

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la
Producción

"Diseño de un banco de pruebas para microgeneradores eólicos de eje
vertical"

TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN
Materia Integradora

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO MECÁNICO

Presentado por:

Michael Aníbal Espinoza Párraga

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2016

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primero a Dios por su bondad y fidelidad; agradezco a mi esposa por su amor y motivación en la culminación de mi carrera; a mis padres y mis hermanos por su apoyo; finalmente un agradecimiento especial para los ingenieros Cristian Arias, Emérita Delgado y Juan Peralta por su acompañamiento y asesoría durante este trabajo.

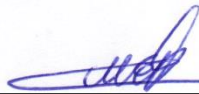
DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido desarrollado en la presente propuesta de la materia integradora corresponde exclusivamente al equipo conformado por:

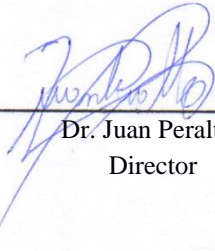
Michael Aníbal Espinoza Párraga

Dr. Juan Manuel Peralta Jaramillo

y el patrimonio intelectual del mismo a la Facultad de Ingeniería Mecánica y Ciencias de la Producción (FIMCP) de la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”.



Michael Espinoza P.
Autor



Dr. Juan Peralta J.
Director

RESUMEN

La innovación en proyectos de generación de energía eólica, es el objetivo de varios centros de investigación y tecnología a nivel global; alineado con dicho propósito, este trabajo intenta aportar con alternativas que suplan las limitaciones técnicas que tengan los aerogeneradores convencionales, considerando el potencial eólico de la zona en que se aplique, sobre todo en promedios de velocidades de viento menores al factible.

El objetivo de este proyecto es diseñar un banco de pruebas para microgeneradores eólicos de eje vertical, cuyos aspectos técnicos y físicos se ajusten a la zona costera ecuatoriana y que contribuyan a las actividades investigativas del CDTs de la ESPOL. Para el cumplimiento del mismo se hizo una revisión del potencial eólico zonal, a través del tratamiento estadístico de datos de velocidad de viento del sector, registrados durante los últimos cinco años, donde se identificó la tendencia del viento en cuanto magnitud y dirección; se propuso una serie de alternativas de aerogeneradores de eje vertical y a través de una matriz de decisión se identificó la opción más apropiada, misma que fue dimensionada considerando estándares sugeridos por publicaciones científicas, como parámetros geométricos y coeficientes de potencia; a partir de esto se describió la estructura de cada uno de sus componentes y se seleccionaron tanto los materiales, como los elementos mecánicos y eléctricos.

Como resultado del análisis se escogió el microgenerador de eje vertical tipo Savonius y de casquete cilíndrico, capaz de generar significativamente una potencia frecuente de 10 W, valor que puede incrementarse en horarios y periodos mensuales de mayor riqueza eólica, aprovechable para la alimentación eléctrica a nivel doméstico, con un diseño confiable de acuerdo a las condiciones técnicas establecidas y un modelo práctico y económico para la inversión.

De acuerdo a los resultados se establecieron conclusiones y se proponen recomendaciones que estimulen la ejecución del proyecto.

Palabras Clave: Diseño. Energía eólica.

ABSTRACT

Innovation projects wind power generation is the target of several research centers and technology globally; aligned with that purpose, this paper attempts to provide alternatives that will meet the technical limitations that have conventional wind turbines, considering the wind potential of the area in which it is applied, especially in lower average wind speeds at feasible.

The objective of this project is to design a test to microgenerators vertical axis, whose technical and physical aspects conform to the ecuadorian coastal area and contribute to the research activities of CDTs ESPOL. To comply with the same coach went through the zonal wind potential, through statistical data processing speed wind sector recorded during the last five years, where the trend of wind magnitude and direction as identified; he proposed a series of alternatives for vertical axis wind turbines and through an array of the most appropriate decision, same that was dimensioned recitals standards suggested by scientific publications, such as geometric parameters and coefficients power option is identified; from this the structure of each of its components are described and both materials, as the mechanical and electrical elements are selected.

As a result of the analysis of the micro-generator vertical axis savonius type and cylindrical cap, able to significantly generate a common power of 10 W, a figure that may increase in hourly and monthly periods of increased wind wealth, usable for power level he was chosen domestic, with a reliable design according to the technical conditions set and an affordable model for investment.

According to the results conclusions and recommendations they were established to encourage the implementation of the project proposed.

Keywords: *Design. Wind energy.*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	II
ABSTRACT	III
ÍNDICE GENERAL	IV
SIMBOLOGÍA.....	VI
ABREVIATURAS.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE PLANOS.....	XII
CAPÍTULO 1	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Descripción del problema.....	1
1.2. Objetivo general.....	2
1.3. Objetivos específicos	2
1.4. Marco Teórico	2
CAPÍTULO 2	17
2. SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS	17
2.1. Introducción	17
2.2. Ubicación geográfica	17
2.3. Especificaciones de la muestra.....	18
2.4. Potencial eólico disponible de la zona	23
2.5. Selección de alternativas	24
2.6. Matriz de selección	25
CAPÍTULO 3	27
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE COSTOS.....	27
3.1. Especificaciones del diseño	27

3.2. Diseño del rotor.....	30
3.3. Diseño del eje de transmisión	37
3.4. Diseño del banco.	45
3.5. Selección del generador eléctrico	47
3.6. Análisis de costos	49
3.7. Resultados esperados	55
CAPÍTULO 4	58
4. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES.....	58
4.1. Conclusiones	59
4.2. Recomendaciones	61
ANEXOS	63
BIBLIOGRAFÍA	92

SIMBOLOGÍA

F	Fuerza aplicada a los casquetes
m	Masa del casquete
ω	Velocidad angular
V	Volumen
d_t	Diámetro de las tapas
$\emptyset(v)$	Función densidad de probabilidad de Weibull
k	Factor de forma
c	Factor de escala
v	Velocidad de viento.
\bar{v}	Velocidad promedio de viento
N	Número de datos
σ	Desviación estándar
I_t	Índice de variabilidad
P_d	Potencia disponible
ρ	Densidad del aire
A	Área de contacto
P_m	Potencia máxima
r	Radio de giro del rotor
H	Altura del rotor
c_m	Coefficiente de par de giro
D	Diámetro del rotor
P_{rREAL}	Presión real de viento
d	Diámetro del rotor
e	Separación entre casquetes
P_{aero}	Potencia del aerogenerador
C_p	Coefficiente de potencia
P_r	Presión de viento
τ_p	Esfuerzo cortante en los pernos
R_{Ax}	Reacción horizontal en el punto de apoyo A
R_{Ay}	Reacción vertical en el punto de apoyo A
R_{Bx}	Reacción horizontal en el punto de apoyo B
W_t	Peso total del rotor
T_v	Torque producido por el viento
L	Longitud del eje
m_c	Masa del casquete
m_t	Masa de la tapa
m_e	Masa del eje
g	Aceleración de la gravedad

M_{max}	Momento máximo
τ_{xy}	Esfuerzo cortante de torsión.
T	Momento torsor
M	Momento flector máximo.
d_e	Diámetro del eje de transmisión.
S_y	Esfuerzo de fluencia
FS	Factor de seguridad
F_a	Carga axial especificada
C_o	Índice de carga básica del rodamiento seleccionado
F_r	Carga radial especificada
V	Factor de relación del rodamiento
X	Factor de diseño radial
Y	Factor de diseño axial
P_c	Carga equivalente del diseño
T_e	Torque de entrada al generador
P	Potencia de diseño
ω	Velocidad angular corregida
TR	Tiempo de recuperación en años
C	Costo del aerogenerador
CE	Costo comercial de la electricidad
P	Potencia de diseño

ABREVIATURAS

m	Metro
g	Gramo
kg	Kilogramo
m/s	Metro por segundo
N	Newton
m ³	Metro cúbico
m ²	Metro cuadrado
RPM	Revoluciones por minuto
rad/s	Radianes por segundo
m/s ²	Metros por segundo cuadrado
Pa	Pascal
hPa	Hectopascal
kPa	Kilopascal
MPa	Megapascal
kg/m ³	Kilogramo por metro cúbico
°C	Grados centígrados
W	Watt
HP	Caballos de potencia
N.m	Newton por metro
BTU	British Thermal Unit
kWh	Kilowatt hora
MWh	Megawatt hora
msnm	Metros sobre el nivel del mar
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
CDTS	Centro de Desarrollo de Tecnología Sustentable
ASTM	American Society for Testing and Materials
AISI	American Iron and Steel Institute
SAE	Society of Automotive Engineers
INHAMI	Instituto Nacional de meteorología e hidrología
INOCAR	Instituto Oceanográfico de la armada
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Demanda energética mundial	3
Figura 2. Parque eólico San Cristóbal.....	4
Figura 3. Parque eólico Villonaco.....	4
Figura 4. Rosa de los vientos	8
Figura 5. Aerogenerador de eje horizontal	10
Figura 6. Aerogenerador de eje vertical	11
Figura 7. Aerogenerador tipo Savonius.....	12
Figura 8. Aerogenerador tipo Darrieus	13
Figura 9. Estructura del Savonius	13
Figura 10. Savonius esférico.....	14
Figura 11. Estructura del Darrieus.....	15
Figura 12. Ubicación geográfica de la ESPOL	17
Figura 13. Diagrama de frecuencia relativa.....	20
Figura 14. Diagrama de frecuencia relativa acumulada	21
Figura 15. Densidad de probabilidad.....	22
Figura 16. Rosa de los vientos zonal	23
Figura 17. Metodología del proyecto	27
Figura 18. Diagrama de coeficiente de potencia	28
Figura 19. Diseño de forma.....	29
Figura 20. Dimensiones del rotor	31
Figura 21. Dimensiones de casquetes	32
Figura 22. Dimensiones de platinas angulares.....	36
Figura 23. Diagrama de cargas	38
Figura 24. Diagrama de momento y fuerza cortante	41
Figura 25. Abrazadera de apriete.....	43
Figura 26. Propiedades del Acero ASTM A500.....	46
Figura 27. Propiedades del generador	48
Figura 28. Potencia generada por velocidad.....	55
Figura 29. Potencia generada mes mínimo.....	56

Figura 30. Potencia generada mes máximo	56
Figura 31. Mapa eólico del Ecuador	64
Figura 32. Potencial eólico del Ecuador	65
Figura 33. Frecuencia relativa de velocidades del mes de enero.....	66
Figura 34. Frecuencia relativa de velocidades del mes de febrero	66
Figura 35. Frecuencia relativa de velocidades del mes de marzo.....	67
Figura 36. Frecuencia relativa de velocidades del mes de abril.....	67
Figura 37. Frecuencia relativa de velocidades del mes de mayo.....	68
Figura 38. Frecuencia relativa de velocidades del mes de junio	68
Figura 39. Frecuencia relativa de velocidades del mes de julio	69
Figura 40. Frecuencia relativa de velocidades del mes de agosto	69
Figura 41. Frecuencia relativa de velocidades del mes de septiembre	70
Figura 42. Frecuencia relativa de velocidades del mes de octubre.....	70
Figura 43. Frecuencia relativa de velocidades del mes de noviembre	71
Figura 44. Frecuencia relativa de velocidades del mes de diciembre	71
Figura 45. Comparativo de velocidades frecuentes por día	72
Figura 46. Escala de Beaufourt.....	73
Figura 47. Perfil de casquetes cilíndricos	74
Figura 48. Datos técnicos para rotores Savonius.....	75
Figura 49. Relación entre velocidad y número de casquetes.....	75
Figura 50. Excentricidad efectiva	76
Figura 51. Ficha técnica del acero 1045	77
Figura 52. Ficha técnica de la abrazadera K0477	82
Figura 53. Ficha técnica del rodamiento 6805.....	83
Figura 54. Ficha técnica del porta rodamiento	84
Figura 55. Ficha técnica de platina angular 90°	85
Figura 56. Ficha técnica de multiplicador LASIOM 4011.....	86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Condiciones estándar de viento	5
Tabla 2. Condiciones físicas de viento	6
Tabla 3. Descripción geográfica de la ESPOL	18
Tabla 4. Promedios de velocidad de viento.....	19
Tabla 5. Frecuencias relativas de velocidades de viento	20
Tabla 6. Promedio de direcciones de viento	22
Tabla 7. Potencia disponible de alternativas	24
Tabla 8. Matriz de selección de alternativas	25
Tabla 9. Propiedades del acero AISI 1045	38
Tabla 10. Datos para selección de rodamientos	43
Tabla 11. Costos para material del rotor	49
Tabla 12. Costos de material del eje de transmisión.....	50
Tabla 13. Costos del material del soporte estructural	50
Tabla 14. Costos total de material.....	51
Tabla 15. Costos de equipos y elementos	51
Tabla 16. Costos de materiales y equipos	52
Tabla 17. Estimación de horas de trabajo	53
Tabla 18. Estimación de energía consumida.....	54
Tabla 19. Costos de construcción e instalación	54
Tabla 20. Costos totales del proyecto	55

ÍNDICE DE PLANOS

- PLANO 1 Plano isométrico de micro generador Savonius
- PLANO 2 Vista frontal y lateral del micro generador Savonius
- PLANO 3 Estructura de soporte
- PLANO 4 Rotor de casquete cilíndrico

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El aprovechamiento máximo de las fuentes de energía renovable es uno de los mayores desafíos de la ingeniería contemporánea; además de optimizar significativamente los recursos de manera técnica, económica y ambiental, se busca incrementar la eficiencia de los sistemas de generación de energía y satisfacer la demanda energética de las comunidades.

El contenido del presente capítulo aborda los elementos indispensables para el desarrollo de esta investigación, tales como la descripción de la problemática y los objetivos del proyecto, además de considerar las definiciones apropiadas para el análisis posterior y el diseño propuesto.

1.1. Descripción del problema

La energía eólica ha despertado gran expectativa en nuestro país en los últimos años; alineado al interés global por generar energía limpia, está vigente la gestión de la empresa pública y privada por invertir en la explotación de este recurso, sobre todo en sectores donde las condiciones orográficas y climáticas permiten tener un alto grado de disponibilidad; un ejemplo y el más actual es el caso del cerro del Villonaco en la provincia de Loja.

Sin embargo, propio de la mega diversidad del Ecuador, existen sectores donde la orografía es compleja o los regímenes de viento presentan un alto grado de variabilidad, además de otros factores como la temperatura y humedad, que pueden incidir en la utilización de tecnologías de explotación. Por lo tanto es necesario un estudio detallado para conocer tanto la posibilidad de explotación, como la tecnología a emplearse. Esta problemática se ajusta ampliamente en zonas del litoral ecuatoriano, caracterizada por tener un viento altamente intermitente, aleatorio y bajos valores de velocidad.

Ante la situación planteada, se propone diseñar un banco de pruebas para un aerogenerador eólico de eje vertical, que trabaje a bajas velocidades de vientos, que sea técnicamente apropiado y que pueda ser utilizado en las condiciones descritas previamente.

1.2. Objetivo general

Diseñar un banco de pruebas para evaluar el funcionamiento de un aerogenerador eólico de eje vertical, apropiado para implementarse en el campus ESPOL.

1.3. Objetivos específicos

Diseñar el sistema mencionado considerando las siguientes etapas:

1. Evaluar la distribución del viento circulante y el potencial de energía eólica, tomando como referencia el Centro de Desarrollo de Tecnología Sustentable de la ESPOL.
2. Seleccionar y describir el sistema más apropiado para las condiciones técnicas y climáticas identificadas en el campo de estudio.
3. Diseñar la estructura del soporte y cada uno de los componentes del aerogenerador.

1.4. Marco Teórico

Las siguientes definiciones brindan los criterios técnicos y científicos adecuados para cumplir con los objetivos planteados.

1.4.1. Energía eólica

La energía eólica o energía de los vientos, es la energía mecánica resultante del efecto de las corrientes de aire; actualmente se proyecta como la energía renovable de mayor involucramiento tecnológico en el mundo, debido al peligro de disminución de fuentes de energía convencionales y de la búsqueda de alternantes energéticas por el calentamiento global.

La energía eólica tiene como principal finalidad convertir la energía cinética del flujo de masas de aire en energía eléctrica, a través de generadores y elementos mecánicos, sirviendo para almacenar o alimentar la demanda energética de comunidades.

La demanda energética mundial se incrementa en un 0.9% al año debido al crecimiento poblacional; como se observa en la figura 1 tan solo en América Latina se proyecta tener una demanda de 5×10^{16} BTU para el 2030. La generación de energía eólica en las últimas décadas es de 1.23×10^{12} BTU, lo que no cubre ni el 1% de la demanda, sin embargo la inversión pública en tecnología e investigación sobre este tipo de energía, proyecta un 33% de crecimiento de este valor para el 2030.

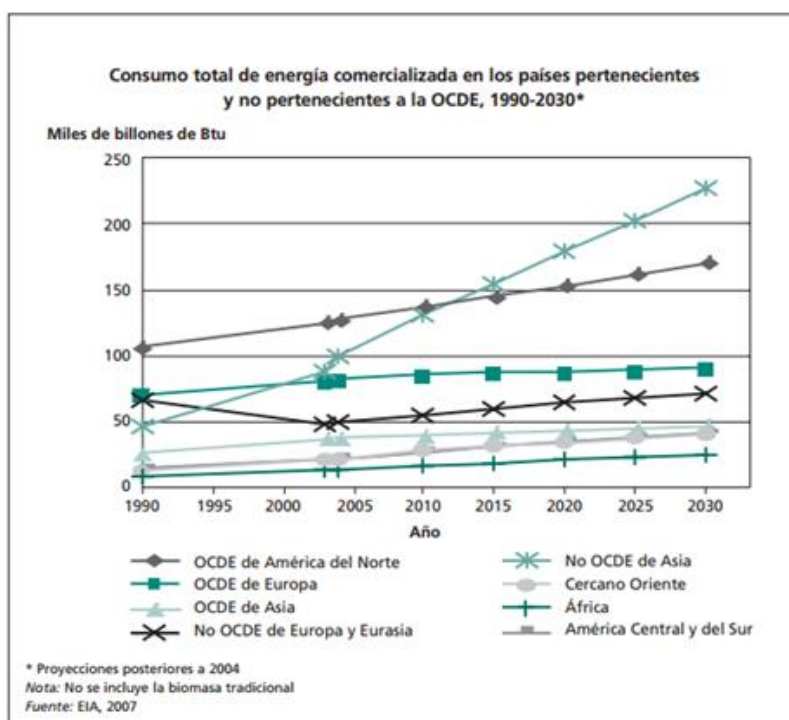


Figura 1. Demanda energética mundial.

Fuente: <ftp://ftp.fao.org/docrep/fao/010/i0139s/i0139s03.pdf>

En Ecuador se registró una demanda del 4.27×10^{13} BTU en el 2010 según cifras del CONELEC [3], lo que incentiva a la gestión pública en la búsqueda de alternativas energéticas; como por ejemplo se encuentra en proyecto la

instalación de dos parques eólicos, uno en la isla Baltra de la provincia de Galápagos que genere 2.25 MW y otro en el sector del Arenal en la provincia de Bolívar que genere 15 MW, además de la existencia de los parques eólicos en la isla San Cristóbal de la provincia de Galápagos como se muestra en la figura 2 y en el cerro de Villonaco en la provincia de Loja que se muestra en la figura 3, ambas producen 2.4 MW y 16.5 MW respectivamente.



Figura 2. Imagen del parque eólico de la isla San Cristóbal.

Fuente: Michael Espinoza.



Figura 3. Imagen del parque eólico del cerro Villonaco.

Fuente: <http://lojacity.com/parque-eolico-loja/>

1.4.2. El viento

El viento es un fenómeno físico que se caracteriza por el movimiento del aire respecto a la superficie de la tierra.

La dirección del viento es generalmente es paralela a la superficie de la tierra; el movimiento del aire inicia en la tropósfera por la acción conjunta entre la radiación solar, la rotación de la tierra que desvía los vientos hacia ambos hemisferios y finalmente la acción de la presión atmosférica aplicada; de acuerdo a la superficie terrestre y la orografía se forman vientos superficiales que son de montaña en sectores accidentados y las brizas marinas para sectores costeros.

1.4.2.1. Condiciones estándar del viento

Las características del viento inciden en su disponibilidad de aprovechamiento, por tal razón. Las condiciones estándar de la atmósfera se presentan a continuación en la tabla 1.

Tabla 1. Condiciones estándar de viento

Composición del aire seco	N ₂ 78.04%
	O ₂ 20.99%
	Ar 0.94%
	CO ₂ 0.03%
Presión	1013.25 mbar
Temperatura	15°C
Coeficiente de dilatación	1/273 (°C) ⁻¹
Densidad	1.2257 kg/m ³

Fuente: Villarubia Miguel (2004). Energía Eólica. Ediciones CEAC.

Adaptado de Tabla 1.8.

A partir de la bibliografía descrita en la tabla 2, se conoce que las condiciones de viento en el Ecuador son diversas debido a las características geográficas de nuestro país; de acuerdo a cada región el viento posee variaciones en su velocidad tanto en módulo como en dirección. Considerando las características

señaladas en la tabla, la región de la Sierra se destaca en su disponibilidad de explotación eólica debido a la compresión de los vientos; sin embargo las estribaciones occidentales de la cordillera andina cercanas a la zona subtropical, tienen condiciones idóneas para el aprovechamiento del recurso eólico, debido a que la llegada del viento de la Costa, choca con los vientos fríos de la Sierra, lo que provoca unas turbulencias gigantes y esto nos permite obtener ráfagas continuas y de gran potencia. En el caso de la región Insular cuenta con las brizas marinas del pacífico acompañada de la influencia volcánica. Por otra parte la región Oriental la generación de vientos se ve afectada por la frondosa vegetación característica.

Tabla 2. Condiciones físicas de viento en Ecuador

Región	Característica promedio			
	Rango de temperatura (°C)	Humedad relativa (%)	Velocidad del viento (m/s)	Dirección de los vientos
Costa	[24,32]	[50,80]	4	SE
Sierra	[16,26]	[40,85]	7	E
Oriente	[25,33]	[50,80]	4	NE
Región Insular	[25,33]	[50,80]	5	SE

Fuente: <http://186.42.174.231/pronostico/fuego.pdf>

1.4.3. Velocidad del viento

La magnitud para evaluar la viabilidad de utilización del viento como fuente de energía es la velocidad, esta medida es significativa debido a que es mecánicamente perceptible; sin embargo la velocidad del viento depende de muchos factores asociados al entorno, como la orografía y climatología de la zona, además de involucrar aspectos físicos como la presión y la temperatura, la rugosidad del terreno y la humedad relativa.

La velocidad del viento es una magnitud vectorial aleatoria y variable tanto en su módulo y dirección, por tal razón es necesaria la aplicación de técnicas estadísticas y experimentales para su análisis y proyección. Un ejemplo puede ser una toma de datos extensa, representativa en periodo de tiempo y frecuencia, diversa en los registros de momentos del día y la semana, con el uso adecuado de la instrumentación básica para la toma de los datos, como lo son el anemómetro para el módulo y la veleta para la dirección. Para ello, es necesario el uso de extrapolaciones que consideran la altura referente a la superficie y demás simulaciones que involucran los aspectos geográficos de la zona.

1.4.3.1. Medida y representación de la velocidad del viento.

La velocidad del viento es medida preferentemente en metros por segundo por la practicidad técnica, su frecuencia de medición depende del alcance del proyecto, sin embargo se recomienda no ser mayor de 0.2 Hz, los periodos de medición recomendables son cada 10, 30 y 60 minutos. Finalmente se debe considerar un valor promedio con el número de valores instantáneos de velocidad y el banco de datos registrado, para que posteriormente sean tratados estadísticamente en función de obtener parámetros de proyección y representaciones graficas de tendencia. A partir de lo descrito por Miguel Villarubia [16] se considera la velocidad media, desviación estándar e índice de variabilidad se determina a través de las siguientes ecuaciones;

$$\bar{v} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i \quad (\text{Ecuación 1})$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^2} \quad (\text{Ecuación 2})$$

$$I_t = \frac{\sigma}{\bar{v}} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Dónde;

\bar{v} : Velocidad media de viento.

v : Velocidad de viento.

N : Número de datos.

σ : Desviación estándar.

I_t : Índice de variabilidad

1.4.3.2. Dirección del viento

La dirección del viento al igual que el módulo de la velocidad es fluctuante, esta es medida considerando solo el horizonte, se expresa generalmente en grados y corresponde a los puntos cardinales. También es necesario determinar una dirección promedio utilizando la frecuencia y periodo aplicados en la velocidad., con el fin de determinar direcciones dominantes y tener en cuenta una orientación adecuada en el diseño, para esto se puede representar gráficamente en un diagrama de la rosa de los vientos.

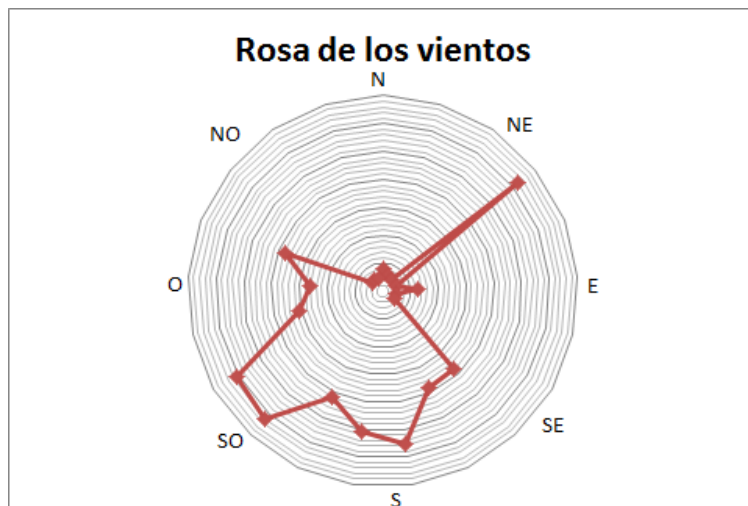


Figura 4. Ejemplo de diagrama de rosa de los vientos.

Elaboración propia

1.4.3.3. Densidad de probabilidad

Considerando la aplicación de la estadística descriptiva en la determinación de frecuencias acumuladas, la tendencia de la velocidad de viento se ajusta a la distribución de la función densidad de probabilidad que corresponde a la ley de Weibull; donde inciden el factor de escala y el factor de forma, cuyos valores influyen de manera gráfica en la predicción de velocidades de viento para el aseguramiento en la continuidad del recurso eólico.

La función densidad de probabilidad de Weibull se forma a partir de la ecuación dada a continuación.

$$\phi(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Dónde;

$\phi(v)$: Función densidad de probabilidad.

k : Factor de forma.

c : Factor de escala.

v : Velocidad de viento.

1.4.4. Potencial eólico

El potencial eólico es la disponibilidad que tiene una zona para generar energía eólica, a partir de un flujo másico de viento circulante a cierta velocidad; dicho potencial representa el resultado de una exhaustiva investigación sobre una región, por la contribución técnico estadística de las mediciones de velocidad y dirección, además del estudio geográfico y físico del lugar.

El potencial eólico se puede cuantificar a través de la potencia eólica disponible, que se determina por el producto entre la densidad del aire, el área de contacto del viento con el sistema diseñado y el cubo de la velocidad.

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A \bar{v}^3 \quad (\text{Ecuación 5})$$

Donde;

P_d : Potencia disponible.

ρ : Densidad del aire.

A : Área de contacto.

\bar{v} : Velocidad promedio de viento.

1.4.5. Generadores eólicos

Un generador eólico es una máquina que transforma la energía eólica en energía mecánica, para que esta sea a su vez aprovechada directamente a través de mecanismos de accionamiento llamados aeromotores, o para producir electricidad a través de la aplicación de generadores eléctricos llamados aerogeneradores.

Los aerogeneradores generalmente se clasifican en dos grandes grupos, las máquinas de eje horizontal y las máquinas de eje vertical.

1.4.5.1. Aerogeneradores de eje horizontal

Las máquinas de eje horizontal son aquellas que su eje de rotación es paralelo a la dirección del viento; son los más utilizados en la ingeniería por su versatilidad energética. En términos generales consta de un rotor formado por palas o álabes que realizan la conversión de energía, una caja de engranajes que multiplica la velocidad, un alternador que produce corriente eléctrica, una góndola que sirve como regulación y control, finalmente una torre de sustentación o contención como se muestra en la figura 5.

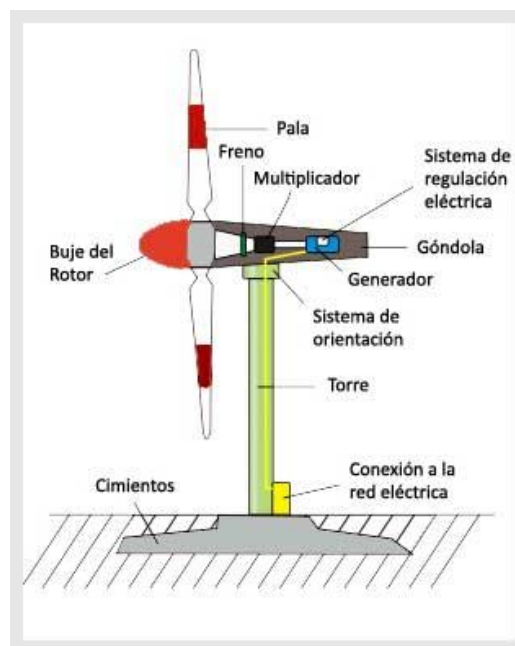


Figura 5. Estructura de aerogenerador de eje horizontal.

Fuente: <http://celia8290.blogspot.com/>

Según el número de palas y el requerimiento del diseño en cuanto a la velocidad, estos aerogeneradores pueden ser bipalas y tripalas que son aerogeneradores de alta velocidad y multipalas que son para velocidades de intermedia a baja.

Se destaca además el grupo de los microgeneradores eólicos que se distinguen por generar hasta 10 kW y presentar un diámetro de giro hasta 1.5 m; estos pueden ser de ejes horizontal o vertical.

1.4.5.2. Aerogeneradores de eje vertical

Los aerogeneradores de eje vertical son máquinas cuyo eje de giro son perpendiculares a la dirección del viento, dicha característica se ilustra como ejemplo en la figura 6; estos aerogeneradores son limitados en su implementación por razones técnicas, puesto que solo pueden ser usados para vientos lentos y es poco práctico para la regulación y control de la potencia entregada en las palas, económicamente representan una inversión mayor de material por metro cuadrado que las máquinas de eje horizontal.



Figura 6. Ejemplo de aerogenerador de eje vertical.

Fuente: <https://www.pinterest.com/pin/469500329881501590/>

Ante las desventajas mencionadas previamente estos aerogeneradores presentan ventajas técnicas significativas, como por ejemplo el hecho de que son

omnidireccionales, es decir que aceptan la dirección del viento en toda dirección, lo que requerirá un diseño más simple; otras ventajas son el que pueden funcionar a múltiples condiciones climáticas, son ligeras pudiendo ser utilizadas en la ciudad y al nivel del suelo, son económicamente rentables en su mantenimiento y pueden ser más eficientes por presentar menos pérdidas de transmisión.

Los aerogeneradores de eje vertical más conocidos son el rotor de arrastre diferencial llamado Savonius y el rotor de variación cíclica de incidencia llamado Darrieus, ambos mostrados en la figuras 7 y 8 respectivamente. Existen otros modelos que parten de la combinación de los mencionados.



Figura 7. Imagen de aerogenerador Savonius.

Fuente: <http://bricolsec.canalblog.com/archives/2008/07/11/9834639.html>



Figura 8. Imagen de aerogenerador Darrieus.

Fuente: <http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/2015/01/08/energia-eolica->

1.4.6. Microgenerador Savonius

Los aerogeneradores tipo Savonius están basados en el arrastre del rotor, producido por la fuerza aerodinámica que ejerce el flujo de aire sobre superficie de contacto; este aerogenerador frecuentemente gira a velocidades menores a 100 RPM pero produce un elevado torque que puede ser usado para el bombeo de agua y para la generación de electricidad. Su estructura mecánica se observa en la figura 9.

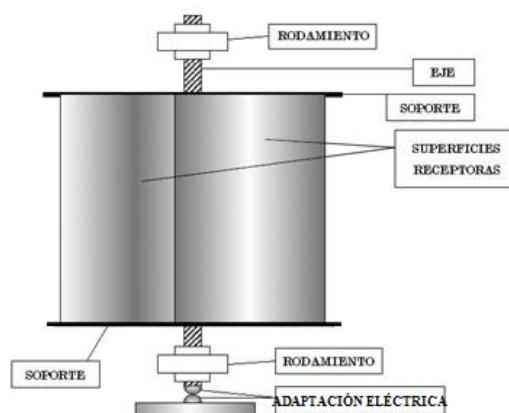


Figura 9. Estructura mecánica del Savonius.

Fuente: <http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/2015/01/08/energia-eolica-tipos-de-turbinas-de-viento/>

En el aerogenerador Savonius, el rotor vertical es accionado por las superficies receptoras llamadas cazoletas o casquetes; estas pueden ser cilíndricas como se observa en la figura 7, esféricas como se muestra en la figura 10 y helicoidales como se muestra en la figura 6; los casquetes experimentan el giro debido a la fuerza aerodinámica aplicada en su concavidad y convexidad. El valor de la fuerza aerodinámica se depende de la densidad del aire, del área de la sección transversal al flujo de aire de la superficie de contacto, de la velocidad relativa del aire respecto al objeto y de un coeficiente aerodinámico que representa la geometría de las cazoletas.



Figura 10. Imagen de aerogenerador Savonius de casquete esférico.

Fuente: <http://bricolsec.canalblog.com/archives/2008/07/11/9834639.html>

1.4.6.1. Potencia eólica en aerogeneradores Savonius

La potencia eólica se determina por el producto de la fuerza neta, que es la diferencia entre las fuerzas aerodinámicas en cada cazoleta y la velocidad lineal.

La potencia máxima en un aerogenerador Savonius de cazoletas cilíndricas, esféricas y helicoidales considerando sus coeficientes aerodinámicos de resistencia, se obtienen respectivamente con las ecuaciones dadas a continuación;

$$P_m = 0.347 \left[\frac{1}{2} \rho A \bar{v}^3 \right] \quad (\text{Ecuación 6})$$

$$P_m = 0.197 \left[\frac{1}{2} \rho A \bar{v}^3 \right] \quad (\text{Ecuación 7})$$

$$P_m = 0.167 \left[\frac{1}{2} \rho A \bar{v}^3 \right] \quad (\text{Ecuación 8})$$

Donde;

P_m : Potencia máxima.

ρ : Densidad del aire.

A : Área de contacto.

\bar{v} : Velocidad promedio de viento.

1.4.7. Microgenerador Darrieus

El aerogenerador Darrieus está formado por álabes o palas arqueadas aerodinámicamente, como se muestra en la figura 11, permitiendo la acción de giro ejecutado por el viento en el rotor de eje vertical. Los alabes son biconvexos y experimenten una fuerte fuerza centrífuga.

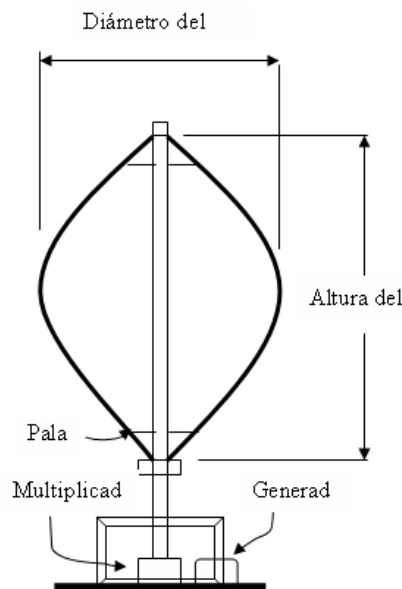


Figura 11. Estructura mecánica del Darrieus.

Fuente: <http://www.energybook.co.uk/darrieus-wind-generator-plan.html>

Este aerogenerador presenta el problema que no puede arrancar directamente, teniendo que utilizarse un sistema de arranque secundario, aunque una vez en marcha es capaz de mantenerse gracias a su aerodinámica. Sin embargo es su misma aerodinámica lo que representa cierta ventaja sobre el Savonius, al tener un coeficiente de potencia mayor que incide sobre la velocidad específica del rotor. Finalmente la mayor desventaja del rotor Darrieus es la complejidad de construcción frente al Savonius.

De acuerdo a estudios realizados por fabricantes [2] la potencia máxima en un rotor Darrieus se determina con la siguiente ecuación.

$$P_m = \frac{1}{8} \pi c_m r H \rho \bar{v}^3 \quad (\text{Ecuación 9})$$

Donde;

P_m : Potencia máxima

ρ : Densidad del aire

r : Radio de giro del rotor

H : Altura de los alabes

c_m : Coeficiente de par de giro

\bar{v} : Velocidad promedio de viento

De acuerdo a publicaciones científicas [16] el valor máximo de c_m es 0.5 por lo tanto la ecuación final quedaría de la siguiente manera.

$$P_m = 0.391 \left[\frac{1}{2} \rho r H \bar{v}^3 \right] \quad (\text{Ecuación 10})$$

CAPÍTULO 2

2. SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

2.1. Introducción

La presente investigación utilizó diferentes criterios experimentales para la validación del diseño, como por ejemplo la evaluación de la serie temporal de viento local, la selección de sistemas y materiales apropiados, bajo la guía y aplicación de directrices que garanticen la optimización del sistema de generación.

2.2. Ubicación geográfica

El banco de pruebas a diseñar será para la utilización de las actividades investigativas del CDTS de la ESPOL, mismo que se encuentra ubicado en las instalaciones de la FIMCP y pretende ser evaluado en la zona.

La ESPOL se encuentra ubicada en la ciudad de Guayaquil, puerto receptor al golfo que lleva el mismo nombre y que dispone de las cualidades propias del sector costero; el campus Gustavo Galindo cuenta con 690 hectáreas, de las cuales 600 son consideradas bosque protector juntos al área protegida de La Prosperina que colinda con el cerro Azul y el cerro Blanco.

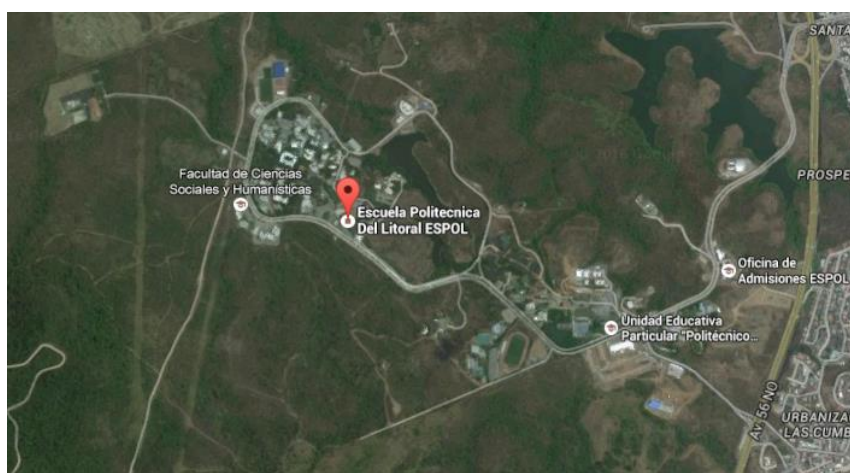


Figura 12. Imagen de ubicación geográfica de la ESPOL.

Fuente: Google earth.

2.1.2. Descripción técnica de la zona

Los aspectos técnicos y generales que son significativos para el diseño, están organizados en la tabla 3 mostrada a continuación.

Tabla 3. Descripción geográfica de la ESPOL

Campo de estudio	ESPOL
Ubicación política	Guayaquil – Ecuador
Ubicación geográfica	2°07'32"S 79°50'48"O
Elevación	110 m.s.n.m
Temperatura promedio anual	Máxima 30° Mínima 21°
Presión	1010.16 HPa
Humedad relativa	62%
Densidad del aire	1.15 kg/m ³

Fuente: <http://www.eltiempo.es/quavaquil.html>

2.3. Especificaciones de la muestra

Para la selección apropiada de alternativas que permitan generar el diseño propuesto, se han considerado la recopilación de datos de velocidad de viento, tomadas en el campus Gustavo Galindo de la ESPOL desde el 2011 hasta el 2015; dichos datos se obtuvieron con la medición ininterrumpida del módulo y dirección de velocidades, cada día del año en cada hora del día y con una frecuencia de 10 minutos.

2.3.1. Muestras aleatorias

Las muestras recopiladas han sido organizadas anualmente considerando el promedio mensual; los datos de velocidades medidas en metros por segundo se exponen en la tabla 4 mostrada a continuación, esta permite identificar los meses de menor y mayor frecuencia de vientos, además de aportar criterios técnicos para el diseño.

Tabla 4. Datos promediales de velocidad de viento

Mes	2011	2012	2013	2014	2015	Promedio
Enero	2.03	1.88	1.78	1.43	1.33	1.69
Febrero	2.18	1.76	1.55	1.22	1.21	1.58
Marzo	2.05	1.69	1.43	1.63	1.31	1.62
Abril	2.06	1.73	1.59	1.49	1.51	1.68
Mayo	2.22	2.11	1.95	2.01	1.68	1.99
Junio	2.29	2.38	2.18	2.09	1.88	2.16
Julio	2.61	2.63	2.43	2.29	2.53	2.50
Agosto	2.88	3.14	3.04	3.11	2.79	2.99
Septiembre	2.79	3.36	2.97	3.08	3.15	3.07
Octubre	2.74	3.17	2.93	2.97	2.92	2.95
Noviembre	2.78	3.02	2.81	2.77	2.74	2.82
Diciembre	2.31	2.67	2.09	2.11	2.09	2.25
Promedio	2.41	2.46	2.23	2.18	2.10	2.28

Elaboración propia

2.3.2. Determinación de Velocidad promedio

De acuerdo a la aplicación de la ecuación (1) de estadística descriptiva la velocidad promedio del viento es 2.2803 m/s. Se considera también la aplicación de la ecuación (2) para determinar la desviación estándar cuyo valor resultante es 1.1955 m/s; con los valores de velocidad y desviación estándar determinamos el índice de variabilidad con la ecuación (3).

$$I_t = \frac{1.1955}{2.2803} = 0.5243$$

2.3.3. Diagrama de frecuencias

A continuación se presenta la tabla 5, que contiene las clases y las frecuencias con intervalos de clase de velocidades de viento v ; seguido de este se muestran los histogramas de frecuencia relativa y frecuencia relativa acumulada

presentados en las figuras 13 y 14 respectivamente; se ha considerado un total de 244318 datos.

Tabla 5. Tabla de frecuencias de velocidades de viento

Clase	Intervalo de clase de v (m/s)	Centro de clase de v (m/s)	Frecuencia de clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada (%)
0	$0 \leq v < 1$	0,50	11505	0,047090	4,71
1	$1 \leq v < 2$	1,50	59242	0,242479	28,96
2	$2 \leq v < 3$	2,50	66756	0,273234	56,28
3	$3 \leq v < 4$	3,50	45006	0,184211	74,70
4	$4 \leq v < 5$	4,50	27674	0,113270	86,03
5	$5 \leq v < 6$	5,50	16173	0,066197	92,65
6	$6 \leq v < 7$	6,50	9002	0,036845	96,33
7	$7 \leq v < 8$	7,50	4818	0,019720	98,30
8	$8 \leq v < 9$	8,50	2371	0,009705	99,28
9	$9 \leq v < 10$	9,50	1102	0,004511	99,73
10	$10 \leq v < 11$	10,50	422	0,001727	99,90
11	$v \geq 11$	----	247	0,001011	100,00

Elaboración propia

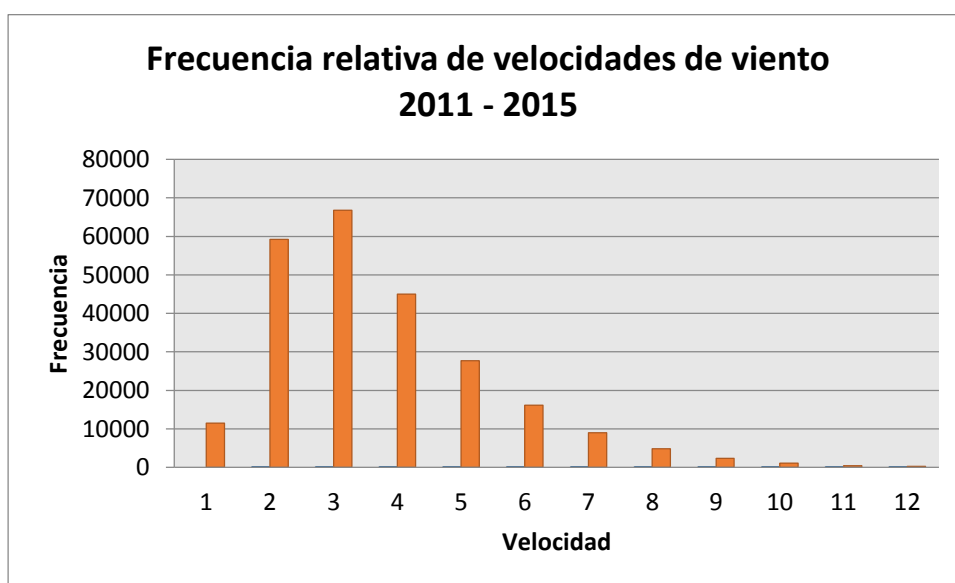


Figura 13. Diagrama de frecuencia relativa de velocidades de viento.

Elaboración propia.

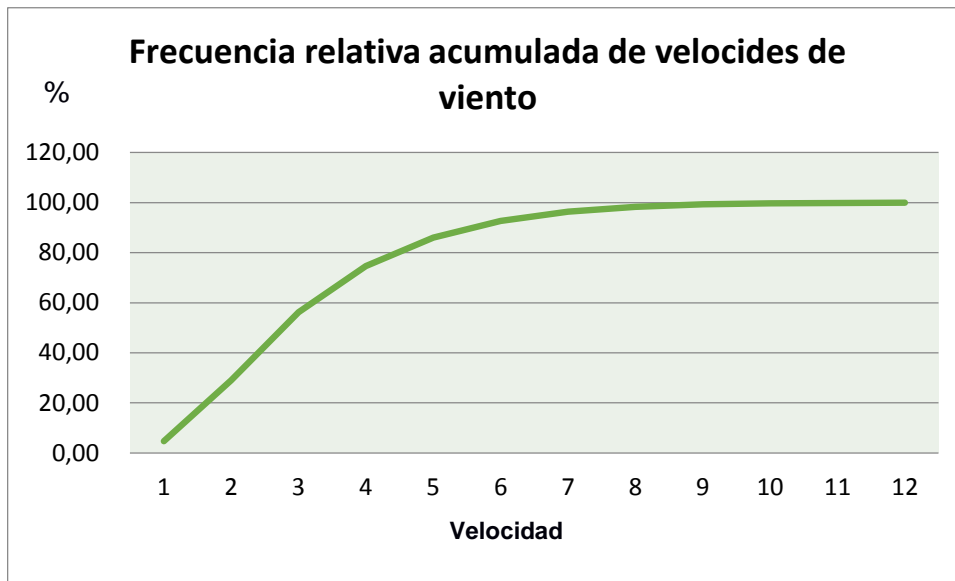


Figura 14. Diagrama de frecuencia relativa acumulada de velocidades de viento.

Elaboración propia.

2.3.4. Determinación de los parámetros de Weibull

De acuerdo a lo propuesto en el capítulo anterior la tendencia de la velocidad se ajusta a la función densidad de probabilidad de Weibull; dicha función requiere inicialmente de la determinación del parámetro k que es el factor de forma y del parámetro c que es el factor de escala, especificados en la ecuación (4).

Tomando en cuenta las bibliografías consultadas [3], se estima el valor de c aproximado al valor de la velocidad promedio de viento, es decir $c = 2.28$; mientras que para el valor del parámetro de forma, se sugiere un valor de $k = 2$, debido a es el valor que se ajusta a sectores cercanos a la costa, de acuerdo a estudios realizados por fabricantes de aerogeneradores eólicos.

Se puede considerar también el valor de $k = 2$ como resultado de la relación de este factor con el índice de variabilidad a través de la siguiente ecuación.

$$k = 0.98(I_t)^{1.11} \quad \text{(Ecuación 11)}$$

Reemplazando el valor de I_t de la ecuación (3) nos queda:

$$k = 0.98(0.5243)^{1.11} = 1.999$$

2.3.5. Densidad de probabilidad

Con los factores establecidos y los datos de velocidad de viento, se obtiene la función densidad de probabilidad de Weibull, usando la gráfica de la ecuación (4) mostrada en la figura 15.

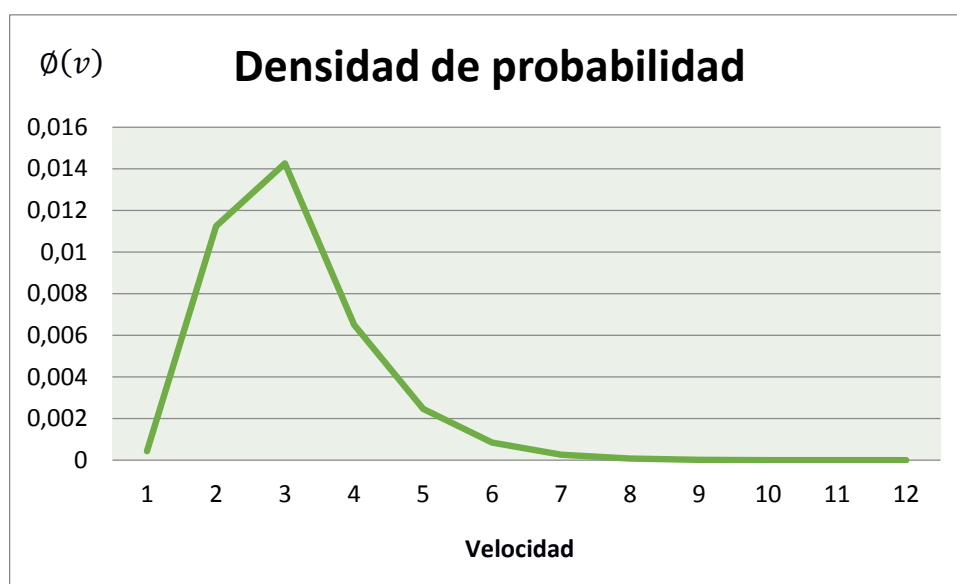


Figura 15. Densidad de Probabilidad de Weibull.

Elaboración propia

2.3.6. Determinación de dirección promedio

La dirección promedio de cada año evaluado y general de todo el periodo, se encuentran organizadas en la siguiente tabla.

Tabla 6. Tabla de promedio de direcciones de velocidad de viento

Año	Ángulo	Dirección
2011	215,55	SSO
2012	213,34	SSO
2013	211,23	SSO
2014	209,86	SSO
2015	213,53	SSO
Promedio	212,36	SSO

Elaboración propia

Considerando los datos recopilados de dirección de viento podemos expresar la rosa de los vientos representativa de la zona, mostrada en la figura 16 y donde se puede identificar la convergencia estadística de la dirección del viento.

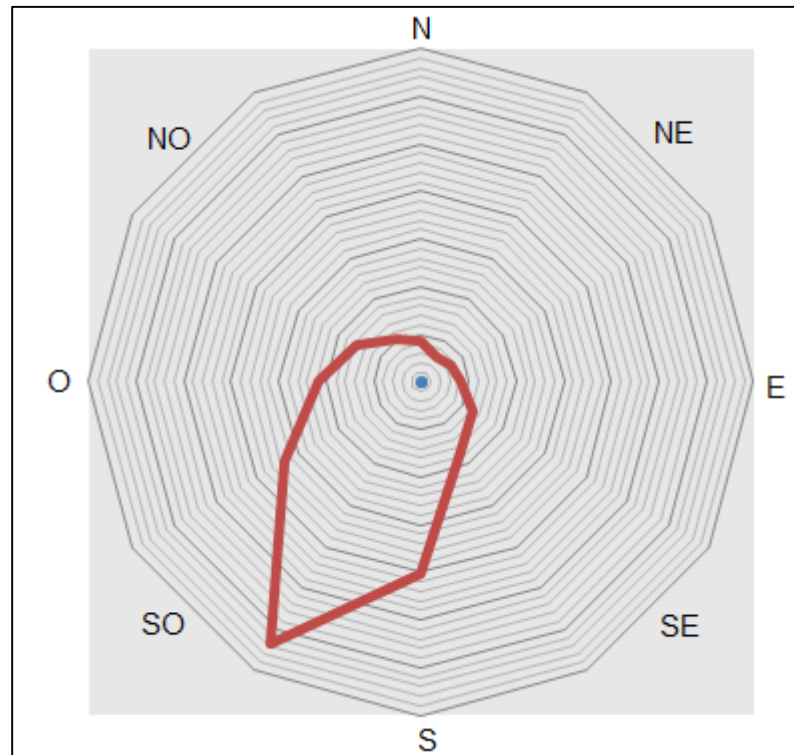


Figura 16. Diagrama de rosa de los vientos de la zona.

Elaboración propia

2.4. Potencial eólico disponible de la zona

Utilizando la ecuación (5), se determina el potencial eólico de la zona por unidad de área, considerando la velocidad promedio de viento de la zona y la densidad del aire. Este valor permitirá comparar las alternativas de diseño que se propongan.

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} \rho \bar{v}^3$$

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} (1.15 \text{kg/m}^3) (2.28 \text{m/s})^3$$

$$\frac{P_d}{A} = 6.82 \text{ W/m}^2$$

2.5. Selección de alternativas

Tomando en cuenta la amplia gama de alternativas de microgeneradores eólicos de eje vertical, que se pueden instalar en zonas con características del litoral ecuatoriano, cuyo potencial eólico es pequeño debido a los bajos valores de velocidad registrados, se proponen las siguientes opciones para el diseño:

- a) Rotor Darrieus
- b) Rotor Savonius de casquete cilíndrico
- c) Rotor Savonius de casquete esférico
- d) Rotor Savonius de casquete helicoidal

Cada una de estas alternativas presenta una potencia máxima disponible de acuerdo a su ingeniería; esta potencia permite hacer una comparativa preliminar sobre las opciones más viables para el diseño propuesto, como se muestra en la tabla 7. Para la comparación se utiliza las ecuaciones (10), (6), (7), (8) respectivamente, considerando el valor de potencia disponible máxima calculado de la ecuación (5).

Tabla 7. Comparación de potencia máxima disponible de alternativas

Rotor	Ecuación	Potencia máxima (W/m ²)
Darrieus	$\frac{P_m}{rH} = 0.391 \left[\frac{1}{2} \rho \bar{v}^3 \right]$	2.667
Savonius cilíndrico	$\frac{P_m}{A} = 0.347 \left[\frac{1}{2} \rho \bar{v}^3 \right]$	2.367
Savonius esférico	$\frac{P_m}{A} = 0.197 \left[\frac{1}{2} \rho \bar{v}^3 \right]$	1.343
Savonius helicoidal	$\frac{P_m}{A} = 0.167 \left[\frac{1}{2} \rho \bar{v}^3 \right]$	1.138

Elaboración propia

Se observa que el rotor Darrieus es la alternativa más eficiente, por presentar una potencia mayor por unidad de área según la comparativa de la tabla 7; sin embargo es necesario tomar en cuenta otros aspectos técnicos como la facilidad de construcción, factibilidad operativa y factibilidad económica.

2.6. Matriz de selección

Considerando las magnitudes calculadas y los criterios señalados en la siguiente matriz de selección de alternativas, se escogerá técnicamente la opción más apropiada.

Tabla 8. Matriz de selección de alternativas

Factor de peso	0.3	0.3	0.3	0.1	Total
Alternativas	Facilidad de construcción	Arranque a bajas velocidades	Disposición a direcciones variables	Costo de construcción	
Rotor Darrieus	$4(0.3)=1.2$	$5(0.3)=1.5$	$9(0.3)=2.7$	$5(0.1)=0.5$	5.9
Rotor Savonius casquete cilíndrico	$9(0.3)=2.7$	$9(0.3)=2.7$	$8(0.3)=2.4$	$9(0.1)=0.9$	8.7
Rotor Savonius casquete esférico	$5(0.3)=1.5$	$8(0.3)=2.4$	$8(0.3)=2.4$	$8(0.1)=0.8$	7.1
Rotor Savonius casquete helicoidal	$4(0.3)=1.2$	$8(0.3)=2.4$	$8(0.3)=2.4$	$8(0.1)=0.8$	6.8

Elaboración propia

Se observa en la tabla 8 que la opción más viable es la del rotor Savonius de casquete cilíndrico, por presentar mayor facilidad de construcción según los manuales de fabricantes de sistemas eólicos, frente a Darrieus que tiene gran complejidad de construcción por el alto grado de precisión en el arqueado de sus alabes y el ajuste con el eje de rotación, además este mismo aspecto incide en el

costo de construcción; otro aspecto operativo es la respuesta a la velocidad de arranque donde el rotor Savonius de casquete cilíndrico también destaca ya que el rotor Darrieus necesita un impulsor para iniciar el movimiento. Respecto a la disposición a trabajar con direcciones variables, se muestra que todas las alternativas tienen buena respuesta, propio de los aerogeneradores de eje vertical, se puede notar que el rotor Darrieus tiene una ligera ventaja debido al acondicionamiento de sus alabes, sin embargo no presenta mayor diferencia que el Savonius. Finalmente se escoge el Savonius cilíndrico ante el esférico y el helicoidal por presentar mayor potencia máxima disponible.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE COSTOS

3.1. Especificaciones del diseño

Tomando en cuenta la selección de alternativas presentada del capítulo anterior, es necesario aplicar las especificaciones apropiadas al potencial eólico analizado en la zona, para lo cual se describe a continuación el siguiente diagrama.

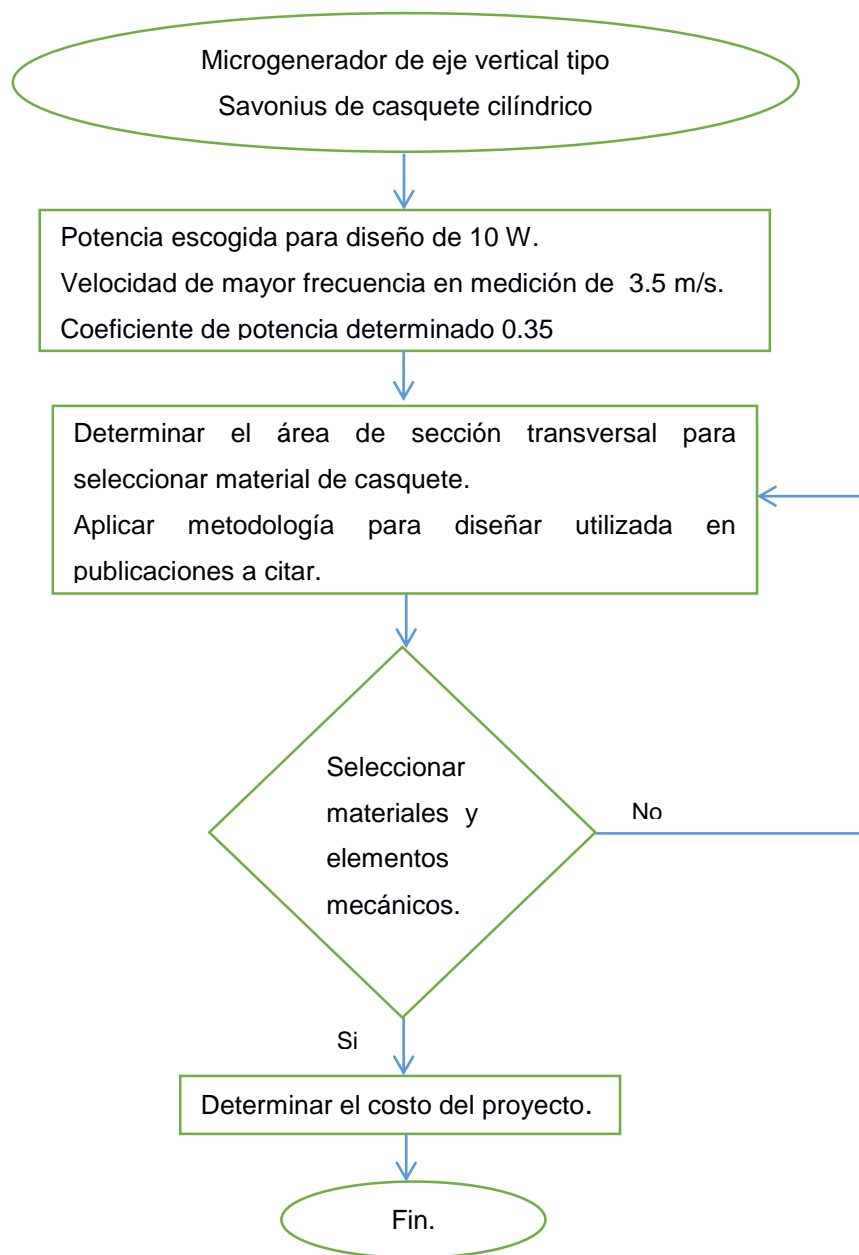


Figura 17. Diagrama de flujo de metodología del proyecto.

Fuente: Michael Espinoza.

En el diagrama mostrado se especifica una potencia de diseño de 10 W, cuyo valor es frecuente en la proyección de este tipo de microgeneradores eólicos de acuerdo a fabricantes, publicaciones e investigaciones de referencia.

Se toma en cuenta también el coeficiente de potencia apropiado para aerogeneradores Savonius, tabulado de acuerdo a la velocidad relativa específica de diseño en conjunto a variables geométricas, este valor es expresado como λ y para el rotor seleccionado corresponde un valor de 0.8, dando un aproximado coeficiente de potencia $C_p = 0.35$, que es presentado en la figura 18.

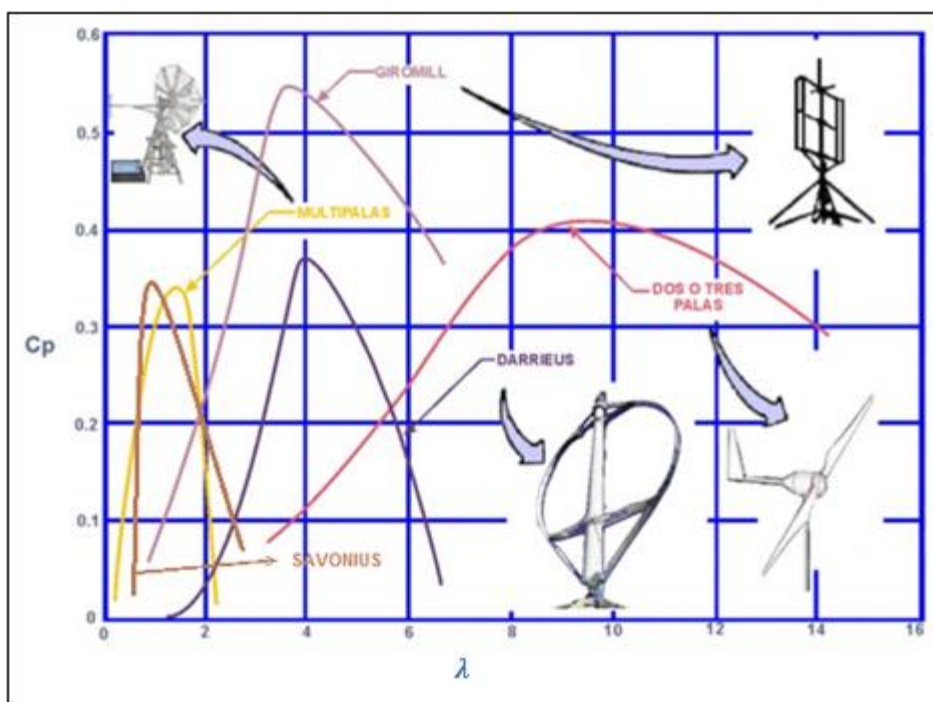


Figura 18. Diagrama de coeficiente de potencia para aerogeneradores eólicos.

Fuente: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia57/HTML/articulo03.htm>

Para los diseños posteriores se debe partir desde una velocidad de viento mínima que garantice un mecanismo que trabaje en todas las posibles condiciones eólicas; de acuerdo al estudio presentado en el capítulo anterior, el mes donde se registra la menor cantidad de velocidad es el mes de febrero, donde el promedio es 1.58 m/s; sin embargo es importante considerar que la velocidad promedio de mayor frecuencia es 3.5 m/s que está presente hasta en un 80% del tiempo anual

analizado, a partir de la misma se determinará la potencia del aerogenerador y el área de rotor, indispensable para cálculos del diseño.

3.1.1. Diseño de forma

A continuación se planteará un diseño preliminar que permitirá hacer el análisis para la posterior validación; se observa en la propuesta de la figura 19, un soporte estructural que sostiene un rotor Savonius de dos casquetes semicilíndricos y de un solo nivel.

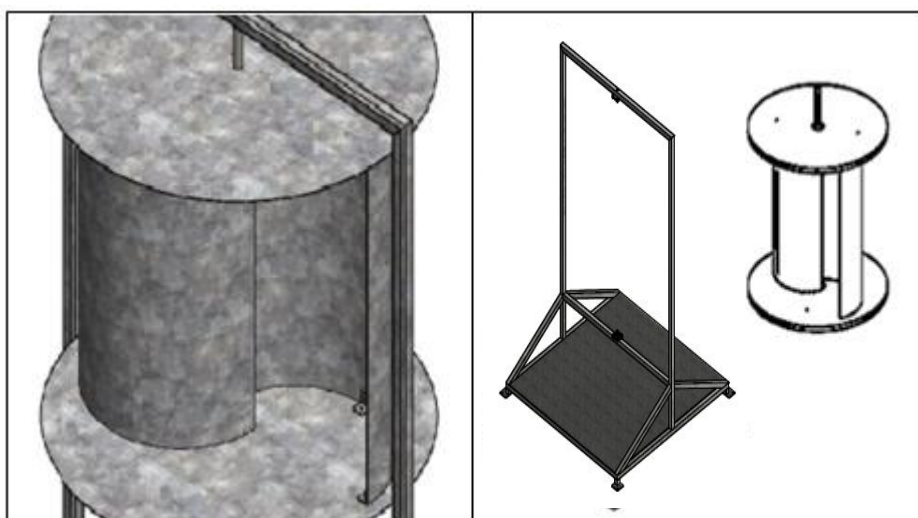


Figura 19. Imagen de diseño de forma de rotor Savonius

Fuente: Michael Espinoza

El diseño preliminar además de considerar los criterios de selección mencionados en el capítulo dos, también se ajusta a las siguientes condiciones:

- a) Posee un rotor de dos casquetes semicilíndricos excéntricos, que permite aprovechar la fuerza del viento, tanto en la cara cóncava como convexa; la excentricidad reducirá la fuerza de oposición en la cara convexa adicionándola en la cara cóncava. Ver anexo 4.
- b) El número de casquetes seleccionado es de dos, por presentar mayor eficiencia en ráfagas velocidad de viento mayor diferencia de presión; dicha velocidad es indispensable para la aplicación de los criterios de diseño del rotor. Ver anexo 4.

- c) El rotor tendrá solo un nivel para tener mayor potencia por consumo de material.
- d) El soporte estructural debe ser capaz de soportar el peso del rotor y sus elementos, además de superar las fuerzas inducidas por el viento.
- e) La estructura completa deber ser factible en su transporte e instalación, además de dar permisibilidad al montaje eléctrico.
- f) El sistema completo debe ser factible económicamente y adaptable a las inclemencias de la naturaleza.

3.2. Diseño del rotor

Para el diseño del rotor es necesario proceder al dimensionamiento y determinación del material de los casquetes, las tapas, el eje de transmisión y las respectivas juntas y mecanismos de sujeción.

3.2.1. Diseño de los casquetes

Considerando la selección del casquete cilíndrico, de acuerdo a la a matriz de decisiones planteada en el capítulo anterior, se revisó diseños similares publicados por revistas científicas [14] donde se considera las siguientes relaciones;

$$H = 1.5D \quad \text{(Ecuación 12)}$$

Donde;

H : Altura del rotor o del casquete semicilíndrico

D : Diámetro del rotor

Tomando en cuenta que lo manifestado en el primer capítulo sobre la definición de microgenerador se utilizará el diámetro de barrido del rotor $D = 1.5 \text{ m}$, por lo tanto $H = 2.25 \text{ m}$ de acuerdo a la ecuación 12. Con los valores manifestados se determina el área A del semicilindro a través de la relación adjunta, que representa el área transversal al flujo de aire como se muestra en la figura 20;

dicha relación es considerada experimentalmente de acuerdo a las bibliografías consultadas [12].

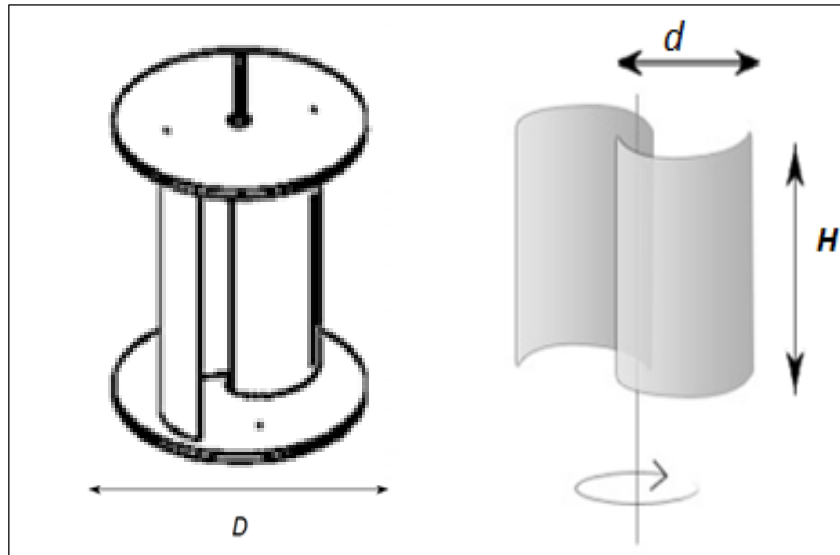


Figura 20. Dimensiones del rotor

Fuente: Michael Espinoza

Se calcula el valor de A con la ecuación 13.

$$A = HD \quad \text{(Ecuación 13)}$$

$$A = (2.25)(1.5) = 3.375 \text{ m}^2$$

Con el valor del diámetro de barrido del rotor se determina el diámetro del casquete indicado en la figura 21 y calculado con la ecuación 14 descrita a continuación.

$$D = 2d - e \quad \text{(Ecuación 14)}$$

Donde;

d : Diámetro del casquete

D : Diámetro del rotor

e : Separación entre casquetes

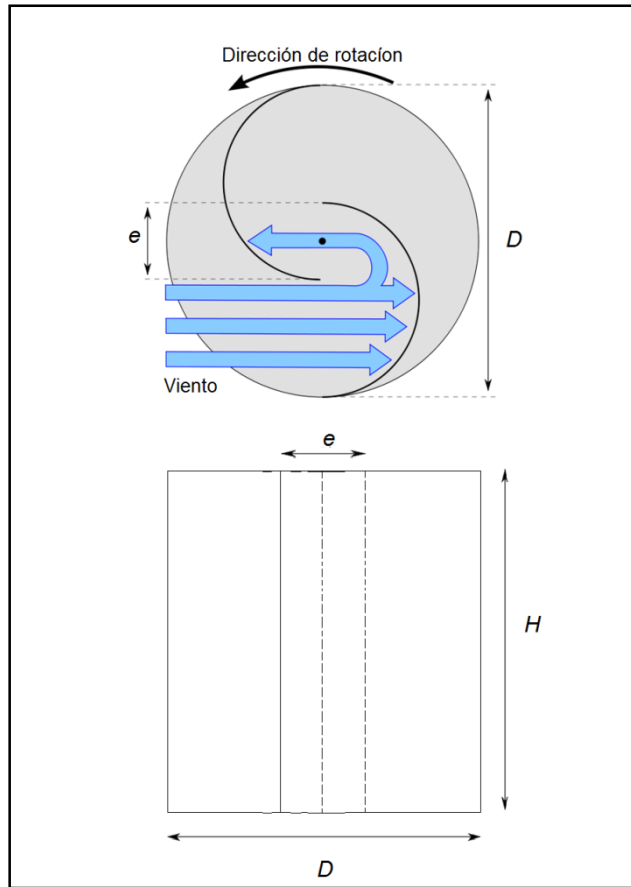


Figura 21. Dimensiones de los casquetes

Fuente: Michael Espinoza

De acuerdo a lo mostrado en el anexo 4, se conoce que el espesor que genera mejor eficiencia en el rotor corresponde al 20% del diámetro del casquete, dicho valor se aplica en la ecuación 14.

$$D = 2d - 0.2d = 1.8d$$

Por lo tanto;

$$d = \frac{1.5}{1.8} = 0.83 \text{ m}$$

Considerando el área calculada se puede determinar la potencia del aerogenerador aplicando los criterios de diseño mencionados al inicio del capítulo, para esto determinamos la potencia máxima de viento con la ecuación 6 para rotores Savonius.

$$P_m = 0.347 \left[\frac{1}{2} (1.15)(3.375)(3.5)^3 \right] = 28.81 \text{ W}$$

Dicho valor permite determinar la potencia del aerogenerador P_{aero} con la relación dada a continuación usando el coeficiente de potencia C_p y la potencia máxima de viento.

$$P_{aero} = C_p P_m \quad (\text{Ecuación 15})$$

$$P_{aero} = (0.35)(28.81) = 10.11 \text{ W}$$

Se observa que con las dimensiones consideradas para el casquete se obtiene la potencia deseada de 10 W.

Para la selección del material para el rotor y para su total dimensionamiento, se procede a la determinación de la presión que ejerce el viento sobre el casquete, se aplica la relación dada a continuación.

$$P_r = \frac{1}{2} \rho v^2 \quad (\text{Ecuación 16})$$

Donde;

P_r : Presión de viento

ρ : Densidad del viento

v : Velocidad del viento máximo registrado, misma que se usará 30 m/s correspondiente a ráfagas máximas de vientos en la zona.

Con dichos valores se determina el valor de la presión en la ecuación 16.

$$P_r = \frac{1}{2} (1.15)(30)^2 = 517.5 \text{ Pa}$$

De acuerdo a manuales de diseño consultados [16], la presión real P_{rREAL} para cilindros le corresponde un valor de corrección $\eta = 0.6$.

$$P_{rREAL} = 0.6(517.5) = 310.15 \text{ Pa}$$

Con el valor mencionado a continuación se procede a obtener la fuerza F aplicada a los casquetes con la ecuación 17.

$$F = P_{rREAL}A \quad (\text{Ecuación 17})$$

$$F = 310.15(3.375) = 1046.76 \text{ N}$$

La fuerza que reciben los casquetes es la fuerza centrípeta del rotor; esta se determina a través de la ecuación 18 planteada en las bibliografías de referencia.

$$F = \frac{mD\omega^2}{2} \quad (\text{Ecuación 19})$$

Donde;

F : Fuerza aplicada a los casquetes.

m : Masa del casquete

D : Diámetro del rotor.

ω : Velocidad angular del rotor.

Para la obtención de la velocidad angular del rotor se aplica la ecuación (20) planteada en las bibliografías de referencia [7]:

$$\omega = \frac{2\lambda v}{D} \quad (\text{Ecuación 20})$$

Donde;

ω : Velocidad angular del rotor.

λ : Velocidad relativa específica del diseño que corresponde a 0.8.

v : Velocidad del viento máximo registrado, misma que se usará 30 m/s correspondiente a ráfagas máximas de vientos en la zona.

D : Diámetro del rotor.

Considerando los valores conocidos de obtiene se aplican en la ecuación 20.

$$\omega = \frac{2(0.8)(30)}{1.5} = 32 \text{ rad/s}$$

De la ecuación 19 se obtiene la masa del casquete.

$$m = \frac{2F}{D\omega^2} = \frac{2(1046.76)}{1.5(32)^2} = 1.36 \text{ kg}$$

Con ayuda de las bibliografías consultadas [4] se determina que las paredes del cilindro apropiadas para el rotor Savonius son de 5 mm; dicho valor junto al diámetro de los casquetes estimado previamente, permiten determinar el volumen de los casquetes $\forall = 0.0010127 \text{ m}^3$, que contribuye a calcular la densidad del material requerido para el rotor con la ecuación 21.

$$\rho = \frac{m}{\forall} \quad (\text{Ecuación 21})$$

$$\rho = \frac{1.36}{0.0010127} = 1343.46 \text{ kg/m}^3$$

Tomando en cuenta el valor calculado, se identifica la necesidad de utilizar un material cuyo peso específico y cuya densidad que se ajusten al valor estimado. Para esto es preferentemente tomar como referencia un material acrílico que presente gran resistencia al impacto y a la fluencia, sugerido en las bibliografías consultadas [8].

3.2.2. Diseño de las tapas

Para el diseño de las tapas se utilizará el mismo material seleccionado para los casquetes, tomando en cuenta el espesor de 5 mm sugerido por los estudios investigativos consultados; dichas referencias también sugieren que las tapas de sección circular se dimensionen a través de la siguiente relación.

$$d_t = 1.1D \quad (\text{Ecuación 22})$$

$$d_t = 1.1(1.5) = 1.65 \text{ m}$$

Donde;

d_t : Diámetro de la tapa.

D : Diámetro del rotor.

Con dicho valor se puede determinar el volumen de las tapas y posteriormente determinar la masa de las mismas con la ecuación 21.

$$m = \rho V = (1343.46)(0.0010021) = 1.34 \text{ kg}$$

Se ratifica la construcción del rotor se selección del material acrílico marca CELL CAST IMPACTA cuyas especificaciones técnicas son planteadas en el anexo 4.1.

3.2.3. Selección de uniones y sujeción

Las uniones que se usarán entre los casquetes y las tapas, son ángulos estructurales de 90° de acero ASTM A36 de dimensiones 30x30x30 mm en sus aristas y de 3 mm de espesor; estos estarán ubicados en los extremos de las semicircunferencias y en el centro del mismo teniendo apoyo más crítico, como se muestra en la figura, sin embargo los esfuerzos concentrados son despreciables respecto a la resistencia del material.

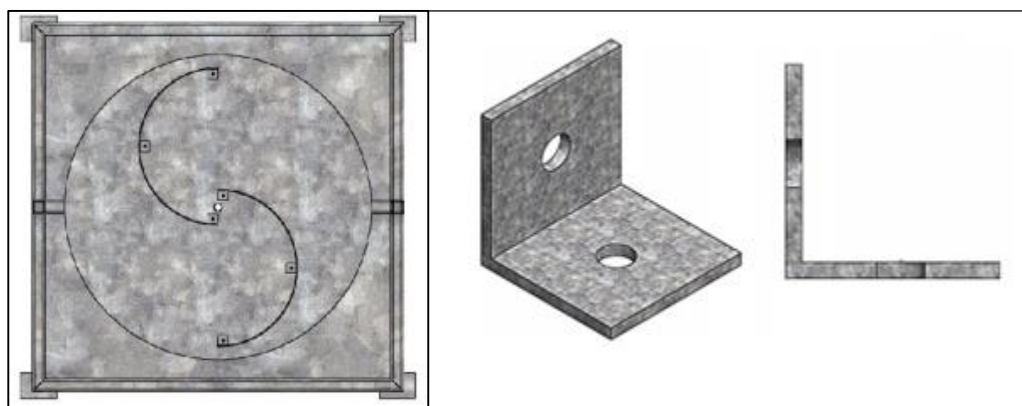


Figura 22. Platinas angulares de 90°

Elaboración propia

Los ángulos estructurales estarán sujetas con pernos ASTM A307 de 5/8 pulgada de diámetro, los cuales recibirán la fuerza del viento para accionar la rotación de las tapas; considerando esto se procede a calcular el esfuerzo cortante soportado en el perno más crítico, con la ecuación 23 de acuerdo a las bibliografías consultadas [9].

$$\tau_p = \frac{F}{2A} \quad (\text{Ecuación 23})$$

Donde;

τ_p : Esfuerzo cortante en los pernos

F : Fuerza del viento

A : Área transversal del perno

Se tiene que:

$$\tau_p = \frac{1046.76}{2(0.000198)} = 5.23 \text{ MPa}$$

Considerando que la resistencia del perno es de 400 MPa, se concluye que el perno no fallará durante el funcionamiento del rotor.

3.3. Diseño del eje de transmisión

Para el eje de transmisión se requiere seleccionar un material utilizado comúnmente para el diseño de árboles de transmisión, como por ejemplo el acero que presenta las propiedades mecánicas y térmicas apropiadas para el diseño.

De acuerdo a los manuales de diseño de árboles consultados y las investigaciones semejantes revisadas, se sugiere la utilización del acero AISI – SAE 1045 laminado en frío que presenta las siguientes especificaciones descritas en la tabla 9.

Tabla 9. Propiedades del acero AISI – SAE 1045

Propiedades acero AISI – SAE 1045	
Densidad	7870 kg/m ³
Esfuerzo cortante máximo	650 MPa
Esfuerzo de fluencia	565 MPa

Elaboración propia

Considerando las propiedades y los valores propuestos, es necesario para el dimensionamiento determinar la masa del eje; se utilizará como referencia la densidad descrita y la estimación del volumen con las medidas provistas del rotor usando la ecuación 21.

$$m = \rho V = (7870)(0.0004859) = 3.82 \text{ kg}$$

Al analizar el árbol se procede a realizar un diagrama de cuerpo libre para identificar puntos de apoyo, reacciones, pares de torsión, fuerzas axiales y momento flector, que brindarán los criterios ingenieriles para el diseño.

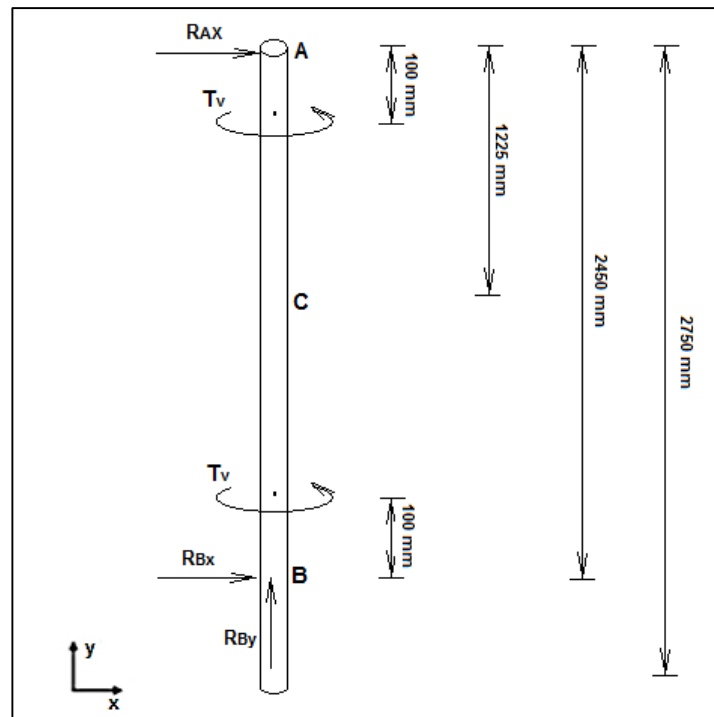


Figura 23. Diagrama de cargas del eje de transmisión

Elaboración propia

Aplicando el análisis estático se obtiene lo siguiente:

$$\sum F_x = 0$$

$$R_{Ax} + R_{Bx} = 0$$

$$R_{Ax} = -R_{Bx}$$

$$\sum F_y = 0$$

$$R_{Ay} - W_t = 0$$

$$R_{Ay} = W_t$$

$$\sum M_C = 0$$

$$-R_{Ax} \left(\frac{L}{2}\right) + R_{Bx} \left(\frac{L}{2}\right) + 2T_v = 0$$

$$R_{Bx} = -\frac{2T_v}{L}$$

Donde;

R_{Ax} : Reacción horizontal en el punto de apoyo A

R_{Ay} : Reacción vertical en el punto de apoyo A

R_{Bx} : Reacción horizontal en el punto de apoyo B

W_t : Peso total del rotor

T_v : Torque producido por el viento

L : Longitud del eje

Se considera el valor de las masas de cada elemento del rotor para determinar el peso total del eje, con la ecuación 23.

$$W_t = (2m_c + 2m_t + m_e)g \quad \text{(Ecuación 23)}$$

Donde;

W_t : Peso total del eje

m_c : Masa del casquete

m_t : Masa de la tapa

m_e : Masa del eje

g : Aceleración de la gravedad

Con los valores definidos se establece el peso total del eje y por lo tanto la reacción R_{By} con la ecuación 23.

$$R_{By} = W_t = [2(1.36) + 2(1.34) + 3.82](9.8) = 90.36 \text{ N}$$

Para la determinación de las demás reacciones es necesario definir el torque de viento T_v ejercido en las tapas con la ecuación 24.

$$T_v = Fr \quad \text{(Ecuación 24)}$$

Donde;

T_v = Torque del rotor

F = Fuerza del viento

r = Radio del rotor

Con los valores propuestos se procede a determinar las reacciones de acuerdo al análisis estático.

$$R_{Bx} = -\frac{2(1046.76)(0.75)}{2.45} = -570.96 \text{ N}$$

$$R_{Ax} = 570.96 \text{ N}$$

Con las reacciones calculadas se puede bosquejar el diagrama fuerza cortante y momento flector.

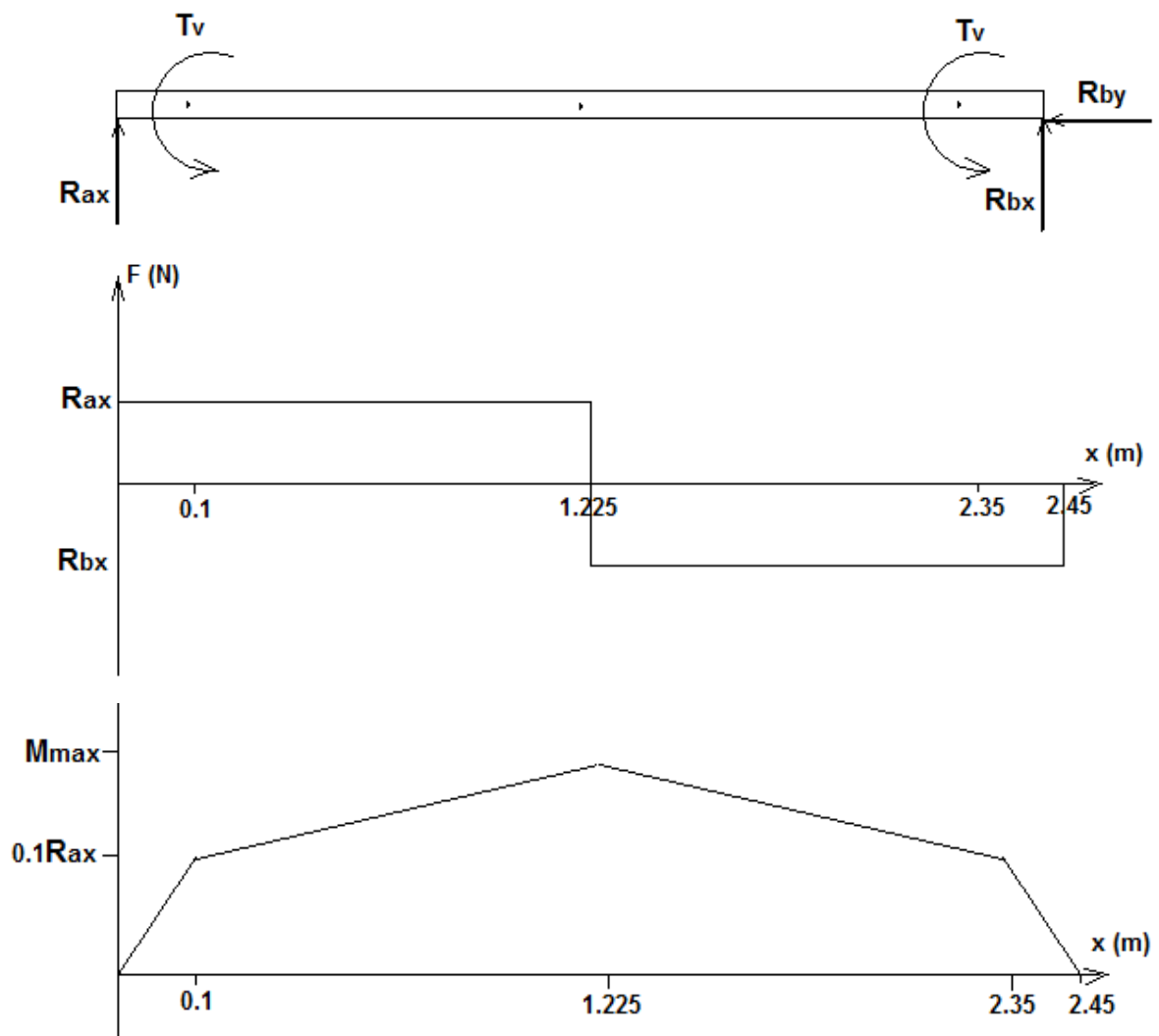


Figura 24. Diagramas de fuerza cortante y momento flector

Elaboración propia

Utilizando el diagrama de momento flector, se puede determinar el momento máximo M_{max} .

$$M_{max} = 0.1R_{Ax} + T_v$$

$$M_{max} = 0.1(570.96) + 785.07 = 842.09 \text{ N.m}$$

Los diagramas propuestos permiten considerar los parámetros para el diseño del eje, a través del cálculo del diámetro apropiado del mismo, que asegure la rigidez y resistencia satisfactoria; se aplicará el método de esfuerzos combinados como metodología, utilizado como criterio de diseño el eje sometido a torsión y flexión.

De acuerdo a la investigación los esfuerzos mencionados en cilindros macizos se aplicará la teoría de Von Misses [9] para la determinación del diámetro del eje.

$$\tau_{xy} = \frac{16T}{\pi d^3} \quad (\text{Ecuación 24})$$

$$\sigma = \frac{32M}{\pi d^3} \quad (\text{Ecuación 25})$$

$$S_y = \sqrt{\tau_{xy}^2 + \sigma^2} \quad (\text{Ecuación 26})$$

Donde;

τ_{xy} = Esfuerzo cortante de torsión.

T = Momento torsor.

M = Momento flector máximo.

d_e = Diámetro del eje.

S_y = Esfuerzo de fluencia

Adicionalmente se debe considerar la intervención del esfuerzo de fluencia del material y del factor de seguridad $FS = 2$ escogido para el diseño. Por lo tanto para determinar el diámetro del eje, la ecuación 26 quedaría de la siguiente manera.

$$d_e = \sqrt[3]{\frac{16FS}{\pi S_y} \sqrt{4M^2 + 2T^2}}$$

$$d_e = \sqrt[3]{\frac{16(2)}{\pi(565 \times 10^6)} \sqrt{4(842.09)^2 + 2(785.07)^2}} = 10.31 \times 10^{-3} = 12.35 \text{ mm}$$

De acuerdo al resultado con un diámetro aproximadamente 12.35 mm eje soportará las cargas nominales a la que está sometido; considerando esto se procede a elegir por sugerencia de las publicaciones investigadas un diámetro de 25 mm [11].

3.3.1. Selección de abrazaderas

Para ajustar el rotor al eje es necesario utilizar una abrazadera de apriete con base, con el fin de que este sea inducido por la fuerza accionada en los casquetes; considerando el deseo de no modificar el eje de acuerdo al diseño propuesto, se seleccionó la abrazadera de apriete K0477.515, cuyos esfuerzos concentrados son despreciables frente a la resistencia del material, tomando en cuenta además los pernos seleccionados para el resto de uniones del rotor,



Figura 25. Imagen de abrazadera de apriete

Fuente: <http://pdf.directindustry.es/pdf/kipp-zonen-9079.html>

3.3.2. Selección de Rodamientos

Para la movilidad del rotor respecto al soporte estructural es necesaria la utilización de rodamientos, que además será de apoyo frente a la fuerza que genere el viento. Considerando el diseño de forma propuesto y lo establecido en el análisis estático, es necesario seleccionar los rodamientos apropiados a la dirección expresada en el diagrama de fuerzas, además de partir del diámetro del eje estimado para el diseño. Resumiendo los datos para el análisis se considera los siguientes datos de la tabla 10.

Tabla 10. Datos para selección de rodamientos

Rodamiento	Tipo de carga	Carga	Diámetro del eje	RPM
A	Radial	570.96 N	25 mm	305.6
B	Radial	570.96 N		
	Axial	90.36 N		

Elaboración propia

Se selecciona el rodamiento de bolas de ranura profunda de una sola hilera serie 6805, para las dos ubicaciones señaladas; dicho rodamiento debe ser evaluado para para determinar su factibilidad en el diseño, considerando los datos ofrecidos en el catálogo de rodamientos y las relaciones propuestas en el mismo.

$$\frac{F_a}{C_o} = \frac{90.36}{14000} = 0.006 \quad (\text{Ecuación 27})$$

Donde;

F_a = Carga axial especificada en la figura 50

C_o = Índice de carga básica del rodamiento seleccionado.

Con la relación determinada se procede a identificar el factor de relación entre la carga y el anillo del rodamiento, cuyo valor estimado es de $V = 1$, que permite determinar la siguiente relación.

$$\frac{F_a}{VF_r} = \frac{90.36}{(1)570.96} = 0.15 \quad (\text{Ecuación 28})$$

Donde;

F_a = Carga axial especificada en la figura 52

F_r = Carga radial especificada en la figura 52

V = Factor de relación del rodamiento

Con esta nueva relación se obtienen dos nuevos factores de diseño para selección cojinetes de una sola ranura y así determinar la carga equivalente a través de la ecuación 29.

$$P_c = XV F_r + Y F_a \quad (\text{Ecuación 29})$$

F_a = Carga axial especificada en la tabla

F_r = Carga radial especificada en la tabla

V = Factor de relación del rodamiento

X = Factor de diseño radial

Y = Factor de diseño axial

P_c = Carga equivalente del diseño

Reemplazando los valores en la ecuación 29 se tiene que:

$$P_c = (0.56)(1)(570.96) + (1.36)(90.36) = 442.62 \text{ N}$$

Finalmente con la carga equivalente del diseño y el índice de carga básica provisto por el catalogo, cuyo valor estimado es $C_R = 4500N$ se procede a determinar la última relación.

$$\frac{C_R}{P_c} = \frac{4500}{442.62} > 1$$

Se puede concluir que el rodamiento escogido soportará las cargas dinámicas soportadas en el eje.

Para el cojinete seleccionado se utilizaran bridas cuadradas con tornillos de apriete, para asegurarlos al soporte estructural sugerido por el catalogo mencionado para el diseño.

3.4. Diseño del banco.

La estructura del soporte estructural del aerogenerador debe asegurar la disposición y firmeza requerida para sustentar el rotor y así aprovechar el potencial de viento; por lo tanto es necesario considerar los criterios apropiados para la selección del material que van desde las propiedades mecánicas, las condiciones físicas zonales, la factibilidad de instalación y los costos de construcción.

De acuerdo a lo especificado en el diseño de forma y tomando en cuenta las publicaciones científicas consultadas [17], se selecciona el acero de perfil estructural tubular galvanizado de sección cuadrada ASTM A 500 grado C, que

presenta altas propiedades de maleabilidad, resistencia, ductilidad y tenacidad, además es apropiado para soportar altas temperaturas, humedad y efectos de la lluvia. Las dimensiones sugeridas por la bibliografía consultada [16], muestran considerar un espesor de 5 mm de sección cuadrada, cuyas especificaciones se detallan a continuación.

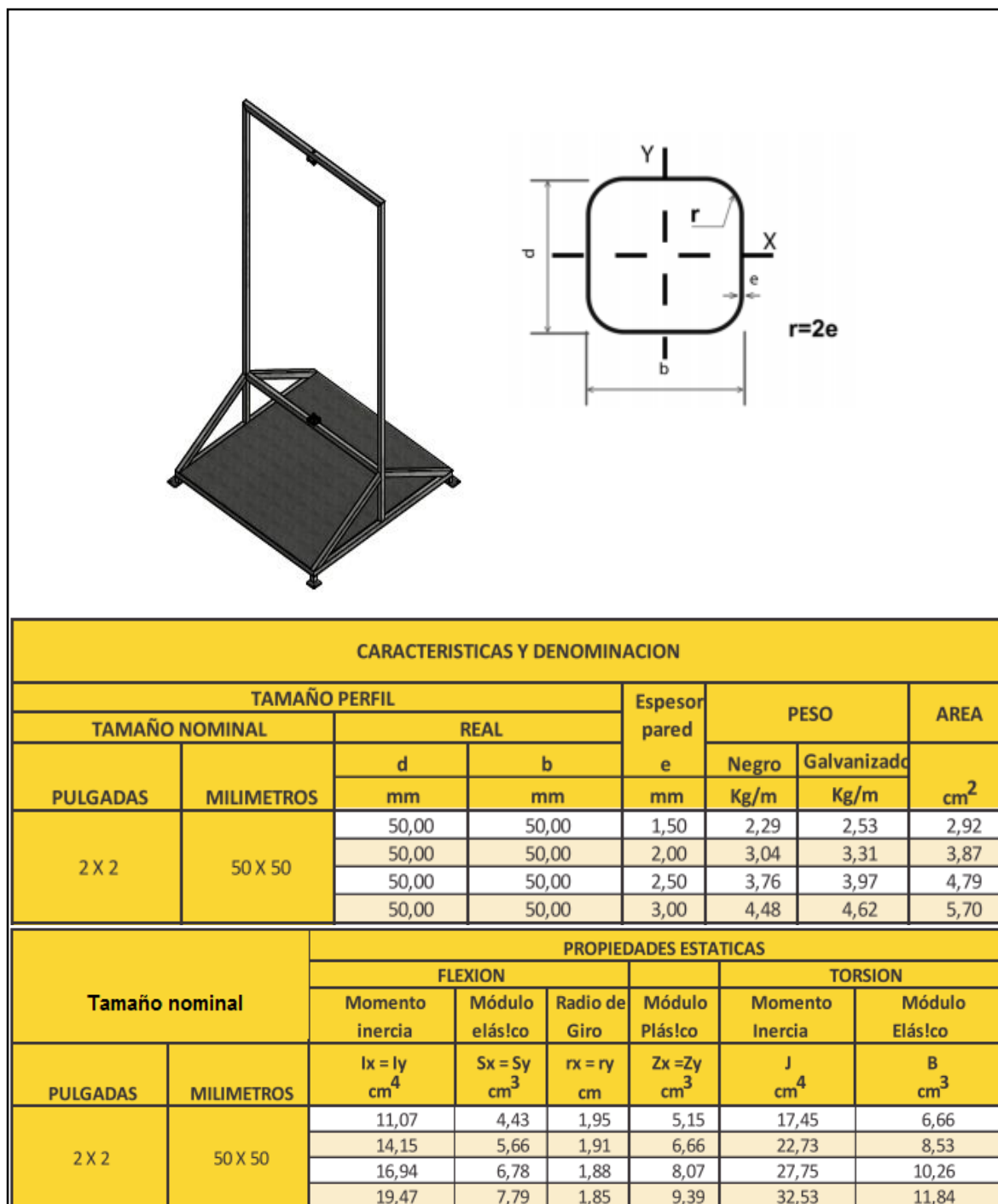


Figura 26. Propiedades del acero estructural ASTM A500 grado C

Fuente: <http://www.astm.org/Standards/A500.htm>

Se observa que el perfil estructural galvanizado de 3 mm de espesor, tiene un peso de 4.62 kg por cada metro de longitud; tomando en cuenta que se requiere 20 metros de longitud para la conformación de toda la estructura, se requieren 92.4 kg del material.

3.5. Selección del generador eléctrico

La meta final de un aerogenerador eólico es convertir la energía mecánica en energía eléctrica, por tal razón es necesario considerar la selección apropiada de los dispositivos de generación eléctrica, que se ajusten a las condiciones mecánicas resultantes del accionamiento del rotor.

Se conoce que el la potencia generada con la velocidad de mayor frecuencia es de 10 W, sin embargo es común que existan perdidas mecánicas en el sistema de transmisión, por tal razón se va a incluir un multiplicador de velocidad angular para efectos de erradicar este problema. Para esto se requiere recalcular la velocidad angular con la velocidad de viento de mayor frecuencia, utilizando la ecuación 20; se procede a calcular el ajuste del multiplicador y por consiguiente el torque de entrada para el generador. Se selecciona un multiplicador LASIOM 4011 de relación 1:2 que duplicará los parámetros mencionados.

$$\omega = \frac{2\lambda v}{D} = \frac{2(0.8)(3.5)}{1.5} \times \frac{60}{2\pi} \times 2 = 71.30 \text{ RPM}$$

Con el valor propuesto se procede a determinar el torque de entrada con la ecuación 30.

$$T_e = P\omega \quad (\text{Ecuación 30})$$

$$T_e = (10)(7.46) = 74.66 \text{ N.m}$$

Donde;

T_e = Torque de entrada al generador

P = Potencia de diseño

ω = Velocidad angular corregida

Considerando los datos de entrada se procede a seleccionar el generador síncrono de imanes permanentes, el cual se puede determinarse el número de polos a través de la ecuación 31.

$$p = \frac{60f}{\omega} \quad (\text{Ecuación 31})$$

$$p = \frac{60(60)}{305.6} = 11.78 = 12 \text{ polos}$$

Donde;

p = Número de polos

f = Frecuencia asignada para generadores síncronos de 60 Hz.

ω = Velocidad angular a condiciones frecuentes de viento en RPM

Con los datos mencionados se propone el generador trifásico vertical marca EZPOWER, de modelo PMG260-0.3KW/300RPM con los siguientes datos técnicos.

TECHNICAL PARAMETERS			
No.	Parameter	Units	Data
1	Rated Power	KW	0.3
2	Rated Speed	RPM	300
3	Rated Voltage	VDC	28
4	Rated Current	A	10.71
5	Phase Resistance	Ω	1.79
6	Output Wire Square	mm ²	6
7	Efficiency		>85%
8	Winding Type		Y
9	Insulation Resistance		100Mohm Min(500V DC)
10	Leakage Current	mA	<5 mA
11	Insulation		H class
12	Start torque	Nm	<0.1
13	Temperature rise	$^{\circ}$ C	<80
14	Max. working temperature	$^{\circ}$ C	<120
15	Generator diameter	mm	260
16	Shaft diameter	mm	30
17	Phase		Three phase
18	Structure		Outer rotor
19	Stator type		coreless
20	Housing material		Aluminum Alloy
21	Shaft material		Steel or stainless steel
22	Bearing		NSK or SKF
23	Weight	Kg	11
24	Design lifetime	Year	>20

Figura 27. Especificaciones técnicas del generador EZPOWER

Fuente <http://www.ezpowerproducts.com/>

3.6. Análisis de costos

Asociado a la propuesta técnica del proyecto, se presenta la estimación de los costos del mismo, que va acorde a la realidad económica del Ecuador y es vigente durante el primer trimestre del año 2016.

Para el análisis económico se considerarán como variables el costo de materiales y equipos, costos de construcción e instalación y finalmente costo de mantenimiento.

3.6.1. Costo de materiales

Los materiales propuestos en el proyecto son requeridos para la construcción del rotor, de donde se derivan los casquetes y las tapas, para la instalación del eje de transmisión y la conformación de la estructura de soporte.

Se detalla los costos del material para el rotor en la siguiente tabla 11.

Tabla 11. Costos del material para rotor

Parte	Descripción	Material	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Casquetes	2 Casquetes Semicilíndricos de 830 mm de diámetro y 1500 mm de altura.	Acrílico CELL CAST IMPACTA	2.72 kg	\$33.20/kg	\$90.30
Tapas	2 Tapas circulares de 1650 mm de diámetro y 5 mm de espesor.		2.68 kg	\$33.20/kg	\$89.98
Total de costo de material del rotor					\$179.28

Elaboración propia

Se detalla los costos del material para el eje de transmisión en la tabla 12.

Tabla 12. Costos de eje de transmisión

Parte	Descripción	Material	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Eje de transmisión	1 eje de sección circular de 25 mm de diámetro y de 2750 mm de largo.	Acero AISI – SAE 1045 laminado en frío	10.62 kg	\$5.18/kg	\$55.00

Elaboración propia

Se detalla los costos para el soporte estructural en la tabla 13.

Tabla 13. Costos de soporte estructural

Parte	Descripción	Material	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Soporte estructural	Material de perfil tubular estructural de sección cuadrada de 50 mm de lado, 3 mm de espesor y de 20000 mm de longitud.	Acero estructural ASTM A 500 grado C	92.4 kg	\$8.75/m	\$175.00
Base para equipos eléctricos	Plancha de acero de 1500 mm por 1500 mm y 3 mm de espesor	Acero lizo galvanizado ASTM A792 M08	0.3375 kg	\$17.03/kg	\$5.58
Total de costo de material de soporte estructural					\$180.58

Elaboración propia

Considerando las tablas propuestas se determina el costo total del material especificado en la tabla 14.

Tabla 14. Costo total del material

Parte	Peso	Costo
Rotor	5.4 kg	\$179.28
Eje de transmisión	10.62 kg	\$55.00
Soporte estructural con base	92.7375 kg	\$180.58
Total de material	108.76 kg	\$414.86

Elaboración propia

Para la estimación de costos de los equipos y accesorios se consideran los equipos detallados en la tabla 15.

Tabla 15. Costo de equipos y elementos

Elemento o equipo	Descripción	Peso	Costo unitario	Costo total
Rodamientos	2 rodamientos de bolas de ranura profunda serie 6805.	1.55 kg	\$42.50	\$85.00
Porta rodamientos	2 bridas de base cuadrada.	0.5 kg	\$4.50	\$9.00
Abrazaderas	2 abrazaderas de apriete serie K0477.515 con base cuadrada de 30x30 mm y 5 mm d espesor	0.58 kg	\$12.50	\$25.00
Platinas	12 platinas angulares de acero ASTM A36 de 90° de 40x40x40 mm y 3 mm de espesor.	0.54 kg	0.14/u	\$1.68
Pernos (abrazaderas y bridas)	16 pernos ASTM A307 de 5/8 pulgadas de diámetro y 15 mm de longitud.	0.72 kg	\$0.08/u	\$1.28

Pernos (platinas)	24 pernos ASTM A307 de 5/8 pulgadas de diámetro y 15 mm de longitud.	1.09 kg	\$0.06/u	\$1.44
Tuercas hexagonales	40 tuercas hexagonales ISO 4035 M5.	0.91 kg	\$0.06/u	\$2.40
Multiplicador	1 Multiplicador de velocidad 1:2 LASIOM 4011.	2.57 kg	\$21.50	\$21.50
Generador	1 generador trifásico vertical marca EZPOWER, de modelo PMG260-0.3KW/300RPM	11 kg	\$41.50	\$41.50
Total peso de equipos		19.46 kg	Total costos de equipos	\$188.80

Elaboración propia

Considerando la información de las tablas mencionadas se determina el peso y costo total de los materiales y equipos del diseño.

Tabla 16. Costo total de materiales y equipos

Parte	Peso	Costo
Materiales	108.76	\$414.86
Equipos	19.46 kg	\$188.80
Total	128.22 kg	\$603.66

Elaboración propia

3.6.2. Costos de construcción e instalación

Para la construcción e instalación del equipo se debe considerar las variables mano de obra, energía consumida y herramientas utilizadas.

Para la estimación de la mano de obra es necesario considerar los procesos mecánicos que se aplicarán en la construcción e instalación del aerogenerador.

Tabla 17. Estimación de número de horas de trabajo

Proceso	Descripción	Número de horas
Corte	Corte del material para perfil estructural, del material para rotor y del eje de transmisión.	8
Soldadura	Soldadura del perfil estructural del banco.	25
Ensamble	Ensamble de cada una de las partes del aerogenerador. Taladrado y empernado	25
Instalación	Instalación sobre superficie con pernos de sujeción	8
Recubrimiento	Recubrimiento del banco con pintura antioxidante	8
Total de horas		74

Elaboración propia

De acuerdo a la tabla 17 se estiman 74 horas de trabajo para la construcción e instalación del rotor, lo que es equivalente a 10 días laborables de trabajo en jornadas de 8 horas. De acuerdo al informe de la cámara de la pequeña industria ecuatoriana, el costo de hombre hora en construcción civil y mecánica para el 2016 es de \$1.55 por hora por lo tanto se determina un valor por mano de obra de \$111.60.

Para el costo de energía consumida se requiere estimar el número de kWh que se consumirán en el proceso.

Tabla 18. Estimación de energía consumida

Maquina	Energía Consumida	Horas	Total
Cortadora	1.9 kWh	8	15.2 kW
Soldadora	6 kWh	25	150 kW
Taladradora	0.6 kWh	3	1.8 kW
Soplete	1.2 kWh	8	9.6 kW
Total	9.7 kWh	44	176.6 kW

Elaboración propia

Para la determinación del costo de energía se consideran que es costo de kWh en Ecuador es de \$0.07.

Para la determinación del costo por herramientas se considera tanto la utilización de la misma como el transporte de esta al lugar de trabajo; por lo general este costo va incluido en el costo de mano de obra y corresponde al 50% del costo de la mano de obra.

Recopilando los costos mencionados se procede a determinar costos totales de construcción e instalación del aerogenerador expuestos en la tabla 18.

Tabla 19. Costo total de construcción e instalación

Concepto	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Mano de obra	74 horas	\$1.55/hora	\$111.60
Consumo de energía	176.6 kWh	\$0.07/kWh	\$12.36
Herramientas	74 horas	\$0.775/hora	\$57.35
Total de costos de construcción e instalación			\$180.31

Elaboración propia

3.6.3. Costos totales

Los costos totales del proyecto se determinan considerando los costos totales del material y equipos sumados al costo total de construcción e instalación, como se presenta en la siguiente tabla 19.

Tabla 20. Costo total del proyecto

Concepto	Costo
Materiales y equipos	\$603.66
Construcción e instalación	\$180.31
Total	\$783.91

Elaboración propia

3.7. Resultados esperados

De acuerdo a lo analizado potencia producida por el aerogenerador Savonius generará 10 W de potencia con la velocidad de mayor frecuencia; puesto que la potencia es una función que depende del cubo de la velocidad de acuerdo a las ecuaciones 6 y 15, se puede observar en la gráfica de la figura 24, la generación de altos y significativos valores mientras aumenta el flujo de viento. Un ejemplo es cuando la velocidad alcanza los 9.20 m/s, la generación de potencia llega a los 165 W; dicho valor corresponde a velocidades alcanzadas en horas pico durante los meses de menor generación, mientras que en meses de mayor generación puede llegar a sobrepasar los 360 W como se observa en la figura 28.

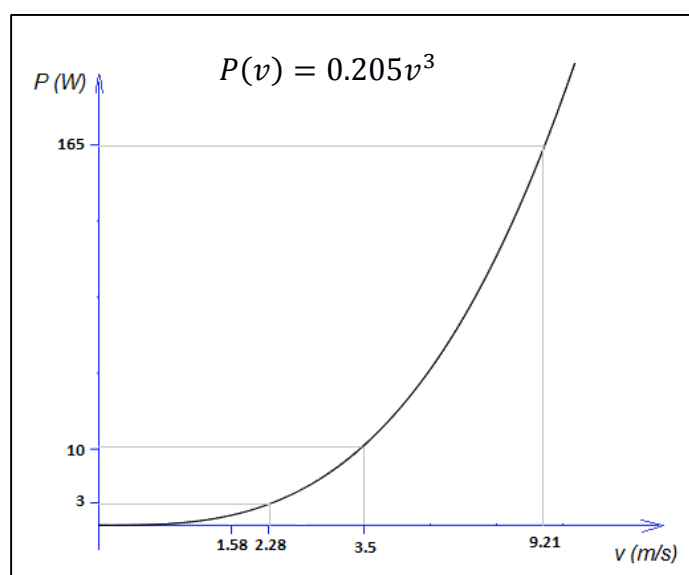


Figura 28. Gráfica de la potencia generada en función del viento

Fuente: Michael Espinoza

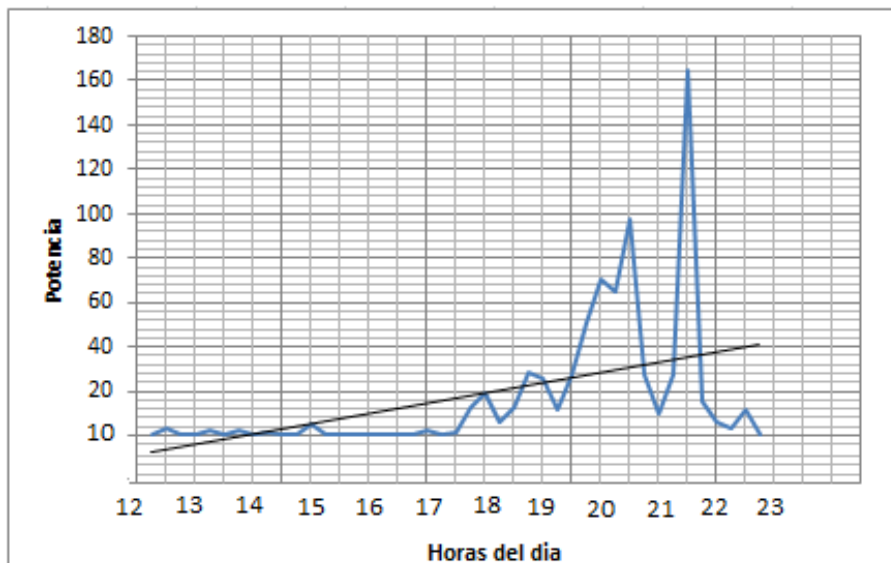


Figura 29. Potencia generada por horas del día durante el mes de febrero

Fuente: Michael Espinoza

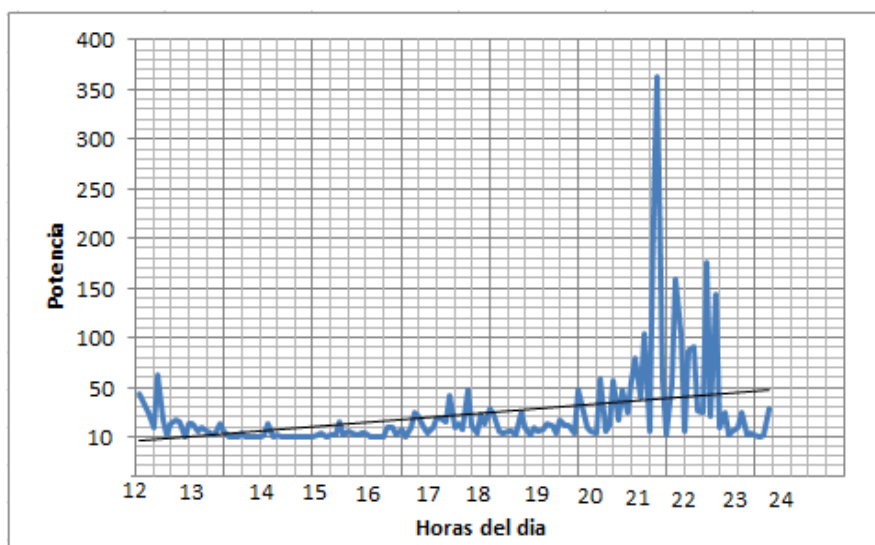


Figura 30. Potencia generada por horas del día durante el mes de septiembre

Fuente: Michael Espinoza

La potencia generada puede ser utilizada de manera doméstica para la alimentación de baterías, funcionamiento de pequeños artefactos eléctricos, iluminación o carga de dispositivos electrónicos; inclusive podría hacer alimentar

simultáneamente más de un equipo durante las horas de mayor generación que comprende entre las 18H00 a 23H00.

3.7.1. Tiempo de recuperación

Se considera el tiempo de recuperación para un microgenerador eólico como la relación que existe entre el costo total del aerogenerador, con el precio comercial local del kWh y la potencia de diseño por hora y frecuencia de medición, expresado en la ecuación 32.

$$TR = \frac{C}{CE \times P} \div 365 \quad (\text{Ecuación 32})$$

Donde;

TR: Tiempo de recuperación en años.

C: Costo del aerogenerador.

CE: Costo comercial de la electricidad.

P: Potencia de diseño por hora y por frecuencia de medición.

$$TR = \frac{783.91}{0.38 \times \left(\frac{10.11(24)(6)}{1000} \right)} \cong 4 \text{ años}$$

Considerando el resultado se observa que el tiempo de recuperación del aerogenerador es de 4 años, tiempo apropiado de acuerdo a este tipo de rotores; se considera también que el impacto ambiental es mínimo, inclusive comparado a los grandes parques eólicos, puesto que el único aspecto a considerar es el consumo de recursos para la construcción.

Se tiene que 128.22 kg de material se utilizan para generar 0.24 kWh, cuya relación es extremadamente menor en comparación a otras formas de generación de energía e inclusive al resultado de la aplicación de otros aerogeneradores.

CAPÍTULO 4

4. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

Una vez culminado el proceso de selección y diseño del proyecto propuesto, se puede destacar la magnitud de la investigación desarrollada, a partir de la importancia de ampliar tecnologías de generación de energía renovables, sobre todo en una de las fuentes de gran tendencia de exploración y productividad como la eólica.

Dentro del campo de la energía eólica aún existe mucho que indagar y proponer, más si en nuestro país se prioriza la inversión pública y privada en el desarrollo económico e industrial, con la utilización de la fuentes renovables. Adicional a esto se tiene la necesidad de innovar los diseños de generación eólica aplicables al potencial disponible de zonas como el campo de estudio señalado en este proyecto. Como por ejemplo el diseño de microgeneradores de eje vertical que se ajustan de manera óptima a la generación de energía, con el recurso eólico limitado de Guayaquil, además de representar factibilidad tanto en la parte técnico operativa económica en su instalación y ejecución.

Los aerogeneradores Savonius no solo representan las ventajas previamente mencionadas, también pueden ser consideradas para incidir en el desarrollo energético de las comunidades, a través de su implementación a nivel doméstico y así intentar mitigar la demanda de energía o por lo menos de satisfacer la alimentación de equipos que encajen en la potencia generada.

Frente a las bondades de este proyecto se encuentran sus limitaciones en cuanto a su campo de acción, por lo que es necesario amplificar sus oportunidades a través de un conjunto de pruebas, que permitan rediseñar los dispositivos para la aplicación industrial e incrementen la potencia generada, y así considerar la construcción de parques eólicos con aerogeneradores verticales; sin embargo el aporte de este trabajo, sirve de catapulta para la incursión tecnológica en este

aerogenerador, preliminarmente al nivel manifestado en los resultados pero con la flexibilidad de afianzar propuestas futuras.

4.1. Conclusiones

Considerando los resultados obtenidos a partir de los objetivos planteados en el proyecto se puede concluir lo siguiente:

1. Se evaluó la distribución del viento circulante de la zona seleccionada como campo de estudio, a través de una amplia recopilación de datos y un exhaustivo levantamiento de información, donde se determinó la velocidad promedio de viento y su comportamiento predictivo a través de los diagramas de frecuencia y distribución de probabilidad de Weibull; se consideró la velocidad de mayor frecuencia de viento con un valor de 3.5 m/s, que representa más del 80% de los datos recopilados, como el parámetro representativo para la generación del resultado deseado, validando y categorizando confiable el diseño.
2. Se estimó el potencial de energía eólica a través de los datos de distribución del viento, con la ayuda de la valoración de las condiciones físicas del lugar y el cálculo del área apropiada del rotor, que se ajuste a las características eólicas del sector de estudio; el resultado obtenido fue de 10 W considerando factores de seguridad y coeficientes de potencia apropiados a la geometría de aerogeneradores de eje vertical. Es notable que la potencia generada en promedio durante un viento continuo puede brindar 0.24 kWh por día, siendo útil para el almacenamiento o la alimentación de dispositivos ajustables a dicha carga; se nota además que durante los meses de mayor generación y las horas de mayor viento, se incrementa significativamente esta potencia dando mayor aprovechamiento al beneficiario.
3. Se seleccionó el sistema eólico de eje vertical más apropiado para las condiciones técnicas y climáticas identificadas, a través de la aplicación de la comparación del potencial máximo disponible de un conjunto de alternativas, que adicionalmente fueron sujetas a una matriz de decisiones que involucraban la facilidad de construcción, la factibilidad técnica en el

arranque y dirección, finalmente la factibilidad económica; se determinó que el rotor Savonius de casquete cilíndrico era el más apropiado a los requerimientos y se consideró dos cazoletas semicilíndricas de un solo nivel para ajustarse al criterio económico y técnicos, para asegurar una propuesta innovadora y atractiva para sectores que estimen la ejecutar el proyecto.

4. Se describió cada una de las partes del aerogenerador de casquete cilíndrico, se establecieron sus dimensiones a través de la contribución de estudios investigativos similares y publicaciones científicas que aportan con la estandarización en cuanto la geometría y material del sistema; se tomó en cuenta la excentricidad de los casquetes con el fin de favorecer el movimiento con la fuerza de oposición; se aplicaron criterios de eficiencia mecánica para la obtención de la potencia generada, a través de relaciones tabuladas de velocidad de viento y geometría, con el fin de darle valor técnico y científico al diseño.
5. Se diseñó cada uno de los componentes del aerogenerador, empezando por el dimensionamiento de cada elemento del rotor, se seleccionó su material acorde a la fuerza que el viento ejercerá sobre la superficie; se dimensionó el eje de transmisión utilizando un factor de seguridad de 2, con la contribución del análisis de esfuerzos combinados de torsión y flexión para avalar que este no fallará; se propuso la estructura de soporte del aerogenerador que brinde la sujeción técnica apropiada para su accionamiento, se seleccionó el material apropiado con dimensiones sugeridas por fabricantes; se especificaron las uniones con el eje de transmisión con el rotor y la conformación estructural, se propusieron los dispositivos de generación eléctrica para obtener la respuesta prometida en el diseño y asegurar el beneficio del mismo
6. Se determinaron los costos del proyecto, tomando en cuenta los materiales y equipos a utilizarse, así como también los costos de construcción e instalación; se determinó que el costo del proyecto fue de alrededor de \$780, un valor notablemente económico comparado a aerogeneradores de eje horizontal u otros de eje vertical que duplican y hasta triplican del

precio; se estimó un periodo de recuperación de 4 años a nivel doméstico considerando la valuación de la energía eólica, tomando en cuenta que el diseño presenta valores de potencia en horas del día y meses de mayor riqueza de viento, que podrían disminuir este tiempo y que podrían considerar su aplicación y ejecución a nivel comercial. El tiempo de recuperación se ajusta a la predicción de fabricantes para este tipo de aerogeneradores.

4.2. Recomendaciones

Asociado a las conclusiones se plantean las siguientes recomendaciones:

1. Ante la evidente necesidad de amplificar el uso de esta tecnología de generación limpia, se recomienda extender un estudio del potencial eólico enfocado a diferentes zonas tanto urbanas como rurales, de similares condiciones al litoral ecuatoriano, con el fin de presentar propuestas de ejecución de aerogeneradores de eje vertical, cuyo aprovechamiento tendría mayor extensión.
2. Considerando la intermitencia del viento zonal se sugiere la realización exhaustiva de pruebas, para evaluar el potencial entregado y así predeterminar el alcance de alimentación eléctrica del aerogenerador, en cuanto a la continuidad y simultaneidad de la misma.
3. Observando la drástica influencia de los valores de eficiencia energética y coeficiente de potencia, se sugiere un rediseño considerando un modelo híbrido con rotor Darrieus o el aumento de más niveles de casquetes cilíndricos, con el fin de que se incremente este factor y por lo tanto se genera más potencia de salida.
4. Para la consideración de este diseño a nivel industrial, se propone la creación de parques de aerogeneradores eólicos de eje vertical, previo un estudio pertinente, donde se estime un número mínimo de rotores para generar la potencia deseada; tómesese en cuenta que estos aerogeneradores pueden trabajar a nivel de la superficie.
5. Tomando en cuenta el costo total del proyecto, se puede utilizar para construcción de los casquetes un tanque de uso doméstico, de preferencia

de algún polímero que permite el corte con mucha facilidad; se tendría que recalcular las dimensiones y el impacto que tendrá sobre la generación, sin embargo podría tener un impacto positivo sobre el tiempo de recuperación.

6. Se recomienda la revisión permanente del aerogenerador sobre todo de los dispositivos de generación eléctrica ya que por su exposición al ambiente podrían afectar su funcionamiento.

ANEXOS

Anexo A. Potencial eólico del Ecuador

Atlas Eólico del Ecuador

Elevación del Terreno sobre el nivel medio del mar y Rosas de Viento a 50 m

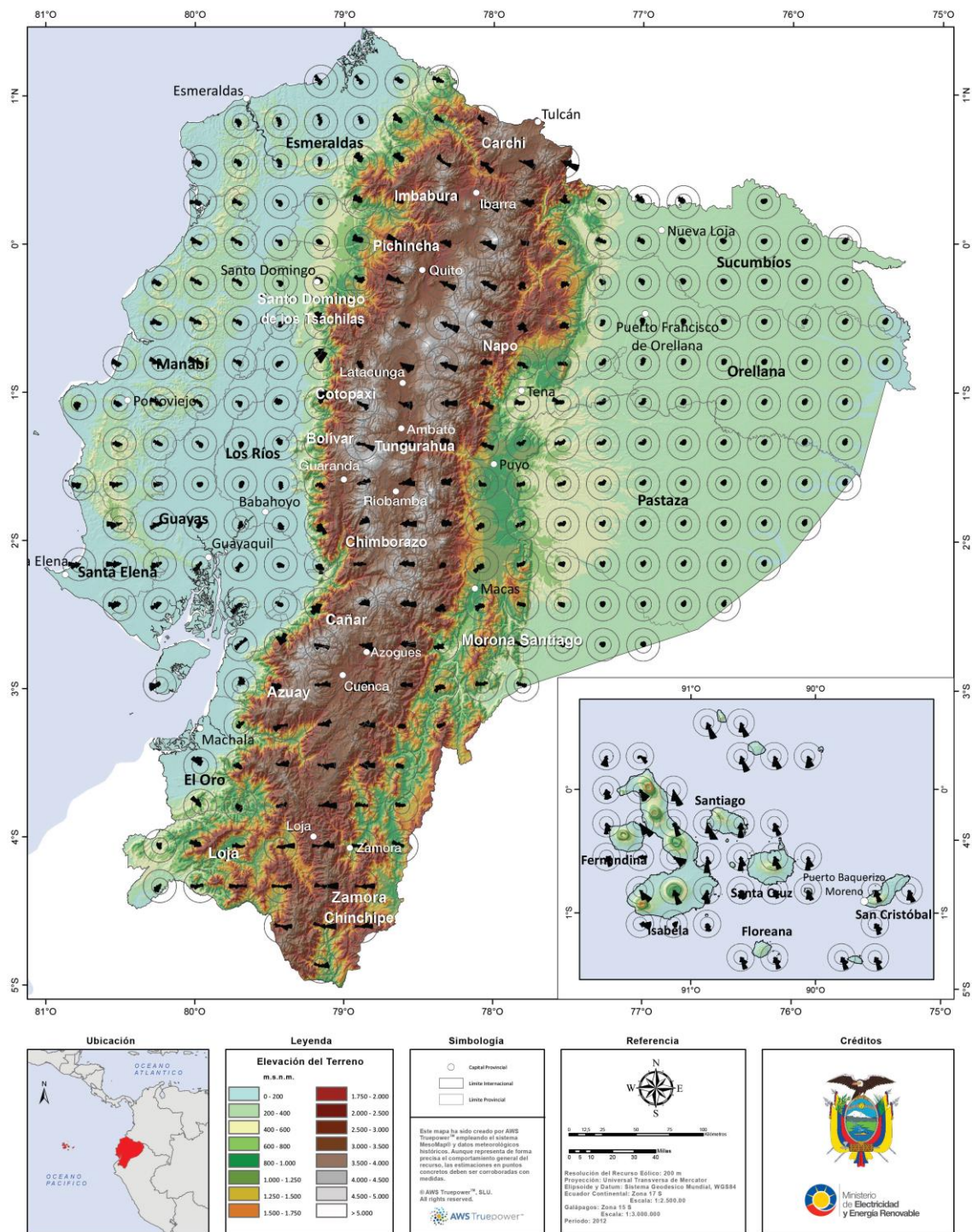


Figura 31. Mapa eólico del Ecuador.

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.









TABLA 7: POTENCIAL EÓLICO - ELÉCTRICO ESTIMADO DEL ECUADOR										
POTENCIAL FACTIBLE A CORTO PLAZO										
PROVINCIA	POTENCIAL INSTALABLE					INTEGRACION ACUMULADA				
	RANGO VELOCIDAD m/s	AREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	FACTOR DE CAPACIDAD	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]	VENTO [m/s]	AREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]	
	7,0 - 7,5	1,24	9,72	0,20	6,39	> 7	4,00	13,80	23,09	
	7,5 - 8,0	1,58	4,88	0,25	10,04	> 7,5	3,36	10,08	21,83	
	8,0 - 8,5	0,96	2,88	0,30	7,42	> 8	1,80	5,40	13,91	
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57	
	7,0 - 7,5	1,08	9,24	0,20	5,56	> 7	3,68	11,04	18,96	
	7,5 - 8,0	1,00	9,00	0,25	6,44	> 7,5	2,80	7,80	18,74	
	8,0 - 8,5	1,04	9,12	0,30	8,04	> 8	1,80	4,80	12,36	
	> 8,5	0,56	1,68	0,35	5,05	> 8,5	0,56	1,68	5,05	
	7,0 - 7,5	21,25	83,78	0,25	109,48	> 7	40,81	122,42	210,18	
	7,5 - 8,0	12,01	36,02	0,30	77,31	> 7,5	19,55	58,65	125,88	
	8,0 - 8,5	5,08	15,23	0,35	39,23	> 8	7,54	22,63	59,29	
	> 8,5	2,47	7,40	0,20	22,23	> 8,5	2,47	7,40	22,23	
	7,0 - 7,5	1,02	9,05	0,20	5,23	> 7	2,42	7,27	12,49	
	7,5 - 8,0	0,48	1,44	0,25	3,09	> 7,5	1,41	4,22	9,07	
	8,0 - 8,5	0,48	1,44	0,30	3,71	> 8	0,93	2,78	7,17	
	> 8,5	0,45	1,34	0,35	4,04	> 8,5	0,45	1,34	4,04	
	7,0 - 7,5	7,31	21,93	0,20	37,88	> 7	11,87	35,61	61,14	
	7,5 - 8,0	3,25	9,75	0,25	20,94	> 7,5	4,58	13,67	29,35	
	8,0 - 8,5	1,19	3,56	0,30	9,16	> 8	1,31	3,92	10,08	
	> 8,5	0,12	0,36	0,35	1,08	> 8,5	0,12	0,36	1,08	
	7,0 - 7,5	11,50	34,49	0,20	59,21	> 7	23,95	71,85	123,36	
	7,5 - 8,0	7,09	21,28	0,25	45,62	> 7,5	12,45	37,38	80,19	
	8,0 - 8,5	3,16	9,47	0,30	24,39	> 8	5,37	16,11	41,48	
	> 8,5	2,21	6,64	0,35	19,94	> 8,5	2,21	6,64	19,94	
	7,0 - 7,5	21,28	64,14	0,20	110,13	> 7	33,82	101,77	174,74	
	7,5 - 8,0	8,29	24,86	0,25	53,34	> 7,5	12,54	37,63	80,77	
	8,0 - 8,5	2,90	8,70	0,30	22,40	> 8	4,26	12,78	32,91	
	> 8,5	1,36	4,08	0,35	12,26	> 8,5	1,36	4,08	12,26	
	7,0 - 7,5	71,46	214,38	0,20	368,08	> 7	173,40	520,46	885,62	
	7,5 - 8,0	42,20	126,59	0,25	271,70	> 7,5	102,03	306,09	656,82	
	8,0 - 8,5	22,48	67,45	0,30	173,72	> 8	59,83	179,49	462,27	
	> 8,5	37,35	112,04	0,20	336,65	> 8,5	37,35	112,04	336,65	
TOTAL ESTIMADO PARA EL ECUADOR [MW]						> 7	294,74	884,22	1518,17	
						> 7,5	158,50	475,51	1030,54	
						> 8	82,64	247,91	638,47	
						> 8,5	45,35	136,06	408,81	

Figura 32. Tabla descriptiva del potencial eólico del Ecuador.

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Anexo B. Frecuencias relativas mensuales

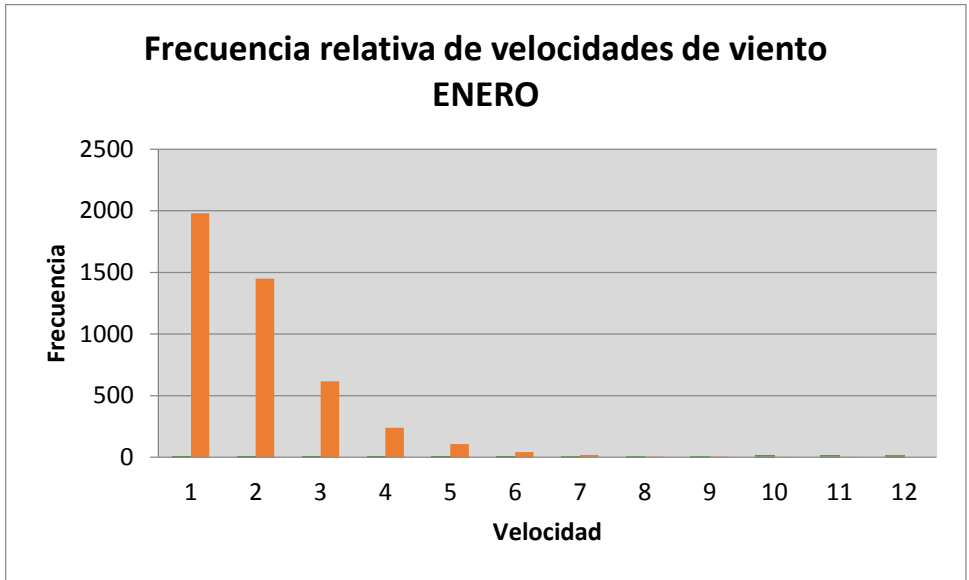


Figura 33. Diagrama de frecuencia relativa de velocidades de viento. Promedios del mes de enero.

Fuente: Michael Espinoza.

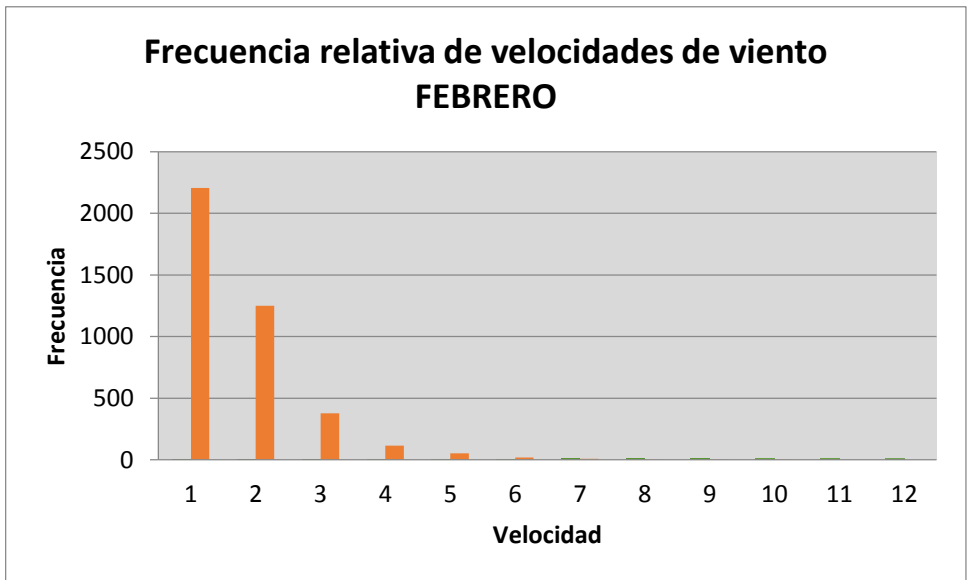


Figura 34. Diagrama de frecuencia relativa de velocidades de viento. Promedios del mes de febrero.

Fuente: Michael Espinoza.

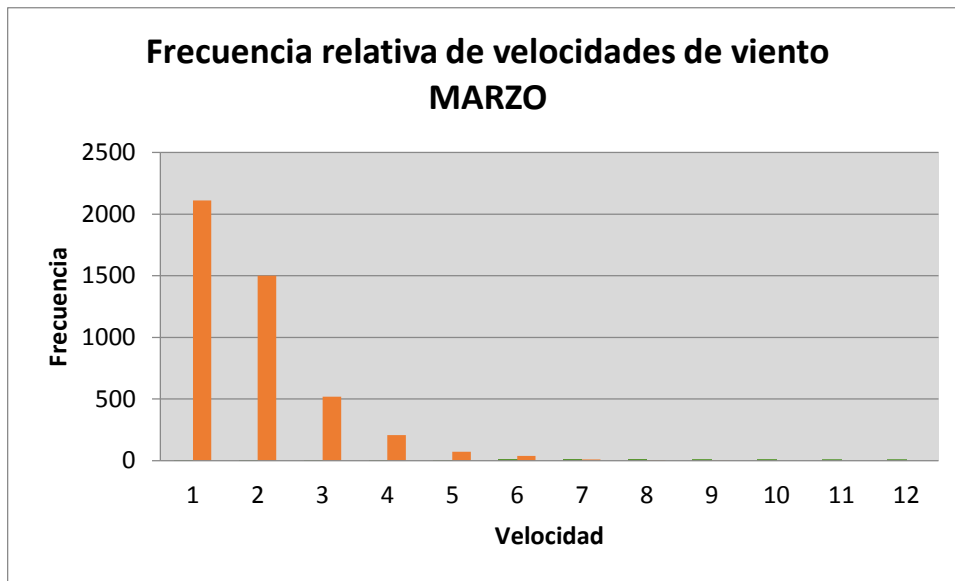


Figura 35. Diagrama de frecuencia relativa de velocidades de viento. Promedios del mes de marzo.

Fuente: Michael Espinoza.

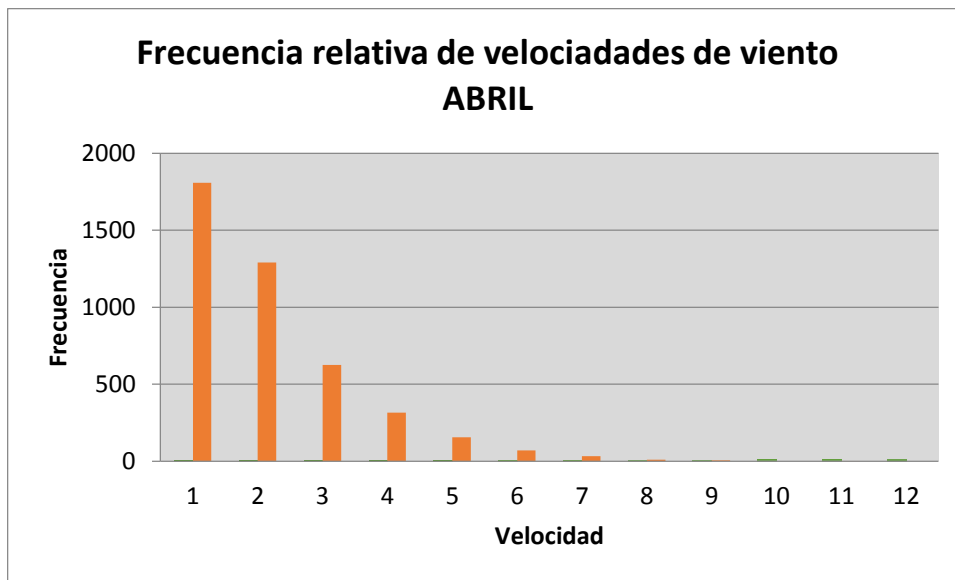
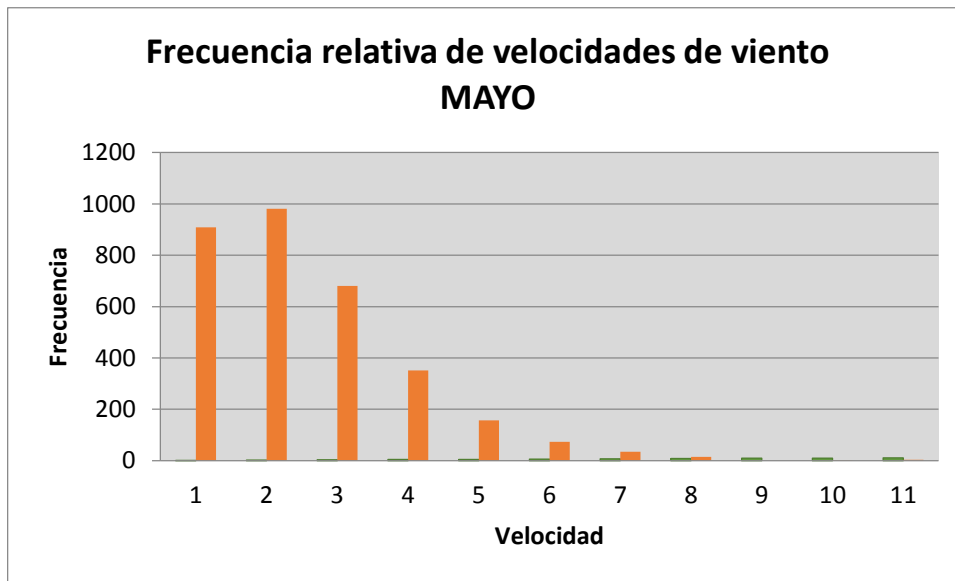


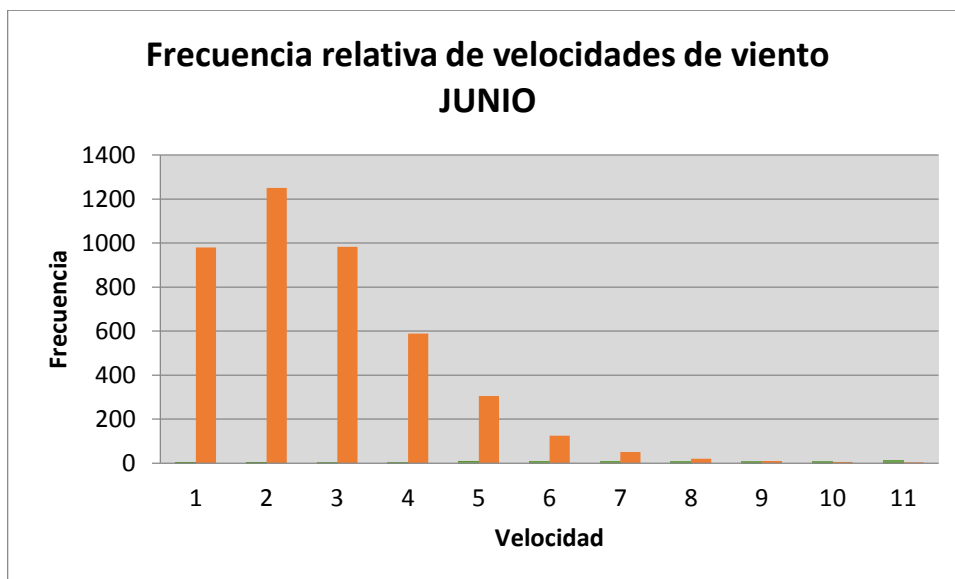
Figura 36. Diagrama de frecuencia relativa de velocidades de viento. Promedios del mes de abril.

Fuente: Michael Espinoza.



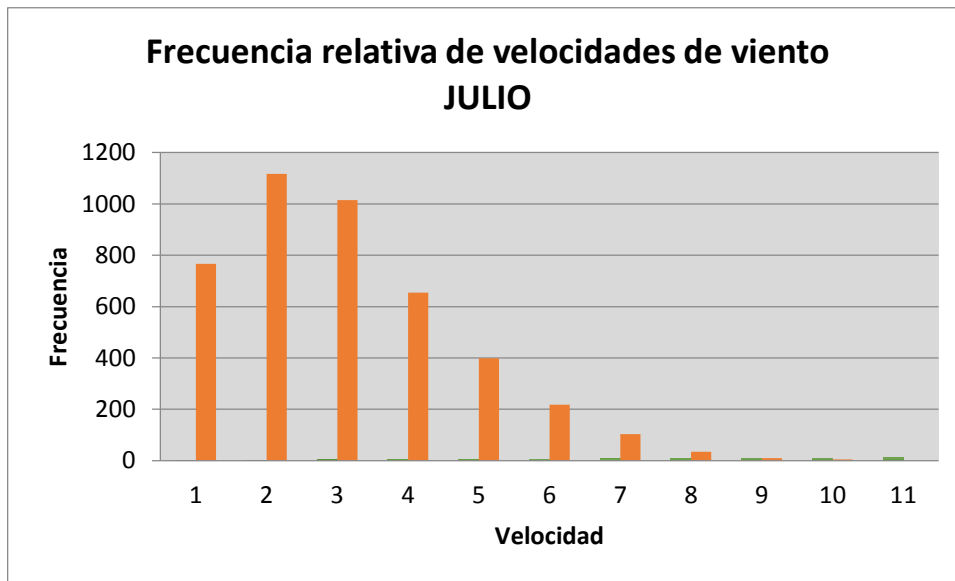
**Figura 37. Diagrama de frecuencia relativa de velocidades de viento.
Promedios del mes de mayo.**

Fuente: Michael Espinoza.



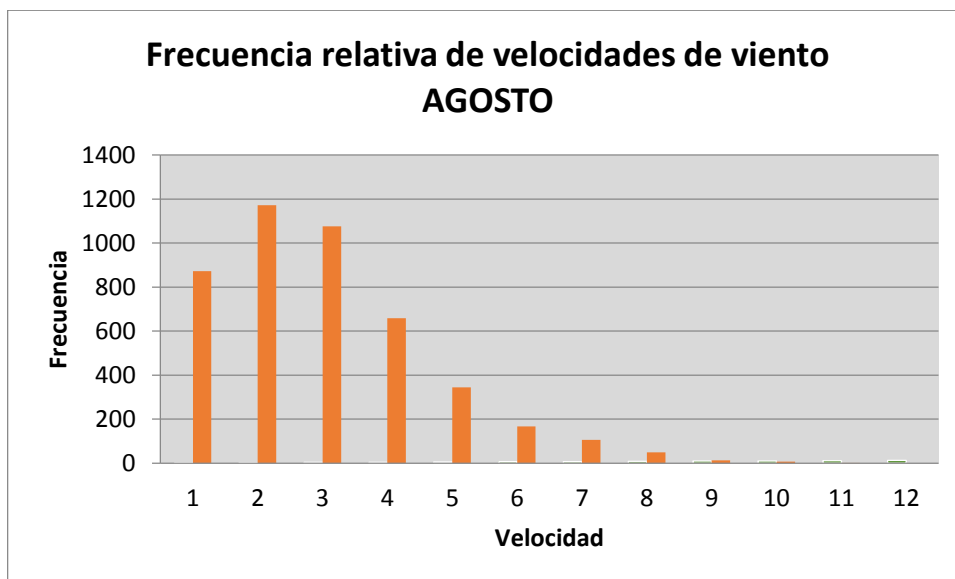
**Figura 38. Diagrama de frecuencia relativa de velocidades de viento.
Promedios del mes de junio.**

Fuente: Michael Espinoza.



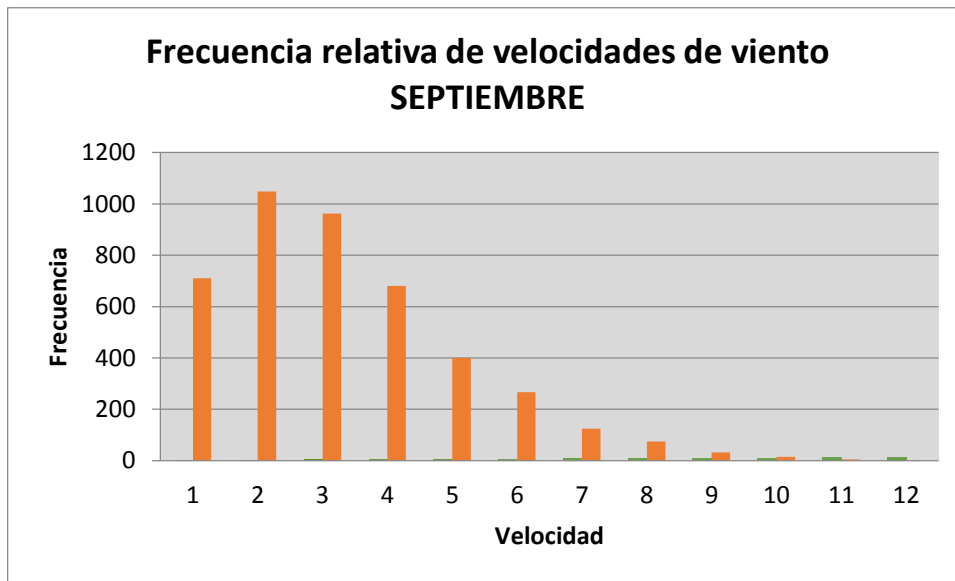
**Figura 39. Diagrama de frecuencia relativa de velocidades de viento.
Promedios del mes de julio.**

Fuente: Michael Espinoza.



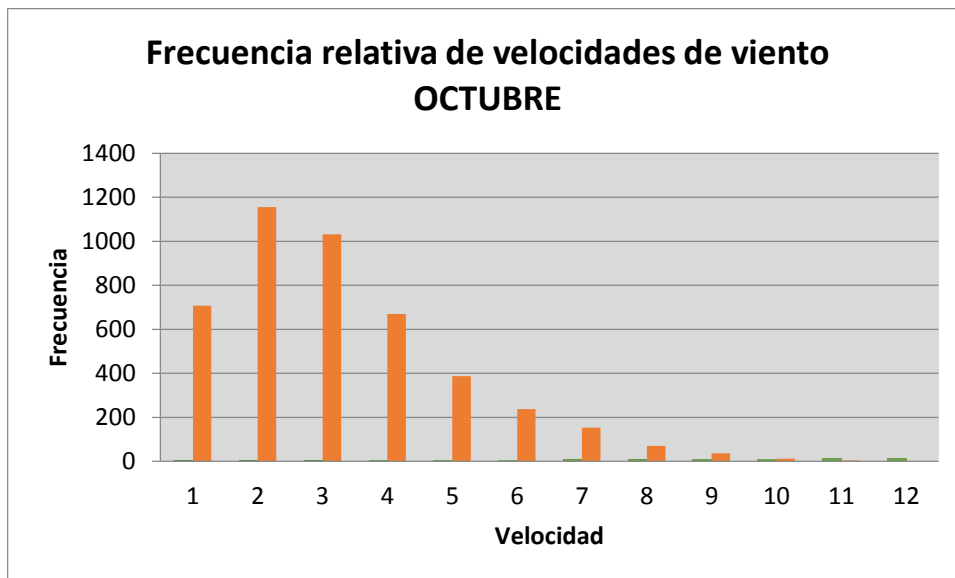
**Figura 40. Diagrama de frecuencia relativa de velocidades de viento.
Promedios del mes de agosto.**

Fuente: Michael Espinoza.



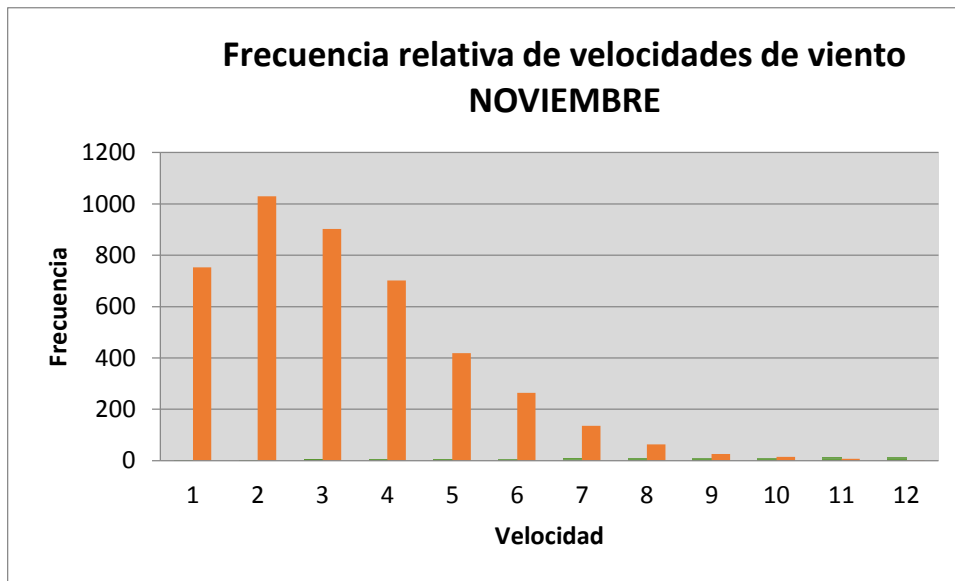
**Figura 41. Diagrama de frecuencia relativa de velocidades de viento.
Promedios del mes de septiembre.**

Fuente: Michael Espinoza.



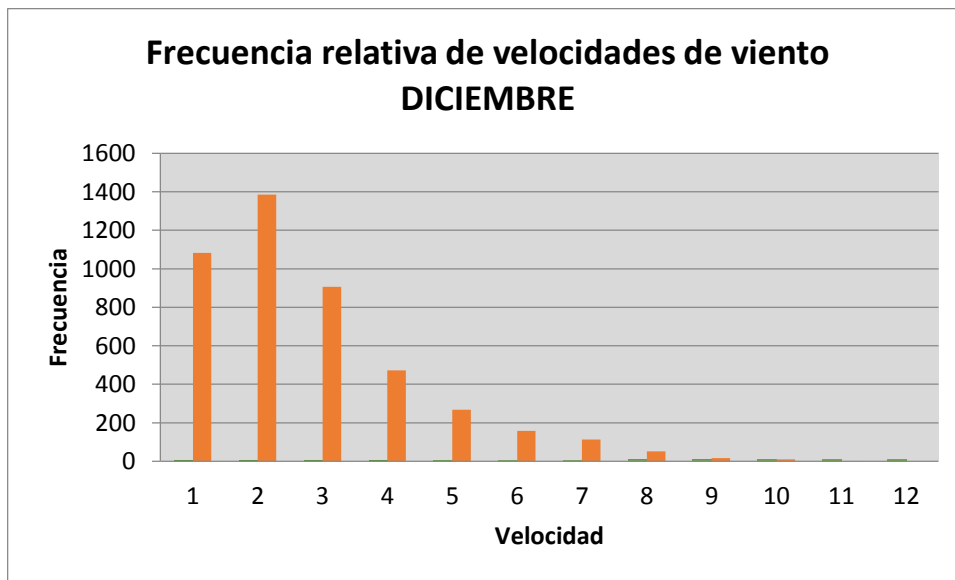
**Figura 42. Diagrama de frecuencia relativa de velocidades de viento.
Promedios del mes de octubre.**

Fuente: Michael Espinoza.



**Figura 43. Diagrama de frecuencia relativa de velocidades de viento.
Promedios del mes de noviembre.**

Fuente: Michael Espinoza.



**Figura 44. Diagrama de frecuencia relativa de velocidades de viento.
Promedios del mes de diciembre.**

Fuente: Michael Espinoza.

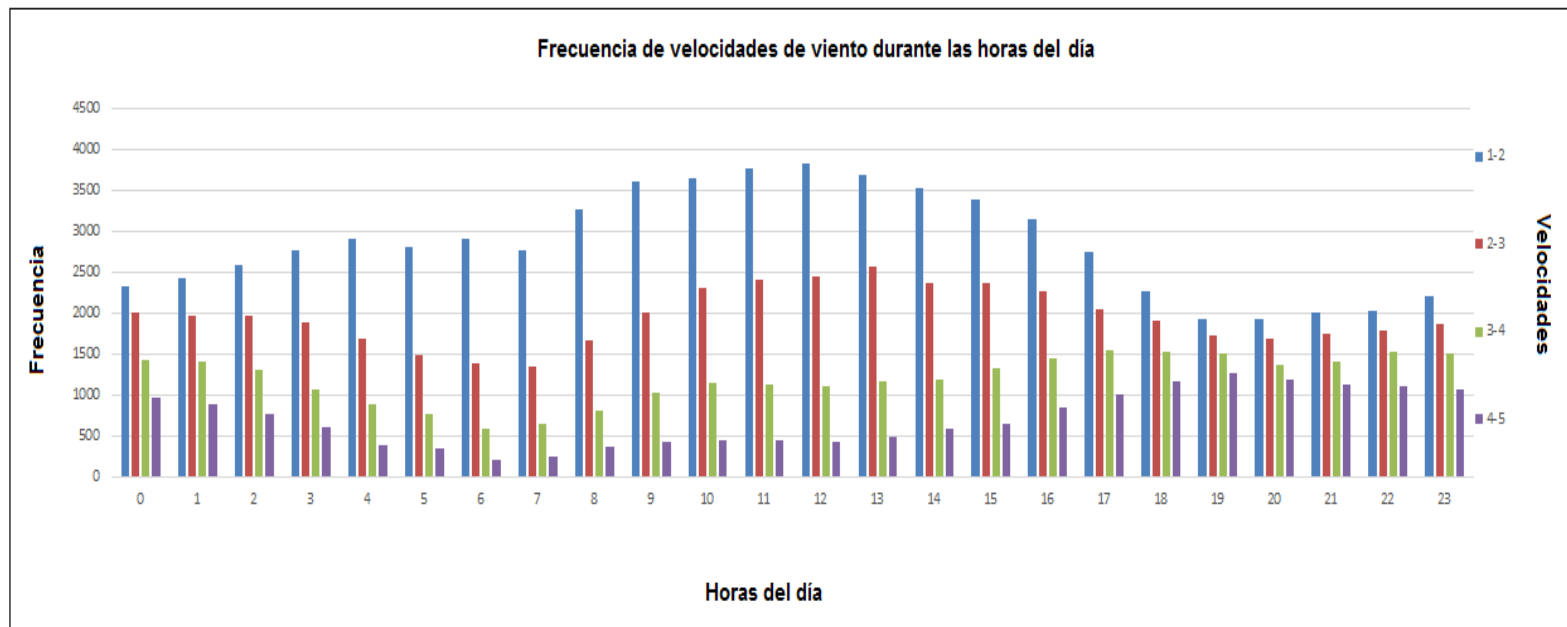


Figura 45. Histograma comparativo de velocidades frecuentes por horas del día

Fuente: Michael Espinoza.

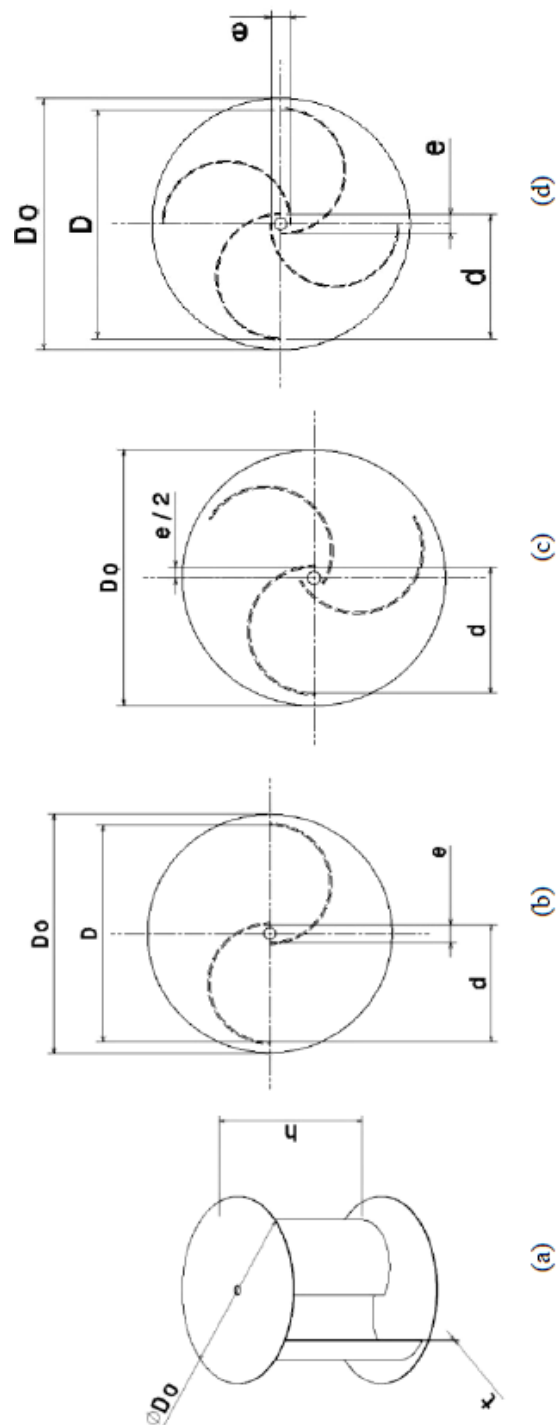
Anexo C. Diagrama de Beaufort

Grado	Nombre usual	Efectos apreciables en tierra	velocidad/ km/hora
0	Calma	Humo vertical	0 a 1
1	Ventolina	Se inclina el humo, las banderas y las veletas no se mueven	1 a 5
2	Flojito	Se siente el viento en la cara. Se -brisa muy débil-se mueven las hojas de los árboles, las banderas y las veletas	6 a 11
3	Flojo	Se agitan las hojas de los árboles. -brisa débil-Las banderas hondean	12 a 19
4	Bonancible	Se levanta polvo y papeles -brisa moderada- pequeñas. Se mueven las ramas pequeñas	20 a 28
5	Fresquito	Se mueven los árboles -brisa fresca- pequeños. Pequeñas olas en los estanques	29 a 38
6	Fresco	Se mueven las ramas -brisa fuerte-grandes. Silban los hilos del telégrafo. Dificultad con los paraguas	39 a 49
7	Frescachón	Todos los árboles en -viento fuerte- movimiento. Es difícil andar contra el viento	50 a 61
8	Temporal	Se rompen las ramas delgadas -duro- de los árboles. Generalmente no se puede andar contra el viento	62 a 74
9	Temporal	Árboles arrancados y daños fuerte -muy duro- en edificios	75 a 88
10	Temporal duro	Graves daños en edificios -temporal-	89 a 102
11	Temporal muy	Destrozos generalizados duro -borrasca-	103 a 117
12	Temporal	Enormes daños -huracan-	Más de 118

Figura 46. Escala de Beaufort para velocidades de viento

Fuente: http://www.pontdelpetrol.org/m_beaufort.aspx

Anexo D. Especificaciones estandarizadas de rotores Savonius según número de casquetes



Design of wind turbine model (a) and the cross section of turbines with (b) two blades (c) three blades, and (d) four blades.

Figura 47. Diseño de rotores Savonius de acuerdo a número de casquetes

Fuente: <http://www.elsevier.com/locate/renene>

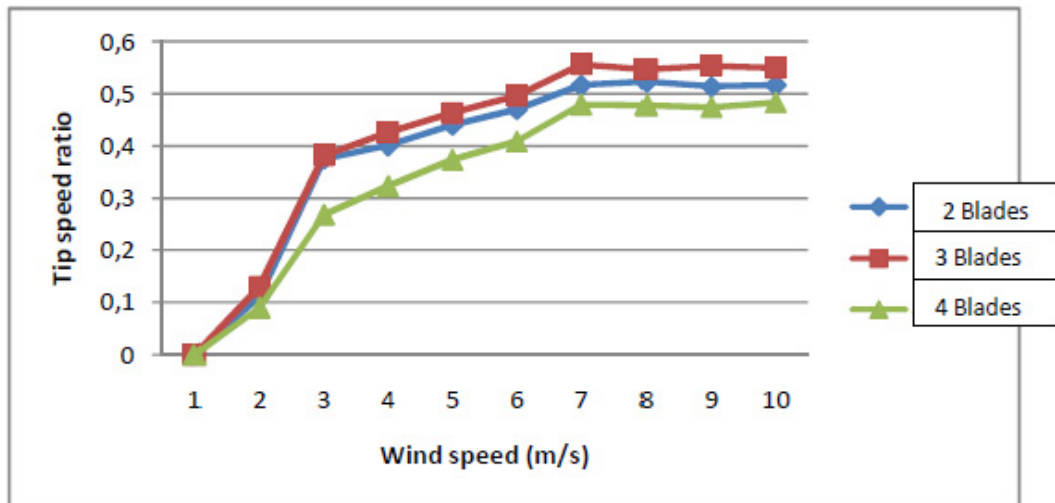


Figura 48. Relación de velocidad respecto al número de casquetes

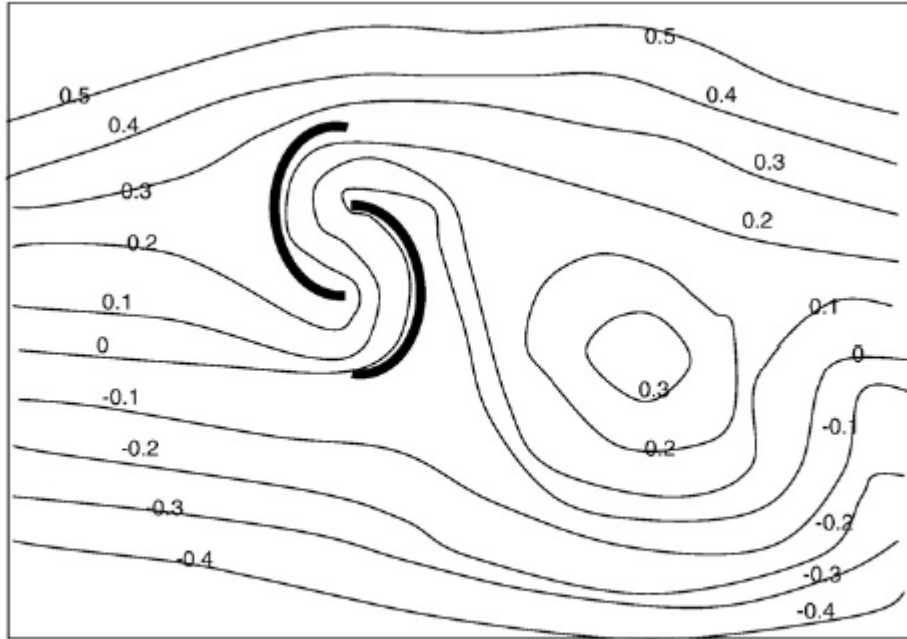
Fuente: <http://www.elsevier.com/locate/renene>

Geometric parameters of the rotors tested.

<i>Adopted solution</i>	
Number of buckets	2
Overlap ratio (a/c)	8.2%
Spacing ratio (s/c)	0
Aspect ratio (H/D)	2.6
End plates D_{ep}/D	no/1.1
Helical step	0-90-105°/m
Shaft diameter (d)	37 (mm)
Number of stages	1
Bucket arc angle	180°
Rotor diameter (D)	384 (mm)

Figura 49. Parámetros sugeridos para rotores Savonius de dos casquetes

Fuente: <http://www.elsevier.com/locate/renene>




. Velocity stream diagram.

Figura 50. Trayectoria del viento de acuerdo a excentricidades

Fuente: <http://www.elsevier.com/locate/renene>


Anexo E. Catálogo de materiales y elementos mecánicos



BARRAS DE ACERO AL CARBONO AISI / SAE 1045

FT 01_002

Estado de suministro: Tornado - Calibrado con tolerancia ISO 266-2 bar, Forjado, Premaquinado

Formas y color: 

Composición química (% en peso)

%C	%Si	%Mn	%P	%S
0.43	0.15	0.60	-	-
0.50	0.35	0.90	0.040	0.050

Densidad: 7.87 g/cm³ (0.284 lb/in³)

Propiedades mecánicas mínimas estimadas SAE 1337

Tipo de proceso y acabado	Resistencia a la tracción		Límite de fluencia		Alarga/ en 2" (%)	Reducción de área (%)	Dureza (HB)	Relación de maquinabilidad 1212 ET 4000%
	MPa	PSI	MPa	PSI				
Caliente y maquinado	570	82700	310	45000	16	40	163	55
Enfriado en frío	630	91000	530	76900	12	35	179	

Tratamientos térmicos recomendados (Valores en °C)

Forjado	Normalizado	Recocido		Templado	Revenido	*T Crítica aproximada	
		Ablandad./	Regeneración			Ac1	Ac3
1050-1200	870 - 890	650 - 700	800 - 850	820-850 Agua 870-880 Aceite	300-370	730	785

Características
Acero de mediano contenido de carbono, utilizado para TEMPLE, ampliamente en elementos estructurales que requieren de mediana resistencia mecánica y tenacidad a bajo costo. Posee baja soldabilidad, buena maquinabilidad y excelente forjabilidad.

Aplicaciones
Es utilizado para todo tipo de elementos que requieren de dureza y tenacidad como ejes, manivelas, chavetas, pernos, tuercas, cadenas, engranajes de baja velocidad, espárragos, acoplamientos, bielas, pasadores, cigüeñales y piezas estampadas. Puede ser sometido a temple y revenido.

NOTAS: Los valores expresados en las propiedades mecánicas y físicas corresponden a los valores promedio que se espera cumple el material. Tales valores son para orientar a aquella persona que debe diseñar o construir algún componente o estructura pero en ningún momento se deben considerar como valores estrictamente exactos para su uso en el diseño.

Figura 51. Ficha técnica del acero AISI – SAE 1045

Fuente: <http://www.sumitecrr.com/Aplicaciones/Articulos/pdfs/AISI%201045.pdf>

Anexo E.1. Catalogo lámina de acrílico Impacta



LAMINA DE ACRÍLICO IMPACTA

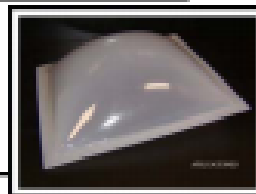
DESCRIPCION

IMPACTA es una lamina acrílica Cell Cast con las mismas propiedades del acrílico uso general, con la ventaja adicional de alta resistencia al impacto. La resistencia GARDNER de este material es 20 veces mas que la de la lamina acrílica de uso general, 2 veces mas que otros acrílicos impacto, y es menor que la del Policarbonato.



APLICACIONES

Debido a sus características de calidad , y resistencia al impacto, la lámina acrílica IMPACTA es ideal para ser usada en un amplio rango de aplicaciones, tales como: manufacturas, domos, guardas de seguridad, cancelas, ventanas, etc.



MERCADO

Debido a sus características de calidad y flexibilidad la de IMPACTA es ideal para ser usada en un amplio rango de aplicaciones, tales como: industria, manufactura, constructoras, maquiladoras, oficina, control de clima.

EMPAQUE, ALMACENADO Y MANEJO

EMPAQUE:

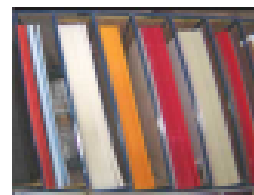
IMPACTA se ofrece con una película plástica estática en ambas caras en espesores de 1.5 hasta 6.0 mm, esta lamina viene con un plástico protector color azul para prevenir quebraduras.

ALMACENAMIENTO:

-Colocar de preferencia la lamina en posición vertical, en un rack con una inclinación de 10° para evitar que la lamina se curve

MANEJO:

- Manejarla entre dos personas para evitar que así se dañe en las esquinas o en su defecto cargarla con mucho cuidado
- Nunca poner objetos pesados por encima de ella, debido a que se puede marcar
- No colocarla de manera que se flexione demasiado
- Cubrirla de preferencia con otro cartón o algún plástico para evitar otro posible daño
- Evitar el contacto con los solventes



Washington No.3701 Int. Ed. 25 Parque Industrial Las Americas.
Tel. : (814)-432-3588 Fax : (814)-432-3585 Chihuahua, Chih. México C. P. 31114
www.avanceytec.com.mx

Por naturaleza el acrílico así como muchos otros materiales al calentarse (solo con estar expuesta al medio ambiente al mediodía) se expanden y al bajar la temperatura (cuando se oculta el sol) se contraen, si es una lamina normal y no impacta, este movimiento natural provoca que la lamina se quiebre.

La recomendación del fabricante es la siguiente:

En los casos de perforaciones expuestas a esfuerzos, es necesario que exista una tolerancia para el ajuste de la pieza, la cual se puede conseguir considerando que el diámetro del barrenado sea más grande que el diámetro del tornillo a utilizar, con esto evitará que una vez que esté colocada la pieza de IMPACTA se estreche y modifique su estructura por la contracción y expansión del material.

Colocar rondanas de Neopreno entre el tornillo y el acrílico. Si el Acrílico está dentro de la estructura, por ejemplo en el largo de 1.20mt, se debe dejar la lamina con un espacio de tolerancia de 3.3mm

GARANTIA

Se garantiza la duración de la lamina acrílica IMPACTA Cristal y Blanco por un periodo de 10 años, sin que el producto muestre amarillamiento, craqueo superficial, cambios visibles de color, pérdida de transmisión de luz superior al 3% ni distorsión óptica de acuerdo con la norma Oficial Mexicana NOM-189. Para colores translucidos y opacos, la garantía de estabilidad de color es específica para cada uno de ellos y esta disponible bajo requerimiento. Esta garantía no asegura el producto contra amarillamiento o pérdida de transmisión de luz, por ralladuras, contaminación ambiental, polvo o daño al material.

PROPIEDADES FÍSICAS Y MECANICAS

PROPIEDAD	VALOR (°)	METODO DE PRUEBA ASTM
OPTICAS Índice de refracción Transmisión de luz (%) < 3.0 mm 3.0 mm Haze (%) <3.0 mm 3.0 mm	1.49 MIN. 90 MIN. 88 MAX. 10 MAX. 12	ASTM 542 ASTM 1003 ASTM 1003
MECANICAS Peso específico (gr. / cm ³) Resistencia a la tensión (psi) Elongación a la ruptura (%) Modulo de elasticidad (psi) Resistencia ala flexión (psi) Resistencia al impacto isod Dureza rockwell cond M Impacto gardner (lb-pul) minima	1.18 6100 2.7 340000 11000 . 130000 1.3 74 30	ASTMD 792 ASTMD 638 ASTMD 638 ASTMD 798 ASTMD 798 ASTMD256 ASTMS 785 ASTMD 3029
TERMICAS Temperatura de formado Temperatura máxima de servicio Temperatura de deflexión bajo Carga 264 (psi - C°)	140 – 180 80 91	ASTM 648

RESISTENCIA QUIMICA

SUSTANCIA QUIMICA	CLAVE	SUSTANCIA QUIMICA	CLAVE
Ácido acético (10%)	RL	Peroxido de hidrogeno	R
Ácido acético (glacial)	N	Alcohol isopropilico	RL
Acetona	N	Keroseno	N
Cloruro de amonia	R	Thinner	N
Hidróxido de amonia	R	Alcohol metilico (30%)	RL
Benceno	N	Alcohol metilico (100%)	N
Cloruro de calcio	R	Metil etil cetona	N
Tetracloruro de calcio	N	Cloruro de metileno	N
Cloroformo	RL	Ácido nítrico (10%)	R
Ácido crómico (10%)	N	Ácido nítrico (100%)	N
Ácido crómico (conc.)	N	Fenol (5%)	N
Éter	RL	Cloruro de sodio	R
Dioctilftalato	RL	Hidróxido de sodio (10%)	R
Alcohol etilico (30%)	N	Hipoclorito de sodio	R
Alcohol etilico (95%)	N	Ácido sulfúrico (3%)	N
Dicloroetileno	N	Ácido sulfúrico (conc.)	N
Etilenglicol	R	Tolueno	N
Gasolina	RL	Tricloroetileno	N
Glicerina	R	Terpentina	R
Hexano	RL	Agua destilada	R
Ácido clorhídrico	RL	xileno	N

La clave es usada para describir la resistencia química como sigue:

R = resiste

IMPACTA resiste la sustancia por largos periodos y a Temp. De hasta 49° C

RL = resistencia limitada

IMPACTA resiste solamente la acción de esta sustancia por cortos periodos y a temperatura ambiente.


N = no resiste

IMPACTA no resiste esta sustancia, puede hincharse, disolverse, atacarse o dañarse de alguna manera

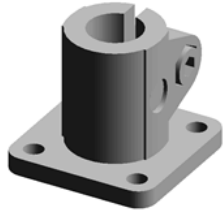
Estos valores son típicos y no representan una especificación.

K0477 Base clamps, aluminium

KIPP



www.kippwerk.de
Mostrar el mapa
Info@kipp.com



Descarga de CAD

Selecione

Part Number	Description	A	B	C	D	E	G	hole arrangement	H	K	L	M	N	O	
K0477.512	K0477_2 Base clamps, aluminium	12,1	5,5	29,5	25	37,5	42	1	28	28	37	42	5	30	23
K0477.514	K0477_2 Base clamps, aluminium	14,1	5,5	29,5	25	37,5	42	1	28	28	37	42	5	30	23
K0477.515	K0477_2 Base clamps, aluminium	15,1	5,5	29,5	25	37,5	42	1	28	28	37	42	5	30	23
K0477.516	K0477_2 Base clamps, aluminium	16,1	5,5	29,5	25	37,5	42	1	28	28	37	42	5	30	23
K0477.518	K0477_2 Base clamps, aluminium	18,1	5,5	29,5	25	37,5	42	1	28	28	37	42	5	30	23
K0477.520	K0477_2 Base clamps, aluminium	20,1	5,5	29,5	25	37,5	42	2	28	28	37	42	5	30	23
K0477.525	K0477_2 Base clamps, aluminium	25,1	6,5	42,5	40	53	60	2	40	45	50	60	8	42	33
K0477.530	K0477_2 Base clamps, aluminium	30,1	6,5	42,5	40	53	60	2	40	45	50	60	8	42	33
K0477.540	K0477_2 Base clamps, aluminium	40,17	8,5	60	56	74	90	1	60	60	70	90	10	64	40
K0477.550	K0477_2 Base clamps, aluminium	50,22	10,5	70	66	85	105	1	74	74	85	105	14	80	45

Lista de materiales ↓ ↻

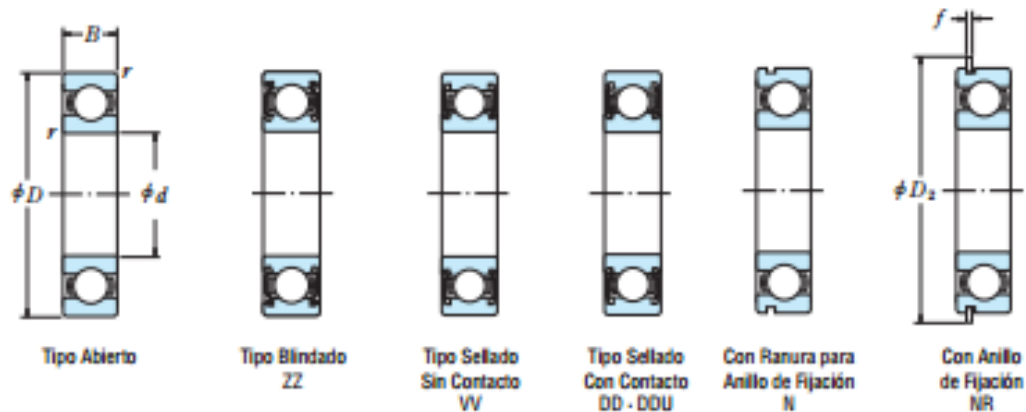
Manufacturer	KIPP
Description	K0477_2 Base clamps, aluminium
Part Number	K0477.515

Figura 52. Ficha técnica de la abrazadera K0477

Fuente: <http://www.sumiteccr.com/Aplicaciones/Articulos/pdfs/AISI%201045.pdf>

RODAMIENTOS DE BOLAS DE RANURA PROFUNDA DE UNA SOLA HILERA

Diámetro Interior 25~45 mm



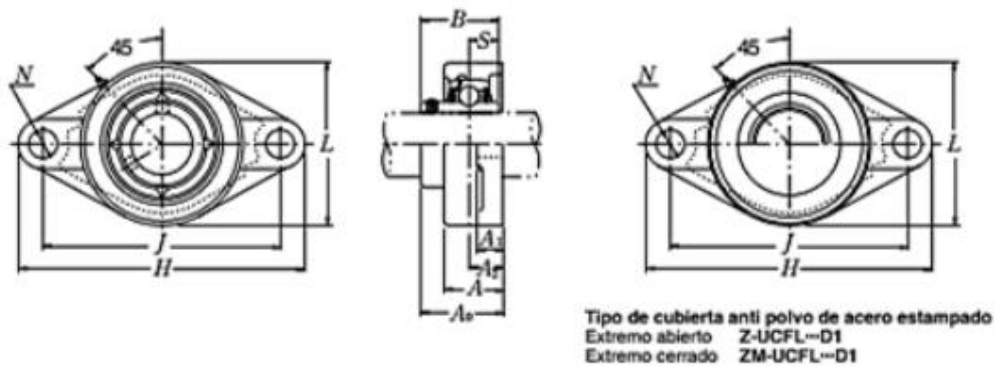
Dimensiones (mm)	Índices de Carga Básica (N)				Índices de Carga Básica (kgf)		Factor f_0	Velocidad Límite (rpm)			Números de Rodamiento				
	d	D	B	r min.	C_r	C_{0r}		C_r	C_{0r}	Grasa Abierto Z-ZZ V-VV	Grasa DU DDU	Acetate Abierto Z	Abierto	Blindado	Sellado
25	37	7	0.3	4 500	3 150	455	320	16.1	18 000	10 000	22 000	6805	ZZ	VV	DD
	42	9	0.3	7 050	4 550	715	460	15.4	16 000	10 000	19 000	6905	ZZ	VV	DDU
	47	8	0.3	8 850	5 600	505	570	15.1	15 000	—	18 000	16005	—	—	—
	47	12	0.6	10 100	5 850	1 030	595	14.5	15 000	9 500	18 000	6005	ZZ	VV	DDU
	52	15	1	14 000	7 850	1 430	800	13.9	13 000	9 000	15 000	6205	ZZ	VV	DDU
28	62	17	1.1	20 600	11 200	2 100	1 150	13.2	11 000	8 000	13 000	6305	ZZ	VV	DDU
	52	12	0.6	12 500	7 400	1 270	755	14.5	14 000	8 500	16 000	60/28	ZZ	VV	DDU
	58	16	1	16 600	9 500	1 700	970	13.9	12 000	8 000	14 000	62/28	ZZ	VV	DDU
	68	18	1.1	26 700	14 000	2 730	1 430	12.4	10 000	7 500	13 000	63/28	ZZ	VV	DDU
30	42	7	0.3	4 700	3 650	480	370	16.4	15 000	9 000	18 000	6806	ZZ	VV	DD
	47	9	0.3	7 250	5 000	740	510	15.8	14 000	8 500	17 000	6906	ZZ	VV	DDU
	55	9	0.3	11 200	7 350	1 150	750	15.2	13 000	—	15 000	16006	—	—	—
	55	13	1	13 200	8 300	1 350	845	14.7	13 000	8 000	15 000	6006	ZZ	VV	DDU
	62	16	1	19 500	11 300	1 980	1 150	13.8	11 000	7 500	13 000	6206	ZZ	VV	DDU
32	72	19	1.1	26 700	15 000	2 720	1 530	13.3	9 500	6 700	12 000	6306	ZZ	VV	DDU
	58	13	1	15 100	9 150	1 530	935	14.5	12 000	7 500	14 000	60/32	ZZ	VV	DDU
	65	17	1	20 700	11 600	2 120	1 190	13.6	10 000	7 100	12 000	62/32	ZZ	VV	DDU
	75	20	1.1	29 900	17 000	3 050	1 730	13.2	9 000	6 300	11 000	63/32	ZZ	VV	DDU
35	47	7	0.3	4 900	4 100	500	420	16.7	14 000	7 500	16 000	6807	ZZ	VV	DD
	55	10	0.6	10 600	7 250	1 080	740	15.5	12 000	7 500	15 000	6907	ZZ	VV	DDU
	62	9	0.3	11 700	8 200	1 190	835	15.6	11 000	—	13 000	16007	—	—	—
	62	14	1	16 000	10 300	1 630	1 050	14.8	11 000	6 700	13 000	6007	ZZ	VV	DDU
40	72	17	1.1	25 700	15 300	2 620	1 560	13.8	9 500	6 300	11 000	6207	ZZ	VV	DDU
	80	21	1.5	33 500	19 200	3 400	1 960	13.2	8 500	6 000	10 000	6307	ZZ	VV	DDU
	52	7	0.3	6 350	5 550	650	565	17.0	12 000	6 700	14 000	6808	ZZ	VV	DD
	62	12	0.6	13 700	10 000	1 390	1 020	15.7	11 000	6 300	13 000	6908	ZZ	VV	DDU
	68	9	0.3	12 600	9 650	1 290	985	16.0	10 000	—	12 000	16008	—	—	—
	68	15	1	16 800	11 500	1 710	1 180	15.3	10 000	6 000	12 000	6008	ZZ	VV	DDU
45	80	18	1.1	29 100	17 900	2 970	1 820	14.0	8 500	5 600	10 000	6208	ZZ	VV	DDU
	90	23	1.5	40 500	24 000	4 150	2 450	13.2	7 500	5 300	9 000	6308	ZZ	VV	DDU
	58	7	0.3	6 600	6 150	670	625	17.2	11 000	6 000	13 000	6809	ZZ	VV	DD
	68	12	0.6	14 100	10 900	1 440	1 110	15.9	9 500	5 600	12 000	6909	ZZ	VV	DDU
100	75	10	0.6	14 900	11 400	1 520	1 160	15.9	9 000	—	11 000	16009	—	—	—
	75	16	1	20 900	15 200	2 140	1 550	15.3	9 000	5 300	11 000	6009	ZZ	VV	DDU
	85	19	1.1	31 500	20 400	3 200	2 080	14.4	7 500	5 300	9 000	6209	ZZ	VV	DDU
	100	25	1.5	53 000	32 000	5 400	3 250	13.1	6 700	4 800	8 000	6309	ZZ	VV	DDU

Notas (1) Para tolerancias dimensionales de las ranuras y de los anillos de fijación, consulte las Páginas A50 a A53.

(2) Cuando se aplican cargas axiales pesadas, aumente d_2 y disminuya D_2 respecto a los valores indicados.

Figura 53. Ficha técnica del rodamiento de ranura profunda 6805

Fuente: http://gerdau.cl/files/catalogos_y_manuales/Manual_de_Diseño_para_Angulos_Estructurales_L-AZA.pdf



Diám. Ep mm pulgadas	Designación soporte(*)	Dimensiones nominales										Tamaño tornillo mm pulgadas	Número de rodamiento
		H	J	A ₂	A ₁	A	N	L	A ₃	B	S		
12	UCFL201D1	113	90	15	11	25.5	12	60	33.3	31	12.7	M10	UC201D1
1/2	UCFL201-008D1	47/16	335/64	19/32	7/16	1	15/32	23/8	15/16	1.2205	0.500	3/8	UC201-008D1
15	UCFL202D1	113	90	15	11	25.5	12	60	33.3	31	12.7	M10	UC202D1
9/16	UCFL202-009D1	47/16	335/64	19/32	7/16	1	15/32	23/8	15/16	1.2205	0.500	3/8	UC202-009D1
5/8	UCFL202-010D1	47/16	335/64	19/32	7/16	1	15/32	23/8	15/16	1.2205	0.500	3/8	UC202-010D1

Figura 54. Ficha técnica del porta rodamiento 6805

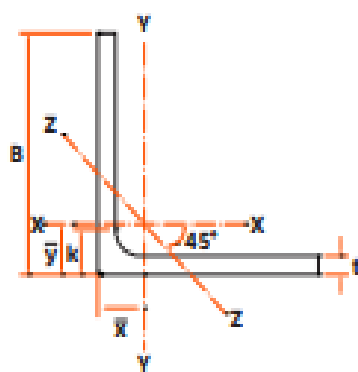
Fuente: http://gerdau.cl/files/catalogos_y_manuales/Manual_de_Diseño_para_Angulos_Estructurales_L-AZA.pdf

LI - Ángulo de lados iguales "L"



Sección Lado y Espesor Nominales	Peso (kg/m)	DIMENSIONES			PROPIEDADES									
		Lado B (mm)	Espesor t (mm)	k (mm)	Área A (cm ²)	Eje X-X = Eje Y-Y					Eje 2-2			J (cm ⁴)
						I (cm ⁴)	S (cm ³)	r (cm)	$\bar{y} = \bar{z}$ (cm)	Z (cm ³)	I (cm ⁴)	S (cm ³)	r (cm)	
L 3/8 x 1/8	0.88	19.0	3.17	6.17	1.11	0.36	0.37	0.57	0.59	0.50	0.15	0.19	0.37	0.04
L 1/2 x 1/8	1.19	25.4	3.17	6.17	1.51	0.91	0.91	0.77	0.75	0.91	0.38	0.36	0.50	0.05
L 1 x 3/16	1.73	25.4	4.76	7.76	2.19	1.35	0.72	0.75	0.81	1.30	0.54	0.47	0.49	0.17
L 1 x 1/4	2.32	25.4	6.35	9.35	2.83	1.54	0.91	0.74	0.86	1.65	0.70	0.57	0.50	0.38
L 1 1/4 x 1/8	1.50	31.7	3.17	7.17	1.92	1.84	0.81	0.97	0.90	1.46	0.76	0.60	0.63	0.06
L 1 1/4 x 3/16	2.20	31.7	4.76	8.76	2.80	2.57	1.16	0.95	0.96	2.09	1.08	0.80	0.63	0.21
L 1 1/4 x 1/4	2.86	31.7	6.35	10.3	3.63	3.20	1.48	0.93	1.03	2.68	1.39	0.97	0.63	0.49
L 1 1/2 x 1/8	1.83	38.1	3.17	7.17	2.32	2.25	1.18	1.18	1.06	2.13	1.34	0.90	0.76	0.08
L 1 1/2 x 3/16	2.68	38.1	4.76	8.76	3.40	4.59	1.71	1.16	1.12	3.08	1.91	1.30	0.75	0.26
L 1 1/2 x 1/4	3.48	38.1	6.35	10.3	4.44	5.77	2.20	1.14	1.18	3.96	2.45	1.47	0.74	0.60
L 2 x 1/8	2.46	50.8	3.17	9.52	3.12	7.87	2.11	1.57	1.36	3.77	3.13	1.63	0.99	0.12
L 2 x 3/16	3.63	50.8	4.76	11.1	4.61	11.3	3.08	1.55	1.43	5.54	4.54	2.25	0.99	0.38
L 2 x 1/4	4.79	50.8	6.35	12.7	6.05	14.4	4.00	1.54	1.49	7.31	5.87	2.80	0.98	0.87
L 2 1/2 x 1/8	3.15	63.5	3.17	9.52	4.02	15.9	3.40	1.99	1.68	6.11	6.58	2.77	1.28	0.47
L 2 1/2 x 3/16	4.57	63.5	4.76	11.1	5.81	23.3	4.83	1.96	1.74	8.67	8.74	3.54	1.22	0.47
L 2 1/2 x 1/4	6.10	63.5	6.35	12.7	7.68	28.8	6.34	1.94	1.81	11.4	11.4	4.49	1.22	1.09
L 3 x 3/16	5.53	76.2	4.76	14.3	7.03	36.5	7.10	2.37	2.06	12.7	15.6	5.34	1.49	0.57
L 3 x 1/4	7.29	76.2	6.35	15.9	9.29	51.2	9.32	2.35	2.12	16.7	20.4	6.80	1.49	1.30
L 3 x 5/16	9.08	76.2	7.94	17.5	11.48	62.4	11.5	2.33	2.18	20.6	25.1	8.13	1.48	2.48
L 3 x 3/8	10.7	76.2	9.52	19.0	13.61	73.8	13.5	2.31	2.25	24.3	29.6	9.34	1.48	4.20
L 4 x 1/4	9.83	102	6.35	15.9	12.52	125	16.9	3.17	2.74	29.8	49.1	12.7	1.99	1.83
L 4 x 5/16	12.3	102	7.94	17.5	15.48	153	20.8	3.15	2.80	37.0	60.8	15.3	1.98	3.46
L 4 x 3/8	14.8	102	9.52	19.0	18.45	180	24.6	3.13	2.87	44.1	73.0	17.7	1.98	5.87
L 4 x 1/2	19.6	102	12.7	22.2	24.19	230	32.1	3.07	3.00	57.4	93.7	22.1	1.97	13.4
L 6 x 3/8	22.3	152	9.52	22.2	28.13	641	57.5	4.75	4.11	103	257	44.1	3.03	9.07
L 6 x 1/2	29.2	152	12.7	25.4	37.10	828	75.2	4.72	4.24	135	335	55.7	3.00	20.9
L 6 x 5/8	36.0	152	15.9	28.6	45.87	1003	92.4	4.67	4.27	166	409	66.2	2.97	29.8
L 6 x 3/4	42.7	152	19.0	31.7	54.45	1170	108	4.62	4.50	195	483	75.9	2.97	67.0

- Se pueden fabricar otros diseños sobre pedido.
- Longitud estándar de 6.1 m y 12.2 m.
- Realización de Prueba Charpy sobre pedido.



Calidad Acero	F_y (kg/cm ²)	F_u (kg/cm ²)
ASTM A36	3530 MIn.	4880-5615
ASTM A529-60	3535 MIn.	4570-7030
ASTM A572-60 *	3535 MIn.	4570 MIn.
ASTM (A36/A529-50)	3535 MIn.	4880-5615

* Fabricación Especial.

Figura 55. Ficha técnica de la platina angular de 90°

Fuente: http://gerdau.cl/files/catalogos_y_manuales/Manual_de_Diseño_para_Angulos_Estructurales_L-AZA.pdf

Reenvío angular a 2 vías

art. 4011

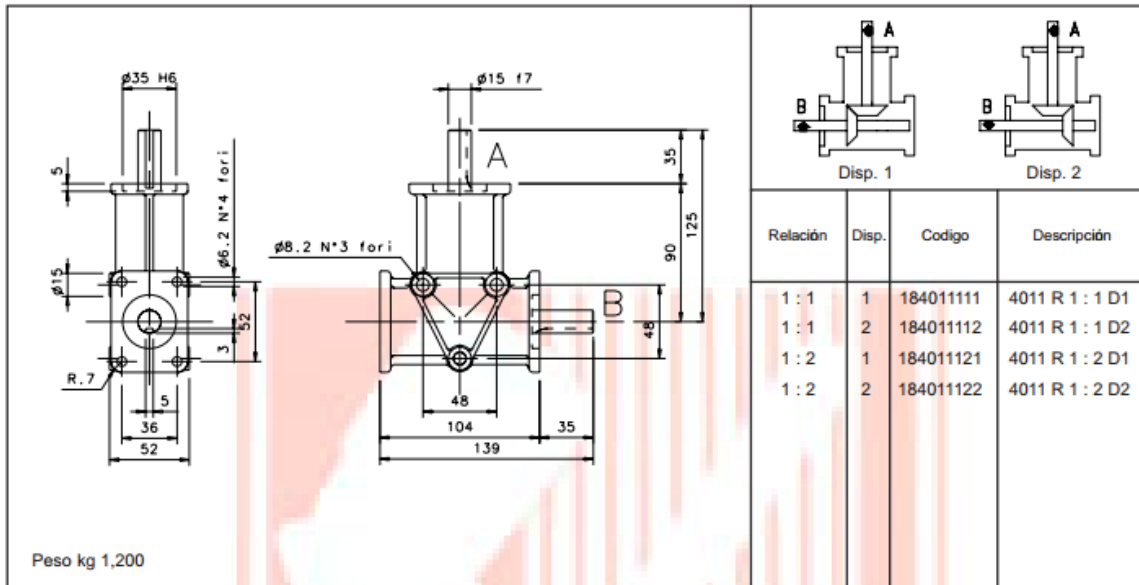
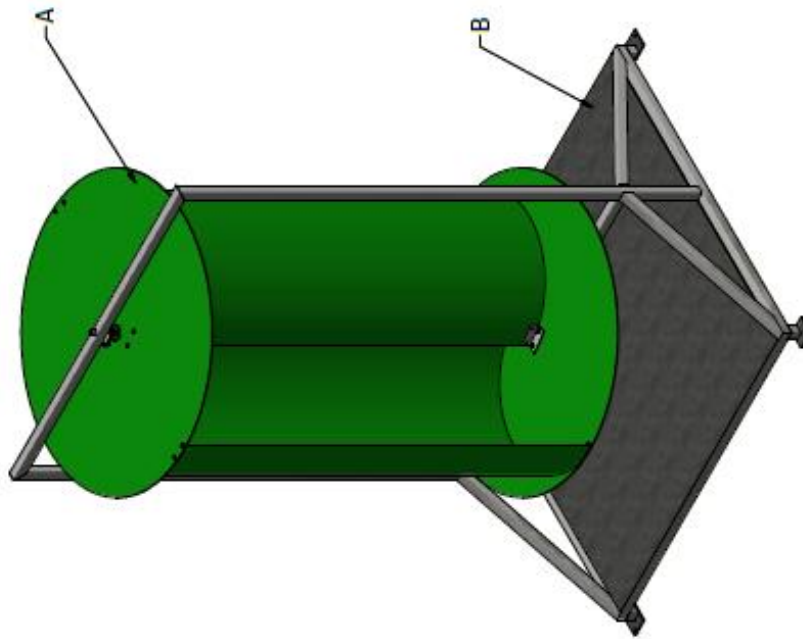


Figura 56. Ficha técnica del multiplicador de velocidad LASIOM 4011

Fuente: https://www.interempresas.net/FeriaVirtual/Catalogos_y_documentos/5249/Catalogo-Reenvio.pdf

Anexo F. Planos esquemáticos

**MICRO GENERADOR VERTICAL
TIPO SAVONIUS**

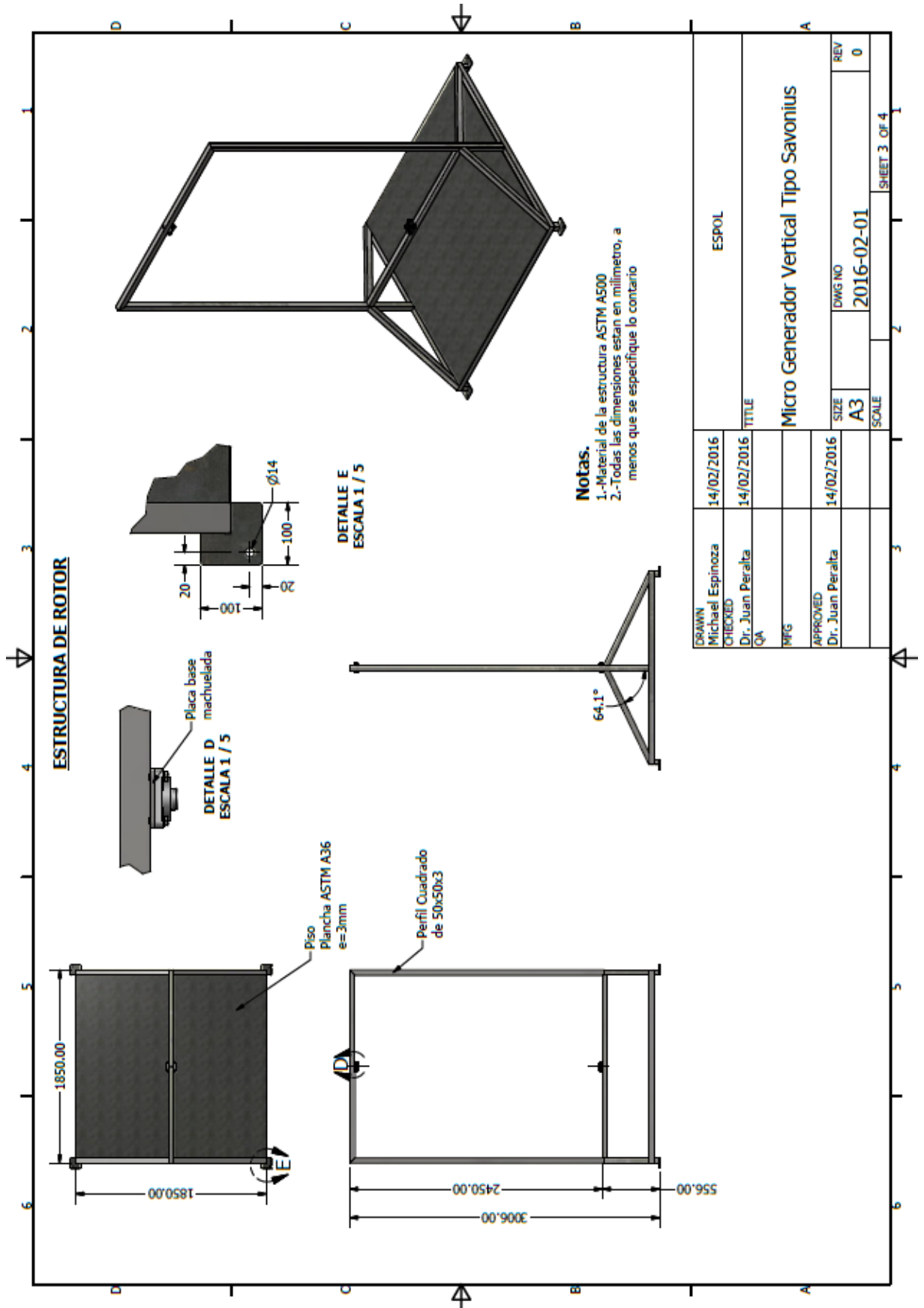


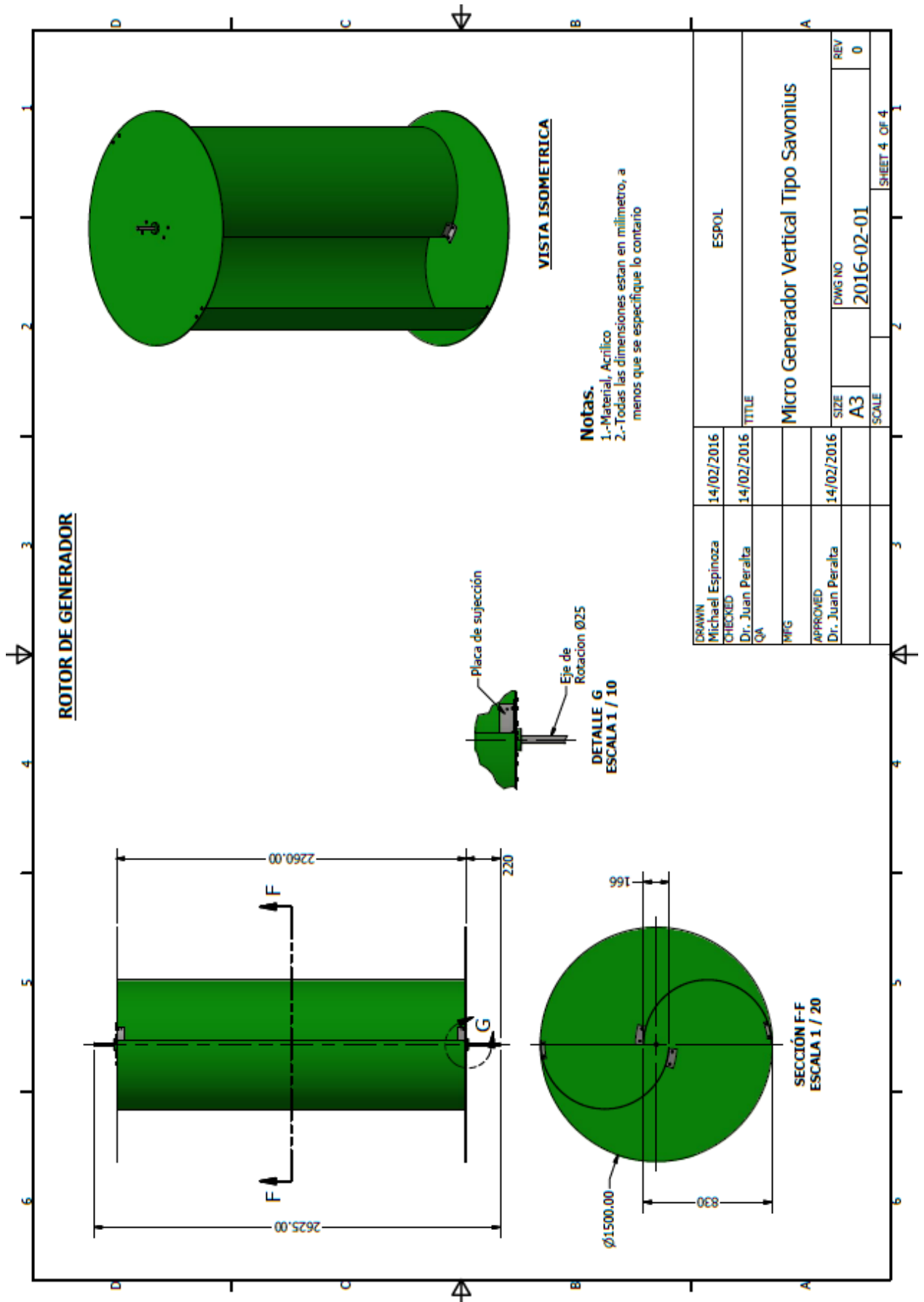
ITEM	DESCRIPCIÓN
A	Rotor de generador
B	Estructura de Rotor

Notas.

- 1.- Micro Generador Vertical Tipo Savonius
- 2.- Material del rotor es acrílico
- 3.- Material del eje del rotor ASTM 1045
- 4.- Material de la estructura ASTM A500
- 5.- Todas las dimensiones están en milímetro, a menos que se especifique lo contrario

DRAWN Michael Espinoza	14/02/2016	ESPOL
CHECKED Dr. Juan Peralta	14/02/2016	
QA		TITLE Micro Generador Vertical Tipo Savonius
APPROVED Dr. Juan Peralta	14/02/2016	SIZE A3
		DWG NO 2016-02-01
		SCALE
		REV 0





BIBLIOGRAFÍA

- [1] Al-Bahadly, I. (2009). Building a wind turbine for rural home. *Energy for Sustainable Development*, 159-165.
- [2] Boveri, A. B. (2012). *Plantas Eólicas*. Barcelona: ABB.
- [3] CONELEC. (2015, Mayo 15). *Regulación eléctrica nacional*. Retrieved from https://www.interempresas.net/FeriaVirtual/Catalogos_y_documentos/5249/Catalogo-Reenvio.pdf
- [4] Cueva, L. (2015). *Escuela Politécnica Nacional*. Retrieved from epn.edu.ec: DISEÑO DE UN GENERADOR EÓLICO DE EJE VERTICAL DE BAJA POTENCIA
- [5] Jeon, K. S. (2015). Effects of end plates with various shapes and sizes on helical Savonius. *Renewable Energy*, 9.
- [6] Leon, J. (2010, Abril 5). *Elementos a Presión*. Retrieved from academia.edu: http://www.academia.edu/7116276/Dise%C3%B1o_y_C%C3%A1lculo_de_Recipientes_a_Presi%C3%B3n
- [7] Maldonado, R. D. (2013). Design, simulation and construction of a Savonius wind. *Science Direct*, 691-697.
- [8] Mohamed A. (2016). *Wind Energy An Introduction*. Boca Raton: CRC Press Taylor & Francis Group.
- [9] Norton, R. L. (1999). *Diseño de máquinas*. Mexico DF: Prentice Hall.
- [10] Ricci, R. (2015). Experimental study on a Savonius wind rotor for street lighting. *Science Direct*, 9.
- [11] Rosmin, N. (2015). Experimental study for the single-stage and double-stage two-bladed Savonius micro-sized turbine for rain water harvesting (RWH) system. *Science Direct*, 274-281.
- [12] Sukanta Roy. (2015). Wind tunnel experiments of a newly developed two-bladed. *Science Direct*, 8.
- [13] Torres, D. (2015). Ingeniería Mecánica. *Diseño de un generador eólico de eje vertical de baja potencia*. Pereira, Resaraida, Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira.
- [14] Torresi, M. (2014). Performance and flow field evaluation of a Savonius rotor tested in a wind tunnel. *Science Direct*, 207-216.
- [15] Tutar, M. (2015). Performance analysis of a horizontal axis 3-bladed Savonius type wave. *Renewable Energy*, 8-25.

[16] Villarrubia, M. (2004). *Energia Eolica*. Barcelona: Ceac.

[17] Wenehenubun, F. (2015). An experimental study on the performance of Savonius wind. *Science Direct*, 297-304.