinas de gran potencia, en la figura 42, a y b, se observan multiplicadores de engranes rectos y helicoidales [34].

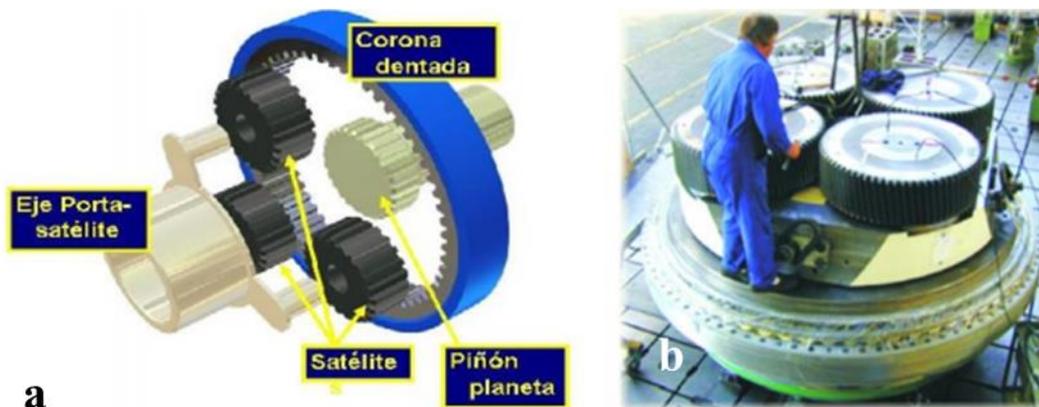


Figura 42. Multiplicador de velocidad, a) engranes rectos, b) Engranes elicoidales.

Multiplicación con corona sinfín

El funcionamiento es simple: por cada vuelta del tornillo, el engranaje gira un solo diente o lo que es lo mismo, para que la rueda dé una vuelta completa, es necesario que el tornillo gire tantas veces como dientes tiene el engranaje. Se puede deducir que el sistema posee una relación de transmisión elevada, o lo que es lo mismo, es un excelente multiplicador de velocidad. Además de esto, posee otra gran ventaja, y es el reducido espacio que ocupa. El tornillo es considerado una rueda dentada con un solo diente que ha sido tallado helicoidalmente.

Cómo desventaja, los multiplicadores de engranaje tornillo sinfín están sometidos a una mayor fricción por su deslizamiento lo que provoca altas temperaturas de operación y mayor pérdida de energía mecánica, en la figura 43 se observa un sistema [35].



Figura 43. Multiplicación de velocidad por tornillo sin fin.

Multiplicación con cadena

Los sistemas de transmisión por cadena se emplean para transmitir movimiento entre dos ejes paralelos. Estos sistemas constituyen uno de los métodos más eficientes utilizados para transmitir potencia mecánica, dado que los dientes de las ruedas dentadas evitan que la cadena se resbale. La desventaja es que requiere mayor espacio y la fricción que genera, en la figura 44, se observa un sistema [34].

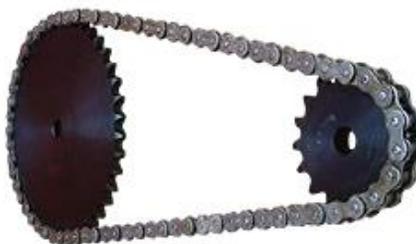


Figura 44. Multiplicador de velocidad por cadena.



Multiplicador de velocidad por poleas.

Este sistema tiene bajo coste, funcionamiento silencioso, no precisa lubricación, tiene elasticidad, sin embargo cuando la tensión es muy alta, la correa puede llegar a salirse de la polea, lo que en algunos casos puede llegar a provocar averías, requiere mayor espacio, en la figura 45, se puede observar su principio de funcionamiento [34].



Figura 45. Multiplicador de velocidad por poleas.

Multiplicador de velocidad por banda dentada

Las correas dentadas son trapezoidales, aseguran el agarre sobre las poleas con dientes, requieren espacio amplio, admiten mínima desalineación, en la figura 46, se observa un mecanismo [34].



Figura 46. Multiplicador de velocidad por poleas dentadas.

Para analizar y seleccionar el mecanismo de multiplicación de velocidad se utiliza la casa de calidad de Nigel Cross [36].



Este método de análisis contrasta las características de ingeniería contra las necesidades del cliente asignando valores para determinar la mejor opción como sigue;

Relación entre “atributos vs características”;

Fuerte= 10 Baja= 0

Indica la relación que existe entre el atributo del cliente y la característica de ingeniería para resolver la necesidad planteada.

Relación entre Características de ingeniería;

P= positiva N= Negativa

Esta relación ilustra el complemento, cualidad o método que se comparte entre características de ingeniería.

De acuerdo al método, el multiplicador de velocidad seleccionado es por “Engranajes Planetarios Rectos” relación de transmisión $i= 1:10$, con un valor obtenido de 59 puntos de 70. Las características que comparten son, mecanismo compacto, fácil de armar y desarmar, no causa accidentes, no contamine y que no falle como se ilustra en la figura 47.

Atributos del cliente	Características de Ingeniería					
	Poleas en V	Poleas dentadas	Cadena	Corona sinfin	Planetarios elicoidales	Planetarios rectos
No cause accidentes	4	4	4	10	10	10
Que no falle	5	5	5	6	9	9
Facil de mantener	7	7	7	8	8	8
Barato	10	9	8	8	4	6
Ocupe poco espacio	5	5	5	9	9	9
No contamine	6	6	5	8	8	8
Facil de armar y desarmar	6	6	6	9	9	9
Total	43	42	40	58	57	59

Figura 47. Casa de calidad para seleccionar método de multiplicador de velocidad.

4.2.5. Selección de generador eléctrico.

El generador o alternador convierte la energía mecánica producida por el rotor en energía eléctrica. Existen tres tipos de generadores: generador asíncrono de jaula de ardilla, generador asíncrono de rotor bobinado y generador síncrono.

Los generadores asíncronos son motores de inducción que se utilizan de forma contraria, haciéndolos girar a una velocidad mayor que su velocidad de sincronismo. Cuando a un motor de inducción, interconectado a la red eléctrica, se le hace girar por encima de su velocidad de sincronismo, aplicando un par motriz en su eje de rotación, la potencia mecánica aplicada se convierte en energía eléctrica.

Generador asíncrono de jaula de ardilla:

Los del tipo jaula de ardilla son los más utilizados debido a su bajo costo. Otra principal ventaja es que requieren poco mantenimiento, ya que son robustos. Este tipo de generadores se pueden conectar de forma directa (a través de protecciones y medios de desconexión adecuados) a la línea eléctrica a la que entregarán energía. El generador de jaula de ardilla consta de un rotor formado por una serie de conductores metálicos (habitualmente de aluminio) dispuestos de forma paralela unos a otros, y cortocircuitados en sus extremos por unos anillos metálicos, esto es lo que forma la llamada jaula de ardilla por su similitud gráfica con una jaula de ardilla. Esta 'jaula' se rellena de material, normalmente chapa apilada. De este modo, se obtiene un sistema n-fásico de conductores (siendo n el número de conductores) situado en el interior del campo magnético giratorio creado por el estator, por lo tanto tenemos un sistema físico muy eficaz, simple, y muy robusto (básicamente, sin necesidad de mantenimiento).

Una desventaja de estos generadores es que necesitan tomar potencia reactiva de la línea eléctrica a la cual están conectados, lo cual origina un factor de potencia bajo que debe mejorarse mediante baterías de condensadores. En la actualidad, cerca del 95 % de los aerogeneradores comerciales son sistemas de velocidad constante con generadores eléctricos asíncronos.

Generador asíncrono de rotor bobinado:

El generador de rotor bobinado tiene un rotor compuesto por una serie de conductores bobinados sobre él en una serie de ranuras situadas sobre su superficie. De esta manera se obtiene un bobinado en el interior del campo magnético del estator, de un número determinado de polos y



en movimiento. Este rotor es mucho más complejo de fabricar y conservar que el de jaula de ardilla, pero admite el acceso al mismo desde el exterior a través de unos anillos que son los que cortocircuitan los bobinados. Esto tiene como ventajas:

Permite inyectar y extraer energía del rotor. Al inyectar diferentes frecuencias al rotor se consigue poder generar a velocidades muy diferentes de la de sincronismo. Al permitir la extracción de energía del rotor, se consigue generar hasta un 10% de la energía producida.

Generador síncrono:

Los generadores síncronos no son muy adecuados para integrarlos en aerogeneradores de velocidad constante porque al conectarlo directamente a la línea eléctrica resultan un sistema excesivamente rígido en cuanto a su relación par-velocidad. Como principales desventajas se podrían numerar las siguientes: - Originan cargas dinámicas importantes que exigen en su construcción la utilización de estructuras robustas, provocando un incremento de peso. - Los rotores trabajan con una eficacia menor a la que han sido diseñados. Debido a estas desventajas se produjo el desarrollo de los llamados sistemas de velocidad variable, ya que para estos sistemas la velocidad de operación no está limitada por la frecuencia de la línea eléctrica.

En los generadores de velocidad variable las principales características consisten en que el generador eléctrico no se conecta directamente a la línea eléctrica, para que la velocidad de rotación del rotor siga a la velocidad del viento. De esta forma, las cargas dinámicas se reducen y la eficiencia aumenta. Como consecuencia se produce electricidad de frecuencia variable, que hace necesario su conversión a la frecuencia de red para poder trasladar la energía producida a una línea eléctrica convencional. Para convertir la frecuencia se utiliza un transformador electrónico de potencia que se completa con un rectificador (para convertir la corriente alterna en corriente continua) y un inversor (para convertir la corriente continua en corriente alterna). Esta configuración se conoce como CA-CC-CA.

Propuestas de generadores eléctricos para ensamble

- a) Generador síncrono de CA de imán permanente trifásico, mostrado en la figura 48.

Costo= 1500.00 M. N.





Figura 48. Generador síncrono de CA.

Características:

1. Baja velocidad de arranque de 2.0 m / s, alta utilización de energía eólica, baja vibración.
2. Diseño amigable con el hombre, fácil de instalar y mantener.
3. Durable para usar, generación de energía eficiente; carcasa de aleación de aluminio fundido a presión, tratamiento anticorrosión, resistente a ácidos y álcalis, resistente a la corrosión salina.
4. El uso de un generador de imán permanente patentado y un estator especial, reduce efectivamente la resistencia al torque y garantiza la estabilidad.

Características Técnicas:

Potencia nominal: 500 W

Tensión nominal: 24 V CA

Velocidad de arranque del viento: 2.0 m / s

Velocidad nominal: 900/650 RPM

Peso neto superior: alrededor de 3.5 Kg

Generador: Generador síncrono de CA de imán permanente trifásico

Imán: NdFeB

Caja del generador: aleación de aluminio de fundición

Nivel de protección: IP55

Tamaño: aproximadamente 24 * 24 * 21.5 cm / 9.45 * 9.45 * 8.46 in

b) Generador de imanes permanentes mostrado en la figura 49.

Costo: 6,000.00 M.N.





Figura 49. Generador de imanes permanentes.

Características;

Marca: WINDZILLA

Modelo: W500R

Descripción

Capacidad máxima 500W 12-24V

Este motor está diseñado con un mayor enfoque en la salida del amplificador y, por lo tanto, alcanzará 12V a: 540 RPM

Especificación del generador:

Voltaje 12 V / 24 V DC

Imán permanente imanes de neodimio de tierras raras

Resistencia a la humedad / corrosión Sí, exterior sellado, rodamiento de bolas, rotor recubierto

Diámetro del eje 17 mm

12V 540 RPM

24V 1080 RPM

Material del cuerpo Aleación de aluminio y acero

Diámetro del rotor 10cm (4 pulgadas)

Longitud 9cm (3.5 pulgadas)

Peso 2.44kg (5.4 lbs)

Montaje de pie



Longitud del cable aprox. 33 cm (13 pulgadas)

Rotación bidireccional, recomendable en el sentido de las agujas del reloj

El objetivo de generación es de 500 W, el propósito es utilizar la energía generada en alumbrado, por este motivo la opción ideal es la presentada en el inciso “a”, Generador síncrono de CA de imán permanente trifásico a 900 RPM.

4.2.6. Sistema de orientación.

El objetivo es orientar a la turbina de forma que el viento incida perpendicularmente al disco barrido por el rotor, con el fin de obtener la máxima potencia a base de hacer incidir la mayor cantidad posible de masa de aire en movimiento y extraer toda la cantidad posible de energía cinética del viento.

Existen diversos sistemas de orientación de la turbina;

- 1) Cola de milano, método eficaz en generadores pequeños.
- 2) Orientación por rotores auxiliares.
- 3) Servomotor controlado electrónicamente
- 4) Orientación por efecto de la conicidad que se da a las palas en su disposición y montaje sobre el cubo del rotor.

En este trabajo de investigación se opta por utilizar el método de orientación por cola de milano. El objetivo es vencer la fuerza producida por la masa del generador eólico y orientar a la turbina de forma perpendicular a la dirección del viento. En la figura 50 se muestra la estructura de la cola de milano. En el dibujo 5 del apéndice B se indican las dimensiones estructurales de la veleta.

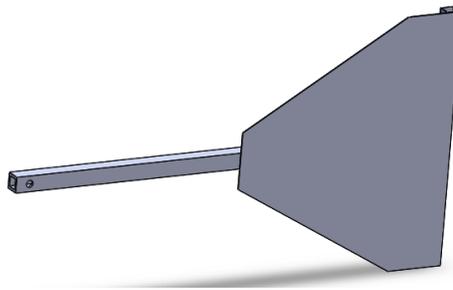


Figura 50. Veleta cola de milano.



4.2.7. Torre

Además de ser el elemento estructural que transfiere a la cimentación las cargas de la góndola y el rotor, la torre es la parte más visible del aerogenerador, por lo que no debe despreciarse su estética. Por estos motivos es fundamental seleccionar la geometría y el material más conveniente.

Los tipos existentes, sus ventajas, desventajas y aplicaciones se describen;

Torres de Celosía;

Se realizan utilizando perfiles de acero soldado. Este tipo de torre resulta favorable para el tamaño de rotor de aerogeneradores de baja potencia, por lo que fueron utilizadas en la década de los 80. A medida que se fueron levantando rotores de mayores diámetros, cayeron en desuso, dando lugar a las torres tubulares de acero. Uno de los motivos fue el impacto visual de las torres de celosía, que se aumentaba al crecer las torres en tamaño y se hacía muy evidente cuando se instalaban varias turbinas juntas.

La principal desventaja radica en la complejidad de su ensamblaje y posterior montaje. Estructuralmente hablando, los nudos son idóneos para la corrosión y las diagonales son muy sensitivas a las cargas de viento. Se emplean para mini-turbinas y para instalaciones aisladas, dado que su costo es bastante menor que el de las torres tubulares.

El acceso a la góndola se efectúa por las escalerillas exteriores de baja protección frente a fuertes vientos y condiciones climáticas desfavorables, en la figura 51 se observa una torre de este material [37].



Figura 51. Torre de Celosía.



Torres con tensores;

Los tensores se utilizan en aerogeneradores de baja potencia, para dar rigidez a torres de gran esbeltez, dando como consecuencia un conjunto estructural liviano y económico.

Permiten desarmar la torre para bajar el aerogenerador a nivel del suelo, y efectuar tareas de mantenimiento. Este tipo de torre es fácil de montar y puede instalarse tanto en terrenos planos como irregulares, aunque es preferible utilizarla en zonas llanas. Tienen la desventaja de ocupar el espacio alrededor del mástil, por lo que se usan más en zonas aisladas.

La ventaja es el ahorro de peso y, por lo tanto, el costo. Las desventajas son el difícil acceso a las zonas alrededor de la torre. Es más propensa a sufrir actos vandálicos, lo que compromete la seguridad del equipo, en la figura 52, se observa una torre de este tipo [37].



Figura 52. Torre con tensores.

Torres tubulares de acero;

Consisten en grandes tubos de acero de forma tubular que procuran en su interior espacio para los equipos de suelo y para el acceso a resguardo hacia la góndola. Precisan una instalación más laboriosa y cara, pero ofrecen una mayor resistencia y necesitan un menor mantenimiento que las torres de celosía. Son las más utilizadas en equipos de generación de energía.

Las torres se construyen con diámetro y espesor creciente hacia la base, con el fin de alcanzar mayor rigidez en esta y al mismo tiempo ahorrar material. Algunas poseen todos sus tramos tronco-cónicos y otras combinan tramos cilíndricos y cónicos.



Las condiciones para el transporte y las posibilidades estructurales y económicas del acero limitan la altura, en la figura 53, se presenta una torre tubular [37].



Figura 53. Torre tubular.

Torres de hormigón;

Permite alcanzar alturas mayores que las torres de acero; carecen de resonancia y su balanceo es mucho menor por lo que son más estables.

No se fabrican de una sola pieza sino en segmentos de diferentes tamaños. Los tramos con mayor diámetro se dividen en dos o tres secciones para facilitar su traslado. Para unir los tramos entre sí, se emplea una junta de resina epoxi. Posteriormente los tramos se tensan mediante tirantes de acero que son colocados del extremo superior a la base.

Sus ventajas son:

- 1) La libertad de geometría.
- 2) Mayor control de su frecuencia natural y respuesta dinámica.
- 3) La amortiguación del ruido.
- 4) Su gran durabilidad.
- 5) El poco mantenimiento necesario.

Las torres construidas en hormigón al tener mayor peso son más estables, por lo tanto necesitan menor inversión en las cimentaciones en tamaño similar a la tubular y reducen la fatiga en la estructura, favoreciendo una mayor vida útil.

Cuando las dimensiones de la estructura impiden el traslado de los segmentos prefabricados, se recurre al hormigonado “in situ”. Éste modo más artesanal, cuenta con mayor



incertidumbre constructiva y tiempo de elaboración. La eficacia de la estructura depende de la tecnología de los encofrados y las condiciones meteorológicas que influyen más que cuando se emplean hormigones prefabricados. Habitualmente sólo se construye en campo la parte inferior de la torre, dado que no es una opción económicamente favorable.

La desventaja que puede mostrar el hormigón es el debilitamiento y disminución de rigidez debido a desviaciones de temperatura. Estas cargas térmicas conviene incluirse en el cálculo estructural, en la figura 54, se muestra una torre de hormigón [37].

Para analizar y seleccionar el mecanismo de multiplicación de velocidad se utiliza la casa de calidad de Nigel Croos, método empleado en inciso de selección de multiplicador.



Figura 54. Torre de hormigón.

Al contrasta las características de ingeniería contra las necesidades del cliente se asignan valores para determinar la mejor opción como sigue;

Relación “atributos vs características”;

Fuerte= 10 Baja= 0

Indica la relación que existe entre atributos del cliente y la característica de ingeniería.

Relación entre Características de ingeniería;

P= positiva N= Negativa



Esta relación ilustra el complemento, cualidad o método que se comparte entre características de ingeniería.

De acuerdo al método, la torre mejor evaluada es “Tubular” con un valor obtenido de 68 puntos de 80. Las características que comparten; entre hormigón y tubular son seguras, poco mantenimiento y estéticas, en el caso de celosía y tensores son frágiles, poca estética y ocupan mayor espacio, en la figura 55, se observa la casa de calidad con los resultados analizados. Para este trabajo de investigación se recomienda utilizar torre tubular de 6 in, cedula 80, con costura.

Características de Ingeniería	N		P	
	Torre de Celosía	Torre con tensores	Torre tubulares de acero	Torre de hormigón
Atributos del cliente				
No cause accidentes	7	6	9	9
Que no falle	8	7	9	9
Libre de mantenimiento	7	6	9	8
Barato	8	9	5	6
Ocupe poco espacio	7	6	9	7
No contamine	7	8	9	9
Facil de armar	6	8	9	8
Se vea estetica	6	6	9	8
Total	56	56	68	64

Figura 55. Casa de calidad para seleccionar prototipo de Torre.

4.2.8. Cimentación en tierra;

La investigación geotécnica para el estudio de las condiciones de cimentación depende de las características de los aerogeneradores y la particularidad del lugar de instalación. A partir de estudios del sitio y de laboratorio, la información geotécnica imprescindible puede resumirse de la siguiente manera:

- 1) Descripción del perfil del suelo, mediante la identificación de las capas y/o niveles geotécnicos en profundidad.
- 2) Nivel freático.
- 3) Propiedades de identificación y clasificación de los suelos, mediante análisis granulométrico, índices de Atterberg, humedad natural, pesos específicos, etc.
- 4) Propiedades resistentes del suelo en condiciones drenadas y no drenadas (ángulo de rozamiento, cohesión).
- 5) Propiedades de deformación, en términos de sus módulos de deformación en condiciones estáticas y dinámicas.
- 6) Características sísmicas del lugar de instalación, a partir de las acciones sísmicas en cuanto a magnitud y aceleración de cálculo, y caracterización de la respuesta sísmica de los suelos.
- 7) Evaluación del potencial de licuación.

Una de las partes esenciales de un aerogenerador es la forma en que la torre se sujeta al terreno. La elección del tipo de cimiento dependerá principalmente de la ubicación del aerogenerador y las condiciones del terreno. Según la European Wind Energy Association (2013), la cimentación supone aproximadamente el 6,5% del costo total para proyectos en tierra y el 34% para proyectos marinos, lo que justifica una optimización de este tipo de estructuras. Actualmente, se construyen la mayoría de turbinas eólicas en tierra, en suelos firmes y rígidos, pero la tendencia es la construcción de aerogeneradores marinos.

El cálculo de la cimentación depende de las cargas producidas por el rotor eólico en condiciones críticas de operación, por esto la tecnología del aerogenerador juega un papel fundamental.

Para anclar estas torres habitualmente se utilizan cimentaciones o zapatas que sujetan la estructura al terreno mediante gravedad, o bien mediante pilotes realizados sobre terrenos poco firmes.

Se debe garantizar la estabilidad de la estructura y certificar una transmisión de cargas al terreno con la adecuada intensidad para que no colapse. En muchos casos los terrenos no permiten dicho anclaje, por lo que es habitual el uso de zapatas masivas realizadas con hormigón armado.



Sin embargo, las geometrías empleadas en planta son muy diversas. Se utilizan soluciones con planta poligonal, circular e incluso cruciforme, siendo esta última un caso muy aislado. Se ha probado que la cimentación superficial con geometría en planta circular es la que mejores resultados tiene a nivel estructural y económico.

Las ventajas de la prefabricar la cimentación son evidentes, reduciéndose también la cantidad de material necesario respecto a cimentaciones ejecutadas en campo.

La reacción del terreno cuando se le transmiten cargas, crea una distribución de presiones bajo la zapata, que ocasiona esfuerzos de flexión y corte en el hormigón, siendo necesario colocar barras de acero.



Figura 56. Estructura de zapata circular.

Un correcto acondicionamiento del terreno donde se va a posicionar la cimentación es de vital importancia. En la figura 56 se ilustra el armado de una zapata circular [37].

Para este trabajo de investigación se propone una cimentación prefabricada con geometría circular.

4.3. Metodología de construcción de prototipo de pala

A partir de los resultados de cálculos analíticos y modelo obtenido en los incisos “4.1.4.1. Diseño y análisis de pala”, figura 23, el archivo en Solidworks fue acondicionado y transferido a la computadora de la cortadora laser marca; ASIA ROBOTICA, modelo; LZ1309-100, mostrada en la figura 57 [38];





Figura 57. Equipo de corte y grabado Láser CNC, ASIA ROBOTICA.

Se colocó una placa de MDF (tablero de fibra de densidad media de 500 a 800 kg/m³), de 9 mm de espesor y se corrió el programa para realizar el corte como se observa en las figuras 58 y 59.

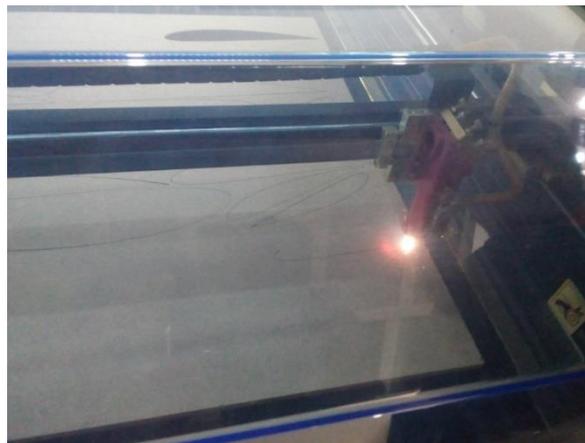


Figura 58. Corte de placa MDF, cortadora CNC, vista en planta.

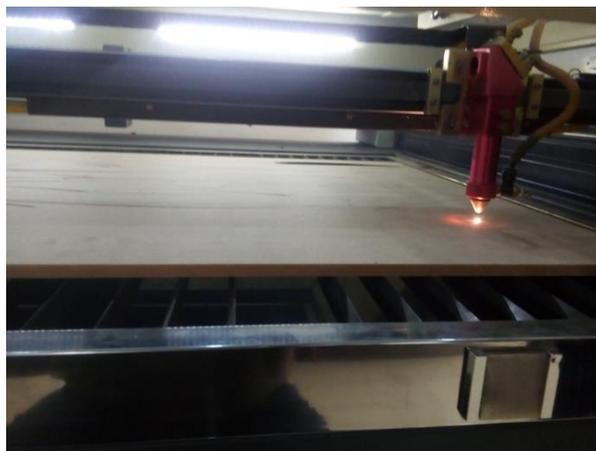


Figura 59. Corte de placa MDF, cortadora CNC, vista lateral.



El objetivo fue obtener un corte exacto de los perfiles del diseño de pala, obteniendo los 17 perfiles manufacturados con precisión como se observa en la figura 60 y 61.



Figura 60. Perfiles cortados con CNC.



Figura 61. Perfiles cortados con CNC, vista lateral.

Posterior al corte del material con ayuda de plantillas en papel, agrupadas y perforadas de acuerdo al ángulo de velocidades inducidas mostrado en la tabla 5, se realizaron perforaciones de 0.00635 m ($\frac{1}{4}$ in) de diámetro para su ensamble con varillas roscadas, como se observa en la figura 62, la varilla que fija los perfiles en el ángulo de ataque es un espárrago.

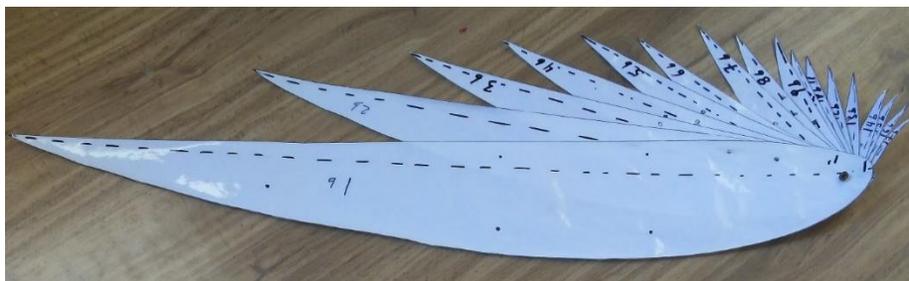


Figura 62. . Perfiles de papel utilizados como plantillas.



Los orificios en el cuerpo de los perfiles se utilizaron para fijarse entre ellos con varillas roscadas de $\frac{1}{4}$ in para darle rigidez a la estructura y conservar el ángulo de velocidades inducidas que se determinó en los cálculos analíticos del diseño, como se observa en la figura 63.



Figura 63. Fijación de perfiles de pala.

La estructura de la pala fijada desde la flecha presenta ángulo de curvatura por el peso del material de construcción, como se puede observar en la figura 64, esta curvatura se elimina al recubrirla de fibra de vidrio, que es un material con rigidez y bajo peso.



Figura 64. Estructura de pala fijada desde la flecha de ensamble al buje.

Buje.

Es la pieza de unión entre las palas y el eje principal o de baja velocidad, y por lo tanto el trasmisor de la fuerza del viento. En este trabajo de investigación se propone que sea de fundición de aluminio como se muestra en la figura 65, las dimensiones constructivas se encuentran en el dibujo 4 del apéndice B.

Para evitar que la pala gire sobre su propio eje dentro del orificio del buje, se propone cuña cuadrada de 0.009525 m ($\frac{3}{8}$ in).



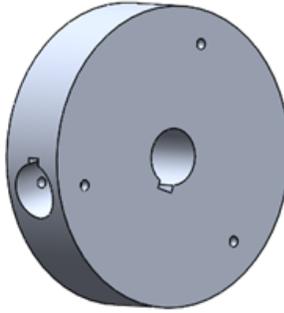


Figura 65. Buje de turbina.

Al girar la turbina el peso de la pala genera una fuerza centrífuga que la proyecta al exterior del buje, para mantenerla segura en posición de trabajo se requiere colocar un perno pasado a través de un orificio que atraviesa el buje y la flecha de la pala.

Para calcular el diámetro del perno con una sección transversal segura que no ponga en riesgo un desprendimiento por exceso de fuerza en una velocidad de viento máxima de 12 m/s.

A partir de la ecuaciones 81 y 82, se calcula;

$$\sum F_y = ma_n \quad (81)$$

$$\sum F_y = m \frac{v^2}{\rho} \quad (82)$$

$$F_p - W = ma_n$$

$$F_p = mg + ma_n$$

$$F_p = m \left(g + \frac{v^2}{\rho} \right)$$

Donde:

g= aceleración de la gravedad

m= masa de la pala

a_n= aceleración

v= velocidad del viento

ρ= distancia del centro del perno al centro del buje



Valores;

$$g= 9.81 \text{ m/s}^2$$

$$m=61.9 \text{ kg (masa de la pala y la flecha)}$$

$$v= 12 \text{ m/s}$$

$$\rho= 0.11 \text{ m}$$

Sustituyendo valores se tiene que la fuerza desarrollada es;

$$F_p= 81640 \text{ N}$$

De mecánica de materiales;

$$\tau = \frac{P}{A} \quad (83)$$

En este trabajo de investigación se presenta un efecto cortante doble por la geometría del ensamble, por tanto se tiene;

$$\tau = \frac{P}{2A}$$

$$\tau = \frac{P}{2(\pi r^2)}$$

Despejando;

$$r = \sqrt{\frac{P}{2\pi\tau}} \quad (84)$$

Donde;

τ = Esfuerzo cortante

P= Fuerza

r= radio

Sustituyendo $F_p=P$ y de tablas con material latón, laminado en frío $\tau_y=250 \text{ Mpa}$, apéndice B, Beer [44].



Con factor de seguridad de 1.2 se tiene;

$$\tau_{perno} = \frac{250 \text{ MPa}}{1.2} = 208.33 \text{ MPa}$$

Sustituyendo en formula 84;

$$r=0.007897 \text{ m}= 7.897 \text{ mm}$$

$$r \approx 8 \text{ mm}$$

De acuerdo a los cálculos anteriores en diámetro del perno se propone de 0.016 m= 16 mm, sujeto en el extremo roscado por una tuerca de seguridad.

Flecha de baja velocidad

Transmite el par al multiplicador de velocidad que colectan las palas y hacen girar al rotor y este a la flecha de acero 1020.

Tiene una longitud de 0.9 m, diámetro 0.041275 m= 1 5/8 in, cuñero cuadrado de 0.0005 m= 1/2 in, como se ilustra en figura 66. Las dimensiones constructivas se encuentran en el dibujo 3 del apéndice B.



Figura 66. Flecha de baja velocidad.

Se fija por 2 chumaceras marca SKF, modelo UCP 208/H, cumple con las especificaciones de carga, tiene una masa de 2 kg cada una. La figura 67 presenta una imagen de la chumacera [39].



Figura 67. Chumacera de piso SKF.



Transmisión de flecha de baja velocidad a multiplicador de velocidad

La transmisión entre la flecha de baja velocidad y el multiplicador de velocidad es mediante un acoplamiento flexible que absorba desalineaciones menores y amortigüe la propagación de vibraciones, esto se logra mediante un acoplamiento elástico a torsión. Por las características geométricas debe ser tamaño 38. En la figura 68 se ilustra un cople del tipo propuesto [40].

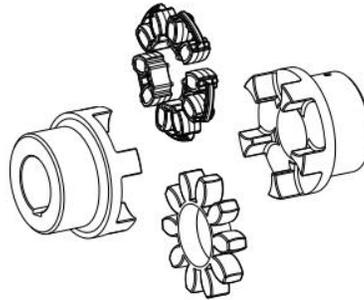


Figura 68. Acoplamiento elástico a torsión ROTEX.

Multiplicador de velocidad

La caja de engranajes epicicloidial o planetaria ofrece varias ventajas en comparación con la configuración de árboles paralelos, incluyendo una relación de transmisión más alta en un pequeño espacio. Esta configuración compacta tiene la ventaja de reducir la masa total del multiplicador de velocidad, lo cual es un requisito importante para las turbinas eólicas, ya que la masa del cabezal de la turbina se mantiene al mínimo. Además, la configuración planetaria tiene la capacidad de manejar mayores cargas de torque. La carga se distribuye o se comparte por el número de planetas. Por otra parte el coeficiente de recubrimiento es mayor y los dientes por lo tanto siempre están en contacto. Otra ventaja es su configuración geométrica. La entrada y salida tienen un eje concéntrico y la misma dirección de rotación, por lo tanto, mantienen un diseño aerodinámico y compacto. En la figura 69 se presenta un diseño tipo de un multiplicador de velocidad para un generador eólico [41].



Figura 69. Multiplicador de velocidad planetario de un generador eólico.



En este trabajo de investigación se propone un multiplicador planetario de engranes rectos con una relación de transmisión 1 a 10 para suministrar las RPM al generador.

Freno mecánico

El sistema de frenado mecánico es empleado para salvaguardar la integridad de las turbinas, para los casos en que se presente un evento no deseado (falla) o emergencia.

El freno mecánico es un componente, el cual dentro de otros aspectos deberá contar con un alto nivel de confiabilidad y seguridad. Es un elemento de alto impacto, no solamente en cuanto a costos y tiempos de disponibilidad de la turbina, sino también la influencia que este tiene sobre otros componentes como el mismo tren de potencia y más aún en los dientes de los engranes del multiplicador de velocidad, donde el orden de magnitud de los esfuerzos presentes en los dientes pueden sobrepasar los límites de diseño establecidos, la consecuencia más drástica del esfuerzo de flexión puede implicar la ruptura de un diente y esto se puede deber a un torque extremo (no previsto) que hace que el material rebase su esfuerzo de cedencia ocasionando la falla. Es importante que el freno mecánico sea capaz de mantenerse dentro de los parámetros de seguridad, evitando cualquier tipo de incendio por efecto de las altas temperaturas logradas derivadas del contacto friccionante entre elementos (Zapata-Disco) durante un proceso de frenado crítico o emergencia [42], en la figura 70 se observa un freno de disco.

Debido al costo y complejidad se propone utilizar un freno de disco en el eje de alta velocidad, en esta posición la flecha tiene mayor velocidad de giro y menor par, esta condición ayuda a minimizar la energía necesaria para frenar la velocidad de rotación.

Normalmente los frenos mecánicos constan de un disco de frenado de hierro nodular montado sobre la flecha de alta velocidad, el cual se somete a rozamiento con zapatas (Mordaza), para ejercer sobre el disco la fuerza necesaria para transformar la energía contenida en la transmisión en energía mecánica y térmica, con el propósito de disipar la energía para detener o reducir la velocidad del eje en movimiento.





Figura 70. Freno de disco y mordaza.

Transmisión de multiplicador de velocidad a generador

En la transmisión de multiplicador de velocidad a generador se utilizará un acoplamiento elástico similar al utilizado en la transmisión de la flecha de baja velocidad al multiplicador, como se ilustra en la figura 71 [40].

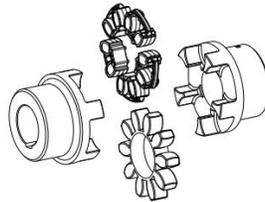


Figura 71. Acoplamiento flexible.

Generador

Se arma sobre una placa rolada calibre 10 a la altura que el multiplicador de velocidad lo requiera, se perforan orificios rectangulares para ajuste, el generador es un elemento compacto de menores dimensiones y masa que puede ajustarse, la estructura se fija mediante soldadura a la base y el extremo superior se fija con tornillos. En la figura 72 se representa una base de fijación con orificios para ajuste de atura.

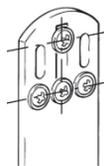


Figura 72. Fijación de estructura del generador.

Colector de voltaje de generador a punto de aprovechamiento

Este mecanismo se diseña basado en las barras de bronce electrificadas y los mecanismos tomacorriente de las grúas viajeras de modelos pasados, donde un grupo de barras fijas a un costado



de la grúa conducen electricidad y un grupo igual de barras con estructura metálica aislado con forros plásticos llevan en su interior zapatas de bronce con un resorte al centro con la finalidad de asegurar el contacto permanente con la barra y asegurar el paso de voltaje, las zapatas se conectan mediante cables al tablero de la grúa que se desplaza de forma horizontal, como se observa en la figura 73 [43].



Figura 73. Transmisión de voltaje de grúa viajera.

En esta investigación se propone 1 aro de bronce de 0.4 m de diámetro exterior, 0.01 m de sección transversal, uno más de 0.3 m de diámetro exterior, fijados a la base del generador utilizando material aislante, nylamid ó ertalyte, sobre la plataforma que sobresalgan postes roscados unidos a un aro para fijar una zapata que se conecte al generador. Esto mantendrá los aros de bronce electrificados y aislados del contacto con el chasis del generador.

Fijadas a la torre se colocan 2 tomacorrientes que colecten el voltaje y lo conduzcan al tablero de aplicación con el principio descrito en párrafo anterior, de esta manera el generador podrá girar de forma infinita sin interrumpir el paso de voltaje al punto de aprovechamiento.

Plataforma de generador

Se construye de placa calibre 7 con espesor de 0.0047 m, las dimensiones de la placa son; 1.65 x 0.4 m. Se calcula el centro de masa considerando la masa de la placa y de cada elemento que soporta, en el punto geométrico encontrado se solda en la parte inferior la flecha, es reforzada con 3 cartabones de placa calibre 3 de 0.00607 m de espesor, fija la plataforma con el aerogenerador completo. Las dimensiones geométricas de la flecha se observan en el dibujo 8 del apéndice B. En la figura 74, se ilustra una vista general de la flecha.

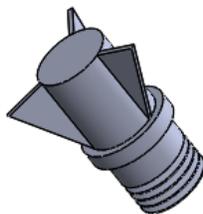


Figura 74. Flecha de base de generador.



El balero que une la torre con la placa es un 32217, marca SKF, sus dimensiones geométricas generales son 0.085 x 0.150 X 0.0285 m, es un balero cónico de rodillos para carga, tiene una masa 2.6 kg, se arma a tope con el collarín de la flecha que están debajo de los cartabones como se puede observar en la figura 75. En la ilustración 74 se muestra su aspecto general.



Figura 75. Balero cónico de rodillos.

El balero se aloja en un cubo de acero de 0.4 x 0.4 x 0.04 m, es un cuadrado de 0.3 m por lado y 0.04 m de altura. En la figura 76 se ilustra el alojamiento del balero. En el dibujo 7 del apéndice B se ilustran las dimensiones constructivas de la pieza. Los orificios próximos al alojamiento del balero son diámetro 14 para 8 tornillos de alta resistencia que fijan al cuadrado con su tapa y los 8 orificios próximos al borde de la placa con diámetro 16 para fijarse a la base que une la placa a la torre ase.

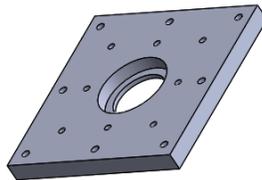


Figura 76. Base de balero de carga.

De lado de montaje y desmontaje del balero se coloca una placa de 0.012 m de espesor con 8 orificios para fijación y un retén doble labio para evitar entrada de polvo al balero y deterioro forzado. En la figura 77 se observa la tapa del balero. Lo orificios pasados son para tornillos de 0.014 x 0.080 m, cabeza hexagonal. Entre la tapa y ele se coloca un retén de neopreno SKF, doble labio 105x130x12 mm. Las dimensiones se presentan en el dibujo 6 del apéndice B.

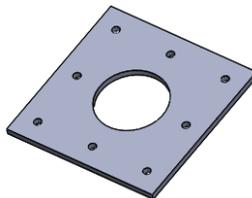


Figura 77. Tapa de balero.



El extremo roscado inferior de la flecha montada al balero y la base, se fija por medio de una tuerca, apoyada por una arandela de fijación para evitar que la flecha se salga del balero por efecto de la fuerza del viento. La imagen de la figura 78 se muestra una tuerca y arandela para fijar la flecha a la pista interior del balero.

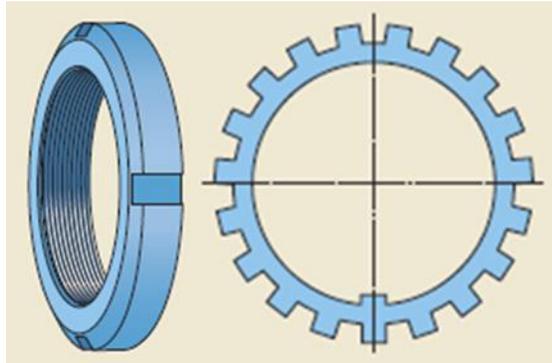


Figura 78. Tuerca y arandela de fijación.

La base de alojamiento del balero se fija a la torre por medio de tornillos M16 a una placa de 0.012 m de espesor de 0.4 m por lado y fija a la torre por medio de soldadura y cartabones de placa calibre 3, la torre es de tubo de acero al carbón con costura de 0.1524=6 in de diámetro, cedula 80, 0.0127 m de espesor. En la figura 79 se ilustra la placa. Las dimensiones se muestran en el dibujo 9 del apéndice B.

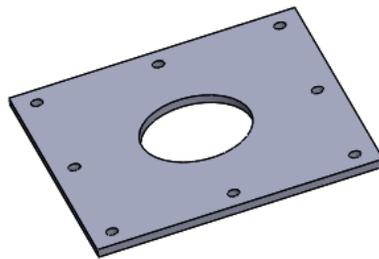


Figura 79. Base de torre.

Torre y base se unen por medio de 4 cartabones de placa calibre 3 y soldadura entre ellos como se puede observar en la figura 80.



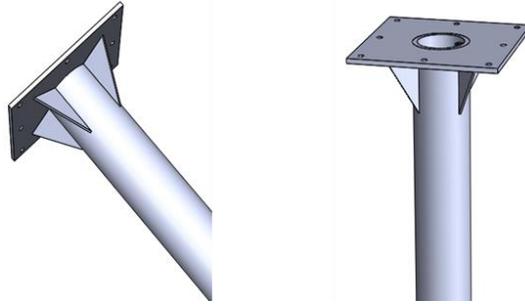


Figura 80. Unión de placa y torre.

Nariz

Es un elemento de diseñado en forma paraboloides que se monta como cubierta frontal del rotor. Sirve para desviar el viento hacia el tren motor y mejorar la ventilación en el interior, también para eliminar las turbulencias indeseables en el centro frontal del rotor y para mejorar el aspecto estético, en la figura 81 [41], se ilustra la forma del componente.

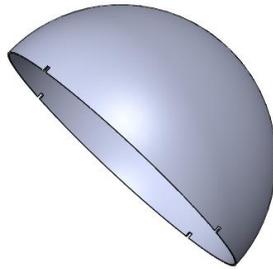


Figura 81. Nariz del rotor.

La guarda del generador es un elemento que protege a los componentes de las inclemencias del tiempo para evitar deterioro forzado y dar una apariencia estética al generador. En la figura 82 se presenta una guarda para cubrir la transmisión del generador.

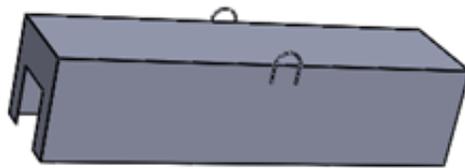


Figura 82. Guarda del generador.

El generador eólico se presenta en la figura 83 sin guarda para mostrar los componentes de la transmisión y tener una imagen de las partes que lo componen.



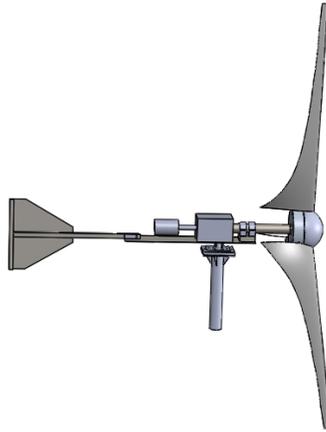


Figura 83. Generador eólico, vista lateral.

En la figura 84 se observa un aspecto general en diferentes vistas del generador eólico completo con torre de 12 m.



Figura 84. Vista del generador eólico de eje horizontal con capacidad de producir 500 W.

En el apéndice B se muestran los dibujos con dimensiones constructivas de las piezas críticas para construcción del generador eólico diseñado en este trabajo de investigación.



5. Resultados y Discusión

5.1. Resultados de velocidades de viento muestreadas.

El promedio anual de velocidades de viento, en los meses del año con mayor magnitud, alcanza en promedio los 4 m/s, una velocidad baja para los perfiles investigados y utilizados en el mundo de manera generalizada.

El régimen de viento se considera turbulento y con ráfagas de viento, en segundos pasa de 6 a 8 m/s hasta 2 ó 3 m/s, no se cuenta con una corriente de aire estable durante periodos largos de tiempo a una altura de 6 m donde se realizaron los muestreos.

5.2. Cálculo analítico de dimensiones de la pala.

La pala tiene una longitud total de 2.97 m resultado del cálculo analítico, por recomendación técnica se utiliza el 9 % de esta longitud para fijación de la pala al buje, en este caso la flecha que une a la pala con el buje es de 0.20 m. El cuerpo de la pala tiene 2.7 m de longitud.

5.3. Selección de perfil aerodinámico para diseñar la pala.

De acuerdo a experiencias de investigadores precedentes, recomiendan utilizar perfiles de la serie NACA y NREL, en sitios donde las velocidades del viento son bajas, debido a los resultados con estos perfiles.

La comparación cuantitativa en coeficiente de arrastre contra ángulo de ataque (C_D vs α), demostró que el perfil con menor pérdida de fuerza fue el NACA4415, en el caso de evaluación por coeficiente de elevación respecto de ángulo de ataque (C_L vs α) el mejor evaluado por valor mínimo resulto NACA4412.

En comparación de fineza (C_L/C_D) contra ángulo de ataque (C_L/C_D vs α), presento mejor evaluación cualitativa de la gráfica el perfil NACA4415, al descender la curva tiene una disminución suave lo que predice un desempeño sin vibraciones (aleteo) durante la operación.



Con estos análisis se determinó emplear el perfil NACA4415 para el diseño de la pala.

5.4. Costo beneficio de generación eólica vs métodos que utilizan combustibles fósiles para generar electricidad.

De acuerdo a información de la comisión reguladora de energía (CRE), en México del conjunto de métodos de generación de energía eléctrica que utilizan combustibles fósiles, la energía eólica es de las más baratas, considerando la contaminación que estos combustibles generan y su impacto en el cambio climático global y modificación de formas de vida por esta condición de cambio, resulta atractiva la fuente eólica, se considera un recurso sustentable e inagotable que puede ser explotado sin costo. Resulta impostergable continuar investigado la energía eólica para descubrir nuevas formas de palas y materiales de menor densidad con similares ó mejores características mecánicas que ayuden a mejorar el aprovechamiento de la energía potencial contenida en las masas de aire.

Por la magnitud del recurso eólico disponible en el planeta resulta factible desarrollar la tecnología para disminuir costos y hacer al sector más competitivo frente a los métodos tradicionales.

5.5. Comparación de resultados obtenidos en este trabajo de investigación frente a otros trabajos en diferentes partes del mundo

En Tailandia, se realizó un trabajo de investigación con título “Small Horizontal-Axis Wind Turbine Blade for Low Wind Speed Operation”, publicado en 2013, este trabajo consistió en rediseñar las palas de una turbina modelo FD.7-500, con velocidad de viento de diseño 6 m/s, obtuvieron como resultado una longitud de pala de 1.3 m y una potencia de salida de 235 W. Contrastada con los resultados de esta investigación con velocidad de viento de 4.35 m/s, una longitud de pala de 3 m y una potencia de salida de 500 W, los resultados en proporción resultan similares. Esta comparación indica haber utilizado los modelos matemáticos y perfiles aerodinámicos más eficientes disponibles.

En el Instituto Politécnico Nacional en México se realizó un trabajo de investigación denominado “Cálculo y diseño de la pala (EHEMANI) de un aerogenerador, en el 2011, con una velocidad de viento de 11 m/s, se obtuvo una longitud de pala de 2 m, la pala se dividió en 4 secciones, en cada una se empleó un perfil aerodinámico diferente de la serie NACA. El resultado fue una producción calculada de 2 kw.

En los dos trabajos de investigación comparados y la investigación propia se utilizó el modelo matemático “Teoría del elemento de pala” por sus siglas en ingles BEM, los resultados obtenidos, guardando sus proporciones fueron similares, sin embargo por la velocidad de viento utilizada en el trabajo de investigación presentado en este documento es el más vanguardista y apegado a la realidad, es mayor la extensión territorial en nuestro país y en el mundo, con velocidades de viento bajas que fluctúan en los 4 m/s, convirtiéndose estos resultados en un referente regional y mundial.



6. Conclusiones

La velocidad de viento registrada en el muestreo realizado en las instalaciones del Tecnológico de Pachuca, evidencia un régimen turbulento. Presenta una variación de 0 a 6 m/s o de 4 a 10 m/s en segundos, no tiene un patrón de velocidades constante, la velocidad promedio en los meses con mayor velocidad Marzo, Abril, Mayo y Julio es en promedio de 4 m/s.

La longitud de la pala de 2.97 m se incrementó debido a la baja velocidad de viento que presenta el sitio de diseño, el radio de la turbina es directamente proporcional a la velocidad del viento a mayor velocidad menor extensión de la pala, de acuerdo a los avances tecnológicos en esta área de investigación disponibles.

El perfil eólico utilizado para trazar la pala es el componente más importante en el proceso de diseño de un generador eólico, son sus propiedades geométricas, las que permiten el aprovechamiento máximo de la energía cinética del viento. En este trabajo de investigación fue seleccionado el perfil NACA4415, al comparar sus polares frente a otros 3 evaluados, resultó con mejores características para el régimen de viento objeto de estudio. Los perfiles eólicos pre diseñados y que se encuentran disponibles, han sido configurados para regímenes de viento con particularidades específicas y son susceptibles de mejoras.

En el proceso de diseño es indispensable considerar materiales de última generación que permitan maximizar el aprovechamiento de la energía disponible, alta resistencia mecánica y baja densidad para invertir menor energía en mover a la turbina y aprovecharla en energía mecánica que mueva al multiplicador de velocidad y este al generador que la transforme en electricidad. Sin embargo son costosos y difíciles de conseguir en el mercado nacional, por esta razón, se decidió utilizar materiales convencionales y se diseñaron; la pala (con su perfil) de fibra de vidrio, los ejes de baja y alta velocidad de acero AISI 1020, el buje de aluminio 7050 – T6 y flecha de transmisión a torre de acero AISI1020.

El área de energía es un tema del cual depende la forma de vida y permanencia de la humanidad, por esta razón es indispensable continuar investigando formas de aprovechamiento de la que está disponible en los elementos de la naturaleza, en energía aprovechable de forma controlada y sustentable por el hombre.

Recomendaciones para trabajos futuros

Realizar un estudio para agrupar la geografía del territorio nacional que comparta características específicas de condiciones eólicas.

Diseñar familias de perfiles eólicos para condiciones de velocidad, humedad y temperatura de corrientes eólicas específicas de nuestro país que permita aprovechar al máximo la energía del viento.



7. Bibliografía

- 1.- Sherperd, D. (1990). Historical Development of the Windmill. Ithaca, New York: National Aeronautics and Space Administration.
- 2.- Gasch, R., & Twele, J. (2012). Wind Power: Fundamentals, Design, Construction and Operation. London New York: Springer.
- 3.- Letcher, T. (2017). Wind Energy Engineering. Cambridge, Massachusetts, Estados Unidos: Elsevier.
- 4.- Ackermann, T., & Soder, L. (25 Abril 2000). Wind energy technology and current status: a review. Pergamon.
- 5.- Schubel, P. & Crossley, R. (30 Agosto 2012). Wind Turbine Blade Design. Energies.
- 6.- Carta, J. (2009). Centrales de Energías Renovables. Madrid España: Pearson Prentice Hall.
- 7.- Attaf, B. (2012). Ecomoulding of Composite Wind Turbine Blades Using Green Manufacturing RTM Process. International Scholarly Research Network.
- 8.- Mendoza, N. (2017). Diseño de un generador eólico de eje vertical tipo Darrieus helicoidal de 3 kW. Pachuca de Soto, Hidalgo, México: Instituto Tecnológico de Pachuca.
- 9.- Secretaría de Energía. (2012). Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026. México: Gobierno Federal Mexicano.
- 10.- Moh, M., & Asmuin, N. (Agosto 2014). Comparison of Horizontal Axis Wind Turbines and Vertical Axis Wind Turbines. IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN), pp. 2278-8719.
- 11.- Stiop A. & Shutterstock. (2016). 8 Countries that Produce the Most Wind Energy in the World. Mayo 23 2016, Spanish Wind Energy Association Sitio web: <https://www.evwind.es/2016/06/23/8-countries-that-produce-the-most-wind-energy-in-the-world/56665>
- 12.- Pech, R. (2018). CFE y costos de generación. Mayo 20, 2019, Oil & Gas Magazine Sitio web: <https://oilandgasmagazine.com.mx/2018/08/cfe-y-costos-de-generacion/>



- 13.- Secretaria de Energía. (2012). *Prospectivas de Energías Renovables 2012 - 2026*. Mayo 2018, Secretaría de Energía del Gobierno Federal de México Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62954/Prospectiva_de_Energ_as_Renovables_2012-2026.pdf
- 14.- Baillarie, P. (2007). *Diseño de Aerogeneradores con Imanes Permanentes para Aplicaciones en Electrificación Rural*. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- 15.- Moragues, J. & Rapallini, A. (2003). *Energía Eólica*. Argentina: Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".
- 16.- Navin, E., Janakiram, S., Prabu, T. & Sivasubramaniam, S. (2014). Desing and development of horizontal small wind turbine blade for low wind speeds. *International Journal of Engineering Science & Advanced Technology*, 4, 075-084.
- 17.- Pengfei, L. & Neil, B. (2012). Prototyping a Series of bi-directional horizontal axis tidal turbines for optimum energy conversion. *Elsevier*, 99, 50 - 66.
- 18.- Lugo, D. E. & Bejarano, L. D. (2015). *Diseño y Construcción de un prototipo de turbina eólica de 60 W, para suministro eléctrico de zonas urbanas*. Bogotá Colombia: Universidad de Distrital Francisco José de Caldas.
- 19.- Pathike, P., Katpradit, T., Terdtoon, P., & Sakulchangsattajai, P. (2013). Small Horizontal-Axis Wind Turbine Blade for Low Wind Speed Operation. *Journal of Applied and Engineering*, 16, 345 - 351.
- 20.- Kale, S., & Varma, R. (2014). Aerodynamic Desing of a Horizontal Axis Micro Wind Turbine Blade Using NACA 4412 Profile. *International Journal of Renewable Energy Research*, 4, 1.
- 21.- Carta, J. A., Roque Calero Pérez, Antonio Colmenar Santos & Manuel-Alonso Castro Gil. (2014). *Centrales de energías renovables*. Madrid, España: Uned, Pearson & Prentice Hall.
- 22.- Salinas, J. (2011). *Control de un Aerogenerador*. Barcelona, España: Universidad Politécnica de Cataluña.
- 23.- Graterol, A. & Mayoral, G. (2006). *Diseño de un Aerogenerador de eje horizontal de 1 kW de potencia*. Colombia: Universidad Simón Bolívar.



- 24.- Saucedo, M. (2014). Diseño y construcción de una mini turbina eólica. Madrid, España: Universidad Politécnica de Madrid.
- 25.- Medina, R. (2011). Calculo y Diseño de la Pala (ehecamani) de un Aerogenerador. México D.F.: Instituto Politécnico Nacional.
- 26.- Bastianon, R. (2008). Cálculo y Diseño de la Elice Optima para Turbinas Eólicas. Julio 19, 2018, de <http://ricardo.bastianon.googlepages.com/> Sitio web: <https://www.kimerius.com/app/download/5780663477/C%C3%A1lculo+y+dise%C3%B1o+de+la+h%C3%A9lice+%C3%B3ptima+para+turbinas+e%C3%B3licas.pdf>
- 27.- Orozco, E. (2014). Comparación de Herramientas de Diseño para Alabes de Aerogeneradores Eólicos de Baja Velocidad de Viento. Pachuca, México: Universidad Autónoma de Hidalgo.
- 28.- Tiburcio, F., Correa, J. A. & Mejia, A. (2012). Determinación semi-empírica del centro aerodinámico de un perfil de ala. Julio, 24, 2019, de SOMIM Sitio web: http://somim.org.mx/memorias/memorias2012/articulos/pdfs/A5/A5_39.pdf
- 29.- Airfoil Tools. (30 Julio 2018). Airfoil Tools Sitio web: <http://airfoiltools.com/polar/details?polar=xf-naca4415-il-1000000>
- 30.- Gieck, K. (1995). Manual de fórmulas técnicas. México. D. F.: Alfaomega.
- 31.- Ruiz, R. (2015). Diseño mecánico de un aerogenerador eólico. Bilbao, España: Universitaria de ingeniería técnica industrial de Bilbao.
- 32.- Budynas, R. G., & Nisbert J. k. (2008). Diseño en ingeniería mecánica de Shigley. México D. F.: McGraw-Hill Interamericana. pp 347-366.
- 33.- Hibbeler, R. (2010). Estática, Ingeniería Mecánica. México: Pearson Educación. Pp 117 – 198.
- 34.- Ruiz, R. (2015). Multiplicadora. Diseño Mecánico de un Aerogenerador Eólico. Bilbao, España: Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Bilbao.
- 35.- Belen. (2019). Tornillo Sin Fin. Julio 26, 2019, de scribd Sitio web: <https://es.scribd.com/document/371626474/Tornillo-Sin-Fin>
- 36.- Cross, N. (2001). Engineering Desing Methods. Inglaterra: Wiley.

- 37.- Ruiz, R. (2015). Diseño Mecánico de un Aerogenerador Eólico. Bilbao España: Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Bilbao.
- 38.- Asia Robótica. (2018). Asia Robótica. 28 de Enero, 2018, de AR Tecnología S.A DE C.V Sitio web: <https://www.asiarobotica.com/lz-1309>
- 39.- SKF. (2018). SKF ball bearing units. Julio 8, 2019, de Japanese Industrial Standards compliant ball bearing units Sitio web: https://www.skf.com/binary/86-475728/0901d1968084ccaa-17987_1-EN---UC-range-digital-version-incl-insert-sheets.pdf
- 40.- KTR-Group. (2017). Acoplamientos Elásticos a Torsión. Julio 08, 2019, de KTR-Group Sitio web: <https://www.ktr.com/fileadmin/ktr/media/Manuals/40210es000000.pdf>
- 41.- Moya, J., & Chagoyén, C. (2012). Diseño de caja multiplicadora para turbinas eólicas. Julio 08, 2019, de COMEC 2012 Sitio web: https://www.researchgate.net/publication/282219771_Disenos_de_caja_multiplicadora_para_turbinas_eolicas.
- 42.- Hernandez. I., Cortes, O. & Diaz, J., (2013). Diseño de un Sistema de frenado de disco para turbinas eólicas basado en la norma IEC-61400-1. Julio 08, 2019, de SOMIM Sitio web: http://somim.org.mx/memorias/memorias2013/pdfs/A1/A1_271.pdf
- 43.- SEFAG. (2019). Equipos y accesorios para grúas viajeras. Julio 08, 2019, de SEFAG Sitio web: <https://sefag.com.mx/productos/#sierras>
- 44.- Beer, F., Johnston, E., Dewolf, J, & Mazurek, D. (2010). Mecánica de Materiales. México, D. F.: McGraw-Hill.



Apéndice A

Parámetros adimensionales que definen la forma del perfil NACA 4415;

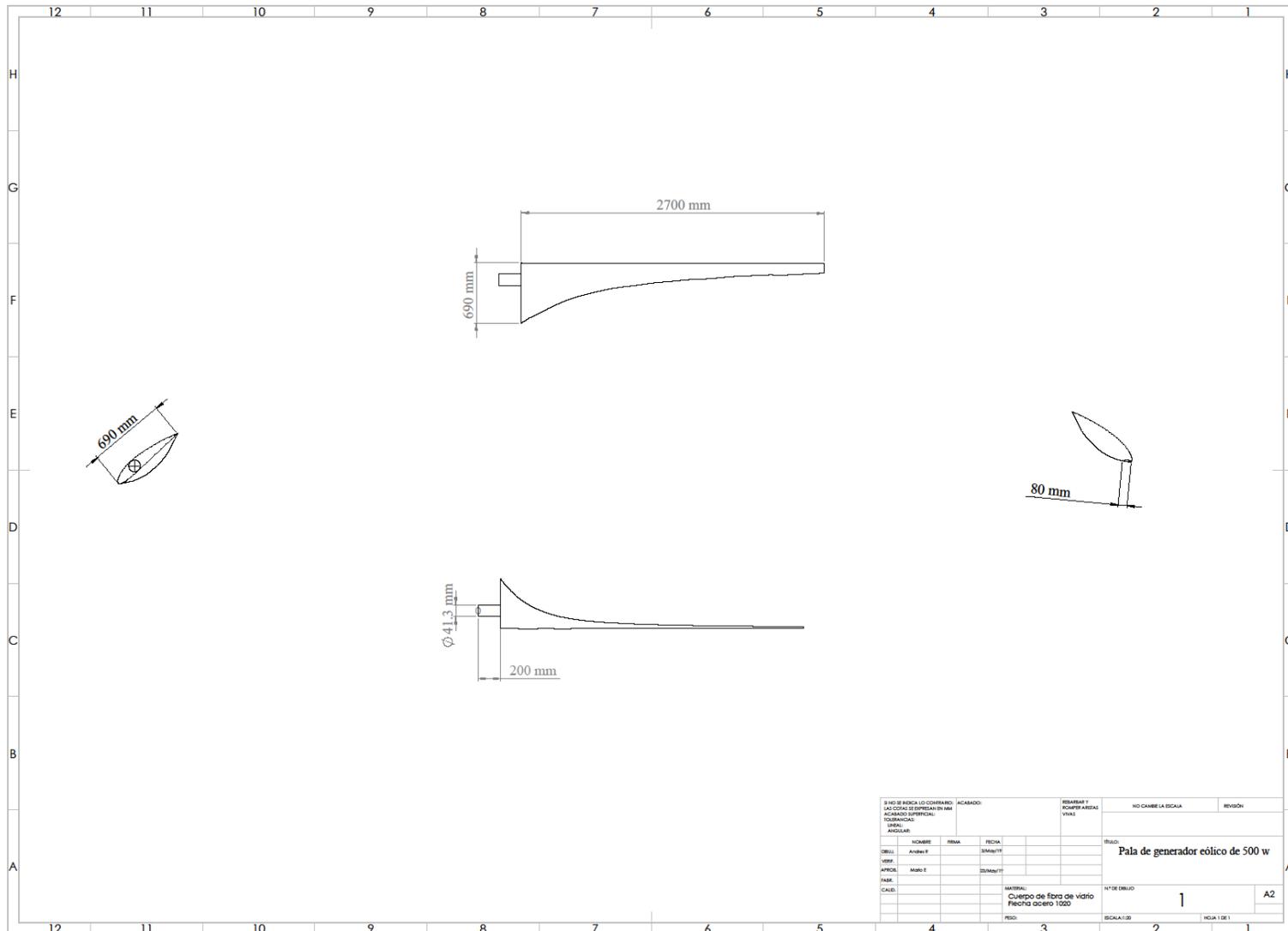
Tabla 12. Coordenadas geométricas adimensionales del perfil NACA 4415.

NACA 4415		NACA 4415		NACA 4415		NACA 4415	
X/C	Y/C	X/C	Y/C	X/C	Y/C	X/C	Y/C
1	0	0.5	0.10538	0	0.00075	0.5	-0.02713
0.99893	0.00039	0.4673	0.10837	0.00107	-0.00566	0.5327	-0.02529
0.99572	0.00156	0.43474	0.11076	0.00428	-0.01102	0.56526	-0.0234
0.99039	0.00349	0.40245	0.11248	0.00961	-0.0159	0.59755	-0.02149
0.98296	0.0061	0.37059	0.11345	0.01704	-0.02061	0.62941	-0.01958
0.97347	0.00932	0.33928	0.11361	0.02653	-0.02502	0.66072	-0.01772
0.96194	0.01303	0.30866	0.11294	0.03806	-0.02915	0.69134	-0.01596
0.94844	0.01716	0.27886	0.11141	0.05156	-0.03281	0.72114	-0.0143
0.93301	0.02166	0.25	0.10903	0.06699	-0.03582	0.75	-0.01277
0.91573	0.02652	0.22221	0.10584	0.08427	-0.03817	0.77779	-0.01136
0.89668	0.03171	0.19562	0.1019	0.10332	-0.03991	0.80438	-0.01006
0.87592	0.03717	0.17033	0.09726	0.12408	-0.04106	0.82967	-0.00886
0.85355	0.04283	0.14645	0.09195	0.14645	-0.04166	0.85355	-0.00775
0.82967	0.04863	0.12408	0.08607	0.17033	-0.04177	0.87592	-0.00674
0.80438	0.05453	0.10332	0.0797	0.19562	-0.04147	0.89668	-0.00583
0.77779	0.06048	0.08427	0.07283	0.22221	-0.04078	0.91573	-0.00502
0.75	0.06642	0.06699	0.06541	0.25	-0.03974	0.93301	-0.00431
0.72114	0.07227	0.05156	0.05753	0.27886	-0.03845	0.94844	-0.00364
0.69134	0.07795	0.03806	0.04937	0.30866	-0.037	0.96194	-0.00297
0.66072	0.08341	0.02653	0.04118	0.33928	-0.03547	0.97347	-0.00227
0.62941	0.08858	0.01704	0.03303	0.37059	-0.0339	0.98296	-0.00156
0.59755	0.09341	0.00961	0.02489	0.40245	-0.03229	0.99039	-0.00092
0.56526	0.09785	0.00428	0.01654	0.43474	-0.03063	0.99572	-0.00042
0.5327	0.10185	0.00107	0.00825	0.4673	-0.02891	0.99893	-0.00011
						1	0

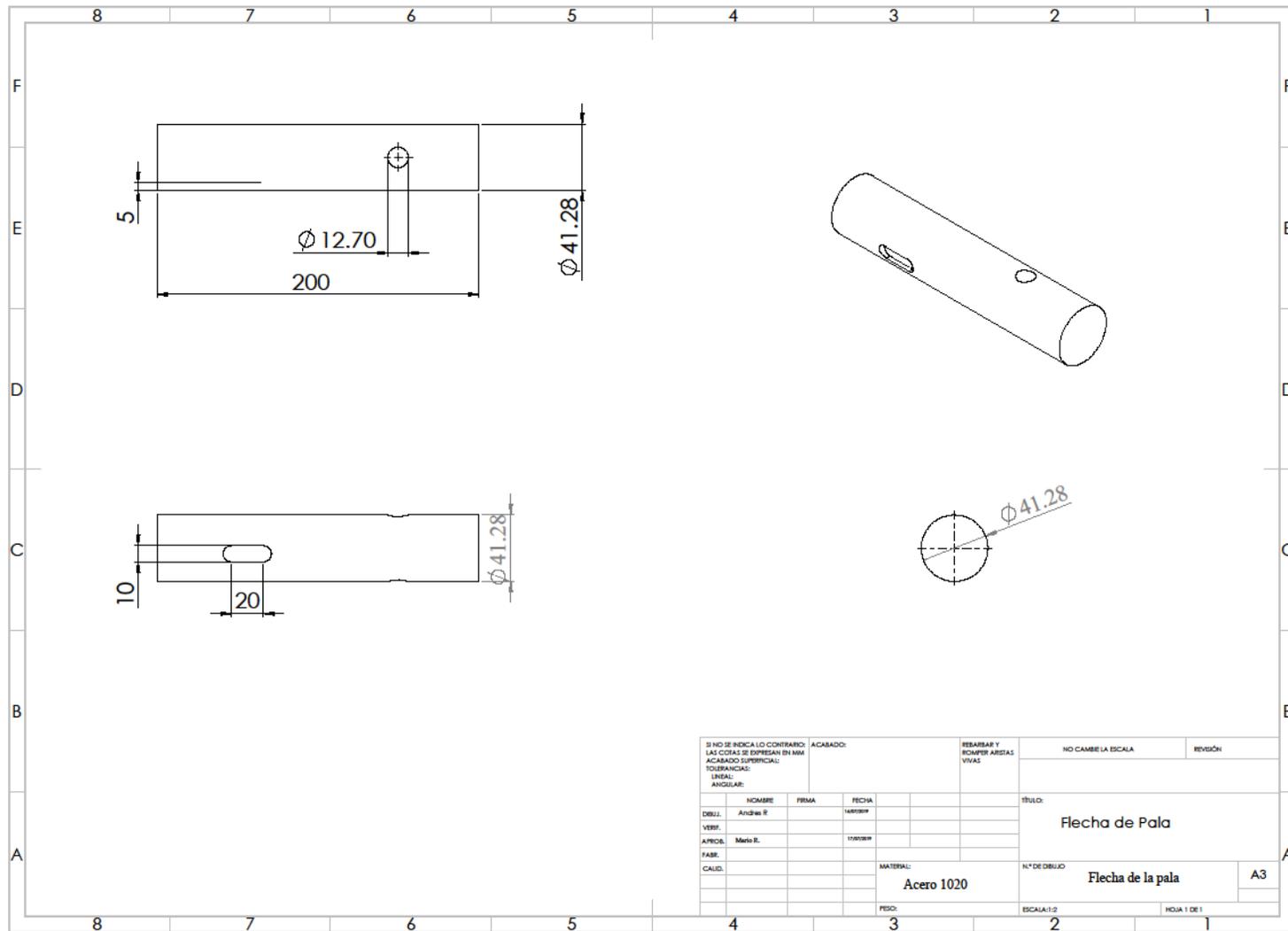
Apéndice B

Dibujos mecánicos de piezas críticas del generador eólico.

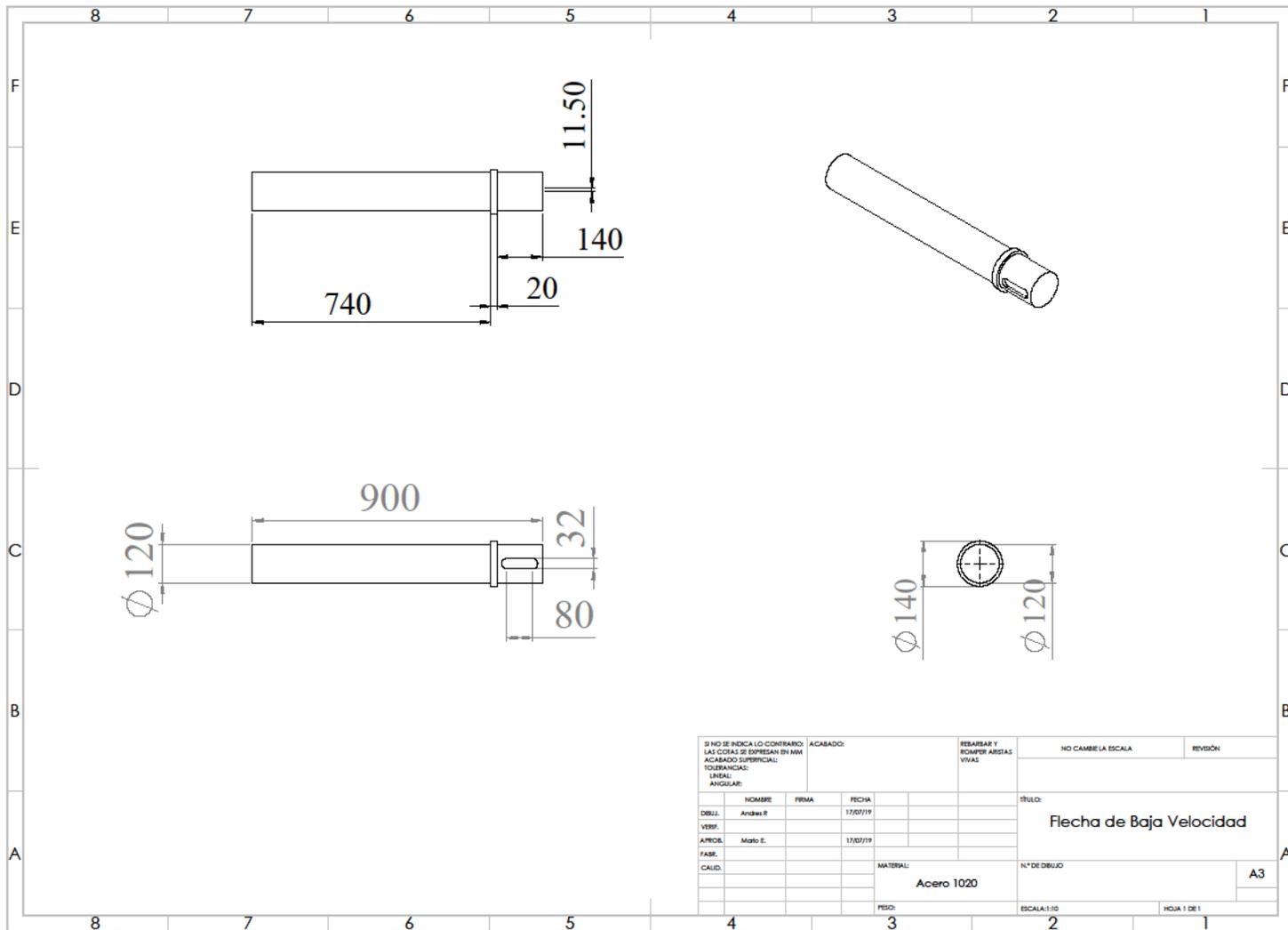




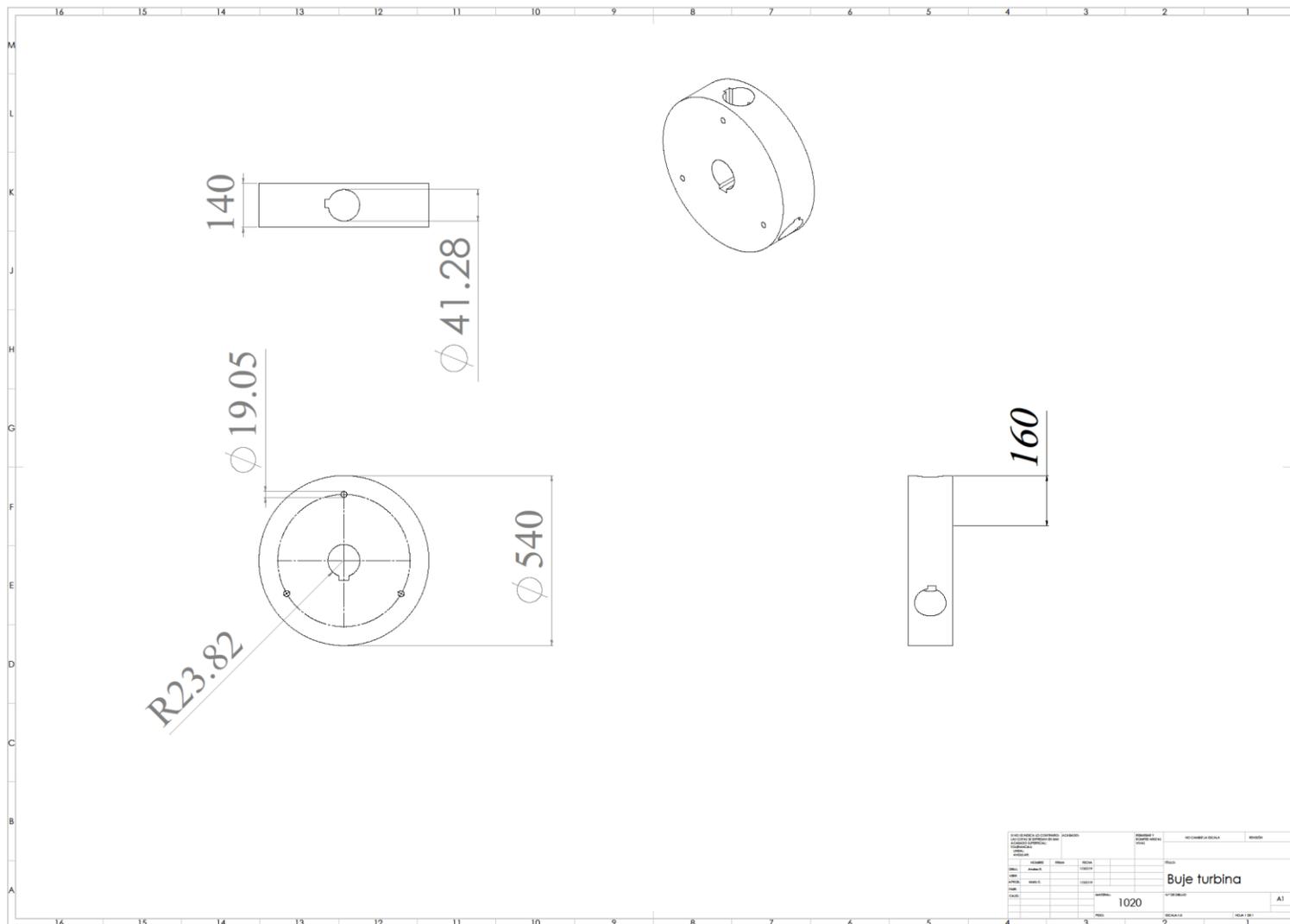
Dibujo 1. Pala de generador eólico.



Dibujo 2. Flecha de la Pala.

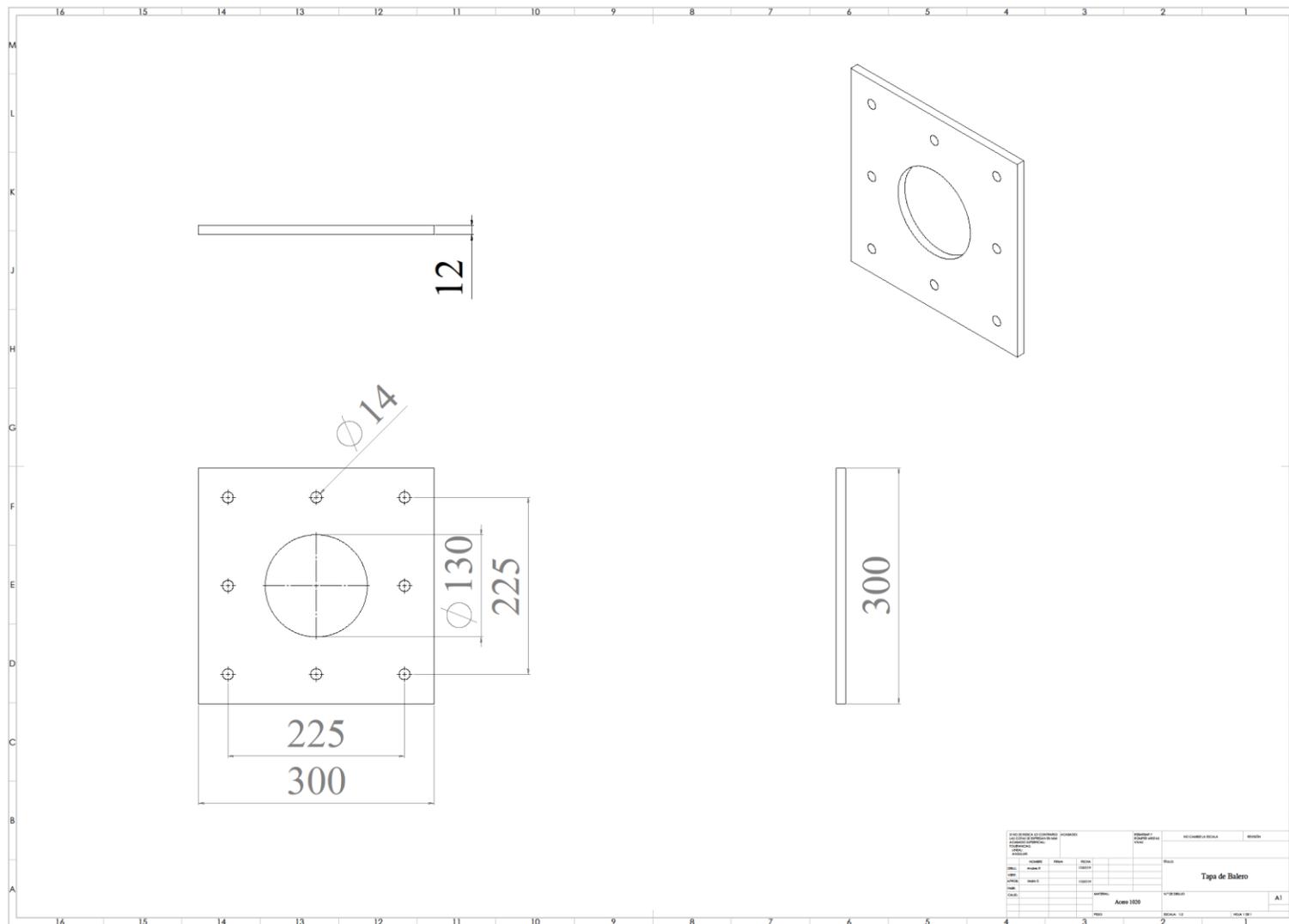


Dibujo 3. Flecha de Baja Velocidad.



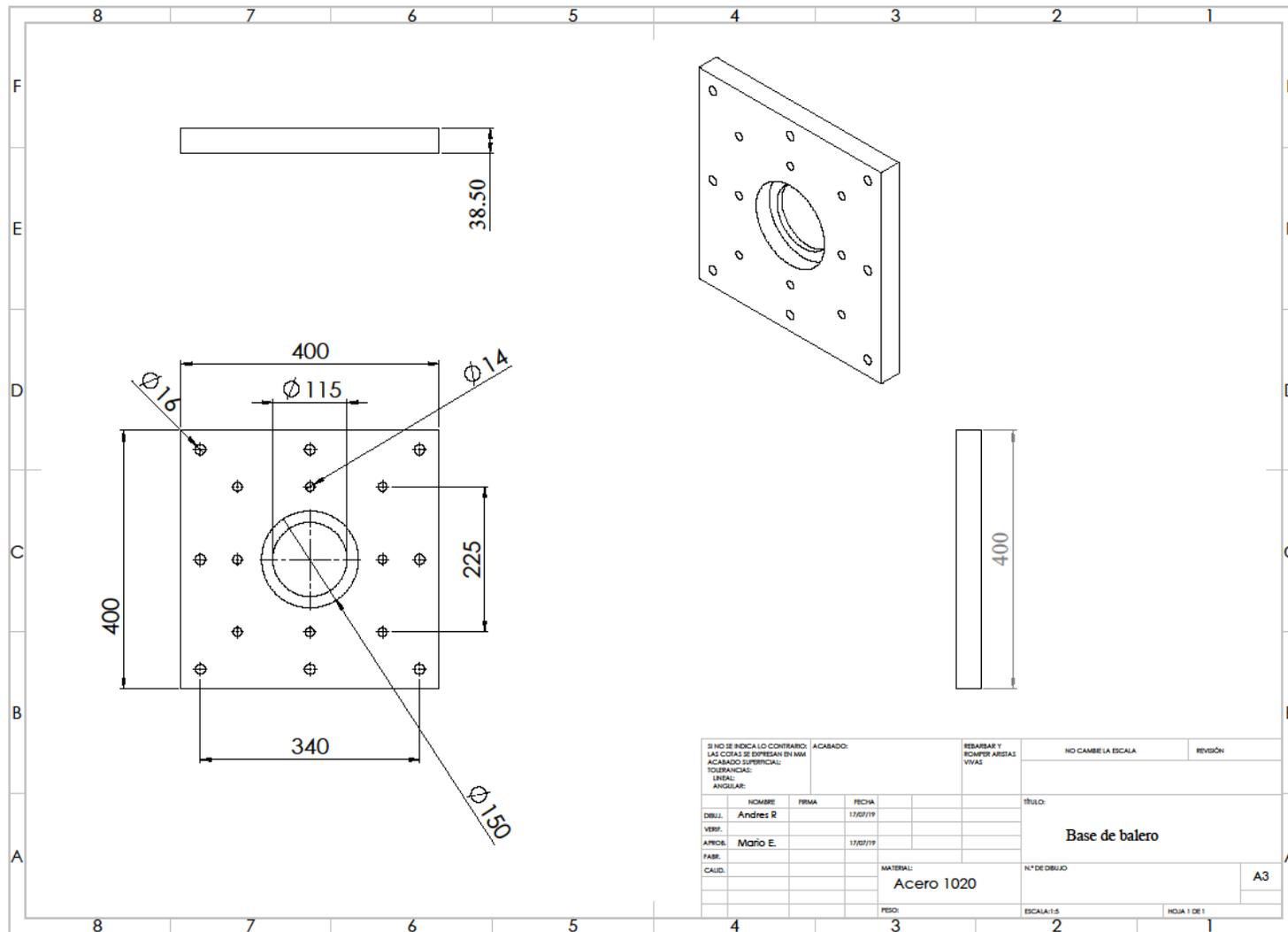
Dibujo 4. Buje de rotor.



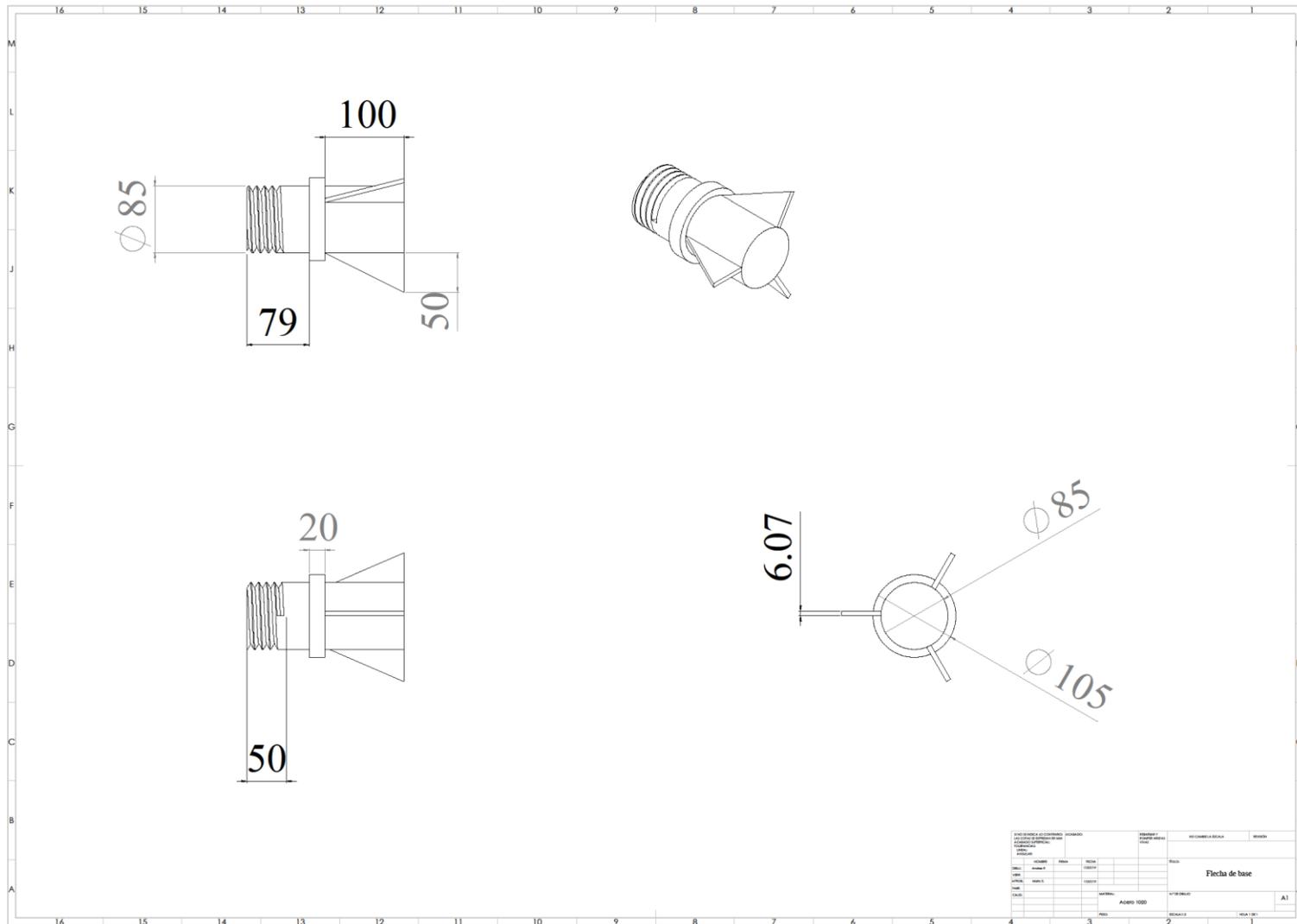


Dibujo 6. Tapa de balero.





Dibujo 7. Base de Balero.



Dibujo 8. Flecha de fijación a torre.



