



**TÍTULO DEL TRABAJO DE GRADO**

Desarrollo de un modelo electromecánico que permita simular un aerogenerador eólico, para el suministro de energía eléctrica en viviendas de zonas rurales del magdalena medio mediante diseño elaborado con la herramienta de software SolidWorks.  
Proyecto de Investigación.

**AUTOR**

Juan Francisco Salas Rojas 1096183612

**UNIDADES TECNOLÓGICAS DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES E INGENIERÍAS  
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA  
BARRANCABERMEJA  
03-06-2020**



**TÍTULO DEL TRABAJO DE GRADO**

Desarrollo de un modelo electromecánico que permita simular un aerogenerador eólico, para el suministro de energía eléctrica en viviendas de zonas rurales del magdalena medio mediante diseño elaborado con la herramienta de software SolidWorks.  
Proyecto de Investigación.

**AUTOR**

Juan Francisco Salas Rojas 1096183612

Trabajo de Grado para optar al título de  
Ingeniero Electromecánico

**DIRECTOR**

Fredy Alberto Rojas Espinoza-Ingeniero Electrónico

GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍAS Y CIENCIAS SOCIALES–DIANOIA

**UNIDADES TECNOLÓGICAS DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES E INGENIERÍAS  
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA  
BARRANCABERMEJA  
03-06-2020**

R-DC-95

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE  
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO Y  
PRÁCTICA

VERSIÓN: 01

Nota de Aceptación

**APROBADO**

---

---

---

---

  
Firma del jurado  
Firma del Jurado

## DEDICATORIA

A mis hijos Samantha Salas Suarez, Juan Francisco Salas Suarez y Natalie Sofia Salas Rivera, quienes son mi motivación principal para continuar luchando por alcanzar las metas propuestas.

A mi mamá Berenice Rojas Navarro, por su constante sacrificio en los momentos difíciles de la vida, para que hoy en día yo pueda disfrutar de este logro.

A las Unidades Tecnológicas de Santander y sus docentes por el esfuerzo en impartir el conocimiento necesario durante toda la carrera universitaria.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco infinitamente a Dios todopoderoso por permitirme avanzar en el logro de mis objetivos profesionales y personales.

TABLA DE CONTENIDO

<b>RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>11</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>12</b>
<b>1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>14</b>
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	14
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	16
1.3. OBJETIVOS.....	17
1.3.1. OBJETIVO GENERAL .....	17
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	17
1.4. ESTADO DEL ARTE / ANTECEDENTES .....	18
<b>2. MARCOS REFERENCIALES .....</b>	<b>25</b>
2.1. MARCO TEÓRICO.....	25
2.1.1. LEY EXPONENCIAL DE HELLMANN (VELOCIDAD MEDIA A LARGO PLAZO).....	37
2.2. MARCO LEGAL .....	38
2.3. MARCO CONCEPTUAL .....	41
2.4. MARCO AMBIENTAL .....	69
2.5. MARCO HISTÓRICO .....	72
<b>3. DESARROLLO DEL TRABAJO DE GRADO .....</b>	<b>79</b>
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	79
3.2. FASES DEL PROYECTO .....	79
FASE 1.....	79
FASE 2.....	84
FASE 4.....	144
<b>4. RESULTADOS .....</b>	<b>172</b>
<b>5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>176</b>
<b>6. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>177</b>
<b>7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>178</b>
<b>8. ANEXOS.....</b>	<b>181</b>

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Tubo de flujo a través del disco.....	27
Figura 2 Relación entre coeficiente de potencia y el TSR .....	34
Figura 3 Relación entre el rendimiento aerodinámico, el TSR y el número de palas para $D/L \rightarrow \lambda$ .....	35
Figura 4 Efectos de la solidez sobre el coeficiente de potencia.....	36
Figura 5 Fuerza debida al gradiente horizontal de presión.....	42
Figura 6 Fuerza de Coriolis.....	43
Figura 7 Fuerza Centrífuga .....	43
Figura 8 Fuerza de Rozamiento.....	43
Figura 9 Fuerzas debidas al gradiente de presión y coriolis.....	44
Figura 10 Centros de Anticiclones y Depresiones.....	44
Figura 11 Fuerzas debidas al gradiente de presión, coriolis y centrífuga .....	45
Figura 12 Brisas de Mar y de Tierra.....	46
Figura 13 Brisa de Valle y de Montaña.....	47
Figura 14 Efecto Foehn .....	47
Figura 15 Variación de la velocidad del viento con la altura.....	48
Figura 16 Perfil de velocidad del viento con la altura .....	49
Figura 17 Efecto de un obstáculo de forma no aerodinámica sobre el flujo del viento (vista lateral, en alzado) .....	49
Figura 18 Efecto de un obstáculo de forma no aerodinámica sobre el flujo del viento (vista superior, en planta).....	49
Figura 19 Zonas de perturbación y turbulencia creadas por edificios y arbolado .....	50
Figura 20 Anemómetro de Cazoletas.....	53
Figura 21 Anemómetro de hélice .....	53
Figura 22 Microturbina de 350W .....	54
Figura 23 Aerogenerador Aeolos-H 30kW .....	55
Figura 24 Aerogenerador Gamesa de 850kW.....	56
Figura 25 Turbina NEG Micon 2 MW .....	57
Figura 26 Posición del rotor respecto al flujo de viento .....	58
Figura 27 Aerogenerador Savonius .....	59
Figura 28 Aerogenerador Darrieus.....	60
Figura 29 Aerogenerador Windside .....	61
Figura 30 Aerogenerador tipo H o Giromill.....	62
Figura 31 Aerogenerador de una pala.....	62
Figura 32. Aerogenerador bipala.....	63
Figura 33. Aerogenerador tripala .....	64
Figura 34 Rotor multipala.....	64
Figura 35 Rotor Jaula de ardilla .....	65
Figura 36 Molinos de viento persa .....	73
Figura 37 Turbina eólica de Blyth.....	75
Figura 38 Primer Aerogenerador Estadounidense .....	75
Figura 39 Aerogeneradores de prueba en 1897 en el instituto de Askov Folk, Askov (Dinamarca).....	76

Figura 40 Mapa de viento en zona magdalena medio.....	81
Figura 41 Zonas de mayor velocidad de viento del magdalena medio .....	81
Figura 42 Mapa de temperatura media anual.....	83
Figura 43 Boceto de aerogenerador rotor tipo H (Giromill).....	86
Figura 44 VAWT, Área barrida.....	87
Figura 45 Figura 46 Relación entre el rendimiento aerodinámico, el TSR y el número de palas para $D/L \rightarrow \tau$ .....	89
Figura 47. Perfil NACA-0009.....	91
Figura 48. Grafica Máximo $CL/CD= 27$ en $\alpha=4^\circ$ .....	91
Figura 49. Grafica Máximo $CL/CD= 74,7$ en $\alpha=8^\circ$ .....	92
Figura 50. Grafica $C_m$ en $4^\circ= -0,02$ .....	92
Figura 51. Perfil NACA-0015.....	93
Figura 52. Grafica Máximo $CL/CD= 24,7$ en $\alpha=6,25^\circ$ .....	93
Figura 53. Grafica Máximo $CL/CD= 77,9$ en $\alpha=9^\circ$ .....	94
Figura 54. Grafica $C_m$ en $6,25^\circ= -0,016$ .....	94
Figura 55. Perfil NACA-0018.....	95
Figura 56. Grafica Máximo $CL/CD= 22,1$ en $\alpha=5,75^\circ$ .....	95
Figura 57. Gráfico Máximo $CL/CD= 77,9$ en $\alpha=10^\circ$ .....	96
Figura 58. Grafica $C_m$ en $5,75^\circ= -0,03$ .....	96
Figura 59. Perfil NACA-0021.....	97
Figura 60. Gráfico Máximo $CL/CD= 19,1$ en $\alpha=5^\circ$ .....	97
Figura 61. Gráfico Máximo $CL/CD= 74,7$ en $\alpha=8,5^\circ$ .....	98
Figura 62. Grafica $C_m$ en $5^\circ= -0,05$ .....	98
Figura 63. Listado de partes de la turbina eólica.....	99
Figura 64. Dimensiones principales del rotor. ....	103
Figura 65. Longitud de cuerda para el perfil seleccionado .....	103
Figura 66. Diagrama de cuerpo libre plano (x-y) .....	104
Figura 67. Masa aproximada del aspa obtenida a través del software Solidworks .....	105
Figura 68. Diagrama de cuerpo libre plano (x-y), carga puntual que ejerce el peso del brazo .....	106
Figura 69. Diagrama de cuerpo libre plano (x-z) .....	107
Figura 70 Diagrama de cuerpo libre plano (x-z), descomposición de fuerzas de sustentación y arrastre.....	108
Figura 71 Coeficiente de arrastre para una barra cilíndrica.....	109
Figura 72. Representación del rotor en el plano (x-z).....	110
Figura 73. Esquema del eje y zonas de trabajo .....	125
Figura 74 Fuerzas que actúan sobre el eje plano (x-y) .....	126
Figura 75 Fuerza del viento sobre las aspas plano (x-z) .....	127
Figura 76 Cargas puntuales que actúan sobre el eje plano (x-y).....	129
Figura 77 Dimensiones y datos de cálculo para el cojinete de brida SKF .....	133
Figura 78. Diámetros para el eje según los cálculos iniciales.....	133
Figura 79 Chaflanes agudo y redondeado .....	134
Figura 80 Factor de concentración de esfuerzo (Flexión).....	135
Figura 81. Diámetros finales para el eje.....	135
Figura 82 Juego de acoplamiento lovejoy AI099 .....	138
Figura 83. Longitudes finales para el eje.....	138

Figura 84. Modelado del eje en el software Solidworks.....	139
Figura 85. Modelado del brazo en el software Solidworks.....	139
Figura 86 Modelado del aspa en el software Solidworks.....	140
Figura 87 Elemento porta-aspas.....	140
Figura 88 Modelado del buje de acople Superior en el software Solidworks. ....	141
Figura 89 Modelado del buje de acople Inferior en el software Solidworks.....	141
Figura 90 Base para el aerogenerador.....	142
Figura 91 Aerogenerador ensamblado en el software SOLIDWORKS.....	142
Figura 92 Esquema de control eléctrico para el aerogenerador .....	158
Figura 93 Generador eléctrico de imanes permanentes MAKEMU .....	159
Figura 94 Esquema del rectificador no controlado de onda completa, con circuito de filtrado.....	160
Figura 95 Controlador híbrido PWM.....	161
Figura 96 Batería serie GP Multipropósito 12V 40Ah .....	163
Figura 97 Inversor de 300W.....	165
Figura 98 Carta de precios de algunos dispositivos eléctricos. ....	171
Figura 99 Zona de Máxima tensión en el eje.....	172
Figura 100 Máximo desplazamiento del eje. ....	173
Figura 101 Deformación Unitaria Estática.....	173
Figura 102 Máxima tensión en el brazo del aerogenerador.....	174
Figura 103 Máximo desplazamiento del brazo .....	174

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Clases y longitudes de rugosidades.....	37
Tabla 2 Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno.....	38
Tabla 3. Clasificación de los vientos según la escala Beaufort .....	50
Tabla 4. Criterios de apreciación de la intensidad del viento en la escala Beaufort.....	51
Tabla 5. Emisiones específicas de gases contaminantes para distintos tipos de centrales. .....	70
Tabla 6. Referencias de niveles sonoros .....	71
Tabla 7 Departamentos y municipios que conforman el magdalena medio .....	79
Tabla 8 Carga energética en una vivienda rural.....	84
Tabla 9 Tabla comparativa de selección para aerogeneradores .....	85
Tabla 10. Clasificación del comportamiento de los perfiles NACA seleccionados .....	99
Tabla 11. Parámetros de diseño para la turbina eólica .....	102
Tabla 12 Coeficientes de sustentación para perfil NACA 0015 .....	112
Tabla 13 Coeficientes de arrastre para perfil NACA 0015 .....	112
Tabla 14. Comportamiento del perfil a diferentes posiciones acimutales .....	114
Tabla 15. Valores de los componentes de las fuerzas .....	115
Tabla 16 Valores máximos de las componentes paralelas a la cuerda del perfil .....	117
Tabla 17 Tamaño de la cuña vs diámetro del eje.....	136
Tabla 18 Características del generador MAKEMU M11 .....	159
Tabla 19 Cuadro comparativo entre 2 tipos de baterías .....	162
Tabla 20 Características de la batería seleccionada .....	163
Tabla 21 Presupuesto .....	170

## RESUMEN EJECUTIVO

El propósito de esta investigación es el diseño de un prototipo de aerogenerador a través del estudio de las teorías y los fundamentos aerodinámicos que permita proponer un modelo, con el cual, se pueda obtener energía eléctrica a través del uso del viento para reducir el consumo de electricidad generada por medios convencionales, (petróleo, carbón, gas e hidroeléctricas) que normalmente se utilizan en una vivienda común para las necesidades básicas.

La metodología a utilizar será de tipo descriptiva y contará con varias fases, en la primera se comenzará a explorar todas las características de la temática en la cual se pretende abarcar lo más importante en cuanto a la discusión del uso del viento que pueda entregar un modelo adecuado de aerogenerador que se adapte al objetivo planteado.

Para la segunda fase lo que se quiere es aplicar todo el conocimiento que ha sido estudiado y por medio de él, calcular los parámetros del diseño que irán dando forma al prototipo. El resto de fases se enfocan en los sistemas eléctricos y electrónicos que tienen el propósito de hacer la conversión, la regulación y el control del recurso obtenido. El esquema eléctrico presenta una vital importancia porque será el encargado de aprovechar el trabajo de la turbina y de entregarlo de forma compatible al usuario final.

Se espera que los resultados obtenidos abran mayor interés en los estudiantes y docentes de las Unidades Tecnológicas de Santander para que le apunten a la investigación del uso de energías limpias, en particular la del viento, con la idea de que de alguna u otra manera se pueda ir eliminando la dependencia a los combustibles fósiles y así, poder reducir poco a poco el impacto al medio ambiente.

**PALABRAS CLAVE:** Aerogenerador, aerodinámico, eólica, energía, rotor.

## INTRODUCCIÓN

La presente investigación es el desarrollo de un diseño de aerogenerador destinado a suplir parte de la energía consumida en hogares de zonas principalmente rurales del Magdalena Medio, a través, del uso de la teoría aerodinámica y los cálculos mecánicos en complemento con la implementación del software Solidworks como recurso para simular el comportamiento del prototipo al interactuar con la fuerza y el flujo del viento.

Este trabajo recopila información importante que permite evaluar las posibilidades del uso de la energía eólica, seleccionar un tipo de máquina que se adapte a la aplicación y emprender un viaje hacia el diseño de cualquier turbina.

El viento es un recurso inagotable y como energía ha demostrado su viabilidad técnica y económica, tanto así, que en los últimos años ha tenido un gran desarrollo (Villarubia López, 2012). Según Alsayid, Alramadhan, Alwesmi, Almansoor, & Alnaseer (2017), con el paso del tiempo el hombre ha ido buscando diferentes maneras de aprovechar el recurso eólico para generar beneficios que al principio se limitaban al uso con molinos y al bombeo de agua. Sin embargo, fue ganando terreno en la generación eléctrica después que Michael Faraday en 1831 descubriera la inducción electromagnética y con ello, luego de un poco más de 50 años se presentó la primera máquina eólica que se usaba para generar electricidad y desde ese momento, no ha parado el intento por crear nuevos diseños que resulten más eficientes a la hora de tomar la fuerza del viento para transformarla en electricidad.

Proponer una turbina eólica parte de que solo es posible obtener el 59,3 % de la energía suministrada por el viento por medio de un rotor eólico, de acuerdo con la ley de Betz. (Villarubia López, 2012) de allí el reto que plantea este trabajo el cual tiene en cuenta diversos factores que influyen en la elaboración de un diseño óptimo y que se estudian en esta investigación de forma explícita con el propósito de facilitar la comprensión a quienes deseen utilizar, fabricar o estudiar los aerogeneradores.

Teniendo en cuenta que en la actualidad a Colombia le hace falta profundizar en el tema de las energías renovables, este trabajo termina por convertirse en una herramienta que fortalece el interés por el conocimiento y la aplicación de las nuevas tecnologías como lo es la ciencia de los aerogeneradores, la aplicación y uso del software Solidworks como elemento de soporte y validación; para el logro de diseños y evolución de las máquinas para que sean más eficientes, que dentro de sus propios límites puedan ser soluciones efectivas a la hora de transformar las fuentes de energía de la naturaleza; aun en los casos en donde puedan parecer escasas. La necesidad de reducir costos y de contribuir con el medio ambiente ha alimentado la solución de esta investigación en la que con el uso de información sobre recursos eólicos estudiados y monitoreados por el IDEAM, permitió localizar la zona más favorable dentro del objetivo establecido, para luego con esa información hacer uso de las diferentes teorías y estudios sobre el viento, la aerodinámica para conseguir un acople entre la turbina y el aire, adecuado para el

R-DC-95

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE  
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO Y  
PRÁCTICA

VERSIÓN: 01

aprovechamiento de la energía y finalmente el apoyo de un software que logró simular el comportamiento de la maquina en los parámetros establecidos.

## 1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

### 1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El estilo de vida actual de la humanidad cada día exige mayores gastos de energía. La llegada de una era en donde la electricidad se ha convertido en el recurso esencial para el funcionamiento de la mayoría de máquinas y aparatos electrónicos cada vez crea una mayor dependencia y necesidad que crece con el pasar del tiempo, si a esto sumamos el hecho de que para obtener electricidad aumentamos el uso de las energías convencionales, es decir, petróleo, carbón y gas, los cuales al quemarse no solo ofrecen energía, sino también un residuo dañino llamado dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) quien es uno de los principales causantes del efecto invernadero que acelera el calentamiento global; la humanidad se ve forzada a climatizar sus entornos porque cada vez la temperatura de la tierra crece y esto solo se traduce en más consumo de energía eléctrica.

Una de las causas más críticas que hace que se dependa casi en su totalidad de la electricidad producida convencionalmente en Colombia, es la falta de conocimiento en las nuevas formas de obtenerlas, a pesar de que en el mundo hoy en día sean ampliamente utilizadas, en el país cafetero se requiere abordar mayoritariamente el tema que por aspectos principalmente políticos que afectan la educación, no cuenta como la suficiente fortaleza para la generación eléctrica limpia. Si a esto se agrega que en Colombia las redes eléctricas no alcanzan a llegar a todos los lugares en donde se encuentran asentamientos humanos, entonces es indispensable buscar la manera de generar la energía en el mismo lugar donde se requiera con recursos naturales diferentes a los ya utilizados; por ejemplo, la energía del viento o la energía del sol que se encuentran disponible en todos los lugares.

En particular resaltan tres aspectos: El primero y más importante es la contaminación producida por el uso de fuentes de generación tradicionales. El segundo obedece a que la energía eléctrica no se lleva a todos los lugares en donde se encuentren asentamientos humanos, y el tercero, se materializa en que el uso de electricidad cada vez es más frenético y por lo tanto los costos por consumo, las altas tarifas que actualmente imponen las compañías de servicio y aún más costoso para alguien que la requiera en un lugar lejos de la zona urbana; hacen que esta gran necesidad venga impulsado masivamente las nuevas formas de obtener la electricidad a partir del uso de los diferentes recursos encontrados en la naturaleza, destacando para este caso la energía eólica, que se aprovecha por medio del uso de una turbina para convertirla en electricidad, aunque el viento está presente en cualquier lugar, aun no tiene gran acogida, a pesar de su potencial.

En la actualidad existen varios diseños con los que se ha tratado de aprovechar al máximo este recurso, pero el campo de las turbinas eólicas aún tiene muchas oportunidades en lugares donde se ignora si su funcionamiento será el esperado y esto sigue dejando de lado esta importante opción, pero seguir a la espera solo pondrá a más población a pagar costos elevados por el transporte y uso de la energía, es decir que se hablaría de un gran impacto social negativo porque gran parte de las ganancias de una familia se estarían utilizando para cubrir gastos por los servicios de energía eléctrica, efecto que ya se está presentando en la actualidad tanto en las zonas urbanas como en

las rurales; también se dejaría de lado la búsqueda en reducir el daño ambiental que trae el uso de las actuales formas de obtener la electricidad y en esa vía, estimando el consumo promedio de una vivienda urbana o rural, se puede plantear la siguiente pregunta: ¿Cuál es la posibilidad de que por medio del uso de la energía eléctrica producida por una turbina eólica, se pueda eliminar progresivamente la dependencia de una vivienda común al consumo de energía eléctrica producida de forma convencional?

## 1.2. JUSTIFICACIÓN

Un hecho muy importante y difícil de ignorar es que se requiere con relativa urgencia entrar en el campo de la generación de energía eléctrica por medio de fuentes limpias, el viento, por ejemplo, es ilimitado y se encuentra disponible en cualquier lugar, ofreciendo una opción para eliminar la dependencia eléctrica nacida de fuentes convencionales. Sin lugar a dudas el cambio climático es más que evidente y concierne a la humanidad empezar a tomar todas las medidas posibles para desacelerar su entrada en rigor. Los gobiernos, las instituciones científicas, las universidades e incluso los colegios se encuentran en la obligación de inducir esfuerzos para la transformación de las actuales formas de obtener el recurso eléctrico sin que causen impactos negativos al medio ambiente, o que por lo menos reduzcan en gran parte los daños de su uso e implementación. Con solo reemplazar en un 10% del suministro de energía que se genera de forma convencional por el que generaría la fuerza del viento, se estaría hablando de un gran impacto positivo para la sociedad y el planeta. Pero esto no solo le apunta a un tema de ahorro de dinero, o a la reducción de los daños ambientales, sino que también fomenta el deseo de trabajar por incursionar en este tipo de tecnologías, por adquirir mayor conocimiento o sencillamente despertaría mayor interés en encontrar formas diferentes a la que se plantea en este proyecto, el cual se enfoca en la energía eólica, que aunque en el mundo ya tiene un avance significativo; en Colombia todavía tiene muchas oportunidades para crecer y expandirse.

Para las Unidades Tecnológicas de Santander un proyecto de investigación de este tipo fortalece su actual propósito institucional de aportar a la sociedad el conocimiento y las herramientas para promover este tipo de iniciativas, además de enaltecer su imagen frente a la ciudad, el país y porque no, en todo el mundo.

### **1.3. OBJETIVOS**

#### **1.3.1. OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar un modelo electromecánico que permita simular un aerogenerador eólico, para el suministro de energía eléctrica en viviendas de zonas rurales del Magdalena Medio mediante diseño elaborado con la herramienta de software SolidWorks.

#### **1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar tratamiento de los datos eólicos para determinar la viabilidad del aerogenerador en zonas rurales del Magdalena Medio y plantear las condiciones de funcionamiento para la turbina eólica mediante la aplicación de los criterios sobre emplazamientos y mediciones establecidas por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM durante los últimos 10 años.
- Seleccionar el tipo de aerogenerador y realizar los cálculos matemáticos para el dimensionamiento de las partes del diseño por medio de la aplicación de teorías y estudios en aerodinámica y diseño de máquinas.
- Realizar el modelado de partes, ensamble y simulación del conjunto de aerogenerador eólico para validar el comportamiento de la máquina mediante la herramienta de software SolidWorks.
- Seleccionar los componentes eléctricos y electrónicos requeridos para establecer el circuito encargado del control del aerogenerador por medio de la ingeniería de detalle.
- Elaborar un presupuesto real de la construcción y montaje del aerogenerador eólico para establecer la relación costo beneficio en zonas rurales mediante cotizaciones de diferentes proveedores.

## 1.4. ESTADO DEL ARTE / ANTECEDENTES

### Diseño mecánico y estructural de un aerogenerador para el uso doméstico

(Macias Soria & Sanchis Magallón, 2017) plantea el objetivo de diseñar un generador de media escala para ser instalado en la terraza de un edificio y que se pueda utilizar en una práctica de laboratorio. Partiendo del diseño y las dimensiones de los álabes, realizando el diseño estructural del aerogenerador y obtener energía eólica a partir de condiciones reales.

Los autores fraccionan el objetivo, empezado con el diseño de los alabes del aerogenerador, el control de velocidades de los alabes, dimensiones y el cálculo dinámico a través del estudio de las tensiones y deformaciones que sufrirán los alabes cuando sean sometidos a cargas de viento (Macias Soria & Sanchis Magallón, 2017).

Para realizar el prototipo, el autor recopila información de los tipos de aerogeneradores, eligiendo uno de eje horizontal de 3 aspas, luego recoge información sobre las condiciones del lugar donde va a funcionar, por ejemplo, el flujo del viento, la velocidad y variación con el tiempo (Macias Soria & Sanchis Magallón, 2017).

Con la información anterior, los autores emplean los cálculos que determinan los parámetros que deberá tener el aerogenerador en toda la configuración, especialmente en las aspas, las cuales se someten a varios estudios a través de un software para determinar el mejor perfil y el mejor comportamiento frente a las condiciones dadas (Macias Soria & Sanchis Magallón, 2017).

Al prototipo también se le ha diseñado un sistema de frenado que permite detener el giro con un mecanismo que cambia el ángulo de ataque de las aspas (Macias Soria & Sanchis Magallón, 2017).

Luego de finalizar el proyecto el autor destaca como conclusión el hecho de haber realizado un estudio de un sistema de frenado integrado en las aspas del aerogenerador, dicho sistema ha consistido en cambiar de manera manual, mediante un mecanismo la posición angular de los álabes (Macias Soria & Sanchis Magallón, 2017).

El autor resalta que el proyecto realizado no contempla de manera rigurosa la aerodinámica de los álabes pues se hace necesario implementar túneles de viento como herramienta de estudio en el comportamiento del aerogenerador. Por último, el autor refiere que tuvo problemas en el proceso de fabricación, sobre todo por el manejo de los materiales usados para fabricar las aspas y enmarca que, para la viabilidad del proyecto, se requiere que en el lugar circule vientos a velocidades superiores a los 5m/s (Macias Soria & Sanchis Magallón, 2017).

## **Diseño, fabricación y prueba de un molino de viento de eje vertical de bajo costo para generación de potencia de baja potencia**

(Singh Rathore, Dalmia, Tamakuwala, & Manavalla, 2016) Los autores describen la energía eólica como un recurso utilizado desde hace mucho tiempo para producir energía mecánica o para la navegación. Sin embargo, con la llegada del carbón y del petróleo, se fue dejando a un lado; hoy en día, aprovechar la energía del viento ya se ha convertido en una de las opciones más destacadas para sustituir poco a poco el uso de los combustibles fósiles.

Para usar el viento, se han construido 2 tipos de turbinas eólicas: las de eje horizontal y las de eje vertical; para la investigación mencionada, el objetivo es el diseño de una turbina de eje vertical puesto que los investigadores plantean realizar un prototipo de turbina portátil, que genere electricidad en corriente continua para usar en equipos de bajo voltaje como los teléfonos móviles, tabletas y bancos de baterías (Singh Rathore, Dalmia, Tamakuwala, & Manavalla, 2016).

La propuesta de los autores consistía en que la turbina eólica pudiera suministrar energía durante un desastre natural, como terremotos, ciclones e inundaciones; que pudiera ser útil durante calamidades naturales, cuando falla el suministro de energía normal de la red (Singh Rathore, Dalmia, Tamakuwala, & Manavalla, 2016).

La investigación comienza con la realización de análisis a través de un software de simulación de diferentes diseños propuestos. Con ello se calculan las dimensiones de las partes y el material de las cuchillas o aspas (Singh Rathore, Dalmia, Tamakuwala, & Manavalla, 2016).

Los autores plantean parámetros de diseño los cuales se utilizan para ajustar el prototipo al alcance establecido. Ejemplo: El material de las aspas debe ser ligero y de bajo costo, también se toma en cuenta que para cargar un teléfono móvil se requieren de 2 a 6 Watts, por tal motivo el prototipo de la turbina eólica deberá suministrar 10 Watts, teniendo en cuenta las pérdidas. Con dichos parámetros y el valor fijado de potencia a conseguir, a través de la ecuación estándar de potencia basada en energía cinética se obtiene el diámetro que deberá tener el perfil de las aspas (Singh Rathore, Dalmia, Tamakuwala, & Manavalla, 2016).

Con ello se realizan las simulaciones en el software a diferentes velocidades del aire, con lo cual, arroja las fuerzas de arrastre de las diferentes configuraciones probadas, luego se selecciona el perfil de aspa que genera mayor par y después se selecciona el material de las aspas; descartando entre los más livianos y el de mejores propiedades mecánicas. Para el eje se tuvieron en cuenta las normas de diseño y recomendaciones (Singh Rathore, Dalmia, Tamakuwala, & Manavalla, 2016).

Cuando ya se tienen todos los cálculos, se realizan los planos y se fabrican las partes; luego se realiza el ensamble y se coloca a prueba el prototipo, arrojando como resultado

para una velocidad de viento de 5m/s, una tensión máxima de 0,2 V y una corriente máxima de 90mA (Macias Soria & Sanchis Magallón, 2017).

Se usaron cinco perfiles de hoja diferentes para comparar y analizar bajo el dominio del software considerando las variaciones en la proporción, velocidad y material de las hojas. El perfil de la cuchilla con una relación h/R (altura/radio) igual a 1 se obtuvo como el perfil óptimo, ya que generó una fuerza de arrastre máxima entre todos los demás perfiles. El mayor valor de la fuerza de arrastre corresponderá a un mayor par motor y, por lo tanto, a una mejor capacidad de arranque automático de la turbina incluso a bajas velocidades del viento (Macias Soria & Sanchis Magallón, 2017).

Los autores alegan que el aluminio es el mejor material teniendo en cuenta factores como buena resistencia, peso ligero, económica y mínima deformación en comparación con otros materiales. El diseño optimizado fue fabricado y probado con éxito. La producción eléctrica fue generada y demostrada. La salida se midió usando un multímetro. La salida eléctrica generada es la siguiente: Corriente máxima - 90 mA Tensión máxima - 0,2 V (Macias Soria & Sanchis Magallón, 2017).

### **Diseño y construcción de prototipo de aerogenerador de eje vertical para el acoplamiento de un sistema de producción eléctrica con generador de desplazamiento lineal de imanes permanentes.**

El trabajo de Cueva Quevedo(2014), consistió en el diseño y construcción de un aerogenerador de eje vertical para el acoplamiento a un generador de desplazamiento lineal para una potencia nominal de 100W y por medio de ello abastecer de energía eléctrica a pequeños consumidores alejados de la red eléctrica.

Se plantean una serie de objetivos que dirigen el trabajo, comenzando con el estudio de las condiciones del viento y condiciones topográficas en el sitio de emplazamiento, el diseño conceptual, definiendo la topología del prototipo. La simulación de la resistencia de materiales en el funcionamiento del aerogenerador y la construcción del aerogenerador de eje vertical para el acoplamiento al generador de tipo lineal de imanes permanentes(Cueva Quevedo, 2014).

Con una revisión de todos los diseños existentes de aerogeneradores para realizar una selección apropiada del tipo de diseño más adecuado y de acuerdo a los lineamientos establecidos, el autor aborda los tipos de rotores y generadores que se pueden acoplar para realizar la conversión de energía y luego con el uso de las teorías plantea el modelo a fabricar.

El autor realiza la fabricación, pero no logra trasladar completamente los resultados de los cálculos en las partes, sin embargo, mantiene una diferencia menor entre el diseño y las partes fabricadas (Cueva Quevedo, 2014).

Como conclusiones del proyecto, el autor logra el diseño y construcción del prototipo de aerogenerador de eje vertical para el acoplamiento de producción eléctrica con generador de desplazamiento lineal de imanes permanentes con las siguientes dimensiones: Diámetro = 1.5m y altura = 3m. El prototipo funcionó con velocidades iniciales de viento

de 4 m/s, gracias a que se implementó un rotor tipo Savonius se lograron hacer las pruebas de funcionamiento con la velocidad de viento de 6.5 m/s (Cueva Quevedo, 2014).

A causa de que no se logró fabricar la forma exacta planteada en el diseño, sólo se consiguió un rendimiento aerodinámico de un 24% de los 35% previstos; el autor justifica la causa argumentando que no se contó con la tecnología requerida para la construcción de las aspas como se habían diseñado, por lo tanto de la potencia de 100 W esperada, sólo se lograron 63W, con la velocidad de viento máxima encontrada de 6.5 m/s en el lugar de las pruebas (Cueva Quevedo, 2014).

### **Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de 60 W, para suministro eléctrico de zonas urbanas.**

Lugo, (2015) Realizó el diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical tipo Savonius, para el suministro eléctrico de zonas urbanas; para tal fin, se realizó un análisis sobre el potencial eólico de la Universidad Distrital Francisco José De Caldas sede Tecnológica; luego se seleccionó el aerogenerador más apropiado a partir de cuatro opciones. Una vez escogida la mejor opción se delimitaron y definieron todas las variables, incluyendo aspectos de materiales, geometría y resistencia. Una vez realizado el diseño preliminar, se procedió a generar planos y así realizar el proceso de fabricación. Finalmente se realizó el ensamblaje y puesta a punto del equipo para realizar pruebas y validar los cálculos iniciales.

El objetivo de los autores fue el de Diseñar y construir un prototipo de turbina eólica que generara 60 W en un rango de velocidades promedio del viento entre 2 y 4 m/s para la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, se estudiaron las condiciones del lugar en el cual el equipo debía que funcionar, se revisaron los tipos de turbinas y se seleccionó la que mejor cumplía los requerimientos, para el caso la turbina de tipo Savonius(Lugo Garcia & Bejarano Acero, 2015).

En las conclusiones del proyecto, se detectaron altas vibraciones debido al tamaño del prototipo, al parecer según el autor, la estructura no tenía la rigidez adecuada, es posible que los espesores de los soportes no eran los apropiados para evitar las pérdidas de energía a través de los movimientos de las partes que solo debían servir de soporte y sujeción (Lugo Garcia & Bejarano Acero, 2015).

Además de la vibración, el diseño final ya ensamblado no permitía ser movido a otros lugares con facilidad; la transmisión por cadena elegida también tiene oportunidades de mejora en cuanto a la versatilidad en adaptarse a otro tipo de motores (Lugo Garcia & Bejarano Acero, 2015).

Por otra parte, el sistema eléctrico queda solamente para pruebas, pues cuenta únicamente con una batería que al completar la carga se dejará de recoger la energía; el autor recomienda implementar un sistema automatizado que la recoja a cada momento (Lugo Garcia & Bejarano Acero, 2015).

La velocidad promedio del viento en la zona donde se puso a prueba el aerogenerador, es de 3,5 m/s, el diseño planteado necesariamente tendría que ser de mayor tamaño para obtener una potencia de 60W; el diseño actual sólo genera 10 W de potencia, por lo tanto, la velocidad del viento debería superar los 6 m/s para que se puedan lograr los 60 W; por tal motivo, los autores recomiendan, en caso de usar el diseño planteado, un sistema eólico compuesto de 6 aerogeneradores que produzcan los 10 W cada uno (Lugo Garcia & Bejarano Acero, 2015).

### **Diseño de un generador eólico de eje vertical de baja potencia**

Torres Morimitsu(2015), comienza determinando el potencial eólico en la zona de la universidad tecnológica de Pereira, en la vereda Julita, estableciendo diferentes parámetros para medir la velocidad del viento y demás variables, apoyándose en los datos provenientes de un sitio cercano, la estación meteorológica en la vereda Mundo nuevo a 4 km del lugar en donde se propone la instalación del aerogenerador. El tratamiento de los datos arrojó una velocidad de viento media anual de 0,8 m/s y una velocidad máxima de 4 m/s aproximadamente, con los valores encontrados se procesan los cálculos de rugosidad de acuerdo al terreno, que afectan y modifican el potencial eólico de la zona, obteniéndose una velocidad nominal de 4,2 m/s.

Por otra parte, se creó una matriz de decisión de donde se dedujo que el tipo de aerogenerador correcto para el diseño, era el Savonius por tanto, en el desarrollo del proyecto, el autor emplea los cálculos aerodinámicos que le permiten tener los datos más importantes para el diseño de la turbina eólica; como se optó por el modelo Savonius, el autor utilizó las especificaciones para este tipo de turbina que se basa en el uso de la fuerza de arrastre(Torres Morimitsu, 2015).

Luego de computar los diferentes valores de los cálculos realizados, se establecen los criterios para la elaboración del eje de la máquina, el soporte de todo el conjunto eólico, los elementos que soportan las fuerzas y los que se encargan de transmitir la potencia generada (Torres Morimitsu, 2015).

Por último, el autor realizó el modelamiento de aerogenerador diseñado en el software Solidworks con el propósito de desarrollar la simulación del flujo sobre la estructura y el análisis de elementos finitos que a su vez le permitieron determinar si el modelo diseñado cumple con los parámetros mínimos de resistencia (Torres Morimitsu, 2015).

Los resultados del análisis a través del software arrojaron que el sistema eólico planteado no presentará fallas y con ello también se validan los materiales seleccionados (Torres Morimitsu, 2015).

Las conclusiones que destaca el autor sobre el proyecto indican que la revisión de toda la información permitió seleccionar el tipo de aerogenerador adecuado a las condiciones de viento encontradas en el lugar en donde se planteó instalar. También enfatiza que el uso del programa para simular las condiciones del aerogenerador permitió aprobar el diseño y los componentes (Torres Morimitsu, 2015).

## **Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para generación a baja potencia**

Orduz Berdugo & Suárez Perez (2011), realizaron una evaluación del potencial eólico en 3 zonas significativas las cuales fueron en Bucaramanga, Piedecuesta y el municipio de Mongua. Habiendo seleccionado la zona del municipio de Monga en la vereda de Lagunillas, procedieron al tratamiento de los datos registrados en aquel sitio por medio de estadística, en particular la distribución de Weibull; el valor de velocidad de viento determinado para el diseño fue de 7,04 m/s.

En el desarrollo del proyecto los autores emplearon las ecuaciones para determinar las dimensiones del aerogenerador, teniendo en cuenta el potencial eólico. También seleccionaron un perfil aerodinámico basándose en la serie NACA (National Advisory Committee of Aeronautics) 0018, que según los autores presenta características deseables para el aerogenerador, por una mayor relación de coeficientes de elevación-arrastre y menores ángulos de ataque. Con este perfil los autores lograron calcular las expresiones necesarias con las que plantearon el diseño del eje (Orduz Berdugo & Suárez Perez, 2011).

Por otro lado, los autores optaron por el diseño de un generador de imanes permanentes ya que aducen que se requería de una máquina con características especiales para que se adaptara al prototipo eólico, siendo que un generador comercial no era adsequible con las especificaciones necesarias (Orduz Berdugo & Suárez Perez, 2011).

Después del diseño del generador los autores entran en la etapa del desarrollo del prototipo al detalle con el uso de un software llamado Solidged para simular cargas y finalmente lograr construirlo (Orduz Berdugo & Suárez Perez, 2011).

Los resultados se obtuvieron luego de tratar de llevar el producto a las condiciones de trabajo nominal con la cual se diseñó, es decir, los autores realizaron pruebas colocando el prototipo sobre un vehículo que se movía a diferentes velocidades; el comportamiento mecánico más cercano al valor de diseño de 7,04 m/s, generó 12,315 vatios a 210 rpm; sin embargo luego a la salida del generador sólo se obtuvieron 11,2 v a 300 rpm (Orduz Berdugo & Suárez Perez, 2011).

Para Orduz Berdugo & Suárez Perez (2011), como conclusiones relevantes del proyecto mencionan que:

- La turbina logró generar 44W de potencia a velocidades de viento superiores a 10 m/s pues no se tuvieron en cuenta muchos factores a profundidad.
- La potencia del prototipo no supe las necesidades de energía de una vivienda promedio, pero argumentan que realizando mejoras en el tamaño y algunas variables en el diseño, se pueden tener cantidades de energía considerables o en cambio, se podría contemplar la combinación con otro tipo de fuentes de energía.

R-DC-95

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE  
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO Y  
PRÁCTICA

VERSIÓN: 01

- El modelo matemático no correspondió exactamente con el comportamiento en las pruebas ya que no tenía en cuenta aspectos aerodinámicos.
- El valor de arranque de la turbina fue alrededor de 3,5 m/s debido a la alta solidez, según los autores se puede optimizar implementando sistemas de control que orienten el ángulo de cabeceo de los alabes.
- La instalación de un banco de baterías es necesaria para recoger constantemente la energía producida aún en momentos donde la velocidad del viento sea baja.

## 2. MARCOS REFERENCIALES

### 2.1. Marco Teórico

#### Potencia del viento

Para generar electricidad a partir del viento se requiere tomar la energía que lleva. Para el caso de los aerogeneradores, el viento interactúa con las aspas del rotor provocando que la energía cinética sea transformada a energía mecánica, para luego finalmente convertirla en energía eléctrica (Villarubia Lopez, 2012).

La ecuación de la energía cinética  $E_c$  es:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V_0^2 \quad \text{Ecuación ( 1 )}$$

Donde:

$E_c$ : Energía Cinética

$m$ : Masa de aire

$V_0$ : Velocidad del aire

La potencia se halla con la derivada de la energía, para el caso la energía cinética, asumiendo que la velocidad es constante (Villarubia Lopez, 2012).

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \frac{dm}{dt} \cdot V_0^2 \quad \text{Ecuación ( 2 )}$$

Donde:

$dE/dt$ : Derivada de la energía cinética respecto al tiempo

$dm/dt$ : Derivada de la masa del aire respecto al tiempo

$V_0$ : Velocidad del aire

$$\frac{dm}{dt} = \rho \cdot V_0 \cdot A \quad \text{Ecuación ( 3 )}$$

Donde:

$dm/dt$ : Derivada de la masa del aire respecto al tiempo

$\rho$ : Densidad del aire

$A$ : Área

$V_0$ : Velocidad del aire

Se reemplaza el equivalente de la derivada de la masa respecto al tiempo en la ecuación (2), y se tiene la ecuación para calcular la potencia disponible del viento  $P_{disponible}$  (Villarubia Lopez, 2012).

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_0 \cdot A \cdot V_0^2 \quad \text{Ecuación ( 4 )}$$

Donde:

P: Potencia disponible

dE/dt: Derivada de la energía cinética respecto al tiempo

$\rho$ : Densidad del aire

A: Área

$V_0$ : Velocidad del aire

$$P_{disponible} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_0^3 \quad \text{Ecuación ( 5 )}$$

Donde:

P: Potencia disponible

$\rho$ : Densidad del aire

A: Área

$V_0$ : Velocidad del aire

## Ley de Betz

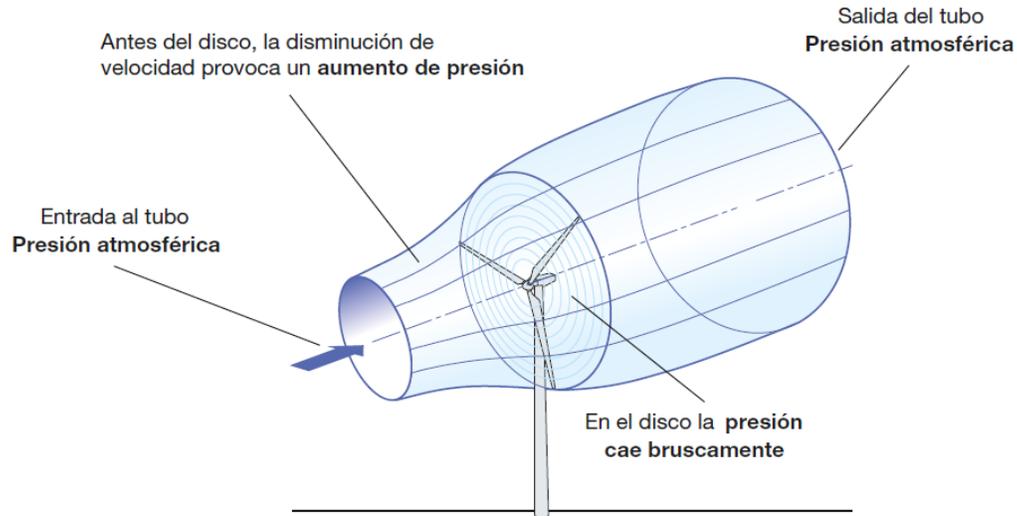
En un aerogenerador ideal la potencia extraída del viento se puede determinar con la ecuación de potencia disponible. Albert Betz planteo un modelo simplificado el cual contempla, que entre mayor sea la energía cinética que la turbina logre tomar del viento, menor será la velocidad de salida del mismo (ABB, 2012).

La teoría de Betz se basa en las siguientes hipótesis:

- El conjunto de las palas del aerogenerador equivale a un "disco poroso" de espesor nulo – disco actuador con un número infinito de palas;
- La masa de aire que fluye a través del disco permanece separada de la masa que lo rodea – tubo de flujo;
- La masa de aire fluye sólo en dirección longitudinal;
- La deceleración del aire en el disco actuador se distribuye uniformemente en toda la sección del disco;
- En las secciones suficientemente lejanas aguas arriba y aguas abajo la presión es igual a la atmosférica;
- Aparte del aerogenerador, el flujo eólico no encuentra obstáculos ni antes ni después;
- El viento es estacionario y la intensidad permanece constante con la altura;

- No se producen efectos rotativos sobre la masa de aire;
- Se desprecia la compresibilidad del aire, es decir, la densidad se considera constante.

Figura 1 Tubo de flujo a través del disco



Fuente: (ABB, 2012)

Según (López, 2012), el teorema de Betz establece un límite máximo para la potencia que puede extraerse del flujo de un viento de velocidad  $v$ .

Sea un flujo de aire que a través del área  $A$  barrida por un rotor. El aire se toma como un fluido incompresible, es decir de densidad constante, pues los cambios de presión y temperatura no son significativos.

La ecuación de continuidad:

$$v_1 \cdot A_1 = v \cdot A = v_2 \cdot A_2 \quad \text{Ecuación ( 6 )}$$

Donde:

$v_1$ : Velocidad de entrada

$v_2$ : Velocidad de salida

$A_1$ : Área de entrada

$A_2$ : Área de salida

$v$ : Velocidad del aire a través de la sección  $A$  del rotor

El caudal másico:

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v \quad \text{Ecuación ( 7 )}$$

Donde:

$\dot{m} = \rho Av$ : Caudal másico

$\rho$ : Densidad del aire

A: Área barrida por el rotor

v: Velocidad del aire a través de la sección A del rotor

$\dot{m} = \rho Av$

Se calcula la fuerza F que el fluido ejerce sobre el rotor, se determina a partir de la variación de la cantidad de movimiento del fluido (Villarubia Lopez, 2012).

$$F = m \cdot (v_1 - v_2) = \rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \quad \text{Ecuación ( 8 )}$$

Donde:

F: Fuerza del fluido sobre el rotor

m: Caudal másico

$\rho$ : Densidad del aire

A: Área barrida por el rotor

v: Velocidad del aire a través de la sección A del rotor

$v_1$ : Velocidad de entrada

$v_2$ : Velocidad de salida

Aplicando el teorema de Bernoulli entre las secciones 1 y 2, y suponiendo que se cumple aproximadamente:  $A_1 \approx A_2 \approx A$ , se tiene:

$$F = (p_2 - p_1) \cdot A = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad \text{Ecuación ( 9 )}$$

Donde:

F: Fuerza del fluido sobre el rotor

$p_1$ : Presión en la entrada

$p_2$ : Presión en la salida

$\rho$ : Densidad del aire

A: Área barrida por el rotor

$v_1$ : Velocidad de entrada

$v_2$ : Velocidad de salida

A partir de las expresiones anteriores se obtiene para la velocidad del viento ( $v$ ) en el plano del rotor:

$$v = 0,5 \cdot (v_1 + v_2) \quad \text{Ecuación ( 10 )}$$

Donde:

v: Velocidad del viento

$v_1$ : Velocidad de entrada

$v_2$ : Velocidad de salida

La potencia (P) que el flujo de aire cede al rotor de la máquina es el producto de la fuerza por la velocidad ( $P = Fv$ ). Combinando las ecuaciones (8) y (9) se tiene:

$$P = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad \text{Ecuación ( 11 )}$$

Donde:

P: Potencia que el aire cede al rotor

$\rho$ : Densidad del aire

A: Área barrida por el rotor

$v_1$ : Velocidad de entrada

$v_2$ : Velocidad de salida

La condición de máxima potencia se determina:  $dP/dv = 0$   $dP/dv = 0$ , lo que conduce a que la máxima potencia se alcanza para una velocidad  $v_2 = v_1/3$ . (Villarubia Lopez, 2012) Sustituyendo en la ecuación (11) Se obtiene la potencia máxima  $P_{max}$  que teóricamente puede extraerse de un flujo de viento de velocidad  $v_1$  y viene dada por:

$$P_{max} = \frac{16}{54} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 = \frac{16}{27} \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \right) = \frac{16}{27} \cdot P_d \quad \text{Ecuación ( 12 )}$$

$$= 0,593P_d$$

Donde:

$P_{max}$ : Máxima potencia

$P_d$ : Potencia disponible

$\rho$ : Densidad del aire

A: Área barrida por el rotor

$v_1$ : Velocidad de entrada

La expresión anterior constituye el teorema de Betz, según el cual la energía máxima que teóricamente puede ser aprovechada del viento es solo el 59,3% de la energía disponible (energía cinética que lleva el viento) (López, 2012).

Walker y Jenkins (1997) citado por Hernán De Battista (2000, p. 17), menciona que si bien el límite ha sido determinado para una turbina de eje horizontal, es válido para todo tipo de turbinas eólicas.

Debido a las pérdidas en la conversión, las turbinas reales tienen coeficientes de potencia cuyos valores máximos alcanzan a 0,42 (Battista, 2000).

$$\left( E = \frac{C_a}{C_b} \right)$$

## Perfil aerodinámico

De acuerdo con Casas García(2014), un perfil aerodinámico es un cuerpo que debido a la forma que posee, permite utilizar al máximo la fuerza de una corriente de aire. Un perfil aerodinámico es la sección transversal de un aspa en un aerogenerador

Prácticamente, un buen perfil significa una conversión de energía más favorable, puesto que la función que tiene es precisamente que permita aprovechar el potencial eólico lo más eficiente posible cuando se esté en contacto con el flujo de aire(Casas García, 2014).

Los perfiles se diseñan para que cumplan determinadas funciones, por lo tanto, a cada uno se les realizan estudios de comportamiento con el viento a diferentes velocidades, con el fin de establecer las principales características de cada uno. En la actualidad se encuentran disponibles familias de perfiles usados para muchas aplicaciones(Casas García, 2014).

## Tipos de perfiles

Existen varios tipos de perfiles agrupados en familias, algunos de ellos son:NACA, TsAGI, Joukowski, Clark Y, RAF, Gottingen, Eppler, NLF, GA, Wortmann. La familia de perfiles NACA es la más común y utilizada para aerogeneradores.

## Fuerzas sobre un perfil

### Fuerzas de sustentación y arrastre

Cuando un cuerpo se encuentra situado en el seno de un fluido, recibe una fuerza en la dirección del movimiento del fluido que se le denomina fuerza de arrastre  $F_D$ , también experimenta otra fuerza perpendicular a la anterior llamada fuerza de sustentación  $F_L$ .

Para el caso de los aerogeneradores, la fuerza de sustentación tiene más importancia que la fuerza de arrastre, sin embargo, en algunos tipos como el aerogenerador vertical savonius y los multipala se obtiene el par motor desde la fuerza de arrastre (Battista, 2000).

### Fuerza de sustentación

Tomando como ejemplo el perfil de un aspa, se muestra las líneas de corriente de flujo que se deforman al pasar a través de este. El ángulo de ataque del aspa produce una desviación del flujo de aire hacia abajo. Por encima del alerón, las líneas de corriente se concentran, mientras que por debajo se separan. Por la ley de continuidad, la velocidad aumenta por encima del alerón y disminuye por debajo. Luego, por el principio de Bernoulli, se produce una diferencia de presión entre ambas caras del alerón, dando lugar a una fuerza ascendente llamada fuerza de sustentación  $F_L$ . Este análisis es, por supuesto, consistente con la tercera ley de Newton. En efecto, el alerón ejerce una fuerza sobre el aire para

cambiar la dirección del flujo, y la reacción a esta fuerza es la fuerza ascendente o de sustentación ejercida por el aire sobre el alerón. (Battista, 2000, p. 17)

### Fuerza de arrastre

Todo cuerpo sumergido en un fluido viscoso es sometido a una fuerza en la dirección del flujo llamada fuerza de arrastre  $F_D$ . El alabe es diseñado de manera que pueda evitar turbulencias en el flujo de aire, y así minimizar la fuerza  $F_D$ . Sin embargo, cuando el ángulo de ataque supera cierto valor, el flujo deja de ser laminar, es decir, las líneas de corriente se separan de la cara superior del alabe. Cuando el alerón trabaja en estas condiciones, la fuerza de arrastre aumenta considerablemente, y se dice que el alerón entra en pérdida. (Battista, 2000, p. 17)

Las fuerzas de arrastre ( $F_D$ ) y sustentación ( $F_L$ ) se expresan:

$$F_D = C_D \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot w^2 \right) \quad \text{Ecuación ( 13 )}$$

Donde:

$F_D$ : Fuerza de arrastre

$C_D$ : Coeficiente aerodinámico de resistencia (drag)

$\rho$ : Densidad del aire

A: Área característica, producto de la cuerda por la envergadura o longitud ( $A=lb$ )

w: módulo de la velocidad relativa del viento respecto a la pala (m/s)

$$F_L = C_L \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot w^2 \right) \quad \text{Ecuación ( 14 )}$$

Donde:

$F_L$ : Fuerza de sustentación

$C_L$ : Coeficiente aerodinámico de sustentación (lift)

$\rho$ : Densidad del aire

A: Área característica, producto de la cuerda por la envergadura o longitud ( $A=lb$ )

w: módulo de la velocidad relativa del viento respecto a la pala (m/s)

### Coeficientes de sustentación y arrastre

$C_L$  y  $C_D$  son los coeficientes de sustentación y de arrastre respectivamente. Dependen de la geometría del cuerpo, de la dirección de la velocidad relativa del fluido respecto del cuerpo (ángulo de ataque) y del número de Reynolds (Villarubia, 2012).

Según Casas García(2014), "Los parámetros más importantes de los perfiles son los coeficientes de sustentación ( $C_L$ ) y arrastre ( $C_D$ ), de los cuales depende la fuerza aerodinámica resultante del perfil" (p. 28).

Por otro lado, en un aspa eólica, como en todo perfil de ala, cuanto menor sea la fuerza de resistencia con respecto a la fuerza de sustentación, mayor será la eficiencia E(ABB, 2012).

$$E = \frac{C_L}{C_D} \quad \text{Ecuación ( 15 )}$$

Donde:

E: Eficiencia

$C_L$ : Coeficiente aerodinámico de sustentación (lift)

$C_D$ : Coeficiente aerodinámico de resistencia (drag)

### Potencia eólica extraída coeficientes de potencia y de par

La energía que el viento transfiere al rotor de una turbina eólica solo es una porción de la que contiene, ya que no toda la energía es tomada por los alabes y la que se logra recoger también se distribuye en algunas pérdidas como los rozamientos aerodinámicos y mecánicos(Villarubia Lopez, 2012).

La potencia que el rotor obtiene se conoce como potencia al freno o potencia en el eje del rotor.

Existe una relación entre la potencia en el eje (P) y la potencia eólica disponible ( $P_D$ ) a través de un coeficiente de potencia ( $C_p$ )(Villarubia Lopez, 2012).

$$C_p = \frac{P}{P_d} = \frac{P}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A} \quad \text{Ecuación ( 16 )}$$

Donde:

E: Eficiencia

$C_p$ : Coeficiente de potencia

$P_d$ : Potencia eólica disponible

P: Potencia del eje.

$\rho$ : Densidad del aire

v: Velocidad del aire

A: Área

El desempeño de la turbina está dado por el coeficiente de potencia  $C_p$ . Este coeficiente representa la energía producida por la turbina como una parte de la energía del viento que pasa a través del área transversal del rotor(Bravo, 2016).

$$C_p = \frac{\text{Energía mecánica capturada por las aspas}}{\text{Energía disponible del viento}} \quad \text{Ecuación ( 17 )}$$

## Relación de velocidad periférica (TSR)

La siguiente definición estipula que:

La relación de velocidad específica o periférica TSR, Tip-Speed-Ratio, es un término que sustituye al número de revoluciones por minuto  $n$  del rotor; sirve para comparar el funcionamiento de máquinas eólicas diferentes, por lo que también se le suele denominar velocidad específica. (Díez, 2000, p. 61)

Según (Bravo, 2016), el coeficiente de potencia depende fuertemente de la relación de velocidad tangencial o TSR (tip speed ratio). Este término se define por la relación entre la velocidad tangencial y la velocidad del viento. Se utiliza para comparar el funcionamiento de distintas turbinas eólicas.

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\Omega \cdot R}{v} = \frac{2 \cdot \pi \cdot n \cdot R}{60 \cdot v} \quad \text{Ecuación ( 18 )}$$

Donde:

$\lambda$ : Tip speed ratio.

$u$ : Velocidad lineal del extremo de la pala del rotor del generador (m/s).

$\Omega$ : Velocidad de rotación del rotor del generador (rad/s).

$n$ : Velocidad de rotación del rotor del generador (rpm).

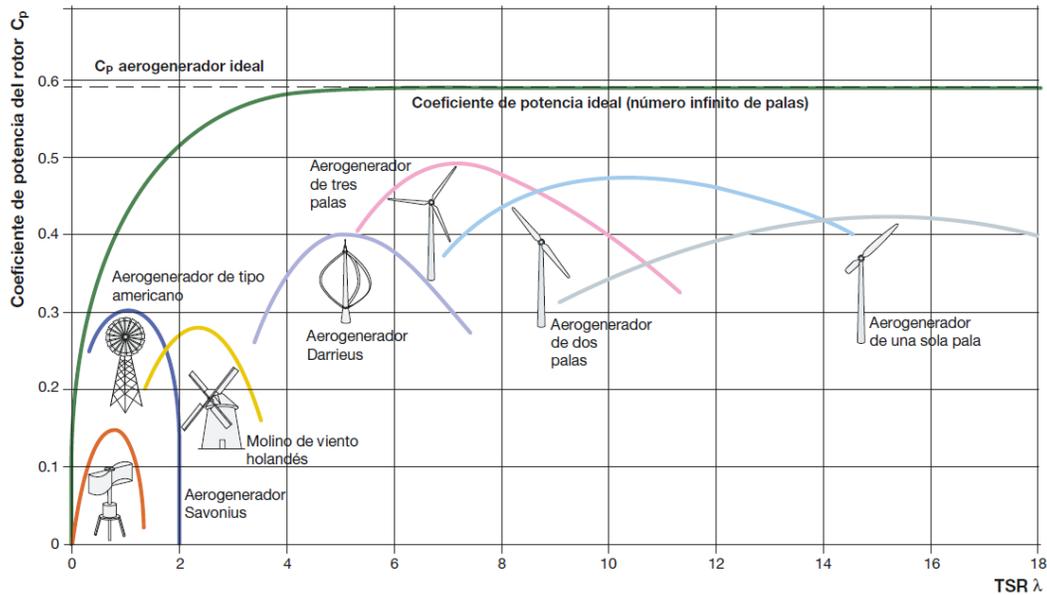
$R$ : Radio del rotor (m).

$v$ : Velocidad del viento (m/s).

El tip speed ratio se puede considerar como un coeficiente de velocidad.

Expresa la relación entre la velocidad lineal de las aspas y la velocidad de la corriente de fluido que afecta a la turbina. Algunos autores lo denotan como  $\lambda$  (Sánchez, 2017).

Figura 2 Relación entre coeficiente de potencia y el TSR



Fuente: (ABB, 2012)

El par o momento en el eje del rotor se relaciona con la potencia P en el eje según:

$$P = M \cdot \Omega \quad \text{Ecuación ( 19 )}$$

Donde:

P: Par o momento en el eje

$\Omega$ : Velocidad angular de giro del eje del rotor (rad/s).

El par específico o densidad de par (M/A) viene dado por:

$$\frac{M}{A} = \frac{1}{2} \cdot C_m \cdot \rho \cdot v^2 \cdot R \quad \text{Ecuación ( 20 )}$$

En donde:

$C_m$ : es el coeficiente de momento o de par.

A: área de la circunferencia barrida por el rotor ( $m^2$ ).

R: es el radio de la circunferencia barrida por el rotor (m).

La relación entre los coeficientes de potencia ( $C_p$ ) y de par ( $C_m$ ), viene dada por:

$$C_p = \lambda \cdot C_m \quad \text{Ecuación ( 21 )}$$

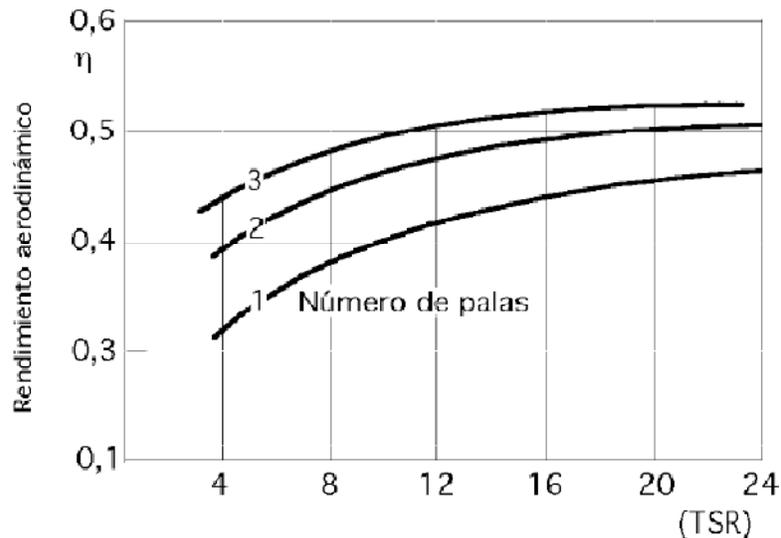
### Rendimiento aerodinámico, TSR y numero de aspas

De acuerdo con Díez,(2000), “el rendimiento aerodinámico es la relación entre la potencia generada por el aerogenerador y la energía del viento que atraviesa el rotor”(p. 63).

$$\eta = \frac{\text{Potencia del aerogenerador}}{\text{Potencia del viento}} = \frac{N}{\frac{\rho \cdot A \cdot V^3}{2}} \quad (1)$$

La gráfica en donde se relaciona el rendimiento aerodinámico, el TSR y el número de palas para D/L cuando tiende al infinito ( $\infty$ ) se aprecia en la figura 3.

Figura3 Relación entre el rendimiento aerodinámico, el TSR y el número de palas para D/L  $\rightarrow \infty$



Fuente: (Díez, 2000)

### Solidez del rotor

Como lo menciona Devendra Chougule (2015), “La solidez del rotor es el primer parámetro esencial a considerar en el diseño VAWT” (p. 36). La solidez del rotor define la velocidad de funcionamiento óptima del rotor representada por un número adimensional  $\sigma$  la cual es la relación del área del aspa de la turbina con el área barrida S (Devendra Chougule, 2015).

$$\sigma = \frac{N \cdot c}{D}$$

Donde:

N: número de aspas

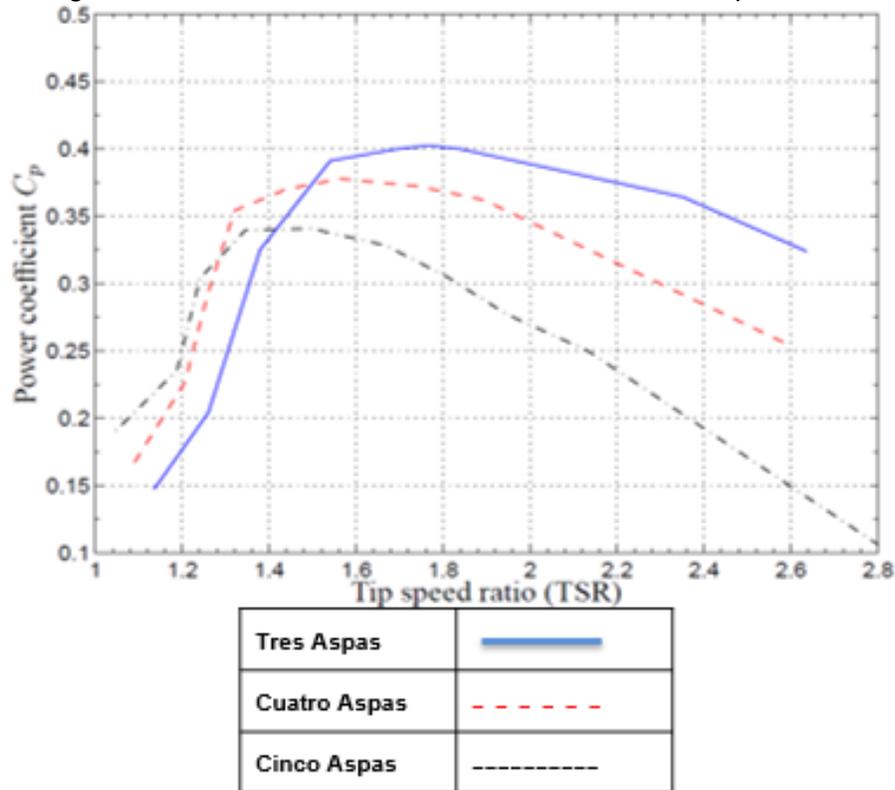
c: longitud de cuerda del aspa

D: diámetro del rotor

La solidez tiene un gran efecto en la eficiencia aerodinámica del rotor; cuanto mayor es la solidez, menor es la producción de energía. No obstante, si la solidez del rotor es menor, entonces aumenta el rango de operación de la turbina vertical lo que la hace muy ruidosa durante su funcionamiento(Devendra Chougule, 2015).

En la figura 4 se aprecia el efecto de la solidez sobre el coeficiente de potencia con rotores de tres, cuatro y cinco aspas.

Figura 4 Efectos de la solidez sobre el coeficiente de potencia.



Fuente: Devendra Chougule (2015)

## La Rugosidad

Un factor importante que se debe tener muy presente para los aerogeneradores, es la rugosidad del terreno. Puesto que, como se ha mencionado anteriormente hasta los 100 m de altura, las formas del suelo hacen cambiar las características del movimiento del aire y por ello es indispensable conocer que tanto se ve afectado con estas condiciones a veces inherentes(Torres Morimitsu, 2015).

La siguiente ecuación expresa las velocidades del viento, la cual se modifica dependiendo de los obstáculos físicos presentes en el entorno que inciden sobre el desplazamiento del aire:

$$V' = V \frac{\ln \cdot \left(\frac{z'}{z_0}\right)}{\ln \cdot \left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (2)$$

En donde:

V, V': son respectivamente las velocidades a las alturas z y z', en m/s  
Z<sub>0</sub> es la rugosidad del terreno (m).

Tabla 1 Clases y longitudes de rugosidades.

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad (Z <sub>0</sub> ) (m)	Índice de energía (%)	Tipo de terreno
0	0,0002	100	Superficie de agua. Terreno abierto, superficie lisa.
0,5	0,0024	73	Pistas de hormigón (aeropuertos), césped...
1	0,03	52	Campos abiertos sin cercados ni setos. Edificios muy dispersos. Colinas suavemente redondeadas.
1,5	0,055	45	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 1250 m.
2	0,1	39	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 500 m
2,5	0,2	31	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, bosques y terreno accidentado y desigual.
3,5	0,8	18	Ciudades con edificios altos.
4	1,6	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados.

Fuente: (Villarubia Lopez)

### Ley exponencial de Hellmann (velocidad media a largo plazo)

La velocidad del viento varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación de tipo estadístico, conocida como ley exponencial de Hellmann (Díez, 2000).

De la forma:

$$V_h = V_{10} \cdot \left(\frac{h}{10}\right)^\alpha \quad (3)$$

$V_h$ : Velocidad del viento a la altura  $h$ ,  
 $V_{10}$ : Velocidad del viento a 10 metros de altura  
 $\alpha$ : Exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno, indicados en la tabla 2

Tabla 2 Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno

Tipo de Terreno	Valor de $\alpha$
Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0,08 - 0,12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0,14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0,13 - 0,1$
Zonas rurales	$\alpha = 0,2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0,2 - 0,26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0,25 - 0,4$

Fuente: (Díez, 2000)

## 2.2. Marco Legal

### Energías Renovables en Colombia

Un estudio realizado por la Universidad Jorge Tadeo Lozano y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) plantea que en el año 2030 el país debe consumir un 30% de energías limpias o renovables no convencionales y 70% de las fuentes tradicionales (hidroeléctrica y térmica). (Dinero, 2018)

#### Decreto 0570, de 2018

Con este decreto el ministerio de minas y energía estableció los parámetros para contratar proyectos de generación de energía renovables a largo plazo; con el fin de incentivar iniciativas de este tipo (Decreto 0570, 2018).

#### La ley 1715 de 2014

##### Artículo 1.

Promueve el desarrollo y la utilización de fuentes no convencionales de energía, en primer lugar, las que sean de tipo renovable (Ley 1715, 2014, art. 1).

##### Artículo 20. Desarrollo de la energía eólica.

En este artículo, la ley 1715 de 2014 considera a la energía eólica como FNCER, es decir (Fuente No Convencional de Energía Renovable); por tanto, ordena que se deberá estudiar y analizar las condiciones propias de la naturaleza de la fuente para la reglamentación técnica por parte de la CREG (Ley 1715, 2014, art. 20).

Por otra parte, alienta al gobierno nacional a través del Ministerio de Minas y Energía a fomentar el aprovechamiento del recurso eólico en proyectos de generación en zonas

aisladas o interconectadas y a su vez que se encargue directamente, o en por defecto designar a alguna entidad para que establezca los requerimientos técnicos y de calidad que la instalación eólica debe cumplir para la generación eléctrica (Ley 1715, 2014, art. 20).

Por último, en este artículo, el gobierno Nacional por intermedio del Ministerio de Ambiente, y Desarrollo sostenible, determinará los parámetros ambientales que "deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía eólica, así como la mitigación de los impactos ambientales que puedan presentarse en la implementación (Ley 1715, 2014, art. 20).

### **Ley 788 de 2002**

En esta ley se modifica el estatuto tributario para "incentivar la compra e implementación de equipos y tecnologías que demuestren impacto en la mitigación del cambio climático"(Ley 788, 2002).

Artículo 18. Otras rentas exentas. Adicionase el Estatuto Tributario con el siguiente artículo (Ley 788, 2002, art. 18).

Artículo 207-2. Otras rentas exentas: Son rentas exentas que se generan por los siguientes conceptos, con los requisitos y controles que establezca el reglamento (Ley 788, 2002, art. 207-2).

1. Venta de energía eléctrica generada con base en los recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas, realizada únicamente por las empresas generadoras, por un término de quince (15) años, siempre que se cumplan los siguientes requisitos:

- a) Tramitar, obtener y vender certificados de emisión de bióxido de carbono, de acuerdo con los términos del Protocolo de Kyoto;
- b) Que al menos el cincuenta por ciento (50%) de los recursos obtenidos por la venta de dichos certificados sean invertidos en obras de beneficio social en la región donde opera el generador.

### **Ley 697 de 2001**

Promueve la utilización de energías alternativas; el Ministerio de Minas y Energía se hace el responsable de adoptar programas para este tipo de energías (Ley 697, 2001).

En el artículo 1, por medio de esta ley se declara el URE (Uso Racional y Eficiente de la Energía) y con ello como lo expone el artículo: "Asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales" (Ley 697, 2001, art. 1).

### **Normas para aerogeneradores.**

A continuación, se listan algunas normas que aplican a los aerogeneradores:

- IEC 61400-2 - Wind turbines, Small Wind Turbines, norma para turbinas eólicas de pequeña potencia – mini eólica.
- IEC 61400-12 Edition 1 (1998) Part 12: Wind turbine power performance testing.
- IEC 61400-13:2001, Wind Turbine Generator Systems. Part 13: Measurement of Mechanical Loads
- GTC172 – Energía eólica, Guía para la generación de energía eléctrica.
- NTC 5363 - Aerogeneradores. Requisitos de seguridad (IEC 61400-1).
- NTC 5343 - Aerogeneradores. Ensayo de curva de potencia (IEC 61400-12).
- NTC 5343 - Aerogeneradores. Ensayo de curva de potencia.
- NTC 5363 - Aerogeneradores. Requisitos de seguridad.
- NTC 5725 - Requisitos de diseño para aerogeneradores pequeños.

### **El viento y la energía eólica.**

El viento es una forma de energía solar. Los vientos son causados por un calentamiento desparejo de la atmósfera por parte del sol, irregularidades en la superficie de la tierra y la rotación del planeta. Los patrones de flujos eólicos son modificados por el terreno irregular de la tierra, las masas de agua y la vegetación. Los seres humanos usan el flujo de viento, o la energía motriz, para múltiples fines: navegar, volar un cometa e incluso para generar electricidad (Galindo, 2016).

El Consejo de Energías Renovables (2013) citado por Galindo (2016) define la energía eólica, como la energía obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas.

### **Ventajas de la energía eólica**

Las principales ventajas de la energía eólica (López, 2012):

- No emite gases contaminantes, ni efluentes líquidos, ni residuos sólidos, tampoco utiliza agua.
- Reduce emisiones de CO<sub>2</sub>
- No requiere minería de extracción subterránea o a cielo abierto
- Ahorra combustibles, diversifica el suministro y reduce la dependencia energética.

### **Desventajas de la energía eólica**

Algunas desventajas de la energía eólica son (López, 2012):

- El viento es aleatorio y variable, tanto en velocidad como en dirección.
- Aumento del nivel de ruido en sus proximidades.
- Tiene un impacto ambiental sobre la fauna, en particular sobre las aves.

## **2.3. Marco conceptual**

### **El recurso eólico**

El viento es una de las fuentes para la generación de energía eléctrica limpia el cual nace principalmente gracias al calentamiento desigual que proporciona la radiación del sol (mayor en la región del ecuador) en la tierra, o como lo menciona López (2012), “el viento se debe a las diferencias de temperatura que provoca la radiación solar sobre las distintas partes del globo terrestre” (p.32). Dadas estas diferencias de temperatura, y por supuesto las de presión y densidad, las masas de aire se ponen en movimiento; la misma rotación de la tierra participa en el hecho desviando la dirección de los vientos con el famoso efecto coriolis.

Otros factores a los que también se les pueden atribuir el movimiento del viento son a la orografía y la cercanía a las masas de agua (ríos y mares).

El viento se encuentra en cualquier lugar del planeta y es inagotable, puesto que el aire de la atmosfera siempre estará siendo agitado por el calor proveniente del sol provocando así, esa energía cinética que es la que se aprovecha para convertirla en electricidad a través de una turbina eólica(Villarubia Lopez, 2012).

### **Características del viento**

#### **Velocidad del viento**

La velocidad del viento radica de la interacción con diferentes fuerzas de origen variable. Esas fuerzas hacen que el viento se mueva a diferentes velocidades y dependiendo de otros factores esta puede verse aumentada o disminuida; por lo general la velocidad del viento sobre la superficie es casi nula, pero en las alturas suele ser importante, de hecho a mayor altitud el viento se mueve mucho más rápido, sin embargo la mayor influencia que las masas de viento reciben radica en lo expuesto por Villarubia (2012), quien afirma que la velocidad del viento es el resultado de la acción de fuerzas como: la gravedad, el gradiente de presión o fuerza bórica, la fuerza Coriolis y el rozamiento.

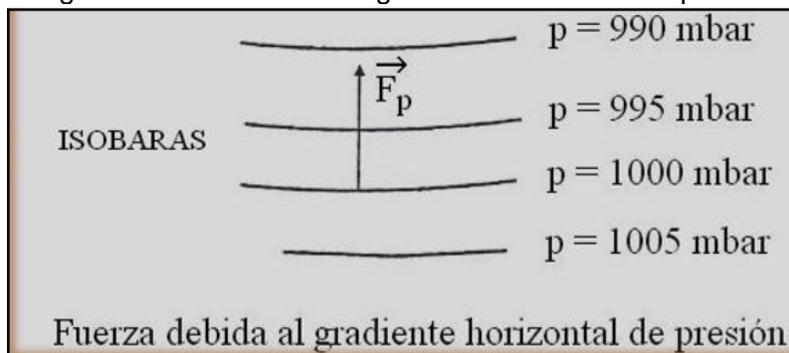
### Fuerza debida al gradiente horizontal de presión

En cuanto a esta fuerza, el autor resalta:

El gradiente de presión crea el movimiento de las masas de aire. Cuanto mayor sea el valor, también lo será la velocidad del viento. Por lo tanto, cuanto más próximas se encuentren las isobaras (líneas que unen en un mapa los puntos de igual presión atmosférica), el viento tendrá mayor intensidad.(Villarubia López, 2012)

Se comporta perpendicular desde las isobaras de alta presión a las de baja presión.

Figura 5 Fuerza debida al gradiente horizontal de presión

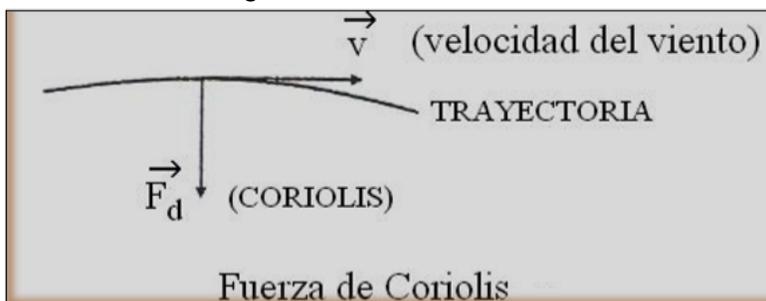


Fuente: (Flores Calderón & Lalangui Díaz, 2012)

### Fuerza debida al a rotación de la Tierra (fuerza de Coriolis)

El movimiento de rotación del planeta tierra, va de oeste a este, la trayectoria de una masa de aire en movimiento sufre una desviación a la derecha en el hemisferio norte (en sentido contrario en el hemisferio sur) (Villarubia López, 2012).

Figura 6 Fuerza de Coriolis

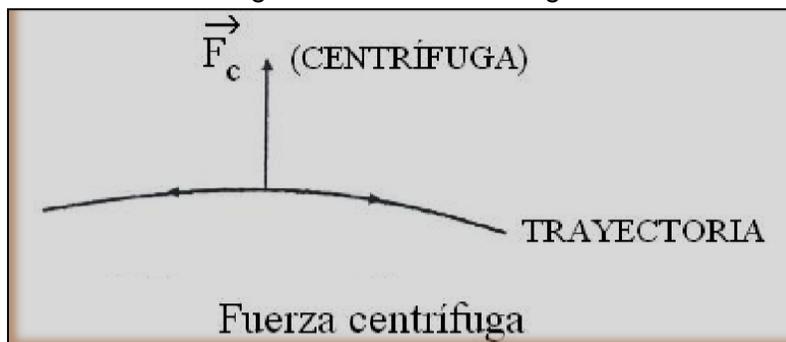


Fuente: (Flores Calderón & Lalangui Díaz, 2012)

### Fuerza centrífuga debida a la curvatura de las isobaras

Actúa en la dirección del radio de curvatura de la trayectoria (Villarubia Lopez, 2012).

Figura 7 Fuerza Centrífuga

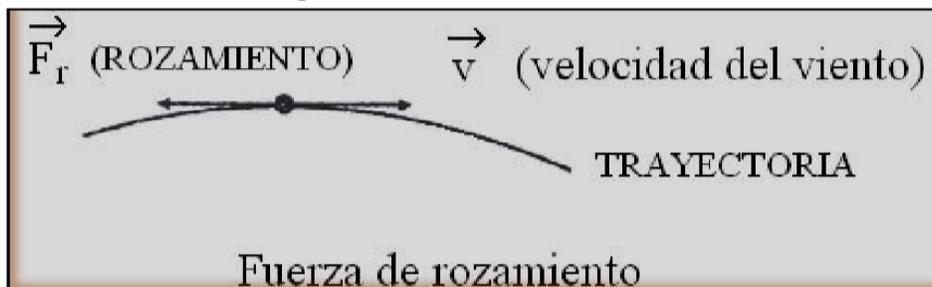


Fuente: (Flores Calderón & Lalangui Díaz, 2012)

### Fuerza debida al rozamiento.

Interviene en las capas bajas de la atmosfera próximas a la superficie terrestre. Depende de factores diversos tales como el tipo de superficie o la orografía de la misma (Villarubia Lopez, 2012).

Figura 8 Fuerza de Rozamiento



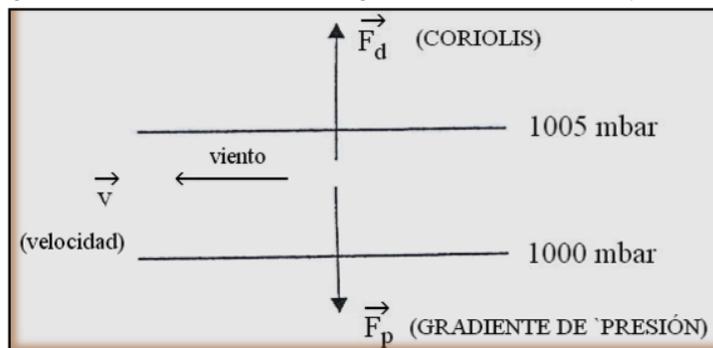
Fuente: (Flores Calderón & Lalangui Díaz, 2012)

## Tipos de viento según las fuerzas que intervienen

### Viento Geostrófico.

Es el viento que se origina de la relación entre las fuerzas que resultan del gradiente de presión y de la Coriolis.

Figura 9 Fuerzas debidas al gradiente de presión y coriolis

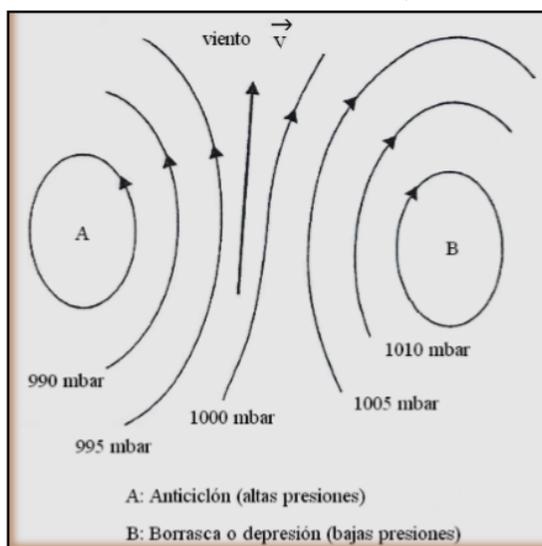


Fuente: (Flores Calderón & Lalangui Díaz, 2012)

Este tipo de viento es paralelo a las isobaras, y es mayor entre más cerca estén las isobaras (mayor gradiente de presión). Para un mismo valor del gradiente de presión, disminuye cuando aumenta la latitud (Villarubia Lopez, 2012).

En el hemisferio norte un observador situado de espaldas al viento deja a la izquierda los centros de bajas presiones (depresiones) y a la derecha los de altas presiones (anticiclones) (Villarubia Lopez, 2012).

Figura 10 Centros de Anticiclones y Depresiones.

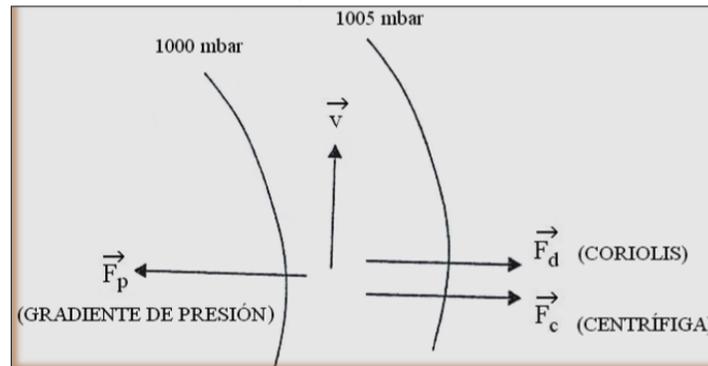


Fuente: (Flores Calderón & Lalangui Díaz, 2012)

## Viento de gradiente.

El viento de gradiente resulta de la combinación de las fuerzas originadas del gradiente de presión, de Coriolis y de la centrífuga (Villarubia Lopez, 2012).

Figura 11 Fuerzas debidas al gradiente de presión, coriolis y centrífuga



Fuente: (Flores Calderón & Lalangui Díaz, 2012)

La fuerza dada por el gradiente de presión opera perpendicularmente a las isobaras (dirigidas desde las altas a las bajas presiones) y la fuerza centrífuga hacia la parte convexa de la trayectoria. Por eso, en el caso de un anticiclón la fuerza centrífuga se suma a la fuerza de presión, mientras que en una depresión se resta (Villarubia Lopez, 2012).

Los vientos geostróficos y los de gradiente describen bastante bien las condiciones de viento real por encima de unos 1000 m de altura sobre el nivel del suelo. A menores alturas, es decir, dentro de la capa límite, el viento de superficie está muy influenciado por el perfil orográfico, la rugosidad del terreno y los obstáculos. En aplicaciones de energía eólica, interesa estudiar los vientos de superficie. (Villarubia López, 2012)

## Tipos de viento

### Vientos planetarios

Son los que se derivan principalmente como resultado del movimiento de rotación de la tierra, lo que provoca un calentamiento distinto en diferentes sectores de la atmosfera. Proviene de anticiclones y depresiones; también son conocidos como vientos asilios en las latitudes intertropicales y vientos del oeste en las zonas templadas. (Villarubia Lopez, 2012)

Un mozón es otro tipo de viento planetario que afecta al Asia y el océano indico, generándose debido a las diferencias estacionales de temperatura entre el mar y el continente. (Villarubia Lopez, 2012)

## Vientos regionales

Son determinados por la distribución de tierras y mares, así como por los grandes relieves continentales. Los monzones también pueden considerarse como vientos regionales, aunque la duración en el tiempo y la alternabilidad estacional los convierten más bien en vientos planetarios (Villarubia Lopez, 2012).

## Vientos locales

Presentan un desplazamiento del aire desde zonas de alta presión a zonas de baja presión de igual forma que los demás tipos de vientos, determinando los vientos dominantes y los vientos reinantes de un área más o menos amplia. Aun así hay que tener en cuenta numerosos factores locales que influyen o determinan los caracteres de intensidad y periodicidad de los movimientos del aire. Dichos factores, difíciles de simplificar por la multiplicidad, son los que permiten hablar de vientos locales, los cuales son en muchos lugares más importantes que los de carácter general (Villarubia Lopez, 2012).

Los tipos de vientos locales son los siguientes:

### Brisas de mar y de tierra

En el transcurso del día la tierra se calienta mucho más rápido que el mar. El aire de la tierra asciende, dejando una depresión que provoca que circule aire desde el mar hacia la tierra (brisa marina), por las noches el fenómeno sucede al contrario provocando entonces que el viento sople de la tierra al mar (brisa terrestre) (Villarubia Lopez, 2012).

Figura 12 Brisas de Mar y de Tierra



Fuente: (Flores Calderón & Lalangui Díaz, 2012)

La velocidad del viento no acostumbra a sobrepasar unos 20 km/h (5,5 m/s), aunque las condiciones orográficas locales pueden aumentar o disminuir los valores de esta velocidad. En general las brisas de tierra son más débiles que las de mar. (Villarubia López, 2012)

## Brisas de valle y de montaña

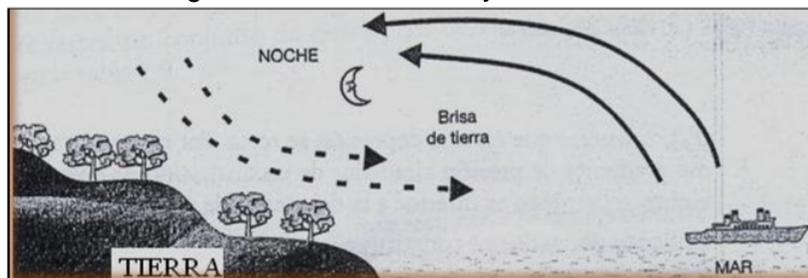
- **Viento catabático**

En zonas montañosas, al anochecer, el aire en contacto con el terreno más elevado se enfría más rápidamente que el aire situado sobre el valle, por lo que tiende a descender hacia el valle siguiendo la ladera (Villarubia Lopez, 2012).

- **Viento anabático**

Durante el día, y por efecto de la radiación solar, el proceso catabático se invierte y es el viento en contacto con el terreno situado en la proximidad de los valles, el que tiende a ascender por la ladera (Villarubia Lopez, 2012).

Figura 13 Brisa de Valle y de Montaña.

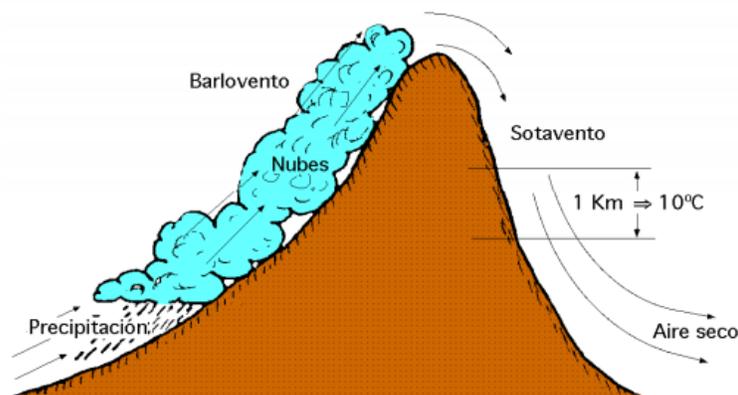


Fuente: (Flores Calderón & Lalanguí Díaz, 2012)

## Foehn.

Este efecto ocurre en los relieves montañosos cuando una masa de aire asciende por la ladera desde los valles hasta las zonas más altas de una montaña, con lo cual sufre un enfriamiento que provoca condensaciones del agua contenida en el aire; incluso se puede presentar congelamientos que derivan en nieve; cuando el aire desciende desde lo alto por la ladera opuesta (sotavento), el viento seco baja rápidamente aumentando la presión y temperatura (Villarubia Lopez, 2012).

Figura 14 Efecto Foehn



Fuente:(Díez)

### Variación de la velocidad del viento con la altura.

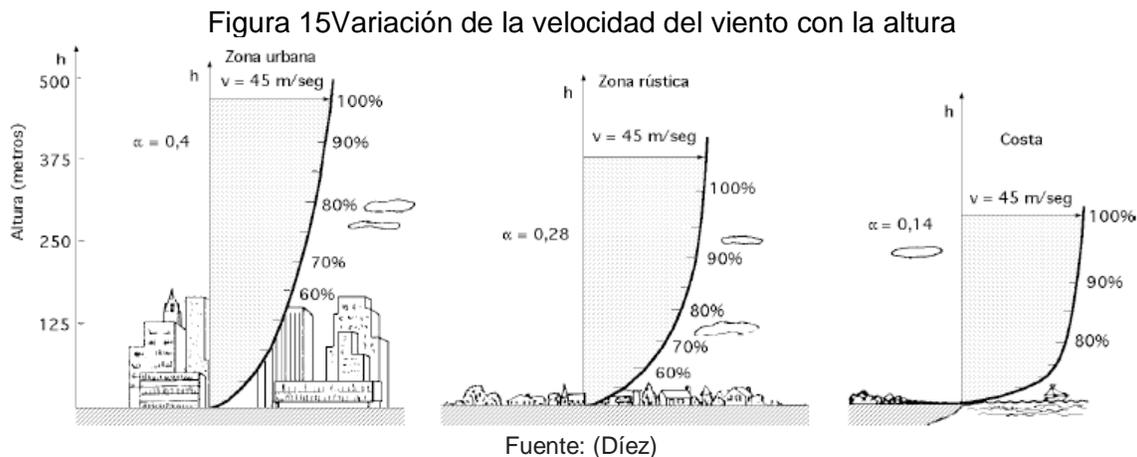
La velocidad que el viento lleva puede cambiar por dos eventos que causan turbulencias, los que se originan mecánicamente o los que tienen un origen con las fluctuaciones térmicas.

Las turbulencias mecánicas son las causadas por las irregularidades de la superficie del suelo, es decir, el relieve mismo, los obstáculos o la rugosidad del terreno.

Las turbulencias debidas a los cambios térmicos son los gradientes verticales de temperatura, quienes crean corrientes convectivas (Villarubia Lopez, 2012).

La influencia del gradiente de temperatura sobre el viento es pequeña hasta los 100 m de altura y por tanto para aerogeneradores que estén dentro de ese rango, solo aplicaran las turbulencias mecánicas debidas a las irregularidades del terreno (Villarubia Lopez, 2012).

Según Villarubia (2012), la velocidad del viento es teóricamente nula en el punto de contacto con el suelo; entonces a medida que se toman valores de la velocidad del viento a mayor altura, se puede notar que esta aumenta debido a que los efectos de la influenciada por las condiciones de obstáculos o imperfecciones en la superficie disminuyen (Villarubia Lopez, 2012).



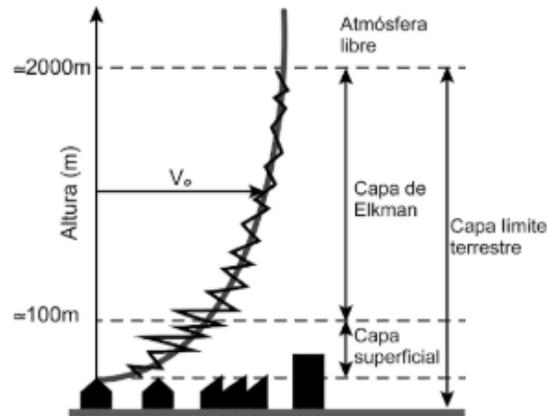
### Variación del perfil vertical de velocidades del viento

Para vientos moderados y cielo nuboso, el viento parte del suelo desde un valor nulo hasta un valor geostrófico a una altura de unos 500 a 1000 m. En verano durante el mediodía la radiación solar es mayor y el efecto de fricción del suelo está presente hasta una altura mayor de 1000 a 2000 m (Villarubia Lopez, 2012).

En promedio los efectos que se presentan por contacto del viento con la superficie se mantienen hasta una altura media de unos 1000 m. A esta capa se le llama capa límite (Villarubia Lopez, 2012).

Dentro de la capa limite, la parte más cercana al suelo se le conoce como capa superficial; la cual llega a unos 100 m de altura desde el suelo, es en esta capa en donde las irregularidades del terreno afectan notoriamente la intensidad y dirección del viento. Por último, la capa Elkman que se extiende desde los 100 m hasta los 2000 m en donde los cambios son más progresivos y menos bruscos (Villarubia Lopez, 2012).

Figura 16 Perfil de velocidad del viento con la altura

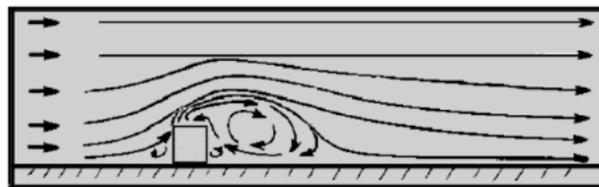


Fuente: (Villarubia López, 2012)

### Variación de la velocidad del viento con los obstáculos.

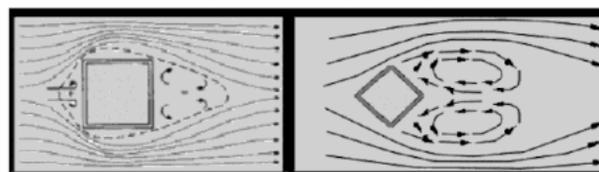
La energía del viento se ve afectada en forma desfavorable cuando está en contacto con obstáculos en el camino, causando la disminución de la velocidad y aumento de turbulencias. Tales obstáculos pueden ser edificios, árboles y terrenos accidentados

Figura 17 Efecto de un obstáculo de forma no aerodinámica sobre el flujo del viento (vista lateral, en alzado)



Fuente: (Villarubia López, 2012)

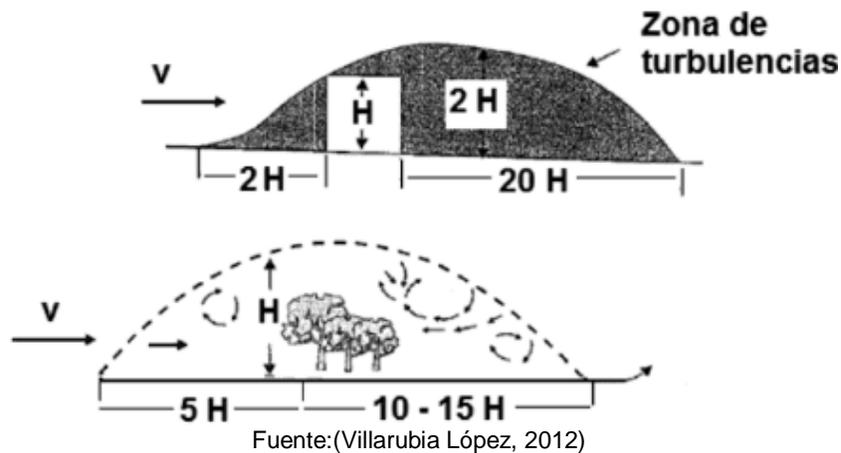
Figura 18 Efecto de un obstáculo de forma no aerodinámica sobre el flujo del viento (vista superior, en planta)



Fuente: (Villarubia López, 2012)

Las zonas de turbulencias pueden alcanzar una altura de 2 a 3 veces la del obstáculo. Las turbulencias se presentan a sotavento del obstáculo con mayor intensidad que en la parte anterior, es decir a barlovento. La distancia de la turbulencia en sotavento, puede alcanzar de 10 a 20 veces la altura del obstáculo, mientras que en barlovento solo a dos veces dicha altura (Villarubia Lopez, 2012).

Figura 19 Zonas de perturbación y turbulencia creadas por edificios y arbolado



### Escala de Beaufort

Los efectos que produce el viento permiten estimar la velocidad con el uso de la escala de Beaufort (Lord Francis Beaufort, almirante inglés de principios del siglo XIX).

En los casos en donde no se cuenten con los equipos especiales de medida para la velocidad del viento, se puede hacer una estimación de la misma observando los efectos y usando la escala. Aunque la escala fue adoptada en 1848, en la actualidad se sigue utilizando (Villarubia Lopez, 2012).

Tabla 3. Clasificación de los vientos según la escala Beaufort

Grados Beaufort	V (km/h)	V (m/s)	V (nudos)	Descripción	Presión sobre superficie plana (N/m <sup>2</sup> )	
0	1	0 - 0,4	1	Calma	---	
1	1-5	0,5 - 1,5	1 - 3	Brisa muy ligera	1,3	1 m/s
2	6-11	1,3 - 3,4	4 - 6	Brisa ligera	8	2,5m/s
3	12-19	3,5 - 5,5	7 - 10	Pequeña brisa	32	5m/s
4	20-28	5,5 - 8	11 - 16	Moderado	64	7m/s
5	29-38	8,1 - 10,9	17 - 21	Fresco	130	10 m/s
6	39-49	11,4 - 13,9	22 - 27	Fuerte (Bonancible)	220	13 m/s
7	50-61	14,1 - 16,9	28 - 33	Fuerte (Muy fresco)	330	16 m/s
8	62-74	17,4 - 20,4	34 - 40	Duro (Golpe de viento)	520	20 m/s
9	75-88	20,5 - 23,9	41 - 47	Muy duro	690	23 m/s

10	89-102	24,4 – 28	48 - 55	Tempestad (Temporal)	950	27 m/s
11	103-117	28,4 - 32,5	56 - 63	Fuerte tempestad	1170	30 m/s
12	118-133	32,6 - 35,9	64 - 71	Huracán	1600	35 m/s
13	134-149	36,9 - 40,4	72 - 80		2080	40 m/s
14	150-166	40,1 - 45,4	81 - 89		2650	45 m/s
15	167-183	45,1 - 50	90 - 99		3250	50 m/s
16	184-201	50,1 - 54	100 - 108	Ciclón	3650	54 m/s
17	202-220	54,1 - 60	109 - 118		4700	60 m/s

**Nota: 1 nudo = 1 milla marina/h = 1,852 km/h = 0,5144 m/s**

Fuente: (Villarubia López, 2012)

Tabla 4. Criterios de apreciación de la intensidad del viento en la escala Beaufort.

Criterios de apreciación		
Grados Beaufort	En el mar	En tierra
0	Mar en calma.	El humo se eleva verticalmente.
1	Formación de ondas con aspecto de escamas, pero sin cresta de espuma.	El viento inclina el humo, pero no hace girar las veletas.
2	Olas muy pequeñas. Crestas sin romper de aspecto vidrioso.	Movimiento de hojas. El aire se siente en el rostro.
3	Pequeñas olas. Se inicia la rotura de crestas. Espuma vidriosa. Aparición de espuma de ola diseminada.	Movimiento continuo de hojas y ramas pequeñas.
4	Alargamiento de olas cortas. Espuma de olas más densa.	Se levanta polvo y hojas. Agitación del ramaje.
5	Pronunciamiento de olas moderadas. Formación de ovillos de espuma.	Movimiento de arbustos y pequeño arbolado.
6	Formación de grandes olas y generalización de crestas de espuma blanca. Brumas.	Agitación de grandes ramas. Dificultad de usar el paraguas.
7	El mar crece y la espuma de las olas se difumina en huellas.	Movimiento de árboles. Molestias al caminar de cara al viento.
8	Olas muy altas de gran longitud. Las crestas se pulverizan.	Rotura de pequeñas ramas. Dificultad para caminar.
9	Rotura de olas altas. Huellas de espuma muy densas. Reducción de visibilidad por brumas.	Caída de árboles. Deterioro de tejados y cubiertas.
10	Rotura de olas altas con gran violencia. Superficie del agua blanca. Nula visibilidad.	Destrozos importantes en edificaciones y obras civiles.
11 - 17	Enorme oleaje con tempestad muy intensa. Nula visibilidad. Navegación muy peligrosa o imposible.	

Fuente: (Villarubia López, 2012)

### Caracterización del viento

Debido a que el viento es muy variable y aleatorio se requieren técnicas estadísticas para realizar un análisis de viabilidad para usarse como fuente de energía (Villarubia Lopez, 2012).

El proceso de caracterización del viento incluye la toma de datos y el tratamiento de los mismos con los diferentes métodos y técnicas que existen para evaluar el potencial eólico de cierta zona. En la toma de datos se miden 2 magnitudes en el viento: la velocidad y dirección (Villarubia Lopez, 2012).

### **Velocidad del viento**

Es una magnitud vectorial que posee 3 componentes, sin embargo, en energía eólica solo se tiene en cuenta las componentes en el plano paralelo a la superficie terrestre (Torres Morimitsu, 2015).

La velocidad del viento se mide en metros por segundos (m/s), kilómetros por hora (km/h) o nudos (kt) =  $1852 \text{ m/h} = 0,5144 \text{ m/s}$ .

Como a la velocidad del viento se le puede modificar muy rápidamente el módulo y dirección a diferencia de otras magnitudes como la presión o la temperatura, es necesario realizar un tratamiento de tipo estadístico de los datos que se toman de magnitudes que se suelen recolectar con cierta frecuencia para obtener valores promedio (Torres Morimitsu, 2015).

### **Medición de las magnitudes del viento**

La velocidad del viento se mide con un instrumento llamado anemómetro. La dirección del viento se determina usando una veleta. Normalmente estas mediciones se hacen a una altura de 10 m con el fin de evitar las perturbaciones en la superficie, los valores instantáneos de velocidad se promedian cada 10 minutos (Flores Calderón & Lalangui Díaz, 2012).

### **Anemómetro**

Se pueden encontrar diferentes tipos, dependiendo de la forma en cómo operan, no obstante, los más utilizados son los de rotación de tipo cazoleta figura 23 o de tipo hélice figura 24.

Figura 20 Anemómetro de Cazoletas



Fuente: (anemometro.top)

Figura 21 Anemómetro de hélice



Fuente: (anemometro.top)

### Anemómetro de cazoleta

Cuentan con 3 o 4 cazoletas, los de 3 cazoletas son los más utilizados. Las cazoletas se encuentran unidas a un eje vertical separadas simétricamente, el viento ejerce fuerza en la zona cóncava de la cazoleta tomando de esta manera la lectura de la velocidad del viento la cual es proporcional al giro del anemómetro. La ventaja principal es que miden la componente horizontal del viento (Flores Calderón & Lalangui Díaz, 2012).

### Anemómetro de hélice

Se utilizan cuando se requiere determinar la velocidad del viento en una dirección en particular. Comúnmente cuentan con una veleta que los orienta en la dirección donde el viento sopla (Flores Calderón & Lalangui Díaz, 2012).

Todos los anemómetros poseen un transductor que convierte la señal que el sensor recoge, en una señal eléctrica o mecánica, para luego ser recogida y tratada de acuerdo con lo requerido.

### **Aerogenerador**

Es una máquina que funciona convirtiendo la energía cinética del viento en energía cinética rotativa y luego a través de un generador en energía eléctrica. Por medio del uso de aspas se logra que la fuerza del viento produzca el movimiento de rotación, quien a su vez a través de un generador resulta en electricidad (ABB, 2012).

### **Clasificación de aerogeneradores**

Para la clasificación de las maquinas eólicas se pueden tener en cuenta los siguientes aspectos:

#### **Por los diferentes usos**

Una máquina eólica se puede clasificar según el tipo de trabajo que realiza, por ejemplo, para el bombeo de agua, generación eléctrica o molienda de granos (Román, 2013).

#### **Por la potencia que desarrollan**

- ✓ **Micro turbinas (<3kW)**

Figura 22 Microturbina de 350W



Fuente: (directindustry)

Se utilizan para generar electricidad en sistemas aislados con los cuales, posteriormente se cargan baterías de almacenamiento. Cuentan comúnmente con un generador eléctrico de imanes permanentes y no utilizan caja multiplicadora. Son máquinas de tipo eje horizontal de 3 aspas y diámetros que oscilan entre 1 y 5 metros que se mueven a altas velocidades de giro normalmente variables (Román, 2013).

Producen corriente alterna de frecuencia variable, por lo que se hace necesario el uso de un rectificador para luego almacenarse, convertirla de nuevo en alterna de frecuencia constante con el uso de un inversor y por último un transformador sube la tensión a lo requerido (Román, 2013).

✓ **Pequeños aerogeneradores (<50kW)**

Figura 23 Aerogenerador Aeolos-H 30kW



Fuente: (windturbinestar)

Ofrecen mayor potencia que los anteriores en servicios similares. En ocasiones son usados en sistemas híbridos, es decir, combinado con otras formas de generar energía, por ejemplo: la solar, hidráulica, Diesel (Román, 2013).

Cuando el generador tiene potencias superiores a los 10kW, este necesitara mayor velocidad de rotación para que funcione correctamente, por lo tanto, es común encontrar arreglos con cajas de engranajes; cuando la potencia no pasa de los 10kW el generador es de imanes permanentes y no usa caja multiplicadora. Ejemplo: maquinas eólicas encargadas de la iluminación de granjas de animales(Román, 2013).

✓ **Grandes aerogeneradores (<850kW)**

Figura 24 Aerogenerador Gamesa de 850kW



Fuente: (europapress)

Son de tipo de eje horizontal comúnmente de 3 aspas, inyectan la producción de electricidad directamente a la red. Tienen diámetros entre 25 y 55 metros y cuentan con caja multiplicadora para aumentar a la velocidad requerida por el generador. Este tipo de aerogeneradores poseen un sistema de regulación que controla la potencia del rotor en función de la velocidad del viento (Román, 2013).

✓ **Aerogeneradores multimegawat (1-3MW)**

Figura 25 Turbina NEG Micon 2 MW



Fuente: (windpower)

De acuerdo con Román (2013), “la electricidad que producen también se inyecta a la red. Son similares a los anteriores en cuanto a cajas de engranajes y sistemas de regulación, sin embargo, sus diámetros son mucho mayores (entre 50 y 90 metros) y la altura a la que suelen estar es de 60 y 100 metros” (p.17).

**Por la velocidad de trabajo**

✓ **Máquinas eólicas rápidas**

El número de aspas suele ser pequeño, se construyen de radios mayores y por tanto quedan instaladas a grandes alturas, aprovechando las mayores velocidades del viento. En la actualidad se hacen con rotores hasta de 90 metros de diámetro (Román, 2013).

Estas máquinas necesitan de velocidades del viento para arrancar de 4-5 m/s; con velocidades entre 12 y 15 m/s obtienen potencia nominal. Cuando por condiciones atmosféricas el viento alcanza velocidades de entre 25-30 m/s el rotor de esta máquina se detiene para evitar destruirse (Román, 2013).

Para dichos equipos, el valor máximo de coeficiente de potencia está en torno al 0,4 dedo entre velocidades de 7-10 m/s de viento, también tienen la ventaja de incorporar mecanismos de control para variar el ángulo de ataque de las aspas con respecto al viento, con lo cual se obtiene una ayuda extra en el momento de proteger la máquina (Román, 2013).

### ✓ Máquinas eólicas lentas

Son máquinas que se usan para instalaciones de extracción y bombeo de agua. Normalmente requieren de velocidades de viento de entre 2-3 m/s para que puedan ponerse en marcha, tienen un número elevado de aspas que van desde las 12 y 24; normalmente son de 1 y 3 metros de diámetro. Cuentan con un sistema de orientación tipo timón-veleta que permite que el plano de la hélice este siempre situado perpendicular al viento (Román, 2013).

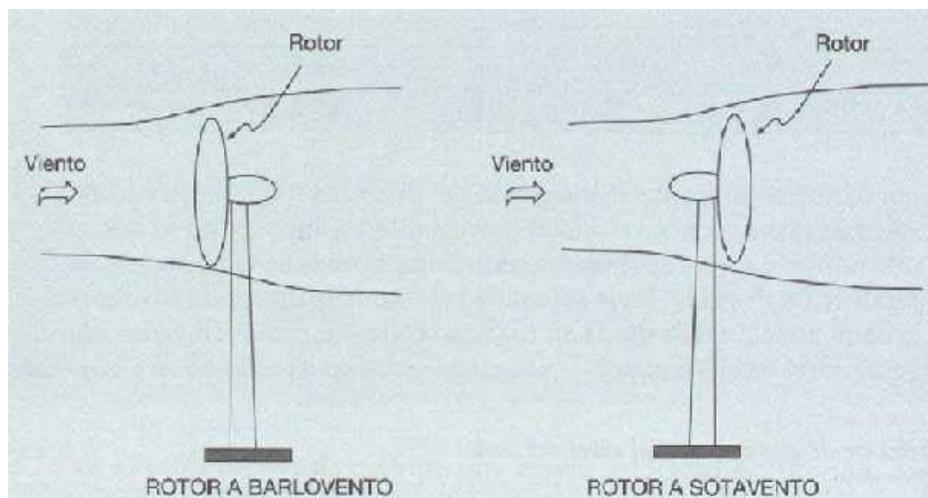
### Por la configuración del eje de rotación

#### ✓ Aerogeneradores de eje horizontal

Son los tipos de aerogeneradores más comunes y eficientes en temas de conversión, la cual realizan en la misma torre, pues el generador eléctrico queda ubicado en la cúpula (Román, 2013).

Las denominas máquinas rápidas, con palas de perfil aerodinámico y casi exclusivamente empleadas para la generación de electricidad, tiene rotores de 1 a 3 palas que pueden estar ubicados a popa (*sotavento*) o a proa (*barlovento*) de la cúpula. Los rotores con palas a sotavento no requieren de sistemas de orientación pues las fuerzas en juego tienden a orientarlo naturalmente, aunque en máquinas de gran tamaño se prefiere emplearlos para evitar los "cabeceos" que someterían las palas a vibraciones perjudiciales. (Román, 2013, pág. 21)

Figura 26 Posición del rotor respecto al flujo de viento



Fuente: (blogspot, 2004)

Según Román (2013), "en el caso de palas a barlovento los sistemas de orientación son imprescindibles, por ello se utilizan colas de orientación en el caso de pequeños aerogeneradores o servomecanismos de orientación en el caso de los grandes"(p.22).

✓ **Aerogeneradores de eje vertical**

Para este tipo de aerogeneradores no se requieren sistemas de orientación, por lo tanto, no se necesita diseñar y fabricar complejos mecanismos para direccionar; eliminando así, los esfuerzos a los que son sometidas las aspas con los cambios de orientación del rotor, tal y como sucede en los aerogeneradores de eje horizontal (Román, 2013).

También permite disponer de los sistemas de conversión en el suelo, dando grandes ventajas a la hora de realizar mantenimiento y economizando en gastos de infraestructura en montaje de partes a grandes alturas (Román, 2013).

▪ **Savonius**

Es el modelo del rotor más simple; funciona captando el viento con las partes cóncavas de la "S", el reverso presenta una resistencia menor al viento por lo que giran en el sentido que menos resistencia ofrezca.

Este tipo de aerogenerador es de bajo rendimiento por presentar una sobre presión en el interior de las zonas cóncavas (Antezana Nuñez, 2004).

Figura 27 Aerogenerador Savonius



Fuente: (ABB, 2012)

- **Darrieus**

Figura 28 Aerogenerador Darrieus



Fuente: (ABB, 2012)

Patentado por Georges Jean Marie Darrieusen 1931, este modelo es el más reconocido de los aerogeneradores de eje vertical. Nace a partir de la necesidad de evitar la fabricación de grandes y complejas aspas como las que se utilizan en los aerogeneradores de eje horizontal. Aunque permite mayores velocidades que las del rotor Savonius, este no alcanza a las de un rotor de eje horizontal (Antezana Nuñez, 2004).

Fue redescubierto por los ingenieros en los años setenta. Laboratorios Sandia fue el que más trabajó al respecto y construyó, en 1974, un primer prototipo de 5m de diámetro (Antezana Nuñez, 2004).

El rotor Darrieus consta de unas finas palas con forma de ala de avión simétricas, que están unidas al eje solo por los dos extremos, con una curva especial diseñada para un máximo rendimiento entre las dos uniones del eje. El modelo de curva más utilizado es el denominado Troposkien, aunque también se utiliza la catenaria. (Antezana Nuñez, 2004, pág. 32 )

Tal y como sucede con los otros aerogeneradores de eje vertical, el modelo Darrieus no requiere de un sistema de orientación, teniendo la ventaja de ser instalado en cualquier lugar sin realizar el levantamiento de altas torres; de esta manera reduciendo gastos en infraestructura de manera sustancial (Antezana Nuñez, 2004).

- **Windside**

El Windside es un novedoso aerogenerador, fabricado por la compañía finlandesa Windside. Este complejo diseño es capaz de entregar 50 kW. Tiene similitud con el modelo Savonius; pero el windside tiene un perfil alabeado con torsión ascendente por el eje vertical. Este tipo de tecnología relativamente nueva cuenta con rendimientos similares como los de un aerogenerador de eje horizontal. (Antezana Nuñez, 2004)

Figura 29 Aerogenerador Windside



Fuente: (mesemar, s.f.)

El Windside está basado en principios de ingeniería de vela, la turbina gira mediante dos paletas en forma de espiral. Estas máquinas carecen de cajas multiplicadoras y utilizan generadores de imanes permanentes, operan con vientos variables que van entre 1,5 y 18 m/s y son utilizados para abastecer medianos y pequeños consumos (Cuesta, 2008).

- **Darrieus tipo H o Giromill**

La patente de Darrieus cubrió las turbinas con alabes montados en posición vertical, es decir paralelos al eje de giro. Según (Segarra, 2017), “Teóricamente, estas turbinas podrían llegar a velocidades y eficiencias muy altas, incluso acercándose al límite de Betz, es decir, llegar a extraer la máxima energía cinética que proviene del viento” (p.7).

Figura 30 Aerogenerador tipo H o Giromill



Fuente: (wikiwand, s.f.)

### Por número de aspas

#### ✓ Hélices de un aspa

Los de este tipo tienen una ventaja en cuanto a los costos de fabricación, ya que por el hecho de tener solo un aspa aumentan la velocidad de rotación; reduciendo así la masa y los elementos como la caja multiplicadora para las revoluciones que exige el generador eléctrico. Sin embargo, estas turbinas requieren un contrapeso para compensar el hecho de que solo poseen un aspa, haciendo que se presente desequilibrio aerodinámico que causa problemas de fatiga, además del ruido que producen debido a la alta velocidad en la punta del aspa. (Román, 2013)

Figura 31 Aerogenerador de una pala



Fuente: (ecovive, 2019)

### ✓ Hélices de dos aspas

La ventaja en este tipo de configuración también se debe a la reducción de los costos en comparación con uno de 3 aspas, pero en este modelo también se presentan esfuerzos dinámicos fluctuantes, con lo cual se hace necesario el uso de dispositivos especiales para disminuir el estado de carga, con lo que resulta en el aumento de los gastos y de esta forma perdiendo así la ventaja frente a los de 3 aspas. (Román, 2013)

Figura 32. Aerogenerador bipala



Fuente: (Román, 2012)

### ✓ Hélices de tres aspas

Los rotores de 3 aspas son los más comunes en la actualidad, con respecto a los monopala y los bipala, el de tres palas se utiliza mayoritariamente debido a que mantienen una coriolis constante, el momento en el rotor es casi nulo con respecto a los movimientos operacionales alrededor del eje longitudinal; la estructura no sufre ninguna carga inducida favoreciendo una construcción más simple y una reducción de costos significativa. (Román, 2013)

A diferencia de los rotores de 1 y 2 palas, los de 3 son más suaves en el funcionamiento y por tanto son menos ruidosos.

Figura 33. Aerogenerador tripala



Fuente: (windpowerengineering, s.f.)

✓ **Hélices multi-palas**

Este tipo de rotores son casi exclusivamente para el bombeo de agua; por su elevada fuerza de arranque los convierte en máquinas excelentes para accionar bombas de pistón. (Román, 2013)

Figura 34 Rotor multipala



Fuente: (Wikipedia, 2017)

## Generadores eléctricos en turbinas eólicas

La máquina rotativa esencial para que un aerogenerador pueda obtener electricidad, es el generador eléctrico. (Villarubia Lopez, 2012)

En las turbinas eólicas se utilizan 2 tipos:

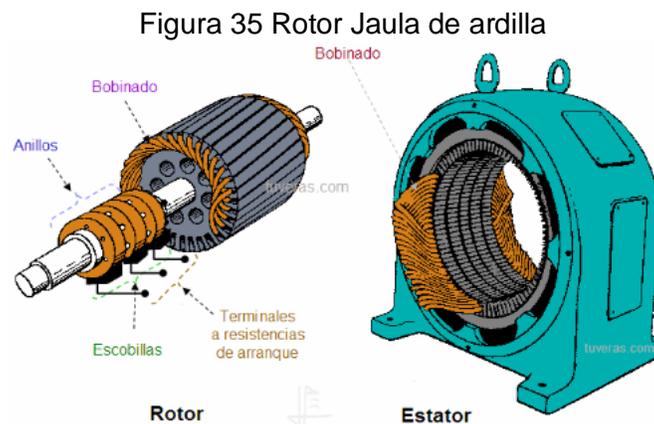
- Generadores asíncronos o de inducción.
- Generadores síncronos.

Dentro de los generadores eléctricos asíncronos se pueden encontrar con los siguientes tipos de rotores:

### Rotor en jaula de ardilla

Según Villarubia Lopez (2012), “son accionados por medio de una caja multiplicadora. Este tipo de generador consume potencia reactiva que toma de la red o de una batería de condensadores” (p.175). La forma en la cual se limitan las corrientes de arranque, es a través de un sistema de arranque suave (soft-starter) con componentes de electrónica de potencia (tiristores). (Villarubia Lopez, 2012)

En resumen, sobre el generador de rotor de jaula de ardilla según (López, 2012), “es robusto y simple, con bajo coste. Presenta dificultades para la regulación de la tensión y de la frecuencia y depende de la energía reactiva exterior” (p.176).



### Rotor devanado y resistencia variable:

El sistema utiliza un motor de inducción con rotor bobinado a velocidad variable, y un rotor eólico a velocidad variable con regulación activa, multiplicadora y compensación de energía reactiva. El control se realiza por medio de la variación de la resistencia del rotor, en un intervalo de variación de velocidades del 2-5%. El sistema trabaja a velocidades de giro variables con estrecho margen de variación. (López, 2012, pág. 176)

### **Rotor doblemente alimentado**

Operan con rotores eólicos de velocidad variable. El funcionamiento de este tipo de generadores consiste en inyectar en el rotor corrientes trifásicas de amplitud, frecuencia y fases variables, mientras que el estator se conecta a la red de frecuencia constante (50 o 60 Hz)(Villarubia Lopez, 2012).

El estator se acopla a la red a través de un transformador y el rotor devanado con anillos rozantes está provisto de un convertidor, que se instala entre el rotor y la red. El generador de inducción trabaja a velocidad variable y el control se realiza por medio de la inyección de corriente de frecuencia variable al devanado del rotor. El intervalo de variación de velocidad es del orden del  $\pm 30\%$ . (López, 2012, pág. 177)

El control se realiza mediante la variación de la tensión y la frecuencia aplicada al rotor. Si esta corriente fuese continua, el generador funcionará como un alternador sincrónico. En cambio, la variación de la tensión y de la frecuencia, permite controlar la excitación del generador y por lo tanto la velocidad de giro. (López, 2012, pág. 177)

Para los generadores eléctricos síncronos se pueden encontrar con los siguientes tipos de excitación:

### **Excitación por electroimanes**

Está formado por un rotor cuyos arrollamientos son alimentados por corriente continua proveniente de un rectificador y por un estator inducido, en donde se genera la corriente eléctrica (Villarubia Lopez, 2012).

Operan con rotores eólicos de velocidad variable, también pueden utilizar caja multiplicadora o acoplarse directamente al generador; si son de acople directo, requerirá que el generador cuente con un mayor número de polos debido a la menor velocidad. La tensión generada es a frecuencia variable, por lo tanto, requiere de un convertidor electrónico para poder inyectarla a la red (Villarubia Lopez, 2012).

### **Excitación por imanes permanentes**

Parecidos a los de excitación con electroimanes, pero este se diferencia en que la excitación es por imanes fijos. Para este caso, ni la regulación, ni el control de reactiva puede realizarse a través de la excitación. Este generador no posee escobillas, la maquina opera a velocidad variable y el control es realizado por cambio de frecuencia por el convertidor (Villarubia Lopez, 2012).

## Sistemas de Control eléctrico

### Rectificador

Son elementos o circuitos que convierten una señal eléctrica alterna en una continua; para este propósito se utilizan diodos rectificadores. Dependiendo de las características de la alimentación en corriente alterna, se clasifican en monofásicos y trifásicos, es decir, se alimentan de una fase o tres fases respectivamente (Chiarena, 2011).

### Inversor

Es un dispositivo electrónico, que convierte la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) a un voltaje y frecuencia determinados. La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada en corriente directa (DC) a un voltaje simétrico de salida en corriente alterna (AC) con magnitud y frecuencia deseadas (Repositorio digital de la Facultad de Ingeniería - UNAM, 2016).

El uso primordial de un inversor, es poder suministrar corriente alterna de buena calidad y con la menor distorsión armónica posible, para evitar daños en las cargas a las que están dispuestos a alimentar. Este dispositivo es empleado principalmente en sistemas de emergencia o de respaldo de energía. Para poder llevar a cabo la conversión de DC a AC es necesario contar con los siguientes bloques que nos ayuden a conjuntar la red eléctrica doméstica. (Repositorio digital de la Facultad de Ingeniería - UNAM, 2016, pág. 82)

### Reguladores

Un regulador se encarga de eliminar el rizado de una señal y de poseer una impedancia en la salida de forma adecuada con el propósito de que la tensión regulada se encuentre independiente de la carga.

Existen reguladores que pueden ser serie o paralelo.

Los reguladores en serie van conectados a la carga en serie y absorben tensión de la entrada o la alimentación.

Los reguladores en paralelo se conectan en paralelo a la carga y dejan pasar corriente para de esta forma, efectuar la regulación (Huircán, 2019).

### Transformador

El transformador es una máquina eléctrica que basada en la ley de Faraday y en las propiedades ferromagnéticas de sus partes, puede subir o bajar eficientemente el voltaje de corriente alterna (AC).

El transformador está compuesto por un núcleo de hierro en el cual se han arrollado espiras de alambre conductor; a ese conjunto se le llama bobina primaria y secundaria,

siendo la primaria aquella que recibe el voltaje y la secundaria la que entrega el voltaje transformado(Lombardero Piñeiro, 2012).

## **Sistemas de acumulación**

### **Baterías**

Como lo afirman en la página web Yuasa Battery Europe Ltd (2014), las baterías son dispositivos que almacenan energía eléctrica en forma química y la liberan luego como corriente continua de manera controlada. Todos los tipos de baterías poseen un electrodo positivo y uno negativo sumergidos en un electrolito, y el conjunto completo se encuentra dentro de un recipiente.

Para Flores Calderón & Lalangui Díaz (2012), se trata de un generador eléctrico secundario; es decir, un generador que no puede funcionar sin que se le haya suministrado electricidad previamente mediante lo que se denomina proceso de carga.

### **Tipos de Baterías**

#### **Batería Pb-ácido**

Las Baterías de plomo-acido tienen electrodos positivos y negativos formados por compuestos de plomo en un electrolito de ácido sulfúrico diluido(Shops, 2016).

Las baterías de plomo-ácido se les llaman baterías secundarias, porque pueden recargarse después de que se hayan descargado(Shops, 2016).

#### **Batería Níquel-Cadmio**

Están formadas por electrodos de cadmio bañados en un electrolito de hidróxido de potasio. Funcionan bien en un amplio rango de temperaturas y se pueden sobrecargar sin sufrir daños. Admiten descargas profundas y proporcionan un buen número de ciclos, pero acusan mucho el efecto memoria. El peso y volumen, aunque mejores que los de las baterías de plomo-ácido, siguen siendo elevados para la energía que almacenan(Shops, 2016).

#### **Batería Níquel-hidruro metálico (Ni-MH)**

Están formadas por un ánodo de cadmio y un cátodo de aleación de hidruro metálico. Están sustituyendo a las baterías de níquel-cadmio por el menor efecto memoria que poseen y mayor capacidad. Sin embargo, el número de ciclos que proporcionan es menor y no trabajan bien con frío extremo, que reduce drásticamente la capacidad(Shops, 2016).

#### **Batería de iones de Litio**

Baterías de iones de litio (Li-ion), que emplean un ánodo de grafito y un cátodo de óxido de cobalto, trifilina u óxido de manganeso.

En comparación con los tipos anteriores, son de desarrollo más reciente y han facilitado la existencia de tecnologías portátiles que de otro modo no hubieran sido posibles. La capacidad que tiene es elevada en relación al peso y volumen, teniendo además un factor de auto-descarga muy reducido. Casi no se ven afectadas por el efecto memoria y pueden cargarse sin necesidad de haber sido descargadas previamente. Como contrapartida no soportan bien los cambios de temperatura y no admiten descargas completas, sufriendo mucho cuando éstas ocurren(Shops, 2016).

### **Baterías de polímero de litio (Li-Po)**

Son una variación de las baterías de iones de litio que mejoran características de peso y volumen, así como la tasa de descarga. Al igual que las baterías de iones de litio acusan mucho las descargas profundas, quedando prácticamente inutilizadas si se descargan en exceso(Shops, 2016).

## **2.4. Marco ambiental**

El uso de la energía eólica tiene muchos más aspectos positivos que negativos en cuanto al cuidado del medio ambiente se refiere (Villarubia Lopez, 2012).

Algunas ventajas son:

- Es una fuente de energía renovable por lo que se ahorra en recursos no renovables.
- La energía eólica no está limitada a solo algunos lugares, es decir, está bien distribuida por todo el planeta.
- No emite gases contaminantes ni de efecto invernadero, ni tampoco destructores de la capa de ozono.
- No produce residuos sólidos ni líquidos.
- No consume agua.

### **Aspectos del impacto medio ambiental de la energía eólica**

#### **Ahorro de combustibles fósiles**

Con el uso de la energía eólica se puede producir electricidad con un ahorro significativo de los combustibles fósiles. La anterior afirmación se puede evidenciar comparando la cantidad de petróleo que se necesita para producir cierto valor de electricidad; una central térmica contra una planta de energía eólica (Villarubia Lopez, 2012).

De acuerdo a López (2012), una central térmica opera con una utilidad media del 33%; y para obtener 1MWh eléctrico el aporte de energía fósil debe ser igual a 0,261 toneladas equivalentes de petróleo.

$$\text{Producción de 1MWh con un rendimiento de 33\%} \rightarrow \frac{1 \text{ MWh}}{0,33} \times \frac{1 \text{ tep}}{11,63 \text{ MWh}} = 0,261 \text{ tep}$$

Para calcular el ahorro de (tep) asociado a la energía eólica, se supone un número de horas anuales equivalentes a plena carga de 2100. Por tanto, por cada MW de potencia eólica instalada, el ahorro anual es:

$$\text{Ahorro anual} = \text{Producción anual} \times \frac{0,261 \text{ tep}}{\text{MWh}} = 2100 \left( \frac{\text{MWh}}{\text{MW}} \right) \times \frac{0,261 \text{ tep}}{\text{MWh}} \approx 550 \left( \frac{\text{tep}}{\text{MW}} \right)$$

El ahorro estimado va de 550 tep por cada MW de potencia eólica nominal instalado.

### Ahorro de emisiones de gases contaminantes

Siendo la emisión prácticamente nula, la energía eólica es una energía limpia; no produce dióxido de carbono, óxidos de nitrógeno ni metano; tampoco produce gases que causan las lluvias ácidas (Villarubia Lopez, 2012).

Tabla 5. Emisiones específicas de gases contaminantes para distintos tipos de centrales.

Tipo de central	Factores de emisión o emisiones específicas (g/kWh)		
	Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	Óxidos de nitrógeno (NO <sub>x</sub> )
<b>Carbón</b>	970	6	3,5
<b>Fuelóleo</b>	710	5	1
<b>Gas Natural</b>	470	0,003	0,9
<b>Eólica</b>	---	---	---

Fuente: (Villarubia López, 2012)

### Uso del suelo

Para las grandes turbinas que conforman los parques eólicos, el uso del suelo puede situarse entre los 50 y 150 m<sup>2</sup>/kWm<sup>2</sup>/kW instalado; los aerogeneradores se instalan manteniendo una separación de unos 5 a 10 diámetros del rotor y de toda la superficie solo de un 5% a un 10% está físicamente ocupada por estas turbinas y por tanto esas áreas pueden ser usadas para otros fines compatibles con la explotación eólica (Villarubia Lopez, 2012).

### Ruido

Para este aspecto se pueden apreciar 2 focos principales: la turbina como tal y el ruido aerodinámico de las palas girando (Villarubia Lopez, 2012).

En la siguiente tabla se muestra un comparativo de los niveles de ruido y en donde se ubica el nivel de un gran aerogenerador.

Tabla 6. Referencias de niveles sonoros

Fuente	dB(A)	Fuente	dB(A)
Daños en el oído	140	Local bullicioso	70
Avión turborreactor a 70 m	130	Despacho/domicilio	50
Umbral de dolor	120	Zona residencial	40
Martillo neumático	100	Gran aerogenerador a 350 m	35-45
Ferrocarril a 10 m	90	Estudio de grabación	20

Fuente: (Villarubia Lopez)

Todos los aspectos resaltados anteriormente aplican sobre todo al uso de grandes aerogeneradores, pero independientemente, el impacto ambiental no es tan significativo como si lo es la industria del carbón, entre otras. Para las turbinas eólicas más pequeña o de uso doméstico casi que el impacto sobre el entorno no se evidencia.

ICONTEC, GTC172. Energía Eólica. Guía para Generación de Energía Eléctrica, (2008) citado por Caita, (2014) afirma que a diferencia de los grandes aerogeneradores que se encuentran en los parques eólicos, el impacto en la flora y fauna de la región de este tipo de aerogeneradores domésticos es mínimo, ya que son de baja dimensión.

### Impacto ambiental en Colombia

Los autores de un estudio realizado para medir el impacto ambiental en Colombia de la implementación de energía eólica y solar resaltan:

Algunos estudios muestran que, dentro de la etapa de construcción, operación y desmantelamiento de proyectos de energía eólica y solar, los impactos generados dentro de los componentes bióticos (flora y fauna), abióticos (aire, agua, suelo, paisaje, clima), y socioeconómicos (economía local, factores sociales y culturales), son mínimos en comparación con los impactos generados por los sistemas tradicionales de generación de energía. (Pasqualino, Cabrera, & Vanegas Chamorro, 2015, p.69)

Como antecedente nacional, está el estudio de Impacto Ambiental del parque Eólico Jepirachi de EPM el cual está operando actualmente en Colombia en el Departamento de La Guajira. De igual manera se tuvieron algunas consideraciones realizadas por ISAGEN quien también realizó un estudio de Impacto Ambiental en la zona. (Pasqualino, Cabrera, & Vanegas Chamorro, 2015)

## 2.5. Marco Histórico

### Historia de la energía renovable

Según Alsayid, Alramadhan, Alwesmi, Almansoor, & Alnaseer (2017), en la historia del planeta, anteriormente la humanidad usaba energía renovable que proveía la naturaleza, luego apareció la energía de los combustibles fósiles y nuevamente regreso el uso de la energía renovable de la naturaleza. Dicho de otra manera, antes de que se hablara de la energía renovable, ya se usaban fuentes naturales, por ejemplo: viento, agua y animales.

Renewable Energy World, (2014) citado por Alsayid, Alramadhan, Alwesmi, Almansoor, & Alnaseer, (2017), menciona que “el poder de las energías de la naturaleza había impulsado varias actividades en las civilizaciones antiguas antes de 2000 AC, incluyendo Mesopotamia, los antiguos egipcios y las antiguas civilizaciones chinas” (p.12).

La energía siempre ha sido la necesidad de la humanidad desde hace mucho tiempo; por tal motivo se ha seguido utilizando y desarrollando las fuentes de energía naturales renovables, comenzando con el uso de molinos de viento y turbinas a vapor para posteriormente llegar a los combustibles fósiles. Luego de cuarenta años, con el avance de la tecnología en muchas de las áreas del conocimiento, los investigadores han logrado desarrollar una de las opciones más baratas y efectivas como lo es la energía solar. De hecho, la energía que el sol suministra a la tierra todos los días, es mucho mayor que cualquier otra energía utilizada (Alsayid, Alramadhan, Alwesmi, Almansoor, & Alnaseer, 2017).

Los combustibles fósiles como el carbón, petróleo y gas natural comenzaron a reemplazar las fuentes naturales de energía: viento, agua y animales a mediados del siglo XIX.

El carbón fue el primer combustible fósil en ser explotado y fue en China allá por 3490 DC, hasta que los gobiernos japoneses en 1868-1912 se dieron cuenta del uso del carbón en la industrialización propulsora, alentaron el desarrollo de minas de carbón. Mientras que el petróleo fue descubierto por Edwin Drake en 1859, quien perforó el primer pozo petrolero en Pensilvania, EE. UU, para marcar la historia del petróleo. Junto con el descubrimiento del petróleo, el gas natural llegó a ser utilizado como un componente del stock de petróleo. (Alsayid, Alramadhan, Alwesmi, Almansoor, & Alnaseer, 2017, p.12)

Las personas utilizaban el viento, el agua y los animales como propulsores de varias tareas, por ejemplo, para los trabajos agrícolas o para el transporte de carga. AWEA (2013) citado por Alsayid, Alramadhan, Alwesmi, Almansoor, & Alnaseer (2017), menciona que “durante más de 2000 años, las máquinas eólicas tenían granos molidos y agua bombeada en los campos” (p.13). La energía del viento se encontraba ampliamente disponible y no estaba limitada a las orillas de los arroyos o que más tarde necesitara de fuentes de combustibles. Las bombas eólicas proporcionaron agua para el ganado y para las máquinas a vapor.

Las turbinas de viento primero se activaron como molinos, cuyas aspas capturaban la energía cinética del viento para convertirla en energía mecánica. Los molinos de viento solamente tenían un inconveniente; la estacionalidad del viento.

D'Ambrosio (2010), afirma que el primer uso conocido de la energía eólica se remonta entre el siglo VII y el siglo X, donde se ubicaban en la zona comprendida entre Irán y Afganistán de hoy en día.

Los molinos de viento se usaban principalmente para bombear agua o para moler trigo. Tenían un eje vertical y utilizaban el componente de arrastre de la energía eólica: esta es una de las razones por las que tienen baja eficiencia. Además, para que funcione correctamente, la parte que gira en dirección opuesta a la del viento debe estar protegida por una pared. (D'Ambrosio, 2010, pág. 7)

Figura 36 Molinos de viento persa



Fuente: (D'Ambrosio, 2010)

Obviamente, los dispositivos de este tipo solo se pueden usar en lugares con una dirección principal del viento, porque no hay forma de seguir las variaciones. Los primeros molinos de viento construidos en Europa e inspirados en Oriente Medio tenían el mismo problema, pero utilizaban un eje horizontal. Así que sustituyen el arrastre con la fuerza de elevación, haciendo que sus inventores también sean los descubridores inconscientes de la aerodinámica. Durante los siglos siguientes se aplicaron muchas modificaciones para el uso en áreas donde la dirección del viento varía mucho: los mejores ejemplos son, por supuesto, los molinos de viento holandeses, utilizados para drenar el agua en las tierras tomadas del mar

con las presas, podrían orientarse en la dirección del viento para aumentar la eficiencia.(D'Ambrosio, 2010, pág. 7)

Los factores como la reducción de las reservas de los combustibles fósiles, los problemas de contaminación en el ambiente, los motivos económicos y el avance de la tecnología en muchas áreas, permitieron la impulsión de las fuentes de energía renovable. La turbina eólica ha mejorado y se ha optimizado a lo largo del tiempo para la generación eléctrica.

### **Historia de la turbina eólica para la generación de energía eléctrica**

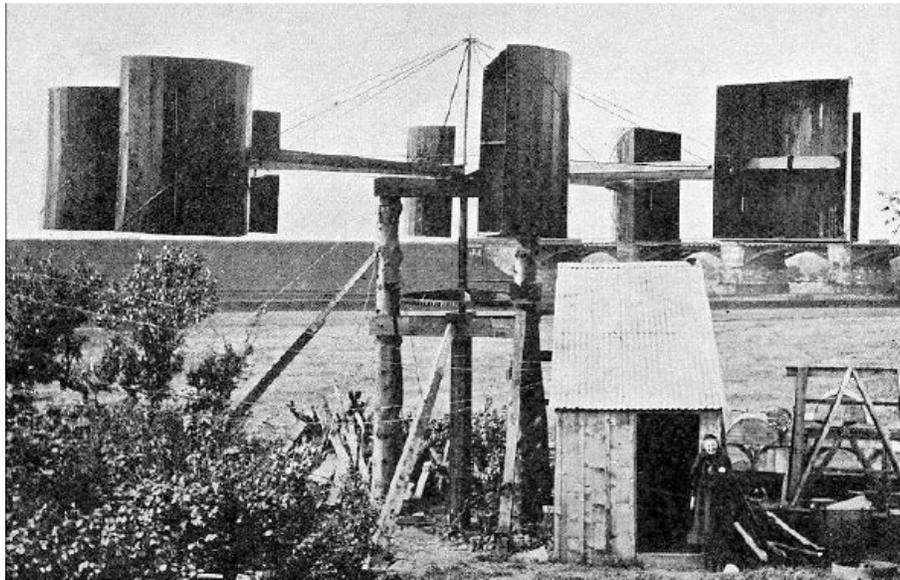
De acuerdo con Alsayid, Alramadhan, Alwesmi, Almansoor, & Alnaseer (2017), el primer uso registrado de una turbina eólica para generar energía eléctrica fue concebido por James Blyth en 1887 quien desde el jardín de la casa en Escocia comenzó un programa de investigación sobre el uso del viento para la generación y almacenamiento de la electricidad.

Esta turbina eólica tenía 10 metros de altura, era una turbina eólica de tela y solía cargar acumuladores desarrollados por el francés Camille Alphonse(Alsayid, Alramadhan, Alwesmi, Almansoor, & Alnaseer, 2017).

Con la electricidad generada, Blyth pudo abastecer la cabaña y también, con el excedente generado ofreció a la gente de la aldea iluminar la calle principal; pero como todo lo desconocido para la gente común de esa época parecía “obra del diablo”, entonces la oferta de Blyth fue rechazada (Alsayid, Alramadhan, Alwesmi, Almansoor, & Alnaseer, 2017).

Se tiene registro de que Blyth pudo instalar una turbina eólica más grande, mejor que la primera versión la cual funcionó correctamente durante 30 años, suministrando energía a una enfermería y a un dispensario.

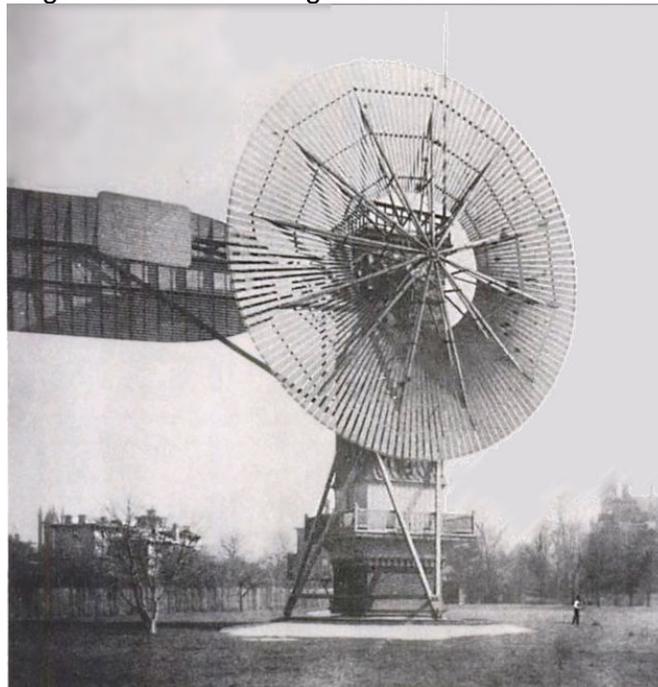
Figura 37 Turbina eólica de Blyth



Fuente: (Alsayid, Alramadhan, Alwesmi, Almansoor, & Alnaseer, 2017)

Para el año 1888 el primer aerogenerador estadounidense fue construido por el inventor Charles Brush para proporcionar electricidad a una mansión en Ohio (Alsayid, Alramadhan, Alwesmi, Almansoor, & Alnaseer, 2017).

Figura 38 Primer Aerogenerador Estadounidense

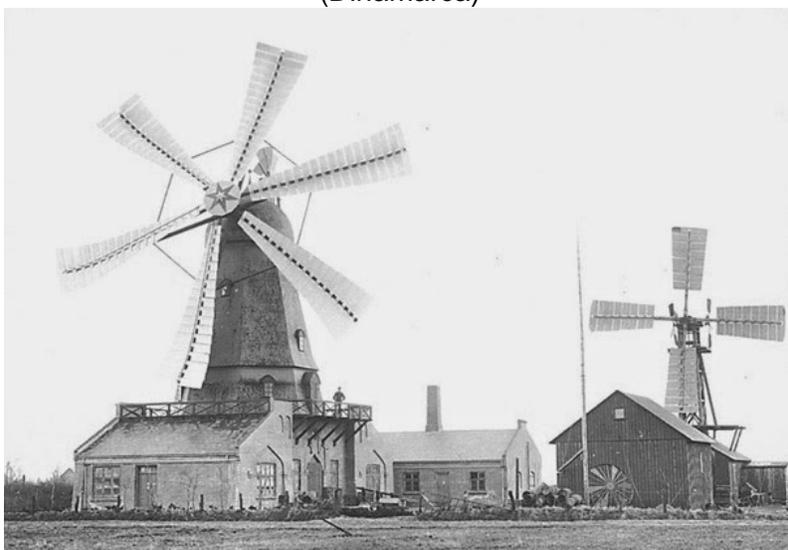


Fuente: (Ecoinventos, 2011)

En el año 1891, un científico danés, Poul la Cour, desarrolla una turbina eólica que genera electricidad y luego descubre cómo suministrar un flujo constante de energía desde la turbina eólica mediante el uso de un regulador, un Kratostate (History of Wind...", 2014).

Para el año 1895 Poul la Cour convierte un molino de viento en una planta de energía eléctrica prototipo. Con este, se ilumina la aldea de Askov. Luego en el año 1903 el científico danés inicia la Sociedad de Electricistas Eólicos. Él es la primera persona conocida en descubrir que las turbinas eólicas con menos palas que giran más rápido son más eficientes que las turbinas con muchas palas que giran lentamente (History of Wind...", 2014).

Figura 39 Aerogeneradores de prueba en 1897 en el instituto de Askov Folk, Askov (Dinamarca)



Fuente:(Poul La Cour Museum, s.f.)

En 1931 el ingeniero aeronáutico francés Georges Jean Marie Darrieus, patentó un diseño de turbina eólica de eje vertical denominado aerogenerador Darrieus. Este tipo de turbina eólica se sigue utilizando hoy en día (History of Wind...", 2014).

En el año 1941 se conecta a una red de distribución eléctrica local, la primera turbina eólica de megavatios. El aerogenerador Smith-Putnam de 1,25 MW se erige en Castletown, Vermont. Tiene aspas de 75 pies de largo (History of Wind...", 2014).

Durante la Segunda Guerra Mundial; pequeños aerogeneradores se utilizan en los submarinos alemanes para recargar las baterías submarinas y ahorrar combustible (History of Wind...", 2014).

En el año 1957, Johannes Juul, un antiguo alumno de Poul la Cour, construye una turbina eólica de eje horizontal con un diámetro de 24 metros y 3 palas muy similares en diseño a las turbinas de viento que aún se usan en la actualidad. La turbina eólica tiene una

capacidad de 200 kW y emplea una nueva invención, rompe saltos aerodinámicos de emergencia, que todavía se utiliza en las turbinas eólicas en la actualidad (History of Wind...", 2014).

En 1975 comienza un programa de aerogeneradores de la NASA para desarrollar turbinas eólicas a escala de servicios públicos. "Este programa de investigación y desarrollo fue pionero en muchas de las tecnologías de turbinas multi-megavatios actualmente en uso, que incluyen torres de tubos de acero, generadores de velocidad variable, materiales de cuchillas compuestas, control de paso parcial, ingeniería aerodinámica, estructural y acústica capacidades de diseño. Las grandes turbinas eólicas desarrolladas bajo este esfuerzo establecieron varios récords mundiales de diámetro y potencia de salida"(History of Wind...", 2014).

1978: el primer aerogenerador multimegavatios del mundo es producido por los profesores y estudiantes de la escuela Tvind. La turbina eólica de 2 megavatios" fue pionera en muchas tecnologías utilizadas en turbinas eólicas modernas y permitió a Vestas, Siemens y otros obtener las piezas que necesitaban. Especialmente importante fue la construcción del ala nueva con ayuda de especialistas en aeronáutica alemana. "Esta turbina eólica todavía funciona hoy en día" (History of Wind...", 2014).

Década de 1980: Dinamarca comienza a ubicar turbinas eólicas marinas(History of Wind...", 2014).

En el año 1984 se funda Enercon. Con el tiempo se convierte en el mayor fabricante de aerogeneradores de Alemania, y permanece en esa posición hoy (History of Wind...", 2014).

1987: un aerogenerador de 3.2 megavatios es desarrollado por el programa de aerogeneradores de la NASA. Tiene "el primer tren de accionamiento de velocidad variable a gran escala y un rotor seccionado de dos palas" que permite un transporte más fácil (History of Wind...", 2014).

1990: se promulga la Ley de Incentivos a la Producción de Energía Solar, Eólica, Residual y Geotérmica de 1990 para modificar PURPA y eliminar las limitaciones de tamaño en las plantas de energía renovable que califican para los beneficios de PURPA (History of Wind...", 2014).

1991: el primer parque eólico marino del mundo se construye en el sur de Dinamarca. Incluye 11 aerogeneradores fabricados por Bonus Energy, cada uno con una capacidad de 450 kW (History of Wind...", 2014).

1994: Vestas lanza OptiSlip con una nueva turbina eólica. OptiSlip permite que la turbina eólica suministre una corriente constante de electricidad a la red eléctrica (History of Wind...", 2014).

1996: la capacidad global de energía eólica alcanza los 6.100 megavatios (History of Wind...", 2014).

1998: la capacidad global de energía eólica alcanza los 10.200 megavatios (History of Wind...", 2014).

1999: Vestas lanza una turbina eólica con "OptiSpeed", que la hace adecuada para sitios con poco viento (History of Wind...", 2014).

2000: la capacidad global de energía eólica alcanza los 17,400 megavatios (History of Wind...", 2014).

2002: la capacidad global de energía eólica alcanza 31.100 megavatios (History of Wind...", 2014).

2005: la capacidad global de energía eólica alcanza 59,091 megavatios (History of Wind...", 2014).

2007: la capacidad eólica global alcanza 93.820 megavatios (History of Wind...", 2014).

2008: la capacidad de energía eólica global alcanza 120,291 megavatios (History of Wind...", 2014).

2009: el primer aerogenerador flotante de gran capacidad en el mundo comienza a operar en la costa de Noruega. Utiliza un aerogenerador Siemens y está desarrollado por Statoil (History of Wind...", 2014).

2010: la capacidad de energía eólica global alcanza los 197,039 megavatios (History of Wind...", 2014).

2012: la capacidad de energía eólica global alcanza 282,587 megavatios (History of Wind...", 2014).

2018: en el mundo ya hay más de 500 GW de potencia eólica instalados (History of Wind...", 2014).

### 3. DESARROLLO DEL TRABAJO DE GRADO

#### 3.1. Tipo de Investigación

Se plantea el uso de una investigación de tipo descriptiva con el fin de indagar el tema a través de la caracterización de información, teorías y planteamientos referentes al uso de la energía eólica explotada por la implementación de una máquina, la cual será el objetivo a diseñar en el presente proyecto y por tanto es necesario contar con todos los datos para tal fin.

Toda la información que se logre recopilar se analizará de manera minuciosa para obtener los mejores resultados, de ahí que el enfoque será cuantitativo porque se requerirá del manejo de información que surgirá con el uso de las teorías y leyes matemáticas, además, como se trata del uso del viento y de acuerdo a su variabilidad, es fundamental el uso de tablas de datos estadísticos, entre otros, para lograrlos resultados más satisfactorios.

#### 3.2. Fases del proyecto

**Fase 1.** Realizar tratamiento de los datos eólicos para determinar la viabilidad del aerogenerador en zonas rurales del magdalena medio y plantear las condiciones de funcionamiento para la turbina eólica mediante la aplicación de los criterios sobre emplazamientos y mediciones establecidas por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales durante los últimos 10 años.

**Método:** Observación

##### Actividades

- Revisar la información disponible, estudios o mediciones previas del viento en zonas rurales del magdalena medio y establecer un lugar donde las condiciones sean las más favorables para la generación eléctrica.

El magdalena medio comprende varios municipios de los departamentos Antioquia, Bolívar, Boyacá, Cesar y Santander; a continuación se relacionan en la Tabla 1.

Tabla 7 Departamentos y municipios que conforman el magdalena medio

MAGDALENA MEDIO	
DEPARTAMENTOS	MUNICIPIOS
ANTIOQUIA	Caracolí
	Maceo
	Puerto Berrío
	Puerto Nare
	Puerto Triunfo
	Yondó
BOLIVAR	Arenal

	Cantagallo
	Morales
	San Pablo
	Santa Rosa del Sur
	Simití
	Norosí
	Regidor
	Rio Viejo
<b>BOYACÁ</b>	Puerto Boyacá
	Aguachica
<b>CESAR</b>	Gamarra
	La Gloria
	San Alberto
	San Martín
<b>SANTANDER</b>	Barrancabermeja
	Betulia
	Bolívar
	Cimitarra
	El Carmen de Chucurí
	El Peñón
	Landázuri
	Puerto Parra
	Puerto Wilches
	Rionegro
	Sabana de Torres
	San Vicente de Chucurí
	Simacota

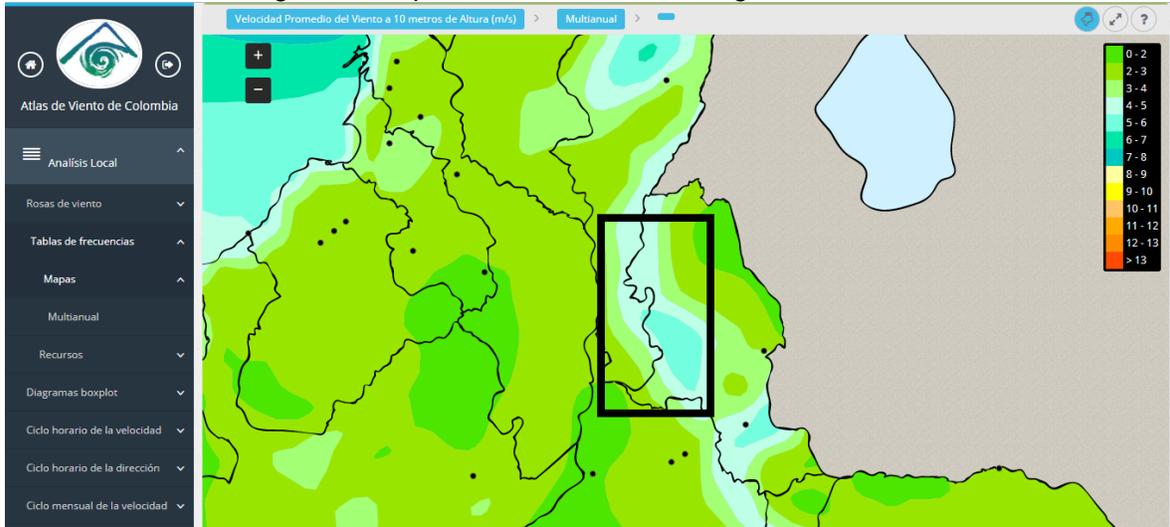
Fuente: (Autor)

Existen lugares endonde el viento posee mayor energía, por tanto, antes de realizar un estudio detallado de una zona determinada, se hace necesario clasificar la extensa zona del magdalena medio con el uso de información previa que actualmente se obtienen gracias al IDEAM.

A continuación, se puede apreciar el mapa de Colombia en donde se identifican las zonas por donde el viento se mueve a diferentes velocidades a una altura de 10 m, de acuerdo a esto, se marca con el color que corresponde según la leyenda ubicada al lado derecho del

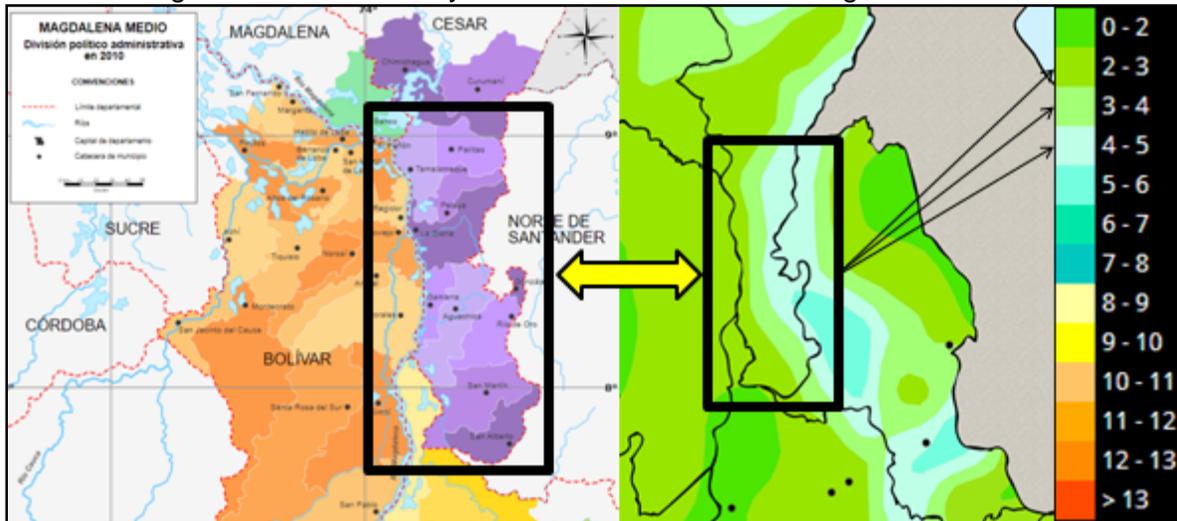
mapa. Para el caso particular de este proyecto, se delimita la zona del magdalena medio y se ubica el lugar en donde el viento circula con la mayor velocidad, esto corresponde a los municipios del departamento del Cesar y será allí en donde se estudiará con más detalle las zonas rurales.

Figura 40 Mapa de viento en zona magdalena medio



Fuente: Atlas interactivo IDEAM

Figura 41 Zonas de mayor velocidad de viento del magdalena medio



Fuente: Atlas interactivo IDEAM

Según la figura de los mapas, los municipios involucrados que poseen un importante potencial eólico son:

San Alberto, con vientos que van desde los 2 m/s a los 5 m/s.

San Martín, con vientos que van desde los 2 m/s a los 5 m/s.

Rio de oro, con vientos que van desde los 4 m/s a los 6 m/s.

González, con vientos que van desde los 4 m/s a los 5 m/s.

Aguachica, con vientos que van desde los 2 m/s a los 5 m/s.

Gamarra, con vientos que van desde los 2 m/s a los 4 m/s.

La Gloria, con vientos que van desde los 2 m/s a los 5 m/s.

Pelaya, con vientos que van desde los 3 m/s a los 5 m/s.

Tamalameque, con vientos que van desde los 2 m/s a los 4 m/s.

Pailitas, con vientos que van desde los 3 m/s a los 5 m/s.

El resto de municipios que pertenecen al Magdalena Medio tienen velocidades promedio de viento a 10 m de altura de entre 0 m/s a 2 m/s, con lo cual no se considera energía suficiente para la generación de electricidad a través del uso de máquinas eólicas.

Según los datos, el municipio Rio de Oro cuenta con el mayor potencial eólico que va desde los 4 m/s a los 6 m/s, es decir, la referencia con la cual se diseña la turbina eólica, será partiendo de una velocidad de viento de 6 m/s.

Según el IDEAM, la rugosidad promedio anual del terreno en el municipio de Rio de Oro se encuentra entre 0,24 y 0,27 metros. Para determinar este cálculo, el IDEAM utilizó la ecuación de Justus-Mikhail que corresponde a  $\alpha = 0,37 - 0,203 \log V_{10m}$ .

En esta investigación, se estiman los valores de la velocidad media del viento con la Ley de Hellman para una altura de 20 m:

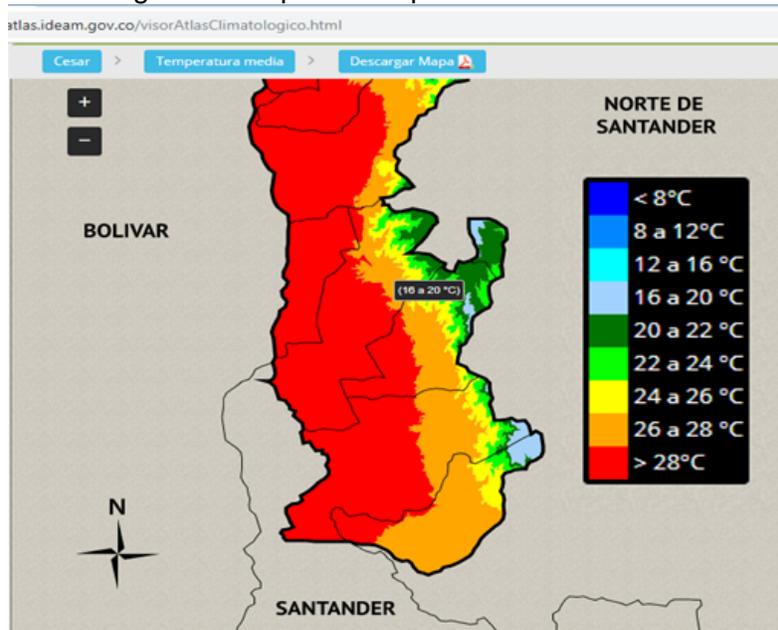
$$V_h = V_{10} \cdot \left(\frac{h}{10}\right)^\alpha \rightarrow 6 \cdot \left(\frac{20}{10}\right)^{0,25} = 7,13 \text{ m/s}$$

Luego, usando la ecuación 22, y un valor de rugosidad de 0,4 m, por tratarse de un pueblo con bosque y terreno accidentado; se determina el valor de la velocidad estacionaria a una altura de 20 m:

$$V' = V \cdot \frac{\ln \cdot \left(\frac{Z'}{Z_0}\right)}{\ln \cdot \left(\frac{Z}{Z_0}\right)} \rightarrow 6 \text{ m/s} \cdot \frac{\ln \cdot \left(\frac{20 \text{ m}}{0,4 \text{ m}}\right)}{\ln \cdot \left(\frac{10 \text{ m}}{0,4 \text{ m}}\right)} = 7,29 \text{ m/s}$$

Ahora se determina el valor de la densidad del aire para la zona seleccionada, la cual maneja temperaturas en el ambiente entre 18°C y 25°C. Ver figura 43.

Figura 42 Mapa de temperatura media anual



Fuente: Atlas interactivo IDEAM

Por tanto, se toma el valor promedio entre las temperaturas máximas y mínimas, quedando el valor de temperatura en 21,5°C; que equivale a 294,65K

Para este paso se utiliza a ecuación de la densidad:

$$\rho_{\text{aire}} = \frac{P}{R \cdot t}$$

Donde:

*P*: Presión en el sector

*R*: Valor de la constante de los gases, para el aire

*t*: Temperatura del ambiente.

Para el valor de la presión en el sector ( $P$ ):  $1011 \times 10^2 \text{ Pa}$   
Para el valor de  $R$ , se debe relacionar con el peso molecular del aire, el cual es  $28,9645 \text{ kg-mol}$ ; por tanto, el valor de  $R$  para el aire es  $287 \text{ J/(kg}\cdot\text{K)}$

Entonces...

$$\rho_{\text{aire}} = \frac{103591,6 \text{ N/m}^2}{287 \cdot \frac{\text{J}}{\text{kg}\cdot\text{K}} \cdot 294,65 \text{ K}}$$

$$\rho_{\text{aire}} = 1,225 \text{ kg/m}^3$$

**Fase 2.** Seleccionar el tipo de aerogenerador y realizar los cálculos matemáticos para el dimensionamiento de las partes del diseño por medio de la aplicación de teorías y estudios en aerodinámica y diseño de máquinas.

**Método:** Deductivo

**Actividades**

- Cálculo de carga energética de una vivienda en las zonas rurales.

En esta parte se determina el consumo aproximado de una vivienda en zona rural, de los aparatos eléctricos básicos para cualquier hogar con el fin de establecer un valor mínimo de potencia eléctrica usada diariamente.

A continuación, se muestra en la Tabla No 8

Tabla 8 Carga energética en una vivienda rural

Electrodomésticos	Cantidad	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Horas de Uso por Día	Potencia Diaria Consumida (W/h)
<b>Nevera</b>	1	200	200	24	4800
<b>Ventilador</b>	2	70	140	4	560
<b>Licuada</b>	1	350	350	0,05	17,5
<b>Bombillos</b>	6	40	240	4	960
<b>TOTAL:</b>	13	660	930	---	6337,5

Fuente: (Autor)

De acuerdo con los datos de la tabla, la potencia total diaria consumida es de  $6337,5 \text{ W/h}$  que equivalen a  $6,33 \text{ kW/h}$

A este valor de consumo aproximado para una vivienda rural le aplicamos un factor de utilización del 40% debido a que en la realidad en un día no se consume la potencia total instalada de acuerdo a la tabla, eso nos da un valor de  $2535 \text{ W/h}$  por día.

Se podría diseñar una turbina eólica que suministre tal potencia, pero por las condiciones de viento en la zona antes estudiadas, la misma variabilidad del viento y por la ley de Betz que indica que al viento solo se le puede extraer el 59,3 % de su energía; se toma el valor de 2535 W y se divide en 10 partes, de esta manera se logra disminuir el tamaño final del aerogenerador pues el diseño se hará a partir de una potencia eléctrica de 253,5 W

- Elección el tipo de aerogenerador. (comparar entre los verticales y horizontales)

Para elegir el aerogenerador que mejor se adapte a los requerimientos obtenidos en los estudios anteriores y a los parámetros de diseño necesarios para su funcionamiento, se realiza una tabla comparativa en la se reúnen las características de cada tipo de turbina.

Tabla 9 Tabla comparativa de selección para aerogeneradores

TABLA COMPARATIVA PARA SELECCIÓN DE TURBINA EÓLICA							
PARAMETROS DE SELECCIÓN	AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL			AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL			
	Monopala	Bipala	Tripala	Savonius	Darrieus	Windside	Giromill
Velocidades de viento para arranque	Alta	Alta	Alta	Baja	Media	Media	Media
Rendimiento y Eficiencia	43%	47%	50%	16%	40%	xxxx	42%
Costos de fabricación	Alto	Alto	Alto	Bajo	Medio	Medio	Medio
Facilidad de fabricación	Compleja	Compleja	Compleja	Simple	Compleja	Compleja	Semi-Compleja
Mecanismo de orientación	Si	Si	Si	No	No	No	No

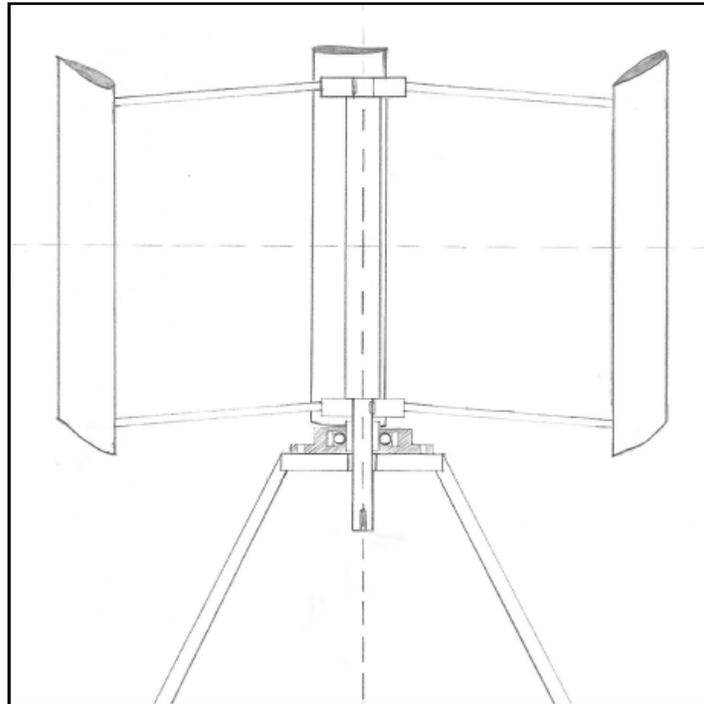
Fuente: Autor

Los aerogeneradores de eje horizontal se descartan debido a su complejidad en el diseño, fabricación, costos y porque también requieren de velocidades de viento importantes para su funcionamiento, además de sistemas de orientación ya que dependen de la dirección del viento. Los de tipo vertical tienen la ventaja de que no requieren sistema de orientación, pues funcionan a cualquier dirección del viento. Para esta investigación el modelo seleccionado es el aerogenerador de eje vertical tipo Giromill, el cual se ajusta a la mayoría de condiciones dadas en este proyecto.

- Boceto de aerogenerador y su esquema general (componentes mecánicos para su funcionamiento) de acuerdo al modelo seleccionado

En este punto, habiendo seleccionado el modelo de aerogenerador vertical Giromill, (rotor tipo H) se propone el siguiente esquema que será el diseño de partida del aerogenerador y sus diferentes partes:

Figura 43 Boceto de aerogenerador rotor tipo H (Giromill)



Fuente: Autor

- Calcular parámetros del rotor según el diseño propuesto, (dimensionado de partes).

#### 1. Rendimiento y área de barrido

El primer paso es hallar la potencia eólica disponible ( $P_d$ ) usando la ecuación

$$P_e = \eta_e \cdot \eta_c \cdot C_p \cdot P_d$$

Donde:

$\eta_e$ : Rendimiento del Generador Eléctrico

$\eta_c$ : Rendimiento Mecánico

$C_p$ : Coeficiente de Potencia

$P_d$ : Potencia Eólica disponible

$P_e$ : Potencia Eléctrica final

Rendimiento del generador eléctrico ( $\eta_e$ ), se asigna en un valor de 97% teniendo en cuenta un 3% en las diferentes pérdidas, como conexiones y demás, el rendimiento mecánico ( $\eta_c$ ) se estima en un 90%, teniendo en cuenta las pérdidas en cojinetes y acoplamiento; el coeficiente de potencia se estima en 0,53 y la potencia eléctrica final será el valor de diseño establecido anteriormente de 253,5 W

$$253,5W = 0,97 \cdot 0,9 \cdot 0,53 \cdot P_d$$

$$P_d = \frac{253,5W}{0,4627} = 547,87W$$

Luego, con la ecuación de la potencia eólica disponible, despejamos el área:

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

$$A = \frac{2 \cdot P_d}{\rho \cdot V^3}$$

Reemplazando los valores en la ecuación:

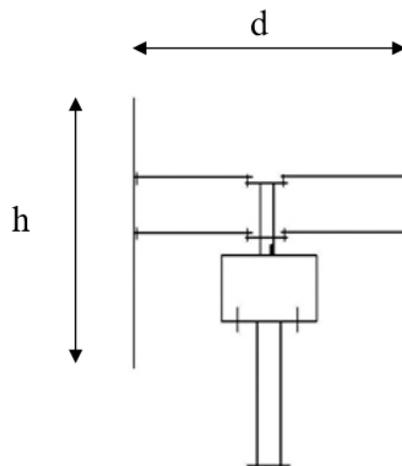
$$A = \frac{2 \cdot 547,87W}{1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot 6^3 \text{ m/s}} = 4,14 \text{ m}^2$$

De esta manera se ha calculado el área de barrido que el aerogenerador deberá tener para desarrollar una potencia eléctrica de 253,5W. Como se seleccionó para el diseño una turbina de eje vertical tipo Giromill, el viento va transversal al rotor, por tanto, su área barrida equivale a 4,14 m<sup>2</sup>.

## 2. Diámetro del rotor

Como se trata de un aerogenerador de tipo giromill, el área se representa como lo muestra la siguiente figura:

Figura 44 VAWT, Área barrida



Fuente: Vertical Axis Wind Turbines: History, Technology and Applications

$$A = h \cdot d$$

Donde:

d: Diámetro del rotor

h: Altura, (distancia entre los extremos del rotor)

Se debe distribuir el área asignando el valor más adecuado para (h) y de esa forma obtener el diámetro de la turbina. Se asigna un valor de 1,38m para (h) por tanto el valor del diámetro del rotor será:

$$d = \frac{A}{h} = \frac{4,14 \text{ m}^2}{1,38 \text{ m}} = 3,00 \text{ m}$$

Una condición importante que se tiene en cuenta para establecer el valor adecuado de (h) es la relación de aspecto, es decir, h/R (altura del aspa/Radio del rotor), según Brusca, Lanzafame, & Messina(2014),“para maximizar el coeficiente de potencia del rotor, la relación de aspecto debe ser lo más pequeña posible”(p. 336).

De acuerdo con lo anterior, para armonizar el diseño y ajustarse al parámetro de la relación de aspecto más baja posible; con los valores dados anteriormente, se consigue una relación de h/R = 0,92

### 3. Determinación del TSR (Tip Speed Ratio)

El valor del TSR se asigna en un valor de 4.

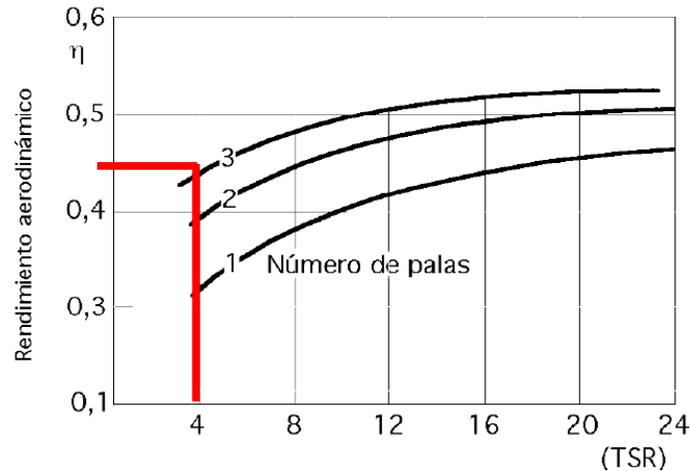
### 4. Selección del número de aspas

Como afirma Cindrić,(2017)“el número de aspas tiene un efecto directo en la suavidad del funcionamiento del rotor, ya que pueden compensar las cargas aerodinámicas cicladas” (p. 28).

Para obtener el número adecuado de aspas, se toma la relación entre el TSR y el rendimiento aerodinámico del aerogenerador, utilizando la ecuación 22

$$\eta = \frac{\text{Potencia del aerogenerador}}{\text{Potencia del viento}} = \frac{N}{\frac{\rho \cdot A \cdot V^3}{2}} = \frac{253,5}{\frac{1,225 \cdot 4,14 \cdot 6^3}{2}} = 0,46$$

Figura 45 Figura 46 Relación entre el rendimiento aerodinámico, el TSR y el número de palas para  $D/L \rightarrow \square$



Fuente: (Díez, 2000)

Usando la gráfica de la figura 5 se hace coincidir el TSR de 4 con el resultado del rendimiento aerodinámico de 0,46 apuntando a la curva de número de palas de 3 unidades.

Con esto, se establece que el número de aspas para el diseño será de 3.

## 5. Solidez del rotor

Teniendo como criterio para la asignación del valor de solidez:

La solidez debe ajustarse en función del rango de velocidades de operación. Por ejemplo, para un rango de velocidades de viento de 7 a 11 m/s la solidez debería estar en torno a 0,2 o 0,25. Cuanto mayor sea la solidez mayor será la potencia generada pero mayor será el torque generado en las aspas. Se debe tratar de seleccionar este parámetro entre valores comprendidos entre 0,1 y 0,25. (De la Calle Bernardo, 2018, p. 38)

Y basado también en la afirmación de Díez (2000), "Las máquinas con un coeficiente de solidez grande son más lentas"

Se asigna entonces un valor de 0,1 para la solidez de la turbina eólica de este proyecto.

## 6. Longitud de cuerda del perfil aerodinámico

Con el número de aspas definido y la solidez del rotor ( $\sigma$ ); se procede a calcular la longitud de cuerda ( $c$ ) adecuada para el perfil aerodinámico, usando la ecuación de la solidez y despejando ( $c$ )

$$\sigma = \frac{N \cdot c}{D}$$

Donde:

N: número de aspas

c: longitud de cuerda del aspa

D: diámetro del rotor

$$\sigma = \frac{N \cdot c}{D} \rightarrow 0,10 = \frac{3 \cdot c}{3,00 \text{ m}} \rightarrow c = \frac{0,10 \cdot 3,00 \text{ m}}{3} = 0,1 \text{ m}$$

El cálculo de la longitud de cuerda para el perfil arroja un valor de 0,1 m, es decir 100 mm.

### 7. Selección del perfil del aspa.

De acuerdo con Bastianon(2008), la selección de un perfil aerodinámico para aerogeneradores inicia teniendo en cuenta los que poseen un elevado coeficiente de sustentación y al mismo tiempo un bajo coeficiente de resistencia, es decir los que tienen altos valores en la relación sustentación sobre resistencia  $C_L/C_D$  y luego se consideran otras propiedades cuando  $C_L/C_D$  varía con el ángulo de ataque a determinado número de Reynolds. Por esta razón, y para el caso particular de este proyecto, se realiza una preselección de perfiles recomendados para el uso en aerogeneradores y después se someten a un cuadro comparativo con el fin de elegir uno que satisfaga mayormente los parámetros establecidos por las condiciones halladas.

En el mundo existen muchas organizaciones que se dedican o se dedicaron a estudiar perfiles aerodinámicos, se destacan los perfiles de la organización NACA (National Advisory Committee of Aeronautics, hoy en día NASA; National Aeronautics and Space Administration) que son ampliamente usados en el campo de la eólica debido a sus características favorables en cuanto al aprovechamiento y control del flujo de viento; por tal razón, para el caso de este proyecto en el que se eligió una máquina eólica de eje vertical, se preseleccionan 4 perfiles NACA de la familia de 4 cifras simétricos (00XX; las dos últimas cifras indican el espesor relativo máximo del perfil en % respecto a la cuerda). Puesto que los aerogeneradores de eje vertical tienen la gran ventaja de aprovechar el recurso eólico en cualquier dirección del viento se hace una condición inherente el tener que usar solo perfiles simétricos para el diseño.

Los perfiles preseleccionados son:

NACA-0009

NACA-0015

NACA-0018

NACA-0021

Ahora, para determinar el perfil adecuado se debe tener en cuenta los parámetros antes mencionados, es decir, los coeficientes de sustentación y arrastre con su relación, también el comportamiento de dichos coeficientes en cada perfil de acuerdo a su ángulo de ataque en determinados números de Reynolds.

Para ello, se hace uso de la información contenida en la página web: <http://airfoiltools.com/>, en donde se realiza una comparación de cada uno de los perfiles por medio de graficas que relacionan las diferentes características como son el coeficiente de sustentación ( $C_L$ ), el coeficiente de arrastre ( $C_D$ ) y sus diferentes ángulos de ataque. Estos comportamientos que describen los perfiles se encuentran con un número de Reynolds de 50000.

### Características de los perfiles seleccionados

#### NACA-0009

Figura 47. Perfil NACA-0009

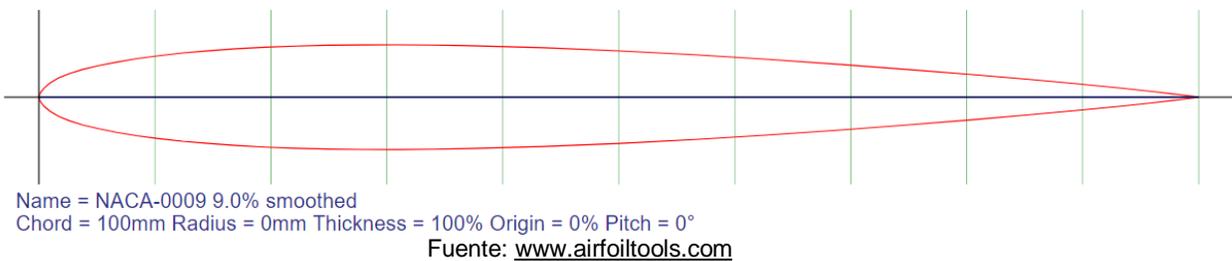


Figura 48. Grafica Máximo  $CL/CD= 27$  en  $\alpha=4^\circ$

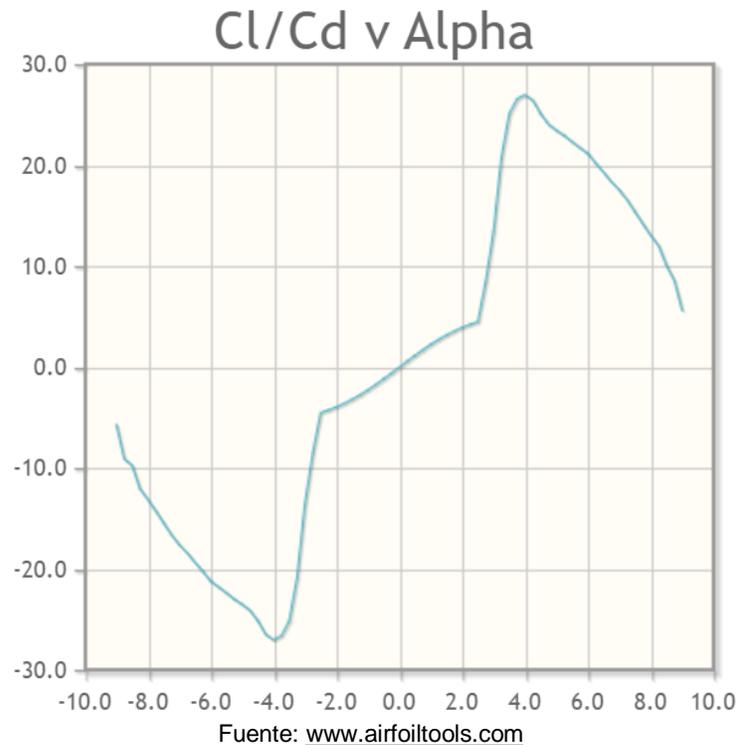


Figura 49. Grafica Máximo  $CL/CD= 74,7$  en  $\alpha=8^\circ$

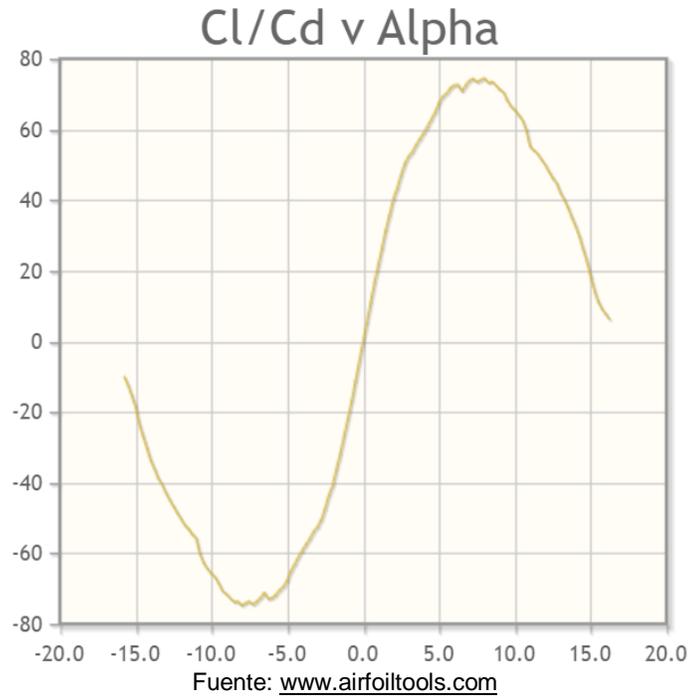
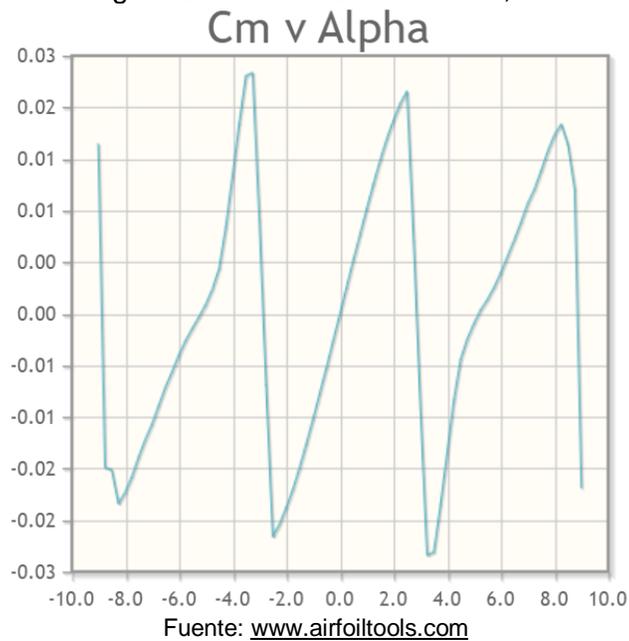
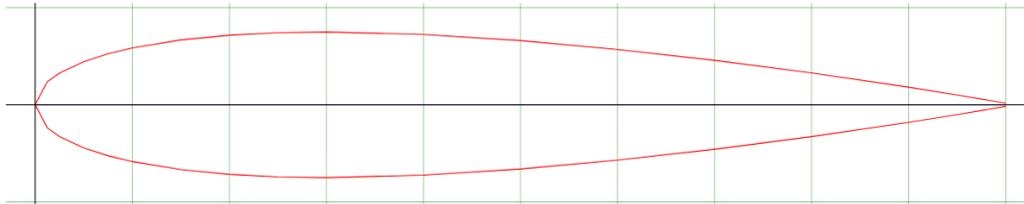


Figura 50. Grafica  $C_m$  en  $4^\circ = -0,02$



**NACA-0015**

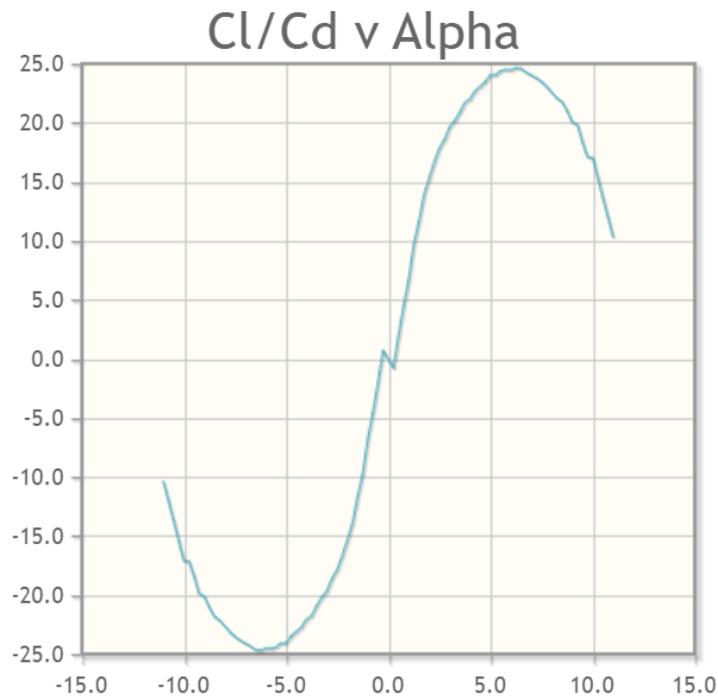
Figura 51. Perfil NACA-0015



Name = NACA 0015  
Chord = 100mm Radius = 0mm Thickness = 100% Origin = 0% Pitch = 0°

Fuente: [www.airfoiltools.com](http://www.airfoiltools.com)

Figura 52. Grafica Máximo CL/CD= 24,7 en  $\alpha=6,25^\circ$



Fuente: [www.airfoiltools.com](http://www.airfoiltools.com)

Figura 53. Grafica Máximo  $CL/CD= 77,9$  en  $\alpha=9^\circ$

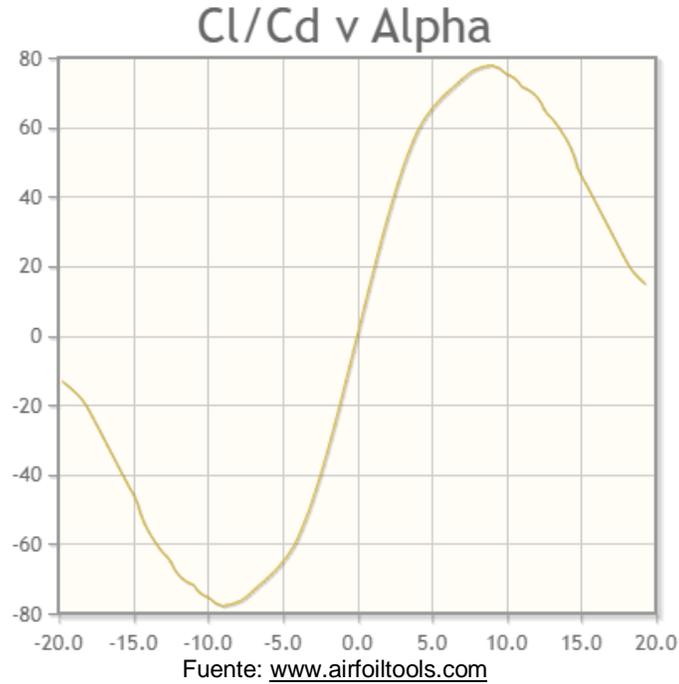
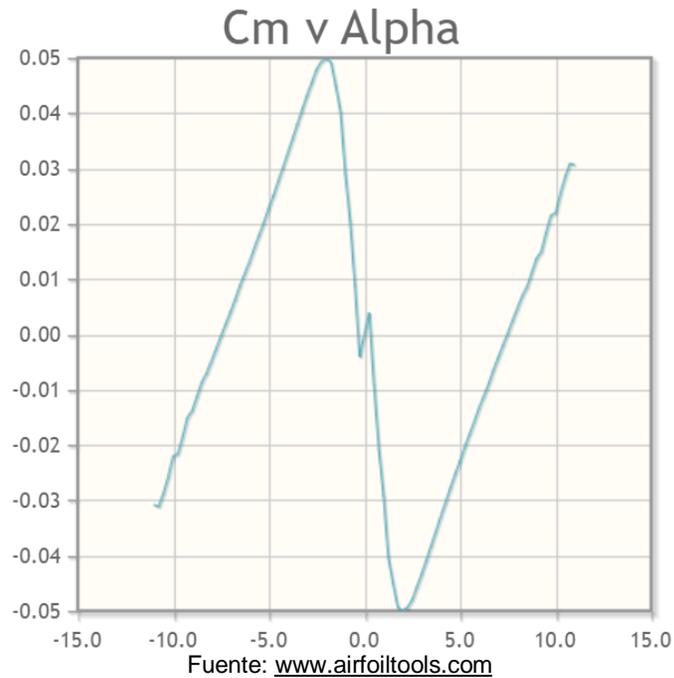
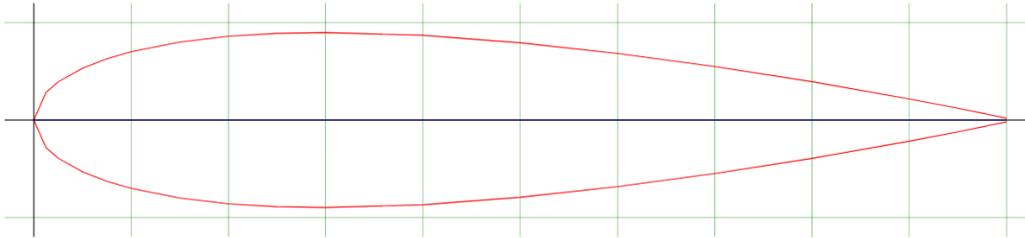


Figura 54. Grafica  $Cm$  en  $6,25^\circ= -0,016$



**NACA-0018**

Figura 55. Perfil NACA-0018

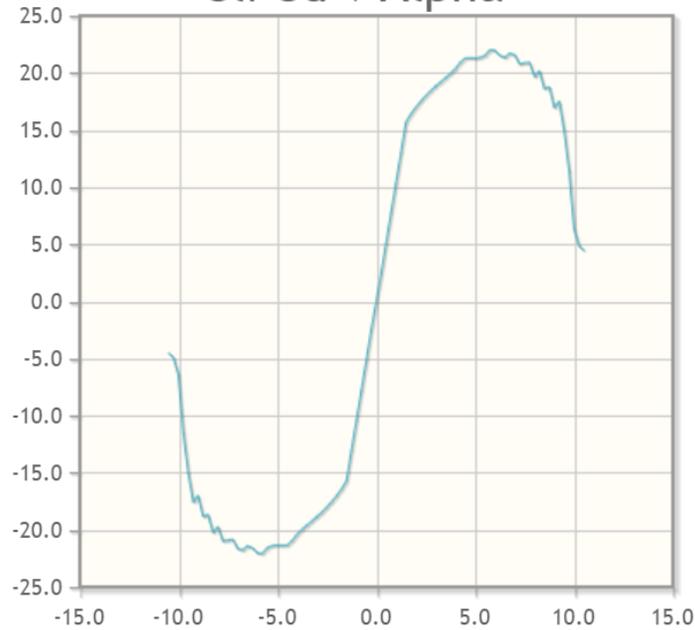


Name = NACA 0018  
Chord = 100mm Radius = 0mm Thickness = 100% Origin = 0% Pitch = 0°

Fuente: [www.airfoiltools.com](http://www.airfoiltools.com)

Figura 56. Grafica Máximo CL/CD= 22,1 en  $\alpha=5,75^\circ$

**Cl/Cd v Alpha**



Fuente: [www.airfoiltools.com](http://www.airfoiltools.com)

Figura 57. Gráfico Máximo  $Cl/Cd = 77,9$  en  $\alpha = 10^\circ$

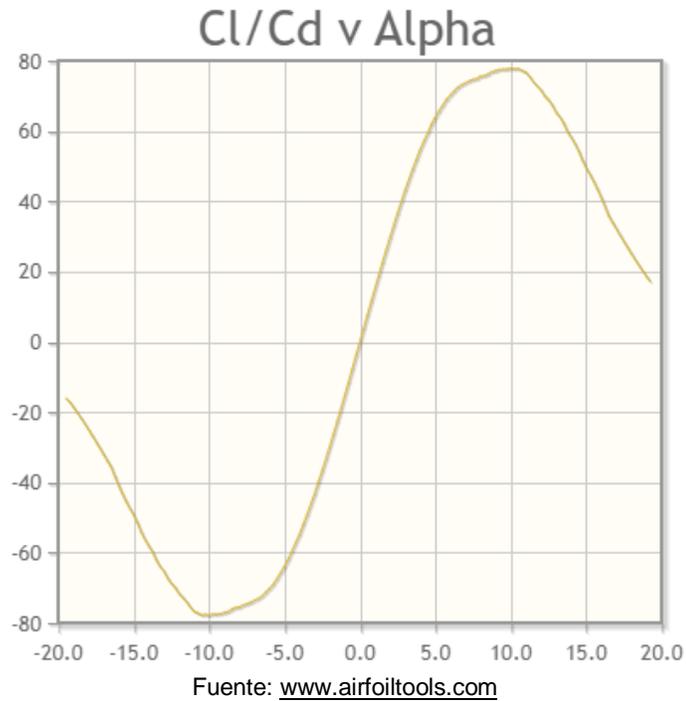
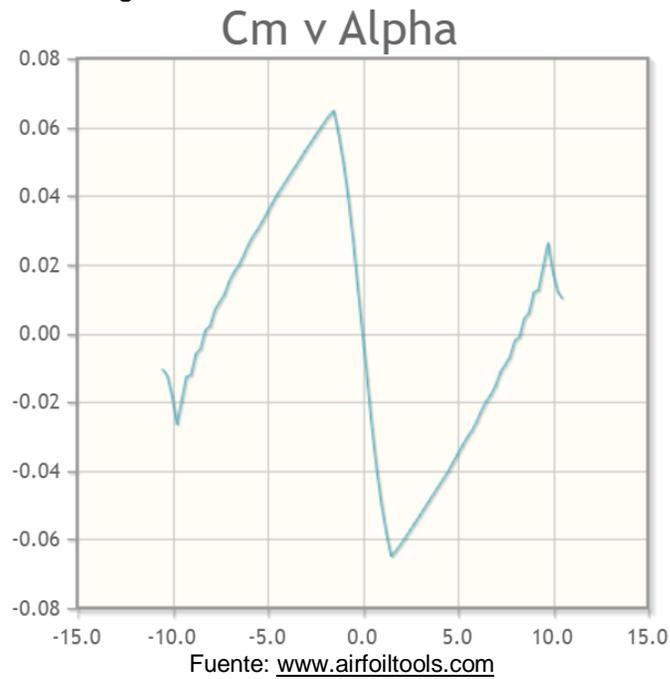
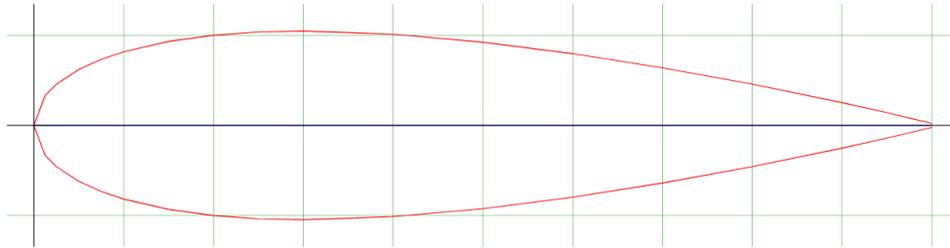


Figura 58. Grafica  $Cm$  en  $5,75^\circ = -0,03$



**NACA-0021**

Figura 59. Perfil NACA-0021

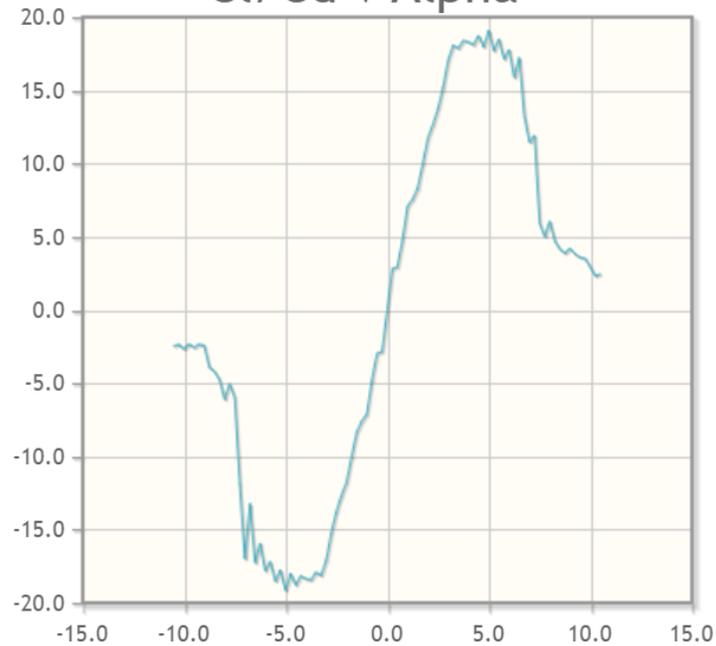


Name = NACA 0021  
Chord = 100mm Radius = 0mm Thickness = 100% Origin = 0% Pitch = 0°

Fuente: [www.airfoiltools.com](http://www.airfoiltools.com)

Figura 60. Gráfico Máximo CL/CD= 19,1 en  $\alpha=5^\circ$

**Cl/Cd v Alpha**



Fuente: [www.airfoiltools.com](http://www.airfoiltools.com)

Figura 61. Gráfico Máximo  $CL/CD= 74,7$  en  $\alpha=8,5^\circ$   
 **$Cl/Cd$  v Alpha**

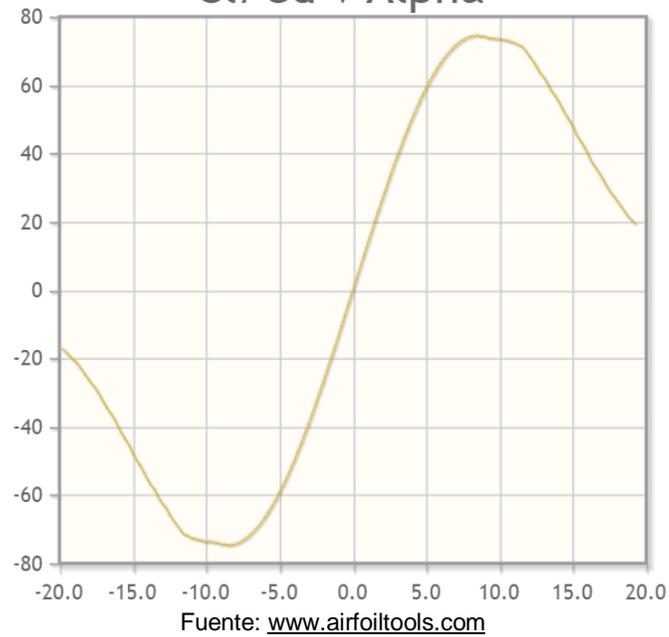
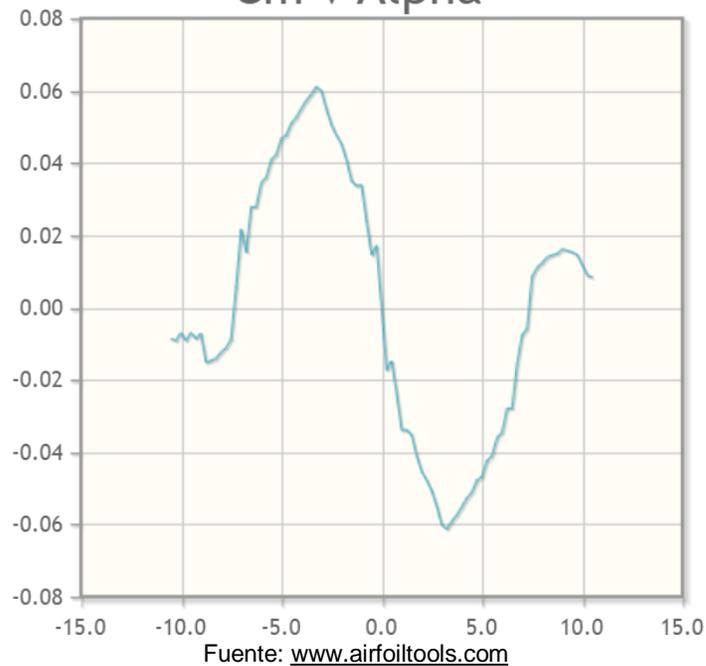


Figura 62. Grafica  $Cm$  en  $5^\circ = -0,05$   
 **$Cm$  v Alpha**



De acuerdo con lo expuesto anteriormente se tiene lo siguiente:

Tabla 10. Clasificación del comportamiento de los perfiles NACA seleccionados

PERFILES	NUMERO DE REYNOLDS	LONGITUD DE CUERDA (mm)	ÁNGULO DE ATAQUE	MÁXIMO CL/CD	Cm
NACA 0009	50000	100	4°	27	-0,0134
	1000000	100	8°	74,7	-0,0047
NACA 0015	50000	100	6,25°	24,7	-0,0111
	1000000	100	9°	77,9	-0,0071
NACA 0018	50000	100	5,75°	22,1	-0,0283
	1000000	100	10°	77,9	0,0033
NACA 0021	50000	100	5°	19,1	-0,0468
	1000000	100	8,5	74,7	0,0191

Fuente: Autor

Con la tabla anterior se concluye que:

Con un número de Reynolds de 50000 el perfil que más valor posee en la relación CL/CD, es el perfil NACA 0009.

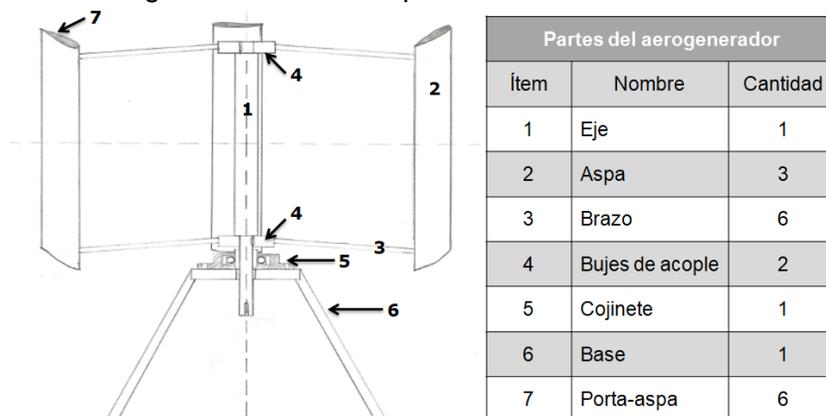
Con un número de Reynolds de 1000000 los perfiles que más valor poseen en la relación CL/CD, es el perfil NACA 0015 y el NACA 0018.

Para el caso de este proyecto se decide realizar el diseño del aerogenerador usando el perfil aerodinámico NACA 0015. Las razones que impulsaron la selección de este perfil tienen que ver con sus valores altos de CL/CD, aunque el perfil 0009 posee mayor valor en esa relación de coeficientes, el perfil 0015 se ajusta mejor a números de Reynolds más altos y tiene mejor coeficiente de momento ( $C_m$ ).

- Selección del material para los componentes de la turbina eólica.

A continuación, se identifican las partes que componen al aerogenerador y la cantidad necesaria.

Figura 63. Listado de partes de la turbina eólica



Fuente: Autor

## Eje

El componente principal de la maquina es el eje. Como todas sus demás partes, el material de fabricación deberá ser resistente a la corrosión, debido que estará sometido a las inclemencias del ambiente, además de la acción de fuerzas que el viento ejercerá sobre el mismo. Por esas razones se optó por un acero inoxidable martensítico AISI 410, este acero posee buena tenacidad, buena maquinabilidad y mayor resistencia que otros tipos de acero inoxidable, además de ser un material común para el uso en elementos de máquinas.

## Aspas

Para la fabricación de las aspas se propone el uso de material PVC (Policloruro de Vinilo), este material termoplástico posee una amplia gama de ventajas que lo hacen atractivo para la fabricación de las aspas las cuales deben ser livianas, pero a su vez deben ser resistentes. A continuación, se listan algunas propiedades. (Acoplásticos, 2020)

- Tiene excelente resistencia mecánica al impacto o al aplastamiento
- Tiene bajo peso ( $1.3 \text{ g/cm}^3$ ) lo que facilita su porte y aplicación
- Es fácil para convertir y usar en muy diferentes formas.
- Es fuerte y durable.
- A prueba de agua y resistente a la acción de productos químicos y a la corrosión.
- Resistente al ataque de insectos, bacterias, hongos y roedores.
- Muy buen aislante acústico, térmico y eléctrico. Además, es auto extingible y no propaga el fuego.
- De consumo relativamente bajo de energía en su fabricación, transformación y uso, y de larga vida en servicio. Esto hace que proporcione una excelente relación costo-beneficio en términos económicos y medioambientales.
- Es un material innovador, que posibilita a los diseñadores mejorar productos y crear nuevos.

De costo competitivo, permitiendo la producción de artículos de buena calidad a precios razonables.

## Brazos

El material de estos elementos debe ser resistente para que soporte las cargas de fuerza centrífuga y peso de las aspas; también debe ser ligero en su masa y resistente a la corrosión, por lo tanto, se propone el uso del aluminio 6061-T6, teniendo en cuenta lo mencionado por, Mott(2006) este material con su aleación para el diseño mecánico, es uno de los tipos más versátiles en cuanto de aluminio se trata.

## Bujes de acople

Para este elemento se utilizará el mismo material asignado al eje, es decir, acero inoxidable martensítico AISI 410

## Base

Es la estructura en donde se apoyará el conjunto completo del aerogenerador junto con su cojinete. Se propone acero estructural tipo ASTM A36.

## Porta-aspas

El material para este elemento será el mismo que se asignó a los brazos, es decir, aluminio 6061-T6, esta pieza es la que soporta el aspa en sus dos extremos.

- Cálculo del eje.

Para el cálculo del eje y los demás componentes se deben ajustar los valores a la velocidad de diseño establecida que arrojó un valor de 7,29 m/s, la cual se redonda a 8 m/s.

Las revoluciones del rotor se determinan a través del (TSR) o velocidad tangencial y su relación con el coeficiente de potencia.

Reorganizando la ecuación 18 despejamos  $\omega$ :

$$\lambda = \frac{r_{aerod} \cdot \omega}{V_{viento}} \rightarrow \omega = \frac{\lambda \cdot V_{viento}}{r_{aerod}} \rightarrow \frac{4 \cdot (8 \text{ m/s})}{1,5 \text{ m}}$$

$$\omega = 21,33 \text{ rad/s}$$

$\lambda$ : Tip speed ratio.

$\omega$ : velocidad angular de la turbina en (rad/s).

r: Radio del rotor (m).

v: Velocidad del viento (m/s).

También se puede expresar en RPM así:

$$\omega = \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60} \rightarrow n = \frac{\omega \cdot 60}{2 \cdot \pi} = \frac{21,33 \text{ rad/s} \cdot 60}{2 \cdot \pi}$$

$$n = 203,686 \text{ RPM}$$

Determinación del Torque de la turbina.

Para hallar el torque de la turbina se usa la siguiente ecuación:

$$T = \frac{(1/2 \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^3)}{\omega}$$

A: Área

$\omega$ : Velocidad angular de la turbina en (rad/s).

$C_p$ : Coeficiente de Potencia.

$\rho$ : Densidad del aire.

V: Velocidad del viento.

$$T = \frac{(1/2 \cdot 0,53 \cdot 1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot 4,14 \text{ m}^2 \cdot 8^3 \text{ m/s})}{21,33 \text{ rad/s}} = 32,259 \text{ Nm}$$

Recopilando los resultados de los pasos anteriores, se tiene la siguiente tabla de datos:

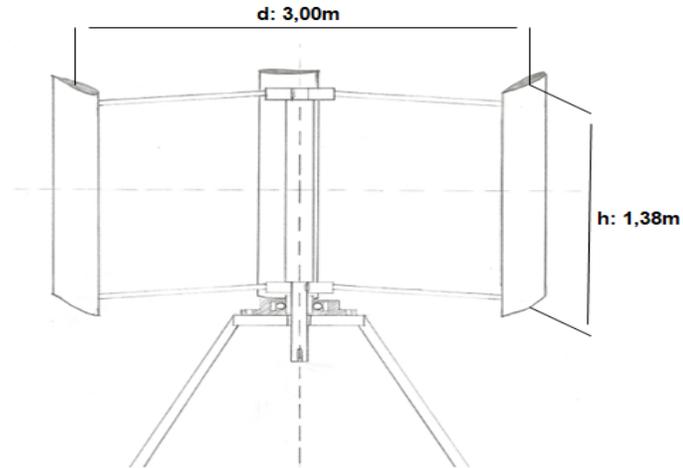
Tabla 11. Parámetros de diseño para la turbina eólica

Parámetros de la turbina	
Área de barrido (A)	4,14 m
Diámetro del rotor (d)	3,00 m
Altura del aspa (h)	1,38 m
Cantidad de Aspas	3
Separación angular entre aspas	120°
Velocidad angular ( $\omega$ )	21,33 rad/s
Revoluciones por minuto (RPM)	203,686
Torque de la turbina	32,259 Nm
Longitud de cuerda	0,1 m
Perfil aerodinámico	NACA-0015
Ángulo de ataque favorable	6,25°

Fuente: Autor

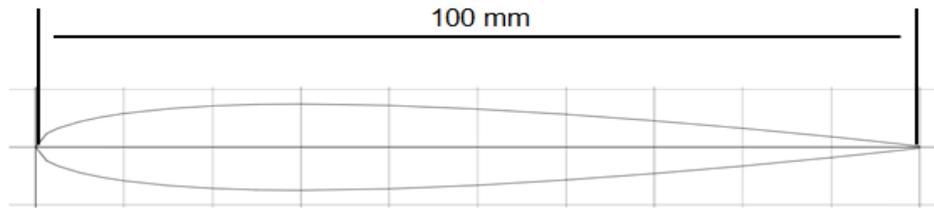
A continuación, aparece el primer dimensionado que se obtiene producto de los cálculos anteriores.

Figura 64. Dimensiones principales del rotor.



Fuente: Autor

Figura 65. Longitud de cuerda para el perfil seleccionado



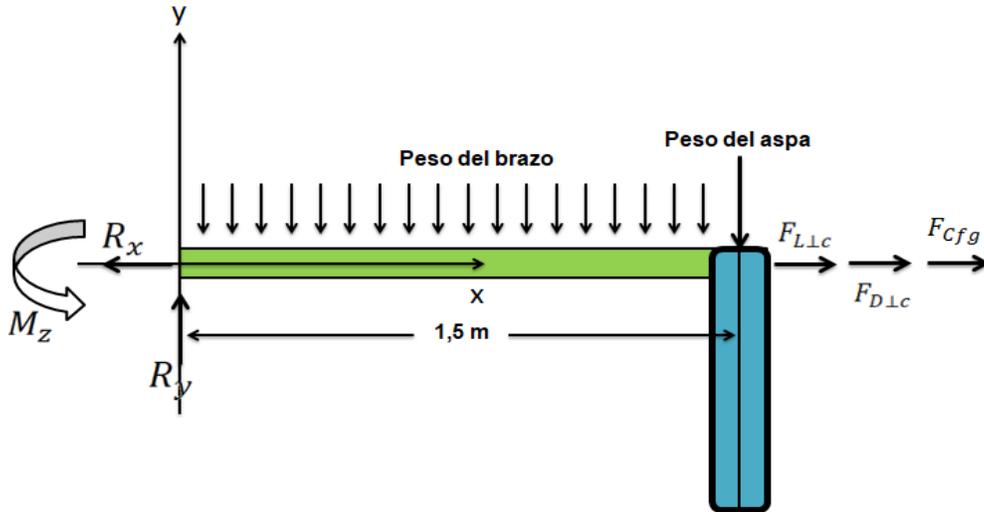
Fuente: Autor

- Dimensionamiento de los brazos y las aspas.

A través de un diagrama de cuerpo libre, se ilustran las fuerzas que soporta uno de los brazos en el plano (x) y (y).

El diámetro del rotor se calculó en 3,00 m. De acuerdo con este valor la longitud de cada brazo se define de 1,5 m.

Figura 66. Diagrama de cuerpo libre plano (x-y)



Fuente: Autor

$$\sum F_x = 0$$

$$\sum F_x = -R_x + F_{L\perp c} + F_{D\perp c} + F_{c f g} = 0$$

Se halla la fuerza centrífuga en la cual se reemplaza la velocidad angular con la velocidad lineal.

$$F_{centrifuga} = m \cdot r \cdot \omega^2 \rightarrow m \cdot r \cdot \left(\frac{v}{r}\right)^2 \rightarrow m \cdot r \cdot \left(\frac{v^2}{r^2}\right) \rightarrow m \cdot \frac{v^2}{r}$$

La fuerza centrífuga se genera por medio del aspa y por los brazos que sujetan el aspa, como el aspa va soportada por 2 brazos según el diseño; la fuerza centrífuga derivada del aspa se divide por 2.

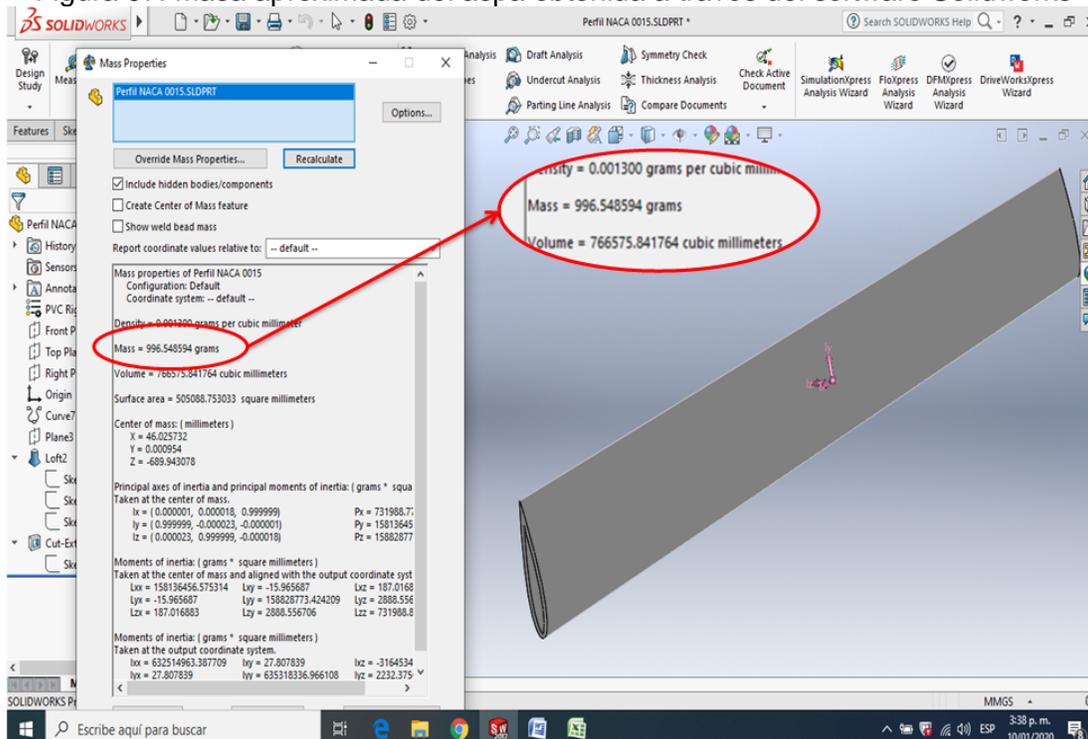
La fuerza centrífuga total es la suma de la que genera el aspa y el brazo.

$$F_{centrifuga} = \frac{F_{centrifuga \text{ del aspa}}}{2} + F_{centrifuga \text{ del brazo}}$$

$$F_{centrifuga} = \frac{m_{aspa} \cdot V^2}{2 \cdot r_{aspa}} + \frac{m_{brazo} \cdot V^2}{r_{brazo}}$$

Se emplea el programa Solidworks para hallar la masa del aspa, quede acuerdo al material seleccionado(PVC), posee una densidad de (1.3 g/cm<sup>3</sup>)según las propiedades que el mismo programa maneja.

Figura 67. Masa aproximada del aspa obtenida a través del software Solidworks



Fuente: Autor

Como se puede apreciar en la figura 68, el programa calcula una masa de 996,548 gramos.

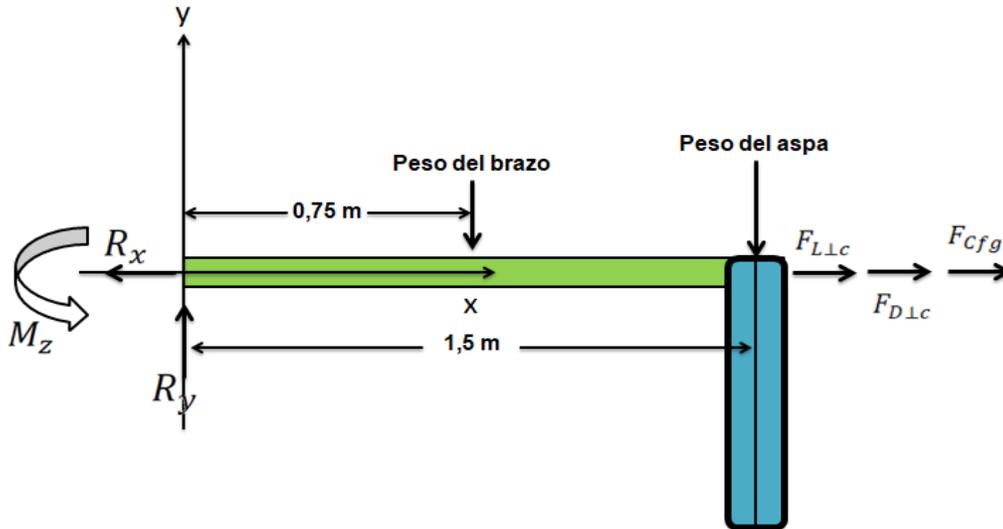
Para ( $r_{aspa}$ ) le corresponde el valor de radio estipulado anteriormente de 1,5 m y la velocidad (V) es la velocidad en la punta de la pala, es decir:

$$\omega r = 21,33 \text{ rad/s} \cdot 1,5\text{m} = 32 \text{ m/s}$$

$$F_{centrifuga} = \frac{0,996 \text{ kg} \cdot (32 \text{ m/s})^2}{2 \cdot 1,5 \text{ m}} + \frac{m_{brazo} \cdot (32 \text{ m/s})^2}{1,5 \text{ m}}$$

$$F_{centrifuga} = 339,97\text{N} + \frac{m_{brazo} \cdot (32 \text{ m/s})^2}{1,5 \text{ m}}$$

Figura 68. Diagrama de cuerpo libre plano (x-y), carga puntual que ejerce el peso del brazo



Fuente: Autor

### CARGA DISTRIBUIDA A CARGA PUNTUAL

$$\sum F_y = R_y - P_{brazo} \cdot (1,5m) - \frac{P_{aspa}}{2} = 0$$

$$\sum M_z = M_z - P_{brazo} \cdot (1,5m) \cdot (0,75m) - \frac{P_{aspa}}{2} \cdot (1,5m) = 0$$

$$\sum M_z = M_z - P_{brazo} \cdot (1,125m^2) - \frac{P_{aspa}}{2} \cdot (1,5m) = 0$$

$$M_z = P_{brazo} \cdot (1,125m^2) + \frac{P_{aspa}}{2} \cdot 1,5m$$

$$P_{aspa} = m_{aspa} \cdot g$$

$$P_{aspa} = 0,996 \text{ kg} \cdot 9,8 \text{ m/s}^2$$

$$P_{aspa} = 9,76 \text{ N}$$

$$M_z = P_{brazo} \cdot (1,125m^2) + \frac{9,76 N}{2} \cdot 1,5m$$

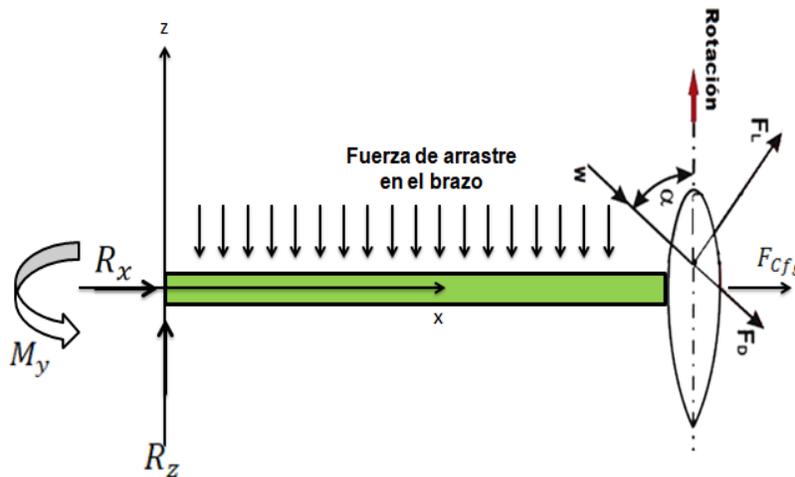
$$M_z = P_{brazo} \cdot (1,125m^2) + 7,32 Nm$$

$$P_{brazo} = m_{brazo} \cdot g$$

$$m_{brazo} = (\pi \cdot r^2 \cdot h) \cdot \rho_{Aluminio}$$

Ahora, en un diagrama de cuerpo libre, se ilustran las fuerzas que soportan cada uno de los brazos en el plano (x) y (z).

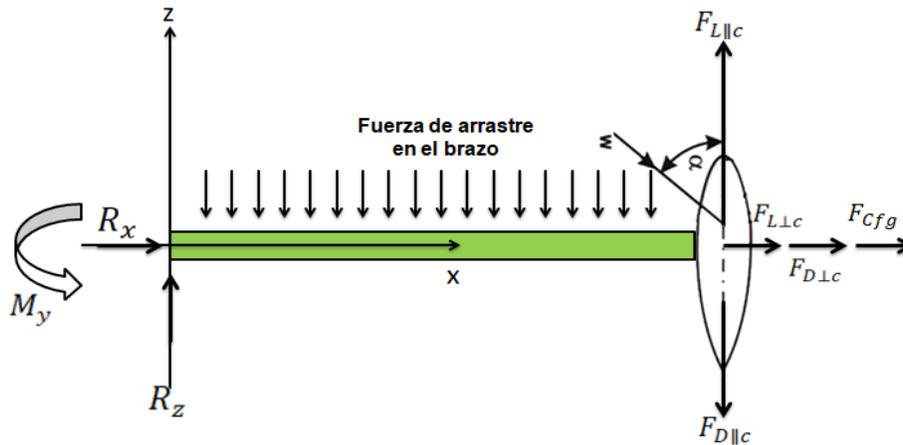
Figura 69. Diagrama de cuerpo libre plano (x-z)



Fuente: Autor

Luego se descomponen las fuerzas de sustentación ( $F_L$ ) y arrastre ( $F_D$ ), quedando el diagrama de cuerpo libre de la siguiente manera:

Figura 70 Diagrama de cuerpo libre plano (x-z), descomposición de fuerzas de sustentación y arrastre.



Fuente: Autor

Las fuerzas en(x)del plano (x-z), son las mismas que se presentan en el plano(x-y) mostrado anteriormente.

La sumatoria de fuerzas en el eje z es:

$$\sum F_z = R_z - F_{Arrastre (brazo)} + F_{L||c} - F_{D||c} = 0$$

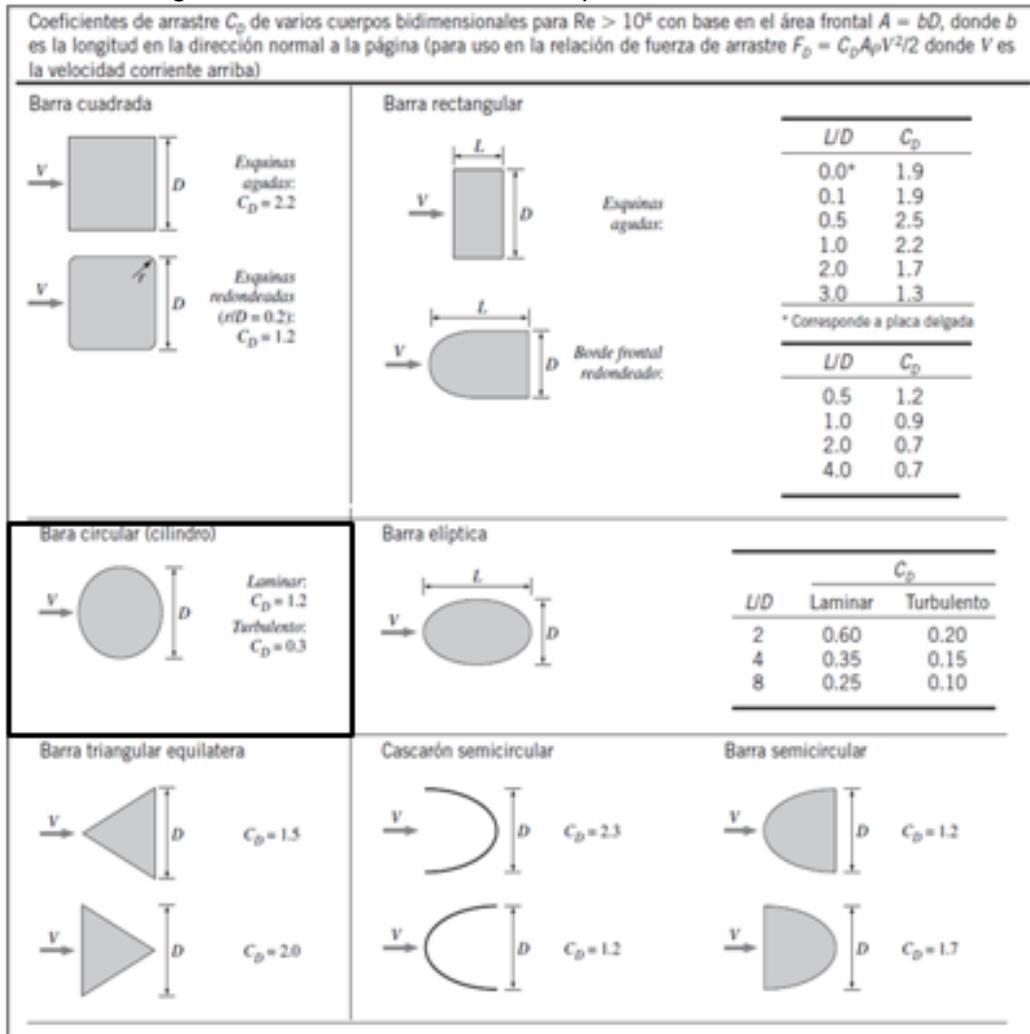
$$R_z = F_{Arrastre (brazo)} - F_{L||c} + F_{D||c}$$

Donde:

$$F_{Arrastre (brazo)} = C_D \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot \rho_{Aire} \cdot A_{brazo} \cdot V_{brazo}^2 \right)$$

Para obtener el coeficiente de arrastre ( $C_D$ ) correspondiente al brazo, el cual, según el diseño planteado posee forma cilíndrica; en la figura 72 se muestra el coeficiente para distintos tipos de formas con Reynolds mayores a  $10^4$ . Para este caso aplica el coeficiente de barra circular (cilindro) y se considera el fluido de viento de tipo turbulento, por lo que el valor de  $C_D$  corresponde a 0,3.

Figura 71 Coeficiente de arrastre para una barra cilíndrica



Fuente: <https://apuntes-ing-mecanica.blogspot.com/2015/11/resistencia-del-fluido.html?m=0>

Para el caso de velocidad, el valor será la mitad de la velocidad de viento en la punta del asa; es decir,  $(32 \text{ m/s}) \cdot 1/2 = 16 \text{ m/s}$ .

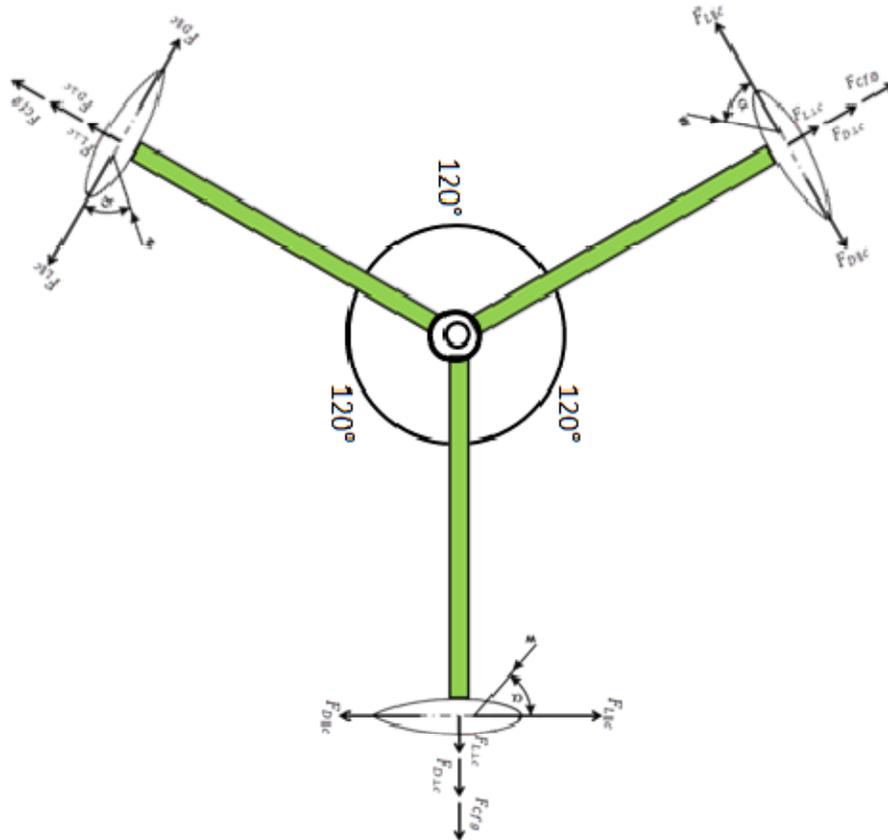
$$F_{\text{Arrastre (brazo)}} = C_D \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{Aire}} \cdot A_{\text{Brazo}} \cdot w_{\text{Brazo}}^2 \right)$$

$$F_{\text{Arrastre (brazo)}} = 0,3 \cdot \left( \frac{1}{2} \cdot 1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot 1,5 \text{ m} \cdot d_{\text{brazo}} \cdot (16 \text{ m/s})^2 \right)$$

$$F_{\text{Arrastre (brazo)}} = 70,56 \text{ kg/s}^2 \cdot d_{\text{brazo}}$$

Al realizar la representación del rotor en el plano x-z, se muestran las fuerzas que resultan en el perfil aerodinámico; pero se evidencia que al tratarse de un rotor con 3 aspas separadas  $120^\circ$  las fuerzas varían con el giro ( $0^\circ$  a  $359^\circ$ ) puesto que el ángulo de ataque del perfil cambia con él.

Figura 72. Representación del rotor en el plano (x-z)



Fuente: Autor

Por tal razón, se realizan los respectivos cálculos de las fuerzas para diferentes posiciones en el perfil y de esta manera, establecer los parámetros de diseño del brazopartiendo de los resultados.

De acuerdo a lo anterior lo primero será calcular el ángulo de ataque para 18 posiciones acimutales del perfil aerodinámico teniendo en cuenta la velocidad de viento de diseño establecida.

La ecuación para calcular el ángulo de ataque es:

$$\alpha = \tan^{-1} \left( \frac{V \sin \theta}{V \cos \theta + \omega R} \right)$$

Donde:

$\alpha$ = ángulo de ataque

V= velocidad del flujo de aire incidente (velocidad de viento de diseño)

$\theta$ = posición acimutal

$\omega R$ = Velocidad de rotación (en la punta del aspa)

Se inicia con los cálculos a partir de un ángulo ( $\theta$ ) de 20°, la velocidad (V) fue establecida en 8 m/s y la velocidad de rotación ( $\omega R$ ) se calculó en un valor de: 32 m/s.

$$\alpha_{20^\circ} = \tan^{-1} \left( \frac{8 \text{ m/s} \sin 20}{8 \text{ m/s} \cos 20 + 32 \text{ m/s}} \right)$$

$$\alpha_{20^\circ} = 3,960$$

Ahora con la obtención de los ángulos de ataque en las diferentes posiciones del perfil se calcula la velocidad relativa

$$V_R \sin(\alpha) = V \sin(\theta)$$

$$V_R = \frac{V \sin(\theta)}{\sin(\alpha)}$$

$$V_R = \frac{8 \text{ m/s} \cdot \sin(20)}{\sin(3,960)}$$

$$V_R = 39,62 \text{ m/s}$$

Luego de esto se calcula el Reynolds de referencia o del alabe

$$Re_{ref} = \frac{\rho \cdot V_R \cdot c}{\mu}$$

$$Re_{ref} = \frac{1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot 39,62 \text{ m/s} \cdot 0,1 \text{ m}}{1,5 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}}$$

$$Re_{ref} = 323563,33$$

Con estos valores se buscan los famosos coeficientes de Lift ( $C_L$ ) y Drag ( $C_D$ ), es decir, coeficiente de sustentación y arrastre respectivamente correspondientes al perfil seleccionado NACA 0015; estos se obtienen de una investigación realizada en la universidad estatal de Wichita en Estados Unidos a través de un túnel de viento, en donde se experimentó con varios perfiles simétricos, incluido el que fue seleccionado para este proyecto, se toman los datos necesarios y se realizan 2 tablas en las que se relacionan el ángulo de ataque vs el número de Reynolds. Se realizó interpolación para encontrar los valores que no se mostraban en la tabla.

Tabla 12 Coeficientes de sustentación para perfil NACA 0015

Alpha (°)	Número de Reynolds							
	10000	20000	40000	80000	160000	360000	700000	1000000
20	0.4399	0.4409	0.4427	0.4463	0.4575	0.5247	0.6990	0.8089
40	1.0350	1.0350	1.0350	1.0350	1.0350	1.0350	1.0350	1.0350
60	0.8750	0.8750	0.8750	0.8750	0.8750	0.8750	0.8750	0.8750
80	0.3650	0.3650	0.3650	0.3650	0.3650	0.3650	0.3650	0.3650
100	-0.1850	-0.1850	-0.1850	-0.1850	-0.1850	-0.1850	-0.1850	-0.1850
120	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700	-0.6700
140	-0.9800	-0.9800	-0.9800	-0.9800	-0.9800	-0.9800	-0.9800	-0.9800
160	-0.6350	-0.6350	-0.6350	-0.6350	-0.6350	-0.6350	-0.6350	-0.6350
180	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Fuente: <https://www.osti.gov/biblio/6548367-aerodynamic-characteristics-seven-symmetrical-airfoil-sections-through-degree-angle-attack-use-aerodynamic-analysis-vertical-axis-wind-turbines>

Tabla 13 Coeficientes de arrastre para perfil NACA 0015

Alpha (°)	Número de Reynolds							
	10000	20000	40000	80000	160000	360000	700000	1000000
20	0.2820	0.2820	0.2820	0.2820	0.2820	0.2820	0.2820	0.2820
40	0.9200	0.9200	0.9200	0.9200	0.9200	0.9200	0.9200	0.9200
60	1.4700	1.4700	1.4700	1.4700	1.4700	1.4700	1.4700	1.4700
80	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800	1.7800
100	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500	1.7500
120	1.4650	1.4650	1.4650	1.4650	1.4650	1.4650	1.4650	1.4650
140	0.9250	0.9250	0.9250	0.9250	0.9250	0.9250	0.9250	0.9250
160	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200	0.3200
180	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250	0.0250

Fuente: <https://www.osti.gov/biblio/6548367-aerodynamic-characteristics-seven-symmetrical-airfoil-sections-through-degree-angle-attack-use-aerodynamic-analysis-vertical-axis-wind-turbines>

Luego de calcular los coeficientes, es posible obtener las fuerzas de sustentación ( $F_L$ ) y arrastre ( $F_D$ ) usando las siguientes ecuaciones:

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot V^2 \cdot C_L$$

Donde:

A: Área característica, producto de la cuerda por la envergadura o longitud ( $A=lb$ )  
w: módulo de la velocidad relativa del viento respecto a la pala (m/s)

$$A = L \cdot b$$

$$A = 0,1m \cdot 1,38m$$

$$A = 0,138m^2$$

Aquí se halla la fuerza de sustentación cuando el ángulo de ataque es de  $20^\circ$

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot 0,138m^2 \cdot (39,62 \text{ m/s})^2 \cdot 0,5124$$

$$F_L = 58,38 \text{ N}$$

Luego se halla la fuerza de arrastre cuando el ángulo de ataque es de  $20^\circ$

$$F_D = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot A \cdot V^2 \cdot C_D$$

$$F_D = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot 0,138m^2 \cdot (39,62 \text{ m/s})^2 \cdot 0,0120$$

$$F_D = 1,592 \text{ N}$$

Enseguida se tabulan los datos para las demás posiciones acimutales del aspa.

Tabla 14. Comportamiento del perfil a diferentes posiciones acimutales

$\theta$ (°)	$\alpha$ (°)	$V_R$ (m/s)	NR	$C_L$	$C_D$	$F_L$ (N)	$F_D$ (N)
20°	3,96°	39,62	323563,33	0,440	0,0120	58,38	1,592
40°	7,68°	38,47	314171,66	0,815	0,0174	108,136	2,308
60°	10,89°	36,67	299471,66	0,898	0,0225	119,149	2,985
80°	13,27°	34,32	280280	0,658	0,0258	87,305	3,423
100°	14,43°	31,61	258148,33	0,506	0,0491	67,137	6,515
120°	13,89°	28,86	235690	0,459	0,0478	60,901	6,342
140°	11,24°	26,38	215436	0,682	0,0179	90,490	2,375
160°	6,37°	24,66	201390	0,476	0,0104	63,157	1,380
180°	0°	-----	-----	0,0000	0,0027	0,0000	0,358
200°	-6,37°	24,66	201390	0,476	0,0104	63,157	1,380
220°	-11,24°	26,38	215436	0,682	0,0179	90,490	2,375
240°	-13,89°	28,86	235690	0,459	0,0478	60,901	6,342
260°	-14,43°	31,61	258148,33	0,506	0,0491	67,137	6,515
280°	-13,27°	34,32	280280	0,658	0,0258	87,305	3,423
300°	-10,89°	36,67	299471,66	0,898	0,0225	119,149	2,985
320°	-7,68°	38,47	314171,66	0,815	0,0174	108,136	2,308
340°	-3,96°	39,62	323563,33	0,440	0,0120	58,38	1,592
360°	0°	-----	-----	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fuente: Autor

Ahora que ya se tienen las fuerzas de sustentación y arrastre que se presentan en cada una de las aspas en sus diferentes posiciones de giro, se requiere descomponerlas para obtener las componentes paralelas y perpendiculares a la cuerda del perfil aerodinámico y con ello las fuerzas resultantes.

$$F_{L\parallel c} = F_L \cdot \cos \alpha / F_{L\perp c} = F_L \cdot \sin \alpha$$

$$F_{D\parallel c} = F_D \cdot \cos \alpha / F_{D\perp c} = F_D \cdot \sin \alpha$$

Para la posición de 20° y un ángulo de ataque que corresponde a 3,96°, se tiene:

$$F_{L\parallel c} = 58,38 \text{ N} \cdot \cos(3,96)$$

$$F_{L\parallel c} = 58,24 \text{ N}$$

$$F_{L\perp c} = 58,38 \text{ N} \cdot \sin(3,96)$$

$$F_{L\perp c} = 4,032 \text{ N}$$

$$F_{D\parallel c} = 1,592 \text{ N} \cdot \cos(3,96)$$

$$F_{D\parallel c} = 1,588 N$$

$$F_{D\perp c} = 1,592 N \cdot \sin(3,96)$$

$$F_{D\perp c} = 0,110 N$$

Tabla 15. Valores de los componentes de las fuerzas

$\theta$ (°)	$\alpha$ (°)	$F_{L\parallel c}$ (N)	$F_{L\perp c}$ (N)	$F_{D\parallel c}$ (N)	$F_{D\perp c}$ (N)
20°	3,96°	58,24	4,032	1,588	0,110
40°	7,68°	107,166	14,451	2,287	0,308
60°	10,89°	<b>117,003</b>	<b>22,51</b>	2,931	0,563
80°	13,27°	84,974	20,04	3,331	0,786
100°	14,43°	65,02	16,73	<b>6,309</b>	<b>1,623</b>
120°	13,89°	59,12	14,62	6,156	1,522
140°	11,24°	88,754	17,638	2,329	0,463
160°	6,37°	62,767	7,007	1,371	0,153
180°	0°	0,000	0,000	0,358	0,000
200°	-6,37°	-62,767	-7,007	-1,371	-0,153
220°	-11,24°	-88,754	-17,638	-2,329	-0,463
240°	-13,89°	-59,12	-14,62	-6,156	-1,522
260°	-14,43°	-65,02	-16,73	-6,309	-1,623
280°	-13,27°	-84,974	-20,04	-3,331	-0,786
300°	-10,89°	-117,003	-22,51	-2,931	-0,563
320°	-7,68°	-107,003	-14,451	-2,287	-0,308
340°	-3,96°	-58,24	-4,032	-1,588	-0,110
360°	0°	0,000	0,000	-0,358	0,000

Fuente: Autor

Luego de obtener las ecuaciones necesarias, se procede a realizar los cálculos empezando con una barra comercial de menor diámetro, es decir de  $9,525 \times 10^{-3} m$ .

El objetivo es determinar que diámetro de barra y/o con que características el aluminio 6061-T6 soportará el esfuerzo al cual será sometida.

Primero: Se halla la masa del brazo.

$$m_{brazo} = (\pi \cdot r^2 \cdot h) \cdot \rho_{Aluminio}$$

$$m_{brazo} = (\pi \cdot (4,7625 \times 10^{-3} m)^2 \cdot 1,5 m) \cdot (2700 kg/m^3)$$

$$m_{brazo} = 0,288 kg$$

Segundo: La fuerza centrífuga

$$F_{centrifuga} = 339,97N + \frac{0,288 \text{ kg} \cdot (32 \text{ m/s})^2}{1,5 \text{ m}}$$

$$F_{centrifuga} = 339,97N + 196,608N$$

$$F_{centrifuga} = 536,58N$$

Tercero: Se calcula el peso del brazo

$$P_{brazo} = 0,288 \text{ kg} \cdot 9,8 \text{ m/s}^2$$

$$P_{brazo} = 2,82 \text{ N}$$

Cuarto: Se halla el  $M_z$

$$M_z = 2,82 \text{ N} \cdot (1,125 \text{ m}^2) + 7,32 \text{ Nm}$$

$$M_z = 3,1725 \text{ Nm} + 7,32 \text{ Nm}$$

$$M_z = 10,4925 \text{ Nm}$$

Quinto: Fuerza de arrastre en el brazo

$$F_{Arrastre (brazo)} = 70,56 \text{ kg/s}^2 \cdot 9,525 \times 10^{-3} \text{ m}$$

$$F_{Arrastre (brazo)} = 0,672 \text{ N}$$

Sexto: Se consigue el valor del momento en (y)  $M_y$

$$\sum M_y = -M_y + (F_{L\parallel c} - F_{D\parallel c}) \cdot x - f(x)_{D(barra)} \cdot x \cdot \frac{x}{2}$$

Despejando la ecuación:

$$M_y = (F_{L\parallel c} - F_{D\parallel c}) \cdot 1,5 \text{ m} - F_{D(barra)} \cdot \frac{1,5 \text{ m}}{2}$$

$$M_y = (F_{L\parallel c} - F_{D\parallel c}) \cdot 1,5 \text{ m} - (0,672 \text{ N/m} \cdot 1,5 \text{ m}) \cdot 0,75 \text{ m}$$

Se utilizará el valor mayor de las componentes de las fuerzas de sustentación y arrastre obtenido dentro de los cálculos realizados para cada posición del aspa.

Estos son:

Tabla 16 Valores máximos de las componentes paralelas a la cuerda del perfil

$\theta$ (°)	$F_{L\parallel c}$ (N)	$F_{D\parallel c}$ (N)
60°	117,003	---
100°	---	6,309

Fuente: Autor

Por lo tanto:

$$M_y = (117,003 \text{ N} - 6,309 \text{ N}) \cdot 1,5 \text{ m} - (0,672 \text{ N/m} \cdot 1,5 \text{ m}) \cdot 0,75 \text{ m}$$

$$M_y = 166,041 \text{ Nm} - 0,756 \text{ Nm}$$

$$M_y = 165,285 \text{ Nm}$$

De acuerdo a la tabla de propiedades típicas del aluminio, extraída del libro diseño de máquinas de Robert L.Mott; la resistencia a la fluencia del aluminio 6061-T6 es de 276 MPa.

$$\sigma_x = \frac{F_{centrifuga}}{A_{transversal \text{ de la barra}}} + \frac{|\bar{M}| \cdot c}{I_z}$$

$$\sigma_x = \frac{536,58 \text{ N}}{\pi D^2 / 4} + \frac{|\bar{M}| \cdot c}{I_z}$$

Donde  $|\bar{M}|$  es el momento oblicuo generado por los momentos calculados en las ecuaciones (5.9) y (5.16) –  $M_z$  y  $M_y$  respectivamente.

Al ser la barra un perfil circular;

$$|\bar{M}| = \sqrt{(M_z)^2 + (M_y)^2}$$

$$|\bar{M}| = \sqrt{(10,4925 \text{ Nm})^2 + (165,285 \text{ Nm})^2}$$

$$|\bar{M}| = 165,617 \text{ Nm}$$

$$A_{\text{transversal de la barra}} = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{\pi(9,525 \times 10^{-3} \text{ m})^2}{4}$$

$$A_{\text{transversal de la barra}} = 7,126 \times 10^{-5} \text{ m}^2$$

$$I_z = \frac{\pi D^4}{64} = \frac{\pi(9,525 \times 10^{-3} \text{ m})^4}{64}$$

$$I_z = 4,04 \times 10^{-10} \text{ m}^4$$

$$c = \frac{D}{2} = \frac{9,525 \times 10^{-3} \text{ m}}{2}$$

$$c = 4,7625 \times 10^{-3} \text{ m}$$

$$\sigma_x = \frac{536,58 \text{ N}}{7,126 \times 10^{-5} \text{ m}^2} + \frac{165,617 \text{ Nm} \cdot 4,7625 \times 10^{-3} \text{ m}}{4,04 \times 10^{-10} \text{ m}^4}$$

$$\sigma_x = 7529890,542 \text{ N/m}^2 + 1952353868 \text{ N/m}^2$$

$$\sigma_x = 1959883758 \text{ N/m}^2$$

$$\sigma_x = 1959,88 \text{ MPa}$$

Según el valor obtenido, el esfuerzo al que será sometido un brazo de  $9,525 \times 10^{-3} \text{ m}$  de diámetro, supera la resistencia del material seleccionado (aluminio 6061-T6), que soporta 276 MPa.

Por tal motivo se asigna un nuevo valor de diámetro de  $12,7 \times 10^{-3} \text{ m}$  y se realizan nuevamente los cálculos.

Primero: Se halla la masa del brazo.

$$\frac{12,70 \text{ mm}}{1} \times \frac{1 \text{ m}}{1000 \text{ mm}} = 0,0127 \text{ m}$$

$$0,0127m \div 2 = 0,00635m$$

$$m_{brazo} = (\pi \cdot r^2 \cdot h) \cdot \rho_{Aluminio}$$

$$m_{brazo} = (\pi \cdot (0,00635m)^2 \cdot 1,5 m) \cdot (2700 kg/m^3)$$

$$m_{brazo} = 0,513 kg$$

Segundo: La fuerza centrífuga

$$F_{centrifuga} = 339,97N + \frac{m_{brazo} \cdot (32 m/s)^2}{1,5 m}$$

$$F_{centrifuga} = 339,97N + \frac{0,513 kg \cdot (32 m/s)^2}{1,5 m}$$

$$F_{centrifuga} = 339,97N + 350,208 N$$

$$F_{centrifuga} = 690,178 N$$

Tercero: Se calcula el peso del brazo

$$P_{brazo} = m_{brazo} \cdot g$$

$$P_{brazo} = 0,513 kg \cdot 9,8 m/s^2$$

$$P_{brazo} = 5,03 N$$

Cuarto: Se halla el  $M_z$

$$\sum M_z = M_z - P_{brazo} \cdot (1,5m) \cdot (0,75m) - \frac{P_{aspa}}{2} \cdot (1,5m) = 0$$

$$M_z = P_{brazo} \cdot (1,125m^2) + 7,32 Nm$$

$$M_z = 5,03 N \cdot (1,125m^2) + 7,32 Nm$$

$$M_z = 5,66 Nm + 7,32 Nm$$

$$M_z = 12,98 Nm$$

Quinto: Fuerza de arrastre en el brazo

$$F_{Arrastre (brazo)} = 70,56 \text{ kg/s}^2 \cdot d_{brazo}$$

$$F_{Arrastre (brazo)} = 70,56 \text{ kg/s}^2 \cdot 0,0127 \text{ m}$$

$$F_{Arrastre (brazo)} = 0,896 \text{ N}$$

Sexto: Se consigue el valor de  $M_y$

$$\sum M_y = -M_y + (F_{L\parallel c} - F_{D\parallel c}) \cdot x - f(x)_{D(barra)} \cdot x \cdot \frac{x}{2}$$

Despejando la ecuación:

$$M_y = (F_{L\parallel c} - F_{D\parallel c}) \cdot 1,5 \text{ m} - F_{D(barra)} \cdot \frac{1,5 \text{ m}}{2}$$

$$M_y = (F_{L\parallel c} - F_{D\parallel c}) \cdot 1,5 \text{ m} - (0,896 \text{ N/m} \cdot 1,5 \text{ m}) \cdot 0,75 \text{ m}$$

Utilizando nuevamente los valores de la tabla 14, se tiene:

$$M_y = (117,003 \text{ N} - 6,309 \text{ N}) \cdot 1,5 \text{ m} - (0,896 \text{ N/m} \cdot 1,5 \text{ m}) \cdot 0,75 \text{ m}$$

$$M_y = 166,041 \text{ Nm} - 1,008 \text{ Nm}$$

$$M_y = 165,033 \text{ Nm}$$

$$\sigma_x = \frac{F_{centrifuga}}{A_{transversal \text{ de la barra}}} + \frac{|\bar{M}| \cdot c}{I_z}$$

$$\sigma_x = \frac{536,58 \text{ N}}{\pi D^2 / 4} + \frac{|\bar{M}| \cdot c}{I_z}$$

Al ser la barra un perfil circular;

$$|\bar{M}| = \sqrt{(M_z)^2 + (M_y)^2}$$

$$|\bar{M}| = \sqrt{(12,98 \text{ Nm})^2 + (165,033 \text{ Nm})^2}$$

$$|\bar{M}| = 165,542 \text{ Nm}$$

$$A_{\text{transversal de la barra}} = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{\pi(0,0127\text{m})^2}{4}$$

$$A_{\text{transversal de la barra}} = 1,267 \times 10^{-4} \text{ m}^2$$

$$I_z = \frac{\pi D^4}{64} = \frac{\pi(0,0127\text{m})^4}{64}$$

$$I_z = 1,277 \times 10^{-9} \text{ m}^4$$

$$c = \frac{D}{2} = \frac{0,0127\text{m}}{2}$$

$$c = 6,35 \times 10^{-3} \text{ m}$$

$$\sigma_x = \frac{F_{\text{centrifuga}}}{A_{\text{transversal de la barra}}} + \frac{|\bar{M}| \cdot c}{I_z}$$

$$\sigma_x = \frac{F_{\text{centrifuga}}}{\pi D^2/4} + \frac{|\bar{M}| \cdot c}{I_z}$$

$$\sigma_x = \frac{690,178 \text{ N}}{1,267 \times 10^{-4} \text{ m}^2} + \frac{165,542 \text{ Nm} \cdot 6,35 \times 10^{-3} \text{ m}}{1,277 \times 10^{-9} \text{ m}^4}$$

$$\sigma_x = 5447340,174 \text{ N/m}^2 + 823172826,9 \text{ N/m}^2$$

$$\sigma_x = 828620167,1 \text{ N/m}^2$$

$$\sigma_x = \mathbf{828,62 \text{ MPa}}$$

Para el caso de un diámetro de  $12,7 \times 10^{-3} \text{ m}$ , disminuye el esfuerzo, pero aún es muy superior a lo que puede soportar el material seleccionado. Por otro lado, con el aumento del tamaño aumenta la masa y por ende su peso; por tal motivo se decide probar una barra de mayor diámetro, pero hueca en su interior a un diámetro determinado con el fin

de lograr que el esfuerzo no supere el límite del material sin que incremente demasiado su masa.

Se procede a realizar los cálculos con la barra de  $22,225 \times 10^{-3} \text{m}$  de diámetro exterior y  $15,875 \times 10^{-3} \text{m}$  de diámetro interior.

Primero: Se halla la masa del brazo.

$$m_{\text{brazo}} = \pi \frac{(d_e^2 - d_i^2)}{4} \cdot \rho_{\text{Aluminio}} \cdot 1,5 \text{m}$$

$$m_{\text{brazo}} = \pi \frac{((22,225 \times 10^{-3} \text{m})^2 - (15,875 \times 10^{-3} \text{m})^2)}{4} \cdot (2700 \text{ kg/m}^3) \cdot 1,5 \text{m}$$

$$m_{\text{brazo}} = 0,77 \text{ kg}$$

Segundo: La fuerza centrífuga

$$F_{\text{centrifuga}} = 339,97 \text{N} + \frac{m_{\text{brazo}} \cdot (32 \text{ m/s})^2}{1,5 \text{ m}}$$

$$F_{\text{centrifuga}} = 339,97 \text{N} + \frac{0,77 \text{ kg} \cdot (32 \text{ m/s})^2}{1,5 \text{ m}}$$

$$F_{\text{centrifuga}} = 339,97 \text{N} + 525,65 \text{N}$$

$$F_{\text{centrifuga}} = 865,62 \text{ N}$$

Tercero: Se calcula el peso del brazo

$$P_{\text{brazo}} = m_{\text{brazo}} \cdot g$$

$$P_{\text{brazo}} = 0,77 \text{ kg} \cdot 9,8 \text{ m/s}^2$$

$$P_{\text{brazo}} = 7,546 \text{ N}$$

Cuarto: Se halla el  $M_z$

$$M_z = P_{\text{brazo}} \cdot (1,125 \text{m}^2) + 7,32 \text{ Nm}$$

$$M_z = 7,546 \text{ N} \cdot (1,125 \text{m}^2) + 7,32 \text{ Nm}$$

$$M_z = 8,49 \text{ Nm} + 7,32 \text{ Nm}$$

$$M_z = 15,81 Nm$$

Quinto: Fuerza de arrastre en el brazo

$$F_{Arrastre (brazo)} = 70,56 kg/s^2 \cdot d_{brazo}$$

$$F_{Arrastre (brazo)} = 70,56 kg/s^2 \cdot 22,225 \times 10^{-3}m$$

$$F_{Arrastre (brazo)} = 1,57 N$$

Sexto: Se consigue el valor del momento en (y)  $M_y$

$$\sum M_y = -M_y + (F_{L\parallel c} - F_{D\parallel c}) \cdot x - f(x)_{D(brazo)} \cdot x \cdot \frac{x}{2}$$

Despejando la ecuación:

$$M_y = (F_{L\parallel c} - F_{D\parallel c}) \cdot 1,5 m - F_{D(brazo)} \cdot \frac{1,5 m}{2}$$

$$M_y = (F_{L\parallel c} - F_{D\parallel c}) \cdot 1,5 m - (1,57 N/m \cdot 1,5 m) \cdot 0,75 m$$

Utilizando los valores de la tabla 14, se tiene:

$$M_y = (117,003 N - 6,309 N) \cdot 1,5 m - (1,57 N/m \cdot 1,5 m) \cdot 0,75 m$$

$$M_y = 166,041 Nm - 1,766 Nm$$

$$M_y = 164,275 Nm$$

$$\sigma_x = \frac{F_{centrifuga}}{A_{transversaldelabarra}} + \frac{|\bar{M}| \cdot c}{I_z}$$

$$\sigma_x = \frac{865,62 N}{\pi \frac{(d_e^2 - d_i^2)}{4}} + \frac{|\bar{M}| \cdot c}{I_z}$$

Donde  $|\bar{M}|$  es el momento oblicuo generado por los momentos calculados en las ecuaciones (5.9) y (5.16) –  $M_z$  y  $M_y$  respectivamente.

Al ser la barra un perfil circular;

$$|\bar{M}| = \sqrt{(M_z)^2 + (M_y)^2}$$

$$|\bar{M}| = \sqrt{(15,81 \text{ Nm})^2 + (164,275 \text{ Nm})^2}$$

$$|\bar{M}| = 165,03 \text{ Nm}$$

$$A_{\text{transversal de la barra}} = \pi \frac{(d_e^2 - d_i^2)}{4}$$

$$= \pi \frac{((22,225 \times 10^{-3} \text{ m})^2 - (15,875 \times 10^{-3} \text{ m})^2)}{4}$$

$$A_{\text{transversal de la barra}} = 1,9 \times 10^{-4} \text{ m}^2$$

$$I_z = \pi \frac{(d_e^4 - d_i^4)}{64} = \pi \frac{((22,225 \times 10^{-3} \text{ m})^4 - (15,875 \times 10^{-3} \text{ m})^4)}{64}$$

$$I_z = 8,86 \times 10^{-9} \text{ m}^4$$

$$c = \frac{D}{2} = \frac{22,225 \times 10^{-3} \text{ m}}{2}$$

$$c = 11,1125 \times 10^{-3} \text{ m}$$

$$\sigma_x = \frac{F_{\text{centrifuga}}}{A_{\text{transversal de la barra}}} + \frac{|\bar{M}| \cdot c}{I_z}$$

$$\sigma_x = \frac{777,56 \text{ N}}{\pi \frac{(d_e^2 - d_i^2)}{4}} + \frac{|\bar{M}| \cdot c}{I_z}$$

$$\sigma_x = \frac{865,62 \text{ N}}{1,9 \times 10^{-4} \text{ m}^2} + \frac{165,03 \text{ Nm} \cdot 11,1125 \times 10^{-3} \text{ m}}{8,86 \times 10^{-9} \text{ m}^4}$$

$$\sigma_x = 4555894,737 \text{ N/m}^2 + 206985990,4 \text{ N/m}^2$$

$$\sigma_x = 211541885,1 \text{ N/m}^2$$

$$\sigma_x = \mathbf{211,542 \text{ MPa}}$$

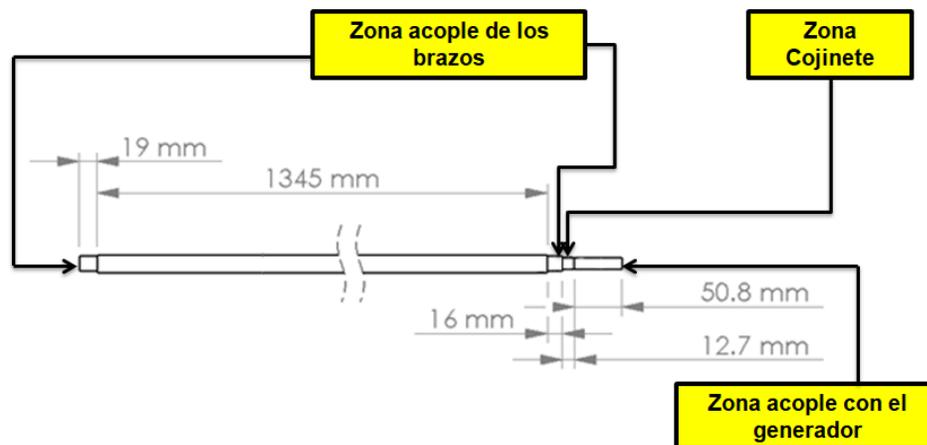
Con los nuevos parámetros se cumple la condición en el que la resistencia a la fluencia del material seleccionado supera los esfuerzos que se presentan de acuerdo al diseño.

Por lo tanto, las dimensiones principales para todos los brazos que sostienen las aspas del aerogenerador, serán de  $22,225 \times 10^{-3} \text{ m}$  en su diámetro exterior,  $15,875 \times 10^{-3} \text{ m}$  en su diámetro interior y 1,5 m de longitud.

Luego de establecer las dimensiones y características de los brazos en el aerogenerador, se procede con el diseño del eje.

A continuación, se especifican las distancias y las zonas que fueron fijadas de acuerdo a los parámetros iniciales.

Figura 73. Esquema del eje y zonas de trabajo



Fuente: Autor

El primer paso es determinar la fuerza con que el viento impacta a la turbina, para ello se emplea la fórmula de presión del viento = fuerza/área, es decir:

$$\text{Presión del viento} = \frac{\text{Fuerza del viento}}{\text{Área de barrido}}$$

Despejando la fuerza se tiene:

$$\text{Fuerza del viento} = \text{Presión del viento} \cdot \text{Área de barrido}$$

$$\text{Fuerza del viento} = \frac{\rho V^2}{2} \cdot h \cdot d \cdot C_D$$

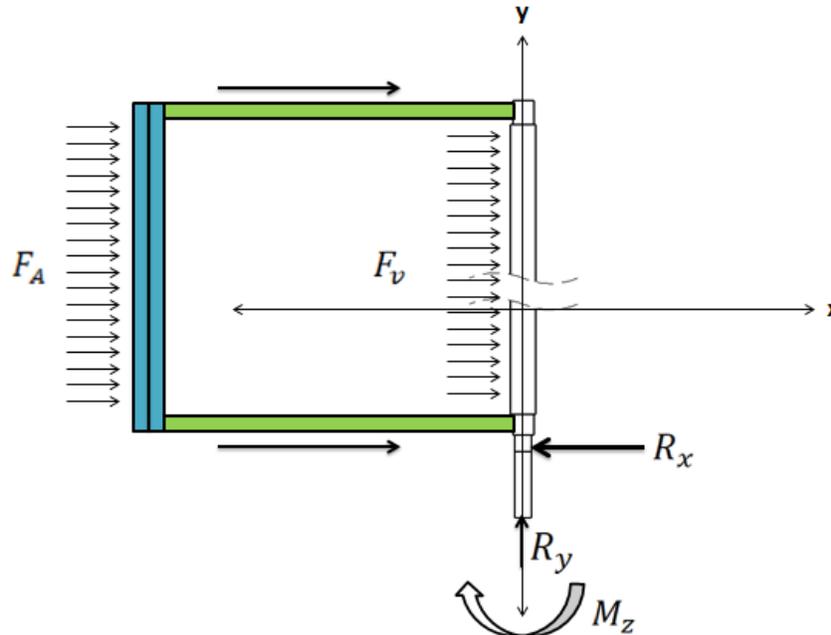
$$F_v = \frac{1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot (8 \text{ m/s})^2}{2} \cdot 1,38 \text{ m} \cdot d_{eje} \cdot 0,3$$

$$F_v = 16,23 \text{ kg/s}^2 \cdot d_{eje}$$

Para este caso la fuerza del viento se encuentra distribuida a lo largo de todo el eje.

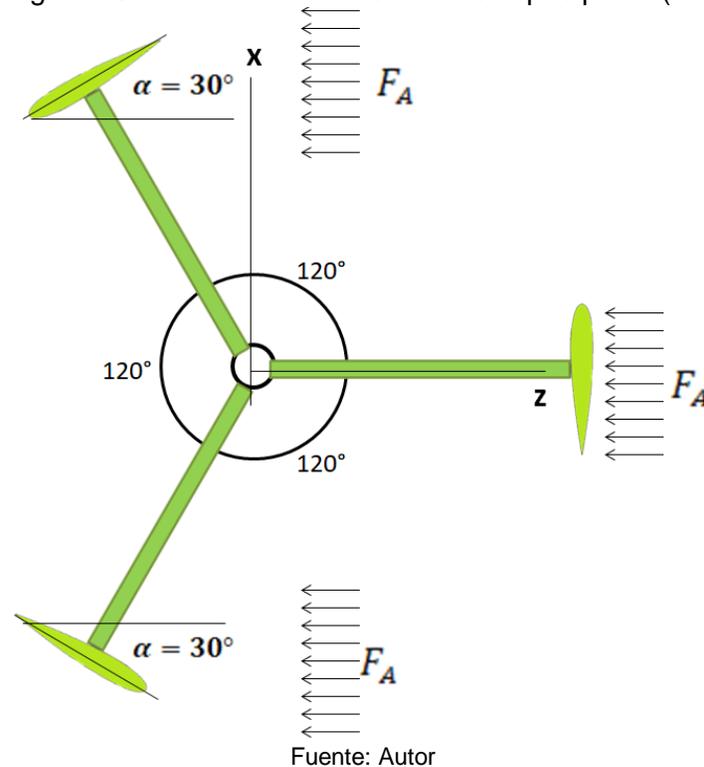
Luego, se determinan las fuerzas que actuarían sobre el eje en sus diferentes planos a través de un diagrama de cuerpo libre.

Figura 74 Fuerzas que actúan sobre el eje plano (x-y)



Fuente: Autor

Figura 75 Fuerza del viento sobre las aspas plano (x-z)



Se puede apreciar en la figura 77, la fuerza que ejerce el viento ( $F_V$ ) sobre el eje, la fuerza del viento sobre el aspa  $F_A$  (cuando la cuerda de una de ellas se encuentra perpendicular al eje,); las reacciones y un momento en el eje z.

Luego, en la figura 78 donde se muestra el plano x-z, la fuerza del viento sobre las aspas cuando la cuerda de una de ellas se encuentra perpendicular al eje, impacta sobre las dos aspas restantes, pero a  $30^\circ$  respecto a la línea de cuerda del perfil; por lo tanto, la suma del resultado de cada una de ellas es la fuerza total que influye directamente sobre el eje.

La fuerza del viento sobre el aspa con ángulo de ataque de  $\alpha: 90^\circ$

$$F_{A1} = \frac{\rho V^2}{2} \cdot A_A \cdot C_D$$

$$F_{A1} = \frac{1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot (8 \text{ m/s})^2}{2} \cdot 1,38 \text{ m} \cdot 0,1 \text{ m} \cdot 1,8$$

$$F_A = 9,74 \text{ N}$$

La fuerza del viento sobre el aspa con ángulo de ataque de  $\alpha: 30^\circ$

$$F_A = \sin 30^\circ \cdot \left( \frac{\rho V^2}{2} \cdot A_A \cdot C_D \right)$$

$$F_{A30^\circ} = \sin 30^\circ \cdot \left( \frac{1,225 \text{ kg/m}^3 \cdot (8 \text{ m/s})^2}{2} \cdot 1,38 \text{ m} \cdot 0,1 \text{ m} \cdot 0,57 \right)$$

$$F_{A30^\circ} = 1,542 \text{ N}$$

Como son dos aspas a 30°, se duplica el valor anterior

$$F_{A30^\circ} = 2 \cdot (1,542 \text{ N})$$

$$F_{A30^\circ} = 3,084 \text{ N}$$

Ahora la fuerza total:

$$F_A = 9,74 \text{ N} + 3,084 \text{ N}$$

$$F_A = 12,824 \text{ N}$$

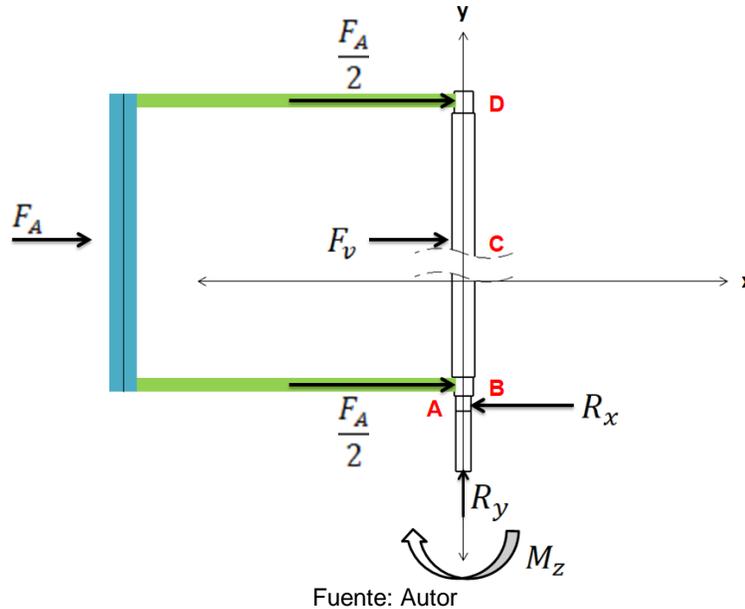
Sumatoria de fuerzas en x

$$\sum F_x = -R_x + F_{AT} + F_V = 0$$

$$R_x = 12,824 \text{ N} + (16,23 \text{ kg/s}^2 \cdot d_{eje})$$

Sumatoria de momentos en z

Figura 76 Cargas puntuales que actúan sobre el eje plano (x-y)



$$\sum M_A = -M_z - \left(\frac{F_A}{2} \cdot 14,35 \times 10^{-3} m\right) - (F_v \cdot 694,85 \times 10^{-3} m) - \left(\frac{F_A}{2} \cdot 1,37685 m\right)$$

$$M_z = -\left(\frac{12,824 N}{2} \cdot 14,35 \times 10^{-3} m\right) - (16,23 kg/s^2 \cdot d_{eje} \cdot 694,85 \times 10^{-3} m) - \left(\frac{12,824 N}{2} \cdot 1,37685 m\right)$$

$$M_z = -0,092 Nm - (11,28 N \cdot d_{eje}) - 8,83 Nm$$

$$M_z = -8,922 Nm - (11,28 N \cdot d_{eje})$$

La fuerza del viento ( $F_v$ ), se encuentra distribuida a lo largo del eje; por lo tanto, se convierte dicha fuerza en una carga puntual.

De manera similar como se halló el diámetro para los brazos, se procede con el diámetro para el eje; por lo tanto, de acuerdo al material seleccionado de eje el cual es acero inoxidable martensítico AISI 410, se tienen las siguientes características:

Según la tabla del apéndice 6 del libro de mott, para el acero martensítico AISI 410:

Resistencia de fluencia: 276 MPa

Usando la teoría de energía de distorsión

$$N = \frac{S_y}{\sigma'}$$

Donde:

N: Factor de diseño

S<sub>y</sub>: Resistencia a la fluencia

σ': Esfuerzo de Von mises

$$\sigma' = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_y^2 - \sigma_x \sigma_y + 3\tau_{xy}^2}$$

La ecuación de Von Mises se reduce por tener esfuerzo uniaxial con cortante σ' = 0

$$\sigma' = \sqrt{\sigma_x^2 + 3\tau_{xy}^2}$$

Se calcula ahora el valor de esfuerzo normal en x

$$\sigma_x = \frac{M \cdot C}{I} = \frac{M \cdot C}{\frac{\pi}{4} \cdot C^4} = \frac{4 \cdot M}{\pi \cdot C^3} = \frac{4 \cdot M}{\pi \left(\frac{d}{2}\right)^3} = \frac{4 \cdot M}{\pi \cdot \frac{d^3}{8}} = \frac{32,26 \cdot M}{\pi \cdot d^3}$$

El momento (M) será el que provoca la fuerza del viento por medio del aspa y del brazo en la zona superior del eje respecto al punto A, ya que es la más alejada del apoyo.

$$\frac{32,26 \cdot (-8,83Nm)}{\pi \cdot d^3} = \frac{-90,67 Nm}{d^3}$$

Se calcula el valor de esfuerzo cortante en x

$$\begin{aligned} \tau_x &= \frac{T \cdot C}{J} = \frac{32,26 Nm \cdot C}{\frac{\pi}{2} \cdot C^4} = \frac{20,54 Nm}{C^3} = \frac{20,54 Nm}{\left(\frac{d}{2}\right)^3} = \frac{20,54 Nm}{\frac{d^3}{8}} \\ &= \frac{164,3 Nm}{d^3} \end{aligned}$$

En la ecuación anterior se emplea el valor del torque hallado anteriormente.

Se reemplazan los valores en la ecuación de Von Mises

$$\sigma' = \sqrt{\left(\frac{-90,67 \text{ Nm}}{d^3}\right)^2 + 3\left(\frac{164,3 \text{ Nm}}{d^3}\right)^2}$$

Se reemplazan los valores en la ecuación de energía de distorsión

$$N = \frac{S_y}{\sigma'}$$

Para el factor de diseño, N, en materiales dúctiles se le asigna un valor de 3 de acuerdo con el concepto que menciona Mott (2006), "diseño de estructuras estáticas o elementos de máquina bajo cargas dinámicas con incertidumbre acerca de las cargas, propiedades de los materiales, análisis de esfuerzos o el ambiente" (p.185).

La Resistencia a la fluencia ( $S_y$ ) corresponde a 276 MPa para el acero martensítico AISI 410.

Entonces al asignar los datos, la ecuación queda:

$$3 = \frac{276 \text{ MPa}}{\sqrt{\left(\frac{-90,67 \text{ Nm}}{d^3}\right)^2 + 3\left(\frac{164,3 \text{ Nm}}{d^3}\right)^2}}$$

$$3 \left( \sqrt{\left(\frac{-90,67 \text{ Nm}}{d^3}\right)^2 + 3\left(\frac{164,3 \text{ Nm}}{d^3}\right)^2} \right) = 276 \text{ MPa}$$

$$3 \left( \sqrt{\frac{89242,67 \text{ N}^2 \cdot \text{m}^2}{d^6}} \right) = 276 \text{ MPa}$$

$$\frac{896,20 \text{ Nm}}{d^3} = 276 \times 10^6 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}$$

$$d^3 = \frac{896,20 \text{ Nm}}{276 \times 10^6 \text{ N/m}^2}$$

$$d^3 = 3,247 \times 10^{-6} \text{ m}^3$$

$$\sqrt[3]{d^3} = \sqrt[3]{3,247 \times 10^{-6} m^3}$$

$$d = 0,0148 m$$

El diámetro adecuado para el eje en el punto crítico es de 0,0148m que equivale a 14,8 mm, para el caso del aerogenerador se elige un diámetro por encima con el fin de tener una medida nominal de 15,00 mm; esto para efectos de selección del cojinete.

Habiendo obtenido el diámetro, se pueden terminar los demás cálculos de cargas y momentos:

$$F_v = 16,23 kg/s^2 \cdot d_{eje} = 16,23 kg/s^2 \cdot 15 \times 10^{-3} m$$

$$F_v = 0,243 N$$

$$R_x = 12,824 N + F_v$$

$$R_x = 12,824 N + 0,243 N$$

$$R_x = 13,067 N$$

$$M_z = -8,922 Nm - (11,28 N \cdot d_{eje})$$

$$M_z = -8,922 Nm - (11,28 N \cdot 15 \times 10^{-3} m)$$

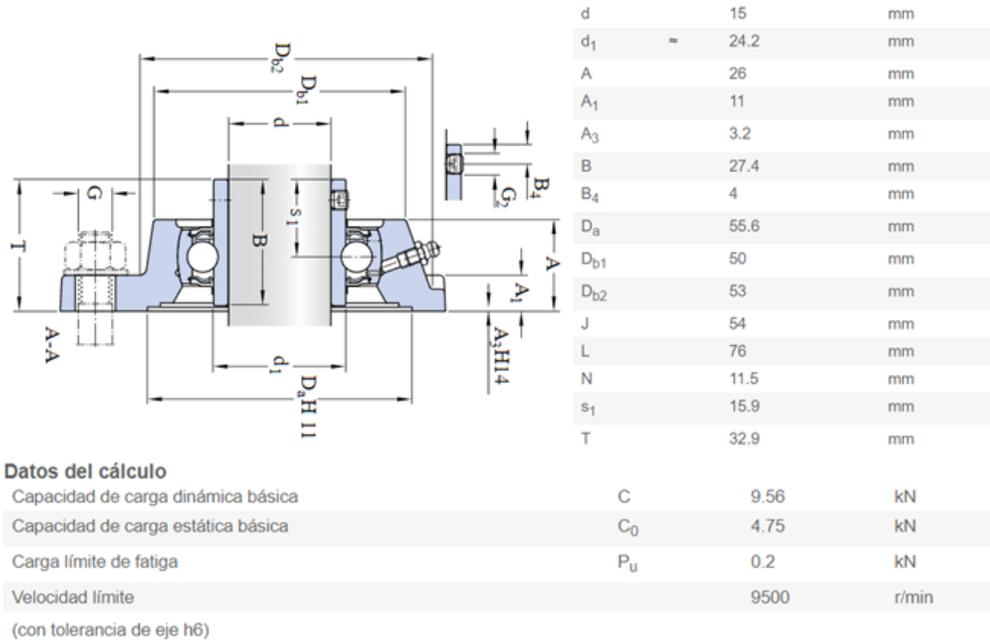
$$M_z = -9,1 Nm$$

Luego de esto y para obtener las dimensiones completas en el eje, se procede con la selección del cojinete que soportará las cargas.

En la página web de SKF <https://www.skf.com/co/products/bearings-units-housings/bearing-units/ball-bearing-units/y-bearing-flanged-units/y-brg-square-flanged-units/index.html> se encontró el cojinete propuesto en el diseño y con la medida en su diámetro interno para eje de 15mm.

La referencia es la **FY15TF**; a continuación, se presentan las características y sus dimensiones.

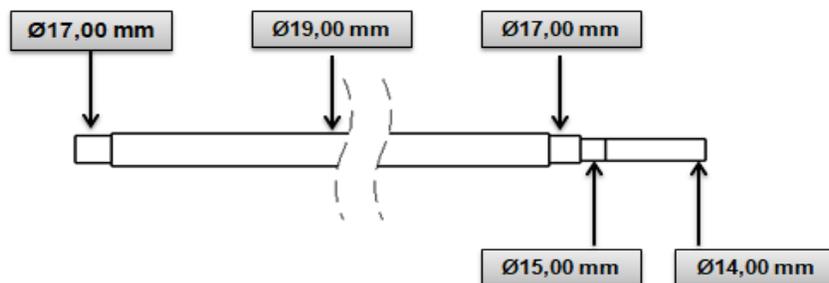
Figura 77 Dimensiones y datos de cálculo para el cojinete de brida SKF



Fuente: SKF

Se puede apreciar en la imagen que la capacidad de carga que soporta el cojinete y su velocidad límite superan las expectativas; por lo tanto, se emplean sus dimensiones para terminar las medidas finales en el eje, obteniéndose el siguiente resultado:

Figura 78. Diámetros para el eje según los cálculos iniciales



Fuente: Autor

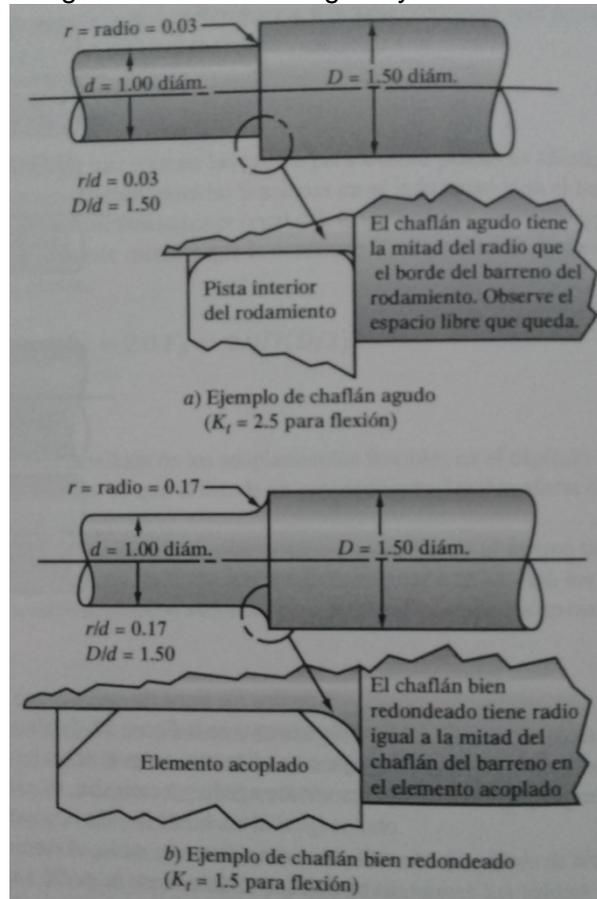
### Concentradores de esfuerzo

En el cambio de sección en la zona donde va montado el cojinete, no se puede ignorar el concentrador de esfuerzos que existe y más aún, con el momento flector; por esa razón, a continuación, se realizan los cálculos pertinentes para asegurar que el eje no falle en ese punto considerado como crítico.

Es importante controlar las concentraciones de esfuerzo mediante filetes que tengan el radio adecuado. Por tal razón se realiza el ajuste necesario en las características del eje de la siguiente manera:

Usando las siguiente grafica

Figura 79 Chaflanes agudo y redondeado



Fuente: Libro de Mott

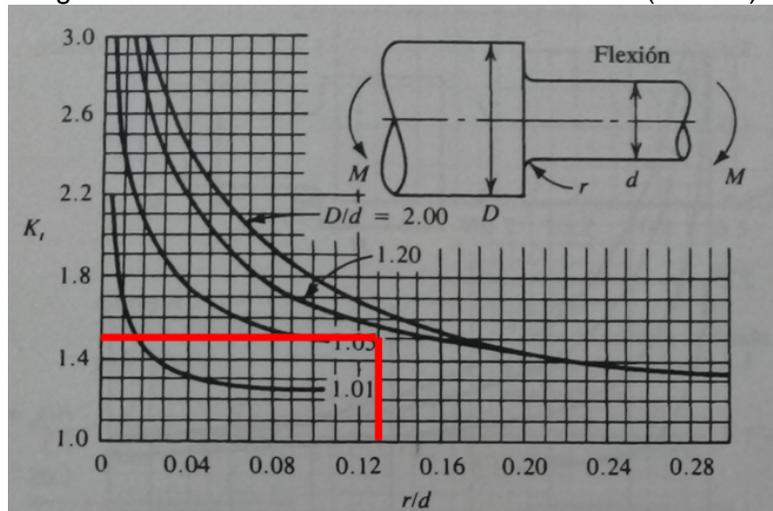
De acuerdo a la figura 80 se usa un  $K_t = 1,5$  para dejar un chaflán bien redondeado en el cambio de sección entre A y B.

Luego la relación de diámetro mayor y diámetro menor.

$$D/d = \frac{17 \times 10^{-3}m}{15 \times 10^{-3}m} = 1,13$$

Usando la gráfica de la figura 81 se obtiene un valor  $r/d = 0,13$ ;

Figura 80 Factor de concentración de esfuerzo (Flexión)



Fuente: (Mott, 2006)

Despejando  $r$ :

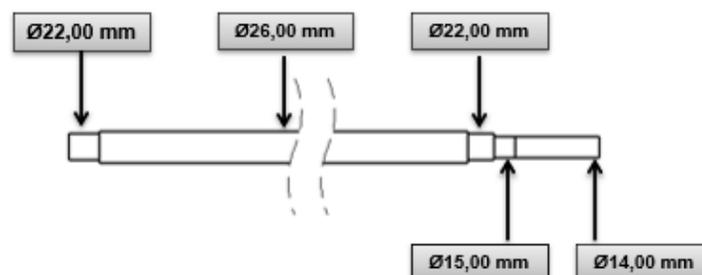
$$r = 0,13 \cdot 15 \times 10^{-3} \text{ m}$$

$$r = 1,95 \times 10^{-3} \text{ m}$$

Con el resultado anterior, se asigna para esta sección el radio de 2,00mm.

Este redondeo obliga a modificar el diámetro asignado a la zona del eje donde trabaja el buje de acople que se encuentra precisamente al lado de la zona donde del cojinete; por lo tanto, los nuevos diámetros para el eje en definitiva son:

Figura 81. Diámetros finales para el eje



Fuente: Autor

### Cálculo de cuñeros

El eje consta de 3 cuñeros en donde 2 de ellos son para conectar el eje con los bujes de acoplamiento de los brazos y el otro para el acoplamiento con del generador eléctrico.

Para los bujes de acoplamiento:

Utilizando la tabla para selección de cuña de la norma ANSI B17.1 tomada de <https://www.sunray-inc.com/uploads/pdf/Keyway%20Chart.pdf>, tomando la fila para diámetros nominales de eje de 9/16" hasta 7/8" que equivalen a 14,28 mm hasta 22,225 mm respectivamente y teniendo en cuenta que el diámetro en el eje para los bujes se estableció en 17 mm; se obtiene una cuña cuadrada de ancho 3/16"

Tabla 17 Tamaño de la cuña vs diámetro del eje

Key Size Versus Shaft Diameter ANSI B17.1-1967 (R1998)						
Nominal Shaft Diameter		Nominal Key Size			Normal Keyseat Depth	
Over	To (Incl.)	Width, W	Height, H		H/2	
			Square	Rectangular	Square	Rectangular
5/16	7/16	3/32	3/32	---	3/64	---
7/16	9/16	1/8	1/8	3/32	1/16	3/64
<b>9/16</b>	<b>7/8</b>	<b>3/16</b>	<b>3/16</b>	<b>1/8</b>	<b>3/32</b>	<b>1/16</b>
7/8	1 1/4	1/4	1/4	3/16	1/8	3/32
1 1/4	1 3/8	5/16	5/16	1/4	5/32	1/8
1 3/8	1 3/4	3/8	3/8	5/16	3/16	1/8
1 3/4	2 1/4	1/2	1/2	3/8	1/4	3/16
2 1/4	2 3/4	5/8	5/8	7/16	5/16	7/32
2 3/4	3 1/4	3/4	3/4	1/2	3/8	1/4
3 1/4	3 3/4	7/8	7/8	5/8	7/16	5/16
3 3/4	4 1/2	1	1	3/4	1/2	3/8
4 1/2	5 1/2	1 3/4	1 3/4	7/8	5/8	7/16
5 1/2	6 1/2	1 1/2	1 1/2	1	3/4	1/2
Square Keys preferred for shaft diameters above this line: rectangular keys, below						
6 1/2	7 1/2	1 3/4	1 3/4	1 1/2	7/8	3/4
7 1/2	9	2	2	1 1/2	1	3/4
9	11	2 1/2	2 1/2	1 3/4	1 1/4	7/8

Fuente: <https://www.sunray-inc.com/uploads/pdf/Keyway%20Chart.pdf>

Luego se especifica el material de la cuña, el cual será AISI 1020 CD

De acuerdo a lo anterior:

Resistencia a la fluencia del material de la cuña: 351,6 MPa

Resistencia a la fluencia del material del eje: 276 Mpa

Resistencia a la fluencia del material del buje: 276 Mpa

Ahora se calcula la longitud necesaria de la cuña con la siguiente ecuación en base al esfuerzo de empuje:

$$L = \frac{4T}{\sigma_d DH}$$

$$\sigma_d = s_y / N$$

$$\sigma_d = 51000 \text{ psi} / 3$$

$$\sigma_d = 17000 \text{ psi}$$

$$L = \frac{4 \cdot 285,5 \text{ Lb} \cdot \text{in}}{17000 \text{ psi} \cdot 0,67 \text{ in} \cdot 0,1875 \text{ in}}$$

$$L = 0,535 \text{ in}$$

Luego se calcula la longitud con base en el corte sobre la cuña:

$$L = \frac{4TN}{DWs_y}$$

$$L = \frac{4 \cdot 285,5 \text{ Lb} \cdot \text{in} \cdot 3}{0,67 \text{ in} \cdot 0,1875 \text{ in} \cdot 51000 \text{ psi}}$$

$$L = 0,535 \text{ in}$$

La longitud adecuada para el cuñero es de 0,535 in, equivalen aproximadamente a 13,59 mm

Cuñero para el acoplamiento con el generador eléctrico.

El diámetro del eje en esta zona se asignó de 14,00 mm, por lo tanto, con el uso de la tabla 17 el cuñero será de ancho 3/16" x 3/32" y la longitud del mismo será de 15 mm

- Cálculo de transmisión mecánica.

La transmisión es directa entre los ejes, por lo tanto, se selecciona un sistema de acoples adecuado para cumplir dicha función.

El tipo de acoplamiento seleccionado es de la marca Lovejoy, este fabricante ofrece diferentes tipos de acoples dependiendo de las aplicaciones. Para este diseño se opta por uno de aluminio, el cual es resistente a la corrosión y no aporta mayores masas al rotor.

Figura 82 Juego de acoplamiento lovejoy AI099

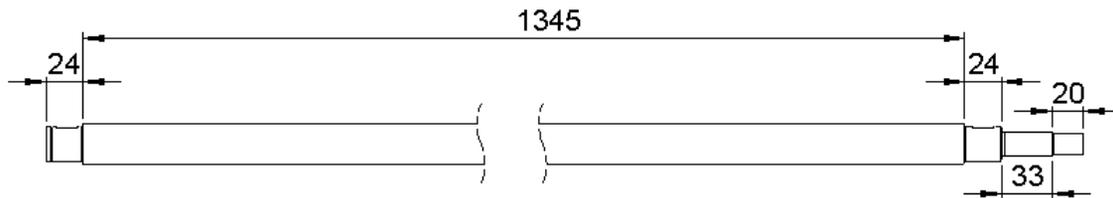


Fuente: Lovejoy inc

Se elige la referencia AI99, el cual cumple con lo requerido de acuerdo con el torque que deberá soportar y las revoluciones a las que el rotor girará.

Con la selección del cojinete, el cálculo de los cuñeros y el acoplamiento; también se hace necesario el ajuste de las longitudes para que permitan el ensamble adecuado de las piezas que conforman la turbina, de esta manera las longitudes finales del eje son:

Figura 83. Longitudes finales para el eje

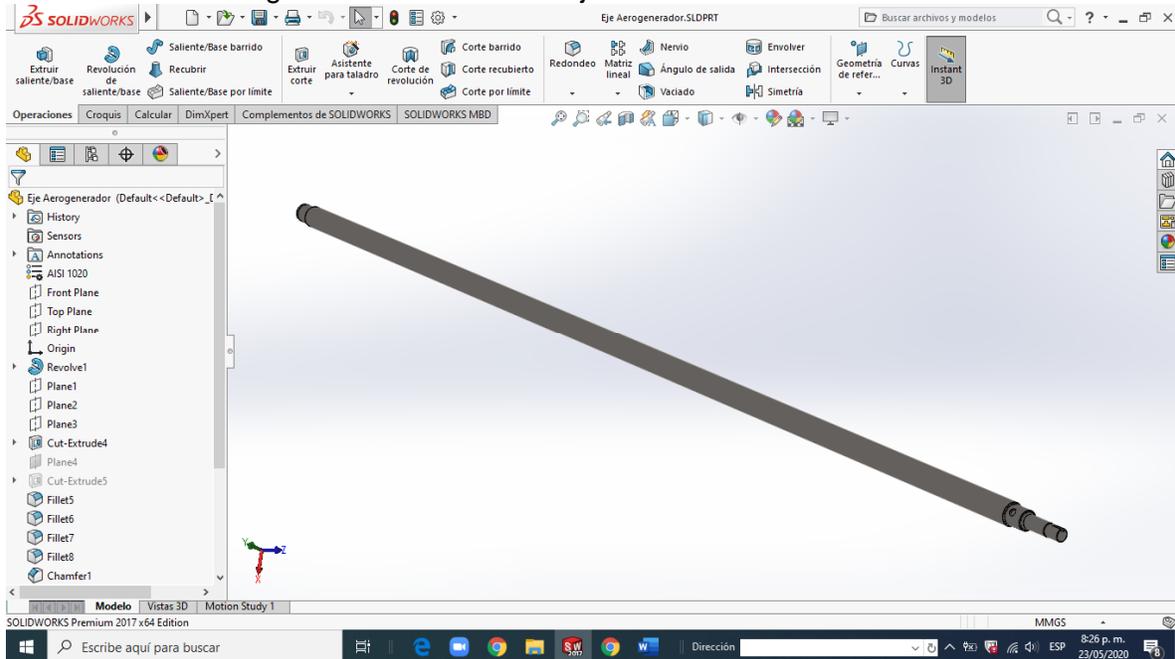


Fuente: Autor

- Modelado de partes y ensamble del aerogenerador en el software SOLIDWORKS

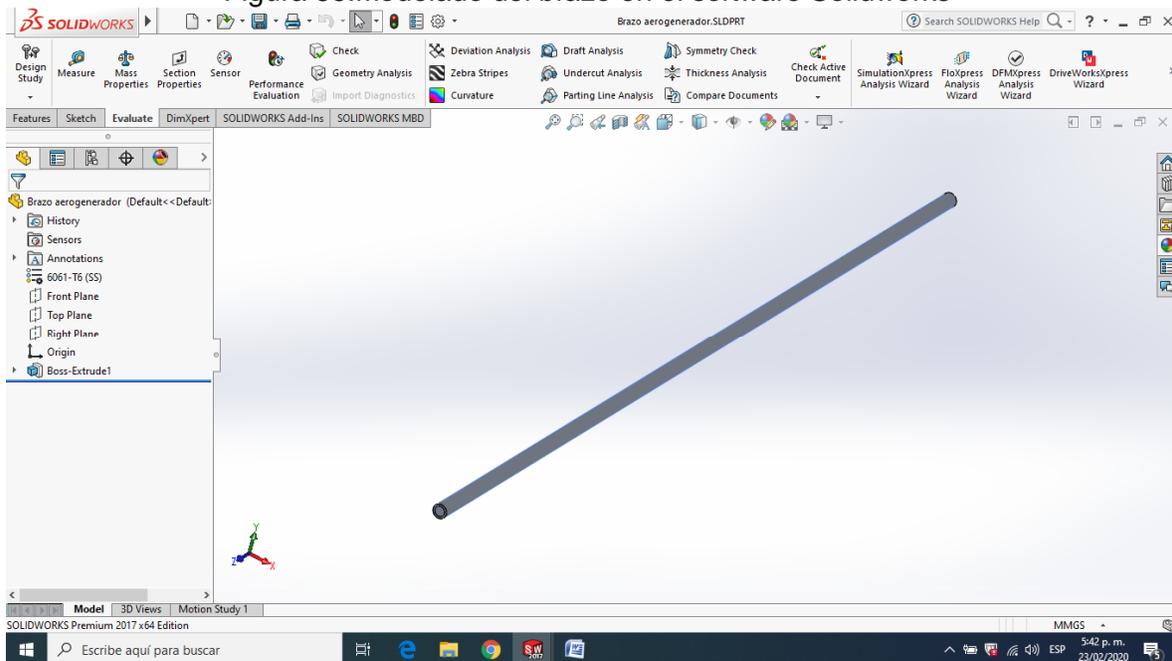
Luego de realizar los cálculos principales y de establecer los diámetros y longitudes relevantes, se procede con el modelado de las diferentes partes que conforman la turbina eólica y su respectivo ensamble del conjunto.

Figura 84. Modelado del eje en el software Solidworks



Fuente: Autor

Figura 85. Modelado del brazo en el software Solidworks



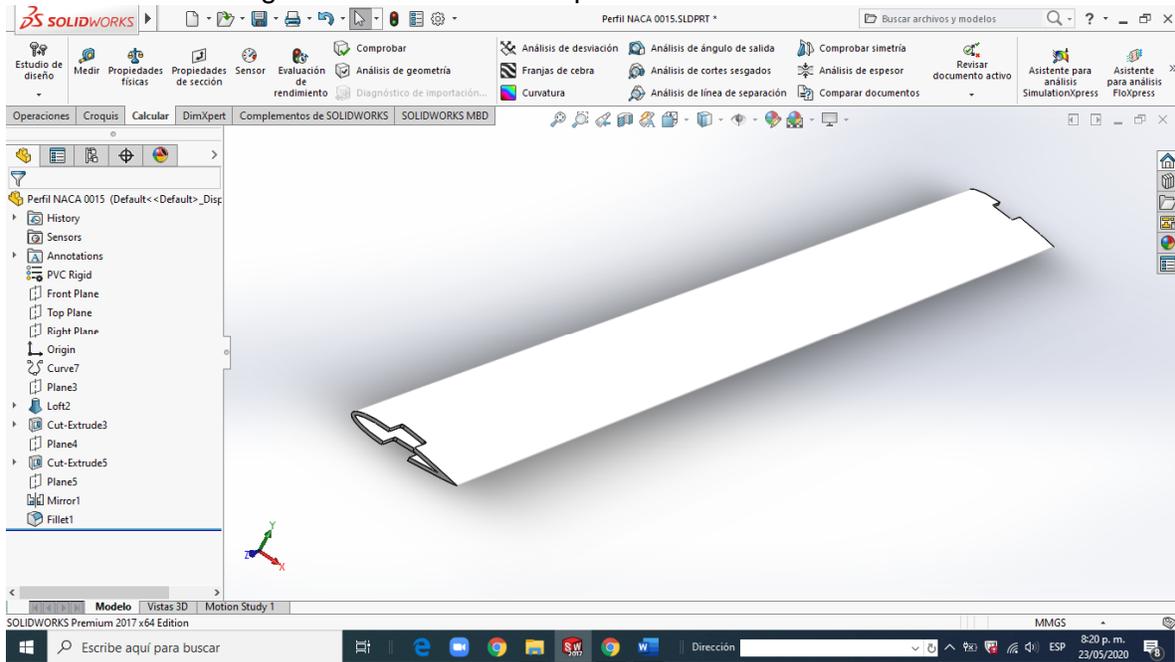
Fuente: Autor

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
soporte al sistema integrado de gestión

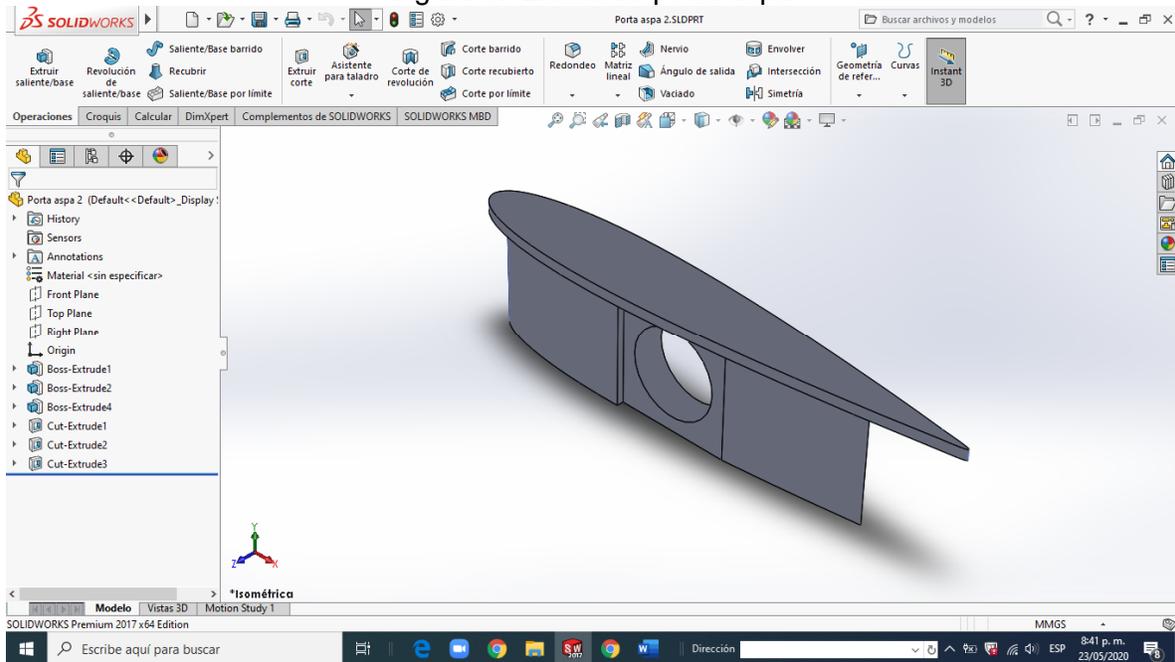
APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACION:

Figura 86 Modelado del aspa en el software Solidworks



Fuente: Autor

Figura 87 Elemento porta-aspa



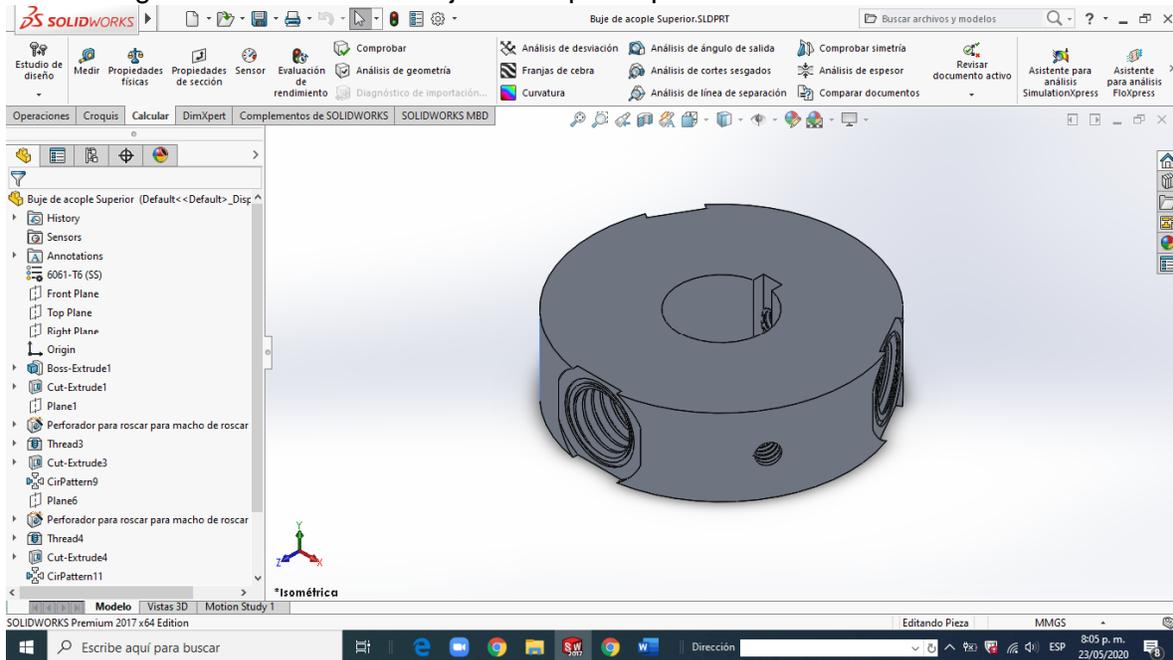
Fuente: Autor

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
soporte al sistema integrado de gestión

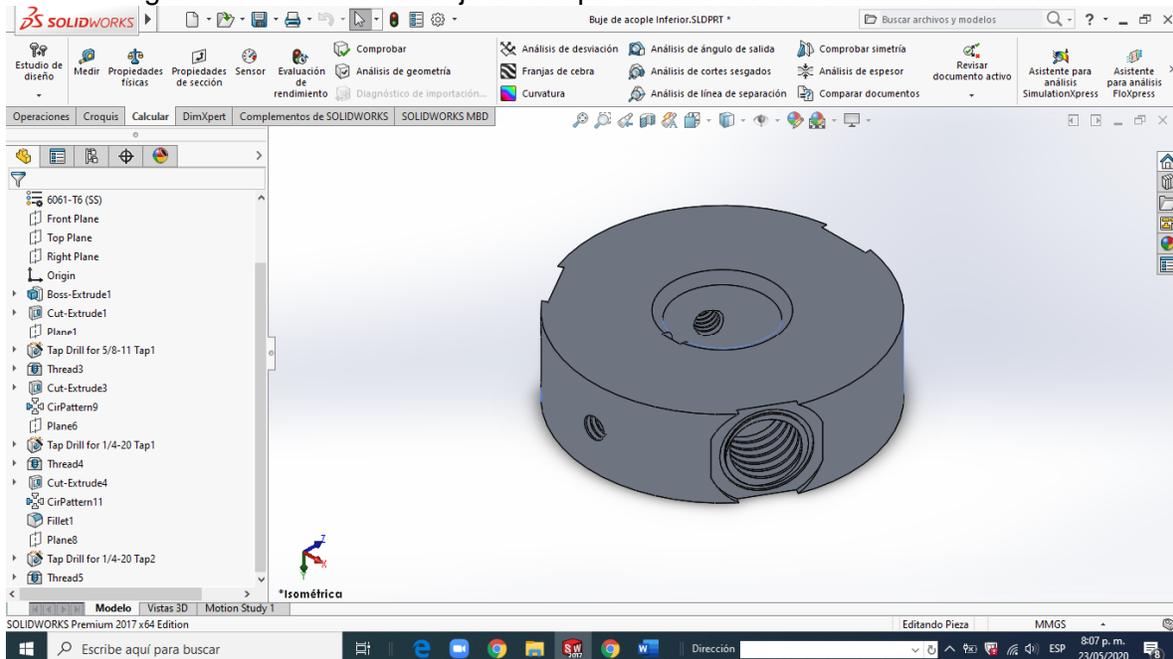
APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACION:

Figura 88 Modelado del buje de acople Superior en el software Solidworks.



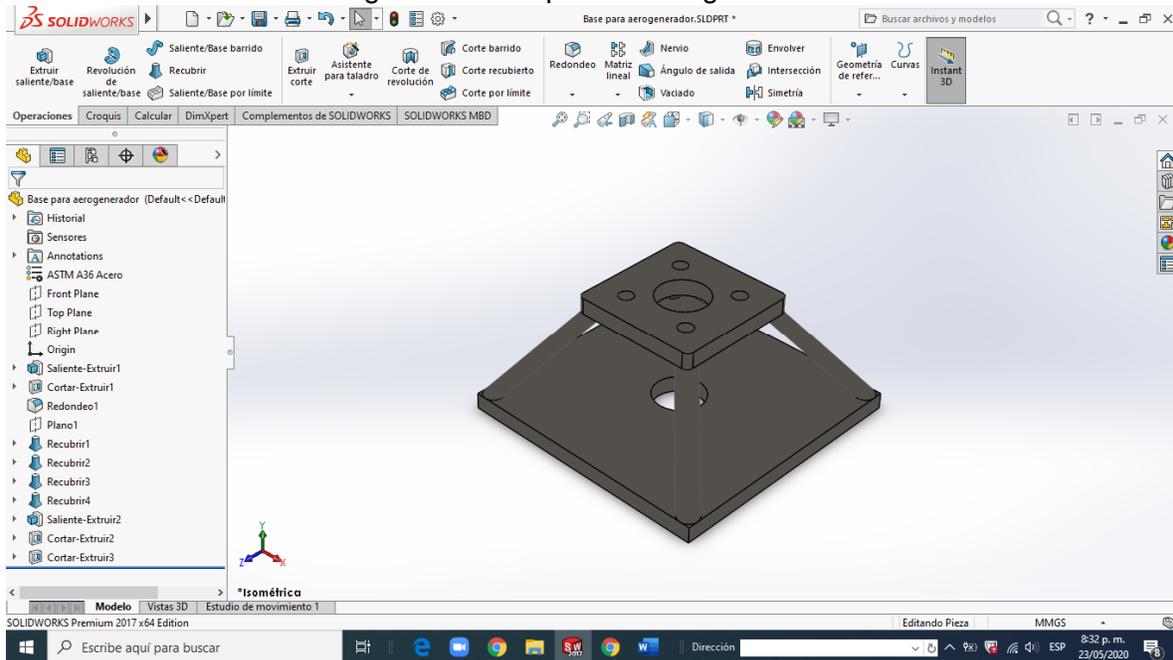
Fuente: Autor

Figura 89 Modelado del buje de acople Inferior en el software Solidworks.



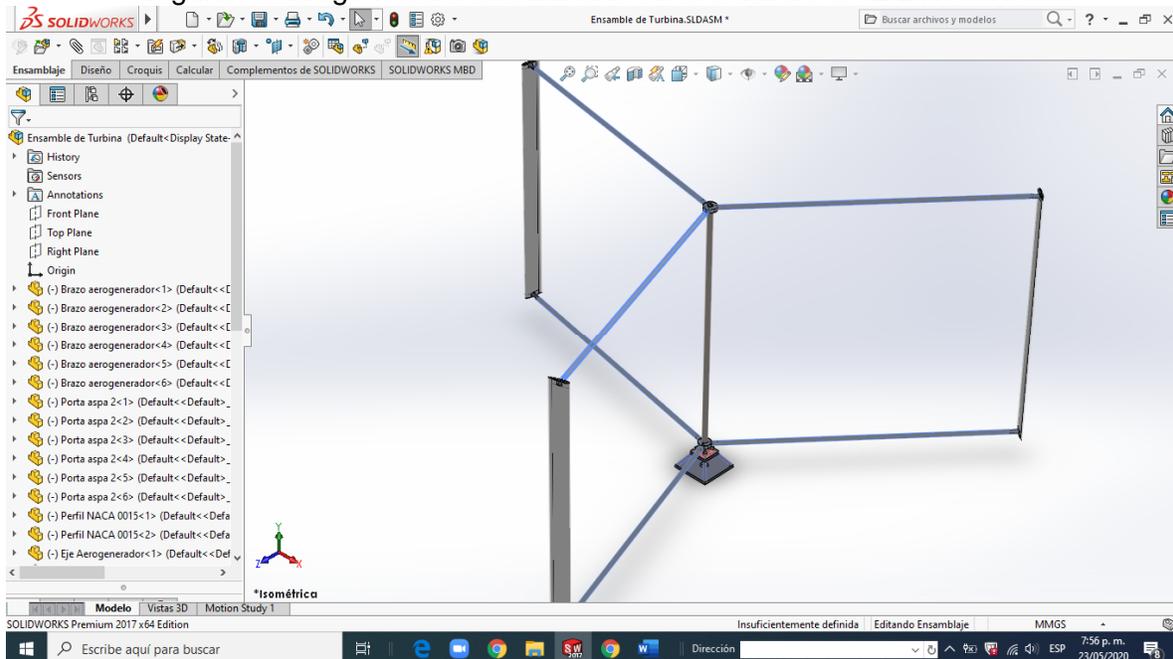
Fuente: Autor

Figura 90 Base para el aerogenerador.



Fuente: Autor

Figura 91 Aerogenerador ensamblado en el software SOLIDWORKS.



Fuente: Autor

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACION:

- Realizar simulaciones al modelo a través del uso del software

Para este paso se estipulan 2 tipos de simulaciones: la simulación estática y la simulación de flujo. Con ellas se pretende completar el diseño realizado; las simulaciones estáticas en las piezas críticas servirán como soporte para los cálculos iniciales y la otra como diagnóstico de comportamiento frente a el entorno al cual se expondrá el diseño antes de optar por su construcción física.

### Simulación estática para el eje del aerogenerador

A continuación, se muestra el informe generado por el programa Solidworks, el cual procesó los datos de las condiciones de fuerzas que, según los cálculos anteriores, interactúan con el eje de la máquina eólica.



#### Descripción

Se realiza un análisis estático, sometiendo el eje a las fuerzas del viento y simulando un empotramiento en la zona de cojinete escogida; es decir se deja esa zona de manera fija para estudiar si el comportamiento del eje sometido a dichas cargas no compromete el límite de fluencia que tiene el material seleccionado de la pieza.

### Simulación para el eje del aerogenerador

**Fecha:** martes, 2 de junio de 2020  
**Diseñador:** Juan Francisco Salas Rojas  
**Nombre de estudio:** Análisis estático Eje de aerogenerador  
**Tipo de análisis:** Análisis estático

#### Tabla de contenidos

Descripción .....	1
Información de modelo.....	2
Propiedades de estudio .....	3
Unidades .....	3
Propiedades de material .....	4
Cargas y sujeciones .....	5
Información de malla.....	6
Fuerzas resultantes.....	7
Resultados del estudio.....	8
Conclusión .....	11

### Información de modelo

 <p> <b>Nombre del modelo:</b> Eje Aerogenerador  <b>Configuración actual:</b> Default                 </p>			
Sólidos			
Nombre de documento y referencia	Tratado como	Propiedades volumétricas	Ruta al documento/Fecha de modificación
Cut-Extrude10 	Sólido	Masa:5.85034 kg Volumen:0.000740549 m <sup>3</sup> Densidad:7900 kg/m <sup>3</sup> Peso:57.3333 N	C:\Users\JFSR\Partes Turbina\Eje Aerogenerador.SLDPRT Jun 02 14:44:04 2020

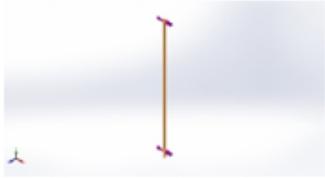
### Propiedades de estudio

Nombre de estudio	Análisis estático Eje de aerogenerador
Tipo de análisis	Análisis estático
Tipo de malla	Malla sólida
Efecto térmico:	Activar
Opción térmica	Incluir cargas térmicas
Temperatura a tensión cero	25 Celsius
Incluir los efectos de la presión de fluidos desde SOLIDWORKS Flow Simulation	Desactivar
Tipo de solver	FFEPlus
Efecto de rigidización por tensión (Inplane):	Desactivar
Muelle blando:	Desactivar
Desahogo inercial:	Desactivar
Opciones de unión rígida incompatibles	Automático
Gran desplazamiento	Desactivar
Calcular fuerzas de cuerpo libre	Activar
Fricción	Desactivar
Utilizar método adaptativo:	Desactivar
Carpeta de resultados	Documento de SOLIDWORKS (C:\Users\JFSR\Documents\JFSR\Partes Turbina)

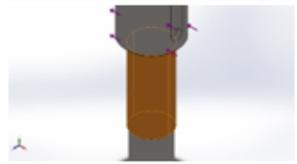
### Unidades

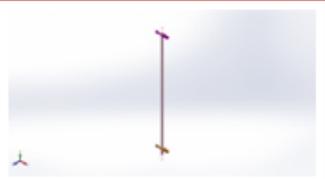
Sistema de unidades:	Métrico (MKS)
Longitud/Desplazamiento	mm
Temperatura	Celsius
Velocidad angular	Rad/seg
Presión/Tensión	N/m <sup>2</sup>

### Propiedades de material

Referencia de modelo	Propiedades	Componentes
	<b>Nombre:</b> AISI 1020 <b>Tipo de modelo:</b> Isotrópico elástico lineal <b>Criterio de error predeterminado:</b> Desconocido <b>Límite elástico:</b> 3.51571e+008 N/m <sup>2</sup> <b>Límite de tracción:</b> 4.20507e+008 N/m <sup>2</sup> <b>Módulo elástico:</b> 2e+011 N/m <sup>2</sup> <b>Coefficiente de Poisson:</b> 0.29 <b>Densidad:</b> 7900 kg/m <sup>3</sup> <b>Módulo cortante:</b> 7.7e+010 N/m <sup>2</sup> <b>Coefficiente de dilatación térmica:</b> 1.5e-005 /Kelvin	Sólido 1(Cut-Extrude10) (Eje Aerogenerador)
Datos de curva: N/A		

### Cargas y sujeciones

Nombre de sujeción	Imagen de sujeción	Detalles de sujeción		
Fijo-1		<b>Entidades:</b> 1 cara(s) <b>Tipo:</b> Geometría fija		
<b>Fuerzas resultantes</b>				
<b>Componentes</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>Z</b>	<b>Resultante</b>
Fuerza de reacción(N)	12.8205	0.00955555	0.0137534	12.8205
Momento de reacción (N.m)	0	0	0	0

Nombre de carga	Cargar imagen	Detalles de carga
Fuerza-1		<b>Entidades:</b> 1 cara(s), 1 plano(s) <b>Referencia:</b> Right Plane <b>Tipo:</b> Aplicar fuerza <b>Valores:</b> --, --, -6.412 N
Fuerza-2		<b>Entidades:</b> 1 cara(s), 1 plano(s) <b>Referencia:</b> Right Plane <b>Tipo:</b> Aplicar fuerza <b>Valores:</b> --, --, -6.412 N

### Información de malla

Tipo de malla	Malla sólida
Mallador utilizado:	Malla estándar
Transición automática:	Desactivar
Incluir bucles automáticos de malla:	Desactivar
Puntos jacobianos	16 puntos
Tamaño de elementos	7.23956 mm
Tolerancia	0.361978 mm
Trazado de calidad de malla	Elementos cuadráticos de alto orden

### Información de malla - Detalles

Número total de nodos	27577
Número total de elementos	16498
Cociente máximo de aspecto	13.43
% de elementos cuyo cociente de aspecto es < 3	95.8
% de elementos cuyo cociente de aspecto es > 10	0.0606
% de elementos distorsionados (Jacobiana)	0
Tiempo para completar la malla (hh; mm; ss):	00:00:10
Nombre de computadora:	

Nombre del modelo: Eje Aerogenerador  
 Nombre de estudio: Análisis estático Eje de aerogenerador (-Default-)  
 Tipo de malla: Malla sólida



## Fuerzas resultantes

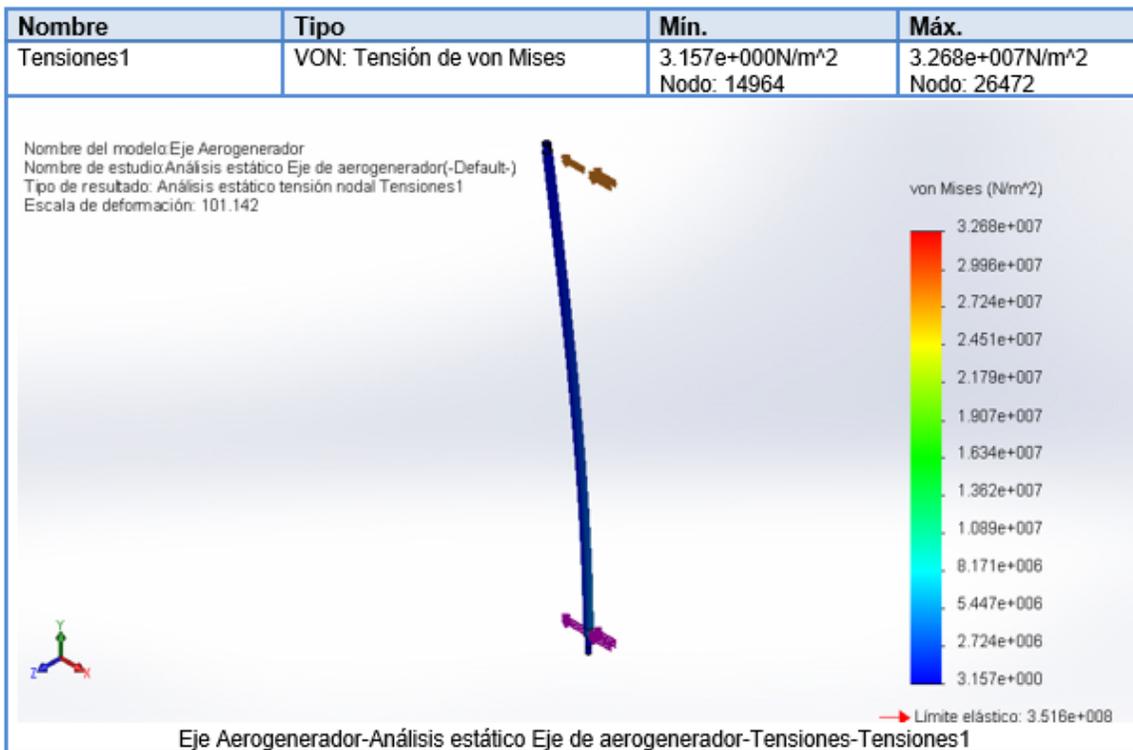
### Fuerzas de reacción

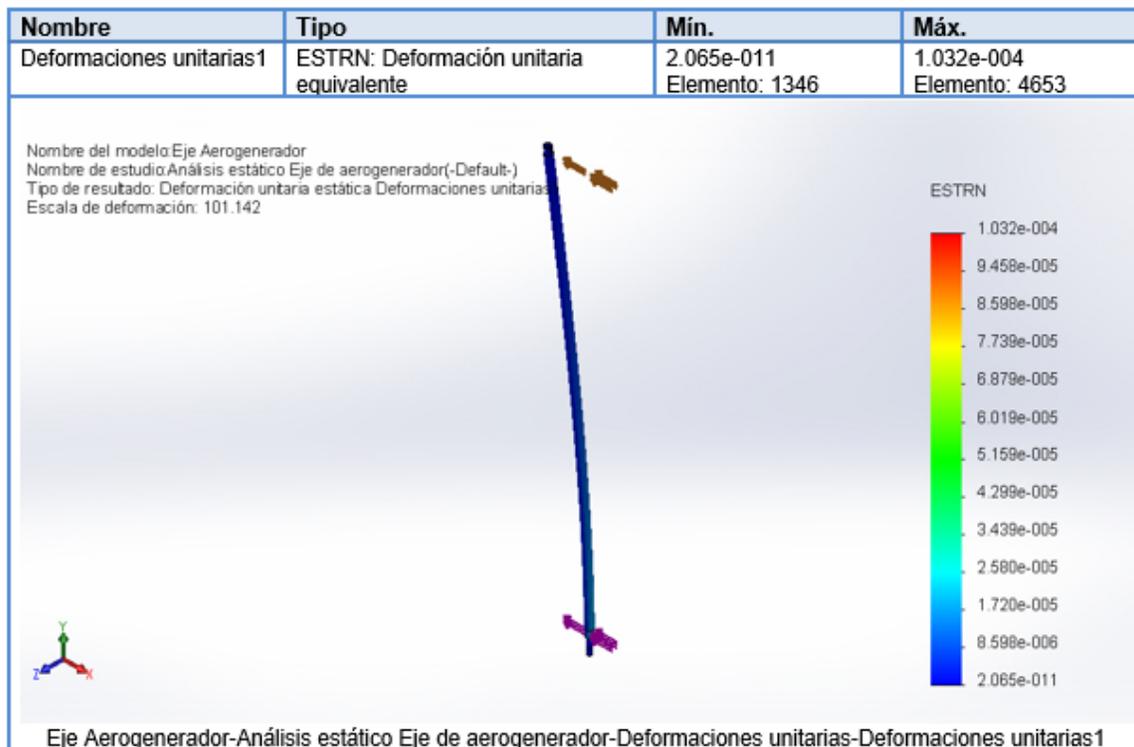
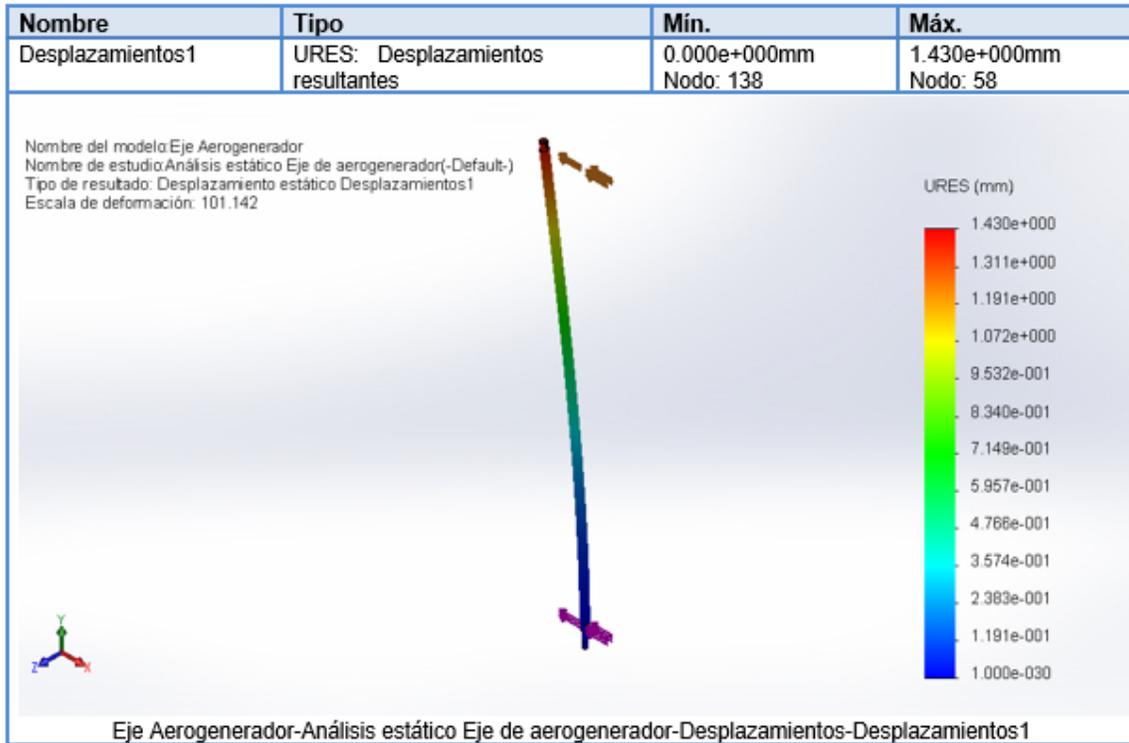
Conjunto de selecciones	Unidades	Sum X	Sum Y	Sum Z	Resultante
Todo el modelo	N	12.8205	0.00955555	0.0137534	12.8205

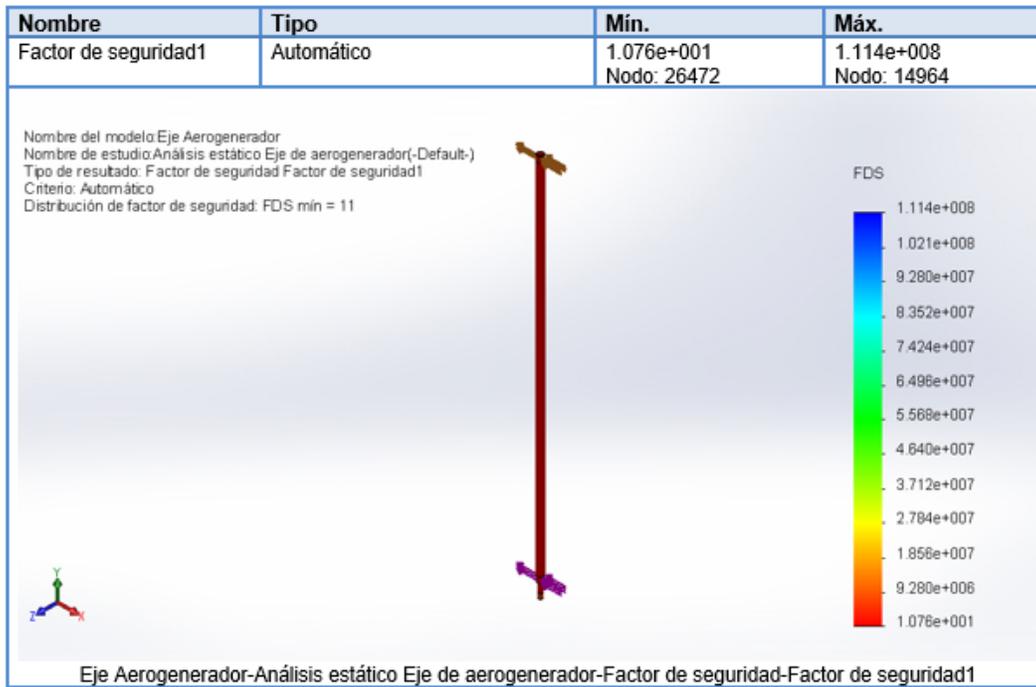
### Momentos de reacción

Conjunto de selecciones	Unidades	Sum X	Sum Y	Sum Z	Resultante
Todo el modelo	N.m	0	0	0	0

## Resultados del estudio







### Simulación estática para el brazo del aerogenerador



#### Descripción

Se realiza un análisis estático, sometiendo el brazo a las fuerzas de gravedad, a la suma de los componentes de la fuerza máxima de sustentación y fuerza máxima de arrastre y a la fuerza centrífuga; fijando el extremo de la unión roscada para estudiar si el comportamiento del brazo sometido a dichas cargas no compromete el límite de fluencia que tiene el material seleccionado de la pieza.

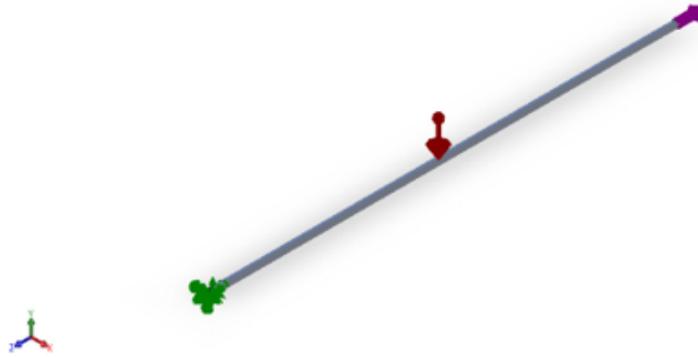
### Simulación brazo del aerogenerador

Fecha: martes, 2 de junio de 2020  
 Diseñador: Juan Francisco Salas Rojas  
 Nombre de estudio: Análisis estático brazo del aerogenerador  
 Tipo de análisis: Análisis estático

#### Tabla de contenidos

Descripción .....	1
Información de modelo .....	2
Propiedades de estudio .....	3
Unidades .....	3
Propiedades de material .....	4
Cargas y sujeciones .....	5
Información de malla .....	6
Fuerzas resultantes .....	7
Resultados del estudio .....	8
Conclusión .....	11

### Información de modelo

 <p>Nombre del modelo: Brazo Aerogenerador Configuración actual: Default</p>			
Sólidos			
Nombre de documento y referencia	Tratado como	Propiedades volumétricas	Ruta al documento/Fecha de modificación
Thread2 	Sólido	Masa:1.00778 kg Volumen:0.000373249 m <sup>3</sup> Densidad:2700.01 kg/m <sup>3</sup> Peso:9.87621 N	C:\Users\Documents\JFS R\Partes Turbina\Brazo Aerogenerador.SLDPRT May 15 16:03:56 2020

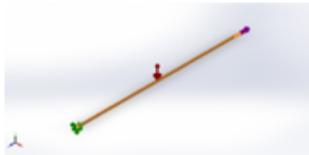
### Propiedades de estudio

Nombre de estudio	Análisis estático brazo del aerogenerador
Tipo de análisis	Análisis estático
Tipo de malla	Malla sólida
Efecto térmico:	Activar
Opción térmica	Incluir cargas térmicas
Temperatura a tensión cero	25 Celsius
Incluir los efectos de la presión de fluidos desde SOLIDWORKS Flow Simulation	Desactivar
Tipo de solver	FFEPlus
Efecto de rigidización por tensión (Inplane):	Desactivar
Muelle blando:	Desactivar
Desahogo inercial:	Desactivar
Opciones de unión rígida incompatibles	Automático
Gran desplazamiento	Desactivar
Calcular fuerzas de cuerpo libre	Activar
Fricción	Desactivar
Utilizar método adaptativo:	Desactivar
Carpeta de resultados	Documento de SOLIDWORKS (C:\Users\Documents\JFSR\Partes Turbina)

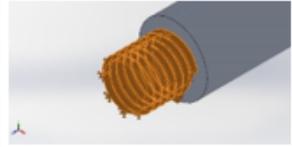
### Unidades

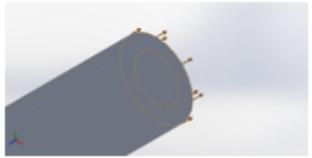
Sistema de unidades:	Métrico (MKS)
Longitud/Desplazamiento	mm
Temperatura	Celsius
Velocidad angular	Rad/s
Presión/Tensión	N/m <sup>2</sup>

### Propiedades de material

Referencia de modelo	Propiedades	Componentes
	<p><b>Nombre:</b> 6061-T6 (SS)</p> <p><b>Tipo de modelo:</b> Isotrópico elástico lineal</p> <p><b>Criterio de error predeterminado:</b> Desconocido</p> <p><b>Límite elástico:</b> 2.75e+008 N/m<sup>2</sup></p> <p><b>Límite de tracción:</b> 3.1e+008 N/m<sup>2</sup></p> <p><b>Módulo elástico:</b> 6.9e+010 N/m<sup>2</sup></p> <p><b>Coefficiente de Poisson:</b> 0.33</p> <p><b>Densidad:</b> 2700 kg/m<sup>3</sup></p> <p><b>Módulo cortante:</b> 2.6e+010 N/m<sup>2</sup></p> <p><b>Coefficiente de dilatación térmica:</b> 2.4e-005 /Kelvin</p>	Sólido 1(Thread2) (Brazo Aerogenerador)
Datos de curva: N/A		

### Cargas y sujeciones

Nombre de sujeción	Imagen de sujeción	Detalles de sujeción		
Fijo-1		<b>Entidades:</b> 5 cara(s) <b>Tipo:</b> Geometría fija		
<b>Fuerzas resultantes</b>				
<b>Componentes</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>Z</b>	<b>Resultante</b>
<b>Fuerza de reacción(N)</b>	2.80997	12.0076	889.555	889.64
<b>Momento de reacción (N.m)</b>	0	0	0	0

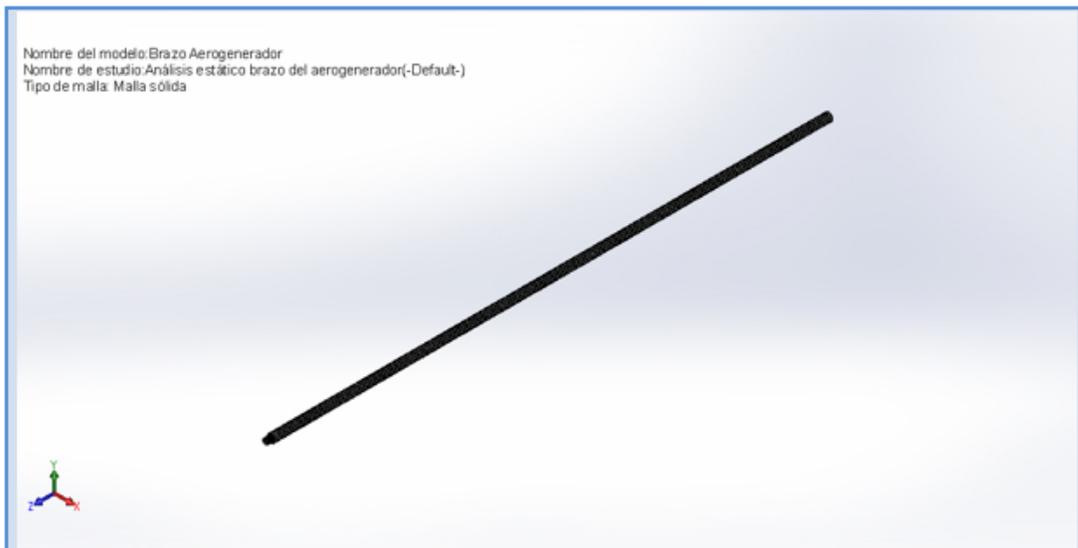
Nombre de carga	Cargar imagen	Detalles de carga		
Gravedad-1		<b>Referencia:</b> Top Plane <b>Valores:</b> 0 0 -9.81 <b>Unidades:</b> m/s^2		
Fuerza-1		<b>Entidades:</b> 1 cara(s) <b>Tipo:</b> Aplicar fuerza normal <b>Valor:</b> -889.753 N		

### Información de malla

<b>Tipo de malla</b>	Malla sólida
<b>Mallador utilizado:</b>	Malla estándar
<b>Transición automática:</b>	Desactivar
<b>Incluir bucles automáticos de malla:</b>	Desactivar
<b>Puntos jacobianos</b>	16 puntos
<b>Tamaño de elementos</b>	6.29644 mm
<b>Tolerancia</b>	0.314822 mm
<b>Trazado de calidad de malla</b>	Elementos cuadráticos de alto orden

### Información de malla - Detalles

<b>Número total de nodos</b>	32296
<b>Número total de elementos</b>	16508
<b>Cociente máximo de aspecto</b>	25.596
<b>% de elementos cuyo cociente de aspecto es &lt; 3</b>	85.6
<b>% de elementos cuyo cociente de aspecto es &gt; 10</b>	1.27
<b>% de elementos distorsionados (Jacobiana)</b>	0
<b>Tiempo para completar la malla (hh; mm; ss):</b>	00:02:29
<b>Nombre de computadora:</b>	



## Fuerzas resultantes

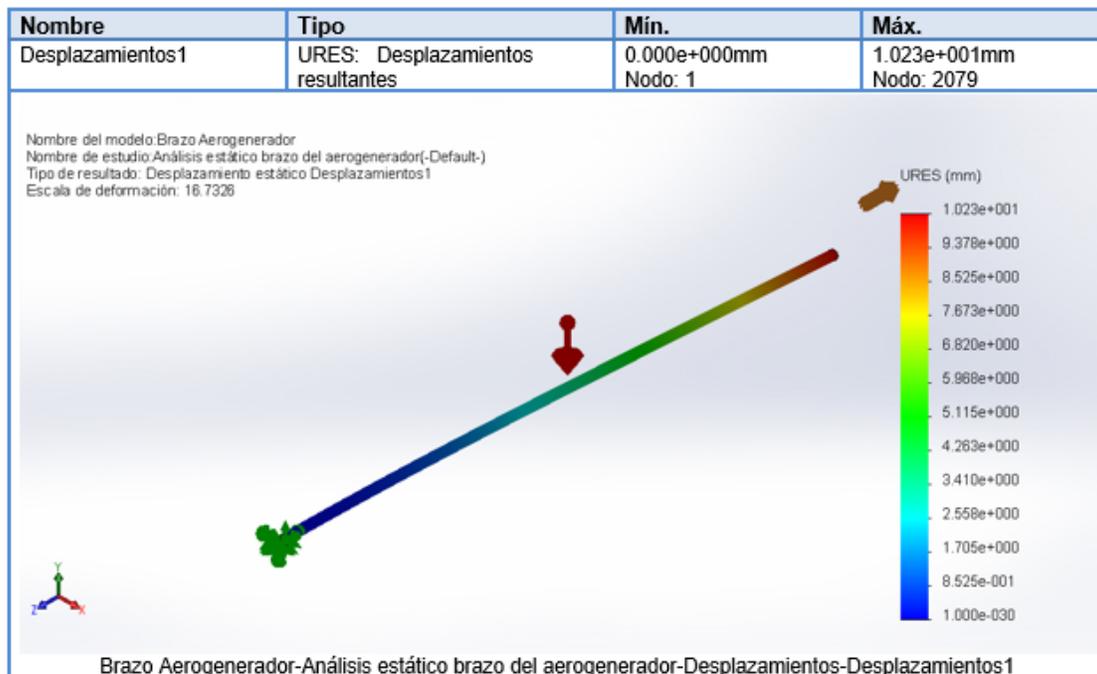
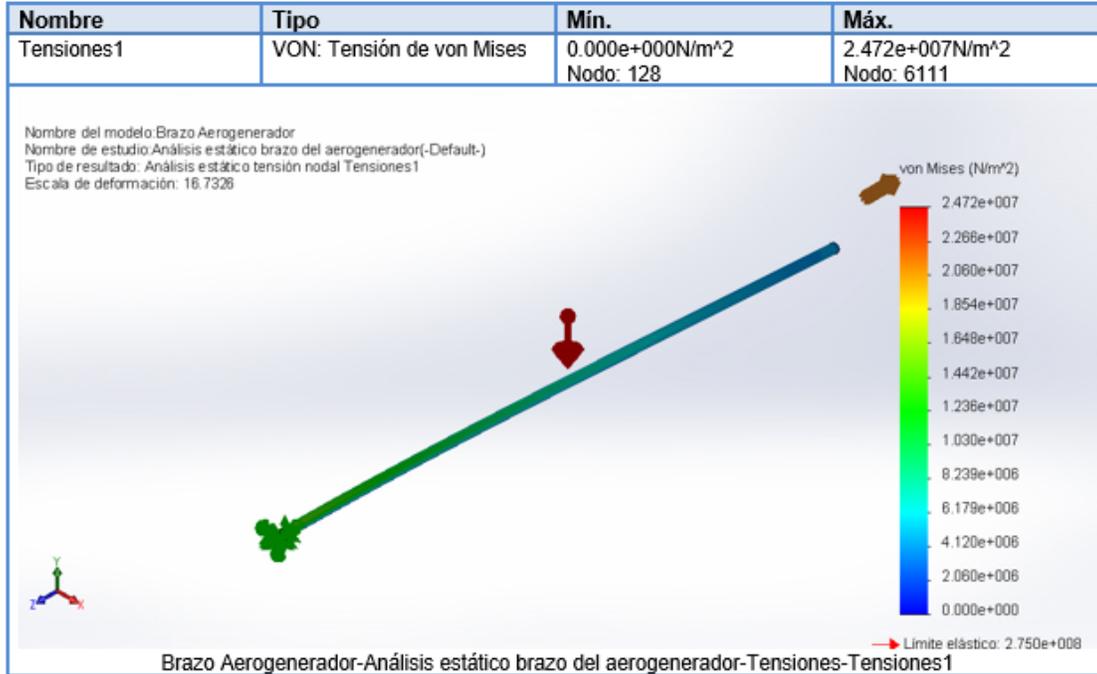
### Fuerzas de reacción

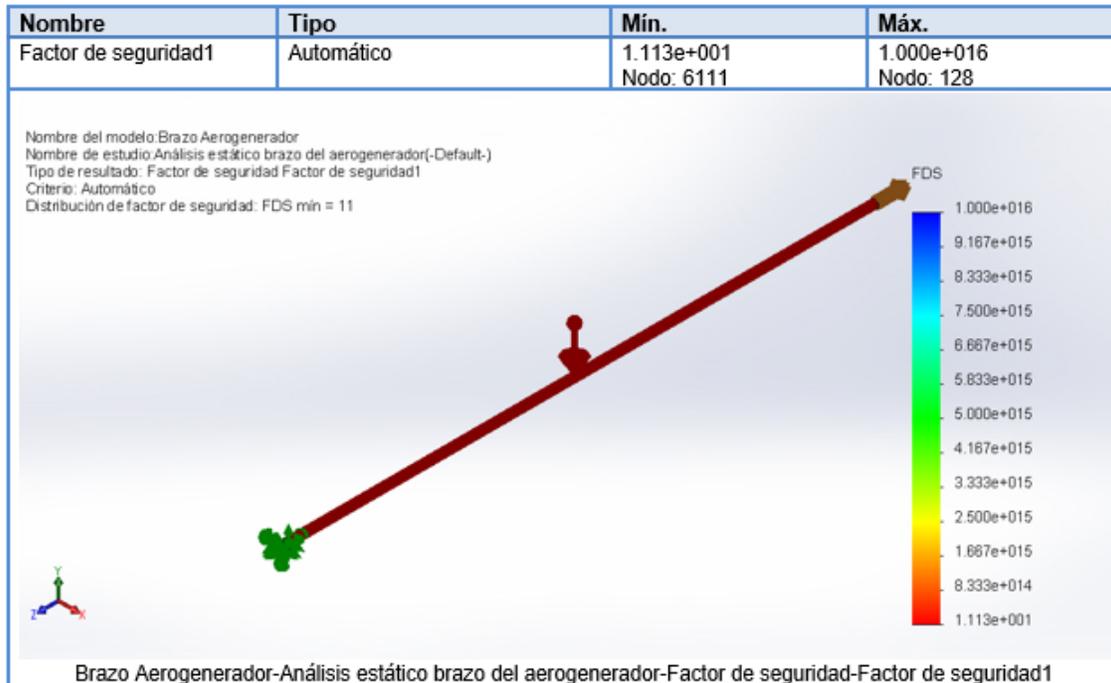
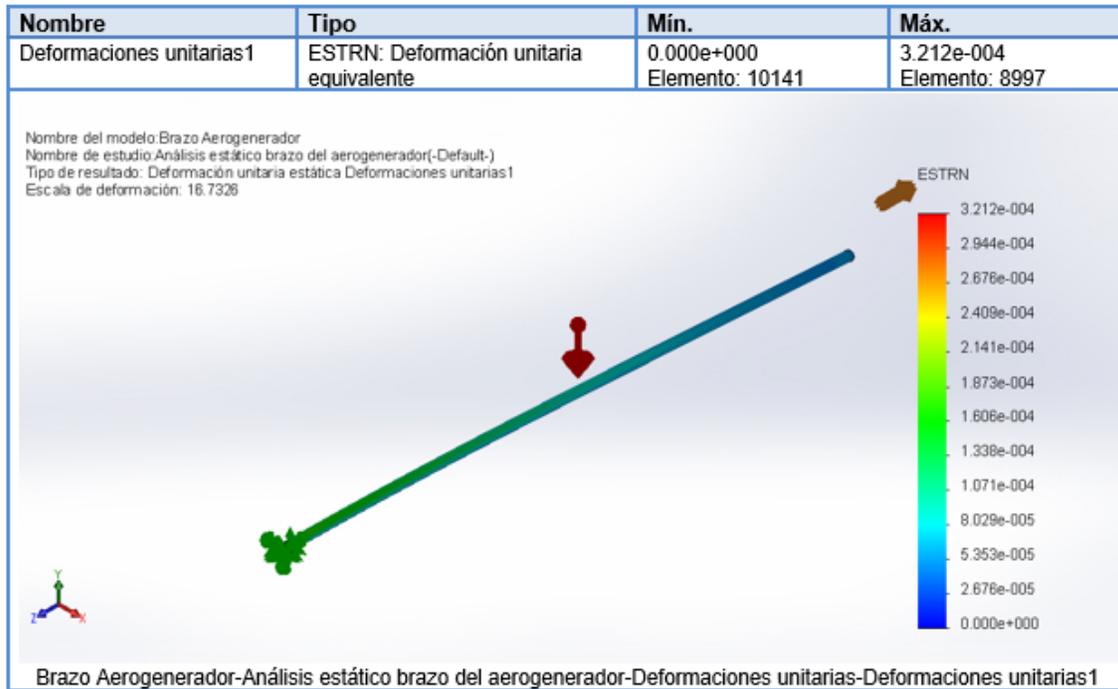
Conjunto de selecciones	Unidades	Sum X	Sum Y	Sum Z	Resultante
Todo el modelo	N	2.80997	12.0076	889.555	889.64

### Momentos de reacción

Conjunto de selecciones	Unidades	Sum X	Sum Y	Sum Z	Resultante
Todo el modelo	N.m	0	0	0	0

### Resultados del estudio





**Fase 4.** Seleccionar los componentes eléctricos y electrónicos requeridos para establecer el circuito encargado del control del aerogenerador por medio de la ingeniería de detalle.

- Definir los elementos eléctricos necesarios para el funcionamiento del aerogenerador en su objetivo de la conversión de energías.
- Definir los elementos que regulan y controlan el flujo de la corriente generada.

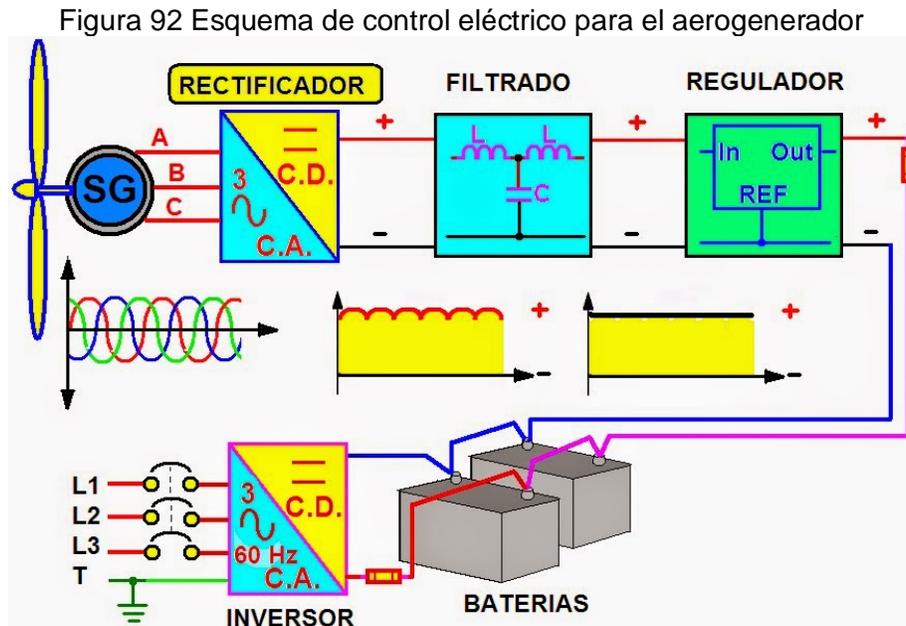
Con el objetivo final de entregar energía para consumo en una vivienda rural, el sistema eléctrico encargado de esta tarea deberá contar con los elementos adecuados que garanticen la compatibilidad y el control correcto.

Como afirma Berenguer (2011) citado por Natalia & Daniel(2013, p.87), un sistema eléctrico para un aerogenerador consta de 4 fases: generación, rectificación y filtro, sistema de almacenamiento (baterías) e inversor.

A partir de la fase de rectificación, la energía eléctrica es llevada a formas compatibles para su uso o almacenamiento temporal; este sistema se complementa con ciertos controles y protecciones que garanticen su adecuado funcionamiento.

### Topología del circuito eléctrico

Para establecer el circuito que se encargará de controlar la energía eléctrica para fines de consumo directo o almacenamiento temporal, de acuerdo a las fases anteriormente mencionadas se seleccionan los siguientes dispositivos: Generador eléctrico de imanes permanentes, rectificador más filtro, banco de baterías y un inversor.



Fuente: <https://coparoman.blogspot.com/2014/11/la-rectificacion-de-cd-en-un.html>

## Generador

Según los cálculos realizados anteriormente, se espera que la turbina rote a 203 rpm aproximadamente; se selecciona un generador trifásico de imanes permanentes marca MAKEMU modelo M11. A continuación las principales características:

Figura 93 Generador eléctrico de imanes permanentes MAKEMU



Fuente: <https://www.makemu.it/prodotto/m11-alternador-300w-400w-500w/?lang=es>

Tabla 18 Características del generador MAKEMU M11

Generador MAKEMU modelo M11	
Peso	2.1 kg
Dimensiones	9.5 x 8 x 8 cm
Potencia	300W, 400W, 500W
Output	AC Tres fases
Voltaje	36V AC máximo (12/24V DC sistemas de batería)
Tipo	Motor de imanes permanentes sin escobillas
Transmisión	Acople directo
Velocidad del motor	60-240 RPM
Tiempo de vida	20 años
Garantía	2 años
Torque (Kg.cm)	12 (300W), 14 (400W), 17 (500W)

Fuente: <https://www.makemu.it/prodotto/m11-alternador-300w-400w-500w/?lang=es>

Las razones que apoyan la selección de este tipo de generador y de acuerdo con lo mencionado por Castro(2017), las ventajas que poseen son su simplicidad, baja o nula necesidad de mantenimiento (No poseen escobillas) y bajo costo.

## Rectificador y Filtro

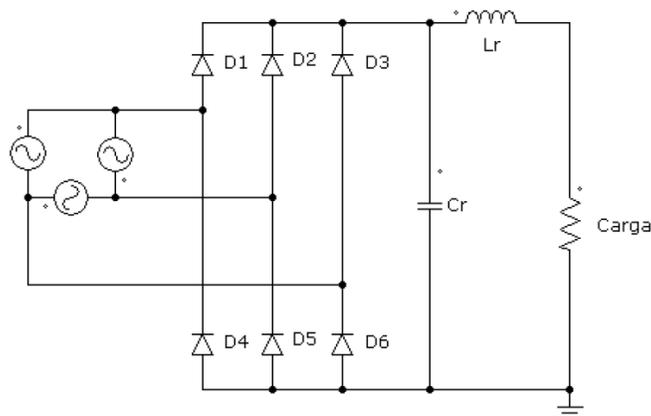
Este elemento se requiere para obtener un voltaje de naturaleza continua, ya que el generador entrega voltaje en alterna, este paso es necesario para cargar el banco de baterías.

También hay autores que resaltan que:

El circuito rectificador es trifásico, no controlado, rectifica la señal completa, es decir que no sólo es capaz de evitar los valores negativos de la señal, sino de rectificar y volver continua la señal. Sin embargo, este circuito necesita un filtro ya que la señal de salida posee mucho rizado. (Natalia & Daniel, 2013, p. 97)

En lo que respecta al filtrado de la señal, se pueden usar 2 tipos de elementos a la salida del rectificador, los condensadores para suavizar los cambios de voltaje AC y los inductores conectados en serie con la línea para suavizar los cambios de corriente AC (Orduz Berdugo & Suárez Perez, 2011).

Figura 94 Esquema del rectificador no controlado de onda completa, con circuito de filtrado.



Fuente: (Berenguer Soler, 2011)

## Regulador

El regulador de carga es el encargado de mantener un voltaje estable de corriente continua hacia el banco de baterías, este protege la batería contra sobrecargas o contra sobre descargas

Los parámetros principales para elegir el tipo de regulador, son la potencia máxima entregada por el aerogenerador y el voltaje de funcionamiento de la instalación:

$$I = \frac{P_{max}}{V_{inst}}$$

I: Corriente que circulara por el regulador.

$P_{max}$ : Potencia Máxima que es capaz de proporcionar el aerogenerador

$V_{inst}$ : Tensión a la que funciona la instalación.

Para el caso del valor a la que funcionará la instalación, se tiene en cuenta el siguiente criterio:

De 1 a 2000 W/h de consumo diario, se recomienda hacer el sistema a 12V, de 2001 a 4000W/h se realiza a 24V y de 4001 en adelante se realiza el sistema para que funcione con tensión de 48V(Solar Center, 2019).

Por lo tanto, el voltaje para este sistema será de 12V.

$$I = \frac{253,5 W}{12V} = 21,125 A$$

El Controlador a seleccionar a continuación será mínimo de 21,125 A.

Figura 95 Controlador hibrido PWM



Fuente: <https://www.solartex.co/tienda/producto/controlador-hibrido-pwm-eolico-solar-12-24v/>

## Banco de baterías

Las baterías permitirán el almacenamiento temporal de la energía cuando no se utilicen los dispositivos eléctricos en la vivienda, por ejemplo, en las horas nocturnas o cuando no se pueda conectar directamente a la carga debido al poco flujo de viento.

Para adecuar un banco de baterías de acuerdo al diseño planteado, se debe tener en cuenta el consumo para el cual van hacer utilizadas en una vivienda rural, por lo tanto, el primer paso será la selección de la batería.

A continuación, se presenta una tabla comparativa entre 2 tipos de batería que servirá para determinar cuál se debe usar teniendo en cuenta las condiciones planteadas.

Tabla 19 Cuadro comparativo entre 2 tipos de baterías

	Níquel-Cadmio	Plomo-Ácido
<b>Ventajas</b>	Más fiables y resistentes	Son más económicas
	Soportan descargas de hasta el 90% de su capacidad teórica. Se recuperan totalmente. Aguantan bajas temperaturas. Soportan los cortocircuitos. Mínimo Mantenimiento. No producen gases corrosivos	Idóneas para pequeñas instalaciones.  La vida útil puede ser mucho más larga con el mantenimiento adecuado.
<b>Desventajas</b>	Son costosas	No admiten muchos ciclos por debajo del 40% de su capacidad.
		Tienen un "efecto memoria", puede que no se recuperen totalmente
		Los cortocircuitos afectan el rendimiento. Necesitan mantenimiento frecuente.

Fuente:<http://docplayer.es/17082310-li-master-energia-solar-y-renovables-modulo-energia-eolica-tema-5-tipos-de-instalaciones.html>

Con base a lo anterior se decide usar una batería de plomo-Ácido de 12V 40Ah

Figura 96 Batería serie GP Multipropósito 12V 40Ah



Fuente: <https://www.solartex.co/tienda/producto/bateria-serie-gp-multiproposito-12v-40ah/>

Tabla 20 Características de la batería seleccionada

Batería serie GP multipropósito 12V 40Ah	
<b>Características de la batería marca CSB GP12400</b>	
<b>Tipo</b>	Plomo-ácido
<b>Voltaje</b>	12V
<b>Tecnología</b>	Plomo ácido
<b>Capacidad</b>	40Ah
<b>Terminales</b>	Conexión rápida
<b>Largo</b>	19,7 cm
<b>Alto</b>	17,00 cm
<b>Ancho</b>	16,5 cm
<b>Peso</b>	12,74 kg

Fuente:

El segundo paso es calcular la capacidad nominal del banco de baterías. Se había determinado un consumo aproximado de 253,5W/h en una vivienda rural, por lo tanto, el objetivo es contar con un banco de baterías que pueda almacenar esta energía, por ejemplo, en horas del día para luego suplir iluminación en las horas de la noche.

$$C_{nom\_banco} = \frac{E_{consumo\_aprox} \cdot (D_{aut})}{V_{nom} \cdot P_{Dmax} \cdot \eta_{BD} \cdot \eta_{inv}}$$

$E_{consumo\_aprox}$ : Carga total diaria aproximada en una vivienda rural.

$D_{aut}$ : Días de autonomía

$V_{nom}$ : Tensión del banco de baterías(12V).

$P_{Dmax}$ : Eficiencia de la profundidad de descarga (80%)

$\eta_{BD}$ : Eficiencia en convertir energía química a energía eléctrica (90%)

$\eta_{inv}$ : Eficiencia del inversor (85%)

$$C_{nom\_banco} = \frac{253,5 \text{ W/h} \cdot (2)}{12\text{V} \cdot 0,8 \cdot 0,9 \cdot 0,85}$$

$$C_{nom\_banco} = 69,03 \text{ Ah}$$

El tercer paso es calcular la cantidad de baterías necesarias con el valor calculado de capacidad nominal, es decir

$$N_{BT} = \frac{V_{nom} \cdot C_{nom\_banco}}{V_{nom\_bat} \cdot C_{nom\_batería}} = \frac{12\text{V} \cdot 69,03\text{Ah}}{12\text{V} \cdot 40\text{Ah}} = 1,73 \approx 2$$

$V_{nom}$ : Tensión nominal de trabajo para el banco de baterías (12V)

$C_{nom\_banco}$ : Capacidad nominal del banco de baterías (69,03Ah)

$V_{nom\_bat}$ : Tensión nominal de la batería a utilizar (12V)

$C_{nom\_batería}$ : Capacidad nominal de la batería (40Ah)

El tercer paso es determinar cuántas baterías van conectadas en serie

$$N_{BS} = \frac{V_{nom}}{V_{nom\_bat}} = \frac{12}{12} = 1$$

El cuarto paso, cuántas baterías conectadas en paralelo

$$N_{Bp} = \frac{N_{BT}}{N_{BS}} = \frac{2}{1} = 2$$

Inversor

Este dispositivo será el encargado de realizar la conversión de corriente continua (CC) a corriente alterna (CA) al voltaje requerido por la carga y también a la frecuencia de trabajo la cual es de 60 Hz.

Características técnicas para la selección del inversor:

Voltaje del sistema: 12V

Carga: 253,5W

Salida: 110 VAC

Se selecciona un inversor tipo (OFF GRID), es decir que no se conecta a la red; marca genérica de bajo costo y con las características necesarias para funcionar con el sistema planteado.

Figura 97 Inversor de 300W



Fuente: <https://www.solartex.co/tienda/producto/inversor-300-watts-onda-pura/>

- Inversor 300W Onda Pura
- Potencia Continua: 300 Watts
- Potencia Pico: 600 Watts
- Frecuencia: 60 Hz
- Entrada 12VDC o 24VDC
- Salida 120VAC
- Cuenta con salidas de corriente alterna 1
- Ventiladores de refrigeración térmicos
- Onda sinusoidal pura inversor de corriente 110 Voltios
- Trabaja para la electrónica estándar y sensible
- Marca: Genérico
- Modelo: IN-300WOP
- Peso: 940 Gramos
- Dimensiones: 17.2 x 15 x 5.8

### Cableado

A continuación, se procederá a calcular la sección en las líneas de la instalación.

*Para la determinar la sección de un cable, se tendrán en cuenta como criterio la norma NTC2050*

### Cableado desde el generador al controlador

La tensión en este tramo, para efectos de los cálculos será el valor mínimo que entrega el generador seleccionado, es decir, 12V. La longitud del cableado se estima que será de 13 metros aproximadamente, ya que la turbina deberá estar como mínimo a 10 metros de altura y se adicionan 3 metros para la conexión hasta el lugar en la vivienda donde se instale el controlador. Se considera un factor de potencia de 1, ya que este caso será el más desfavorable a la hora de calcular la caída máxima de tensión. Tomando la potencia

máxima que puede producir nuestro generador de 253,5W, se calcula la corriente máxima que podría circular por los conductores aplicando la siguiente expresión:

$$I: \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\psi)}$$

$$I: \frac{253,5W}{\sqrt{3} \cdot 12V \cdot 1} = 12,19A$$

De acuerdo a la norma NTC2050 en el artículo 690-8, que trata sobre Dimensionamiento y corriente en los circuitos para sistemas fotovoltaicos; (muy similares a los sistemas eólicos); se hace uso del literal a, el cual menciona lo siguiente:

a) Capacidad de corriente y dispositivos de protección contra sobrecorriente. La capacidad de corriente de los conductores y la corriente nominal o ajuste de disparo de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en un circuito de un sistema solar fotovoltaico no debe ser menor al 125 % de la corriente calculada.

Con la norma anterior el valor de corriente para usar en la fórmula de sección del conductor, es de: 15,24A.

Una vez obtenido este valor se puede calcular la sección del conductor, con la siguiente ecuación:

$$S = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \frac{\cos(\psi)}{K \cdot E}$$

Donde:

S: Sección de los conductores (mm<sup>2</sup>)

L: Longitud de la línea (m)

I: Intensidad (A)

K: Conductividad (56 para el Cu)

Cos (Ψ): Factor de potencia

E: Caída de tensión en la línea (V), como máximo 3% según la NTC2050

$$S = \sqrt{3} \cdot 13m \cdot 15,24A \cdot \frac{1}{56 \cdot 0,36V}$$

$$S = 17,021mm^2$$

Ahora se procede a seleccionar la referencia del cable a través de la tabla 310-16 de la norma NTC2050.

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor (ver <a href="#">Tabla 310-13</a> )						Calibre
	60 °C TIPOS TW*, UF*	75 °C TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	90 °C TIPOS TBS,SA,SS,FEP*, EFPB*,MI,RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	60 °C TIPOS TW*, UF*	75 °C TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	90 °C TIPOS TBS,SA,SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	--	--	14	--	--	--	18
1,31	--	--	18	--	--	--	16
2,08	20*	20*	25	--	--	--	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,61	95	115	125	75	85	100	2

El conductor seleccionado es un 4 AWG RHW2 600V 95°.

Cableado desde el controlador al banco de baterías

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \psi}{K \cdot \Delta V}$$

La corriente para esta parte se calcula como:

$$I = \frac{253,5 \text{ W}}{12 \text{ V}} = 21,125 \text{ A} \cdot 1,25 = 26,4 \text{ A}$$

Luego la sección del cable es:

$$S = \frac{2 \cdot 1 \cdot 26,4 \cdot 1}{56 \cdot 0,36} = 2,62 \text{ mm}^2$$

**Tabla 310-16 Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y temperatura ambiente de 30 °C.**

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor (ver <a href="#">Tabla 310-13</a> )						Calibre
	60 °C TIPOS TW*	75 °C TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	90 °C TIPOS TBS,SA,SS,FEP*, FEPB*,MI,RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*,THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	60 °C TIPOS TW*, UF*	75 °C TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	90 °C TIPOS TBS,SA,SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	--	--	14	--	--	--	18
1,31	--	--	18	--	--	--	16
2,08	20*	20*	25	--	--	--	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	120	75	85	100	2

El conductor seleccionado es un 10 AWG UF 600V 60°C.

Cableado desde el banco de baterías al inversor.

Para este tramo se usará el mismo calibre estipulado entre el controlador y el banco de baterías, es decir: un 10 AWG UF 600V 60°C.

Puesta a tierra y protecciones de la instalación

Para determinar las protecciones, se tendrán en cuenta como criterio la norma NTC2050, artículo 690-9. que trata sobre Protección contra sobrecorriente para sistemas fotovoltaicos (muy similares a los sistemas eólicos).

Se tiene en cuenta lo mencionado en los literales a y b, en donde se indica que: Los circuitos de fuentes fotovoltaicas, salida fotovoltaica, de unidades de acondicionamiento de energía y de conductores de baterías y equipos deben estar protegidos contra sobrecorriente según establece la [Sección 240](#).

La sección 240-3 dice lo siguiente:

- b) Se permite que la corriente nominal o ajuste de disparo de los dispositivos de protección contra sobrecorriente cumplan lo establecido en el Artículo [240-3](#). b)

Lo que menciona el artículo 240-3 en el literal b, es:

b) Dispositivos de 800 A nominales o menos. Se permite usar el dispositivo de protección contrasobrecorriente del valor nominal inmediato superior a la capacidad de corriente de los conductores que proteja, siempre que se cumplan todas las siguientes condiciones:

1) Que los conductores protegidos no formen parte de un circuito ramal con varias salidas que alimenten tomacorrientes para cargas portátiles conectadas con cordón y clavija.

2) Que la capacidad de corriente de los conductores no corresponda con la corriente nominal de un fusible o interruptor automático de circuitos sin ajuste para disparo por sobrecarga por encima de su valor nominal (pero está permitido que tenga otros ajustes de disparo o valores nominales).

3) Que el valor nominal inmediato superior seleccionado no supere los 800 A.

Las protecciones que se necesitan para el sistema eléctrico eólica, en concordancia con los artículos de la norma antes mencionada serán lossiguientes:

Fusible de 30Aentre el aerogenerador y el controlador.

Fusible de 50A entre el controlador y las baterías

Interruptores-seccionadores

Interruptores-seccionador tripolar,entre el aerogenerador y elcontrolador de 63 A.

Interruptores-seccionador bipolar,entre el controlador y las baterías de 63 A.

Interruptores-seccionador bipolar,entre las baterías y el inversor de 63 A.

**Fase 5.**Elaborar un presupuesto real de la construcción y montaje del aerogenerador eólico para establecer la relación costo beneficio en zonas rurales mediante cotizaciones de diferentes proveedores.

**Método:**Analítico

#### **Actividades**

- Definir los costos de cada elemento.

En la Tabla21 se muestran los precios de los componentes seleccionados, materiales y costos de fabricación.

Tabla 21 Presupuesto

Servicios de fabricación	Valor Unitario	Cantidad	Valor total
Eje.	150000	1	150000
Aspas.	35000	3	105000
Brazos.	65000	6	390000
Bujes de Acople.	110000	2	220000
Porta Aspas.	20000	6	120000
Base para aerogenerador.	80000	1	80000
<b>Componentes</b>			
Cojinete FY15TF.	120000	1	120000
Barras para cuñas.	9000	1	9000
Juego de acoples Lovejoy.	89000	1	89000
Generador.	908529	1	908529
Controlador.	739.000	1	739000
Baterías.	304.600	2	304600
Inversor.	257000	1	257000
			3492129

Fuente: Autor

Según la tabla de presupuestos, la inversión inicial aproximada sería de \$3.492.129 pesos, la potencia de generación de la turbina en servicio se espera de 0,2535 kW/hy en promedio el costo de energía en pesos por kW/h se estima en \$400 pesos.

Se proyecta que estará en servicio solo por 8 horas diarias, es decir que se obtendrían 2,028 kW/ al día a un costo de \$400 pesos lo cual equivalen a \$811,2 pesos diarios. En un mes el ahorro sería de \$24.336 pesos. Para un año de servicio, el ahorro en dinero será aproximadamente de \$8.882.640.

Por lo anterior, en casi 6 meses ya se estaría recuperando la inversión inicial en el aerogenerador, sin contar con que este pueda funcionar más horas de lo estipulado aquí. Por lo tanto en cuanto a cifras monetarias la turbina eólica planteada en este proyecto tiene viabilidad para ser implementada.

Figura 98 Carta de precios de algunos dispositivos eléctricos.

The screenshot shows the Solartex website's shopping cart page. The header features the Solartex logo with the tagline 'ENERGÍA PARA COLOMBIA'. Below the logo is a navigation bar with links for 'INICIO', 'TIENDA', 'KIT SOLAR', 'MI CUENTA', 'VARIOS', 'ACCESO', and 'SALIR'. The main content area is titled 'CART' and includes a breadcrumb 'Inicio / Cart'. A table lists the items in the cart:

	Producto	Precio	Cantidad	Subtotal
x	Bateria Serie GP Multipropósito 12V 40Ah	\$ 304.600	<input type="text" value="2"/>	\$ 609.200
x	Inversor 300 Watts Onda Pura 110V Voltaje de Entrada del Inversor: option-12volts	\$ 257.000	<input type="text" value="1"/>	\$ 257.000
x	Controlador Híbrido PWM Eólico + Solar 12/24V	\$ 739.000	<input type="text" value="1"/>	\$ 739.000

At the bottom right of the table is a button labeled 'Actualizar carrito'.

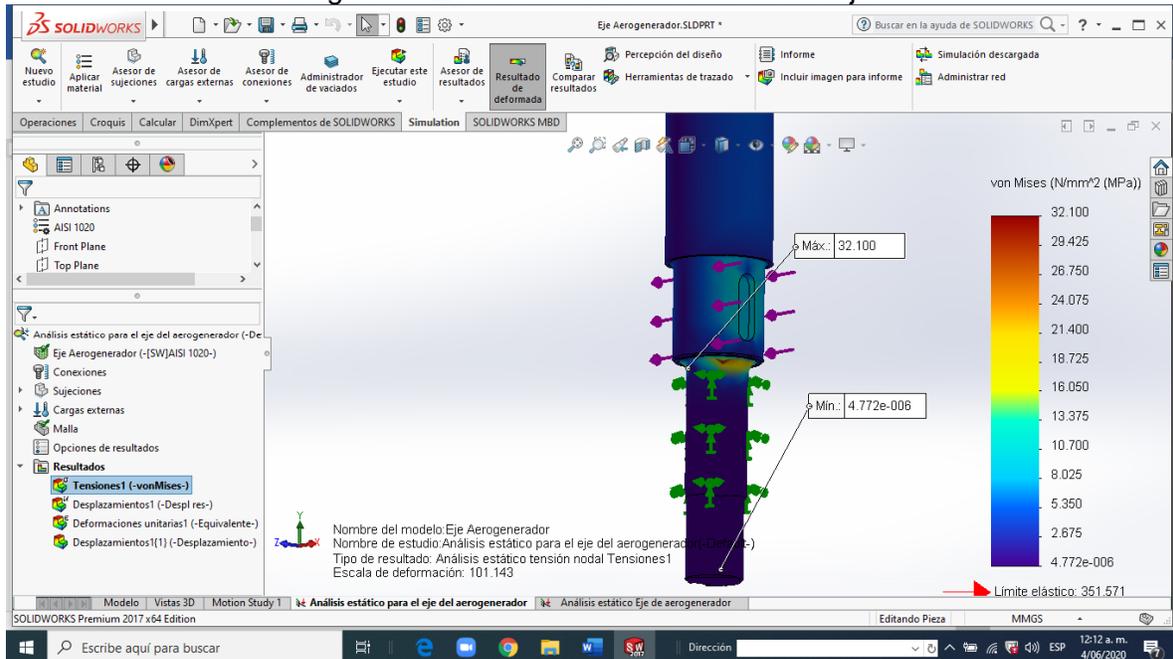
Fuente: <https://www.solartex.co>

## 4. RESULTADOS

Se puede apreciar que para la situación de fuerzas a la que se somete el eje, estas no logran llevarlo por fuera del límite elástico de 351,6 MPa, es decir que el elemento soporta la carga sin comprometer su integridad.

El resultado máximo de la tensión von Mises fue de: 32,1 MPa.

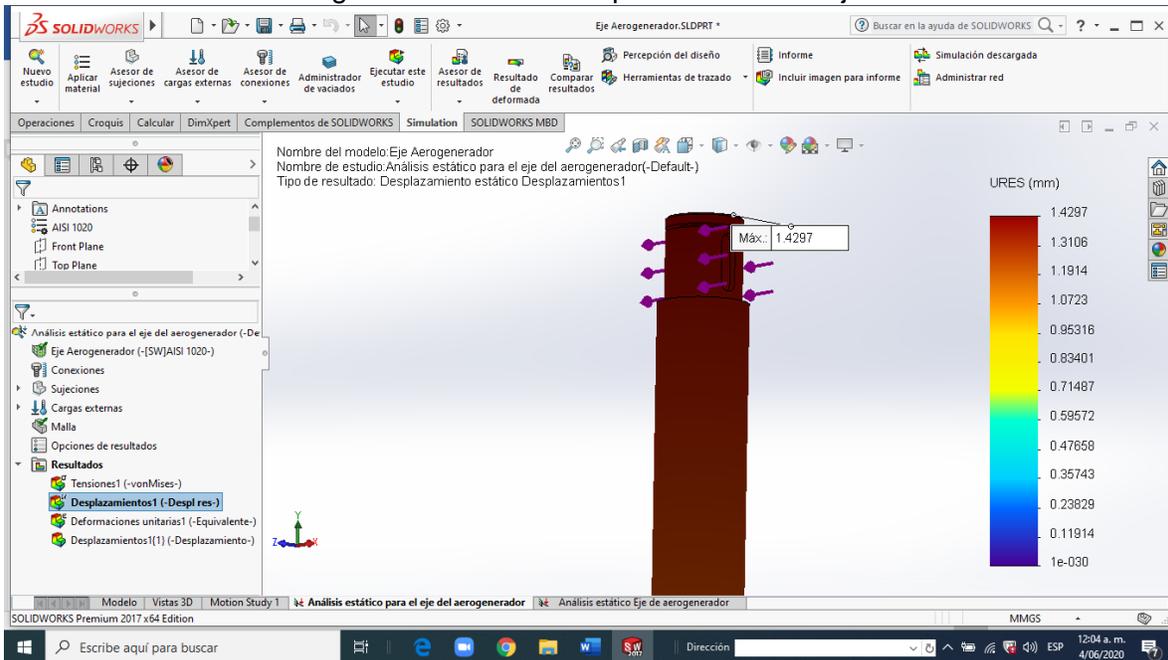
Figura 99 Zona de Máxima tensión en el eje.



Fuente: Autor

En a figura 99 se observa el resultado del máximo valor de desplazamiento, el cual fue de 1,4297mm.

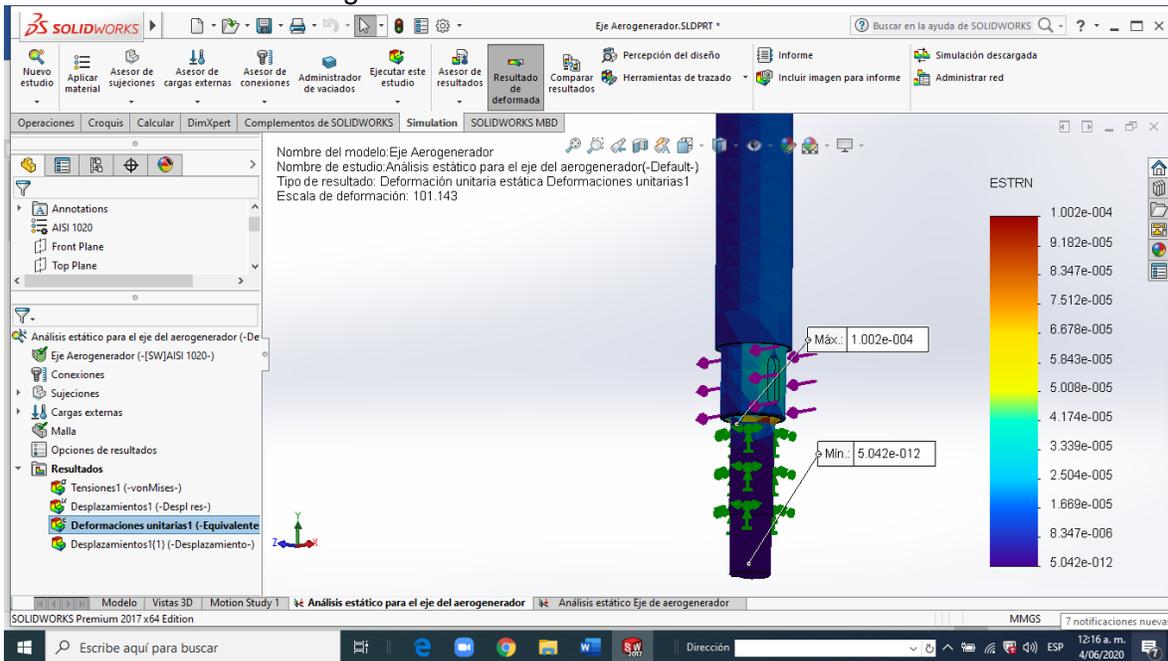
Figura 100 Máximo desplazamiento del eje.



Fuente: Autor

El resultado de la simulación a través de Solidworks, de la máxima deformación unitaria estática que podría sufrir el eje sometido a dichas fuerzas fue de 0,0001

Figura 101 Deformación Unitaria Estática.



Fuente: Autor

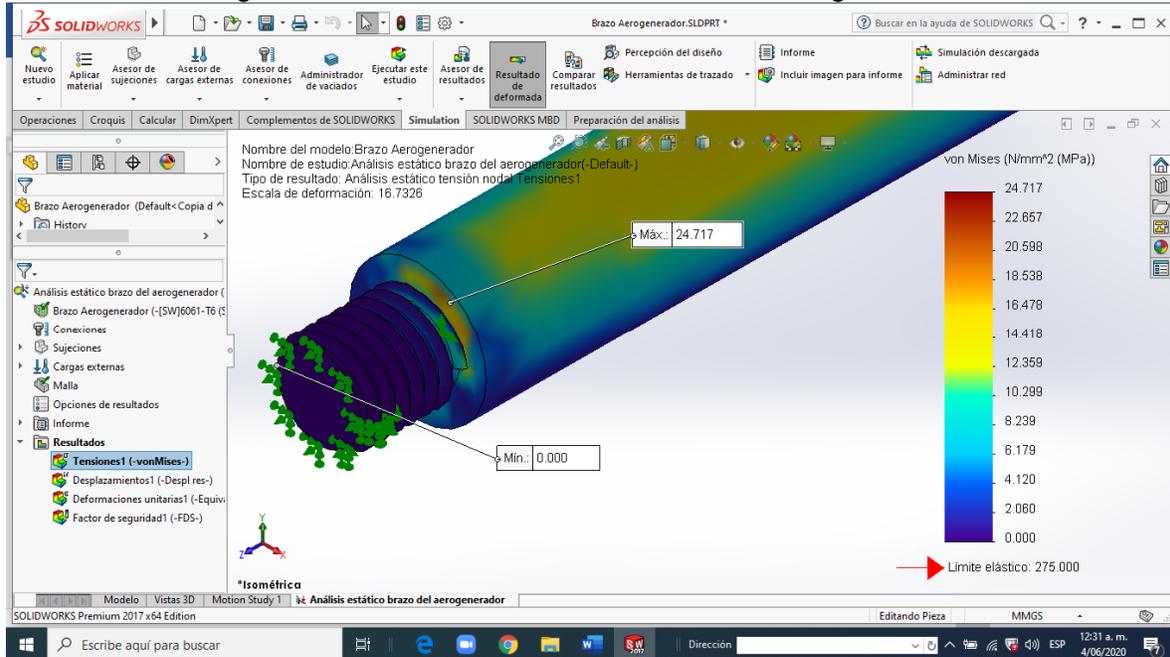
ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACION:

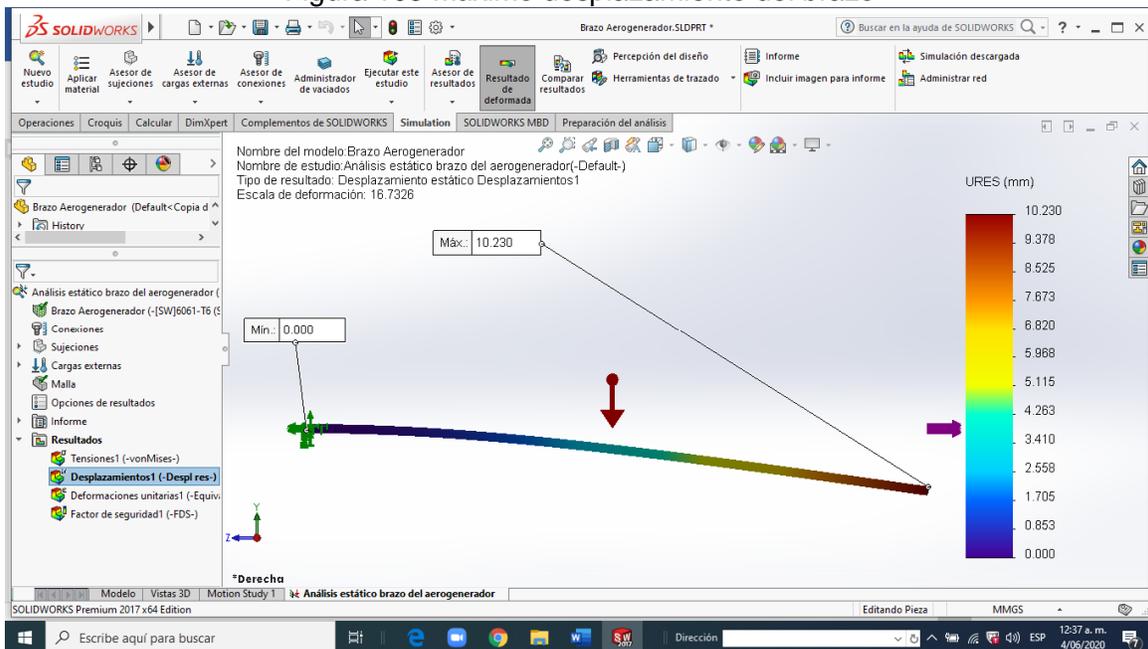
En la figura 101, se logra ver la máxima tensión que soporta el brazo de 24,717MPa, siendo la resistencia a la fluencia del material para esta pieza de 275MPa.

Figura 102 Máxima tensión en el brazo del aerogenerador.



Fuente: Autor

Figura 103 Máximo desplazamiento del brazo



Fuente: Autor

ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACION:

En la figura 102 se observa un desplazamiento de 10 mm aproximadamente en la zona extrema, sin embargo, esto se corrige con el montaje del aspa y del segundo brazo que ayuda a soportar y a repartir las cargas.

## 5. CONCLUSIONES

Se pudo obtener los valores de velocidad de viento a través del uso del aplicativo que el IDEAM dispone, para las zonas de interés estipuladas en este proyecto.

Según los estudios del IDEAM, son pocos los lugares de la zona del Magdalena Medio que tienen un promedio alto de velocidad de viento durante un año; al no contar con una velocidad lo suficientemente alta para la carga completa de una vivienda rural obligaba a crear una turbina de gran tamaño, por lo tanto se optó por diseñar un aerogenerador de baja potencia que pudiera suministrar parte de la energía requerida.

El uso de materiales de baja densidad, pero de alta resistencia mecánica en el diseño de los elementos que componen una turbina eólica, son fundamentales para lograr el funcionamiento del aerogenerador dentro de las condiciones de viento favorables y desfavorables.

La selección adecuada de un perfil aerodinámico para turbinas de eje vertical jugó un papel muy importante en los cálculos para el aprovechamiento del recurso eólico; esta configuración funciona en cualquier dirección de viento, por lo tanto, la utilización de un perfil simétrico garantiza que el funcionamiento de la máquina sea el correcto.

La simulación por medio del software Solidworks permitió validar y complementar los cálculos iniciales del aerogenerador; con lo que se puede afirmar que hay confiabilidad en el diseño y con ello su posible fabricación e implementación.

## 6. RECOMENDACIONES

Realizar simulaciones de mayor complejidad para asegurar el funcionamiento de todo el conjunto antes de fabricarlo.

Si se desea generar mayor electricidad, se puede implementar más aerogeneradores con el mismo diseño, pero de menor tamaño que logren sumar la cantidad de energía deseada.

Implementar un estudio más profundo en materiales que permita disminuir la masa y el costo final del conjunto y con ello una mayor efectividad a la hora de producir.

Adecuar diseños de mecanismos de frenado y control si se desea fabricarla la turbina en un futuro.

Complementar el diseño eólico con uno fotovoltaico para obtener un sistema híbrido que supla mayormente la necesidad energética.

Se recomienda usar doble apoyo en el eje, es decir, un cojinete a cada extremo con el fin de reducir esfuerzos y masa del mismo.

Realizar un laboratorio de túnel de viento acreditado para pruebas de perfiles aerodinámicos y turbinas eólicas de eje vertical.

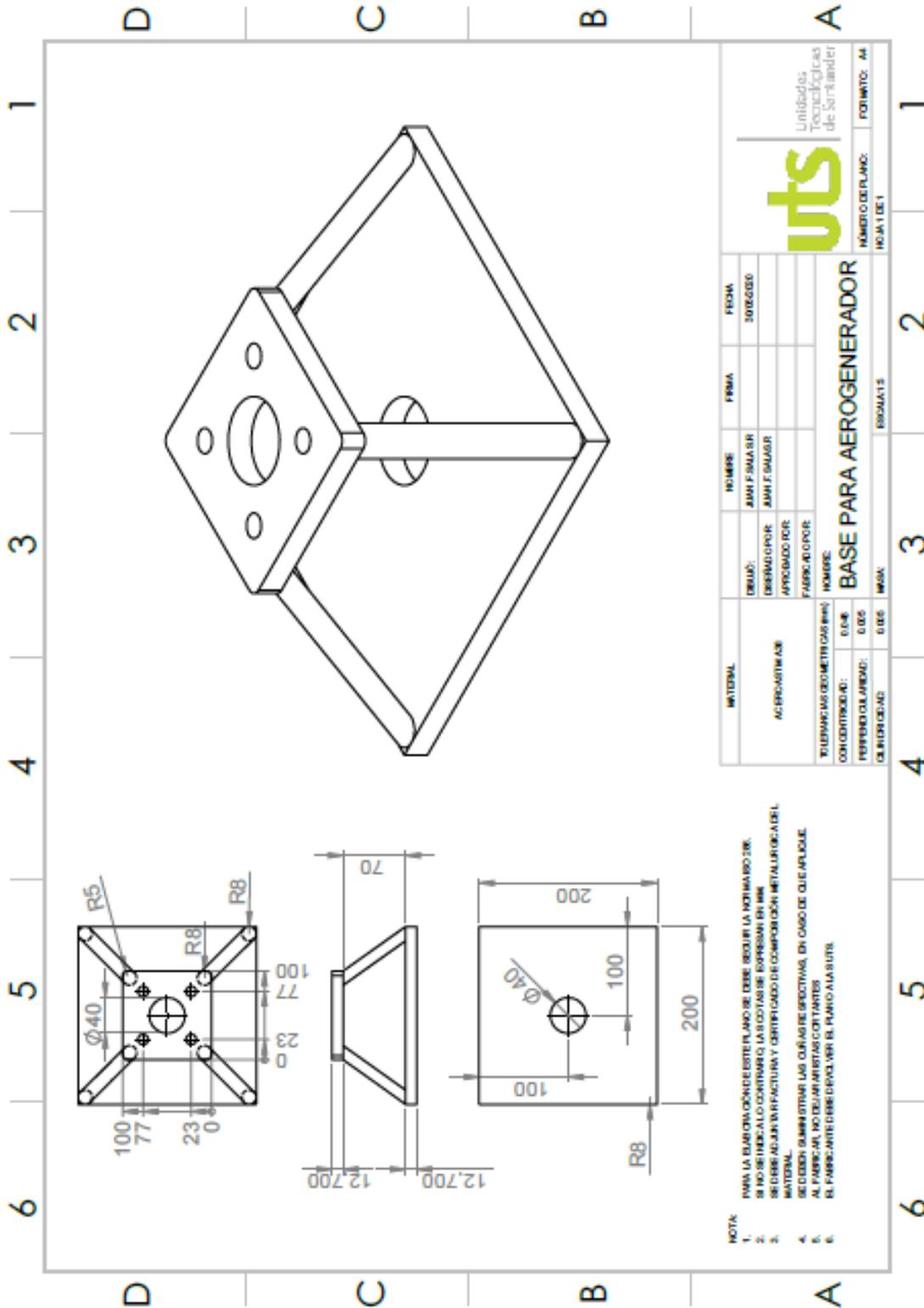
## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB. (2012). *Library ABB*. Obtenido de [https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico\\_num%2012\\_Plantas%20eolicas.pdf](https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico_num%2012_Plantas%20eolicas.pdf)
- Acoplásticos. (2020). *Acoplásticos*. Recuperado el 07 de Enero de 2020, de <https://www.acoplasticos.org/index.php/mnu-pre/opm-bus-pref/37-opc-fag-pre5>
- Alsayid, M., Alramadhan, A., Alwesmi, M., Almansoor, M., & Alnaseer, A. (2017). *PMU*. Obtenido de <https://www.pmu.edu.sa/anemometro.top>.
- (s.f.). Recuperado el 07 de 08 de 2019, de <https://anemometro.top/rotacion/>
- Bastianon, R. A. (Marzo de 2008). Recuperado el 16 de Septiembre de 2019, de <http://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>
- Battista, H. D. (2000). *kimerius*. Obtenido de <http://kimerius.com/turbinas-e%C3%B3licas-1/>
- Berenguer Soler, J. (12 de Enero de 2011). *blogspot*. (2004). Obtenido de <http://tipos-de-energia.blogspot.com/2006/02/energa-elica-tipos-de-generadores.html>
- Brusca, S., Lanzafame, R., & Messina, M. (2 de Agosto de 2014). *SpringerLink*. Recuperado el 2 de 10 de 2019, de <https://doi.org/10.1007/s40095-014-0129-x>
- Caita, C. E. (2014). *Repositorio Institucional UMNG*. Obtenido de <https://repository.unimilitar.edu.co/bitstream/handle/10654/13797/Libro.pdf?sequence=2&isAllowed=y>
- Castro, C. A. (2017). Cindrić, L. (Septiembre de 2017). Obtenido de <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/109075>
- Cueva Quevedo, N. P. (2014). *Repositorio Universidad Nacional de Loja*. Obtenido de <http://dspace.unl.edu.ec/jspui/handle/123456789/11915>
- D'Ambrosio, M. (Mayo de 2010). *diva-portal*. Obtenido de <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:326493/FULLTEXT01.pdf>
- De la Calle Bernardo, R. S. (Julio de 2018). Devendra Chougule, P. V. (Noviembre de 2015). Díez, P. F. (s.f.). Obtenido de <http://www.termica.webhop.info/>
- Díez, P. F. (2000). Obtenido de <http://www.termica.webhop.info/>
- Dinero. (4 de Septiembre de 2018). *Dinero*. Obtenido de <https://www.dinero.com/pais/articulo/colombia-avanza-en-generacion-de-energias-renovables/257078>
- directindustry*. (s.f.). Recuperado el 07 de 08 de 2019, de <http://www.directindustry.es/prod/superwind/product-27455-124290.html>
- Ecoinventos*. (31 de Diciembre de 2011). Recuperado el 8 de Agosto de 2019, de <https://ecoinventos.com/primer-turbina-eolica-de-la-historia/>
- ecovive*. (2019). Obtenido de <https://ecovive.com/los-aerogeneradores-segun-el-numero-de-palas/>

- europapress. (s.f.). Recuperado el 07 de 08 de 2019, de <https://www.europapress.es/economia/energia-medio-ambiente-00183/noticia-gamesa-realizara-operacion-mantenimiento-181-aerogeneradores-italia-20130704134002.html>
- Flores Calderón, D. X., & Lalangui Díaz, J. P. (2012). *Repositorio Digital - Universidad Nacional de Loja*. Obtenido de <https://dspace.unl.edu.ec/jspui/handle/123456789/4/browse?type=author&order=D ESC&rpp=65&value=Flores+Calder%C3%B3n%2C+Di%C3%B3genes+Xavier>
- Galindo, M. M. (24 de Noviembre de 2016). *Universidad Católica de Colombia*. Obtenido de <https://repository.ucatolica.edu.co/bitstream/10983/14482/1/PROY.%20GRADO%20-%20ENERGIA%20EOLICA.pdf>
- Gutiérrez, A. A. (18 de Febrero de 2019). *Razonpublica*. Obtenido de <https://www.razonpublica.com/index.php/internacional-temas-32/11771-la-reunion-entre-duque-y-trump-derechos-humanos-o-intereses-economicos.html>
- Hernández Bravo, L. R. (Mayo de 2016). *PUCP*. Obtenido de <http://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/123456789/7372>
- López Miranda, V. A. (2014). *Repositorio Institucional UNTELS*. Obtenido de [http://repositorio.untels.edu.pe/bitstream/UNTELS/86/1/Lopez\\_Victor\\_Trabajo\\_de\\_Investigacion\\_2014.pdf](http://repositorio.untels.edu.pe/bitstream/UNTELS/86/1/Lopez_Victor_Trabajo_de_Investigacion_2014.pdf)
- Lugo Garcia, D. E., & Bejarano Acero, L. D. (14 de Agosto de 2015). *Repositorio Institucional Universidad Distrital - RIUD*. Obtenido de <http://repository.udistrital.edu.co/handle/11349/3397>
- Macias Soria, X., & Sanchis Magallón, A. (Julio de 2017). *Depósito institucional de la UPC*. Obtenido de <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/112014>
- mesemar. (s.f.). Obtenido de <https://mesemar.com/sistemas-de-alimentacion/aerogeneradores/windside/>
- Mott, R. L. (2006). *Diseño de elementos de maquinas*. México: Pearson.
- N. A., & D. O. (2013).
- Orduz Berdugo, O. I., & Suárez Perez, J. E. (2011).
- Pico-Saltos, G. (2 de Febrero de 2018). *dialnet*. Recuperado el 9 de Agosto de 2019, de [dialnet.unirioja.es](http://dialnet.unirioja.es)
- Poul La Cour Museum. (s.f.). Recuperado el 8 de Agosto de 2019, de <http://www.poullacour.dk/index-uk.htm>
- Ramón Segarra, J. J. (22 de junio de 2017). *Repositorio Universidad Nacional de Loja*. Obtenido de <http://dspace.unl.edu.ec/jspui/browse?type=author&value=Ram%C3%B3n+Segarra%2C+Juan+Javier>
- Riba Romeva, C. (Enero de 2008). Obtenido de <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.3/36844/9788498804065.pdf>
- Román, Á. L. (2012). Obtenido de [https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/20245/TFG\\_Alvaro\\_Lucas\\_San\\_Roman.pdf](https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/20245/TFG_Alvaro_Lucas_San_Roman.pdf)
- Román, A. L. (2013). *e-Archivo Universidad Carlos III de Madrid*. Obtenido de <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/20245>

- Sánchez, S. D. (Julio de 2017). *UvaDOC*. Obtenido de <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/25546/1/TFG-P-643.pdf>
- Shahan, Z. (21 de Noviembre de 2014). *Renewable Energy World*. Obtenido de <https://www.renewableenergyworld.com/ugc/articles/2014/11/history-of-wind-turbines.html>
- Singh Rathore, S., Dalmia, R., Tamakuwala, K., & Manavalla, S. (5 de Junio de 2016). *Irjet*. Obtenido de <https://www.irjet.net/archives/V3/i5/IRJET-V3I5310.pdf>
- Solar Center. (11 de Octubre de 2019). *Youtube*. Recuperado el 28 de Abril de 2020, de <https://www.youtube.com/watch?v=Viqv4th6nkQ>
- Tecnología Industrial*. (s.f.). Recuperado el 8 de Agosto de 2019, de <https://sites.google.com/site/tecnologiaindustrialgaia/tecnologia-industrial-i>
- Villarubia Lopez, M. (2012). *Ingeniería de la Energía Eólica*. Barcelona: marcombo.
- Villarubia López, M. (2012). *Ingeniería de la Energía Eólica*. Barcelona: Marcombo.
- Wikipedia, c. d. (4 de Abril de 2017). *Wikipedia, La enciclopedia libre*. Recuperado el 8 de Agosto de 2019, de [https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Bombeo\\_e%C3%B3lico&oldid=98114545](https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Bombeo_e%C3%B3lico&oldid=98114545)
- wikiwand*. (s.f.). Obtenido de <https://www.wikiwand.com/es/Aerogenerador>
- windpower*. (s.f.). Recuperado el 07 de 08 de 2019, de <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/pictures/multimeg.htm>
- windpowerengineering*. (s.f.). Obtenido de <https://www.windpowerengineering.com/mechanical/blades/vestas-v105-3-3-mw-boasts-22-production-v90-3-0/>
- windturbinestar*. (s.f.). Recuperado el 2019 de 08 de 2019, de <https://www.windturbinestar.com/Aerogenerador-30kw.html>

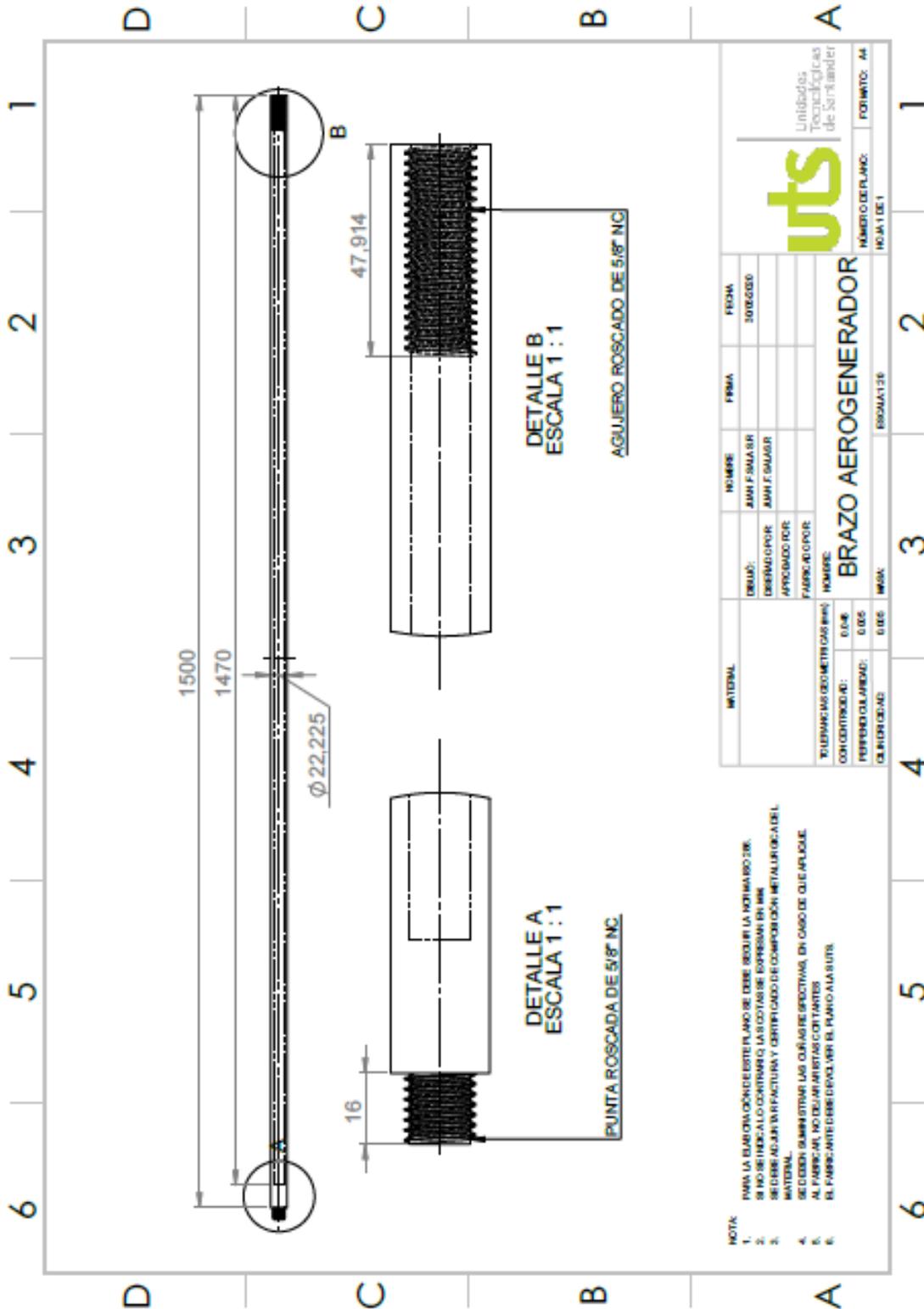




ELABORADO POR:  
 Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
 soporte al sistema integrado de gestión

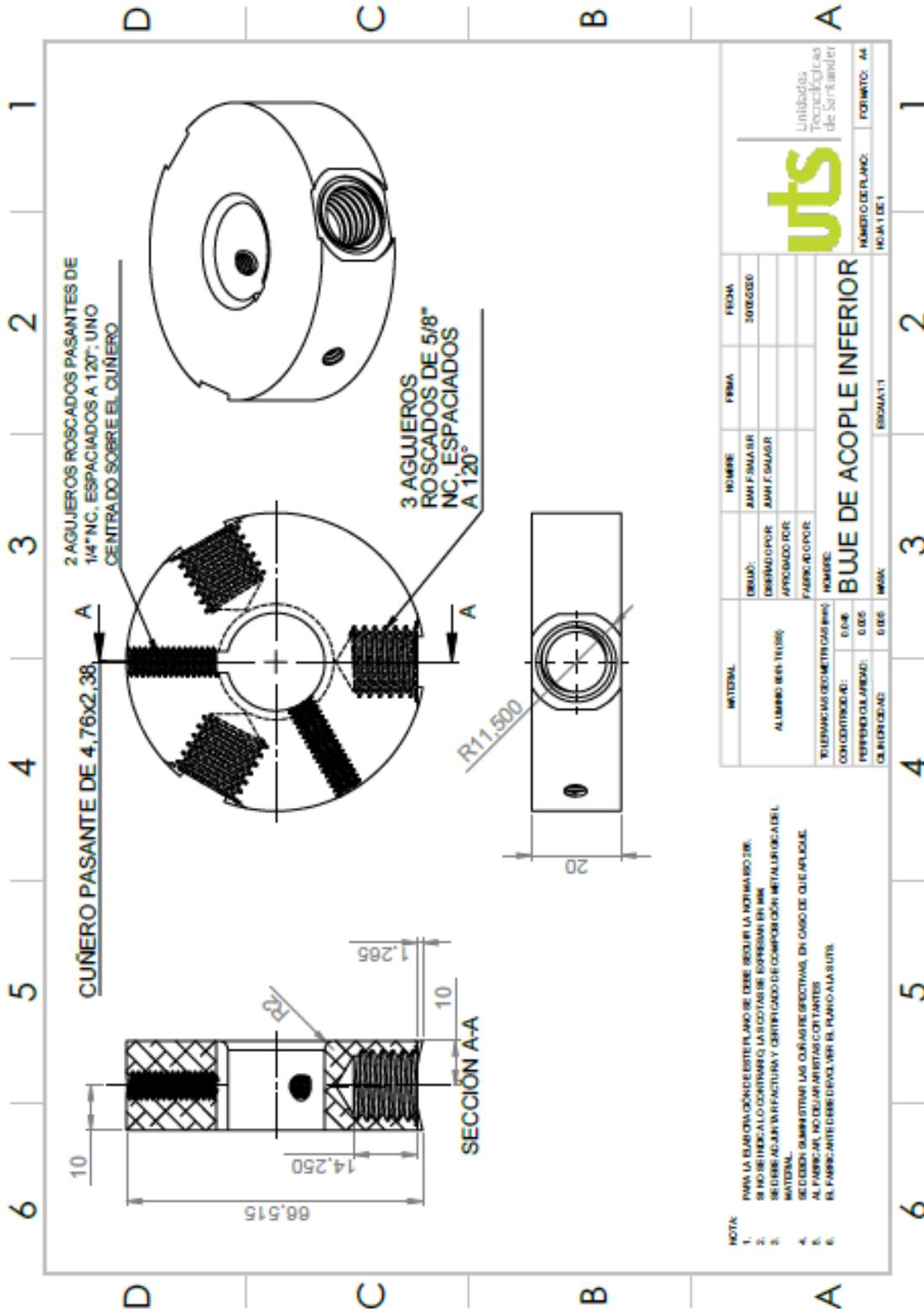
APROBADO POR: Asesor de planeación  
 FECHA APROBACION:



ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
soporte al sistema integrado de gestión

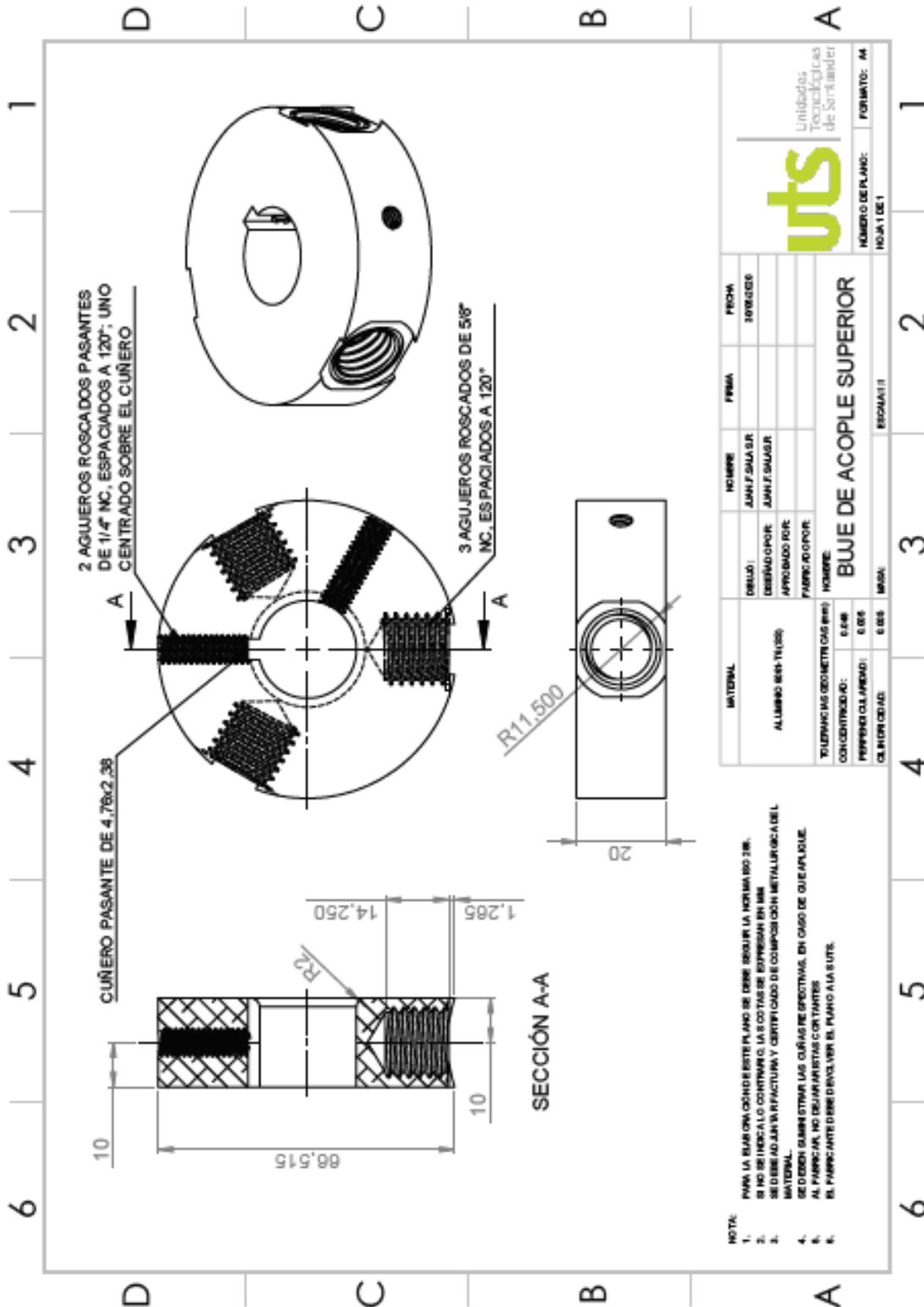
APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACION:



ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
soporte al sistema integrado de gestión

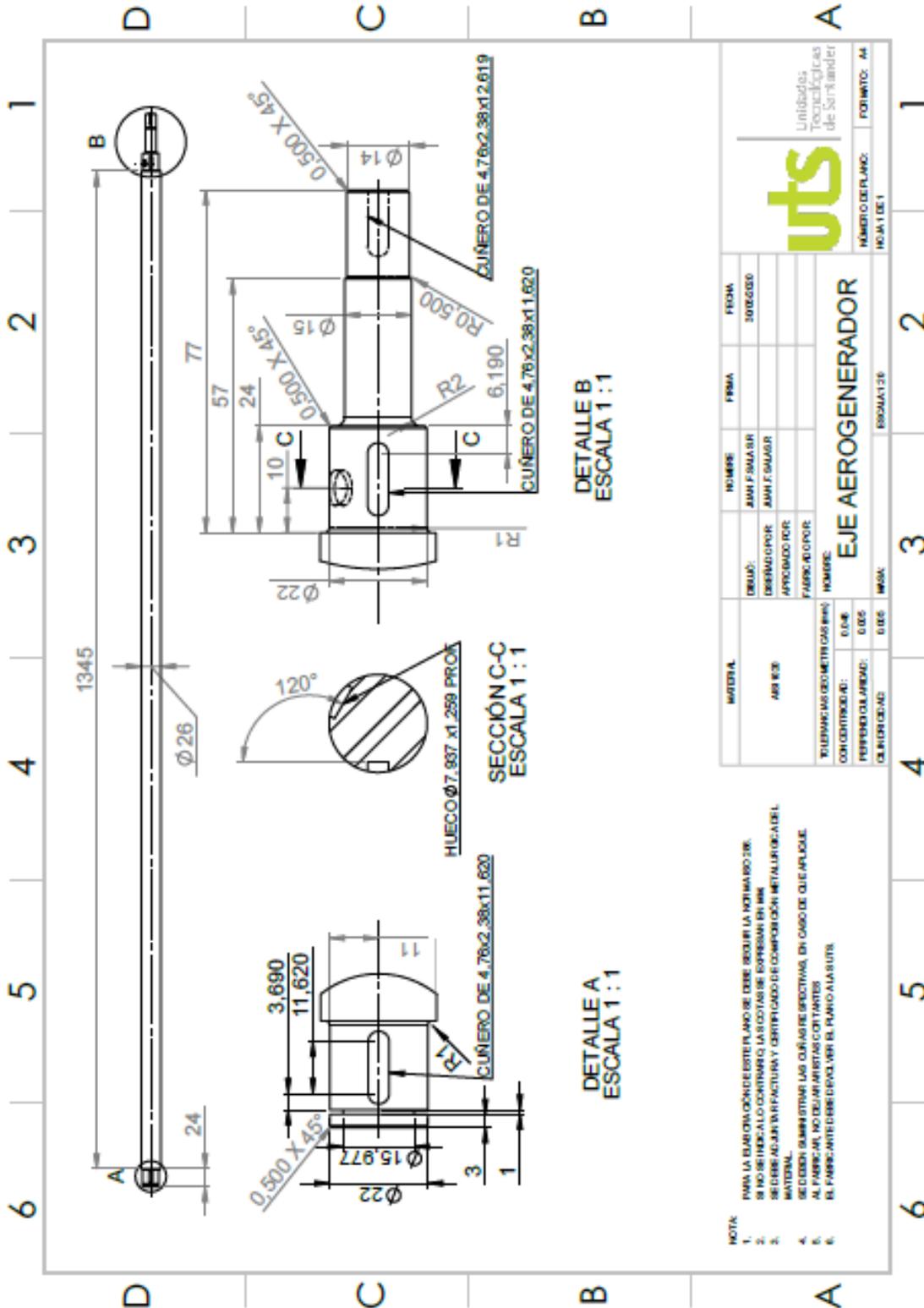
APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACION:



ELABORADO POR:  
 Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
 soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
 FECHA APROBACION:

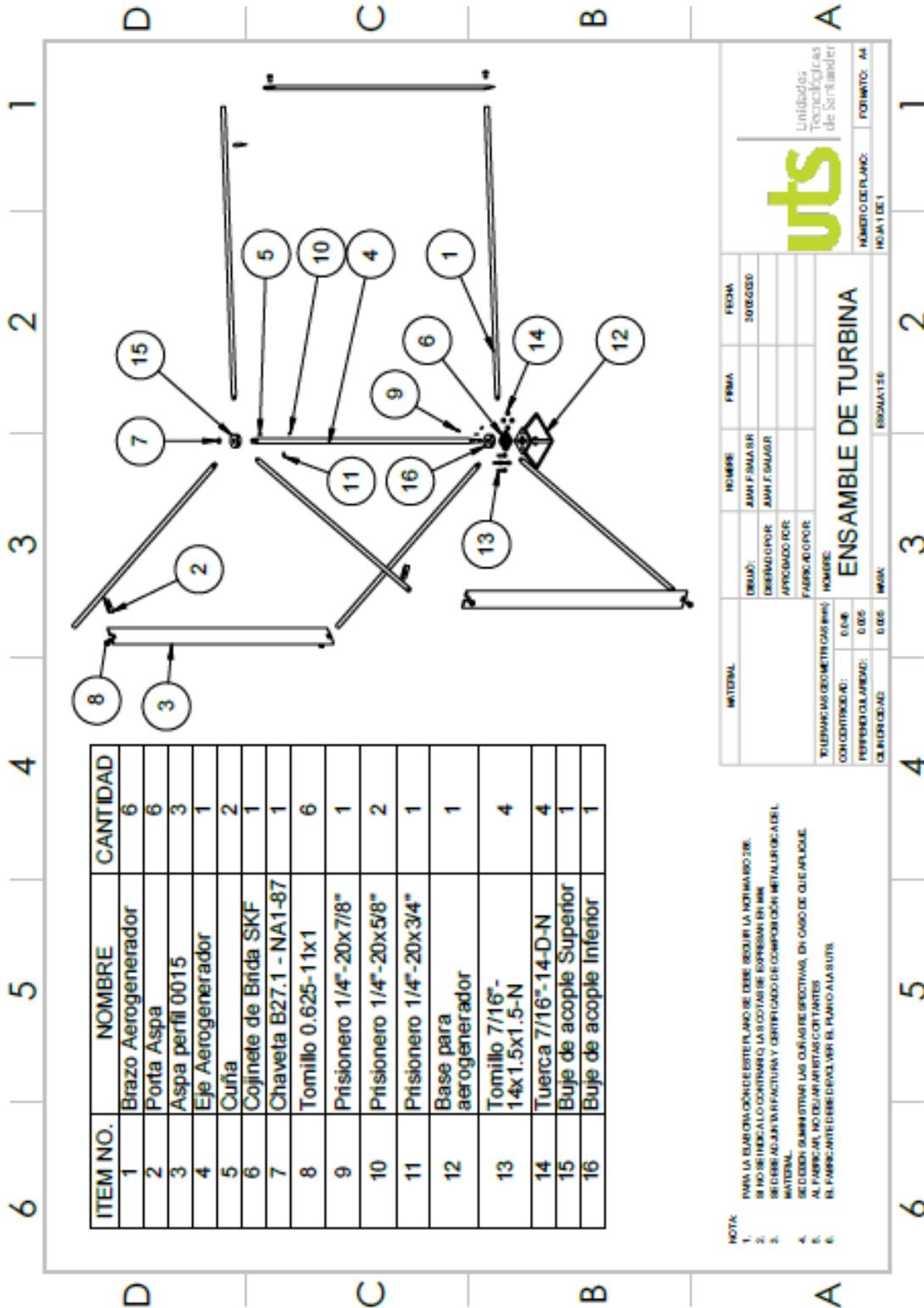


ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACION:





ELABORADO POR:  
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:  
soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación  
FECHA APROBACION:

**R-DC-95**

**INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE  
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO Y  
PRÁCTICA**

**VERSIÓN: 01**

**ELABORADO POR:**  
Oficina de Investigaciones

**REVISADO POR:**  
soporte al sistema integrado de gestión

**APROBADO POR:** Asesor de planeación  
**FECHA APROBACION:**