

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA



**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO DE
AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA**

PRESENTADO POR:

FERNANDO JOSÉ LIMA MENJIVAR

FERMÍN JOSÉ ORELLANA RAMOS

ERNESTO BOANERGE VALENCIA GÓMEZ

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO

CIUDAD UNIVERSITARIA, JUNIO DE 2017

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL :

LIC. CRISTOBAL HERNÁN RÍOS BENÍTEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

DIRECTOR :

ING. RIGOBERTO VELÁSQUEZ PAZ

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO MECÁNICO

Título :

**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO DE
AEROGENERADOR DE BAJA POTENCIA**

Presentado por :

FERNANDO JOSÉ LIMA MENJIVAR

FERMÍN JOSÉ ORELLANA RAMOS

ERNESTO BOANERGE VALENCIA GÓMEZ

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

ING. LUIS JOSÉ SALALÁ SANTOS

San Salvador, junio de 2017

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

ING. LUIS JOSÉ SALALÁ SANTOS

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	V
ÍNDICE DE TABLAS	IX
SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS	X
INTRODUCCIÓN	XIII
1 CAPITULO I – MARCO TEÓRICO	1
1.1 ENERGÍA EÓLICA	1
1.2 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA EÓLICA	2
1.3 VENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA	3
1.4 INCONVENIENTES CON LA ENERGÍA EÓLICA	4
1.4.1 <i>Factor de planta</i>	4
1.4.2 <i>Aspectos técnicos</i>	5
1.4.3 <i>Consideraciones medioambientales</i>	6
1.5 FACTORES DE COSTE DE LA ENERGÍA EÓLICA	7
1.6 CIRCULACIÓN GENERAL DE LOS VIENTOS EN EL PLANETA	8
1.7 DISTRIBUCIÓN O PERFIL DEL VIENTO CERCA DEL SUELO	11
1.8 ENERGÍA EÓLICA EN EL SALVADOR	13
1.8.1 <i>Ubicación geográfica y clima de El Salvador</i>	13
1.8.2 <i>Antecedentes de la determinación del potencial eólico en El Salvador</i>	16
1.9 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO ADECUADO	21
1.9.1 <i>La clase de potencia del viento</i>	21
1.9.2 <i>Cuantificación del recurso de viento</i>	22
1.9.3 <i>Monitoreo directo por un sistema de medición del recurso de viento</i>	25
1.9.4 <i>Estimación de las direcciones del viento que más prevalecen en su sitio</i>	25
1.10 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL Y ROSA DE LOS VIENTOS	25

1.11	TURBINA EÓLICA	27
1.12	CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS SEGÚN LA DISPOSICIÓN DE SU EJE	28
1.12.1	<i>Turbinas de eje horizontal</i>	28
1.12.2	<i>Turbinas de eje vertical</i>	31
1.13	RANGOS DE POTENCIA TURBINAS EÓLICAS.....	33
1.14	TEOREMA DE BETZ.....	33
1.15	PARTES DE UNA TURBINA EÓLICA.....	36
1.15.1	<i>Hélice</i>	36
1.15.2	<i>Rotor</i>	36
1.15.3	<i>Góndola</i>	37
1.15.4	<i>Torre</i>	39
1.15.5	<i>Fundación o cimentación</i>	39
1.16	MARCO REGULATORIO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SALVADOR	40
1.16.1	<i>Ley general de electricidad</i>	40
1.16.2	<i>Reglamento de la ley general de electricidad</i>	41
1.16.3	<i>Ley de Incentivos Fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad</i>	42
1.16.4	<i>Reglamento de la ley de Incentivos Fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad</i>	43
1.16.5	<i>Política Nacional de Energía</i>	44
2	CAPITULO II – DISEÑO	45
2.1	HÉLICE	45
2.1.1	<i>Selección de material de la hélice</i>	56
2.1.2	<i>Centro de masa de Hélice</i>	57
2.1.3	<i>Momento Flector</i>	57
2.1.4	<i>Fuerza Centrífuga</i>	58

2.2	PERNOS	61
2.2.1	<i>Momento resultante</i>	61
2.2.2	<i>Fuerza resultante</i>	62
2.3	TAPA DE ROTOR	63
2.4	DISEÑO DEL EJE PRINCIPAL	65
2.4.1	<i>Diagrama de Cuerpo Libre en plano Y – Z</i>	68
2.4.2	<i>Diagrama de Cuerpo Libre en plano X – Z</i>	71
2.4.3	<i>Cálculo de momentos máximos en plano y-z</i>	74
2.4.4	<i>Cálculo de momentos máximos en plano x-z</i>	75
2.4.5	<i>Cálculo de momentos resultante máximo</i>	76
2.4.6	<i>Cálculo de esfuerzos alternos y medios</i>	77
2.4.7	<i>Aplicación de ley de Goodman</i>	77
2.5	SELECCIÓN DE COJINETES.....	79
2.6	DISEÑO DE LA TRANSMISIÓN.....	81
2.7	CAJA MULTIPLICADORA.....	84
2.8	GENERADOR DE IMANES PERMANENTES	85
2.9	TORRE.....	86
2.10	PROTOTIPO AEROGENERADOR.....	89
3	CAPITULO III – PROCESO CONSTRUCTIVO	90
3.1	HÉLICE	90
3.2	CONEXIÓN ROTOR-HÉLICE	93
3.2.1	<i>Conector macho</i>	94
3.2.2	<i>Cobertor de hélice</i>	94
3.3	ROTOR	95
3.3.1	<i>Eje</i>	95
3.3.2	<i>Plato</i>	95

3.3.3	<i>Nervio</i>	96
3.3.4	<i>Conectores hembra para hélice</i>	96
3.4	GÓNDOLA	97
3.4.1	<i>Base principal</i>	97
3.4.2	<i>Bases de chumaceras</i>	98
3.4.3	<i>Base de generador</i>	98
3.5	SISTEMA DE ORIENTACIÓN DE GÓNDOLA	99
3.5.1	<i>Estructura de veleta</i>	99
3.5.2	<i>Veleta</i>	100
3.6	BUJE	102
3.6.1	<i>Base</i>	102
3.6.2	<i>Cilindro giratorio</i>	103
3.6.3	<i>Pernos de la base del buje</i>	105
3.7	COLECTOR	105
3.8	TORRE	106
3.8.1	<i>Centro de la torre</i>	106
3.8.2	<i>Soportes laterales</i>	109
3.8.3	<i>Pernos</i>	113
3.9	RODAMIENTOS	114
3.9.1	<i>Rodamientos para carga radial</i>	114
3.9.2	<i>Rodamientos para carga axial</i>	115
3.10	GENERADOR	116
3.11	CONTROL	117
4	CAPITULO IV – PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	119
	CONCLUSIONES	127

RECOMENDACIONES	129
GLOSARIO DE TERMINOS	131
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	137

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Circulación general de los vientos.....	9
Figura 1.2 - Ejemplos de perfiles de viento con diferentes obstáculos cerca del suelo.	12
Figura 1.3 - Efecto de los obstáculos sobre la velocidad del viento en un sitio determinado.	13
Figura 1.4 - Ubicación geográfica de El Salvador, en la América Central.....	14
Figura 1.5 - Sitios con potencial eólico en El Salvador.....	20
Figura 1.6 - Densidad de potencia eólico en El Salvador elaborado por NREL.....	22
Figura 1.7 - Huella meteorológica de la estación A-35 Cerro Verde, Santa Ana. Muestra la rosa de los vientos a la izquierda y la distribución de Weibull a la derecha.	27
Figura 1.8 - Posición de la turbina, a barlovento y a sotavento.....	30
Figura 1.9 - Curva de P/P_0 en función de V_2/V_1	35
Figura 1.10 - Ejemplo de hélice de aerogenerador.	36
Figura 1.11 - Rotor de Aerogenerador y Góndola.	37
Figura 1.12 - Góndola de turbina eólica y sus componentes.	38
Figura 1.13 - Ejemplo de torres de aerogeneradores.....	39
Figura 1.14 - Cimentación para torre de aerogenerador.	40
Figura 2.1 - Perfil aerodinámico E387. Extraído de Airfoil Tools (website).	47
Figura 2.2 - Extradós e intradós para un perfil aerodinámico cualquiera.	48
Figura 2.3 - Perfil aerodinámico E387 de referencia para el diseño.	49

Figura 2.4 - Relación entre coeficientes de sustentación y arrastre, a la izquierda. Relación entre coeficiente de sustentación y ángulo de ataque, a la derecha.	50
Figura 2.5 - Campo de fluido a través del perfil aerodinámico.	50
Figura 2.6 - Triángulo de velocidades en la hélice y sus respectivos ángulos.	52
Figura 2.7 - Relación entre el parámetro de forma y la velocidad específica.	53
Figura 2.8 - Secciones de perfil aerodinámico ploteado en el software CAD.	55
Figura 2.9 - Hélice sólida. Vista frontal y lateral.	55
Figura 2.10 - Hélice sólida. Vista de planta.	55
Figura 2.11 - Determinación del centro de masa en la hélice.	57
Figura 2.12 - Momento flector en la hélice producido por la fuerza del viento.	58
Figura 2.13 - Representación de la fuerza centrífuga.	59
Figura 2.14 - Esfuerzos presentes en la hélice de madera.	60
Figura 2.15 - Área transversal del conector hélice-cubo.	60
Figura 2.16 - Fuerzas que actúan sobre los pernos de sujeción de la hélice al cubo.	61
Figura 2.17 - Fuerza cortante que actúa en el rotor (para dimensionamiento de tapa).	64
Figura 2.18 - Interconector de la hélice.	64
Figura 2.19 - Eje principal.	65
Figura 2.20 - Reacciones presentes en el plano XZ.	71
Figura 2.21 - Distribución final de las reacciones sobre el eje principal.	73
Figura 2.22 - Reacciones en el plano XZ.	73
Figura 2.23 - Diagrama de cortante y momento del eje en plano YZ.	74
Figura 2.24 - Diagrama de cortante y momento del eje en plano XZ.	75
Figura 2.25 - Cojinete de bola.	81
Figura 2.26 - Distancia entre centros de la transmisión.	82
Figura 2.27 - Caja multiplicadora.	84
Figura 2.28 - Generador eléctrico DC de imanes permanentes.	85

Figura 2.29 - Determinación de la masa total de la góndola mediante software CAD.	87
Figura 2.30 - Determinación de esfuerzos en la torre mediante software CAD.	88
Figura 2.31 - Prototipo de aerogenerador.	89
Figura 3.1 - Cortes transversales de la hélice en su dirección radial.	91
Figura 3.2 - Secciones de perfil unidos para dar el alabeo característico de la hélice.	92
Figura 3.3 - Unión de secciones de perfiles hasta formar la hélice completa.	92
Figura 3.4 - Acabado superficial de las hélices.	93
Figura 3.5 - Conector de la hélice con cobertor.	94
Figura 3.6 - Plato o cubo donde conectan las hélices.	96
Figura 3.7 - Base principal con todos sus elementos soldados.	97
Figura 3.8 - Posición de las chumaceras y el generador sobre la base principal.	97
Figura 3.9 - Bases maquinadas para las chumaceras.	98
Figura 3.10 - Base para colocación del generador eléctrico.	99
Figura 3.11 - Estructura de veleta unida a base principal.	99
Figura 3.12 - Estructura de soporte de veleta.	100
Figura 3.13 - Estructura unificada junto con veleta.	100
Figura 3.14 - Explosivo de partes de Base Principal y Veleta de dirección.	101
Figura 3.15 - Agujero para colocación de perno de estructura de veleta.	101
Figura 3.16 - Partes de buje.	102
Figura 3.17 - Unión de placa, cilindro y rodamiento de carga axial.	103
Figura 3.18 - Unión de cilindro junto con rodamiento de carga axial.	103
Figura 3.19 - Maquinado interno en parte inferior de cilindro giratorio.	104
Figura 3.20 - Unión de cilindro giratorio a la base principal usando soldadura.	104
Figura 3.21 - Estructura de Buje ensamblada.	104
Figura 3.22 - Carbones o escobillas para el colector.	106
Figura 3.23 - Colector.	106

Figura 3.24 - Base de la torre con unión a los soportes horizontales.	107
Figura 3.25 - Forma de la punta de la torre, con base para góndola.	108
Figura 3.26 - Unión de soportes a las argollas superiores.	108
Figura 3.27 - Barras de soporte diagonal y horizontal de la torre.....	109
Figura 3.28 - Aplastamiento en las puntas de los tubos.....	110
Figura 3.29 - Base para dar estabilidad a la torre.	111
Figura 3.30 - Forma de ensamblar los soportes a la pata de apoyo.	111
Figura 3.31 - Ensamble final de los soportes horizontales junto a los verticales.	112
Figura 3.32 - Tensor y cable de la torre.....	113
Figura 3.33 - Base de la torre y anclaje al piso.....	114
Figura 3.34 - Rodamiento clasificación UCP para carga radial.	115
Figura 3.35 - Rodamiento clasificación AXK para carga axial.....	115
Figura 3.36 - A la izquierda un generador de imanes permanentes. A la derecha un generador de corriente alterna.....	116
Figura 3.37 - Generador de imanes permanentes seleccionado.....	117
Figura 3.38 - Caja con bornera para pruebas.....	118
Figura 3.39 - Aerogenerador ensamblado e instalado.	118
Figura 4.1 - Anemómetro utilizado.	120
Figura 4.2 - Multímetro utilizado para medir voltaje.....	121
Figura 4.3 - Gráfico RPM vrs. voltaje promedio.....	121
Figura 4.4 - Grafico Potencia max. Betz vrs. tiempo.	123
Figura 4.5 - Velocidad de viento vrs tiempo.....	124
Figura 4.6 - Potencia vrs velocidad viento.	125

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 - Cuadro cronológico de aprovechamiento del recurso eólico.	2
Tabla 1.2 - Coeficiente de fricción de Hellmann, para diferentes tipos de terrenos.	12
Tabla 1.3 - Régimen de vientos en El Salvador.	15
Tabla 1.4 - Áreas de mayor potencial eólico, de acuerdo a estudio de la UPES.	18
Tabla 1.5 - Datos obtenidos en el estudio para el Plan maestro a diversas alturas.	20
Tabla 1.6 - Definiciones estándar de clases de viento (utilizado en EE.UU. por NREL). En la densidad de potencia (W/m^2) el área es la barrida por la turbina, perpendicular al flujo del viento.	22
Tabla 1.7 - Clases y longitudes de rugosidad. De acuerdo al atlas eólico europeo.	23
Tabla 1.8 - Índice de deformidad o índice de “flaggins” de Griggs-Putnam.	24
Tabla 1.9 - Comparación de turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT) y vertical (VAWT).	32
Tabla 2.1 - Coeficientes de arrastre y sustentación.	51
Tabla 2.2 - Datos obtenidos con herramienta CAD de simulación.	52
Tabla 2.3 - Parametros de diseño para cada sección de la hélice.	54
Tabla 4.1 - Cuadro resumen de las pruebas realizadas.	122
Tabla 4.2 - Información extra utilizada.	123
Tabla 4.3 - Tabulación Velocidad viento vrs potencia gen.	125

SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

Letras Latinas

a	Factor de inducción de flujo axial.
A	Área.
b	Factor de inducción de flujo tangencial.
C_A	Coefficiente de corrección de la densidad del viento por altitud.
C_p	Coefficiente de potencia.
C_T	Coefficiente de corrección de la densidad del viento por temperatura.
C_{arr}	Coefficiente de arrastre.
C_{sus}	Coefficiente de sustentación.
C_w	Coefficiente de resistencia o de penetración.
f	Esbeltez de la pala o hélice.
F_{arr}	Fuerza de arrastre.
F_{ax}	Fuerza axial.
F_{par}	Fuerza de par.
F_{sus}	Fuerza de sustentación.
H	Altura
k	Coefficiente que depende del ángulo α de ataque, de las unidades elegidas y de la turbulencia del viento.
L	Longitud de la cuerda.
L_{prom}	Longitud de la cuerda promedio en los últimos segmentos de pala.
L_r	Longitud de la cuerda a un radio r .
\dot{m}	Flujo másico.
n	Revoluciones por minuto.

P	Potencia.
P_u	Potencia útil.
P_v	Potencia del viento.
PF	Parámetro de forma de la pala.
r	Radio en un punto cualquiera de la pala.
R	Radio en la punta de la pala, Resultante de las fuerzas de arrastre y sustentación.
Re	Número adimensional de Reynolds.
S	Superficie frontal de la pala.
T	Temperatura
t	Paso tangencial de las palas.
u	Velocidad de punta o periférica de la pala.
v	Velocidad del viento en dirección axial al rotor.
v_0	Velocidad del viento aguas arriba.
v_2	Velocidad del viento aguas abajo.
Z	Número de palas en el rotor.

Letras Griegas

α	Ángulo de ataque. Coeficiente de rugosidad de superficies.
β	Ángulo de paso o calaje.
β_r	Ángulo de paso o calaje a un radio r de la pala.
η	Eficiencia.
η_{aerod}	Eficiencia aerodinámica.
η_g	Eficiencia del generador.
θ	Ángulo de la resultante del viento.

- θ_r Ángulo de la resultante del viento a un radio r de la pala.
- λ Relación entre la velocidad periférica de la pala y la velocidad del viento.
- λ_r Relación entre la velocidad periférica de la pala y la velocidad del viento a un radio r .
- ρ Densidad del aire.
- ω Velocidad angular del rotor.

INTRODUCCIÓN

Realizar un trabajo de pregrado es una forma de lograr sintetizar los conocimientos obtenidos a lo largo de la carrera. De las diferentes temáticas que se abordan a lo largo de la misma, el trabajo de graduación permite seleccionar un tema en específico y explotar todas las capacidades del estudiante para desarrollar y culminar con éxito el mismo.

Es conocido que la matriz energética en El Salvador debe diversificarse, fomentando la aplicación de fuentes renovables de energía para disminuir la generación eléctrica en base de la quema de combustibles fósiles. La energía eólica es una fuente renovable que utiliza el potencial del viento en una región para generar energía eléctrica limpia. A nivel mundial, muchos países se han dedicado a investigar y usar la energía eólica para producir electricidad; países como Holanda y Dinamarca se han dedicado a explotar el recurso eólico con el que cuentan y, sin ir tan lejos, países como Honduras, Nicaragua y Costa Rica ya han realizado importantes inversiones en este rubro en aras de aprovechar a su potencial eólico.

De esta manera es que el trabajo de graduación propone el diseño y construcción de un aerogenerador de baja potencia, para aprovechar el potencial eólico en algunas zonas de nuestro país. El documento incluye el planteamiento del problema, la propuesta del contenido temático, la explicación de la metodología a usar para realizar la investigación, parámetros usados en el diseño, método constructivo, pruebas y su respectivo análisis, así como también un listado de los recursos necesarios para su diseño y construcción.

CAPITULO I – MARCO TEÓRICO

1.1 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es una fuente de energía renovable tomada de las corrientes de viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es convertida en otras formas útiles de energía para las actividades humanas. Los vientos se generan a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre debido a la radiación solar; entre el 1 y el 2 % de la energía proveniente del sol, se convierte en viento. Durante el día, los continentes transfieren una mayor cantidad de energía solar al aire que las masas de agua, haciendo que este se caliente y se expanda, por lo que se vuelve menos denso y se eleva. El aire más frío y pesado que proviene de los mares, océanos y grandes lagos se pone en movimiento para ocupar el lugar dejado por el aire caliente. Así la energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan desde zonas de alta presión atmosférica hacia zonas adyacentes de menor presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión.

En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir electricidad mediante aerogeneradores conectados a las grandes redes de distribución de energía eléctrica. A finales de 2014, la capacidad mundial instalada de energía eólica ascendía a 370 GW, generando alrededor del 5 % del consumo de electricidad mundial^{1 2}. Dinamarca genera más de un 25 % de su

1 The World Wind Energy Association (2014). *2014 Half-year Report*. WWEA. pp. 1–8.

2 REVE (Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico), José Santamarta. febrero de 2015.

electricidad mediante energía eólica, y más de 80 países en todo el mundo la utilizan de forma creciente para proporcionar energía eléctrica en sus redes de distribución³.

1.2 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA EÓLICA

Se presenta a continuación un cuadro cronológico de la explotación del recurso eólico a través de los siglos (ver tabla 1.1).

Tabla 1.1 - Cuadro cronológico de aprovechamiento del recurso eólico.

Cronología	Acontecimiento
Muchos siglos antes de J.C.	Persia, Irak, Egipto y China disponían de máquinas eólicas tales como molinos que ocupaban para regar las llanuras y moler granos.
Año 1,724	Leopold Jacod proyecta un molino de ocho palas que mueve una bomba de pistón.
Siglo XVIII	Holanda tenía instalado y en funcionamiento 20,000 molinos que les proporcionaban una media de 20kW cada uno, energía nada despreciable para las necesidades de aquella época.
1883	Aparece el pequeño multipala americano diseñado por Steward Perry. Posee aproximadamente tres metros de diámetro y es utilizado para bombeo. Modelo más vendido de la historia.
1892	De este año data el precursor de los actuales aerogeneradores, la aeroturbina danesa de Lacourt, máquina capaz de desarrollar entre 5 y 25kW.
1927	El holandés A. J. Dekker construye el primer rotor provisto de palas con sección aerodinámica. Además Betz presentó su famoso artículo: " Die windmühlen im lichte neuerer forschung " (Los molinos de viento a la luz de la investigación reciente), en el cual demostraba que el rendimiento de las turbinas aumentaba con la velocidad de rotación y que, en cualquier caso, ningún sistema eólico podía superar el 60% de la energía contenida en el viento.
1991	La potencia de origen eólico instalada en la red eléctrica danesa ascendía a 410MW con una producción de energía equivalente al 2.3% del consumo del país.
2010	Holanda tenía previsto alcanzar los 2,000 MW en este año.

³ REN21 (2011). "Renewables 2011: Global Status Report".

1.3 VENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA

- Es un tipo de energía renovable ya que tiene su origen en procesos atmosféricos debidos a la energía que llega a la tierra procedente del sol.
- Es una energía limpia al no requerir una combustión, por lo que no produce emisiones atmosféricas ni residuos contaminantes, evitando así un incremento del efecto invernadero y una repercusión en el cambio climático.
- Puede instalarse en espacios no aptos para otros fines, por ejemplo, en zonas desérticas, próximas a la costa, en laderas áridas o muy empinadas para ser cultivables, etc.
- Puede convivir con otros usos del suelo, por ejemplo, prados para uso ganadero o cultivos bajos como trigo, maíz, patatas, remolacha, etc.
- Crea un elevado número de puestos de trabajo en las plantas de ensamblaje e instalación.
- Su instalación es rápida, entre 4 y 9 meses para instalaciones de gran tamaño y capacidad de generación.
- Su inclusión en una red eléctrica permite, cuando las condiciones del viento son adecuadas, ahorrar combustible en las centrales térmicas y/o agua en los embalses de las centrales hidroeléctricas.

- Su utilización combinada con otros tipos de energía, habitualmente la energía solar fotovoltaica, permite la auto-alimentación de viviendas, logrando autonomías superiores a las 82 horas y terminando así con la necesidad de conectarse a redes de suministro.

1.4 INCONVENIENTES CON LA ENERGÍA EÓLICA

1.4.1 Factor de planta

El problema de mayor consideración en cuanto a la generación de energía eléctrica mediante aerogeneradores radica en la variabilidad de los vientos, dicha variabilidad tanto en velocidades de los vientos como en la dirección en la que se desplazan los vientos, influye directamente en el factor de planta del sistema de generación de energía instalado. Entiéndase que el factor de planta es el cociente entre la energía real generada por el sistema instalado durante un período (generalmente un año) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos.

El factor de planta es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo. Pero no se confunda con disponibilidad de planta. A nivel mundial los valores típicos de factor de planta para diferentes medios de generación de energía eléctrica son los siguientes:

- Parque eólico: 20-40%.
- Panel fotovoltaico: 10-15%.

- Central hidroeléctrica: 60%.
- Central nuclear: 60%-98%.
- Central termoeléctrica a carbón: 70-90%.
- Central de ciclo combinado: 60%

1.4.2 Aspectos técnicos

Los aspectos técnicos a considerar son los siguientes:

- Para distribuir la electricidad producida por cada parque eólico es necesario construir unas líneas de alta tensión que sean capaces de conducir el máximo de electricidad que produzca la instalación.
- Técnicamente, uno de los mayores inconvenientes de los aerogeneradores es el llamado hueco de tensión. Ante uno de estos fenómenos, las protecciones de los aerogeneradores con motores de jaula de ardilla provocan la desconexión de la red para evitar ser dañados y consecuentemente nuevas perturbaciones en ella, en este caso, de falta de suministro.
- Además de la evidente necesidad de una velocidad mínima en el viento para poder mover las aspas, existe también una limitación superior: una máquina puede estar generando al máximo de su potencia, pero si la velocidad del viento sobrepasa las especificaciones del aerogenerador, es obligatorio desconectarlo de la red o cambiar la inclinación de las aspas para que dejen

de girar, puesto que su estructura puede resultar dañada por los esfuerzos presentes en el eje y en la estructura en general.

1.4.3 Consideraciones medioambientales

El efecto positivo que supone la generación eléctrica con energía eólica queda reflejado en primer término en los nulos niveles de emisiones de gases contaminantes emitidas, en comparación con las producidas en centrales térmicas.

Los impactos medioambientales dependen fundamentalmente del emplazamiento elegido para la instalación, de su tamaño y de la distancia a las zonas de concentración de población. Posiblemente, el único impacto negativo es el visual y tiene un carácter muy subjetivo.

Las principales alteraciones que se dan como consecuencia de la instalación de turbinas eólicas son:

- Impacto sobre la avifauna
- Impacto visual
- Impacto por ruido
- Impacto a la flora y erosión
- Otros (interferencias electromagnéticas, efecto sombra, etc.)

1.5 FACTORES DE COSTE DE LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica alcanzó la paridad de red (el punto en el que el coste de esta energía es igual o inferior al de otras fuentes de energía tradicionales) en algunas áreas de Europa y de Estados Unidos a mediados de la década del 2000. La caída de los costes continúa impulsando a la baja el coste normalizado de esta fuente de energía renovable. El precio del kW/h eólico puede ser, en aerogeneradores de potencia media, la mitad que en los aerogeneradores de potencia baja. La instalación de un parque eólico requiere de una considerable inversión inicial, pero posteriormente no presenta gastos tan representativos como por ejemplo de combustible. El coste de la energía eólica, una vez que la planta ha sido construida y está en marcha, es generalmente inferior. Incluso, este coste se ha visto reducido con la mejora tecnológica de las turbinas más recientes.

El coste de la unidad de energía producida en instalaciones eólicas se deduce de un cálculo bastante complejo. Para su evaluación se deben tener en cuenta diversos factores, entre los cuales cabe destacar:

- El coste inicial o inversión inicial: el coste del aerogenerador incide en aproximadamente el 60 o 70 %. El costo medio de una central eólica es, hoy, de unos €1,200 por kW de potencia instalada (en Europa) y variable según la tecnología y la marca que se vayan a instalar.
- La vida útil de la instalación (aproximadamente de 20 años) y la amortización de este costo.

- Los costos financieros.
- Los costos de operación y mantenimiento (variables entre el 1 y el 3 % de la inversión).
- La energía global producida en un período de un año, es decir, el factor de planta de la instalación. Esta se define en función de las características del aerogenerador y de las características del viento en el lugar donde se ha emplazado. Este cálculo es bastante sencillo puesto que se usan las curvas de potencia certificadas por cada fabricante y que suelen garantizarse entre el 95 y el 98 % según cada fabricante. Para algunas de las máquinas que llevan ya funcionando más de 20 años se ha llegado a alcanzar el 99 % de la curva de potencia.

1.6 CIRCULACIÓN GENERAL DE LOS VIENTOS EN EL PLANETA

Al calentarse el aire en el Ecuador, asciende y es sustituido por el aire más próximo a los polos, formándose la llamada circulación por celda de Hadley, que se hace inestable a unos 30° de latitud y origina unos vientos generales. Este flujo no se proyecta directamente sobre los polos debido a la fuerza de Coriolis que aparece como consecuencia del movimiento de rotación de la tierra, que modifica su curso; esta fuerza depende de la velocidad del viento y de la rotación de la tierra, por lo que las masas de aire caliente se desplazan por esta circunstancia hacia el este; la circulación general es semejante y simétrica en cada uno de los dos hemisferios, (ver figura 1.1), yendo de oeste a este en el hemisferio norte.

El eje principal de esta circulación es una corriente en chorro que se produce por encima de los 10 km a una presión de 300 mbar; se trata de un viento del oeste que, en el hemisferio norte, se localiza hacia el paralelo 45°, siendo su velocidad media de 200 km/h, pero puede llegar a sobrepasar los 500 km/h.

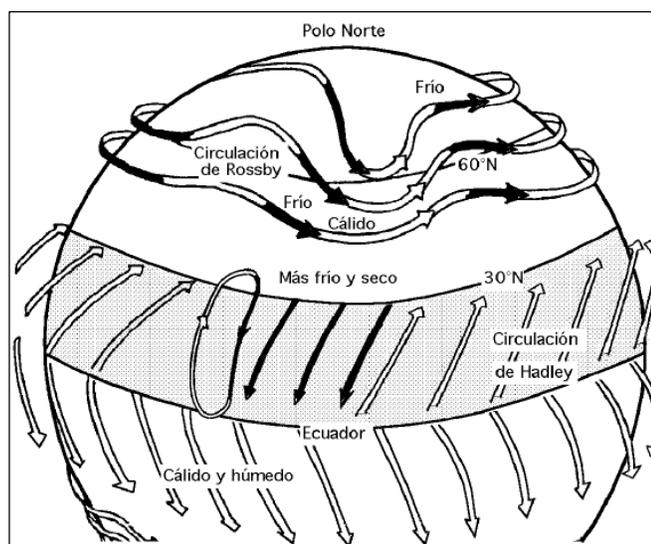


Figura 1.1 - Circulación general de los vientos.

A lo largo del eje del chorro circulan otras corrientes de aire a velocidades diferentes. El desplazamiento de las masas de aire se efectúa desde las zonas en las que la presión de la atmósfera, y por lo tanto la del aire, es más elevada (anticiclones), hacia las zonas de presión más baja (depresiones o ciclones), por la aceleración de Coriolis. Las depresiones y los anticiclones están representados en las cartas meteorológicas por el trazado de las isobaras.

La circulación general en superficie depende del reparto medio de las presiones a lo largo de un cuarto de meridiano terrestre. Para el hemisferio norte existe un centro anticiclónico en el polo, un eje de depresión hacia los 60°N, un eje anticiclónico hacia los 30°N, conocido como cinturón subtropical, y una banda

de depresión hacia el Ecuador. El viento perfila o contornea los anticiclones en el sentido de las agujas del reloj, dirigiéndose hacia las depresiones, y las contornea en sentido contrario.

Un esquema de vientos generales es el siguiente:

- ✓ Entre 90°N y 60°N, aire ártico (muy frío) (Circulación de Rossby).
- ✓ Entre 60°N y 40°N, aire polar (frío).
- ✓ Entre 40°N y 5°N, aire tropical (templado).
- ✓ Entre 5°N y 5°S, aire ecuatorial (cálido).

En el límite de estas diferentes masas de aire existen zonas conflictivas o zonas frontales; así se puede decir que:

- Entre el aire ártico y el aire polar existe el frente ártico.
- Entre el aire polar y el aire tropical, existe el frente polar.
- Entre el aire tropical y el aire ecuatorial, existe la zona de convergencia intertropical, en la que soplan vientos regulares (alisios) del nordeste, (Corriente de Hadley).

Las diferentes masas de aire, así como los ejes de depresión (60°) y anticiclónicos (30°), se desplazan según las estaciones en el sentido del movimiento aparente del sol en el hemisferio norte, en invierno una traslación general hacia el norte, y en verano hacia el sur. En el hemisferio sur sucede lo contrario; estos vientos se denominan monzones.

No obstante, las condiciones generales de los vientos son modificadas localmente por temporales y gradientes de temperatura originados por los

desiguales calentamientos de superficies de tierra y agua o por diversos accidentes orográficos; se puede considerar que los vientos vienen dirigidos por determinados centros de acción de la atmósfera, siendo lo más frecuente que su desplazamiento sea en sentido horizontal.

1.7 DISTRIBUCIÓN O PERFIL DEL VIENTO CERCA DEL SUELO

La forma para determinar el perfil de velocidad cerca del suelo se puede realizar de manera abreviada mediante la más común de todas las expresiones, la ley exponencial de Hellmann que relaciona las velocidades de dos alturas cualesquiera y es expresada en la ecuación siguiente:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (\text{Ec. 1.1})$$

Dónde:

v : *Velocidad a la altura H .*

v_0 : *Velocidad a la altura H_0 (frecuentemente referida a una altura de 10m).*

α : *Coefficiente de fricción o exponente de Hellman.*

Este coeficiente está en función de la topografía sobre la cual se está midiendo la velocidad del viento, frecuentemente se toma como un valor de 1/7 para terrenos abiertos. También es necesario considerar que este parámetro puede variar para un mismo sitio desde un valor de 1/7 durante el día hasta 1/2 durante la noche. A esta última ecuación también se le conoce como la ley de potencia y cuando el valor de α es igual a 1/7, se le conoce como la ley de potencia de un séptimo.

En la ecuación 1.1, el parámetro α es determinado empíricamente y la ecuación puede ser usada para ajustar datos razonablemente bien en el rango de 10m hasta 100m o 150m si no hay obstáculos en forma de picos agudos en el terreno. El exponente α varía con la altura, hora del día, época del año, naturaleza del terreno, velocidades de viento y temperatura, como se ha comprobado en análisis realizados en varias partes del mundo por ejemplo como se muestra en la figura 1.2. Hay tablas de valores del exponente de Hellmann, que se dan en función de la rugosidad del terreno y que en general dan los datos indicados en la tabla 1.2.

Tabla 1.2 - Coeficiente de fricción de Hellmann, para diferentes tipos de terrenos.

Tipo de terreno	Coeficiente de fricción (α)
Lagos, océanos, superficies suaves y duras	0.10
Césped	0.15
Terrenos de cultivos, setos o vallas, y arbustos	0.20
Campos boscosos con muchos árboles	0.25
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0.30
Área de la ciudad con edificios altos	0.40

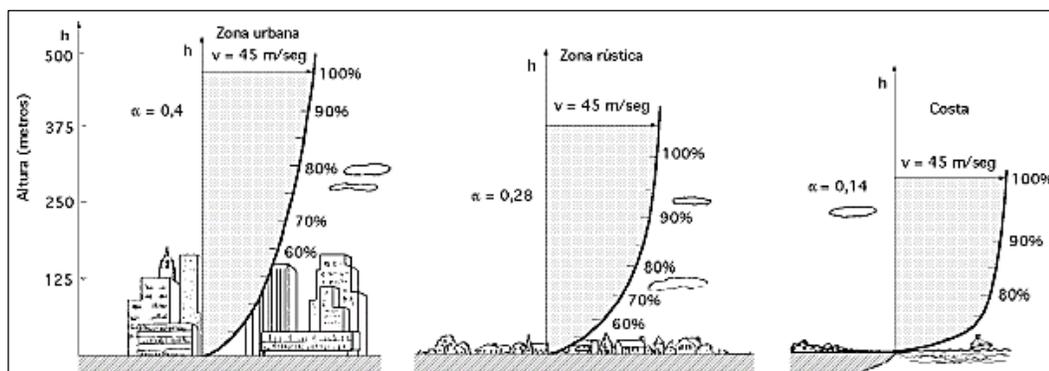


Figura 1.2 - Ejemplos de perfiles de viento con diferentes obstáculos cerca del suelo.

La torre en instalaciones para aerogeneradores es esencial ya que mantiene a la turbina sobre la turbulencia del aire que existe cerca de la tierra debido a obstáculos tales como montañas, edificios y árboles. Una regla empírica

consiste en instalar una turbina de viento en una torre con la parte inferior de las aspas del rotor al menos 9m sobre cualquier obstáculo que esté a 90m de la torre a la redonda (Ver figura 1.3). Subir un generador de 10 kW de una torre de 18m de altura a una torre de 30m implica un incremento del 10% en el costo del sistema, pero se logra producir 29% de más potencia

Las velocidades del viento se incrementan al subir las alturas de las torres sobre el nivel de la tierra en los sitios de viento. Este fenómeno, conocido en la industria del viento como “*wind shear*”, presenta una oportunidad para mejorar la parte económica de una inversión eólica al disponer de turbinas de viento en torres más altas.

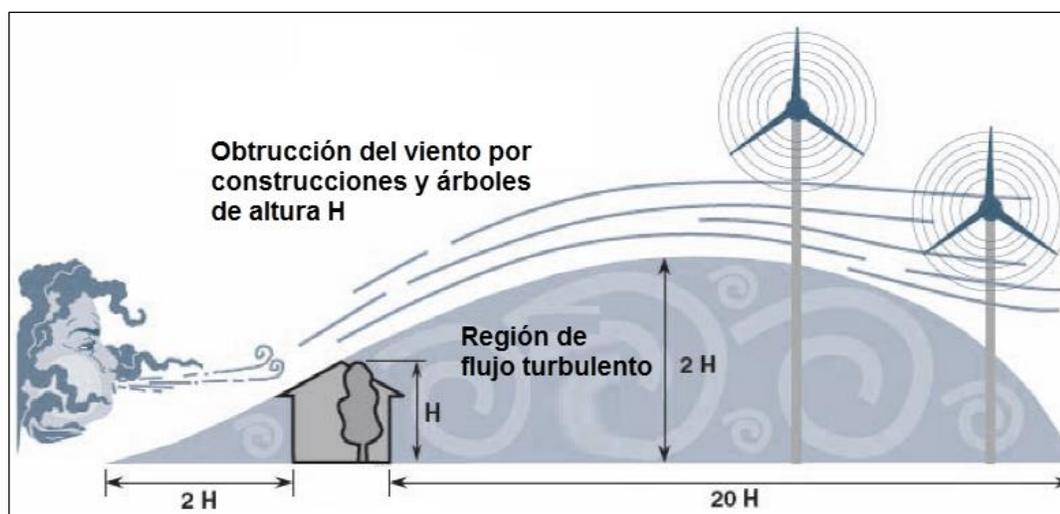


Figura 1.3 - Efecto de los obstáculos sobre la velocidad del viento en un sitio determinado.

1.8 ENERGÍA EÓLICA EN EL SALVADOR

1.8.1 Ubicación geográfica y clima de El Salvador

El Salvador es el país más pequeño y más densamente poblado de Centroamérica (ver figura 1.4), tiene su meridiano estándar en 89° oeste y latitud 13° . Su superficie es de 21,041 Km². El país está formado por una meseta central recortada por valles fluviales, entre los que destaca el valle del río Lempa, su cauce fluvial de mayor longitud. Esta meseta está flanqueada por dos cadenas montañosas de origen volcánico: la primera corre paralela al océano pacífico y la segunda constituye la frontera con Honduras. Posee una estrecha llanura costera en el pacífico de menos de 24 Km de anchura. En el extremo norte se localizan altas y escarpadas montañas. La meseta central tiene una altitud promedio de 600m. El punto más alto del país es el volcán de Santa Ana, con 2,385m, situado en la cadena costera.

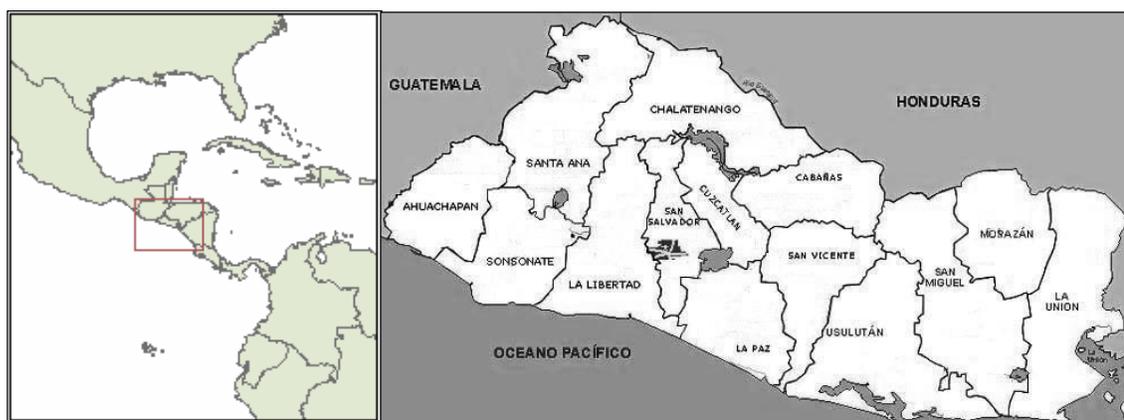


Figura 1.4 - Ubicación geográfica de El Salvador, en la América Central.

Desde el punto de vista climatológico, El Salvador se encuentra situado en la parte exterior del Cinturón Climático de los Trópicos, caracterizado por tener unas propiedades térmicas casi constantes durante todo el año y dos estaciones muy marcadas, una lluviosa y otra seca.

Otra característica del clima en El Salvador son los vientos alisios, descritos en la tabla 1.3, predominantes de rumbo aproximando NE y los Nortes, que transportan aire frío procedente del Ártico hacia los trópicos. Se puede observar, también, un buen desarrollo del sistema que lleva aire del mar hacia tierra y sus zonas inmediatas.

Tabla 1.3 - Régimen de vientos en El Salvador.

Tipo de viento	Descripción
Vientos alisios de carácter regional	El Salvador está sometido a la influencia de los vientos alisios, que son los más constantes de todo el planeta. Estos soplan en la dirección NE desde las regiones de altas presiones de las latitudes medias hacia la zona de calmas ecuatoriales o frente intertropical. Estos vientos afectan con mayor intensidad las zonas de mayores alturas del territorio.
Vientos de carácter local: brisas mar-tierra	Poseen dos direcciones, la primera se produce en sentido mar-tierra durante el día, debido al gran calentamiento que se opera en la superficie terrestre, que provoca una zona de menor presión. Mientras, sobre la superficie del océano Pacífico, se encuentra más fría, y se genera una zona de mayor presión, lo que provoca la circulación del aire. Estas brisas marinas pueden llegar a penetrar hasta unos 100Km tierra adentro, llegando hasta el valle medio del río Lempa. Por la noche se produce el fenómeno contrario, debido a la rápida pérdida del calor del continente, y el mayor calentamiento de la masa de agua del océano.
Vientos de carácter local: brisas montaña-valles	Estos vientos poseen dos direcciones en función del momento del día. Durante el día las zonas más altas del país se calientan más rápido que los valles y mesetas, por lo que se generan vientos locales que soplan desde los valles y mesetas hacia las zonas montañosas (brisas del valle). Cuando llega la noche las zonas altas del país se enfrían rápido, mientras que las zonas bajas (valles y mesetas) pierden lentamente el calor acumulado durante el día, por lo que las brisas soplan desde las zonas montañosas hacia los fondos de los valles y mesetas (brisas de montaña).

1.8.2 Antecedentes de la determinación del potencial eólico en El Salvador

Existen pocos estudios sobre la determinación del potencial eólico en El Salvador. Uno de ellos lo constituye *“El viento en Centroamérica”* realizado por NRECA en la década de los años 80. Las principales conclusiones de este estudio para el caso de El Salvador fueron:

- ✓ Estaciones en tres sitios para realizar mediciones de potencial eólico: zona sur del departamento de Santa Ana, al este del lago de Coatepeque; zona sur-oeste del departamento de la Libertad; y zona centro-oeste del departamento de San Miguel, limítrofe con el departamento de Usulután. Mediciones con sensores de velocidad y de dirección a 15 y 30 metros de altura en torres de tipo NRG.
- ✓ Información en 71 estaciones meteorológicas de la región centroamericana que medían velocidad del viento. Las alturas se homogenizaron a 30 metros de altura utilizando la ecuación 1.1, en donde el coeficiente de rugosidad es igual a $1/7$. También en algunas estaciones se corrigieron los datos por un factor de deterioro del equipo de medición.
- ✓ En El Salvador existe un patrón de viento estacional fuertemente marcado. El primero es el patrón general de vientos de la región (alisios) que tiene su mayor velocidad entre los meses de octubre a febrero. El otro sistema es el de las brisas del mar que se contraponen al sistema general y tiene sus mayores velocidades en los meses de abril a septiembre.

- ✓ El Salvador no cuenta con zonas de altas velocidades de viento; las más altas estarían en la parte central hacia el norte (5-6 m/s). El resto del país tiene velocidades entre 4-5 m/s con un patrón constante a lo largo del año. Estas velocidades son a 30m sobre el nivel de la superficie de la tierra.

En la sección diagnóstico-clima del *“Plan Nacional de Ordenamiento y Desarrollo Territorial”* referencia dos estudios que tratan sobre la determinación del potencial eólico en El Salvador. Las principales conclusiones de cada uno de ellos se presentan a continuación:

A. *“Extracción de agua subterránea con energía eólica en El Salvador”*
(realizado en la UPES en 1987).

El objetivo fue el desarrollo del mapa eólico de El Salvador para aprovechar la energía en la extracción de aguas subterráneas. Utilizando la información de 20 estaciones meteorológicas con mediciones de velocidades del viento determinó que las velocidades más altas de 15 minutos se observan de noviembre a marzo con valores de 13.9 m/s en la costa, pudiéndose alcanzar los 47.2 m/s en las cimas de las montañas, por encima de la cota de los 1,600 msnm. Del análisis de los resultados estadísticos se infiere que en la mayoría de las estaciones el promedio de la velocidad del viento oscila entre los 2.22 – 3.61 m/s. Del estudio anterior, las estaciones que presentan las mayores velocidades medias anuales se presentan en la tabla 1.4.

Tabla 1.4 - Áreas de mayor potencial eólico, de acuerdo a estudio de la UPES.

Código	Nombre y departamento.	Velocidad media anual (m/s)	Densidad de potencia media anual (W/m ²)	Densidad de energía media anual (kWh/m ²)
A-35	Cerro Verde (Santa Ana)	4.39	116	1040
A-31	Planes de Montecristo (Santa Ana)	3.14	70	629
Z-4	La Galera (Morazán)	2.86	57	519

B. “Primer plan nacional de desarrollo energético integrado 1988-2000”, (publicado en enero de 1988 por la CEL).

Las conclusiones son similares a las obtenidos por el estudio de la UPES. La mayoría de estaciones de medición del viento tienen densidades de energía anual comprendidas entre 100 – 500 kWh/m² y sólo tres de las 20 estaciones están por encima de 500 kWh/m², destacándose la del Cerro Verde con 1,040 kWh/m².

También se puede hacer mención de un estudio que se realizó en noviembre de 1994 Alexandre de Lemos Pereira del Centro Brasileiro de Energía Eólica realizó con apoyo de la UCA, MARN y la CEL el estudio “*Site selection for wind power project in El Salvador*” (La elección del lugar para el proyecto de energía eólica en El Salvador). Este proyecto se ejecutó con fondos del proyecto SWERA-UCA y con el apoyo del laboratorio de SIG de la UCA. Las principales conclusiones de este estudio fueron:

Después de aplicar los criterios establecidos en ese programa, ubicaron cuatro sitios importantes con potencial eólico: Metapán, se localizó una pequeña cresta en la loma de Santa Cruz, cerca de la ciudad de Metapán a 600 msnm (14.345140 N y 89.477977 O); San Isidro, localizado en un valle relativamente

plano cerca de la villa de San Isidro a una altitud de 780 msnm (13.793907 N y 89.559193 O); La Hachadura localizada cerca de la frontera con Guatemala a lo largo de la carretera CA2 en la costa, a una altitud de 50 msnm (13.853474 N y 90.082879 O); y Monteca localizado a 900 msnm en una planicie cercana a la frontera con Honduras con acceso difícil desde la ciudad de Santa Rosa de Lima (13.87799 N y 87.85512 O).

El equipo de estudio de la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA), coordinados por medio del Consejo Nacional de Energía (CNE), ejecutó el “Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en la República de El Salvador”. En el estudio se preparó el mapa del potencial eólico en todo el país, cuyo uso principal es el de identificar áreas con potencial eólico. Como resultado del análisis del potencial eólico en El Salvador, se han reconocido las siguientes zonas de gran potencial:

- Área montañosa del suroeste (área al sur de la cordillera Apaneca-Illamatepec).
- Área montañosa al noroeste (cerca de la cordillera Alotepeque-Metapán).
- Área montañosa al noroeste (cerca de la cadena interior, hacia la frontera).

Los niveles de altura para calcular el potencial eólico de los mapas que se elaboraron en este estudio son de 30, 50 y 80 metros sobre el nivel del suelo. Del estudio antes mencionado se presenta en la tabla 1.5 y en la figura 1.5 los datos obtenidos de 12 puntos de medición que se utilizaron.

Tabla 1.5 - Datos obtenidos en el estudio para el Plan maestro a diversas alturas.

Punto o Área	Latitud (Grados)	Longitud (Grados)	Altitud (m)	Velocidad media anual del viento (m/s)			Potencia anual del viento (W/m ²)		
				30m	50m	80m	30m	50m	80m
1	13.6181	-89.3773	956	6.50	7.32	7.66	574.0	843.8	1,010.2
2	13.7569	-89.9653	224	5.15	5.94	6.62	401.6	703.4	1,036.7
3	13.8403	-89.8079	1,796	8.20	8.52	8.69	1,072.2	1,231.2	1,348.9
4	13.8727	-89.6875	1,925	6.61	7.42	7.94	485.1	707.0	899.1
5	13.8449	-89.6273	2,096	8.19	8.48	8.55	1,100.8	1,237.1	1,281.8
6	14.1134	-89.7245	1,318	8.22	8.87	9.33	806.0	1,013.6	1,193.8
7	14.4236	-89.3773	2,214	8.61	8.95	9.08	1,183.2	1,363.3	1,460.1
8	14.2477	-89.0069	1,266	7.26	7.81	7.96	1,029.6	1,287.6	1,402.6
9	14.1458	-88.9144	1,447	5.82	6.26	6.44	589.5	749.0	849.5
10	14.1273	-88.8773	1,178	5.96	6.30	6.47	591.6	708.8	794.9
11	14.1181	-88.8773	1,101	5.94	6.30	6.46	576.9	700.9	782.6
12	13.8727	-87.7986	1,001	6.75	7.56	7.98	636.4	911.5	1,103.1

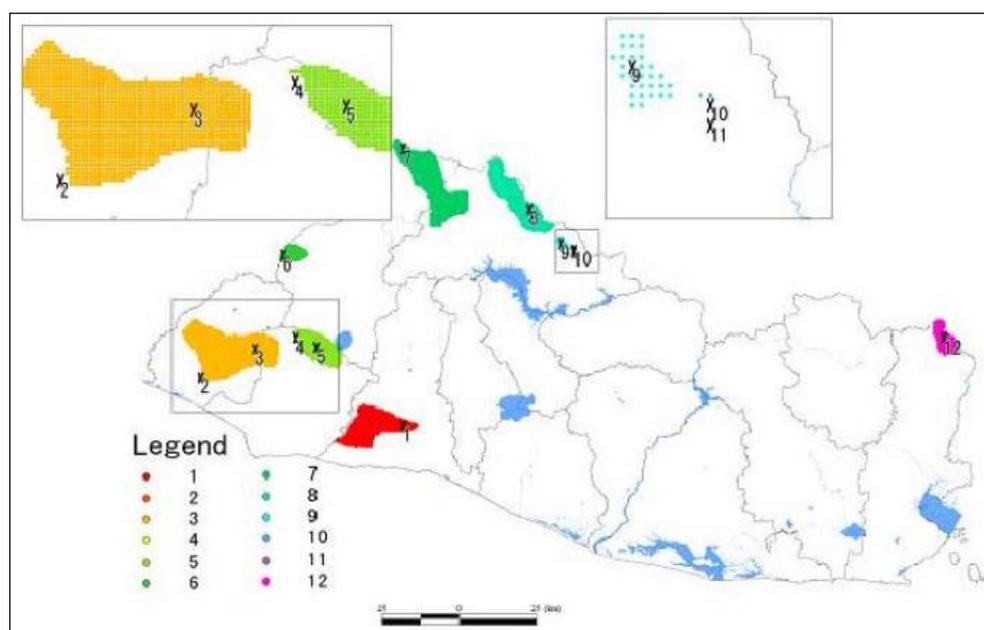


Figura 1.5 - Sitios con potencial eólico en El Salvador.

1.9 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO ADECUADO

Para el estudio propio del diseño de una turbina eólica se tienen dos opciones en cuanto a los valores de referencia a tomar, en específico los valores de velocidad del viento en una zona específica, Cerro Verde. La primera opción es el estudio realizado en el Proyecto SWERA – El Salvador y como segunda opción se tiene el estudio realizado por la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA) para el “Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en la República de El Salvador”.

Se tomarán como referencia los valores obtenidos en el estudio del Proyecto SWERA-El Salvador, ya que estos se verifican con instrumentos a alturas menores (15-30 metros) en comparación con los datos obtenidos por JICA (30-80 metros); dado el bajo factor de planta para el que se diseña la turbina y por facilidades de construcción y económicas en etapas posteriores.

1.9.1 La clase de potencia del viento

La clase de potencia de viento se define como el rango de densidades de potencia del viento (en watts por metro cuadrado de área barrida por el rotor, es decir, un área perpendicular al flujo de viento) a una altura dado sobre el nivel del suelo. NREL produce estos mapas utilizando un sistema computarizado de mapeo analítico y empírico que combina con modelos matemáticos una variedad de conjuntos de datos de clima. El mapa eólico de El Salvador desarrollado por NREL en el 2004 aparece en la figura 1.6 y en la tabla 1.6 aparecen las clases de viento de NREL.

Tabla 1.6 - Definiciones estándar de clases de viento (utilizado en EE.UU. por NREL). En la densidad de potencia (W/m^2) el área es la barrida por la turbina, perpendicular al flujo del viento.

Clase	Potencial del Recurso	Velocidad del viento m/s 30 m de altura	Densidad de potencia de viento W/m^2 30 m de altura	Velocidad del viento m/s 50 m de altura	Densidad de potencia de viento W/m^2 50 m de altura
1	Pobre	0.0 - 5.1	0 - 160	0 - 5.6	0 - 200
2	Marginal	5.1 - 5.9	160 - 240	5.6 - 6.4	200 - 300
3	Considerable	5.9 - 6.5	240 - 320	6.4 - 7.0	300 - 400
4	Bueno	6.5 - 7.0	320 - 400	7.0 - 7.5	400 - 500
5	-	7.0 - 7.4	400 - 480	7.5 - 8.0	500 - 600
6	-	7.4 - 8.2	480 - 640	8.0 - 8.8	600 - 800
7	-	8.2 - 11.0	640 - 1600	8.8 - 11.9	800 - 2000

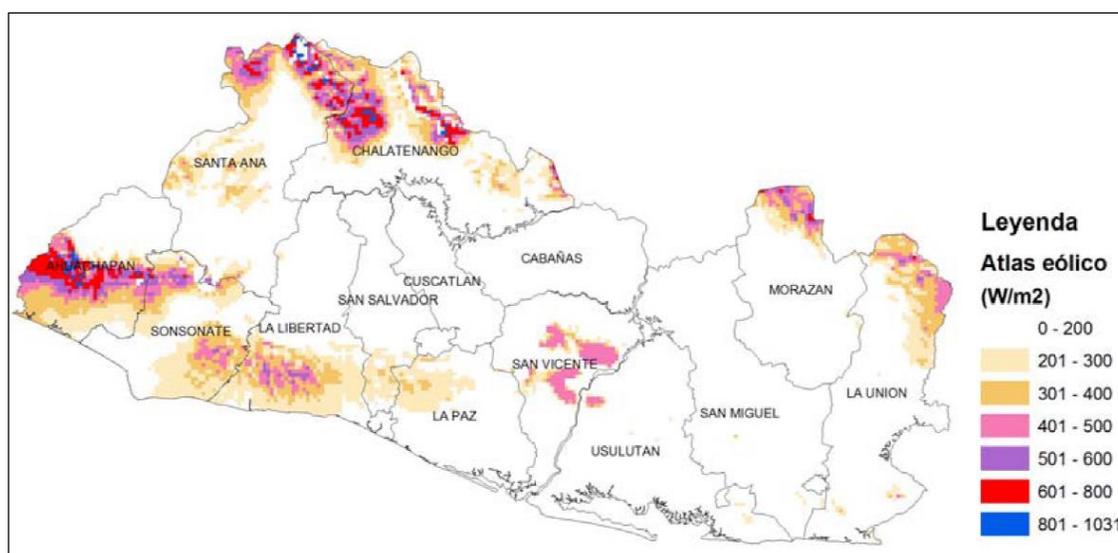


Figura 1.6 - Densidad de potencia eólica en El Salvador elaborado por NREL.

1.9.2 Cuantificación del recurso de viento.

Datos deseables de mediciones de viento cercanas al sitio de interés son:

- ✓ Elevación del sitio.
- ✓ Promedio mensual de la velocidad del viento.

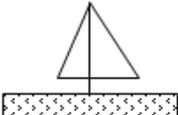
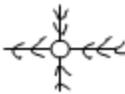
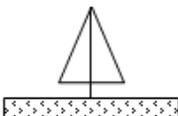
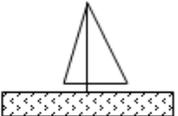
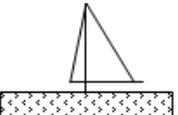
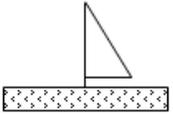
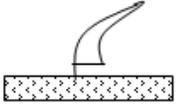
- ✓ Rosa de viento (dato de la frecuencia de la velocidad y dirección del viento, que muestran direcciones en las que el viento es más fuerte y más débil). Las rosas de viento son una especie de huella meteorológica. Un vistazo a la rosa de vientos es extremadamente útil para situar turbinas eólicas.
- ✓ Exposición del sitio (terreno local, montañas, valles, cobertura vegetativa y estructuras construidas por el hombre). Un sitio bien expuesto es aquel que no tiene influencias de árboles o edificios.
- ✓ Rugosidad de la superficie (ver tabla 1.7).
- ✓ Alturas sobre el nivel del suelo.
- ✓ Recuperación de datos (número de horas de datos válidos versus total de horas posibles).

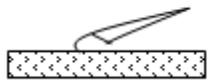
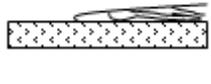
Tabla 1.7 - Clases y longitudes de rugosidad. De acuerdo al atlas eólico europeo.

Rugosidad	Longitud de rugosidad (m)	Tipo de paisaje
0	0.0002	Superficie del agua.
0.5	0.0024	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0.03	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas.
1.5	0.055	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0.1	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2.5	0.2	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0.4	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual.
3.5	0.8	Ciudades más grandes con edificios altos.
4	1.6	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos.

Otra manera indirecta de cuantificar el recurso es observar la vegetación del área. Los árboles, especialmente, las coníferas que pueden deformarse permanentemente por vientos fuertes. Esta deformación se conoce como “flagging” y ha sido utilizada para estimar la velocidad del viento promedio en un área que se muestra en la tabla 1.8.

Tabla 1.8 - Índice de deformidad o índice de “flagging” de Griggs-Putnam.

Índice	Vista de planta de la conifera	Vista lateral de la conifera	Descripción	Velocidad del viento estimado
0			Sin deformación	Viento no significativo
I			Deformación leve	3-4 m/s (10-14 km/h)
II			Deformación parcial	4-5 m/s (14-18 mi/h)
III			Deformación moderada	5-6 m/s (18-22 mi/h)
IV			Deformación completa	5-7 m/s (18-25 mi/h)
V			Caída parcial	7-8 m/s (18-29 mi/h)

VI			Caída completa	5-9 m/s (18-32 mi/h)
VII			Aplastamiento	10 m/s (36+ mi/h)

1.9.3 Monitoreo directo por un sistema de medición del recurso de viento

Las estimaciones más confiables se obtienen a través de mediciones en el sitio específico. Esto puede ser un poco costoso y requiere de seis meses a varios años para completarse.

1.9.4 Estimación de las direcciones del viento que más prevalecen en su sitio.

El conjunto ideal de datos para un proyecto de viento consistiría de una década de mediciones de velocidad y dirección del viento junto con la temperatura y presión tomada sobre, abajo y a la altura exacta (sobre la superficie de la tierra) de la torre de la turbina de viento seleccionada.

1.10 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL Y ROSA DE LOS VIENTOS.

La variación del viento en un emplazamiento típico (estación meteorológica) suele describirse utilizando la llamada *Distribución de Weibull*, como, por ejemplo, la mostrada en la figura 1.7 para el caso de la estación A-35

del Cerro Verde. Esta estación en particular tiene una velocidad media del viento de 3.91m/s (parámetro U), y la forma de la curva está determinada por un parámetro de forma de 1.32 (parámetro k). El gráfico muestra una distribución de probabilidad. El área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100 %.

Como se podrá observar, la distribución de las velocidades del viento es sesgada, es decir, no es simétrica. A veces tendrá velocidades de viento muy altas, pero son muy raras (en este caso de 6.17 m/s). Por otro lado, las velocidades del viento de 1.5 m/s son las más comunes. Los 1.5 m/s es el llamado valor modal de la distribución. Si multiplicamos cada diminuto intervalo de la velocidad del viento por la probabilidad de tener esa velocidad particular, y los sumamos todos, se obtiene la velocidad del viento media.

La distribución estadística de las velocidades del viento varía de un lugar a otro del globo, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de su superficie. Por lo tanto, la Distribución de Weibull puede variar tanto en la forma como en el valor medio. Si el parámetro de forma es exactamente 2 la distribución es conocida como distribución de Rayleigh. En el caso de El Salvador la estación más cercana a una distribución de Rayleigh es Z- 4 la Galera en Morazán que tiene un factor de forma de 1.73.

La rosa de los vientos muestra información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones del viento. La rosa se divide en 12 sectores cada uno de 30° del horizonte. Un vistazo a la

rosa de los vientos es extremadamente útil para situar un aerogenerador. Si gran parte de la energía del viento viene de una dirección en particular la turbina eólica se ubicará en esa dirección, asegurando que en esa dirección exista la menor cantidad de obstáculos y que el terreno sea lo más liso posible.

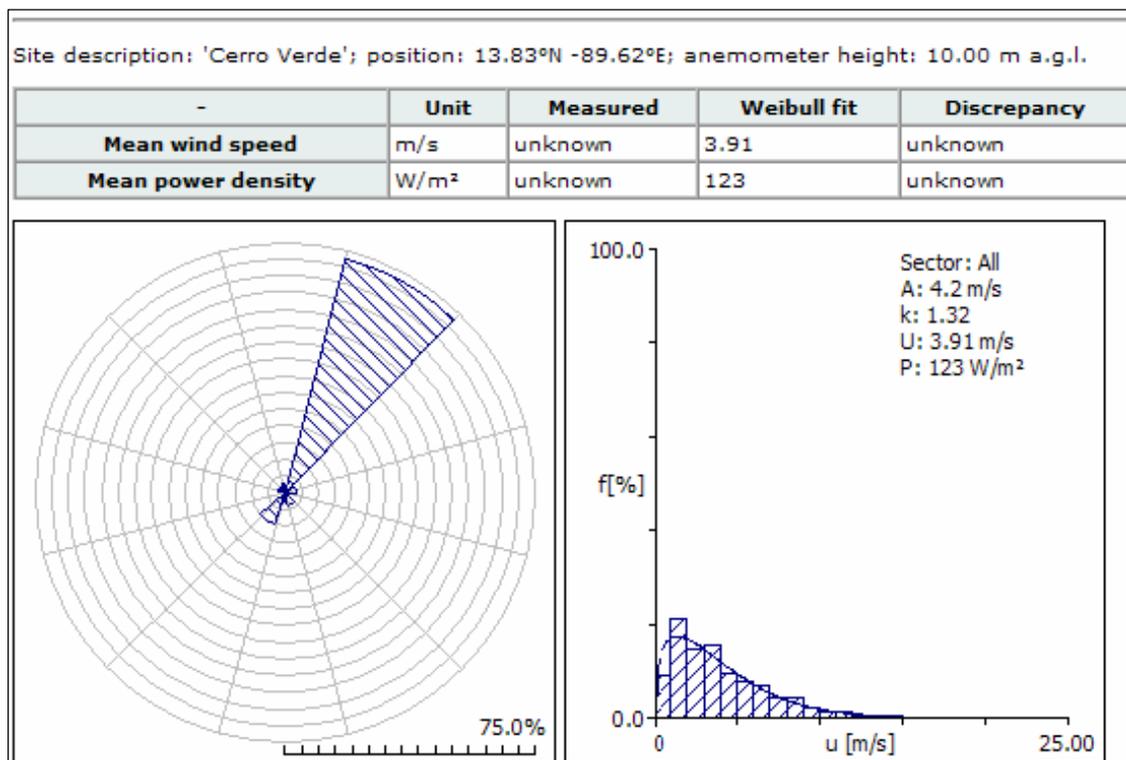


Figura 1.7 - Huella meteorológica de la estación A-35 Cerro Verde, Santa Ana. Muestra la rosa de los vientos a la izquierda y la distribución de Weibull a la derecha.

1.11 TURBINA EÓLICA

Se trata de una turbomáquina del tipo motora, es decir que extrae energía del fluido de tal forma que intercambia cantidad de movimiento con el viento, haciendo girar un rotor. La energía mecánica del eje del rotor puede ser aprovechada para diversas aplicaciones como moler, en el caso de los molinos

de viento; bombear agua, en el caso de las aerobombas; o para la generación de energía eléctrica, en los aerogeneradores.

1.12 CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS SEGÚN LA DISPOSICIÓN DE SU EJE

1.12.1 Turbinas de eje horizontal

Son aquellos en los que el eje de rotación del equipo se encuentra paralelo al suelo. Esta es la tecnología que se ha impuesto, por su eficiencia y confiabilidad y la capacidad de adaptarse a diferentes potencias. También se denominan HAWT (de sus siglas en inglés, *Horizontal Axis Wind Turbine*). Las partes principales de un aerogenerador de eje horizontal son:

- Rotor: las palas del rotor, construidas principalmente con materiales compuestos, se diseñan para transformar la energía cinética del viento en un momento torsor en el eje del equipo. La velocidad de rotación está normalmente limitada por la velocidad de punta de pala, cuyo límite actual se establece por criterios acústicos.
- Góndola o nacelle: sirve de alojamiento para los elementos mecánicos y eléctricos del aerogenerador.
- Caja de engranajes o transmisión multiplicadora: puede estar presente o no dependiendo del modelo. Transforman la baja velocidad del eje del rotor de la turbina eólica en alta velocidad de rotación en el eje del generador eléctrico.

Los modelos con generadores eléctricos si utilizan multiplicadora por su baja velocidad de giro, mientras que los de imanes permanentes no lo necesitan.

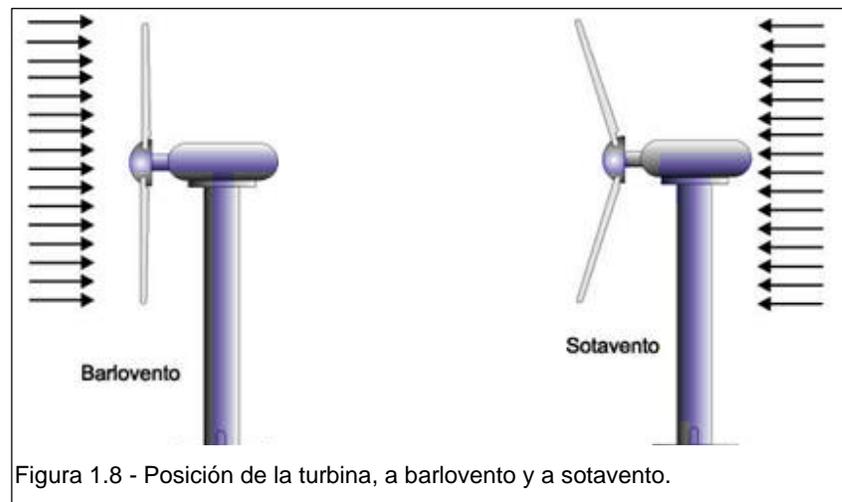
- Generador eléctrico: existen diferentes tipos dependiendo del diseño del aerogenerador. Pueden ser síncronos o asíncronos, jaula de ardilla o doblemente alimentados, con excitación, también los hay con imanes permanentes. Se puede definir como dispositivo que convierte la energía mecánica en energía eléctrica.
- La torre: sitúa el generador a una mayor altura, donde los vientos son de mayor intensidad y para permitir el giro de las palas, también transmite las cargas del equipo al suelo.
- Sistema de control: se hace cargo del funcionamiento seguro y eficiente del equipo, controla la orientación de la góndola, la posición de las palas y la potencia total entregada por el equipo.

Todos los aerogeneradores de eje horizontal tienen su eje de rotación principal en la parte superior de la torre. Los aerogeneradores pequeños se orientan mediante una veleta, mientras que los más grandes utilizan un sensor de dirección y se orientan por servomotores o motorreductores.

En general, las palas están emplazadas de tal manera que el viento, en su dirección de flujo, la encuentre antes que a la torre (rotor a barlovento). Esto disminuye las cargas adicionales que genera la turbulencia de la torre en el caso en que el rotor se ubique detrás de la misma (rotor a sotavento), ver figura 1.8.

1.12.1.1 *Ventajas de las turbinas de eje horizontal*

- Extremos de pala variable (para turbinas eólicas de gran tamaño), lo que da a las hojas el ángulo de ataque óptimo. Permitir que el ángulo de ataque sea ajustado proporciona gran control, de modo que la turbina puede recoger la máxima cantidad de energía eólica de cada día y estación.



- Las torres altas permiten acceder a vientos más fuertes en sitios con cizalladura en el terreno. En algunos lugares, cada 10 metros de altura, la velocidad del viento se incrementa un 20%.

1.12.1.2 *Desventajas de las turbinas de eje horizontal*

- Las turbinas de eje horizontal tienen problemas para funcionar cerca del suelo, debido a las turbulencias.

- Las torres altas y las palas largas son difíciles de transportar. El transporte puede costar un 20% del costo de equipamiento.
- Las turbinas altas son difíciles de instalar y necesitan grúas poderosas y operadores hábiles.
- Las turbinas altas pueden afectar los radares de los aeropuertos.
- Exigen un control cuidadoso, de lo contrario, son propensas a la fatiga de material y los daños estructurales.
- Tienen que orientarse hacia la dirección del viento.

1.12.2 Turbinas de eje vertical

Son aquellos en los que el eje de rotación se encuentra perpendicular al suelo. También se denominan VAWT (de sus siglas en inglés, *Vertical Axis Wind Turbine*). Se conocen dos tipos principales los que son: Savonius, Darrieus.

1.12.2.1 *Ventajas de las turbinas de eje vertical*

- No se necesita una torre de estructura poderosa.
- Como las palas del rotor son verticales no se necesita orientación al viento, y funcionan aun cuando este cambia de dirección rápidamente.

- Pueden ser ubicadas cerca del suelo, haciendo fácil el mantenimiento de las partes.
- Necesitan una menor velocidad del viento para empezar a girar.
- Son menos propensas a romperse con vientos fuertes.

1.12.2.2 *Desventajas de las turbinas de eje vertical*

- La mayoría de las turbinas verticales producen energía al 50% de la eficiencia de las turbinas horizontales.
- No toman ventaja de los vientos fuertes de mayor altura.

En la tabla 1.9 se puede resumir en forma de comparación las características básicas de las turbinas eólicas de eje horizontal como las de eje vertical.

Tabla 1.9 - Comparación de turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT) y vertical (VAWT).

Características	HAWT rápidas (pocas palas)	VAWT rápidas (Darrieus)
Rendimiento	Generalmente alto	Algo inferior a las HAWT
Sistema de orientación	Siempre necesario	En la mayoría de los casos no necesita
Ubicación del generador	A la altura del eje (difícil acceso para mantenimiento)	Puede estar a nivel del suelo (fácil mantenimiento)
Torre	Más alta, y con las masas concentradas en el extremo superior.	Generalmente más corta, y las masas pueden estar más distribuidas (generalmente al nivel del suelo, extremo superior puede estar soportando la mitad de las cargas horizontales)

Palas	De cuerda variable, perfiles asimétricos complejos, con alabeo, empotrada solo en un extremo	De cuerda constante, perfiles simétricos simples, sin alabeo, empotrada en sus extremos o dos puntos cercanos a ellos
Comportamiento ante flujo turbulento	No aptas	Soportan mejor los flujos turbulentos
Costo / kW instalado	Menor que las VAWT	Mayor que los HAWT

1.13 RANGOS DE POTENCIA TURBINAS EÓLICAS.

Las pequeñas turbinas están en el rango de 20 W a 100 kW. Las microturbinas (10 a 500 watts) se usan en una variedad de aplicaciones tales como carga de baterías de vehículos de recreación y lanchas. Las turbinas de 1 a 10 kW se usan en aplicaciones para bombeo de agua. Las turbinas para uso residencial varían en tamaño de 400 W a 100 kW dependiendo de la electricidad que se quiera generar. Una turbina de viento de 1.5 kW llenaría las necesidades de un hogar que requiera de 340 kWh por mes en algún lugar de El Salvador con una velocidad media anual de 6.25 m/s.

La potencia en el viento en W/m^2 es el parámetro fundamental que determina el éxito en un proyecto de viento. La producción de energía del viento a partir de una turbina cambia en proporción al cubo de la velocidad del viento.

1.14 TEOREMA DE BETZ

El teorema de Betz dice que sólo puede convertirse menos de $16/27$ (el 59 %) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador.

La lógica indica que es imposible sustraer toda la energía cinética del aire, ya que de otro modo después de pasar por el aerogenerador el aire adquiriría velocidad cero, y dejaría de haber flujo de aire.

Se considera, hecho bastante razonable, que la velocidad promedio del viento a través del área del rotor es el promedio de la velocidad del viento sin perturbar antes de la turbina eólica, v_1 , y la velocidad del viento después de su paso por el plano del rotor, v_2 , esto es, $[(v_1 + v_2)/2]$.^[8]

La masa de la corriente de aire a través del rotor durante un segundo es:

$$\dot{m} = \rho A \frac{(v_1 + v_2)}{2} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

Donde:

\dot{m} : Flujo másico

ρ : Densidad del aire

A : Área barrida por el rotor

$[(v_1 + v_2)/2]$: Velocidad del viento promedio a través del área del rotor.

La potencia del viento extraída por el rotor es igual a la masa por la diferencia de los cuadrados de la velocidad del viento:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad (\text{Ec. 1.3})$$

Sustituyendo, en la expresión anterior de potencia, la m de la ecuación de masa de corriente se obtiene la siguiente expresión para la potencia extraída del viento:

$$P = \frac{\rho}{4} (A)(v_1^2 - v_2^2)(v_1 + v_2) \quad (\text{Ec. 1.4})$$

Ahora, se compara este resultado con la potencia total de una corriente de viento no perturbada a través de exactamente la misma área A , sin ningún rotor que bloquee el viento. Llamamos a esta potencia P_0 :

$$P_0 = \frac{\rho}{2} A v_1^3 \quad (\text{Ec. 1.5})$$

La relación entre la potencia que extraemos del viento y la potencia del viento sin perturbar es:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \left(1 + \left(\frac{v_2}{v_1} \right) \right) \quad (\text{Ec. 1.6})$$

Se puede dibujar la siguiente gráfica:

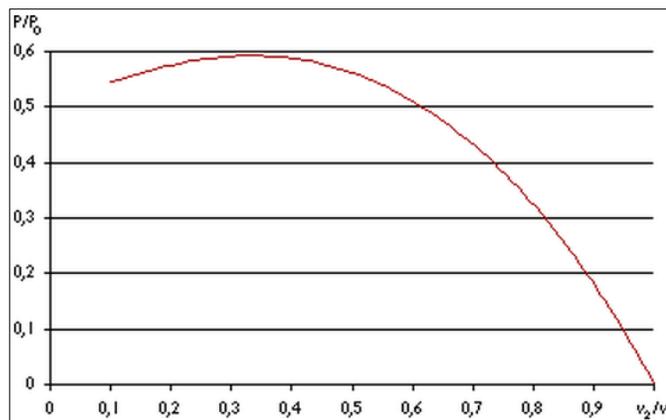


Figura 1.9 - Curva de P/P_0 en función de v_2/v_1 .

Se observa que la función alcanza su máximo para $v_2/v_1 = 1/3$, y que el valor máximo de la potencia extraída del viento es de 0,59 veces ó $16/27$ de la potencia total del viento.

El Teorema de Betz plantea un tipo de limitación semejante al teorema de Carnot que establece que el rendimiento que se puede obtener de un combustible en un motor de combustión será siempre inferior o igual a: $(T_0 - T_1)/T_0$. Por tanto, el rendimiento térmico nunca puede llegar a ser del 100%. [9]

1.15 PARTES DE UNA TURBINA EÓLICA

1.15.1 Hélice

Las turbinas eólicas modernas están formadas por dos o tres hélices (palas), siendo la configuración más común la de tres hélices por presentar un mayor rendimiento aerodinámico que las otras. Las hélices se fabrican de un material compuesto de matriz polimérica (poliéster) con un refuerzo de fibras de vidrio o carbono para dar mayor resistencia. Pueden medir longitudes en el rango desde 1 metro hasta 100 metros y van conectados al buje del rotor. Se diseñan para transformar la energía cinética del viento en un momento torsor en el eje del rotor.



Figura 1.10 - Ejemplo de hélice de aerogenerador.

1.15.2 Rotor

El rotor es donde la energía cinética del viento se convierte en energía mecánica rotacional, está acoplado al eje de baja velocidad del generador. En un

aerogenerador moderno de 1 MW el rotor gira muy lento, a unas 19 a 30 revoluciones por minuto (r.p.m.), está dotado de un freno aerodinámico que detiene el rotor cuando la velocidad del viento puede ser peligrosa para el equipo. Dentro del rotor hay ciertos elementos mecánicos que permiten variar el ángulo de incidencia de las palas.



Figura 1.11 - Rotor de Aerogenerador y Góndola.

1.15.3 Góndola

La góndola es un cubículo que se puede considerar la sala de máquinas del aerogenerador. Puede girar en torno a la torre para poner a la turbina encarada al viento. Dentro de ella se encuentran la caja de cambios, el eje principal, los sistemas de control, el generador, los frenos y los mecanismos de giro de la góndola. El eje principal es el encargado de transmitir el par de giro a la caja de cambios.

La función de la caja de cambios es adecuar la velocidad de giro del eje principal a la que necesita el generador. Por ejemplo, en una turbina de 1 MW que tenga un rotor de 52 metros de diámetro girará aproximadamente a 20

revoluciones por minuto (rpm) mientras que el generador lo hará a 1500 rpm. La relación de la caja de cambios será de $1500/20= 75$.

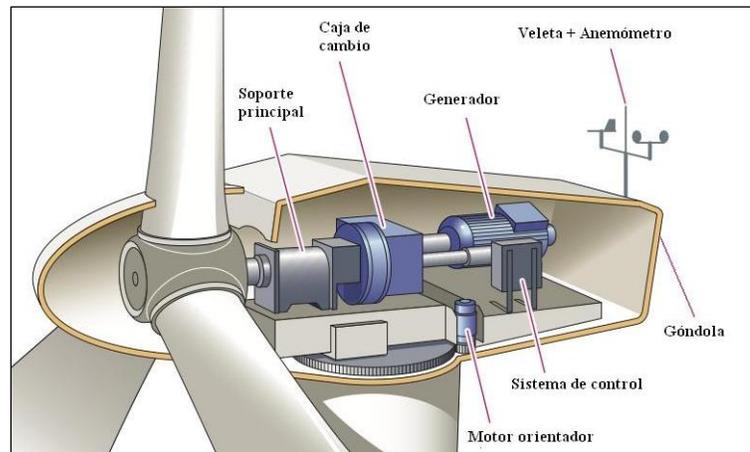


Figura 1.12 - Góndola de turbina eólica y sus componentes.

Las turbinas eólicas están equipadas con sistemas de seguridad muy avanzados. El sistema de frenado de discos permite, en situaciones de emergencia o de mantenimiento, detener la turbina.

Una vez puesto en marcha una turbina eólica, queda totalmente automatizada con sistemas de control formado por ordenadores. Estos manejan la información que suministran la veleta y el anemómetro colocados encima de la góndola para orientar la turbina y las hélices de forma que la generación se optimice lo máximo posible. Toda la información sobre el estado de la turbina es enviada de forma remota a un servidor central.

1.15.4 Torre

La torre de un aerogenerador es el elemento estructural que soporta todo peso del aerogenerador y mantiene elevadas del suelo las palas de la turbina. Está hecha de acero y normalmente hueca por dentro para poder permitir el acceso a la góndola. Esta suele ser típicamente de acero de tipo tubular u hormigón armado (en la actualidad se suelen utilizar estructuras mixtas en las que la parte inferior es de hormigón y la superior de acero). Elevan el aerogenerador lo suficiente como para que sea capaz de acceder a velocidades del viento mayores, en contraste con las bajas velocidades en los puntos cercanos al terreno y la existencia de turbulencias. Al extremo de la torre se fija una góndola giratoria de acero o fibra de vidrio.



Figura 1.13 - Ejemplo de torres de aerogeneradores.

1.15.5 Fundación o cimentación

Los aerogeneradores actuales de eje horizontal están constituidos por una cimentación subterránea de hormigón armado, adecuada al terreno y a las cargas del viento, sobre la cual se levanta una torre.



Figura 1.14 - Cimentación para torre de aerogenerador.

1.16 MARCO REGULATORIO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SALVADOR

Existen normativas vigentes que avalan la forma correcta de realización de proyectos e inversiones que impliquen uso de energías renovables en nuestro país, de forma de incentivar el aumento de estos proyectos y normar a las entidades interesadas en invertir en los mismos. A continuación, se detallan los documentos más importantes:

1.16.1 Ley general de electricidad

Esta ley, vigente desde el año 1996, se encarga de normar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Sus disposiciones son aplicables a todas las entidades que desarrollen las actividades mencionadas, sean estas de naturaleza pública, mixta o privada, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.

La aplicación de los artículos contenidos en esta ley, tomará en cuenta los siguientes objetivos:

- a. Desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica;
- b. Libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución, sin más limitaciones que las señaladas por la Ley;
- c. Uso racional y eficiente de los recursos;
- d. Fomento del acceso al suministro de energía eléctrica para todos los sectores de la población; y,
- e. Protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector.

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), será la responsable del cumplimiento de las disposiciones de esta ley.

1.16.2 Reglamento de la ley general de electricidad

Este reglamento desarrolla los procedimientos necesarios para el cumplimiento de lo dispuesto en la Ley General de Electricidad. La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) es la responsable de su cumplimiento.

1.16.3 Ley de Incentivos Fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad

Este cuerpo legal, vigente desde el año 2007, tiene por objeto promover la realización de inversiones en proyectos a partir del uso de fuentes renovables de energía, mediante el aprovechamiento de los recursos hidráulico, geotérmico, eólico y solar, así como de la biomasa, para la generación de energía eléctrica.

También establece el fomento del uso de fuentes renovables de energía, con el fin de contribuir a la protección del medio ambiente, al uso de los recursos renovables existentes en el país y al suministro eléctrico de calidad.

Las personas naturales o jurídicas que a partir de la vigencia de la esta Ley sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de instalación de centrales para la generación de energía eléctrica, utilizando para ello fuentes renovables de energía, establecidas en el Art. 1 de esta Ley, gozarán de los siguientes beneficios e incentivos fiscales:

- a) Durante los diez primeros años gozaran de exención del pago de los derechos arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión en la construcción de las obras de las centrales para la generación de energía eléctrica, incluyendo la construcción de la línea de su transmisión necesaria para transportar la energía desde la central de generación hasta las redes de transmisión y/o distribución eléctrica.

- b) La exención del pago de los derechos arancelarios a que se refiere el inciso anterior se aplicará a proyectos de hasta 20 megavatios (MW) y deberá ser solicitada al Ministerio de Hacienda 15 días antes de la importación de la maquinaria, equipos, materiales e insumos necesarios y destinados exclusivamente a desarrollar los proyectos de energías renovables, de conformidad con la documentación del proyecto avalada en la certificación emitida por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).
- c) Exención del pago del Impuesto sobre la Renta por un período de cinco (5) años en el caso de los proyectos entre 10 y 20 megavatios (MW) y de diez (10) años en el caso de los proyectos de menos de 10 megavatios MW; en ambos casos, a partir de la entrada en operación comercial del Proyecto, correspondiente al ejercicio fiscal en que obtenga ingresos.
- d) Exención total del pago de todo tipo de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las “Reducciones Certificadas de Emisiones” (RCE) en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) o mercados de carbono similares, obtenidos por los proyectos calificados y beneficiados conforme a esta Ley.

1.16.4 Reglamento de la ley de Incentivos Fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad

Este reglamento tiene por objeto desarrollar las disposiciones pertinentes de la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en

la Generación de Electricidad, así como establecer los procedimientos necesarios para su aplicación. La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) es la responsable de su cumplimiento.

1.16.5 Política Nacional de Energía

Vigente desde el año 2009, los lineamientos y objetivos de la Política Energética Nacional dirigen su alcance para constituirse en un instrumento configurador de un nuevo escenario energético de mediano y largo plazo (2010-2024), que posibilite la ampliación de la capacidad y cobertura energética, mediante factores de eficiencia, optimización y ahorro. Asimismo, pretende contribuir al establecimiento de una nueva configuración de la matriz energética fundamentada en el desarrollo sostenible y en la adecuada integración con otros sectores claves de la vida nacional.

El Consejo Nacional de Energía, como ente rector de la política energética y en sus facultades que por ley se le otorgan, ha definido los objetivos y la visión estratégica de la Política Energética Nacional mediante análisis sólidos y coherentes en un proceso de participación ciudadana a través del Comité Consultivo de carácter permanente del CNE.

Un aspecto importante para la elaboración de esta política es el conocimiento de la estructura actual del sector energético dentro de un marco comparativo de evolución y análisis, tanto de manera aislada como con el resto de los países centroamericanos.

CAPITULO II – DISEÑO

2.1 HÉLICE

El diseño de la hélice se realiza con el apoyo de una herramienta computacional basada en JAVA, el cual pone a prueba el perfil aerodinámico seleccionado y arroja los resultados de los coeficientes de arrastre y sustentación para las condiciones configuradas. Teniendo estos resultados se procede a encontrar los valores de longitud de cuerda y ángulos respectivos a cada posición radial medida desde el eje del aerogenerador, lo anterior mediante expresiones matemáticas y gráficos. Luego de las pruebas se tabulan y digitalizan estos datos para crear un modelo en tres dimensiones dentro de un software CAD para su construcción. Para el proceso de diseño de la hélice se detallan los siguientes parámetros:

- Coeficiente de sustentación (C_{sus})

Determina la porción de la fuerza resultante sobre la hélice que se convierte en fuerza de sustentación, la cual actúa sobre la misma con el objetivo de provocar un movimiento en el sentido de rotación.

- Coeficiente de arrastre (C_{arr})

Determina la porción de la fuerza resultante sobre la hélice que se convierte en fuerza de arrastre, esta fuerza es un agente de pérdida por lo que es importante su conocimiento en el diseño de la hélice. Además, es la que produce flexión en las hélices.

- Relación coeficiente de sustentación – coeficiente de arrastre (C_{sus}/C_{arr})

Es un factor que indica en cuanto el coeficiente de sustentación se encuentra por arriba o por abajo del coeficiente de arrastre. Para el propósito del diseño de un óptimo perfil alabeado se requiere el máximo valor de relación sustentación-arrastre.

- Ángulos de hélice

Los ángulos de interés para el diseño de la hélice se muestran más adelante en la figura 2.6 y se denominan de la siguiente forma:

α = ángulo de ataque

β = ángulo de la resultante del viento

ϕ = ángulo de paso o de calaje

γ = ángulo complementario

$\gamma + \alpha$ = ángulo medido desde el plano del suelo hasta la cuerda del perfil

- Velocidades de hélice

Las velocidades de interés para el diseño de la hélice se muestran en la figura 2.6 y se denominan de la siguiente forma:

V_1 = velocidad real del viento

$V_t = u$ = velocidad de punta de pala

V_r = velocidad relativa del viento

- Velocidad específica de la pala (λ)

Es la relación que existe entre la velocidad tangencial o de punto de pala y la velocidad real del viento y cambia con respecto a cada posición radial de la hélice del aerogenerador.

- Número de hélices (Z)

Es la cantidad de hélices por la que está conformada el rotor; para el caso del aerogenerador a diseñar se escoge un rotor de tres hélices.

- Velocidad angular de la hélice (ω)

Indica cuantas veces por segundo gira la hélice, cantidad calculada en radianes sobre segundo.

- Parámetro de forma (PF)

Es un parámetro de distribuciones de probabilidad y se define como la relación de energía obtenida en un año y la energía que se obtendría en ese año si la velocidad del viento se mantuviera constante e igual a la velocidad media.

- Longitud de cuerda (L)

Es la longitud medida desde el borde de ataque hasta el borde de salida del perfil aerodinámico y cambia con respecto a cada posición radial de la hélice.

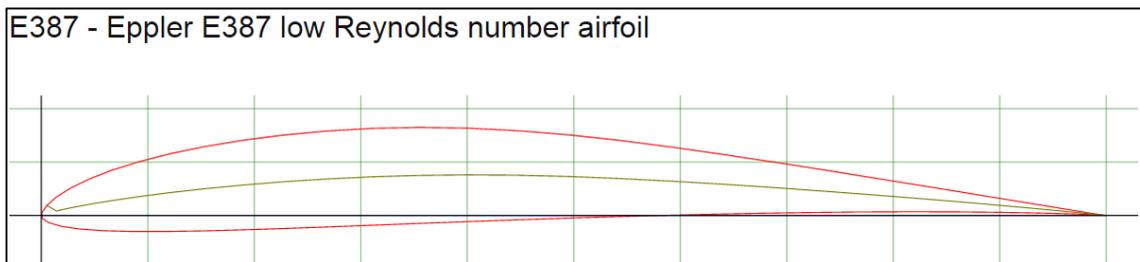


Figura 2.1 - Perfil aerodinámico E387. Extraído de Airfoil Tools (website).

El perfil aerodinámico seleccionado es: E387 (Figura 2.1); perfil indicado para aerogeneradores de bajo potencia, como es el caso del aerogenerador a diseñar.

Esta condición se da para bajas velocidades de viento y tiende a no generar separación de capa límite sobre la superficie del perfil mientras el fluido la recorre, manteniendo un flujo laminar. Cualquiera que sea el perfil aerodinámico seleccionado las dimensiones son la unidad y al tener los valores correctos se platea cada sección de la hélice a las medidas exactas, esto se verá más adelante.

Para un perfil diseñado bajo principios aerodinámicos, en un aerogenerador, se definen dos zonas de circulación del fluido sobre sus superficies:

- Extradós: es la región de circulación de fluido sobre el perfil en donde las capas de aire están en depresión.
- Intradós: es la región de circulación del fluido sobre el perfil en donde las capas de aire están en sobrepresión. Figura 2.2.

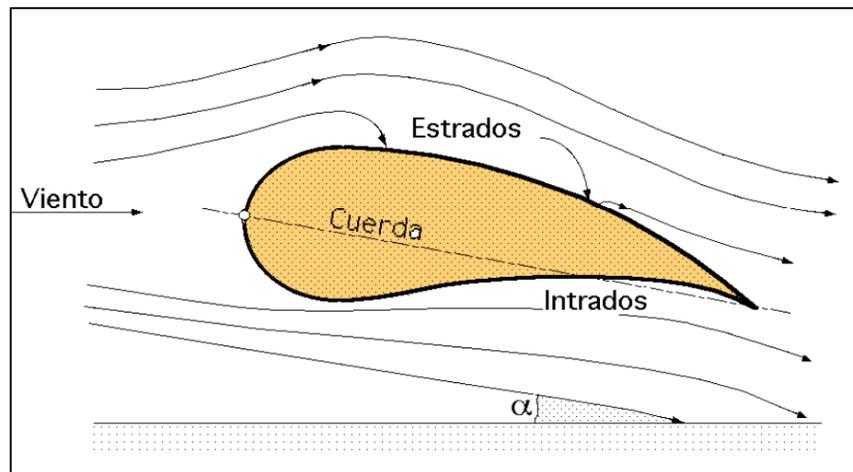


Figura 2.2 - Extradós e intradós para un perfil aerodinámico cualquiera.

La orientación y posición inicial de la hélice es indiferente ya que sea como sea cuando una de las hélices experimente la fuerza de sustentación en dirección del

eje Y positivo, otra hélice experimentará la fuerza de sustentación en dirección del eje Y negativo o una de sus componentes tendrá ese sentido. Sin embargo, para el diseño tomaremos de referencia el perfil aerodinámico como se muestra en la figura 2.3, dando así sentido al ángulo medido desde el suelo hasta la cuerda del perfil ($\gamma + \alpha$).

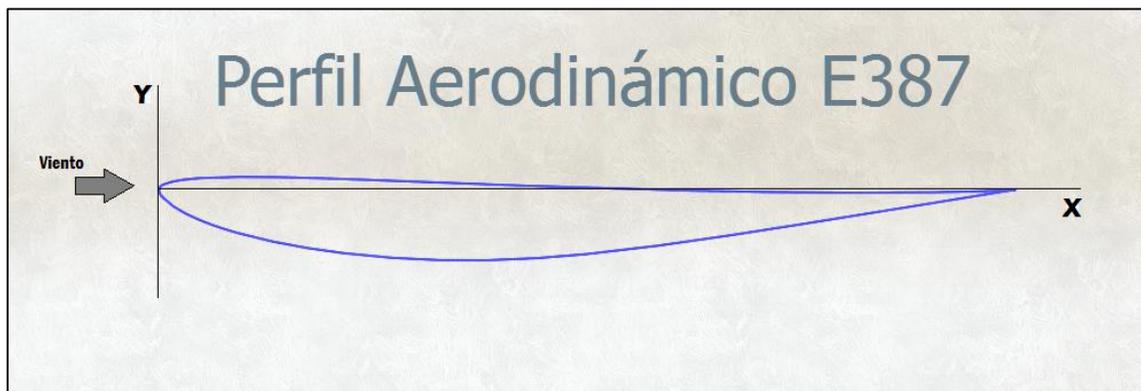


Figura 2.3 - Perfil aerodinámico E387 de referencia para el diseño.

La hélice puede presentar dos tipos de posiciones frente al viento:

- Barlovento (upwind): el viento viene de frente hacia las palas, teniendo el sistema de orientación detrás, aguas abajo.
- Sotavento (downwind): el viento incide sobre las palas de forma que éste pasa primero por el mecanismo de orientación y después actúa sobre la hélice.

Para el caso del aerogenerador a diseñar, se elige la posición de barlovento.

A continuación, se muestra el proceso de diseño para la hélice, configurando a cuatro metros sobre segundo (4 m/s) y colocando el perfil E387 en el software de prueba. Se tiene en la figura 2.4 el gráfico de fluido a través del

perfil aerodinámico, el gráfico de coeficiente de sustentación versus coeficiente de arrastre y el gráfico coeficiente de sustentación versus ángulo de ataque en la figura 2.5.

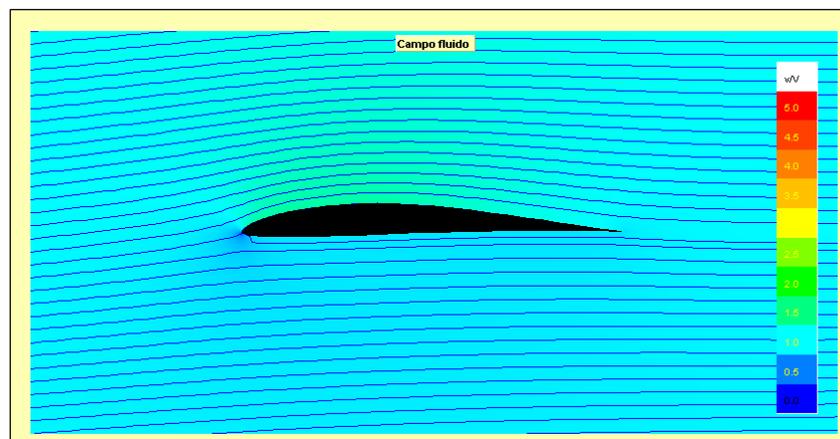


Figura 2.4 - Campo de fluido a través del perfil aerodinámico.

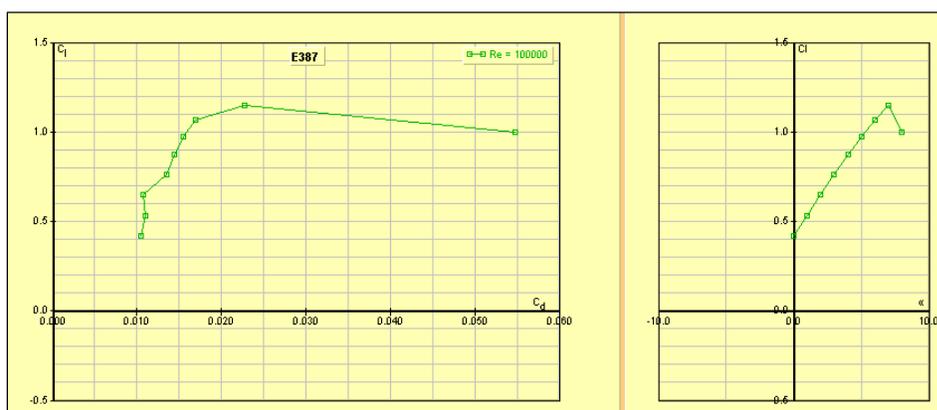


Figura 2.5 - Relación entre coeficientes de sustentación y arrastre, a la izquierda. Relación entre coeficiente de sustentación y ángulo de ataque, a la derecha.

La herramienta computacional utilizada también da resultados tabulados, entre los cuales tomamos cuatro columnas de datos como se muestran en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 - Coeficientes de arrastre y sustentación.

α [°]	C_{sus}	C_{arr}	C_{sus}/C_{arr}
0.0	0.416	0.01043	39.884947
0.1	0.428	0.01046	40.917782
0.2	0.439	0.01051	41.769743
0.3	0.451	0.01055	42.748815
0.4	0.462	0.01057	43.708609
0.5	0.474	0.01064	44.548872
0.6	0.486	0.01066	45.590994
0.7	0.497	0.0107	46.448598
0.8	0.509	0.01076	47.304833
0.9	0.52	0.01092	47.619048
1.0	0.532	0.01098	48.451730
1.1	0.544	0.01102	49.364791
1.2	0.555	0.0111	50.000000
1.3	0.567	0.01114	50.897666
1.4	0.578	0.01121	51.561106
1.5	0.59	0.01126	52.397869
1.6	0.601	0.01132	53.091873
1.7	0.613	0.01134	54.056437
1.8	0.624	0.0114	54.736842
1.9	0.636	0.01146	55.497382
2.0	0.647	0.01068	60.580524
2.1	0.659	0.01075	61.302326
2.2	0.67	0.01079	62.094532
2.3	0.681	0.01084	62.822878

2.4	0.693	0.0109	63.577982
2.5	0.704	0.01096	64.233577
2.6	0.716	0.01319	54.283548
2.7	0.727	0.01327	54.785230
2.8	0.738	0.01336	55.239521
2.9	0.75	0.01344	55.803571
3.0	0.761	0.01352	56.286982
3.1	0.772	0.01358	56.848306
3.2	0.783	0.01366	57.320644
3.3	0.795	0.01375	57.818182
3.4	0.806	0.01385	58.194946
3.5	0.817	0.01393	58.650395
3.6	0.828	0.01401	59.100642
3.7	0.839	0.01411	59.461375
3.8	0.85	0.0142	59.859155
3.9	0.861	0.01429	60.251924
4.0	0.872	0.01439	60.597637
4.1	0.883	0.01449	60.938578
4.2	0.893	0.01458	61.248285
4.3	0.904	0.01469	61.538462
4.4	0.915	0.0148	61.824324
4.5	0.925	0.01492	61.997319
4.6	0.936	0.01503	62.275449
4.7	0.946	0.01516	62.401055
4.8	0.956	0.01527	62.606418
4.9	0.966	0.01539	62.768031
5.0	0.976	0.01552	62.886598

Los valores extraídos de la tabla 2.1 se utilizan para calcular las dimensiones de cada pala de la hélice junto a los siguientes datos:

$$\alpha = 2.5^\circ; C_{sus} = 0.704; C_{arr} = 0.01096; C_{sus}/C_{arr} = 64.233577$$

Tabla 2.2 - Datos obtenidos con herramienta CAD de simulación.

Datos			
Velocidad real del viento ($v_1=v_0$ ideal)	v_1	4	m/s
Velocidad específica de pala	λ	4	-
Número de palas	Z	3	palas
Velocidad de punta de pala	u	16	m/s
Ángulo de ataque	α	2.5	°
Coefficiente de sustentación	C_{sus}	0.704	-
Coefficiente de arrastre	C_{arr}	0.01096	-
Relación de coeficientes	C_{sus}/C_{arr}	64.233577	-
velocidad angular	ω	16	rad/s

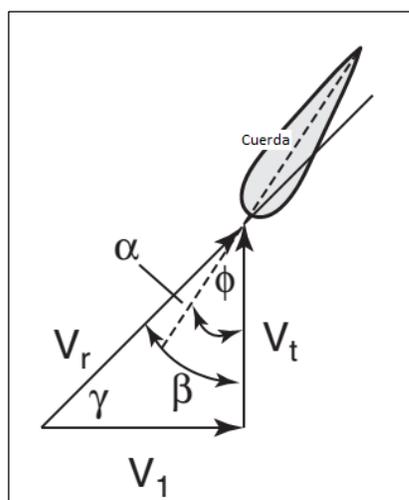


Figura 2.4 - Triángulo de velocidades en la hélice y sus respectivos ángulos.

Apoyando el análisis con las siguientes expresiones:

$$\lambda_r = \frac{\omega \cdot r}{V_1} \quad (\text{EC. 2.1})$$

$$V_t = \omega r \quad (\text{EC. 2.2})$$

$$V_r = \sqrt{V_1^2 + V_t^2} \quad (\text{EC. 2.3})$$

$$\gamma = \tan^{-1} \left(\frac{V_t}{V_1} \right) \quad (\text{EC. 2.4})$$

Longitud de cuerda del perfil

$$L = \frac{r PF}{C_{sus} Z} \quad (\text{EC. 2.5})$$

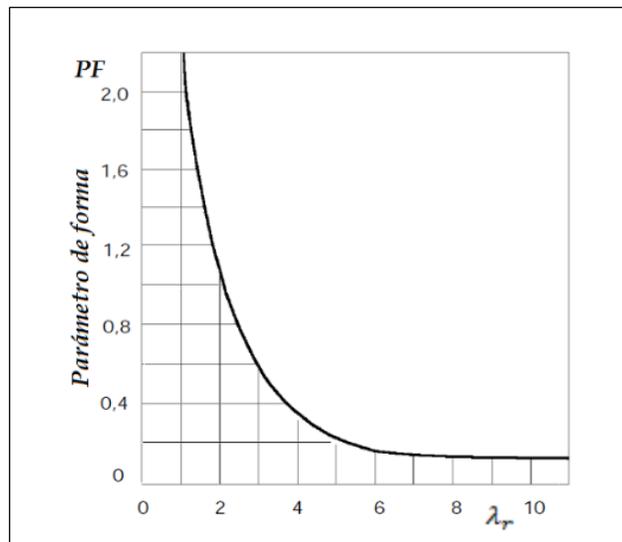


Figura 2.5 - Relación entre el parámetro de forma y la velocidad específica.

Relación de los ángulos con base al triángulo de velocidades.

$$90 - \gamma = \beta = \alpha + \varphi$$

$$\beta = 90 - \gamma$$

$$\varphi = \beta - \alpha \quad (\text{EC. 2.6})$$

Se utiliza el gráfico Parámetro de forma versus Velocidad periférica. Entonces se pueden tabular los datos, mostrados en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 - Parametros de diseño para cada sección de la hélice.

r (m)	λ_r	v_t	v_r	γ	β	φ	PF	L	L (mm)	$\gamma + \alpha$
0	0	0	4.00	0.0000	90.0000	87.50	1	0	0	-
0.2	0.8	3.2	5.12	38.6598	51.3402	48.84	2	0.18939394	189.4	41.16
0.3	1.2	4.8	6.25	50.1944	39.8056	37.31	1.8	0.25568182	255.7	52.7
0.4	1.6	6.4	7.55	57.9946	32.0054	29.51	1.4	0.26515152	265.2	60.5
0.5	2	8	8.94	63.4349	26.5651	24.07	1.08	0.25568182	255.7	65.94
0.6	2.4	9.6	10.40	67.3801	22.6199	20.12	0.8	0.22727273	227.3	-
0.7	2.8	11.2	11.89	70.3462	19.6538	17.15	0.68	0.22537879	225.4	72.85
0.8	3.2	12.8	13.41	72.6460	17.3540	14.85	0.52	0.1969697	197.0	-
0.9	3.6	14.4	14.95	74.4759	15.5241	13.02	0.44	0.1875	187.5	76.98
1	4	16	16.49	75.9638	14.0362	11.54	0.35	0.1657197	165.7	78.46

Donde:

$r(m)$ = longitud de la pala en metros

$\gamma + \alpha$ = ángulo de ataque medido desde la horizontal

Teniendo la longitud de cuerda para cada sección y la variación del ángulo de ataque con respecto a la horizontal se plotean las secciones de perfiles aerodinámicos correspondientes a la longitud medida desde el centro de giro de la hélice y se plasman en un software CAD para dar el croquis de secciones transversales de la pala. Figura 2.8.

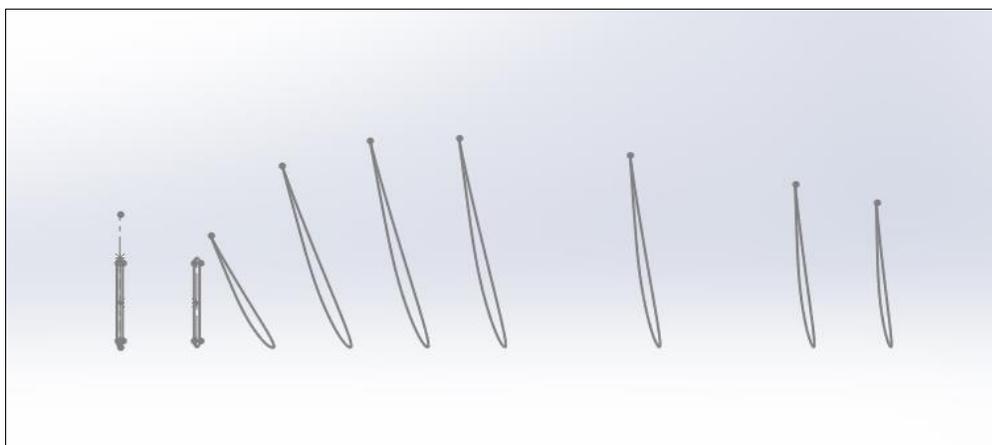


Figura 2.6 - Secciones de perfil aerodinámico ploteado en el software CAD.

Nótese que a la izquierda se visualizan dos croquis adicionales, estos ayudarán para la creación de un Interconector entre la parte diseñada para aprovechar la energía cinética del viento y el rotor. Luego de creados los croquis, en el mismo software CAD, se procede a la creación de la hélice sólida dando como resultado la forma de la pala finalizada como se muestra en la figura 2.9 y figura 2.10.

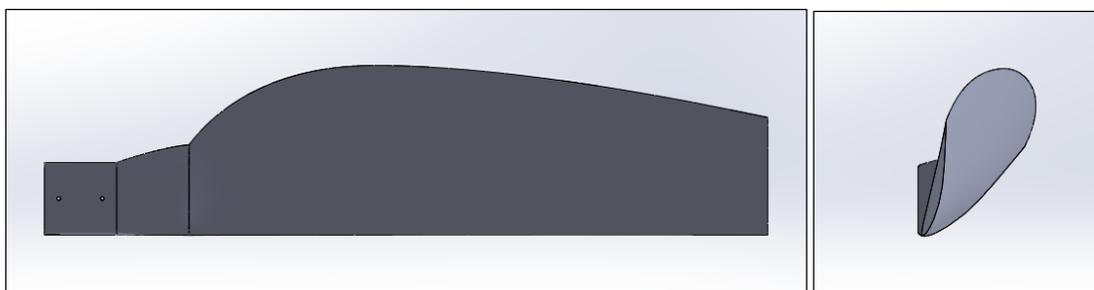


Figura 2.7 - Hélice sólida. Vista frontal y lateral.

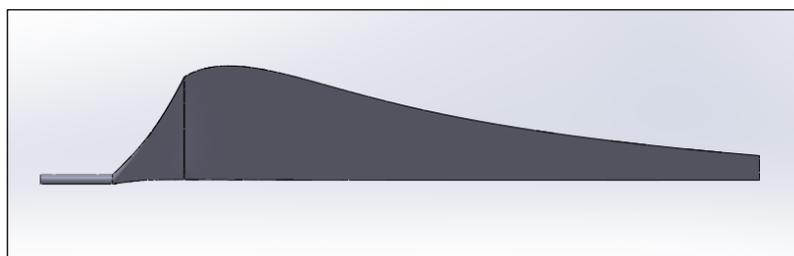


Figura 2.8 - Hélice sólida. Vista de planta.

2.1.1 Selección de material de la hélice

Inicialmente se elige a la madera, según el criterio de los diseñadores, como material de cada pala, específicamente Cedro. En esta sección se verificará si el Cedro cumple con las condiciones a las que el aerogenerador estará sometido.

Se calculan las fuerzas que actúan en las hélices del rotor, teniendo en cuenta los siguientes datos:

$$A = 0.4 \text{ m}^2 \text{ (Área de ataque de una pala)}$$

$$R = 1 \text{ m (Radio total de la hélice, criterio de diseño)}$$

$$m_r = 1.27 \text{ kg (Masa total de una pala de hélice, por la densidad de la madera)}$$

$$v = 4 \text{ m/s (Velocidad real del viento, condición de trabajo)}$$

$$v_{m\acute{a}x} = 10 \text{ m/s (Velocidad real del viento, condición máxima)}$$

$$\rho_a = 1.044 \text{ kg/m}^3 \text{ (Densidad del aire a temperatura ambiente)}$$

Entonces de la ecuación 2.1 se tiene:

$$\omega = \frac{\lambda_r v}{r} = \frac{(4)(4 \text{ m/s})}{1 \text{ m}}$$

$$\omega = 16 \text{ rad/s (Condición de trabajo)}$$

$$\omega = \frac{\lambda_r v}{r} = \frac{(4)(10 \text{ m/s})}{1 \text{ m}}$$

$$\omega = 40 \text{ rad/s (Condición máxima)}$$

2.1.2 Centro de masa de Hélice

Mediante el software se determina el centro de masa de la hélice.

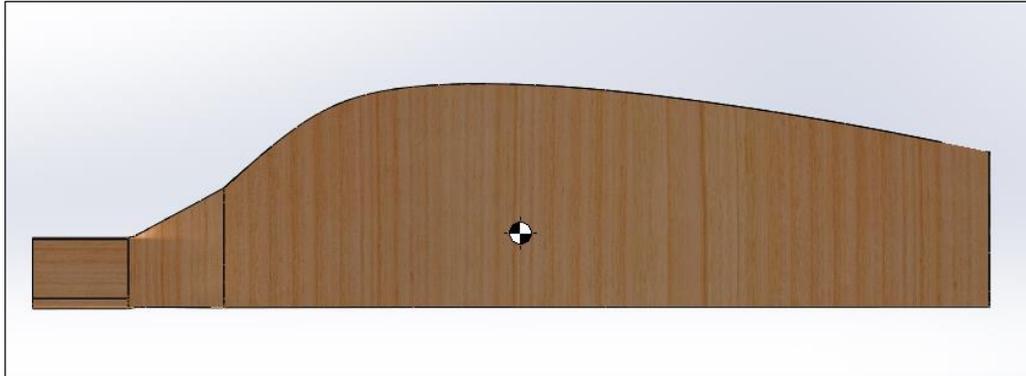


Figura 2.9 - Determinación del centro de masa en la hélice.

$$r_{GX} = 0.51 \text{ m}$$

$$r_{GY} = 0.077 \text{ m}$$

2.1.3 Momento Flector

$$M_x = F_v \cdot r_{GX} \quad (\text{EC. 2.7})$$

Siendo la Fuerza del viento en una hélice y Momento flector en una hélice respectivamente:

$$F_v = \frac{1}{2} \rho_a A_p v^2 \quad (\text{EC. 2.8})$$

$$M_x = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot A_p \cdot v^2 \cdot r_{GX} \quad (\text{EC. 2.9})$$

Sustituyendo valores:

$$M_x = \frac{1}{2} (1.044 \text{ kg/m}^3) (0.4 \text{ m}^2) (4 \text{ m/s})^2 (0.51 \text{ m})$$

Momento flector para condición de trabajo en una hélice:

$$M_x = 1.704 \text{ N} \cdot \text{m}$$

$$M_x = \frac{1}{2}(1.044 \text{ kg/m}^3)(0.4 \text{ m}^2)(10 \text{ m/s})^2(0.51 \text{ m})$$

Momento flector para condición máxima en una hélice:

$$M_x = 10.649 \text{ N} \cdot \text{m}$$

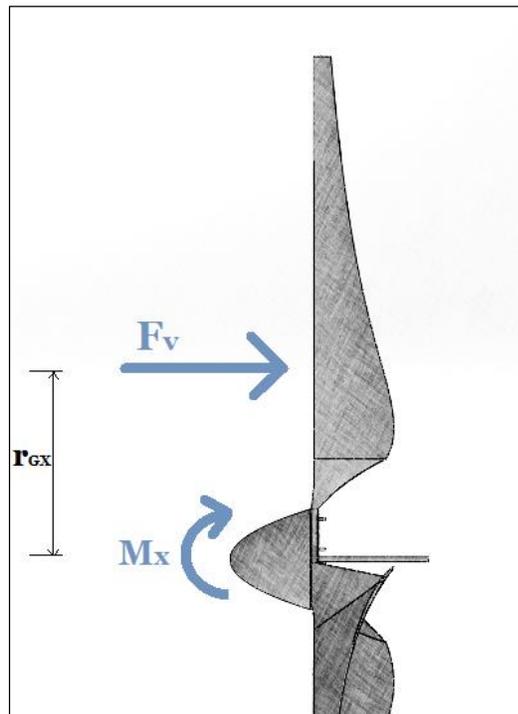


Figura 2.10 - Momento flector en la hélice producido por la fuerza del viento.

2.1.4 Fuerza Centrífuga

$$F_{cent} = m_T \cdot r_{GX} \cdot \omega^2 \quad (EC. 2.10)$$

$$F_{cent} = (1.27 \text{ kg})(0.51 \text{ m})(16 \text{ rad/s})^2$$

$$F_{cent} = 165.81 \text{ N (Condición de trabajo)}$$

$$F_{cent} = (1.27 \text{ kg})(0.51 \text{ m})(40 \text{ rad/s})^2$$

$$F_{cent} = 1036.32 \text{ N (Condición límite)}$$

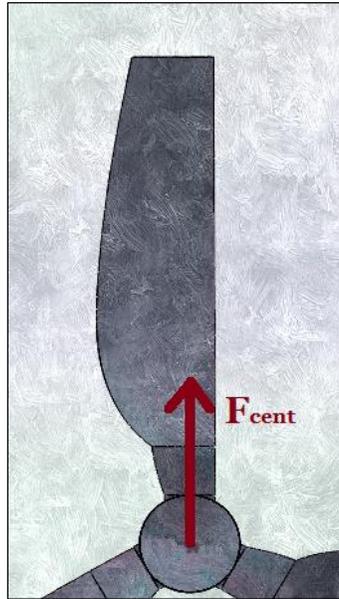


Figura 2.11 - Representación de la fuerza centrífuga.

Analizando las fuerzas que actúan en la hélice: fuerza del viento que genera flexión en la hélice y fuerza centrífuga.

Para el análisis de la fuerza del viento se utiliza el simulador de un software CAD, dando los resultados siguientes. $F_v = 2.088 \text{ N}$ como se muestra en la figura 2.14.

Resultado de la simulación y análisis virtual: La madera de Cedro soporta la carga que le genera el viento.

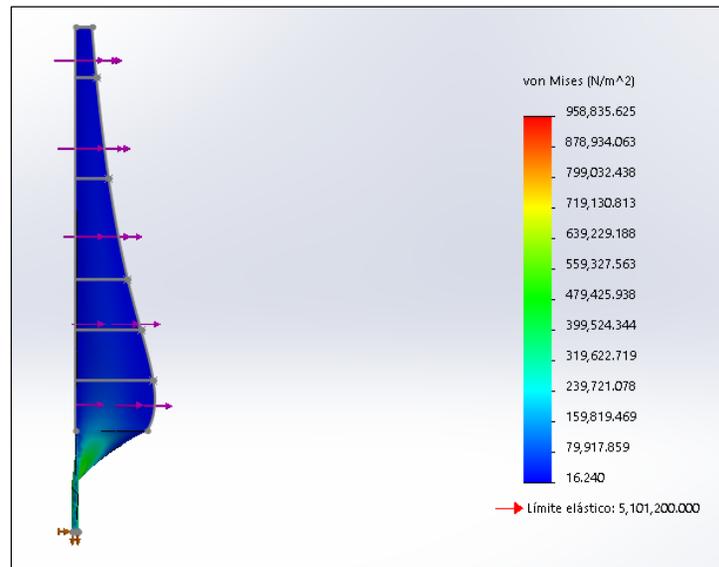


Figura 2.12 - Esfuerzos presentes en la hélice de madera.

Para la fuerza centrífuga, se utiliza la sección de menor área. La sección de menor área es la que se muestra en la figura 2.15 menos la sección del perno M5 calculado posteriormente.

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (EC. 2.11)$$

$$\sigma = \frac{1036.32 \text{ N}}{(1.23537 \times 10^{-3} - (12.7 \times 10^{-3})(5 \times 10^{-3})) \text{ m}^2} = 884.33 \text{ kPa}$$

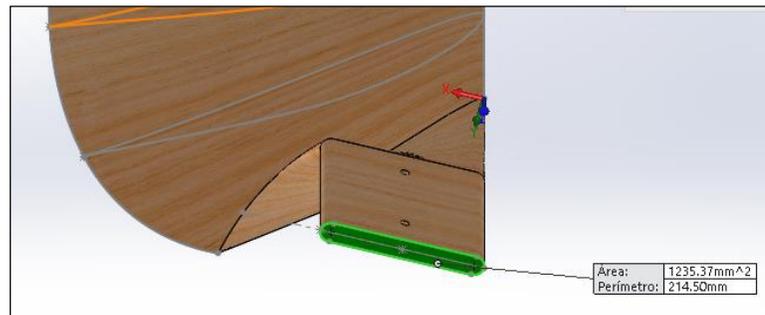


Figura 2.13 - Área transversal del conector hélice-cubo.

El valor de esfuerzo normal es menor a 5.1Mpa (Esfuerzo máximo a la tracción para la madera de Cedro).

Finalmente se confirma que la madera de Cedro resiste bien los esfuerzos al cual estará sometida cada hélice, por lo que será el material de fabricación para cada hélice del rotor.

2.2 PERNOS

Para la sujeción de las hélices al rotor se utilizarán 2 pernos, seleccionados bajo el siguiente proceso en la geometría mostrada en la figura 2.16:

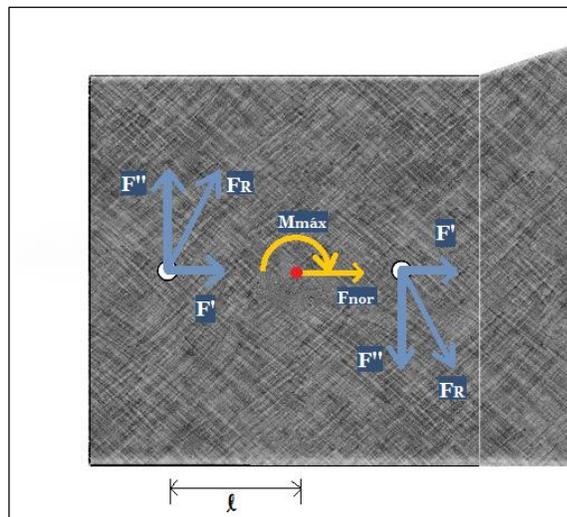


Figura 2.14 - Fuerzas que actúan sobre los pernos de sujeción de la hélice al cubo.

2.2.1 Momento resultante

$$M_R = F_{nor} \cdot r' \quad (EC. 2.12)$$

Donde:

$$F_{nor} = F_{cent} = F_R \text{ (Fuerza normal en la pala)}$$

r' = distancia entre el centro de los pernos y el centro de masa de la pala

Sustituyendo valores:

$$M_R = (165.81 \text{ N})(0.077 - 0.05 \text{ m})$$

$$M_R = 4.48 \text{ N} \cdot \text{m} \text{ (Momento para condición de trabajo)}$$

$$M_R = (1036.32 \text{ N})(0.077 - 0.05 \text{ m})$$

$$M_R = 28 \text{ N} \cdot \text{m} \text{ (Momento para condición máxima)}$$

2.2.2 Fuerza resultante

De sus componentes F' y F'' como sigue:

$$F' = \frac{F_{nor}}{N} \quad (EC. 2.13)$$

$$F' = \frac{F_{nor}}{N} = \frac{\text{Fuerza normal}}{\text{Número de pernos}} = \frac{1036.32 \text{ N}}{2}$$

$$F' = 518.16 \text{ N}$$

$$F'' = \frac{M_{máx}}{2 \cdot l} = \frac{\text{Momento resultante de condición máxima}}{2 \cdot \text{distancia del centro hacia el centro del perno}}$$

$$F'' = \frac{28 \text{ N} \cdot \text{m}}{(2)(0.03\text{m})} = 466.67 \text{ N}$$

Entonces:

$$F_R = \sqrt{(F')^2 + (F'')^2} \quad (EC. 2.14)$$

$$F_R = \sqrt{(518.16)^2 + (466.67)^2}$$

$$F_R = 697.33 \text{ N} \text{ (Fuerza resultante en los pernos)}$$

De tablas se selecciona un perno M5, según normas ISO, con las siguientes características:

$$\emptyset = 5 \text{ mm}$$

$$A_{\min} = 12.7 \text{ mm}^2$$

Con factor de seguridad:

$$\tau_w = \frac{F_R}{A_{\min}} \quad (\text{EC. 2.15})$$

$$\tau_w = \frac{F_R}{A_{\min}} = \frac{0.6973 \text{ kN}}{12.7 \text{ mm}^2}$$

$$\tau_w = 54.9 \text{ MPa}$$

Siendo:

$$n = \frac{\tau_u}{\tau_w} \quad (\text{EC. 2.16})$$

Donde: $\tau_u = 225 \text{ MPa}$ (Tabla 8.6 Espec. Métricas /pernos)

Entonces:

$$n = \frac{225 \text{ MPa}}{54.9 \text{ MPa}} = 4.09$$

$n = 4$ (Factor de seguridad de los pernos)

2.3 TAPA DE ROTOR

Con $\tau_w = 54.9 \text{ MPa}$, y la siguiente expresión:

$$t = \frac{(1/2)F_R}{d \cdot \tau_w} \quad (\text{EC. 2.17})$$

$$t = \frac{(1/2)(518 \text{ N})}{(5 \times 10^{-3} \text{ m}) \cdot (54.9 \times 10^6 \text{ Pa})}$$

$$t = 0.944 \text{ mm}$$

Se usará lámina de 1/16" para la tapa del rotor, de acero inoxidable AISI 304 para mayor vida del componente.

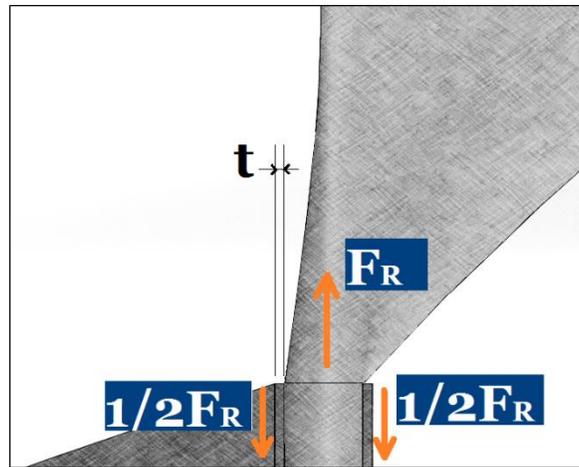


Figura 2.15 - Fuerza cortante que actúa en el rotor (para dimensionamiento de tapa).

Momento de inercia para la sección de conexión hélice-rotor:

$$I = \frac{1}{12} \cdot b \cdot h^3 \quad (EC. 2.18)$$

Con: $c = 0.05m$

$$M_{m\acute{a}x} = 10.649 \text{ N} \cdot m$$

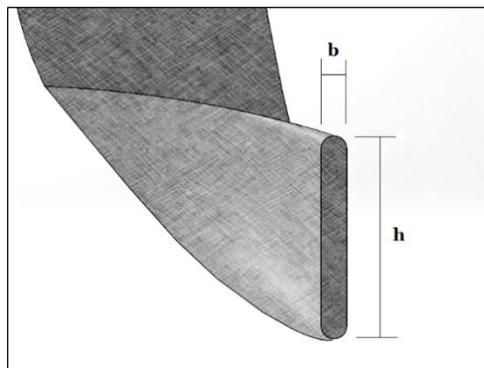


Figura 2.16 - Interconector de la hélice.

Sustituyendo:

$$\sigma_{m\acute{a}x} = \frac{M_{m\acute{a}x} \cdot c}{I} \quad (EC. 2.19)$$

$$\sigma_{m\acute{a}x} = \frac{M_{m\acute{a}x} \cdot c}{I} = \frac{(10.649 \text{ N} \cdot \text{m})(0.05 \text{ m})}{\left(\frac{1}{12}\right)(0.0127)(0.1)^3}$$

$$\sigma_{m\acute{a}x} = 0.503 \text{ MPa}$$

2.4 DISEÑO DEL EJE PRINCIPAL

El eje principal que transmite el movimiento desde las hélices hasta el generador eléctrico está compuesto por los siguientes elementos y dimensiones:

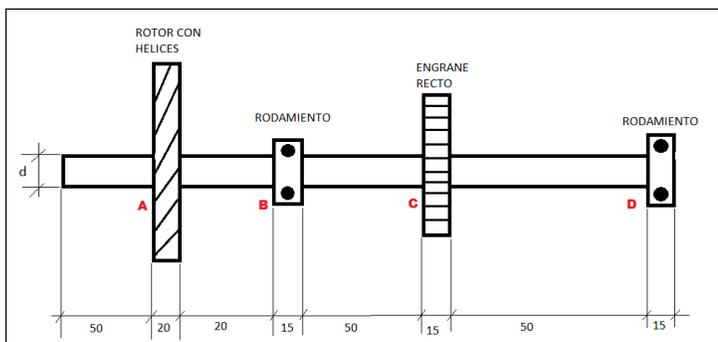


Figura 2.17 - Eje principal.

Las reacciones generadas por los componentes se consideran de la siguiente forma:

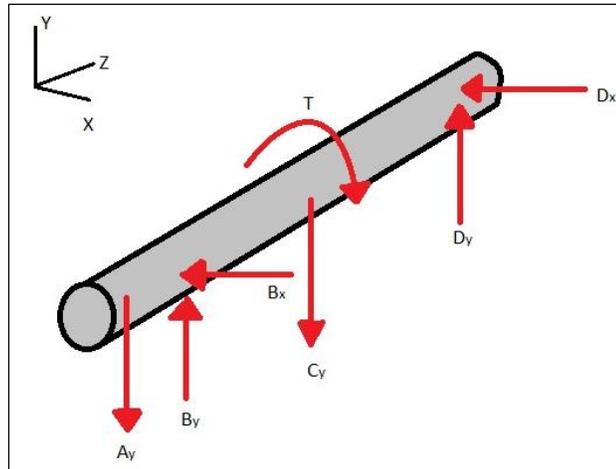


Figura 2.20 - Fuerzas que actúan sobre el eje principal.

Se consideran los valores mínimos y máximos de trabajo de la turbina, en base al generador que se utilizara, estos valores son:

Mínimo: 152 *rpm* para operar con $v_{viento} = 4 \frac{m}{s}$

Máximo: 382 *rpm* generados por ráfagas con $v_{viento} = 10 \frac{m}{s}$

Calcular potencia máxima (según límite de Betz) para cada una de las velocidades anteriores:

Para $v_{viento} = 4 \frac{m}{s}$ y límite de betz = 0.6, la potencia es:

$$P_{v4} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (EC. 2.20)$$

$$P_{v4} = \frac{1}{2} (1.044) \left(\frac{\pi}{4}\right) (2^2) 4^3$$

$$P_{v4} = 104.95 W \approx 105 W$$

$$P_{v4} = 0.6(105 \text{ W})$$

$$P_{v4} = 63 \text{ W}$$

Para $v_{viento} = 10 \frac{m}{s}$ y límite de betz = 0.6, la potencia es:

$$P_{v10} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (EC. 2.21)$$

$$P_{v10} = (1/2)(1.044)(\pi/4)(2^2)10^3$$

$$P_{v10} = 1039.9 \text{ W} \approx 1640 \text{ W}$$

$$P_{v10} = 0.6(1640 \text{ W})$$

$$P_{v10} = 984 \text{ W}$$

Calculando los torques generados en el eje para cada velocidad:

Para $v_{viento} = 4 \frac{m}{s}$, $P = 63 \text{ W}$, $\omega = 16 \text{ rad/s}$ el torque generado es:

$$P_{v4} = T\omega \quad (EC. 2.22)$$

$$T_{v4} = \frac{P_{v4}}{\omega}$$

$$T_{v4} = \frac{63}{16}$$

$$T_{v4} = 3.94 \text{ N} \cdot \text{m}$$

Para $v_{viento} = 10 \frac{m}{s}$, $P = 984 \text{ W}$, $\omega = 40 \text{ rad/s}$ el torque generado es:

$$P_{v10} = T\omega \quad (EC. 2.23)$$

$$T_{v10} = \frac{P_{v10}}{\omega}$$

$$T_{v10} = \frac{984}{40}$$

$$T_{v10} = 24.6 \text{ N} \cdot \text{m} \quad (\text{Se utilizará este valor por ser el mayor})$$

Calculando el peso total del rotor ensamblado (incluyendo 3 hélices, 6 pernos y 2 placas):

$$W_{Rotor} = A_y = 3W_{helices} + 6W_{pernos} + 2W_{Placas} \quad (EC. 2.24)$$

$$W_{Rotor} = (3 m_{helices} + 6 m_{pernos} + 2 m_{Placas})g$$

$$W_{Rotor} = [(3 * 1.27) + (6 * 0.1) + (2 * 0.5)](9.81)$$

$$W_{Rotor} = 53.07 \text{ N}$$

En resumen, los valores resultantes de las fuerzas a usar son:

$$T = 24.6 \text{ N} \cdot \text{m}$$

$$W_{Rotor} = A_y = 53.07 \text{ N}$$

$$W_{Engrane} = C_y = (1.2 \text{ Kg})(9.81) = 11.77 \text{ N}$$

Para determinar las reacciones se realiza análisis de fuerzas en plano Y-Z y en X-Z.

2.4.1 Diagrama de Cuerpo Libre en plano Y – Z

Se calculan todas las reacciones presentes en el plano Y-Z

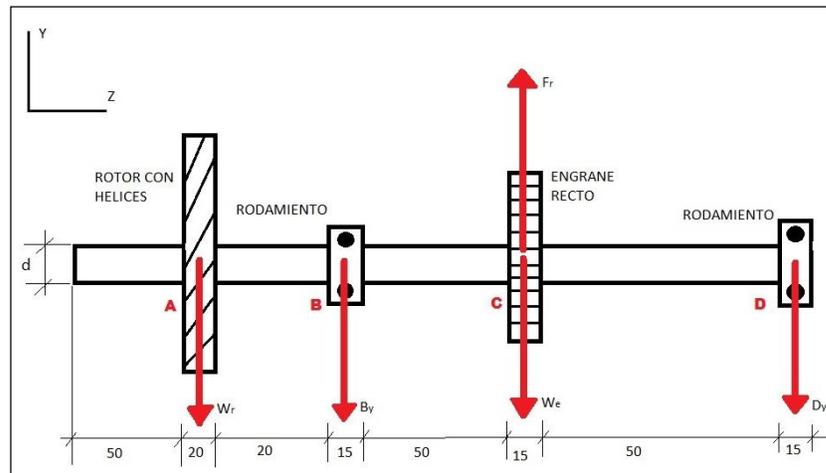


Figura 2.21 - Reacciones en el plano YZ.

Calculando fuerzas para engrane recto. Si se tiene:

$$F_t = \frac{T}{R} = F \cos \theta \quad (EC. 2.25)$$

Donde $\theta = 20^\circ$ por ser engrane recto.

Calculando $F_{\text{tangencial}}$ para el engrane:

$$F_t = \frac{T}{R} \quad (EC. 2.26)$$

$$F_t = \frac{T}{R} = \frac{24.6}{0.075}$$

$$F_t = 328 \text{ N}$$

Ahora, calculando F:

$$F = \frac{F_t}{\cos \theta} \quad (EC. 2.27)$$

$$F = \frac{F_t}{\cos \theta} = \frac{328}{\cos 20}$$

$$F = 349.05 \text{ N}$$

Luego, calcular F_{Radial} en engrane recto:

$$F_R = F \operatorname{sen} \theta \quad (\text{EC. 2.28})$$

$$F_R = F \operatorname{sen} \theta = (349.05) \operatorname{sen}(20^\circ)$$

$$F_R = 119.38 \text{ N}$$

Haciendo sumatoria de momentos en el punto B.

$$\sum M_B = 0 \quad (\text{EC. 2.29})$$

$$W_R \left(\frac{37.5 \text{ mm}}{1000} \right) - W_E \left(\frac{65 \text{ mm}}{1000} \right) + F_R \left(\frac{65 \text{ mm}}{1000} \right) - D_y \left(\frac{130 \text{ mm}}{1000} \right) = 0$$

$$53.07(0.0375) - 11.7(0.065) + 119.38(0.065) - D_y(0.130) = 0$$

$$D_y = 69.11 \text{ N}$$

Haciendo sumatoria de fuerzas en Y,

$$\sum F_Y = 0 \quad (\text{EC. 2.30})$$

$$B_y - W_R - W_E + F_R - D_y = 0$$

$$B_y - 53.07 - 11.77 + 119.38 - 69.11 = 0$$

$$B_y = -14.57 \text{ N (se cambia de sentido la reacción)}$$

$$B_y = 14.57 \text{ N (Sentido positivo)}$$

Entonces el diagrama final de reacciones en el plano Y-Z queda de la siguiente forma:

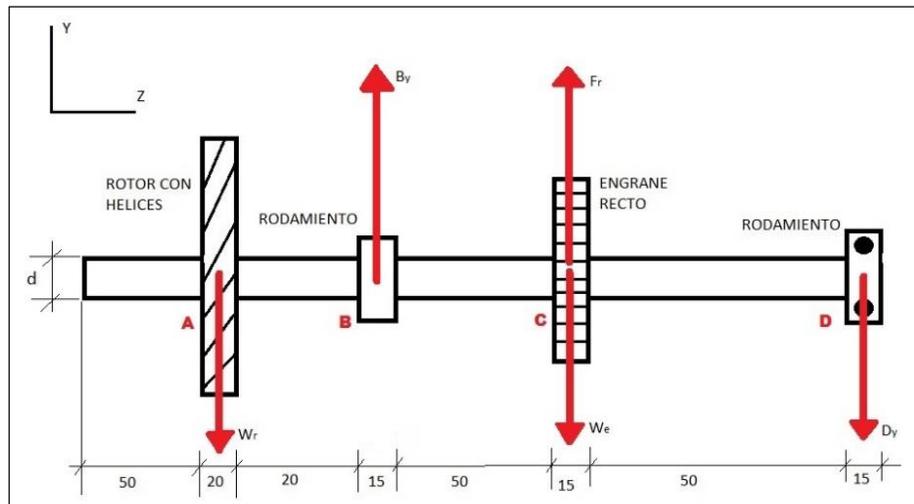


Figura 2.22 - Reacciones reales en el plano YZ.

2.4.2 Diagrama de Cuerpo Libre en plano X – Z

Se calculan todas las reacciones presentes en el plano X-Z

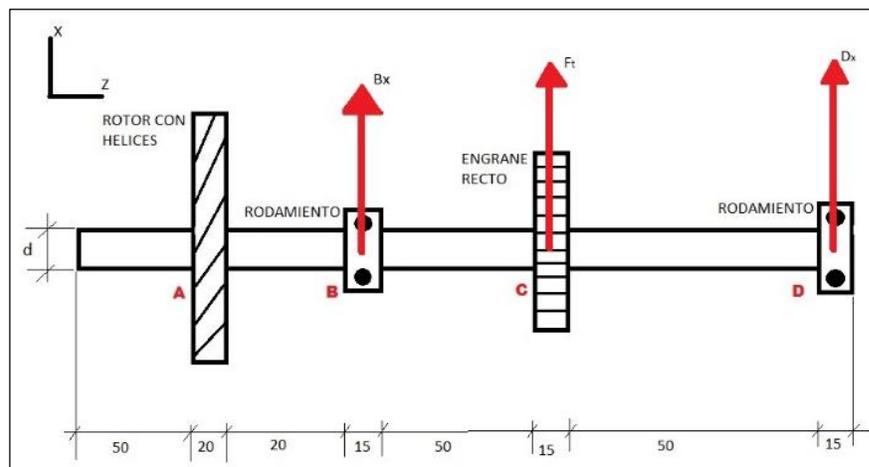


Figura 2.18 - Reacciones presentes en el plano XZ.

Calculando fuerzas para engrane recto. Si se tiene:

$$F_t = \frac{T}{R} = F \cos \theta \quad (EC. 2.31)$$

Donde $\theta = 20^\circ$ por ser engrane recto.

Recordando el valor de $F_{\text{tangencial}}$ para el engrane:

$$F_t = 328 \text{ N}$$

Haciendo sumatoria de momentos en el punto B.

$$\sum M_B = 0 \quad (\text{EC. 2.32})$$

$$F_t \left(\frac{65 \text{ mm}}{1000} \right) + D_x \left(\frac{130 \text{ mm}}{1000} \right) = 0$$

$$328(0.065) + D_x(0.130) = 0$$

$$D_x = -164 \text{ N}$$

$$D_x = 164 \text{ N (Dirección negativa)}$$

Haciendo sumatoria de fuerzas en Y,

$$\sum F_Y = 0 \quad (\text{EC. 2.33})$$

$$B_x + F_t + D_x = 0$$

$$B_x + 328 + (-164) = 0$$

$$B_x = -164 \text{ N}$$

$$B_x = 164 \text{ N (Sentido negativo)}$$

Entonces el diagrama final de reacciones en el plano X-Z queda de la siguiente forma:

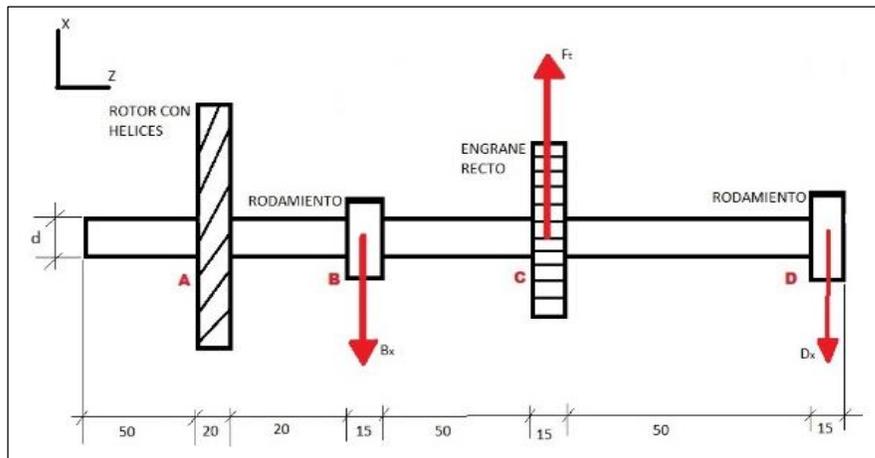


Figura 2.20 - Reacciones en el plano XZ.

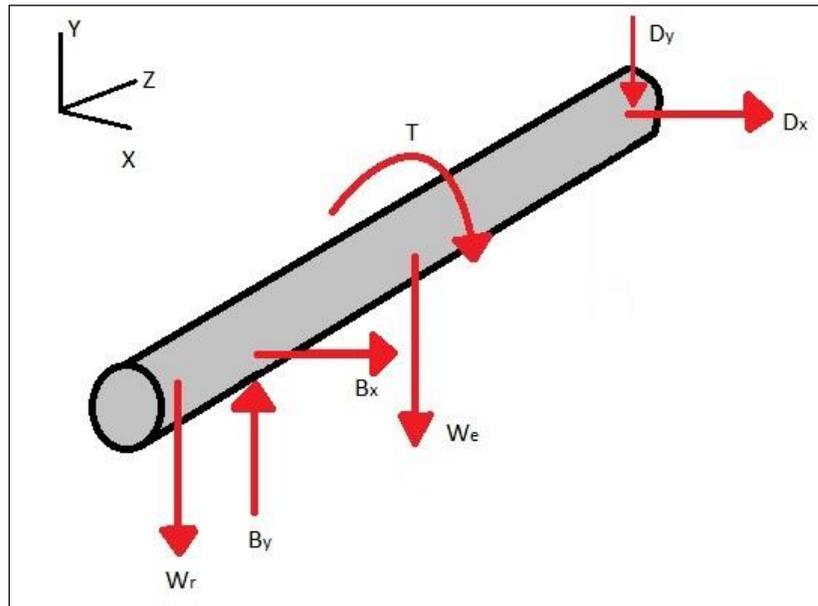


Figura 2.19 - Distribución final de las reacciones sobre el eje principal.

Entonces la distribución final de reacciones en el eje es de la forma como lo muestra la figura 2.25.

2.4.3 Cálculo de momentos máximos en plano y-z

Se procede a hacer los diagramas de cortante y momento para la distribución de cargas en el plano Y-Z.

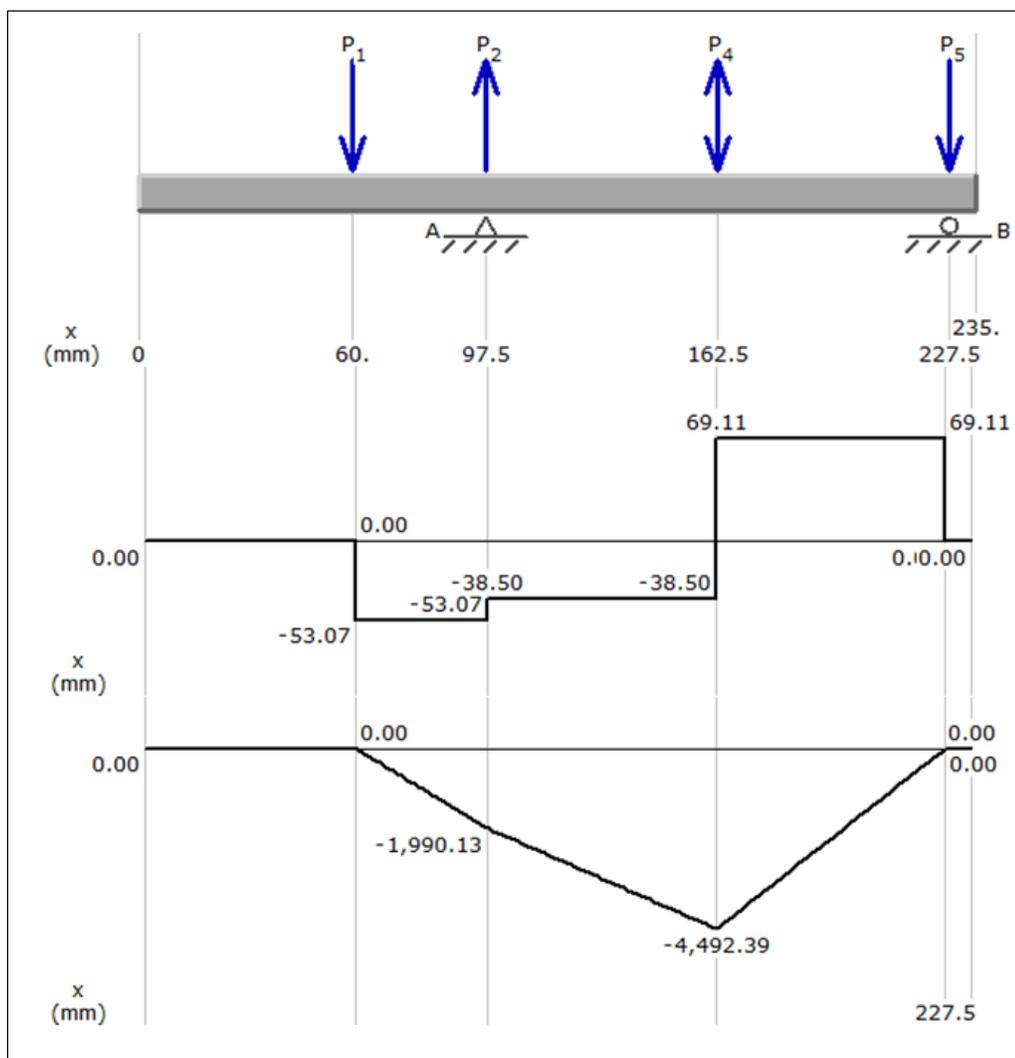


Figura 2.21 - Diagrama de cortante y momento del eje en plano YZ.

2.4.4 Cálculo de momentos máximos en plano x-z

Se procede a hacer los diagramas de cortante y momento para la distribución de cargas en el plano X-Z

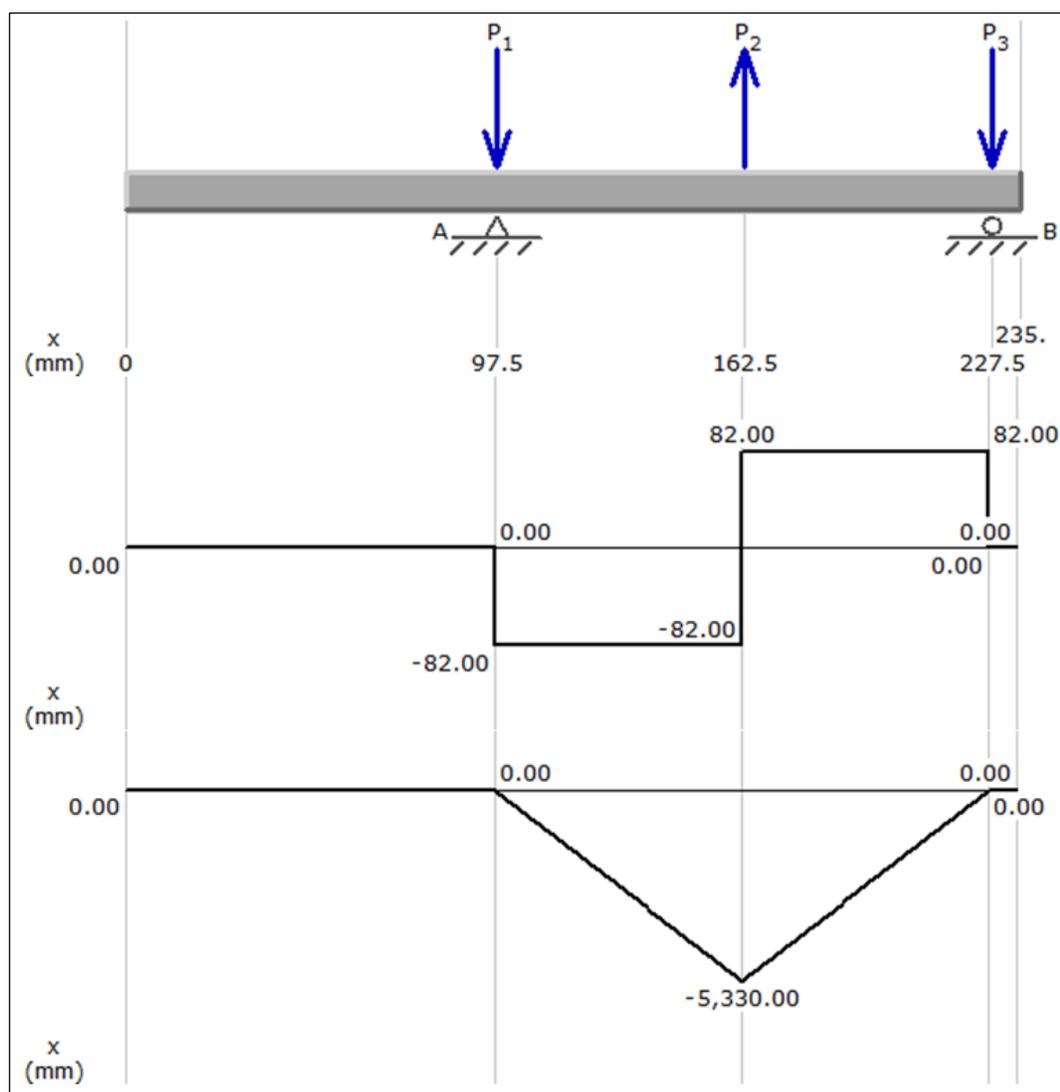


Figura 2.22 - Diagrama de cortante y momento del eje en plano XZ.

2.4.5 Cálculo de momentos resultante máximo

Se procede a calcular los momentos resultantes en cada sección crítica del eje para obtener el momento resultante máximo de todo el elemento.

$$M_{R \text{ result}} = \sqrt{(M_{R y-z})^2 + (M_{R x-z})^2} = 0 + 0$$

$$\mathbf{M_{R \text{ result}} = 0}$$

$$M_{B \text{ result}} = \sqrt{(M_{B y-z})^2 + (M_{B x-z})^2} = \sqrt{(-2)^2 + (0)^2}$$

$$\mathbf{M_{B \text{ result}} = 2 \text{ N} \cdot \text{m}}$$

$$M_{E \text{ result}} = \sqrt{(M_{E y-z})^2 + (M_{E x-z})^2} = \sqrt{(-4.5)^2 + (-5.3)^2}$$

$$\mathbf{M_{E \text{ result}} = 6.95 \text{ N} \cdot \text{m}}$$

$$M_{D \text{ result}} = \sqrt{(M_{D y-z})^2 + (M_{D x-z})^2} = 0 + 0$$

$$M_{D \text{ result}} = 0$$

Por tanto, de todos los momentos resultantes, el momento máximo es:

$$M_{\text{max}} = M_{E \text{ result}} = 6.95 \text{ N} \cdot \text{m}$$

2.4.6 Cálculo de esfuerzos alternos y medios

Obteniendo los esfuerzos alternos:

$$\sigma_{ea} = \sqrt{\sigma_a^2 + 3\tau_a^2} = \sqrt{\left(\frac{32 M_{max}}{\pi d^3}\right)^2 + \left(\frac{16T}{\pi d^3}\right)^2} \quad (EC. 2.34)$$

Recordando que no hay esfuerzos alternos cortantes, por tanto, se eliminan de la ecuación. Entonces:

$$\begin{aligned} \sigma_{ea} &= \sqrt{\left(\frac{70.79}{d^3}\right)^2} \\ \sigma_{ea} &= \frac{70.79}{d^3} \end{aligned}$$

Obteniendo esfuerzos medios:

$$\sigma_{em} = \frac{\sigma_m}{2} \sqrt{\left(\frac{\sigma_m}{2}\right)^2 + \tau_m^2} \quad (EC. 2.35)$$

Recordando que no hay esfuerzos medios cortantes, por tanto, se eliminan de la ecuación. Entonces:

$$\begin{aligned} \sigma_{em} &= \frac{16 T}{\pi d^3} \\ \sigma_{em} &= \frac{125.29}{d^3} \end{aligned} \quad (EC. 2.36)$$

2.4.7 Aplicación de ley de Goodman

Planteando la ecuación de Goodman:

$$\frac{\sigma_{ea}}{s_n} + \frac{\sigma_{em}}{s_u} = \frac{1}{n} \quad (EC. 2.37)$$

Calculando el S_n

$$S_n = \frac{k_a k_b k_c k_d k_e s'_n}{k_f} \quad (EC. 2.38)$$

Calculando cada uno de los factores:

$$k_a = a s_u^b = (1.58)(470 \text{ MPa})^{-0.085} = 0.937$$

$$k_b = (d/7.62)^{-0.107}$$

$$k_c = 1 \text{ (Por ser Flexión)}$$

$$k_d = 1$$

$$k_e = 1$$

$$k_f = 1 \text{ (No tiene concentradores de esfuerzos)}$$

$$s'_n = 0.5(470) = 235 \text{ MPa}$$

Entonces insertando todos los valores en la ecuación de S_n :

$$S_n = \frac{(0.937)(d/7.62)^{-0.107} (1)(1)(1)(235)}{1}$$

$$S_n = \frac{273.64}{d^{0.107}} \times 10^6$$

Ahora, agregar todos los datos a la ecuación de Goodman. Considerar $n=1.25$ (Transmisión suave).

$$\frac{\frac{70.79}{d^3}}{\frac{273.64}{d^{0.107}} \times 10^6} + \frac{\frac{125.29}{d^3}}{470 \times 10^6} = \frac{1}{1.25}$$

$$\frac{70.79 d^{0.107}}{273.64 \times 10^6 (d^2)} + \frac{125.29}{470 \times 10^6 (d^3)} = \frac{1}{1.25}$$

Resolviendo la ecuación y calculando el diámetro de diseño del eje:

$$d = 8.05 \text{ mm}$$

Por tanto, el diámetro del eje según diseño debe ser:

$$d \approx 10 \text{ mm} - \text{AISI 1020}$$

La aproximación del diámetro de diseño es debido a las medidas del rodamiento normalizado más próximo.

2.5 SELECCIÓN DE COJINETES

Fuerza radial en el cojinete:

$$F_e = VF_r \quad (\text{EC. 2.39})$$

$V = 1$, Pista interna gira.

$$F_{r1} = B_y = 14.57 \text{ N} \quad (\text{Cojinete 1})$$

$$F_{r2} = D_y = 69.11 \text{ N} \quad (\text{Cojinete 2})$$

Entonces:

$$F_{e1} = 14.57 \text{ N}$$

$$F_{e2} = 69.11 \text{ N}$$

Carga dinámica:

$$C = F_e (L_d / 10^6)^{1/K} \quad (\text{EC. 2.40})$$

$$L_d = 60 L_{10} N$$

$$L_d = 60(15,000)(382 \text{ RPM})$$

$$L_d = 343.8 \times 10^6$$

$$K = 3.0 \text{ Cojinete de bola.}$$

$$C_1 = (14.57 \text{ N}) \left(\frac{343.8 \times 10^6}{1 \times 10^6} \right)^{1/3} = 102.07 \text{ N} \approx 22.9 \text{ lb}$$

$$C_2 = (69.11 \text{ N}) \left(\frac{343.8 \times 10^6}{1 \times 10^6} \right)^{1/3} = 484.15 \text{ N} \approx 108.6 \text{ lb}$$

Selección de cojinetes (de tablas):

Cojinete 1: N° 6200

Cojinete 2: N° 6200

Descripción del cojinete N°6200:

d = 10mm.

D = 30mm.

B = 9mm.

Peso = 0.07 lb.

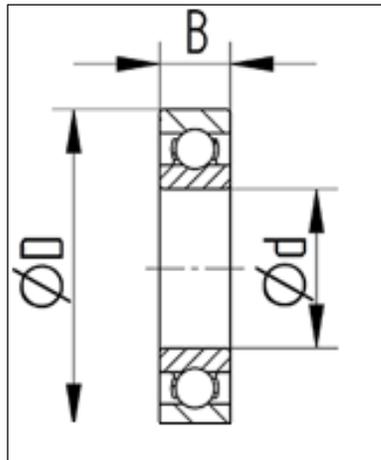


Figura 2.23 - Cojinete de bola.

Carga estática perm. = 520 lb.

Carga dinámica perm. = 885 lb.

2.6 DISEÑO DE LA TRANSMISIÓN

La transmisión a diseñar será entre engranajes de igual diámetro ya que solo se busca transmitir el giro hacia el eje intermedio que será la entrada a la caja multiplicadora. Esta caja multiplicadora se selecciona de acorde a la aplicación con una relación de transmisión de 1:10. De la salida de la caja multiplicadora se conectará directamente al generador eléctrico de imanes permanentes o dinamo.

$$\theta = 20^\circ$$

$$n_1 = 150 \text{ RPM}$$

$$n_2 = 150 \text{ RPM}$$

$$P = 14$$

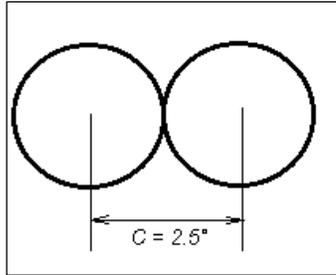


Figura 2.24 - Distancia entre centros de la transmisión.

Distancia entre centros:

$$C = R_1 + R_2 \quad (EC. 2.41)$$

$$2.5 = R_1 + R_2 \quad (1)$$

Relacionando el número de dientes:

$$\frac{d_1}{d_2} = \frac{R_1}{R_2} = \frac{n_1}{n_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (EC. 2.42)$$

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{150}{150} = 1$$

$$\text{Por lo que: } R_1 = R_2 \quad (2)$$

Entonces, sustituyendo (2) en (1) se tiene:

$$2.5 = R_1 + R_1$$

$$2.5 = 2R_1$$

$$R_1 = 1.25 \text{ pulg.}$$

Numero de dientes:

$$P = \frac{N}{d} \quad (EC. 2.43)$$

$$14 = \frac{N}{2.5}$$

Por lo que:

$$N_1 = 35 \text{ dientes}$$

$$N_2 = 35 \text{ dientes}$$

Calculando R_b :

$$R_b = R_1 \cos 20^\circ \quad (\text{EC. 2.44})$$

$$R_{b1} = 1.25 \cos 20^\circ = 1.175$$

$$R_{b2} = 1.25 \cos 20^\circ = 1.175$$

Determinando Referencia (R_a):

$$R_a = [R_b^2 + (d \cos 20^\circ)^2]^{1/2} \quad (\text{EC. 2.45})$$

$$R_a = [1.175^2 + (2.5 \cos 20^\circ)^2]^{1/2}$$

$$R_{a1} = 1.453$$

$$R_{a2} = 1.453$$

Calculando (R_a) Reales:

$$R_a = R_1 + \frac{1}{P} \quad (\text{EC. 2.46})$$

$$R_a = 1.25 + \frac{1}{14}$$

$$R_{a1} = 1.321$$

$$R_{a2} = 1.321$$

$R_{a \text{ Real}} < R_{a \text{ Referencia}} \leftarrow$ Por lo que no hay interferencia

Conclusión:

2 engranajes de:

$D = 2.5$ pulg.

$P = 14$

$\theta = 20^\circ$

$N = 35$ dientes

2.7 CAJA MULTIPLICADORA

La caja multiplicadora es seleccionada con base a la necesidad de obtener a la salida, un valor de velocidad angular mayor a las 1000 rpm; por lo que, si la velocidad de entrada será la misma que la velocidad de giro de la hélice entonces obliga a seleccionar de tablas, la caja que brinde esas condiciones de operación y que cuyas dimensiones y peso sean adecuadas para la aplicación como la potencia a transferir.

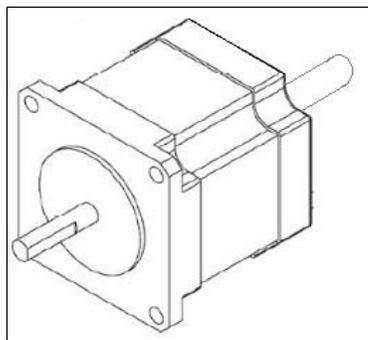


Figura 2.25 - Caja multiplicadora.

La transmisión multiplicadora seleccionada es una cuya relación de velocidad es de 1:10, lo que significa que cada vuelta en la entrada de la caja, a

la salida se obtendrá 10 vueltas. Por ejemplo, si a la entrada se tiene una velocidad de 125rpm, a la salida se tendrán 1250 rpm, con la cual el generador de imanes permanentes que se conecte a la salida tendrá buen rango de operación en cuanto a la velocidad de giro.

2.8 GENERADOR DE IMANES PERMANENTES

El objetivo de incrementar la velocidad angular del sistema es para que cualquier generador de imanes permanentes que se conecte a la salida del eje de la caja multiplicadora, aproveche la energía del viento para convertirla en energía eléctrica de una manera más conveniente.



Figura 2.26 - Generador eléctrico DC de imanes permanentes.

Si bien en los apartados anteriores se ha hecho hincapié que del 100% de energía contenida en el viento, teóricamente casi el 60% se puede extraer como energía mecánica o movimiento de un eje, pero, realmente es mucho menos la cantidad de energía que se puede aprovechar, producto de las pérdidas del todo el sistema.

Para el caso, solo se puede extraer hasta 63 W de potencia; para condiciones de operaciones normales, como las que están circunscritas bajo una velocidad de viento de 4 m/s, y alrededor de 150rpm. Claro está que la velocidad del viento es variable en el tiempo, así esta puede incrementarse o que perciba decrementos.

En caso de que disminuya la velocidad del viento por debajo de los 3 m/s, la condición de generación se verá afectada tanto que disminuirá el voltaje generado y la corriente inducida, con lo cual se deduce que el sistema percibirá una disminución de la potencia generada.

Pero, en caso de que se produzca un incremento de la velocidad del viento, el sistema en primera instancia debe de estar preparado para soportar los esfuerzos generados, por ejemplo, por ráfagas de vientos. Además, el sistema debe de estar capacitado para que pueda generar hasta cierto límite energía eléctrica sin percibir daños en las partes. Recordando que se está diseñando un aerogenerador para baja potencia y por lo anterior es que se toma el criterio de selección del generador para que pueda soportar velocidades de viento de hasta 6m/s donde la potencia estaría incrementándose alrededor de los 300W.

2.9 TORRE

Para el análisis de la torre que sostendrá toda la estructura superior del aerogenerador se realiza un estudio apoyado en un software específico para dicho análisis. Teniendo en cuenta dos fuerzas en la parte superior:

-Fuerza total del viento en la hélice

$$F_{viento} = 3F_v = P_y = 3 \left[\frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot A_p \cdot v^2 \right] \quad (EC. 2.47)$$

$$F_{viento} = 3 \left[\frac{1}{2} (1.044 \text{ kg/m}^3) (0.4 \text{ m}^2) (4 \text{ m/s})^2 \right]$$

$$P_y = 62.6 \text{ N}$$

-Peso total de la parte superior del aerogenerador

Mediante el uso de un software CAD que analiza y calcula la masa total se determina lo siguiente:

$$W_{aerogenerador} = P_x = (25 \text{ kg}) (9.81 \text{ m/s}^2)$$

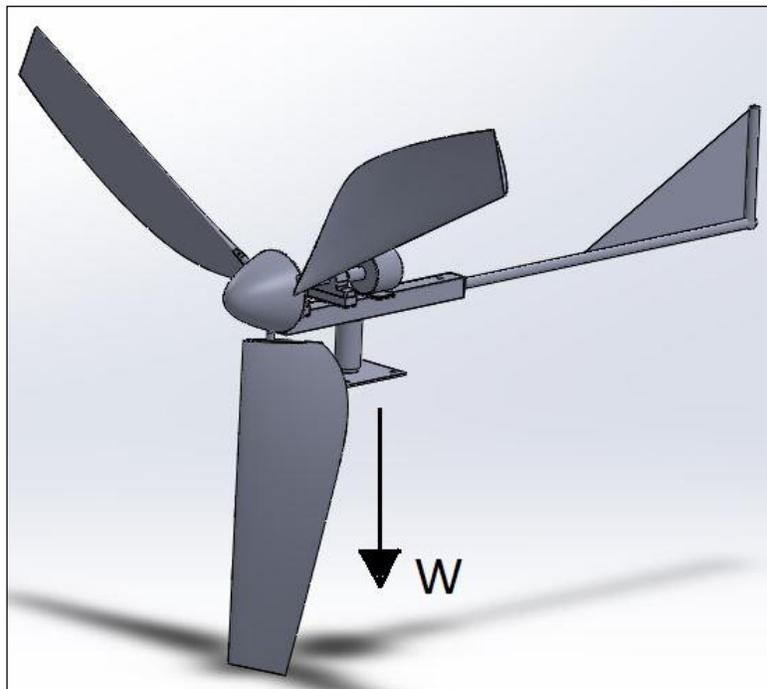


Figura 2.27 - Determinación de la masa total de la góndola mediante software CAD.

$$P_x = 245.3 \text{ N}$$

Se toman las direcciones y sentidos mostrados en la figura 2.30 debido a la limitante de posicionamiento del software. Sin embargo, el análisis es indiferente si el tubo se muestra horizontal o vertical. El diámetro del cilindro es de 4 pulgadas (101.5mm) con un espesor de 1.5mm.

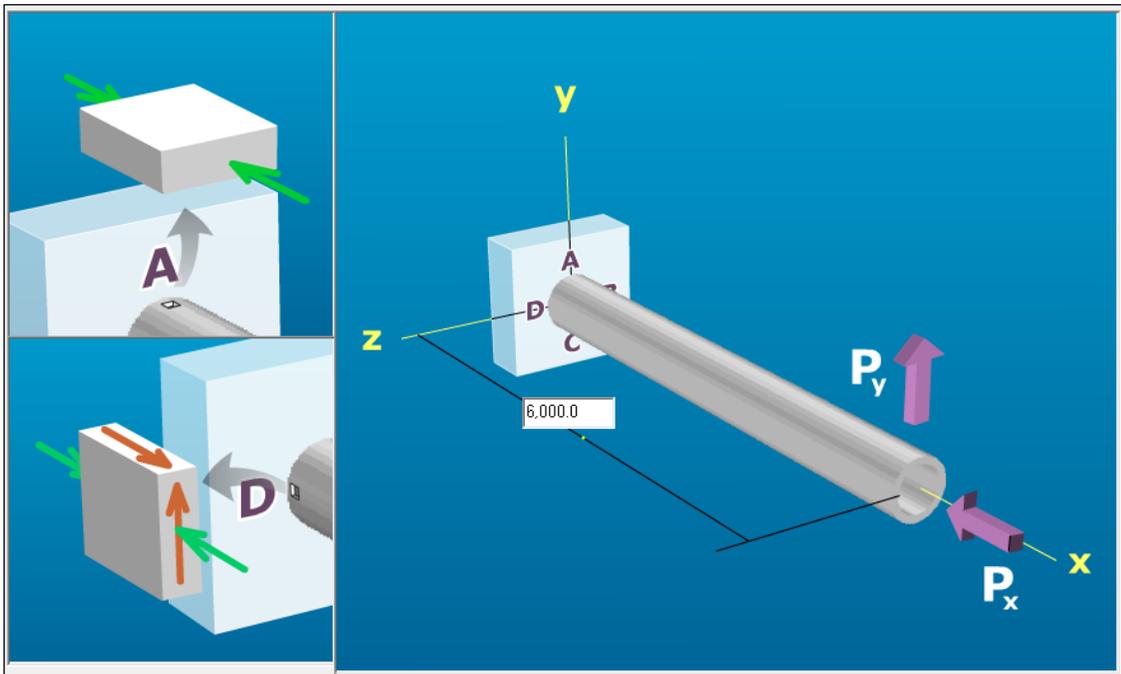


Figura 2.28 - Determinación de esfuerzos en la torre mediante software CAD.

Al realizar el análisis se obtiene los resultados siguientes:

-Estado de esfuerzo en D:

$$\sigma = 32.87 \text{ MPa (Compresión)}$$

$$\tau = 16.44 \text{ MPa (Cortante)}$$

-Estado de esfuerzo en A:

$$\sigma = 0.52 \text{ MPa (Compresión)}$$

$$\tau = 0.37 \text{ MPa (Cortante)}$$

Dados estos resultados, fácilmente se nota que los esfuerzos son bajos comparados con los que soporta cualquier perfil circular estructural en el mercado. Por lo tanto, se selecciona un perfil circular de 4" x 6 metros de acero galvanizado disponible en el país.

2.10 PROTOTIPO AEROGENERADOR

A continuación, se presenta el prototipo digitalizado del aerogenerador terminado.

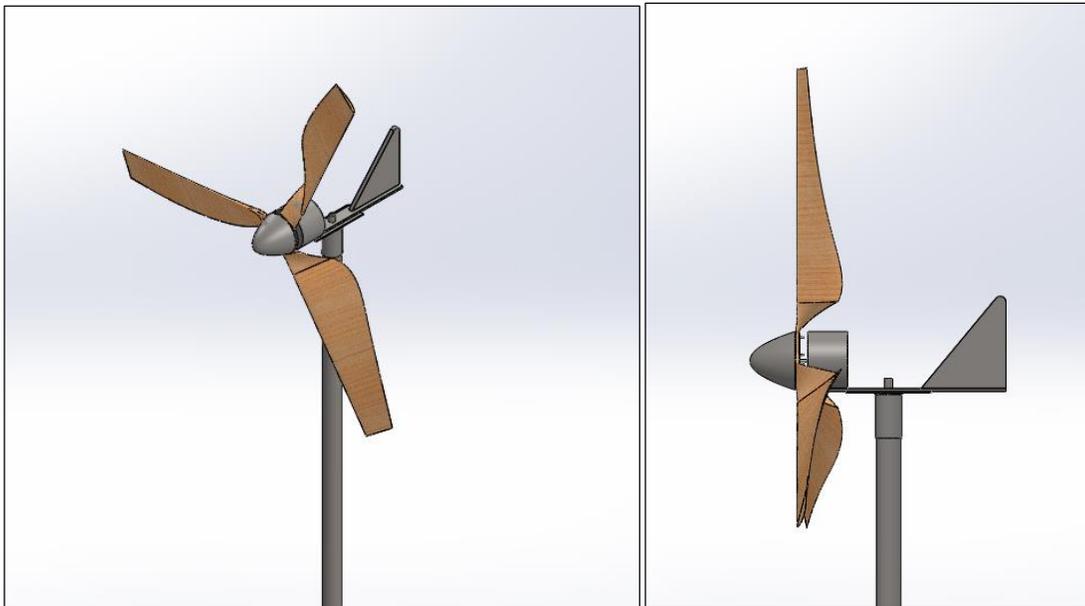


Figura 2.29 - Prototipo de aerogenerador.

CAPITULO III – PROCESO CONSTRUCTIVO

3.1 HÉLICE

La hélice es el elemento más importante en el aerogenerador desde el punto de vista del trabajo de grado, ya que éste condensa la mayor parte de la investigación y análisis en este documento, además formará parte del reducido material que trata sobre el diseño de este tipo de maquinaria en El Salvador al que el público tiene acceso, incluyendo estudiantes, docentes y toda persona con los deseos de instruirse en esta área. En pocas palabras, la hélice es el corazón del presente estudio y por lo tanto se debe detallar correctamente su proceso de construcción.

Se consideran varios métodos de construcción para la hélice y se escoge el de unión por secciones transversales con madera debido a los siguientes factores:

- Bajo costo de fabricación
- Material de bajo peso
- Flexibilidad de modificación en material

En la fabricación se debe invertir una buena cantidad de dinero para ejecutar el procedimiento hasta tener lista la hélice, sin embargo, el costo es bajo cuando se compara a otros métodos de fabricación más especializados, por ejemplo, la fabricación directamente en una máquina CNC. La madera da como resultado una pieza un peso moderado, justo para la aplicación que se requiere

y a la vez permite hacer diversos acabados para obtener superficies lisas, las cuales benefician al flujo de las corrientes de aire a través de la hélice.

El proceso de construcción de la hélice es el siguiente.

- a) Partiendo del sólido en el software CAD se realizan cortes transversales de seis milímetros y se acomodan los cortes totales en formato PDF para poderlo llevar mediante un software de dibujo hacia una máquina de corte por láser. Dicha máquina corta las secciones de la hélice en planchas de madera de un cuarto de pulgada de espesor. En total se obtienen 133 cortes transversales de la hélice de 800 milímetros de longitud en su dirección radial. (Figura 3.1)

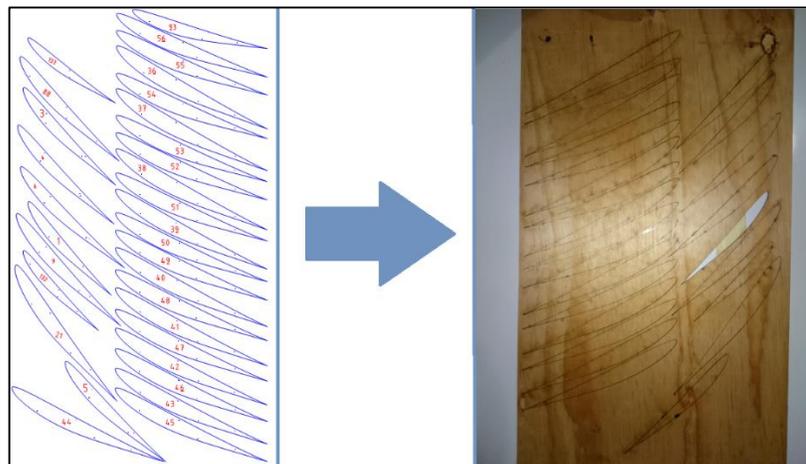


Figura 3.1 - Cortes transversales de la hélice en su dirección radial.

- b) Se unen siete cortes transversales consecutivos siguiendo un orden correlativo para formar secciones separadas de la hélice. Con ayuda de clavos de un milímetro de diámetro, utilizados como guía, se adquiere la forma alabeada de la hélice.



Figura 3.2 - Secciones de perfil unidos para dar el alabeo característico de la hélice.

- c) Las secciones de hélice formadas, (ver figura 3.2) se unen utilizando tornillos para madera de siete centímetros de largo y cinco milímetros de diámetro nominal. Estos tornillos logran perforar dos secciones consecutivas, logrando traslapar con el tornillo de la siguiente sección lo cual contribuye a la rigidez de la hélice. La unión de las secciones se complementa con pegamento de alta resistencia. Se deja secar por 24 horas.



Figura 3.3 - Unión de secciones de perfiles hasta formar la hélice completa.

- d) El cuerpo completo de la hélice como el mostrado en la figura 3.3, se cubre con fibra de vidrio y se lija hasta lograr una superficie uniforme; luego se coloca una delgada capa de relleno (masilla) y se lija hasta lograr una superficie uniforme; finalmente se procede a pintar y lograr un acabado presentable. (Figura 3.4)



Figura 3.4 - Acabado superficial de las hélices.

3.2 CONEXIÓN ROTOR-HÉLICE

Este elemento tiene la función de unir la forma particular de la hélice con el rotor y consta de:

3.2.1 Conector macho

Se realiza un proceso de cilindrado para adquirir la forma deseada, las medidas en bruto son de 17.7 milímetros de diámetro en su parte más ancha, 10.6 milímetros en su parte más angosta y 46 milímetros de largo. A este elemento se le perfora un agujero de 5/16 de pulgada para hacer pasar un perno de la misma medida nominal.

3.2.2 Cobertor de hélice

El cobertor de la hélice se fabrica con lámina de 3/32 de pulgada la cual adquiere la forma particular de la hélice en la sección transversal más cercana al rotor. El conector macho y el cobertor de hélice se unen mediante soldadura en su parte céntrica para poder adaptarlo a la hélice. (figura 3.5)



Figura 3.5 - Conector de la hélice con cobertor.

3.3 ROTOR

La función principal del rotor es sostener a las hélices y transmitir la potencia mecánica hacia el generador, el cual a su vez transforma esta energía mecánica en energía eléctrica.

3.3.1 Eje

Este elemento es el centro de giro de la hélice y tiene una extensión en su eje axial tal que logra transmitir la energía mecánica desde la hélice hasta el generador. Para su fabricación se somete a un proceso de refrentado, una barra de 5/8 de pulgada hasta llegar a la medida requerida y luego se taladra un agujero en uno de sus extremos para colocar un perno M8.

3.3.2 Plato

La función del plato es sostener la conexión de la hélice al rotor y su fabricación es relativamente simple. Se corta una platina con dimensiones de 21 centímetros por lado y de 1/8 de pulgada de espesor, se perfora un agujero de 5/8 de pulgada en la parte central de la lámina para someterla al torno y proporcionarle un diámetro de 20 centímetros.

3.3.3 Nervio

Se requieren tres piezas para poder distribuir el peso en el plato del rotor y su función es darle soporte estructural para las fuerzas del viento sobre la hélice. Su fabricación es sencilla, ya que únicamente se requiere cortar un triángulo de platina de 1/8 de pulgada de espesor y darle al cateto de menor tamaño una medida de tres centímetros y al cateto mayor una medida de 8.5 centímetros.

3.3.4 Conectores hembra para hélice

Se realiza un proceso de cilindrado para adquirir la forma deseada, las medidas en bruto son de 17.7 milímetros de diámetro en su parte más ancha, 10.6 milímetros en su parte interna y 65 milímetros de largo. A este elemento se



Figura 3.6 - Plato o cubo donde conectan las hélices.

le perfora un agujero de 5/16 de pulgada para hacer pasar un perno de la misma medida nominal. De este elemento se requieren tres piezas. Todos estos elementos se unen mediante soldadura, cuidando distribuir correctamente el

peso en el plato del rotor, donde los nervios se distribuyen a 120 grados entre sí al igual que los conectores. Ver figura 3.6.

3.4 GÓNDOLA

3.4.1 Base principal

Se fabricó la base de la góndola utilizando caño estructural cuadrado. En esta parte es donde descansará toda la transmisión del aerogenerador y a la vez será el soporte para el rotor. También se realizaron perforaciones para la sección que soportara la veleta del aerogenerador, la cual se explica más adelante.



Figura 3.7 - Base principal con todos sus elementos soldados.

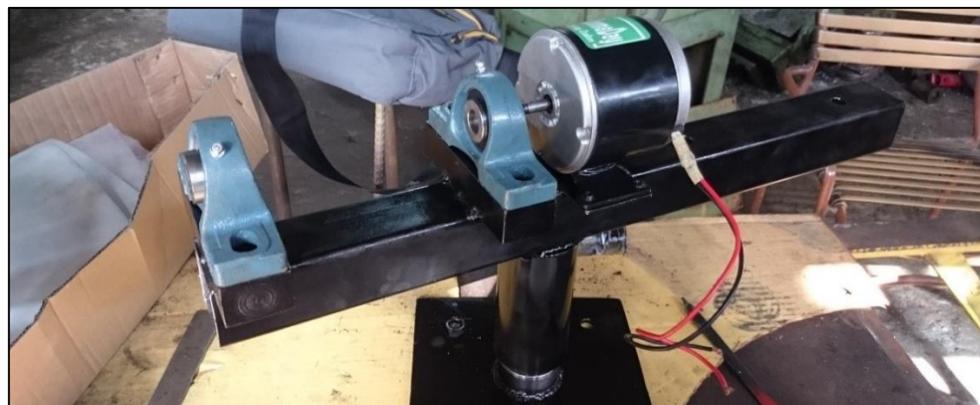


Figura 3.8 - Posición de las chumaceras y el generador sobre la base principal.

3.4.2 Bases de chumaceras

Para el soporte de las chumaceras se maquinaron las bases usando fresadora para un buen acabado. Posteriormente estas fueron soldadas al tubo estructural. Se buscó asegurarse que las chumaceras quedaran niveladas a la misma altura para propiciar el correcto funcionamiento.



Figura 3.9 - Bases maquinadas para las chumaceras.

3.4.3 Base de generador

Se fabricó una placa con las perforaciones en posición exacta para poder colocar el generador eléctrico, luego esta placa fue unida mediante soldadura a la base principal de la góndola.



Figura 3.10 - Base para colocación del generador eléctrico.

3.5 SISTEMA DE ORIENTACIÓN DE GÓNDOLA

3.5.1 Estructura de veleta

Para direccionamiento del aerogenerador se colocó una estructura de veleta, esta ayudara a que el rotor tome la dirección predominante de las ráfagas de viento y permita aprovechar al máximo la generación de energía.

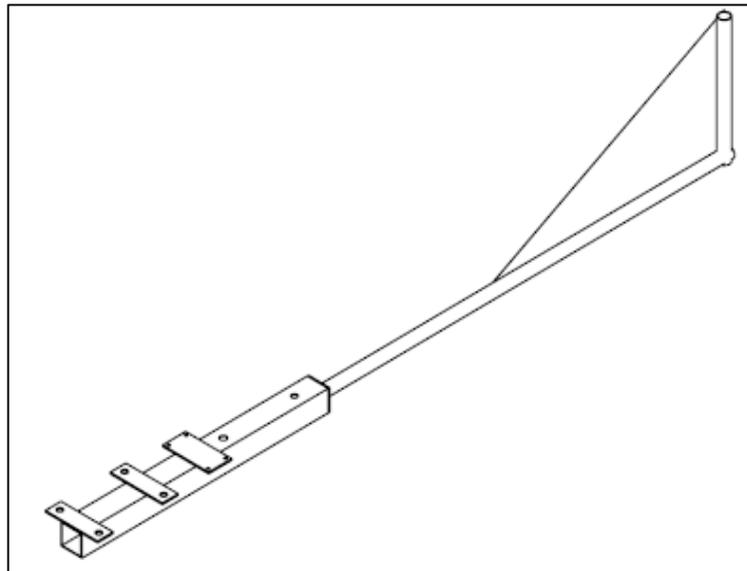


Figura 3.11 - Estructura de veleta unida a base principal.

3.5.2 Veleta

Para la construcción de este componente se utilizó tubo estructural circular de 1 pulg. Para la estructura de soporte y para el cuerpo de la veleta se usó lámina galvanizada la cual será unida al tubo de soporte.



Figura 3.12 - Estructura de soporte de veleta.



Figura 3.13 - Estructura unificada junto con veleta.

Es importante mencionar que, para la correcta fijación de este elemento en la base principal, se creó una tapa en la cual podrá descansar la estructura de la veleta.

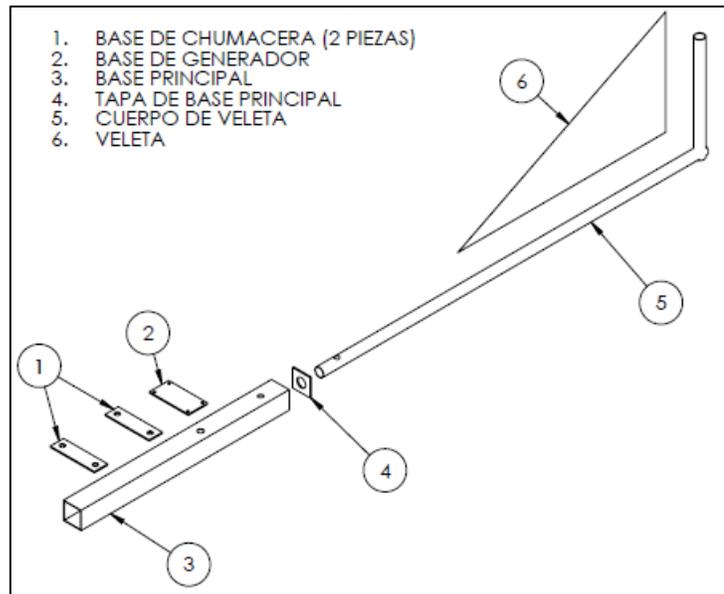


Figura 3.14 - Explosivo de partes de Base Principal y Veleta de dirección.

Se coloca un perno para sujetar la estructura de la veleta a la base principal. El perno colocado no está sometido a grandes esfuerzos ya que la veleta solo orienta el sistema de aerogenerador en dirección al viento.



Figura 3.15 - Agujero para colocación de perno de estructura de veleta.

3.6 BUJE

El buje es un elemento importante ya que permite la libre orientación del rotor del aerogenerador, según la dirección del viento. El buje consta de las siguientes partes:

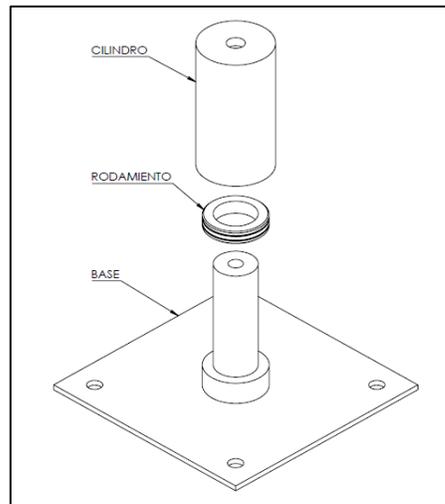


Figura 3.16 - Partes de buje.

3.6.1 Base

La base del buje está fabricada de con una placa de 3/16 pulg. de espesor, a la cual luego se le une un cilindro. Este cilindro es unido a la placa por medio de soldadura y servirá para colocar un rodamiento de carga axial sobre el cual girará toda la estructura de la góndola.



Figura 3.17 - Unión de placa, cilindro y rodamiento de carga axial.



Figura 3.18 - Unión de cilindro junto con rodamiento de carga axial.

3.6.2 Cilindro giratorio

Sobre la base, y apoyado en el rodamiento axial, se tiene un cilindro giratorio. Este permite transmitir toda la libertad de giro a la base principal. El cilindro giratorio esta maquinado de tal forma que ingrese justo sobre el cilindro de la base del buje.

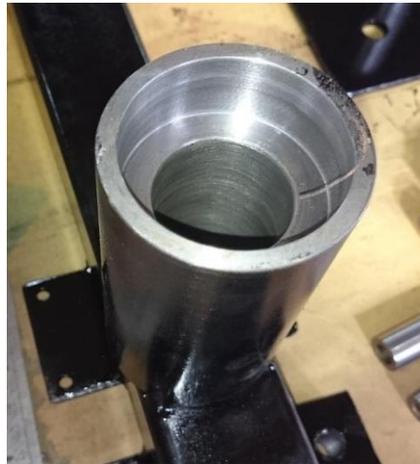


Figura 3.19 - Maquinado interno en parte inferior de cilindro giratorio.



Figura 3.20 - Unión de cilindro giratorio a la base principal usando soldadura.

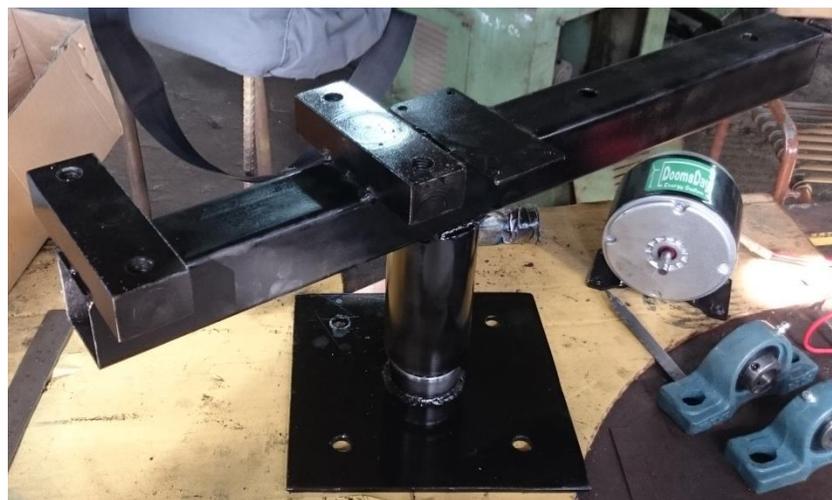


Figura 3.21 - Estructura de Buje ensamblada.

3.6.3 Pernos de la base del buje

La base del buje será unida a la base superior de la torre por medio de pernos. Para la construcción se utilizaron los siguientes pernos: M12X20.

3.7 COLECTOR

Con este dispositivo se pretende transferir la energía suministrada por el generador hacia la caja de control en la parte media de la torre; se utiliza el eje de un alternador el cual se conecta a la góndola giratoria dando así el mismo movimiento de todo este conjunto. Este eje posee dos anillos de cobre que están conectados a las terminales del generador y a su vez hacen contacto con un par de piezas conductoras fijas en la base superior, estas piezas conductoras son normalmente llamadas carbones. Los carbones están conectados a las terminales de la caja de control y así queda establecida la transmisión de energía.

En la figura 3.22 se muestra la pieza donde son colocados los carbones dejando vistas las terminales para realizar la conexión a la caja de control y en la figura 3.23 se muestra el eje del colector con los dos anillos de cobre, uno con la conexión al borne positivo del generador y otro al negativo.



Figura 3.23 - Colector.



Figura 3.22 - Carbones o escobillas para el colector.

3.8 TORRE

La construcción de la torre se divide en 2 partes esenciales, una es la parte central de la torre con sus accesorios y por otro lado los elementos que darán estabilidad y soporte.

3.8.1 Centro de la torre

Se elabora de forma sencilla y practica partiendo de un tubo estructural calibre 16, de 4 pulgadas de diámetro. En su base se suelda un recuadro de 40 cm por lado cuyo espesor de lámina es de 3/16 pulgadas. Que se posiciona directamente sobre el suelo con agujeros de ½ pulgada cerca de las esquinas

para la opción de poder empotrar la torre al piso. Como se muestra en la figura 3.24.



Figura 3.24 - Base de la torre con unión a los soportes horizontales.

Como se puede evidenciar en la figura, el tubo cuenta con 4 argollas perfectamente distribuidas a 90 grados para el acople con los tubos horizontales.

En la parte superior de la torre, se suelda otra placa para montar sobre ella la estructura de la góndola y su mecanismo de rotación de 360 grados. Dicha placa en la parte superior, tiene 20cm por lado. Con agujeros de $\frac{1}{2}$ pulgada para el acople entre torre y góndola.



Figura 3.25 - Forma de la punta de la torre, con base para góndola.

Finalmente, para acoplar los soportes diagonales a una distancia de 1.46m desde las argollas inferiores hacia arriba, se coloca 4 argollas distribuidas a 90 grados y bien alineados con las inferiores. Que dicho ensamble se observa en la figura.



Figura 3.26 - Unión de soportes a las argollas superiores.

3.8.2 Soportes laterales

La torre en principio se debía de instalar empotrada directamente hacia el piso, pero por motivos ajenos al grupo que presenta este trabajo de grado se realizó un pequeño cambio en la base de la torre. La cual contempla 4 barras en diagonal que sirven como soportes o puntales y 4 barras horizontales de apoyo como se muestran en la figura.

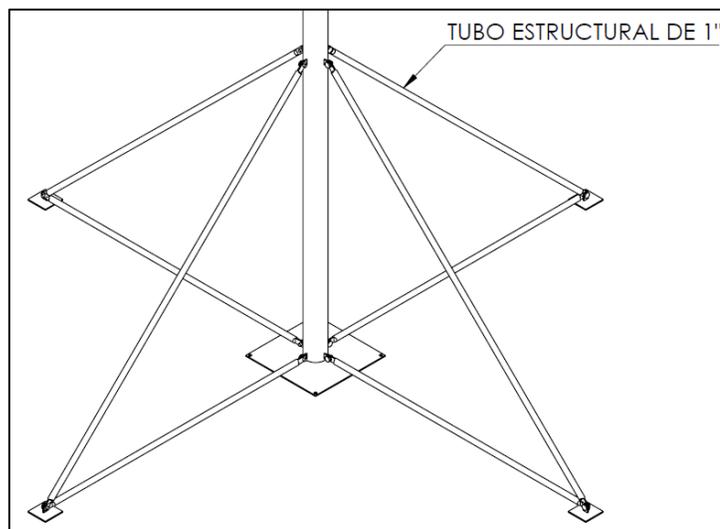


Figura 3.27 - Barras de soporte diagonal y horizontal de la torre.

3.8.2.1 Barras diagonales

Para la elaboración de estas barras se toma tubo estructural de 1 pulgada de diámetro, luego se corta en piezas de 2.1m de longitud, luego se calienta aproximadamente 3 pulgadas para poder aplastar 2 pulgadas y formar una especie de platina en los extremos. En estos extremos se perforan agujeros de $\frac{1}{2}$ pulgada a $\frac{1}{2}$ pulgada desde el extremo de los tubos a ambos lados.

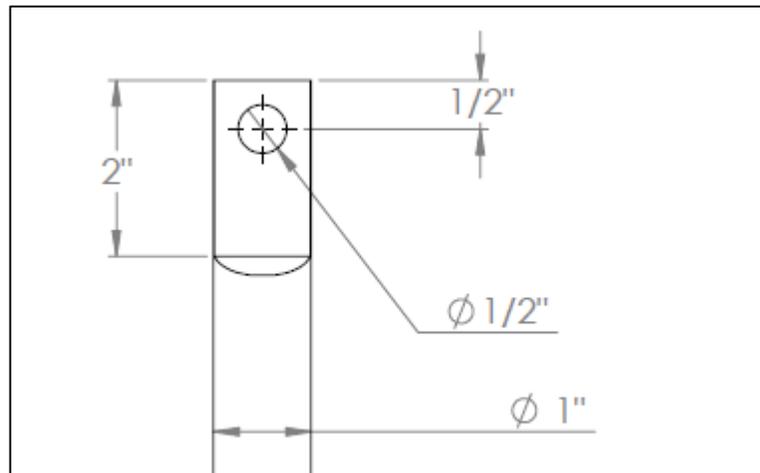


Figura 3.28 - Aplastamiento en las puntas de los tubos.

3.8.2.2 Barras horizontales

Se toma un tubo estructural, es decir en la presentación del mercado local en 6m de longitud, y se cortan 4 tubos de longitud 1.5m a los que se utilizan como soportes de apoyo para las barras diagonales que sirven como puntales para mantener a la torre fija en posición vertical.

Luego de cortar los tubos se debe calentar los extremos, aproximadamente 3 pulgadas porque se necesita aplastar 2 pulgadas de tubo para poder formar una especie de placa donde se perfora un agujero de $\frac{1}{2}$ pulgada a $\frac{1}{2}$ desde el borde para el perno de fijación en ambos extremos como lo muestra la figura.

3.8.2.3 Apoyos

Para dar más estabilidad a los soportes o puntales de la torre se le hace una especie de zapata que sirve de apoyo y que básicamente es un recuadro de

lámina de acero de 3/16 pulgada cuya dimensión es de 10cm por lado, con una argolla como se muestra en la figura 3.29.

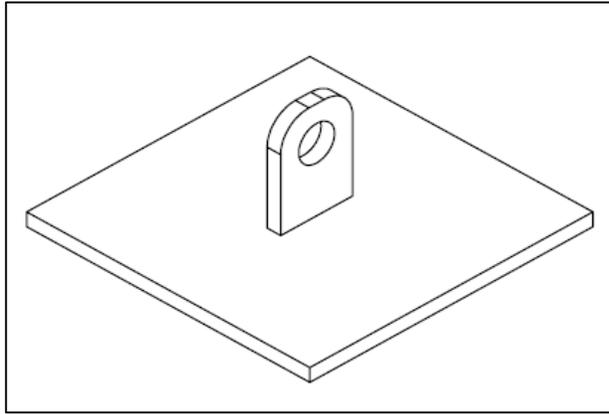


Figura 3.29 - Base para dar estabilidad a la torre.

La forma de la argolla viene en las mismas medidas que las puntas de los tubos, es decir, con un agujero de 1/2 pulgada ubicado a 1/2 pulgada desde el borde. Para que el ensamble en los extremos de las barras de soporte se vea de la forma mostrada en la figura.

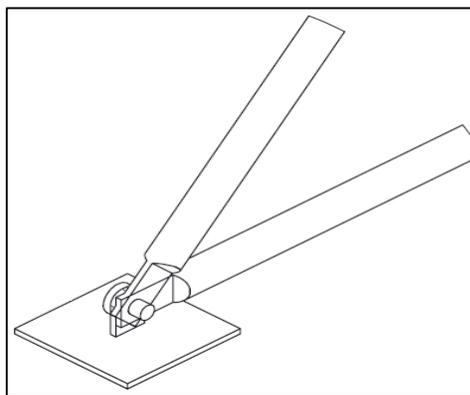


Figura 3.30 - Forma de ensamblar los soportes a la pata de apoyo.

Finalmente, el resultado del ensamble de los tubos de soporte y de las zapatas para estabilidad es como lo muestra la figura.



Figura 3.31 - Ensamble final de los soportes horizontales junto a los verticales.

3.8.2.4 Cables tensores

Finalmente, al colocar la torre en su lugar y anclarla al piso, se sujeta de la parte más alta con unas argollas y cables tensores hacia el piso a cierta distancia para evitar movimientos de la punta de la torre generador por la fuerza del viento.

Tensor con su debido guarda cabos, y los cables con sus debidos cepos sujetan la torre de la parte superior en angulos de aproximadamente 35° respecto a la horizontal, y cuyas direcciones por conveniencia fueron los puntos cardinales Este, Oeste, Norte y Sur. Ya que se aprovecharon en esas direcciones unas argollas incrustadas en el piso de otros trabajos previos.



Figura 3.32 - Tensor y cable de la torre.

3.8.3 Pernos

Respecto a los pernos todos los involucrados en el ensamble de la torre, barras de soporte y pata de apoyo para estabilidad, son pernos M12X30, con arandelas planas solamente. No se considera arandela de presión ya que son elementos de máquina que no están en constante vibración mecánica.

Para el anclaje de la torre hacia en suelo se utiliza 4 anclas expansivas de 3/8X2pulg. Dichas anclas se les coloca pegamento de anclaje y de fraguado rápido, luego colocado los pernos de 3/8X3pulg como se muestra en la figura.



Figura 3.33 - Base de la torre y anclaje al piso.

3.9 RODAMIENTOS

3.9.1 Rodamientos para carga radial

Al finalizar la etapa de diseño y bajo el criterio de selección de rodamientos se opta por fines prácticos que se deberá instalar en la góndola no simples rodamientos de bola, sino que adecuadas chumaceras clasificación UCP o SY. adecuadas para instalar en bancada como la que se muestra en la figura 3.34.

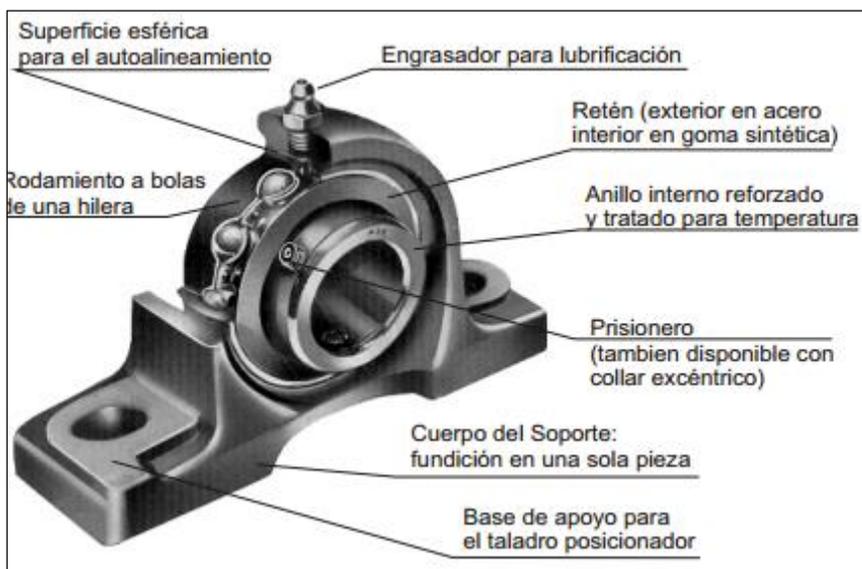


Figura 3.34 - Rodamiento clasificación UCP para carga radial.

3.9.2 Rodamientos para carga axial

En la base de la góndola se instala un rodamiento adecuado para soportar cargas axiales, y favorecer el movimiento de la góndola en función de la dirección del viento con la menor resistencia posible. Así entonces el rodamiento es de agujas clasificación AXK como el mostrado en la figura 3.35.



Figura 3.35 - Rodamiento clasificación AXK para carga axial.

3.10 GENERADOR

El generador es un elemento del diseño que no se construye, más bien se selecciona, por lo que de un catálogo muy amplio de generadores tanto de corriente alterna como de corriente directa se opta por un generador de corriente directa de imanes permanentes, de 300W pico máximo.

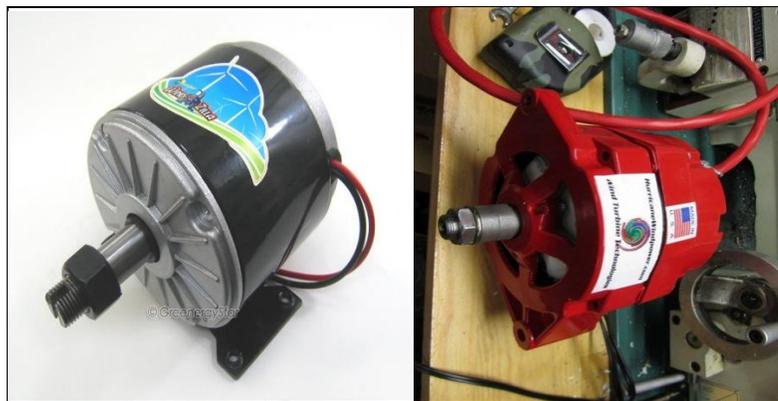


Figura 3.36 - A la izquierda un generador de imanes permanentes. A la derecha un generador de corriente alterna.

Lo que hace grandioso este tipo de generadores es su tamaño y a la vez la cantidad de energía que este puede producir debido a su singular característica de poseer imanes de Neodimio. Estos imanes se caracterizan por tener una fuerza de atracción muy superior a los imanes convencionales ferríticos. Una bondad del generador seleccionado es que puede conectarse a sistemas que operan a 12V o 24V.

Existen diversas compañías a nivel mundial que fabrican y distribuyen estos tipos de generadores de baja potencia, por lo que se importan hacia El Salvador.



Figura 3.37 - Generador de imanes permanentes seleccionado.

3.11 CONTROL

Desde el generador de corriente DC, en lo alto de la torre se conduce la energía generada mediante unos conductores eléctricos tipo vúlcan TSJ14X2 hacia un punto destinado como punto de pruebas, ubicado a 1.6m desde el suelo para que sea de fácil acceso por cualquier estudiante de estatura promedio. En dicho punto se destina una caja plástica tipo NEMA para empalmes que sirve para contener una bornera en su interior en la cual se podrá tener acceso y colocar diferentes cargas con fines didácticos, que a la vez sirve para medir voltajes y corriente generada con suma facilidad. La caja se muestra a continuación en la figura 3.38.



Figura 3.38 - Caja con bornera para pruebas.

Finalmente, el aspecto del aerogenerador ensamblado es el siguiente:



Figura 3.39 - Aerogenerador ensamblado e instalado.

CAPITULO IV – PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con el aerogenerador instalado, se realizan las pruebas necesarias para dejar plasmado un resultado real y corroborar que la teoría del diseño de la máquina es correcto; el objetivo primordial es que la hélice absorba parte de la energía cinética del flujo de la masa del viento, para luego convertirlo en primera instancia en energía mecánica y después realizar una segunda conversión de energía de energía mecánica a eléctrica. Dado el diseño del aerogenerador, la energía eléctrica se obtiene como valores de corriente directa y su respectivo voltaje.

Las pruebas consisten en la toma de datos simultáneamente, ellos son: velocidad del viento a la altura del área de barrido de la hélice del aerogenerador, voltaje generado, revoluciones por minuto del eje del aerogenerador y el tiempo transcurrido desde que se inicia hasta que finaliza la toma de datos.

Como primer punto el tiempo definido para toma de datos es de tres horas, realizando las pruebas un día cualquiera de dos pasados meridianos hasta cinco pasados meridianos. Para conocer la velocidad del viento se utiliza el anemómetro mostrado en la figura 4.1 y para medir el voltaje generado se utiliza el multímetro mostrado en la figura 4.2.



Figura 4.1 - Anemómetro utilizado.

La velocidad a la que gira el eje de la hélice se estima de una forma empírica siguiendo un procedimiento sencillo; en primer lugar, se marca una hélice con pintura o cualquier otro distintivo que no afecte su funcionamiento y se elige un punto de referencia con respecto a dicha marca, luego se cuentan las veces que pasa dicha marca por el punto fijo de referencia en un minuto dando como resultado las rpm aproximadas. Es necesario mencionar que este dato obtenido se debe multiplicar por diez para conocer las rpm a las que trabaja el aerogenerador debido a la transmisión multiplicadora.

El primer juego de datos está formado por las rpm del eje del rotor y el voltaje generado, de todos los datos disponibles se eligen diez de forma representativa para poderlos mostrar. Los datos se muestran en la tabla 4.1 y su respectivo gráfico en la figura 4.3.



Figura 4.2 - Multímetro utilizado para medir voltaje.

Se logra visualizar que la tendencia del gráfico de este juego de datos es característico de un aerogenerador de imanes permanentes, por lo que se comprueba que efectivamente se ha colocado el generador propuesto en el capítulo de diseño.

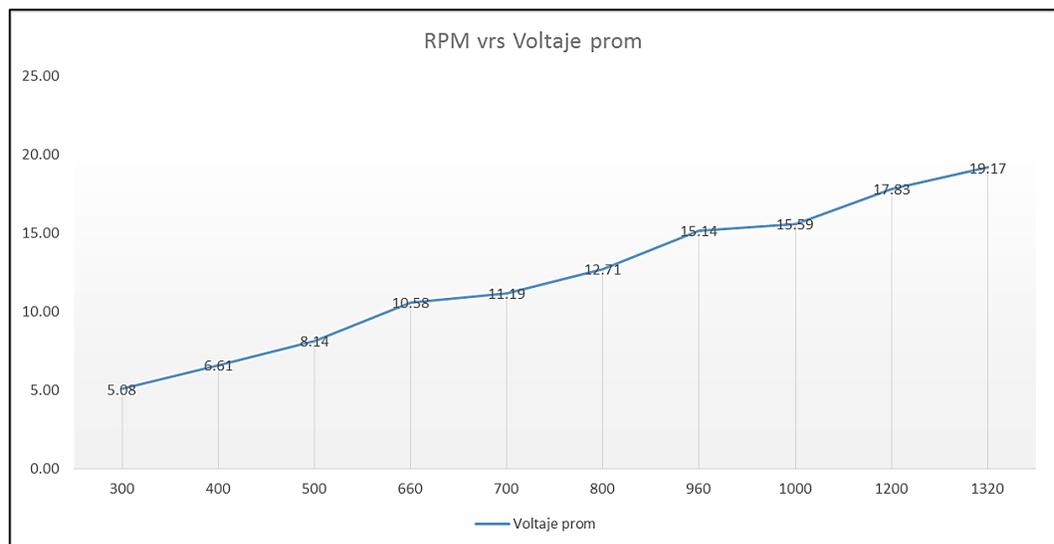


Figura 4.3 - Gráfico RPM vrs. voltaje promedio.

Tabla 4.1 - Cuadro resumen de las pruebas realizadas.

No prueba	RPM de las hélices	Relación de transmisión	RPM del generador	Voltaje prom.
1	30	10	300	5.08
2	40	10	400	6.61
3	50	10	500	8.14
4	66	10	660	10.58
5	70	10	700	11.19
6	80	10	800	12.71
7	96	10	960	15.14
8	100	10	1000	15.59
9	120	10	1200	17.83
10	132	10	1320	19.17

Para el segundo juego de datos se toma como base la velocidad del viento durante el tiempo en que se realizan las pruebas y mediante expresiones matemáticas se encuentra la potencia ideal y la potencia corregida mediante el Teorema de Betz.

Estos datos se muestran en la tabla 4.2 y 4.3; en la figura 4.4 se muestra la distribución de la velocidad del viento en el lapso de pruebas y en la figura 4.5 se obtiene la potencia generada en el mismo lapso de tiempo.

Tabla 4.2 - Información extra utilizada.

Fecha:	12/05/2017		Área Rotor (m²)	3.1416
Hora:	2:00 p.m.		$P_0 = A_R \frac{\rho}{2} v_1^3$	
duración:	3 horas de mediciones			
Densidad Aire	1.22	Kg/m ³		
Diámetro rotor	2	m.		

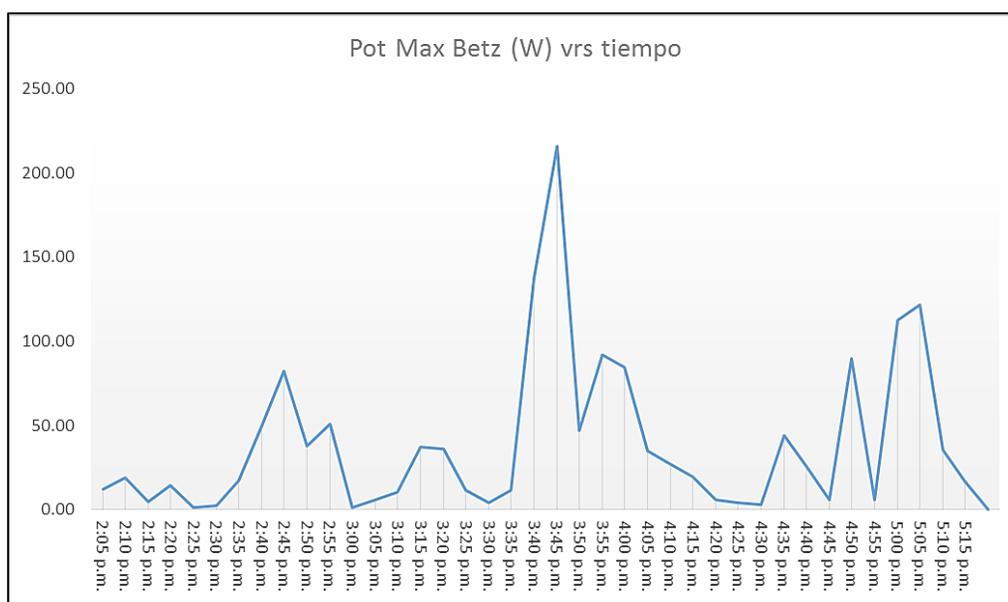


Figura 4.4 - Grafico Potencia max. Betz vrs. tiempo.

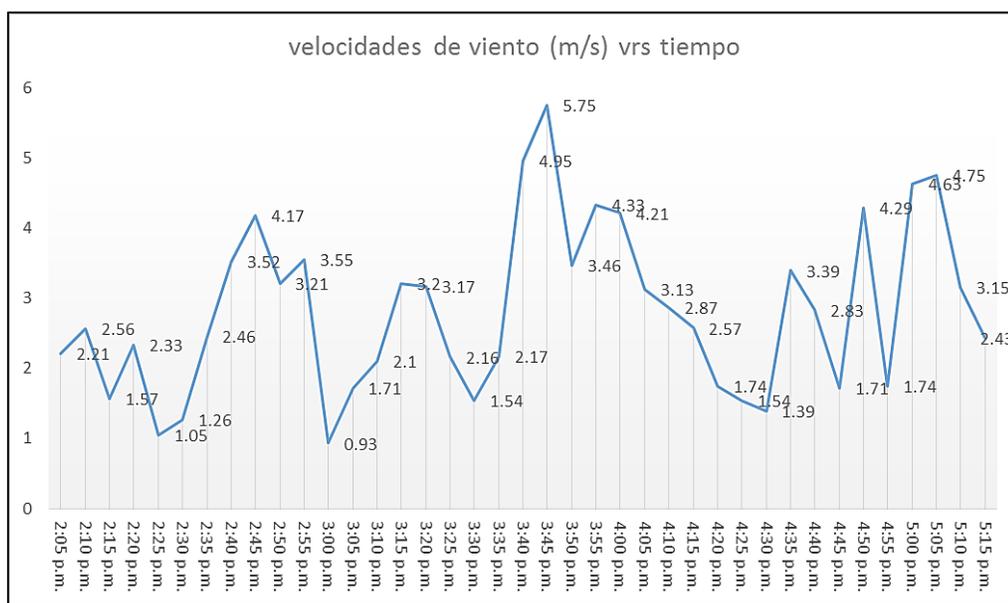


Figura 4.5 - Velocidad de viento vrs tiempo.

La distribución del flujo de viento lógicamente es variable y por lo tanto la potencia generada igual, se visualiza que la tendencia del gráfico es similar en ambas figuras y los valores son cercanos a los estimados en la etapa de diseño. Por lo tanto, se confirma que el aerogenerador cumple con lo previsto y la prueba es exitosa.

Para finalizar el capítulo se construye un gráfico de potencia versus velocidad de viento. Los datos se muestran en la tabla 4.4 y el gráfico resultante en la figura 4.6.

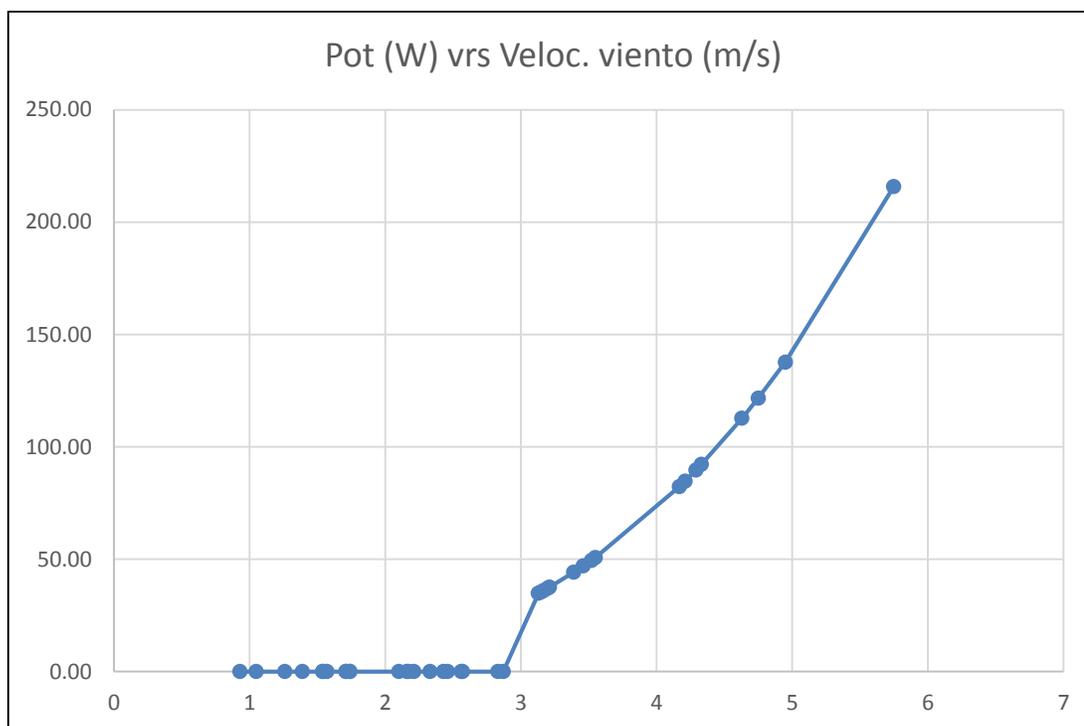


Figura 4.6 - Potencia vrs velocidad viento.

La tendencia, como se esperaba, es correcta para un aerogenerador debido a que la potencia varía de acuerdo a una relación cúbica con el viento ($P \propto v^3$). En el Anexo C se puede muestra una curva típica de potencia para un aerogenerador de eje horizontal, la cual podemos comparar con la obtenida.

Tabla 4.3 - Tabulación Velocidad viento vrs potencia gen.

Vel. viento V1(m/s)	Potencia (W)	Vel. viento V1(m/s)	Potencia (W)
0.93	-	2.83	25.74
1.05	-	2.87	26.85
1.26	-	3.13	34.82
1.39	3.05	3.15	35.5
1.54	4.15	3.17	36.18

1.54	4.15	3.2	37.21
1.57	4.39	3.21	37.56
1.71	5.68	3.39	44.24
1.71	5.68	3.46	47.04
1.74	5.98	3.52	49.53
1.74	5.98	3.55	50.81
2.1	10.52	4.17	82.35
2.16	11.44	4.21	84.74
2.17	11.6	4.29	89.66
2.21	12.26	4.33	92.19
2.33	14.36	4.63	112.71
2.43	16.3	4.75	121.71
2.46	16.91	4.95	137.74
2.56	19.05	5.75	215.89
2.57	19.28		

CONCLUSIONES

- La selección del perfil aerodinámico y diseño de la hélice es un proceso que debe de realizarse con mucho cuidado y depende del diseñador el orden a seguir para la selección de parámetros y variables. Es importante recalcar que el procedimiento de diseño del aerogenerador tuvo una modificación en cuanto al proceso recomendado en la bibliografía, tomando como factor predominante las limitantes de inversión económica para la construcción, se inició el proceso de diseño con la selección de un diámetro del rotor y así desde ese punto, partir para obtener los otros parámetros de diseño la hélice, sin embargo, el proceso de diseño normal que recomienda la bibliografía, comenta que inicialmente, se deben seleccionar los factores de hélice para terminar obteniendo el diámetro del rotor, sin embargo, a pesar de esta modificación al proceso, se concluye que el método de diseño fue exitoso debido a que el perfil aerodinámico de las hélices funcionó satisfactoriamente con las velocidades de viento para las que fueron diseñadas.
- Se realizaron pruebas de funcionamiento en el aerogenerador, tratando de tomar mediciones de velocidad de viento cerca del rotor, velocidad de giro del rotor y voltaje en el generador eléctrico y se obtuvieron datos bastante aceptables para el diseño que se ha realizado. Es lógico que algunos datos no serán del todo comparables con una maquina eólica de fabricante, sin embargo, se pudo concluir que el aerogenerador diseñado si cumplió con la relación básica que explica que la potencia generada varía de acuerdo a una relación cubica con el viento.

- La elaboración de las hélices y su perfil aerodinámico no es accesible en cuanto a costos y método constructivo en El Salvador. Se hicieron cotizaciones y debido a la escasez de fabricantes y sus precios elevados, se decidió realizar un método de fabricación más económico por medio de cortes transversales laser en madera y su posterior unión y recubrimiento con fibra de vidrio.
- Con respecto al método constructivo de las hélices, se puede perfeccionar el mismo haciendo uso correcto del recubrimiento de fibra de vidrio y masilla sobre los perfiles transversales de madera. Todos estos en general son livianos, y con un acabado fino, promueven un mejor aprovechamiento del viento sobre el rotor.
- Al momento de seleccionar un generador eléctrico para este tipo de máquinas, es importante considerar la eficiencia del mismo y el tiempo de entrega.

RECOMENDACIONES

-El método de construcción de la hélice resultó ser relativamente accesible en el tema económico comparado con métodos más sofisticados, entre ellos maquinado CNC o fundición, obteniendo un elemento sólido y de buena resistencia mecánica; sin embargo, el método constructivo utilizado tiene algunas carencias por lo que es imperativo realizar pruebas más exhaustivas para poder perfeccionar la técnica de construcción. Es casi imposible que cada pala que conforma una hélice se obtenga con igual peso o dimensiones, lo cual a simple vista lo son, pero en realidad no y se tiene como resultado desbalance estático inicial y desbalance dinámico cuando la hélice está en funcionamiento; a pesar que este problema se puede corregir hasta cierto punto posteriormente, pero lo recomendable es que no sea demasiado elevado el grado de desbalance de la hélice. El factor principal de este inconveniente es la gran cantidad de piezas que conforman una sola pieza, 140 piezas para una sola pala de la hélice. Para concluir se recalca la necesidad de realizar un número mayor pruebas para perfeccionar la técnica de construcción de la hélice y sistematizar dicho proceso.

-Los materiales que se utilizaron para la construcción de la hélice fueron apropiados por su bajo peso y fácil manejo; las cantidades utilizadas de material adherente y recubrimiento no fueron medidas en esta ocasión, pero se hace notar que de haberlo hecho incide positivamente en el resultado. Es una gran apuesta para un trabajo futuro estudiar la posibilidad de utilizar diferentes tipos de materiales más livianos, de mejor manejo y que cumplan con la exigencia de esfuerzos a los que serían sometidos. Cuidando parámetros como la inercia rotacional.

-En cuanto al mecanismo multiplicador de revoluciones se recomienda utilizar engranes helicoidales y no engranes rectos como se han utilizado en el aerogenerador construido, esta mejora daría como resultado una transmisión más suave y mayor facilidad para el arranque del rotor. Además, añadir una carcasa específicamente para la transmisión y así tener lubricación constante.

-También se sugiere reubicar el dispositivo colector dentro de la misma góndola para que el buje sea una sola pieza y poder desmontar más fácilmente. Esto proporciona un mejor acceso a los carbones deslizantes para el colector y la seguridad de la torre se ve mejorada.

-En la ubicación actual del aerogenerador existen otros dispositivos captadores de diferentes formas de energía, las transforman en energía eléctrica y es transmitida a un acumulador; lo anterior se menciona como un punto importante para un trabajo futuro ya que el aerogenerador construido se encuentra aislado de las demás máquinas captadoras de energía y no posee un acumulador de energía. La naturaleza de esta máquina se ve incompleta si la energía generada no tiene un dispositivo que la aproveche.

GLOSARIO DE TERMINOS

1. **Amaine:** La palabra amaine procede del catalán *amainar*, la cual significa “perder fuerza”. Por ejemplo: *amaine el viento* = pérdida de la fuerza del viento.
2. **Anemómetro:** Instrumento para medir la velocidad de circulación de un fluido gaseoso, en especial del viento.
3. **Anticiclones:** Es el descenso de una masa de aire debido a que está más fría que el entorno. Se produce cuando el aire desciende por enfriamiento, aumenta la presión, y la pérdida de temperatura es mayor en las capas bajas que en las altas.
4. **Barlovento:** Dirección desde la cual llega el viento.
5. **Borde de ataque:** Borde delantero del ala de un avión o perfil aerodinámico, donde el flujo de aire toma 2 direcciones, hacia el extradós e intradós.
6. **Borde de salida:** Borde trasero del ala de un avión o perfil aerodinámico, donde los flujos de aire proveniente del extradós e intradós se unen nuevamente.
7. **Carretera CA-2:** Carretera del Litoral. Es la segunda carretera más importante de El Salvador.

- 8. CEL:** siglas de Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa.
- 9. Celdas Hadley:** Circulación cerrada de los vientos en la atmósfera terrestre que domina la circulación global atmosférica en las latitudes ecuatoriales y tropicales.
- 10. Ciclones (depresiones):** En meteorología, ciclón usualmente suele aludir a vientos intensos acompañados de tormenta, aunque también designa a las áreas del planeta en las cuales la presión atmosférica es baja. En esta segunda definición se puede considerar totalmente opuesto al anticiclón.
- 11. Cubo:** Es una pieza del rotor donde se conectan las palas o hélices a un eje.
- 12. Darrieus:** Aerogenerador de eje vertical construidos con alas de perfil simétricos de alto rendimiento. Generalmente tienen de dos a tres palas, que pueden ser verticales, inclinadas o “dobladas” en forma de semicírculo o de parábola.
- 13. Decibelio (dB):** Es una unidad que se utiliza para medir la intensidad del sonido y otras magnitudes físicas.
- 14. El ecuador:** El ecuador terrestre, es el plano perpendicular al eje de rotación de un planeta y que pasa por su centro. Divide la superficie del planeta en dos partes, el hemisferio norte y el hemisferio sur. Por su definición, es la latitud 0°.

- 15. Estela:** Rastro en el aire que deja tras de sí un cuerpo en movimiento. Turbulencia aguas abajo, generada por el movimiento de un perfil aerodinámico.
- 16. Extradós:** Parte superior curva del ala de un avión o de un perfil aerodinámico donde se crea una zona de baja presión estática y mayor velocidad del aire.
- 17. Fatiga de materiales:** En ciencia de los materiales, se refiere a un fenómeno por el cual la rotura de los materiales se da bajo cargas dinámicas cíclicas con mayor facilidad, que con cargas estáticas. Hace referencia al debilitamiento del material producto de las constantes variaciones de la carga.
- 18. Fuerza de Coriolis:** Un objeto, al desplazarse sobre cualquier sistema que rota sufre una aceleración adicional producida por una "fuerza" perpendicular al movimiento. El resultado que provoca esta "fuerza-aceleración" al objeto es una desviación de su recorrido que da lugar a una trayectoria curva.
- 19. HAWT:** Siglas en ingles de "Horizontal-Axis Wind Turbines" (turbinas de eje horizontal).
- 20. Intradós:** Parte inferior del ala de un avión o de un perfil aerodinámico donde se crea una zona de alta presión estática y menor velocidad del aire.
- 21. Laboratorio SIG:** Laboratorio de Sistemas de Información Geográfica.
- 22. MARN:** Siglas de Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

23. Monzones: Es un viento estacional que se produce por el desplazamiento del cinturón ecuatorial. En verano los vientos soplan de sur a norte, cargados de lluvias. En invierno, son vientos del interior que vienen secos y fríos.

24. MSNM: Siglas de Metros Sobre el Nivel del Mar.

25. MSNS: Siglas de Metros Sobre el Nivel del Suelo.

26. Movimiento laminar: movimiento de aire ordenado donde las líneas de flujo son paralelas.

27. Movimiento turbulento: Movimiento en el cual los hilos o líneas de aire se mezclan.

28. NACA: Siglas en inglés de National Advisory Committee of Aeronautics (Comité consejero nacional para la aeronáutica), de los Estados Unidos.

29. Nacelle: Termino francés que significa góndola, y es una carcasa aerodinámica o envoltura exterior de un motor de avión o aerogenerador.

30. NRECA: Siglas en inglés de National Rural Electric Cooperative Association (Asociación nacional de cooperativas eléctricas rurales).

31. NREL: Siglas en inglés de National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio nacional de energías renovables), de los Estados Unidos.

- 32. Offshore:** Término en inglés para referirse a *marino* o a poca distancia de la costa.
- 33. Orografía:** Parte de la geografía física que se encarga del estudio, descripción y representación del relieve terrestre.
- 34. Perfil bicóncavo:** Perfil aerodinámico donde el intradós y el extradós son cóncavos.
- 35. Perfil biconvexo:** Perfil aerodinámico donde el intradós y el extradós son convexos.
- 36. Perfil plano-convexo:** Perfil aerodinámico donde el intradós es plano y el extradós es convexo.
- 37. Ráfagas:** Golpe de vientos violentos y de poca duración.
- 38. Savonius:** Tipo de turbina eólica de eje vertical usadas para convertir el poder del viento en torsión sobre un eje rotatorio. Fueron inventadas por el ingeniero finlandés Sigurd J. Savonius en el año 1922.
- 39. Sotavento:** Referencia a la dirección hacia dónde va el viento y que es contrario a barlovento que es de donde viene el viento.
- 40. SWERA:** Siglas en inglés de Solar and Wind Energy Resource Assessment (Evaluación Solar y de Recursos de Energía Eólica).

- 41. Torres NRG:** Torres construidas por la firma norteamericana “NRG Energy”.
- 42. TSR:** Siglas en ingles de Tip-Speed-Ratio que hace referencia a la relación de velocidad periférica o específica, se representa también con la letra griega lambda.
- 43. UCA:** Siglas de Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”.
- 44. UPES:** Siglas de la Universidad Politécnica de El Salvador.
- 45. VAWT:** Siglas en inglés de “Vertical-Axis Wind Turbines” (turbinas de eje vertical).
- 46. Vientos Alisios:** Los vientos alisios soplan de manera relativamente constante en verano (hemisferio norte) y menos en invierno. Circulan entre los trópicos, desde 30-35° de latitud hacia el ecuador (latitud 0°).
- 47. Wind shear:** Terminio en inglés con el que se hace referencia a la cizalladura del viento.
- 48. Yuxtapuesto:** Posición de una cosa junto a otra o inmediata a ella sin superposición ni nexo de unión.

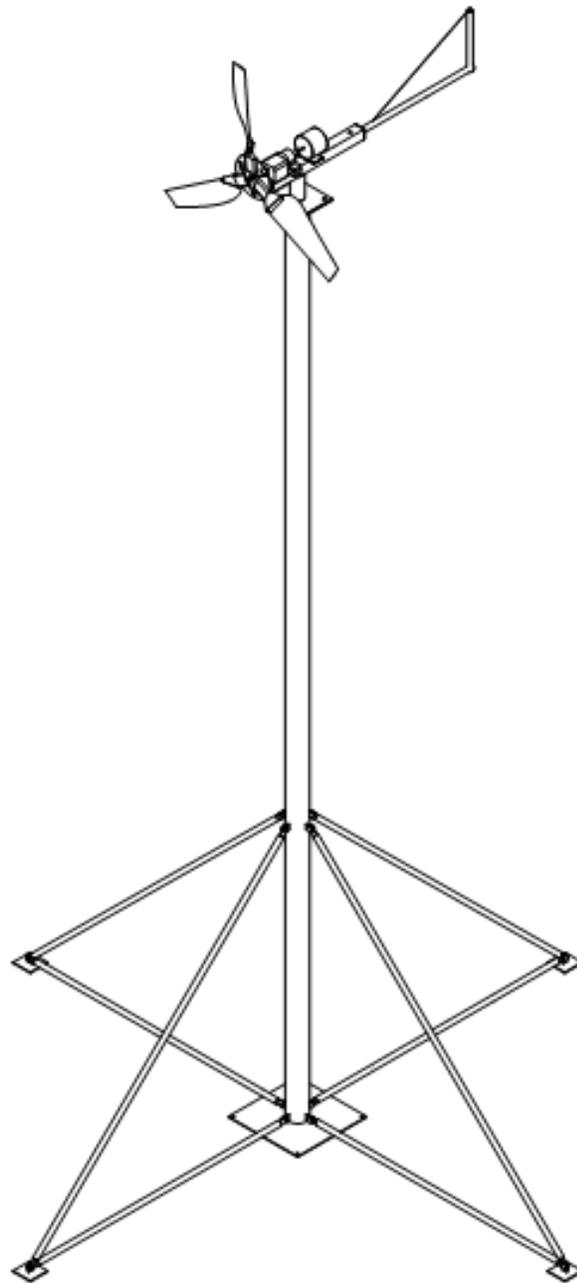
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] The World Wind Energy Association (2014). *2014 Half-year Report*. WWEA. pp. 1–8.
- [2] “Eólica mundial instaló 50 GW en 2014, que llegó a 370 GW, por José Santamarta”. REVE (Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico). 6 de febrero de 2015.
- [3] REN21 (2011). “Renewables 2011: Global Status Report”
- [4] *El sistema eléctrico español 2014*. Red Eléctrica de España. 24 de junio de 2015. p. 11.
- [5] “Onshore wind to reach grid parity by 2016”, BusinessGreen, 14 November 2011.
- [6] Procesos termosolares, Energía eólica, Pedro Fernández Díez.
- [7] Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador, proyecto SWERA.
- [8] Demostración de la Ley de Betz. Artículo digital publicado por Asociación Danesa de la industria Eólica. Mayo 2003.
- [9] Una revisión de la Ley de Betz. Recopilación por Francesc Borrell. Enero 2013.

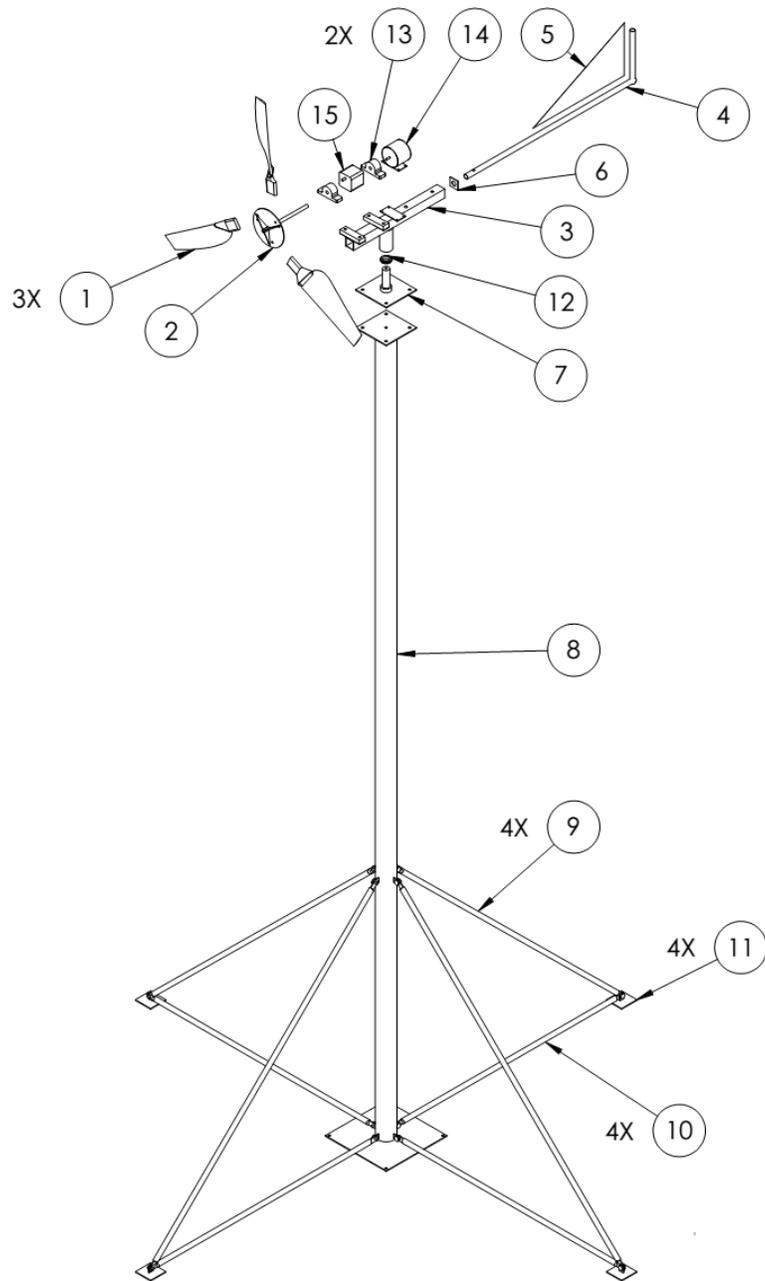
- [10] Burton, T., Sharpe, D. Jenkins, N., y Bossanyi, E. (2001). Wind energy handbook. West Sussex, England: John Wiley & Son.
- [11] Fernández, P. (2003). Energía eólica. Santander, España: Editorial de la escuela de Ing. Industriales de la Universidad de Cantabria.
- [12] Manwell, J. McGowan, J. y Rogers A. (2009). Wind energy explained. Theory, desing and application. West Sussex, England: John Wiley & Son.
- [13] Mathew, S. (2006). Wind energy. Fundamentals, resourse analysis and economics. Netherlands: Springer.

ANEXO A - Planos

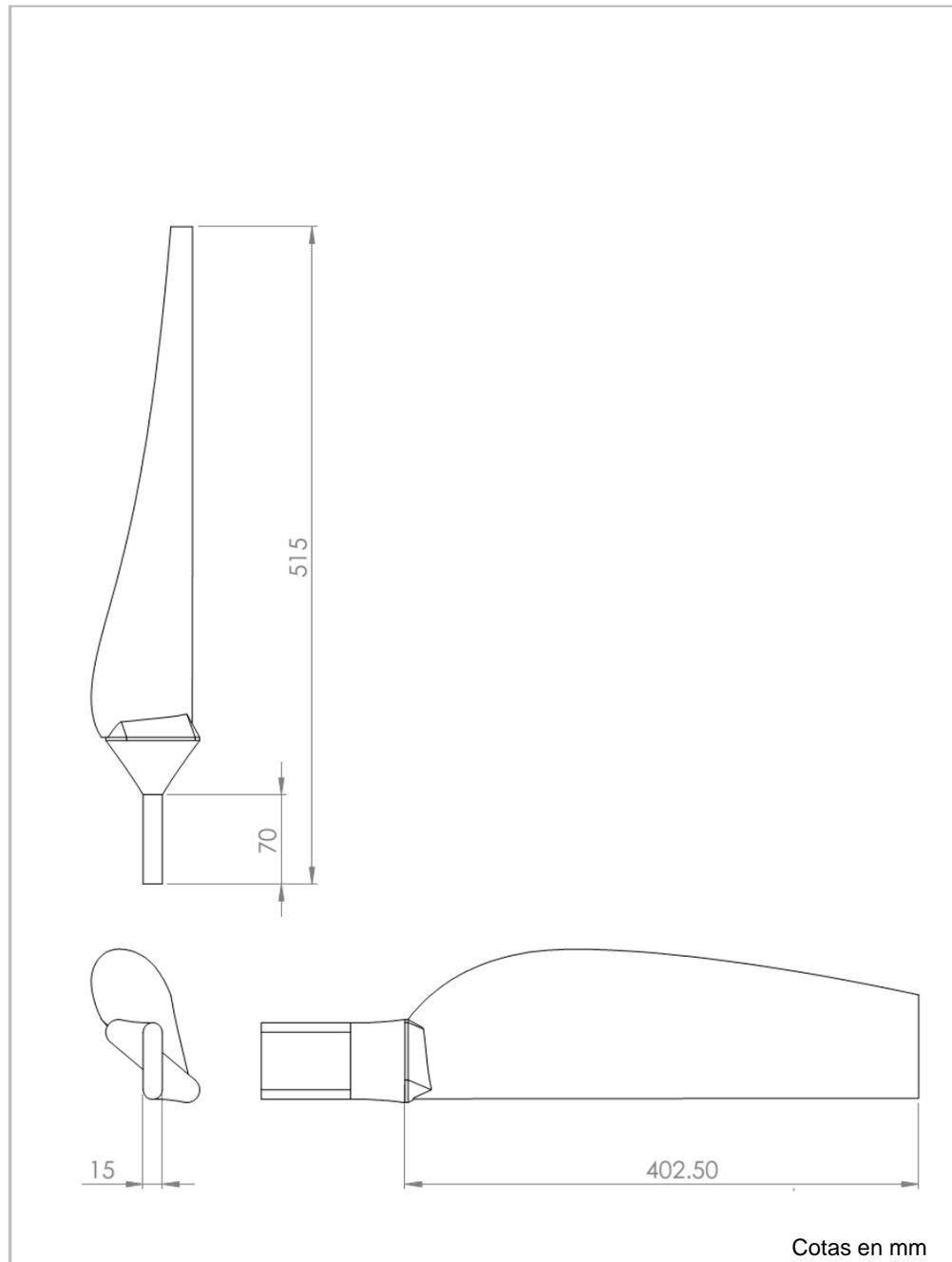
Aerogenerador	1/13
Aerogenerador, vista explosiva	2/13
Hélice	3/13
Rotor	4/13
Base giratoria	5/13
Cuerpo de veleta	6/13
Veleta	7/13
Tapa de guía de veleta	8/13
Base de buje	9/13
Torre	10/13
Barra diagonal de apoyo	11/13
Barra horizontal de apoyo	12/13
Apoyo de torre	13/13



	FECHA	NOMBRE	UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIBUJADO	2017	-	
COMPROBADO	2017	ING. LUIS SALALÁ	
ESCALA 1:22	AEROGENERADOR		PLANO 1/13 MECÁNICA

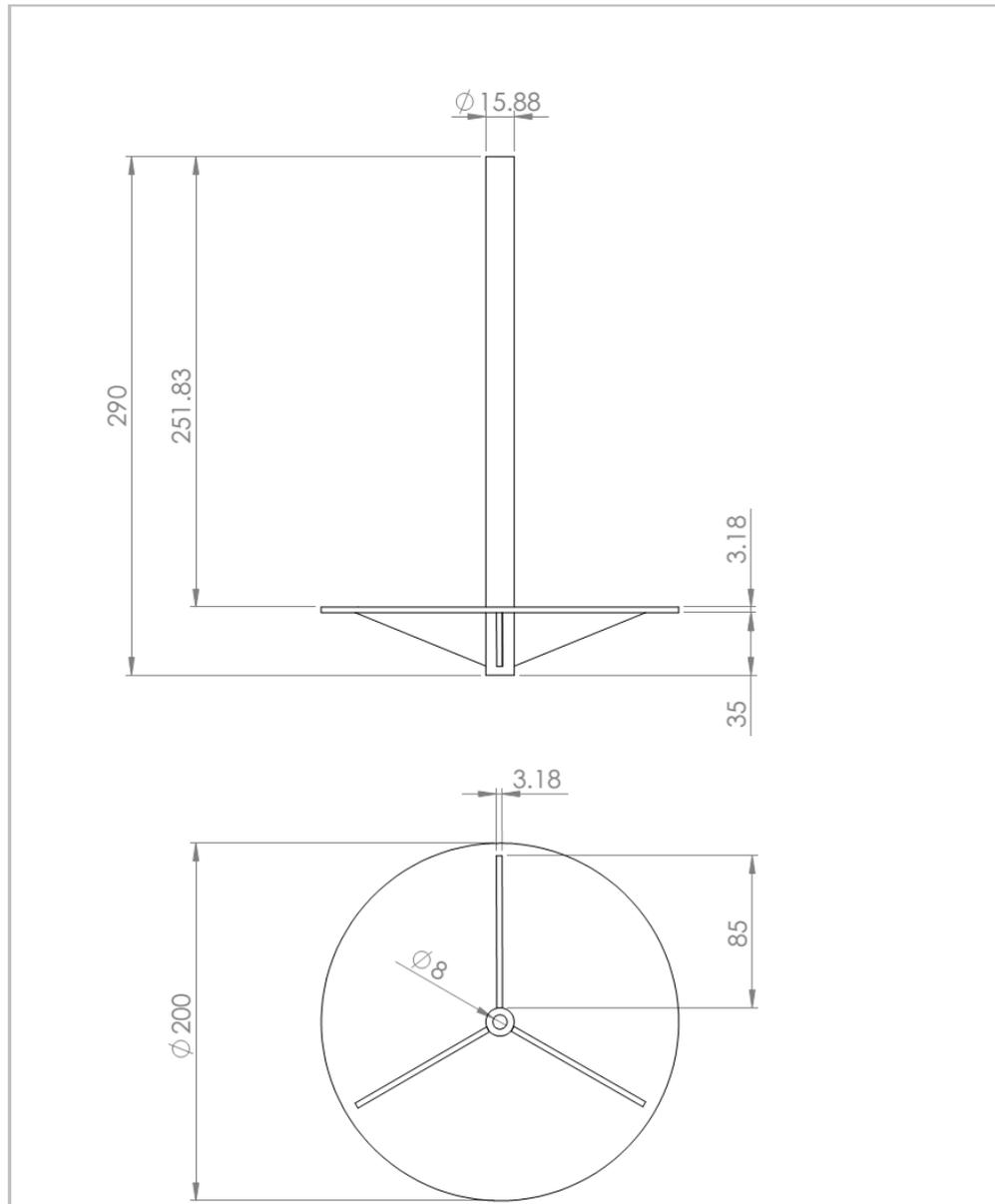


	FECHA	NOMBRE	UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIBUJADO	2017	-	
COMPROBADO	2017	ING. LUIS SALALÁ	
ESCALA 1:25	AEROGENERADOR - VISTA EXPLOSIVA		PLANO 2/13
			MECÁNICA



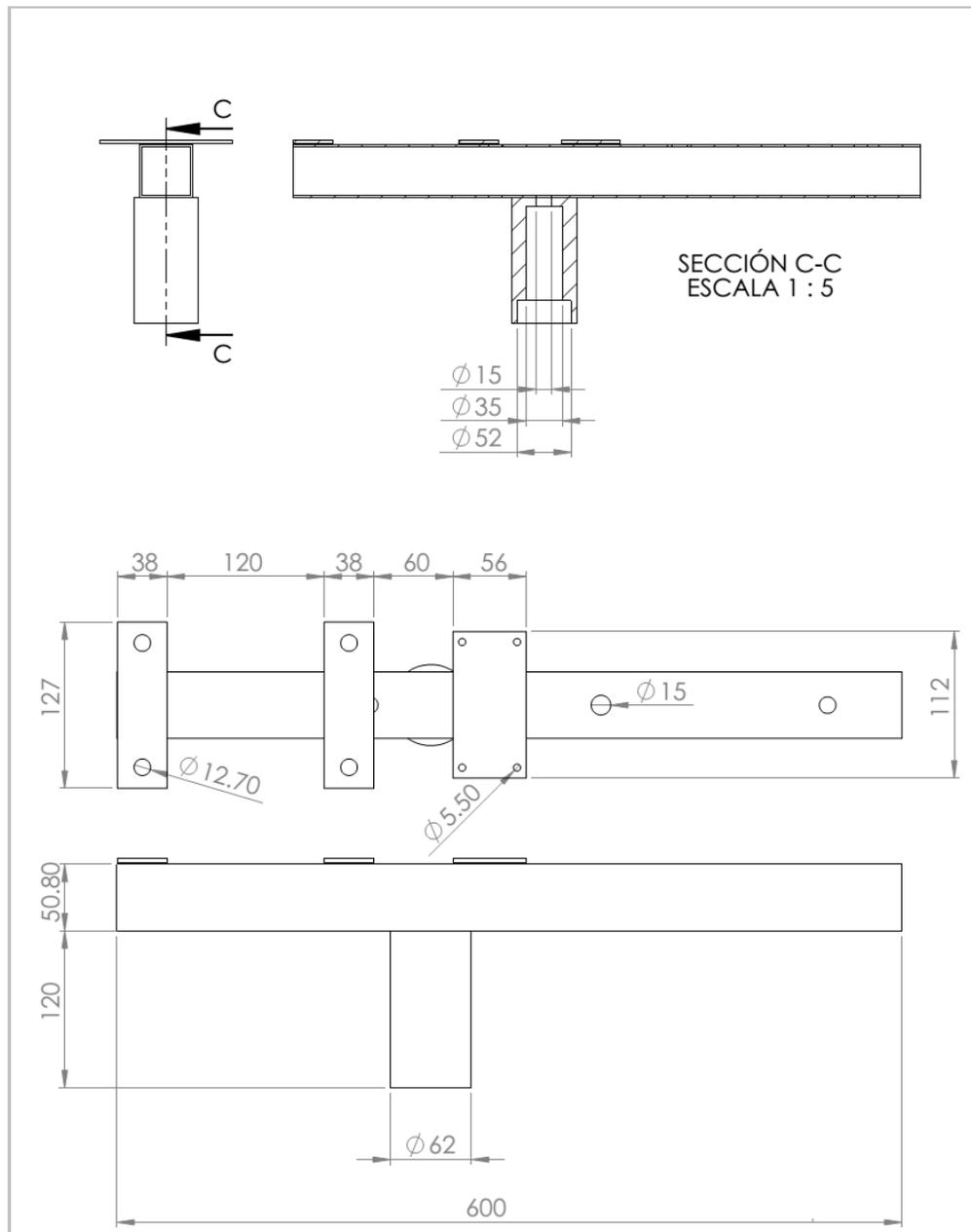
Cotas en mm

	FECHA	NOMBRE	UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIBUJADO	2017	-	
COMPROBADO	2017	ING. LUIS SALALÁ	
ESCALA 1:4	HÉLICE		PLANO 3/13
			MARCA: 1



Cotas en mm

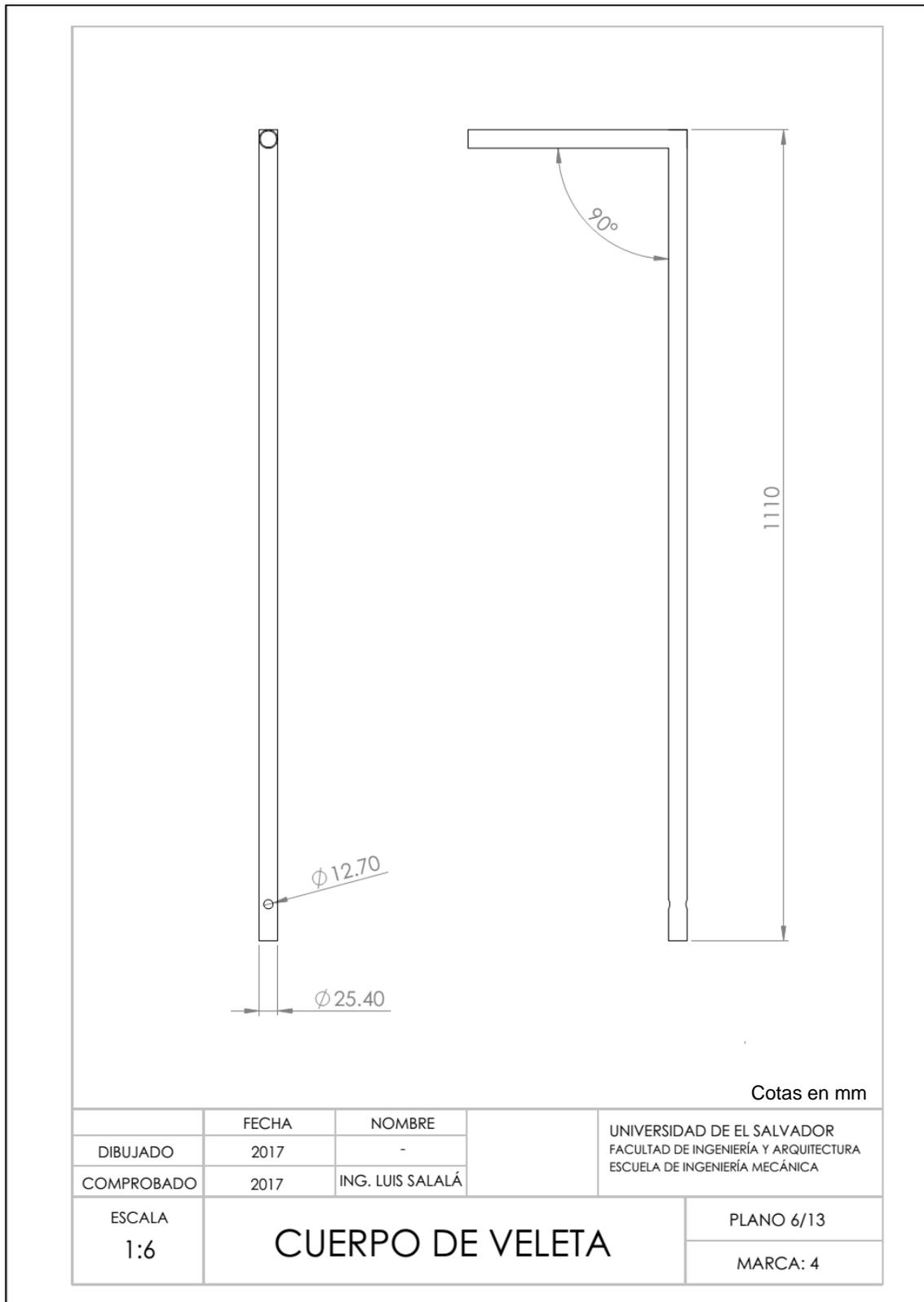
	FECHA	NOMBRE	UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIBUJADO	2017	-	
COMPROBADO	2017	ING. LUIS SALALÁ	
ESCALA 1:3	ROTOR		PLANO 4/13
			MARCA: 2

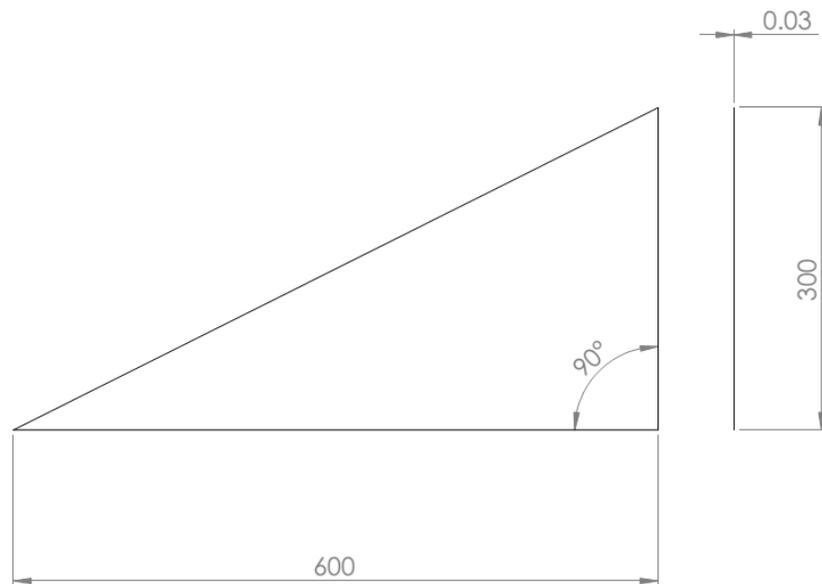


SECCIÓN C-C
ESCALA 1 : 5

Cotas en mm

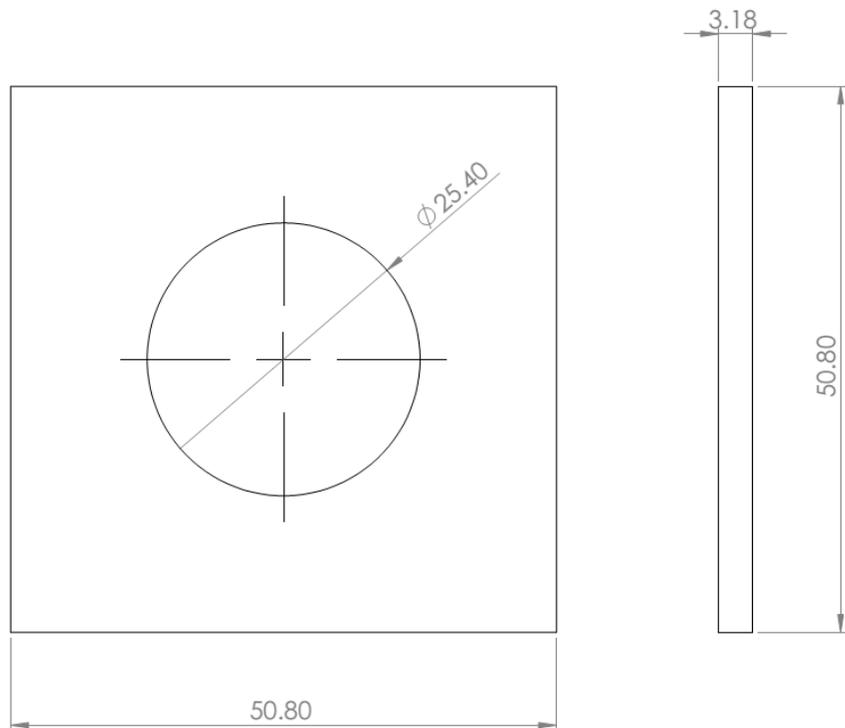
	FECHA	NOMBRE	UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIBUJADO	2017	-	
COMPROBADO	2017	ING. LUIS SALALÁ	
ESCALA 1:4	BASE GIRATORIA		PLANO 5/13
			MARCA: 3





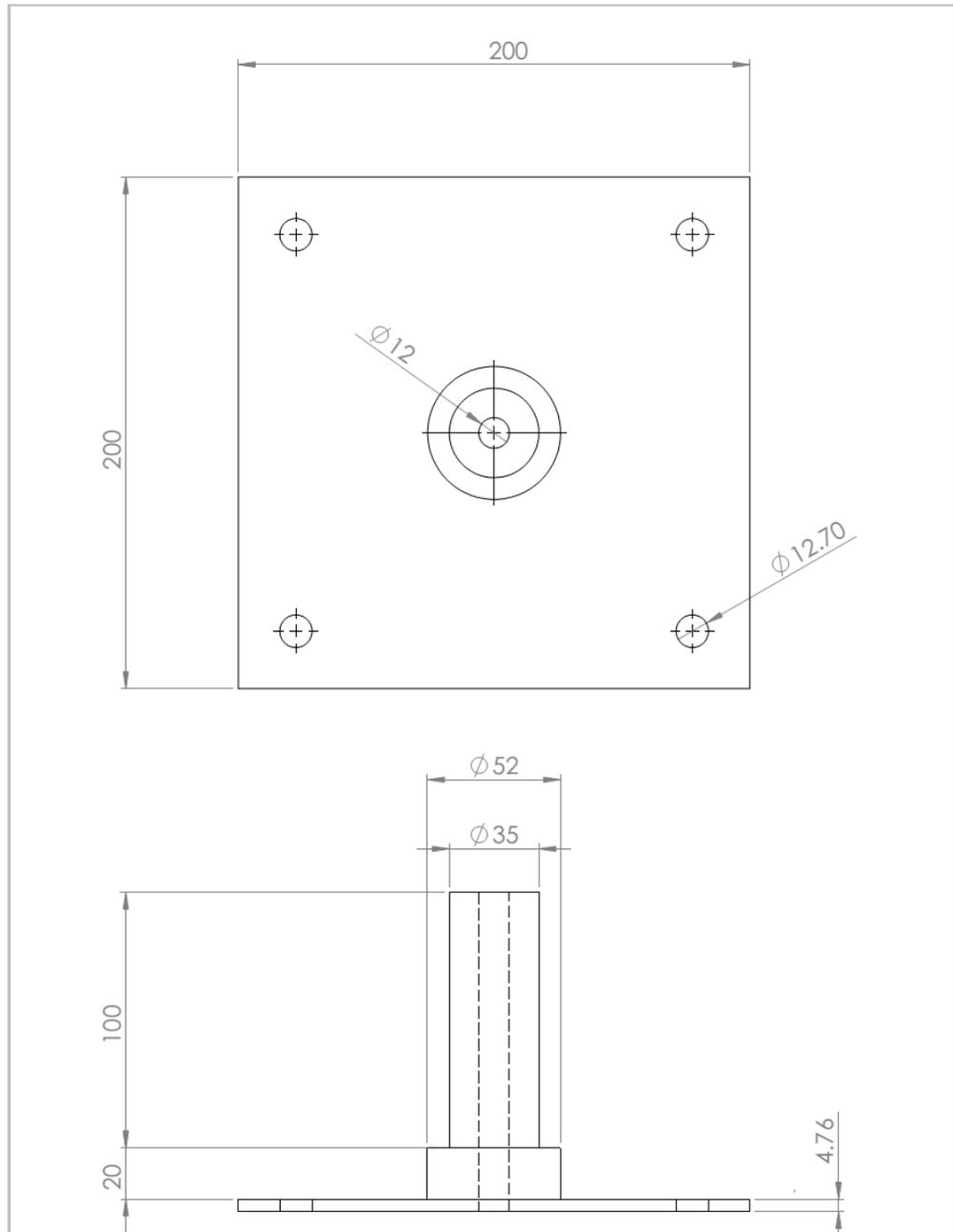
Cotas en mm

	FECHA	NOMBRE	UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIBUJADO	2017	-	
COMPROBADO	2017	ING. LUIS SALALÁ	
ESCALA 1:5	VELETA		PLANO 7/13
			MARCA: 5



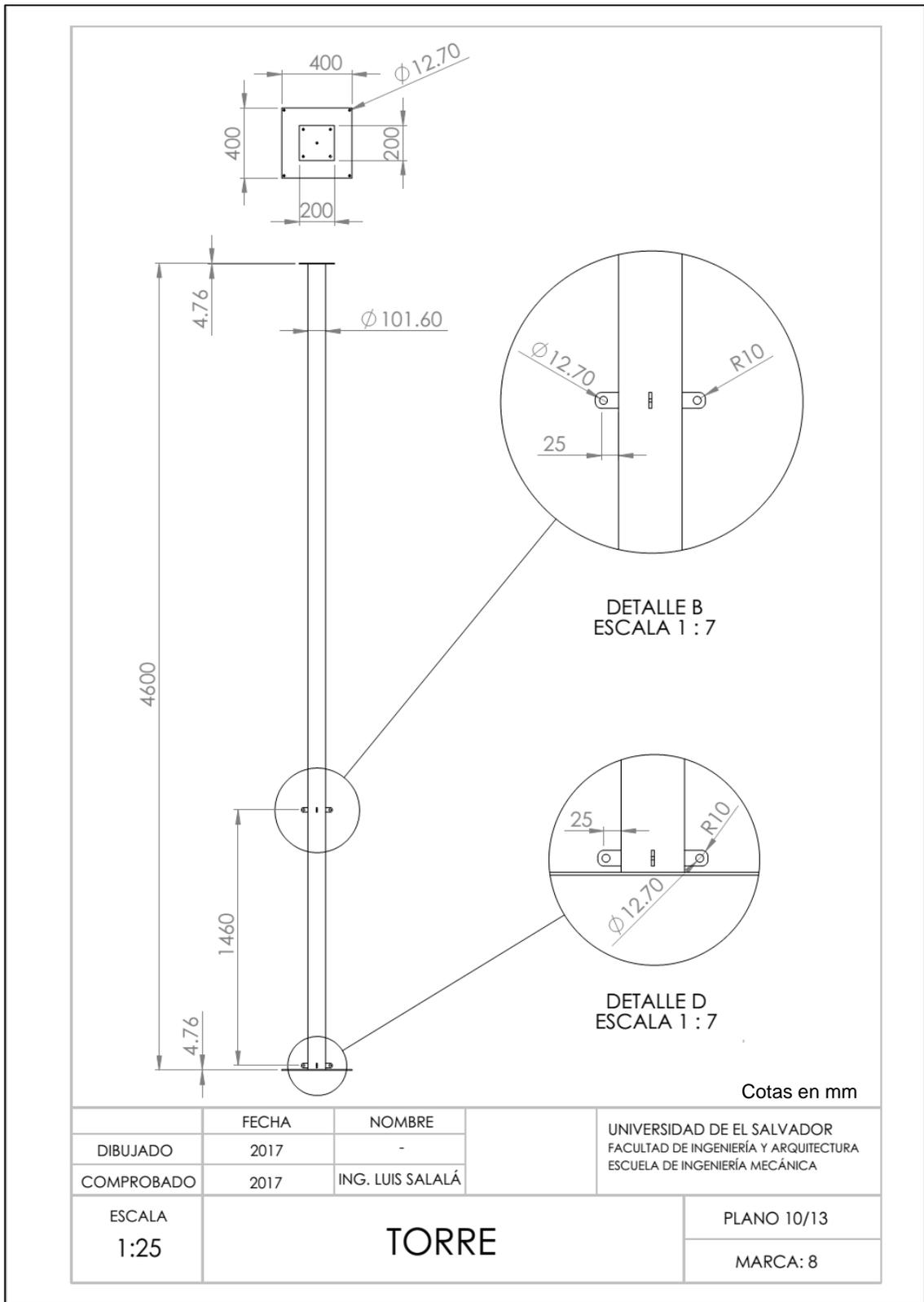
Cotas en mm

	FECHA	NOMBRE	UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIBUJADO	2017	-	
COMPROBADO	2017	ING. LUIS SALALÁ	
ESCALA 2:1	TAPA GUÍA DE VELETA		PLANO 8/13
			MARCA: 6



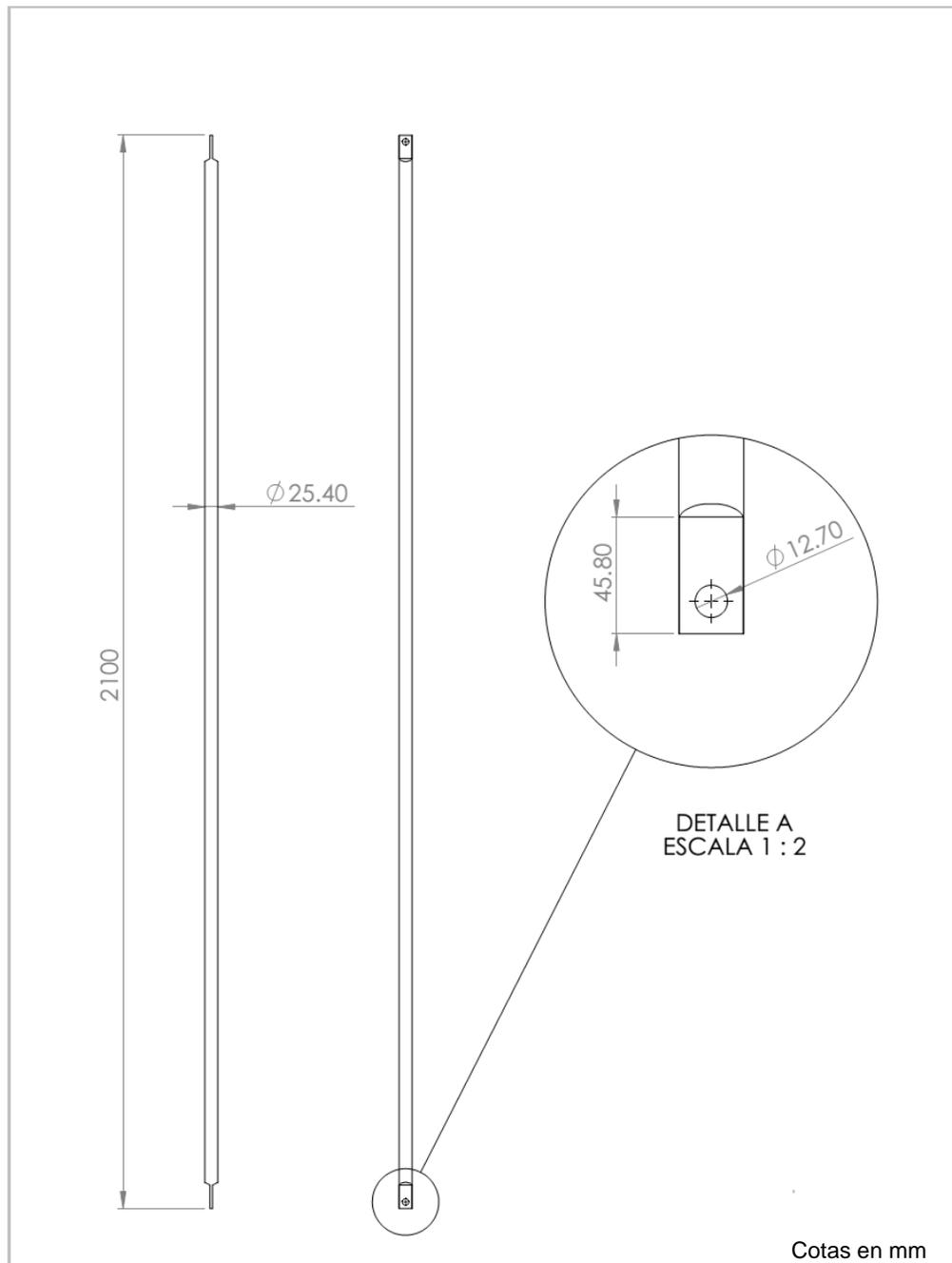
Cotas en mm

	FECHA	NOMBRE	UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIBUJADO	2017	-	
COMPROBADO	2017	ING. LUIS SALALÁ	
ESCALA 1:2	BASE DE BUJE		PLANO 9/13
			MARCA: 7



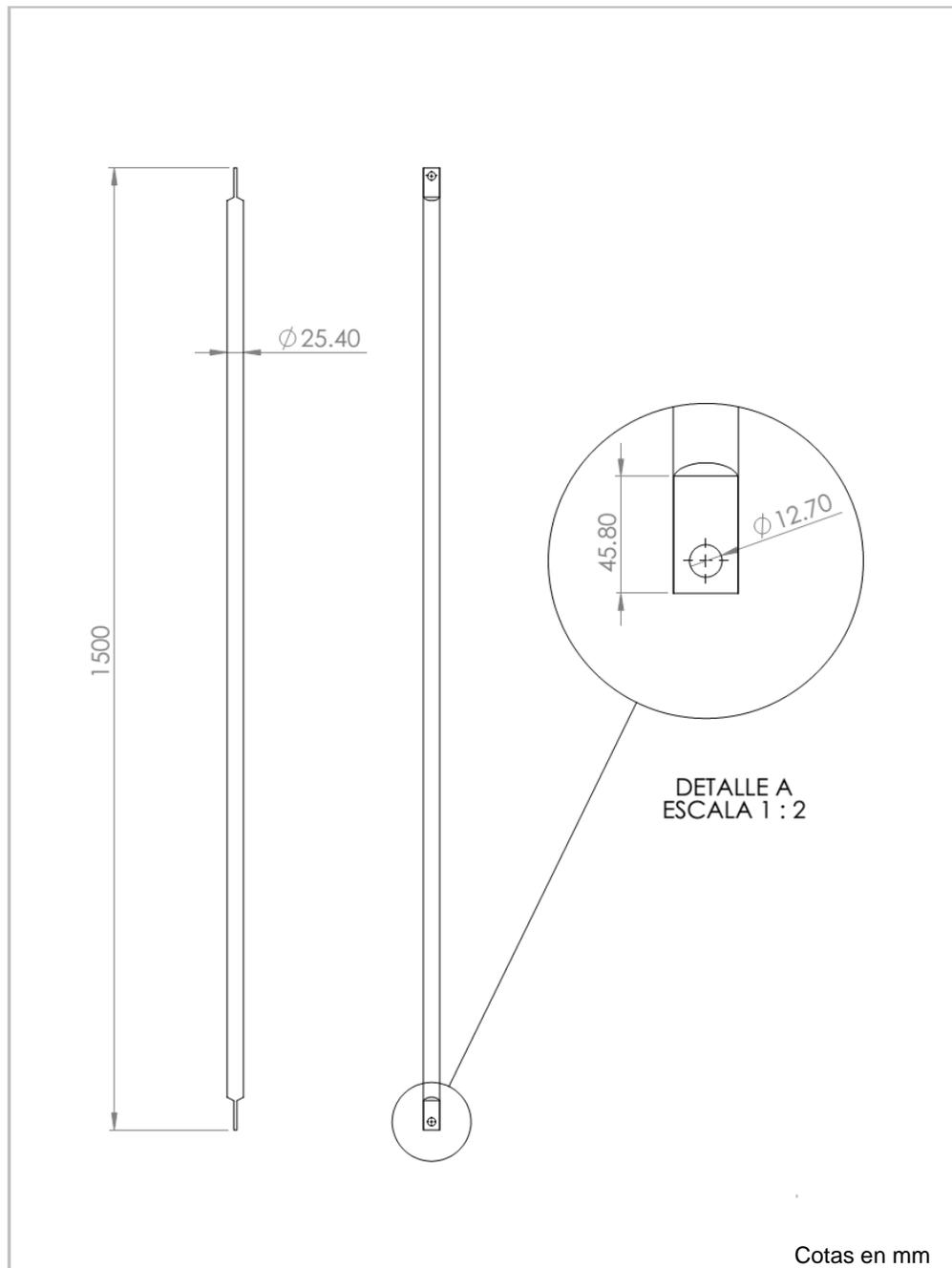
Cotas en mm

	FECHA	NOMBRE	UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIBUJADO	2017	-	
COMPROBADO	2017	ING. LUIS SALALÁ	
ESCALA 1:25	TORRE		PLANO 10/13
			MARCA: 8



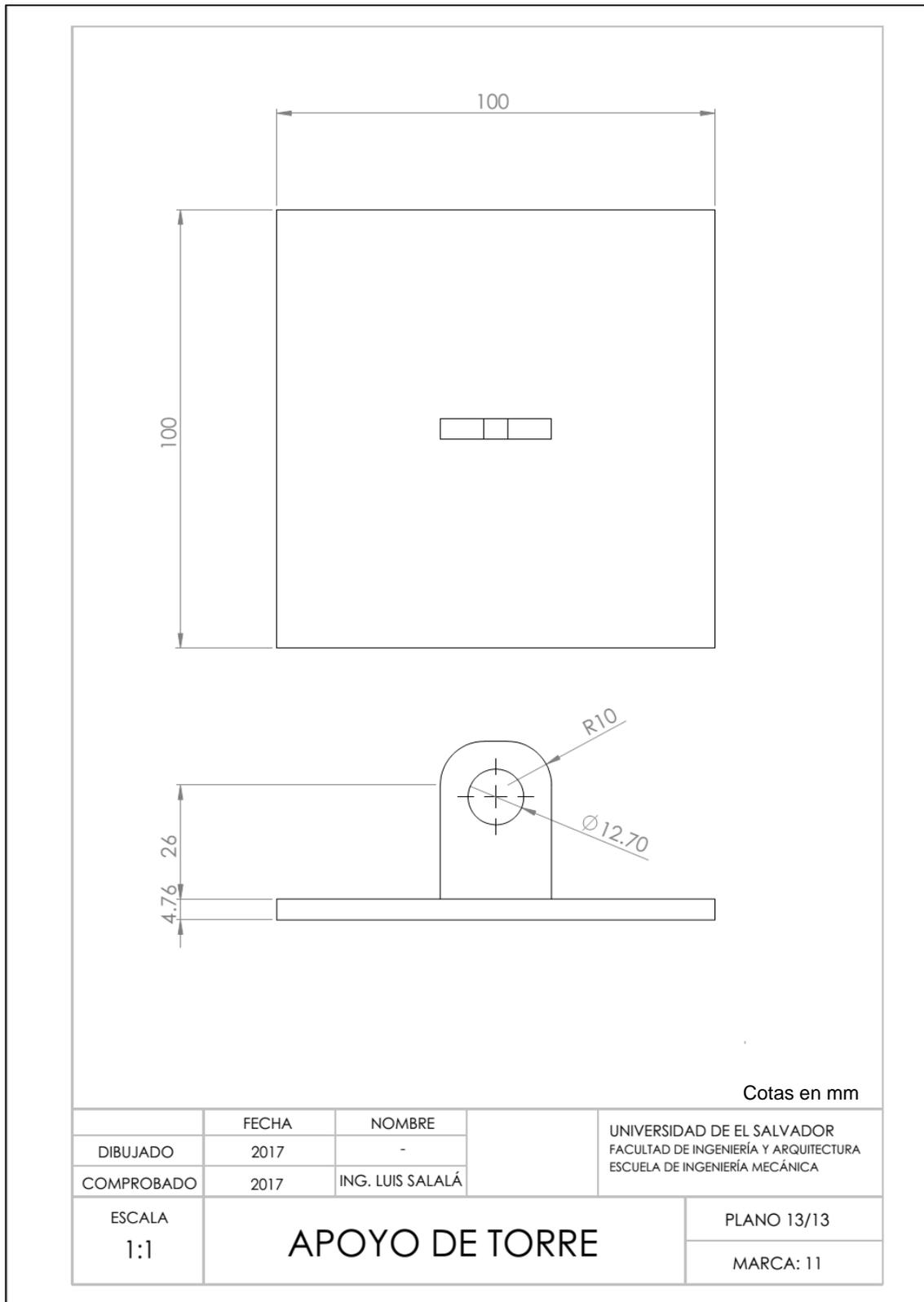
Cotas en mm

	FECHA	NOMBRE	UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIBUJADO	2017	-	
COMPROBADO	2017	ING. LUIS SALALÁ	
ESCALA 1:10	BARRA DIAGONAL DE APOYO		PLANO 11/13
			MARCA: 9



Cotas en mm

	FECHA	NOMBRE	UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
DIBUJADO	2017	-	
COMPROBADO	2017	ING. LUIS SALALÁ	
ESCALA 1:8	BARRA HORIZONTAL DE APOYO		PLANO 12/13
			MARCA: 10



ANEXO B – Inversión realizada

A manera de resumen, se puede desglosar el total de inversión realizada, para la construcción del prototipo aerogenerador, de la siguiente forma:

Tipo de inversión	Cantidad
Construcción modelo de hélice	\$88.71
Construcción hélices definitivas	\$198.80
Construcción Estructura y góndola aerogenerador	\$803.64
Componentes Eléctricos y aerogenerador	\$122.00
Mano de obra construcción aerogenerador	\$394.22
TOTAL	\$1,607.37

ANEXO C – Curva típica de un aerogenerador de eje horizontal

