

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



DISEÑO Y PROTOTIPO DE TURBINA EÓLICA DE EJE
VERTICAL PARA COMUNIDADES DE GUATEMALA

Trabajo de graduación en modalidad de trabajo profesional presentado

por

José Ignacio Calvo Quezada

para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Mecánica

Guatemala

2019

DISEÑO Y PROTOTIPO DE TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL PARA
COMUNIDADES DE GUATEMALA

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



DISEÑO Y PROTOTIPO DE TURBINA EÓLICA DE EJE
VERTICAL PARA COMUNIDADES DE GUATEMALA

Trabajo de graduación en modalidad de trabajo profesional presentado

por


José Ignacio Calvo Quezada

para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Mecánica

Guatemala

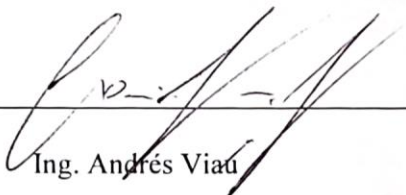
2019

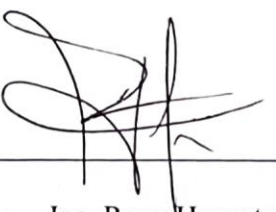
Vo. Bo.:

(f) 
Ing. Víctor Hugo Ayerdi Bardales

Tribunal Examinador:

(f) 
Ing. Víctor Hugo Ayerdi Bardales

(f) 
Ing. Andrés Vial

(f) 
Ing. Rony Herrarte

Fecha de aprobación: Guatemala 13 de diciembre de 2019

PREFACIO

La motivación para realizar este proyecto surgió en una visita a la comunidad Proyecto San José en Retalhuleu, Guatemala. Proyecto San José es una finca de café que se vendió a los habitantes de esta para que pudieran trabajar sus tierras y así mejorar su calidad de vida. Los habitantes de la comunidad son caficultores; siembran, cosechan, realizan el beneficio húmedo, y venden el café. Lastimosamente, ciertos hogares de Proyecto San José no están conectados al Sistema Nacional Interconectado (SNI), por lo tanto, no tienen accesos a energía eléctrica. Estos hogares utilizan velas y leña para iluminar y el hogar. Además, gastan dinero en cargar su celular en las tiendas de abarrotería de las aldeas más cercana. La idea de iniciar este proyecto es dar el primer acceso a la energía eléctrica y cubrir algunas de las necesidades básicas de un hogar guatemalteco, para así, mejorar su calidad de vida.

Agradezco a mis padres y abuelos; María Martha Quezada, Luis Fernando Calvo, Argentina Mejía, y Ricardo Quezada, por su apoyo incondicional durante toda mi carrera. Agradezco al Ingeniero, profesor, director de carrera, y asesor de proyecto de graduación, Víctor Hugo Ayerdi. Agradezco a mis compañeros y amigos, especialmente a Karen García por el apoyo durante toda la carrera. Finalmente, agradezco a Dios por acompañarme por este camino y ayudarme a lograr esta meta.

ÍNDICE

PREFACIO	v
LISTA DE ILUSTRACIONES	ix
LISTA DE TABLAS.....	xi
LISTA DE GRÁFICAS.....	xii
RESUMEN	xiii
I. INTRODUCCIÓN	1
II. OBJETIVOS.....	2
A. OBJETIVOS GENERAL.....	2
B. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
III. JUSTIFICACIÓN	3
IV. MARCO TEÓRICO.....	4
A. Antecedentes.....	4
1. Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)	4
2. Velocidad del viento en Guatemala	5
B. Energía eólica	6
1. Variación de velocidad de viento.....	6
2. Potencia de viento	7
3. Coeficiente de potencia (C_p)	8
C. Turbinas eólicas.....	9

1.	Turbinas de eje horizontal	10
2.	Turbinas de eje vertical	11
D.	Generador eléctrico.....	13
E.	Baterías.....	14
F.	Mecánica estructural	16
1.	Fuerzas.....	16
2.	Momentos flectores y de torsión.....	16
3.	Falla por fatiga	17
G.	Parámetros de diseño	21
1.	Área de barrido.....	21
2.	Razón de aspecto.....	22
3.	Velocidad del rotor.....	22
4.	Velocidad de punta de álabe	23
5.	Emplazamiento.....	23
V.	DISEÑO	24
A.	Diagrama de flujo del proceso de diseño de rotor	24
B.	Velocidad de viento	24
C.	Selección de turbina.....	25
D.	Selección de material	25
E.	Dimensionamiento del rotor.....	26
F.	Velocidad de rotación	27
G.	Fuerza y presión del viento sobre el rotor	28

H.	Diseño del eje principal.....	29
I.	Selección del sistema de transmisión	29
J.	Selección de rodamientos.....	29
K.	Sistema 3D (Inventor, Autodesk)	30
1.	Alabes	31
2.	Eje y rodamientos.....	31
3.	Sistema de sujeción	32
4.	Sistema de sujeción	32
5.	Tornillo de conexión eje – placa	33
VI.	CONSTRUCCIÓN DE PROTOTIPO	34
A.	Problemas de manufactura y funcionamiento de la turbina	37
B.	Puntos de mejora del prototipo.....	39
VII.	CONCLUSIONES	40
VIII.	RECOMENDACIONES	41
IX.	FUENTES	42
X.	ANEXOS.....	43
A.	Dimensionamiento de eje principal	43
B.	Selección de rodamientos.....	55
C.	Fichas técnicas de los materiales	58
D.	Costo del prototipo.....	60
E.	Planos de diseño del rotor	61

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Atlas S.N.I.....	4
Ilustración 2 - Mapa de capacidad eólica en Guatemala.....	5
Ilustración 3 - Viento y turbina Savonius.....	7
Ilustración 4 - Turbina eólica.....	9
Ilustración 5 - Rotor eólico tripala.....	10
Ilustración 6 - Rotor eólica bipala.....	11
Ilustración 7-Rotor eólico multipala.....	11
Ilustración 8 - Rotor eólico-Savonius.....	12
Ilustración 9 - Rotor eólico Darrieus.....	12
Ilustración 10 - Rotor eólico Giromill.....	13
Ilustración 11 - Rotor eólico Winside.....	13
Ilustración 12 - Generador eléctrico.....	14
Ilustración 13 - Patrones de esfuerzos en máquinas rotatorias.....	18
Ilustración 14 - Intervalos de pendientes permisibles para ejes.....	21
Ilustración 15 - Rotor Savonius modificado.....	27
Ilustración 16 - Modelo 3D del rotor.....	30
Ilustración 17 - Modelo 3D álabes.....	31
Ilustración 18 - Modelo 3D eje.....	31
Ilustración 19 - Modelo 3D sistema de sujeción.....	32
Ilustración 20 - Modelo 3D placa de sujeción.....	32
Ilustración 21 - Modelo 3D tornillo de conexión M10, paso 1.5.....	33
Ilustración 22 - Álabes.....	34
Ilustración 23 - Estructura de sujeción.....	34
Ilustración 24 - Eje, sprocket, chumaceras, piñón y generador.....	35
Ilustración 25 - Álabes ensamblados.....	35
Ilustración 26 - Ensamble de eje.....	36

Ilustración 27 - Ensamble del eje y estructura de sujeción	36
Ilustración 28 - Álabes con refuerzos.....	37
Ilustración 29 - Ensamblaje de los álabes y estructura.....	38
Ilustración 30 - Piñón en eje de generador.	38
Ilustración 31 - Configuración del eje.....	44
Ilustración 32 - Reducción de corte de radio grande en el hombro	44
Ilustración 33 - Diagrama de Cuerpo Libre de los álabes	45
Ilustración 34 - Diagrama de Cuerpo Libre del eje.....	47
Ilustración 35-Diagrama de corte eje principal.....	47
Ilustración 36 - Diagrama de momento flector eje principal.....	48
Ilustración 37 - Ecuaciones del límite de resistencia a la fatiga	50
Ilustración 38 - Relación esfuerzo tiempo no sinusoidal	51
Ilustración 39 - Relación esfuerzo tiempo sinusoidal completamente invertido ...	51
Ilustración 40 - Rangos admisibles de grados de deflexión	53
Ilustración 41 - Diagrama de ángulo de deflexión del eje principal	54
Ilustración 42 - Diagrama de corte para velocidad máxima estática	55
Ilustración 43 - Ficha técnica de rodamiento de bolas NTN.	57
Ilustración 44 - Resistencia de aceros	58
Ilustración 45 - Hoja técnica, lámina galvanizada	59

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 - Velocidad de viento máxima	25
Tabla 2 - Parámetros de selección de rodamientos	56
Tabla 3 - Costo del prototipo.	60

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1 - Generación por tipo de tecnología.....	5
Gráfica 2- Distribución de Weibull.....	6
Gráfica 3 - Razón de velocidad de punta de distintos rotores	8
Gráfica 4 - Capacidad por tipos de baterías.....	15
Gráfica 5 - Curva S-N.	20
Gráfica 6 - Velocidad de viento máxima.....	25

RESUMEN

En una visita al Proyecto San José, Retalhuleu, Guatemala, se notó la necesidad de energía eléctrica en hogares de dicha comunidad. Por lo que el proyecto tiene como objetivo diseñar y construir un prototipo a tamaño real de una turbina eólica que genere suficiente energía eléctrica para solucionar esta problemática. La turbina que se diseñó es una turbina eólica de eje vertical tipo Savonius modificada.

La turbina diseñada tiene 170 centímetros de alto y 85 centímetros de ancho. Se diseñó para generar 10 W con una velocidad de viento de 4 m/s. La turbina transforma la energía cinética del viento en energía mecánica, que luego se transforma en energía eléctrica por medio de un generador de corriente continua de 30 W y 24 V. Esta energía eléctrica es almacenada en una batería de ciclo profundo de 24 V y 144 Wh. Lo cual es suficiente energía para activar 2 focos LED durante 4 horas y cargar 2 celulares durante 2 horas.

Se realizó un prototipo a escala real de la turbina donde se encontraron dos puntos de mejora. Uno, la reducción de peso del sistema por medio de distintos materiales de los componentes y, dos, aumentar la relación de reducción de la velocidad de giro entre los álabes y el motor eléctrico. El prototipo no fue funcional debido a dos razones principales; (1) la inestabilidad los álabes no permite el giro continuo de la turbina, y (2) el peso del sistema es muy alto respecto al momento de inercia que la fuerza del viento debe de romper para hacer girar la turbina. Para ambas problemáticas se dan posibles soluciones.

I. INTRODUCCIÓN

Este proyecto tiene como objetivo brindar una solución a los hogares guatemaltecos que no tienen acceso a energía eléctrica. El problema se percibió en la visita a la comunidad del Proyecto San José, donde los habitantes se dedican a sembrar y cosechar café. La mayoría de los habitantes del Proyecto San José no tienen acceso a energía eléctrica y esto es el reflejo de la realidad de muchos otros hogares guatemaltecos en el área rural. Se encontró distintas soluciones que se están aplicando actualmente, o se tienen proyectado aplicar para esta problemática.

La solución más común para sistemas que brindan energía eléctrica son los sistemas de solares fotovoltaicos, esta es una de las soluciones más comunes debido a la facilidad de emplazamiento de un panel solar. Pero los paneles solares presentan problemas que los pueden volver inaplicables en hogares guatemaltecos. El primer problema es que si no hay sol no se genera energía eléctrica, por lo tanto, se limita su aplicación para ciertas estaciones climáticas del año. El segundo problema es el costo del panel e instalación del panel solar. Otra solución para los sistemas es la generación por tecnologías hídras. El problema con esta tecnología es la distancia del punto de generación al punto de consumo. Ya que la energía a generar es baja, las pérdidas de energía en el cableado afectan considerablemente.

Por último, existe una solución poco aplicada en sistemas aislados, los sistemas de generación eólica. Estos sistemas son los que generan energía eléctrica utilizando como recurso la energía cinética del viento, por lo tanto, siempre que haya viento con suficiente velocidad la turbina eólica estará generando energía eléctrica. Existen varios tipos de sistemas eólicos, siendo las turbinas eólicas de eje horizontal las más comunes. Estas turbinas son las que presentan mayor coeficiente de potencia, o aprovechamiento de la energía cinética del viento, pero necesitan velocidades de viento bastantes altas para operar. Ya que se desea que el proyecto se pueda replicar en distintas ubicaciones del país se necesita una turbina que opere a bajas velocidades. Por lo tanto, en el proyecto se optó por diseñar una turbina eólica de eje vertical. Estas turbinas tienen un coeficiente de potencia bajo, pero pueden operar a bajas velocidades. Para el proyecto se diseñó una turbina eólica tipo Savonius. El coeficiente de potencia de estas turbinas es bajo, pero su velocidad de operación también es baja, y no necesitan de sistema de arranque externo. En conclusión, el siguiente proyecto presenta el diseño y prototipo de una turbina eólica de eje vertical que pretende dar acceso a energía eléctrica a hogares que no lo tienen.

II. OBJETIVOS

A. OBJETIVOS GENERAL

Diseñar y construir un prototipo a tamaño real de una turbina eólica que logre generar 100 Wh de energía eléctrica al día, para activar 2 bombillos LED durante 4 horas, y cargar 2 celulares durante 2 horas al día.

B. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Definir parámetros para la aplicación de la turbina eólica, tales como, altura, ancho, material y velocidad del viento.
2. Diseñar una turbina eólica que cumpla con los siguientes requerimientos de diseño:
 - a. Mantener el costo del prototipo de la turbina eólica por debajo de Q. 5,000.00.
 - b. Garantizar la seguridad del usuario y habitantes del hogar.
3. Analizar y determinar los puntos de mejora del prototipo construido.
4. Sugerir soluciones para los problemas presentados por el prototipo construido.

III. JUSTIFICACIÓN

La energía eléctrica es una puerta de facilidades y tecnologías del siglo XXI. La investigación de OETEC (Relación entre el Índice de Desarrollo Humano y el consumo eléctrico por persona, Ing. Enrique Martín Hermitte, 19/07/2016) demuestra que el acceso a energía eléctrica es proporcional al Índice de Desarrollo Humano (IDH) de los países. En otras palabras, los países con menor consumo energético tienden a presentar un IDH más bajo que los países con un mayor consumo energético.

Los valores cuantitativos presentan una respuesta lógica, ya que el acceso a energía eléctrica nos da acceso a tecnologías que otorgan información y facilitan la mejora en calidad de vida. Por ejemplo, para utilizar un teléfono celular se necesita de energía eléctrica. Un teléfono celular con acceso a internet tiene una biblioteca casi infinita de información, por ende, mejora y facilita la educación académica, así como también la comunicación.

Guatemala tiene una cobertura eléctrica de 92%. (Índice de cobertura eléctrica, MEM, 2017) La inversión para alcanzar el 8% de cobertura eléctrica faltante es de tres mil setenta y seis millones de quetzales (Q. 3,076,000.00). El 8% de la población representa 1.5 millones de habitantes, por lo tanto, la inversión per cápita sería de Q. 2,050. (Electrificación Rural, Gobierno de Guatemala, 2018) Esto es una gran inversión para cualquier tipo de institución, ya sea pública o privada.

Por estas razones se pretende realizar el diseño de una turbina eólica de eje vertical que logre generar 100Wh de energía por día, para un hogar de la comunidad guatemalteca. Con el propósito de brindar energía eléctrica a los hogares guatemaltecos que no se pueden conectar al Sistema Nacional Interconecta, y así ser beneficiados por la energía eléctrica.

IV. MARCO TEÓRICO

A. Antecedentes

1. Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)

El Sistema Eléctrico Nacional es toda la infraestructura destinadas a la prestación del servicio para realizar las transferencias de energía eléctrica del país. Está compuesta por el conjunto de instalaciones; generadores eléctricos, subestaciones, equipo eléctrico, líneas de transmisión y cualquier otra infraestructura eléctrica dedicada a este servicio. (Ley General de Electricidad, CNEE, 2014)

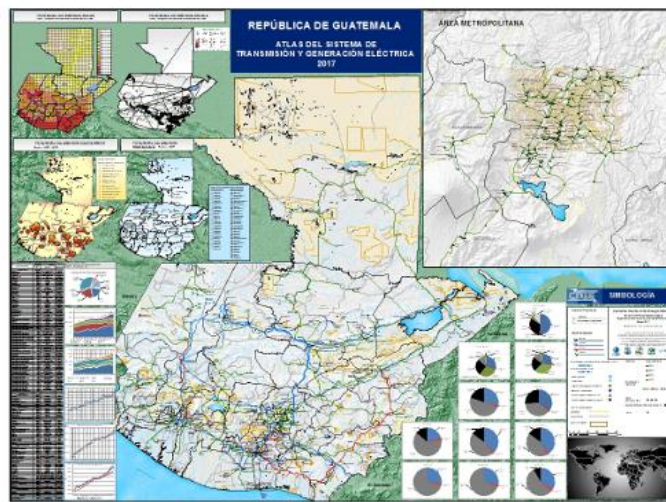
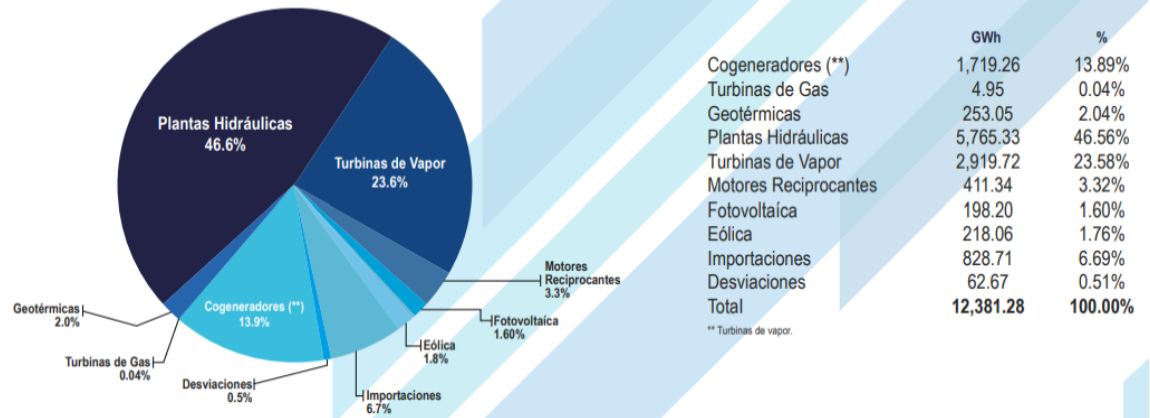


Ilustración 1 - Atlas S.N.I. Fuente: CNEE, 2012

La composición eléctrica de la matriz energética del país basa sus pilares en las plantas hidráulicas (46.56%), turbinas de vapor (23.58%), y cogeneradores (13.89%). Las turbinas de vapor y cogeneradores son alimentadas por carbón vegetal y zafrá (Informe estadístico, AMM, 2017). Por lo tanto, la matriz energética de Guatemala depende un 84% de estos tres recursos. En el Informe Estadístico del AMM se menciona que la tecnología eólica aporta solamente el 1.76% a la matriz energética del país.

Guatemala tiene una capacidad instalada de 3,362 MW y una demanda de potencia máxima de 1,749.5 MW el 4 de abril de 2017. (Informe estadístico, AMM, 2017)

PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE TECNOLOGÍA



Gráfica 1 - Generación por tipo de tecnología. Fuente: Informe estadístico (AMM, 2017)

2. Velocidad del viento en Guatemala

a) *Ministerio de Energía y Minas*

De acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, en el reporte de Energía Eólica en Guatemala, se tiene un potencial de generación de energía eólica en distintos puntos del país debido a velocidades del viento elegibles para generar energía eólica. En el siguiente mapa se muestra los puntos de medición del MEM. Los sectores del mapa en blanco no son sectores de poca velocidad de viento, sino puntos donde no se realizó medición.

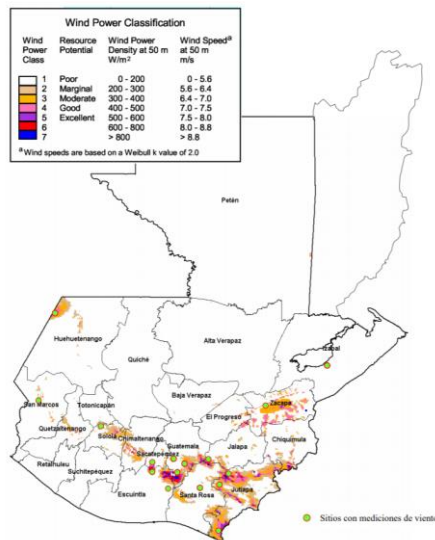


Ilustración 2 - Mapa de capacidad eólica en Guatemala. Fuente: MEM

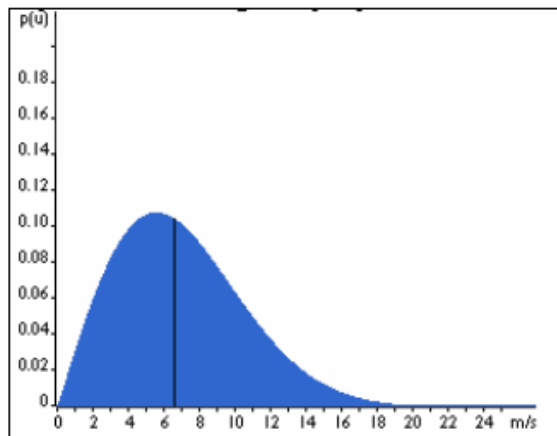
En la *Ilustración 3* se puede observar que en el sur oriente del país es donde la velocidad del viento alcanzó los 7.5-8.0 m/s a 50 metros sobre el suelo. Ya que la velocidad del viento no es igual a 50 metros de altura que a 3 metros de altura, se puede asumir que la velocidad promedio disminuirá a alturas relativamente bajas.

B. Energía eólica

1. Variación de velocidad de viento

La energía eólica es la proveniente del movimiento de las masas de aire, es decir viento. El viento es una corriente de aire resultante por el diferencial de presión en la atmósfera. Esta diferencia se provoca, en la mayoría de las veces, por una diferencia de temperatura entre dos puntos, provocada por la energía solar. El aire se moverá de la posición de mayor presión a la ubicación de menor presión.

La variación de la velocidad del viento se refiere a la probabilidad que haya una velocidad de viento en cualquier ubicación. Esta proyección se utiliza para poder encontrar el diseño óptimo de un aerogenerador y, así, poder minimizar costes. Para describir la variación del viento en una ubicación dada, se utiliza la Distribución de Weibull.



Gráfica 2- Distribución de Weibull. Fuente: Danish Wind Industry Association

El gráfico de la *Ilustración 4* muestra una distribución de probabilidad, por lo tanto, el área bajo la curva siempre será uno. Esto se debe a que la probabilidad que el viento sople debe ser 100%. De acuerdo con la *Ilustración 4* se puede concluir que la probabilidad que el viento sople a bajas velocidades es más alta que sople a altas velocidades. El valor de la velocidad del viento depende de la ubicación alrededor del globo, pero esta va a tender a soplar a más bajas velocidades que la velocidad mediana de todos estos valores.

2. Potencia de viento

La potencia del viento que pasa perpendicularmente a través de un área se obtiene de la Ecuación de Energía Cinética y su respectiva derivada en el tiempo:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} * \rho * v^3 * A \quad (1)$$

Donde ρ [$\frac{kg}{m^3}$] es la densidad del aire, v [$\frac{m}{s}$] es la velocidad del viento, A [m^2] es el área perpendicular al viento, y P_{viento} [W] es la potencia del viento que pasa por un área transversal.

La turbina tipo Savonius es un dispositivo de arrastre que debido a su composición geométrica en forma de “S”, gira con el paso del viento. El coeficiente de velocidad de una turbina tipo Savonius se define como:

$$\lambda = \frac{\omega * R}{v} \quad (2)$$

Donde λ es el coeficiente de la velocidad de la turbina, v [$\frac{m}{s}$] es la velocidad del viento, R [m] es el radio del rotor, y ω [$\frac{rad}{s}$] es la velocidad angular del rotor.

Para un rotor tipo Savonius el coeficiente de potencia y coeficiente de torque se define de la siguiente manera:

$$C_p = \frac{P}{\rho R H V^2} \text{ y } C_m = \frac{T}{\rho R^2 H V^2} \quad (3) \text{ y } (4)$$

Donde: C_p es el coeficiente de potencia, C_m es el coeficiente de torque, P [W] es la potencia mecánica, T [$N m$] es el torque, R [m] es el radio, H [m] es la altura del rotor, V [$\frac{m}{s}$] es la velocidad relativa al viento y ρ [$\frac{kg}{m^3}$] es la densidad del viento

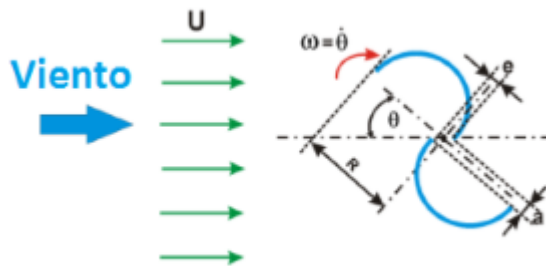
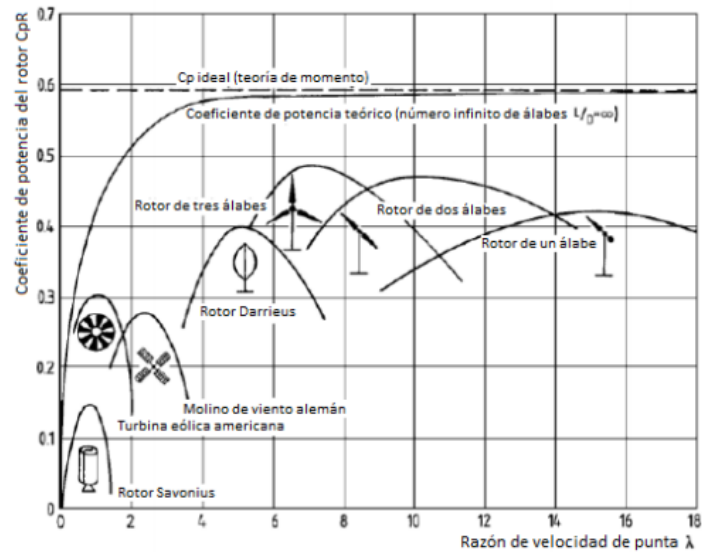


Ilustración 3 - Viento y turbina Savonius. Fuente: Danish Wind Industry Association

3. Coeficiente de potencia (C_p)

Betz indica que no se puede extraer toda la potencia del viento, sino solo la potencia correspondiente a la velocidad promedio de la velocidad inicial y final del viento al pasar por un área. Betz calculó el límite evaluando la razón entre la potencia que extraemos del viento y la potencia del viento sin perturbar, en función de la velocidad antes del aerogenerador y después del aerogenerador. El límite hallado por Betz fue 0.59, Límite de Betz. Este límite es el coeficiente de potencia de una turbina eólica, y es la potencia máxima que una turbina eólica puede extraer de la potencia del viento. Este se alcanza cuando la razón de la velocidad de entrada y la velocidad de salida de la turbina es $\frac{1}{3}$, y depende del tipo de turbina. (Universidad de Zaragoza)

El coeficiente de potencia (C_p) es un número adimensional, de cero a uno, que representa la cantidad de energía cinética del viento que una turbina puede transformar en energía mecánica. El C_p máximo es de 0.59 debido a la Ley de Betz. La *Ilustración 6* demuestra los C_p por tipo de turbina. Los aerogeneradores de eje horizontal alcanzan mayores C_p , pero necesitan una velocidad del viento mayor para operar. En cambio, los aerogeneradores de eje vertical tienen C_p bajos, pero necesitan una velocidad de viento menor para operar. (Universidad de Zaragoza)



Gráfica 3 - Razón de velocidad de punta de distintos rotores. Fuente: Danish Wind Industry Association

C. Turbinas eólicas

Se le llama aerogenerador al generador de energía eléctrica que utiliza la energía cinética del viento como combustible. Los aerogeneradores están compuestos por los siguientes componentes:

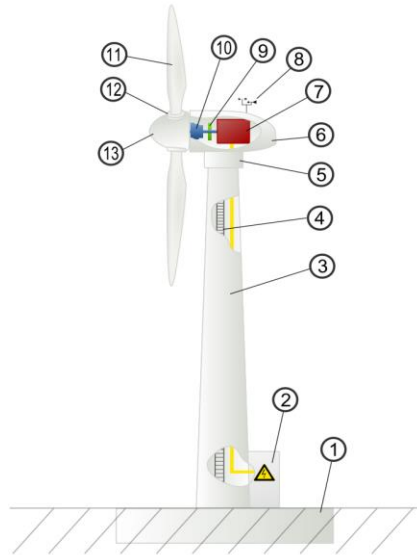


Ilustración 4 - Turbina eólica. Fuente: E-ducatica CATEDU

- | | |
|-----------------------------|------------------------------------|
| 1. Suelo | 8. Anemómetro |
| 2. Conexión a red eléctrica | 9. Freno |
| 3. Torre de contención | 10. Transmisión |
| 4. Escalera | 11. Álabes |
| 5. Sistema de orientación | 12. Sistema de inclinación de pala |
| 6. Góndola | 13. Buje |
| 7. Generador | |

El aerogenerador funciona de la siguiente manera. En el momento que el viento pasa por las aspas, se transforma la energía cinética del viento en energía mecánica en forma de trabajo de flecha a un eje. Este eje transmite la energía mecánica a un generador, este transforma la energía mecánica a energía eléctrica de corriente alterna. Dependiendo del uso de la energía se necesita transformarla a corriente continua por medio de un inversor.

El aerogenerador tiene distintos componentes para optimizar su generación eléctrica, en este caso se tiene un sistema de inclinación de pala, un anemómetro, freno, sistema de orientación, etc.

Los aerogeneradores se pueden clasificar de dos formas; según el eje de giro del rotor y según la potencia suministrada.

1. Turbinas de eje horizontal

Los aerogeneradores se clasifican según el giro del rotor, si el eje del rotor es perpendicular a la superficie es un aerogenerador de eje vertical, si el eje del rotor es paralelo a la superficie entonces es un aerogenerador de eje horizontal.

Los aerogeneradores de eje horizontal fueron los primeros en utilizarse, siendo los molinos multipala, normalmente son aerogeneradores de gran capacidad por lo que son los más utilizados en los sistemas interconectados. Estos generadores se clasifican dependiendo de la cantidad de palas que posee y su orientación al movimiento dominante del viento.

Tripala

Este es el aerogenerador más común, consta de tres palas que forman 120 grados entre sí. Un mayor número de palas presenta mayor coste y peso al aerogenerador por lo que tres palas suele ser el número óptimo de instalación.



Ilustración 5 - Rotor eólico tripala. Fuente: OPEX Energy

Bipala

Consta de dos palas que forman 180 grado entre sí. Debido a la disminución de peso y costos, necesita de velocidades más altas de viento para poder generar energía eléctrica. También, presentan un diseño más complejo debido al efecto desestabilizador que se presenta.



Ilustración 6 - Rotor eólica bipala. Fuente: OPEX Energy

Multipala

Consta de cuatro a más palas, fue de los primeros aerogeneradores en utilizar. Su eficiencia óptima se alcanza a menores velocidad de viento, pero su costo y peso es mayor.



Ilustración 7-Rotor eólico multipala. Fuente: UC3M

2. Turbinas de eje vertical

Los aerogeneradores de eje vertical restan por no tener sistema de orientación respecto al viento, por poder alcanzar su generación a bajas velocidades, lo que le permite una generación de energía eléctrica a bajas velocidades de viento. Presenta desventajas teniendo menor eficiencia, necesidad de sistemas externos para arranque, montaje complicado para realizar mantenimiento, entre otros.

Rotor Savonius

Es uno de los modelos más simples y el que necesita menor velocidad de viento para operar. Consiste en dos mitades de cilindros huecos desplazados respecto a su eje, la parte cóncava presenta mayor empuje del viento y la parte convexa una menor resistencia.

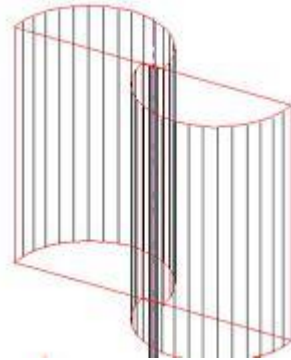


Ilustración 8 - Rotor eólico-Savonius. Fuente: OPEX Energy

Rotor Darrieus

Patentado por G.J.M. Darrieus en 1931, es el aerogenerador de eje vertical más utilizado comercialmente. Resalta por ser un aerogenerador de eje vertical que alcanza velocidades altas, parecidas a las de un aerogenerador de eje horizontal. Consta de dos o más palas curvas y simétricas a los extremos. Su diseño no es complejo, pero necesita de un sistema de arranque externo.

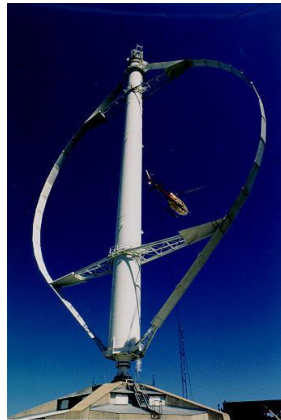


Ilustración 9 - Rotor eólico Darrieus. Fuente: ResearchGate.net

Rotor Giromill

También fue creado por G.J.M. Darrieus. Consiste en tres palas sostenidas por tres brazos desde el eje de giro. Las palas cambian su orientación dependiendo de la dirección del viento, por lo que se logra mejorar su eficiencia.



Ilustración 10 - Rotor eólico Giromill. Fuente: OPEX Energy

Rotor Winside

Tiene un diseño parecido al Rotor Savonius, pero su diseño consiste en dos cilindros huecos tomados respecto al eje vertical, con el propósito de alcanzar eficiencias más altas, pero necesita de un sistema de arranque exterior.



Ilustración 11 - Rotor eólico Winside. Fuente: OPEX Energy

D. Generador eléctrico

Un generador eléctrico es una máquina o dispositivo que transforma energía en alguna forma en energía eléctrica. Un generador eléctrico funciona mediante la Ley de Faraday, la cual indica que habrá un diferencial de voltaje cuando un campo magnético se mueve respecto a un elemento electromagnético. Este diferencial de voltaje genera una corriente eléctrica, por lo tanto, produce potencia.

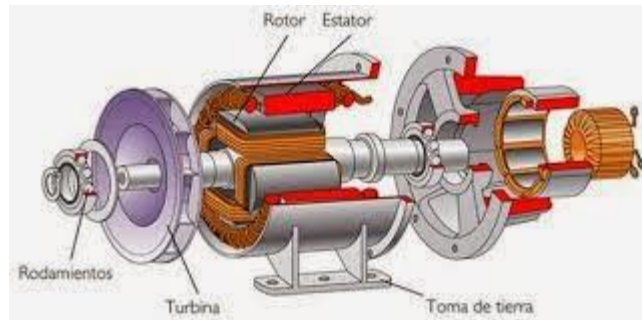


Ilustración 12 - Generador eléctrico. Fuente: Eduzntelectric

Los generadores eléctricos están compuestos por un rotor y un estator. La parte móvil es el rotor y la parte estática el estator. Se genera potencia cuando el inductor está en movimiento, creando un campo magnético, para que el inducido lo transforme en energía eléctrica.

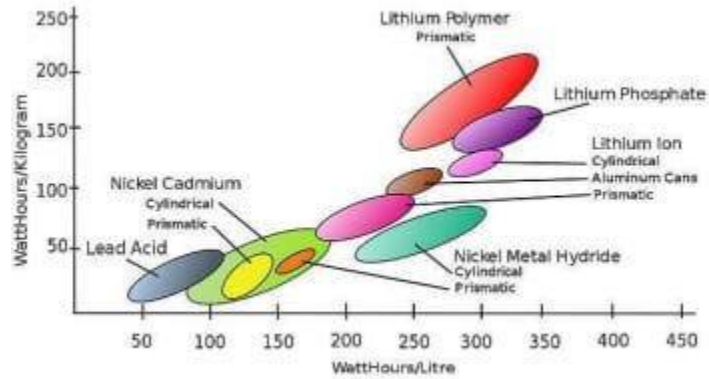
Los generadores se clasifican dependiendo del tipo de corriente que generan. Los generadores de corriente alterna (CA) se les llama alternadores, y los generadores de corriente continua (CC) se les llama dinamos. Mecánicamente estos dos componentes se diferencian por el elemento (rotor y estator) inductor y el inducido.

Los alternadores generan corriente alterna por medio de un elemento inductor, el rotor, y el inducido, el estator. El estator es la parte exterior de la máquina, la cual está compuesta por un bobinado que es inducido por el rotor. El rotor es un elemento en movimiento, componente electromagnético, que crea un campo magnético y funciona como inducido. Los alternadores suelen ser utilizados para generación de corriente alterna a la red eléctrica, y en la industria automovilística llegó a reemplazar al dinamo debido a tener otorgar una mayor eficiencia.

Los dinamos generan corriente continua por medio de un elemento inductor, el rotor, y un elemento inducido, el estator. A diferencia del alternador, el estator es el un componente electromagnético, y el rotor es un bobinado. Los dinamos son elementos menos eficientes que los alternadores, pero necesitan de menor velocidad angular para generar corriente eléctrica. Se utilizan en elementos de baja capacidad debido a su tamaño. (Universidad de Sevilla)

E. Baterías

El almacenamiento de energía se utiliza para balancear la energía entre la producción y el uso. Existen distintas formas de almacenar energía, pero para sistemas eólicos se utiliza sistemas químicos (baterías). La siguiente gráfica muestra la relación de distintas baterías entre su peso y su capacidad de almacenaje.



Gráfica 4 - Capacidad por tipos de baterías. Fuente: Delta Volt

Las baterías también se clasifican dependiendo de su tipo de aplicación. En el caso del proyecto se necesita una batería de ciclo profundo y de uso cíclico, lo cual significa que pueden otorgar energía en pequeñas cantidades por un largo periodo de tiempo y se puede repetir el ciclo de entrega y recarga varias veces. En la mayoría de las oportunidades se utilizan baterías de plomo para los sistemas eólicos debido a su precio y capacidad. Las baterías miden su vida con la cantidad de ciclos de carga y descarga completados, las baterías de plomo de ciclo profundo tienen 400 ciclos de vida, normalmente. (Universidad de Sevilla)

Para sistemas eólicos se utilizan estos dos tipos de baterías de plomo; baterías líquidas y baterías tipo VRLA. Baterías líquidas se consideran baterías económicas, tienen un tiempo de vida de 400 ciclos aproximadamente, no generan problemas con sobrecarga, y suelen tener fugas de hidrógeno, por lo que se consideran peligrosas. Baterías tipo VRLA presentan las mismas características que las baterías líquidas, pero con un precio un poco más elevado y un sistema de seguridad para las fugas de agua.

F. Mecánica estructural

Las turbinas eólicas de eje vertical están sometidas a torques oscilante inherente a éstas, fuerzas de arrastre, fuerza de sustentación, y momentos flectores. Se produce un torque oscilante por el cambio constante del ángulo entre las aspas y el flujo de aire. Este torque afecta la vida a la fatiga de los componentes de transmisión así con la calidad de la potencia generada.

1. Fuerzas

a) *Fuerza de viento sobre el rotor*

La fuerza de arrastres y sustentación se pueden nombrar fuerza normal y tangencial, los términos de arrastre y sustentación son las fuerzas paralelas y perpendiculares al flujo relativo del aire incidente. En el caso de una turbina tipo Savonius la fuerza de sustentación del viento se considera como nula debido a su perfil aerodinámico. En la turbina Savonius la fuerza del viento actúa a $\frac{1}{2}$ de la altura del álabe y $\frac{1}{2}$ del diámetro. La fuerza tangencial actúa paralela a la velocidad del viento y causa la rotación del sistema. (Universidad de Zaragoza)

2. Momentos flectores y de torsión

a) *Momento de flexión sobre el eje*

Un momento es el producto vectorial entre la fuerza aplicada y el vector de distancia a la que la fuerza va a ser aplicada desde su punto de rotación. En otras palabras, es la intensidad de la fuerza con la que se intenta hacer girar a un cuerpo rígido. Los momentos se pueden clasificar por su efecto en el cuerpo rígido: flector y torsor. (Young & Freedman, 2009)

El momento flector es aquel que ocasiona un cambio de curvatura de la directriz o eje baricéntrico.

El momento de flexión máximo que se ejerce sobre el eje y los álabes se dará cuando el viento tenga su máxima velocidad. La fuerza de arrastre que ejerce el viento sobre los álabes necesitará de una fuerza de reacción por parte de eje principal. Esta reacción ejerce un momento flector sobre el eje.

b) *Momento de torsión sobre el eje*

El momento de torsión es aquel que ocasiona un giro relativo a las secciones transversales a la directriz. El momento de torsión es igual en cualquier ubicación de la directriz del material. (Young & Freedman, 2009)

El momento de torsión máximo ejercido sobre el eje sucederá cuando este está transmitiendo la máxima potencia. Suponiendo que la potencia de transmisión será la máxima ejercida por el eje, el momento de torsión máximo se da cuando se está transmitiendo la potencia máxima a su máxima velocidad.

3. Falla por fatiga

a) *Concentración de esfuerzos*

Las irregularidades de un elemento pueden generar concentración de esfuerzos por fatigas, se utilizan coeficientes para transformar el esfuerzo máximo teórico en el esfuerzo máximo real de estas discontinuidades.

$$\sigma_{max} = k_f \sigma_0 ; \tau_{max} = k_{fs} \tau_0$$

(5) y (6)

Donde σ_0 [MPa] y τ_0 [MPa] son los esfuerzos nominales normales y de corte. k_f es el factor de concentración de esfuerzos por fatiga. k_{fs} es el factor de concentración de esfuerzos cortantes.

La sensibilidad de la muesca está definida por

$$q = \frac{K_f - 1}{K_t - 1}$$

(7)

Donde K_t es el valor de concentración de esfuerzos cuando la sensibilidad es máxima. Los valores de K_t y q es posible obtenerlos de la tabla de la literatura. (Shigley, 1985, pg. 287).

b) *Esfuerzos medios y alternantes*

De acuerdo con la Teoría de la energía de deformación para cuerpos dúctiles el esfuerzo Von Mises se puede definir un esfuerzo equivalente a la energía de distorsión de un cuerpo dúctil. Debido a distintos métodos de falla por fatiga de los materiales este esfuerzo se separa en esfuerzos alternantes y esfuerzos medios.

Los esfuerzos fluctuantes son aquellos que varían en el tiempo, en las maquinarias los esfuerzos fluctuantes adoptan un patrón sinusoidal por la naturaleza de las maquinarias rotatorias. También, se presentan patrones de fuerza máxima y mínima en el sistema, y estos varía por encima y debajo de una línea base o fuerza promedio.

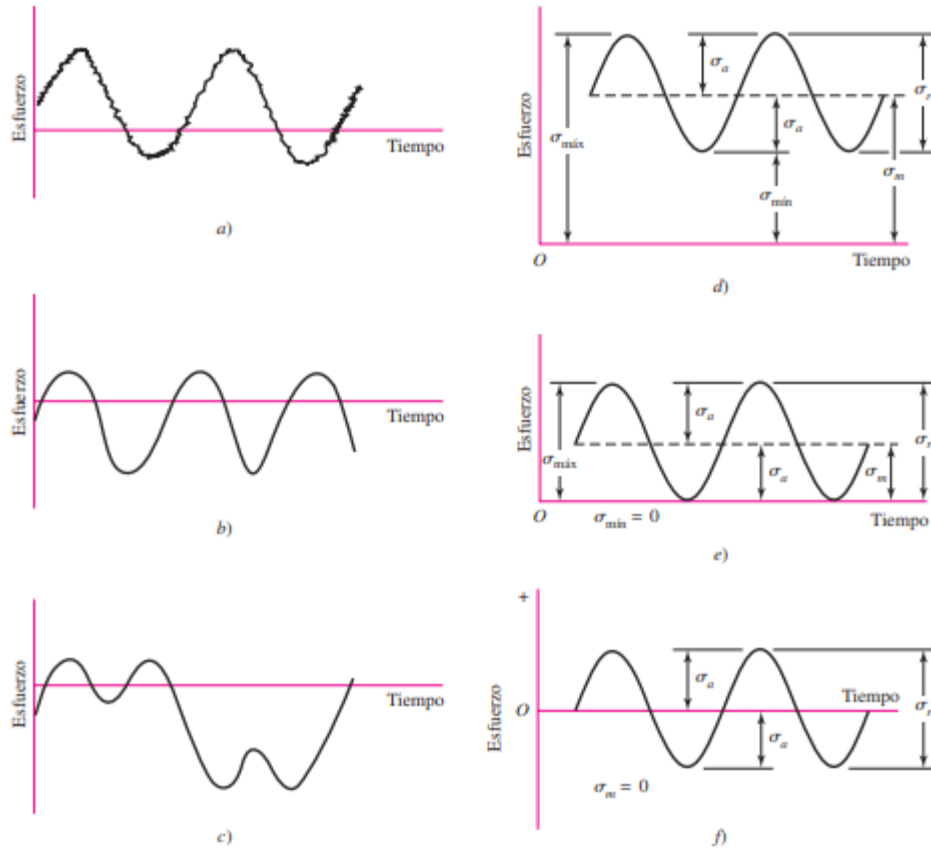


Ilustración 13 - Patrones de esfuerzos en máquinas rotatorias. Fuente: (Budynas & Nisbett, 2008)

Se puede describir este patrón en términos de esfuerzo medio y esfuerzo alternante. Donde el esfuerzo medio es el esfuerzo constante al que está sometido el sistema, y el esfuerzo alternante es la amplitud en la onda que se forma debido a los esfuerzos máximos y mínimos a los que está sometido el sistema. Los esfuerzos medios y alternantes se describen de la siguiente manera:

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{max} + \sigma_{min}}{2} ; \sigma_a = \left| \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{2} \right|$$

(8) y (9)

Donde; σ_m [MPa] es el esfuerzo medio, σ_a [MPa] es el esfuerzo alternante, σ_{min} [MPa] es el esfuerzo mínimo, y σ_{max} [MPa] es el esfuerzo máximo.

c) *Diseño de ejes o flechas*

La rotura de los materiales se puede producir debido a cargas dinámicas cíclicas, este fenómeno se le llama fatiga de los materiales y en distintas oportunidades producen roturas antes que las cargas estáticas. La tensión del material mediante cargas dinámicas cíclicas se puede definir como el promedio de las tensiones máximas y mínimas en cada ciclo.

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{max} + \sigma_{min}}{2} \quad (10)$$

Se define como intervalo de tensiones a la diferencia entre la tensión máxima y mínima.

$$\sigma_r = \sigma_{max} - \sigma_{min} \quad (11)$$

Se define como la amplitud de tensión a la mitad del intervalo de tensiones

$$\sigma_a = \frac{\sigma_r}{2} \quad (12)$$

La falla por fatiga normalmente se presenta por primera vez como una discontinuidad local en la pieza; una ranura, muesca, grieta. Se presenta en áreas de alta concentración de esfuerzos.

(1) Factores para límite de resistencia a la fatiga

Los factores más importantes que afectan el límite de resistencia a la fatiga. (Budynas & Nisbett, 2008)

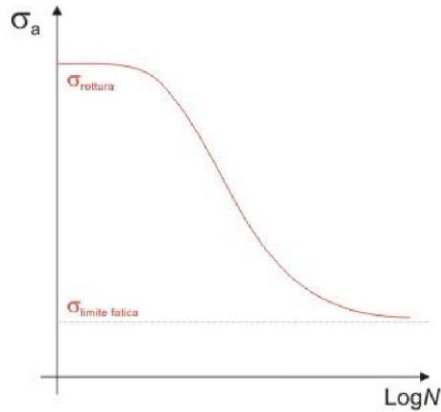
$$S_e = k_a k_b k_c k_d k_e k_f S'_e \quad (13)$$

Donde:

- S_e es el límite de resistencia a la fatiga
- S'_e es el límite de resistencia a la fatiga de la muestra de la viga en rotación
- k_a es el factor de superficie
- k_b es el factor de tamaño
- k_c es el factor de confiabilidad
- k_d es el factor de temperatura
- k_e es el factor de modificación por concentración de esfuerzos
- k_f es el factor de efectos diversos

(2) Curva S-N

La curva expresa la vida a fatiga de un material de acuerdo con la magnitud del esfuerzo cíclico impuesto sobre el mismo. La curva se obtiene de forma experimental. Para utilizar correctamente la curva se debe de considerar el material del eje y determinar las cargas a las que está sometida la turbina.



Gráfica 5 - Curva S-N. El eje X corresponde al logaritmo del número de ciclos. Fuente: (Budynas & Nisbett, 2008)

(3) Criterio de falla por fatiga de Goodman

El criterio de Falla por fatiga de Goodman se utiliza para determinar la resistencia de piezas sometidas a tensiones fluctuantes con componentes de tensión media positiva. El criterio se basa en los valores de tensión media y alternante en un punto de la pieza y garantiza que la pieza resistirá en el punto analizado, si solo si, se cumpla el criterio.

El coeficiente de seguridad se obtiene mediante el siguiente cociente:

$$\frac{\sigma_a}{S_e} + \frac{\sigma_m}{S_{ut}} = \frac{1}{n}$$

(14)

Donde σ_a y σ_m son los esfuerzos alternante y medio respectivamente, S_e es el límite de resistencia a la fatiga, S_{ut} el esfuerzo último a la tensión, y n es el factor de seguridad.

d) Consideraciones de deflexión

Para el diseño de un eje se necesita conocer la deflexión máxima a la que estará sometido el eje. Para conocer la deflexión se debe de conocer la geometría completa del eje. Las deflexiones permisibles dependerán de muchos factores como; la deflexión permisible de los cojinetes y engranes. Para conocer si la deflexión será un parámetro que afectará la vida del eje se debe de evaluar que las pendientes máximas y deflexiones transversales de la línea del centro del eje estén entre el intervalo permisible de las mismas, como se muestra en la siguiente ilustración.

Pendientes	
Rodillo ahusado	0.0005-0.0012 rad
Rodillo cilíndrico	0.0008-0.0012 rad
Bola con ranura profunda	0.001-0.003 rad
Bola esférica	0.026-0.052 rad
Bola autoalineante	0.026-0.052 rad
Engrane recto sin corona	< 0.0005 rad
Deflexiones transversales	
Engranajes rectos con $P < 10$ dientes/pulg	0.010 pulg
Engranajes rectos con $11 < P < 19$	0.005 pulg
Engranajes rectos con $20 < P < 50$	0.003 pulg

Ilustración 14 - Intervalos de pendientes permisibles para ejes. Fuente: (Budynas & Nisbett, 2008)

G. Parámetros de diseño

Se definen los parámetros de diseño en base a la función principal de la turbina eólica, la función principal de la turbina es entregar energía eléctrica a persona que la necesiten. Para cumplir con esta función se debe de garantizar lo siguiente:

1. Generar la suficiente energía para satisfacer las necesidades que se desea cubrir
2. Proteger al usuario
3. Garantizar una vida relativamente larga para la turbina

Para cumplir estos puntos se definen los siguientes parámetros de diseño:

- Área de barrido
- Razón de aspecto
- Velocidad del rotor
- Velocidad de punta de alabe
- Materiales de construcción
- Eje central

1. Área de barrido

El área total de barrido es la sección de aire que encierra la turbina en su movimiento. El área de barrido depende de la configuración de la turbina. Las turbinas eólicas encierran el aire en forma rectangular, por lo tanto, el área de barrido se define como

$$A = 2RL$$

(15)

Donde $A [m^2]$ es el área de barrido, $R [m]$ es el radio del rotor, y $L [m]$ es la altura del rotor.

El área de barrido define el volumen de aire que pasara por la turbina, por lo tanto, define la cantidad de energía del viento que se puede transformar en movimiento rotacional por la turbina. (Danish Wind Industry Association)

2. Razón de aspecto

La razón de aspecto se refiere a la relación entre la altura y el diámetro de la turbina Savonius. Los primeros rotores tenían razones de aspecto bajas, con el propósito de disminuir la altura y así lograr una mejor estabilidad mecánica. Con el tiempo y luego de pruebas experimentales se logró definir una razón de aspecto óptimo para las turbinas. La razón de aspecto se calcula como:

$$R_a = \frac{H}{D}$$

(16)

Donde R_a es la razón de aspecto, $H [m]$ es la altura del rotor, y D es el diámetro del rotor.

La razón de aspecto optima debido a históricos empíricos nos muestra que se tiene la mejor área de barrido y estabilidad mecánica cuando la altura es dos veces el diámetro del rotor.

3. Velocidad del rotor

La velocidad del rotor es controlada por el régimen del viento. Para los cálculos de diseños se tomaron tres distintas velocidades dependiendo del análisis que se realizó.

La velocidad mínima de diseño es 4 m/s, esta es la velocidad más baja del viento a la que la turbina generará la energía mínima necesaria para cumplir el objetivo del proyecto. Esta velocidad se utilizó en el dimensionamiento del rotor, para obtener el área de barrido.

La velocidad máxima estática es la velocidad del viento más alta reportada por el INSIVUMEH en el 2018, que fue de 24.25 m/s. (INSIVUMEH, 2018) Esta velocidad se utilizó para la carga radial sobre los rodamientos. Ya que la turbina no estará girando en todo momento a esta velocidad, esta no se toma para el análisis de resistencia a la fatiga.

La velocidad máxima a la fatiga es 12 m/s, por la razón antes mencionada. Los datos del INSIVUMEH reportan esta como la velocidad promedio más alta durante más de un día de medición. Por lo tanto, se quiere garantizar la resistencia a la fatiga del eje a esta ubicación.

$$v_{\max,estática} = 24.25 \frac{m}{s}; v_{\max, fatiga} = 12 \frac{m}{s}$$

(17); (18)

4. Velocidad de punta de álabe

Es la razón entre la velocidad tangencial de un alabe del rotor y la velocidad del viento, también conocida como “TSR” (Tip Speed Ratio). Está definida por la siguiente expresión:

$$TSR = \frac{R\omega}{v_o}$$

(19)

Donde $\omega \left[\frac{rad}{s} \right]$ es la velocidad angular del rotor, $R [m]$ es el radio del rotor, y $v_o \left[\frac{m}{s} \right]$ es la velocidad del viento.

Debido a datos históricos empíricos se ha definido un TSR óptimo de 0.8 para las turbinas Savonius. (Danish Wind Industry Association). No hay una relación definida entre el tipo de turbina y el TSR de la misma. El TSR se utilizará para obtener la velocidad de giro de la turbina.

5. Emplazamiento

El emplazamiento de una turbina eólica es la ubicación y la orientación que se le da a la turbina, con el propósito de lograr la generación óptima de energía eléctrica. El emplazamiento no solo depende del mapa eólico del lugar y tomar medidas del viento, sino de otros factores que pueden perjudicar el comportamiento de la turbina. La velocidad del viento es dependiente de la fricción de la superficie terrestre, la rugosidad del entorno de la turbina crea turbulencias y disminuye la velocidad del viento. La turbulencia en el viento crea mayores roturas y desgaste en la turbina, y disminuye la efectividad para aprovechar la energía del viento. Otro factor que perjudica la eficiencia de una turbina es la orientación de esta respecto al viento dominante, aunque las turbinas eólicas de eje vertical no se ven afectadas por este factor. Por lo tanto, es importante colocar una turbina eólica de eje vertical en un lugar con velocidad de viento alta y con la menor rugosidad posible. (Danish Wind Industry Association)

V. DISEÑO

A. Diagrama de flujo del proceso de diseño de rotor

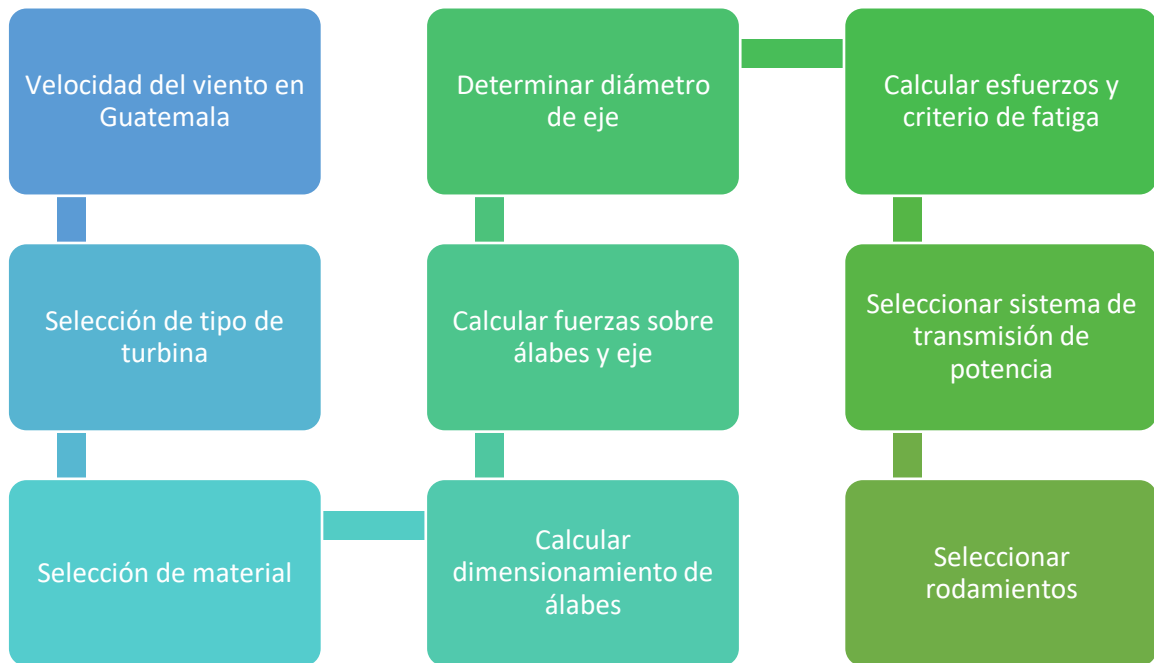


Diagrama 1 - Flujo de proceso de diseño de rotor. Fuente: Elaboración propia

B. Velocidad de viento

El Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología de Guatemala (INSIVUMEH), tiene medidores de velocidad de viento en distintos puntos del país. El INSIVUMEH proporcionó los datos del promedio diario en sus medidores del país durante todo el año 2018. De acuerdo con los datos otorgados por el INSIVUMEH, se obtuvo la velocidad de viento máxima en el país, que tiene un valor de 24.25 m/s. No se puede obtener el promedio, ya que los datos están incompletos y no tienen lecturas de todos los días del año. (INSIVUMEH, 2018)

En la siguiente tabla se presentan las velocidades de viento máximas por punto de medición. La velocidad máxima en el país de acuerdo con las lecturas del INSIVUMEH para el 2018, fue de 24.25 metros por segundo, en Retalhuleu.

Ubicación	Max (m/s)
COBÁN, ALTA VERAPAZ	3.8
CUBULCO, BAJA VERAPAZ	1.8
ALAMEDA ICTA, CHIMALTENANGO	6.9
CAMOTÁN, CHIQUIMULA	7.8
LOS ALBORES, EL PROGRESO	8.6
PUERTO SAN JOSÉ, ESCUINTLA	6.5
LA AURORA, GUATEMALA	24.2
TODOS SANTOS, HUEHUETENANGO	4.4
PUERTO BARRIOS, IZABAL	4.3
LA CEIBITA, JALAPA	8.3
QUEZADA, JUTIAPA	2.3
FLORES AEROPUERTO, PETÉN	7.8
LOS ALTOS, QUETZALTENANGO	9.3
SACAPULAS, EL QUICHÉ	9.4
RETALHULEU, RETALHULEU	24.3
SUIZA CONTENTA, SACATEPÉQUEZ	2.3
LOS ESCLAVOS, SANTA ROSA	6.1
EL TABLÓN, SOLOLÁ	13.3
MAZATENANGO, SUCHITEPÉQUEZ	2.2
LA FRAGUA, ZACAPA	4.4

Tabla 1 - Velocidad de viento máxima.
Fuente: INSIVUMEH



Gráfica 6 - Velocidad de viento máxima - Fuente: INSIVUMEH

C. Selección de turbina

La turbina se seleccionó de acuerdo con las necesidades de campo donde se estará colocando. De acuerdo con los datos obtenidos del INSIVUMEH y Ministerio de Energía y Minas, se puede observar que el viento en Guatemala tiende a soplar en más ubicaciones a bajas velocidades. Por lo tanto, se seleccionó una turbina eólica de eje vertical ya que estas turbinas tienen la capacidad de operar a menores velocidades de viento. Algunas turbinas de eje vertical necesitan arranque externo, lo que aumenta su costo de manufactura, ya que se desea mantener los costos bajos se seleccionó una turbina que no necesite arranque externo. Por lo tanto, el tipo de turbina eólica que se seleccionó para cumplir con el objetivo del proyecto fue una turbina eólica de eje vertical tipo Savonius.

Se necesita una turbina eólica que sea capaz de generar poca energía con poca velocidad de viento, debido a las necesidades de las comunidades sin acceso a energía en Guatemala. La turbina recomendada para dichas condiciones es la turbina Savonius modificada (Wind Turbine with Savonius Type Rotor, Alvin H. Banesh), esta turbina es similar una Savonius, pero con modificaciones en su geometría, lo que otorga un mayor coeficiente de potencia. La turbina tipo Savonius diseñada y patentada por Alvin H. Banesh es una turbina de arrastre que no necesita de un arranque externo forzado, sin necesidad de direccionamiento de viento, funciona en bajas velocidades de viento, presenta un costo bajo respecto a las otras turbinas, y presenta un coeficiente de potencia aceptable de 0.21. (Banesh, 1987)

D. Selección de material

Los materiales se seleccionaron por una combinación entre: sus propiedades mecánicas, accesibilidad en el mercado guatemalteco, y precio. Se seleccionó lámina galvanizada para los álabes y acero al bajo carbono (SAE 1010) para las demás piezas del sistema (sistema de sujeción y ejes). Las fichas técnicas de los materiales se describen en el Anexo C.

E. Dimensionamiento del rotor

El dimensionamiento del rotor se realizará para la velocidad del viento de diseño anteriormente mencionada (con un valor de 4 m/s), el coeficiente de potencia de la turbina, la potencia de diseño, y coeficientes de eficiencia eléctrica y de transmisión. La potencia del viento extraída por el aerogenerador es determinada de la siguiente manera. (Universidad de Zaragoza)

$$P_{\text{generación}} = \eta_e \eta_t C_p \frac{1}{2} A \rho v^3 \quad (20)$$

Los datos utilizados para encontrar el área del aerogenerador son los siguientes:

$$P_{\text{generación}} = 10 \text{ W}$$

$$\eta_e = 0.95 \text{ (Coeficiente de eficiencia eléctrica)}$$

$$\eta_t = 0.95 \text{ (Coeficiente de eficiencia de transmisión)}$$

$$C_p = 0.21 \text{ (Coeficiente de potencia)}$$

$$\rho = 1.225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$v = 4 \frac{\text{m}}{\text{s}} \text{ (velocidad de diseño)}$$

Despejando la Ecuación 20 se puede encontrar el área de barrido de la turbina

$$P_{\text{generación}} = \eta_e \eta_t C_p \frac{1}{2} A \rho v^3 \rightarrow A = \frac{2P_{\text{generación}}}{\eta_e \eta_t C_p \rho v^3} \quad (21)$$

$$A = 1.35 \text{ m}^2$$

Para un rotor tipo Savonius, el área de barrido es definida como

$$A = HD \quad (22)$$

Donde A es el área [m^2], H es la altura [m], y D es el diámetro [m].

Debido a experiencia empírica, la relación óptima entre altura y diámetro para un rotor Savonius se define como

$$H = 2D$$

(23)

Por lo tanto, las dimensiones óptimas para el rotor son:

$$D = 0.85 \text{ m}, H = 1.7 \text{ m}$$

Para obtener un área de barrido aceptable de:

$$A = 1.45 \text{ m}^2$$

El resto de las dimensiones del rotor, de acuerdo con la *Ilustración 20*, tendrán los siguientes valores:

$$D_2 = 1.1D = 0.935 \text{ m}$$

$$D_3 = 0.075D = 0.064 \text{ m}$$

$$D_4 = 0.172D = 0.146 \text{ m}$$

$$R_5 = 0.3D = 0.255 \text{ m}$$

$$D_6 = 0.32D = 0.272 \text{ m}$$

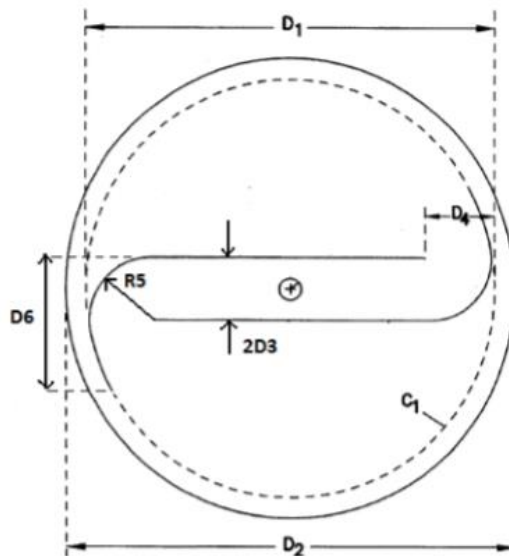


Ilustración 15 - Rotor Savonius modificado. Fuente: (Banesh, 1987)

F. Velocidad de rotación

Para determinar la velocidad de rotación del rotor se utiliza la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (24)$$

Donde λ [adimensional] es la velocidad específica ($\frac{\text{velocidad tangencial del alabe}}{\text{velocidad del viento}}$), ω [$\frac{rad}{s}$] es la velocidad angular, R [m] es el radio del rotor, y v [$\frac{m}{s}$] es la velocidad de diseño de viento. (Universidad de Zaragoza)

Para un rotor Savonius la velocidad específica a la que se consigue la máxima potencia es 0.8. la velocidad de diseño del viento es $4 \frac{m}{s}$, y el radio del rotor es 0.425 m. Por lo tanto, la velocidad angular se define como:

$$\omega = \frac{\lambda v}{R} = \frac{0.8 * 4}{0.425} = 7.53 \frac{rad}{s} = 71.91 \text{ rpm}$$

Para el cálculo de velocidad angular máxima se utilizó la velocidad del viento máxima definida con anterioridad.

$$\omega_{max} = \frac{\lambda v_{max}}{R} = \frac{0.8 * 24.25}{0.425} = 45.65 \frac{rad}{s} = 435.98 \text{ rpm}$$

G. Fuerza y presión del viento sobre el rotor

El viento ejerce una presión y fuerza sobre los alabes del rotor el cual es determinado por la siguiente expresión:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho v_{max}^2 ; F_{viento} = P_{viento} A \quad (25) \text{ y } (26)$$

Donde P_{viento} [Pa] es la presión que el viento ejerce sobre el alabe, ρ [$\frac{kg}{m^3}$] es la densidad del aire, v_{max} [$\frac{m}{s}$] es la velocidad del viento máxima, A [m^2] es el área de barrido del rotor, y F_{viento} [N] es la fuerza máxima ejercida por el viento. (Universidad de Zaragoza)

Se calculó la fuerza del viento para las velocidades máximas descritas en la Ecuación 17 y Ecuación 18.

$$F_{viento, \text{max estática}} = 520.47 \text{ N} \quad (27)$$

$$F_{viento, \text{max fatiga}} = 127.45 \text{ N} \quad (28)$$

H. Diseño del eje principal

El dimensionamiento del eje se realizó por medio de un análisis de resistencia a la fatiga. Se diseñó bajo las condiciones más altas a las que va a ser sometida la turbina. Estas condiciones se dan cuando la velocidad del viento es más alta, estas velocidades están descritas en la *Sección G.3 del Capítulo IV* de este documento. Se dimensionó el eje con la Teoría de Energía de Distorsión - Goodman, y un factor de potencia de 1.5, ya que se desea garantizar la seguridad y calidad de este. El proceso de dimensionamiento se describe en *Anexos A – Dimensionamiento de eje principal*, de este documento.

El sistema está conformado por un eje, ubicado en la parte inferior de los álabes. Se sujeta por medio de dos rodamientos y chumaceras, de 35 y 30 milímetro, a la estructura de sujeción. También, al eje está sujeto un sprocket de 41 diente, paso 40, este se encargará de transmitir la potencia al generador.

I. Selección del sistema de transmisión

Se necesita un sistema de transmisión de potencia que transmita la potencia mecánica en forma de trabajo de flecha al generador eléctrico. Este debe de poder aumentar la velocidad de giro, conservado el torque para romper el momento de inercia del generador, y hacerlo girar.

Se seleccionó un sistema de transmisión de potencia por medio de cadenas, debido a la facilidad de adquisición dentro de las comunidades guatemaltecas, ya que en una bicicleta común se tiene este sistema y con este se estará trabajando. El sistema de transmisión de potencia por medio de cadenas está compuesto por: un sprocket de 41 dientes, un piñón de 10 dientes y una cadena. Todos los componentes son de paso 40 y se obtiene una relación reducción de 4.1 : 1.

J. Selección de rodamientos

El sistema utilizará dos rodamientos: (1) en la parte superior del eje, entre la estructura de sujeción y los álabes, y (2) en la parte inferior del eje, sujeto a la estructura de sujeción. El rodamiento estará sujeto a la estructura de sujeción por medio de una chumacera y sujeto al eje por medio de fijadores de fricción. El rodamiento estará ubicado en la reducción de diámetro del eje, esta reducción sujetará la estructura, por lo que el rodamiento debe de soportar fuerzas axiales, o el peso de la estructura.

El proceso de selección se realizó acorde al Catálogo de rodamientos NTN, y se compraron en Abinsa, Guatemala. Se seleccionó dos rodamientos de bolas, debido a la fuerza axial que estos deben de soportar. Un rodamiento con designación 6906 con un diámetro interior de 30 milímetros, y el otro con designación 6907 con un diámetro interior de 35 milímetros. Se espera que el rodamiento tenga una vida nominal de 29.74 millones de revoluciones. El proceso de selección se detalla en *Anexos b – Selección de rodamientos*.

K. Sistema 3D (Inventor, Autodesk)

El sistema está sujeto mediante soldadura y los rodamientos por medio de chumaceras. Está compuesto por dos álabes, un eje, dos rodamientos, y la estructura de sujeción. El sistema completo se muestra en la siguiente imagen. Para un mayor detalle de las partes del sistema, ver los planos mecánicos del mismo en *Anexos D*.

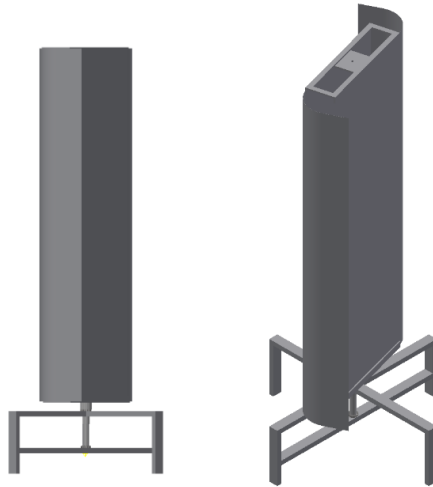


Ilustración 16 - Modelo 3D del rotor- Autodesk, Inventor

1. Alabes

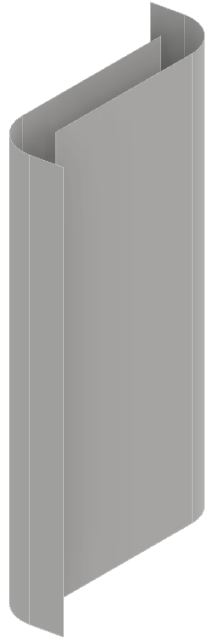


Ilustración 17 - Modelo 3D álabes. Autodesk, Inventor.

2. Eje y rodamientos



Ilustración 18 - Modelo 3D eje. Autodesk, Inventor.

3. Sistema de sujeción

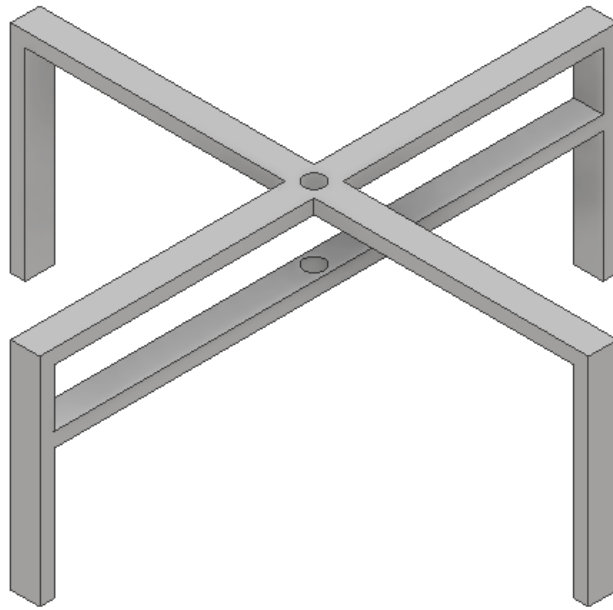


Ilustración 19 - Modelo 3D sistema de sujeción. Autodesk, Inventor.

4. Sistema de sujeción

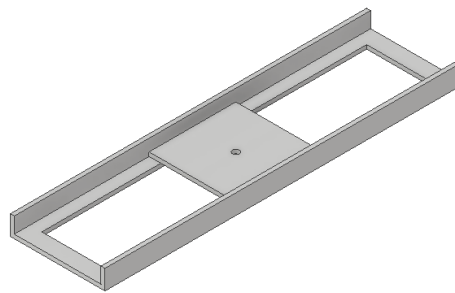


Ilustración 20 - Modelo 3D placa de sujeción, Autodesk, Inventor

5. Tornillo de conexión eje – placa



Ilustración 21 - Modelo 3D tornillo de conexión M10, paso 1.5. Inventor, Autodesk.

VI. CONSTRUCCIÓN DE PROTOTIPO

Se realizó un prototipo a escala real de la turbina con materiales encontrados en Guatemala. El prototipo no es funcional debido a la inestabilidad de los alabes. El prototipo se construyó en el Taller de Metalmecánica de la Universidad del Valle de Guatemala, excepto por el doblado de los álabes que se realizó en la Hojalatería San Judas, Guatemala. Para la construcción del prototipo se utilizó la siguiente maquinaria; torno CNC, laminadora, fresadora CNC, tronzadora, equipo de soldadura, y taladro.



Ilustración 22 - Álabes. Fuente: Fotografía propia



Ilustración 23 - Estructura de sujeción. Fuente: Fotografía propia



Ilustración 24 - Eje, sprocket, chumaceras, piñón y generador. Fuente: Fotografía propia



Ilustración 25 - Álabes ensamblados. Fuente: Fotografía propia



Ilustración 26 - Ensamble de eje. Fuente: Fotografía propia



Ilustración 27 - Ensamble del eje y estructura de sujeción. Fuente: Fotografía propia

A. Problemas de manufactura y funcionamiento de la turbina

Es importante mencionar que el prototipo realizado en este proyecto no es funcional, por lo tanto, no se pudo realizar pruebas de campo. Las razones por la cual no es funcional se mencionan a continuación.

El primer problema se presentó en el ensamblaje de los álabes, sucedió porque se subestimó la estabilidad estructural de la lámina galvanizada. Ya que el calibre de la lámina es 28, la lámina es muy delgada respecto a la altura de los álabes, por lo que presenta inestabilidad en el momento de pararla y esta tiende a doblarse. Se realizaron refuerzos internos para lograr que se parara por sí sola, pero esto aumentó considerablemente el peso de los álabes.



Ilustración 28 - Álabes con refuerzos. Fuente: Fotografía propia

Cuando los álabes se ensamblaron en el eje y la estructura de sujeción, el peso de los álabes generaba un momento flector que no soportaba los tornillos que sujetan la lámina por lo que se inclinaba así uno de los lados, como se muestra en la *Ilustración 34*.



Ilustración 29 - Ensamblaje de los álabes y estructura. Fuente: Fotografía propia

Se presentó otro problema en piñón del sistema de transmisión. El área para colocar el castigador en el piñón es muy pequeña para realizar un agujero en este. Al no poder ajustar la altura del piñón respecto al generador en su eje, no se podía soldar la barra inferior del sistema de sujeción, ni fijar la chumacera inferior. Ya que el piñón debe de quedar a la misma altura que el sprocket. Esto afectó en la estabilidad del eje y este tendía a inclinarse con el peso de los álabes, ya que solo un rodamiento no es suficiente para restringir este grado de libertad del eje, se necesitan dos rodamientos.



Ilustración 30 - Piñón en eje de generador. Fuente: Fotografía propia.

B. Puntos de mejora del prototipo

Durante la construcción del prototipo se encontraron distintos puntos de mejora que pueden mejorar el funcionamiento de la turbina, derivados de los problemas encontrados en la manufactura del prototipo.

El primer punto de mejora es la disminución de peso por medio de cambio de materiales. El funcionamiento de la turbina mejoraría si se reduce el momento de inercia que la fuerza del viento debe vencer, de esta manera se puede conseguir mayor velocidad de giro y se genera un voltaje más alto, por lo tanto, se genera mayor potencia. Se puede disminuir el peso del sistema en tres puntos; (1) los álabes, (2) el eje principal, (3) sistema de transmisión de potencia. Si se logra optimizar la relación entre el peso, estabilidad y costo de estos puntos, el funcionamiento de la turbina se mejorará debido a la corrección. Luego de realizar esta corrección se debe implementar un balance de pesos de la turbina respecto al eje de giro, para que esta tenga el peso balanceado en sus ejes y así vencer el momento de inercia con mayor facilidad, ya que el punto de gravedad estará en el centro del eje de giro del eje principal. Derivado de este punto se disminuye las vibraciones y se prolonga la vida útil del sistema.

El segundo punto de mejora se encuentra en el sistema de transmisión. El sistema de transmisión se puede mejorar al aumentar la relación de reducción del sistema de transmisión. El voltaje que el generador emite es directamente proporcional a la velocidad de giro de este. Por lo tanto, si se aumenta la velocidad de giro del generador, se aumenta su voltaje, por ende, la potencia generada es mayor. Otra forma de mejorar el sistema de transmisión es facilitar la manufactura de este. Se puede facilitar utilizando materiales y herramientas normalmente encontradas en las comunidades de Guatemala.

VII. CONCLUSIONES

1. Se diseñó una turbina eólica de eje vertical capaz de generar 10 W de potencia teórica a una velocidad mínima de 4 m/s, por lo tanto, si el emplazamiento de la turbina es correcto la turbina tiene la capacidad de generar hasta 240 Wh en un día.
2. El diseño de la turbina se basa en la patente 4,715,776 de Alvin Banesh, los álabes tienen una altura de 170 centímetros y ancho de 85 centímetros. Los álabes se diseñaron y construyeron de lámina galvanizada calibre 28. El eje principal se diseñó y construyó de acero SEA 1010.
3. La turbina está diseñada para funcionar con una velocidad mínima de 4 m/s y una velocidad máxima de 24.25 m/s. El eje principal está diseñado para resistir una velocidad a la fatiga de hasta 12 m/s, con un factor de seguridad de 1.5.
4. Se cumplió el objetivo de mantener el costo del prototipo por debajo de Q. 5,000.00, siendo el total de construcción de este Q. 1,683.26.
5. No se logró realizar un prototipo funcional debido a los problemas de manufacturas presentados en el *Capítulo VI* de este documento, pero se presentan recomendaciones para solucionar estos problemas. Las soluciones son disminuir el peso de los componentes del sistema, y cambiar el sistema de transmisión de potencia.

VIII. RECOMENDACIONES

1. Mejorar el funcionamiento de la turbina por medio de disminución de peso en distintos elementos del sistema, ya que este afecta directamente al momento de inercia que la fuerza del viento debe de romper.
 - a. Se recomienda analizar cambio de material de los álabes por dos razones. Primero, el peso es elevado y aumenta el momento de inercia que el viento debe romper. Segundo, no es lo suficientemente rígido para mantener su forma.
 - b. Se recomienda analizar el cambio de material del eje principal, para mantener sus características mecánicas, pero disminuir el peso de este.
2. Analizar el sistema de transmisión de potencia, ya que la turbina genera un torque mayor respecto al torque requerido para poner en movimiento el generador. Se recomienda encontrar un sistema de transmisión que aumente su relación de reducción, pero mantenga o disminuya el costo de este. El coste del sistema de transmisión es de Q. 310.00, valor representado en el mercado guatemalteco.
3. Diseñar y construir un circuito de carga y descarga para la energía alimentada y almacenada en la batería del sistema, considerando el voltaje de 24 V definido para el generador.
4. Diseñar y construir un circuito para conectar los elementos que se desea activar; bombillos LED y cargadores de celular, considerando las dimensiones y características de un hogar guatemalteco, y la seguridad de los habitantes de este.

IX. FUENTES

- [1] Hermitte, Enrique. *Alto consumo energético per cápita: ¿Malo o bueno?* <http://www.oetec.org/nota.php?id=%201922&area=%201> [22 de enero del 2018]
- [2] Gobierno de Guatemala. 2017. *Índice de cobertura eléctrica 2016*. Guatemala. Ministerio de Energía y Minas. 17 págs.
- [3] Gobierno de Guatemala. 2017. *Política Nacional de electrificación rural 2019-2032*. Guatemala. Ministerio de Energía y Minas. 57 págs.
- [4] Gobierno de Guatemala. 1996. *Ley General de Electricidad*. Guatemala. Ministerio de Energía y Minas. 19 págs.
- [5] Gobierno de Guatemala. 2018. *Informe estadístico 2018*. Guatemala. Ministerio de Energía y Minas, AMM. 34 págs.
- [6] Gobierno de Guatemala. 2017. *Energía eólica en Guatemala*. Guatemala. Ministerio de Energía y Minas. 9 págs.
- [7] Danish Wind Industry Association. *Where does Wind Energy come From?* [Visitado el 23/03/2019]
- [8] Mur, Joaquín. Universidad de Zaragoza. *Curso de Energía eólica*. Máster Europeo en Energías Renovables y Eficiencia Energética. 108 págs.
- [9] Universidad de Sevilla. *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico, Capítulo 7. Baterías para Almacenamiento de Energía*. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. 15 págs.
- [10] Young, Hugh; Freedman, Roger. 2009. *Física Universitaria Volumen I*, Decimosegunda edición. Pearson Educación, México. 760 págs.
- [11] Budynas, Richard; Nisbett, Keith. 2008. *Diseño en Ingeniería Mecánica de Shigley*. Octava edición. Murrieta, Jesús. México D.F: The McGraw-Hill. 1,059 págs.
- [12] INSIVUMEH. 2018. *Lecturas de velocidad de viento por estación*. [22/03/2019]
- [13] Banesh, Alvin. 1987. *Wind Turbine System Using a Savonius Type Rotor*. United States. Patent Number 4,715,776
- [14] NTN. 2015. *Catálogo de Rodamientos de Bolas y Rodillos*. Segunda edición. Corporación NTN 2004. 436 págs.

X. ANEXOS

A. Dimensionamiento de eje principal

Se realizó un análisis para dimensionar el eje correctamente y garantizar que este no falle. Se diseñará bajo las condiciones máximas porque así lo establece las leyes de regulación de energía eólica en otros países, a pesar de que en Guatemala no está bajo ninguna norma. El dimensionamiento del eje se diseñó para que soporte a las condiciones máximas, estas se dan cuando la velocidad de viento es más alta. Las velocidades máximas son dos; una velocidad máxima estática que tiene un valor de 24.25 m/s, y una velocidad máxima a la fatiga que tiene un valor de 12 m/s, como se describe en la *Sección G.3 del Capítulo IV* de este documento. Las fuerzas que estas velocidades ejercen sobre los álabes están expresadas en la *Ecuación 27 y Ecuación 28*.

Selección de material del eje

El eje debe de ser lo suficientemente rígido para poder soportar las cargas a las que es sometido, pero también lo suficientemente económico para no sobre pasar el presupuesto del rotor. Normalmente los ejes son fabricados de acero con bajo contenido de carbono y se les aplica algún tratamiento térmico para mejorar sus propiedades mecánicas. En el caso de este proyecto se utilizará un acero con bajo contenido de carbono SAE 1010 sin ningún tratamiento térmico. El acero utilizado para la construcción del prototipo se compró en Aceros Suecos, quienes no proporcionaron la ficha técnica pero nos indicaron que el acero se encuentra bajo la norma SAE 1010, por lo que se utilizó la ficha técnica de un acero SAE 1010.

Configuración del eje

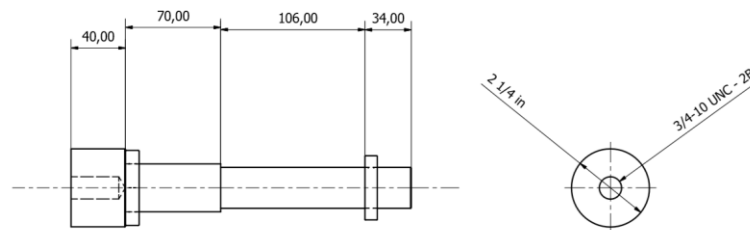


Ilustración 31 - Configuración del eje. Autodesk, Inventor.

El sistema está conformado por un eje que está sujeto a los álabes en su parte inferior. El eje pasará por medio de dos cojinetes, que está a 4 y 21.6 centímetros de los álabes, en esta ubicación habrá una reducción de diámetro de corte de radio grande en el hombro como se muestra en la figura. Después de esta reducción se mantendrá el diámetro, pasando por el sprocket, hasta pasar por otro cojinete del mismo diámetro que el sprocket. El eje tiene un largo total de 250 milímetros.

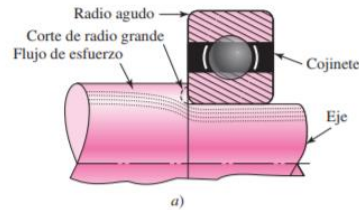


Ilustración 32 - Reducción de corte de radio grande en el hombro. Fuente: (Budynas & Nisbett, 2008)

Transmisión del par torsión

El par torsión será transmitido al sprocket por medio de una fijación al eje. La fijación se por medio de un cuñero y pin de sujeción.

Ubicación de concentración de esfuerzos

La concentración de esfuerzo del eje será en la reducción de diámetro para el rodamiento. En este punto se tiene el esfuerzo de corte más alto y el par torsión será igual en cada punto del eje, por lo que el dimensionamiento mínimo que puede tener el eje se encontrará bajo estas condiciones.

Cálculo de momento flector máximo

Por motivos de cálculo se obtuvo dos momentos flectores. (1) cuando la velocidad del viento es máxima, *velocidad de viento máxima estática*, y (2) cuando la velocidad del viento promedio es máxima, *velocidad del viento máxima a la fatiga*. Para ambos casos se utiliza el mismo diagrama de cuerpo libre, lo que cambia es el valor de la fuerza que ejerce el viento sobre los álabes, por ende, el sistema estará sometido a esfuerzos de distinta magnitud, pero misma dirección, en ambos casos.

Diagrama de Cuerpo Libre sobre los álabes:

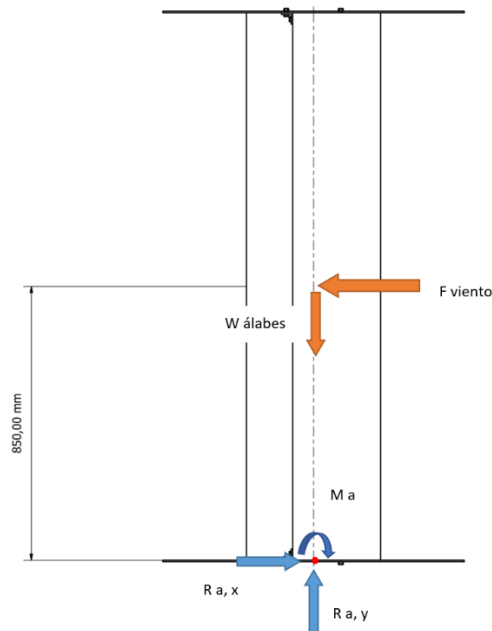


Ilustración 33 - Diagrama de Cuerpo Libre de los álabes - Fuente: elaboración propia

La velocidad del viento ejercerá una fuerza sobre los álabes, esta fuerza es dependiente del cuadrado de la velocidad del viento. Se analizará la fuerza equivalente para dos casos distintos; (1) la velocidad del viento máxima estática y (2) la velocidad del viento máxima a la fatiga. La cuales están descritas en la *Ecuación 27* y *Ecuación 28*. El peso de los álabes se calculó en el *Anexo B* de este documento, y tiene un valor de 0.656 kN. Las reacciones $R_{a,x}$ y $R_{a,y}$ se dan por la sujeción al eje.

Se igualó la sumatoria total de las fuerzas y momentos a cero, ya que los álabes no tendrán movimiento traslacional. Despejando las fórmulas se obtienen las reacciones y momento equivalente para ambos casos.

$$\text{Caso 1: } R_{a,x,\text{estático}} = 520.47 \text{ N}; R_{a,y,\text{estático}} = 656 \text{ N}; M_{a,\text{estático}} = 442.4 \text{ N m}$$

$$\text{Caso 2: } R_{a,x,\text{fatiga}} = 127.45 \text{ N}; R_{a,y,\text{fatiga}} = 656 \text{ N}; M_{a,\text{fatiga}} = 108.3 \text{ N m}$$

Para el dimensionamiento del eje se tomó en cuenta el Caso 2, fuerza del viento máxima para la fatiga. De acuerdo con la configuración del eje definida y la reacción de la fuerza ejercida por el viento se puede analizar el diagrama de corte y momento flector del eje. Las fuerzas, momentos y reacciones, se ilustran en la *Ilustración 33*. Los diagramas se generaron con Autodesk, Inventor, 2018.

Diagrama de Cuerpo Libre del eje

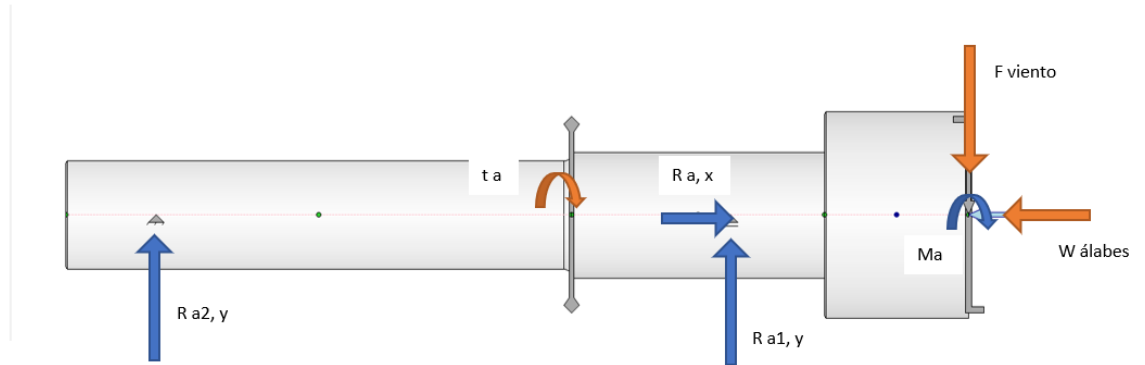


Ilustración 34 - Diagrama de Cuerpo Libre del eje. Fuente: Elaboración propia

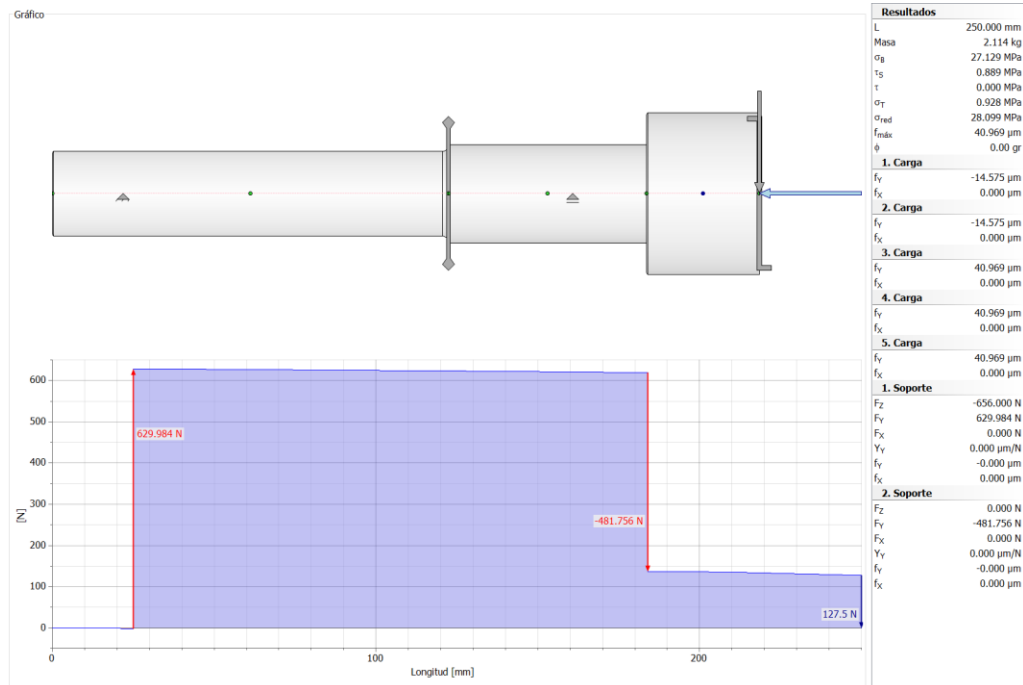


Ilustración 35-Diagrama de corte eje principal – Fuente: Inventor, Autodesk

De acuerdo con el diagrama de corte la reacción máxima del eje se encuentra en la reducción de diámetro y esta tiene un valor de;

$$R_{\text{rodamiento}} = 630 \text{ N}$$

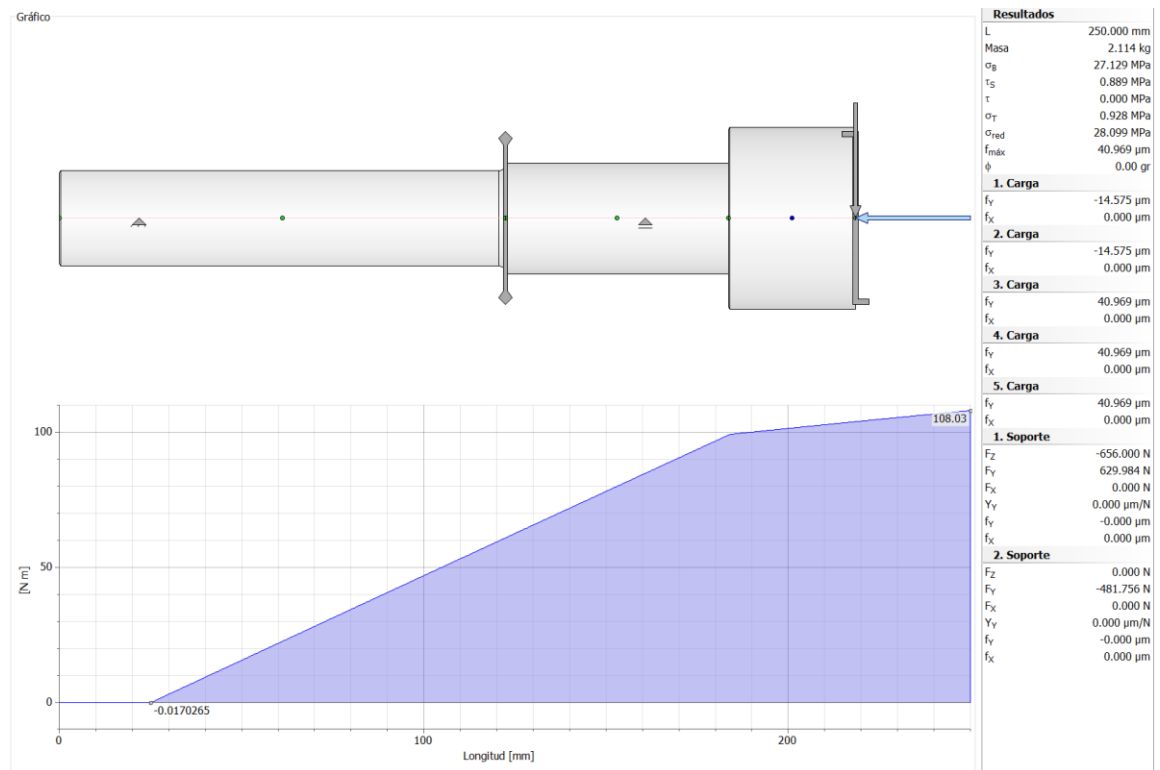


Ilustración 36 - Diagrama de momento flector eje principal - Fuente: Inventor, Autodesk

De acuerdo con el diagrama de momento se puede observar que el momento flector máximo se da en la ubicación de rodamiento y es de;

$$M_{\text{máximo}} = 108 \text{ N m} = 108,00 \text{ N mm}$$

Cálculo de par torsión máximo

El eje transmitirá la potencia al generador por medio del torque. Por motivos de diseño se calculará la potencia máxima que el eje transmitirá, junto con su velocidad angular máxima, para luego definir un par torsión máximo. La potencia máxima que el rotor transmitirá está dada por la *Ecuación (20)*, se utilizará la velocidad del viento máxima en Guatemala registrada por el INSIVUMEH.

$$P = C_p \frac{1}{2} A \rho v_{max}^3$$

$$C_p = 0.21 \text{ (Coeficiente de potencia)}$$

$$\rho = 1.225 \frac{kg}{m^3}$$

$$v_m = 12 \frac{m}{s}$$

$$A = 1.445 m^2$$

Por lo tanto, la potencia promedio será:

$$P = 0.21 * \frac{1}{2} * 1.445 * 1.225 * 12^3 = 321.18 W$$

Para determinar la velocidad de rotación del rotor se utiliza la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v}$$

Donde λ [adimensional] es la velocidad específica ($\frac{\text{velocidad tangencial del alabe}}{\text{velocidad del viento}}$), ω [$\frac{rad}{s}$] es la velocidad angular, R [m] es el radio del rotor, y v [$\frac{m}{s}$] es la velocidad de diseño de viento.

Para un rotor Savonius la velocidad específica a la que se consigue la máxima potencia es 0.8. la velocidad de diseño del viento es $4 \frac{m}{s}$, y el radio del rotor es 0.6 m. Por lo tanto, la velocidad angular se define como:

$$\omega = \frac{\lambda v}{R} = \frac{0.8 * 4}{0.425} = 7.53 \frac{rad}{s} = 71.91 rpm$$

Para el cálculo de velocidad angular máxima se utilizó la velocidad del viento máxima a la fatiga definida con anterioridad.

$$\omega_{max} = \frac{\lambda * v_{max}}{R} = \frac{0.8 * 12}{0.6} = 16 \frac{rad}{s} = 152.8 rpm$$

La potencia se puede encontrar con la siguiente expresión:

$$P = \tau * \omega$$

Donde $P [W]$ es la potencia transmitida por el eje, $\tau [Nm]$ es el torque, y $\omega \left[\frac{rad}{s} \right]$ es la velocidad angular del eje. Por lo tanto, el torque en el eje se puede determinar despejándolo de la expresión anterior.

$$\tau = \frac{P}{\omega} \rightarrow \frac{321 W}{16 \frac{rad}{s}} = 20.1 Nm$$

Cálculo de S'_e

Ya que el material del eje es un acero al carbono, se encuentra el límite de resistencia a la fatiga del material con las ecuaciones que se presentan a continuación.

$$S'_e = \begin{cases} 0.5 S_{ut} & S_{ut} \leq 200 \text{ kpsi (1 400 MPa)} \\ 100 \text{ kpsi} & S_{ut} > 200 \text{ kpsi} \\ 700 \text{ MPa} & S_{ut} > 1 400 \text{ MPa} \end{cases}$$

Ilustración 37 - Ecuaciones del límite de resistencia a la fatiga. Fuente: (Budynas & Nisbett, 2008)

Ya que la resistencia última a la tensión es 325 MPa, por lo tanto, menor que 1,400 MPa. El límite de resistencia a la fatiga del material se puede calcular.

$$S'_e = 0.5 S_{ut} = 0.5 * 325 \text{ MPa} = 162.5 \text{ MPa}$$

Cálculo de momentos alternantes y medios sobre el eje

Para definir el diámetro se necesita definir los momentos flectores y torsionales alternantes y medio que actúan en el eje. El rotor tiene una relación esfuerzo-tiempo fluctuante no sinusoidal, pero por motivos de diseño se realizará el análisis como si el rotor tuviese una relación esfuerzo-tiempo sinusoidal completamente invertido.

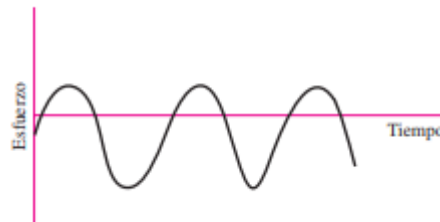


Ilustración 38 - Relación esfuerzo tiempo no sinusoidal, Fuente: (Budynas & Nisbett, 2008)

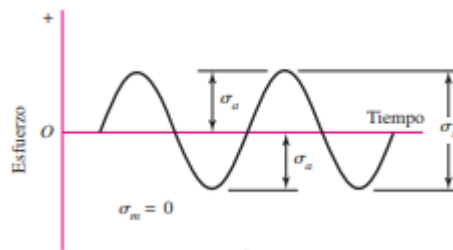


Ilustración 39 - Relación esfuerzo tiempo sinusoidal completamente invertido, Fuente (Budynas & Nisbett, 2008)

Al asumir que los esfuerzos torsionales y flectores tienen un comportamiento sinusoidal completamente invertido, los esfuerzos medios se pueden asumir como cero. Por lo tanto, se deben encontrar

los momentos flectores y torsionales alternantes. Los momentos alternantes se encuentran con la siguiente expresión:

$$M_a = \frac{M_{max} - M_{min}}{2} = \frac{108 - (-108)}{2} = 108 \text{ N m}$$

$$T_a = \frac{T_{max} - T_{min}}{2} = \frac{20.1 - (-20.1)}{2} = 20.1 \text{ N m}$$

Donde M_a [N m], M_{max} [N m], M_{min} [N m] son el momento flector alternante, máximo y mínimo, respectivamente. T_a [N m], T_{max} [N m], T_{min} [N m] son el momento torsor alternante, máximo y mínimo, respectivamente.

Análisis de fatiga por medio de Teoría de ED-Goodman

Se realizó un análisis de resistencia a la fatiga de cargas dinámicas para encontrar un diámetro aceptable para el eje. El diámetro se calculó mediante la teoría de Goodman y para el punto de concentración de esfuerzos. El diámetro del eje según ED-Goodman está dado por la siguiente expresión:

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

Donde;

d [m] es el diámetro del eje

$M_a = 108,000 \text{ N mm}$ es el momento flector alternante

$n = 1.5$ es el factor de seguridad

$K_{fs} = 2.2$ es el factor de concentración de esfuerzos de torsión

$S_e = 163 \text{ MPa}$ es el límite de resistencia a la fatiga esperado del material que se calculó

$K_f = 2.7$ es el factor de concentración de esfuerzos de flexión

$T_a = 20,100 \text{ N mm}$ es el momento torsor alternante

$S_{ut} = 325 \text{ MPa}$ es el esfuerzo ultimo a la tensión
del acero

$M_m = 0$ es el momento flector medio

$T_m = 0$ es el momento flector medio

Sustituyendo los valores en la ecuación se tiene un diámetro de 30.21 mm su equivalente en pulgadas es 1.04 pulg . Se aproxima al diámetro comercial superior más cercano para definir el diámetro del eje. Se asume que cualquier diámetro superior no fallará por fatiga.

$$d_{eje,1} = 30 \text{ mm}$$

Consideraciones de deflexión

Se generó el diagrama de grados de deflexión en Inventor Autodesk para saber si el eje está dentro de los rangos admisibles de deflexión. Ya que sí está dentro del rango para un bola esférica, de acuerdo con la *Ilustración 41* es $0.026\text{-}0.052 \text{ rad}$, se asume que la deflexión no será un factor que afecte el diseño del rotor.

Tabla 7-2

Intervalos máximos
típicos de pendientes
y deflexiones transver-
sales

Pendientes	
Rodillo ahusado	0.0005-0.0012 rad
Rodillo cilíndrico	0.0008-0.0012 rad
Bola con ranura profunda	0.001-0.003 rad
Bola esférica	0.026-0.052 rad
Bola autoalineante	0.026-0.052 rad
Engrane recto sin corona	< 0.0005 rad
Deflexiones transversales	
Engranés rectos con $P < 10$ dientes/pulg	0.010 pulg
Engranés rectos con $11 < P < 19$	0.005 pulg
Engranés rectos con $20 < P < 50$	0.003 pulg

Ilustración 40 - Rangos admisibles de grados de deflexión. Fuente: Diseño de ingeniería mecánica de

Shigley, Budynas

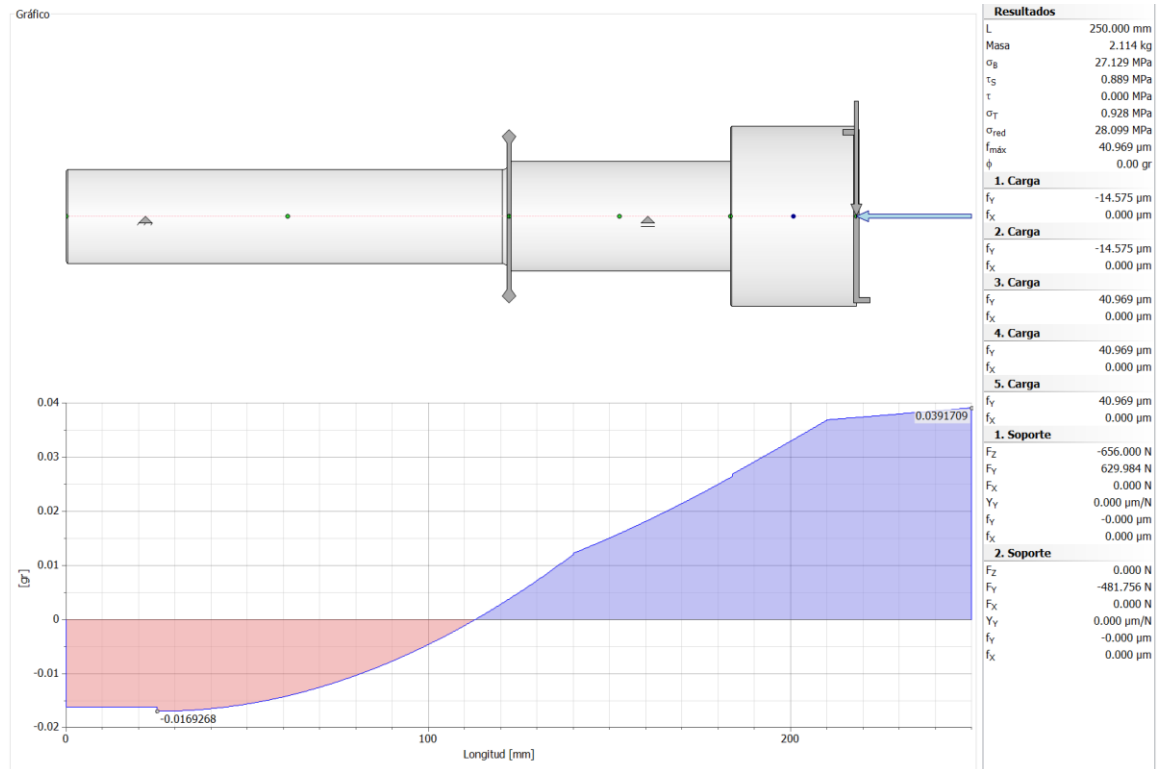


Ilustración 41 - Diagrama de ángulo de deflexión del eje principal. Fuente: Inventor, Autodesk

De acuerdo con el diagrama de grados de deflexión se puede observar que la deflexión máxima es de $\delta_{max} = 0.03917 \text{ grados} = 0.00068365 \text{ rad}$. La deflexión se encuentra por debajo de los parámetros de deflexión máxima para los rodamientos de bolas utilizador, por lo tanto, la deflexión es aceptable.

B. Selección de rodamientos

Los rodamientos se colocarán en la reducción de diámetro del eje e irán sujetos a la estructura de sujeción por medio de una chumacera. Los rodamientos estarán sometido a cargas radiales y axiales; radial será la reacción por la fuerza ejercida por el viento del eje principal, y la carga radial será el peso de los álabes y los dos ejes. Ya que el rodamiento necesita soportar cargas radiales y axiales se seleccionará un rodamiento rígido de una hilera de bolas. El rodamiento se seleccionará por medio del catálogo de rodamientos NTN.

Los diagramas de cuerpo libre para los cojinetes se realizaron con Autodesk Inventor, 2018, con las reacciones obtenidas en el *Caso 1* del Diagrama de Cuerpo Libre de los álabes.

Diagrama de corte del eje en condiciones de velocidad del viento máxima (24.25 m/s)

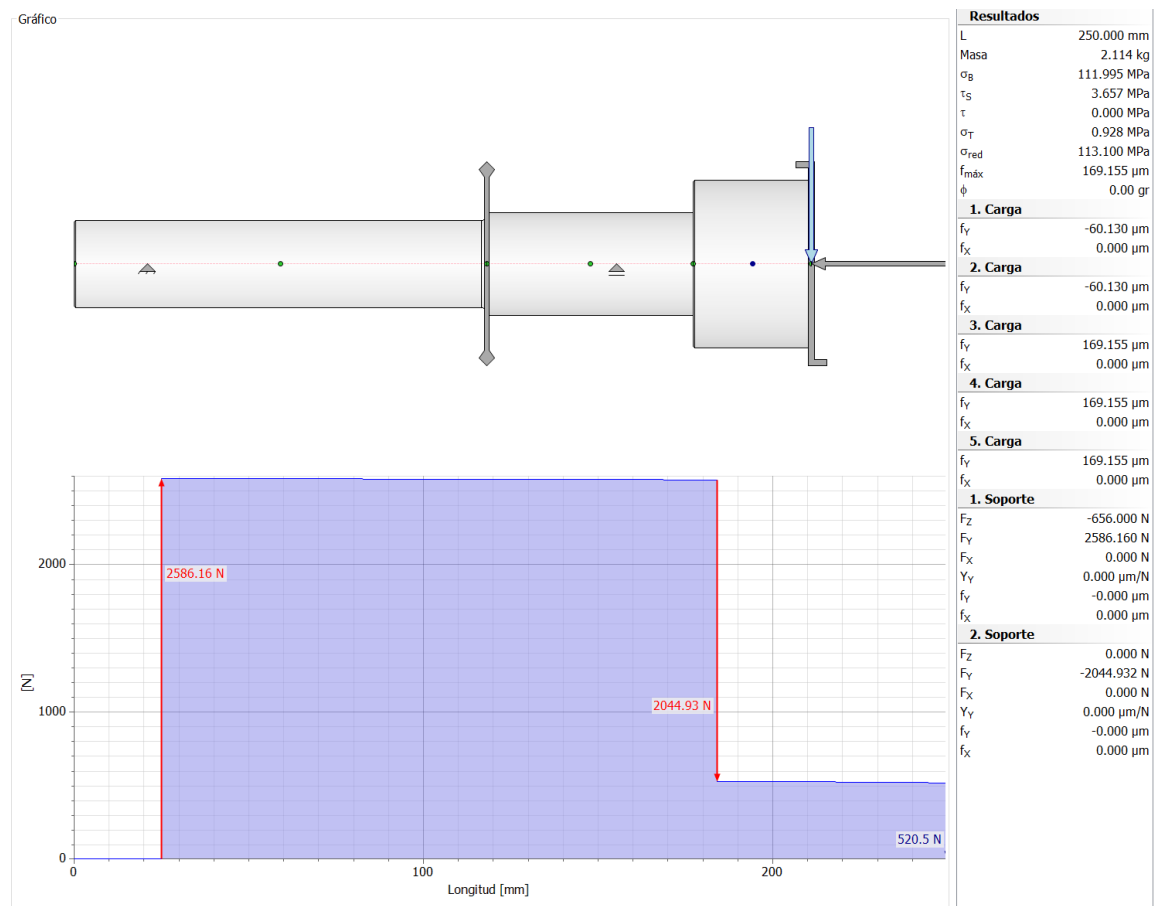


Ilustración 42 - Diagrama de corte para velocidad máxima estática. Fuente: Autodesk, Inventor

Cálculo de fuerza axial del sistema:

La fuerza axial del sistema sobre el rodamiento es la fuerza representada en el peso del sistema. El peso del sistema estará compuesto por los álabes, el eje, y las planchas. El peso de los álabes y las planchas se calcula con la densidad de otorgada en la ficha técnica de la lámina galvanizada (*Anexo C*), y el área correspondiente. El peso total de los álabes es de 0.656 kN. El peso del eje fue calculado con Autodesk Inventor y tiene un valor de 0.2018 kN. La fuerza axial total que el rodamiento debe de soportar es de 0.858 kN.

Los parámetros utilizados para la selección de rodamientos fueron:

Tipo de parámetro	Forma de selección	Parámetro
Tipo de rodamiento	Un rodamiento que soportara cargas axiales y radiales	Rodamiento rígido de bolas
Diámetro inferior	Diámetro del eje	35 mm y 30 mm
Diámetro exterior	No hay límite exterior	NA
F_a (carga axial)	Peso de álabes y ejes	0.858 kN
F_r (carga radial)	Reacción del cojinete a la fuerza del viento máxima (viento de 24 m/s)	2.586 kN
Carga dinámica equivalente del rodamiento	$P = XF_r + YF_a$	$P = 3.8 \text{ kN}$
Carga estática equivalente del rodamiento	$P_o = F_r$	$P_o = 0.661 \text{ kN}$
Temperatura de trabajo		40 grados Celsius
Tipo de lubricante		Aceite graso
Vida nominal	$L_{10} = \left(\frac{C}{P}\right)^p$	29.74 millones de revoluciones

Tabla 2 - Parámetros de selección de rodamientos, Catálogo NTN

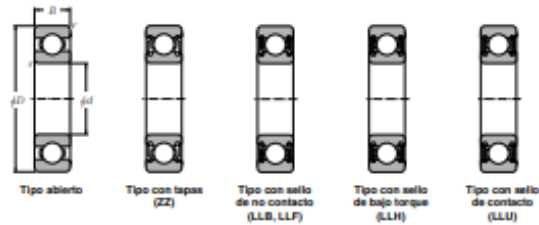
Donde; F_a [KN] es la carga axial, F_r [KN] es la carga radial, P [KN] es la carga dinámica equivalente, P_o [KN] es la carga estática equivalente del rodamiento, L_{10} [Revoluciones] es la vida nominal básica, C [N] es capacidad básica de carga dinámica, n [RPM] es la velocidad de rotación.

Se seleccionó el rodamiento NTN rígidas de bolas con designación 6906 y 6907. Como se puede observar en la tabla de propiedades del rodamiento que se muestra en la *Ilustración 44*, las capacidades

de cargas son más altas que a las que está sometido el rodamiento, por lo que se considera que el rodamiento soportará las cargas dinámicas y estáticas a las que está sometido. Este rodamiento tiene una vida nominal de 29.74 millones de revoluciones.

Rodamientos Rígidos de Bolas

NTN



d 20 ~ 35mm

Dimensiones principales	Capacidades básicas de carga				Factor	Velocidades límites				Números de rodamientos									
	dinámica		estática			f ₀	r.p.m.		r.p.m.		Número de rodamientos								
d	D	B	r _{max} ¹⁾	C _d	C _s		C _d	C _s	grasa	sello	ZZ	LLB	Z' LB	LLH	LLU	tipo	con tapas	con sello de contacto	con sello de bajo torque
20	72	19	1.1	—	28.5	13.9	2 900	1 420	11.4	12 000	14 000	—	—	—	6404	—	—	—	—
	50	14	1	0.5	12.9	6.80	1 320	690	13.5	14 000	17 000	12 000	9 700	—	6202	ZZ	LLB	LLH	LLU
22	56	16	1.1	0.5	18.4	9.25	1 880	945	12.4	13 000	15 000	11 000	9 200	—	6302	ZZ	LLB	LLH	LLU
	32	4	0.2	—	1.10	0.840	112	86	15.8	4 000	4 600	—	—	—	6705	—	LLF	—	—
25	37	7	0.3	0.3	4.30	2.95	435	300	16.1	18 000	21 000	—	10 000	—	6805	ZZ	LLB	—	LLU
	42	9	0.3	0.3	7.05	4.55	715	460	15.4	16 000	19 000	—	9 800	—	6905	ZZ	LLB	—	LLU
28	47	8	0.3	—	8.35	5.10	855	520	15.1	15 000	18 000	—	—	—	16005	—	—	—	—
	52	12	0.6	0.5	10.1	5.85	1 030	595	14.5	15 000	18 000	11 000	9 400	—	6005	ZZ	LLB	LLH	LLU
30	52	15	1	0.5	14.0	7.85	1 430	800	13.9	13 000	15 000	11 000	8 900	—	6205	ZZ	LLB	LLH	LLU
	62	17	1.1	0.5	21.2	10.9	2 160	1 110	12.6	12 000	14 000	9 700	8 100	—	6305	ZZ	LLB	LLH	LLU
32	80	21	1.5	—	34.5	17.5	3 550	1 780	11.6	10 000	12 000	—	—	—	6405	—	—	—	—
	52	12	0.6	0.5	12.5	7.40	1 270	755	14.5	14 000	16 000	10 000	8 400	—	6008	ZZ	LLB	LLH	LLU
35	58	16	1	0.5	17.9	9.75	1 830	995	13.4	12 000	14 000	9 700	8 100	—	6208	ZZ	LLB	LLH	LLU
	68	18	1.1	0.5	26.7	14.0	2 730	1 430	12.4	11 000	13 000	8 900	7 400	—	6308	ZZ	LLB	LLH	LLU
37	37	4	0.2	—	1.14	0.850	117	97	15.7	3 300	3 800	—	—	—	6706	—	LLF	—	—
	42	7	0.3	0.3	4.70	3.00	480	310	16.5	12 000	14 000	—	8 000	—	6806	ZZ	LLB	—	LLU
30	47	9	0.3	0.3	7.25	5.00	740	510	15.8	14 000	17 000	—	8 400	—	6906	ZZ	LLB	—	LLU
	55	9	0.3	—	11.2	7.20	1 130	730	15.2	13 000	15 000	—	—	—	16006	—	—	—	—
32	55	13	1	0.5	13.2	8.3	1 350	845	14.8	13 000	15 000	9 200	7 700	—	6006	ZZ	LLB	LLH	LLU
	62	16	1	0.5	19.5	11.3	1 980	1 150	13.8	11 000	13 000	8 800	7 300	—	6206	ZZ	LLB	LLH	LLU
35	72	19	1.1	0.5	26.7	15.0	2 730	1 530	13.3	10 000	12 000	7 900	6 600	—	6306	ZZ	LLB	LLH	LLU
	90	23	1.5	—	43.5	23.9	4 400	2 440	12.3	8 800	10 000	—	—	—	6406	—	—	—	—
32	58	13	1	0.5	11.8	8.05	1 200	820	15.4	12 000	15 000	8 700	7 200	—	6002	ZZ	LLB	LLH	LLU
	65	17	1	0.5	20.7	11.6	2 110	1 190	13.6	11 000	12 000	8 400	7 100	—	6202	ZZ	LLB	LLH	LLU
35	75	20	1.1	0.5	29.8	16.9	3 050	1 730	13.1	9 500	11 000	7 700	6 500	—	6302	ZZ	LLB	LLH	LLU
	47	7	0.3	0.3	4.90	3.05	500	310	16.4	13 000	16 000	—	7 600	—	6807	ZZ	LLB	—	LLU
30	55	10	0.6	0.5	9.55	6.85	975	695	15.8	12 000	15 000	—	7 100	—	6907	ZZ	LLB	—	LLU
	60	9	0.3	—	11.7	8.30	1 160	805	16.6	12 000	14 000	—	—	—	16007	—	—	—	—
35	62	14	1	0.5	16.0	10.3	1 630	1 050	14.8	12 000	14 000	8 200	6 800	—	6007	ZZ	LLB	LLH	LLU
	72	17	1.1	0.5	25.7	15.3	2 620	1 560	13.8	9 800	11 000	7 600	6 300	—	6207	ZZ	LLB	LLH	LLU
35	80	21	1.5	0.5	33.5	19.1	3 400	1 950	13.1	8 800	10 000	7 300	6 000	—	6307	ZZ	LLB	LLH	LLU
	100	25	1.5	—	55.0	31.0	5 600	3 150	12.3	7 800	9 100	—	—	—	6407	—	—	—	—

1) Dimensión mínima permitida para el chaflán r.

B-10

Ilustración 43 - Ficha técnica de rodamiento de bolas NTN. Fuente: Catálogo de rodamientos de bolas y rodillos, NTN.

C. Fichas técnicas de los materiales

La ficha técnica del acero con bajo contenido de carbono SAE 1010, que se utilizó es:

SAE 1010				
Chemical composition: C=0.10%, Mn=0.45%, P=0.04% max, S=0.05% max				
Property	Value in metric unit		Value in US unit	
Density	7.872 *10 ³	kg/m ³	491.4	lb/ft ³
Modulus of elasticity	200	GPa	29000	ksi
Thermal expansion (20 °C)	12.6*10 ⁻⁶	°C ⁻¹	7.00*10 ⁻⁶	in/(in* °F)
Specific heat capacity	448	J/(kg*K)	0.107	BTU/(lb*°F)
Thermal conductivity	51.9	W/(m*K)	360	BTU*in/(hr*ft ² *°F)
Electric resistivity	1.43*10 ⁻⁷	Ohm*m	1.43*10 ⁻⁵	Ohm*cm
Tensile strength (hot rolled)	325	MPa	47100	psi
Yield strength (hot rolled)	180	MPa	26100	psi
Elongation (hot rolled)	28	%	28	%
Hardness (hot rolled)	55	RB	55	RB
Tensile strength (cold drawn)	365	MPa	52900	psi
Yield strength (cold drawn)	305	MPa	44200	psi
Elongation (cold drawn)	20	%	20	%
Hardness (cold drawn)	60	RB	60	RB

Ilustración 44 - Resistencia de aceros. Fuente: SubsTech (Substance & Technologies)

Ficha técnica de Lámina Galvanizada Rolada en Caliente Decapada y Sin Decapar

LÁMINA ROLADA EN CALIENTE DECAPADA Y SIN DECAPAR							
				Peso por hoja en kilogramos			
Espesor		Pies		3 X 8	3 X 10	4 X 8	4 X 10
calibre	mm	pulg	metros	.914 X 2.44	.914 X 3.05	1.22 X 2.44	1.22 X 3.05
a			kg/m ²	bxc			
3	6.07	0.239	47.65	106.24	132.80	141.66	177.07
4	5.69	0.224	44.67	99.60	124.50	132.80	166.00
5	5.31	0.209	41.68	92.93	116.17	123.91	154.89
6	4.94	0.194	38.78	86.47	108.08	115.29	144.11
7	4.55	0.179	35.72	79.64	99.55	106.19	132.74
8	4.18	0.165	32.81	73.16	91.44	97.54	121.93
9	3.80	0.150	29.83	66.51	83.14	88.68	110.85
10	3.42	0.135	26.85	59.87	74.83	79.82	99.78
11/8	3.18	0.125	24.88	55.48	69.35	73.97	92.47
11	3.04	0.120	23.86	53.20	66.50	70.93	88.67
12	2.66	0.105	20.88	46.56	58.19	62.07	77.59
13	2.28	0.090	17.90	39.91	49.89	53.21	66.52
14	1.90	0.075	14.92	33.27	41.58	44.36	55.44
15	1.71	0.067	13.42	29.92	37.40	39.90	49.87
16	1.52	0.060	11.93	26.60	33.25	35.47	44.33

Nota: El peso es calculado considerando una densidad del acero de 7,850 kg/m³

Grados Comerciales: SAE 1008, A36

Disponible en hoja, cinta o rollo, en espesores desde calibre 10 hasta calibre 32, en rollo en anchos de 3', 4' y 5'.

Largo a medida, más comercial 6', 8' y 10'.

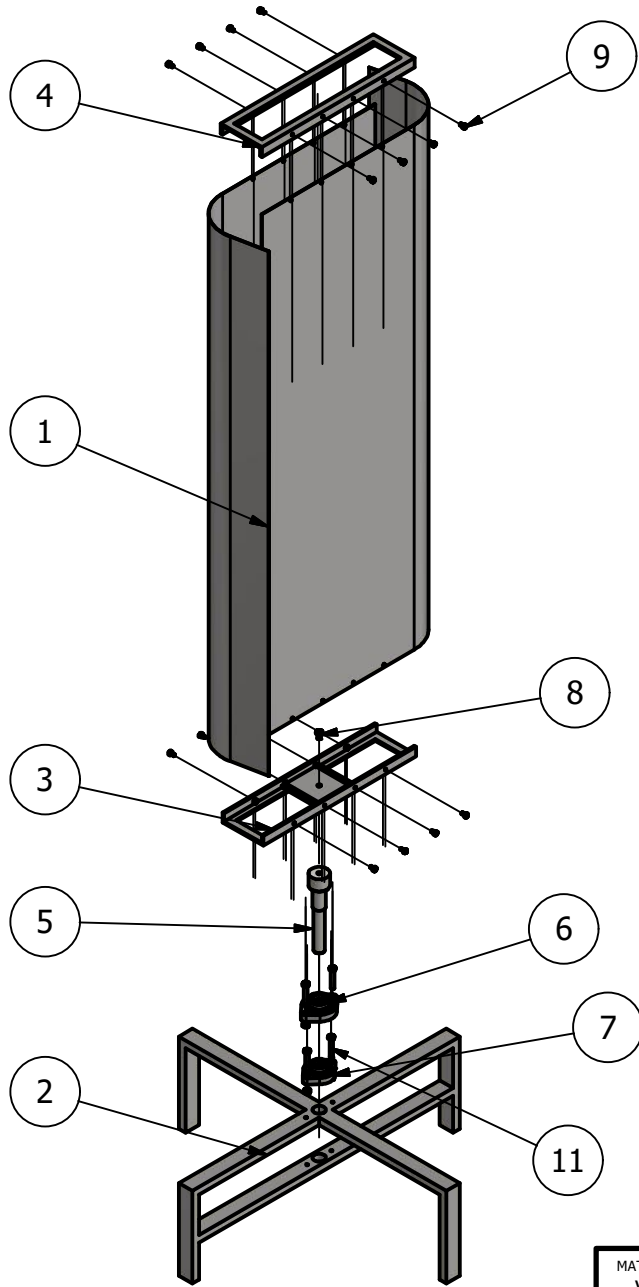
Ilustración 45 - Hoja técnica, lámina galvanizada. Fuente: NCCN

D. Costo del prototipo

<i>Material/Pieza</i>	<i>Precio</i>	<i>Lugar de compra en Guatemala</i>
<i>Pieza acero 1010 – 25 cm de largo – diámetro 2 ¼ pulg</i>	Q. 75.11	Aceros Suecos S.A.
<i>Sprocket – Paso 40 – 10 dientes</i>	Q. 50.00	ABINSA
<i>Sprocket – Paso 40 – 41 diente</i>	Q. 100.00	ABINSA
<i>Chumacera de pared con cojinete 35 mm NTN</i>	Q. 140.00	ABINSA
<i>Chumacera de pared con cojinete 30 mm NTN</i>	Q. 115.00	ABINSA
<i>Cadena – Paso 40</i>	Q. 160.00	ABINSA
<i>2 láminas galvanizadas de 3 pies X 8 pies</i>	Q. 132.00	NOVEX
<i>6 metros de tubo rectangular de acero</i>	Q. 98.00	NOVEX
<i>Tornillo M10 – Paso 1.5</i>	Q. 4.50	NOVEX
<i>6 tornillos y turcas para sujeción de chumaceras</i>	Q. 12.00	NOVEX
<i>Otros (Electrodos, soldadura en frío, angulares, etc.)</i>	Q. 151.00	Variado
<i>Batería 12 V – 12Ah – 144 Wh</i>	Q. 390.01	STEREN
<i>Generador – Walfront DC 24 V – 30 W</i>	Q. 199.64	AMAZON
<i>Mano de obra dobléz de lámina</i>	Q. 56.00	Hojalatería San Judas
TOTAL, DE TURBINA	Q. 1,683.26	

Tabla 3 - Costo del prototipo. Fuente: Elaboración propia.

E. Planos de diseño del rotor



LISTA DE PIEZAS			
ELEMENTO	CTDAD	Pieza	
1	1	Alabes	Lámina galvanizada
2	1	Estructura de sujeción	Perfil rectangular de acero al carbono
3	1	Placa de sujeción inferior	
4	1	Placa de sujeción superior	
5	1	Eje principal	Acero SAE 1010
6	1	Chumacera y rodamiento NTN 6907	
7	1	Chumacera y rodamiento NTN 6906	
8	1	M10 x 1.5 x 16	Métrico Tornillo de remate hex
9	16	1/4-20 UNC - 0.5	Perno hex - UNC (Rosca regular - Pulgadas)
11	4	M6 x 1.5 x 60	Métrico Tornillo de remate hex

TODAS LAS MEDIDAS EN MILÍMETROS SALVO SE INDIQUE LO CONTRARIO. INTERPRETAR SEGÚN ASME Y14.5 - 2009.	
TOLERANCIAS GENERALES	
LINEAL	.X ±
	.XX ±
	.XXX ±
ANGULAR	±
FRACCIONES	±
RUGOSIDAD SUPERFICIAL	✓

DIBUJADO POR	FECHA
José Ignacio Calvo	20/10/2019
DISEÑADO POR	FECHA
José Ignacio Calvo	20/10/2019
REVISADO POR	FECHA
Víctor Hugo Ayerdi	20/10/2019
APROBADO POR	FECHA
Víctor Hugo Ayerdi	20/10/2019

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
18 avenida, 11-95 zona 15, Vista Hermosa III
Guatemala, Guatemala 01015
PBX: (502) 2634-0336 / 40
info@uvg.edu.gt

TÍTULO: **Explosión**

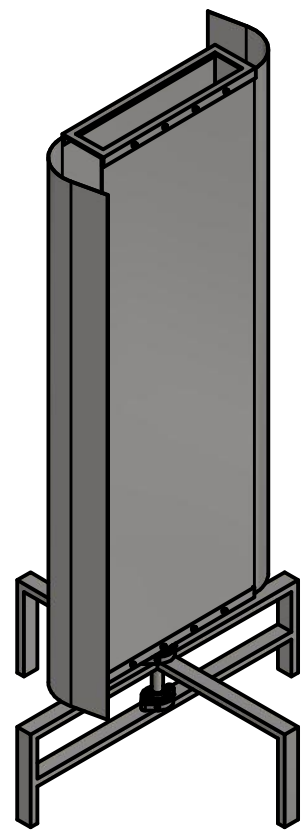
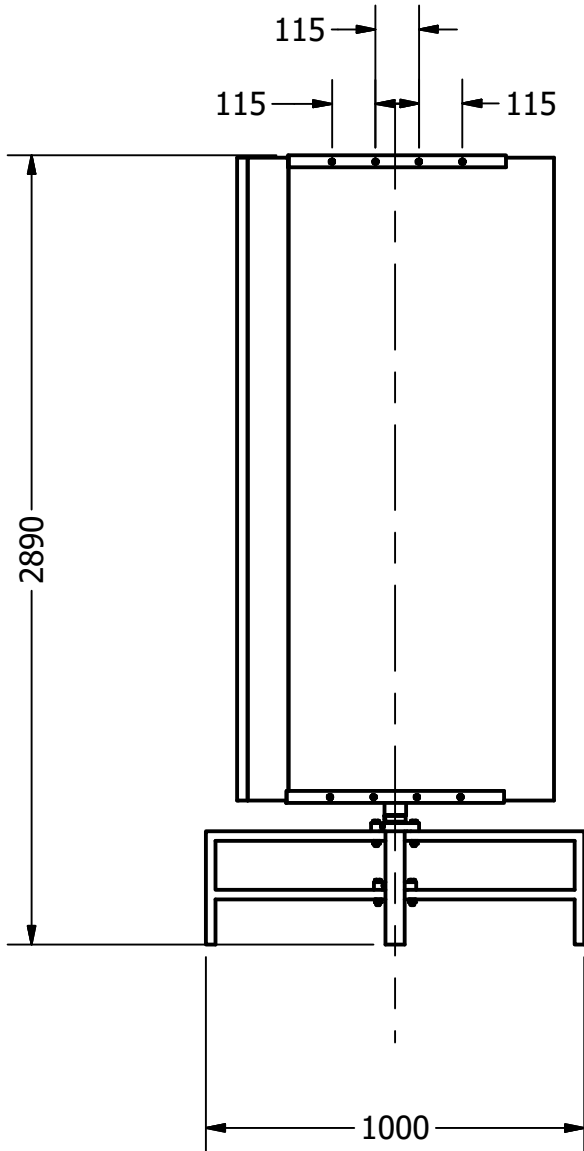
MATERIAL	Varios
TRATAMIENTO	NA
MASA:	N/D

TERCER ÁNGULO DE PROYECCIÓN

NOMBRE / NÚMERO DE PROYECTO
Turbina eolica

TODA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA. SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL QUEDA PROHIBIDA SALVO PREVIA AUTORIZACIÓN DE LA INSTITUCIÓN.

NÚMERO DE DIBUJO:	1	
FORMATO	ESCALA: 1 / 20	UNIDADES: mm
A4	PÁGINA 1 DE 7	REV



TODAS LAS MEDIDAS EN MILÍMETROS
SALVO SE INDIQUE LO CONTRARIO.
INTERPRETAR SEGÚN ASME Y14.5 - 2009.

TOLERANCIAS GENERALES

LINEAL .X ±
.XX ±
.XXX ±

ANGULAR ±

FRACCIONES ±

RUGOSIDAD SUPERFICIAL ✓

DIBUJADO POR	FECHA
José Ignacio Calvo	20/10/2019
DISEÑADO POR	FECHA
José Ignacio Calvo	20/10/2019
REVISADO POR	FECHA
Víctor Hugo Ayerdi	20/10/2019
APROBADO POR	FECHA
Víctor Hugo Ayerdi	20/10/2019

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

18 avenida, 11-95 zona 15, Vista Hermosa III
Guatemala, Guatemala 01015
PBX: (502) 2634-0336 / 40
info@uvg.edu.gt

1966

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Excelencia que trasciende

DEL VALLE

TÍTULO: **Vista principal**

MATERIAL
Varios
TRATAMIENTO
NA
MASA: N/D

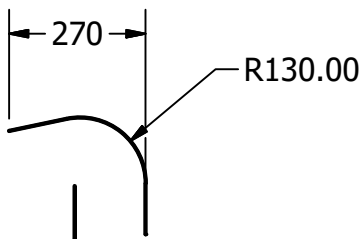
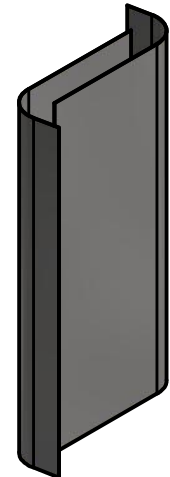
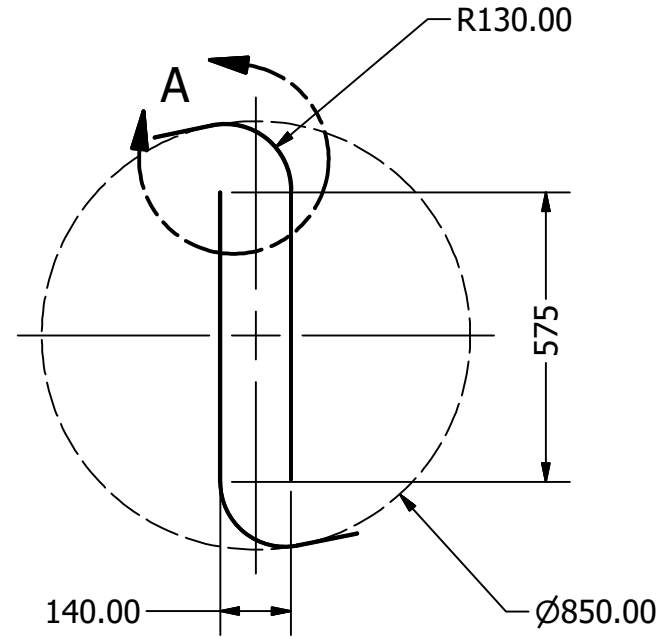
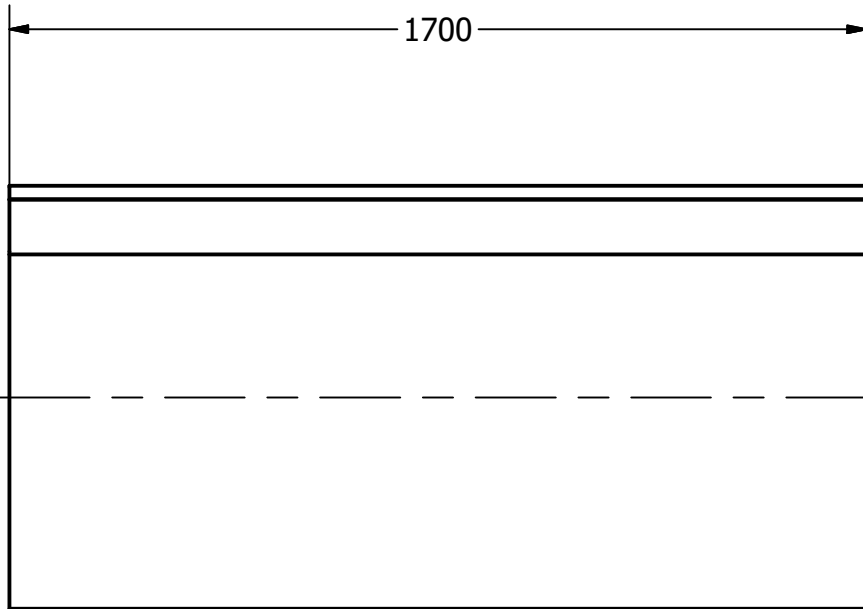


NOMBRE / NÚMERO DE PROYECTO

Turbina eólica de eje vertical

TODA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA. SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL QUEDA PROHIBIDA SALVO PREVIA AUTORIZACIÓN DE LA INSTITUCIÓN.

NÚMERO DE DIBUJO: 2	FORMATO	ESCALA: 1/20	UNIDADES: mm
	A4	PÁGINA 2 DE 7	REV



DETALLE A

TODAS LAS MEDIDAS EN MILÍMETROS SALVO SE INDIQUE LO CONTRARIO. INTERPRETAR SEGÚN ASME Y14.5 - 2009.

TOLERANCIAS GENERALES	
LINEAL	.X ± .XX ± .XXX ±
ANGULAR	±
FRACCIONES	±
RUGOSIDAD SUPERFICIAL	✓

DIBUJADO POR	FECHA
José Ignacio Calvo	20/10/2019
DISEÑADO POR	FECHA
José Ignacio Calvo	20/10/2019
REVISADO POR	FECHA
Víctor Hugo Ayerdi	20/10/2019
APROBADO POR	FECHA
Víctor Hugo Ayerdi	20/10/2019
NOMBRE / NÚMERO DE PROYECTO	
Turbina eólica de eje vertical	

	UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
	18 avenida, 11-95 zona 15, Vista Hermosa III Guatemala, Guatemala 01015 PBX: (502) 2634-0336 / 40 info@uvg.edu.gt

TÍTULO:	Álabes
NÚMERO DE DIBUJO:	3

MATERIAL	Lámina Galvanizada
TRATAMIENTO	NA
MASA:	12.312 kg

TERCER ÁNGULO DE PROYECCIÓN

TODA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA. SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL QUEDA PROHIBIDA SALVO PREVIA AUTORIZACIÓN DE LA INSTITUCIÓN.

FORMATO	ESCALA: 1/15	UNIDADES: mm
A4	PÁGINA 3 DE 7	REV

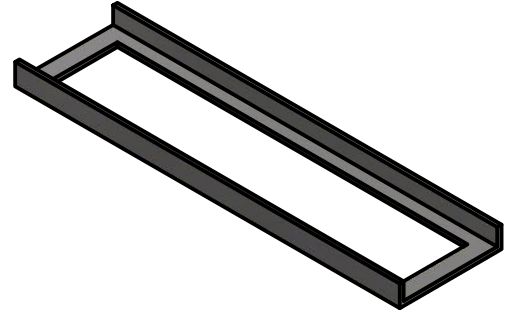
1 pulg X4

140

1/8 pulg

575

1 1/4 pulg



TODAS LAS MEDIDAS EN MILÍMETROS SALVO SE INDIQUE LO CONTRARIO. INTERPRETAR SEGÚN ASME Y14.5 - 2009.

TOLERANCIAS GENERALES	
LINEAL	.X ±
	.XX ±
	.XXX ±
ANGULAR	±
FRACCIONES	±
RUGOSIDAD SUPERFICIAL	✓

DIBUJADO POR	FECHA
José Ignacio Calvo	20/10/2019
DISEÑADO POR	FECHA
José Ignacio Calvo	20/10/2019
REVISADO POR	FECHA
Víctor Hugo Ayerdi	20/10/2019
APROBADO POR	FECHA
Víctor Hugo Ayerdi	20/10/2019



UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
18 avenida, 11-95 zona 15, Vista Hermosa III
Guatemala, Guatemala 01015
PBX: (502) 2634-0336 / 40
info@uvg.edu.gt

TÍTULO: Placa de sujeción superior

MATERIAL
Hierro
TRATAMIENTO
NA
MASA: 2.887 kg

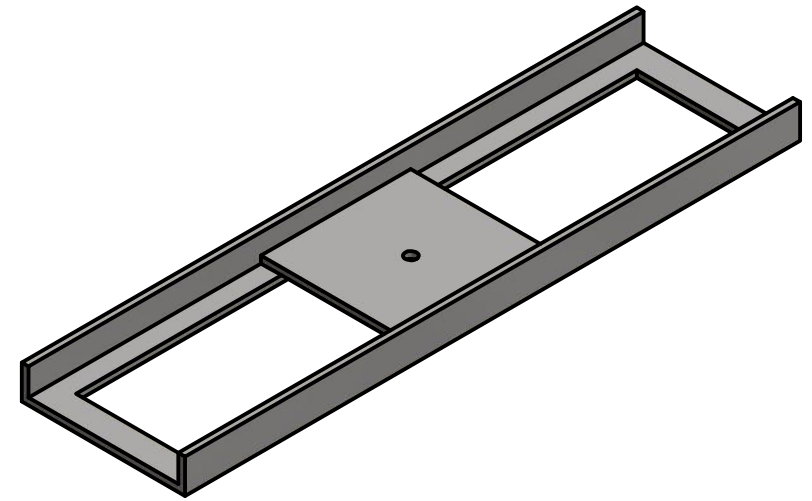
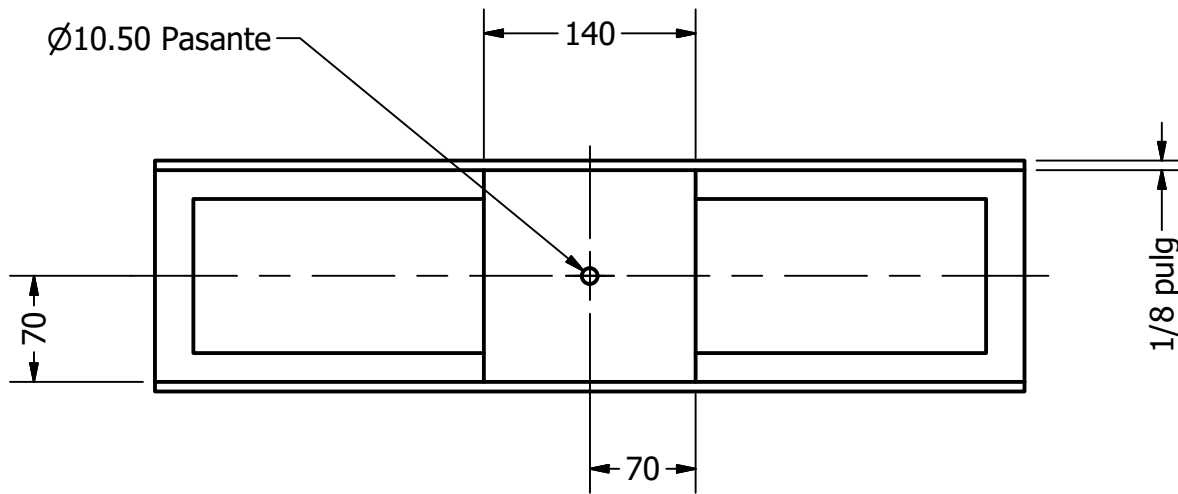


TERCER ÁNGULO DE PROYECCIÓN

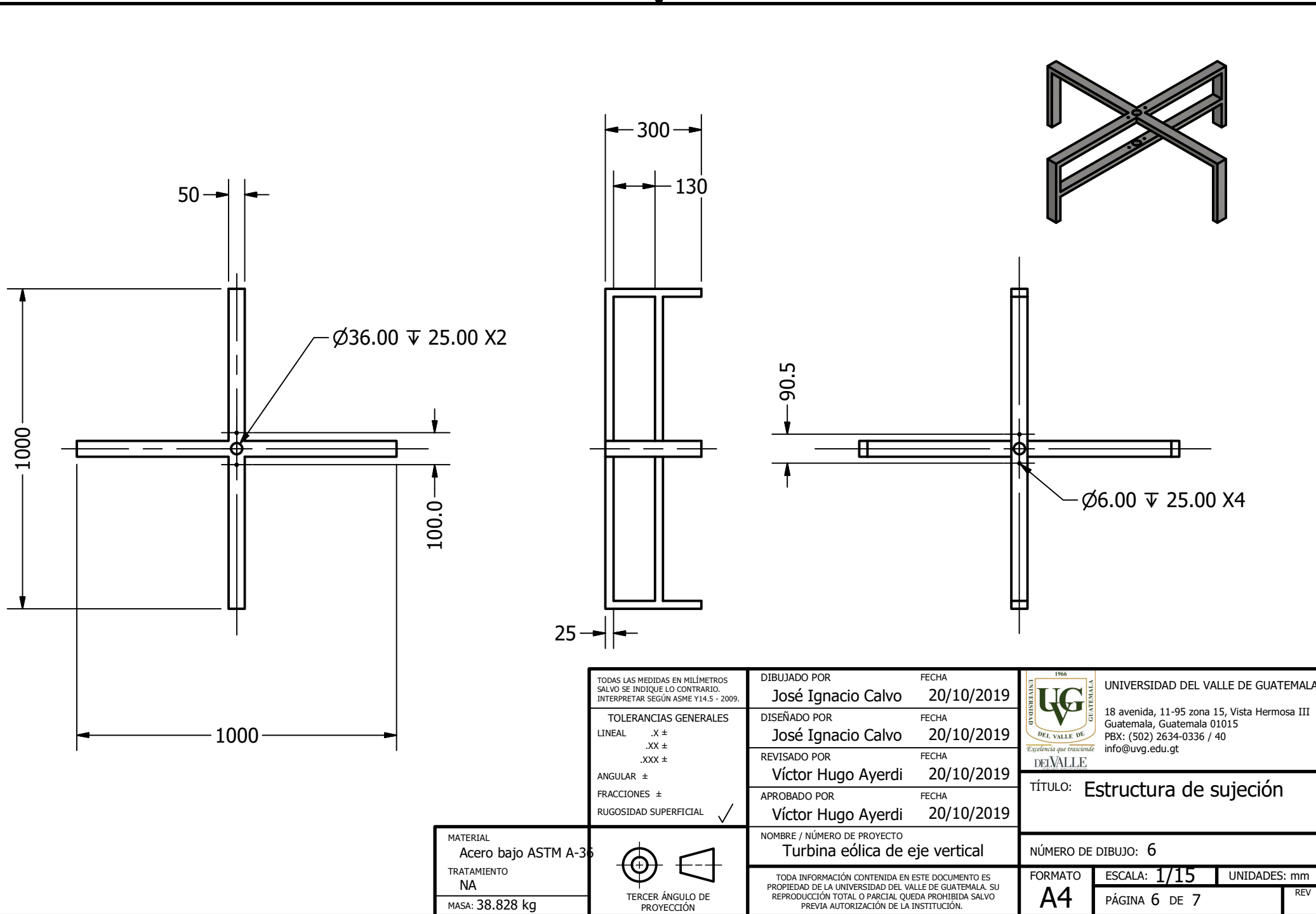
NOMBRE / NÚMERO DE PROYECTO
Turbina eólica de eje vertical

TODA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA. SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL QUEDA PROHIBIDA SALVO PREVIA AUTORIZACIÓN DE LA INSTITUCIÓN.

NÚMERO DE DIBUJO: 4		
FORMATO	ESCALA: 1/5	UNIDADES: mm
A4	PÁGINA 4 DE 7	REV



TODAS LAS MEDIDAS EN MILÍMETROS SALVO SE INDIQUE LO CONTRARIO. INTERPRETAR SEGÚN ASME Y14.5 - 2009.		DIBUJADO POR José Ignacio Calvo	FECHA 20/10/2019		UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA 18 avenida, 11-95 zona 15, Vista Hermosa III Guatemala, Guatemala 01015 PBX: (502) 2634-0336 / 40 info@uvg.edu.gt	
TOLERANCIAS GENERALES LINEAL .X ± .XX ± .XXX ± ANGULAR ± FRACCIONES ± RUGOSIDAD SUPERFICIAL ✓		DISEÑADO POR José Ignacio Calvo	FECHA 20/10/2019		TÍTULO: Placa de sujeción inferior	
		REVISADO POR Víctor Hugo Ayerdi	FECHA 20/10/2019		NÚMERO DE DIBUJO: 5	
		APROBADO POR Víctor Hugo Ayerdi	FECHA 20/10/2019		FORMATO A4	
MATERIAL Hierro TRATAMIENTO NA MASA: 3.773 kg		NOMBRE / NÚMERO DE PROYECTO Turbina eólica de eje vertical		ESCALA: 1/5	UNIDADES: mm	
TERCER ÁNGULO DE PROYECCIÓN		TODA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA. SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL QUEDA PROHIBIDA SALVO PREVIA AUTORIZACIÓN DE LA INSTITUCIÓN.		PÁGINA 5 DE 7		
				REV		



TODAS LAS MEDIDAS EN MILÍMETROS
SALVO SE INDIQUE LO CONTRARIO.
INTERPRETAR SEGÚN ASME Y14.5 - 2009.

TOLERANCIAS GENERALES

LINEAL .X ±
.XX ±
.XXX ±
ANGULAR ±
FRACCIONES ±
RUGOSIDAD SUPERFICIAL ✓

MATERIAL	Acero bajo ASTM A-36
TRATAMIENTO	NA
MASA:	38.828 kg



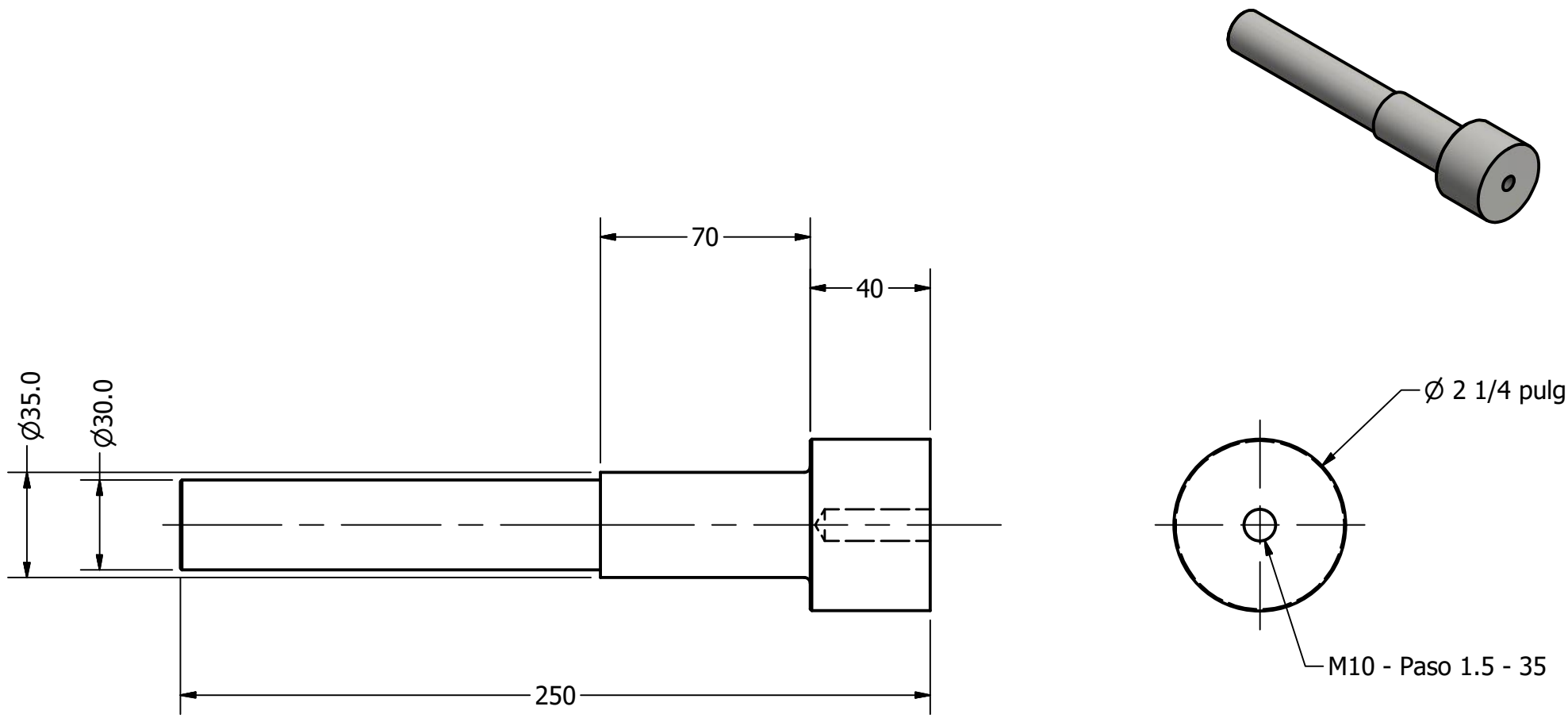
DIBUJADO POR	José Ignacio Calvo	FECHA	20/10/2019
DISEÑADO POR	José Ignacio Calvo	FECHA	20/10/2019
REVISADO POR	Víctor Hugo Ayerdi	FECHA	20/10/2019
APROBADO POR	Víctor Hugo Ayerdi	FECHA	20/10/2019
NOMBRE / NÚMERO DE PROYECTO			
Turbina eólica de eje vertical			

TODA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA. SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL QUEDA PROHIBIDA SALVO PREVIA AUTORIZACIÓN DE LA INSTITUCIÓN.

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
18 avenida, 11-95 zona 15, Vista Hermosa III
Guatemala, Guatemala 01015
PBX: (502) 2634-0336 / 40
info@uvg.edu.gt

TÍTULO: Estructura de sujeción

NÚMERO DE DIBUJO: 6		
FORMATO	ESCALA: 1/15	UNIDADES: mm
A4	PÁGINA 6 DE 7	REV



TODAS LAS MEDIDAS EN MILÍMETROS SALVO SE INDIQUE LO CONTRARIO. INTERPRETAR SEGÚN ASME Y14.5 - 2009.	DIBUJADO POR	FECHA	 UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA 18 avenida, 11-95 zona 15, Vista Hermosa III Guatemala, Guatemala 01015 PBX: (502) 2634-0336 / 40 info@uvg.edu.gt
	José Ignacio Calvo	20/10/2019	
	DISEÑADO POR	FECHA	
	José Ignacio Calvo	20/10/2019	
TOLERANCIAS GENERALES LINEAL .X ± .XX ± .XXX ± ANGULAR ± FRACCIONES ± RUGOSIDAD SUPERFICIAL ✓	REVISADO POR	FECHA	TÍTULO: Eje principal
	Víctor Hugo Ayerdi	20/10/2019	
MATERIAL Acero SAE 1010 TRATAMIENTO NA MASA: N/D	APROBADO POR	FECHA	NÚMERO DE DIBUJO: 7
	Víctor Hugo Ayerdi	20/10/2019	
 TERCER ÁNGULO DE PROYECCIÓN	NOMBRE / NÚMERO DE PROYECTO Turbina eólica de eje vertical		FORMATO A4
	TODA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO ES PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA. SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL QUEDA PROHIBIDA SALVO PREVIA AUTORIZACIÓN DE LA INSTITUCIÓN.		
			UNIDADES: mm PÁGINA 7 DE 7 REV