

**DISEÑO PARA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE UN AEROGENERADOR
TIPO SAVONIUS PARA EL PARQUE CULTURAL DE LA UVA UBICADA EN
EL MUNICIPIO DE LA UNIÓN, VALLE DEL CAUCA.**

ANTONIO JOSÉ FLOREZ TABORDA - 200933944
antonio.florez@correounivalle.edu.co

**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA INGENIERÍA MECÁNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTIAGO DE CALI
2019**

**DISEÑO PARA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE UN AEROGENERADOR
TIPO SAVONIUS PARA EL PARQUE CULTURAL DE LA UVA UBICADA EN EL
MUNICIPIO DE LA UNIÓN, VALLE DEL CAUCA.**

ANTONIO JOSÉ FLOREZ TABORDA - 200933944
antonio.florez@correounivalle.edu.co

**Proyecto de grado para optar el título de:
Ingeniero Mecánico**

**Director
HUGO CENEN HOYOS**

**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTIAGO DE CALI
2019**

Nota de aceptación:

Aprobado por el Comité de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Del Valle para optar al título de Ingeniero Mecánico.

Jurado.

Jurado.

Santiago de Cali.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mis padres por su amplia paciencia y apoyo incondicional durante el desarrollo de este trabajo, a mi hermana por sus consejos, a mi Director de tesis por su paciencia y acompañamiento al no abandonarme durante mis episodios de crisis existencial de no hacer nada, al grupo Bionovo por permitirme usar un espacio, sus consejos y apoyo; por último, a mis amigos porque gracias a ustedes es que me demore 3 años en graduarme. ¡GRACIAS TOTALES!

CONTENIDO

	pág.
1. Introducción.	11
2. Objetivos.	13
2.1. Objetivo general.	13
2.2. Objetivos específicos.	13
3. Desarrollo del proyecto.	14
3.1. Características del sistema de generación eólico.	14
3.1.1. Capacidad de generación.	14
Ubicación.	14
Toma de datos.	15
Potencial eólico.	16
Coeficiente de potencia.	16
Potencial del viento analizado por medio de la distribución de Weibull.	17
3.1.2. Disponibilidad de energía eólica.	21
3.1.3. Demanda energética.	23
3.2. Diseño del árbol eólico.	23
3.2.1. Dimensionamiento del rotor.	23
Numero de aerogeneradores.	24
3.2.2. Turbina tipo savonius.	30
Estado de cargas del rotor.	32
Selección de rodamientos.	36
Ajuste entre caja y rotor.	38

3.2.3. Sistema de generación y almacenamiento.	41
Cálculos para la selección del banco de baterías.	43
3.2.4. Estructura de soporte.	44
Tipos de torres.	44
Normativa aplicable.	45
Diseño de la torre.	50
3.2.5. Análisis estructural.	53
Cimentación de la torre.	61
3.3. Evaluación económica.	62
Costo de manufactura.	62
Desarrollo del proyecto.	62
Trabajo civil.	63
Infraestructura eléctrica y conexión a la red.	64
Otros costos.	64
Inversión total.	64
Operación y costos de mantenimiento.	64
4. Conclusiones.	65
5. Recomendaciones.	66
6. Trabajos futuros.	66
Bibliografía.	68
Anexos.	70
Anexo a	70
Anexo b	72
Anexo c	73

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Distintos valores del coeficiente de rugosidad de superficie para las distintas locaciones.	19
Tabla 2 Tabla de frecuencias creada a partir de los datos medidos	20
Tabla 3 Valores del modelo estadístico de Weibull de la toma de datos	20
Tabla 4 Caracterización de las velocidades y la potencia eólica para la zona horaria.....	21
Tabla 5 Valores mínimos obtenidos por la discretización de los datos por zona horaria.....	22
Tabla 6 Parámetros calculados a partir de la ecuación (18)	26
Tabla 7 Parámetros del rotor y la caja seleccionada	29
Tabla 8 Parámetros del generador y el número de generadores.....	30
Tabla 9 Propiedades físicas de la fibra de vidrio	32
Tabla 10 Valores de las reacciones y los momentos de los apoyos del rotor.	36
Tabla 11 Parámetros de la selección del cojinete.....	37
Tabla 12 Características físicas del cojinete 6210-2Z.....	38
Tabla 13 Resultados de la herramienta de calculo	38
Tabla 14 Valores de análisis y resultados del ajuste entre caja y rotor.....	40
Tabla 15 Parámetros técnicos de tecnologías de almacenamiento. (DoD es la profundidad de descarga). Fuente: [5].....	44
Tabla 16 Momento máximo en la base de la torre.....	50
Tabla 17 Pesos para distintas configuraciones de torres.....	52

Tabla 18 Resultados para torre de acero A42, altura=10m, diámetro=1m, espesor=5mm.	53
<i>Tabla 19 peso de los elementos soportados por cada viga.</i>	54
<i>Tabla 20 resultados de análisis de elementos finitos.....</i>	61
Tabla 21 Manufactura de árbol eólico.	62
Tabla 22 Costo de estudios.....	63
Tabla 23 Inversión total.	64
Tabla 24 Especificaciones del motor	70
Tabla 25 Especificaciones de las distintas configuraciones de cajas de transmisión.....	70

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 Posible sitio de instalación del Árbol Generador Savonius.....	14
Figura 2 Panorámica de sitio de la posible instalación del generador.	15
Figura 3 Anemómetro y transmisor.	15
Figura 4 Instalación del anemómetro.....	16
Figura 5 C_p de rotores Savonius a distintas relaciones e/d.....	17
Figura 6 Disponibilidad de energía eólica.	22
Figura 7 Lámparas de jardín Tomshine de 5 watts a 12 voltios.....	23
Figura 8 Esquema de un rotor Savonius	24
Figura 9 Número de aerogeneradores vs radio de rotor para cada relación de la caja multiplicadora.....	28
Figura 10 Gráfico limitado de 10 a 60 aerogeneradores y omitiendo las relaciones de caja menores a 1/100	29
Figura 11 Diagrama sistemas del árbol eólico.	31
Figura 12 Turbina Savonius (a) turbina, (b) góndola.	32
Figura 13 Estado de carga del rotor, configuración 1.	33
Figura 14 Diagramas (a) cortante, (b) momento, primera configuración.....	34
Figura 15 Estado de carga del rotor, configuración 2.	34
Figura 16 Diagramas (a) cortante, (b) momento, segunda configuración.	35
Figura 17 Diagrama de fuerzas del rotor	36
Figura 18 Características del cojinete 6210-2Z	37
Figura 19 Acople de rotor y caja multiplicadora, las medidas están en milímetros.....	39
Figura 20 Sistema eléctrico, de distribución y control.....	42
Figura 21 Sistema eléctrico, de distribución y control. Fuente: [4].....	42

Figura 22 Configuración del conjunto aerogenerador.	43
Figura 23 Clasificación de torres de acero y concreto para turbinas. Fuente: [4].....	45
Figura 24 Factor de aceptación de esfuerzos máximos.....	50
Figura 25 Factor de aceptación desplazamientos horizontales	51
Figura 26 Factor de aceptación desplazamiento vertical.....	52
Figura 27 árbol de generadores.....	53
Figura 28 medidas generales del árbol de generadores.	55
Figura 29 Estado de cargas de la viga critica.....	56
Figura 30 Diagrama de cuerpo libre fuerza cortante momento flector y Smax	57
Figura 31 Análisis de elementos finitos, esfuerzo de Von Misses.	58
Figura 32 Análisis de elementos finitos, factor de seguridad.....	59
Figura 33 Convergencia de los resultados del análisis de elementos finitos Esfuerzo de Von Misses.	60
Figura 34 Cimentación con torre cilíndrica tubular de acero. Fuente: [4]	61
Figura 35 Plano del motor usado como generador	70

1. INTRODUCCIÓN

El consumo de electricidad se ha hecho una necesidad indispensable para la humanidad y el sostenimiento de sus estándares de calidad de vida (acceso a servicios salud y educación, confort y el entretenimiento). El crecimiento de la población, el desarrollo económico de los países, la urbanización, el acceso cada vez a más dispositivos eléctricos ha ocasionado que la demanda de electricidad tenga una tendencia creciente.

Más allá de la importancia de contar con electricidad, es necesario tener en cuenta que toda su cadena productiva desde la generación, pasando por la transmisión, distribución y uso final, tienen asociados una serie de impactos ambientales y sociales, esto genera una preocupación por el estado del medio ambiente y por el cambio climático. Por este motivo, la búsqueda de alternativas de generación que tengan un menor impacto social y ambiental y que puedan satisfacer las necesidades crecientes de la población es apremiante[1].

Con el fin de mejorar el acceso de electricidad a toda la población, aumentar la eficiencia energética e incrementar la participación de energía renovable en la matriz energética mundial, la Organización de las Naciones Unidas designó el 2012 como el año oficial de las energías renovables [2]. En Colombia el tema es primordial, ya que el país y su red de generación eléctrica es altamente vulnerable al cambio climático. En 2012 el parque de generación eléctrica estaba compuesto en 67% por generación hidroeléctrica (64,88% grandes centrales y 2,12% plantas hidráulicas menores), y 32,73% por generación térmica, de la cual 27,79% es con turbinas de gas natural, 4,94% con plantas de carbón y 0,14% en cogeneración y 0,13% en generación eólica [3]. Ante esto, se vuelve relevante aprovechar el potencial que tiene el país para el desarrollo de energías renovables no convencionales para generación eléctrica. Siendo la generación eólica de especial interés en el desarrollo de este proyecto, tomando como referencia los árboles de generación de energía eólica que actualmente está en desarrollo a nivel mundial.

El Parque Nacional de la Uva manejado por el Grupo Empresarial Grajales, ubicado en el municipio de La Unión, Valle, se ha interesado en la adquisición o construcción de un árbol aerogenerador funcional en la zona del parque, con el propósito de crear consciencia en sus visitantes de la importancia del uso de energías alternativas a nivel regional y nacional. El objetivo de este trabajo se centra en el diseño para

construcción de un aerogenerador tipo Savonius basado en las particularidades del sitio como lo son la caracterización de sus vientos, terrenos y ubicación geográfica.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Diseño para construcción del modelo de un aerogenerador tipo Savonius para El Parque Cultural de la Uva ubicada en el municipio de La Unión, Valle del Cauca.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Toma de datos en el posible sitio de instalación para definir la capacidad de generación del árbol aerogenerador a instalar en el parque cultural de la Uva en la Unión, Valle.
2. Determinación de la potencia por unidad de aerogenerador a instalar en el árbol.
3. Elaboración de una herramienta computacional para el diseño del aerogenerador tipo.
4. Diseño del modelo para construcción de la turbina tipo y del generador acoplado en el conjunto aerogenerador a instalar en el árbol, para el parque cultural en La Unión, Valle del Cauca.
5. Diseño de la estructura de soporte (árbol) y demás equipos auxiliares para la conversión y aplicación de la energía en el sitio de instalación.
6. Evaluación económica de la inversión del proyecto.

3. DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICO

En este capítulo se presentarán las características del lugar a instalación, el equipo usado para la medición de los datos, la presentación de las ecuaciones usadas, los datos obtenidos y sus resultados y la demanda a suplir por el generador.

3.1.1. Capacidad de generación

Ubicación

El sitio propuesto para la instalación del aerogenerador se encuentra en el interior de la propiedad del Parque Nacional de la Uva, cerca del Hotel Los Viñedos en las coordenadas 4.522330, -76.089625, ver Figura 1.

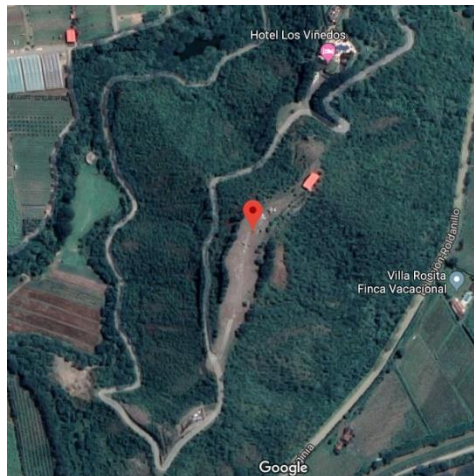


Figura 1. Posible sitio de instalación del Árbol Generador Savonius.

Fuente: [www.google.com/maps]

El sitio se encuentra a 1012 m sobre el nivel del mar, con una temperatura media 25 grados centígrados y se encuentra rodeado por un cerco de árboles como se puede observar en la Figura 2.



Figura 2. Panorámica de sitio de la posible instalación del generador.

Toma de datos.

Se instaló un equipo de medición y almacenamiento de datos en la ubicación deseada para captar la medición de los vientos 24/7 con intervalos fijos de toma de datos, se usó un equipo de la línea ProWeatherStation, modelo TP1080WC de la marca Tycoon Systems Inc. El equipo consta de una tablet donde almacena los datos tomados, permite el manejo de los parámetros de funcionamiento de la estación de medición y se comunica de manera inalámbrica con el emisor que transfiere los datos medidos del anemómetro e higrómetro. En este estudio se hizo uso del anemómetro para caracterizar la velocidad del viento y su dirección además del barómetro para el registro de la presión atmosférica.



Figura 3. Anemómetro y transmisor.

El equipo de medición se instaló en una caseta cercana, a una altura de 3.5 metros desde el suelo hasta la pala del medidor de velocidad. En un lugar cercano al dispositivo emisor se instaló el equipo de adquisición (Tablet) que registra los parámetros medidos cada 10 minutos por un periodo de 4 meses.

El dispositivo emisor funciona con dos baterías AA, según el manual puede funcionar cerca de dos años, la tablet funciona con tres baterías AA y según el manual puede durar un año completo



Figura 4. Instalación del anemómetro

Potencial Eólico.

El potencial eólico por unidad de área de barrido del rotor está dado por la siguiente ecuación.

$$P_{viento} = \frac{P_{rotor}}{A} = C_p \left(\frac{1}{2} \rho u^3 \right) \quad (1)$$

Donde P_{viento} es la potencia eólica obtenible por área de barrido del rotor, C_p es el coeficiente de potencia del generador, ρ es la densidad del aire que la tomamos como $1.049 \frac{Kg}{m^3}$ y u es la velocidad del viento.

Coeficiente de Potencia.

El coeficiente de potencia C_p , se define como la tasa entre la potencia mecánica capturada por la turbina y la potencia disponible en el viento. El coeficiente de

potencia real ronda entre el 30 y el 45% [4] y es mucho menor que el límite teórico, que es del 59,3% (límite de Betz). [5]

Los parámetros C_p se han obtenido de manera experimental para distintas configuraciones de rotor tipo Savonius y se relatan en la Figura 5 [6]

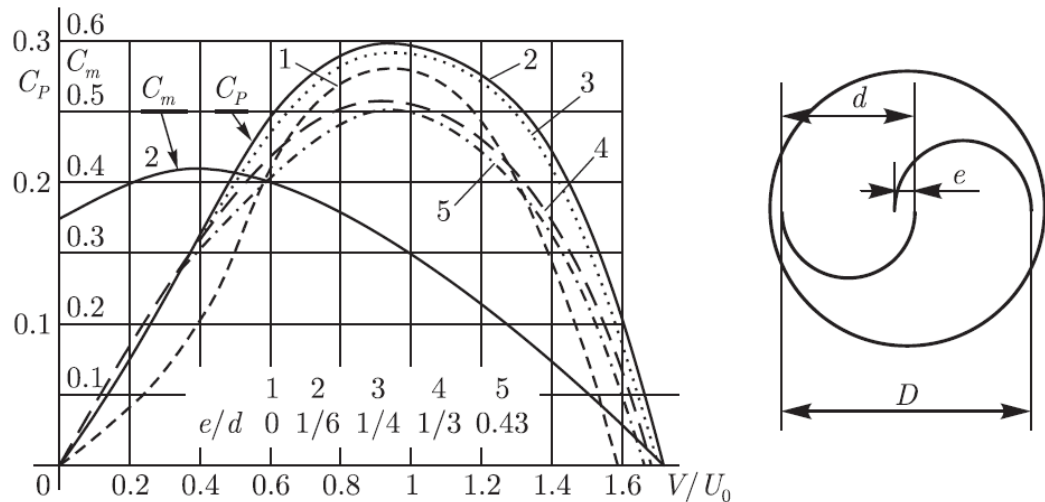


Figura 5. C_p de rotores Savonius a distintas relaciones e/d

Donde, d es el diámetro del álabe del rotor, D es el diámetro del rotor y e es la superposición entre los alabes. Para este proyecto, la superposición de los alabes seleccionado es de una relación de $1/6$, pues según el Gráfico, ver Figura 5, es el que brinda mejor rendimiento, la TSR^1 seleccionada es de $0,8$, por ende el coeficiente de potencia elegido es de $0,28$.

Potencial del viento analizado por medio de la Distribución de Weibull

Para la determinación del potencial eólico se usa la distribución de Weibull, es un modelo estadístico comúnmente utilizado debido a su versatilidad para ajustarse a los fenómenos físicos, en este caso se emplea para la determinación de la probabilidad de que un viento dado se produzca. A continuación, se presenta las ecuaciones del modelo.

¹ Tip Speed Ratio: Es la capacidad que tiene el rotor para aprovechar la velocidad del viento, en rotores de arrastre como el del proyecto este valor siempre será por debajo de 1.

$$f(u) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{u}{c}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} \quad (2)$$

$$F(u) = 1 - e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k} \quad (3)$$

Donde en la ecuación (2) y (3), u es la velocidad del viento, k es el parámetro de forma y c es el factor de escala. Al tener una toma de datos del sitio, se puede calcular de manera fácil los parámetros específicos de k y c y así determinar la distribución de Weibull que se ajusta para el caso, se procede a explicar la metodología para obtener los parámetros comenzando con la linealización de la ecuación (3), donde se obtiene:

$$\ln(-\ln(1 - F(u))) = k \ln(u) - k \ln(c) \quad (4)$$

$$y = ax + b \quad (5)$$

Como se puede observar la ecuación (4) tiene la forma de la ecuación (5) donde:

$$y = \ln(-\ln(1 - F(u))) \quad (6)$$

$$a = k \quad (7)$$

$$x = \ln(u) \quad (8)$$

$$b = -k \ln(c) \quad (9)$$

Mediante la toma de datos y la fabricación de la tabla de frecuencias, los valores de las ecuaciones (6) y (7) son fácilmente obtenibles, para hallar el valor de a se usa la ecuación (10) y para hallar el valor de b se despeja la ecuación (5), obteniendo la ecuación (11).

$$a = \frac{(\sum_{i=1}^W p(u_i)^2 (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}))}{\sum_{i=1}^W p(u_i)^2 (x_i - \bar{x})^2} \quad (10)$$

$$b = \bar{y} - a\bar{x} = \frac{1}{W} \sum_{i=1}^W y_i - \frac{a}{W} \sum_{i=1}^W x_i \quad (11)$$

Los datos medidos en el sitio de instalación en el Parque de la Uva en La Unión, Valle, fueron obtenidos a una altura de 3,5 metros. Estos datos deben extrapolarse mediante la ecuación (12) debido a que el diseño de árbol está acotado entre una altura de 5 hasta 10 metros.

$$u(h) = u(h_0) \left(\frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_0}{z_0}\right)} \right) \quad (12)$$

En donde $u(h)$ es la velocidad del viento que se desea conocer a una altura h , $u(h_0)$ es la velocidad del viento de la altura conocida, en este caso la velocidad del viento será la que se ha medido a 3,5 metros y z_0 es el coeficiente de rugosidad del terreno que se ve influenciado por las características particulares del sitio [4] y se relatan en la Tabla 1. Para el desarrollo de este proyecto se decidió usar un valor de coeficiente de 0,4 como se puede observar en la Figura 2, el sitio de instalación se encuentra cercado por árboles y unas casetas.

Cover	z_0 (m)	z_0 as roughness class
Offshore	0.0002	0
Open terrain, grass, few isolated obstacles	0.03	1
Low crops, occasional large obstacles	0.10	2
High crops, scattered obstacles	0.25	2.7
Parkland, bushes, numerous obstacles	0.50	3.2
Regular large obstacle coverage (suburb, forest)	0.5–1.0	3.2–3.7

Tabla 1. Distintos valores del coeficiente de rugosidad de superficie para las distintas locaciones.

En la Tabla 2 se muestran la frecuencia de las mediciones que se hicieron durante el periodo de tiempo, esto con el fin de encontrar los parámetros c y k del modelo de Weibull.

Velocidad del Viento (u)	Frecuencia absoluta	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada
0	2186	0,13018104	0,13018104
1	6333	0,37714388	0,50732492
2	4955,00	0,29508099	0,80240591
3	1453,00	0,0865293	0,88893521
4	936,00	0,05574083	0,94467604
5	396,00	0,02358266	0,96825869
6	260,00	0,01548356	0,98374226
7	98,00	0,00583611	0,98957837
8	101,00	0,00601477	0,99559314
9	39,00	0,00232253	0,99791567
10	26,00	0,00154836	0,99946403
11	6,00	0,00035731	0,99982134
12	2,00	0,0001191	0,99994045
13	1,00	5,9552E-05	1

Tabla 2. Tabla de frecuencias creada a partir de los datos medidos

En la Tabla 3 se presentan los valores del modelo estadístico en la zona usando los datos medidos, donde n es la cantidad de valores medidos por la estación, a , b , c son las constantes del modelo calculados, nótese que las potencias están dadas en unidades de área debido a que aún no se han definido los parámetros del rotor. La velocidad del viento durante el periodo de tiempo que se tomaron los datos en promedio fue de 1.8 $\frac{m}{s}$

n	16792	
u_{prom}	1,79216293	$\frac{m}{s}$
a (7)	1,06287018	
b (Ecuación (9))	-0,75530394	
c	2,03526639	
Potencia promedio sobre área	12,6278024	$\frac{w}{m^2}$
Potencia aerogenerador promedio sobre área	3,53578466	$\frac{w}{m^2}$

Tabla 3. Valores del modelo estadístico de Weibull de la toma de datos

3.1.2. Disponibilidad de energía eólica

Para una mayor precisión del proyecto y el acercamiento a las limitantes reales de la zona, se realiza un modelamiento de Weibull pero definidas en zonas horarias para garantizar una velocidad mínima del viento para evitar que los acumuladores del árbol no sufran una descarga súbita y mantener el ciclo constante de cargado.

Hora del Día	Velocidad del Viento	Potencia disponible en la zona	Potencia aprovechable por el rotor
0	1,57061341	5,65143877	1,582402856
1	1,51640514	5,11555873	1,432356446
2	1,65948276	6,16241719	1,725476813
3	1,53679654	5,59403277	1,566329176
4	1,49140401	4,80080502	1,344225406
5	1,51216023	5,85074969	1,638209913
6	1,47503566	5,23306316	1,465257684
7	1,38516405	4,79522821	1,342663899
8	1,41369472	4,97185906	1,392120537
9	1,40941512	4,52055227	1,265754635
10	1,50784593	6,16606633	1,726498573
11	1,4807418	4,3289527	1,212106757
12	1,63988522	5,88259269	1,647125952
13	1,54166667	4,91108844	1,375104763
14	1,6556196	6,08945813	1,705048277
15	1,55878084	5,72016994	1,601647585
16	1,63501484	7,07893016	1,982100445
17	1,63862928	6,90058279	1,932163182
18	1,78056426	8,60168591	2,408472055
19	1,79277865	8,52129531	2,385962686
20	1,84036145	9,29047568	2,601333191
21	1,80232558	8,6278048	2,415785343
22	1,72478386	7,62259545	2,134326725
23	1,73170732	7,43472399	2,081722717

Tabla 4. Caracterización de las velocidades y la potencia eólica para la zona horaria

Los datos de la Tabla 4 se grafican en la Figura 6

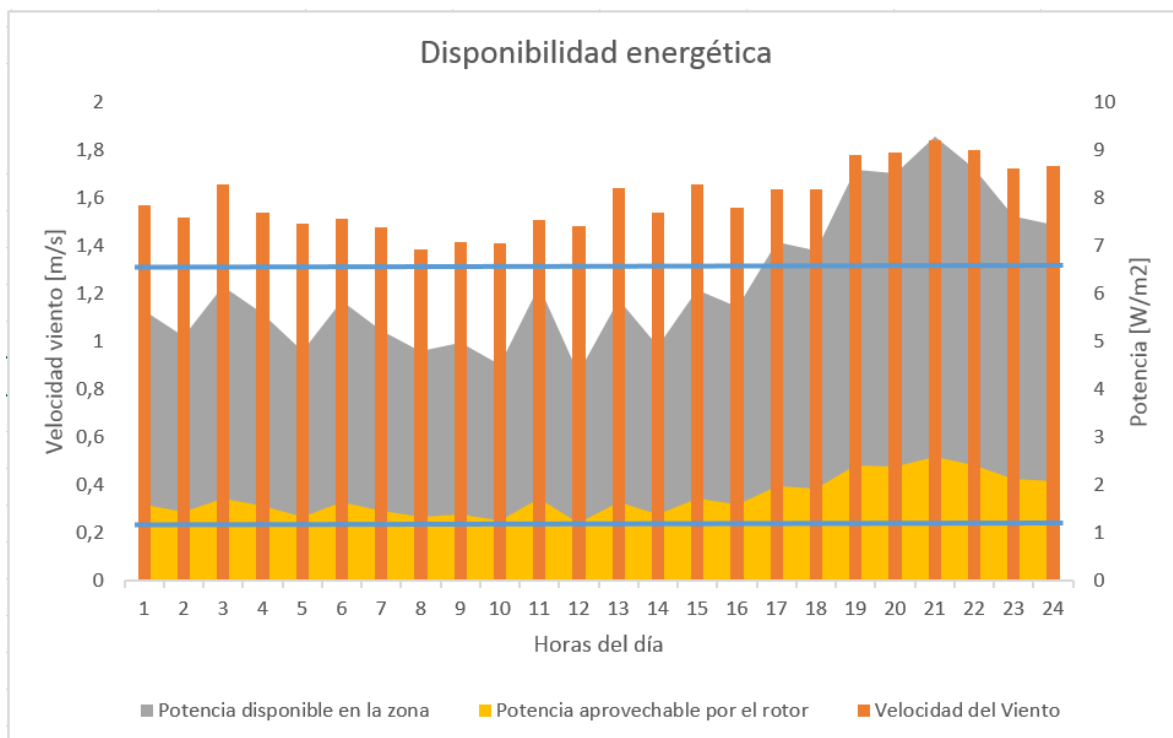


Figura 6. Disponibilidad de energía eólica.

En la Figura 6, se puede observar que a lo largo del día el viento tiene unos valores mínimos que ofrecen una potencia extraíble y una velocidad del viento garantizados, los cuales se presentan en la Tabla 5, bajo estos parámetros son los que se diseñará el rotor del aerogenerador.

Velocidad del viento mínima	1,3	$\frac{m}{s}$
Potencia mínima extraíble por el rotor	1,2	$\frac{w}{m^2}$

Tabla 5. Valores mínimos obtenidos por la discretización de los datos por zona horaria.

3.1.3. Demanda energética

El árbol deberá ser capaz de alimentar 4 lámparas de jardín de 5 watts y 12 voltios que serán destinadas para la iluminación del árbol en los días nublados u oscuros.



Figura 7. Lámparas de jardín Tomshine de 5 watts a 12 voltios

Las lámparas son de marca Tomshine con un flujo luminoso de 500 lumen cada una con una capacidad de iluminación de 8 metros, cuya cabeza es capaz de girar en un rango de 270 grados, con una vida útil de 30000 horas y un grado de protección ip65 esto con el fin de proteger el LED COB del polvo y el agua.

3.2. DISEÑO DEL ÁRBOL EÓLICO

Este capítulo se centrará en el dimensionamiento del rotor, la determinación del número de aerogeneradores del árbol, la elección de los elementos complementarios, el diseño de la estructura del árbol y la creación del presupuesto aproximado para su construcción.

3.2.1. Dimensionamiento del rotor.

El rotor Savonius es un tipo de rotor que sus alabes forman una S como se muestra en la Figura 8.

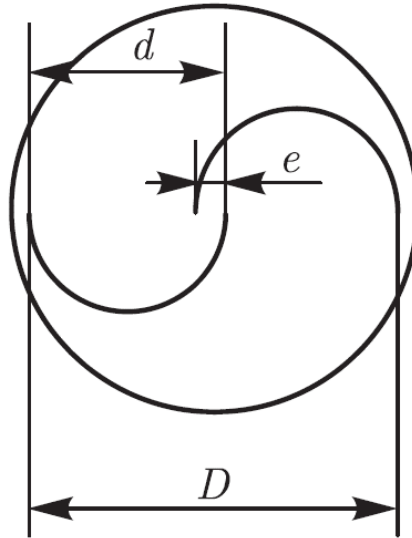


Figura 8. Esquema de un rotor Savonius

Para el presente proyecto el diámetro del rotor será seleccionado en función del número de aerogeneradores y de la caja multiplicadora.

Numero de Aerogeneradores.

La cantidad de aerogeneradores será función de la demanda y la capacidad de generación de energía eléctrica y está relacionada en la ecuación (13).

$$\#Aerogeneradores = \frac{EnergiaElectricaDemanda}{EnergiaElectricaGenerada} \quad (13)$$

La demanda eléctrica está definida en 20 W por un lapso de 12 horas obteniendo una demanda total de 240 Wh, ahora la energía eléctrica generada, $E_{elecgen}$ está dada por la ecuación (14).

$$E_{elecgen} = P_{eg} * H_{prod} \quad (14)$$

Donde P_{eg} es la potencia eléctrica generada y esta dictada por la ecuación (15) y H_{prod} son las horas de producción que en nuestro caso será de 24 horas.

$$P_{eg} = V_{gen} * I_a \quad (15)$$

Donde el V_{gen} es el voltaje generado e I_a es la corriente de armadura, ahora el voltaje y la corriente están dadas por las ecuaciones.

$$V_{gen} = K\phi\omega_{eje} - I_a R_a \quad (16)$$

$$I_a = \frac{\tau_{ind}}{K\phi} \quad (17)$$

Donde K es una constante del generador que depende netamente de la construcción de la maquina eléctrica, ϕ (phi) es la magnitud del flujo del campo magnético, τ_{ind} es el torque aplicado en el inductor del generador, ω_{eje} es la velocidad angular aplicada en el eje y R_a es la resistencia de armadura.

Para determinar los valores característicos del generador como lo son el $K\phi$ y el R_a se usa la ecuación (18) debido a la versatilidad que tienen las maquinas eléctricas DC para funcionar como motor o como generador.

$$V_{total} = K\phi\omega_{eje} + I_a R_a \quad (18)$$

Nótese que las ecuaciones (16) y (18) son muy similares, hay que tener en cuenta el signo cuando la maquina eléctrica trabaja como motor (+) o como generador (-). La ecuación (18) se usa para hallar el valor de R_a y $K\phi$ usando los valores que viene en la tabla de parámetros del motor que provee el fabricante que se relata en el Anexo A y dichos valores se muestran en la Tabla 6.

Parámetros calculados		
$K\phi$	0,0046057	Wb
R_a	4,61538462	Ohm

Tabla 6. Parámetros calculados a partir de la ecuación (18)

Para parametrizar ω_{eje} de la ecuación (16) y τ_{ind} de la ecuación (17) se debe tener en cuenta las relaciones de la caja de multiplicadora acoplada al motor mostradas en el Anexo A, ya que esta se va a encargar de transmitir la potencia eólica obtenida por el rotor al motor cuando funcione como generador.

$$\omega_{eje} = n\omega_{rotor} \quad (19)$$

En la ecuación (19) se muestra la relación entre ω_{eje} y la velocidad angular del rotor del aerogenerador (ω_{rotor}), donde n es la relación de la caja multiplicadora que se relatan en el Anexo A.

$$\omega_{rotor} = \frac{V_{viento}}{R_{rotor}} \quad (20)$$

En la ecuación (20) se presenta la relación entre la velocidad del viento (V_{viento}) y el radio del rotor (R_{rotor}), reemplazando en la ecuación (19) obtenemos la ecuación (21).

$$\omega_{eje} = n \frac{V_{viento}}{R_{rotor}} \quad (21)$$

Ahora para calcular el τ_{ind} de la ecuación (17) partimos de la ecuación (22), se asumirá en el proyecto que el torque de inductor es aproximadamente igual al torque del eje del generador (τ_{eje}), esto es debido a que las perdidas mecánicas y las perdidas misceláneas son aproximadamente del 1% [7].

$$P_{eeg} = \tau_{eje}\omega_{eje} \quad (22)$$

En la siguiente ecuación se muestra como está relacionada la potencia del eje de salida del rotor (P_{esr}) con respecto a la potencia del eje de entrada del generador (P_{eeg}), donde η_1 es la eficiencia de la caja multiplicadora.

$$P_{eeg} = \eta_1 P_{esr} \quad (23)$$

Y P_{esr} esta relacionado en la ecuación (24).

$$P_{esr} = \eta_2 P_{viento} * A_{rotor} \quad (24)$$

Donde A_{rotor} es el área proyectada del rotor perpendicular a la dirección de viento, η_2 es la eficiencia del rotor que se traducen en perdidas debido a los rodamientos que ronda en el orden de 2% [8] y P_{viento} es la potencia del viento por unidad de barrido del rotor.

$$A_{rotor} = D * H \quad (25)$$

Donde D es el diámetro del rotor y H su altura. En la literatura, la altura recomendada para un rotor tipo Savonius es de 2 o más veces el diámetro del rotor, esto con el fin de mantener una óptima relación de aspecto y mejorar levemente su rendimiento. Conociendo que el diámetro del rotor es 2 veces su radio, la ecuación (25) queda de la siguiente forma.

$$A_{rotor} = 8R_{rotor}^2 \quad (26)$$

Sustituyendo la ecuación (26) en (24) y luego en (23) se obtiene la siguiente expresión:

$$P_{eeg} = 8\eta_1\eta_2 P_{viento} R_{rotor}^2 \quad (27)$$

Ahora, igualando la ecuación (27) y la ecuación (22) y despejando τ_{ind} se obtiene la ecuación (28)

$$\tau_{ind} = \frac{\frac{8\eta_1\eta_2 P_{viento} R_{rotor}^2}{nV_{viento}}}{R_{rotor}} \quad (28)$$

Ya teniendo todos los factores se procede a realizar interacciones variando el radio del rotor para conocer el mejor arreglo de aerogeneradores. En la Figura 9, se muestra el resultado de las interacciones variando el radio de 0 a 60 centímetros y el número de aerogeneradores requeridos para obtener la energía eléctrica deseada considerando las distintas relaciones de la caja multiplicadora.

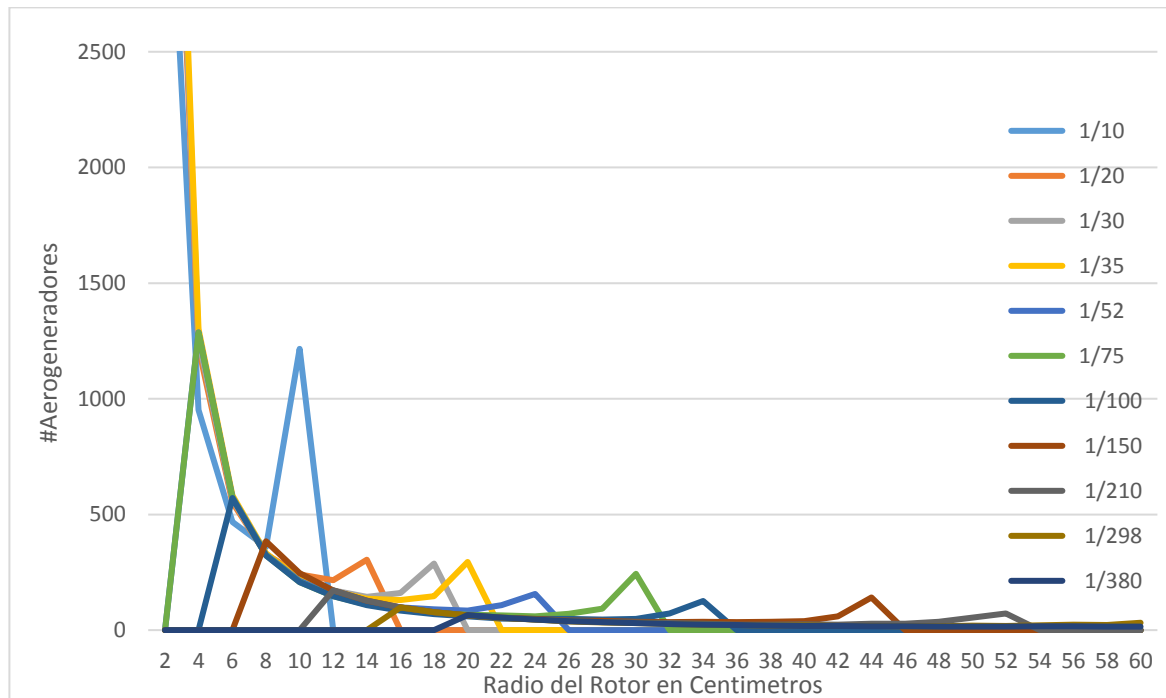


Figura 9. Número de aerogeneradores vs radio de rotor para cada relación de la caja multiplicadora.

Como se puede observar en el gráfico, el número de aerogeneradores varía a medida que el radio aumenta. En este proyecto la selección se limitó a un número de aerogeneradores entre 10 y 60 y se descartaron las relaciones de la caja menores a 1/100.

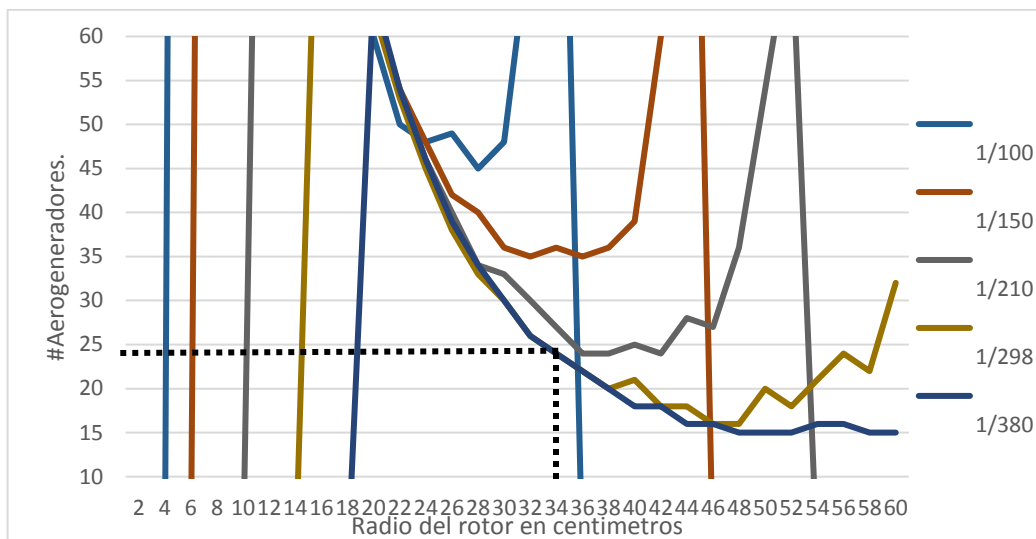


Figura 10. Gráfico limitando el número de aerogeneradores de 10 a 60 y omitiendo las relaciones de caja menores a 1/100

Como se puede observar en el gráfico, en grandes relaciones de caja multiplicadora al presentarse un aumento considerable en la velocidad angular del eje mejora notoriamente la producción de potencia eléctrica, por ende se necesitan menos aerogeneradores para suplir la demanda establecida, en la Tabla 7 se muestran las características del rotor con el radio y la caja multiplicadora seleccionada.

Con un valor de radio seleccionado del rotor de:	34	cm
Diámetro seleccionado del Rotor	68	cm
Altura del Rotor	136	cm
e/d	1/6	
d	37,09	cm
e	6,2	cm
Potencia extraída rotor	1,11	W
Eficiencia del rotor	98	%
Potencia del eje del rotor	1,08	W
Velocidad Angular	3,82	rad/s
Velocidad Angular	36,51	RPM
Torque en el eje	0,29	N.m
Relación de la caja reductora	1/380	
Eficiencia de la caja	41,45	%

Tabla 7. Parámetros del rotor y la caja seleccionada

Velocidad del eje	1452,94	rad/s
Velocidad del eje	13874,57	RPM
Potencia de entrada en el eje motor generador	0,45	W
Torque del Inductor	0,000317	N.m
K*Phi	0,004605699	
Corriente de Armadura	0,067	A
Voltaje generado	6,38	V
Potencia eléctrica generada.	0,430	W
Eficiencia del generador	95,3	%
Horas de producción	24	h
Energía eléctrica generada	10,32	Wh
Voltaje nominal	12	V
#De Arreglos	2	
Potencia por arreglo	20,63	Wh
Demanda	20	W
Horas de uso de la demanda	12	h
Demanda total	240	Wh
#Aerogeneradores requeridos	23	

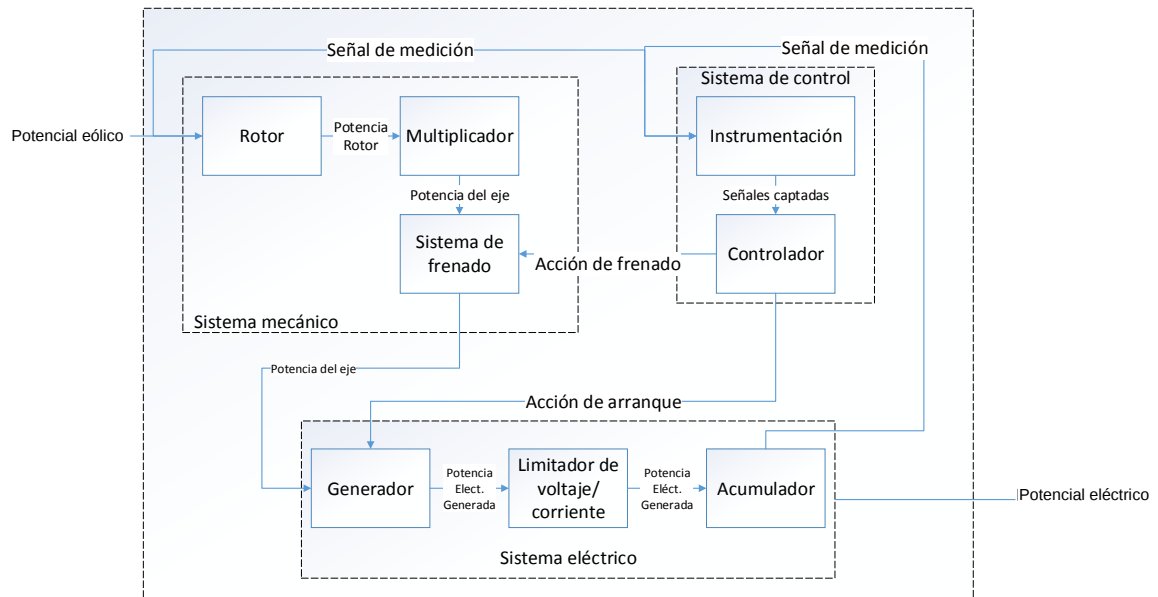
Tabla 8. Parámetros del generador y el número de generadores.

En la Tabla 8 se muestran los parámetros calculados del generador y la cantidad de generadores que se necesitan para suplir la demanda. En este proyecto, se usaran 23 aerogeneradores con rotores de 68 centímetros de diámetro con una altura de 136 centímetros.

3.2.2. Turbina tipo Savonius

En la Figura 11 se representan los sistemas del árbol eólico, un sistema mecánico que incluye el rotor, multiplicador y un sistema de frenado (este último no está considerado dentro de los alcances de este proyecto), un sistema eléctrico que incluye generador, limitador de voltaje y acumuladores, y un sistema de control que considera un sub sistema de instrumentación y un controlador (el sistema de control tampoco está considerado dentro de los alcances del proyecto). Se observan las entradas y salidas de cada sistema, siendo la entrada del sistema mecánico el potencial eólico, y su salida la potencia al eje. Esta potencia es la entrada del sistema eléctrico y su salida es el potencial eléctrico que será consumido. El sistema de control planteado, requiere de un sistema instrumentado que capture las señales de la entrada del rotor y los acumuladores para que el controlador accione un sistema de frenado en caso de que se presente un aumento súbito en la velocidad del viento; por otro lado, el controlador envía una señal de arranque al generador,

en caso de que se detecte una disminución en la velocidad del rotor para que el generador funcione como motor y proporcione un arranque al rotor.



Árbol Eólico

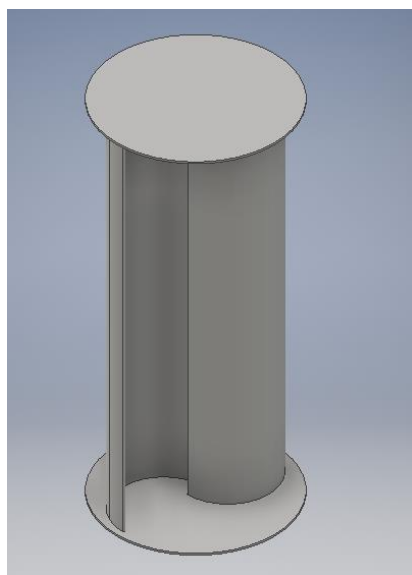
Figura 11. Diagrama sistemas del árbol eólico.

Basado en la información de la sección 3.2.1, se dimensionó la turbina Savonius, tomando como material base fibra de vidrio, ver Tabla 9. Este material fue seleccionado debido a las condiciones ambientales a las que se debe someter la turbina en la intemperie. En la Figura 12 se presenta el diseño de la turbina Savonius. Esta turbina se acopla al árbol o estructura principal mediante una unión bridada en su góndola, cada turbina del árbol almacena la energía eléctrica producida en unos acumuladores ubicados en su base, ver sección 3.2.3.

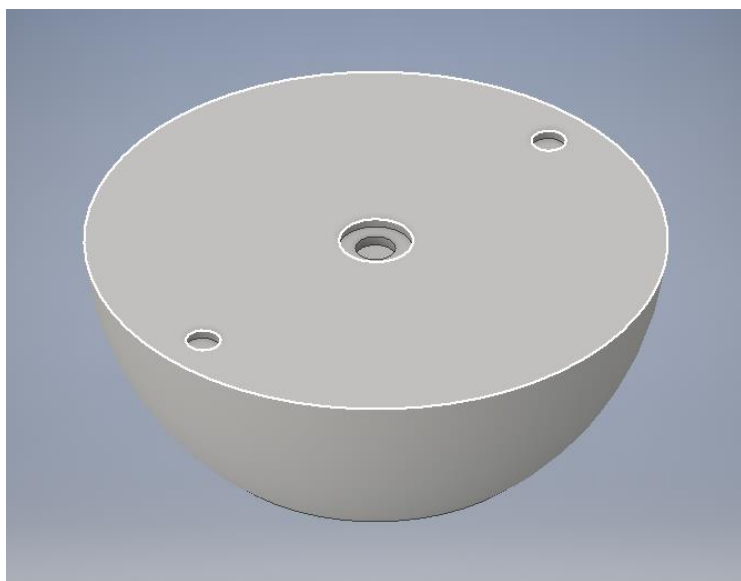
Propiedades físicas de la fibra de vidrio tipo E		
Propiedades	Unidades	Rango de valores publicados
Densidad	$\frac{g}{cm^3}$	2,54 - 2,62
Coeficiente de la expansión térmica	$\frac{m}{m \cdot K}$	$(4,9 - 6,0) \times 10^{-6}$
Calor específico	$\frac{KJ}{kgK}$	0,8
Temperatura de ablandamiento	°C	830-916

Conductividad térmica	$\frac{W}{mK}$	1
Índice de Refracción		1,547-1,560
Resistencia a la tracción	GPA	3,1-3,8
Módulo de Young	GPA	76-81
Elongación hasta el rompimiento	%	4,5-4,9
Coefficiente de Poisson		0,18
Rigidez dieléctrica	$\frac{kV}{mm}$	10,3
Resistividad en volumen	ohm cm	10^{-5}

Tabla 9. Propiedades físicas de la fibra de vidrio



(a)



(b)

Figura 12. Turbina Savonius (a) turbina, (b) góndola.

Estado de cargas del rotor

En la Figura 13 se muestra de manera preliminar el diagrama de cuerpo libre del rotor, simplificando el sistema de manera tal que este es representado como un eje apoyado de manera tal que solo se permite un movimiento axial, esto con el fin de que el eje de la caja multiplicadora del motor no presentase una reacción debido al peso del rotor. La fuerza, debido al viento se representa como una carga distribuida a lo largo de la altura del rotor (no se consideró el perfil de velocidades que normalmente presenta el viento, debido a que la altura del rotor es pequeña en comparación a las alturas que se requieren para que el perfil de los vientos

represente un cambio significativo). Además, se consideró el peso propio del rotor y un apoyo para un rodamiento cerca de la base.

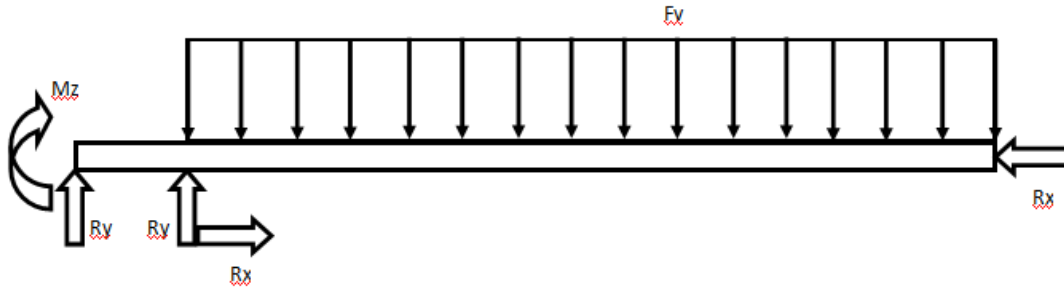
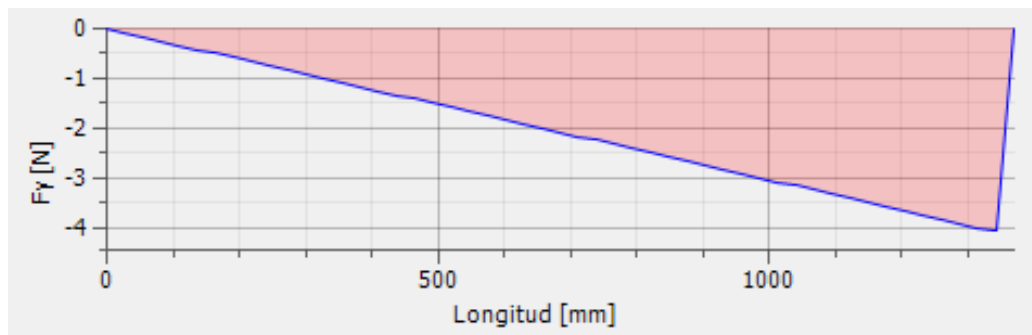
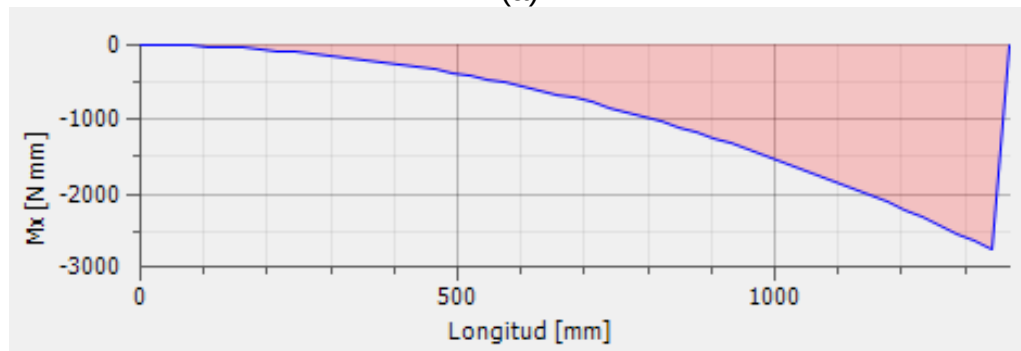


Figura 13. Estado de carga del rotor, configuración 1.

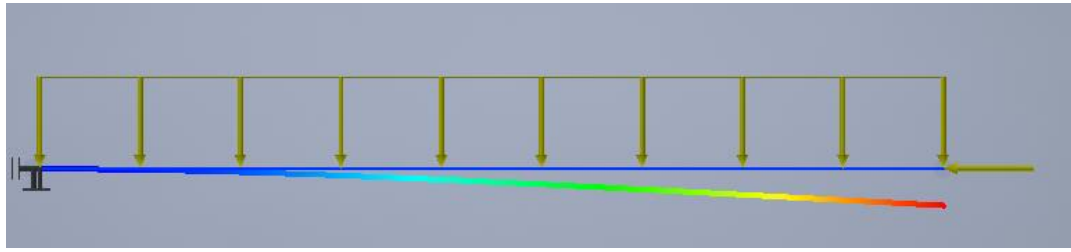
A partir de este diagrama, (ver Figura 13) se obtuvieron los diagramas de cortante y momento, ver Figura 14 (a) y (b), donde se observa una fuerza cortante de -4N y un momento máximo de -2739.91N.mm. En la Figura 14 (c) se observa que la deflexión máxima se presenta en el extremo superior del rotor.



(a)



(b)



(c)

Figura 14. Diagramas (a) cortante, (b) momento, primera configuración.

Dado que esta configuración presenta altas deflexiones se propuso otra configuración con un apoyo adicional en la parte superior, ver diagrama de cuerpo libre de la Figura 15, esta nueva configuración presentó un diagrama de cortante y momento mostrado en la Figura 16 (a) y (b) con una fuerza cortante máxima de 2N y un momento máximo de 468.56 N.mm y presenta una deflexión máxima en el centro del rotor, ver Figura 16 (c). Dado que la segunda configuración presenta una fuerza cortante y momento máximo mucho menores que la primera configuración, se optó por esta en el diseño, de manera que se adicionó un apoyo en la parte superior del rotor para disminuir el momento y la fuerza cortante debida al viento.

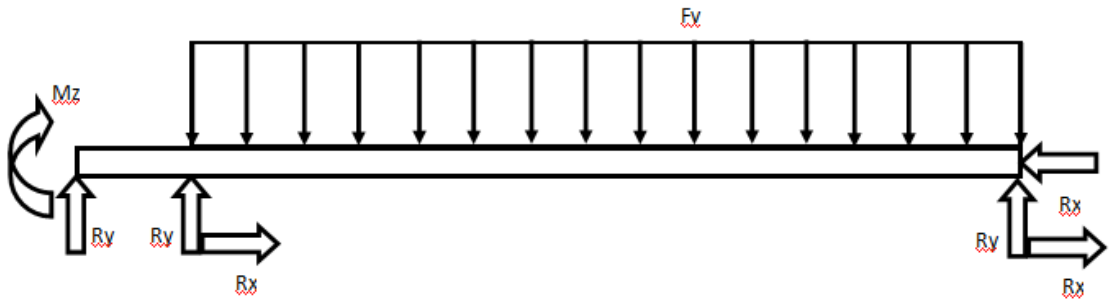
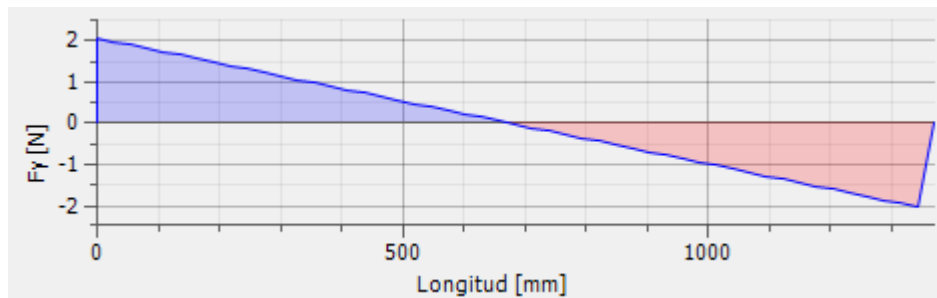
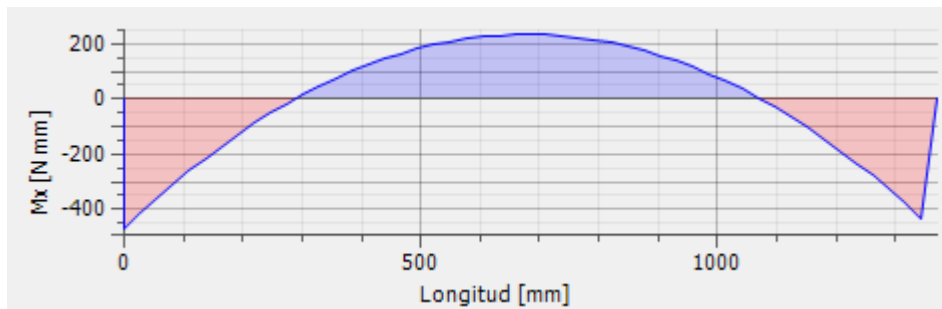


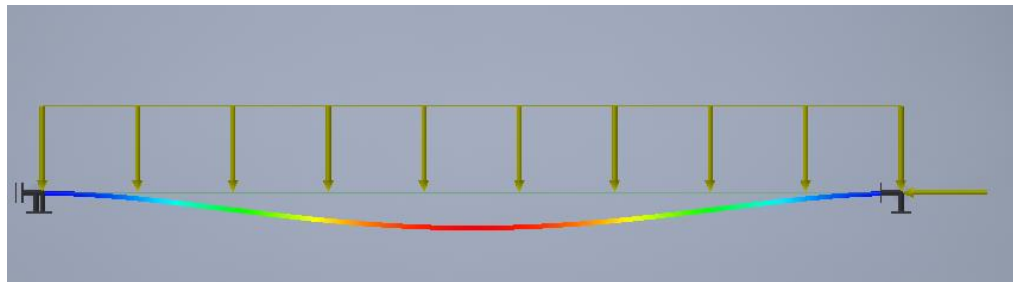
Figura 15. Estado de carga del rotor, configuración 2.



(a)



(b)



(c)

Figura 16. Diagramas (a) cortante, (b) momento, segunda configuración.

Ya luego de la selección preliminar de los apoyos del rotor, se procede a usar el módulo de análisis de tensión de Autodesk Inventor para calcular de manera más precisa las distintas fuerzas y momentos de reacción para la selección de los rodamientos que se encuentra en el siguiente apartado. Como se observa en la Figura 17, la fuerza del viento se posiciona como una carga distribuida a lo largo de una cara del rotor (color azul), la ventaja de usar este módulo radica en que tiene en consideración la geometría, el material y el peso propio del rotor para el cálculo de dichas reacciones.

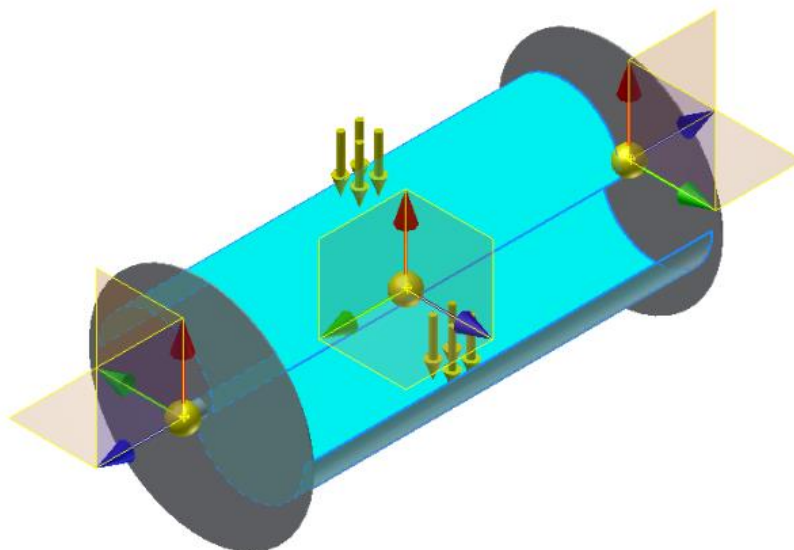


Figura 17. Diagrama de fuerzas del rotor

Nombre de la restricción	Fuerza de reacción	Pares de reacción		
	Magnitud	Componente (X, Y, Z)	Magnitud	Componente (X, Y, Z)
Rodamiento Inferior	296,568 N	0 N	0,240579 N m	-0,132735 N m
		296,568 N		0 N m
		0 N		0,200648 N m
Motor	0,386276 N	0,045087 N	0,0274805 N m	0,000182267 N m
		0,383347 N		0,0274749 N m
		0,0148772 N		-0,000523796 N m
Rodamiento superior	1,7783 N	1,77734 N	0,0440625 N m	-0,0015948 N m
		0 N		0 N m
		0,0586605 N		0,0440337 N m

Tabla 10. Valores de las reacciones y los momentos de los apoyos del rotor.

En la Tabla 10, se muestran los valores de las reacciones, hay que tener en cuenta que el módulo de análisis de tensión de Autodesk Inventor es usado para diseños preliminares, a diferencia de otros paquetes más especializados.

Selección de rodamientos

Para este proyecto se decidió usar cojinetes de bolas rígidas, debido a su bajo costo, son capaces de manejar cargas radiales y axiales y pueden ser de libre mantenimiento.

En la selección de rodamientos se empleó el asistente disponible en la página de SKF², ingresando los valores de la Tabla 11 realiza los cálculos pertinentes a la vida útil del cojinete.

Diámetro externo	90	mm
Diámetro interno	50	mm
Holgura radial interna del rodamiento	Holgura normal	
Carga Radial	Fr 0,0015	KN
Carga Axial	Fa 0,2967	KN
Velocidad angular del anillo interno	ni 276	RPM
Temperatura de operación	65	°C
Tipo de aplicación	nc Aplicación normal	
Grado de limpieza	Limpieza normal	

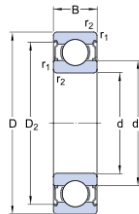
Tabla 11. Parámetros de la selección del cojinete

El rodamiento a evaluar es un SKF 6210-2Z cuyas características geométricas se muestran en la Figura 18 y sus características físicas en la Tabla 12.

► 6210-2Z

Producto popular
SKF Explorer

Dimensiones



d	50	mm
D	90	mm
B	20	mm
d ₁	≈ 62.51	mm
D ₂	≈ 81.61	mm
r _{1,2}	min. 1.1	mm

Figura 18. Características del cojinete 6210-2Z

² Herramienta de cálculo de rodamientos SKF, <http://webtools3.skf.com/BearingCalc/>

Datos del cálculo

Capacidad de carga dinámica básica	C	37.1	kN
Capacidad de carga estática básica	C ₀	23.2	kN
Carga límite de fatiga	P _u	0.98	kN
Velocidad de referencia		15000	r/min
Velocidad límite		8000	r/min
Factor de cálculo	k _r	0.025	
Factor de cálculo	f ₀	14.4	

Masa

Rodamiento de masa		0.47	kg
--------------------	--	------	----

Tabla 12. Características físicas del cojinete 6210-2Z

En la Tabla 13, se muestran los valores calculados por la herramienta de cálculo de SKF, como se puede observar el cojinete seleccionado tiene una vida útil corregida SKF de más de un millón de horas, pero la limitante es la vida útil de la grasa que esta confinada en el cojinete que es de 91600 horas, suponiendo que el cojinete trabaja 24 horas significa que la vida útil del rodamiento es de 10 años.

L _{10mh} SKF rating life	>1000000 hour
a _{SKF} SKF life modification factor a _{SKF}	8.68
κ Viscosity ratio	0.72
P Equivalent dynamic bearing load	0.677 kN
η _c Factor for contamination level	0.26
v ₁ Required kinematic viscosity for κ=1	43 mm ² /s
L _{10h} Basic rating life	>1000000 hour
L ₁₀ Capped bearing grease life	91600 hour
C/P Load ratio	54.8

Tabla 13. Resultados de la herramienta de cálculo**Ajuste entre caja y rotor.**

En la Figura 19 se presenta el acople entre la góndola y el eje de la caja multiplicadora, la cual consiste en un ajuste por interferencia del eje en una cavidad

de un diámetro menor en la base del rotor, el material del eje es un acero inoxidable y el de la base del rotor es de fibra de vidrio.

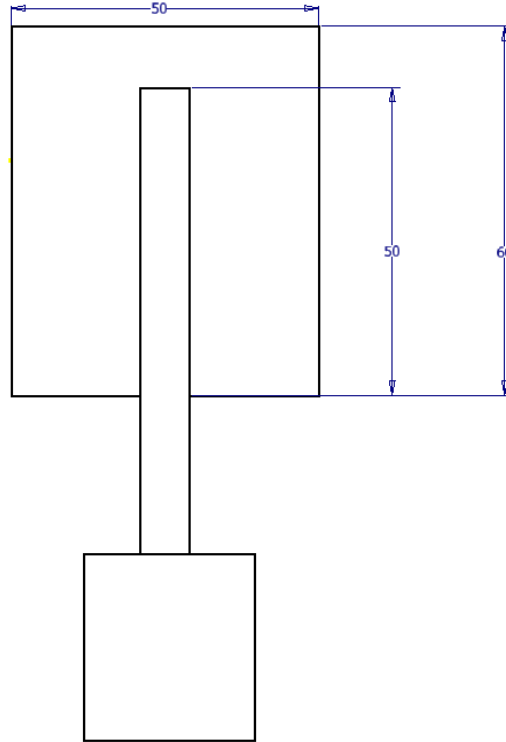


Figura 19 Acople de rotor y caja multiplicadora, las medidas están en milímetros

Basado en la teoría de ajustes por interferencia se determinaron esfuerzos por interferencia y el torque de deslizamiento, ver ecuación (29) a (34)

$$p = \frac{0.5\delta}{\frac{r}{E_0} \left(\frac{r_0^2 + r^2}{r_0^2 - r^2} + \nu_0 \right) + \frac{r}{E_i} \left(\frac{r^2 + r_i^2}{r^2 - r_i^2} - \nu_i \right)} \quad (29)$$

Donde δ es la interferencia diametral total entre las dos piezas, r es el radio nominal del punto de contacto de las piezas, r_i es el radio interior (si existe) de un eje hueco, r_0 es el radio de la base del rotor, E y ν son los módulos de Young y las razones de Poisson de las dos piezas, respectivamente.

$$T = \frac{\pi l r \mu \delta}{\frac{r}{E_0} \left(\frac{r_0^2 + r^2}{r_0^2 - r^2} + \nu_0 \right) + \frac{r}{E_i} \left(\frac{r^2 + r_i^2}{r^2 - r_i^2} - \nu_i \right)} \quad (30)$$

Donde T es el torque de deslizamiento de la unión, l es la longitud de la unión, r es el radio del eje y μ es el coeficiente de fricción entre los materiales.

$$\sigma_{t_{eje}} = -\frac{p(r^2 + r_i^2)}{r^2 - r_i^2} \quad (31)$$

$$\sigma_{r_{eje}} = -p \quad (32)$$

Donde p es la presión de la ecuación (29) y r_i es el radio interior del eje hueco, en el caso de ser un eje solido es cero.

$$\sigma_{t_{maza}} = \frac{p(r_0^2 + r^2)}{r_0^2 - r^2} \quad (33)$$

$$\sigma_{a_{maza}} = -p \quad (34)$$

Estos esfuerzos necesitan estar por debajo del límite de fluencia de los materiales para mantener el ajuste.

Radio del eje	0,004	m
Longitud del eje	0,05	m
Radio exterior base	0,05	m
Módulo de Young base	3,10E+09	Pa
Módulo de Young eje	2E+11	Pa
Razón de Poisson base	0,18	
Razón de Poisson eje	0,27	
Interferencia diametral	8,00E-06	m
Presión del ajuste	2598747,27	Pa
Coeficiente de fricción	0,23	
Esfuerzo axial eje	-2598747,27	Pa
Esfuerzo radial eje	-2598747,27	Pa
Esfuerzo axial base	2632225,49	Pa
Esfuerzo radial base	-2598747,27	Pa
Torque máximo sin deslizamiento	744,049264	N.m

Tabla 14. Valores de análisis y resultados del ajuste entre caja y rotor.

Los resultados mostrados en la Tabla 14, indican que no se presenta deslizamiento entre el eje de la caja multiplicadora y la cavidad donde se ajusta dentro del rotor,

además el esfuerzo máximo debido a la interferencia es inferior al esfuerzo de fluencia, ver Tabla 7 [9].

3.2.3. Sistema de generación y almacenamiento

En la Figura 20 se presenta el sistema eléctrico, de distribución y control propuesto para el árbol eólico. Como se definió en la sección 3.2.1, el árbol contará con un arreglo de 23 aerogeneradores, los cuales estarán distribuidos en tres niveles del árbol, de tal manera que el nivel inferior se encuentre a cinco metros del suelo y el nivel superior no exceda los diez metros de altura respecto al nivel del suelo. En la Tabla 8 se observó que el voltaje de diseño para cada aerogenerador es de 6 VDC, por lo que se definió un sistema de acumuladores de 12 VDC, por lo cual los aerogeneradores se conectarán en pares para conformar un total de diez arreglos, los cuales tendrán un limitador de voltaje de 12 VDC en caso de que un arreglo genere un valor superior al voltaje nominal. Este sistema no hará parte del sistema interconectado de energía eléctrica, por lo que la demanda será satisfecha únicamente por la generación del árbol y la energía acumulada en las baterías.

Cabe resaltar que aunque los alcances del proyecto no consideran el desarrollo de un sistema de control, este proyecto propone la adición de sensores de posición y velocidad en los aerogeneradores, el cual se encargue de registrar los cambios en las velocidades del viento, de manera tal que los aerogeneradores se frenen y desacoplen del generador en caso de un aumento súbito en la velocidad (esto corresponde a un trabajo futuro, puesto que en este proyecto no se considera el uso de frenos para el aerogenerador y un sistema de acople/desacople de los generadores).

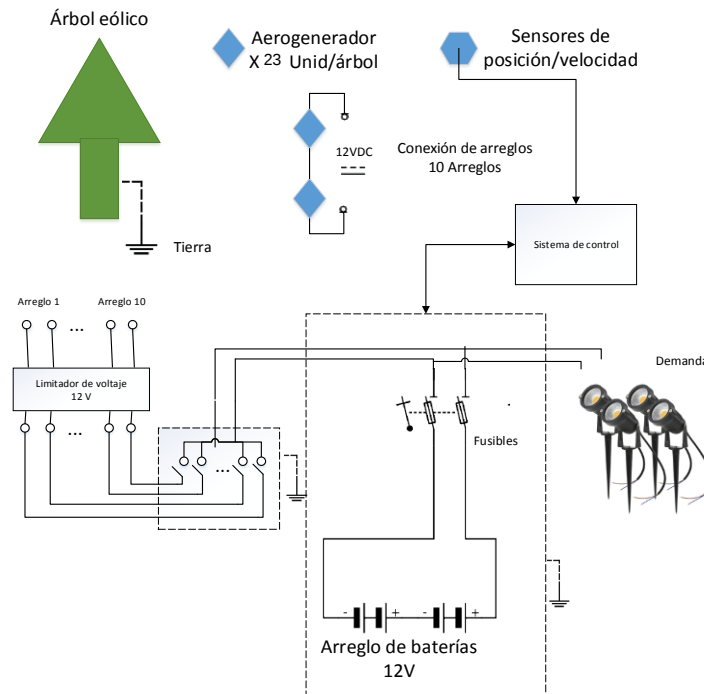


Figura 20. Sistema eléctrico, de distribución y control.

En la Figura 21 se muestran distintas configuraciones de posicionamiento de la caja de transmisión, generador y sistema de almacenamiento. Para el caso de este proyecto, dadas las dimensiones de los elementos y el número de aerogeneradores se sugiere una configuración de caja de transmisión y generador ubicados en la góndola, con un sistema de almacenamiento en la base, ver Figura 21(d).

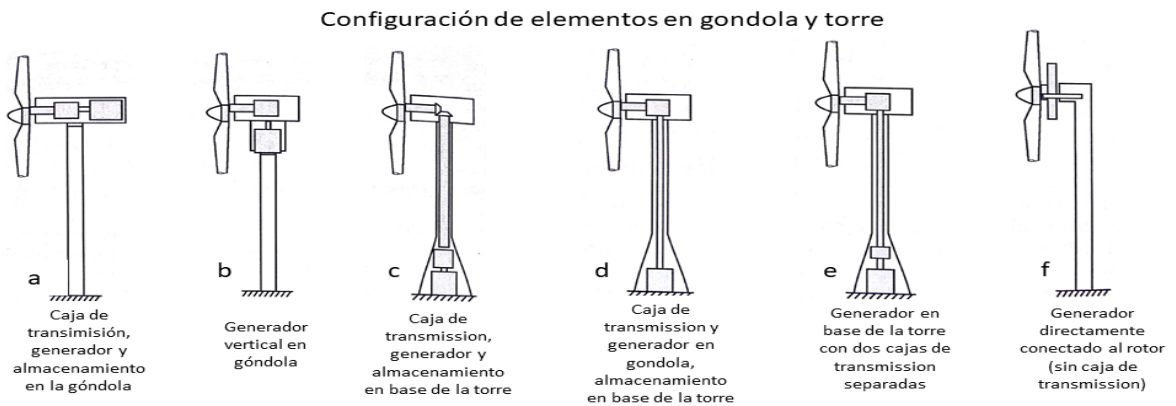


Figura 21. Sistema eléctrico, de distribución y control. Fuente: [10]

En la Figura 22 muestra como es la configuración del aerogenerador basado en la selección de la Figura 21 donde se muestra la jaula, rotor y dentro de la góndola se encuentra el generador.

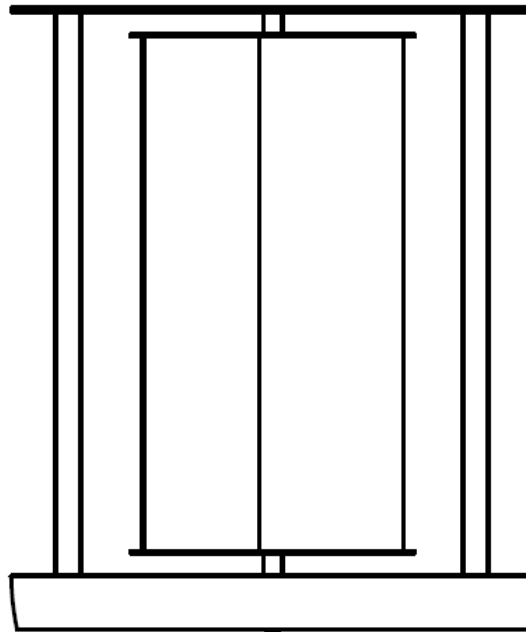


Figura 22. Configuración del conjunto aerogenerador.

Cálculos para la selección del banco de baterías.

Para la selección de las baterías que conforman el banco de almacenamiento se procede de la siguiente manera: Una vez se identifica el consumo, el cual es de 240Wh, se debe definir cuál será la autonomía del banco de baterías. Para este caso, se consideró un día de autonomía, considerando la posibilidad de que los aerogeneradores deban parar como por ejemplo debido a daños o mantenimiento. Eso quiere decir que el banco de baterías debería proporcionar al menos los 240 Wh del sistema diseñado. De acuerdo con la *Tabla 15* las baterías comerciales tienen una profundidad de descarga de 75% al 100%, para este caso se tomó una profundidad del 75%. Esto significa que luego de extraer los 240 Wh la capacidad restante debería ser del 25%. Entonces la capacidad del banco de baterías debería ser un 25% mayor, es decir 300 Wh.

Considerando una temperatura media de la batería de 25°C la batería poseería el 100% de la capacidad. Es decir, no se consideran pérdidas debido a cambios de temperatura en este cálculo. Finalmente, esta potencia se divide por la tensión (12V)

dando como resultado 25Ah. Por lo tanto, se debe seleccionar para el banco baterías de 12V y 25Ah [11].

	Energía nominal máx. MWh	Potencia nominal máx. MW	Capacidad de ciclos	Vida útil años	Eficiencia %	DoD %
Electromagnética						
SMES	0,015	100	$10^4 - 10^5$	20	80 - 95	75 [19]
SCESS	0,01	0,25	$5 \cdot 10^5 - 10^6$	8 - 17	65 - 90	100 [20]
Mecánica						
CAES	2.860	300	$10^4 - 3 \cdot 10^4$	30 - 40	70 - 73	-
PHS	8.000	1.000	$2 \cdot 10^4 - 5 \cdot 10^4$	30 - 50	65 - 80	-
FESS	5	20	$10^5 - 10^7$	20	85	100 [21]
Baterías						
Li-ion	50	50	1.500 - 3.500	14 - 16	78 - 88	80 [15]
Ni-Cd	6,75	45	3.500	13 - 20	72	100 [15]
Pb-acido	40	10	200 - 1.800	5 - 15	70 - 80	75 [22]
Na-S	244,8	34	2.500	12 - 20	75 - 85	90 [23]
Baterías de flujo						
VRB	120	12	1.000 - 13.000	10 - 20	65 - 88	100 [23]
ZnBr	4	2	2.000 - 2.500	8 - 10	65 - 85	100 [17]

Tabla 15. Parámetros técnicos de tecnologías de almacenamiento. (DoD es la profundidad de descarga). Fuente: [12]

3.2.4. Estructura de soporte

Tipos de torres.

La estructura de soporte (árbol) además de ser el elemento estructural que transfiere a la base las cargas de los aerogeneradores, es la parte más visible, con lo cual su geometría debe ser agradable y estética. Por estos motivos es esencial seleccionar la geometría y el material más conveniente a cada caso. Existen distintas configuraciones estructurales, las más usuales se presentan en la Figura 23. Según Hau [10], las torres de acero cilíndricas son comúnmente utilizadas para aerogeneradores de baja potencia, siendo este el caso abarcado en este proyecto, se tomó como geometría de la base para el árbol una torre de acero cilíndrica.

Este tipo de torre está conformada por tramos prefabricados de acero que cuentan con bridas en cada uno de los extremos, y son unidas con pernos "in situ". El diámetro, longitud y peso de los segmentos están acotados por la factibilidad de su transporte, siendo los valores máximos típicos de 4,3 m para el diámetro, 60 toneladas para el peso y aproximadamente 25 m de longitud [10].

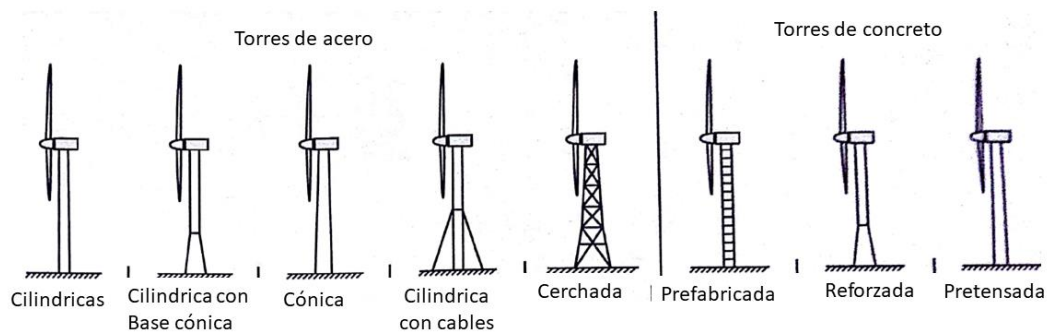


Figura 23. Clasificación de torres de acero y concreto para turbinas. Fuente: [10]

La fabricación de estas torres consta de los siguientes procedimientos [13]:

- Recepción y control de calidad de las planchas de acero: los cilindros que componen la torre son fabricados a partir de láminas de chapa oxicortada.
- Curvado: estas láminas son introducidas en una máquina con grandes rodillos que van conformando las virolas.
- Soldado: las virolas se sueldan por arco sumergido hasta formar secciones de diferente longitud.
- Granallado, pintado y secado: la estructura se introduce en un túnel de pintado y secado. Terminada la torre en chapa, se procede al tratamiento superficial, que consiste en un granallado y un recubrimiento de pintura.
- Ensamblaje de elementos auxiliares: una vez que la torre está seca, se procede al montaje de todos los elementos de servicio, tales como plataformas y escaleras.

Normativa aplicable

El estándar internacional para turbinas eólicas es la norma IEC 61-400:2005. La cual establece los requisitos mínimos de diseño, construcción, montaje, verificación y operación de los aerogeneradores y sus componentes. En la sección de requerimientos de diseño, se especifica las cargas a tener en cuenta y remite a la norma ISO 2394:1998: Principios generales de confiabilidad para estructuras, donde se especifica el procedimiento para realizar el análisis estructural. También establece como requisito el cumplimiento de la norma ISO 4354:1997: Acciones del viento sobre las estructuras.

En Colombia, no se encontró un reglamento específico para el cálculo de aerogeneradores, o un consenso sobre la normativa a utilizar. Por este motivo, se tomó como referencia la norma NSR-98 para estructuras metálicas de la asociación colombiana de ingeniería sísmica.

La torre se consideró como una viga empotrada en un extremo, sometida a una carga debida al viento, distribuida y variable a lo largo de su longitud y otra carga de compresión en la parte superior de la torre, asociada al peso de todos los elementos del arreglo de aerogeneradores. Se seleccionó un acero A42 para el diseño de la torre.

- **Momento flector máximo**

La carga del viento va a producir un momento flector sobre la torre, el cual varía con la altura. Para evitar que los arreglos de aerogeneradores tengan efectos en el momento flector se optó por una configuración simétrica que contrarreste dichos momentos, la configuración se mostrará posteriormente. Así, el momento flector en la base de la torre está definido por la ecuación (35).

$$M_{max} = \frac{\rho_{aire} C_d D v_o^2 h_o^2}{2 h_o^{2\gamma+2}} \left[\frac{L^{2\gamma+2}}{2\gamma+2} \right] \quad (35)$$

Donde:

ρ_{aire}	Densidad del aire.	1.049 kg/m ³
C_d	Coeficiente de resistencia de la torre ³	1.2
D	Diámetro externo de la torre.	Variable a determinar
v_o	Velocidad del viento en lugar de medida	10 m/s ⁴
h_o	Altura de la medición.	5 m
γ	Coeficiente de topografía del terreno para terreno con árboles.	0.4

³ Este valor depende de la relación entre la longitud de la torre y su diámetro externo. Ver anexo C. Dado que al inicio del se desconoce el diámetro de la torre, se tomó el valor de Cd más grande.

⁴ A pesar de que la velocidad registrada promedio a 5 m de altura es de 1.6m/s, se tomó como valor de diseño la velocidad más alta registrada.

- **Esfuerzo máximo**

Con la ecuación (36) y ecuación (37) se calculó el esfuerzo normal máximo. Se verificó que el valor obtenido fuese menor el esfuerzo de fluencia del material de la torre, tomando como coeficiente de seguridad 1.5 por recomendación de la norma aplicada, ver ecuación (38)

$$\sigma_{max} = \frac{M_{max}D}{2I} - \frac{M_c g}{A_c} \quad (36)$$

$$I = \frac{\pi}{2} (R_2^4 - R_1^4) \quad y \quad A_c = \pi (R_2^2 - R_1^2) \quad (37)$$

$$\frac{\sigma_{fluencia}}{1.5\sigma_{max}} > 1 \quad (38)$$

Donde:

σ_{max}	Esfuerzo máximo	Variable a determinar
M_{max}	Momento flector máximo	Ver ecuación (35)
D	Diámetro externo de la torre	Variable a determinar
$\sigma_{fluencia}$	Esfuerzo de fluencia del acero A42	265MPa
$\sigma_{último}$	Esfuerzo último del acero A42	412MPa
E	Módulo de Young del acero A42	265 MPa
I	Momento de inercia	Ver ecuación (37)
R_2	Radio externo de la torre	Variable a determinar
R_1	Radio interno de la torre	Variable a determinar
A_c	Área cortante	Ver ecuación (37)
M_c	Peso de arreglo de aerogeneradores	Ver anexo C
g	Aceleración de la gravedad	-9.81 m/s

- **Desplazamientos horizontales**

Dadas las condiciones en las que se encuentra la torre, este desplazamiento es crítico. Para calcularlo se hace uso de las ecuaciones de Navier-Bresse, ver ecuación (39). Cabe mencionar que los nombres de las variables involucradas ya han sido definidos en las ecuaciones anteriores.

$$u_h = \frac{\rho_{aire} C_d D v_o^2 h_o^2}{2 E I h_o^{2\gamma+2}} \left[\frac{L^{2\gamma+4}}{(2\gamma+3)(2\gamma+4)} \cdot \left(\frac{1}{2\gamma+1} - \frac{1}{2\gamma+2} \right) + \frac{L^{2\gamma+4}}{2(2\gamma+2)} - \frac{L^{2\gamma+4}}{6(2\gamma+1)} \right] \quad (39)$$

De forma similar que para el cálculo de los esfuerzos se determinó un factor de aceptación haciendo uso de la ecuación (40).

$$\frac{L}{500 u_h} > 1 \quad (40)$$

- **Desplazamientos verticales**

Al igual que para los desplazamientos horizontales, los desplazamientos verticales se calculan con las ecuaciones de Navier-Bresse, ver ecuación (41). De forma similar se determinó un factor de aceptación haciendo uso de la ecuación (42).

$$u_v = \frac{M_c g L}{E A_c} \quad (41)$$

$$\frac{L}{500 u_v} > 1 \quad (42)$$

- **Pandeo**

Para el cálculo del pandeo se hizo uso de la ecuación (43) y ecuación (44).

$$\sigma_{pandeo} = \frac{c_{pon} M_c \omega}{A_c} \leq \sigma_{fluencia} \quad (43)$$

$$\lambda = \frac{\beta L}{\sqrt{\frac{I}{A_c}}} \quad (44)$$

Donde:

σ_{pandeo}	Resistencia ponderada pandeo sufrida por da estructura.	Variable a determinar
$\sigma_{fluencia}$	Esfuerzo de fluencia del acero A42.	265 MPa
M_c	Peso de arreglo de aerogeneradores.	Ver anexo C
ω	Coeficiente de pandeo.	Ver tablas de coeficientes anexo C
λ	Esbeltez mecánica	Ecuación (44)
β	Coeficiente de esbeltez para pieza empotrada en un extremo y libre en el otro.	2
L	Longitud de la torre.	10m
I	Momento de inercia.	Ecuación (37)
A_c	Área cortante.	Ecuación (37)
C_{pon}	Coeficiente de ponderación (ver anexo C)	1.33

- **Peso de la torre**

El peso del árbol se calculó con la ecuación (45).

$$M_{árbol} = \rho_{acero} V \quad (45)$$

Donde:

ρ_{acero}	Densidad del acero	7900 Kg/m ³
V	Volumen del árbol	Valor a calcular
$M_{árbol}$	Masa del árbol	Kg

Diseño de la torre

- **Momento flector**

Haciendo uso de la ecuación del momento flector máximo (ecuación (35)) se calculó el momento flector en la base para distintas torres circulares variando el diámetro entre 0,75 m y 1,75 m. En la Tabla 16 se presentan los resultados obtenidos.

Momento máximo Nm	Diámetro de la torre (m)				
Espesor (mm)	0,75	1,00	1,25	1,50	1,75
2-15	2935,31	3913,75	4892,18	5870,62	6849,06

Tabla 16. Momento máximo en la base de la torre.

- **Esfuerzo máximo**

Haciendo uso de la ecuación de esfuerzo máximo (ecuación (36)), de inercia y área cortante (ecuación (37)) y la ecuación de factor de aceptación de esfuerzos (ecuación (38)) se calcularon los esfuerzos normales máximos para distintos diámetros y espesores. Se encontró que para ninguna de las combinaciones los esfuerzos hallados superaron el esfuerzo de fluencia. En la Figura 24 se muestra la gráfica de los resultados obtenidos con la ecuación (38). Donde se observa que para todas las configuraciones de la torre este valor es mayor de uno. En el anexo C, se muestran las tablas de los resultados para los momentos de inercia, áreas esfuerzos y factores de aceptación para las distintas configuraciones.

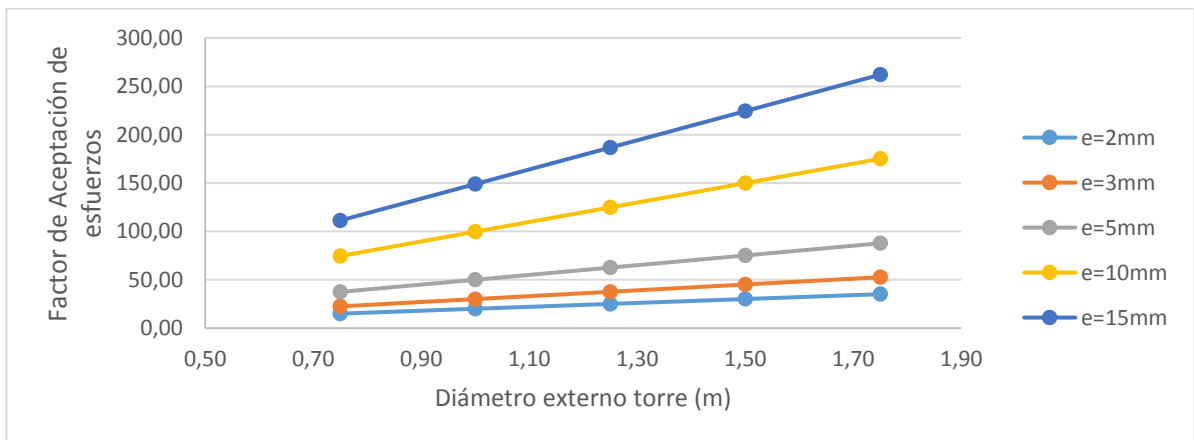


Figura 24. Factor de aceptación de esfuerzos máximos

- **Desplazamientos horizontales**

Haciendo uso de la ecuación de Navier-Bresse (ecuación (39)) y la ecuación de factor de aceptación de desplazamientos horizontales, (ecuación (40)) se calcularon los desplazamientos horizontales para las distintas configuraciones de torres. En la Figura 25 se muestran los factores de aceptación para los desplazamientos horizontales, en todos los casos se cumplió que la relación de la ecuación (40) fuese mayor a uno. En el anexo C se muestran las tablas con los resultados para todas las configuraciones propuestas.

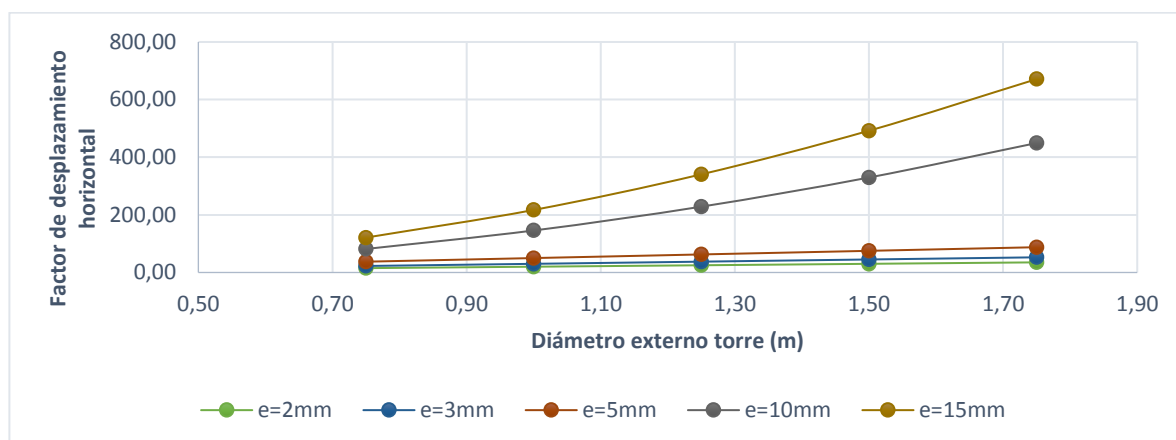


Figura 25. Factor de aceptación desplazamientos horizontales

- **Desplazamientos verticales**

Haciendo uso de la ecuación de Navier-Bresse (ecuación (41)) y la ecuación de factor de aceptación de desplazamientos verticales (ecuación (42)) se calcularon los desplazamientos verticales para las distintas configuraciones de torres. En la Figura 26 se muestran los factores de aceptación para los desplazamientos verticales, en todos los casos se cumplió que la relación de la ecuación (42) fuese mayor a uno. En el anexo C se muestran las tablas con los resultados para todas las configuraciones propuestas.

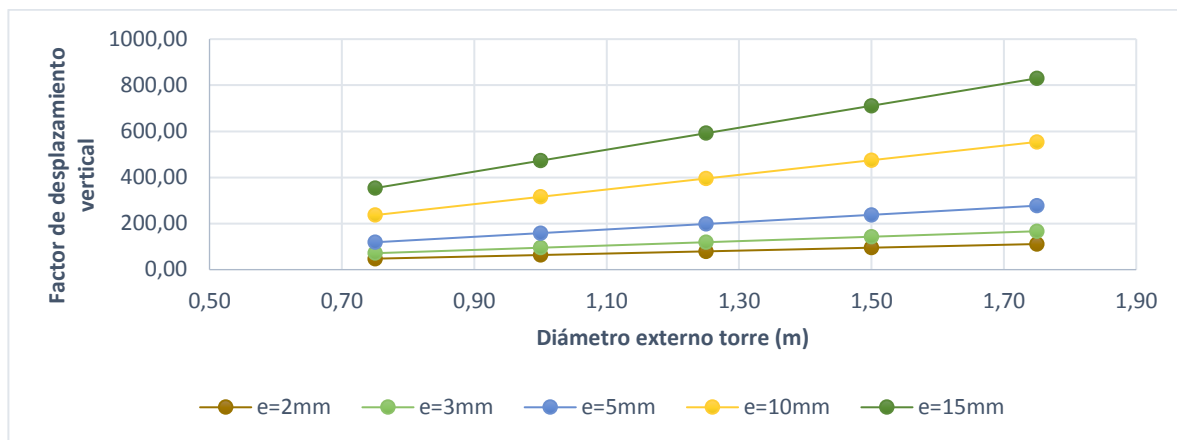


Figura 26. Factor de aceptación desplazamiento vertical

- **Pandeo**

Haciendo uso de la ecuación que compara el esfuerzo de pandeo con el esfuerzo de fluencia (ecuación (43)) y la ecuación de esbeltez mecánica (ecuación (44)) se calculó el esfuerzo ponderado al pandeo del árbol. Los resultados se muestran en el anexo C. Se observó que, en todas las configuraciones, el esfuerzo ponderado del pandeo es menor al esfuerzo de fluencia, a partir de estos resultados y de la configuración de las ramas se seleccionó un diámetro del árbol de 1m y un espesor de lámina de 5mm de un acero A42 para una torre de 10m de altura.

- **Peso de la torre**

Para determinar del peso de la torre se usó la ecuación (45), ver Tabla 17. Para la configuración seleccionada, la estructura tiene un peso de 619 kg.

Peso de base árbol (kg)	Diámetro de la torre (m)				
Espesor (mm)	0,75	1,00	1,25	1,50	1,75
2	185,89	247,94	309,98	372,03	434,08
3	278,65	371,72	464,79	557,86	650,93
5	463,80	618,91	774,03	929,15	1084,26
10	924,49	1234,72	1544,96	1855,19	2165,42
15	1382,08	1847,43	2312,78	2778,13	3243,48

Tabla 17. Pesos para distintas configuraciones de torres.

A partir de los resultados obtenidos, en la Tabla 18 se resumen los resultados para la configuración seleccionada.

Variable	Valor	Unidad
Momento máximo	3913,75	Nm
Esfuerzo máximo	3,53E+06	Pa
Desplazamiento horizontal	2,72E-04	m
Desplazamiento vertical	1,26E-04	m
Esfuerzo de Pandeo	3,17+06	Pa
Peso	618,91	kg

Tabla 18. Resultados para torre de acero A42, altura=10m, diámetro=1m, espesor=5mm.

3.2.5. Análisis estructural

A continuación, se procede a realizar el análisis estructural del árbol de generadores presentado en la Figura 27.

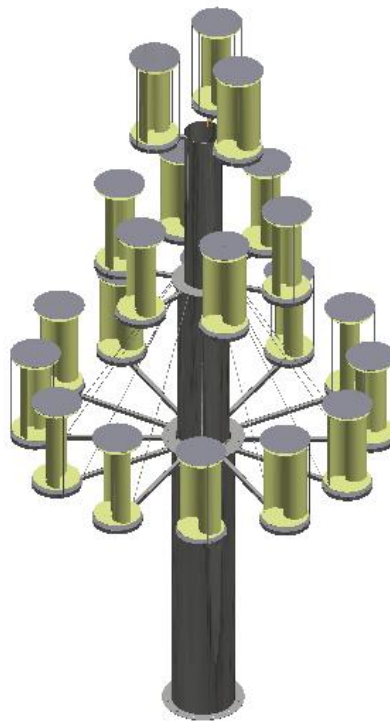


Figura 27. Árbol de generadores.

Este árbol cuenta con un total de 23 generadores distribuidos en forma piramidal de 3 niveles como se observa en la Figura 27. En el primer nivel se distribuyen 12 generadores, en el segundo nivel 6 generadores y finalmente en el tercer nivel se distribuyen 5 generadores.

El árbol de generadores cuenta con una altura máxima de 12,4 m y un diámetro total de 6 m como se observa en la Figura 28.

Cada generador se compone a grandes rasgos de los componentes mostrados en la Tabla 19, por tanto, cada una de las vigas que integran el árbol de generadores soporta este peso.

Elemento	Peso (Kg)
Rotor Savonius	13
Jaula de Rotor	25
Base de Rotor	19,2
Motor generador	0,5
Total	57,7

Tabla 19. peso de los elementos soportados por cada viga.

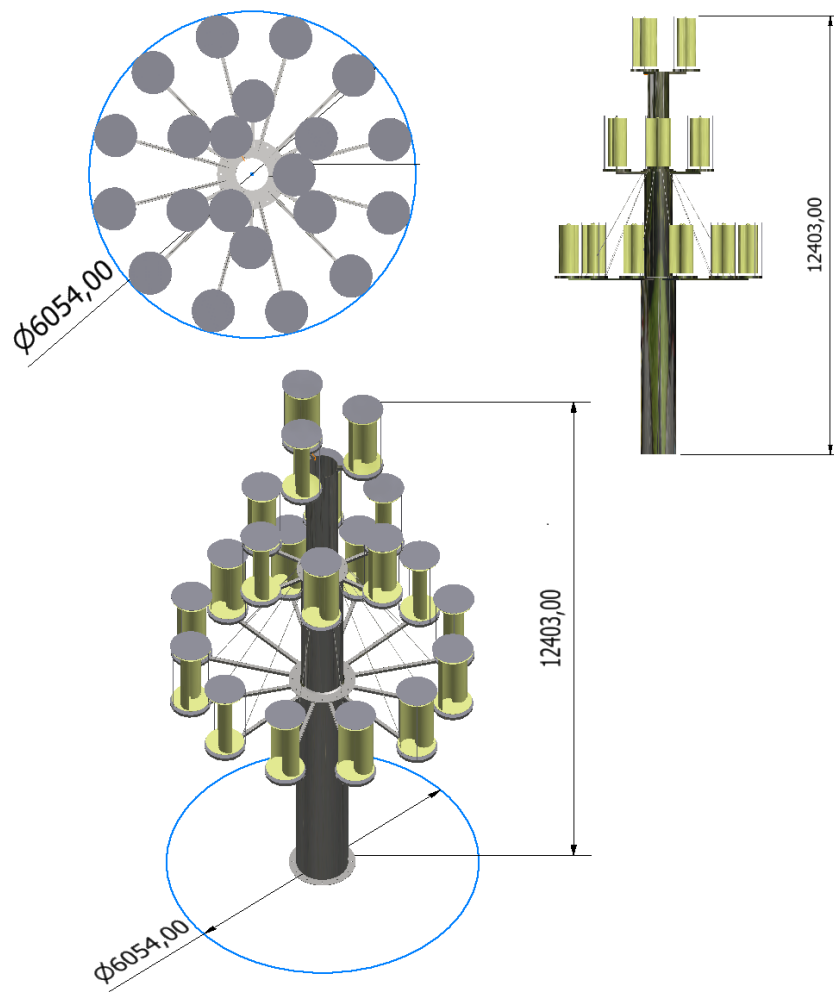


Figura 28. Medidas generales en milímetros del árbol de generadores.

Como cada nivel del árbol presenta un diámetro diferente se analizará solo el comportamiento estructural de la viga que se encuentra en el estado más crítico, siendo esta las vigas que componen el primer nivel con el estado de cargas presentado en la Figura 29. En el estado de cargas presentado en la Figura 29 se utilizó una carga de 148 kg para asegurar un factor de seguridad de 2,5 [14].

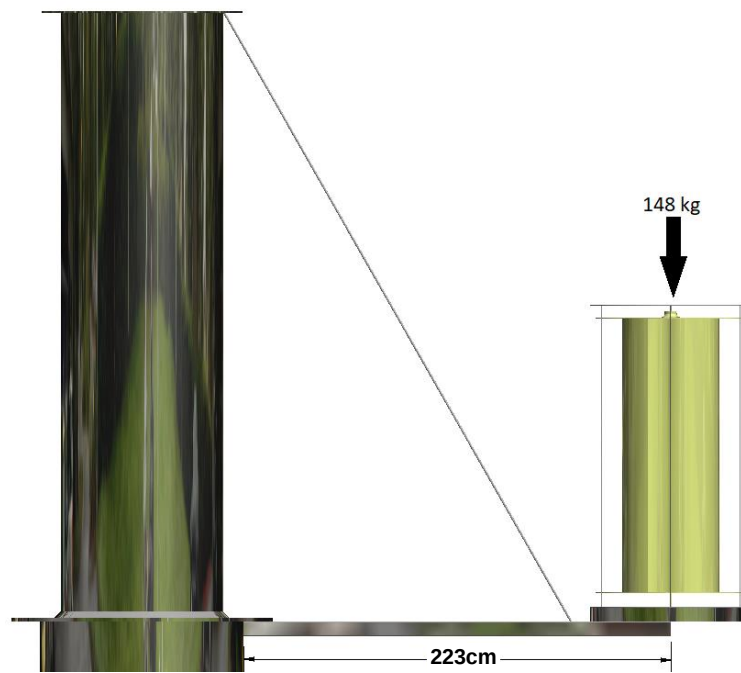


Figura 29. Estado de cargas de la viga crítica.

El análisis estructural de este elemento se realizó utilizando un software computacional para hacer análisis de elementos finitos el cual es validado mediante los cálculos presentados en la memoria de cálculos.

En la Figura 30 se presenta el diagrama de cuerpo libre de la viga crítica con el estado de cargas presentado en la Figura 29, también se presenta el diagrama de fuerza cortante, el diagrama de momento flector y el diagrama del Smax en donde se observa el esfuerzo normal máximo presentado a lo largo de la viga.

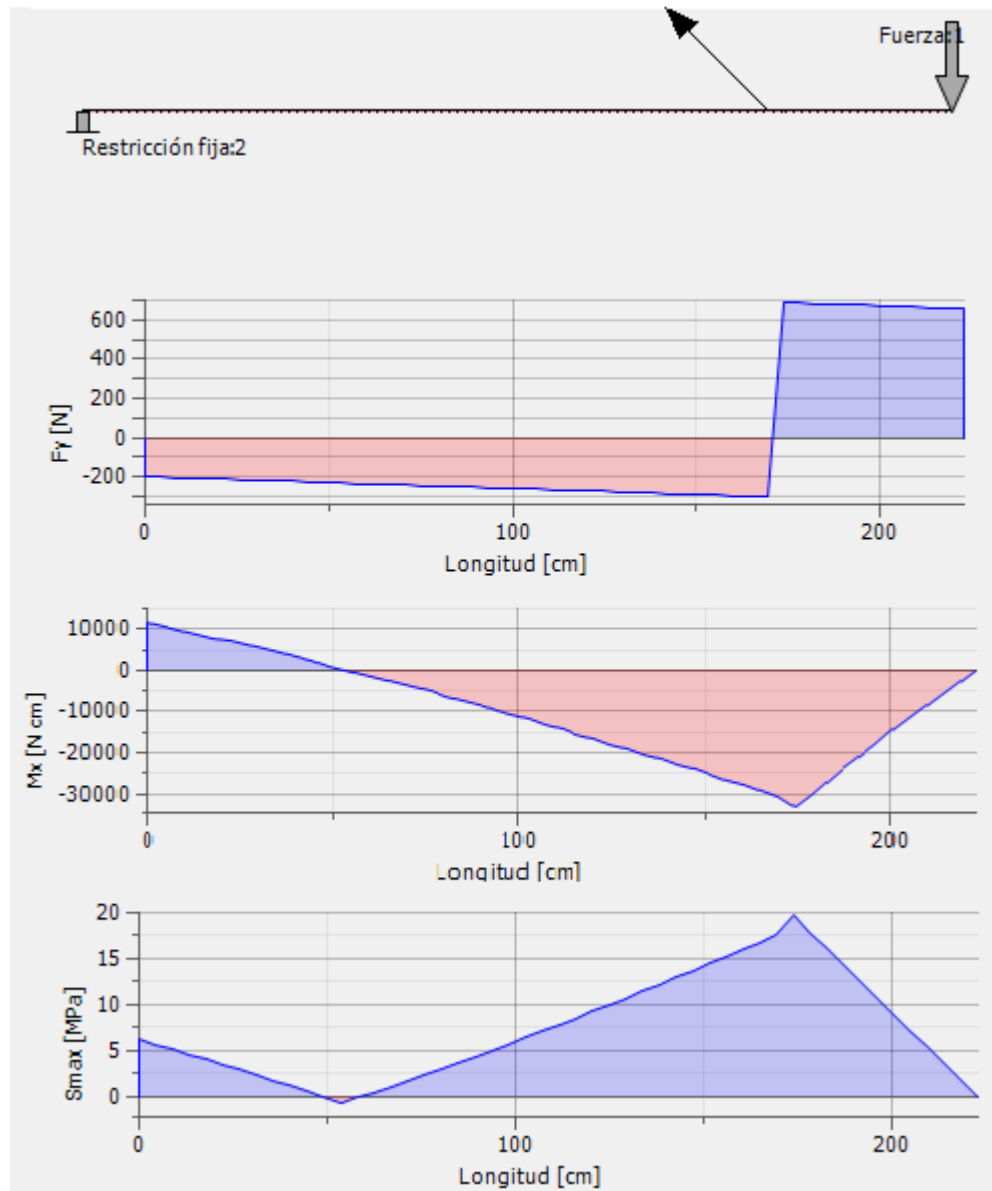


Figura 30. Diagrama de cuerpo libre fuerza cortante momento flector y S_{max}

Teniendo definido los diagramas presentados en la Figura 30, se procedió a generar las condiciones necesarias para el análisis de elementos finitos, en este análisis se asumió el comportamiento de una viga en voladizo con un cable tensor, se definieron las condiciones de contacto de forma manual, garantizando así que el software simule la soldadura aplicada entre el cable de soporte y la viga analizada. Posteriormente se decidió el tipo de malla obteniendo la mejor calidad posible para los efectos del análisis realizado.

Una vez se definieron las condiciones del sistema se pasó a simular hasta que los resultados dieran una convergencia menor al 10% obteniendo así el esfuerzo de Von Mises presentado en la Figura 32.

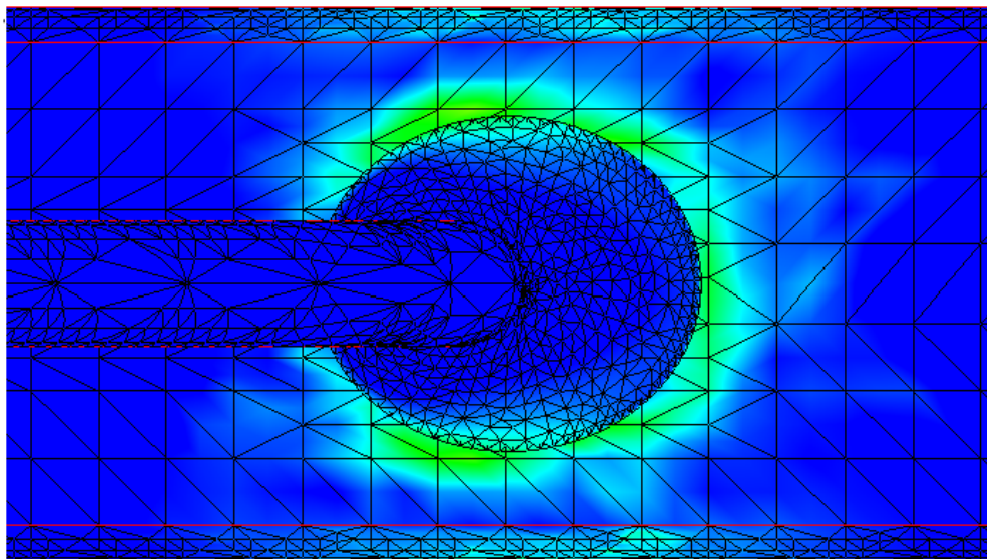
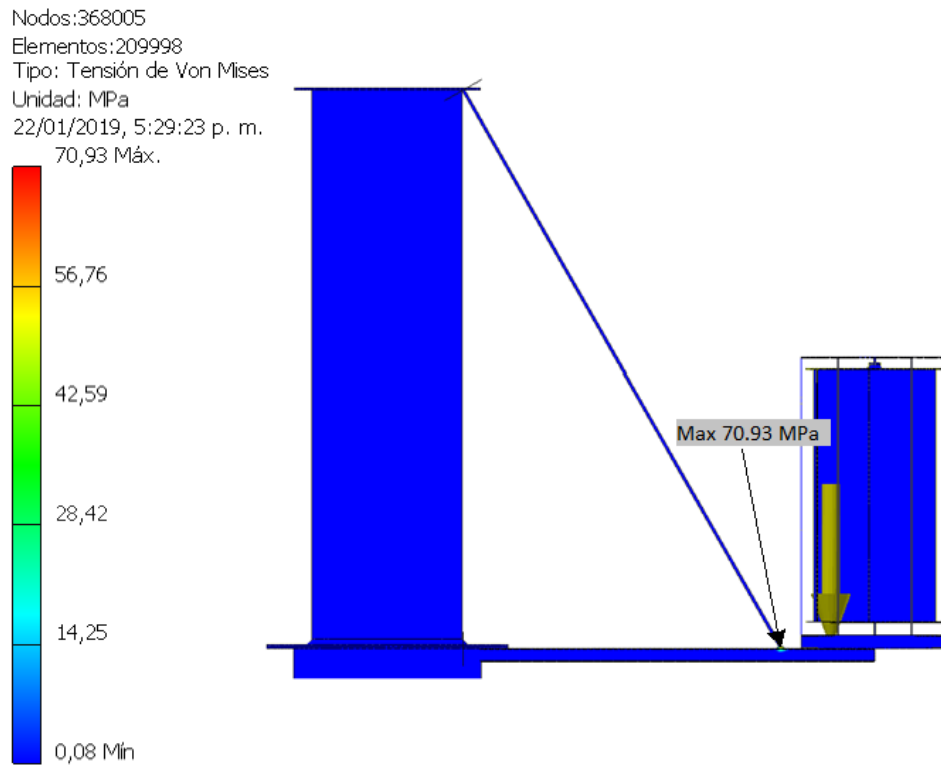


Figura 31. Análisis de elementos finitos, esfuerzo de Von Mises.

En la Figura 32 se presenta el factor de seguridad el cual ante el estado de carga descrito se acerca a 1, esto a pesar de que el esfuerzo máximo de Von Misses alcanza un valor muy por debajo del límite de elasticidad del acero que compone la viga crítica. Esto se debe a que el esfuerzo presente en la soldadura que une el cable tensor si alcanza un valor cercano al límite de elasticidad de la soldadura aplicada. Por lo que se asume que es suficiente ya que la carga ha sido aumentada por 2.5 con el objetivo de asegurar la confiabilidad del sistema.

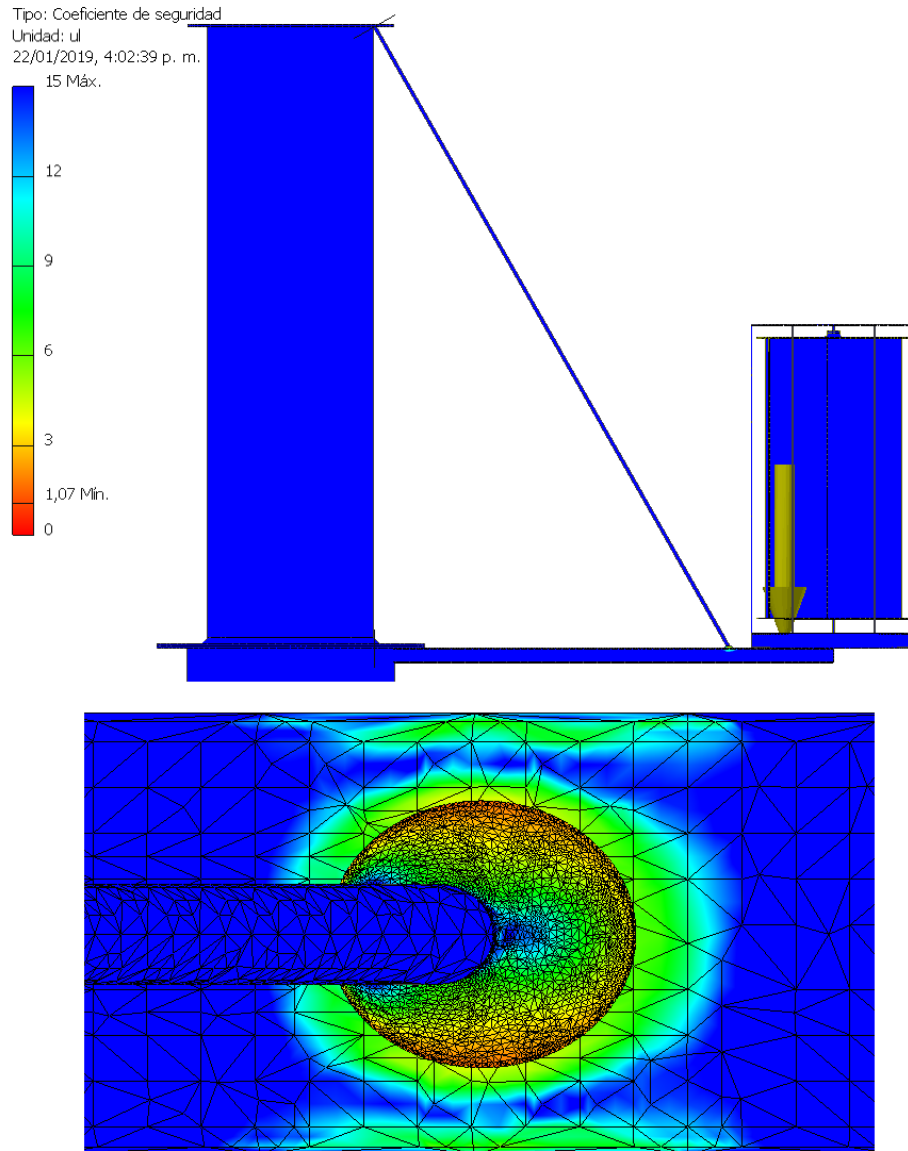


Figura 32. Análisis de elementos finitos, factor de seguridad.

Finalmente, en la Figura 33 se presentan los resultados de las simulaciones realizadas hasta alcanzar una convergencia de 3.098% el cual es un valor aceptable para este tipo de análisis.

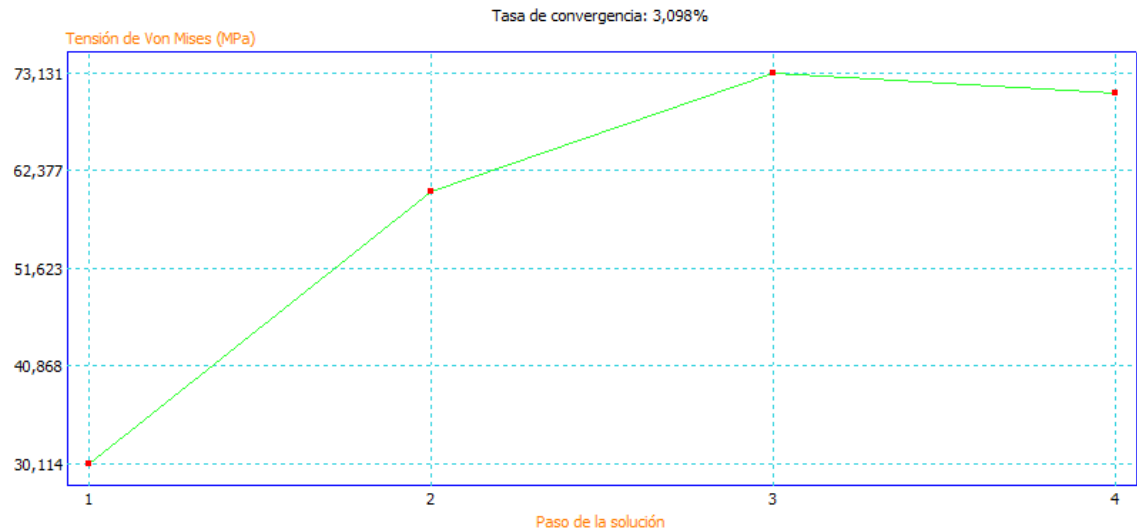


Figura 33. Convergencia de los resultados del análisis de elementos finitos Esfuerzo de Von Misses.

Propiedades Físicas de elementos				
	Material	Límite de elasticidad	Límite de resistencia	Coefficiente Poisson
Viga Crítica	Acero A42	265 MPa	412 MPa	0,275
Cable Tensor	Acero inoxidable	250 MPa	540 MPa	0,3
Datos de Malla				
	Paso 1	Paso 2	Paso 3	Paso 4
# Nodos	184965	228629	308901	368005
# Elementos	105694	130645	176515	209998
Tamaño mínimo de elemento	0,01		Factor de modificación	1,5
Tamaño medio de elemento	0,05		Angulo máximo de giro	30 gr
Resultados de análisis				
	Valor		Elemento	
Esfuerzo de Von Misses Máximo	70,934 MPa		Viga Crítica	
Desplazamiento Máximo	0,57 mm		Viga Crítica	

Coefficiente de seguridad mínimo	1,38	Soldadura entre viga y cable tensor
---	-------------	--

Tabla 20. Resultados de análisis de elementos finitos.

Cimentación de la torre

El cálculo de la cimentación depende de las cargas producidas por el arreglo de aerogeneradores en diferentes condiciones de operación [10], [15]. Es preciso aclarar que el diseño de la cimentación del árbol no se encuentra dentro de los alcances de este proyecto, por lo que a modo informativo se presenta a continuación una descripción del tipo de cimentación usualmente utilizada para la torre seleccionada.

Las cimentaciones más usuales en la construcción de aerogeneradores son las de tipo superficial, que pueden estar o no reforzadas mediante pilotes. La elección de una u otra solución, dependerá del tipo de suelo sobre el que se trabaje y de la existencia de estratos más o menos resistentes. Cuando el terreno es lo suficientemente compacto, esto es que la tensión admisible sea superior a un valor determinado, habitualmente 3 Kg/cm², el diseño de la cimentación se puede considerar convencional. Este tipo de cimentación dispone de una zapata de hormigón pretensado que se une a la parte inferior de la torre mediante bridas, ver Figura 34.

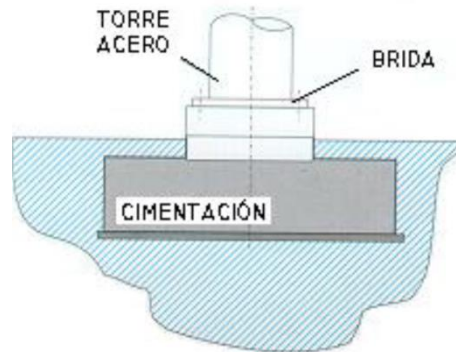


Figura 34. Cimentación con torre cilíndrica tubular de acero. Fuente: [10]

3.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA

A continuación, se presenta un presupuesto general de los costos de fabricación del árbol eólico. Se consideraron las pautas propuestas por [10] para realizar este capítulo para un solo árbol eólico.

Costo de manufactura

La manufactura del aerogenerador comprende la fabricación del aerogenerador, (comprende rotor, góndola y jaula de soporte) la compra del equipo mecánico, (caja de transmisión) y sistema eléctrico, (generador y sistema de almacenamiento) además del árbol. Los costos de estos elementos se estimaron a partir de cotizaciones y comparación de precios con proyectos similares. En la Tabla 21 se muestra una descripción de los costos globales del árbol eólico.

Componente	Costo unitario	Costo total
Aerogenerador	\$384,753	\$8,849,313
Equipo mecánico	\$6,521.74	\$150,000
Sistema eléctrico	\$149,980	\$3,449,540
Árbol	\$5,831,000	\$5,831,000
Costo árbol eólico	\$18,279,853	

Tabla 21. Manufactura de árbol eólico.

Desarrollo del proyecto

Considerando que los proyectos de ingeniería requieren planeación para una correcta ejecución del presupuesto asignado y para cumplir con todas las normativas ambientales, es necesario considerar los costos asociados a los siguientes estudios:

- Estudio de disponibilidad del recurso energético: por recomendación deben realizarse al menos dos estudios independientes durante un periodo de tiempo mayor a diez meses. Estos estudios tienen costos aproximados de \$5.000.000 a \$15.000.000 (COP).

- Estudios geológicos: los cuales son fundamentales para el diseño de los cimientos de la estructura. Estos estudios están en el orden de \$20.000.000 (COP).
- Estudio de emisión de ruido: Debido a que los sistemas de generación eólica pueden generar contaminación auditiva, es necesario realizar un estudio de emisión de ruido al lugar donde será instalado el aerogenerador para determinar el impacto que tendrá este en el sitio. Estos estudios pueden tener un costo que oscila entre \$3.000.000 a \$9.000.000 (COP).
- Estudio de compatibilidad ambiental: estos estudios son necesarios para determinar el impacto ambiental que tendrá el aerogenerador sobre el lugar de instalación. Pueden oscilar de \$9.000.000 a \$60.000.000 (COP), dependiendo del ecosistema del lugar.

Considerando los estudios anteriores, para realizar este proyecto se requiere como mínimo de 37.000.000 pesos, ver Tabla 22.

Estudio	Valor
Estudio de disponibilidad del recurso energético	\$5,000,000
Estudios geológicos	\$20,000,000
Estudio de emisión de ruido	\$3,000,000
Estudio de compatibilidad ambiental	\$9,000,000
Total	\$37,000,000

Tabla 22. Costo de estudios.

Trabajo civil

La instalación “in situ” del árbol requiere de una construcción civil, sus costos son determinados en primera medida del tamaño del aerogenerador, pero también de la composición geológica del suelo. Para una instalación pequeña el costo del trabajo civil puede estar entre \$200.000 y \$500.000 (COP).

Infraestructura eléctrica y conexión a la red

Dado que el árbol está aislado y este alimenta la iluminación de la zona del lugar de instalación, estos costos no fueron considerados en este proyecto.

Otros costos

Otros costos que deben considerarse en un proyecto de aerogeneradores son: el transporte de los elementos al lugar de instalación, la vigilancia de la zona, la adecuación de carreteras (en caso de ser necesario), intereses bancarios. Estos costos no fueron considerados en este proyecto.

Inversión total

Considerando los costos mencionados anteriormente, se presenta en la Tabla 23 un estimado del costo total del proyecto.

Costos	Valor
Costo de manufactura	\$18,279,853
Desarrollo del proyecto	\$37,000,000
Trabajo civil	\$200,000
Total	\$55,479,853

Tabla 23. Inversión total.

Operación y costos de mantenimiento

Estos costos son posteriores a la instalación del árbol eólico, se consideran los siguientes rubros: mantenimiento, garantías, impuestos, administración. En general, los costos estos costos se estiman anualmente y corresponden del 3.5% al 5.3% de la inversión total. Es decir, los costos de operación y mantenimiento pueden estar en el rango aproximado de \$1.900.000 a \$3.000.000 (COP) anuales.

4. CONCLUSIONES

- La toma de datos de velocidad del viento para el proyecto del Parque Nacional de la Uva, Unión, Valle, se encontró que en el lugar de instalación es desfavorable el sistema de generación eólica debido a que las velocidades promedio del viento registradas son del orden de 2 m/s. No obstante, el proyecto se lleva a cabo considerando que se trata de desarrollar un modelo en un sistema no interconectado con la red del lugar, didáctico y cultural, que muestre con poca generación el proceso de conversión de energía eólica a energía eléctrica.
- Como la referencia de partida para un diseño lógico del árbol didáctico se procedió a estimar una baja potencia eléctrica de 240 Wh, que corresponde a 4 luminarias destinadas a la iluminación del lugar, con un número razonable de aerogeneradores. El árbol se diseña para una potencia generada que satisfaga la energía consumida por las 4 luminarias en un lapso de tiempo de 12 horas (6 pm a 6 am), el árbol funcionara 24 horas para mantener las baterías cargadas.
- A partir del valor de la demanda de la energía eléctrica, se determinó el número de aerogeneradores necesarios. Para ello se realizó una iteración entre el número de aerogeneradores requeridos y el diámetro de estos. De esta manera, se requirieron de 23 aerogeneradores.
- Una vez definida la geometría de los aerogeneradores, se determinó la potencia aprovechable por cada aerogenerador de 0.438 W. Se desarrolló una herramienta computacional en una hoja de cálculo de un paquete de office que permite realizar una memoria de cálculo para el diseño de este tipo de aerogeneradores de forma parametrizada, facilitando los cálculos para futuros diseños, mediante el cual se verificó la potencia aprovechable para el diseño de generador seleccionado.
- Se diseñó la estructura de soporte del arreglo de aerogeneradores, la cual consiste en una torre cilíndrica de diez metros de altura de acero A42 y diámetro de 1m tomando como base la norma NSR-98. Este diseño tomó como base el supuesto que la velocidad del viento es de 10 m/s, valor que

es mucho mayor al registrado, esto con el fin de proteger la integridad de la estructura en el momento que se presente un valor pico como el propuesto. Se estableció una geometría simétrica para el árbol con el fin de proporcionar una vista agradable, estética y simplificar los cálculos de la estructura.

- Para la ejecución proyecto se necesita una inversión de \$55,479,853 donde en este valor se incluye el costo de construcción del árbol de generadores Savonius (aerogeneradores, estructura, baterías), el trabajo civil (cimentación y ensamblaje) y los diferentes estudios que se necesitan para conocer el impacto en el lugar (estudios geológicos, estudios de ruido, estudios de compatibilidad ambiental).

5. RECOMENDACIONES

Dado que previo a la ejecución de este proyecto no se contaba con registros históricos de mediciones de la velocidad del viento en el lugar de instalación, es recomendable generar un histórico de al menos 5 años para determinar adecuadamente los parámetros del modelo de Weibull para este lugar.

Se recomienda el uso de generadores en disco, debido a que esto reduce considerablemente el espacio en la góndola, permitiendo así reducir su peso y espacio.

6. TRABAJOS FUTUROS

Este proyecto abordó el diseño de un modelo de un aerogenerador tipo Savonius para El Parque Cultural de la Uva ubicada en el municipio de La Unión, Valle del Cauca. Se propone como trabajo futuro la construcción de un prototipo funcional de este.

Dados los alcances de este proyecto no se consideraron actividades que individualmente o en conjunto pueden tomarse como trabajos futuros, se plantean las siguientes como trabajos futuros: el desarrollo de un análisis aerodinámico del aerogenerador diseñado, el diseño de la cimentación del árbol de aerogeneradores, el diseño de un generador acorde a las características particulares del lugar de

instalación, el diseño del sistema de control y un estudio de factibilidad para el uso de este tipo de árboles de generación eólica en ciudades de Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] H. García, A. Corredor, L. Calderón, and M. Gómez, “Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia.” Fedesarrollo, pp. 1–25, 2013.
- [2] M. García, “Desarrollo de motores Stirling para aplicaciones solares.,” Universidad de Oviedo, 2013.
- [3] E. Behrentz, Á. Cadena, H. Mutis, J. Pérez, and R. Rosales, “Estrategia colombiana de desarrollo bajo en carbono.” pp. 1–7, 2012.
- [4] W. Tong, *Fundamentals of wind energy*. 2010.
- [5] S. L. C. VELÁZQUEZ, “Diseño de un microaerogenerador de eje vertical,” p. 70, 2010.
- [6] V. Lyathkher, *Wind Power - Turbine Design, Selection, and Optimization*. 2014.
- [7] S. Chapman, *Máquinas eléctricas*, vol. 53, no. 9. 2013.
- [8] L. Corzo, “Estimación de la pérdida de potencia en rodamientos de aerogeneradores considerando holgura radial y desalineación.”
- [9] R. L. Norton, *Diseño de máquinas*. 2011.
- [10] E. Hau, *Wind turbines: Fundamentals, technologies, application, economics*, Segunda. Krailling, 2004.
- [11] L. Cavasassi and C. Federal, “¿Cómo calcular la capacidad necesaria de batería para almacenar energía ?,” vol. 1340.
- [12] P. Bilbao Rojas, “Dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento para centrales eólicas,” Universidad de Chile, 2013.

- [13] A. Apcarian and L. Lässig, "Tendencias en el diseño de las torres para aerogeneradores multimegawatt."
- [14] "Factors of Safety," 2010. [Online]. Available: https://www.engineeringtoolbox.com/factors-safety-fos-d_1624.html.
- [15] Gestamp, "Cimentación Torres Eólicas." Madrid, 2015.

ANEXOS

ANEXO A

Características del motor usado como generador.

El generador usado en el proyecto es un motor de imanes permanentes de la empresa Shenzhen Ric Motor de la serie RIC-13GB1627, ver Figura 35

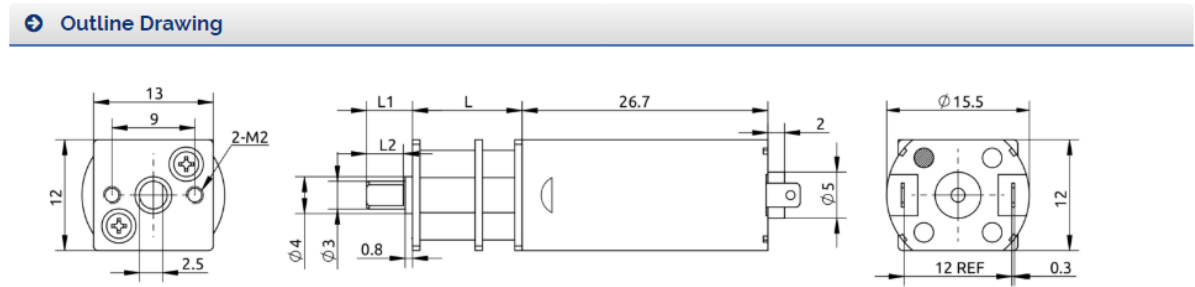


Figura 35. Plano del motor usado como generador

En la Figura 35 se muestra las dimensiones físicas del motor usado como generador todas las medidas son en milímetros donde L es 11 mm y la distancia L2 es personalizable.

➔ Motor Specifications

Model	Nominal voltage	Noload Speed	Noload Current	Rated Speed	Rated Current	Rated Torque	Rated Output	Stall Current	Stall Torque
	V	rpm	A	rpm	A	g.cm	W	A	g.cm
FF-050SH-13120	6	12500	0.045	10000	0.255	10	1.03	1.3	50

Tabla 24. Especificaciones del motor

En la Tabla 24 se relacionan los parámetros de funcionamiento del motor sin la caja multiplicadora acoplada.

➔ Geared Motor Technical Data

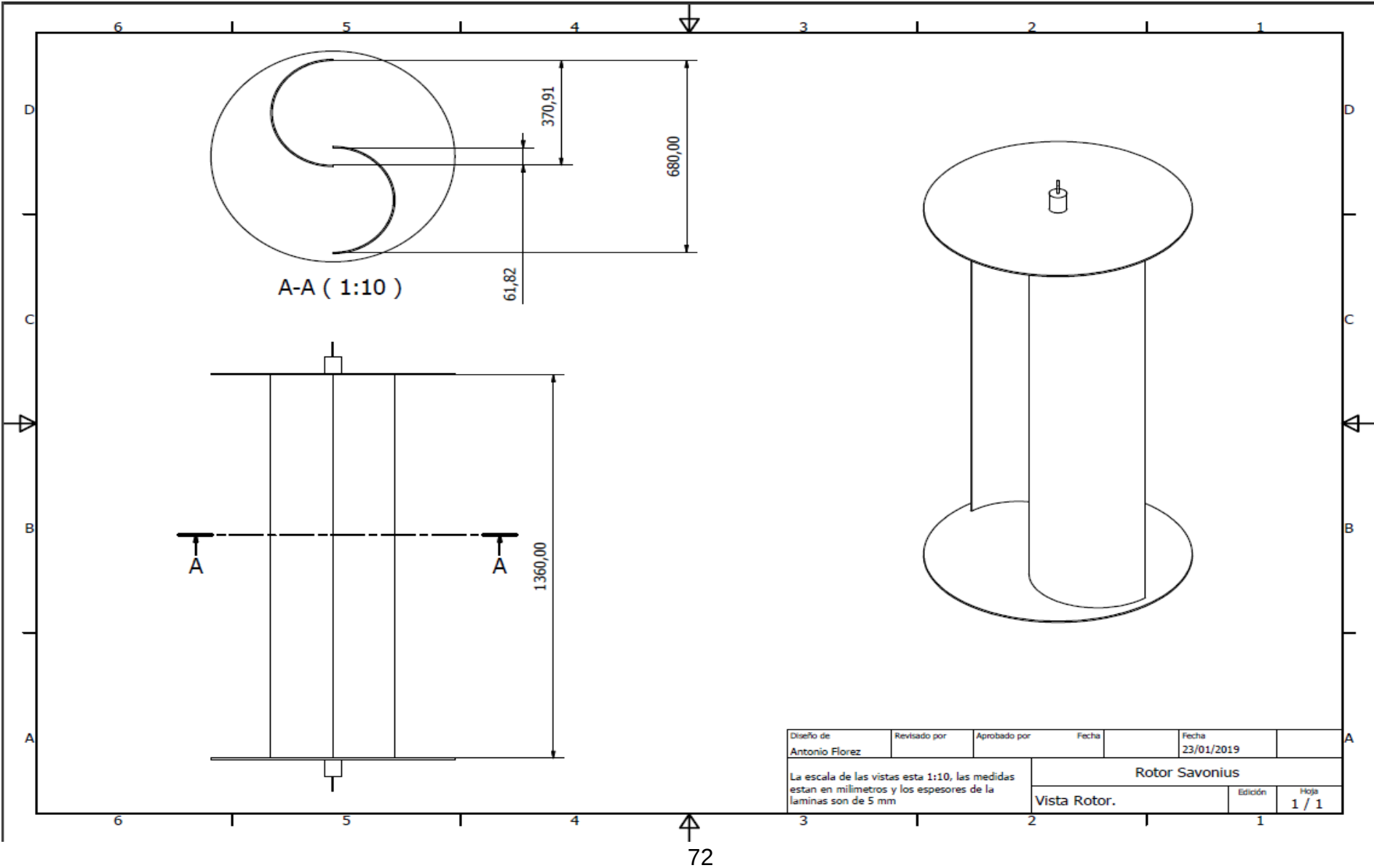
Nominal voltage	Reduction Ratio	1/10	1/20	1/30	1/35	1/52	1/75	1/100	1/150	1/210	1/298	1/380
6V	Torque(kg.cm)	0.072	0.11	0.16	0.18	0.27	0.39	0.52	0.66	0.92	1.3	1.6
	Speed(rpm)	1000	500	333	285	192	133	100	66	47	33	26

Tabla 25. Especificaciones de las distintas configuraciones de cajas de transmisión.

En la Tabla 25 se relatan los parámetros de funcionamiento a la salida de la caja de multiplicadora que está disponible para el acople con el motor.

ANEXO B

Plano turbina



ANEXO C

Datos para cálculo de momento flector máximo de la torre.

Coeficiente de resistencia de la torre [10]

L/D	Cd
∞	1.2
40	0.98
20	0.91
10	0.82
5	0.74
3	0.72
2	0.68
1	0.64

Datos para cálculo de esfuerzos de la torre.

Variable	Valor	Unidad	Variable	Valor	Unidad
Peso de aerogeneradores	19787,75	N	Masa aerogeneradores	57,70	kg
Aceleración de la gravedad	-9,81	m/s ²	Número de aerogeneradores	23,00	-
Esfuerzo fluencia A42	265	MPa	Masa total aerogeneradores	1327,10	kg
Esfuerzo último A42	412,00	MPa	Masa ramas	30	kg

Módulo de Young A42	2,00E+05	MPa	Masa total ramas	690	kg
			Masa total	2017,10	kg

Esfuerzo normal (Pa)	Diámetro de la torre (m)														
	0,75			1,00			1,25			1,50			1,75		
Espesor (mm)	I m4	Ac m2	Esfuerzo máximo Pa	I m4	Ac m2	Esfuerzo máximo Pa	I m4	Ac m2	Esfuerzo máximo Pa	I m4	Ac m2	Esfuerzo máximo Pa	I m4	Ac m2	Esfuerzo máximo Pa
2	3,30E-04	2,35E-03	1,17E+07	7,83E-04	3,14E-03	8,80E+06	1,53E-03	3,92E-03	7,04E+06	2,65E-03	4,71E-03	5,87E+06	4,20E-03	5,49E-03	5,03E+06
3	4,94E-04	3,53E-03	7,84E+06	1,17E-03	4,71E-03	5,87E+06	2,29E-03	5,88E-03	4,70E+06	3,96E-03	7,06E-03	3,91E+06	6,30E-03	8,24E-03	3,35E+06
5	8,20E-04	5,87E-03	4,71E+06	1,95E-03	7,83E-03	3,53E+06	3,81E-03	9,80E-03	2,82E+06	6,59E-03	1,18E-02	2,35E+06	1,05E-02	1,37E-02	2,01E+06
10	1,62E-03	1,17E-02	2,37E+06	3,87E-03	1,56E-02	1,77E+06	7,58E-03	1,96E-02	1,42E+06	1,31E-02	2,35E-02	1,18E+06	2,09E-02	2,74E-02	1,01E+06
15	2,41E-03	1,75E-02	1,59E+06	5,76E-03	2,34E-02	1,19E+06	1,13E-02	2,93E-02	9,47E+05	1,96E-02	3,52E-02	7,88E+05	3,12E-02	4,11E-02	6,74E+05

Factor de aceptación esfuerzos normales	Diámetro de la torre (m)				
	0,75	1,00	1,25	1,50	1,75
Espesor (mm)					
2	15,04	20,07	25,09	30,12	35,14
3	22,54	30,08	37,61	45,15	52,69
5	37,49	50,05	62,61	75,17	87,73
10	74,58	99,70	124,83	149,95	175,07
15	111,28	148,97	186,65	224,33	262,02

Datos para cálculo de desplazamientos horizontales y verticales de la torre.

Variable	Valor	Unidad	Variable	Valor	Unidad
Densidad del aire	1.049	kg/m3	Coeficiente de topografía (ro)	0.4	-
CD	1.2	-	2ro+1	1.8	-
Velocidad del viento (v0)	10	m/s	2ro+2	2.8	-
Altura de medición (h0)	1	m	2ro+3	3.8	-
Altura del momento (z)	0	m	2ro+4	4.8	-
Altura del árbol (L)	10	m	Módulo de Young A42	2.00E+05	MPa

Desplazamiento horizontal (m)	Diámetro de la torre (m)				
Espesor (mm)	0,75	1,00	1,25	1,50	1,75
2	1,21E-03	6,78E-04	4,33E-04	3,01E-04	2,21E-04
3	8,06E-04	4,53E-04	2,89E-04	2,01E-04	1,47E-04
5	4,85E-04	2,72E-04	1,74E-04	1,21E-04	8,86E-05
10	2,45E-04	1,37E-04	8,75E-05	6,07E-05	4,45E-05
15	1,65E-04	9,21E-05	5,87E-05	4,06E-05	2,98E-05
Factor de aceptación desplazamiento horizontal	Diámetro de la torre (m)				
Espesor (mm)	0,75	1,00	1,25	1,50	1,75

2	16,58	29,51	46,14	66,46	90,49
3	24,82	44,20	69,12	99,60	135,62
5	41,21	73,44	114,93	165,66	225,64
10	81,60	145,79	228,48	329,67	449,36
15	121,17	217,04	340,66	492,03	671,15

Desplazamiento vertical (m)	Diámetro de la torre (m)				
Espesor (mm)	0,75	1,00	1,25	1,50	1,75
2	4,20E-04	3,15E-04	2,52E-04	2,10E-04	1,80E-04
3	2,81E-04	2,10E-04	1,68E-04	1,40E-04	1,20E-04
5	1,69E-04	1,26E-04	1,01E-04	8,41E-05	7,21E-05
10	8,45E-05	6,33E-05	5,06E-05	4,21E-05	3,61E-05
15	5,66E-05	4,23E-05	3,38E-05	2,81E-05	2,41E-05
Factor de aceptación desplazamiento vertical	Diámetro de la torre (m)				
Espesor (mm)	0,75	1,00	1,25	1,50	1,75
2	47,57	63,44	79,32	95,20	111,07
3	71,30	95,12	118,93	142,75	166,56
5	118,68	158,37	198,06	237,75	277,44
10	236,56	315,94	395,32	474,71	554,09
15	353,65	472,72	591,79	710,87	829,94

Datos para cálculo de pandeo de la torre.

Valores de constantes para cálculo de pandeo

Variable	Valor	Unidad	Variable	Valor	Unidad
Esfuerzo normal ponderado de compresión	26317,70883	Pa	Esfuerzo fluencia A42	3.E+08	Pa
Coeficiente de ponderación	1.33	-	Esfuerzo último A42	412.00	MPa
Coeficiente de esbeltez (B)	2	-	Módulo de Young A42	2.00E+05	MPa
Altura del árbol (L)	10	m			

Coeficiente de pandeo en función de la esbeltez

Tipo de acero	λ	Coeficiente ω de pandeo función de la esbeltez $\lambda = \frac{l_k}{i}$									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
A42	20	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.04
	30	1.04	1.04	1.04	1.05	1.05	1.05	1.06	1.06	1.07	1.07
	40	1.07	1.08	1.08	1.09	1.09	1.10	1.10	1.11	1.12	1.12
	50	1.13	1.14	1.14	1.15	1.16	1.17	1.18	1.19	1.20	1.21
	60	1.22	1.23	1.24	1.25	1.26	1.27	1.29	1.30	1.31	1.33
	70	1.34	1.36	1.37	1.39	1.40	1.42	1.44	1.46	1.47	1.49
	80	1.51	1.53	1.55	1.57	1.60	1.62	1.64	1.66	1.69	1.71
	90	1.74	1.76	1.79	1.81	1.84	1.86	1.89	1.92	1.95	1.98
	100	2.01	2.03	2.06	2.09	2.13	2.16	2.19	2.22	2.25	2.29
	110	2.32	2.35	2.39	2.42	2.46	2.49	2.53	2.56	2.60	2.64
	120	2.67	2.71	2.75	2.79	2.82	2.86	2.90	2.94	2.98	3.02
	130	3.06	3.11	3.15	3.19	3.23	3.27	3.32	3.36	3.40	3.45
	140	3.49	3.54	3.58	3.63	3.67	3.72	3.77	3.81	3.86	3.91
	150	3.96	4.00	4.05	4.10	4.15	4.20	4.25	4.30	4.35	4.40
	160	4.45	4.51	4.56	4.61	4.66	4.72	4.77	4.82	4.88	4.93
	170	4.99	5.04	5.10	5.15	5.21	5.26	5.32	5.38	5.44	5.49
	180	5.55	5.61	5.67	5.73	5.79	5.85	5.91	5.97	6.03	6.09
	190	6.15	6.21	6.27	6.34	6.40	6.46	6.53	6.59	6.65	6.72
	200	6.78	6.85	6.91	6.98	7.05	7.11	7.18	7.25	7.31	7.38
	210	7.45	7.52	7.59	7.66	7.72	7.79	7.86	7.93	8.01	8.08
	220	8.15	8.22	8.29	8.36	8.44	8.51	8.58	8.66	8.73	8.80
	230	8.88	8.95	9.03	9.11	9.18	9.26	9.33	9.41	9.49	9.57
	240	9.64	9.72	9.80	9.88	9.96	10.04	10.12	10.20	10.28	10.36
	250	10.44									

Coeficiente de ponderación

Caso de carga		Clase de acción	Coeficiente de ponderación si el efecto de la acción es		
			Desfavorable		Favorable
CASO I	Ia (1)	Acciones constantes	1.33	1.33	1
		Sobrecarga	1.33	1.50	
		Viento	1.50	1.33	
	Ib	Acciones constantes	1.33		1
		Sobrecarga	1.50		
		Viento	1.50		
	Ic	Acciones constantes	1.33		1
		Viento	1.50		
		Nieve	1.50		
CASO II Acciones constantes y combinación de tres acciones variables independientes		Acciones constantes	1.33		1
		Sobrecarga	1.33		
		Viento	1.33		
		Nieve	1.33		
CASO III Acciones constantes y combinación de cuatro acciones variables independientes, incluso la sísmica.		Acciones constantes	1.00		1
		Sobrecarga	r (2)		
		Viento	0.25 (3)		
		Nieve	0.50 (4)		
		Acciones sísmicas	1.00		

Resistencia ponderada a pandeo sufrida por la estructura

Pandeo (Pa)	Diámetro de la torre (m)														
	0,75			1,00			1,25			1,50			1,75		
Espesor (mm)	Lamda	w	Esfuerzo ponderado (Pa)	Lamda	w	Esfuerzo ponderado (Pa)	Lamda	w	Esfuerzo ponderado (Pa)	Lamda	w	Esfuerzo ponderado (Pa)	Lamda	w	Esfuerzo ponderado (Pa)
2	53,40	2,23	2,49E+07	40,04	0,94	7,90E+06	32,03	1,74	1,17E+07	26,68	0,54	3,03E+06	22,87	1,07	5,12E+06
3	53,44	2,23	1,67E+07	40,06	0,94	5,27E+06	32,04	1,74	7,79E+06	26,69	0,54	2,02E+06	22,88	1,07	3,42E+06
5	53,51	2,23	1,00E+07	40,10	0,94	3,17E+06	32,06	1,74	4,68E+06	26,71	0,54	1,22E+06	22,89	1,07	2,05E+06
10	53,69	2,24	5,04E+06	40,20	0,95	1,59E+06	32,13	1,75	2,35E+06	26,76	0,54	6,10E+05	22,92	1,07	1,03E+06
15	53,87	2,25	3,38E+06	40,30	0,95	1,07E+06	32,19	1,75	1,57E+06	26,80	0,54	4,08E+05	22,96	1,07	6,88E+05

La casilla en azul muestra la opción seleccionada.

