

Propuesta de diseño de un aerogenerador eólico de eje vertical

# AUTOR

Br. Jordy David Alemán Romero

# TUTOR:

Ing. María Teresa Castillo Rayo.

Managua, 30 de marzo de 2020

### DEDICATORIA

Dedico este trabajo monográfico, primeramente, a Dios, por haberme iluminado durante los años de estudio, por haber guiado mis pasos en los momentos más difíciles, porque me brindo fortaleza para seguir adelante a pesar de las dificultades; recordándome que él siempre está a mi lado.

A mis padres, José Antonio Alemán y Rosa María Romero, quienes estuvieron siempre apoyándome en todo momento y con sus consejos me guiaron por el buen camino.

A la Lic. Katia Cortez, amiga que estuvo conmigo a lo largo de toda mi carrera, apoyándome, aconsejándome y guiándome en el transcurso de este logro.

Jordy David Alemán Romero

### AGRADECIMEINTO

En primer lugar, doy gracias a Dios por estar conmigo todos los días y por haberme dado las fuerzas para culminar esta etapa de mi vida.

Agradezco también el apoyo que mis padres me han brindado en todo momento, ayudándome a seguir adelante y también por la oportunidad de tener una excelente educación.

A la Lic. Katia Cortez, quien ha estado y sigue estando a mi lado para darme ese apoyo incondicional que solo ella me ha dado.

A mi tutora, la Ing. Teresa Rayo, por estar dispuesta a revisar este gran logro.

A la Ing. Tina Wawrzineck, a quien tuve la dicha de conocer en el tercer año de mi carrera, y quien desde entonces siempre ha tenido un consejo para mí.

A todos mis profesores, especialmente al Ing. Wilmer Ramírez, Ing. Maritrini, Ing. Folker Laguna y el Ing. Juan Blandino, quienes en algún momento aportaron a este trabajo monográfico.

## NOMENCLATURA

- P<sub>d</sub>: Potencia eólica disponible [W]
- m: Flujo másico del aire [kg/s]
- ρ: Densidad del aire [kg/m<sup>3</sup>]
- v: Velocidad del viento [m/s]
- A: Área de barrido [m<sup>2</sup>]
- Pmáx: Potencia eólica máxima extraída [W]
- C<sub>p</sub>: Coeficiente de potencia [-]
- P: Potencia [W]
- TSR: Velocidad tangencial o específica (Tip Speed Ratio) [-]
- r: Radio del aerogenerador [m]
- n: Revoluciones por minuto [r/min]
- *V<sub>z</sub>*: Velocidad media anual en el sitio de instalación de la máquina a una altura z [m/s]
- *V<sub>zmáx</sub>*: Velocidad promedio máxima en el sitio de instalación de la máquina a una altura z [m/s]
- Vzr: Velocidad media anual en la estación de referencia a una altura zr [m/s]
- *V<sub>zmáxr</sub>*: Velocidad promedio máxima en la estación de referencia a una altura zr [m/s]
- Z: Altura del eje del rotor de la máquina eólica [m]
- Z:: Altura del anemómetro en la estación de referencia [m]
- Zo: Altura de la rugosidad superficial en el sitio de instalación de la máquina [m]
- Zor: Altura de la rugosidad superficial en la estación de referencia [m]
- Vn: Velocidad nominal del viento [m/s]
- PBOB: Presión del aire en Bo. Oscar Baltodano [Pa]
- T<sub>p</sub>: Temperatura del aire en Pereira [°C]
- R: Constante del aire [kJ/Kg K]
- s: Traslapo entre álabes [m]
- d: Diámetro del rotor [m]
- e: Distancia entre álabes [m]
- a: Ancho del álabe [m]

h: Altura del rotor [m]

ha: Altura del álabe

T: Torque [Nm]

*P*<sub>n</sub>: Potencia eólica nominal [W]

C<sub>pmáx</sub>: Coeficiente de potencia máximo [-]

Pe: Potencia total extraída [W]

 $\eta_e$ : Eficiencia eléctrica del sistema eólico [%]

 $\eta_m$ : Eficiencia mecánica del sistema eólico [%]

V: Voltaje de la batería [V]

I: Corriente de la batería [A]

F<sub>D</sub>: Fuerza de arrastre [N]

CD: Coeficiente de arrastre [-]

u: Velocidad lineal de álabes [m/s]

F: Fuerza [N]

*u<sub>m</sub>*: Velocidad lineal máxima [m/s]

 $\eta_{rod}$ : Eficiencia mecánica de rodamientos [%]

 $\eta_{mul}$ : Eficiencia mecánica del sistema de transmisión [%]

 $\eta_{gen}$ : Eficiencia eléctrica del generador [%]

 $\eta_{con}$ : Eficiencia eléctrica del controlador [%]

Pv: Presión del viento sobre el rotor [Pa]

Fc: Fuerza centrífuga sobre los álabes [N]

*m*: Masa [Kg]

r<sub>CG</sub>: Radio de rotación del álabe [m]

Aa: Área del álabe [m2]

Pa: Perímetro del álabe [m]

*m*a: Masa del álabe [Kg]

X<sub>CG</sub>: Componente en X de r<sub>CG</sub> [m]

Y<sub>CG</sub>: Componente en Y de r<sub>CG</sub> [m]

ra: Radio del álabe [m]

d: Diámetro exterior de la tapa [m]

*w<sub>t</sub>*: Espesor de la tapa [m]

d: Diámetro interior de la tapa [m] *m*<sub>ta</sub>: Masa de la tapa [Kg] rt: Radio exterior de la tapa [m] Le: Longitud del árbol [m] S<sub>S</sub>: Esfuerzo cortante máximo [Pa]  $T_N$ : Par de torsión nominal máximo [Nm] J: Momento polar de inercia [m<sup>4</sup>] c: Radio de sección transversal del árbol [m] de: Diámetro del árbol [m] S<sub>sd</sub>: Esfuerzo admisible [Pa] *m*<sub>e</sub>: Masa del árbol [Kg] P<sub>1045</sub>: Densidad del acero 1045 [Kg/m<sup>3</sup>] re: Radio del árbol [m] Rar: Carga radial del rodamiento A [N] *R<sub>br</sub>*: Carga radial del rodamiento B [N] *R<sub>ba</sub>*: Carga axial del rodamiento A [N] *W<sub>t</sub>*: Peso total considerado [Kg]  $F_{V}$ : Fuerza del viento sobre el rotor [N]  $W_a$ : Peso total de los cuatro álabes [Kg] We: Peso total del árbol [Kg]  $W_{ta}$ : Peso total de las tres tapas [Kg] g: Gravedad [Kg m/s<sup>2</sup>] M: Momento flector [Nm] N: Factor de seguridad [-] S<sub>v</sub>: Esfuerzo acero 1045 [Pa] L<sub>AB</sub>: Distancia entre rodamiento [m]s E: Módulo de elasticidad [Pa] I: Momento de inercia [m<sup>4</sup>]  $\delta_{maxa}$ : Deflexión máxima admisible [m]  $\delta_{max}$ : Deflexión máxima [m]  $\theta_{máx}$ : Máximo ángulo de deflexión

- Pde:Carga dinámica equivalente [N]
- F<sub>a</sub>: Carga axial [N]
- Fr: Carga radial [N]
- X: Factor de carga radial [-]
- Y: Factor de carga axial [-]
- C<sub>r</sub>: Índice de carga [-]
- $\theta_{per}$ : Ángulo de deflexión permisible
- ng: Revoluciones por minuto a la entrada del generador [r/min]
- Tg: Torque de entrada del generador [Nm]
- $\omega_g$ : Velocidad angular en el generador [rad/s]
- V<sub>pa</sub>: Velocidad tangencial del álabe
- rpa: Distancia del centro del rotor a la punta del álabe
- *α*: Ángulo de giro del rotor

### RESUMEN

Un aerogenerador eólico, es un sistema capaz de captar la energía cinética que posee el viento para luego convertirla en energía mecánica, con el fin de obtener energía eléctrica. Las partes con las que este sistema cuenta son: álabes, tapas, árbol, rodamientos, caja multiplicadora de velocidad, generador eléctrico, controlador de corriente, batería e inversor de corriente.

El objetivo de este proyecto es la generación de energía eléctrica a partir de la energía que posee el viento, partiendo de un diseño sencillo, el cual se concibió desde cero y se presenta a continuación.

El proyecto define las condiciones técnicas para la construcción a futuro de un aerogenerador eólico de eje vertical tipo Savonius de dos módulos.

En el diseño se consideran los cálculos de resistencia mecánica de los elementos que están bajo fuerzas destructivas, haciendo un análisis detallado de cada componente.

Al final del documento se hacen las conclusiones y recomendaciones, las cuales describen el resultado final del proyecto y proponen hacer mejoras en la selección y diseño de los componentes.

# Índice.

### Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN1
OBJETIVOS
Objetivos Específicos3
JUSTIFICACIÓN4
1. Marco Teórico5
1.1. Aerogenerador del tipo Darrieus5
1.2. Aerogenerador del tipo Savonius6
1.3. El molino vertical de palas tipo giromill o ciclogiro7
1.4. Sistema hibrido8
2. Situación energética de Nicaragua9
2.1. Generador eólico12
2.1.1. Ventajas de los aerogeneradores de eje vertical13
2.1.2. Ventajas de los aerogeneradores eje horizontal13
2.1.3. Aerogeneradores de eje vertical13
2.2. Componentes de un aerogenerador14
2.2.1. Sistema de captación14
2.2.2. Sistema de transmisión mecánica14
2.2.3. Sistema de generación eléctrica15
2.2.4. Cálculo del viento y su energía15
2.2.5. Velocidad del viento15
2.3. Cálculos de la turbina para determinar la potencia que sale de esta16
3. Potencial eólico disponible18
3.1. Determinación del potencial eólico18
3.2. Descripción del comportamiento del viento en el lugar de instalación19
3.3. Cálculos del potencial eólico en el posible sitio de instalación24
3.4. Determinación de la velocidad nominal del viento26
3.5. Comparación de los datos de las mediciones de las velocidades de los vientos
4. Calculo y diseño de la turbina eólica

4.1.	Ele	cción del tipo de aerogenerador	29
4.2.	Co	ndiciones externas	31
4.3.	Pai	rámetro de diseño	31
4.	3.1.	Tipos de molinos de viento Savonius	32
4.	3.2.	Parámetros geométricos de la turbina	33
4.	3.3.	Velocidad de punta del álabe (TSR)	34
4.	3.4.	Coeficiente de potencia (Cp)	34
4.	3.5.	Numero de álabes y módulos	35
4.	3.6.	Área de barrido	36
4.	3.7.	Torque	36
4.4.	Pot	tencia nominal	37
4.5.	Pot	tencia total extraída	37
5. Ca	álculo	s generales del sistema eólico	40
5.1.	Dis	eño del rotor	40
5.	1.1.	Determinación del perfil del álabe	40
5.	1.2.	Determinación de las dimensiones del rotor	41
5.	1.3.	Determinación de la velocidad de rotación	45
5.	1.4.	Determinación del torque	45
5.	1.5.	Selección del material	45
5.	1.6.	Determinación de las fuerzas que actúan sobre los álabes	47
5.2.	Dis	eño de las tapas	50
5.	2.1.	Selección del material de las tapas	52
5.	2.2.	Determinación de las dimensiones de las tapas	52
5.3.	Dis	eño del árbol principal	53
5.	3.1.	Determinación de las dimensiones del árbol	54
5.	3.2.	Cálculo de las cargas aplicadas sobre el árbol	60
5.4.	Dis	eño de la estructura de soporte	65
5.	4.1.	Perfil de la estructura de soporte	65
5.	4.2.	Determinación de la forma de la estructura de soporte	66
5.	4.3.	Cálculo de soldadura para unir las partes de la estructura de so 67	porte

6. Sel	lección de los componentes del sistema eólico	.71
6.1.	Selección de rodamientos	.71
6.2.	Selección de soportes para los rodamientos	.77
6.2	2.1. Determinación de la tolerancia y el ajuste por interferencia para el	eje
e o	Selención del cistome de trenomisión	.00
0.3.		.00
6.4.	Seleccion del generador electrico	.87
6.5.	Selección del controlador de carga	.88
6.6.	Selección del inversor de corriente	.89
6.7.	Selección de elementos de unión	.90
6.7	7.1. Unión de los álabes con las tapas	.91
6.7	7.2. Unión de las tapas con el árbol	.91
6.8.	Selección de acoples entre ejes	.92
6.8	<ul> <li>Acople entre el eje de salida del multiplicador y el eje del genera</li> <li>93</li> </ul>	dor
7. Ma	antenimiento del equipo	.95
7.1.	Mantenimiento preventivo	.95
7.2.	Mantenimiento predictivo	.97
7.3.	Mantenimiento correctivo	.97
8. Cos	stos económicos del sistema eólico	.98
9. Tie	empo de recuperación de los costos	.99
10. S	Simulación del sistema	101
11. C	CONCLUSIONES	104
12. R	RECOMENDACIONES	106
13. B	BIBLIOGRAFÍA	107

# Lista de figuras.

Figura 1: Aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus (Industrial, s.f.)	5
Figura 2: Aerogenerador de eje vertical tipo Savonius (Industrial, s.f.)	6
Figura 3: Molino vertical de palas tipo giromill o ciclogiro (Industrial, s.f.)	7
Figura 4: Sistema hibrido (ResearchGate, 2020)	8
Figura 5: Evolución del incide de cobertura eléctrica para Nicaragua 1994-2017 (CEPAL, 201	17)10
Figura 6: Subestación Diriamba (ENATREL, 2019)	10
Figura 7: Esquema de un aerogenerador	13
Figura 8: Delimitación de un buffer (zona de influencia) de 15 km para la Estación Meteorol	ógica
de Campos Azules (INETER, 2018).	20
Figura 9: Anemómetro para medición de velocidad de vientos	27
Figura 10: Tipos de molinos de viento tipo Savonius	32
Figura 11: Tipos de molinos de viento con diferente número de módulos	33
Figura 12: Parámetros geométricos de un rotor Savonius	33
Figura 13: Configuración Savonius	35
Figura 14: Principio de funcionamiento de un rotor de eje vertical Savonius	41
Figura 15: Medidas de rotor Savonius por módulo	44
Figura 16: Parámetros geométricos de las tapas	50
Figura 17: Ubicación de tapas del aerogenerador	52
Figura 18: Árbol del aerogenerador eólico	55
Figura 19: Propiedades del circulo	58
Figura 20: Diagrama de cuerpo libre de fuerzas radiales y axiales	61
Figura 21: Distribución de esfuerzos en un eje macizo	64
Figura 22: Especificaciones del perfil escogido para la estructura - Perfil tubular estru	ctural
cuadrado y Propiedades mecánicas	66
Figura 23: Determinación de la forma de la estructura de soporte	67
Figura 24: Preparación de juntas para la soldadura	68
Figura 25: Propiedades mecánicas del cordón de soldadura	70
Figura 26: Factores de carga radial y de empuje, para rodamientos de una hilera	75
Figura 27: Factores por duración y por velocidad para rodamientos de bolas	76
Figura 28: Soportes para rodamientos de bolas	78
Figura 29: Dimensiones de soportes para rodamientos de bolas	79
Figura 30: Par recomendado para el perno de montaje	80
Figura 31: Terminología del ajuste con interferencia	83
Figura 32: Especificaciones del sistema de transmisión	86
Figura 33: Generador eléctrico a utilizar	87
Figura 34: Control de carga seleccionado	89
Figura 35: Inversor de corriente seleccionado	90
Figura 36: Elementos de unión álabe - tapas	91
Figura 37: Abrazadera usada para la unión árbol-tapas	92
Figura 38: Acople rígido seleccionado	93
Figura 39: Acople caja multiplicadora – generador	94
Figura 40: Tensión de Von Mises	101
Figura 41: Desplazamiento presentado en el análisis estático	102
Figura 42: Deformación unitaria resultante presentada en el análisis estático	103

# Lista de tablas

Tabla 1: Velocidades de operación del aerogenerador	14
Tabla 2: Registro de velocidad de vientos para los meses del año 2016, 2017 y 2018	21
Tabla 3: Registro de velocidad de vientos años 2010 a 2018	21
Tabla 4: Clasificación de los terrenos (Troen & Lundtang Petersen, 1990)	25
Tabla 5: Velocidades de vientos oct-dic, mediciones propias	28
Tabla 6: Matriz de decisión para seleccionar el tipo de aerogenerador a diseñar	30
Tabla 7: Condiciones ambientales	31
Tabla 8: Características de la batería elegida	39
Tabla 9: Características de materiales para los álabes	46
Tabla 10: Matriz de decisión para la selección del material de los álabes	46
Tabla 11: Parámetros para la selección de rodamiento	71
Tabla 12: Duración recomendada para rodamientos	73
Tabla 13: Especificaciones de los rodamientos seleccionados	77
Tabla 14: Ajustes forzados y de contracción (FN)	82
Tabla 15: Parámetros para selección del generador eléctrico	87
Tabla 16: Costo del sistema eólico	98
Tabla 17: Consumo de los equipos que requieren energía eléctrica en el sitio propuesto	99
Tabla 18: Análisis de factibilidad	100

# Lista de gráficos

Gráfico 1: Crecimiento de la cobertura eléctrica nacional 2006-2018 (ENATREL, 2019)	. 11
Gráfico 2: Generación por tipo de recurso (CNDC, 2019)	. 12
Gráfico 3: Curva de límite de Betz para los diferentes tipos de aerogenerador (E. lysen, 1978).	17
Gráfico 4: Reporte de velocidad del viento año 2016	. 22
Gráfico 5: Reporte de velocidad del viento año 2017	. 22
Gráfico 6: Reporte de velocidad del viento año 2018	. 23
Gráfico 7: Reporte de velocidad del viento año 2016 - 2018	. 23
Gráfico 8: Efecto de las tapas sobre el rendimiento de un rotor Savonius	. 51

### INTRODUCCIÓN

El siguiente proyecto describe el diseño de un aerogenerador de eje vertical para electrificación domiciliar aprovechando la energía del viento. En el documento que se presenta a continuación se explica paso a paso el diseño de dicho aerogenerador, sus componentes, selección de rodamientos, conexión a la batería y por último se presentan los planos del equipo.

El propósito de este proyecto es proporcionar información necesaria para el diseño de un aerogenerador de eje vertical tipo Savonius, con el que se pretende disminuir el consumo eléctrico en un hogar nicaragüense. Se realizará el diseño del sistema que cumpla los requerimientos energéticos necesarios para dicho propósito, el cual podría llegar a instalarse en otras partes del territorio nacional realizando las adaptaciones necesarias a las condiciones de vientos del lugar.

En la primera parte del proyecto se estudiará la situación energética de Nicaragua, a continuación, se realizará un análisis detallado del lugar donde se pueda desarrollar y probar el primer prototipo del aerogenerador, si se logra construir a futuro. Se hace un estudio del recurso eólico del lugar (11, 900° N; 86, 203° O, barrio Oscar Baltodano, reparto Marvin Corrales, Municipio de San Marcos, Departamento de Carazo.) con datos proporcionados por el Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER).

Se realizaron los cálculos necesarios del diseño propuesto, de todos sus componentes (palas, eje, generador eléctrico, sistema de transmisión y estructura de soporte).

Se dará una explicación sobre la conexión a la batería para el almacenaje de la energía producida y los elementos necesarios, tales como rectificador e inversor de corriente.

Para concluir dicho proyecto se presentan los planos mecánicos del aerogenerador, su construcción y su coste aproximado de fabricación.

### **OBJETIVOS**

### **Objetivo General**

Diseñar un aerogenerador de eje vertical para reducir los gastos energéticos en una vivienda del barrio Oscar Baltodano, municipio de San Marcos departamento de Carazo.

### **Objetivos Específicos**

- Recopilar los datos de las velocidades de los vientos de últimos 30 años de la estación meteorológica Campos Azules del municipio de Masatepe, departamento de Masaya por medio del Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER).
- 2. Medir los vientos para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2019 en el sitio propuesto para la instalación del aerogenerador.
- 3. Aplicar la ecuación "coeficiente de correlación" que Moreno proporciona para hallar la correlación entre la velocidad del viento en el sitio de referencia en estación meteorológica Campos Azules ubicada en el municipio de Masatepe, departamento de Masaya y el sitio propuesto para la realización de la instalación del sistema eólico en el barrio Oscar Baltodano municipio de San marcos departamento de Carazo.
- 4. Comparar los datos obtenidos de la ecuación que propone Moreno con los datos obtenidos de las lecturas de los vientos en el lugar de instalación.
- 5. Determinar el potencial eólico del sitio propuesto, realizar los cálculos del diseño mecánico, para el dimensionamiento del aerogenerador.
- 6. Diseñar el sistema eólico haciendo uso de Softwares CAD.
- 7. Estimar los costos de fabricación y el tiempo de recuperación de los mismos.

### JUSTIFICACIÓN

Nicaragua, figura en el top 10 de los países que siguen apostando por la generación de electricidad a partir de proyectos renovables, según una publicación internacional (El nuevo diario, 2019).

El informe titulado "Renewables 2019 Global Status Report" coloca al país a la par de Honduras a nivel de Centroamérica; de Uruguay en Latinoamérica; y otros países de la unión europea como Dinamarca, Irlanda, Alemania, Portugal, España y Reino Unido, en proyectos impulsados en el campo de la energía eólica y solar fotovoltaica. (El nuevo diario, 2019)

Es en esta línea del buen manejo de los recursos eólicos en la que este proyecto pretende poner sus bases. Por medio de este trabajo se busca conceptualizar el tema de los aerogeneradores de eje vertical, y proporcionar más información sobre el uso de la energía eólica para producción de energía eléctrica.

Nicaragua en los últimos meses se ha visto afectada con alzas constantes en los precios de la energía eléctrica, abriendo el año 2019 con un costo en córdobas por kilovatio hora de 6.3728 para el bloque de consumo residencial (BCN, 2019).

En esa problemática es en la cual este proyecto se desarrollará, buscando una manera de amortiguar los gastos energéticos de las familias nicaragüenses.

### 1. Marco Teórico

En Nicaragua y el mundo la tecnología de los aerogeneradores de eje vertical no tiene una aplicación a gran escala debido a la baja eficiencia que estos producen, contrario a los aerogeneradores de eje horizontal, haciendo de este un tema relevantemente desconocido para nuestro país.

### 1.1. Aerogenerador del tipo Darrieus

Los aerogeneradores tipo Darrieus (véase fig. 1) fueron patentados por el ingeniero francés G. Darrieus en el año 1931 y desarrolladas luego por el Laboratorio Sandia, el cual cuenta con dos localizaciones, una en Albuquerque (Nuevo México) y otra en Livermore (California) en los años 70. Están formadas por dos o tres palas de forma ovalada de perfil aerodinámico y tienen características parecidas a las de eje horizontal, presentando un par de arranque muy pequeño.



Figura 1: Aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus (Industrial, s.f.)

### 1.2. Aerogenerador del tipo Savonius

Patentada por el finlandés Sigurd Savonius en 1922. Su principal ventaja consiste en trabajar con velocidades de vientos muy bajas. Se compone de dos semicilindros de igual diámetro situados paralelamente al eje vertical de giro. La fuerza que el viento ejerce en las caras de los cilindros es diferente (cara cóncava y cara convexa), figura. 2.



Figura 2: Aerogenerador de eje vertical tipo Savonius (Industrial, s.f.)

### 1.3. El molino vertical de palas tipo giromill o ciclogiro

Es un aerogenerador que se deriva del Darrieus; tiene entre dos a seis palas, este rotor es más eficiente que los anteriores y produce cargas más estables. El funcionamiento de este aerogenerador es excepcional ya que puede cambiar la orientación de las palas a medida que se produce el giro del rotor, de esta manera aprovecha al 100% la fuerza del viento (Industrial, s.f.), figura. 3.



Figura 3: Molino vertical de palas tipo giromill o ciclogiro (Industrial, s.f.)

### 1.4. Sistema hibrido

Es una combinación entre el modelo Savonius y Darrieus. El aerogenerador Darrieus arranca con velocidades más altas que el Savonius; debido a ello se puede hacer una combinación sobre un mismo eje de ambas máquinas, de forma que el Savonius actúe durante el arranque y el Darrieus sea el que genere la energía para mayores velocidades de viento (ResearchGate, 2020).

En la figura 4.a, se observa la combinación de un rotor tipo Darrieus y un rotor tipo Savonius, ambos montados en un mismo eje, con el rotor tipo Savonius en medio del rotor tipo Darrieus.

En la figura 4.b, se observa que el rotor tipo Darrieus está sobre el rotor tipo Savonius, haciendo de esta la combinación tipo-B.



# General view of the two types of hybrid configurations.

Figura 4: Sistema hibrido (ResearchGate, 2020)

### 2. Situación energética de Nicaragua.

El desarrollo del sector eléctrico en Nicaragua inicia con la instalación de la planta eléctrica Central American Power en 1941, con una capacidad instalada de 2.2 MW. En la década de los años cincuenta inicia el proceso de electrificación de la zona del pacifico, haciendo uso principal de combustibles fósiles altamente contaminantes como el Diesel y el Bunker. Posteriormente entre 1980 y 1990 se crean diferentes instituciones estatales en dependencia de sus funciones, se da una evolución del marco normativo, se promueven inversiones en la capacidad instalada nacional hasta la aplicación de las reformas estructurales de la década del año 2000. (CEPAL, Comisión Economica para America Latina y el Caribe, 2015)

La evolución de las fuentes de energía en Nicaragua ha tenido un cambio significativo en la economía nicaragüense, desde el uso de combustibles fósiles hasta la aplicación de la "LEY PARA LA PROMOCIÓN DE GENERACIÓN ELECTRICA CON FUENTES RENOVABLES" aprobada el 13 de abril del año 2005 por la Asamblea Nacional de Nicaragua (Nacional, 2005).

Nicaragua hasta el 2017 se encontraba por debajo del índice de electrificación medio para la región centro americana (véase fig. 5), el cual oscilaba en 85.7%, 99.4% Costa Rica, 96.2% El Salvador, 92.5% Panamá, 91.7% Honduras y 90.2% Guatemala según el informe elaborado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal) y la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) (CEPAL, 2017).



Evolución del índice de cobertura eléctrica 1994-2017

La comunidad Marvin Corrales cuenta con energía desde el año 1993, desde entonces está conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN). En el año 1997 con la entrada en operación de la Subestación Diriamba éste pasa a ser jurisdicción de la Subestación Diriamba. La capacidad instalada de dicha Subestación es de 15 MVA, 138/13.8 KV y la población atendida asciende a un total de 115,206.000 habitantes. (ENATREL, 2019)

Subestación Diriamba							
Entrada en operación	1997						
Capacidad instalada	15 MVA, 138/13.8 KV.						
Conexión	Subestación Masatepe.						
Ubicación	Diriamba, Diriamba.						
Sectores atendidos	Barrio: Las Esquinas, Los Marqueses y Pronot. Repartos: Apartamentos Nica Tur, Bélgica, Regina, Álvaro Mercado, Mauricio Duarte, La Media, La Palmera, Los Cipres, Los Pinares, Villa Mary Luz, Campo Santa Cecilia, Villa San Ramón y Las Colinas. <u>Comunidades</u> : Román Esteban, Antonio Salazar, Guachipilín, Casa Blanca, El Aguacate, El Tanque, El Zapotal, La India, La Pita, Las Guabas,Palo de Pan, El Carrizal, Los Guerrero, Los Romeros, San Carlos, Jobo Dulce, Alejandría, Santa Fe, Las Riveras, Marvín Corrales, El Tamarindo, Pronot, Vivero Los Tubos y sectores aledaños. Jinotepe, Diriamba, Dolores y Mercado Municipal de Diriamba.						
Población atendida	115,206 habitantes.						

Figura 6: Subestación Diriamba (ENATREL, 2019).

Figura 5: Evolución del incide de cobertura eléctrica para Nicaragua 1994-2017 (CEPAL, 2017)

El porcentaje de cobertura eléctrica nacional a junio 2018 fue del 94,7%, representando un incremento del 40,7% respecto a la cobertura desde el año 2006. La meta para el año 2018 era alcanzar un 95,5% de electrificación nacional, brindando energía de calidad a las comunidades que hasta entonces no contaban con el servicio de la conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) (ENATREL, 2019), grafico 1.



Gráfico 1: Crecimiento de la cobertura eléctrica nacional 2006-2018 (ENATREL, 2019)

En Nicaragua se encuentra el dato que la tecnología de aerogeneradores existe desde el año 2005 (<u>www.thewindpower.net</u>, 2019). A partir de 2007 el país empezó a invertir en este tipo de energía renovable y facilitar un marco jurídico atractivo para el desarrollo de este sector.

La producción de este tipo de energía (eólica) es del 34.848%<sup>1</sup>. (CNDC, 2019)

<sup>1</sup> Este dato varía dependiendo del día en que se revise la información debido a que es en tiempo real



## Generación por Tipo de Recurso del 06/11/2019 09:00

Gráfico 2: Generación por tipo de recurso (CNDC, 2019)

Nicaragua está situado en el puesto número 51 en el ranking de países que producen energía a partir del viento (véase anexo, 1). En esta se muestra la capacidad total de energía eólica instalada al final de cada año (en megavatios) en todo el mundo, detallado por países, datos publicados por el *Global Wind Energy Council.* (GWEC, 2019)

### 2.1. Generador eólico

También llamado aerogenerador o turbina eólica. Conceptualmente, es igual a cualquier otra turbina, sólo que aquí el fluido que impacta sobre los alabes del elemento giratorio es el aire en movimiento, o sea, el viento. Esta máquina o dispositivo convierte en electricidad la potencia eólica, es decir, convierte energía mecánica en energía eléctrica. (Renovablesverdes, 2019)



Figura 7: Esquema de un aerogenerador

A continuación, se exponen algunas de las ventajas de las turbinas eólicas de eje horizontal frente a las de eje vertical y viceversa.

### 2.1.1. Ventajas de los aerogeneradores de eje vertical

- No necesitan sistema de orientación
- Su fabricación presenta bajos costos (Casera, s.f.).
- Arranca con bajas velocidades de vientos
- Sus componentes están casi a nivel del suelo
- Su mayor uso es la carga de baterías (Machine, 2012)
- La potencia que genera oscila entre 3 W a 30 W (Dobson 2011)

### 2.1.2. Ventajas de los aerogeneradores eje horizontal

- Tienen un mayor rendimiento
- Presentan mayores velocidades de giro (multiplicadores más sencillos)
- Se pueden instalar a mayor altura, donde la velocidad del viento es más intensa (Structuralia, s.f.).

### 2.1.3. Aerogeneradores de eje vertical.

Los aerogeneradores de eje vertical se adaptan a cualquier dirección de viento y por ello se les llama panemonos "es decir que tienen la capacidad de captar el viento en cualquiera de las direcciones que llegue". No precisan de dispositivos de orientación; trabajan por la diferencia de coeficiente de arrastre entre las dos mitades de la sección expuesta al viento. Esa diferencia de resistencia al viento hace que el rotor sea propenso a girar sobre su eje en una dirección específica. Otra particularidad de estos

aerogeneradores es que son mucho más fáciles de reparar, pues todos sus componentes se encuentran a nivel del suelo. (Nuñez J. C., 2004)

En la siguiente tabla se encuentran las velocidades máximas y mínimas de operación de los aerogeneradores de eje vertical. *(SAVONIUS, 1925)* 

Velocidad mínima de operación	$2\frac{m}{s}$
Velocidad máxima de operación	$19\frac{m}{s}$

Tabla 1: Velocidades de operación del aerogenerador

#### 2.2. Componentes de un aerogenerador

La energía cinética del aire se convierte en energía de rotación del rotor y, por tanto, en energía mecánica. Normalmente, las turbinas eólicas disponen de un sistema de transmisión mecánica con el propósito de incrementar el número de revoluciones del rotor hasta el número de revoluciones del generador eléctrico. Posteriormente, la energía mecánica es transformada en energía eléctrica mediante un generador eléctrico. (Cientificos, 2019)

### 2.2.1. Sistema de captación.

Es el encargado de transformar la energía cinética en energía mecánica de rotación. Está integrado por el rotor, el cual se compone principalmente de los alabes, las tapas y el árbol. Los componentes más importantes del rotor son los álabes. Ellos son los dispositivos que convierten la fuerza del viento en el par necesario para generar potencia útil. (Cientificos, 2019)

### 2.2.2. Sistema de transmisión mecánica

Está compuesto por todas las partes en rotación de la turbina. Éstas incluyen un árbol de baja velocidad (en el lado del rotor), acoplamientos, caja multiplicadora de engranaje, y un árbol de alta velocidad (en el lado del generador). (Cientificos, 2019)

#### 2.2.3. Sistema de generación eléctrica

El generador eléctrico es el dispositivo que rige este sistema. El generador eléctrico es un dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre sus dos polos, transformando la energía mecánica en energía eléctrica. (Thompson, 1888, 2011)

Conceptualmente, un generador eléctrico es un sistema que convierte la energía mecánica (rotación de un eje a una cierta velocidad y un cierto par) en energía eléctrica (que se transmite por un circuito eléctrico). (Cirovic, 1995)

#### 2.2.4. Cálculo del viento y su energía.

La potencia eólica a través de una superficie de sección A, perpendicular al flujo del viento, v, viene dada por el flujo de la energía cinética por unidad de tiempo. La velocidad del viento es un factor muy importante para determinar cuanta energía este posee, esto es conocido como "Potencial eólico" (Strahler, 1960).

$$P_d = \frac{1}{2}\dot{m}V^2 = \frac{1}{2}(\rho AV)v^2 = \frac{1}{2}\rho AV^3$$
(1)

Fórmula de conservación de la energía.

Donde:

*m*: Flujo másico del aire
ρ: Densidad del aire.
P<sub>d</sub>: Potencia eólica disponible
V: Velocidad del viento

#### 2.2.5. Velocidad del viento

La velocidad del viento, v, es una magnitud vectorial. Aunque el vector de la velocidad tiene tres componentes, en aplicaciones de energía eólica solo se consideran las componentes en el plano horizontal. (ECURED, 2019)

### 2.3. Cálculos de la turbina para determinar la potencia que sale de esta.

En este numeral se exponen los pasos para determinar la potencia de salida de la turbina (Nuñez J. C., 2004).

La ley de Betz, teóricamente, es la energía máxima extraíble del viento, es independiente del número de álabes y se basa en la idea de que un aerogenerador ralentiza el viento al pasar por el rotor hasta 2/3 de su velocidad inicial. (eólica., 2003)

La ley de Betz dice: sólo puede convertirse menos de 16/27 (el 59 %) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador. La ley fue propuesta por primera vez por el físico alemán Albert Betz en 1919. (Secundaria, 2011)

- Coeficiente de potencia de la turbina.  $P_{max} = 0,593. P_a$ 

(2)

- Potencia mecánica de una turbina eólica.  $P = C_p \left(\frac{1}{2}\rho A v^3\right)$ 
  - (3)

Donde:

- $P_a$ : Potencia eólica disponible
- P: Potencia mecánica de una turbina eólica
- Pmax: Coeficiente de potencia de la turbina
- A: Área barrida por el rotor,
- $\rho$ : Densidad del aire
- v: Velocidad del viento
- C<sub>p</sub>: Coeficiente de potencia del aerogenerador

Nuñes dice que el  $C_p$  (Nuñes, 2007) no puede superar el límite de Betz y puede ser hallado en las curvas de la figura 7. (Rapallini, 2003)

Para relacionar el coeficiente de potencia del generador en el gráfico 4, es necesario conocer la relación de velocidad tangencial o *TSR*, la cual sirve para

comparar el funcionamiento de máquinas eólicas diferentes, por lo que también se le suele denominar velocidad específica y se define como (Peréz, 2009):

$$TSR = \frac{2\pi \cdot n \cdot r}{V \cdot 60} \tag{4}$$

Donde:

- r: Radio del aerogenerador [m]
- n: Revoluciones por minuto
- v: Velocidad del viento [m/s]



Gráfico 3: Curva de límite de Betz para los diferentes tipos de aerogenerador (E. lysen, 1978).

### 3. Potencial eólico disponible

En este acápite se determina el potencial eólico del sitio propuesto para la instalación del aerogenerador.

A la hora de convertir la energía del viento en energía eléctrica no solo se hace necesario tener en cuenta las propiedades del aerogenerador a diseñar, sino también la velocidad del viento. Es por esta razón que se considera importante la determinación del potencial eólico donde se instalará el aerogenerador.

### 3.1. Determinación del potencial eólico.

Para determinar el potencial eólico, se hizo uso de una de las tres opciones que Moreno (Sánchez, 2015) plantea para poder determinar el potencial del viento en una zona determinada, las cuales son:

- 1. Realizar mediciones en el sitio
- 2. Aprovechando las experiencias de otras investigaciones o proyectos realizados en el sitio
- 3. Determinación las velocidades en el sitio, a partir de mediciones en sitios cercanos

Se hace uso del número tres, ya que el sitio propuesto está cerca de una estación meteorológica, de esta manera los datos son más exactos.

Para el cálculo eólico del presente proyecto, las mediciones de vientos hechas en la estación meteorológica "Campos Azules" en el municipio de Masatepe departamento de Masaya, serán la base para encontrar nuestro potencial eólico en el sitio de instalación, dichos datos se obtuvieron extrapolando los datos de la estación meteorológica al lugar donde se pretende instalar el aerogenerador.

Moreno (Sánchez, 2015) propone considerar lo siguiente:

- 1) Velocidad media anual del viento
- 2) Velocidad máxima media del viento anual.

Con estos datos (velocidad media mensual y anual) se puede alcanzar una adecuada evaluación del régimen de vientos y dimensionar correctamente el rotor de la maquina eólica.

### 3.2. Descripción del comportamiento del viento en el lugar de instalación

El método para hallar el potencial eólico propuesto por Moreno (Sánchez, 2015), está basado en el uso de datos provenientes de sitios cercanos. El sistema eólico será instalado en el barrio Oscar Baltodano, ubicado en el municipio de San Marcos (circulo negro), departamento de Carazo, por lo tanto, se debe tomar en cuenta las características del terreno donde será instalado. Se tomará como muestra el comportamiento del viento en la estación meteorológica ubicada en la comunidad Campos Azules del municipio de Masatepe, departamento de Masaya, el cual se encuentra aproximadamente a 11 km del lugar de instalación. El anemómetro de la estación se encuentra ubicado en el Centro de Desarrollo Tecnológico – Campos Azules, a una altitud de 470 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) (INETER, 2018).



Figura 8: Delimitación de un buffer (zona de influencia) de 15 km para la Estación Meteorológica de Campos Azules (INETER, 2018).

A continuación, se muestra el reporte de los registros del viento, obtenidos del Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER) en la estación meteorológica Campos Azules para los años 2016, 2017 y 2018. También se muestra el promedio anual de velocidad mínima, media y máxima desde el año 2010 hasta el año 2018 (véase anexo 17).

Año	Mes	Velocidad viento (m/s)			۸~.	<b>N</b> 4	Velocidad viento		
		Mínima	Máxima	Media	Ano	Mes	Mínima	Máxim a	Media
	Ene	2	5	5,2		Ene	3	6	6,1
	Feb	3	4	7,0		Feb	3	4	5,7
	Mar	2	6	5,5		Mar	3	5	7,1
	Abr	2	4	4,6	2017	Abr	3	8	5,2
	May	2	5	3,5		May	2	5	3,1
201	Junio	2	5	3,0		Jun	2	4	2,7
6	Julio	2	4	4,1		Jul	2	5	4,6
	Ago	2	5	3,2		Ago	2	5	3,3
	Sep	2	5	3,2		Sept	2	4	1,9
	Oct	2	4	2,4		Oct	2	4	2,0
	Nov	2	5	2,9		Nov	2	5	2,5
	Dic	3	5	4,8		Dic	3	4	5,3
Media anual		2,4	4,8	4,1	Media	a anual	2,4	4,9	4,1

Año		Velocidad viento (m/s)				Velocidad viento (m/s)				
	Mes	Mínima	ima Máxima Me	Madia	Año	Mes	Mínima	Máxima	Medi	
		winnina		wicula					а	
	Ene.	3	5	5,6		Jul.	3	5	4,7	
201	Feb.	3	4	6,3		Ago.	2	4	4,5	
	Mar.	3	5	6,8	2018	Sept.	2	5	3,1	
8	Abr.	2	4	4,9		Oct.	2	4	2,6	
	May.	2	5	2,7		Nov.	2	4	4,3	
	Jun.	2	6	3,5		Dic.	3	5	5,5	
		Ν	2,5	4,6	4,6					

Tabla 2: Registro de velocidad de vientos para los meses del año 2016, 2017 y 2018

#### Fuente: Adaptado de los boletines informativos del Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER)

	٨ño	Ve	locidad de vientos (n	n/s)
	Ano	Mínima	Máxima	Media
	2010	2,1	4.7	3,6
	2011	2,2	4	4,5
	2012	2,3	4.3	4,5
	2013	2,0	5	4,3
Promedio anual	2014	2,1	4	4,1
	2015	2,4	5	4,5
	2016	2,4	4,8	4,1
	2017	2,4	4,9	4,1
	2018	2,5	4,7	4,6

Tabla 3: Registro de velocidad de vientos años 2010 a 2018

### Fuente: Adaptado de los boletines informativos del Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER)



Gráfico 4: Reporte de velocidad del viento año 2016





Gráfico 5: Reporte de velocidad del viento año 2017

Fuente: Adaptado de los boletines informativos del Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER)


Gráfico 6: Reporte de velocidad del viento año 2018

#### Fuente: Adaptado de los boletines informativos del Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER)



Gráfico 7: Reporte de velocidad del viento año 2016 - 2018

Fuente: Adaptado de los boletines informativos del Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER) Con base en los registros de velocidad del viento en la estación Campos Azules, expuestos en la tabla 2 y en los gráficos 4, 5, 6 y 7 se tiene que la velocidad media mínima anual es de 2,4 m/s, la máxima media anual es de 4,6 m/s y la media absoluta anual es de 4,2 m/s. (INETER, 2018)

# 3.3. Cálculos del potencial eólico en el posible sitio de instalación

Con base en la información mostrada en el numeral 3.2, se hace a continuación el cálculo del potencial eólico en la vivienda ubicada en el barrio Oscar Baltodano, municipio de San Marcos departamento de Carazo, lugar propuesto para la instalación del sistema eólico.

Debido a que el método que se utilizará está basado en el uso de datos provenientes de sitios cercanos, las características de la superficie del terreno deben tenerse en cuenta, porque interfiere considerablemente en el viento. Se emplean las mediciones de viento hechas en la estación meteorológica Campos Azules, debido a que estos datos han sido procesados, revisados y aprobados por el Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales, INETER.

Moreno (Sánchez, 2015) proporciona la ecuación (5) para hallar la correlación entre la velocidad del viento en el sitio de referencia y el sitio de instalación del sistema eólico.

$$V_{Z} = V_{Zr} * \frac{\ln\left(\frac{60}{Z_{or}}\right) * \ln\left(\frac{Z}{Z_{o}}\right)}{\ln\left(\frac{60}{Z_{o}}\right) * \ln\left(\frac{Zr}{Z_{or}}\right)}$$
(5)

Donde:

Vz: Velocidad media anual en el sitio donde se desea instalar la máquina
Vzr: Velocidad media anual en la estación de referencia a una altura Zr
Z: Altura del eje del rotor de la máquina eólica.
Zr: Altura del anemómetro en la estación de referencia.
Zo: Altura de la rugosidad superficial en el sitio de instalación
Zor: Altura de la rugosidad superficial en la estación de referencia.

La rugosidad del terreno se caracteriza por un indicador llamado altura de rugosidad superficial,  $Z_o$ . Para hallar  $Z_o$  se tiene en cuenta la información mostrada en la tabla 4. (Troen & Lundtang Petersen, 1990)

<i>Z<sub>o</sub></i> (m)	Clasificación	Descripción del terreno		
≤ 0.0002	Mar	Agua en calma, llanuras nevadas		
0.0050	Liso	Campos nevados		
0.0300	Abierto	bierto Terreno abierto y llano, hierba, algunos obstáculos aislados		
0.1000	Abierto rugoso	Cultivos bajos, grandes obstáculos ocasionales		
0.2500	Rugoso	Cultivos altos, obstáculos dispersos		
0.5000 Muy rugoso Parques, matorrales, obstáculos numeroso		Parques, matorrales, obstáculos numerosos		
10000	Cerrado	Cobertura regular de obstáculos		
≥ 2	Caótico	Bosques irregulares con claros		

Tabla 4: Clasificación de los terrenos (Troen & Lundtang Petersen, 1990)

De acuerdo con la tabla 4 y la ecuación 5 expuesta por Moreno (Sánchez, 2015), teniendo en cuenta que el tipo de terreno para el sitio de referencia es muy rugoso y el sitio de instalación del sistema está ubicado en un lugar tipo cerrado, se tomará

$$Z_{o} = 1.0$$

$$Z_{or}=0,5.$$

El sistema eólico se instalará en el techo de la vivienda de la familia Alemán Romero en el barrio Oscar Baltodano, municipio de San Marcos departamento de Carazo. El rotor de la máquina eólica se encontrará a una altura aproximada de 540 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m) por lo tanto, se tiene:

 $V_{zminr} = 2.4 m/s$   $V_{zmixr} = 4,6 m/s$   $V_{zr} = 4.2 m/s$  Z = 540 m  $Z_r = 470 m$   $Z_o = 1$  $Z_{or} = 0,5$  Conocidas todas las variables, se halla a continuación la velocidad del viento aproximada en el lugar de instalación de la máquina, aplicando la ecuación (5).

$$V_{zminr} = 2.4 \ \frac{m}{s} * \left( \frac{\ln\left(\frac{60}{0.5 \ m}\right) * \ln\left(\frac{540 \ m}{1 \ m}\right)}{\ln\left(\frac{60}{1 \ m}\right) * \ln\left(\frac{470 \ m}{0.5 \ m}\right)} \right) = 2.5 \frac{m}{s}$$

$$V_{zm\acute{a}xr} = 4.6 \ \frac{m}{s} * \left( \frac{\ln\left(\frac{60}{0.5 \ m}\right) * \ln\left(\frac{540 \ m}{1 \ m}\right)}{\ln\left(\frac{60}{1 \ m}\right) * \ln\left(\frac{470 \ m}{0.5 \ m}\right)} \right) = 4.9 \frac{m}{s}$$

$$V_{zr} = 4,2 \ \frac{m}{s} * \left( \frac{\ln\left(\frac{60}{0.5 \ m}\right) * \ln\left(\frac{540 \ m}{1 \ m}\right)}{\ln\left(\frac{60}{1 \ m}\right) * \ln\left(\frac{470 \ m}{0.5 \ m}\right)} \right) = 4,5 \frac{m}{s}$$

Se obtiene que las velocidades mínima, máxima y media anual en el sitio donde se desea instalar la máquina (barrio Oscar Baltodano, San Marcos, Carazo) son  $V_{zmínr} = 2.5 m/s$ 

$$V_{zmáxr} = 4.9 m/s$$

$$V_{zr} = 4.5 m/s$$

#### 3.4. Determinación de la velocidad nominal del viento

La velocidad nominal es la velocidad del viento a la cual una máquina particular alcanza su máxima potencia nominal. (Textos Científicos, 2005)

Por lo tanto, con base en el registro de velocidades mostradas en la tabla 2 y los cálculos expuestos en el numeral 3.3, se observa que la velocidad nominal o de diseño es:

$$V_{n} = 4.9 m/s$$

# 3.5. Comparación de los datos de las mediciones de las velocidades de los vientos

El objetivo de este acápite es hacer una demostración de la fórmula que Moreno (Sánchez, 2015) propone al aplicar la ecuación "coeficiente de correlación" para hallar la correlación entre la velocidad del viento en el sitio de referencia en la estación meteorológica Campos Azules ubicada en el municipio de Masatepe, departamento de Masaya y el sitio propuesto para la realización de la instalación del sistema eólico en el barrio Oscar Baltodano municipio de San marcos departamento de Carazo.

El siguiente acápite muestra las mediciones para los meses de octubre, noviembre y diciembre del año 2019, haciendo uso de un anemómetro (véase la figura 9) para medir las velocidades del viento en el lugar propuesto de instalación.



Figura 9: Anemómetro para medición de velocidad de vientos

La siguiente tabla muestra los datos de las lecturas en el sitio de instalación (véase anexo 18).

Velocidades de vientos 2019 (mediciones propias).								
Velocidad Octubre Noviembre Diciembre Total								
Suma	63.4 m/s	150 m/s	156.1 m/s	123.16 m/s				
Maxima 5.0 m/s 5.9 m/s 5.9 m/s 5.6 m								

Tabla 5: Velocidades de vientos oct-dic, mediciones propias

Moreno (Sánchez, 2015) proporciona la ecuación 5, para hallar la correlación entre la velocidad del viento en el sitio de referencia y el sitio de instalación del sistema eólico.

Conociendo todas las variables en el sitio de instalación, tenemos que:

$$V_{zm\dot{a}xr} = 5.6 m/s$$
  

$$Z = 540 m$$
  

$$Z_r = 540 m$$
  

$$Z_o = 1$$
  

$$Z_{or} = 1$$

Aplicando la ecuación número 5, para el sitio de instalación, donde se hicieron las mediciones y donde se pretende instalar el equipo, tenemos que.

$$V_{zm\acute{a}xr} = 5.6 \ \frac{m}{s} * \left( \frac{\ln\left(\frac{60}{1\ m}\right) * \ln\left(\frac{540\ m}{1\ m}\right)}{\ln\left(\frac{60}{1\ m}\right) * \ln\left(\frac{540\ m}{1\ m}\right)} \right) = 5.6 \ \frac{m}{s}$$

Se hace la comparación del valor de la velocidad del viento en el sitio de instalación calculado con la ecuación de "coeficiente de correlación", el cual se calculó en el numeral 5.3 respecto al sitio donde se instalará el equipo.

$$V_n = 4.9 \frac{m}{s} \approx 5.6 \frac{m}{s}$$

Se observa que el valor de la velocidad del viento tiene una diferencia de  $0.7 \frac{m}{s}$  en el sitio de instalación respecto al sitio donde se encuentra la estación meteorológica "Campos Azules".

Calculado eso, se puede concluir que la ecuación que Moreno (Sánchez, 2015) propone, es de confiabilidad y se puede trabajar con el valor de la velocidad nominal del viento calculado en el numeral 3.4.

## 4. Calculo y diseño de la turbina eólica

En este acápite se determina el tipo de aerogenerador a diseñar. Por medio de una matriz de decisión se determina las variables que influyen en el diseño de un sistema eólico, con el propósito de definir los parámetros iniciales asociados al diseño de un aerogenerador de eje vertical. Por último, obtendremos las características y definiciones de capacidad potencial y estructural del sistema eólico.

Debido a que existen algunos diseños potencialmente viables para el desarrollo de este proyecto, se hace necesario hacer uso de una **matriz de decisión** que propone Robert L. Norton en su libro "Diseño de Maquinaria" (Norton R. L., 2009, pág. 11).

#### 4.1. Elección del tipo de aerogenerador.

Para la selección del tipo de aerogenerador eólico a diseñar, se incluye un análisis comparativo de las soluciones de diseño disponibles, teniendo en cuenta diferentes parámetros tales como, el potencial eólico disponible (ver tabla 5), potencia generada, eficiencia del sistema, facilidad de fabricación y mantenimiento y el costo.

A cada uno de estos parámetros se le asigna un factor de ponderación que mide su importancia. Estos factores de ponderación fueron elegidos tal que la suma de todos sea igual a 1. Cada diseño tiene su calificación dependiendo del parámetro que se esté evaluando. Las calificaciones se multiplican por el factor de ponderación y los productos se suman para cada diseño.

 La calificación que se le dio a cada tipo de aerogenerador, va en dependencia de los regímenes de operación, teniendo el aerogenerador tipo Darrieus una operación de arranque de entre 3 a 5 m/s (Prezy, s.f.).

- El aerogenerador tipo Savonius arranca con velocidades de vientos de entre 1.5 a 2 m/s (SAVONIUS, 1925).
- El aerogenerador tipo Windside arranca con velocidades de vientos de entre 2 a 3 m/s (Wind, s.f.).
- El aerogenerador tipo Windside arranca con velocidades de vientos de entre 2 a 3 m/s (Direct, s.f.).

		Velocidad	del viento	Potencia	Eficiencia	facilidad de	Costo	Rang o
		Altas [V ≥ 3 m/s]	Bajas [V < 3 m/s]	generada	LICIENCIA	mantenimiento	COSIO	
Factor de ponderación		0.10	0.30	0.20	0.20	0.10	0.10	1.00
cal	Darrieus	3 0.30	7 2.10	4 0.80	5 1.00	7 0.70	4 0.40	5.30
de eje verti	Savonius	1 0.10	9 2.70	3 0.60	3 0.60	8 0.80	7 0.70	5.50
Turbinas	Windside	2 0.20	8 2.40	3 0.60	5 1.00	7 0.70	4 0.40	5.30
	Giro mil	3 0.30	7 2.10	4 0.40	4 0.80	6 0.60	4 0.40	4.60

Tabla 6: Matriz de decisión para seleccionar el tipo de aerogenerador a diseñar

La matriz de decisión de la tabla 6 fue construida teniendo en cuenta las condiciones del sitio de instalación y características de los diferentes tipos de aerogeneradores de eje vertical descritos con anterioridad.

Se consideró la siguiente escala para la clasificación de los parámetros de la matriz.

# • Velocidad del viento

Altas: 1, que no trabaja con velocidades altas, 10 que si trabaja con velocidades altas.

Bajas: 1, que no trabaja con velocidades bajas, 10 que trabaja con velocidades bajas.

• Potencia generada

1, que genera poca potencia, 10 genera bastante potencia

• Eficiencia

1, poco eficiente, 10 muy eficiente.

• Facilidad de mantenimiento y fabricación

1, de difícil mantenimiento, 10 de fácil mantenimiento

- Costo
  - 1, costoso, 10 económico.

Según el rango obtenido, se puede comparar entre cada tipo de turbina eólica de eje vertical y llegar a la conclusión de que el tipo más adecuado según los parámetros de viento en sitio de instalación es un aerogenerador de tipo Savonius.

El hecho de diseñar un aerogenerador Savonius se debe a que dentro de los tipos de máquinas eólicas de eje vertical es el más sencillo en fabricación e instalación.

# 4.2. Condiciones externas

Para el diseño del aerogenerador es importante tener en cuenta algunos parámetros ambientales que se presentan en el sitio de instalación, tales como la altitud, la densidad del aire y el potencial eólico.

La siguiente tabla muestra las condiciones climatológicas para las cuales estará diseñado dicho aerogenerador. (INETER, 2018)

Altura sobre el nivel del mar	540 m.s.n.m
Velocidad media anual	4.9 m/s
Temperatura ambiente promedio	25 °C
Densidad del aire	1,08 kg/m <sup>3</sup>

Tabla 7: Condiciones ambientales

# 4.3. Parámetro de diseño

Para el diseño del aerogenerador fue necesario definir algunos parámetros. Estos parámetros sirvieron para tener en cuenta algunas características estructurales y geométricas del modelo a diseñar y el entorno en el que se instalará la maquina eólica. A continuación, se muestran algunos parámetros considerados.

# 4.3.1. Tipos de molinos de viento Savonius

Existen diferentes tipos de molinos Savonius. Estos varían de acuerdo al número de álabes y al ángulo entre ellos (véase figura 10), al número de módulos que presenta el rotor, a la distancia que existe entre las aspas y el eje del rotor, y a la longitud y forma de los álabes. (Morimitsu, 2015)



Figura 10: Tipos de molinos de viento tipo Savonius



Figura 11: Tipos de molinos de viento con diferente número de módulos

# 4.3.2. Parámetros geométricos de la turbina

En la figura 12 se observan los parámetros más importantes de un rotor Savonius (Devis, 1985):

Donde:

- s: Traslapo (m)
- d: Distancia comprendida entre los puntos externos de los álabes (m)
- a: Ancho de cada álabe (m)
- e: Distancia entre álabes (m)
- h: Altura del álabe (m)



Figura 12: Parámetros geométricos de un rotor Savonius

Para determinar los parámetros geométricos de la turbina eólica, se pondrán a consideración las siguientes condiciones: Se tuvo en cuenta la recomendación hecha por *Sandía Laboratories* en el reporte SAND76-0131 *(Laboratories, 1978)*, en el cual menciona que para el óptimo diseño de un aerogenerador tipo Savonius la relación entre *s* va entre 0.1 a 0.15 respecto a *d*. Asimismo, debe tener un *e*=0 y una relación *h/d*=2, todo esto para lograr un buen desempeño del aerogenerador tipo Savonius.

#### 4.3.3. Velocidad de punta del álabe (TSR)

Más conocida como *"Tip Speed Ratio"*, relaciona la velocidad tangencial del álabe y la velocidad del viento. Como se había mencionado en el numeral 2.3, es también conocida como la velocidad específica y se define como (Peréz, 2009):

$$TSR = \frac{\omega \cdot r}{V} \tag{6}$$

Donde:

ω: Velocidad angular (rad/s)
r: Radio del rotor (m)
v: Velocidad del viento (m/s)
La velocidad angular se expresa de la siguiente manera (Peréz, 2009)

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot n \tag{7}$$

Donde:

n: El número de revoluciones.

#### 4.3.4. Coeficiente de potencia (Cp)

El coeficiente de potencia Cp (véase el grafico 3), relaciona la potencia extraída y la potencia total del viento. Por la ley de Betz, es imposible que una máquina extraiga toda la potencia del viento. De esta forma, la potencia extraída por el aerogenerador dependerá de su coeficiente de potencia, quien a su vez depende en gran medida de la forma de los alabes.

En el grafico 3 se muestran las curvas características de coeficiente de potencia contra la velocidad de punta del álabe o TSR para diferentes tipos de rotores. Se puede observar que para diseñar un rotor Savonius óptimo, se tiene aproximadamente un Cp.=0.24 y TSR=0.8. (Peréz, 2009).

# 4.3.5. Numero de álabes y módulos

Una de las características de los rotores Savonius según Rodrigez Devis (Devis, 1985), es que, a mayor número de álabes, el Cp se verá disminuido.

Sandia Laboratories en su reporte SAND 76-0131 (Laboratories, 1978), recomienda dos álabes para este tipo de aerogeneradores, configuración que presenta un par más variable. Pero recomienda minimizar esta desventaja colocando dos rotores, cada uno de ellos desfasados 90° entre sí.

Siguiendo esta recomendación la turbina eólica que se diseñará tendrá cuatro álabes, es decir, tendrá dos módulos cada uno de ellos compuesto por dos álabes desfasados 180° y 90° entre módulos. Su configuración se puede observar en la figura 13.



Figura 13: Configuración Savonius

## 4.3.6. Área de barrido

El área de barrido del rotor está determinada por el diámetro total del rotor y la longitud del álabe. El área de barrido corresponde a la sección de aire que encierra la turbina en su movimiento y depende del tipo de turbina a diseñar. El área de barrido de las turbinas de eje vertical es rectangular y se halla utilizando la ecuación 8. (E. lysen, 1978)

$$A = d \cdot h \tag{8}$$

Donde:

A: Área del rotor (m<sup>2</sup>)
d: Diámetro del rotor (m)
h: Altura o largo del álabe (m)

El rotor convierte la energía contenida en el viento en movimiento rotacional, así, mientras mayor el área, mayor será la energía producida en las mismas condiciones.

#### 4.3.7. Torque

El torque describe el efecto de rotación de una fuerza en un cuerpo. Es una cantidad física en la mecánica clásica y juega el mismo papel para los movimientos rotatorios que la fuerza para los movimientos lineales. Es importante calcular el torque, ya que es esencial para los cálculos del árbol y de la caja multiplicadora de velocidad. Se calcula a partir de la ecuación 9. (ToolBox, 2019)

$$P = T \cdot \omega \tag{9}$$

Donde:

T: Torque (N.m)
P: Potencia en (W)
ω: Velocidad angular (rad/s)

#### 4.4. Potencia nominal

La potencia nominal es la potencia máxima que puede llegar a generar la máquina eólica y viene dada por la siguiente expresión. (Peréz, 2009)

$$P_n = \left(\frac{1}{2}\rho A(V_n)^3\right) \tag{10}$$

Sin embargo, como se ha explicado con anterioridad, por la ley de Betz, es imposible que una máquina eólica extraiga toda la potencia del viento. De este modo, para hallar la potencia máxima extraída por la máquina se debe tener en cuenta el coeficiente de potencia máximo que tenga cada submáquina, dependiendo de su configuración (Peréz, 2009).

$$P_{max} = C_{pmax}(P_n) = C_{pmax}\left(\frac{1}{2}\rho A(V_n)^3\right)$$
(11)

Donde:

 $P_{max}$ : Potencia máxima  $C_{pmax}$ : Coeficiente de potencia máximo  $P_n$ : Potencia nominal  $\rho$ : Densidad del fluido (kg/m3) A: Área ( $m^2$ )  $V_n$ : Velocidad nominal del viento

## 4.5. Potencia total extraída

La cantidad de energía que puede transformar un equipo eólico en energía eléctrica, depende principalmente de la velocidad de los vientos en el sitio de instalación. Es por ello que se debe determinar el rendimiento total que podría presentar el aerogenerador, considerando los diferentes tipos de pérdidas de energía presentes en el sistema. (Peréz, 2009)

$$P_e = \eta_m \cdot \eta_e \cdot C_p \left(\frac{1}{2}\rho A V^3\right) \tag{12}$$

Donde:

 $\eta_m$ : Eficiencia de la transmisión mecánica

 $\eta_e$ : Eficiencia de la máquina eléctrica Cp: Coeficiente de potencia del aerogenerador ( $W/m^2$ )  $\rho$ : Densidad del fluido ( $kg/m^3$ ) A: Área barrida por la turbina ( $m^2$ ) V: Velocidad del viento (m/s)

Se considera que el sistema se encuentra acoplado al dispositivo de generación mediante una caja multiplicadora de velocidad, el cual está compuesto por un par de engranajes cónicos, y que el árbol estará apoyado en el sistema de soporte mediante rodamientos simples de bolas.

Además, que la potencia total a extraer será tal que alimente una batería de 12 V. Las características de la batería que se eligió se presentan a continuación.

La batería de Serie General (GS) de FULI modelo FL1250, está diseñada para su uso en aplicaciones generales como telecomunicaciones, sistemas de alarma y seguridad, sistema de televisión por cable, herramientas eléctricas y equipos de iluminación de emergencia, equipos médicos, juguetes etc. (BATTERY, 2019)

La capacidad de la batería elegida es de 5 Ah, por cada 20 h, por lo tanto, la corriente es igual a 0.25 A.

Tipo Vo de No batería	oltaje iinal ( V)	*Capac nomir	idad 1al Long	Dim gituda	ension nchura	(mm/Kg alturaTo	[(±5%)] tal altui	)) rapeso	Di Longit	mensi udanc	on(Incl huraali	h/Poun turaTota	d[(±5%)]) al alturapes	Tipo d o	le term	ninal
FL1240	12	4	90	70	101	107	1.4	3.54	2.76	3.98	4.21	3.09	F1/F2	+	_	^
FL1240S	12	4	194	47	70	76	1.43	7.64	1.85	2.76	2.99	3.15	F1	+	_	
FL1240S-L	12	4	140	48	102	103	1.45	5.51	1.89	4.02	4.06	3.20	+F6/-F7	+	_	
FL1242	12	4.2	90	70	101	107	1.48	3.54	2.76	3.98	4.21	3.26	F1/F2	+	_	
FL1245	12	4.5	90	70	101	107	1.55	3.54	2.76	3.98	4.21	3.42	F1/F2	+	_	
FL1250	12	5	90	70	101	107	1.68	3.54	2.76	3.98	4.21	3.70	F1/F2	+	_	
FL1260	12	6	151	65	94	100	1.92	5.94	2.56	3.70	3.94	4.23	F1/F2		+	
FL1270	12	7	151	65	94	100	2.17	5.94	2.56	3.70	3.94	4.78	F1/F2		+	
FL1270H	12	7	151	65	94	100	2.10	5.94	2.56	3.70	3.94	4.63	F1/F2		+	
FL1272	12	7.2	151	65	94	100	2.28	5.94	2.56	3.70	3.94	5.03	F1/F2		+	
FL1275	12	7.5	151	65	94	100	2.32	5.94	2.56	3.70	3.94	5.11	F1/F2		+	
FL1280	12	8	151	65	94	100	2.44	5.94	2.56	3.70	3.94	5.38	F1/F2		+	
FL1290H	12	9	151	65	94	100	2.65	5.94	2.56	3.70	3.94	5.84	F1/F2		+	
FL12100S	12	10	151	65	111	121	3	5.94	2.56	4.37	4.76	6.61	L1		+	
FL12100	12	10	151	98	95	101	3.35	5.94	3.86	3.74	3.98	7.39	F1/F2		+	

Tabla 8: Características de la batería elegida

La capacidad nominal de la batería inferior a 33 Ah es de 20 horas.

La potencia que debe recibir la batería es monofásica<sup>2</sup>, por ello la potencia total que deberá entregar el sistema eólico se calcula de la siguiente manera (Tecnolo, 2019):

$$P = V . I \tag{13}$$

Donde:

*V:* Voltaje nominal, igual a 12 V *I:* Corriente y es igual a 0.25 A.

$$P = 12V \cdot 0.25A = 3W$$

Por ello, la potencia extraída del sistema debe ser de 3W.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> En ingeniería eléctrica, un sistema monofásico es un sistema de producción, distribución y consumo de energía eléctrica formado por una única corriente alterna o fase y por lo tanto todo el voltaje varía de la misma forma. La distribución monofásica de la electricidad se suele usar cuando las cargas son principalmente de iluminación y de calefacción, y para pequeños motores eléctricos (Academico, 2019)

# 5. Cálculos generales del sistema eólico

En este acápite se desarrolló detalladamente los componentes de la máquina eólica y los cálculos generales del sistema eólico.

El proceso de diseño se divide en varios componentes claves, cada uno de ellos serán expuestos en el presente acápite, en el cual, se tienen en cuenta los parámetros de diseños mencionados en los capítulos anteriores y se realizaron todos los cálculos para dimensionar los elementos del sistema eólico final.

## 5.1. Diseño del rotor

El rotor es el primer componente que interactúa con el viento para llevar a cabo el proceso de conversión de energía. El rotor que se diseñó consta de dos módulos, cada uno de ellos con dos álabes y tapas circulares, todas estas partes deberán de ser de materiales de baja densidad para conseguir un rotor liviano, ya que es importante considerar que el peso del rotor lo tendrá que soportar el árbol y la estructura de soporte.

A la hora de calcular y dimensionar el rotor, se hace necesario conocer la velocidad del viento para la cual se diseñó la turbina eólica, dicha velocidad fue calculada en el sub acápite 3.4.

#### 5.1.1. Determinación del perfil del álabe

El rotor Savonius está formado por dos semicilindros cuyos ejes están desplazados entre sí. El desplazamiento entre los ejes, facilita el cambio de dirección de flujo, por lo que además de la acción de las fuerzas de origen aerodinámico aprovecha la variación de la cantidad de movimiento del flujo. (López, 2013)



Figura 14: Principio de funcionamiento de un rotor de eje vertical Savonius.

Se diseñará el presente rotor, teniendo en cuenta un  $C_{p.} = 0.24$ . Basándose en los datos del gráfico número 3.

## 5.1.2. Determinación de las dimensiones del rotor

El dimensionamiento del rotor se hará en base en la velocidad nominal y en la potencia total que deberá entregar la máquina eólica, datos determinados en el acápite 4 del presente proyecto.

Como se ha explicado con anterioridad, es imposible que una máquina eólica extraiga toda la energía del viento, por lo tanto, para determinar las dimensiones del rotor se deben considerar los rendimientos eléctricos y mecánicos, así como también el coeficiente de potencia de la máquina.

La eficiencia mecánica total equivale al producto de todas las eficiencias de los componentes mecánicos del sistema. Para el presente análisis, la eficiencia mecánica depende del sistema de transmisión y los rodamientos. Por lo tanto:

$$\eta_m = \eta_{rod} \, . \, \eta_{st} \tag{14}$$

Donde:

 $\eta_{rod}$ : Eficiencia mecánica de los rodamientos

 $\eta_{rod}$ : 0.93 (SKF, 2015)  $\eta_{st}$ : Eficiencia del sistema de transmisión  $\eta_{st}$ : 0.96 (Norton, 2009)

Por lo tanto:  $\eta_m = 0.93 \cdot 0.95 = 0.883$ 

La eficiencia eléctrica total es equivalente al producto de todas las eficiencias de los componentes eléctricos del sistema. Para el presente análisis, la eficiencia eléctrica depende del generador y el controlador de corriente. Por lo tanto:

$$\eta_e = \eta_{gen} \, . \, \eta_{con} \tag{15}$$

Donde:

 $\eta_{gen}$ : Eficiencia del generador  $\eta_{gen} = 0.85$  (Aliexpress, Aliexpress, 2020)  $\eta_{con}$ : Eficiencia del controlador  $\eta_{con} = 0.85$  (Aliexpress, Aliexpress, 2020).

Por lo tanto:

$$\eta_e = 0.85 \, . \, 0.85 = 0.722$$

A partir de la ecuación 12, se tiene que el área necesaria para producir la potencia total que se debe extraer viene dada por la siguiente expresión.

$$A = \frac{2P_e}{\eta_m.\eta_e.C_p.\rho.V^3}$$

Donde:

 $\eta_m$ : Eficiencia de la transmisión mecánica

 $P_e$ : Potencia total (W)

 $\eta_e$ : Eficiencia de la máquina eléctrica

 $C_p$ : Coeficiente de potencia del aerogenerador  $(W/m^2)$ 

 $\rho$ : Densidad del fluido ( $kg/m^3$ )

A: Área barrida por la turbina  $(m^2)$ 

V: Velocidad del viento. (m/s)

Se calculó el área, partiendo de los datos y obtenidos en los acápites anteriores, teniendo en cuenta que:

 $C_p = 0.24$   $\eta_m = 0.883$   $\eta_e = 0.722$   $P_e = 3W$   $\rho = 1.08kg/m^3$ V = 4.9m/s

$$A = \frac{2 * 3 Watt}{0.883 * 0.722 * 0.24 * \frac{1.08kg}{m^3} * (4.9m/s)^3} = 0.308m^2$$

Teniendo en cuenta que: 1W = 1.  $\frac{kg \cdot m^2}{s^3}$ 

El área calculada, es el área de barrido por el rotor Savonius y se define por medio de la ecuación 10.

Como ya se había mencionado en el numeral 4.3.2, la relación entre la altura y el diámetro debe ser *h=2d*. Por lo que las dimensiones del rotor serán:

$$A = 0.308m^2$$

Utilizando y sustituyendo en la ecuación 8, se obtiene:

$$0.308m^2 = d.h$$

Sustituyendo *h* en la ecuación 8 se obtiene que:

$$0.308m^2 = d \cdot 2d = 2d^2$$

Despejando el diámetro se tiene:

$$d^{2} = \frac{A}{2}$$
$$d = \sqrt{\frac{A}{2}} = \sqrt{\frac{0.308m^{2}}{2}} = 0.392m$$

Una vez conociendo el diámetro, se tiene que:

$$h = 2d = h = 2(0.392m) = 0.784m$$

Tomando en cuenta lo descrito en el numeral 4.3.2 se tomó una relación:

$$s/d = 0.1 + 0.15 = 0.125 \, d$$

Despejando s se tiene que:

$$s = 0.049$$

Finalmente, todas las dimensiones del rotor se muestran a continuación, teniendo en cuenta los parámetros de diseño correspondientes. El la figura se muestra el rotor con sus respectivas medidas. (Devis, 1985)



Figura 15: Medidas de rotor Savonius por módulo.

# Donde:

a = 0.220me = 0s = 0.049m d = 0.392mh = 0.784m

#### 5.1.3. Determinación de la velocidad de rotación

Con base en la ecuación 6, se tiene que:

$$TSR = \frac{\omega \cdot r}{V}$$

Considerando el *Cp* obtenido y haciendo uso del gráfico 3, se toma un TSR = 0.8. La velocidad de diseño es igual a 4.9 m/s y el radio equivale a la mitad del diámetro *d*, por lo tanto, r = 0.196m, de esta manera despejamos y calculamos la velocidad angular:

$$\omega = \frac{TSR \cdot v}{r} = \frac{0.8 \cdot 4.9m/s}{0.196} = 20\frac{rad}{s}$$

A partir de la ecuación 7, se conoce que:

$$n = \frac{60.\omega}{2.\pi} = \frac{60.20 rad/s}{2.\pi} 190.98 \approx 191 rpm$$

#### 5.1.4. Determinación del torque

Para el cálculo del torque, se tiene en cuenta la ecuación 9, por lo tanto.

$$P = T \cdot \omega \approx T = \frac{P}{\omega} = \frac{3W}{20rad/s} = 0.15 N \cdot m$$

Teniendo en cuenta que  $1W = \frac{N \cdot m}{s}$ 

#### 5.1.5. Selección del material

Uno de los aspectos principales a la hora de diseñar los álabes para un aerogenerador, es la correcta elección del material del que estarán compuestos, debido a que el desempeño del aerogenerador, así como su vida útil dependerán de sus propiedades.

Debido a que la zona donde se plantea la instalación del equipo recibe altos niveles de vapor de agua, dióxido de carbono y dióxido de azufre emitidos por el volcán Santiago de la ciudad de Masaya, se proponen estos materiales los cuales tienen una alta resistencia a la corrosión.

Se elaboró la tabla 9, en la cual se expone las principales características a tener en cuenta para el análisis de la matriz de decisión. En la tabla se muestra un costo aproximado por álabe, peso y espesor considerando dimensiones estándares aproximadas, con base en las halladas en el numeral 5.1.2 para cada tipo de material (Construrama, 2020).

Material	Costo por álabe [USD]	Peso por álabe [kg]	Espesor [mm]	
PVC rígido	32,00	2,05	7,70	
Lámina Galvanizada calibre 14	9,34	4,16	1,9	
Lámina Galvanizada calibre 16	7,58	1,640	1,5	

Tabla 9: Características de materiales para los álabes

Debido a que estos materiales presentan buenas características mecánicas, se hará uso nuevamente de una matriz de decisión para elegir el material más adecuado.

	Comercialización	Costo	Densidad	Rango
Factor de ponderación	0,33	0,33	0,34	1,00
PVC rígido	7 2,31	6 1,98	8	7,01
Lámina Galvanizada calibre 14	8 2,64	9 2.97	6 2,04	7,65
Lámina Galvanizada calibre 16	8 2,64	8 2.64	7	7,66

Tabla 10: Matriz de decisión para la selección del material de los álabes

La matriz de decisión mostrada en la tabla 10, fue construida siguiendo el análisis presentado en el numeral 4.1. Se consideraron las siguientes escalas para la evaluación de los parámetros de la matriz.

# Comercializacion

1 significa de fácil adquisición y 10 de difícil adquisición.

Costo

1 significa costoso y 10 económico.

Densidad

1 significa denso y 10 poco denso.

# 5.1.6. Determinación de las fuerzas que actúan sobre los álabes

Se hace necesario estudiar las dimensiones de los álabes del aerogenerador y conocer todas las fuerzas que actúan sobre ellos, con el fin de prevenir las deformaciones plásticas que se puedan presentar. Estas fuerzas se calcularon teniendo en cuenta condiciones críticas, es decir, la velocidad nominal del viento en el sitio de instalación.

Las fuerzas que actúan re los álabes son la fuerza del viento y la fuerza centrífuga:

• *Fuerza del viento:* El viento ejerce una fuerza sobre el álabe al chocar contra él, esta fuerza viene dada por la siguiente ecuación (ToolBox, 2019).

$$P_{\nu} = \frac{1}{2}\rho V^2 \tag{16}$$

Donde:

 $\rho$ : Densidad del aire ( $kg/m^3$ ) *V*: Velocidad del viento (m/s)

Como se mencionó antes, el aerogenerador debe estar diseñado para soportar las velocidades críticas, aunque estas se presenten esporádicamente, el aerogenerador debe estar preparado para soportar esas velocidades. De esta manera considerando que  $\rho = 1,08 kg/m^3$  la presión ejercida por el viento será:

$$P_{\nu} = \frac{1}{2} * 1.08 \frac{kg}{m^3} (4,9\frac{m}{s})^2 = 12.96Pa$$

Teniendo en cuenta que:

 $1Pa = kg/m.s^2.$ 

# • Fuerza centrífuga $F_c$

Esta fuerza aparece cuando se describe el movimiento de un cuerpo en un sistema de referencia en rotación. Debido a la rotación del aerogenerador, se produce la fuerza centrífuga, la cual tiende a separar los álabes del eje de rotación. Esta fuerza viene dada por (NASA, 2020):

$$F_c = m.\,\omega^2.\,r\tag{17}$$

Donde:

m: Masa (kg)

- $\omega$ : Velocidad de rotación o angular (rad/s)
- r: Radio de rotación (m)

Examinando las especificaciones para la lámina galvanizada calibre 16 (véase anexo 2), se tiene que el material pesa  $12.210 kg/m^2$ , considerando que el área por alabe es:

$$A_a = P_a. d_a \tag{18}$$

Donde:

 $P_a$ : Perímetro del álabe (m)  $d_a$ : Perímetro del rotor (m)  $A_a$ : Área del álabe (m<sup>2</sup>)

Para calcular  $P_a$ , se tiene la siguiente expresión:

$$P_a = \frac{\pi \cdot a}{2} = \frac{\pi \cdot 0.220m}{2} = 0.345m \tag{19}$$

Donde:

 $P_a$ : Perímetro del álabe (*m*) *a*: Diámetro del álabe (*m*)

Luego,

$$A_a = P_a \cdot d_a = 0.345m \cdot 0.392m = 0.135m^2 \tag{20}$$

Donde:

 $A_a$ : Área del álabe  $m^2$  $P_a$ : Perímetro del álabe m $d_a$ : Diámetro del rotor m

Entonces la masa  $m_a$  de cada álabe será:

$$m_a = 12.210 \frac{kg}{m^2} * 0.135m^2 = 1.640kg \tag{21}$$

Para calcular el radio de rotación de cada álabe,  $r_{cG}$ , se deben hallar las componentes  $X_{cG}$  y  $Y_{cG}$  de la distancia del centro de giro al centro de masa del álabe, siendo r<sub>a</sub> el radio del álabe (Beer, 2010):

$$X_{CG} = r_a - \frac{s}{2} = 0.110m - \frac{0.049m}{2} = 0.085m$$
(22)

$$Y_{CG} = \frac{2r}{\pi} = \frac{2(0.110m)}{\pi} = 0.070m$$
(23)

$$r_{CG} = \sqrt{X_{CG}^2 + Y_{CG}^2} = \sqrt{(0.085m)^2 + (0.070m)^2} = 0.110m$$
(24)

Finalmente, la fuerza centrífuga en el álabe es:

$$F_c = 1.640 kg * (20 \frac{rad}{s})^2 * 0.110m = 72.16N$$

Este valor de la fuerza centrífuga será utilizado más adelante para comprobar el buen funcionamiento del rotor y así evitar deformaciones en los álabes.

# 5.2. Diseño de las tapas

Las tapas son los elementos más simples que se le pueden añadir a un aerogenerador del tipo Savonius. En la figura 16 se muestran los parámetros geométricos de las tapas (J. V. Akwa, 2012).

Donde:

- $d_t$ : Diámetro de la tapa (m)
- $w_t$ : Grosor de la tapa (m)



Figura 16: Parámetros geométricos de las tapas

Como se muestra en el grafico 8, la adición de tapas en una turbina tipo Savonius puede aumentar notablemente el valor promedio del coeficiente de potencia. Igualmente, la turbina opera con mayor eficiencia en términos de TSR. Las tapas en los extremos del rotor evitan el escape de aire desde el lado cóncavo de los álabes hacia el exterior, manteniendo la presión entre los lados cóncavos y convexo del rotor (J. V. Akwa, 2012).



Gráfico 8: Efecto de las tapas sobre el rendimiento de un rotor Savonius

La turbina eólica de este proyecto tendrá tres tapas, tal como se muestra en la figura 17, las cuales servirán de elemento de unión entre los álabes y el árbol, todas las tapas tendrán las mismas dimensiones.



Figura 17: Ubicación de tapas del aerogenerador

## 5.2.1. Selección del material de las tapas

Como ya se ha menciona antes, un parámetro para el buen funcionamiento del rotor es que sea liviano. Es por ello que se debe elegir un material de poca densidad y bajo costo para construir las tapas.

Siguiendo los resultados obtenidos en la matriz de decisión de la tabla 10, se considera que las tapas sean fabricadas del mismo material que los álabes, por esta razón el material seleccionado es lámina galvanizada C16, sus características se encuentran en el anexo 2.

#### 5.2.2. Determinación de las dimensiones de las tapas

Se conoce que las tapan conducen a un mejor rendimiento aerodinámico de la turbina y como se observa en la figura 16, las tapas están definidas por un diámetro exterior, diámetro interior y un espesor. Menet (Menet, 1978) determinó la relación del diámetro  $d_t$  con respecto al diámetro d del roto. Con un  $d_t$  aproximadamente 10% mayor que el diámetro d, de esta manera se obtiene un mayor valor del coeficiente de potencia (Menet, 1978).

$$d_t = (0.0392) \cdot d = (0.039) + 0.392 = 0.432m$$
 (25)

Este cálculo es importante realizarlo, ya que considerar un diámetro muy grande para las tapas, provocaría el aumento de la inercia del rotor (J. V. Akwa, 2012)

El grosor  $(w_t)$  de la lámina C16 será (véase anexo 2).

$$w_t = 1.52mm \approx 0.00152m$$

Considerando el material elegido, sus propiedades y las dimensiones, se tiene que la masa por tapa será:

$$m_{ta} = \pi r_t^2 .12.210 \ \frac{kg}{m^2}$$
 (26)

$$m_{ta} = \pi . (0.216m)^2 . 12.210 \ \frac{kg}{m^2} = 1.79kg$$

#### 5.3. Diseño del árbol principal

El eje (*o árbol*) es un componente de dispositivos mecánicos que transmite movimiento rotatorio y potencia (Mott, 2006, pág. 531). Las especificaciones principales que se deben cumplir para el diseño de este árbol son los pesos que sobre él recaen.

El árbol principal del aerogenerador sirve de unión y transmisor de rotación entre el rotor, formado por las tapas y álabes y el multiplicador. Además, el árbol estará sujeto a la estructura de soporte en las parte superior e inferior mediante uso de rodamientos los cuales estarán montados sobre soportes para rodamientos.

Shigley (Shigley) recomienda seleccionar un acero de bajo o medio carbono, laminado en frio, ya que es de bajo costo, presenta mejores propiedades mecánicas en diámetros menores a 3<sup>1/2</sup> pulgadas (Shigley, pág. 1144), el material seleccionado para la fabricación del árbol es acero SAE-1045, estirado en frio.

(véase el anexo 3) para conocer algunas de las propiedades mecánicas del acero SAE-1045.

# 5.3.1. Determinación de las dimensiones del árbol

En esta parte se determinaron la longitud y el diámetro del árbol, así como la selección de los métodos de fijación de las piezas que se montaron sobre él. Useche (Useche L. V., 2011) lista algunos aspectos que se deben tener en cuenta en el diseño constructivo de árboles, tales como:

- Fácil montaje, desmontaje y mantenimiento.
- Los árboles deben ser compactos, para reducir material en longitud y diámetro.
- Permitir fácil aseguramiento de las piezas sobre el árbol.
- Las medidas deben ser preferiblemente normalizadas.
- Evitar discontinuidades o cambios de sección.
- Se soportan en dos apoyos para reducir problemas de alineamiento
- Mantener bajos costos de fabricación
- Basarse en arboles existentes o en la propia experiencia, para configurar el árbol

Considerando los ítems listados anteriormente, se propone que el árbol del aerogenerador sea compacto, sin escalones y que sus apoyos (rodamientos) estén ubicados casi en sus extremos, en soportes para rodamientos. Así mismo, se considera que el árbol se unirá con el sistema de transmisión por medio de un acople, y que la fuerza que transmitirá el árbol es suministrada por el viento que golpea los álabes del aerogenerador.

Como se observa en la figura 18, en los puntos A y B irán ubicados los rodamientos. Además, se puede ver que en el extremo irá el acople que une el árbol principal con el multiplicador. La longitud previa del árbol será  $L_e = 1.350m$ 



Figura 18: Árbol del aerogenerador eólico.

 Determinación del diámetro previo: El diámetro previo del árbol se calculó en base al ángulo de torción de una barra solida de sección circular (Mott, Diseño de elementos de maquinas, 2006).

$$\theta = \frac{Tl}{GJ} \tag{27}$$

Donde:

 $\theta$ : Angulo de torción (°) *T*: Par de torción (*N*.*m*) *l*: Longitud (*m*) *G*: Módulo de rigidez (*GPa*) *J*: Momento polar de inercia (*m*<sup>4</sup>)

Para una sección circular sólida, el valor de *J* se calcula de la siguiente manera:

$$J = \frac{\pi d^4}{32} \tag{28}$$

Si sustituimos *J* en la ecuación 27, tendremos que el ángulo de torción por unidad de longitud será:

$$\frac{\theta}{l} = \frac{32T}{\pi d^4 G} \tag{29}$$

Mott, en su libro "Diseño de elementos de máquinas" (Mott, 2006, pág. 777), propone que el ángulo de torción por unidad de longitud para barras de sección solida sometidas a torción por rotación, con una precisión moderada, sea:

$$\frac{\theta}{l} = 0.000\ 02^o\ a\ 0.0004^o/pulg$$

Para este cálculo se tomó el mayor ángulo de torción propuesto por Mott, tal que:

$$\frac{\theta}{l} = 0.0004^{\circ}$$

Despejando el diámetro de la ecuación 29, y conociendo el valor de  $G = 75GPa = 7,5(10)^{10} N/m^2$  para aceros (Ferdinand P. Beer, pág. 747), tendremos que:

$$d = \sqrt[4]{\frac{32T}{\pi \left[\frac{\theta}{T}\right]G}}$$

Donde:

G: Módulo de elasticidad en torción (GPa)

*T*: Torque (*N*.*m*)  $\left[\frac{\theta}{t}\right]$ : Ángulo de torción (°)

$$d = \sqrt[4]{\frac{32(0.15N.m)}{\pi [0.0004]7,5(10)^{10} N/m^2}} = 0.015m \approx 15mm$$

El diámetro mínimo aceptable para este eje es de 15mm, Shigley, en su libro "Diseño en ingeniería mecánica" (Joseph E. Shigley, 2002, pág. 1210), en la tabla E-17 del apéndice E, propone diámetros normalizados para ejes. Siguiendo lo recomendado por Shigley, el diámetro normalizado para este eje será de d = 15mm. Tomando como criterio que el diámetro final no puede ser menor que diámetro calculado, es por ello que se tomó el diámetro calculado.

Respecto al análisis de fuerzas para el árbol, se hará como si fuera una columna, ya que sería un error tomar dicho árbol y analizarlo como si fuera una viga simplemente apoyada.

El objetivo del análisis y diseño de las columnas es garantizar que la carga aplicada a una columna sea segura, que sea bastante menor que la carga critica de pandeo (Mott, Diseño de elementos de maquina, 2006).

# • Cálculo de la carga critica para el árbol del aerogenerador

El cálculo de la carga critica viene dada por la ecuación de Euler (Mott, pág. 235):

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 EA}{(KL/r)^2} \tag{30}$$

Donde:

 $P_{cr}$ : Carga critica (N)

*E*: Módulo de elasticidad del acero;  $E = 190(10)^3 MPa$ 

A: Área  $(A^2)$ 

*K*: Longitud real de la columna (*m*)

- L: Factor de fijación de los extremos
- r: Radio de giro

#### KL/r: Valor de la esbeltez

Nuestro árbol, como se mencionó antes, se estudiará como una columna de sección transversal solida de 15mm de diámetro, 1.350m de longitud que esta empotrada en ambos extremos. El material es acero SAE-1045 estirado en frio.

Para la columna con extremos empotrados, el factor de fijación de extremos K = 0.65 (Mott, pág. 234).

La longitud efectiva esta dada por la ecuacion:

$$L_e = KL \tag{31}$$

Donde:

Le: Longitud efectiva

K: Longitud real de la columna

L: Factor de fijación de los extremos

Conoceindo todas las variables, tenemos que:

$$L_e = (0.65)(1350) = 877.5mm$$

En la figura 19, Mott nos brinda el valor del radio de giro, el cual esta dado por la siguiente expresion:

$$r = D/4 \tag{32}$$

r = 15mm/4 = 3.75mm



Figura 19: Propiedades del circulo

Continuamos haciendo el cálculo de la relación de esbeltez, la *relación de esbeltez* es el cociente de la longitud efectiva de la columna entre su radio de giro, esto es:

$$\frac{KL}{r} = \frac{0.65(1350mm)}{4} = 219.37mm$$
Ahora se calcula la constante de la columna con la ecuación 33 (Mott, pág. 234). Para el acero SAE-1045 estirado en frio la resistencia a la fluencia ( $S_y$ ) es 530 MPa y el módulo de elasticidad es  $E = 190GPa = 1,9(10)^5MPa$ .

$$C_c = \sqrt{\left(\frac{2\pi^2 E}{S_y}\right)} \tag{33}$$

Donde:

 $C_c$ : Constante de la columna

 $S_y$ : Resistencia a la fluencia (*MPa*)

*E*: modulo de elasticidad del material (*GPa*)

Sustiyuyendo todas las varibles en la ecuacion 33, tenemos que:

$$C_c = \sqrt{\left(\frac{2\pi^2 (1.9(10)^5 MPa)}{530 MPa}\right)} = 84.12$$

Si  $\frac{KL}{r} > C_c$ , entonces la columna es larga, el calculo de  $P_{cr}$  se debe hacer como lo muestra la ecuación 30, que es la fórmula de Euler para columnas largas (Diseño de elementos de maquinas, 2006, pág. 235).

El valor del área viene dado por la figura 19, la cual será:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \tag{34}$$

Donde:

A: Es el área  $(m^2)$ 

D: Es el diámetro (m)

Sustituyendo el valor del diámetro en la ecuación 34, tenemos que:

$$A = \frac{\pi (15mm)^2}{4} = 176.71mm^2$$

Conociendo todos los datos de la ecuación 30 y sustituyendo, tenemos que:

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 EA}{(KL/r)^2}$$

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 (1.9(10)^5 N/mm^2)(176.71mm^2)}{(219.37)^2} = 6885.88N$$

Con la magnitud de esta carga, el elemento apenas empezaría a pandearse, una carga segura tendría un valor menor que se calcula al aplicar el factor de diseño a la carga critica. Se emplea N = 2 para calcular la carga admisible:

$$P_a = P_{cr}/N. \tag{35}$$

Donde:

 $P_a$ : Carga admisible (*N*) *N*: Factor de seguridad

Entonces:

$$P_a = \frac{6885.88N}{2} = 3442.94N$$

La carga admisible tendrá un valor de 3442.94N.

Nota: Se toma el valor de 2 para el factor de seguridad tomando las recomendaciones hechas por Mott (Mott, Diseño de elementos de maquina, pág. 238).

### 5.3.2. Cálculo de las cargas aplicadas sobre el árbol.

Al analizar el árbol, es conveniente hacer el diagrama de cuerpo libre para conocer las fuerzas axiales y radiales que actúan sobre el eje, dichos cálculos nos ayudarán con la selección de los raimientos adecuados para el sistema.



Figura 20: Diagrama de cuerpo libre de fuerzas radiales y axiales

 Cálculo de las fuerzas radiales y axiales: Debido a que el árbol recorre todo el rotor, desde la parte de arriba hasta la parte de debajo de la estructura de soporte, se puede considerar el árbol como una viga que se encuentra apoyada y que está sometida a flexión debido a la acción del viento. La fuerza del viento será considerada como una carga distribuida a lo largo de la longitud de los álabes del rotor, es decir, a lo largo de 788mm ≈ 0.788m. Por lo tanto:

$$F_{\nu} = P_{\nu}.A \tag{36}$$

Donde:

 $P_{v}$ : Presión del viento

A: Área de barrido del aerogenerador

A partir de la presión del viento calculada en el numeral 5.1.6,  $P_v = 12.96 Pa$ y el área de barrido del aerogenerador calculada en el numeral 5.1.2,  $A = 0.308m^2$ , se calcula la fuerza que ejercerá el viento sobre la turbina eólica. De esta manera:

$$F_{\nu} = 12.96Pa \cdot 0.308m^2 = 3.99N$$

Donde:

 $F_{v}$ : Fuerza del viento

El peso total considerado,  $W_t$ , es equivalente a:

$$W_t = g(W_a + W_e + W_t) \tag{37}$$

Donde:

g: Gravedad (m/s<sup>2</sup>)

 $W_a$ : Peso de los cuatro alabes (kg)

We: Peso del árbol (kg)

 $W_t$ : Peso de las tres tapas (kg)

$$W_t = g(4 * W_a + W_e + 3 * W_t)$$

La masa de cada álabe se calculó en el numeral 4.1.6, el cual era  $W_a = 1.64kg$ , el cual se multiplicará por el número de alabes que conforman el aerogenerador, los cuales serán 4.

$$W_a = (4 (1.64kg)) = 6.56kg$$

El peso del árbol viene dado por su volumen multiplicado por la densidad del acero, el cual es igual a  $\rho_{1045} = 7850 \frac{kg}{m^3}$  (Shigley). El volumen del arbol sera:

$$V_a = \pi r^2 h \tag{38}$$

Donde:

r: Radio (m)h: Altura (m)Entonces:

$$V_a = \pi (0.0075m)^2 (1350m) = 0.238m^3$$

Por lo tanto, el peso será igual a:

$$W_e = 7850 \frac{kg}{m^3} (0.238m^3) = 1.86kg$$

Y por último se calculó el peso total de las tres tapas, las cuales por cada tapa fue calculada su masa en el numeral 5.2.2, por lo tanto:

$$W_t = (3 (1.79kg)) = 5.37kg$$

62

Finalmente tendremos el peso,  $W_t$ , el cual es igual a la sumatoria de todos los pesos multiplicados por la fuerza de gravedad, entonces:

$$W_t = g(W_a + W_e + W_t)$$
(39)  
$$W_t = 9.81 \frac{m}{s^2} (6.56kg + 1.86kg + 5.37kg) = 135.27N$$

Observando el diagrama de la figura 20, se cumple que:

Haciendo sumatoria de fuerza igual a cero:

$$R_{ba} = W_t$$
$$R_{ar} + R_{br} = F_v$$

Haciendo sumatoria de momento en A igual a cero:

$$0.882 . R_{br} - 0.441 F_{v} = 0$$

Los resultados serán:

$$R_{ba} = 135.27N$$
$$R_{ar} = 1.995N$$

 $R_{br}=1.995N$ 

# • Cálculo del esfuerzo cortante torsional

Cuando un eje redondo macizo se somete a un par de torsión, la superficie externa sufre la mayor deformación cortante unitaria y, por consiguiente, el esfuerzo torsional máximo, figura 21 (Diseño de elementos de maquinas, pág. 95).



Figura 21: Distribución de esfuerzos en un eje macizo

El valor del esfuerzo cortante torsional máximo se calcula con la siguiente ecuación (Diseño de elementos de maquinas, pág. 95):

$$\tau_{max} = Tc/J \tag{40}$$

Donde:

*c*: Radio de la superficie externa del eje (*mm*)

*J*: Momento polar de inercia  $(m^4)$ 

T: Par torsional (N.m)

Conociendo *T*, que se calculó en el numeral 5.1.4, con un valor de T = 0.15N.m.También conocemos el valor de *c* dividiendo el diámetro calculado en el numeral 5.3.1 entre dos, así:

$$c = \frac{D}{2} \tag{41}$$

$$c = \frac{15}{2} = 7.5 mm$$

Por último, calculamos el momento polar de inercia para una barra de acero macizo, la ecuación la encontramos en la figura 19, tal que:

$$J = \frac{\pi}{32} D^4$$
(42)  
$$J = \frac{\pi}{32} (15mm)^4 = 4970.09mm^4$$

Conociendo todos los datos, los introduciremos en la ecuación 40, del esfuerzo cortante torsional máximo, así.

$$\tau_{max} = Tc/J$$

$$\tau_{max} = \frac{(0.15 \ N. \ m)(7.5 \ mm)10^3 mm}{4970.09 \ mm^4} = 0.226 \frac{N}{mm^2} \approx 0.226 \ MPa$$

Tomando en cuenta que:

$$1\frac{N}{mm^2} = 1 MPa$$

El esfuerzo cortante torsional máximo se presenta en la superficie externa del eje alrededor de toda su circunferencia.

### 5.4. Diseño de la estructura de soporte

Uno de los elementos importantes del sistema eólico, para asegurar el aprovechamiento de la potencia del viento es la estructura de soporte, encargada de sujetar el rotor del aerogenerador, proporcionándole la disposición y firmeza que requiere.

Se especificará a continuación las dimensiones de la estructura de soporte, así como el perfil que tendrá y el material del que estará hecho.

#### 5.4.1. Perfil de la estructura de soporte

El material de la estructura de soporte será acero estructural, con perfil tubular cuadrado.

Entre las propiedades más importantes del uso de acero en estructuras, están la alta resistencia y la ductilidad, esta última propiedad da la cualidad al material de deformarse de manera plástica, sostenible y sin romperse bajo la acción de una fuerza, esto no quiere decir que no pueda llegar a romperse bajo el esfuerzo adecuado.

La estructura de soporte del presente aerogenerador tendrá un perfil cuadrado, bajo la norma ASTM A 500, grado C. El acero estructural será de la línea GHT (Galvanized High Tensile) que significa "Galvanizado de alta resistencia" por sus siglas en inglés, la cual cuenta con una capa de material galvanizado de 180  $gr/m^2$  para evitar la oxidación y una mayor duración de hasta 30 años de vida útil. Sus especificaciones se encuentran en la figura 22 (FERROMAX, 2020).

Acabado	):	Acero negro	o Galvaniz	zado	+	A Y	Propiedades Mecánicas				
Largo No	ormal:	6.00m y mec	didas espec	iales			es Norma Propi			edades Mecánicas (mínimas)	S
Dimensio Espesore	ones: es:	Desde 20mn Desde 1,20m	n a 100mm 1m a 5,00mi	m _					Grado del Acero	Limite de Fluencia (psi)	Resistencia a la Tracción (psi)
Di	imensione	es	Area	Eje	s X-Xe	Y-Y	Grado A	39.000	45 000	25	
Amm	Espesor mm (e)	Peso Kg/m	Área cm2	l cm4	W cm3	i cm3	Grado B	46,000	58,000	23	
50	2.0	3.03	3.74	14.13	5.65	1.94	Grado C	50,000	62,000	21	

Figura 22: Especificaciones del perfil escogido para la estructura - Perfil tubular estructural cuadrado y Propiedades mecánicas

# 5.4.2. Determinación de la forma de la estructura de soporte

En esta sección se propone el diseño de la estructura de soporte.

La estructura consiste en un marco formado por tubos estructurales de perfil cuadrado, como se había mencionado en la sección 5.4.1, de acero galvanizado.

Además, se propone que la estructura posea una lámina de acero galvanizado, como se muestra en la figura 23, para posar sobre ella el multiplicador y el generador.



Figura 23: Determinación de la forma de la estructura de soporte

5.4.3. Cálculo de soldadura para unir las partes de la estructura de soporte Para unir las piezas de la estructura de soporte, usaremos soldadura, esta manera de hacer la unión nos permite un acabado más estético y rápido de hacer.

El fabricante del tubo de acero galvanizado recomienda usar electrodos con revestimiento rutilo, tipo celulósico, desarrollado especialmente para soldadura de acero galvanizado.

El electrodo que se recomienda está bajo la norma AWS A5.1 y la clasificación del electrodo es E6013, un electrodo bastante conocido en el mercado, la composición química del electrodo es: carbono (C): 0.08 %, silicio (Si): 0.3% y manganeso (Mn):0.5%.

Conociendo el electrodo recomendado por el fabricante, y sabiendo que es una junta a tope, calculamos el volumen de electrodos a utilizar.

Para dicho calculo debemos conocer el área que vamos a soldar. El tubo es de perfil cuadrado de 2x2 pulgadas, tomando en cuenta que son

 $176 \ pulgadas \approx 4,470.4 \ mm$  de soldadura en total lo multiplicamos por 2 para conocer el área, eso da un valor de  $8,940.8 \ mm$  de soldadura.

	PR	EPARA	CIÓN DE LAS J	UNTAS PARA	LA SOLDA	DURA	
Forma de la junta	Esp	esor (e) mm	Separación (s) mm	Ángulo (α) grados	Radio (1) mm	Electrode Raiz mm	DS (Ø) Rellena
s - + + + + + + + +	- te	1 1,5 . 2 . 3 a 6	0 0,5 1 1,5 a 3		-	1,5 - 2 2,5 2,5 - 3,2 3,2 - 4	-
		· 5 a 8 8 a 12 > 12	· 2 a 3	60		3,2 4	4

Figura 24: Preparación de juntas para la soldadura

Según la figura 24, la junta para la soldadura de una lámina de 2 mm de espesor, su preparación es de 1 y el diámetro del electrodo recomendado es de 2,5 – 3,2mm. Este proyecto toma como diámetro del electrodo el valor de 3,2 mm.

# Cálculo de la masa de metal depositado

La cantidad de metal depositado en el cordón de soldadura se determina en función de su volumen. Para tal efecto, se hace necesario determinar el área de la forma geométrica de sección transversa, tal que:

$$A = b x h \tag{43}$$

Donde:

A: Área (mm)

- b: Base o separación S(m)
- h: Altura o grosor de la lámina (m)

Conociendo todos los valores se procede a calcular el área de la forma geométrica:

$$A = 1 mm x 2 mm = 2 mm^2$$

El volumen del cordón se calcula por la siguiente ecuación:

$$V = L x A \tag{44}$$

Donde:

V: Volumen  $(mm^3)$ 

L: Longitud (mm)

A: Área  $(mm^2)$ 

El volumen del del cordón de soldadura será:

$$V = 4,470.4mm \ x \ 2mm^2 = \ 8,940.8mm^3$$

Conociendo la densidad del metal de aporte  $\rho$  se procede entonces, a determinar la cantidad de metal depositado ( $M_d$ ) aplicando la siguiente ecuación:

$$M_d = V \ x \ \rho = 8,940.8 \ mm^3 \left(\frac{1m^3}{10^9 mm^3}\right) \ x \ 7800 \ kg/m^3 = 0.069 kg \tag{45}$$

Donde:

 $M_d$ : Cantidad de metal depositado (kg o lb) V: Volumen (mm<sup>3</sup>)

 $\rho$ : Densidad de metal de aporte (7800kg/m<sup>3</sup>)

Con la aplicación de la ecuación 45 se determinó la cantidad de metal depositado a lo largo del cordón de soldadura, sin embargo, debemos adicionalmente determinar el consumo equivalente de electrodos recubiertos para la ejecución del cordón de soldadura.

Hobart Brothers Company (Company, s.f.), propone usar un valor de 1.8 multiplicado por la cantidad de metal depositado para encontrar la cantidad a consumir de electrodos.

$$M_{ce} = M_d \ x \ 1.8 = 0.069 \ kg \ x \ 1.8 = 0.1242 kg \tag{46}$$

En la figura 25, se muestran las propiedades mecánicas del cordón de soldadura.

Resistencia tracción	Límite elástico	Alargamiento	Resiliencia charpy V
(N/mm <sup>2</sup> )	(N/mm <sup>2</sup> )	5d (%)	(J)+20°C
>380	470-600	>22	>60

Figura 25: Propiedades mecánicas del cordón de soldadura

### Numero de pasadas (N)

En las juntas soldadas, al determinar el número de pasadas, un primer factor que incide es el área de la primera pasada, la cual se determina por medio de la expresión:

$$F_1 = (7)\emptyset (mm) = (7)(3,2 mm) = 22.4mm^2$$
(47)

Donde:

 $F_1$ : Área de la primera pasada

Ø: Diámetro del electrodo [mm]

Para el área de la segunda pasada y demás, tenemos la expresión:

$$F_p = (10)\emptyset \ (mm) = (10)(3,2 \ mm) = 32 \ mm^2$$
(48)

Donde:

 $F_p$ : Área de las demás pasadas

Ø: Diámetro del electrodo [mm]

Para calcular el número de pasadas se tiene la siguiente expresión:

$$A = N * F_p + F_1 \tag{49}$$

Donde:

F<sub>c</sub>: Área del cordón de soldadura

A: Numero de pasadas

Despejando N de la ecuación 49, se tiene que:

$$N = (A - F_1)/F_p = (2 mm^2 - 22.4 mm^2) / 32 mm^2 = -0.63 pasadas$$

Se determina que el número de pasadas será igual a 1, ya que N debe cumplir la siguiente condición N < 0.

# 6. Selección de los componentes del sistema eólico

La correcta selección de los componentes del sistema eólico es fundamental para llevar a cabo un buen desarrollo del mismo. En este numeral se tienen en cuenta los cálculos generales realizados en los acápites anteriores para una selección de los componentes del mismo.

### 6.1. Selección de rodamientos

Los rodamientos, comúnmente llamados "Balineras" son elementos mecánicos que aseguran un enlace móvil entre dos elementos de un sistema, uno en rotación respecto al otro (Diseño de elementos de maquinas).

Los rodamientos utilizados en el desarrollo del sistema eólico del presente proyecto, serán un enlace entre la estructura de soporte y el árbol, la posición de los rodamientos se observa en la figura 18.

Para la selección se deben tener en cuenta aspectos como: el tipo de carga que deben soportar, su respectiva magnitud y dirección.

Para la elección de los rodamientos, se tiene como parámetro principal el diámetro del árbol, hallado en el numeral 5.3.1. Además, se consideran las cargas que afectan los rodamientos y su dirección, expresadas en el diagrama de la figura 20. En la tabla 11 se muestran los parámetros que se tuvieron en cuenta para la selección de los rodamientos.

	Tipo de carga	Carga axial [lb]	Carga radial [lb]	Diámetro nominal
Rodamiento	1			[mm]
A	Radial	-	0.448	15
В	Radial y axial	30.40	0.448	15

Tabla 11: Parámetros para la selección de rodamiento

Tómese en cuanta que: 1N = 0.2248lb.

 Selección del rodamiento A: el rodamiento A está sometido a cargas radiales, por lo tanto, usaremos el método de selección que Mott (Mott, pág. 613) propone.

Primero se deberá calcular la carga equivalente o carga de diseño, la cual viene dada por la siguiente expresión:

$$P = VR \tag{50}$$

Donde:

V: Factor de rotación y tiene un valor de 1.0, si lo que gira es la pista interior.

R: Carga radial (Lb)

Observe que se trata de una carga radial pura, y que se montará la pista interior en el eje a presión, y girará con él. En consecuencia, el factor V = 1.0 si lo que gira es la pista interior, y la carga de diseño es igual a la carga radial, por lo tanto:

$$P = 1.0 * 0.448 \ lb = 0.448 \ lb$$

Con el dato de la carga de diseño y la velocidad de giro, se calcula la capacidad de carga dinámica requerida, la cual viene dada por la siguiente ecuación:

$$C = P_d (L_d / 10^6)^{1/k}$$
(51)

Donde:

C: Capacidad de carga dinámica requerida (Lb)

 $P_d$ : Carga de diseño (*Lb*)

 $L_d$ : Numero de revoluciones de diseño (*rev*)

k: Constante de 3.00 para rodamientos de bolas

El número de revoluciones de diseño viene dado por:

$$L_d = (h)(rpm)(60 min/h)$$

La tabla 12, muestra la duración recomendada para los diferentes tipos de equipos donde se montan rodamientos.

Aplicación	Duración de diseño $L_{10}$ , h
Electrodomésticos	1000-2000
Motores de aviación	1000-4000
Automotores	1500-5000
Equipo agrícola	3000-6000
Elevadores, ventiladores industriales, transmisiones de usos múltiples	8000-15 000
Motores eléctricos, sopladores industriales, máquinas industriales en general	20 000-30 000
Bombas y compresores	40 000-60 000
Equipo crítico en funcionamiento durante 24 h	100 000-200 000

Tabla 12: Duración recomendada para rodamientos

El sistema eólico tendrá una duración estimada de 11,500 h, cuyas revoluciones fueron calculadas en el numeral 5.1.3, entonces  $L_d$  es:

 $L_d = (11,500 h)(191 rpm)(60 min/h) = 0.13(10)^9 rev$ 

De la ecuación 51,

 $C = 0.448 \ lb \ (0.13(10)^9/10^6)^{1/3} = 2.27 \ Lb$ 

Una vez conocido esos datos podemos pasar a la selección del rodamiento en A.

De acuerdo a la tabla del anexo 4 (véase anexo 4), para los datos de diseño, se encontró que se podrían usar los rodamientos 6202 y 6302 de las series 6200 y 6300 respectivamente. Cualquiera de ellos tiene una *C* nominal mucho mayor. Para este proyecto se utilizará el rodamiento 6202, ya que es el que mas cerca esta de lo solicitado por el sistema eólico.

Resumen de datos para el rodamiento A

Numero de rodamiento: 6202, de una hilera de bolas, de ranura profunda

Barreno: d = 15mm (0.5906 pulg)

Diámetro exterior: D = 35mm (1.3780 pulg)

Ancho: B = 11mm (0.4331 pulg)

Radio mínimo de chaflan r: r = 0.024

Capacidad de carga dinamina básica: C = 1320Lb

 Selección del rodamiento B: al igual que el rodamiento A, se analizan las fuerzas que actúan sobre el rodamiento B, que se encuentra en la parte baja del árbol, se considera que este rodamiento soporta cargas radiales y axiales.

Cuando sobre un mismo eje se ejercen, al mismo tiempo, cargas radiales y de empuje, la carga equivalente es la carga radial constante que produciría la misma duración nominal del rodamiento que la carga combinada. El método de cálculo de la carga equivalente, *P*, para esos casos tiene la forma (Mott, 2006, pág. 614):

$$P = VXR + YT \tag{52}$$

Donde:

- *P*: Carga equivalente (*Lb*)
- V: Factor por rotación
- *R*: Carga radial aplicada (*Lb*)
- *T*: Carga de empuje aplicada (*Lb*)
- X: Factor radial
- Y: Factor de empuje

Para indicar la carga límite de empuje, los fabricantes mencionan un factor llamado *e*. Si T/R > e, se debe emplear la ecuación 44 de lo contrario de debe usar la ecuación 42. La tabla 23 muestra un conjunto de datos para rodamientos de una hilera de bola y ranura profunda. Observe que tanto **Y** como *e* dependen de la relación  $T/C_o$ , donde  $C_o$  es la capacidad de carga estatica de determinado rodamiento. Eso dificulta la selección del rodamiento, porque no se conoce el valor de  $C_o$  sino hasta que sea seleccionado.

е	$T/C_o$	Y	е	$T/C_o$	Y	
0.19	0.014	2.30	0.34	0.170	1.31	
0.22	0.028	1.99	0.38	0.280	1.15	
0.26	0.056	1.71	0.42	0.420	1.04	
0.28	0.084	1.55	0.44	0.560	1.00	
0.30	0.110	1.45				

*Nota:* X = 0.56, para todos los valores de Y.

#### Figura 26: Factores de carga radial y de empuje, para rodamientos de una hilera

Para la selección del rodamiento en B, conocemos la carga radial que es de 0.448 Lb, la carga axial que es de 30.40 Lb, la velocidad de giro es 191 rpm y el diámetro del árbol es de 15 mm.

Mott (Mott, pág. 615) propone un valor para Y = 1.50, X = 0.56 y V = 1.

Entonces el valor de la carga equivalente será:

$$P = (1)(0.56)(0.448 \, Lb) + (1.50)(30.40 \, Lb) = 45.86Lb$$

La capacidad dinámica básica requerida viene dada por la ecuación:

$$C = P_d f_L / f_N \tag{53}$$

Donde:

C: Capacidad de la carga dinámica básica (Lb)

 $P_d$ : Carga de diseño (*Lb*)

 $f_L$ : Factor por duración

 $f_N$ : Factor por velocidad

De acuerdo con la figura 24, el factor por velocidad  $f_N = 0.56$  y un  $f_L = 2.80$  para 11,500 horas. Entonces la capacidad de carga dinámica requerida, *C*, es:

$$C = P_d f_L / f_N$$

$$C = 45.86Lb(2.80)/(0.56) = 229.3Lb$$



Figura 27: Factores por duración y por velocidad para rodamientos de bolas

De acuerdo con la tabla del anexo 4 (véase anexo 4), se podría usar el mismo rodamiento que en A, determinado el rodamiento en B, se tiene que  $C_o = 790 Lb$ 

Conociendo el valor de  $C_o = 790 Lb$ , se puede calcular la relación  $\frac{T}{C_o} =$ 

 $30.40 \frac{Lb}{790} Lb = 0.030$ , de acuerdo con la figura 23 y haciendo una interpolación para  $T/C_o = 0.030, e = 0.22$ .

Se verificó la relación T/R > e, la cual queda como:

$$\frac{30.40Lb}{0.448Lb} > e \approx 67.85 > 0.22$$

La condición se cumple. Como T/R > e, se puede ver que Y = 1.97 en la figura 26 al interpolar  $T/C_o = 0.030$ .

Una vez hechos estos cálculos, se recalcula P y C, entonces:

P = (1)(0.56)(0.448Lb) + (1.97)(30.40Lb) = 60.13LbC = 60.13Lb(2.80)/(0.56) = 300.65Lb

Rodamiento	Тіро	Diámetro del Barreno, d, [mm]	Diámetro exterior, D, [mm]	Altura, <i>B</i> , [mm]	Referencia
А	Rodamientos de una hilera de				Serie
В	bolas y ranura profunda	15	35	11	6202

El rodamiento número 6202 tiene un valor C = 1320Lb, por lo tanto, es satisfactorio.

Tabla 13: Especificaciones de los rodamientos seleccionados

### 6.2. Selección de soportes para los rodamientos

Para unir el rodamiento con la estructura del aerogenerador, se utilizará un soporte para rodamiento. La superficie exterior del rodamiento y la superficie interna del alojamiento son esféricas, de manera que la unidad es autoalineante.

La construcción del rodamiento de bolas para la unidad es tal que las bolas de acero y los retenes son del mismo tipo que en la serie 62 del rodamiento de bola de ranura profunda (TIMKEN, 2019). Es por ello que se elige el soporte UCFL 202 con bloqueo por tornillos prisioneros soporte para bridas de dos pernos de hierro fundido, sus especificaciones se encuentran en la figura 28 y sus dimensiones en la figura 29. La nomenclatura de estos soportes para rodamientos se presenta en el anexo 5 (véase el anexo 5) (TIMKEN, 2019).

También se especifica en la figura 30 el par de apriete recomendado para los tornillos de dicho soporte.

Algunas de las ventajas de los soportes para rodamientos son (TIMKEN, 2019):

- Las unidades con bridas de dos pernos UCFL están pensados para ser utilizarlos en aplicaciones industriales con cargas radiales y normales
- Cada unidad se vende ensamblada y lista para montarse: solo se tienen que introducir los pernos en las bridas

- Estas unidades utilizan rodamientos de bolas con anillos interiores que cuentan con diámetros externos esféricos que se autoalinean para compensar la desalineación del eje.
- Los rodamientos están lubricados para instalarse inmediatamente
- El diseño de retenes integrados es apropiado para aplicaciones en entornos con humedad o suciedad

E	je	Designación	Referencia	Índices bás	de carga icos	Dimensiones					Tamaño	_					
D	ia. d	de bridas de dos pernos	del rodamiento	Dinámico Cr	Estático C <sub>0r</sub>	H	J	A <sub>1</sub>	А	Ao	L	A <sub>2</sub>	S	В	N	del perno	Peso
mm	in			kN Ib	kN Ib	mm in	mm in	mm in	mm in	mm in	mm in	mm in	mm in	mm in	mm in	mm in	<b>kg</b> Ib
12		UCFL201	UC201														
	1⁄2	UCFL201-8	UC201-8														
15		UCFL202	UC202														
	5/8	UCFL202-10	UC202-10	12,8	6,7 1405	113	90 2 35/	11	25,5	33,3	60 23%	15	12,7	31,0	12	M10	0,5
17		UCFL203	UC203	20/0	1493	4 716	J -764	716	1	1 716	2 78	-732	0,300	1,220	-732	78	1,1
	3/4	UCFL204-12	UC204-12														
20		UCFL204	UC204														
	7⁄8	UCFL205-14	UC205-14														
	15/16	UCFL205-15	UC205-15	14,0	7,9	130	99	13	27,0	35,8	68	16	14,3	34,1	16	M14	0,6
25		UCFL205	UC205	3147	1765	5 1/8	3 57/64	1/2	1 1⁄16	113/32	2 11/16	5⁄8	0,563	1,343	5⁄8	1/2	1,3
	1	UCFL205-16	UC205-16	1													

Figura 28: Soportes para rodamientos de bolas



Figura 29: Dimensiones de soportes para rodamientos de bolas

Tamaño del perno	Par de apriete	Tamaño del perno	Par de apriete
mm	N-m	in	ft-lb
M10	12 - 21	3/8	9 - 16
M12	21 – 37	7/16	16 - 27
M14	34 - 60	1/2	26 - 44
M16	53 - 93	5/8	39 - 69
M20	104 - 186	3/4	77 – 137
M22	143 - 256	7/8	106 - 190
M27	266 - 478	1	196 - 353
M30	360 - 645	1 1/8	265 - 476
M33	494 - 885	1 1⁄4	364 - 653
M36	631 - 1130	1 <sup>3</sup> ⁄8	465 - 833
M39	740 - 1320	1 ½	521 - 974
M42	858 - 1533	1 5⁄8	609 - 1131

Figura 30: Par recomendado para el perno de montaje

# 6.2.1. Determinación de la tolerancia y el ajuste por interferencia para el eje y los elementos rodantes

Una tolerancia es la variación permisible de dimensiones claves de piezas mecánicas. En el diseño de toda máquina se debe especificar la tolerancia para cada dimensión, considerando como va a funcionar y como se va a fabricar. El término *tolerancia* indica la desviación permisible de una dimensión respecto del tamaño básico especificado (Mott, Diseño de elemento de maquinas, 2006).

Se puede ensamblar dos o más piezas con un ajuste de interferencia, donde las dos piezas se deben presionar una con otra y, en consecuencia, no se moverán durante el funcionamiento del dispositivo. El término *ajuste* suele indicar la cantidad de *interferencia* que existe cuando la pieza interna debe ser mayor que la pieza externa. Los ajustes de interferencia se realizan para asegurar que las piezas acopladas no se muevan una en relación con la otra (Mott, Diseño de elemento de maquinas, 2006).

Cuando se realizan ajustes forzados para asegurar las piezas mecánicas, la interferencia causa una presión que actúa en las superficies acopladas. La presión causa esfuerzos en cada pieza. La consecuencia es una fluencia permanente, que en el caso normal destruye la utilidad del ensamble. El miembro exterior se expande bajo la influencia de la presión en la superficie de contacto, y el esfuerzo tangencial de presión desarrollado en esa superficie es máxima. Existe un esfuerzo radial, igual a la presión misma. También, el miembro interior se contrae debido a la presión, y está sometido a un esfuerzo de compresión tangencial, junto con el esfuerzo de compresión radial igual a la presión (Mott, Diseño de elemento de maquinas, 2006).

Mott, en su libro "Diseño de elementos de máquinas, pág. 585-586" propone un ajuste a presión media (véase tabla 16) FN2: clase de propósito general, que es la que se utiliza con más frecuencia para piezas de acero de sección transversal de tamaño mediano (Mott, Diseño de elemento de maquinas, 2006).

	Intervalo de	Clase FN1			Clase FN2			
	nominales (pulg)	iites de ferencia	Lín norr	Límites normales		Límites normales		
	Hasta A	Lím inter	Orificio	Eje	Lím inter	Orificio	Eje	
	0-0.12	0.05 0.5	$^{+0.25}_{-0}$	+0.5 +0.3	0.2 0.85	+0.4 -0	+0.85 +0.6	
·	0.12-0.24	0.1 0.6	+0.3 -0	+0.6 +0.4	0.2 1.0	+0.5 -0	+1.0 +0.7	
	0.24-0.40	0.1 0.75	$^{+0.4}_{-0}$	+0.75 +0.5	0.4 1.4	+0.6 -0	+1.4 +1.0	
	0.40-0.56	0.1 0.8	+0.4 -0	+0.8 +0.5	0.5 1.6	+0.7 -0	+1.6 +1.2	
	0.56-0.71	0.2 0.9	+0.4 -0	+0.9 +0.6	0.5 1.6	+0.7 -0	+1.6 +1.2	

Tabla 14: Ajustes forzados y de contracción (FN)

# Cálculos de los esfuerzos en los ajustes forzados

Para ajustes forzados estándar, se puede consultar la tabla 14. Naturalmente, el límite máximo de interferencia producirá los esfuerzos máximos en las piezas (Mott, 2006).

### Cálculo de la presión en la superficie de contacto

Si ambos elementos son del mismo material, la presión en la superficie de contacto se calcula con la siguiente formula.

$$P = \frac{E\delta}{b} \left[ \frac{(c^2 - b^2)(b^2 - a^2)}{2b^2(c^2 - a^2)} \right]$$
(54)

Donde:

- p: Presión en la superficie de contacto
- $\delta$ : Interferencia diametral total
- E: Módulo de elasticidad de cada elemento, si son del mismo material
- a: Radio del elemento interior
- b: Radio exterior del elemento interior
- c: Radio exterior del elemento exterior



Figura 31: Terminología del ajuste con interferencia

En la tabla 14, para un diámetro de pieza de  $15 mm \approx 0.59 pulg$  en la superficie de contacto, los límites de tolerancia sobre el orificio en el elemento exterior son +0.7 y -0, al aplicarlos al tamaño básico, se obtienen los límites de dimensiones para el orificio, en el eje.

### 0.5907 0.5900

Para el rodamiento, los límites de tolerancia son +1.6 y +1.2. Entonces, los límites de tamaño para el diámetro interior del rodamiento son

# 0.5916 0.5912

Los límites de interferencia serian de 0.0005 a 0.0016pulg según la tabla 14.

La presión máxima se producirá con la interferencia máxima, que es de 0.0016 pulgadas, entonces con a = 0 pulg, b = 0.59 pulg, c = 1.37 pulg,  $E = 2.756(10)^7 psi$  y  $v_0 = v_i = 0.27$ , de la ecuación 54.

$$P = \frac{2.756(10)^7 psi * 0.0016 pulg}{0.59 pulg} \left[ \frac{(1.37 pulg^2 - 0.59 pulg^2)(0.59 pulg^2 - 0 pulg^2)}{2(0.59 pulg)^2 * (1.37 pulg^2 - 0 pulg^2)} \right]$$

P = 11,223.06psi

El esfuerzo de tensión en el rodamiento será:

$$\sigma_r = P\left(\frac{c^2 + b^2}{c^2 - b^2}\right)$$
(55)  
$$\sigma_r = 11,223.06psi\left(\frac{1.37pulg^2 + 0.59pulg^2}{1.37pulg^2 - 0.59pulg^2}\right) = 16,33.92psi$$

El esfuerzo de compresión en el eje es

$$\sigma_e = -P\left(\frac{b^2 + a^2}{b^2 - a^2}\right)$$
(56)  
$$\sigma_e = -11,223.06 \, psi\left(\frac{0.59pulg^2 + 0pulg^2}{0.59pulg^2 - 0pulg^2}\right) = -11,223.06 \, psi$$

El incremento en el diámetro interno del rodamiento, causado por el esfuerzo de tensión será:

$$\delta_r = \frac{2bp}{E} \left[ \frac{c^2 + b^2}{c^2 - b^2} + \nu_0 \right]$$
(57)

$$\delta_r = \frac{2(0.59pulg)(11,123.06psi)}{2.756(10)^7 psi} \left[ \frac{1.37pulg^2 + 0.59pulg^2}{1.37pulg^2 - 0.59pulg^2} + 0.27 \right] = 0.00082pulg$$

El decremento del diámetro del eje causado por el esfuerzo de compresión será:

$$\delta_e = \frac{2bp}{E} \left[ \frac{b^2 + a^2}{b^2 - a^2} + \nu_0 \right]$$
(58)

$$\delta_e = \frac{2(0.59pulg)(11,123.06psi)}{2.756(10)^7 psi} \left[ \frac{0.59pulg^2 + 0pulg^2}{0.59pulg^2 - 0pulg^2} + 0.27 \right] = 0.00060pulg$$

Observe que la suma de  $\delta_r$  y  $\delta_e$ , es igual 0.0014 *pulgadas*, que es la interferencia total.

#### 6.3. Selección del sistema de transmisión

Con el fin de incrementar la velocidad de rotación del rotor, se opta por añadir al aerogenerador eólico un sistema de transmisión. Este sistema genera pérdidas mecánicas y disminuye el torque entregado por el rotor, sin embargo, aumenta la velocidad de rotación de entrada al generador eléctrico.

Otra razón por la cual se hace necesario la implementación de un sistema de transmisión mecánica, consiste en que se requiere también un reenvío angular de la potencia. Por consiguiente, se ha optado por la selección de un multiplicador que incremente la velocidad de rotación entregada por el árbol principal y la entregue al generador eléctrico.

Se ha elegido el multiplicador Lasiom 4011. Sus especificaciones se encuentran en la figura 32 (TRANSMISIONES, 2005).



Figura 32: Especificaciones del sistema de transmisión

Después de incorporar el sistema de transmisión al sistema eólico, al tener una relación 1:2, es decir,  $\omega/\omega_g = 1/2$ , el numero de revoluciones por minuto que entrega el árbol, se multiplica por 2.

Debido a que la potencia entregada es la misma, el torque que va del árbol al generador, se recalcula como se muestra en la ecuación 47. Se calcula a continuación el número de revoluciones por minuto entregadas por el multiplicador al generador eléctrico, así como el torque de entrada en el generador.

$$n_g = n * 2 \tag{59}$$

$$n_a = 191 \, rpm \, * \, 2 = 382 \, rpm$$

$$T_g = \eta_{gen} \frac{\omega}{\omega_g} T \tag{60}$$

Donde:

 $T_g$ : Torque a la entrada del generador  $\eta_{gen}$ : Eficiencia del generador  $\frac{\omega}{\omega_g}$ : Relación de velocidades angulares T: Torque

$$T_g = 0.85 * \frac{1}{2} * 0.15N.m = 0.063N.m$$

# 6.4. Selección del generador eléctrico

En el proceso de transformación de la energía eólica en eléctrica, es importante determinar el tipo de generador eléctrico encargado de proveer la electricidad. A continuación, en la tabla 15 se describen las características que se tendrán en cuanta para la selección del generador eléctrico a utilizar en el aerogenerador.

Torque de entrada	Velocidad de giro	Potencia nominal	Tipo de fase
[N.m]	de entrada [rpm]	[W]	
0.063	382	3	Trifásico

Tabla 15: Parámetros para selección del generador eléctrico

Considerando las características expuestas anteriormente, se busca un generador eléctrico que cumpla con todas las exigencias. Se elige un generador de imanes permanentes marca Avian modelo PMG200-0.05KW/200RPM, figura 33, (véase anexo 6) (Aliexpress, Aliexpress, 2020).



Figura 33: Generador eléctrico a utilizar

### 6.5. Selección del controlador de carga

Para generar potencia de forma óptima, las turbinas eólicas necesitan de un sistema de control de carga que enlace la operación de todos los sistemas que generen energía. Por ello se hace necesario acoplar un controlador de carga al sistema eólico, para enlazar la potencia eléctrica que sale del generador a la batería.

Para llevar a cabo el proceso de carga de la batería, se hace necesario convertir la tensión trifásica que sale del generador en tensión monofásica continua para cargar la batería. Eso se hace posible al uso de un controlador o regulador de carga. Este controlador de carga convierte la corriente entregada por el generador y la entrega a la batería.

El parámetro principal para la selección del controlador de carga es la tensión entregada por el generador, el cual será el voltaje de entrada al controlador y es de 14*V DC* (véase anexo 7). Se elige el controlador de carga marca EzPower y modelo LWLR01/12. figura 34, este controlador permite ajustar las condiciones de salida (véase anexo 7 y 8) (Aliexpress, Aliexpress, 2020).



Figura 34: Control de carga seleccionado

### 6.6. Selección del inversor de corriente

El inversor propuesto es el inversor de onda sinusoidal pura (véase figura 35) para aplicaciones de energía eólica modelo CZ-2000S, está especialmente indicado para las instalaciones fotovoltaicas como para instalaciones eólicas. El inversor es escogido para una instalación eléctrica diseñada de forma óptima en la que todos los valores eléctricos limites se cumplan con seguridad.

Se considera que el inversor a utilizar debe proporcionar la potencia que pueda estar conectada al sistema eólico y las características de instalación (monofásica), tensión nominal 12V, 24V, 48V. (véase anexo 9)



Figura 35: Inversor de corriente seleccionado

### 6.7. Selección de elementos de unión

Los dispositivos de unión son muy importantes a la hora de la fabricación de una máquina. Su función principal consiste en unir o asegurar dos o más pates estructurales de una máquina y mantenerlos en su lugar mediante ubicación y fijación.

Los métodos de unión pueden ser permanentes, como la unión mediante remaches, soldadura, semipermanentes o desmontables, como los tornillos de unión y pasadores (Morimitsu, 2015).

Pera el presente proyecto, se hace necesario asegurar la unión de los álabes con las tapas, y a su vez de las tapas con el árbol. Se describirá la selección de los elementos a utilizar en cada uno de los casos.

### 6.7.1. Unión de los álabes con las tapas

Para la unión de los álabes con las tapas, se deberá tener en cuenta las características del material del que estarán hechos y la manera como deben ir unidos. Para la fabricación de las uniones "tapa–álabe" se usarán pequeñas placas en forma de "L" como se muestra en la figura 36, las cuales serán aseguradas en su lugar mediante el uso de tornillos de acero M4 de cabeza cilíndrica con ranura en cruz. La ubicación de estos elementos de unión se muestra en la figura 36.



Figura 36: Elementos de unión álabe - tapas

### 6.7.2. Unión de las tapas con el árbol

Con el fin de no tener que realizar modificaciones en el árbol, para la unión de este con las tapas se optó por utilizar abrazaderas de apriete con base. Las abrazaderas irán unidas al árbol y la base de las tapas. Para la selección de las abrazaderas se tomó como parámetro principal el diámetro del eje.

Se elige la abrazadera de apriete con base K0477.515 que se muestra en la figura 37 (KIPP, 2020), (véase anexo 10) (Kipp, 2020).



Figura 37: Abrazadera usada para la unión árbol-tapas

### 6.8. Selección de acoples entre ejes

Los acoples entre ejes, son elementos mecánicos para unir dos ejes. Existen acoples semipermanentes, que acoplan o desacoplan los dos ejes durante la operación del equipo, permanentes flexibles, son los más utilizados, permiten una cierta desalineación de los árboles y transmiten solo par de torsión, y los permanentes rígidos, los cuales no permiten desalineación y transmiten torsión, momento y fuerza.

Para seleccionar los acoples a utilizar, se deben tener en cuenta factores como: potencia a transmitir, velocidad de rotación, características de la transmisión, dimensiones de los árboles (longitud y diámetro) y las desalineaciones probables.

Como parámetro principal para elegir el acople, se tiene que el diámetro tanto del árbol como el del eje del multiplicador, tienen un valor de 15 mm. Por lo tanto, se selecciona el acopla rígido MSPC-15-15-F de la figura 38 (véase anexo 11) (RULAND, 202).



Figura 38: Acople rígido seleccionado

**6.8.1.** Acople entre el eje de salida del multiplicador y el eje del generador Para la selección del acople a utilizar, se conocen las dimensiones de los ejes, la potencia y la velocidad de rotación.

Para acoplar el eje de salida del multiplicador con el eje del generador, se utilizará un acople rígido que acople los dos ejes, los cuales tienen diferente diámetro (véase fig. 39 y anexo 7). El parámetro principal para la selección del acople son los diámetros de los ejes, los cuales miden 15 mm y 25 mm para el multiplicador de velocidad y el generador respectivamente. El elemento seleccionado será el acople 3084K51 (véase anexo 12) (McMASTER-CARR, 2020).



Figura 39: Acople caja multiplicadora – generador
## 7. Mantenimiento del equipo

Para mantener un control óptimo general del sistema eólico, las tareas a realizar en el mantenimiento y la forma de hacerlas se deben llevar a cabo tres tipos de mantenimiento

- 1. Mantenimiento preventivo
- 2. Mantenimiento predictivo
- 3. Mantenimiento correctivo

## 7.1. Mantenimiento preventivo

Tiene por objeto prevenir el funcionamiento ineficiente de un sistema, manteniendo las mismas condiciones óptimas que existían en su puesta en marcha inicial y minimizando el riesgo de aparición de averías (Ariel Valle, 2018).

Las operaciones relativas al mantenimiento preventivo de la instalación se realizarán siguiendo un esquema realizado previamente con todas las tareas asignadas.

Las condiciones de funcionamiento de los aerogeneradores exigen que se les haga un mantenimiento preventivo básico y el seguimiento a las partes que lo componen, para cumplir con los propósitos fijados: confiabilidad, seguridad y larga vida. El mantenimiento básico del sistema, es la realización de actividades como: limpieza de los álabes del aerogenerador, inspección visual para asegurar que los componentes estén trabajando correctamente, evitar basura como hojas de árboles y otros componentes en el lado convexo de los álabes, todo esto lo puede hacer el usuario. El mantenimiento técnico preventivo de los componentes como el multiplicador, generador, controlador, batería e inversor de corriente lo debe realizar únicamente un personal calificado, el fabricante o distribuidor de los equipos.

### Tareas a realizar:

## a. Limpieza del aerogenerador

- Se recomienda que los álabes sean limpiados cada 15 días, después de vientos fuertes o desastres naturales para constatar que se encuentran en buen estado.
- Limpiar los componentes como el multiplicador y generador, que se encuentran directamente bajo la estructura de generación. Verificar que el funcionamiento sea el adecuado.
- Se recomienda que la limpieza al equipo de generación, el cual está compuesto por las tapas, álabes y eje se haga con una toalla húmeda y que para el multiplicador y generador se haga con una toalla limpia y seca, evitar el contacto con el agua de los dos últimos componentes.

## b. Inspección visual

- Se recomienda que se controle visualmente cada día los componentes del aerogenerador, que los álabes no estén en mal estado (esto por agentes externos). Que la estructura de sujeción se encuentre en condiciones buenas (ausencia de deformaciones o roturas).
- Observar cuidadosamente los elementos de acople entre ejes, que estén en su lugar y que la caja multiplicadora junto con el generador funciones de manera óptima.
- Estar atentos a cuerpos extraños como piedras lanzadas por otras personas o vandalismo.

## c. Control de los componentes eléctricos del sistema

- Revisar trimestralmente el buen funcionamiento del sistema de generación e inversión del sistema.
- Comprobar que los contactos estén bien ajustados
- Si los componentes por alguna razón están rotos, dañados o dejaron de funcionar, reemplazarlos inmediatamente.

## d. Verificación de la estructura de soporte

- Comprobar que la estructura este firme, sin deformaciones o grietas.
- Verificar que todos los elementos de la estructura estén debidamente pintados, eso para hacer la vida del acero galvanizado aun mayor, en caso contrario, pintar de inmediato.
- Asegurase que la estructura está soportando al aerogenerador como se debidamente, en caso contrario, hacer los ajustes necesarios o llamar a un agente calificado.

### 7.2. Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo está basado en la determinación del estado de a sistemas en operación, es decir, se basa en que los sistemas darán un tipo de aviso antes que fallen (Ariel Valle, 2018).

En el mantenimiento predictivo se suelen realizar ensayos no destructivos como medidas de vibraciones, mediciones de tensiones etc.

El mantenimiento predictivo permite que se tomen decisiones antes que ocurra la falla, detectar cambios anormales en las condiciones del equipo y subsanarlos es una buena forma de evitar averías al sistema (Ariel Valle, 2018).

En el anexo 13 (véase anexo 13), se muestra una hoja con la ficha de mantenimiento del sistema de generación eólico y en el anexo 14 (véase anexo 14).

#### 7.3. Mantenimiento correctivo

Se conoce como mantenimiento correctivo a toda operación de reparación de averías o defectos que puedan surgir en el sistema eólico. Normalmente se puede subsanar la situación con el reemplazo de los componentes dañados, aunque otras veces se debe realizar una reparación y esta debe realizarse por el personal calificado (Ariel Valle, 2018).

## 8. Costos económicos del sistema eólico

El costo del sistema eólico, está basado en la sumatoria de los precios de los componentes del sistema de generación eólica. Todos los materiales usados en el diseño del aerogenerador, son materiales de primera calidad, pensados para que la vida útil del equipo sea larga, confiable y de fácil uso a la hora de intercambiar alguna parte dañada.

A continuación, en la tabla 16 (véase tabla 16) se muestra el costo de los materiales y partes del aerogenerador eólico.

N°	Cantidad	Descripción	Costo	Moneda
1	1	Lamina C16 (1.22 x 2.44mt)	48.50	\$
		Eje de Acero SAE-1045 (15mm x		
2	1	1350mm)	6.56	\$
3	1	Conector para tubo con pie de aluminio	11.38	\$
4	1	Acople eje - multiplicador	68.74	\$
5	1	Caja multiplicadora de revoluciones	30.70	\$
6	1	Acople Caja - generador	68.74	\$
7	1	Generador eléctrico	203.35	\$
8	1	Controlador de corriente	125	\$
9	1	Batería	36.51	\$
10	1	Inversor de corriente	439	\$
11	2	Rodamientos con jaula	11	\$
12	2	Perfil cuadrado de 2x2``	42.65	\$
13	½ kg	Soldadura con electrodos E6013	4	\$
Tota	l:		1,096.18	\$

Tabla 16: Costo del sistema eólico.

El tipo de cambio según el Banco Central de Nicaragua para la fecha 05.03.20 es de 34.0107 córdobas por cada dólar (BCN).

En el anexo 15 (véase anexo 15), se muestran los costos de los componentes del sistema eólico, también se provee el link donde fueron cotizados los componentes.

## 9. Tiempo de recuperación de los costos

En este acápite se hace un análisis detallado del consumo del hogar de la familia dónde se prevé la instalación del equipo, incluyendo todos los equipos de consumo de electricidad en el hogar. Esto se hace con fin de conocer si el sistema eólico suplica la demanda energética total o un porcentaje de la misma.

En la tabla 17, se muestran todos los componentes que consumen energía eléctrica en el lugar propuesto para la instalación del equipo.

Cantidad	Lugar	Descripción	Potencia [W]	Horas de uso [h/d]	Total [W/d]
1	Cuarto 1	Lámpara LED	8	4	32
1	Cuarto 1	TV de 21``	68	4	272
Total:					304

Tabla 17: Consumo de los equipos que requieren energía eléctrica en el sitio propuesto

El valor del KW consumido según el Banco Central de Nicaragua (BCN), tiene un valor de 0.25\$.

En la tabla 17, se observa que el lugar propuesto para la instalación tiene un gasto diario de 304 W/d, dicho dato se debe multiplicar por los 30 días, que en promedio tiene cada mes del año, dando como resultado un gasto mensual de 9,120W o 9.12KW, lo que equivale al consumo mensual de energía (véase anexo 16).

El aerogenerador propuesto tiene una potencia de 3W, si se multiplica ese valor por las 24 horas del día, tendremos una potencia generada por día de 72W, volviendo a multiplicar el valor ahora por los 30 días del mes, se tiene una producción 2,160W o 2.16KW. Gabriel Baca Urbina (Urbina, 2007), en su libro so "Fundamentos de ingeniería económica", brinda la ecuación 61, con la cual se puede calcular el número de meses que le tomará a la inversión regresar.

$$P = A \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n * i} \right]$$
(61)

Donde:

P: Inversión

A: cuota

I: Tasa

N: periodo

Conociendo todos los valores, donde:

*P*: 1,096.18 \$ = 37,950 C\$

A: 50 C\$/mes

I: 8%

N: ?

Con los valores antes mencionados, el periodo de pago sería demasiado extenso, por ello se considera un supuesto de que a la familia beneficiada se le ayude con un porcentaje del costo tal del equipo.

Monto	Aporte	Aporte	Monto	MontoFamiliar	Cuota	Meses	Año
Total	ONG	Familiar	ONG				
37950	50%	50%	18975	18975	70	#iNUM!	#iNUM!
37950	60%	40%	22770	15180	70	#iNUM!	#iNUM!
37950	70%	30%	26565	11385	70	#iNUM!	#iNUM!
37950	80%	20%	30360	7590	70	193.124227	16.09368558
37950	90%	10%	34155	3795	70	67.5022736	5.625189465
37950	95%	5%	36052.5	1897.5	70	29.9979106	2.499825884

Tabla 18: Análisis de factibilidad

Según la tabla 18, el proyecto empieza a ser factible para la familia cundo se le ayuda con un 80% del costo del equipo, por lo tanto, el proyecto tendría un enfoque social, el cual debe ser cubierto en un 95% por fondos privados.

## 10. Simulación del sistema

Es necesario realizar un análisis estático al sistema eólico para determinar la resistencia y rigidez de los elementos que lo componen, mediante el registro de sus deformaciones y tenciones.

Una vez definidas las cargas, se procede a ejecuta el análisis de elementos finitos sobre la estructura. Los resultados obtenidos mediante *SolidWorks Simulation* son mostrados a continuación.



Figura 40: Tensión de Von Mises

La tensión de Von Mises es una magnitud física proporcional a la energía de distorsión. En ingeniería estructural se usa en el contexto de las teorías de fallo como indicador de un buen diseño para materiales (Beer, 2010).



Figura 41: Desplazamiento presentado en el análisis estático

El análisis estático lineal calcula los desplazamientos, las deformaciones unitarias, las tensiones y las fuerzas de reacción bajo el efecto de cargas aplicadas (Beer, 2010).



Figura 42: Deformación unitaria resultante presentada en el análisis estático

Como se observa en la figura 40, se tiene que las tenciones de Von Mises mínima y máxima, son de 28.99 *Pa* y 20.34 *Pa*, respectivamente. El máximo esfuerzo presentado en el aerogenerador este situado en la tapa 2, punto para el cual se tiene la máxima deformación unitaria, igual a  $6,024 E^{-5}$ , como se ve en la figura 42.

#### **11. CONCLUSIONES**

Se desarrolló el diseño detallado de los componentes de la turbina eólica, considerando los cálculos realizados previamente, así, se determinó que el aerogenerador está compuesto por: el rotor (3 tapas y 4 álabes), el árbol, la estructura de soporte, el multiplicador como sistema de transmisión mecánica, el generador como medio de conversión de energía mecánica en energía eléctrica, el controlador encargado de suministrar una potencia constante a la batería, la batería encargada del almacenaje de la energía y el inversor de corriente, capaz de convertir la energía de 12*V* a 110*V*. El árbol ira apoyado en dos rodamientos de bolas de una hilera profunda. Así mismo, el sistema eólico contará con acoples entre el árbol y el eje de entrada al multiplicado, y entre el eje de salida del multiplicador y el eje del generador.

Se realizó la selección de los componentes del sistema, de acuerdo a los cálculos generales. Para la selección de los materiales con los cuales serán fabricados los elementos, se consideraron diferentes características que deben presentar (costo, densidad, maleabilidad, resistencia etc.). se determinó que los álabes y las tapas estarán compuestos de láminas galvanizadas C16, la estructura de soporte estará fabricada de acero estructural de perfil cuadrado de 2x2<sup>°</sup> y el árbol será de acero macizo 1045.

Finalmente, se desarrolló la validación del sistema eólico y sus componentes, los cuales fueron validados por medio del software CAD SolidWorks. Mediante el modelado de las piezas y la simulación se comprobó que los materiales y dimensiones del aerogenerador soportará las tenciones a las cuales estará sometido.

Este proyecto, es el primer proyecto de un aerogenerador de eje vertical que se plantea bajo la tutoría de la Facultad de Tecnología de la Industria (FTI), de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), es por ello que se recomienda que, para futuros proyectos similares, el dimensionamiento de los aerogeneradores se haga en base al consumo donde serán instalados. El presente proyecto cumple con todos los objetivos antes planteados, dejando el dimensionamiento del equipo en segundo plano, no sin darle la importancia que se debe, pero sentando sus bases en el diseño mecánico correcto y a detalle del mismo.

## **12. RECOMENDACIONES**

Con el propósito de mejorar el diseño desarrollado, se presenta a continuación algunas recomendaciones y sugerencias, para el desarrollo de futuros proyectos.

Después de diseñar el aerogenerador, con los datos entregados y validados, se puede proceder a construir la turbina eólica.

Para lograr una mejor eficiencia y obtener mayores potencias, se sugiere que se planteen proyectos para mejorar el perfil de los álabes y optimizar la estructura de soporte planteada, con el fin de aumentar el  $C_p$  la máquina y tener un sistema resistente que permita un mejor aprovechamiento de las corrientes del viento, así mismo, se aconseja implementar otros materiales para los componentes, que presenten mejores características en cuanto a costos, densidad, maleabilidad y resistencia.

### 13. BIBLIOGRAFÍA

Academico, G. (2019).

- Aliexpress. (01 de Enero de 2020). *Aliexpress*. Obtenido de https://es.aliexpress.com/item/32223156392.html?spm=a219c.12010612.8 148356.1.515b5563p3Tj5Z
- Aliexpress. (01 de Enero de 2020). *Aliexpress*. Obtenido de https://es.aliexpress.com/item/1423829024.html?spm=a2g0o.productlist.0. 0.1da436d7GNIW3w&algo\_pvid=a67e6d84-f024-454c-bea1-7e396f2e98f8&algo\_expid=a67e6d84-f024-454c-bea1-7e396f2e98f8-0&btsid=8188e892-7324-49f8-874d-af3a98cbf1a1&ws\_ab\_test=searchweb0\_0,sea
- Ariel Valle, F. T. (2018). OPtimizacion del consumo de energia del sistema de climatizacion del edificio M. Z. RUPAP por medio de la incorporacon de paneles solares,. En A. Valle. Managua: UNI.
- BATTERY, F. (2019). *FULI BATTERY*. Obtenido de http://www.fulibattery.net/xby/pd\_show.asp?16.html
- BCN. (06 de Noviembre de 2019). BCN . Obtenido de https://www.bcn.gob.ni/estadisticas/precios/Energia/index.php
- Beer, J. (2010). *Mecánica vectorial para ingenieros, estatica.* Mexico: Mc Graw Hill.
- C. A. Romero, H. F. (1998). Diseño de arboles para ventiladores. Pereira: Universidad Tecnologica de Pereira.
- Casera, E. (s.f.). *Energía Casera*. Obtenido de Energía Casera: https://energiacasera.wordpress.com/2009/11/29/ventajas-de-losaerogeneradores-de-eje-vertical/
- CEPAL. (2015). Comisión Economica para America Latina y el Caribe. Obtenido de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/38910/S1500753\_es. pdf
- CEPAL. (13 de Febrero de 2017). Obtenido de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/26113/1/M20130005\_ es.pdf
- Cientificos, T. (2019). *Textos Cientificos*. Obtenido de Textos Científicos: https://www.textoscientificos.com/energia/turbinas

- Cirovic, M. M. (1995). Electrónica fundamental: Dispositivos, circuitos y sistemas. En M. M. Cirovic, *Electrónica fundamental: Dispositivos, circuitos y sistemas* (pág. 11). Editorial Reverté.
- CNDC. (06 de Noviembre de 2019). *Centro Nacional de Despacho de Carga*. Obtenido de http://www.cndc.org.ni/graficos/graficaGeneracion\_Tipo\_TReal.php
- Company, H. B. (s.f.). Obtenido de https://www.hobartbrothers.com/
- Construrama. (Sabado, 11. de Enero de 2020). Construrama. Obtenido de https://www.construrama.com/
- Council, G. W. (2019). Global Wind Energy Council. Obtenido de https://gwec.net/
- Devis, J. M. (1985). Coeficiente de potencia en molinos Savonius.
- diario, E. n. (29 de Junio de 2019). *El nuevo diario*. Obtenido de El nuevo diario: https://www.elnuevodiario.com.ni/economia/495262-nicaraguainversiones-energia-renovable/
- Direct, S. (s.f.). Obtenido de https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S096014811400603 X
- E. lysen, H. B. (1978). "Savonius rotor for Waterpumping" Vol. 2.
- ECURED. (2019). ECURED. Obtenido de https://www.ecured.cu/Velocidad\_del\_viento
- ENATREL. (2019). ENATREL. Obtenido de http://www.enatrel.gob.ni/wpcontent/uploads/2018/10/Sub\_diriamba.pdf
- ENEL. (2019). Obtenido de https://www.enel.gob.ni/index.php/quienessomos/marco-legal-enel
- eólica., A. d. (7 de mayo de 2003). Asociacion danesa de la industria eólica. Obtenido de Asociacion danesa de la industria eólica.: https//asociacion danesa de la industria eólica.com

Ferdinand P. Beer, E. R. (2010). Mecánica de materiales. Mexico: Mc Graw Hill.

FERROMAX. (Enero de 2020). FERROMAX. Obtenido de http://grupoferromax.com García, A. M. (2019). *Diseño, Construccion y Evaluación de sistema de bombeo eolico de bajocosto".* Managua: Universiadad Nacional de Ingeniería.

GWEC. (2019). GWEC. Obtenido de https://gwec.net/

Industrial, L. (s.f.). *Renovables Verdes*. Obtenido de https://www.lbaindustrial.com.mx/aerogeneradores-verticales/

INETER. (2018). Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales.

J. V. Akwa, H. A. (2012). A review on the performance of Savonius rotors.

- Joseph E. Shigley, C. R. (2002). *Diseño en ingeniería mecánica.* Mexico: Mc Graw Hill.
- Kipp. (Febrero de 2020). *Kipp*. Obtenido de https://kipp.partcommunity.com/3dcad-models/k0477-rohrverbinder-fu%C3%9F-aluminiumkipp?info=kipp%2Fbedienteile\_normelemente%2Frohrverbindungselement e%2F29010\_1.prj&cwid=8684
- KIPP. (Febrero de 2020). KIPP. Obtenido de https://kipp.partcommunity.com/3dcad-models/k0477-conectores-para-tubo-pie-aluminiokipp?info=kipp%2Fbedienteile\_normelemente%2Frohrverbindungselement e%2F29010\_1.prj&cwid=8684
- Laboratories, S. (1978). Wind Tunnel Performance Data for Two- and Threebucket Savonius Rotors. *SAND76-0131*.
- López, M. V. (2013). Ingeniería de la energía eólica. En M. V. López, *Ingeniería de la energía eólica.* Bogota, Colombia: Alfaomega.
- Machine, W. (31 de enero de 2012). WayBack Machine. Obtenido de WayBack Machine: https://web.archive.org/web/20120131192241/http://www.victordanilochkin .org/research/turbine/papers/HAWT%20versus.pdf
- McMASTER-CARR. (Febrero de 2020). *McMASTER-CARR*. Obtenido de https://www.mcmaster.com/3084k51
- Menet, J. L. (1978). "A double-step Savonius rotor for local production of electricity" Vol 2.
- meteoblue. (Enero Diciembre de 2018 2018). *meteoblue*. Obtenido de https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/weatherarchive/11.9 24N-86.196E483\_America%2FManagua

Morimitsu, D. T. (2015). Universidad Tecnologica de Pereira.

- Mott, R. L. (2006). "Diseño de elementos de maquina" 4ta edicion. Mexico: PEARSON Educación.
- Mott, R. L. (2006). *Diselo de elementos de maquinas.* Mexico: PEARSON EDUCACIÓN.
- Mott, R. L. (2006). Diseño de elemento de maquinas. En R. L. Mott. Mexico: PEARSON EDUCACIÓN.
- Mott, R. L. (2006). *Diseño de elementos de maquina*. Mexico: PEARSON EDUCACIÓN.
- Mott, R. L. (2006). *Diseño de elementos de maquina*. Mexico: PEARSON EDUCACIÓN.
- Mott, R. L. (2006). *Diseño de elementos de maquina.* Mexico: PEARSON EDUCACIÓN.
- Mott, R. L. (2006). *Diseño de elementos de maquinas.* Mexico: PEARSON EDUCACION.
- Mott, R. L. (2006). *Diseño de elementos de maquinas.* Mexico: PEARSON ADUCACIÓN.
- Mott, R. L. (2006). *Diseño de elementos de maquinas.* Mexico: PEARSON EDUCACIÓN.
- Mott, R. L. (2006). *Diseño de elementos de maquinas.* Mexico: PEARSON EDUCACIÓN.
- Mott, R. L. (2006). *Diseño de elementos de maquinas.* Mexico: PEARSON EDUCACIÓN.
- Mott, R. L. (2006). *Diseño de Elementos de Maquinas.* Mexico: PEARSON EDUCACIÓN.
- Mott, R. L. (2006). *Doseño de elementos de maquinas.* Mexíco: PERSON, Prentice Hall.
- Nacional, A. (13 de Abril de 2005). *Legisalcion Asamblea Nacional*. Obtenido de http://legislacion.asamblea.gob.ni/normaweb.nsf/b92aaea87dac76240625 7265005d21f7/525593f05f79d1bd062570a100584921?OpenDocument

- NASA. (Febreo de 2020). NASA. Obtenido de NASA: https://pwg.gsfc.nasa.gov/stargaze/Mframes3.htm
- Norton. (2009). Diseño de maquinaria. En R. L. Norton, *Diseño de maquinaria* (pág. 447). Mexico: Mc Graw Hill.
- Norton, R. L. (2009). Diseño de Maquinaría. Mexico: Mc Graw Hill.
- Norton, R. L. (2009). *DISEÑO DE MAQUINARIA, 4ta. Edición.* Mexico: Mc Graw Hill.
- Nuñes, J. C. (2007). *Diseño y construcción de un prototipo de aerogenerador eólico de eje vertical.* Obtenido de Universidad de Chile.
- Nuñez, J. C. (2004). Obtenido de J. C. Antezana Nuñez, "Diseño y construcción de un prototipo de generador eólico de eje vertical," Universidad de Chile, 2004.
- Nuñez, J. C. (2004). UNIVERSIDAD DE CHILE. Obtenido de UNIVERSIDAD DE CHILE: https://www.uv.es/~navasqui/OtrosAerogeneradores/Aerogenvertical.pdf
- Ortiz, E. Z. (2000). Así se Investiga. Pasos para hacer una Investigación. En E. Z. Ortiz, Así se Investiga. Pasos para hacer una Investigación (pág. Unidad III; sección D.). El Salvador: Clásicos Roxsil.
- P, T. S. (s.f.). Dynamo-Electric Machinery. En T. S. P, *Dynamo-Electric Machinery* (pág. 17).
- Peréz, J. A. (2009). Centrales de Energias Renovables Generación Electrica con Energias Renovables.
- Prezy. (s.f.). *prezy*. Obtenido de https://prezi.com/4tuxzerbznsg/aerogeneradordarrieus/
- Rapallini, J. M. (2003). *Google Academico.* Obtenido de INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGIA "GENERAL MOSCONI": kimerius.com/app/download/5780377053/Energ%C3%ADa+e%C3%B3lica -.pdf
- Renovablesverdes. (2019). *RV*. Obtenido de https://www.renovablesverdes.com/aerogeneradores-verticales/

ResearchGate. (2020). Obtenido de www.researchgate.net

- reve. (15 de Mayo de 2009). *reve*. Obtenido de reve: https://www.evwind.com/2009/05/15/la-energia-eolica-en-nicaragua-20mw-funcionando-otros-20-mw-muy-avanzados-y-80-mw-en-proyecto/
- RULAND. (Febrero de 202). RULAND. Obtenido de http://espanol.ruland.com/acoplamiento.php?recordID=MSPX-15-15-F
- Sánchez, C. M. (2015). 2. Sánchez, C. M. (29 de Abril de 2015). SCRIBD. Obtenido Metodo simplificado para la determinacion del potencial eolico cuando se desean instalar pequenas maquinas eolicas. https://de.scribd.com/document/263528194/.
- SAVONIUS, S. J. (1925). *THE WIND ROTOR.* Göttingen, Alemania: A/B NORDBLAD AND PETTERSSON O/Y HELSINGFORS...FINLANDIA.
- Secundaria, I. (2011). *Idea Secundaria*. Obtenido de Idea Secundaria: https://ideasecundaria.blogspot.com/2011/06/ley-de-betz.html
- Shigley, J. E. (2008). Diseño en ingeniería mecánica. Mexico: Mc Graw Hill.
- Shigley, J. E. (2008). Diseño en Ingeniería mecánica. En J. E. Shigley, *Diseño en Ingeniería mecánica* (pág. 349). Mexico: Mc Graw Hill.
- SKF. (2015). Rolling Bearings. Rolling Bearings, 295.
- Strahler, A. N. (1960). Physical Geography. En A. N. Strahler, *Physical Geography.* (pág. 140). New York: John Wiley & Sons.
- Structuralia. (s.f.). *structuralia.com*. Obtenido de https://blog.structuralia.com/aerogeneradores-de-eje-vertical-y-horizontaltipos-ventajas-e-inconvenientes
- Tecnolo. (2019). *Tecnologia*. Obtenido de https://www.areatecnologia.com/electricidad/potencia-electrica.html
- Textos Cientificos. (15 de Julio de 2005). *Textos Científicos.* Obtenido de https://www.textoscientificos.com/energia/turbinas
- Thompson, S. P. (1888, 2011). Dynamo-Electric Machinery. En S. P. Thompson, Dynamo-Electric Machinery (pág. 17). Cambridge, New York, Melbourne, Madrid, Cape Town, Singapore, Sao Paolo, Dehli, Dubai, Tokyo, Mexico City.: Cambridge University Press, New York.

- TIMKEN. (2019). CATÁLOGO DE SOPORTE PARA RODAMIENTOS DE BOLAS DE SERIE U TIMKEN. CATÁLOGO DE SOPORTE PARA RODAMIENTOS DE BOLAS DE SERIE U TIMKEN, 20-21.
- ToolBox, E. (2019). *Engineering ToolBox*. Obtenido de https://www.engineeringtoolbox.com/angular-velocity-acceleration-powertorque-d\_1397.html
- TRANSMISIONES, L. (2005). Reenvío angular e inversores mecánicos de rotacion. *LASIOM*, 24.
- Troen, I., & Lundtang Petersen, E. (1990). *El Atlas Eólico Europeo.* Bruselas: Risø National Laboratory. Obtenido de https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/113794558/El\_Atlas\_Eolic o\_Europeo.pdf
- Urbina, G. B. (2007). Fundamentos de ingenieria economica. Mexico: Mcgraw Hill.
- Useche, L. V. (2011). Diseño de arboles. Pereira: Universidad Tecnologica de Pereira.
- Useche, L. V. (2018). Diseño de Elementos de Máquina. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Wind, V. (s.f.). Vertical Wind. Obtenido de http://www.verticalwindturbineinfo.com/vawt-manufacturers/windside/
- Yunus A. Cengel, J. M. (2006). MECÁNICA DE FLUIDOS FUNDAMENTOS Y APLICACIONES. Mexico: McGraw-Hill InteramerIcana.

# 0	País ¢	2006 ¢	2007 ¢	2008 ¢	2009 ¢	2010 ¢	2011 0	2012 🔹	2013 ¢	2014 🕈	2015 ¢	2016 \$
1	🔛 China	2599	5912	12 210	25 104	44 733	62 733	75 564	91 412	<mark>114</mark> 763	145 104	168 690
2	Estados Unidos	11 603	16 819	25 170	35 159	40 200	46 919	60 007	61 110	65 879	74 472	82 183
3	🚾 España	11 630	15 145	19 740	23 149	28 676	33 674	37 796	42 959	47 987	51 025	58 075
4	💻 Alemania	20 622	22 247	23 903	25 777	27 214	31 060	34 332	39 250	39 165	44 947	50 019
5	🚾 India	6270	7850	9587	10 925	13 064	16 084	18 421	20 150	22 465	27 151	28 665
6	🚓 Reino Unido	1963	2389	3288	4070	5203	6540	8445	10 711	12 440	13 603	14 542
7	Francia	1589	2477	3426	4410	5660	6800	7196	8243	9285	10 358	12 065
8	I+I Canadá	1460	1846	2369	3319	4008	5265	6200	7823	9694	11 205	11 898
49	Tailandia	-				-	7	112	223	223	223	223
50	👅 Filipinas								66	216	216	216
51	💳 Nicaragua						62	102	146	186	186	186
52	📰 Jordania									2	119	185
53	= Honduras							102	102	126	176	176

Potencia eólica total instalada (MW)34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47

Anexo 1: Ranking de países que producen energía a partir del viento

		TA	BLA DE PI	ESOS Y E	SPESOR	ES			
	ES	PESORES				PESO P	OR HOJ	4	
Calibre	m.m.	ms. De pulg.	Límite	kg/m²	3 x 6	3 x 8	3 x 10	4 x 8	4 x 10
10	3.42	0.1345	0.1405	27.471	45.92	61.23	76.54	81.65	102.06
			0.1285						
11	3.01	0.1196	0.1256	24.42	40.82	54.43	68.04	72.57	90.72
			0.1136						
12	2.66	0.1046	0.1106	21.365	35.3	47.06	58.78	62.70	78.31
			0.0987						
13	2.28	0.0897	0.0947	18.315	30.62	40.82	51.03	54.43	68.04
			0.0847						
14	1.9	0.0747	0.0797	15.262	25.52	34.020	42.525	45.36	56.7
			0.0697						
16	1.52	0.0598	0.0648	12.210	20.41	27.216	34.020	36.29	45.36
			0.0548						
18	1.21	0.0478	0.0518	9.768	16.330	21.773	27.216	29.03	36.29
			0.0438						
20	0.91	0.0359	0.0389	7.326	12.25	16.330	20.412	21.77	27.22
			0.0329						
22	0.76	0.0299	0.0329	6.105	10.21	13.608	17.010	18.14	22.68
			0.0269						
24	0.61	0.0239	0.0269	4.884	8.165	10.886	13.608	14.54	18.17
			0.0209						
26	0.45	0.0179	0.0199	3.663	6.124	8.165	10.206	10.9	13.61
			0.0159						
28	0.38	0.0149	0.0169	3.052	5.103	6.804	8.505	9.085	11.34
			0.0129						
30	0.30	0.012	0.0140	2.442	4.082	5.443	6.804	7.269	9.087
			0.0100						

Anexo 2

Anexo 2: Especificaciones para la lámina galvanizada C16

## Tabla A-20

Resistencias mínimas determinísticas a la tensión y a la fluencia ASTM de algunos aceros laminados en caliente (HR) y estirados en frío (CD) [Las resistencias listadas son valores ASTM mínimos estimados en el intervalo de tamaños de 18 a 32 mm ( $\frac{3}{4}$  a 1 $\frac{1}{4}$  pulg). Estas resistencias resultan adecuadas para usarse con el factor de diseño definido en la sección 1-10, a condición que los materiales se ajusten a los requisitos ASTM A6 o A568 o que se requieran en las especificaciones de compra. Recuerde que un sistema de numeración no es una especificación] *Fuente:* 1986 SAE Handbook, p. 2.15.

1	2	3	. 4	5	6	7	8
	SAE y/o	Procesa-	Resistencia a la tensión,	Resistencia a la fluencia,	Elongación en	Reducción en	Dureza
UNS núm.	AISI núm.	miento	MPa (kpsi)	MPa (kpsi)	2 pulg, %	área, %	Brinell
G10060	1006	HR	300 (43)	170 (24)	30	55	86
		CD	330 (48)	280 (41)	20	45	95
G10100	1010	HR	320 (47)	180 (26)	28	50	95
		CD	370 (53)	300 (44)	20	40	105
G10150	1015	HR	340 (50)	190 (27.5)	28	50	101
		CD	390 (56)	320 (47)	18	40	111
G10180	1018	HR	400 (58)	220 (32)	25	50	116
		CD	440 (64)	370 (54)	15	40	126
G10200	1020	HR	380 (55)	210 (30)	25	50	111
		CD	470 (68)	390 (57)	15	40	131
G10300	1030	HR	470 (68)	260 (37.5)	20	42	137
		CD	520 (76)	440 (64)	12	35	149
G10350	1035	HR	500 (72)	270 (39.5)	18	40	143
		CD	550 (80)	460 (67)	12	35	163
G10400	1040	HR	520 (76)	290 (42)	18	40	149
		CD	590 (85)	490 (71)	12	35	170
G10450	1045	HR	570 (82)	310 (45)	16	40	163
		CD	630 (91)	530 (77)	12	35	179
G10500	1050	HR	620 (90)	340 (49.5)	15	35	179
		CD	690 (100)	580 (84)	10	30	197
G10600	1060	HR	680 (98)	370 (54)	12	30	201
G10800	1080	HR	770 (112)	420 (61.5)	10	25	229
G10950	1095	HR	830 (120)	460 (66)	10	25	248

Anexo 3: Propiedades mecánicas del acero SAE-1045.

ත			+ 1751																							
L.			IM.																							
	Capacidad básica de carga	dimmen C	đ	885	1320	1660	2210	2430	3350	4450	5050	5650	6050	7500	9020	0066	10 800	11 400	12 600	14 600	16 600	18 800	21 100	23 000	24 900	26 900
	Capacidad básica de carga	$c_{o}$	q	520	790	1010	1400	1610	2320	3150	3650	4150	4650	5850	7250	8000	8800	9700	10500	12 300	14 200	16 300	18 600	20900	23 400	26 200
	Peso	del roda- miento	qI	0.07	0.10	0.14	0.23	0.29	0.44	0.64	0.82	0.89	1.02	1.36	1.73	2.18	2.31	2.64	3.09	3.97	4.74	5.73	6.94	8.15	9.59	11.4
	tro de rreferido	Caja	gluq	0.984	1.181.1	1380	1.614	1.811	2.205	2.559	2.874	3.071	3.268	3.602	3.996	4.390	4.587	4.783	5.118	5512	5.906	6.220	6.614	7.008	7.402	7.992
	Diáme escalón p	Eje	pulg	0.500	0.703	0.787	0.969	1.172	1.406	1.614	1811	2.008	2.205	2.441	2.717	2.913	3.110	3.307	3.504	3.740	3.937	4.213	4.409	4.606	4803	5.197
		*.	glud	0.024	0.024	0.024	0.039	0.039	0.039	0.039	0.039	0.039	0.039	0.059	0.059	0.059	0.059	0.059	0.079	0.079	0.079	0.079	0.079	0.079	6/070	0.079
	010	В	pulg	0.3543	0.4331	0.4724	0.5512	0.5906	0.6299	0.6693	0.7087	0.7480	0.7874	0.8268	0.8661	0.9055	0.9449	0.9843	1.0236	1.1024	1.1811	1.2598	1.3386	1.4173	1,4961	1.5748
	rodamie		шш	6 9	2 =	2	4	2	16	17	18	9	8	21	ผ	ន	র	ห	я	8	କ	32	ह्र	8	R	ą
	s no mi nales del	D	glug	1.1811	1.3780	1.5748	1.8504	2.0472	2.4409	2.8346	3.1496	3.3465	3.5433	3.9370	43307	4.7244	4.9213	5.1181	5.5118	59055	6.2992	6.6929	7.0866	7.4803	7.8740	8.4646
	mensioner		uuu	30	35	40	47	52	62	72	80	85	90	100	110	120	125	130	140	150	160	170	180	190	200	215
	ñ	q	gluđ	0.3937	0.5906	0.6693	0.7874	0.9843	1.181.1	1.3780	1.5748	1.7717	1.9685	2.1654	23622	2.5591	2.7559	2.9528	3.1496	3.3465	3.5433	3.7402	3.9370	4.1339	43307	4.7244
200			uuu	9 9	12	17	20	25	30	35	4	45	50	55	8	65	20	75	80	85	8	95	100	105	011	120
A. Series 6			Número de rodamiento	6200	6202	6203	6204	6205	6206	6207	6208	6209	6210	6211	6212	6213	6214	6215	6216	6217	6218	6219	6220	6221	6222	6224

Anexo 4

Anexo 4: Datos para seleccionar rodamientos de una hilera de bolas y ranura profunda, tipo Conrad

A. Series 6	200, ca	ntinuación										
		Di	mensiones	s nominales de	l rodami	ento		Diámo escalón j	tro de preferido	Peso del rodo.	Capacidad básica de carga	Capacidad brásica de carga
		p		D		В	*.	Eje	Caja	miento	c.,	C
Número de rodamiento	uuu	glug	uuu	gluq	uuu	pulg	gluq	gluq	glug	4I	4I	ą
6226 6228	130 140	5.1181 5.5118	230 250	9.0551 9.8425	<del>6</del> 4	1.5748	0.098 0.098	5.669 6.063	8.504 9.291	12.7 19.6	29 100 29 300	28 700 28 700
6230 6230	150 160	5.9055 62992	270 290	10.6299 11.4173	\$ \$	1.7717 1.8898	0.098	6.457 6.850	10.079 10.886	25.3 32.0	32 500 35 500	30 000 32 000
6234 6234	170	6.6929 7.0866	310	12.2047	2 2	2.0472	0.118	7.758	11.535	38.5 41.0	43 000 46 500	36 500 30 000
6238 6240	300	7.8740	340	13.3858	88	2.1654	0.118	8.150	12.717	505 61 <i>5</i>	54 500 60 000	44 000 80 000
B. Series 6	300											
63 00	10	0.3937	35	1.3780	=	0.4331	0.024	0.563	1.181	0.12	805	1400
6301 6302	12	0.4724 0.5906	37 42	1.4567 1.6535	12	0.4724 0.5118	0.039 0.039	0.656 0.781	1,220	0.13 0.18	980 1200	1680 1980
6303	17	0.6693	47	1.8504	14	05512	0.039	0.875	1.614	025	1460	2360
6304	20	0.7874	52	2.0472	15	0.5906	0.039	1.016	1.772	0.32	1730	2760
6305 6306	30 22	0.9843	62 72	2.4409 2.8346	17	0.6693 0.7480	0.039	1.220 1469	2.165	0.52	23.70 3150	3550 4600
6307	35	1.3780	80	3.1496	21	0.8268	0.059	1.688	2.795	1.01	40.50	5800
63.08	40	15748	90	3.5433	23	0.9055	0.059	1 929	3.189	1.40	5050	7050
63 09	45	117717	100	3.9370	88	0.9843	0.059	2.126	3.583	1.84	880	9150
6311	55	2.1654	120	4.7244	38	1.1417	6/0/0	2.559	4331	2.98	9450 9450	12 300
6312	60	2.3622	130	5.1181	31	1.2205	0.079	2.835	4.646	3.75	11 000	14 100
6313	65	2.5591	140	5.5118	88	1.2992	0.079	3.031	5.039	4.63	12 600	16 000
6315	75	2.9528	160 160	6.2992	8 E	1.4567	0.079	3.425	5.827	10.0	16 300	19 600

# Anexo 4 (continuación)



Anexo 5: Nomenclatura de los soportes para rodamientos

Anexo	6
-------	---

NO.	PARAMETER	UNITS	DATA
1	Rated power	KW	0.05
2	Rated speed	RPM	200
3	Rated voltage	V	14VDC
4	Rated Current		2.6
6	Efficiency	L. 6	>85%
7	Resistance (Line-Line)		7
8	Winding type		Y
9	Insulation Resistance	i	100Mohm Min(500V DC)
10	Leakage level		<5 ma
11	Start torque	N/M	<0.1
12	Phase		Three phase
13	Structure	C	inner rotor
14	Stator		coreless
15	Rotor		Permanent magnet type (inner rotor)
16	Gen. Diameter	mm	196
17	Gen. Length	mm	193
18	Gen. Weight	kg	5.8
19	Shaft. Diameter	mm	25
20	Housing Material		Aluminum (Alloy)
21	Shaft Material		Steel

Anexo 6: Características del generador seleccionado

- A CARLES - CARLES	
Modelo	LWLR01/12
Nominal de viento	100 W
Potencia solar nominal	/
Voltaje Nominal del sistema	12 V 12 V
Voltaje limite de descarga de la batería (bajo)	10,2 V (ajustable)
Voltaje de recuperación del límite de descarga de la bateria (Rlow)	11,5 V (ajustable)
Voltaje límite de carga de la batería (completo)	14,7 V (ajustable)
Voltaje de recuperación del límite de carga de la batería (RFull)	13,2 V (ajustable)
Voltaje flotante (flotador)	13,5 V (ajustable)
Voltaje Límite de sobrecarga (fuera)	17,5 V (ajustable)
Voltaje de recuperación del límite de carga (salida)	15,0 V (ajustable)
Velocidad de rotación de carga de viento	500R (ajustable)
Logaritmo de poste de viento (poste)	10D (ajustable)
Viento de carga de	CC (6-15) V
Voltaje de carga del arrangue del viento (Cutin)	6 V (ajustable)
Voltaje de descarga de viento (Vmax)	15 V (ajustable)
Voltaje Solar de control de luz encendido (Lon)	6 V (ajustable)
Voltaje Solar de aparado del control de la luz (Loff)	6 V (ajustable)
Corriente de salida nominal	104
1. modo de funcionamiento de salida (modo)	Modo 1: control de luz encendido. Control de luz apazado (ajustable)
2. modo de funcionamiento de salida (modo)	MODO 2: control de luz encendido. Potencia completa que funciona durante 5 horas, luz apagada (ajustable)
	I Imiración de velocidad cobre la cetación. Henitación de cobretención
El modo de carga	MPPT PWM y
Solar modo de carga	
Modo de visualización	LCD
El contenido	Batería: Bateria/Voltaje; corriente de carga; porcentaje de energía de la batería. Viento:Voltaje; corriente de carga; velocidad de rotación; corriente de salida potencia de salida Energía Solar:Voltaje; corriente de carga. Cargas: Corriente; potencia; Modo de funcionamiento. Sistema:Estado; energía generada; código de error
Temperatura de funcionamiento y humedad relativa	-20 - + 55°C/35 - 85% RH (sin condensación)
Reposo drenaje de energía	53W
Tipo de protección	Batería: BateríaProtección contra sobredescarga; protección contra sobrecargas; conexión antirreversa. Viento:Protección de velocidad sobre Rotación, protección contra sobretensión, protección contra sobrecorriente.Cargas:-Protección de la carga
Tamaño del controlador	203mm * 152mm * 97,4mm
Tamaño del paquete	290mm * 170mm * 190mm
Peso neto	2,1Kg
Peso bruto	2,5Kg
	R5232
	85485
Function optional	USB
	Anemómetro función

Anexo 7: Parámetros de funcionamiento del controlador de carga





Anexo 8: Dimensiones del controlador de carga

## Parámetros Tabla tecnología

Modelo

		CZ-2000S				
	voltaje de CC	12V	24V	48V	110V (modelo personalizado)	
	Rango de voltaje	10-16VDC 20-33VDC 40-63VDC			90-130VDC	
Entrada	Sin carga de corriente	0.7A	0.4A	0.2A	0.1A	
	Eficiencia	90%				
	conexión de CC	Cables con los clips o el adaptador del coche				
	voltaje de corriente alterna	100/110 / 120VAC o 220/230/240 VAC				
	Poder continuo	2000W				
Salida	energía de la oleada	4000W				
	forma de onda	Onda sinusoidal pura				
	Frecuencia	50Hz o 60Hz				
	la regulación de CA	3%				
	Alarma de baja tensión	10.5DC ± 0.5V	21DC ± 1V	42VDC ± 1V	96VDC ± 3V	
	Baja tensión cerrada	10DC ± 0.5V	20DC ± 1V	40VDC ± 1V	90VDC ± 3V	
Proteccion Cortocircuito		Apague la salida automáticamente				
	sobre carga	Apague la salida				
	Sobre el voltaje cerrado	0,5 V 16 ±	33 ± 1V	63 ± 1V	130 ± 3V	
	sobre la termal	Apague la salida automáticamente				
Ambiente	Temperatura de trabajo	Entre -10 °C y + 50 °C				
	humedad de trabajo	20% ~ 90% RH				
	Temperatura de almacenamiento	Entre -30 °C y + 70 °C				
	Tamaño de la máquina (mm)	465 * 165 * 85				
	Tamaño del embalaje	560 * 230 *	148			

Anexo 9: Parámetros Tabla tecnología del inversor de corriente



Anexo 10: Abrazadera de apriete con base K0477.515 para la unión árbol-tapas



Clave de producto: Tipo de producto: Tipo: Material: Acabado: País de origen:

#### Medidas

Agujero B1: Agujero B2: Diámetro externo OD: Longitud L: Penetración del eje: Espacio requerido C MAX: Posición del tornillo R:

#### Tornillos

Tornillo tipo abrazadera: Material del tornillo: Acabado de los tornillos: Torque de apretamiento: Llave Allen: MSPX-15-15-F Acoplamiento Rígido de Dos Piezas tipo Abrazadera Acero al carbono 1215 (DIN 1.0736) Óxido negro Estados Unidos

15 mm 15 mm 34 mm 50 mm 25,0 mm 39,4 mm 12,0 mm

#### M5

Acero aleado con Nypatch® Óxido negro 9,5 Nm 4,0 mm



Transmision de Par Par:

Misalignment Desalineamiento angular: Desalineamiento lateral: Movimiento axial:

#### Información adicional

Velocidad máxima: Tolerancia del agujero: Rango de temperatura:

Peso: RoHS2: REACH: 200 Nm

0° 0,00 mm 0,00 mm

4.000 RPM +0,050mm / +0,012mm -40°F to 350°F -40°C to 176°C 0,630 lbs / 0,286 kg <u>Compatible</u> <u>Compatible</u>

Anexo 11: Datos del elemento de acoples entre ejes

Meterial	Steel	
For Sheft Diameter	1 24" × 0.485"-1.750"	
Overall Length	4 12"	
00	27	
Maximum faxed	Not Rated	
Musimum Torque	4,220 in -ibs.	
For Shaft Tupe	Round	
For Shaft Musicouner	Tipe Note	
For Million Tree	Forward Reverse, Start	Stop, Continuous
Staft Couples Tree	Rigid	
Construction	One Piece	
that Mount Tune	Clamo OR	
Clamping Some		
Tipe	Social Head Screw	
Meterial	Steel	
Number included	4	
REACH	REACH (EC 1907/2008)	07/16/2019, 201 SVHC) Complian
R046	RoHS 3 (2015/963/EU) (	omplant
undersized from wear onto your shafts and i work damage the shaf on aligned shafts. They handle high-torque app	or oversized from coatings. Si tighten the clamping screws for hs. AS of these couplings are rig prevent incvement between the sociations.	ide these couplings r a secure hold that id and must be used a shafts, so they can
		5.42 V
		Deslar
Machinable From 0.485° - 1.750°	Sr16"-24 x 1" Socket Head Cap Screw	- 1 M" -
Machinable From 0.465*-1.750*	Srife-24 x 1* Socket Head Cap Screw	1 344°- 1 346°- 1 3

Anexo 12: Especificaciones acople caja multiplicadora – generador

Programa de mantenimiento del aerogenerador eólico.

Departamento:	Fecha:
Tipo de mantenimiento:	
Ubicación de la falla:	
Funcionamiento del sistema eólico:	
Estado de los álabes:	
Funcionamiento del rotor:	
Estado de los rodamientos:	
Estado del árbol de transmisión del rotor:	
Estado de la caja multiplicadora:	
Estado del generador eléctrico:	
Estado del controlador de corriente:	
Estado de la batería:	
Estado del inversor del corriente:	
Estado de los acoples:	
Estado de la estructura de sujeción:	

Anexo 14					
Hoja de reparación					
Lugar de la falla:	Hora:	_ Fecha:			
Realizado por:					
Síntoma original:					
Componentes inspeccionados: -		-			
Problemas encontrados:					
Reparación realizada:					
Observaciones:					

Recomend	laciones:

Técnico que realizó el mantenimiento

\_

Responsable de mantenimiento

1.LáminagalvanizadaC16:https://www.vidri.com.sv/producto/8133/L%C3%A1mina-galvanizada-lisa-calibre-No16-de-122x244-mts.html



# Lámina galvanizada lisa calibre #16, de 1.22x2.44 mts.

\$48.50/PLG

LÂmina galvanizada con espesor de 1.5 millmetros, indicadas para construcciones domÉsticas y procesos industriales.

- RESISTE A LA CORROSIÓN
- DURABILIDAD PROLONGADA
- FÁCIL INSTALACIÓN

## 2. Eje SAE-1045: Aceros Roag

AR DIS	TRIBUIDORA ROA PROFORM	<b>G DE NICAR</b> A:65307	GUA S.A	
Distribuictore Roag de Nicerague 8,A.	RUC # J03100	00001391		
ELABORAR CK A NOMBRE DE RUC:J0310000001391	DISTRIBUIDORA ROAG DE N	NICARAGUA, S.A.		
Fecha : 3 /3 /***	CONTADO 0	Vendedor : Ma	tría Osorio	
Código :007871	Cliente : UNIVERCID	AD NACIONAL D	E INGENIERIA.	
Teléfono:	Direccion : MANAGUA			
CONDICIONES DE LA OFER	TA			
Oferta Válida:	5 Días.			
Transporte Gratis en cua	lquier lugar de Nicaragu	a.		
Tipo de Cuenta: BANCENTE	RO BAC BANPRO	)		
Cordobas: 100235560 351223854 100139057158				
Dolares: 10122950	05 351223847 100139	915715891		
No se aceptan devolucion realizados por parte de l	es una vez cortado el ma DISTRIBUIDORA ROAG DE NI	CARAGUA, S.A.	n errores en los co	rtes
Cantidad Código Dese	cripción	Medidas	Precio Uni.	Total
1 001-014-34 BARRA	DE ACERO 1045 DE 3/4"	1.350mts	143.84	194.18
DISPONIBLE PAPA ENTERS	A INMEDIATA		SUBTOTAL C\$	194.18
			DESCUENTO	0.00
			SUBTOTAL	194.18
			T.VENTAS	29.13

03/03/2020 10:27

C\$\*\*\*\*\*223.31

TOTAL
3. Conector para tubo con pie de aluminio: <u>https://kipp.partcommunity.com/3d-cad-</u> models/kipp?info=kipp&cwid=9687

▼ Artikelauswahl/-filter																					
	~	$\sim$	~	~	~	~	$\sim$	~	~	~	~	~	~	~	~	~	~				Reset
Bestellnummer	Lochbild		в							L			0					CAD	Zub.	Preis	Bestellen
K0477.512	1	12,1	6	27	25	35,5	42	28	28	37	42	5	30	23	21	M6x20	30	ø	a c	10,26€ 📵	0 )/
K0477.514	1	14,1	6	27	25	35,5	42	28	28	37	42	5	30	23	21	M6x20	30	Ø	J.C	10,26€ 📵	0 ) 📜
K0477.515	1	15,1	6	27	25	35,5	42	28	28	37	42	5	30	23	21	M6x20	30	ø	a c	10,26€ 📵	0 ) 📜
K0477.516	1	16,1	6	27	25	35,5	42	28	28	37	42	5	30	23	21	M6x20	30	Ø	and the second	10,26€ 📵	0 ) 📺
K0477.518	1	18,1	6	27	25	35,5	42	28	28	37	42	5	30	23	21	M6x20	30	ø	and the second	10,26€ 📵	0 ) 📜
K0477.520	2	20,1	7	42,5	40	53	60	40	42	50	60	8	42	33	29	M8x25	45	ø	a c	10,94€ 📵	0 ) 📜
K0477.525	2	25,1	7	42,5	40	53	60	40	42	50	60	8	42	33	29	M8x25	45	ø	and the	10,94€ 📵	0 ) 📜
K0477.530	2	30,1	7	42,5	40	53	60	40	42	50	60	8	42	33	29	M8x25	45	ø	<b>1</b>	10,94€ 📵	0 ) 📜
K0477.540	1	40,17	9	61	56	74	90	60	60	70	90	10	64	40	40	M10x30	64	Ø	a c	18,45€ 📵	0 ) 📜
K0477.550	1	50,22	11	70	66	84	105	74	74	85	105	14	80	45	49,5	M10x35	80	ø	a C	18,86€ 📵	0 • )

#### 4. Acople eje-multiplicador:

http://espanol.ruland.com/acoplamiento.php?recordID=MSPX-15-15-F

## MSPX-15-15-F - Acoplamiento Rígido



6. Acople caja – generador: https://www.mcmaster.com/orders

Ships in the morning

1



Machinable-Bore Clamping Shaft Coupling Steel, for 1-3/4" x 1.750"-0.485" Round Shaft Diameter

1	\$68.74	\$68.74
Each	Each	

#### 7. Generador eléctrico:

https://es.aliexpress.com/item/32223156392.html?spm=a219c.12010612.814835 6.1.515b5563p3Tj5Z



US \$203.35 US \$245.00

#### 8. Controlador de corriente:

https://es.aliexpress.com/item/1423829024.html?spm=a2g0o.productlist.0.0.1da4 36d7GNIW3w&algo\_pvid=a67e6d84-f024-454c-bea1-7e396f2e98f8&algo\_expid=a67e6d84-f024-454c-bea1-7e396f2e98f8-0&btsid=8188e892-7324-49f8-874daf3a98cbf1a1&ws\_ab\_test=searchweb0\_0,searchweb201602\_2,searchweb2016 03\_53



132

9. Batería: <u>https://www.amvarworld.com/es/baterias/904-bateria-12v-5ah-fuli-battery.html</u>



10. Inversor de corriente: https://coelectrix.com/producto/inversor-de-corriente-1000w-onda-sinusoidal-pura



# Inversor de Corriente 1000w Onda Sinusoidal Pura

Inversor de corriente 12v-220v Onda Sinoidal Pura 1000w

Inversor de corriente de 1000w de Onda Sinoidal Pura, estos inversores nos transforman la energia de la batería de 12v en 220v de onda como la que recibimos en casa.

Son más caros que los de onda modificada pero por el contrario podemos conectar todo tipo de aparatos ya sean con motor, electronica sensible, simples o complejos.



520,40€ 395,50€ IVA incluido.

11. Perfil cuadrado de 2x2``

Código / Cliente: Dirección: Teléfono: Doc. De Identidad:	0240 INGII MAN 8735	338728 / UNIVE ENERIA AGUA, 4000398 -7845	CAMPO DE OESTE EMA VENTA RSIDAD NACIONAL DE I, CARAZO, NICARAGUA	COTIZACIÓN No. 23288786 CDS -JINOTEPE - JNP2				
CANTIDAD	UNIDAD	CÓDIGO		DESCRIPCIÓN	00	PRECIO UNITA	ARIO	SUBTOTAL
2.00	UN	30051	TUBO EST GHT 14(1.20M	M) CUAD 2" G72 AL	)	630	).81000	1,261.62
COND	CIONES DE	SUB TOTAL IVA 15% TOTAL	C\$ C\$ C\$	1,261.62 189.24 1,450.86				
FAVO	R EMITIR C FORMATO	HEQUE A NO NO SUSTITU	MBRE DE FERROMÁX, YE A LA FACTURA PRECIOS SUJ	S.A. ETOS A CAMBIO S	SIN PREVIO AVISO			

Asesor de Ventas Aceptado Cliente ORIGINAL

Autorizado

134

### Anexo 16



Anexo 16: Vivienda beneficiada



Anexo 16: Factura eléctrica de la familia propuesta

Anexo 17

Lecturas de vientos obtenidas del Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER) Anexo 18

Lecturas de vientos obtenidas en el sitio de instalación.

PLANOS

