



UNIVERSIDAD NACIONAL
de MAR DEL PLATA



Desarrollo Técnico-Económico de Proyecto Eólico en la Patagonia

Proyecto final de grado

Diciembre, 2021

Autor: Martinelli Nicolas Nahuel

Tutor: Ing. Zucal, Ricardo Javier

Evaluadores:

Colombo Diego

Fernández Roberto

López Marcos G



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).



UNIVERSIDAD NACIONAL
de MAR DEL PLATA



Desarrollo Técnico-Económico de Proyecto Eólico en la Patagonia

Proyecto final de grado

Diciembre, 2021

Autor: Martinelli Nicolas Nahuel

Tutor: Ing. Zucal, Ricardo Javier

Evaluadores:

Colombo Diego

Fernández Roberto

López Marcos G



Agradecimientos

Primero en principal, agradezco a todas las personas que forman parte de la Universidad Nacional de Mar del Plata, especialmente, a las que pertenecen a la Facultad de Ingeniería que, con su calidez humana y dedicación, me han brindado los conocimientos y el apoyo necesario para transitar esta carrera tan linda del arte que estudia y analiza el movimiento y el reposo de los cuerpos.

En particular, agradezco a los profesores que aceptaron ser mis orientadores y evaluadores en este proyecto. A Ricardo Zucal, mi director, que me brindo su dedicación y tiempo para lograr el desarrollo de este proyecto; y a Roberto Boeri, quien, con su conocimiento, me oriento en la selección de materiales.

Por otra parte, a mi familia, las personas que me acompañaron desde el día que nací, y fueron guías y sostén durante esta carrera. En especial a mi padre que fue mi guía, a la hora de elegir tanto la carrera, como así también, la idea de este proyecto.

Por último, agradezco a mi Argentina querida y a la Universidad Nacional pública.



ÍNDICE

RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
CAPÍTULO 1: ANTECEDENTES	4
1.1 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	4
1.2 EL ORIGEN DEL VIENTO Y SU ENERGÍA.....	7
1.3 IMPACTO MEDIO AMBIENTAL.....	9
1.4 AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL.....	10
CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL AEROGENERADOR	12
2.1 PALAS.....	13
2.2 ROTOR.....	14
2.3 MECANISMO DE PASO VARIABLE.....	15
2.4 CUBIERTA DE ROTOR.....	23
2.5 EJE PRINCIPAL O DE BAJA VELOCIDAD.....	23
2.6 EJE DE ALTA VELOCIDAD.....	24
2.7 CAJA MULTIPLICADORA.....	24
2.8 SISTEMA DE FRENO MECÁNICO.....	25
2.9 ACOUPLE FLEXIBLE.....	26
2.10 ALTERNADOR.....	27
2.11 GÓNDOLA Y SU ESTRUCTURA RESISTENTE.....	31
2.12 SISTEMA ORIENTADOR DE GONDOLA.....	32
2.13 TORRE DE HORMIGÓN.....	33
2.14 ANEMÓMETRO, VELETA Y LUCES DE SEÑALIZACION.....	34
2.15 SISTEMA DE CONTROL.....	36
CAPÍTULO 3: REQUISITOS DE DISEÑO	41
CAPÍTULO 4: LOCALIZACIÓN Y ESTUDIO DE VIENTO	42



4.1 LOCALIZACIÓN DE CERRO SENILLOSA.....	42
4.2 ESTUDIO DE VIENTO DE “PROGRAMA EÓLICO 2 DE LA PROVINCIA DE NEUQUÉN.....	44
4.3 CÁLCULO DE VELOCIDADES DE VIENTO A 25 m (ALTURA DE ROTOR)...	46
CAPÍTULO 5: DISEÑO DEL AEROGENERADOR.....	50
5.1 SELECCIÓN DE PALA.....	50
5.2 SELECCIÓN DE TORRE.....	52
5.3 CARGAS A CONSIDERAR PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE COMPONENTES.....	52
5.4 CALCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE COMPONENTES.....	64
5.5 PLANOS.....	85
CAPITULO 6: ESTUDIO ECONÓMICO.....	86
6.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS.....	92
6.2 IMPLANTACIÓN DE 2 GRANJAS DE 200 MOLINOS.....	93
6.3 RENTABILIDAD DEL PROYECTO.....	96
CONCLUSIONES.....	100
BIBLIOGRAFIA.....	102



Resumen

El tema seleccionado para esta tesis, consiste en el diseño de un aerogenerador de media potencia, destinado a la producción de energía en la provincia de Neuquén, Argentina. La idea del proyecto surgió por dos razones: por un lado, como oportunidad de negocio impulsada por las políticas nacionales de energías renovables (ley 27.191) y por el otro, por la tendencia mundial en relación a la lucha frente al cambio climático y el abastecimiento energético mundial.

Para la realización de los cálculos teóricos se hará uso de datos brindados por la provincia de Neuquén, tales como: estudio de la velocidad de los vientos en la provincia, distancia de interconexión y potencia máxima de inyección a la red.

Para dicho estudio, se hará Ingeniería básica, aplicando conocimientos científicos, tecnológicos y metodologías matemáticas adquiridas durante el cursado de la carrera. En el diseño se tendrá en cuenta que todos los materiales y componentes que integran el sistema se encuentran disponibles en el mercado. En lo que respecta a los componentes principales del sistema (torre, generador, caja multiplicadora, palas y frenos) se definirán los requerimientos y se seleccionarán los mismos de catálogos de fabricantes presentes en el mercado. Los elementos restantes del conjunto serán dimensionados para las exigencias mecánicas calculadas.

Por último, se realizará un análisis económico de la instalación de granjas eólicas. La misma dará como resultado un costo aproximado del megavatio-hora, una TIR, y un tiempo de recuperación de la inversión.



Introducción

Para la generación de electricidad mediante el viento se requiere de un generador eólico o también llamado aerogenerador, el cual convierte la energía cinética del aire (viento) en energía mecánica y finalmente en electricidad.

El presente trabajo, tiene como finalidad el diseño de un aerogenerador de potencia nominal de 50 kw. Se llevó a cabo una investigación previa recopilando datos y experiencias de diferentes fabricantes, con el objetivo de generar un diseño optimizado en función de la localización seleccionada (disponibilidad de grandes extensiones de tierra a bajos costos), y a su vez más específico a las condiciones de viento de la micro localización.

Otro factor tenido en cuenta en el diseño, es la escasa disponibilidad de grúas en nuestro país para instalación y mantenimiento de aerogeneradores a gran escala (altura de roto superiores a 80 metros). En la determinación de las especificaciones, los factores ingenieriles se relacionan con factores económicos.

De esta investigación previa a la realización de este proyecto, se planteó el diseño de un aerogenerador de eje horizontal de tres aspas y potencia nominal de 50 KW con columnas de hormigón pretensado.

Se definió una altura desde la superficie del terreno al eje del rotor de 25 metros, aspas de 10.5 metros de longitud (adquiridas a través de fabricantes asiáticos), diámetro del rotor de 22 metros y velocidad del viento de trabajo 3-25 m/s.

Se procede a realizar el dimensionamiento, para ello se aplica la ingeniería, teniendo en cuenta: conocimientos científicos, tecnológicos, metodologías matemáticas y herramientas informáticas (SolidWorks) adquiridas durante la carrera.

El aerogenerador en este proyecto se encuentra en etapa de ingeniería básica. El rotor, orientador de palas, chasis de la góndola, ejes y acoples son dimensionados para las exigencias mecánicas



calculadas. Esto incluye el análisis de cargas, materiales a utilizar, dando como resultado la geometría de los mismos.

Este proyecto se encuentra en etapa de factibilidad, lo que se busca es verificar que el diseño planteado, integrando productos de proveedores extranjeros con tecnología local, sea factible. La evaluación de costos tiene un error de $-25\%+75\%$ (error de factibilidad).

Se definen los lineamientos generales e ideas básicas del proyecto para la implantación de un parque eólico compuesto de dos granjas de 200 aerogeneradores cada una, seleccionando la ubicación dentro de la provincia de Neuquén.



Capítulo 1

ANTECEDENTES

1.1 Evolución de la energía eólica.

La energía eólica es una fuente de energía eléctrica renovable, es decir, es un método de generación de energía virtualmente inagotable y lo más importante, un método poco contaminante. Esto ha provocado el auge de parques eólicos y la continua evolución en la mejora de los aerogeneradores para optimizar el proceso de producción.

La energía eólica es una de las energías más antiguas junto a la energía térmica. El viento como fuerza motriz se ha utilizado desde la antigüedad. Así, ha movido a barcos mediante el uso de velas, ha hecho funcionar la maquinaria de los molinos al mover sus aspas y ha permitido el bombeo de aguas, entre otras cosas.

En la actualidad, la energía eólica se utiliza principalmente para la producción de electricidad, lo que se consigue mediante aerogeneradores conectados a las grandes redes de distribución de energía eléctrica. Los parques eólicos construidos en tierra suponen una fuente de energía cada vez más económica y competitiva, es incluso más barata en muchas regiones que otras fuentes de energía convencionales.

La energía eólica mundial instalada ha ido creciendo hasta situarse en la actualidad en más de 351 GW, según datos de Global Wind Energy Council (GWEC).

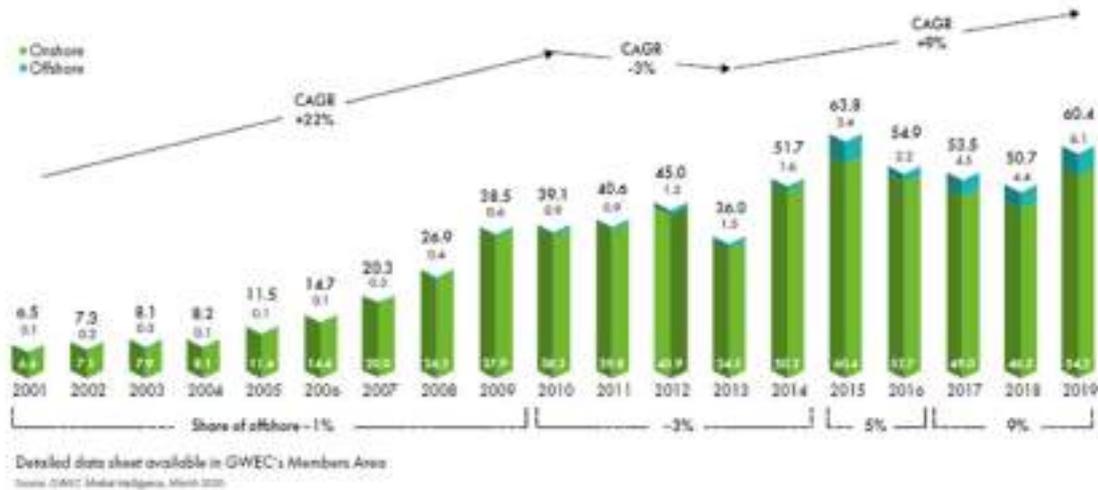


Figura 1.1.1. Desarrollo histórico de nuevas instalaciones (onshore y offshore)

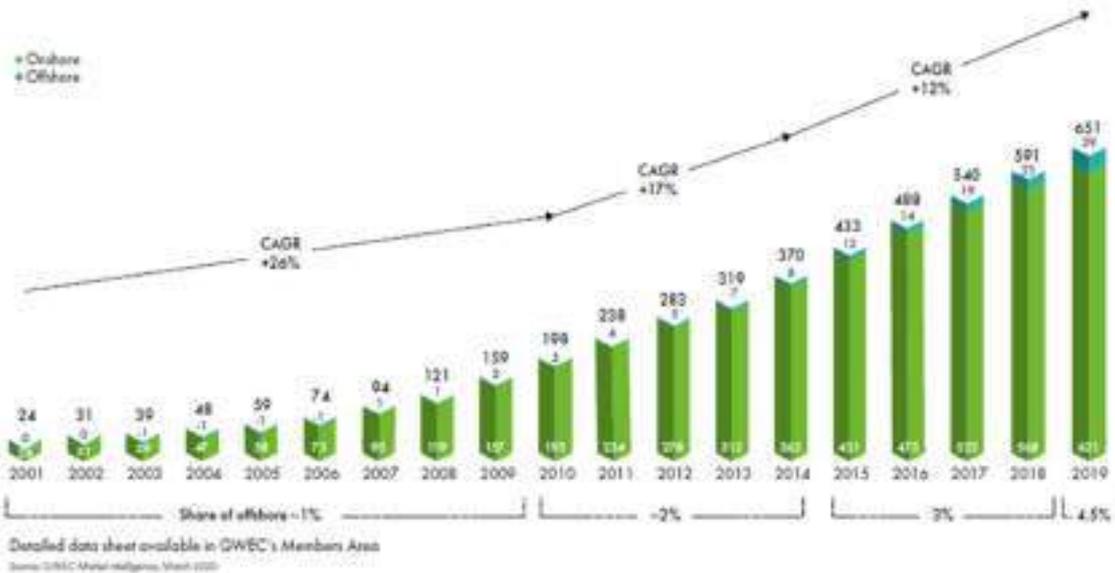


Figura 1.1.2. Desarrollo histórico de instalaciones totales (onshore y offshore)

En el año 2019, a nivel mundial, los países que lideran la capacidad total instalada son: China con 236.402 MW, EE.UU con 105.466 MW (71,2% de la potencia instalada en América), India con 37.506 MW, y España con 25.700 MW.



Mientras que en América del sur lidera Brasil con 15.452 MW, Chile con 2.145 MW, y luego Argentina con 1.604 MW.

A finales del año 2019, Argentina contaba con 1604 MW de potencia eólica instalada ubicando al país en el 3º lugar. Brasil, cuenta con una producción 9 veces mayor que la Argentina, a pesar de haber comenzado con su desarrollo eólico posterior a nuestro país y de contar con un recurso natural más escaso.

Argentina cuenta con un recurso abundante, pero poco desarrollado, existiendo algunas instalaciones de aerogeneradores conectados a la red gerenciados, en general, por cooperativas eléctricas locales.

En años recientes, se destacan nuevas instalaciones de energía eólica, a mayor escala, conectadas a la red eléctrica nacional. En la región patagónica, la dirección, constancia y velocidad del viento son tres variables que presentan un máximo en forma casi simultánea, conformando una de las regiones de mayor potencial eólico del planeta.

Especialistas han determinado que el potencial eólico de la Argentina supera los 2000 GW (gigavatios), esto es 65 veces la capacidad total instalada en el país sumando todas las fuentes energéticas.

Además de contar con abundante recurso, el país posee los recursos tecnológicos necesarios para la fabricación de equipamiento y la instalación de parques de generación de energía eléctrica.

La generación de energía de fuentes renovables (hidroeléctrico, eólica, solar fotovoltaica, bioenergías, etc) alcanzó un hito en septiembre del 2019, al cubrir el 7,9% de la demanda eléctrica.

Esta variación se explica principalmente por el aumento en la generación de energía eléctrica de fuente eólica, con 533 GWh [1] (17/10/2020: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/la-generacion-de-energia-de-fuentes-renovables-alcanzo-cubrir-el-79-de-la-demanda-electrica>) .



1.2 El origen del viento y su energía.

La energía eólica es la energía que se obtiene del viento o, dicho de otro modo, es el aprovechamiento de la energía cinética de las masas de aire.

El viento es el flujo de gases a gran escala. En la atmósfera terrestre, el viento es el movimiento en masa del aire de acuerdo con la diferencia de presión atmosférica (la compensación de la diferencia de presión atmosférica entre dos puntos).

La gran capa atmosférica es atravesada por las radiaciones solares que calientan el suelo, el cual, a su vez, calienta el aire que lo rodea. Así resulta que este no es calentado directamente por los rayos solares que lo atraviesan sino, en forma indirecta, por el calentamiento del suelo y de las superficies acuáticas. Cuando el aire se calienta, también se dilata, como cualquier gas, es decir, aumenta de volumen.

La rotación de la tierra genera que el viento sople en dirección paralela a las isóbaras (igual presión) en las latitudes medias y altas.

Además, hay que tener en cuenta que el agua y la tierra se calientan a diferentes velocidades, durante el día la tierra se calienta más rápidamente que el mar provocando una baja presión relativa que favorece la entrada de aire del mar. Durante la noche sucede el fenómeno contrario.

Todas estas variaciones de la temperatura y por consiguiente de la presión son las que originan las corrientes de aire.

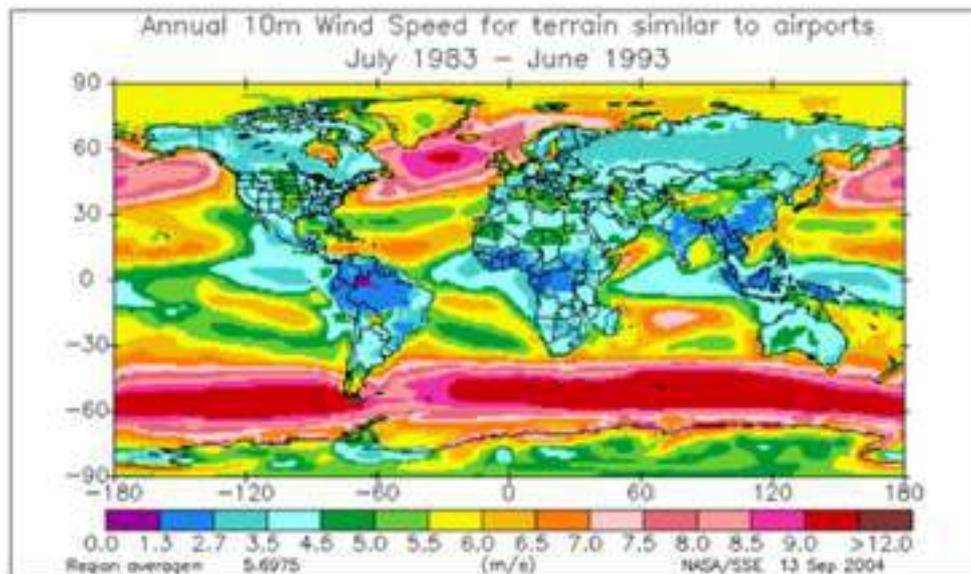


Figura 1.2.1. Mapa del promedio anual de la velocidad del viento medido a 10 m de altura.

La velocidad del viento aumenta con la altura respecto del suelo, así es que, se debe aplicar el siguiente factor de corrección en caso de tener datos a una altura diferente.

$$\frac{V}{V_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha$$

Dónde:

V = velocidad del viento a la altura H

H = altura del rotor

V_0 = velocidad de referencia del viento

H_0 = altura de referencia

α = Rugosidad del terreno colindante al aerogenerador.

Como podemos observar en la formula anterior, se debe añadir la rugosidad del terreno para caracterizar el viento respecto de su velocidad, lo que se traducirá en rendimiento del aerogenerador en cuanto a tiempo de producción se refiere.



Tipo de terreno	α
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08-0,12
Lugares llanos (mar, costa)	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13-0,16
Zonas rústicas	0,2
Terrenos accidentados o bosques	0,2-0,26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0,25-0,4

Tabla.1.2.1 Índice de rugosidad del terreno.

1.3. Impacto medio ambiental.

El impacto medioambiental suele ser bajo, aun así, los problemas generados por este tipo de instalaciones serán citados en este apartado.

Los mejores emplazamientos en lo que a velocidad del viento respecta, se encuentran en las cimas y las pendientes de relieves montañosos donde los parques eólicos son visibles desde largas distancias lo que no suele ser tolerable por los ciudadanos de la zona.

Otro problema medioambiental muy criticado por las asociaciones protectoras de animales, es el hecho de que, en varias ocasiones, el parque eólico se encuentra instalado en las rutas migratorias de las aves y, la gran altura de las torres eólicas actuales, provoca que las aspas en movimiento colisionen contra ellas generando su muerte. En muchas ocasiones, se trata de especies que se encuentran en peligro de extinción.

Además, se debe tener en cuenta el ruido que generan los aerogeneradores (ya sea por ruido aerodinámico o mecánico de los alternadores a plena producción) y el ruido en general de las instalaciones. En realidad, este problema no es tan relevante como se piensa, ya que el ruido provocado por las ráfagas de viento de las instalaciones, ubicadas a una distancia de entre 400 y 500 mts son prácticamente despreciables.



1.4. Tipos de Aerogeneradores

En función de la orientación del eje de giro de la máquina eólica se encuentran dos grandes grupos:

- Aerogeneradores de eje vertical
- Aerogeneradores de eje horizontal

Mientras los primeros representan el 1% del total de aerogeneradores instalados, un aerogenerador de eje vertical es básicamente una turbina eólica en la cual el eje del rotor se encuentra situado en posición vertical, lo que le permite generar energía eléctrica sin importar la dirección desde donde viene el viento.

Son turbinas muy simples y de bajo costo. Son tecnologías abundantemente utilizadas a nivel global y sus principales aplicaciones están orientadas a sistemas simples, de baja potencia debido a su menor eficiencia respecto a los de eje horizontal.



Figura 1.4.1. Ejemplos de aerogeneradores eje vertical.

Los aerogeneradores de eje horizontal son los más extendidos con un 99% del total instalado. A su vez dentro de los aerogeneradores de eje horizontal la opción más utilizada es la configuración tripala (consiste en tres palas colocadas formando un ángulo de 120° entre sí).



Figura 1.4.2. Aerogenerador eje horizontal.

La máxima energía extraíble del viento se define por la Ley de Betz. Según esta ley, el aprovechamiento máximo de energía cinética del viento se sitúa en $16/27$ de la energía cinética (59%). Incrementar el número de palas aumenta el rendimiento del aerogenerador, pero en contraparte, un menor número de palas reduce los costos de fabricación e instalación.

Dada las dimensiones de las palas, las cargas y tensiones asociadas, un mayor número de palas permite obtener sistemas más equilibrados y estables. Así, los sistemas tripalas se han demostrado como la solución más estable/equilibrada desde el punto de vista dinámico, mucho más que los monopalas o los bipalas, y económicamente más eficaz que los sistemas con mayor número de palas.

Es por lo mencionado que para este proyecto se selecciona un aerogenerador de 3 palas orientados a barlovento, con control de orientación y paso variable de palas (para regulación de potencia).



Capítulo 2

DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL AEROGENERADOR

Los principales componentes que constituyen un aerogenerador de eje horizontal son los siguientes:

- 1- Palas.
- 2- Rotor.
- 3- Mecanismo de paso variable.
- 4- Cubierta de rotor.
- 5- Eje principal o de baja velocidad.
- 6- Eje de alta velocidad.
- 7- Caja Multiplicadora.
- 8- Sistema de freno mecánico.
- 9- Acople flexible.
- 10- Alternador.
- 11- Góndola y su estructura resistente.
- 12- Sistema orientador de la góndola.
- 13- Torre de hormigón.
- 14- Anemómetro, veleta y luces de señalización.
- 15- Sistema de control.

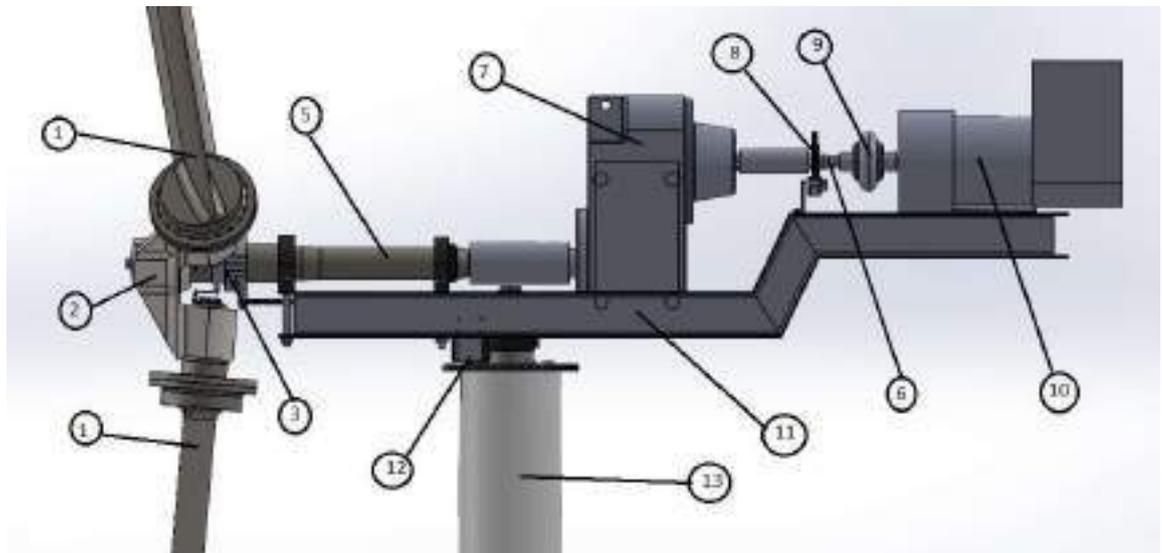


Figura 2.0. Partes del aerogenerador

2.1. Palas.

Las palas de un aerogenerador son una de las partes más importantes, ya que son las encargadas de tomar la energía del viento y transformar, junto con el eje, el movimiento lineal del viento en un movimiento de rotación. El diseño de las palas es muy parecido al del ala de un avión.

Las palas utilizadas en este proyecto están elaboradas de un material compuesto de matriz polimérica (poliéster) con un refuerzo de fibra de vidrio para darles mayor resistencia. Se busca lograr una mayor resistencia estructural y a la fatiga, ya que estarán expuestas a inclemencias climáticas y fuertes vientos. Pueden medir desde un metro hasta 52 metros y van conectadas al buje que posee rodamientos de giro para el sistema de control de paso.

Las cualidades mecánicas que deben de cumplir las palas son:

- Resistencia a fatiga (en particular a tensiones alternas debidas a variaciones de velocidad de viento).
- Tener una resistencia estructural adecuada a las condiciones de trabajo a las que van a ser sometidas.
- Bajo peso.



- Resistencia a agentes medioambientales.
- Rigidez (para evitar que las puntas colisionen con la torre de hormigón).

Perfil alar

En los aerogeneradores modernos, el perfil transversal de las palas tiene una geometría capaz de generar una distribución de presiones tal que provoque sustentación en una de sus caras, a esto se le conoce como perfil alar.

Los perfiles pueden ser más finos o gruesos, simétricos o no. Estos van variando a lo largo del eje longitudinal del ala dependiendo de las características que se quieran obtener.

Los perfiles alares en aerogeneradores fueron extraídos de datos de la aviación, donde se encuentran normalizados, en el caso de los rotores eólicos los más usuales son los perfiles NACA llamados así porque fueron normalizados por el National Advisory Committee for Aeronautics (Comité Consejero Nacional para la Aeronáutica). Sin embargo, los perfiles gruesos de la parte más interna de la pala suelen estar específicamente diseñados para turbinas eólicas.

El diseño de los perfiles debe contemplar la habilidad de los mismos para funcionar bien incluso en el caso de suciedad en su superficie (lo cual puede ser un problema en áreas en las que llueve poco).

2.2. Rotor

El rotor convierte la energía del viento en rotación, y está compuesta por las palas, el buje y el mecanismo de cambio de paso de palas.

El buje es la pieza de unión entre las palas y el eje principal o de baja velocidad, y por lo tanto el trasmisor de la fuerza del viento al interior de la góndola.

Tipo de bujes:

- Fijos: los aerogeneradores de regulación por pérdida aerodinámica (no utilizado en este proyecto) tienen las palas



del rotor unidas al buje en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñada para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se crea turbulencia en la parte de la pala que no da al viento creando una pérdida de sustentación.

- Con cambio del ángulo de las palas: las palas del rotor deben ser capaces de girar alrededor de su eje longitudinal (variar el ángulo de paso). Esto se logra con rodamientos alojados sobre el buje y un mecanismo de cambio de ángulo mecánico (utilizado para este proyecto) o hidráulico.

Se optó por la utilización de un sistema mecánico con el objeto de reducir la frecuencia de mantenimiento (y aumentar la producción dado que en periodos de mantenimiento no produce). A esta decisión se llegó investigando experiencias previas que indican que se producen fugas de líquidos hidráulicos que requieren de reposición periódica y funcionamientos anormales a bajas temperaturas.

2.3. Mecanismo de paso variable

Los aerogeneradores se diseñan de manera que maximicen su rendimiento. Esto se logra adquiriendo potencia nominal a velocidades de viento inferiores a las máximas de la zona en que serán instalados.

En el caso de vientos más fuertes es necesario perder parte del exceso de la energía del viento para evitar daños en el aerogenerador. En consecuencia, todos los aerogeneradores están diseñados con algún tipo de control de potencia.

En este proyecto se optó por utilizar un sistema de regulación por cambio de ángulo de paso (“pitch controlled”). El control electrónico del aerogenerador comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando esta supera la potencia nominal del alternador, el sistema de control envía una orden al mecanismo de cambio de ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor



ligeramente fuera del viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando este disminuye de nuevo.

El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente en el ángulo deseado. En este tipo de aerogeneradores, el sistema de control continuo generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento.

En las figuras se muestra el sistema mecánico diseñado para este proyecto, utilizando como idea básica el cambio de paso de hélices de helicópteros. Evitando los sistemas hidráulicos, que tienen inconvenientes a bajas temperaturas, y requieren de mantenimientos frecuentes debido a fugas que suelen presentarse.

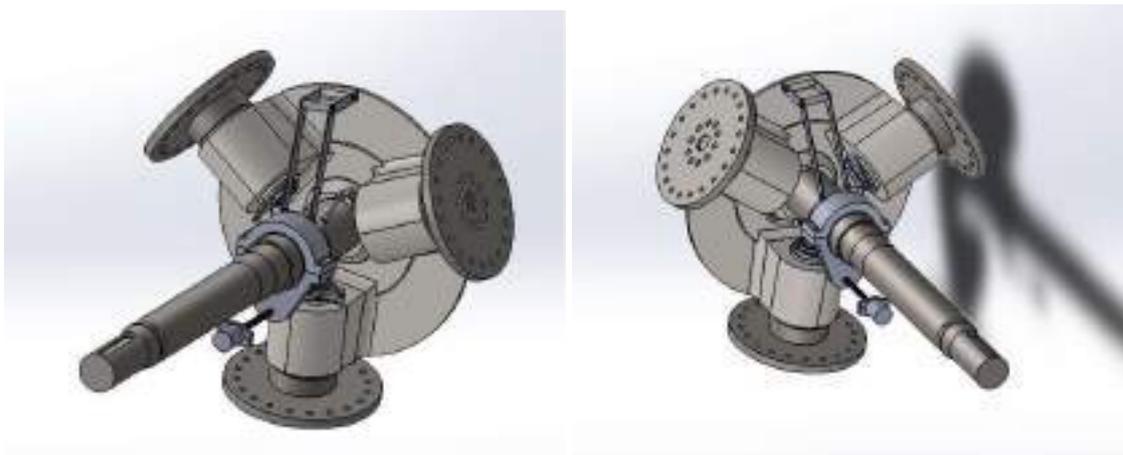


Figura 2.3.1.

Descripción del mecanismo:

Como se observa en la figura 2.3.1.1 sobre el rotor van alojados dos rodamientos (de rodillos cónicos) montados espalda con espalda sobre el soporte de la pala, permitiéndole a las mismas girar alrededor de su eje longitudinal.

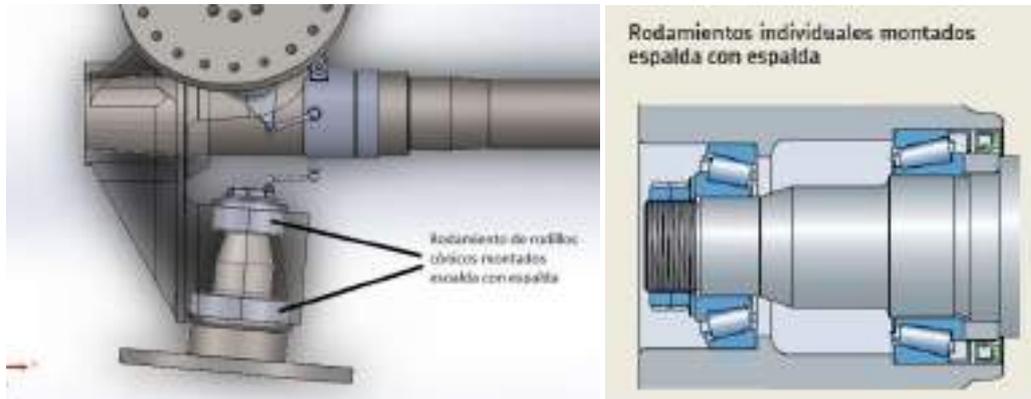


Figura 2.3.1.1.

El extremo del soporte de la pala se encuentra fijado mediante una tuerca y guiado con dos ranuras, formando sobre el eje, un brazo el cual en su punta tiene soldado un inserto roscado, cuyo objetivo es el de hacer solidaria una bieleta.

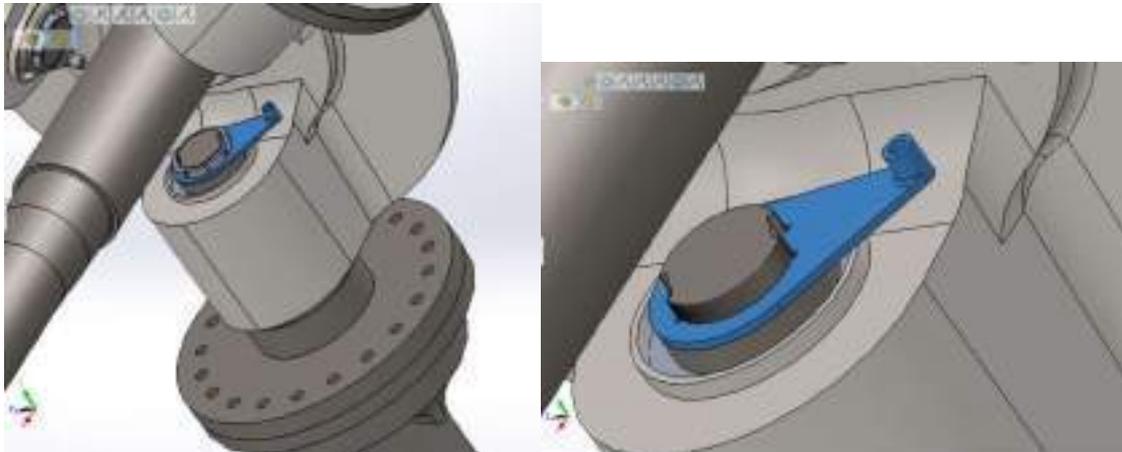


Figura 2.3.1.2.

Sobre el eje principal se desliza un buje que tiene adosado una articulación con el objetivo de que este gire en sincronía con el rotor.

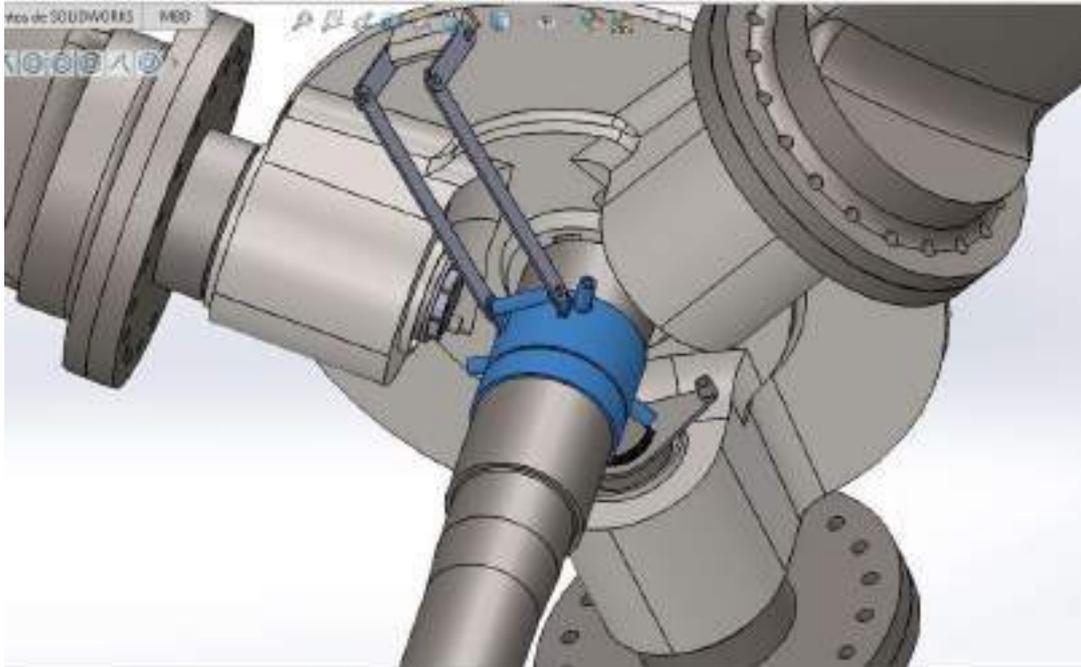


Figura 2.3.1.3.

Este buje esta provisto de tres insertos soldados al mismo, que permiten fijar unas bieletas.

Las bieletas articuladas, permiten la transmisión del movimiento entre el buje y el brazo.

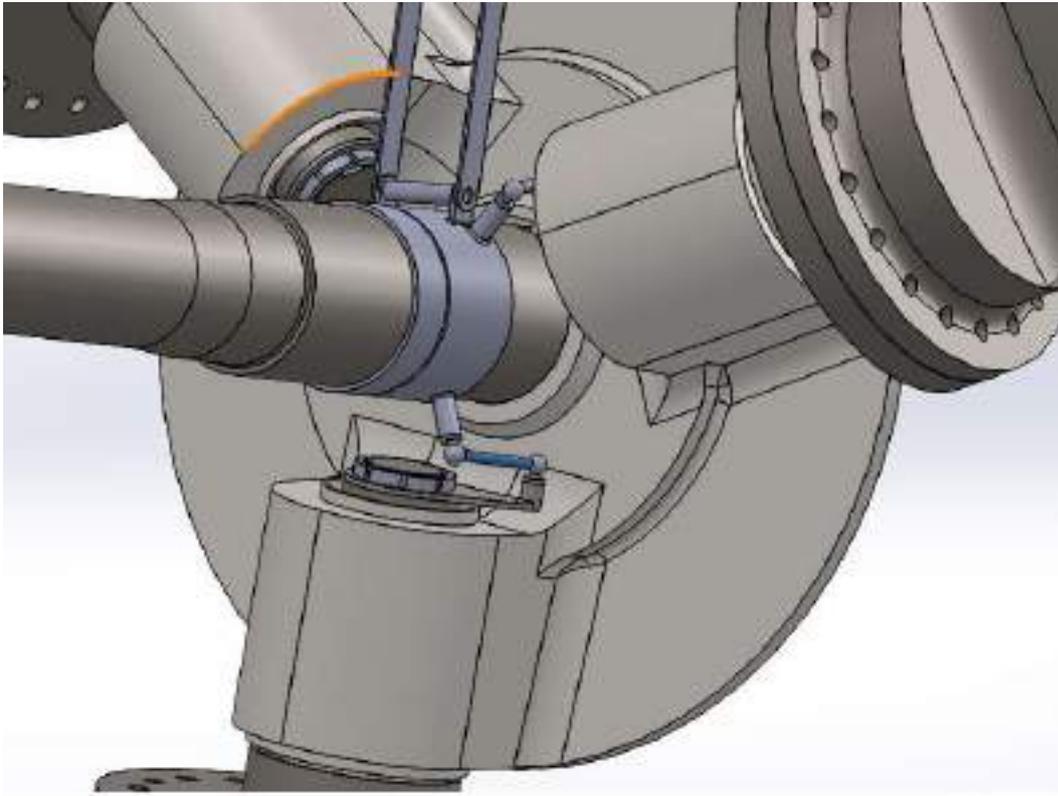


Figura 2.3.1.4.

Este mecanismo convierte el movimiento lineal del buje en un movimiento de giro en el eje longitudinal de la pala.

El buje tiene maquinado una ranura donde va inserto un seguro segeer en el que apoyan dos rodamientos axiales (uno de cada lado del segeer).

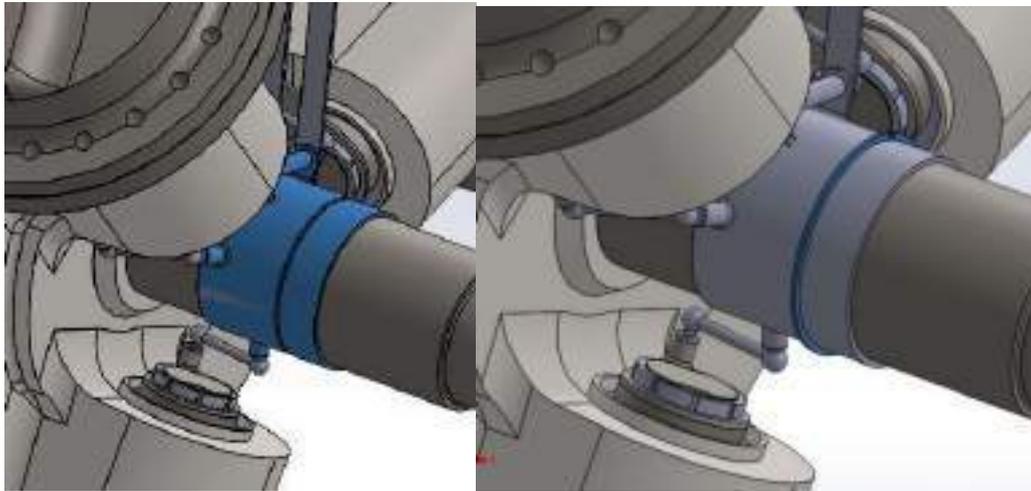


Figura 2.3.1.5.

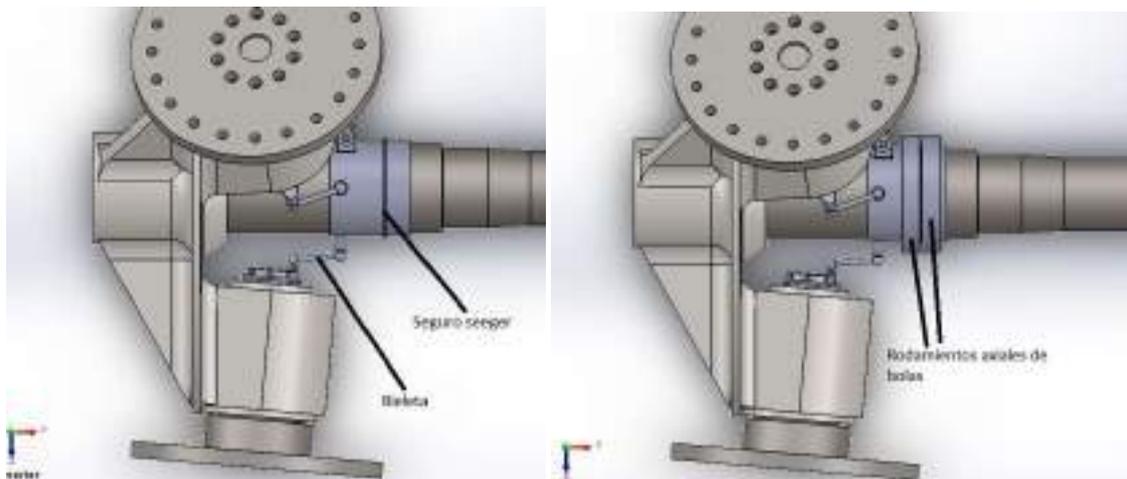


Figura 2.3.1.6.

Los dos rodamientos axiales van alojados en una carcasa (la cual no gira junto al rotor) de aluminio fabricada en dos partes para permitir el ensamblado.

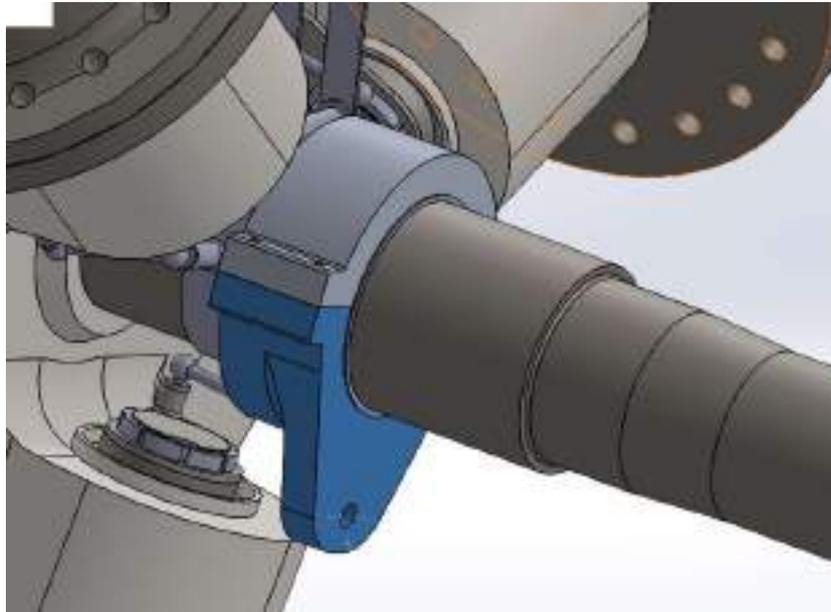


Figura 2.3.1.7.

Esta carcasa esta acoplada a un actuador solidario al chasis (varilla de rosca cuadrada con motor paso a paso) controlado por el sistema de control.

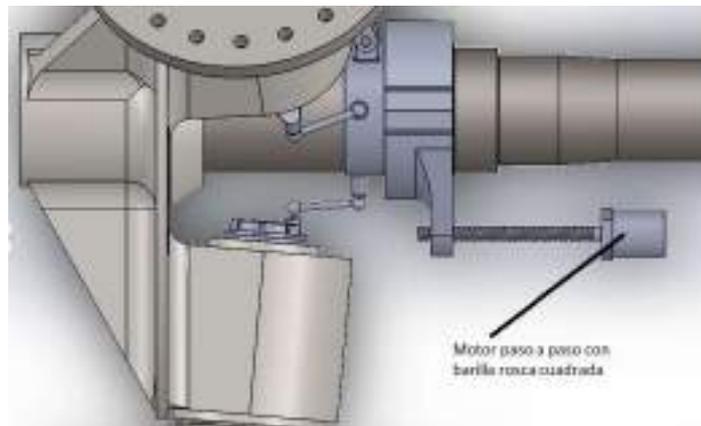


Figura 2.3.1.8.



El sistema de control manda la señal al actuador (cuando detecta la necesidad de cambio de la cantidad de energía absorbida del viento) haciendo que la carcasa se mueva a lo largo del eje principal, y a través de los rodamientos axiales el movimiento se transmite al buje.

En la siguiente figura 2.3.1.9 se puede observar cómo cambia la posición de las palas al deslizar el buje a lo largo del eje del rotor.



Figura 2.3.1.9.



2.4 Cubierta de rotor

Es un elemento de carenado en forma paraboloide que se monta como cubierta frontal. Sirve para desviar el viento hacia el tren motor y mejorar la ventilación en el interior, eliminar las turbulencias indeseables en el centro frontal del rotor y mejorar el aspecto estético.



Figura 2.4.1. Cubierta de rotor

2.5. Eje principal o de baja velocidad

También llamado eje lento del aerogenerador, este conecta el buje del rotor y al multiplicador. Por él, se desliza parte del mecanismo de paso variable y está unido a la góndola mediante dos rodamientos.

Debe ser diseñado de tal manera de soportar las cargas tanto del peso de las palas y el buje, como las cargas generadas por el viento que actúan sobre las palas.



Figura 2.5.1 Eje Principal

2.6. Eje de alta velocidad

Este, gira aproximadamente a 1.500 revoluciones por minuto (r.p.m.) y conecta la caja multiplicadora con el alternador. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia, y un acople flexible (manchón) entre el eje y el alternador para evitar golpes en el momento de entrar en servicio después de periodos de vientos inferiores a los de trabajo normal.

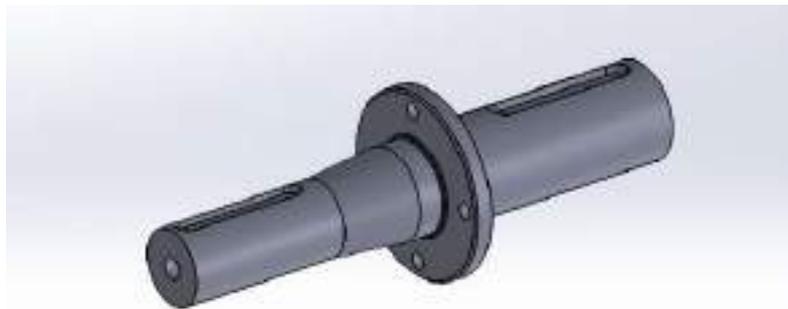


Figura 2.6.1. Eje de alta velocidad

2.7 Caja Multiplicadora

El eje principal es una pieza de revolución de acero macizo de gran diámetro, el cual gira en torno a una velocidad de 60 r.p.m., en este modelo de aerogenerador. Sin embargo, un alternador estándar de generación eléctrica requiere velocidades de giro que rondan en los



1500 r.p.m., por lo que es necesaria una caja multiplicadora que amplifique la velocidad de giro transmitida.

En el diseño de una caja de engranes para aerogeneradores se busca:

- Una relación óptima entre su capacidad de carga, su tamaño y su peso.
- Que opere con una alta eficiencia y emita poco ruido.
- Tamaño compacto.
- Que las cajas de engranes sean fiables y fáciles de mantener.

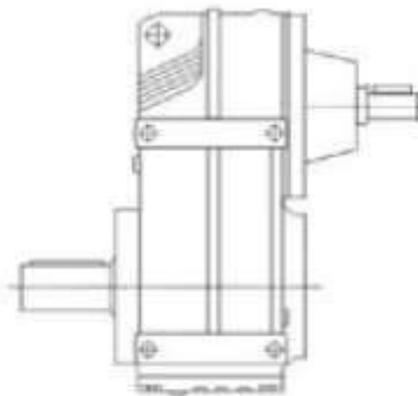


Figura 2.7.1. Caja multiplicadora

2.8. Sistema de freno mecánico

La instalación de aerogeneradores requiere la implementación de importantes medidas de seguridad que garanticen la integridad de las personas y los bienes a lo largo de la vida útil de la máquina. Para ello resulta necesario examinar la velocidad del aerogenerador en todo momento, evitando sobrepasar sus límites mecánicos.

Todos los aerogeneradores incorporen o no un sistema de frenado activo necesitan de un método independiente de frenado que permita



la detención del aerogenerador en cualquier momento o circunstancia (reparación, pérdida de red, motivos de seguridad, etc.).

El freno mecánico es utilizado como sistema de apoyo, no suele ser activado durante la operación normal (excepto en trabajos de mantenimiento o desperfectos que así lo requiera), dado que el rotor apenas puede moverse cuando las palas están giradas en bandera.



Figura 2.8.1 Sistema de freno mecánico

En los aerogeneradores con caja multiplicadora el freno mecánico se coloca en el eje de alta velocidad ya que el momento torsor es relativamente bajo, lo que repercute en un sistema de frenado menos voluminoso, mejorando el peso y los problemas de temperatura.

2.9 Acople flexible

En este proyecto se va a utilizar un alternador de imanes permanente (son “poco elásticos eléctricamente”), por lo que se requiere colocar un acople flexible en el eje de alta velocidad (entre caja multiplicadora y alternador) para evitar picos de torsión, en todo el conjunto, en el



momento de conexión a la red. Estos golpes o picos de torsión se producen, por un lado, por una leve diferencia de velocidad del aerogenerador respecto de la red, y por otro, por pequeños desfases con la red al momento de entrar en servicio.

La gran absorción de vibraciones y choques de los acoples flexibles, proporciona una mayor vida útil a la caja multiplicadora y al equipo en general.

Este acople flexible, por ser elástico, también sirve para absorber desalineamientos entre el eje de la caja multiplicadora y el alternador. El desalineamiento representa el 50% de las causas de las roturas en rodamientos, sellos, retenes, engranajes, fatiga de ejes, etc.



Figura 2.9.1 Acople flexible

2.10 Alternador

El Alternador se ubica en la parte trasera de la góndola. A su lado se localiza el armario de contactores del generador y el módulo de conexión a la red. Este último se encarga del arranque y acoplamiento suave del generador a la red.

El generador o alternador convierte la energía mecánica producida en energía eléctrica. Existen tres tipos de generadores: generador



asíncrono de jaula de ardilla, generador asíncrono de rotor bobinado y generador síncrono.

Los generadores asíncronos son motores de inducción que se utilizan de forma contraria, haciéndolos girar a una velocidad mayor que su velocidad de sincronismo. Cuando a un motor de inducción, interconectado a la red eléctrica, se lo hace girar por encima de su velocidad de sincronismo, aplicando un par motriz en su eje de rotación, la potencia mecánica aplicada se convierte en energía eléctrica.

Generador asíncrono de jaula de ardilla:

Los de tipo jaula de ardilla son los más utilizados debido a su bajo costo. Otra ventaja que poseen es que requieren poco mantenimiento, ya que son robustos. Este tipo de generadores se pueden conectar de forma directa (a través de protecciones y medios de desconexión adecuados) a la línea eléctrica.

El generador de jaula de ardilla consta de un rotor formado por una serie de conductores metálicos (habitualmente de aluminio) dispuestos de forma paralela unos a los otros, y cortocircuitados en sus extremos por unos anillos metálicos, que forman la llamada jaula de ardilla por su similitud gráfica con una jaula de ardilla.

Esta 'jaula' se rellena de material, normalmente chapa apilada. De este modo, se obtiene un sistema n-fásico de conductores (siendo n el número de conductores) situado en el interior del campo magnético giratorio creado por el estator, por lo tanto, se obtiene un sistema físico muy eficaz, simple, y muy robusto (básicamente, sin necesidad de mantenimiento).

Una desventaja de estos generadores es que necesitan tomar potencia reactiva de la línea eléctrica a la cual están conectados, lo que origina un factor de potencia bajo que debe mejorarse mediante baterías de condensadores.

Como se mencionó, hacer funcionar una turbina a velocidad variable supone muchas ventajas. Sin embargo, si se tiene un generador de deslizamiento variable, puede aumentar el deslizamiento cerca de la



potencia nominal de la turbina. La estrategia de control aplicada en un diseño ampliamente utilizado en turbinas danesas es la de hacer funcionar el generador a la mitad de su deslizamiento máximo cuando la turbina está funcionando cerca de su potencia nominal. Cuando sopla una ráfaga de viento, las señales del mecanismo de control hacen que el deslizamiento aumente para permitir que el rotor gire más rápidamente, hasta que el mecanismo de cambio de ángulo de paso, pueda hacer frente a la situación girando las palas más hacia afuera del viento. Una vez que el mecanismo de cambio de paso ha hecho su trabajo, el deslizamiento disminuye nuevamente. En caso que el viento caiga repentinamente, el mecanismo aplicado es el inverso.

Aunque estos conceptos puedan parecer simples, asegurar que los dos mecanismos de control cooperen de forma eficiente es todo un reto técnico.

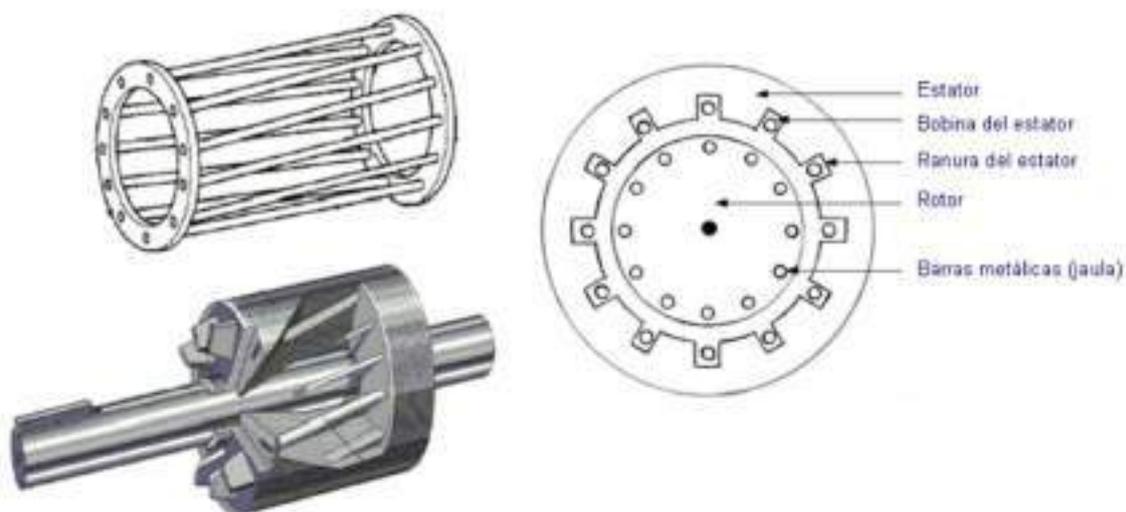


Figura 2.10.1 generador asíncrono de jaula de ardilla

Generador asíncrono de rotor bobinado:

El generador de rotor bobinado tiene un rotor compuesto por una serie de conductores bobinados y sobre él, en una serie de ranuras situadas sobre su superficie. De esta manera se obtiene un bobinado en el



interior del campo magnético del estator, de un número determinado de polos en movimiento. Este rotor es mucho más complejo de fabricar y conservar que el de jaula de ardilla, pero admite el acceso al mismo desde el exterior a través de unos anillos que son los que cortocircuitan los bobinados.

Ventajas:

- Permitir inyectar y extraer energía del rotor.
- Al inyectar diferentes frecuencias al rotor, se consigue poder generar a diferentes velocidades de las del sincronismo.

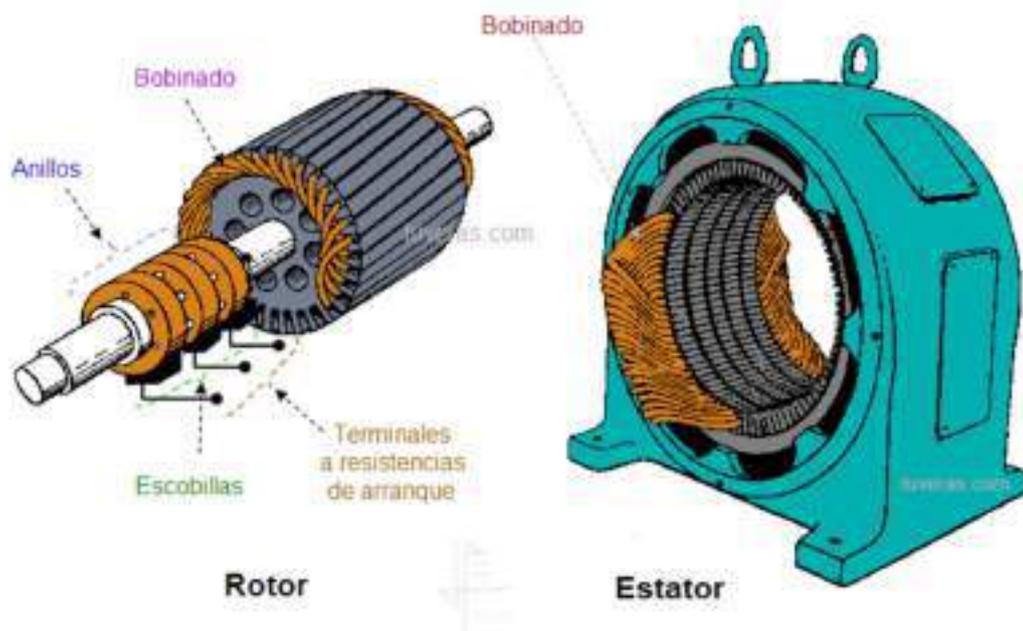


Figura 2.10.2 Generador asíncrono de rotor bobinado

Su principal desventaja, lo que lo vuelve poco utilizado, es la necesidad de un gran mantenimiento de las escobillas.

Generador síncrono con imanes permanentes:

Este tipo de generador produce la inducción del estator mediante imanes que producen el campo magnético.

Ventajas:

- Eliminación de los anillos rozantes y las pérdidas en el devanado del rotor.



- Gran disminución en el tamaño.
- Sistema de control simple.

Para este proyecto se seleccionó un generador de imanes permanente, dado que el avance de la tecnología hace posible la fabricación de los mismo a valores competitivos del mercado.



Figura 2.10.3. Generador de imán permanente 58 kw

2.11 Góndola y su estructura resistente

Es el chasis principal del aerogenerador, y se sitúa en la parte superior de la torre y en su interior se encuentran los elementos eléctricos y mecánicos necesarios para convertir el giro del rotor en energía eléctrica. Se encuentra unida a la torre por una corona dentada para permitir la orientación del rotor en dirección al viento. En su parte exterior lleva instalado un anemómetro y una veleta conectados a los sistemas de control del aerogenerador, y unos respiraderos para garantizar la refrigeración del motor. El chasis en este proyecto, se construye con un perfil de acero UPN soldado.

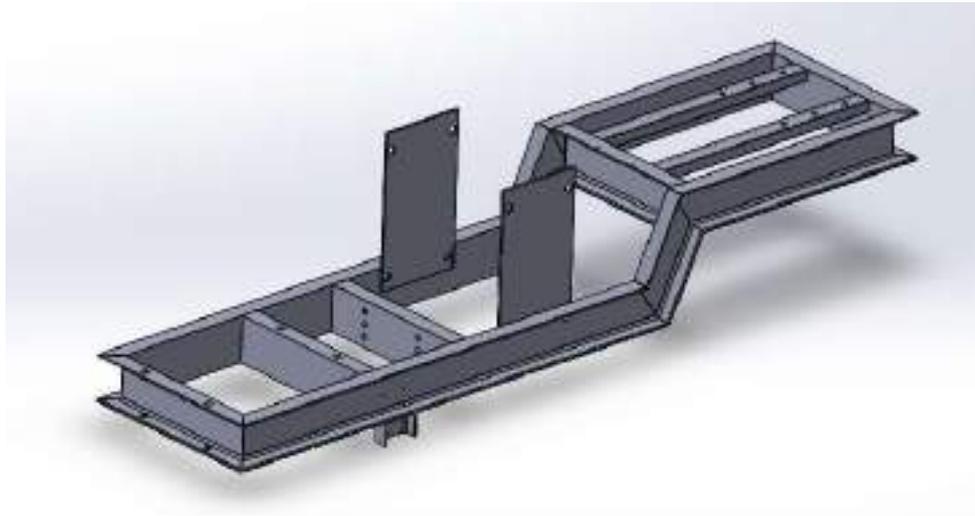


Figura 2.11.1 Chasis

2.12 Sistema orientador de la góndola

El mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para hacer girar el rotor de la turbina en contra del viento.

Se dice que la turbina eólica tiene un error de orientación si el rotor no está perpendicular al viento. Un error de orientación implica que una menor cantidad de viento pasará a través del área del rotor.

Casi todos los aerogeneradores de eje horizontal emplean orientación forzada, es decir, utilizan un mecanismo que mantiene la turbina orientada en contra del viento mediante motores eléctricos y multiplicadores.

Para este proyecto se utilizará una corona que se encuentre solidaria a la torre, y un piñón comandado por un motor con sin fin y corona solidario a la góndola. Por un lado, para obtener un movimiento suave y preciso de la góndola y por otro, que el motor genere el frenado una vez que se detiene en una nueva posición.

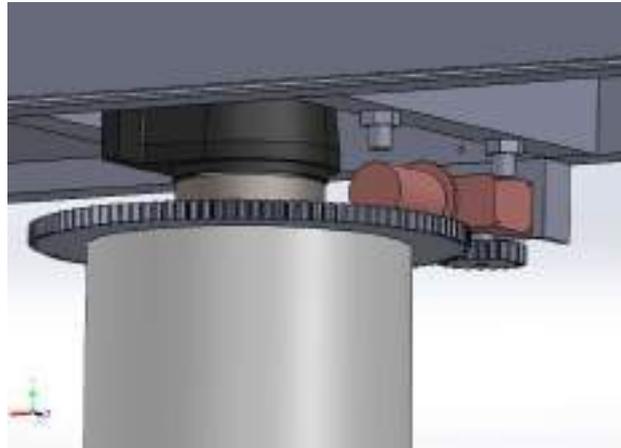


Figura 2.12.1. Sistema orientador de góndola.

2.13 Torre de hormigón

La torre es quien soporta la góndola y el rotor. Generalmente es una ventaja disponer de una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel del suelo, en contraparte, las torres entre más altas sean, más costosas se vuelven.

Para este proyecto se optó por utilizar una torre de hormigón pretensado, por las ventajas técnicas que presenta respecto a la de acero y por la disponibilidad de fabricantes locales para producir la torre adaptada a las necesidades del aerogenerador en particular.

Torres de hormigón:

Las torres de hormigón (27,5 metros) se pueden fabricar en una sola pieza o en dos segmentos. Los tramos se pueden dividir en dos secciones para facilitar su traslado e instalación. Para unir los tramos entre sí se emplea una cupla metálica con una junta de resina epoxi.

Las ventajas de torres de hormigón son:

- Mayor control de su frecuencia natural y respuesta dinámica.
- Mejor amortiguación del ruido.
- Gran durabilidad.
- Mínima necesidad de mantenimiento.

En relación a torres metálicas equivalentes, las construidas en hormigón son más estables debido a su mayor peso, por lo tanto,



necesitan una menor inversión en las cimentaciones para tamaños iguales y además reducen las sollicitaciones de fatiga en la estructura, favoreciendo una mayor vida útil.

En su contraparte, cuentan con mayores incertidumbres constructivas y tiempos de realización. La eficacia de la estructura depende de la tecnología de los encofrados y las condiciones de curado.

La desventaja que puede mostrar el hormigón es el debilitamiento y disminución de rigidez debido a cargas térmicas.

2.14 Anemómetro, veleta y luces de señalización.

Anemómetro y veleta:

Se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el sistema de control del aerogenerador para encenderlos cuando el viento alcanza una velocidad aproximada de 2.5 m/s. El ordenador parará el aerogenerador y pondrá las palas en bandera automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el sistema de control del aerogenerador para girarlo en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

Generalmente el anemómetro rotativo de cubetas es el más utilizado. Está formado por tres cubetas cónicas o hemisféricas montadas simétricamente respecto a un eje vertical de rotación.

Sus cubetas (cazoletas o copelas) se unen al eje por medio de un brazo de manera perpendicular, estas deben estar posicionadas formando un ángulo equidistante de 120° en relación al eje. Esta disposición inducirá un giro sobre el eje y por tanto un número de revoluciones por segundo que se podrán registrar de forma electrónica.



Figura 2.14.1. Anemómetro de cubetas

La veleta es un aparato utilizado para comprobar la dirección del viento. Una pequeña veleta acoplada en la capota del aerogenerador, detecta la dirección del viento y remite una señal al sistema de control que ubica el rotor de frente al viento.



Figura 2.14.2. veleta



Luces de señalización:

Según la ANAC (ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE AVIACIÓN CIVIL) [2] Administración Nacional de Aviación Civil (29/10/2020: http://www.anac.gov.ar/anac/web/uploads/infraestructura_y_aerod/aerodromos/f-110-02-anexo-ii-requisitos-de-se-alamiento.pdf) la iluminación nocturna (balizamiento) para torres y postes de baja altura deberá tener las siguientes características:

- Luces de obstáculos de baja intensidad: serán luces fijas de color rojo de 32,5 candelas mínimo, cuya cantidad y distancia (de separación entre ellas) será indicada para cada mástil que se evalúe, en particular.
- En la parte superior de la estructura, se colocará un artefacto doble de iluminación color rojo aeronáutico, compuesto por dos artefactos simples de igual género, unidos a un barral en forma de horquilla.
- Los artefactos a instalarse, deben estar homologados por la Autoridad Aeronáutica, cumpliendo con la C.T.B. (Circular Técnica de Balizamiento).



Figura 2.14.3. Baliza aeronáutica

2.15 Sistema de control

El sistema de control será diferente en función del tamaño del aerogenerador. Para pequeñas máquinas, el control será simple y normalmente pasivo, por el contrario, para el aerogenerador de este proyecto (media potencia), será más complejo debido a los múltiples parámetros a medir y el aumento de precisión requerida, lo que



constituirá un costo mayor, pero pequeño en comparación al costo total del sistema.

Los sistemas de control activos utilizan sistemas eléctricos, mecánicos, hidráulicos, neumáticos o combinaciones de los anteriores para alcanzar su propósito.

Los objetivos principales de un sistema de control son los siguientes:

- Lograr que la turbina funcione en armonía con el viento (orientación, control de potencia, etc.).
- Obtener un funcionamiento automático del aerogenerador.
- Proteger al sistema (en lo que respecta a velocidades, vibraciones, sobrecalentamientos, enrollamientos de los cables de interconexión).
- Realizar la conexión/desconexión del generador correctamente en función de los arranques y paradas del aerogenerador.
- Alertar sobre posibles averías o funcionamientos incorrectos disminuyendo los costes de mantenimiento.
- Maximizar el rendimiento del sistema.
- Aumentar la vida útil del aerogenerador.

Estas señales (velocidad del viento, orientación, velocidad del rotor, ángulo de paso, temperatura del generador, tensión y corriente de salida, etc.) se expresarán mediante transductores que deberán ser enormemente fiables y precisos, ya que toda la estrategia de control puede ser inútil si las medidas son erróneas. Por ejemplo, se deberán preservar los elementos electrónicos y el cableado contra posibles descargas de origen atmosférico o contra interferencias electromagnéticas que puedan producirse.

Existen múltiples métodos y estrategias de control de aerogeneradores, casi tantos como tipos de máquinas, aquí se expondrá una visión general de los sistemas más utilizados en la actualidad.

Actualmente los sistemas de control se basan en microprocesadores, especialmente desarrollados para su uso en el control de aerogeneradores. Estos sistemas permiten integrar de forma eficiente



todos los subsistemas que actúan en la correcta operación, permitiendo además modificaciones de programas por parte del usuario, centralizar las comunicaciones, recoger datos y llevar un telecontrol de varios aerogeneradores en el caso de parques eólicos.

El control suele realizarse mediante un PLC (Control con Lógica Programable) formado por uno o más microprocesadores que componen la unidad central de proceso, una etapa de memoria donde está el programa de control, un dispositivo de visualización y una etapa con entradas/salidas con sus relativos convertidores, por el cual el sistema de control se comunica con los sistemas que se desea gobernar.

Los dispositivos PLC tienen la posibilidad de enchufar una etapa de comunicación mediante la cual el sistema de control se puede conectar a un equipo de programación, para introducir o modificar el programa de control.

Los sistemas de control están integrados principalmente por tres etapas:

1. Etapa de entrada de control: esta se encarga de conducir las señales procedentes de los sensores dispuestos por toda la máquina hasta el control central para procesar rápidamente y enviar las órdenes de mando adecuadas a los dispositivos de actuación.
2. Etapa de señales de alarma: Esta fase se encarga de almacenar las señales correspondientes a situaciones anómalas o de mal función en sistemas vitales, estableciendo como prioridad absoluta, por encima de cualquier otra orden, la parada de emergencia del aerogenerador, hasta que cese la causa que originó la emergencia. Se suelen programar distintos niveles de alarmas como son las alarmas de parada de máquina, las cuales obligan a inspeccionar la máquina y puesta en operación manual. Otras alarmas permiten a la máquina conectarse automáticamente cuando desaparece la causa de la alarma. Otras solo informan una anomalía sin parar la máquina.



3. Etapa de salida de control: Esta fase transmite las señales eléctricas de ejecución de las instrucciones que recibe del sistema central de control, accionando los actuadores correspondientes.

Una de las funciones más importantes del sistema de control, y que repercute en la integridad de la máquina eólica, es la conexión y desconexión a la red.

El paso de conexión de un aerogenerador a la red eléctrica será diferente según sea el tipo de máquina, el tamaño, la potencia generada por el alternador, así es que máquinas eólicas de paso fijo seguirán una estrategia y las de sistemas de cambio de paso seguirán otra.

Todos los sistemas intentarán realizar la operación de la manera más suave para evitar puntas de par, lo menos complejas y la menor cantidad de veces posible. Para conseguirlo se deberán implementar sensores de medida apropiados a los parámetros que se miden y seleccionar valores apropiados de esos parámetros para que el control tome decisiones correctas evitando así múltiples conexiones y desconexiones que generen una pérdida de vida útil de los elementos de la máquina, caja multiplicadora, ejes, rotor, generador, etc.

El sistema mide la velocidad de viento constantemente. Si durante pocos minutos se detecta una velocidad de viento suficiente para el funcionamiento del aerogenerador, se inicia el proceso de arranque automático.

Para ello se alinea la góndola en la dirección del viento y las palas del rotor se colocan en posición de funcionamiento (ángulo mínimo).

El sistema de control del aerogenerador comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando esta supera la potencia nominal del alternador, el sistema de control envía una orden al mecanismo de cambio de ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando este disminuye de nuevo.

Para parar la máquina ya sea de forma manual o por control, se aumenta el ángulo de las palas y con ello se reduce la superficie de



incidencia efectiva de las mismas, hasta que el aerogenerador reduce su velocidad generando casi la parada total.

Un problema en los aerogeneradores son las paradas por pérdida de red o salida de los límites de operación. En este caso, el sistema de paso variable debe colocar inmediatamente las palas en posición de bandera.



Capítulo 3

REQUISITOS DE DISEÑO

Las condiciones iniciales para la realización del proyecto fueron determinadas por experiencias previas de diferentes fabricantes de aerogeneradores, y otras fueron determinadas con el objetivo de reducir costos. Algunas variables ya están determinadas por el fabricante de la pala seleccionada del catálogo (seleccionada a partir de las condiciones de viento de cerro Senillosa), y la altura de la góndola está dada por el poste de hormigón realizado a partir de una adaptación de un poste de línea eléctrica de 132 KV.

Principales especificaciones:

- Rango de funcionamiento para los siguientes valores de velocidad de viento:
 - Arranque a 2,5 m/s.
 - Rango de trabajo de 3-25 m/s.
 - Funcionamiento nominal 8,8m/s.
 - Velocidad de seguridad 50m/s.
- Potencia nominal: 50KW.
- Diámetro del rotor 22m.
- Numero de palas:3.
- Longitud de pala 10,5 m.
- Área de barrido 377,6 m².
- Altura de la góndola 25m.
- Frecuencia de generación 50Hz.
- Velocidad del rotor 60 rpm.



Capítulo 4

LOCALIZACION Y ESTUDIO DE VIENTO

4.1 Localización de cerro Senillosa

Cerro Senillosa es una colina ubicada en la provincia de Neuquén, más específicamente en el centro del departamento confluencia, a menos de 50 km de las tres ciudades más pobladas de la provincia las cuales son: Neuquén, Cutral-Có y Centenario.

Esta localización se seleccionó a partir de una carpeta de proyectos energéticos realizada por el ADI-NQN S.E.P (Agencia de Inversiones del Neuquén) [3] .

(19-05-21:

<http://www.web.adinqn.gov.ar/sectores/energeticos/eolico/cerrosenillosa100mw/>)

. Esta empresa estatal realizo estudios en 7 zonas en la provincia de Neuquén incluyendo estudios de vientos, eléctricos, de impacto ambiental, solicitud de acceso a la capacidad de transporte existente y licencia ambiental.

Actualmente en una de las zonas (Picún Leufú) entro en servicio un parque eólico, y otras dos se encuentran con proyectos en curso.

La zona de cerro Senillosa se encuentra actualmente disponible, y fue seleccionada para este proyecto debido a que cuenta con una distribución de vientos acorde al aerogenerador diseñado. Por otro lado, posee la ventaja de la cercanía a las ciudades más importantes de la provincia, favoreciendo la logística, los traslados del personal tanto al momento de la instalación como en operación y la cercanía a polos industriales que facilitan el alquiler de grúas, acceso a diversos proveedores, industrias, etc.



Figura 4.1.1. Localización cerro Senillosa



Figura 4.1.2. Mapa geográfico de cerro Senillosa



Figura 4.1.3 Coordenadas del terreno

4.2 Estudio de viento de “programa eólico” de la provincia de Neuquén.

Carpeta de Proyectos realizada por el ADI-NQN S.E.P:

PARQUE EÓLICO “CERRO SENILLOSA” MAXIMO 100 MW

Estudios, permisos y acciones realizadas al 17/01/2018

- Campaña de medición del recurso eólico: 7,2 años.
- Certificación de las mediciones eólicas realizada por la consultora internacional GL Garrad Hassan en marzo 2012.
- Estudio Eléctrico de Etapa I elaborado por SIEYE en abril 2015.
- Estudio de Impacto Ambiental elaborado por TG Consultora y presentado ante la S.E.A. y D.S. mayo 2015.
- Solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte Existente presentada ante el EPEN septiembre 2015.



- Licencia Ambiental otorgada por de la Secretaría de Estado de Ambiente y Desarrollo Sostenible del Neuquén (S.E.A. y D.S.) mayo 2016.
- Reporte de Producción Energética realizada por la consultora Ventus SA octubre 2017.
- Título de Agente Generador del Mercado Eléctrico Mayorista otorgado por la Secretaría de Energía de la Nación diciembre 2016, Resolución 477 - E/2016.

Estudios, permisos y acciones en curso

- Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública por parte del ENRE.

Características principales del proyecto

- Titular del Proyecto: ADI-NQN S.E.P.
- Capacidad: 100 MW.
- Ubicación: Norte de la localidad de Senillosa (13 km).
- Altitud: 650 m.s.n.m.
- Punto de interconexión: LAT 132 kV "Arroyito-Gran Neuquén" (12 km).
- Clase de viento según IEC 61400-1: IIB a 80 m.



Rosa de Viento (Energía)

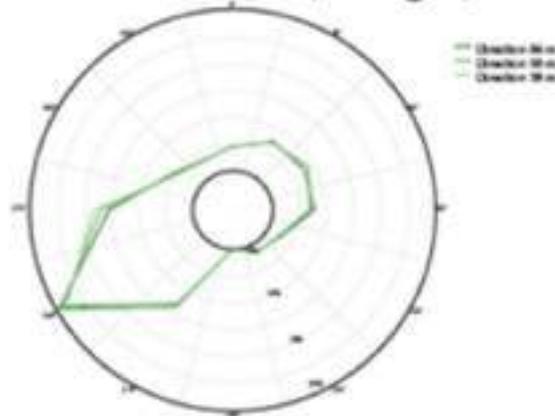


Figura 4.2.1. Rosa de viento

Distribución Weibull

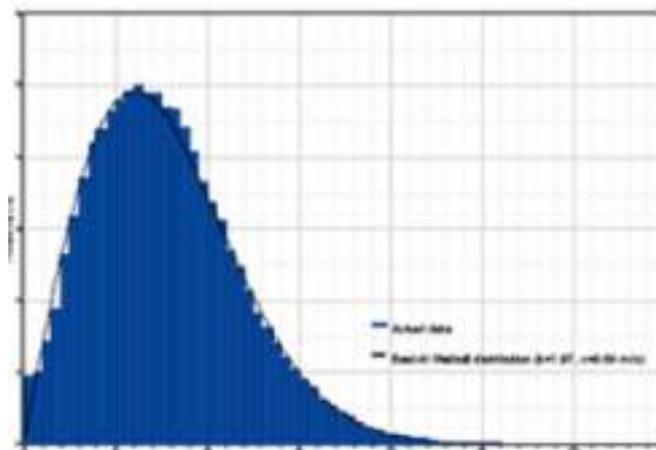


Figura 4.2.2 Distribución de viento

4.3 Calculo de velocidades de viento a 25 m (altura de rotor)

Una vez analizados los datos eólicos en la localización seleccionada, es necesario determinar la velocidad del viento a la altura del rotor.

El estudio de viento establece los valores de viento a 85 metros sobre la superficie de la tierra, teniendo presente que la velocidad del viento aumenta con la altura de forma exponencial.



El cálculo de las velocidades del viento a diferentes alturas se realizará mediante la ley exponencial de Hellmann, que relaciona la velocidad del viento a la altura estudiada con la velocidad del viento teórica a una altura determinada.

Así es que hay que aplicar el siguiente factor de corrección para obtener la velocidad y la frecuencia para cada velocidad a 25 metros de la superficie:

$$\frac{V}{V_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha$$

Donde:

V= Velocidad del viento a la altura H.

H= Altura del rotor (25 metros).

V₀= Velocidad de referencia del viento.

H₀=Altura de referencia (85 metros).

α= Rugosidad del terreno.

Tipo de terreno	α
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08-0,12
Lugares llanos (mar, costa)	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13-0,16
Zonas rústicas	0,2
Terrenos accidentados o bosques	0,2-0,26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0,25-0,4

Tabla 4.3.1. Coeficiente de Hellman en función del tipo de terreno

Considerando que el terreno en cerro Senillosa no posee irregularidades y hierbas de baja altura, se tomara como rugosidad del terreno 0,2, dato recomendado por la norma IEC 61.400 [4] (Norma UNE-EN IEC 61400; especifica los requisitos esenciales de diseño para garantizar la seguridad de los aerogeneradores).



En la siguiente tabla se representan las velocidades a 85 metros de altura, y las estimadas a 25 metros, incluyendo también la frecuencia de ocurrencia (porcentaje de tiempo) para cada velocidad:

velocidad [m/seg] a 85 metros	velocidad [m/seg] a 25 mts	frecuencia %
0	0	0,972
0,5	0,391448128	1,02
1	0,782896257	1,426
1,5	1,174344385	1,897
2	1,565792514	2,644
2,5	1,957240642	3,18
3	2,34868877	3,699
3,5	2,740136899	4,187
4	3,131585027	4,382
4,5	3,523033155	4,608
5	3,914481284	4,77
5,5	4,305929412	4,916
6	4,697377541	5,014
6,5	5,088825669	4,868
7	5,480273797	4,901
7,5	5,871721926	4,705
8	6,263170054	4,673
8,5	6,654618182	4,457
9	7,046066311	4,089
9,5	7,437514439	3,667
10	7,828962568	3,375
10,5	8,220410696	3,115
11	8,611858824	2,693
11,5	9,003306953	2,466
12	9,394755081	2,108
12,5	9,78620321	1,816
13	10,17765134	1,621
13,5	10,56909947	1,394
14	10,96054759	1,199
14,5	11,35199572	1,037
15	11,74344385	0,907
15,5	12,13489198	0,777
16	12,52634011	0,614
16,5	12,91778824	0,517



17	13,30923636	0,436
17,5	13,70068449	0,387
18	14,09213262	0,322
18,5	14,48358075	0,225
19	14,87502888	0,209
19,5	15,26647701	0,16
20	15,65792514	0,127
20,5	16,04937326	0,095
21	16,44082139	0,095
21,5	16,83226952	0,062
22	17,22371765	0,046
22,5	17,61516578	0,03
23	18,00661391	0,03
23,5	18,39806203	0,014
24	18,78951016	0,014
24,5	19,18095829	0,014
< 25	19,57240642	0,02



Capítulo 5

Diseño del Aerogenerador

En este proyecto se pretende realizar un diseño de mecanismos simples con el objetivo de reducir los costos de fabricación y mantenimiento y aumentar las horas de trabajo (producción) del aerogenerador.

Esto se logra realizando un diseño adaptado a las condiciones de vientos de la zona seleccionada y a la disponibilidad de los diferentes productos y servicios tanto en la fabricación, instalación como en la operación-mantenimiento de las granjas.

5.1 Selección de la pala

Con el objetivo de reducir los riesgos, se toma la decisión de adquirir la pala de un fabricante con experiencia en el rubro.

Para adquirir potencia nominal a una baja velocidad de viento, por las características del estudio de viento (velocidad media de 7,6 m/s), se buscó en catálogos de fabricantes un aspa que cumpla la característica de adquirir potencia nominal a aproximadamente 9 m/s logrando optimizar el diseño para que trabaje a plena carga gran parte del tiempo.

Para lograr esto, se requiere un área de barrido de 360 m² o mas (consulte anexo cálculos #1). Se realizó una búsqueda en catálogos de fabricantes asiáticos (los cuales poseen capacidad de producción de grandes volúmenes y a valores competitivos) dado que nuestro país tiene relaciones comerciales.

De la búsqueda, comparando diferentes fabricantes, se seleccionó un aspa de 10,5 m de origen chino que cumple con las características buscadas. Es un aspa para un aerogenerador 100 kW (si es instalado en una zona de velocidades de viento media de 11 m/s) , que se adapta perfectamente al aerogenerador de este proyecto (50 kw) con la distribución de viento que caracteriza a cerro Senillosa(velocidad



media 7,6m/s). Con esta pala se obtiene un área de barrido de 377 m², muy acorde a los 360 m² o más planteados.

Greef		WIND TURBINE BLADES SPECIFICATION	
Picture	Model	HB-10.5	
	Rated power	100KW	
	Single blade length	10500mm	
	Rotor diameter	22000mm	
	Chord wide	1035mm	
	Chord thickness	265mm	
	Blade tip chord wide	300mm	
	Blade tip chord thickness	50mm	
	Single weight	280kg	
	Start wind speed	2.5m/s	
	Rated wind speed	11m/s	
	Rated rotor speed	60rpm	
	Working wind speed	3-25m/s	
	Safety wind speed	50m/s	
	Tip speed ratio	8	
	Root type	Flange	
Wind airfoils	NACA		
Material	FRP		
Advantage :	1.High Cp (Coefficient power) ≥35% 2.Low start wind speed 3.Good performance in endurance resistance 4.Strength enough can meet the request of out of control running 5.No noise Below 65 dB 6.Special edge protection technology .Avoid Wind ,sand, snow, Salt fog erosion protection 7.Low wind resistance (Surface rude treatment & with special protection coat) 8.Easy balance,running stable.		

Figura 5.1.1. Características técnicas de pala HB-10.5



Figura 5.1.2. Croquis de pala HB-10.5



5.2 Selección de torre

En este apartado se analizaron torres de diferentes materiales, principalmente de acero, y de hormigón que son las más utilizadas. Se determinó que la más beneficiosa en relación costo/beneficio es la de hormigón. En la búsqueda de disponibilidad en la zona, se encontró un fabricante de postes de hormigón en Cipolletti, Rio Negro (50 kilómetros del cerro Senillosa), principalmente de línea de 132 KV, quien tiene la capacidad de fabricar postes de 27.5 metros (de los cuales 2.5 queda bajo superficie) adaptados a las exigencias mecánicas que requiere el aerogenerador.

5.3 Cargas a considerar para el dimensionamiento de componentes

La complejidad y la dinámica asociada a las cargas aerodinámicas que actúan sobre el rotor de un aerogenerador se manifiestan en forma de fuerzas y momentos que actúan simultánea e independientemente en las tres direcciones del espacio. De esta manera, no es trivial determinar cuál de la(s) componente(s) de las cargas actuantes sobre el aerogenerador tiene(n) una influencia significativamente mayor que el resto sobre los componentes que están sujetos a la correspondiente verificación de resistencia a cargas de fatiga. Por ello, lo que se realiza en la práctica es considerar todas las componentes de las cargas de igual manera.

Por otro lado, debido al gran número de ciclos de carga a los que se somete un aerogenerador a lo largo de su vida útil, un análisis de fatiga es lo más apropiado. Así, mediante la aplicación de diferentes factores de seguridad, se calcula el valor del daño total acumulado y se determina la fatiga de los componentes en cuestión, esto es, el número de ciclos de carga que es capaz de soportar sin producir fallo de fatiga.

El diseño de los componentes del aerogenerador, se realiza suponiendo casos extremos. Estos son dos:



- La velocidad de viento máxima a la que se desconecta el aerogenerador por seguridad, es decir la velocidad máxima a la que va a trabajar (25 m/s).
- Velocidad extrema de 50 m/s (velocidad de periodo de recurrencia de 50 años), para la cual se considera que las palas se encuentran en posición de bandera.

Diferentes cargas a considerar

Para el diseño de un aerogenerador hay que conocer el régimen de cargas o esfuerzos al que estarán sometidos todos sus elementos mecánicos, tanto en régimen estacionario como en régimen dinámico. En definitiva, el conocimiento de cargas permitirá determinar tanto las dimensiones y el material de los componentes del aerogenerador de tal forma que las tensiones y deformaciones sobre ellos no superen los límites establecidos. Así pues, los materiales utilizados deben estar diseñados con una resistencia mecánica suficiente para impedir la rotura del componente y con una rigidez determinada para oponerse a las deformaciones.

El régimen de cargas indicado anteriormente, está provocado por fuerzas cuyo origen puede ser:

- Aerodinámico: Son las que se deben a la interacción de la velocidad del viento con el rotor eólico. Este fenómeno físico es no estacionario, fundamentalmente debido a turbulencia atmosférica, además, no es lineal ya que las fuerzas de sustentación y arrastre que se producen sobre los perfiles de las palas del aerogenerador siguen una ley no lineal con el ángulo de ataque de la velocidad del viento.
- Inercial: Son las producidas por el movimiento de la estructura. Así, por ejemplo, en las palas de un aerogenerador se producen fuerzas centrífugas producidas por el régimen del giro del rotor eólico.
- Efecto de la gravedad: Son las estáticas, debidas a su peso.
- Estructural: Son aquellas que se generan por las reacciones de ligadura que producen los diferentes tipos de apoyos.



Por otra parte, las fuerzas que aparecen en un aerogenerador se pueden clasificar según su duración en: fijas, estacionarias, transitorias, cíclicas y turbulentas:

Cargas fijas: Son todas aquellas cargas propias de la estructura, no varían a lo largo de la vida útil de la estructura de no ser por causas de fuerza mayor debido al deterioro de esta. Dentro de las cargas fijas se encuentran los pesos de la estructura. En la parte superior del aerogenerador se encuentran situados la góndola junto con las palas y el rotor. Estos elementos provocan una carga de compresión permanente sobre la torre.

Cargas estacionarias: Para realizar el estudio de las cargas estacionarias que se producen sobre el rotor de un aerogenerador es necesario conocer las fuerzas y momentos aerodinámicos que actúan sobre las palas cuando el viento es uniforme, de dirección perpendicular y de valor constante en toda la superficie del rotor como se observa en la “figura n”

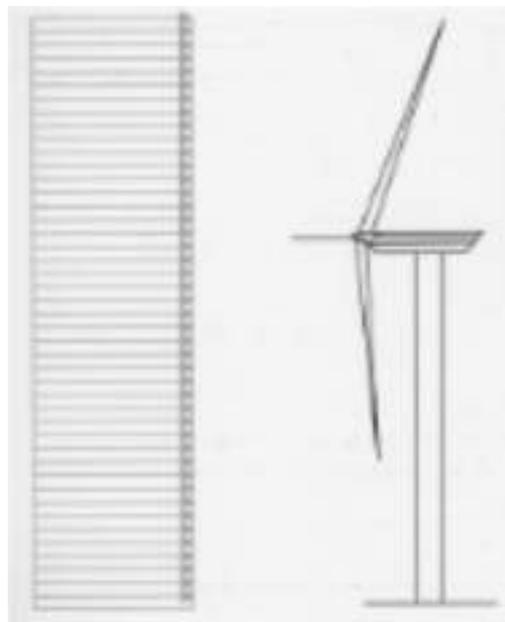


Figura 5.3.1. Cargas estacionarias sobre el rotor.

Las cargas estacionarias de origen inercial que se producen sobre un rotor eólico son debidas a esfuerzos centrífugos. Estas cargas no son



especialmente relevantes en turbinas eólicas si se comparan con otro tipo de rotores que giran a mayor velocidad.

Cargas transitorias: La velocidad del viento medio incidente sobre el aerogenerador puede cambiar de forma brusca durante un cierto tiempo (ráfagas), lo que da lugar a la aparición de este tipo de cargas.

Cargas cíclicas: Representan los esfuerzos mecánicos que actúan sobre el sistema y que se repiten de forma periódica con una frecuencia proporcional a la velocidad de giro del rotor. Las causas que las provocan son: el efecto de la sombra de la torre, la desalineación permanente del rotor, el peso de las palas, etc.

El conocimiento y evaluación de este tipo de cargas tiene una importancia fundamental ya que influyen de forma decisiva en los cálculos a fatiga de los materiales a utilizar.

El componente longitudinal de la velocidad del viento que incide sobre el rotor se presenta de forma habitual en forma creciente con la altura. La pala de un aerogenerador en movimiento está sometida a diferentes velocidades del viento según se encuentre en la parte superior o inferior del rotor, esto genera que el par transmitido por la pala, presente una oscilación superpuesta a un valor medio, cuya frecuencia temporal, corresponde a la velocidad de giro del rotor.

Cuando un rotor eólico presenta una desalineación permanente con respecto a la velocidad del viento incidente, aparece una componente transversal en el plano de giro del rotor que provoca la aparición de fluctuaciones en las fuerzas que se engendran sobre el perfil de frecuencia.

Es habitual dotar al eje de giro del rotor eólico de un ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal, con el propósito de aumentar la distancia entre la torre y la pala cuando ésta pasa por la zona de influencia de la torre. Este efecto es análogo al de la desalineación permanente del rotor.

En un rotor eólico diseñado sin ángulo de inclinación del eje de giro y sin conicidad, el peso de las palas genera un momento flector de arrastre sobre su raíz proporcional a la masa de la pala, la aceleración



de la gravedad y la distancia a su centro de gravedad. El ángulo de inclinación del eje causa un momento de bastimento constante sobre la raíz de la pala, lo que genera un momento flector de batimiento variable.

Cargas sísmicas: No se requiere de dicho análisis debido a que, los códigos sísmicos locales, lo determinan como una zona de escaso movimiento sísmico.

Determinación de las cargas

Carga axial aplicada en las palas:

La velocidad del viento que corresponde a una potencia máxima teórica tiene que ser frenada por la rueda de paletas a $v/3$. El empuje axial correspondiente en esta condición, es [5] (HUTTE I (1989). *Manual del ingeniero*):

$$E = \left(\frac{8}{9}\right) \left(\frac{\rho}{2}\right) \pi V^2 d^2 / 4$$

Siendo:

ρ : densidad del aire

V: velocidad del viento

d: diámetro del rotor

$$E = \left(\frac{8}{9}\right) \left(\frac{1,15 \text{ Kg/m}^3}{2}\right) \pi \left(\frac{9,5 \text{ m}}{\text{seg}}\right)^2 (22 \text{ m})^2 / 4 = 17.534 \text{ [N]} = 1.789 \text{ [Kgf]}$$

La carga axial máxima se calcula cuando el aerogenerador adquiere potencia nominal (para velocidades de 9 m/s) con las palas con ángulo de máximo rendimiento. Luego a partir de ese punto si sigue aumentando la velocidad del viento las palas pierden ángulo de ataque. El control electrónico del aerogenerador comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando esta supera la potencia nominal del alternador, el sistema de control envía una orden al mecanismo de cambio de ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento, produciendo



un resbalamiento del exceso de energía, por lo que la carga axial de 9 a 25 m/s se mantiene dentro del mismo valor.

Momento torsor en el rotor:

La potencia máxima transmitida es de 54 Kw (luego de las pérdidas, del alternador salen 50 kw de potencia eléctrica) y a una velocidad de 60 rpm, entonces:

$$\text{Momento Torsor} = \frac{\text{Potencia [w]}}{\text{Velocidad angular} \left[\frac{\text{rad}}{\text{s}} \right]}$$

$$\text{Momento Torsor} = \frac{54.000 \text{ w}}{6.28 \frac{\text{rad}}{\text{s}}} = 8598 \text{ [N.m]}$$

Momento torsor en eje rápido:

La potencia máxima transmitida es de 50 Kw y una velocidad de 1500 rpm, entonces:

$$\text{Momento Torsor} = \frac{50.000 \text{ w}}{157 \frac{\text{rad}}{\text{s}}} = 318 \text{ [N.m]}$$

Peso de las palas:

De las especificaciones del catálogo de la pala seleccionada (HB-10.5 QINGDAO GREEF NEW ENERGY EQUIPMENT CO.,LTD) nos dice un peso de 280 Kg.

$$\text{Peso de 3 Palas} = 840 \text{ [kg]}$$

Fuerza centrífuga en las palas:

Por la forma y los requerimientos mecánicos y funcionales de las palas, la distribución de peso en la misma no es uniforme a lo largo de toda su superficie. La cantidad de material en su base es mayor, además, posee un inserto metálico en la brida, por lo que su centro de gravedad se encuentra desplazado hacia su eje de giro.



El centro de gravedad se tomará a 4,5 metros de su base (largo total de la pala 10,5 metros), es decir a 5 metros de su eje de giro.

$$Fuerza\ centrifuga = m \cdot w^2 \cdot r$$

Donde:

m: masa de la pala.

w: velocidad angular.

r: radia al centro de gravedad.

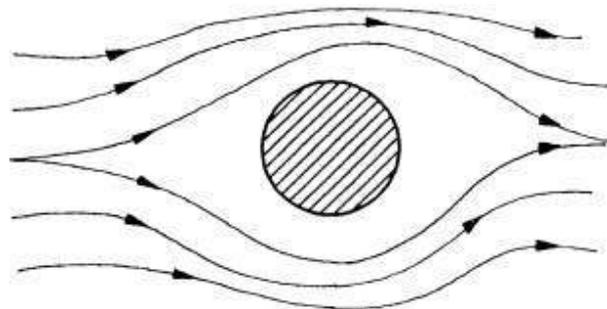
$$Fuerza\ centrifuga = 280kg \cdot (6,28\ rad/seg)^2 \cdot 5m = 55.213N = 5634kgf$$

Esta fuerza actúa sobre el buje del rotor, y por la distribución de cada pala a 120°, estas se contrarrestan dando como resultante cero, por lo que no actúa sobre el eje.

Fuerza debida al viento sobre el poste:

La fuerza que el viento ejerce sobre la torre será una fuerza distribuida a lo largo de la torre ya que la velocidad del viento crece en función de la altura. Aunque la fuerza del viento sigue una distribución no uniforme a lo largo de la torre, para facilitar los cálculos se ha supuesto una carga uniforme.

El poste de hormigón utilizado tiene forma cónica con un diámetro en su base de 0,85 metros y en la cima de 0,44 metros, se realiza el cálculo para vientos durante el funcionamiento al límite de velocidad, de 25 m/seg y para el caso extremo de 50 m/seg. Desde un punto de vista conservador, se va considerar el poste cilíndrico de 0,70 metros de diámetro.





La fuerza del viento en un cilindro se puede aproximar mediante la siguiente ecuación:

$$Fuerza = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot D \cdot V^2 \cdot C_e$$

Dónde:

ρ : densidad del aire.

D: diámetro del poste.

V: velocidad del viento.

C_e : Coeficiente de forma (0,47 para forma cilíndrica).

Para 25 m/seg:

$$Fuerza = \frac{1}{2} \cdot 1.15 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \cdot 0,7[m] \cdot \left(25 \left[\frac{m}{seg} \right] \right)^2 \cdot 0,47 = 118,2 N/m = 12,05 kgf/m$$

Total a lo largo de los 25 metros:

$$Fuerza = \frac{1}{2} \cdot 1.15 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \cdot 0,63[m] \cdot \left(25 \left[\frac{m}{seg} \right] \right)^2 \cdot 0,47 \cdot 25[m] = 2955 N = 301,5 kgf$$

Para 50 m/seg:

$$Fuerza = \frac{1}{2} \cdot 1.15 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \cdot 0,63[m] \cdot \left(50 \left[\frac{m}{seg} \right] \right)^2 \cdot 0,47 = 472,8 N/m = 48,2 kgf/m$$

Total a lo largo de los 25 metros:

$$Fuerza = \frac{1}{2} \cdot 1.15 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \cdot 0,63[m] \cdot \left(50 \left[\frac{m}{seg} \right] \right)^2 \cdot 0,47 \cdot 25[m] = 11823 N = 1206 kgf$$

Dimensionamiento

Para realizar el dimensionamiento de los componentes de este proyecto, se toma como base los requisitos de diseño de la norma internacional IEC 61.400 (International Electrotechnical Commission-Wind turbines). Estos estándares son indicados por el INTI para el dimensionamiento de aerogeneradores tanto de alta como de baja potencia.



Factores de seguridad para cargas y materiales:

Para asegurar valores de diseño seguros para las incertidumbres y la variabilidad en cargas y materiales se han tomado en cuenta factores de seguridad como se define en la ecuación.

$$F_d = \gamma \cdot F_k$$

Dónde:

F_d : Valor de la carga de diseño.

γ : Factor de seguridad.

F_k : Valor característico de la carga.

Los factores de seguridad para cargas utilizados en la norma IEC 61.400 tienen en cuenta:

- Posibles desviaciones / incertidumbres desfavorables respecto de la carga y del valor característico.
- Incertidumbres en el modelo de carga.

Los factores de seguridad parciales para los materiales utilizados en esta norma, como en la ISO 2394, tienen en cuenta:

- Posibles desviaciones / incertidumbres desfavorables respecto de la resistencia del material y del valor característico.
- Posible evaluación inexacta de la resistencia de las secciones o la capacidad de carga de partes de la estructura.
- Incertidumbres en los parámetros geométricos.
- Incertidumbres en la relación entre las propiedades del material en la estructura y las medidas mediante pruebas en muestras de control.
- Incertidumbres en los factores de conversión.

Valores generales de factor de seguridad recomendados por la norma IEC 61.400:



La norma recomienda como valores mínimos de factor de seguridad general 1,25 en casos normales, y en casos de tener mayor incertidumbre (como este proyecto) en los valores de las cargas a utilizar se debe tomar un factor de seguridad de 1,35.

Para componentes con un gran coeficiente de variación a la resistencia a la fatiga, es decir, del 15% al 20% (como para muchos componentes hechos de materiales compuestos, por ejemplo, hormigón armado o fibra compuestos), el factor de seguridad debe aumentarse en consecuencia al menos a 1,7.

Método de cálculo

Dada la complejidad de la geometría de los componentes que son sujetos de análisis, y la variabilidad de las cargas a las que se ven sometidos, el empleo de modelos de elementos finitos, representa el método más empleado en la industria eólica. Estos modelos se definen en base a las propiedades lineales isotrópicas del material correspondiente y se emplean para obtener el valor de las componentes del tensor, de tensiones en cada nodo del mismo, a partir de un análisis estático en el que las cargas que se aplican presentan la misma dirección, sentido y punto de aplicación que las cargas reales a las que se ven expuestos los componentes en cuestión.

Por otro lado, es importante denotar que gran parte de la información disponible acerca de las propiedades del comportamiento de los materiales comúnmente empleados en la industria eólica está referida a estados tensionales uniaxiales. Sin embargo, algunos componentes de los aerogeneradores, como es el caso del buje, están sometidos a estados tensionales multiaxiales, debido a que las direcciones de las componentes de las fuerzas y los momentos que actúan sobre dichos componentes varían periódicamente con el tiempo a medida que el rotor del aerogenerador gira. Cabe aclarar que, existe la posibilidad de convertir el estado tensional multiaxial real de un determinado componente estructural en un estado tensional uniaxial equivalente



por medio de expresiones matemáticas y métodos, como el de Von Mises.

En la fase de diseño, uno de los objetivos más importantes es comprobar que los componentes diseñados, cumplen con los requerimientos de resistencia e integridad estructural impuestos. Estos requerimientos garantizan que el componente bajo análisis no fallará estructuralmente durante su vida útil bajo ningún tipo de carga determinada en los puntos anteriores.

- Por un lado, que la tensión de Von-Mises asociada a las cargas definidas, no supere en ningún momento del período de funcionamiento del aerogenerador y en ningún punto del componente bajo análisis un determinado valor umbral definido por el límite elástico del material.
- Por otro lado, que el número de ciclos de carga de fatiga, a los que se van a ver expuestos los componentes durante la vida útil del aerogenerador, sea inferior o en el caso límite, igual, al número de ciclos de carga que el componente es capaz de soportar sin que se produzca el fallo a fatiga del mismo.

5.4 CALCULO, DISEÑO Y SELECCIÓN DE COMPONENTES

El diseño de los diferentes componentes se realizó con la ayuda del software CAD para modelado mecánico SolidWorks.

Para el diseño se utilizaron todos los conocimientos adquiridos durante la carrera, realizando algunos componentes-mecanismos totalmente innovadores (como el caso del buje con su sistema de paso variable), y otros componentes-mecanismos observados en diferentes aerogeneradores del mercado con una adaptación al diseño de este proyecto.

Para el diseño de cada componente, se realizó un pre-diseño a partir del cual se fueron ajustando sus dimensiones, espesores, materiales, etc. para que cumpla con las cargas calculadas.



Caja Multiplicadora

Para la selección de caja multiplicadora, se realizó una búsqueda de diferentes fabricantes partiendo de los requerimientos de un torque de entrada de 8598 N/m, una relación de $i=25$ (60 rpm de entrada, 1500rpm de salida) con un factor de servicio de 24 hora/día y una entrada constante e uniforme.

Con estos datos se seleccionó una caja multiplicadora de ejes paralelos de origen chino de la marca GPHQ modelo F.S 157 con un peso de 650 kg y un coeficiente de eficiencia de 0,96.

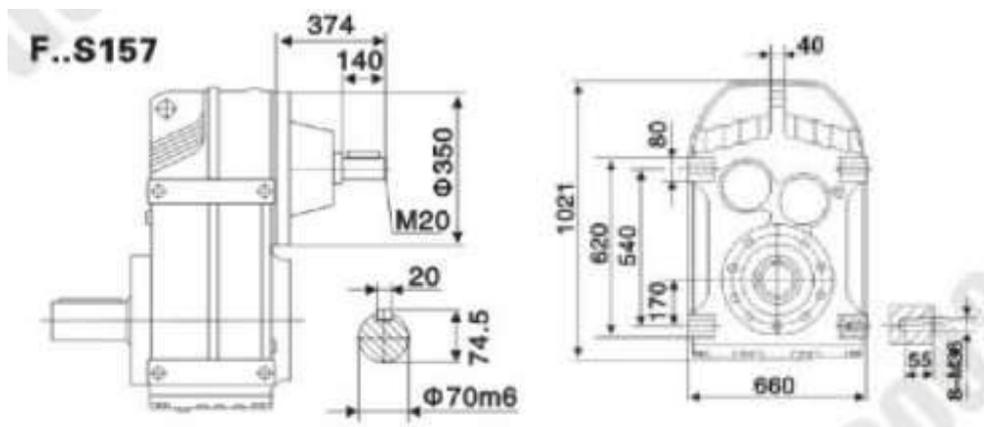


Figura 5.4.1. caja multiplicadora

ALTERNADOR

Se seleccionó un alternador modelo JET224F de 58 kw de imanes permanentes, 1500 rpm y un peso de 320 kg. Es de potencia superior a los 50 kw del diseño para no sobrepasar la potencia nominal de diseño en casos de ráfagas de viento. Otro motivo en la selección de este alternador de origen chino es su valor de mercado, que lo hace muy competitivo frente a otras opciones.



Figura 5.4.3. Ficha acople flexible

Piezas a Fabricar

Para el diseño de los componentes se realizó un diseño preliminar y a partir del mismo se fue modificando para que cumpla con las exigencias mecánicas de diseño. Todas las piezas se diseñaron para la posición de mayor exigencia mecánica.

Se realizó un análisis de tensiones de Von Mises, de todos los componentes, y un análisis de fatiga, con cargas que varían entre cero y la de diseño, con un factor de reducción de resistencia a fatiga de 0,85.

Soporte de pala

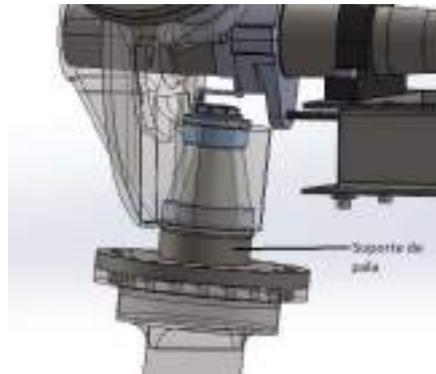


Figura 5.4.4. Soporte de pala

Diseñada para ser realizada en dos piezas debido al proceso de fabricación. Por un lado, la pieza central donde van los rodamientos se realiza en acero SAE 4340 (Acero de baja aleación al Cromo, Níquel, Molibdeno, posee gran templabilidad, tenacidad y resistencia a la fatiga, utilizado en piezas de hasta 200 mm de diámetro) templado por inducción y revenido (límite elástico 789 MPa). Realizado a partir de un perfil redondo comercializado en diámetro de 203 mm. Por otro lado el disco que forma el soporte está realizado a partir de chapa lisa gruesa de 1 ¼ " (31,7 mm) laminado en caliente y luego unidos por 10 bulones M 24 x 60.



Figura 5.4.5. Piezas soporte de pala

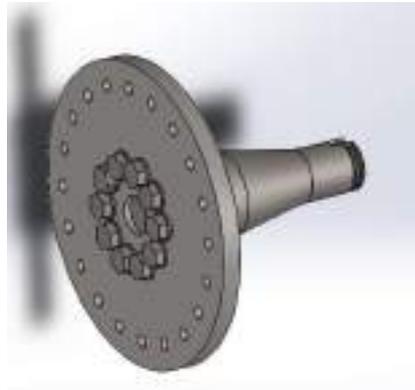


Figura 5.4.6. Soporte de pala abulonado

Para realizar el estudio de tensiones se realizó un estudio estático de la posición de mayor exigencia mecánica. A estos esfuerzos (peso de la pala, fuerza centrífuga, momento torsor y carga axial ejercida por el viento) fueron afectados por un factor de seguridad de 1,35.

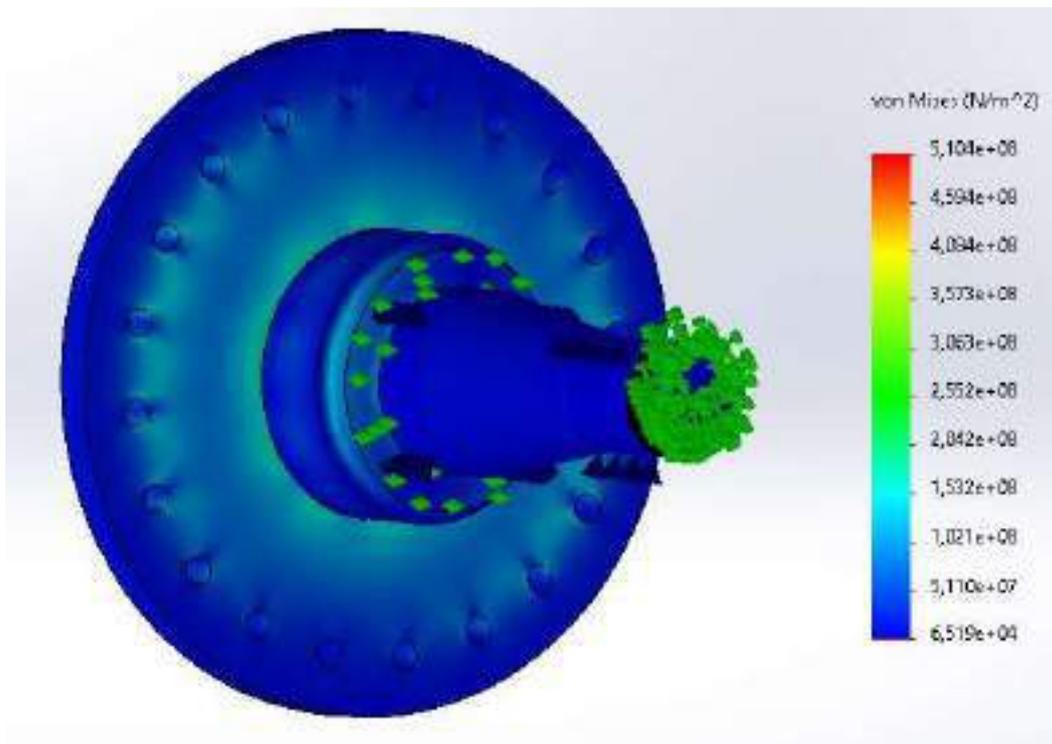


Figura 5.4.7. Tensiones del soporte parte posterior

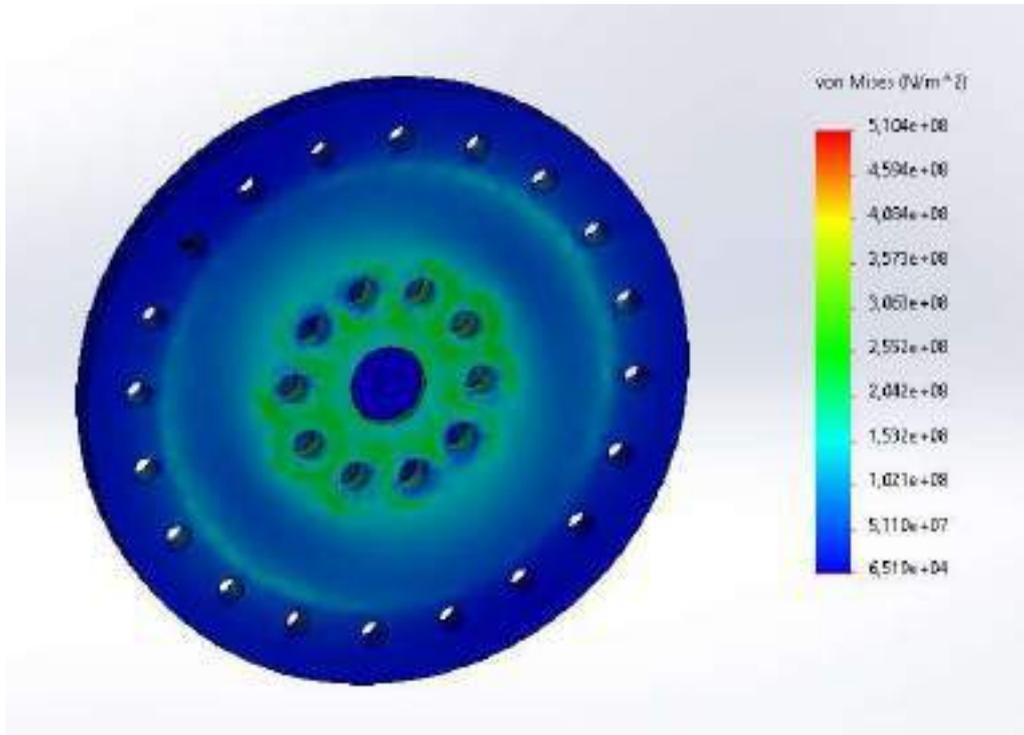


Figura 5.4.8. Tensiones del soporte parte frontal

El estudio de fatiga, se realizó en base a los esfuerzos del estudio estático con ciclos de carga sinusoidal con base en cero. Obteniendo como resultado de este estudio vida infinita ($N > 10^6$ ciclos).

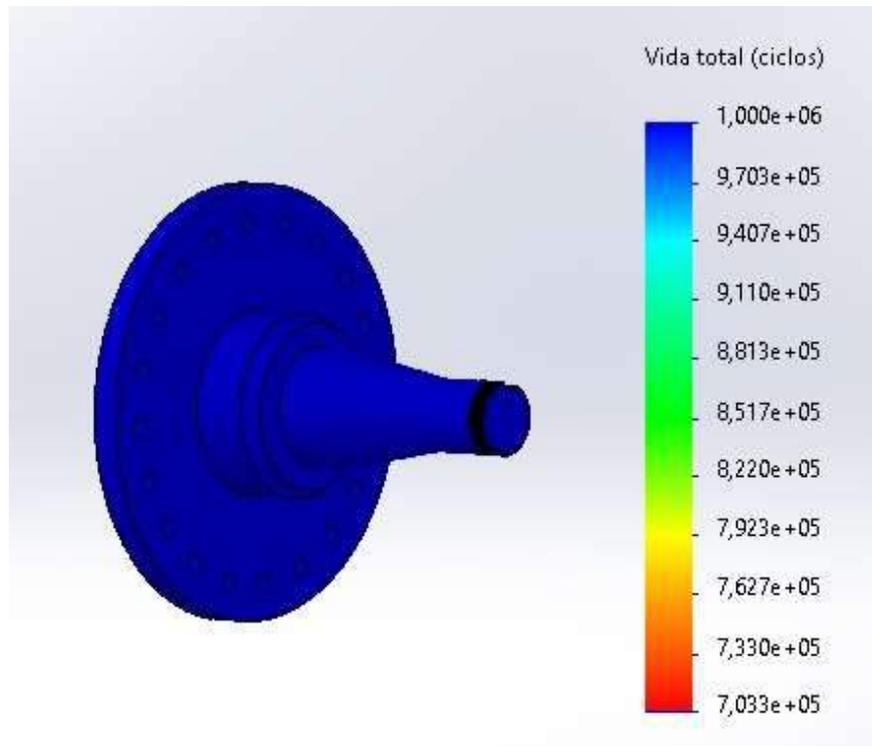


Figura 5.4.9. Ciclos de vida del soporte

Cálculo de vida nominal de los rodamientos SKF de rodillos cónicos dispuestos espalda con espalda.

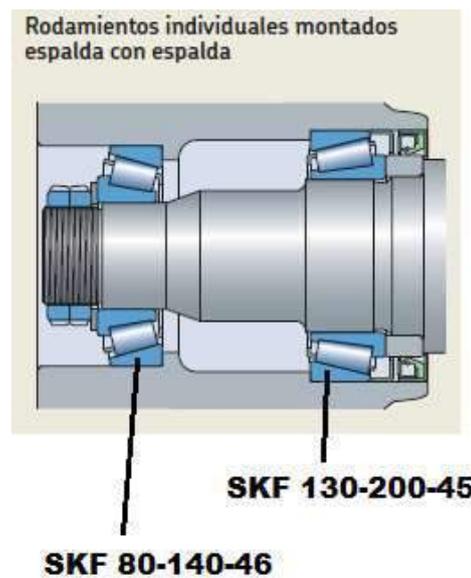


Figura 5.4.10. Disposición de rodamiento



El tamaño de los rodamientos debe asegurar una fuerza suficiente como para ofrecer la vida útil requerida/esperada en las condiciones de funcionamiento definidas.

Para calcular la vida útil esperada del rodamiento, se puede utilizar la vida nominal básica, o vida nominal SKF (es la vida a fatiga alcanzada o superada por el 90% de los rodamientos).

La vida nominal básica de un rodamiento según catalogo SKF es la siguiente:

$$L_{10} = \left(\frac{C}{P}\right)^p$$

Dónde:

L_{10} : Vida nominal básica [millones de revoluciones]

C: Capacidad de carga dinámica básica [kN]

P: Carga dinámica equivalente del rodamiento [kN]

p: Exponente de la ecuación de vida (10/3 para los rodamientos de rodillos)

P es determinado según las condiciones de uso.

Para este caso es el siguiente:

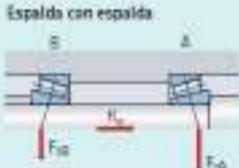
Disposición de rodamientos	Caso de carga	Cargas axiales
	<p>Caso 3a</p> $\frac{F_{Aa}}{Y_A} \geq \frac{F_{Ba}}{Y_B}$ $K_a \geq 0$	$F_{Aa} = \frac{0,5 F_{Aa}}{Y_A}$ $F_{Ba} = F_{Aa} + K_a$

Figura 5.4.11



Símbolos

C	capacidad de carga dinámica básica [kN] (tablas de productos, página 694)
e	factor de cálculo (tablas de productos)
F_a	carga axial [kN]
F_r	carga radial [kN]
F_{rm}	carga radial mínima [kN]
P	carga dinámica equivalente del rodamiento [kN]
P_0	carga estática equivalente del rodamiento [kN]
Y, Y_0, Y_1, Y_2	factores de cálculo (tablas de productos)

Siendo:

$$K_a = 53630 [N]$$

$$F_{rA} = 259829[N]$$

$$F_{rB} = 248772[N]$$

$$F_{aA} = 92796[N] \text{ (Determinado según fórmula de figura 5.4.11)}$$

$$F_{aB} = 146426 [N] \text{ (Determinado según fórmula de figura 5.4.11)}$$

Rodamiento "A" SKF 130-200-45 (designación 32026x)

De tabla de producto:

$$C = 388 [kN]$$

$$e = 0.43$$

$$Y = 1.4$$

$$F_a/F_r \leq e \rightarrow P = F_r$$

$$F_a/F_r > e \rightarrow P = 0,4 F_r + Y F_a \cdot 1)$$

$$\frac{F_{aA}}{F_{rA}} = 0.35 \leq 0.43$$

$$P = 259 [kN]$$



$$L_{10} = \left(\frac{388}{259}\right)^{\frac{10}{3}} = 3,846 \text{ [millones de revoluciones]}$$

Estimando una vida útil del aerogenerador de 20 años da como resultado un promedio de 526 revoluciones diarias.

Rodamiento "B" SKF 80-140-46 (designación 33216)

De tabla de producto:

$$C = 308 \text{ [kN]}$$

$$e = 0.43$$

$$Y = 1.4$$

$$F_a/F_r \leq e \rightarrow P = F_r$$

$$F_a/F_r > e \rightarrow P = 0,4 F_r + Y F_a$$

$$\frac{F_{aB}}{F_{rB}} = 0.58 > 0.43$$

$$P = 0,4 F_{rB} + Y F_{aB} = 304 \text{ [kN]}$$

$$P = 304 \text{ [kN]}$$

$$L_{10} = \left(\frac{308}{304}\right)^{\frac{10}{3}} = 1,044 \text{ [millones de revoluciones]}$$

Estimando una vida útil del aerogenerador de 20 años da como resultado un promedio de 143 revoluciones diarias.

Esta cantidad de revoluciones se puede considerar adecuada dado que la posición de la pala estará fija hasta el momento que se supera la potencia nominal, a partir de la cual el sistema de control realizará pequeñas correcciones de la posición.

El conjunto de rodamientos se encuentran sellados en ambos extremos por retenes radiales con la finalidad de contener la grasa



lubricante y evitar el ingreso de agua y contaminantes que produzcan un desgaste prematuro de los mismos.



Figura 5.4.12. Reten radial

-SKF 110x140x12

-SKF 180x200x15

Buje

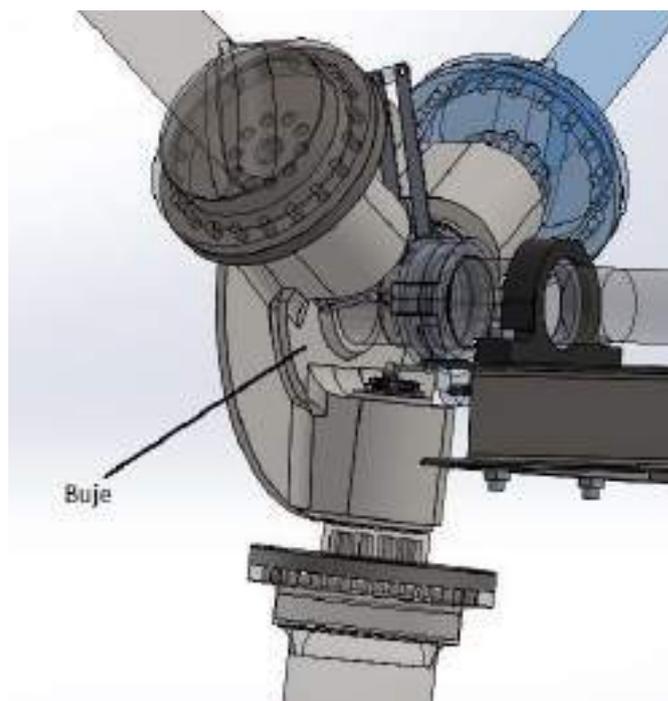


Figura 5.4.13. Buje

Fue diseñado para ser realizado en fundición de grafito esferoidal EN-GJS-400-18-LT (matriz ferrítica con 10% perlita). Es una fundición dúctil apta para piezas sometidas a fatiga con un límite elástico de 220 MPa.



Con un peso aproximado de 356 Kg hay que analizar su posible colado en argentina, en su defecto, en Brasil que posee con certeza la capacidad de colar piezas de este tamaño.

A las cargas actuantes (peso de palas y soportes, fuerza centrífuga, momento torsor y carga axial ejercida por el viento) se las afecto por un factor de seguridad de 1,35.

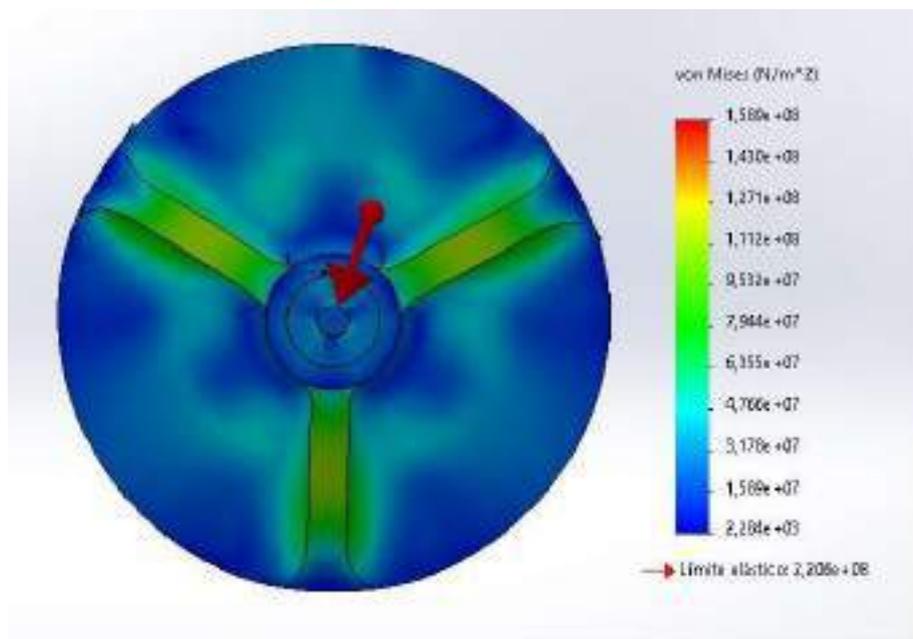


Figura 5.4.14. Tensiones del buje parte frontal

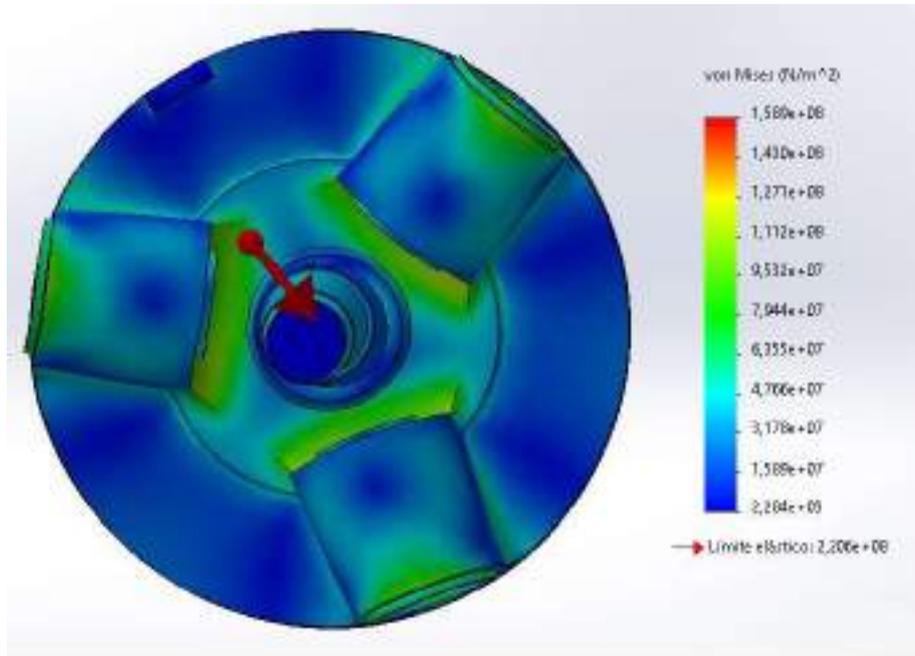


Figura 5.4.15. Tensiones del buje parte posterior

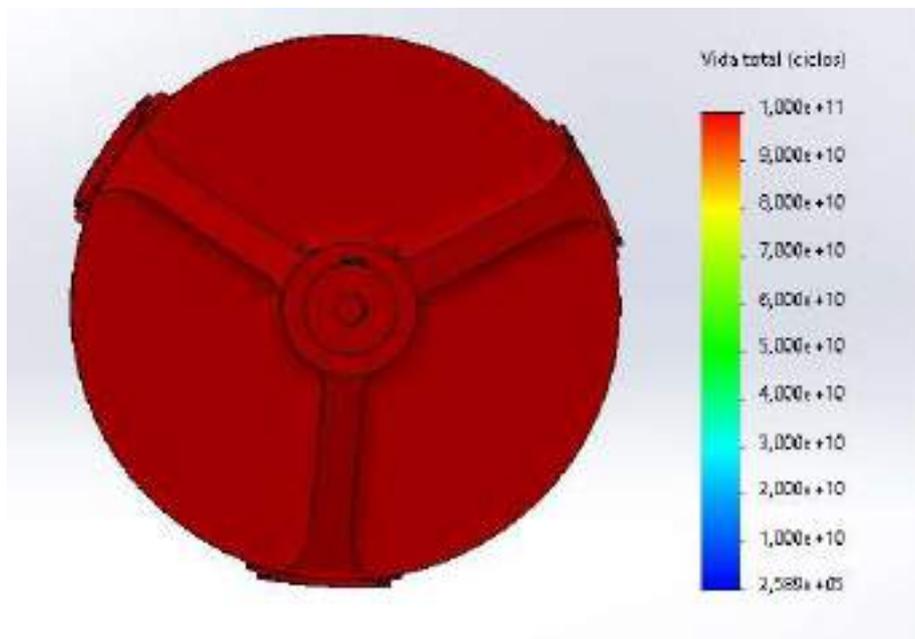


Figura 5.4.16. Ciclos de vida del buje parte frontal

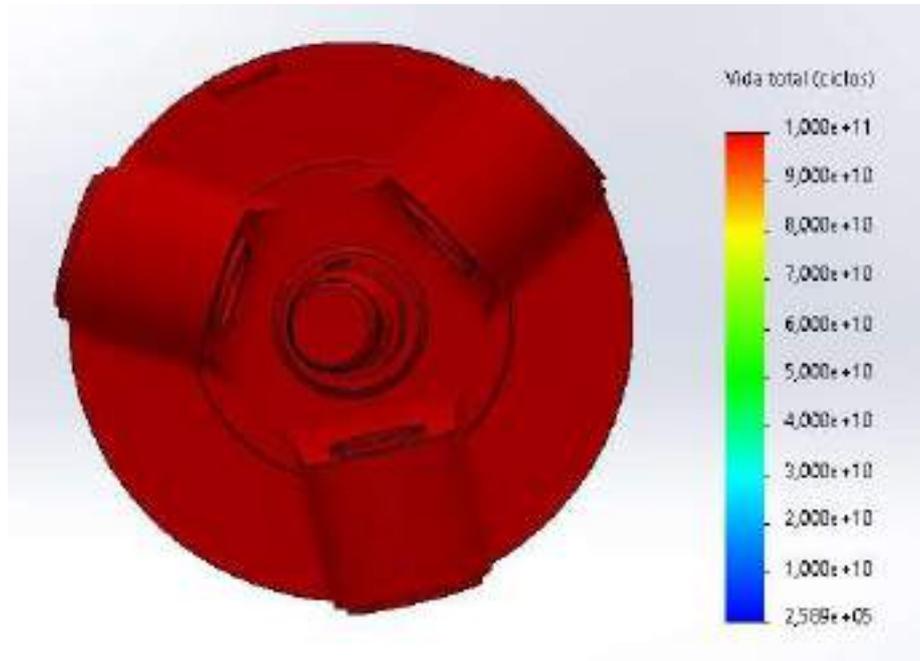


Figura 5.4.17. Ciclos de vida del buje parte posterior

Eje Lento

El material seleccionado para el eje es un acero SAE 4140 normalizado (calentando la pieza hasta una temperatura de 870°C y luego enfriandola en aire). Se trata de un acero de baja aleación al cromo molibdeno, con buenas características de estabilidad dimensional, muy versátil y apto para esfuerzos de fatiga y torsión. Fabricado a partir de un redondo de 175 mm.

Las cargas actuantes (peso de palas y soportes, peso del buje, momento torsor y carga axial ejercida por el viento) se afectaron por un factor de seguridad de 1,35.

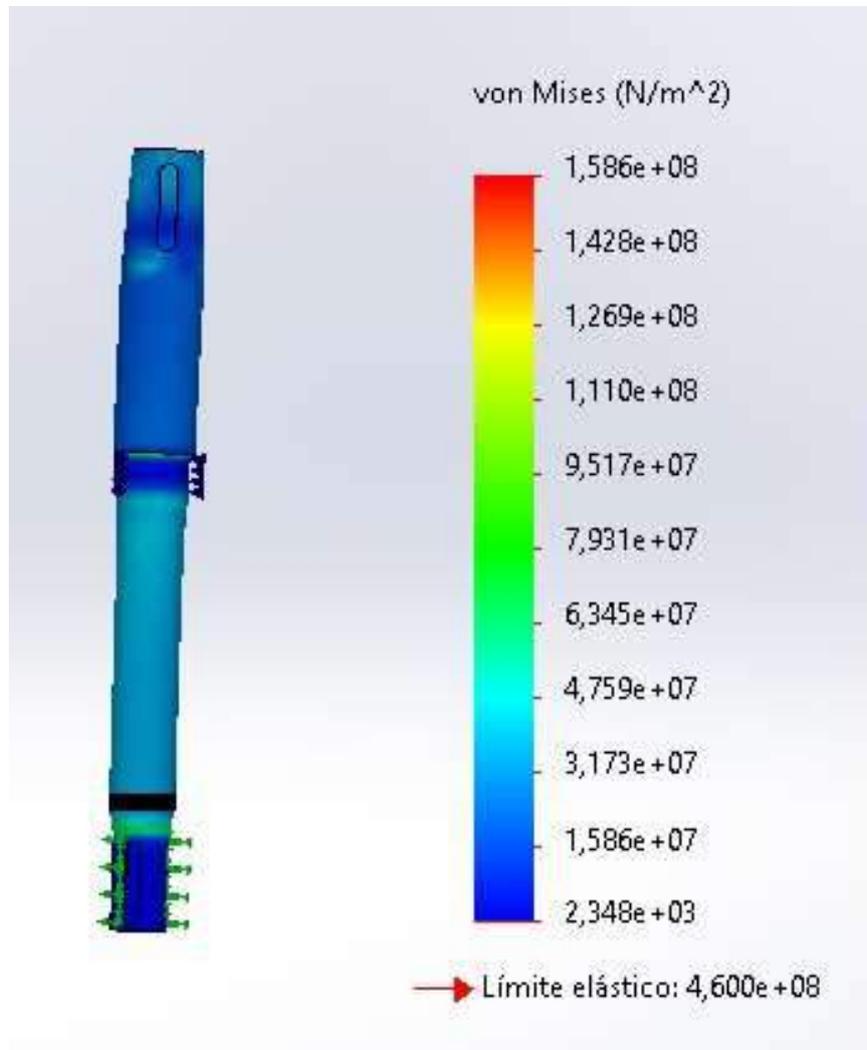


Figura 5.4.18. Tensiones del eje lento

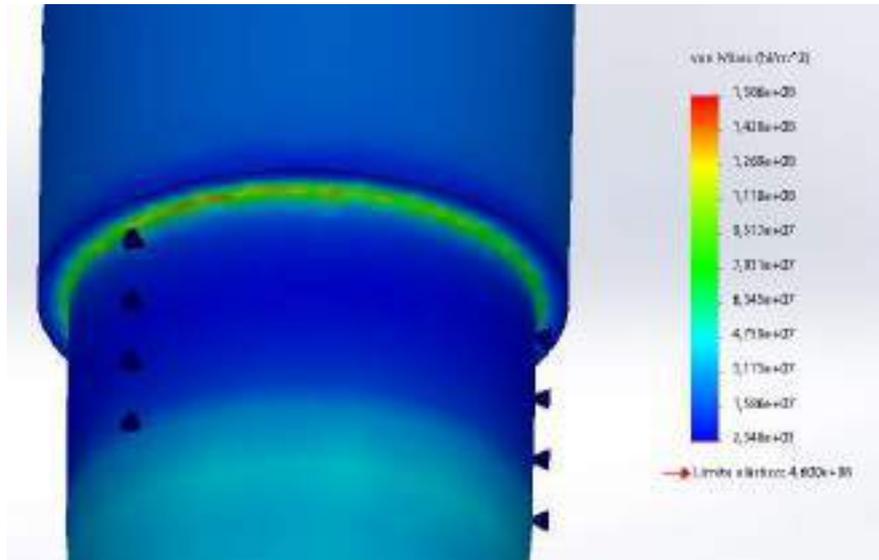


Figura 5.4.19. Máxima tensión eje lento

Como se puede observar la tensión máxima es de 158 MPa (en el radio de acuerdo al rodamiento delantero) siendo muy inferior al límite elástico de 460 MPa. Este sobredimensionamiento es debido a los saltos discretos que se tiene en los diámetros de los rodamientos. Siendo que, con la medida siguiente más pequeña, no se obtiene una vida infinita respecto a la fatiga.

El Buje y el Eje principal son desarrollados con más detalle en el “Anexo Cálculos”, mediante la utilización del programa SolidWorks para mostrar cómo se aplican las cargas, restricciones, etc

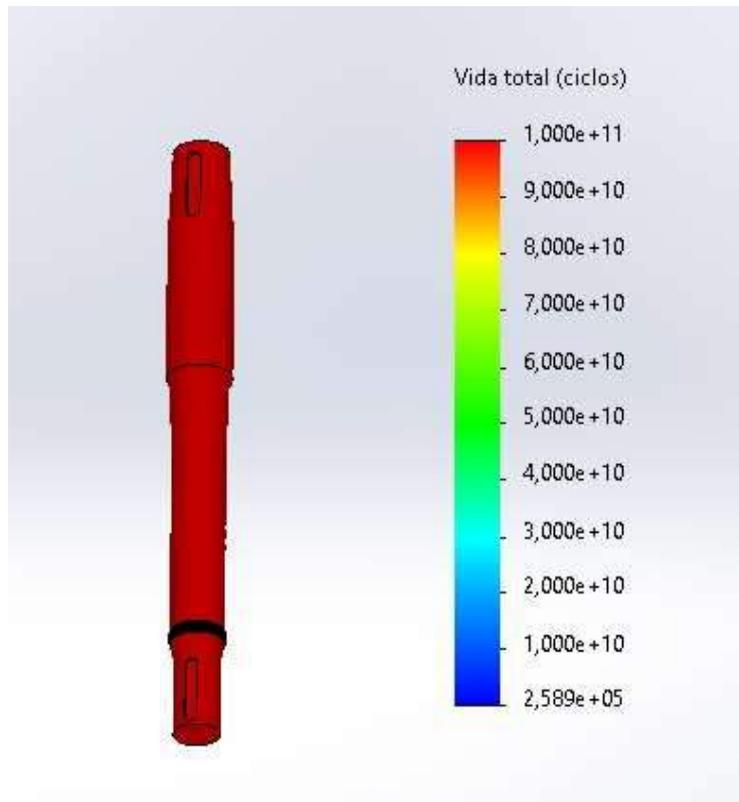


Figura 5.4.20. Ciclos de vida del eje lento

Calculo rodamientos eje lento

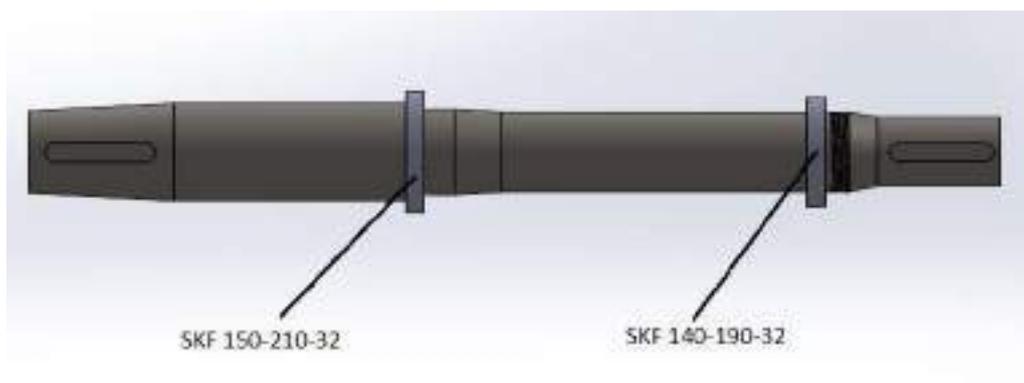


Figura 5.4.21. Rodamientos eje lento

Rodamientos de rodillos cónicos dispuestos espalda con espalda.

Rodamiento SKF 140-190-32 (designación 32928)

Cargas con un factor de seguridad de 1,25.



$$F_r = 14444[N]$$

$$F_a = 0[N]$$

De tabla de producto:

$$C = 252 [kN]$$

$$e = 0,35$$

$$Y = 1,7$$

$$F_a/F_r \leq e \rightarrow P = F_r$$

$$F_a/F_r > e \rightarrow P = 0,4 F_r + Y F_a^1$$

$$\frac{F_a}{F_r} = 0 \leq 0,35$$

$$P = 14,4 [kN]$$

$$L_{10} = \left(\frac{252}{14,4}\right)^{\frac{10}{3}} = 13914 [millones de revoluciones]$$

Teniendo en cuenta que el eje gira a 60 rpm, las 24 horas diarias (sin tener en cuenta los fuera de servicio por falta de viento o mantenimiento) se estima una vida infinita.

Retenes

DBH 170x210x15

SKF 150x180x15

Rodamiento SKF 150-210-32 (designación T4DB150)

Cargas con un factor de seguridad de 1,25.

$$F_r = 33198[N]$$

$$F_a = 21816[N]$$



De tabla de producto:

$$C = 287 \text{ [kN]}$$

$$e = 0.46$$

$$Y = 1.3$$

$$F_a/F_r \leq e \rightarrow P = F_r$$

$$F_a/F_r > e \rightarrow P = 0,4 F_r + Y F_a$$

$$\frac{F_{aA}}{F_{rA}} = 0.66 > 0.46$$

$$P = 0,4 F_r + Y F_a = 41,6 \text{ [kN]}$$

$$L_{10} = \left(\frac{287}{41,6}\right)^{\frac{10}{3}} = 625 \text{ [millones de revoluciones]}$$

Teniendo en cuenta que el eje gira a 60 rpm, las 24 horas diarias (sin considerar los fuera de servicio por falta de viento o mantenimiento) se estima una vida de 19,8 años.

Retenes

SKF 140x180x12

SKF 160x190x15

Eje rápido

Se seleccionó el mismo material del eje lento. Realizado a partir de un redondo de 140 mm de acero SAE 4140, normalizado a 870°C (material muy adecuado para la fabricación de ejes).

Las cargas actuantes (momento torsor en frenada de emergencia, considerada el doble a la de funcionamiento normal 636 N.m) se las afecto por un factor de seguridad de 1,35.

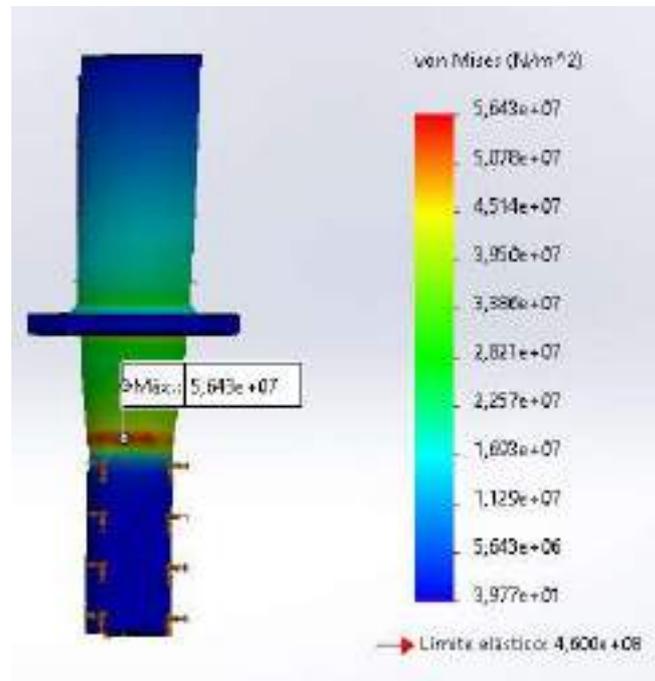


Figura 5.4.22. Eje rápido

Este componente trabaja muy por debajo de su límite elástico. Su diseño está acotado/limitado al diámetro del eje de la caja multiplicadora y al diámetro del eje del alternador.

Chasis

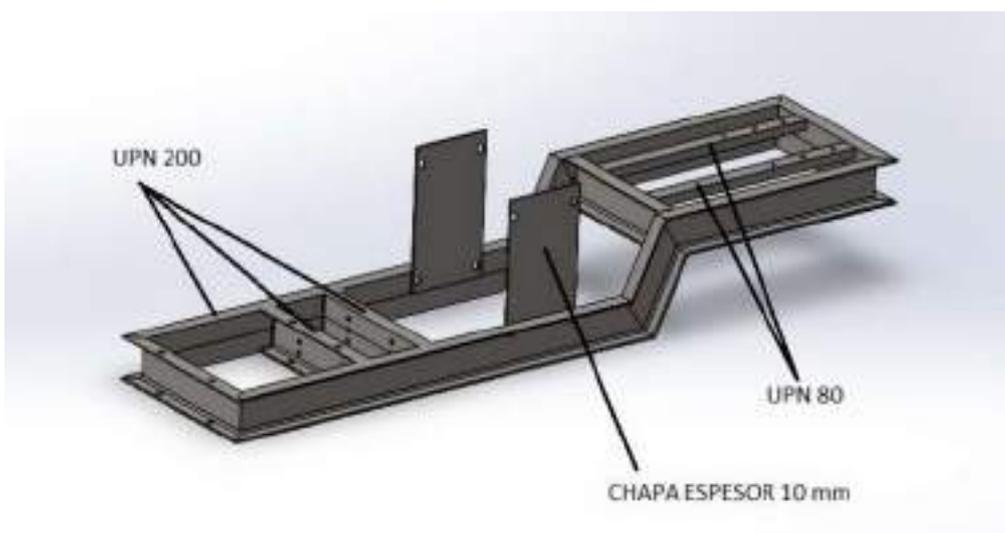


Figura 5.4.23. chasis



Realizado en perfil UPN 200, el soporte de la caja multiplicadora en capa de 10 mm y parte en UPN 80. Todas las uniones son realizadas con soldadura.

Las cargas actuantes (peso de todos los componentes y carga axial ejercida por el viento) se afectaron por un factor de seguridad de 1,35.

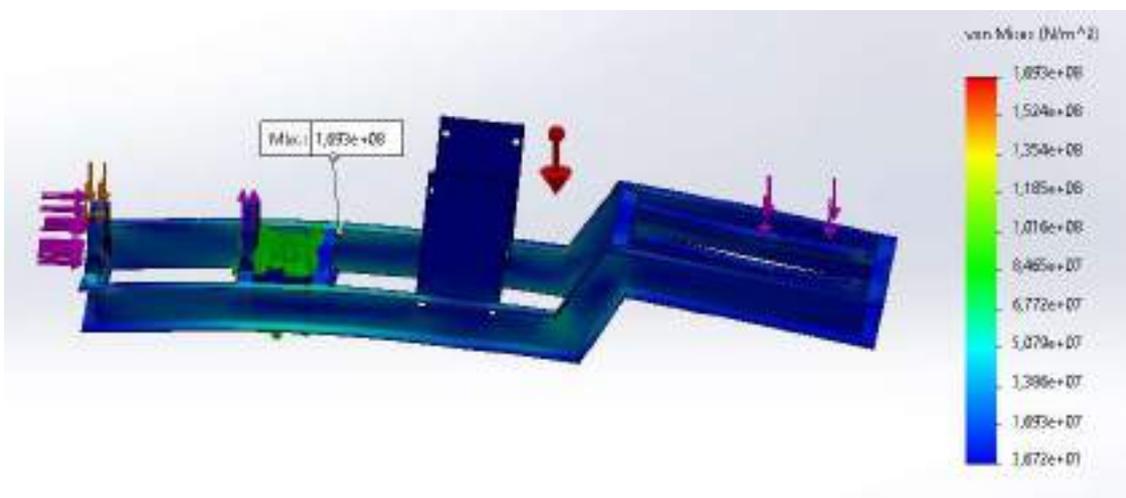


Figura 5.4.24. Estudio de tensión de chasis

La máxima tensión se obtiene del momento que trabaja a plena carga siendo esta de 169 MPa. El límite elástico del perfil UPN 200 es de 350 MPa. En cuanto a deformaciones, de tiene un desplazamiento hacia abajo de 2.1mm en el alternador.

Disco de freno

Se seleccionó un disco de freno tipo ventilador delantero de Peugeot 206 1.6l dado que cumple con los requerimientos mecánicos y es de fácil acceso a proveedores presentes en el mercado argentino.

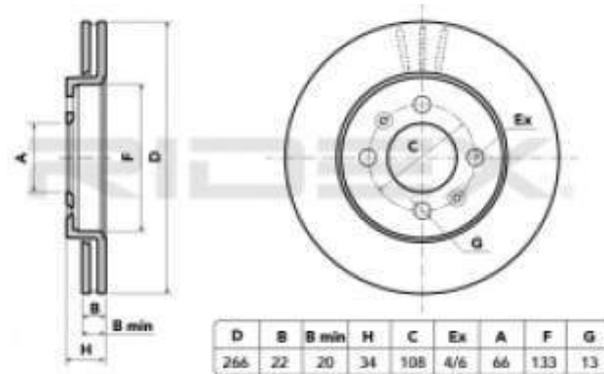


Figura 5.4.25. Disco de freno

Chavetas

Las chavetas utilizadas en los ejes son del tipo DIN 6885 A (extremos redondeados sin agujeros para tornillo de retención).



Figura 5.4.26. Chavetas

A continuación, se detallan las medidas de chavetas a utilizar (las secciones de las chavetas están estandarizadas). Son seleccionadas a partir del diámetro del eje (también fijadas por la caja y el alternador), y el largo depende del momento torsor a transmitir.

Buje-Eje Lento: DIN 6885 A 140x36x20

Eje Lento-Caja Multiplicadora: DIN 6885 A 150x32x18

Caja Multiplicadora- Eje Rápido: DIN 6885 A 110x20x12



Eje Rápido- Acople Flexible-Alternador: DIN 6885 A 100x16x10

5.5 Planos.

Véase ANEXO PLANOS.

Aclaraciones

En el diseño de todos los componentes se tuvo en cuenta que todas las interacciones entre piezas sean compatibles una vez armado el conjunto. Se utilizaron bulones milimétricos de medidas y pasos estándares comercializados en argentina.

Los componentes auxiliares del sistema de control como el motor orientador de góndola (sin fin y corona), motor paso a paso del variador de cruce de palas, servo del sistema de freno, anemómetro y veleta no fueron seleccionados dada su directa compatibilidad con el sistema de control no analizado en este proyecto.

Los elementos de poca exigencia mecánica del mecanismo de paso variable (las palas estan balanceadas por el fabricante de manera tal que no genere un momento en el eje longitudinal) no son analizados por su baja sollicitación y por no generar un compromiso en la integridad estructural. Los mismos son integrados en el ANEXO PLANOS.



Capítulo 6

Estudio Económico

Para realizar este estudio se utilizarán los lineamientos de Ingeniería Económica de la UNMDP.

Se analizarán los siguientes ítems:

- Mercado.
- Inversión Total.
- Costos de Producción.
- Rentabilidad.

El objetivo de este estudio es la instalación de dos granjas de 200 molinos cada una en Cerro Senillosa (Confluencia, Neuquén, Argentina); incluyendo los transformadores que elevan la tensión a 132KV, con 13km de red al punto de interconexión LAT 132 KV “Arroyito-Gran Neuquén”.

Se considerará que se cuenta con capital propio para financiar la inversión, con una vida útil del proyecto de 10 años (el diseño mecánico se realizó para una vida útil de 20 años, pero no se recomiendan estudios económicos con vida mayor a 10 años), un valor residual del 10% y un valor de venta de la electricidad promedio Anual a Cammesa de 71 u\$s/MWh.

La tasa de rentabilidad mínima aceptable será del 20%. Como resultado final se obtendrá un cuadro de fuentes y usos de fondos y se determinará si el proyecto es rentable utilizando tiempo presente y tiempo de repago

Para determinar los costos de la inversión, como también los de producción, se recurrirá a diversas fuentes como presupuestos de proveedores, fuentes secundarias, método de estimación por factores, etc. Este proyecto se encuentra en etapa de factibilidad, por lo que se busca verificar que esta estrategia de construcción que se diseñó, la cual consiste en integrar productos de proveedores extranjeros con



tecnología local, sea factible. La evaluación de costos considera un error de -25%+75% (error de factibilidad).

Mercado

La electricidad producida, se vendería a CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima) con el punto de interconexión a la red en LAT 132 kv “Arroyito-Gran Neuquén” (12 Km).

Se determina un valor de venta promedio de la electricidad de 71 U\$D/Megavatio hora (valor estimado del promedio de los últimos años).

Por tratarse de un proyecto basado en energía renovable, cuenta con la ventaja de tener prioridad de despacho, por lo cual, toda la energía producida es inyectada a la red y vendida.

Inversión Total

Es la cantidad de dinero que se necesita para construir las granjas de aerogeneradores con sus servicios auxiliares y dejarla en condiciones para que comience a producir.

En el siguiente cuadro se observan los costos (estimados) tanto de materiales, autopartes, mano de obra, alquileres, y todo lo necesario para fabricar e instalar los aerogeneradores, el cual es el punto de partida del método de estimación por factores de la Inversión fija.

Ingeniería de instalación y Construcción	U\$D
Alquiler Planta Industrial y Deposito c/servicios (Luz, Gas, agua) (24 meses)	40000
Instalaciones y Equipos de producción y montaje (Torno CNC, Fresadora CNC, Soldadoras, Cortadoras, Taladros, Bancos, herramientas varias, etc)	200000
Servicios de Logística y Grúas	60000
Honorarios de administración, Legales, Recursos humanos, Patentes e	



inscripciones legales	60000
Sueldos del personal (2 ingenieros, 1 especializado CNC, 8 técnicos, 4 operarios (24 meses con cargas sociales)	486000
Mejoras del terreno y caminos (Cerro Senillosa)	5000
Total, Parcial 1	851000
Costos directos del aerogenerador (400 unidades)	
Alternador (U\$D 1233+ IMP 35%+FLETE y aduanas U\$D400) (400 unidades)	825820
Caja multiplicadora (U\$D 4000 final) (400 unidades)	1600000
Material ejes de baja velocidad (2,2 U\$D/kg x 225kg+10%(desperdicios) x 400 unidades)	217800
Material ejes de alta velocidad (2,2 U\$D/kg x 10,7 kg+10%(desperdicios) x 400 unidades)	10357
Material soporte de pala (EJE SAE 4340; Placa 4140) 2,5 U\$D/KG x 102 Kg+ 2,2 U\$D/Kg x 129 +10%(desperdicios) x 400 un	237072
Material chasis (UPN + Chapón) (1 U\$D/kg x 340 kg+10%(desperdicios) x 400 unidades)	149600
Buje de rotor fundido 1,65 U\$D/kg x 295 kg/unidad x 400 unidades)	194700
Torre de hormigón (27,5 metros) con flete 2484 U\$D/unidad x 400 unidades)	993600
Cimentación (tercerizado) 2000 U\$D/unidad x 400 unidades)	800000
Rodamientos SKF (12 unidades/aerogenerador) U\$D 1200 x 400	480000
Sistema de freno mecánico 200 U\$D/unidad X 400 unidades)	80000
sistema paso variable (Servomotor, bieletas, buje desl., seguro) 115 U\$D/set x 400 set	46000
sistema orientador góndola (motorreductor, engranajes) U\$D 100 x 400	40000
Chapas estampadas paso variable 20 U\$D/set x 400 set	8000



Soportes de rodamientos (2unidades/aerogenerador) U\$D60 x 400	24000
Burlonería + Chavetas U\$D 100 x 400	40000
Cubierta de góndola y rotor U\$D 150 x 400	60000
Retenes-sellos U\$D 50 x 400	20000
Manchón + 2 acoples rígidos de ejes U\$D500 x 400	200000
Pinturas U\$D 20 x 400	8000
Tratamientos térmicos y rectificados de ejes U\$D 200 x 400 unidades	80000
Sistema de baliza U\$D 50 x 400	20000
Línea 132 kv, 12 kilómetros (instalado) 100000 U\$D/kilometro x 12 kilómetros	1200000
Sistema para Rayos	10000
Costos no considerados en Puntos anteriores	100000
Total, Parcial 2	7207877
Total	8295949

Método de estimación por factores

El punto de partida en este método es el valor de los equipos instalados, se determinan los valores de los factores que más se adapten a este proyecto, y nos permitan determinar la inversión fija.



Valor del Equipo Instalado de Proceso	IE
Factores experimentales como fracción de IE	
<i>Tuberías de Proceso</i>	f1
Proceso de sólidos	0.07 - 0.10
Proceso mixto	0.10 - 0.30
Proceso de fluidos	0.30 - 0.60
<i>Instrumentación</i>	f2
Control poco automatizado	0.02 - 0.05
Control parcialmente automatizado	0.05 - 0.10
Control complejo, centralizado	0.10 - 0.15
<i>Edificios de fabricación</i>	f3
Construcción abierta	0.05 - 0.20
Construcción semiabierta	0.20 - 0.60
Construcción cerrada	0.60 - 1.00
<i>Plantas de servicios</i>	f4
Escasa adición a las existentes	0.00 - 0.05
Adición considerable a las existentes	0.05 - 0.25
Plantas de servicios totalmente nuevas	0.25 - 1.00
<i>Conexiones entre unidades</i>	f5
Entre las unidades de servicios	0.00 - 0.05
Entre unidades de proceso separadas	0.05 - 0.15
Entre unidades de proceso dispersas	0.15 - 0.25
Inversión directa	IE (1+ \sumfi)

Determinación de factores:

f1=0 (la instalación no posee tuberías de proceso)

f2= 0,15 (Control complejo, centralizado)

f3=0 (se considera cero dado que se estima en u\$d 20.000 sala de control con sanitarios)

f4=0,15 (controlador de tensión y frecuencia, inversor y transformación de tensión)

f5=0.1 (instalación eléctrica interna de las granjas)

$$\text{Inversión directa} = \text{u\$d } 8.295949(1 + 0,15 + 0,15 + 0,1) + \text{u\$d } 20.000$$

$$\text{inversión directa} = \text{u\$d } 11.634.328$$



Factores experimentales como fracción de la inversión directa	
<i>Ingeniería y construcción</i>	f11
Ingeniería Inmediata	0.20 - 0.35
Ingeniería compleja	0.35 - 0.50
<i>Factores de tamaño</i>	f12
Unidad comercial grande	0.00 - 0.05
Unidad comercial pequeña	0.05 - 0.15
Unidad experimental	0.15 - 0.35
<i>Contingencias</i>	f13
De la compañía	0.10 - 0.20
Variaciones imprevistas	0.20 - 0.30
Procesos exploratorios	0.30 - 0.50
Factor de inversión indirecta	f1 = $\sum f_{li} + 1$
Inversión fija	IF = IE (1+ $\sum f_i$) f1

f11=0,2 (ingeniería inmediata)

f12=0,025 (unidad comercial grande)

f13=0.1 (contingencias de la compañía)

$$\text{Inversión fija} = \text{u\$d } 11.634.328 (1 + 0.2 + 0.025 + 0.1) = \text{u\$d } 15.415.484$$

Si a la inversión fija le sumamos el valor del terreno obtenemos la inversión fija total.

Dado que el terreno donde se van a instalar las granjas pertenece a tierras fiscales, estas no se pueden comprar, por lo que se alquilan por un periodo de 20 años (con posibilidad de ampliarlo por 10 años más), a un valor muy bajo (U\$D 200 anuales). Por lo tanto, el valor del terreno se considera 0 (cero), y el valor del alquiler será tenido en cuenta en los costos de producción.

$$\text{Inversión fija Total} = \text{u\$d } 15.415.484$$

La inversión total será la suma de la inversión fija total mas la inversión en capital de trabajo.



Inversión en capital de trabajo

Son las disponibilidades de capital necesarias para que una vez que la planta esté en régimen de operación, pueda hacerlo de acuerdo a lo previsto en los estudios técnico-económicos.

El valor del capital de trabajo se determinará como el costo de producción durante el periodo de 2 meses, tiempo a partir del cual se empieza a recibir ingresos por la electricidad producida.

Costo de depreciación

En el método de línea recta, a cada año o periodo de uso del activo se le asigna un importe de depreciación. Este método es el contemplado por la ley con fines impositivos, computando la depreciación como un costo de producción.

$$\text{Valor depreciado anual} = \frac{1}{n} (I_F - L)$$

Donde:

n: vida útil (años)

I_F : inversión fija

L: valor de reventa o residual al final de la vida útil de un bien

$$\text{Valor depreciado anual} = \frac{1}{n} (I_F - L) = \text{u\$d } 1.387.393$$

6.1 Estimación de costos.

Por la naturaleza del proyecto, los costos anuales de producción son considerados prácticamente fijos, dado que los costos son poco dependientes del nivel de producción. A su vez, la producción depende del viento (que la consideramos del promedio del estudio realizado en los últimos 7 años).

En el siguiente cuadro se presentan los costos estimados de producción. Este apartado es el que más incertidumbre presenta respecto del estudio económico. Esto se debe principalmente a que se



trata de un proyecto nuevo con escasas experiencias previas en Argentina.

Costos de Producción	Cantidad	Mensual U\$D	Anual U\$D
Personal Todos los valores son considerando cargas sociales (vacaciones, feriados pagos, ausentismo, enfermedad, accidentes, obra social, aguinaldo, jubilación)			
Personal de dirección	1	4000	48000
Personal de producción y control (dos turnos)	6	9000	108000
Personal de Mantenimiento	3	4500	54000
Costos de mantenimiento Mantenimiento preventivo y correctivo			200000
Costos de servicios Internet, limpieza de oficinas, agua, traslado de personal		1500	18000
Servicio de contabilidad y legales		1500	18000
Alquiler del terreno			200
Costo de depreciación Por línea recta			1387393
Total			1833593

6.2 Implantación de 2 granjas de 200 aerogeneradores.

Teniendo el diseño, el rendimiento del conjunto que compone el aerogenerador y la frecuencia de tiempo por año del viento discretizado en velocidades, se determina la producción eléctrica.



velocidad [m/seg] a 85 metros	velocidad [m/seg] a 25 mts	Frecuencia [%]	Potencia [w]	Horas por año	KWh (anuales)
0	0	0,972	0		
0,5	0,391	1,02	4,334		
1	0,782	1,426	34,677		
1,5	1,174	1,897	117,035		
2	1,565	2,644	277,416		
2,5	1,957	3,18	541,830		
3	2,348	3,699	936,282	324,0324	303,3858
3,5	2,740	4,187	1486,781	366,7812	545,3235
4	3,131	4,382	2219,335	383,8632	851,9213
4,5	3,523	4,608	3159,952	403,6608	1275,5491
5	3,914	4,77	4334,640	417,852	1811,2381
5,5	4,305	4,916	5769,406	430,6416	2484,5464
6	4,697	5,014	7490,258	439,2264	3289,9193
6,5	5,088	4,868	9523,205	426,4368	4061,0450
7	5,480	4,901	11894,253	429,3276	5106,5312
7,5	5,871	4,705	14629,411	412,158	6029,6289
8	6,263	4,673	17754,687	409,3548	7267,9664
8,5	6,654	4,457	21296,088	390,4332	8314,6999
9	7,046	4,089	25279,623	358,1964	9055,0699
9,5	7,437	3,667	29731,298	321,2292	9550,5613
10	7,828	3,375	34677,123	295,65	10252,2915
10,5	8,220	3,115	40143,105	272,874	10954,0096
11	8,611	2,693	46155,251	235,9068	10888,3376
11,5	9,003	2,466	50000	216,0216	10801,08
12	9,394	2,108	50000	184,6608	9233,04
12,5	9,786	1,816	50000	159,0816	7954,08
13	10,177	1,621	50000	141,9996	7099,98
13,5	10,569	1,394	50000	122,1144	6105,72
14	10,960	1,199	50000	105,0324	5251,62
14,5	11,351	1,037	50000	90,8412	4542,06
15	11,743	0,907	50000	79,4532	3972,66
15,5	12,134	0,777	50000	68,0652	3403,26
16	12,526	0,614	50000	53,7864	2689,32
16,5	12,917	0,517	50000	45,2892	2264,46
17	13,309	0,436	50000	38,1936	1909,68
17,5	13,700	0,387	50000	33,9012	1695,06
18	14,092	0,322	50000	28,2072	1410,36
18,5	14,483	0,225	50000	19,71	985,5



19	14,875	0,209	50000	18,3084	915,42
19,5	15,266	0,16	50000	14,016	700,8
20	15,657	0,127	50000	11,1252	556,26
20,5	16,049	0,095	50000	8,322	416,1
21	16,440	0,095	50000	8,322	416,1
21,5	16,832	0,062	50000	5,4312	271,56
22	17,223	0,046	50000	4,0296	201,48
22,5	17,615	0,03	50000	2,628	131,4
23	18,006	0,03	50000	2,628	131,4
23,5	18,398	0,014	50000	1,2264	61,32
24	18,789	0,014	50000	1,2264	61,32
24,5	19,180	0,014	50000	1,2264	61,32
< 25	19,572	0,02	0		

Estos resultados se obtuvieron utilizando los siguientes valores de referencia:

Rugosidad del terreno α	0,2
Altura de eje [m]	25
factor de altura	0,782896257
Área interceptada [m ²]	377,6
Densidad del aire kg/m ³	1,15
K_t (coeficiente total) = $K_1.K_2.K_3.K_4.K_5$	0,332836224
K_1 = c_p de la pala	0,38
K_2 = Coeficiente de eficiencia del eje	0,98
K_3 = Coeficiente de eficiencia de la caja	0,96
K_4 = Coeficiente de eficiencia del generador	0,98
K_5 = Coeficiente de guiños y ráfagas	0,95

Potencia eléctrica generada (unidad watt):

$$Potencia\ electrica = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot K_t \cdot V^3$$

Siendo:

A: área interceptada [m²].

ρ : densidad del aire [kg/m³].

K_t : coeficiente total de rendimiento.



V: velocidad del viento a la altura de rotor.

Se obtiene como resultado, una producción anual de 165,28 MWH por cada aerogenerador, es decir una producción anual total (de los 400 aerogeneradores) de 66.112 MWH. A este valor hay que afectarlo por el rendimiento de la transformación de 380V a 132kv que es de 0.98.

La energía vendida a Cammesa será de 64.789,7 MWH anualmente a un valor de 71 U\$D/MWH.

Los ingresos por ventas anuales dan como resultado U\$D 4.600.072.

6.3 Rentabilidad del proyecto.

Se analiza la rentabilidad del proyecto sin importar la estructura de financiamiento (se asume que todo el capital es “propio”).

En este apartado se analiza la relación que existe entre el beneficio obtenido por la actividad y la inversión realizada sobre la misma.

Impuestos

Neuquén aprobó por Decreto (9 de abril 2019) su adhesión a la ley nacional 27.191 sobre fuentes renovables, lo que implica impuesto sobre los ingresos brutos: alícuota 0% (cero) para la actividad de generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de fuentes renovables durante los primeros 5 (cinco) años.

La tasa de impuesto total vigente actualmente para este tipo de proyecto es de 30% sobre el beneficio neto antes de los impuestos.



Cuadro de fuentes y usos de fondos

	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	año 6	año 7	año 8	año 9	año 10
Fuentes										
Capital propio	15489850									
Ventas netas del la electricidad	4600072	4600072	4600072	4600072	4600072	4600072	4600072	4600072	4600072	4600072
Total A	20089922	4600072								
Usos										
activos fijos (Inversión fija mas terreno)	15415484									
Capital de trabajo	74366									
Costos de producción	1833593	1833593	1833593	1833593	1833593	1833593	1833593	1833593	1833593	1833593
Total B	17323443	1833593								
BNAI= Fuentes-usos	2766479	2766479	2766479	2766479	2766479	2766479	2766479	2766479	2766479	2766479
Impuestos % 30	829943,7	829943,7	829943,7	829943,7	829943,7	829943,7	829943,7	829943,7	829943,7	829943,7
Beneficio neto	1936535	1936535	1936535	1936535	1936535	1936535	1936535	1936535	1936535	1936535
Depreciacion	1387393	1387393	1387393	1387393	1387393	1387393	1387393	1387393	1387393	1387393
Flujo de caja	3323928	3323928	3323928	3323928	3323928	3323928	3323928	3323928	3323928	3323928

Cuadro 99: cuadro de fuentes y usos de fondos (valores en U\$D).

Para la determinación de si el proyecto es rentable, se utilizan los valores presente y tiempo de repago.

El dinero se valoriza a través del tiempo a una cierta tasa de interés. Para trasladar capitales de un periodo de tiempo a otro, ya sea anterior o posterior, se hace uso de la matemática financiera. El método “Valor presente” compara los valores presentes de todos los flujos de caja con la inversión total original. El valor presente es la cantidad adicional de dinero a la inversión total que seria requerida al inicio del proyecto para que, usando una tasa de interés preasignada, se logren producir flujos de caja iguales (y al mismo tiempo) a los generados por el proyecto.

$$VP = -I_T + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j}$$

Donde:

FC_j: Flujo de caja en el periodo j



I_T : Inversión total (U\$D 15.415.484)

i : Tasa de interés o tasa de rentabilidad mínima aceptable (20%)

n : Vida útil (10 años)

Al flujo de caja “n” se le tiene que sumar el capital de trabajo (U\$D 74.366) y valor de reventa o residual al final de la vida útil (U\$D 1.541.548)

$$Vp = -1219030$$

Este valor negativo nos indica que, para una tasa de 20%, el proyecto no sería rentable para dicha expectativa u “oportunidad del capital”.

La tasa interna de retorno (TIR) corresponde a aquella tasa de descuento que hace que el VP del proyecto sea igual a cero, dado como resultado:

$$TIR = 17,69 \%$$

Teniendo en cuenta que este valor es cercano a 20%, sería adecuado seguir adelante con una evaluación más precisa, con valores de costos más acotados, dado que para este trabajo se utilizaron valores de fuentes secundarias, y presupuestos de autopartes con un precio de compra por unidad (en compras al por mayor, se consiguen precios más bajos).

Por otra parte, en este análisis solo se consideraron los primeros 10 años de vida, siendo la vida nominal de diseño de 20 años (por incertidumbre, solo se analizaron solo 10 años). Sin grandes costos de mantenimiento, se sigue generando gran cantidad de ganancias.

El tiempo de repago es el mínimo periodo de tiempo, teóricamente necesario, para recuperar la inversión original en forma de flujos de caja del proyecto.

$$n_R(\text{años}) = \frac{\text{Inversión fija depreciable}}{\text{Flujo de caja promedio/año}}$$



$$n_R = 4,17 \text{ [años]}$$

Un tiempo de repago menor a la mitad de la vida total del proyecto es considerado un valor aceptable, por lo que se propone seguir adelante con la evaluación.



Conclusiones

A partir del proyecto realizado se desprenden varios puntos a analizar:

La mayor incertidumbre respecto de la integridad estructural (que requeriría un análisis más profundo) se encuentra en la verificación de la fatiga:

- Por una parte, debido a que se seleccionaron valores de ensayos estándar de laboratorio, que difieren de las condiciones reales en cuanto a la rugosidad superficial, complejidad de la geometría, micro estructura, etc.
- Por el otro, se realizó un análisis desde un lado conservador, aumentando la amplitud sinusoidal (con cargas desde cero a las calculadas), mientras que, en la práctica, los ciclos de fatiga debidos a la no uniformidad del viento difieren de una sinusoidal perfecta.

Un apartado muy importante que no se analizó en este trabajo (solo se tuvo en cuenta en el estudio económico), es el sistema de control, el cual es una parte fundamental para el correcto funcionamiento ya que es el encargado de que el aerogenerador trabaje de forma autónoma, y emita una alerta en caso de un funcionamiento anormal. En el caso del proyecto, su costo se calculó a partir de tablas, como el 15% del valor del equipo instalado.

El desarrollo de este proyecto cuenta con ciertas limitaciones también, respecto de la optimización y diseño, debidas principalmente a las horas hombre empleadas en el mismo. Para un desarrollo más óptimo y con menor incertidumbre, se requiere de un análisis más detallado de cada componente.

Teniendo en cuenta que se trata de un proyecto a pequeña escala, con tan solo 400 aerogeneradores, una producción más seriada y a mayor escala, supone traer aparejado una reducción de los costos que conllevaría una mayor rentabilidad.



Como conclusión final, podemos decir que el proyecto queda sujeto a un análisis más profundo de algunos componentes. Una mayor cantidad de recursos económicos, nos permitiría realizar ensayos y prototipos para ajustar-mejorar el diseño para una posible puesta en práctica del proyecto. Obtener datos de fuentes primarias de proveedores nos permitiría obtener una incertidumbre menor respecto del estudio económico y de esta manera poder decidir si el proyecto es rentable o debe ser descartado.



Bibliografía

[1] (17/10/2020: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/la-generacion-de-energia-de-fuentes-renovables-alcanzo-cubrir-el-79-de-la-demanda-electrica>)

[2] *Administración Nacional de Aviación Civil* (29/10/2020: http://www.anac.gov.ar/anac/web/uploads/infraestructura_y_aerod/aerodromos/f-110-02-anexo-ii-requisitos-de-se-alamiento.pdf)

[3] *Agencia de Inversiones del Neuquén* (19-05-21: <http://www.web.adinqn.gov.ar/sectores/energeticos/eolico/cerrosenillosa100mw/>)

[4] Norma UNE-EN IEC 61400 (especifica los requisitos esenciales de diseño para garantizar la seguridad de los aerogeneradores).

[5] HUTTE I (1989). *Manual del ingeniero*. (Traducido por Rafael Hernández) (ed. 28°). Barcelona: Gustavo Gili.

A.P. Guliáey (1983). *Metalografía Tomo 1*. (traducido por Antonio Molina Garcia) (segunda ed.). URSS: MIR-MOSCU.

MANCILLA E.A.-LEON PICO J.G. (2012). *Ejes y Arboles-Manual De Diseño*. Colombia: Santander.

RICARDO R.HERTIG (1978). *Mecánica teórica*. (ed.4). Buenos Aires: El Ateneo.

GEORGE E. MASE (1970). *Mecánica del medio continuo*. Mexico: McGRAW-HILL.

CASILLAS A.L. (1975). *Cálculos de taller*. (ed. 28). Madrid: Maquinas.

Sitios web consultados

Subsecretaría de Energías Renovables-Ministerio de Energía y Minería (17/10/2020: <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3876>)



Proveedor de palas de fibra de vidrio H-10.5 (10/07/2020:
https://es.made-in-china.com/co_qd-greef/product_Fiberglass-Blade-for-Horizontal-Axis-Wind-Turbine-Blade_eunyrruyy.html)

Proveedor de alternador modelo JDG 224F de 58 Kw (10/07/2020:
https://es.made-in-china.com/co_godlikepower/product_Ce-Factory-Sell-48-Kw-60kVA-Stamford-Brushless-Generator-JDG224E_heyeyhyy.html)

Aceros para Construcción Mecánica (03/03/2021:
<http://www.rodrimataceros.com.ar/producto/aceros-para-construccion-mecanica>)



UNIVERSIDAD NACIONAL
de MAR DEL PLATA



***Desarrollo Técnico-Económico de
Proyecto Eólico en la Patagonia***

ANEXO CALCULOS

Autor: Martinelli Nicolas Nahuel

Tutor: Ing. Zucal, Ricardo Javier

Evaluadores:

Colombo Diego

Fernández Roberto

López Marcos G

#1

Para determinar el área de barrido del aerogenerador a diseñar, se plantea como hipótesis adquirir potencia nominal para una velocidad de viento de 9 m/s. Este valor se obtiene a partir de observaciones de aerogeneradores diseñados por primeras marcas con Vestas o Gamesa, para zonas de vientos intermedias (velocidad media de 7,6 m/s) como es cerro Senillosa.

Los aerogeneradores de los años 90' (instalados por algunas cooperativas eléctricas en argentina) eran diseñados únicamente para zonas donde la velocidad media de viento, superase los 12 m/s, un ejemplo es el Micon M1500-600/150KW el cual adquiere la potencia nominal a los 14 m/s. Estos modelos no se adaptan a las condiciones de vientos de la provincia de Neuquén, debido a que muy pocas horas al año adquieren potencia nominal, hecho por el cual, se vuelve poco rentable desde el punto de vista económico.

Potencia eléctrica generada (unidad watt):

$$Potencia\ electrica = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot K_t \cdot V^3$$

(Formula general para cualquier tipo de aerogenerador, luego cada diseño tendrá diferentes valores de Kt)

Siendo:

A: área interceptada [m²].

ρ : Densidad del aire [kg/m³].

K_t : Coeficiente total de rendimiento.

V: velocidad del viento a la altura de rotor [m/seg].

Densidad del aire kg/m ³	1,15
Kt (coeficiente total) = K1.K2.K3.K4.K5	0,332836224
K1=cp de la pala	0,38
K2 = Coeficiente de eficiencia del eje	0,98
K3 = Coeficiente de eficiencia de la caja	0,96
K4 = Coeficiente de eficiencia del generador	0,98
K5 = Coeficiente de guiños y ráfagas	0,95

La densidad del aire, corresponde a la de cerro Senillosa, y los valores de rendimiento, son valores promedio de aerogeneradores de eje horizontal y 3 palas.

$$area\ interceptada = \frac{50.000 [w]. 2}{(9[m/s])^3 \cdot 1.15 \left[\frac{kg}{m^3}\right] \cdot 0,3328} = 358 [m^2]$$

#2

De las chavetas utilizadas, solo se determina la de la unión buje-eje principal. Las restantes, quedan definidas por los fabricantes de la caja multiplicadora y el del alternador.

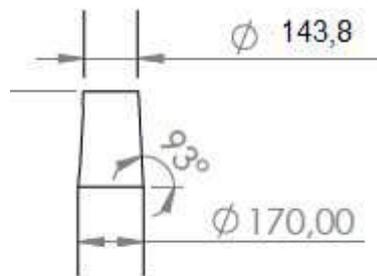
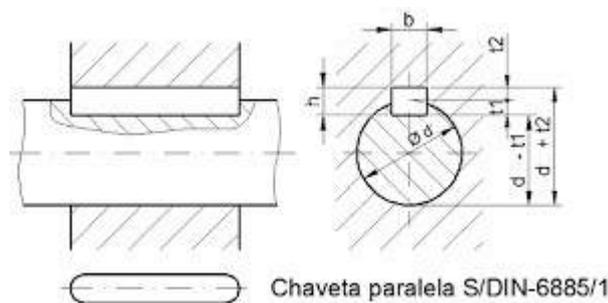


Figura 1

El diámetro menor del cono a enchavetar tiene 143,8 mm (este diámetro fija el ancho y alto de la chaveta utilizando una tabla de recomendación de la norma DIN).



Ø eje d mm desde- hasta	Medidas chaveta b x h mm	Medidas del chavetero en el cubo				Medidas del chavetero en el eje para chavetas paralelas y de cuña		Medidas de los ejes en el cubo de la rueda	
		Chaveta paralela S/DIN 6885/1		Chaveta de cuña S/DIN 6886 y 6887		t ₁ m/m	Tol. admisible (en altura)m/m	Ø m/m desde- hasta	Tol. H-7 m/m
		d + t ₂ m/m	Tol. admisible (en altura)m/m	d + t ₂ m/m	Tol. admisible (en altura)m/m				
17-22	6x6	d+2,6	+0,1	d+2,1	+0,1	3,5	+0,2	10-18	+0,018 0
22-30	8x7	d+3,0		d+2,4		4,1			
30-38	10x8	d+3,4	d+2,8	4,7					
38-44	12x8	d+3,2	d+2,6	4,9					
44-50	14x9	d+3,6	d+2,9	5,5					
50-58	16x10	d+3,9	d+3,2	6,2					
58-65	18x11	d+4,3	d+3,5	6,8					
65-75	20x12	d+4,7	d+3,9	7,4					
75-85	22x14	d+5,6	d+4,8	8,5					
85-95	25x14	d+5,4	d+4,6	8,7					
95-110	28x16	d+6,2	d+5,4	9,9	+0,3	180-250	+0,046 0		
110-130	32x18	d+7,1	d+6,1	11,1					
130-150	36x20	d+7,9	d+6,9	12,3					
150-170	40x22	d+8,7	d+7,7	13,5					
170-200	45x25	d+9,9	d+8,9	15,3					
200-230	51x28	d+11,2	d+10,1	17					
230-260	56x32	d+12,9	d+11,8	19,3					
260-290	63x32	d+12,6	+0,3	d+11,5		+0,3	19,6	315-400	+0,057 0
								400-500	+0,063 0



**Zonas de tolerancia
en el ancho de los chaveteros**

Tipo de ajuste	chavetero eje	chaveteo rueda
A presión (forzado) <i>forced</i>	P9	P9
Ligero	N9	J9
Deslizante	H8	D10

La chaveta deberá dimensionarse de manera que pueda transmitir el mismo momento o par de torsión que el eje correspondiente. Por ello, la longitud de dicha chaveta deberá ser, como mínimo, igual a 1,5 veces el diámetro del eje. Los chaveteros de eje y rueda deberán tener bordes redondeados (en todos los sentidos) para evitar la formación de grietas y

www.cadarsa.es/Pag72.htm

Tabla 1

Para diámetros de 130-150 mm la norma recomienda una sección de 36x20 mm.

Es una unión cónica, para simplificar los cálculos, se va a considerar una unión cilíndrica tomando como base, el diámetro menor donde comienza la chaveta (145mm) resultando en un cálculo conservador.

Un factor de seguridad, para uniones con chaveta aceptable, es 3.

Falla por cizallamiento:

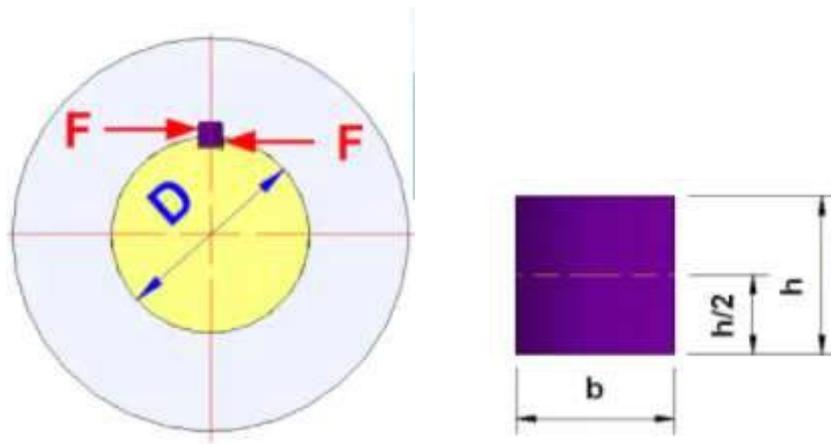


Figura 2

$$F = \frac{2 M}{D}$$

Siendo

F: fuerza

M: momento

D: diámetro

La tensión en la sección de corte es:

$$\tau = \frac{F}{A} = \frac{2 M}{D \cdot A}$$

Siendo:

A: área de corte de la claveta (Línea punteada de figura 2)

Utilizando el criterio de Tresca (que propuso que la plastificación se alcanza cuando la tensión tangencial máxima, en un punto de un sólido, alcanza un valor igual a la mitad del límite elástico, obtenido en el ensayo de tracción del material), aplicado a materiales dúctiles, la longitud necesaria para que no produzca falla considerando coeficiente de seguridad n_s será:

$$l \geq \frac{2 M n_s}{\tau \cdot D \cdot b}$$

El esfuerzo cortante permisible según el código ASME es más pequeño que el criterio de Tresca, siendo el 30% del límite elástico.

El material utilizado en la chaveta es un SAE 1035, con un límite elástico de 333,2 Mpa.

$$\tau = 0,3 \cdot 333,2 = 99,96 \text{ Mpa}$$

$$l \geq \frac{2 \cdot 8598 [N \cdot m] \cdot 3}{99,96 \left[\frac{N}{mm^2} \right] \cdot 145 [mm] \cdot 36 [mm]} = 0,0988 [m] = 98,8 [mm]$$

Falla por aplastamiento:

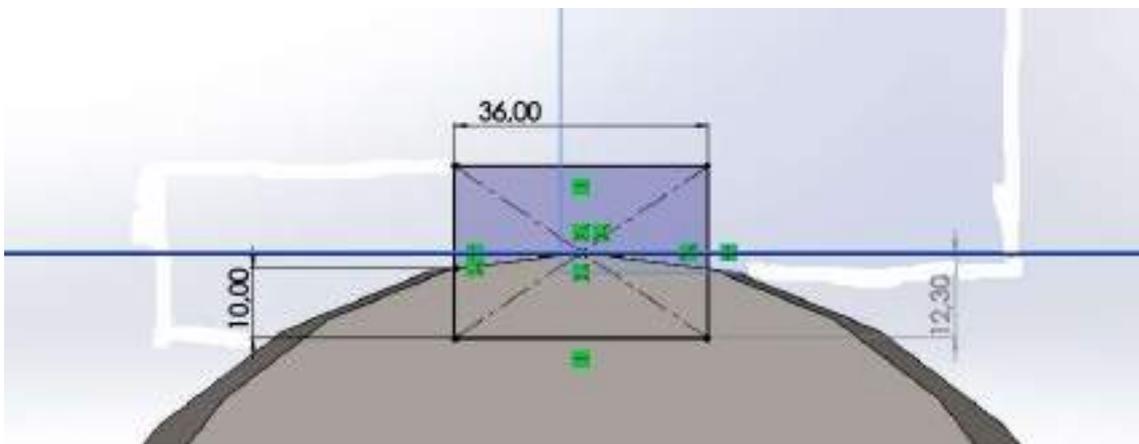


Figura 3

Tensión de compresión sobre las caras laterales de la chaveta:

$$\sigma_{aplast} = \frac{F}{A_{aplast}}$$

$$\sigma_{aplast} = \frac{2 \cdot M}{D \cdot l \cdot \frac{h}{2}}$$

$$l \geq \frac{2 \cdot M \cdot ns}{D \cdot \frac{h}{2} \cdot \sigma_{aplast}}$$

Donde la tensión admisible de aplastamiento se considera 2 veces la del límite elástico.

$$l \geq \frac{2 \cdot 8598 [N \cdot m] \cdot 3}{145 [mm] \cdot 10 [mm] \cdot 666,4 \left[\frac{N}{mm^2} \right]} = 0,0533 [m] = 53,3 [mm]$$

La longitud mínima queda determinada por el corte, y la misma es de 98,8 mm de longitud efectiva. Los extremos redondeados son despreciables en cuanto al largo de la chaveta 36 [mm] (dos radios en cada extremo), por lo tanto, el largo de chaveta a seleccionar es DIN 6885 A 140x36x20.

#3

A modo de ejemplo se muestra la aplicación SolidWorks con las cargas, condiciones de contorno, y parámetros utilizados.

Se plantea el conjunto buje-eje principal como demostración, pero, misma metodología y razonamiento se aplica al resto de componentes del aerogenerador.

En primer lugar, se analizan las cargas intervinientes provenientes de las palas.

Los valores de carga fueron determinados en el capítulo 5, donde las cargas actuantes transmitidas desde el soporte de pala a través de los rodamientos al buje son: el peso de palas, fuerza centrífuga, momento torsor y carga axial ejercida por el viento.

La carga actuante sobre los apoyos de los rodamientos en el buje es determinada de manera manual, utilizando sumatoria de fuerza y de momento igual a cero.

Se calcula de manera independiente para cada uno de los ejes (x,y,z) para luego introducirlas en el programa.

Por la disposición de los rodamientos (cónicos dispuestos espalda con espalda), solo uno de los dos es el que soporta las cargas axiales al eje longitudinal de la pala. Por la magnitud de la fuerza centrífuga, que es la que predomina en todo momento, el rodamiento interno del buje es el que soporta la carga axial.

De las tres posiciones de las palas, se plantea en este anexo el cálculo de sumatoria de fuerza y momento igual a cero en el caso de la pala que pasa por la posición inferior. Con el mismo proceder, se calculan las otras dos posiciones teniendo en cuenta el cambio de dirección relativo (mirado desde el buje) del peso.

Las cargas actuantes son multiplicadas por un factor de 1,35 (factor de seguridad).

De forma vertical (eje Y) hacia abajo actúa el peso y la fuerza centrífuga cuyos valores son los siguientes:

$$Fuerza\ del\ peso = 1,35.280[kg].9,8\left[\frac{m}{seg^2}\right] = 3704\ [N]$$

$$Fuerza\ centrífuga = 1,35.55213[N] = 74537\ [N]$$

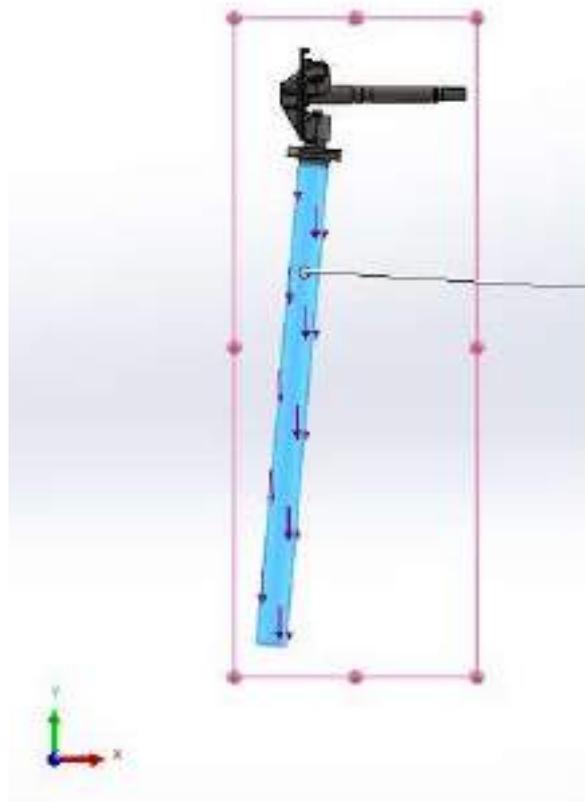


Figura 4

Desde la perspectiva del plano Y-X en dirección eje X (carga que actúa de manera frontal al plano del rotor) tenemos la carga axial ejercida por el viento, y un componente generado por la leve conicidad de 5° grados que desplaza en centro de gravedad de la pala (conicidad que tiene el objetivo de compensar la flexión de las palas a plena carga y que estas no colisionen con la torre).

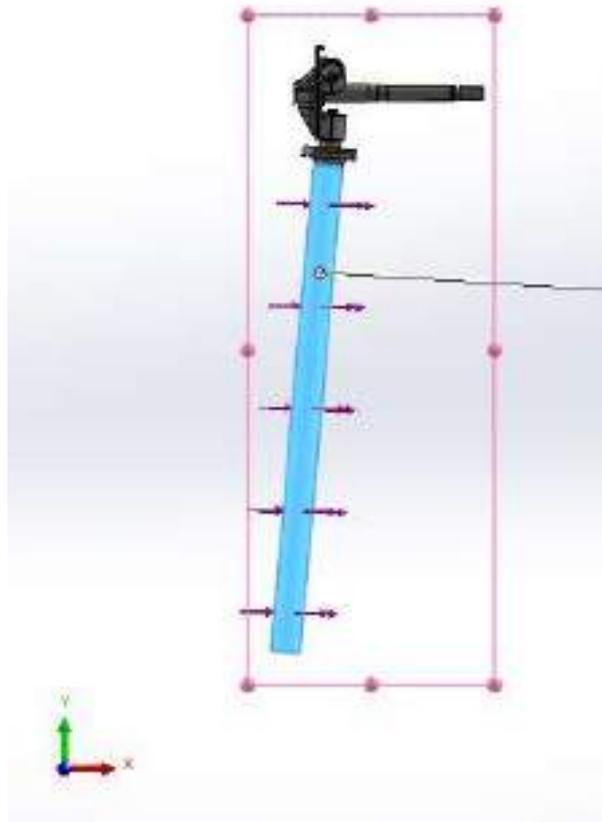


Figura 5

La carga axial total del viento es de 17.534 [N] distribuida en partes iguales entre las 3 palas, actuando 5844 [N] en cada una de ellas (se considera que la carga axial es aplicada a 4,5 metros de la base de la pala, y a 5 metros del eje de giro, desplazada de su centro debido a su mayor área en la base de la pala).

$$Carga\ axial = 1,35 \cdot 5844 [N] = 7890 [N]$$

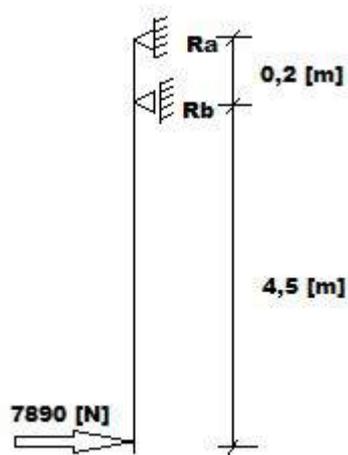


Figura 6

Aplicando sumatoria de fuerza y momento igual a cero obtenemos los valores de las reacciones de los apoyos Ra y Rb.

$$\sum M = 0$$

$$0,2 [m]. Rb - 7890[N]. 4,7[m] = 0$$

$$Rb = 185.415[N]$$

$$\sum F = 0$$

$$7890[N] - Rb + Ra = 0$$

$$Ra = 177.525[N]$$

La pequeña conicidad de 5° genera que el centro de gravedad de la pala se desplace un poco hacia adelante respecto el buje, por lo que la fuerza centrífuga tiene una componente en la misma dirección de la carga axial anterior.

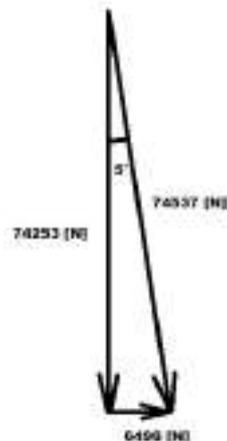


Figura 7

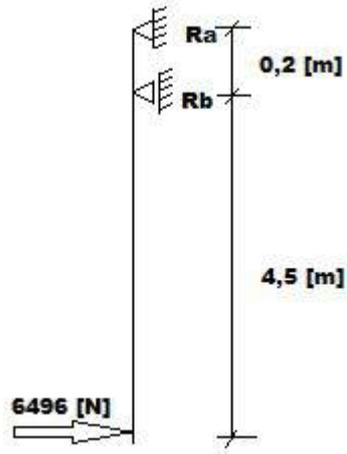


Figura 8

Aplicando sumatoria de fuerza y momento igual a cero obtenemos los valores de las reacciones de los apoyos Ra y Rb.

$$\sum M = 0$$

$$0,2 [m]. Rb - 6496[N]. 4,7[m] = 0$$

$$Rb = 152.656[N]$$

$$\sum F = 0$$

$$6496[N] - Rb + Ra = 0$$

$$Ra = 146.160[N]$$

En el plano Y-Z en dirección Z (dado que el rotor gira de forma antihoraria visto de frente) actúa el momento torsor 8598 [N.m]. Es transmitido en partes iguales por las 3 palas es decir 2866 [N.m] en cada pala.

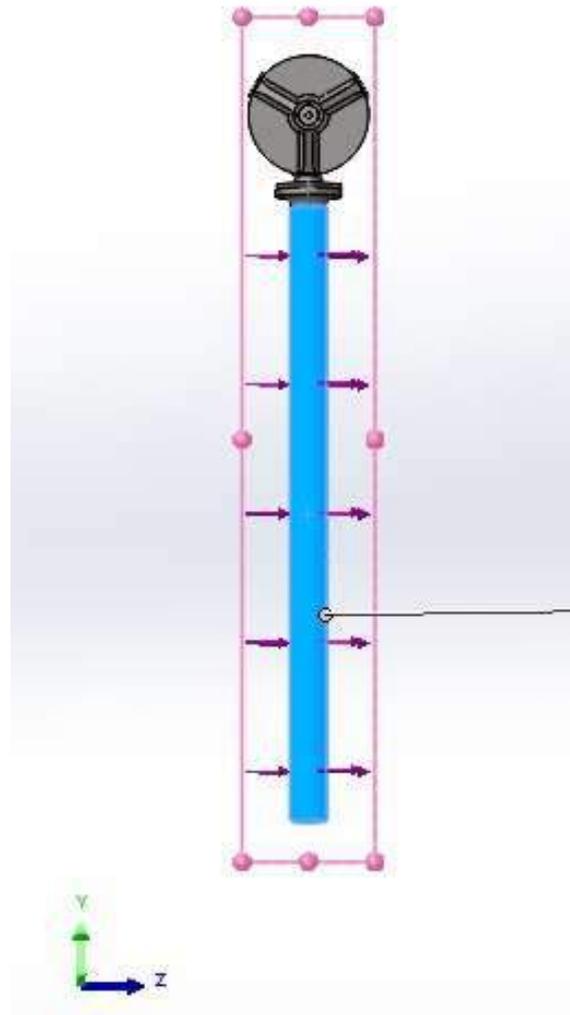


Figura 9

$$\text{Momento torsor} = 1,35 \cdot 2866 \text{ [N.m]} = 3869 \text{ [N.m]}$$

Este momento torsor es equivalente a una fuerza de 773 [N], a una distancia de 5 metros del eje de giro y 4,5m de la base de la pala.

Aplicando sumatoria de fuerza y momento igual a cero obtenemos los valores de las reacciones de los apoyos Ra y Rb.

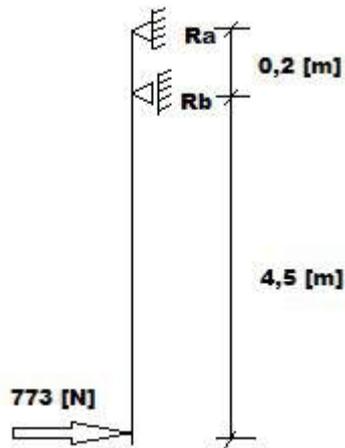


Figura 10

$$\sum M = 0$$

$$0,2 [m]. Rb - 773 [N]. 4,7 [m] = 0$$

$$Rb = 18.165 [N]$$

$$\sum F = 0$$

$$773 [N] - Rb + Ra = 0$$

$$Ra = 17.392 [N]$$

Analizando las direcciones de las fuerzas en los apoyos y las que actúan en la misma dirección, una vez sumadas, se las introduce en el programa SolidWorks.

La carga axial del rodamiento interno queda determinada por la sumatoria de las fuerzas centrífugas, corregidas por los 5° de la conicidad (figura 7) y por el peso.

$$\begin{aligned} \text{Fuerza axial rodamiento interno} &= 74253 [N] + 3704 [N] \\ &= 77957 [N] \end{aligned}$$

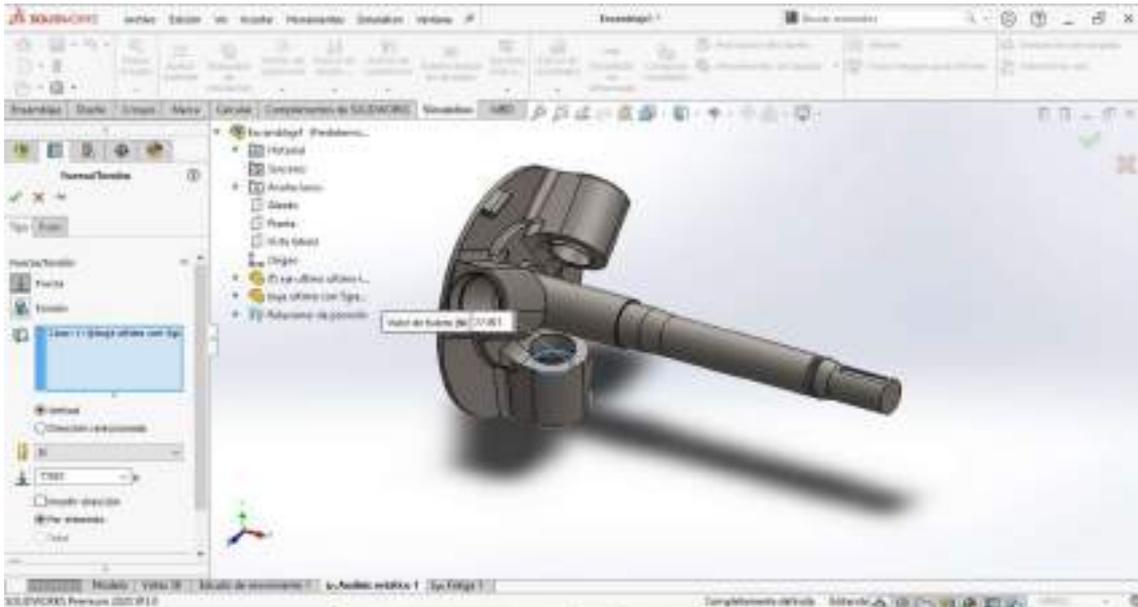


Figura 11

Carga generada por el torque en rodamiento interno:

$$\text{Fuerza direccion} - Z \text{ rodamiento innterno} = 17.392 [N]$$

Carga generada por la carga frontal del viento y la de conicidad:

$$\begin{aligned} \text{Fuerza direccion} - X \text{ rodamiento innterno} \\ = 177.525[N] + 146.160[N] = 323.685[N] \end{aligned}$$

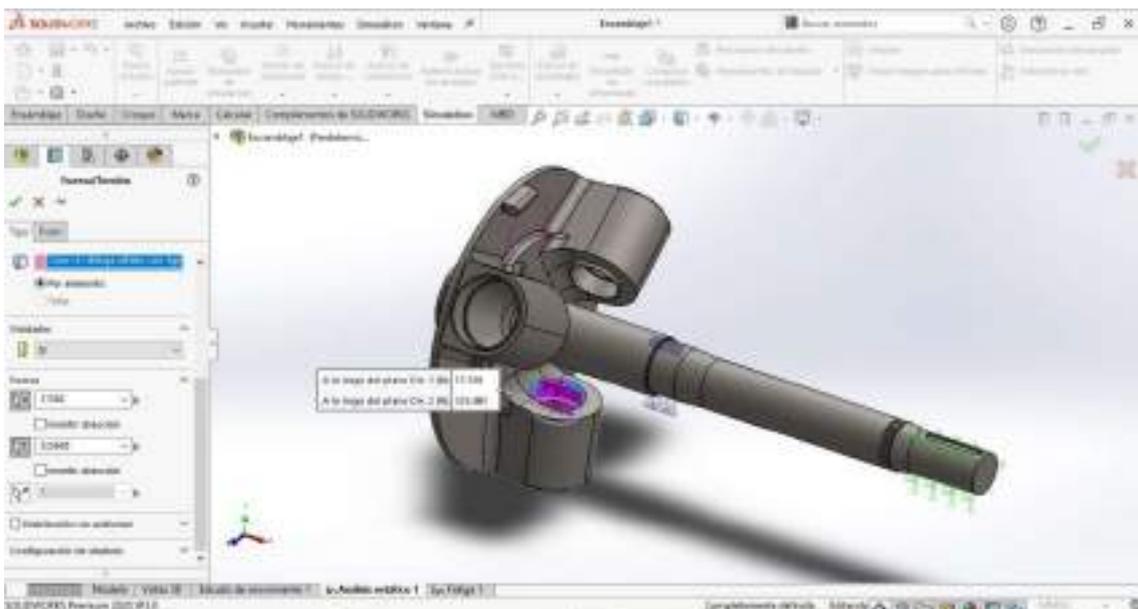


Figura 12

Sobre el rodamiento externo actúan solo cargas radiales.

Carga generada por el torque:

$$\text{Fuerza direccion } Z \text{ rodamiento externo} = 18.165 [N]$$

Carga generada por la carga frontal del viento y por la de conicidad:

$$\begin{aligned} \text{Fuerza direccion } X \text{ rodamiento externo} &= 185.415[N] + 152.656[N] \\ &= 338.071[N] \end{aligned}$$

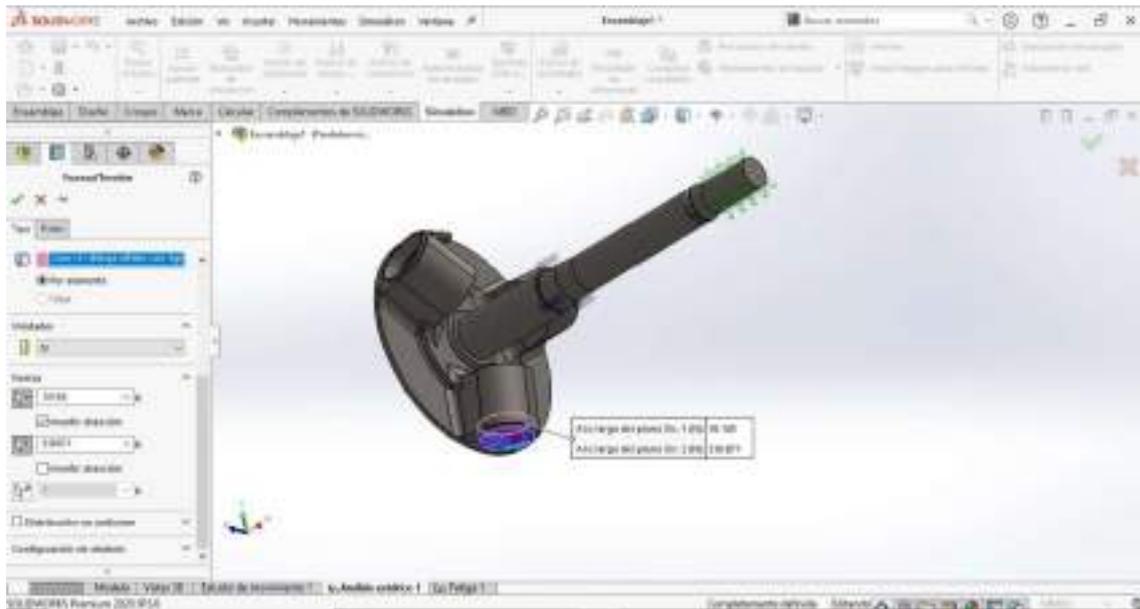


Figura 13

Los pesos del buje y del eje son introducidos en el programa activando la función gravedad, el peso lo determina el programa a partir del material seteado.

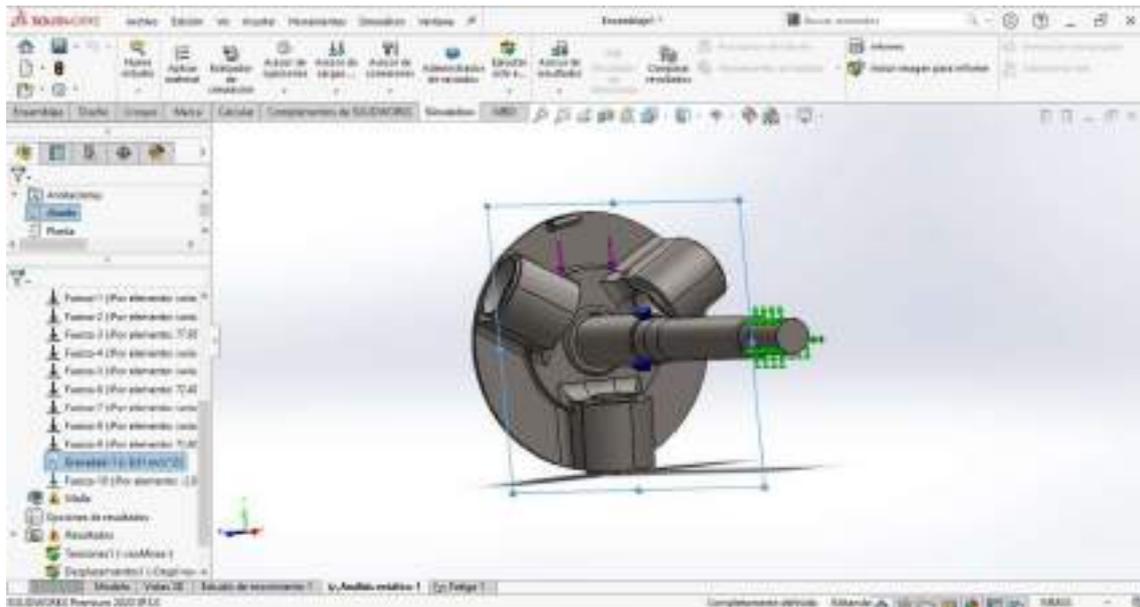


Figura 14

En cuanto a las sujeciones (sobre el eje), de las opciones del programa se utilizó la de soporte de rodamiento para el rodamiento del lado del buje y la de sujeción de geometría fija para el extremo, siendo consideradas las más adecuadas por la restricción que genera el rodamiento más el acople a la caja multiplicadora.

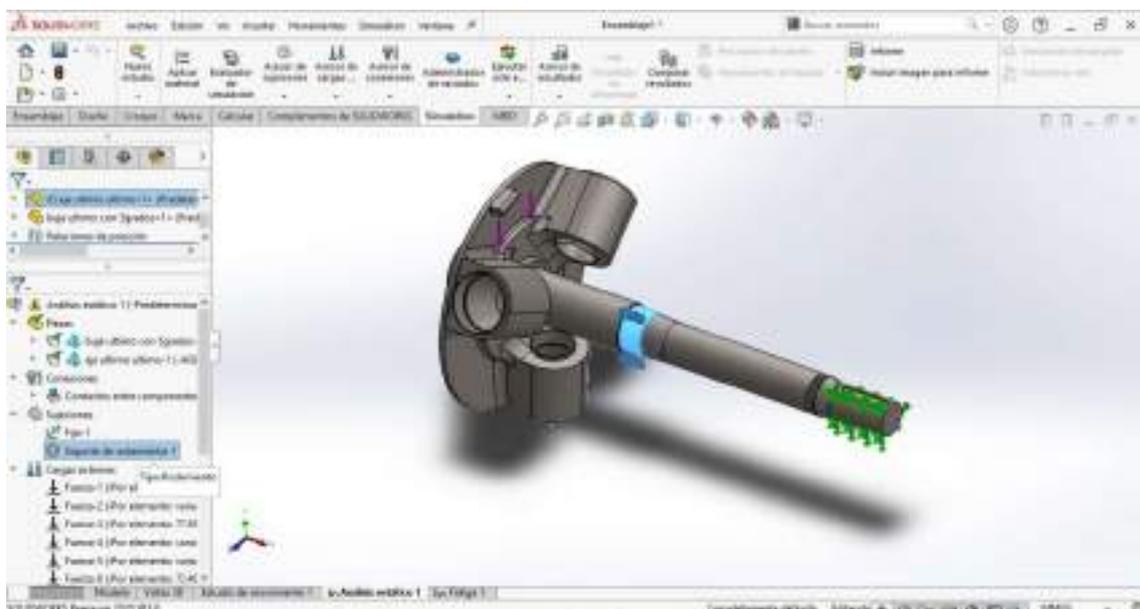


Figura 15

Respecto al mallado, programa define el modo “malla basada en curvatura” por el tipo de pieza, no permitiendo el uso de otras

opciones como la malla estándar o malla basada en curvatura de combinado.

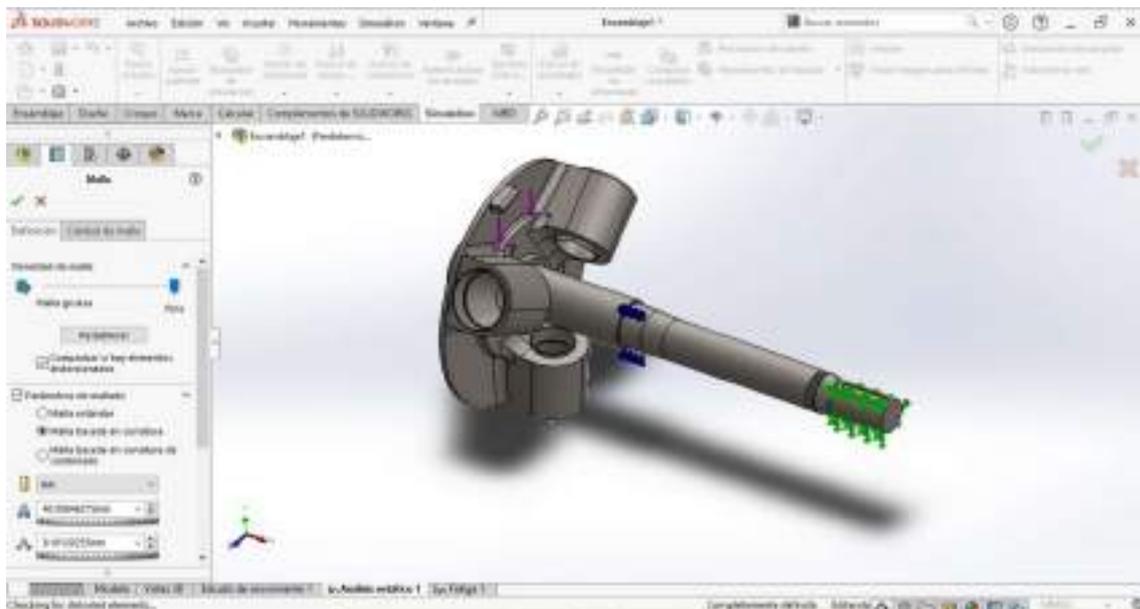


Figura 16

En cuanto a la densidad de malla, no se realizó un estudio exhaustivo, solo se analizaron los resultados arrojados a partir de diferentes densidades, obteniéndose valores prácticamente iguales (para los resultados de este trabajo se utilizó la malla más fina permitida por el programa).

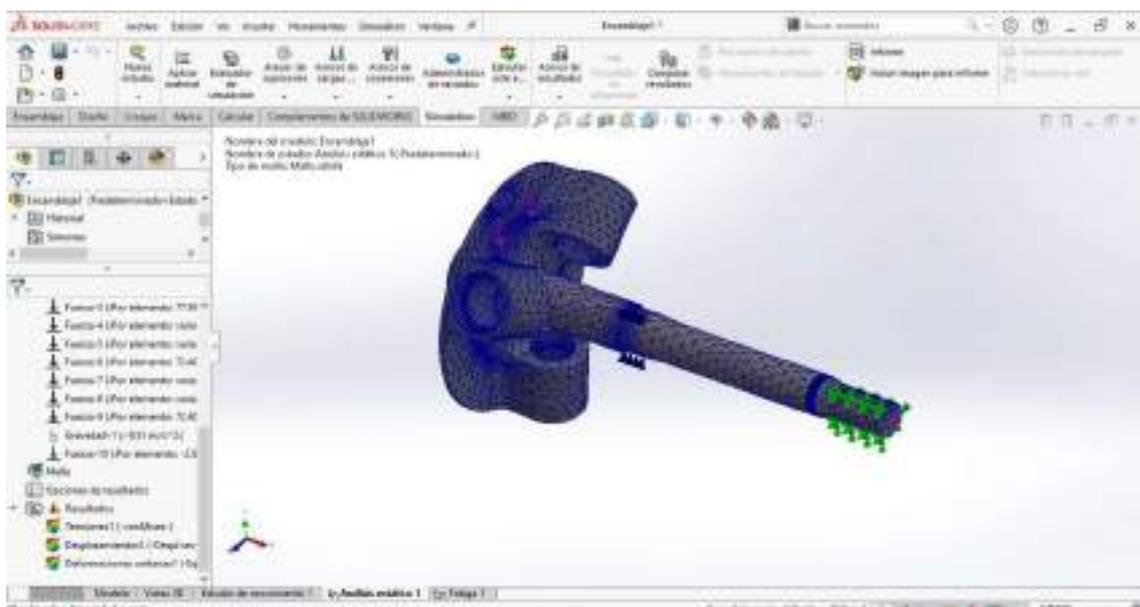


Figura 17

#4

La distribución de los aerogeneradores en cerro Senillosa, se realiza utilizando recomendaciones de distribución como muestra la figura, con adaptaciones en función a la forma del cerro.

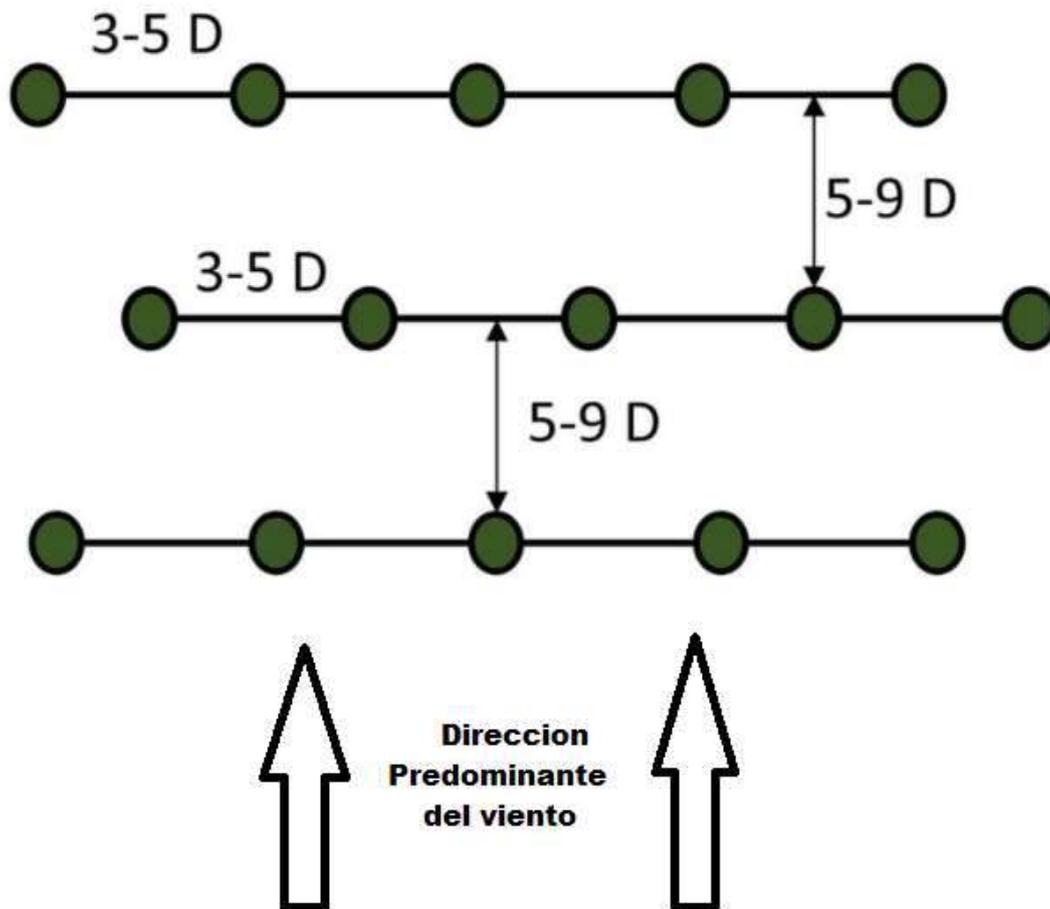


Figura 18



UNIVERSIDAD NACIONAL
de MAR DEL PLATA



***Desarrollo Técnico-Económico de
Proyecto Eólico en la Patagonia***

ANEXO PLANOS

Autor: Martinelli Nicolas Nahuel

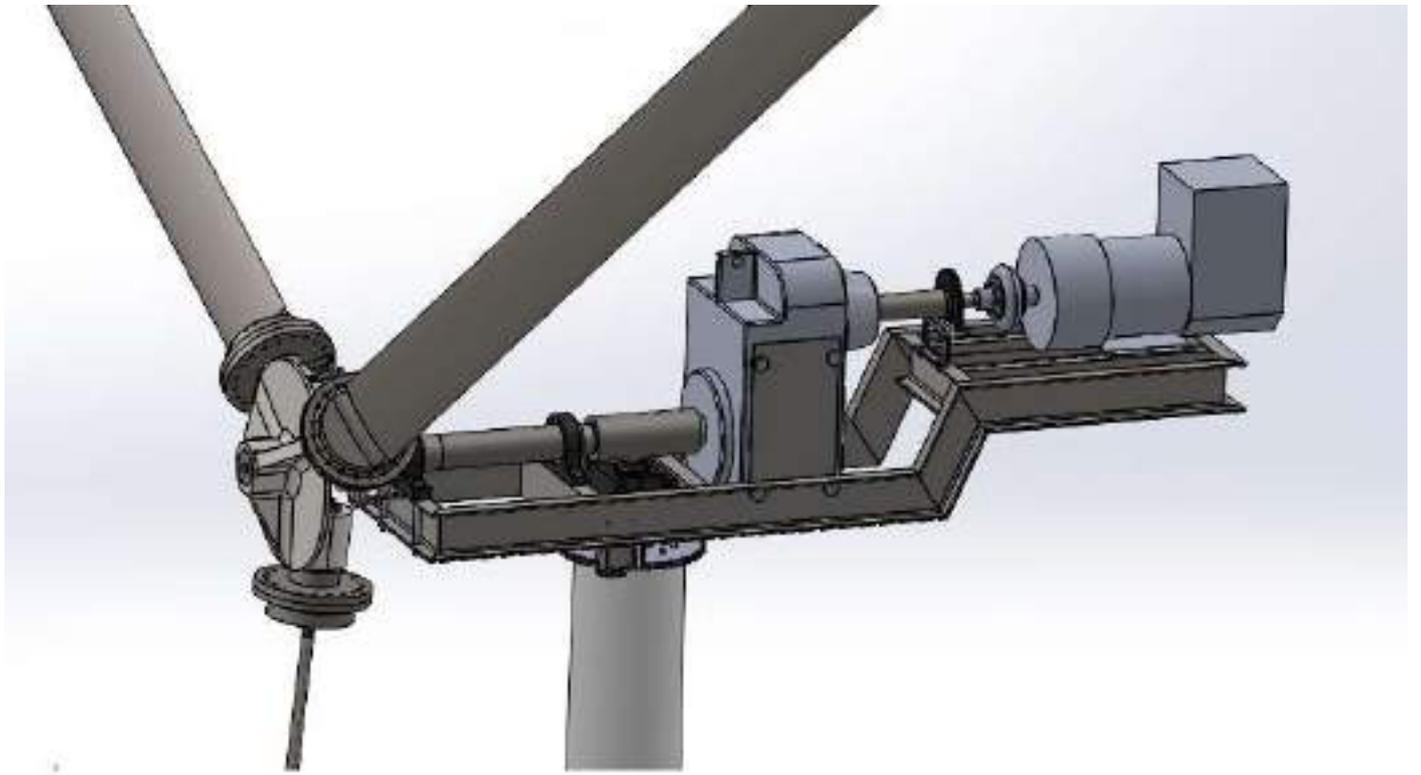
Tutor: Ing. Zucal, Ricardo Javier

Evaluadores:

Colombo Diego

Fernández Roberto

López Marcos G



4 3 2 1

F

F

E

E

D

D

C

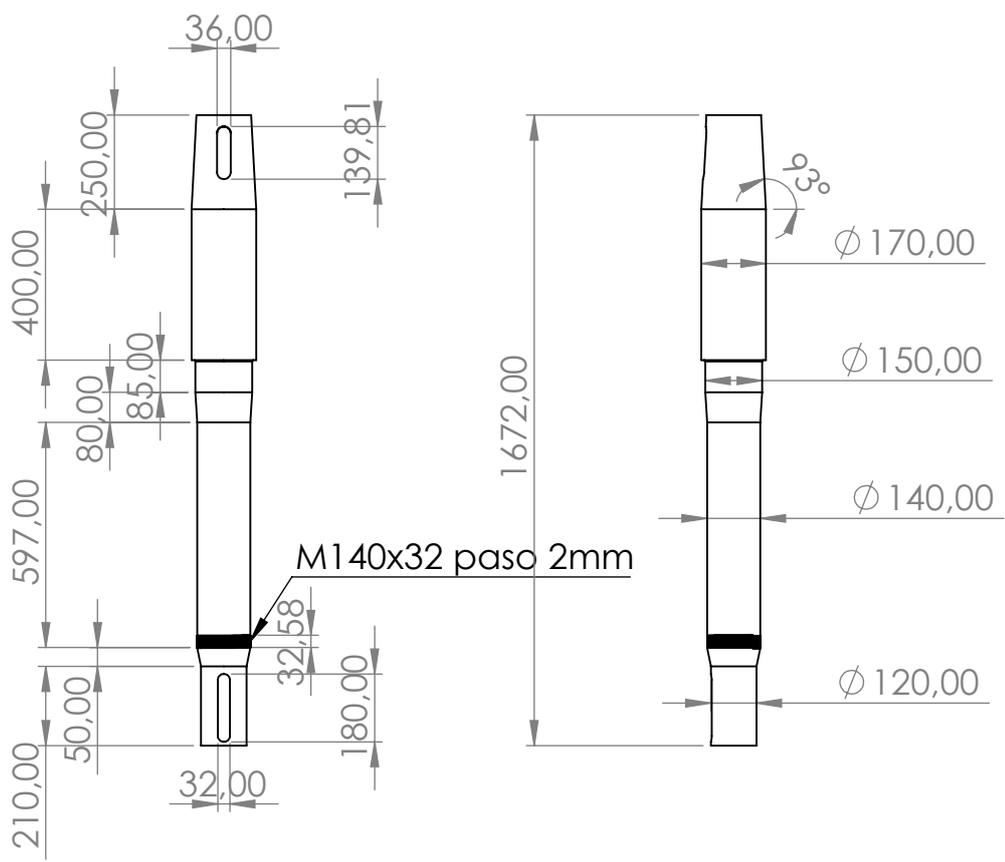
C

B

B

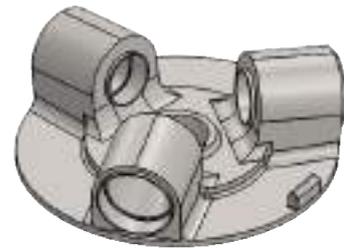
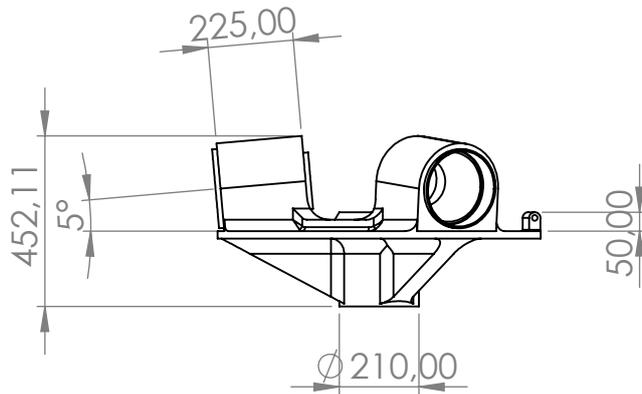
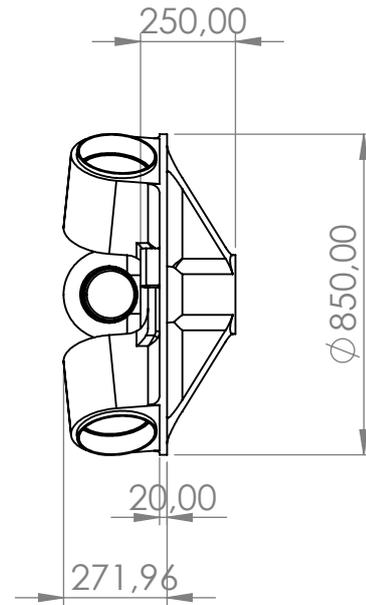
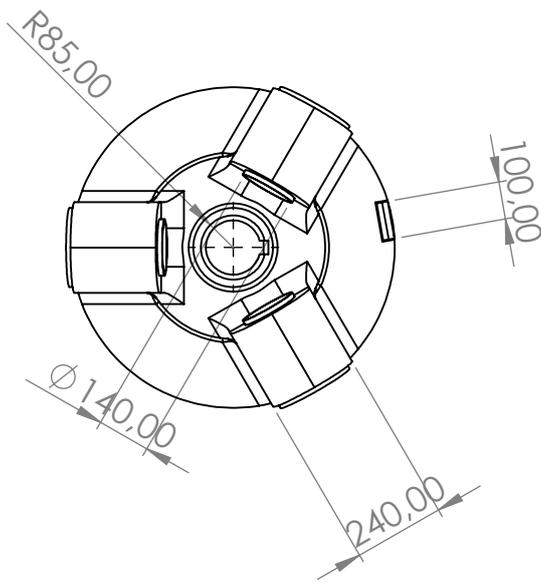
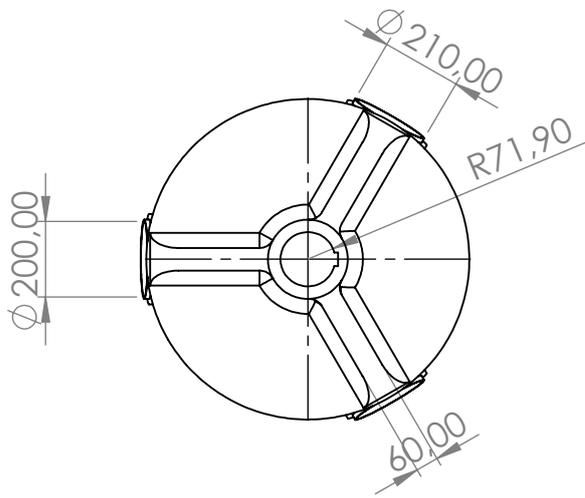
A

A



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM		Nota: Para mäs detalles recurrir al archivo SolidWorks		REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	NO CAMBIE LA ESCALA	REVISIÓN																								
<table border="1"> <thead> <tr> <th>NOMBRE</th> <th>FIRMA</th> <th>FECHA</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>DIBUJ.</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>VERIF.</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>APROB.</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>FABR.</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>CALID.</td><td></td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>				NOMBRE	FIRMA	FECHA		DIBUJ.				VERIF.				APROB.				FABR.				CALID.				TÍTULO: EJE LENTO		
NOMBRE	FIRMA	FECHA																												
DIBUJ.																														
VERIF.																														
APROB.																														
FABR.																														
CALID.																														
MATERIAL: SAE 4140				N.º DE DIBUJO 1		A4																								
PESO: 225 KG				ESCALA: 1:20		HOJA 1 DE 1																								

4 3 2 1



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

Nota:
Para mas detalles recurrir
al archivo solidworks

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

NO CAMBIE LA ESCALA

REVISIÓN

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.			
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			
MATERIAL:			
Fundición			
PESO: 356 kg			

TÍTULO:

Buje

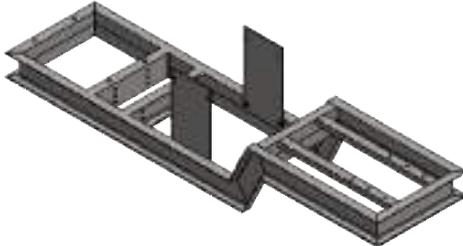
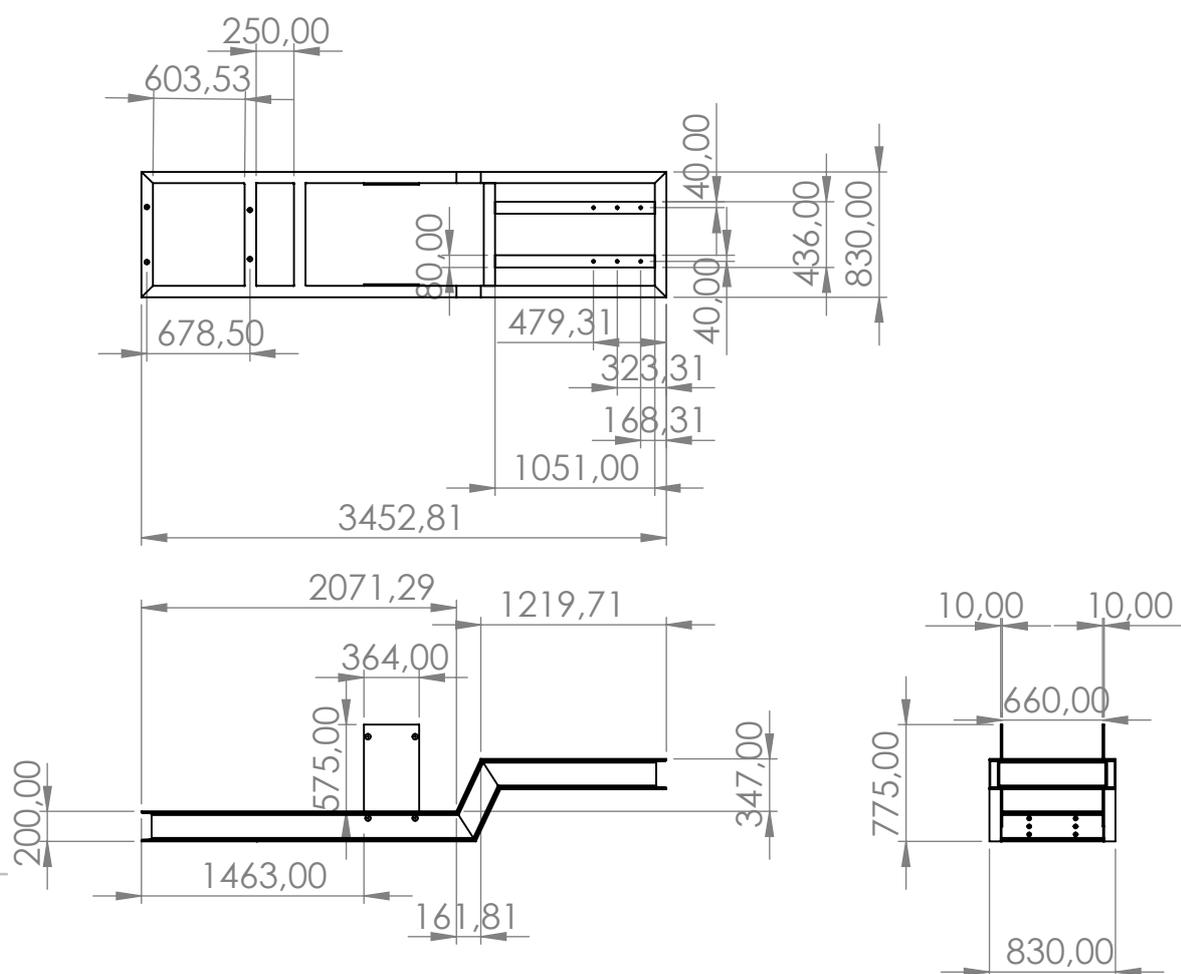
N.º DE DIBUJO

2

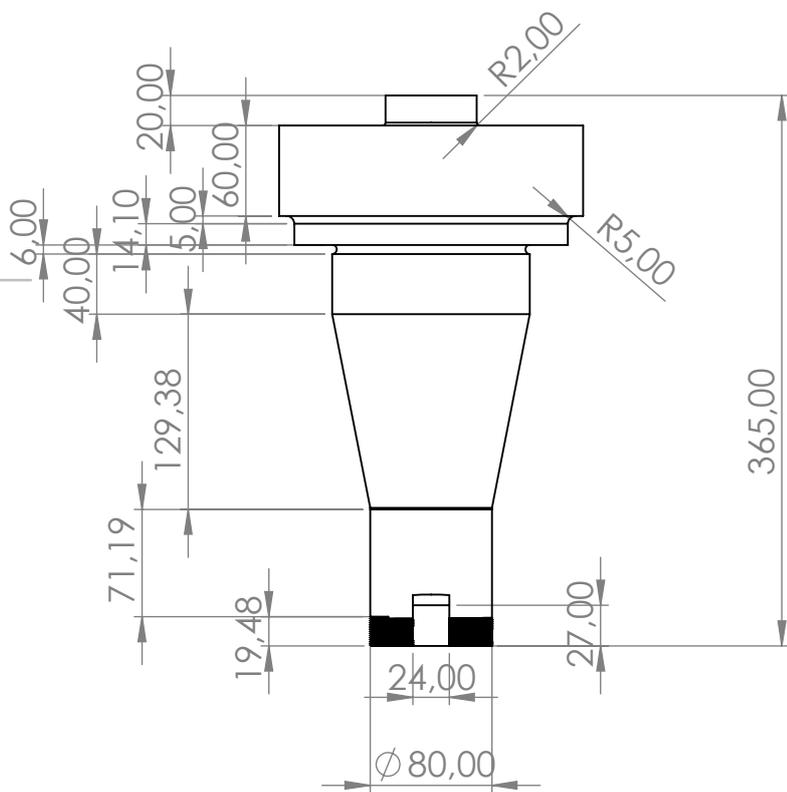
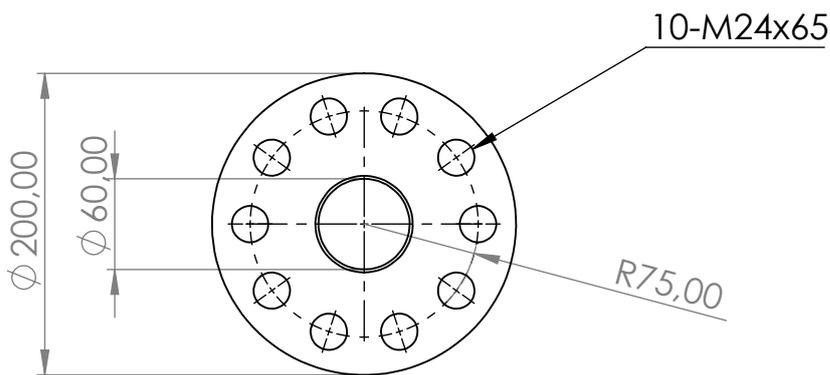
A4

ESCALA:1:20

HOJA 1 DE 1



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM		Nota: Para mäs detalles recurrir al archivo SolidWorks		REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS		NO CAMBIE LA ESCALA		REVISIÓN	
DIBUJ.		FIRMA		FECHA		TÍTULO: Chasis UPN 200			
VERIF.						N.º DE DIBUJO 3			
APROB.						A4			
FABR.						ESCALA:1:50			
CALID.						HOJA 1 DE 1			
				MATERIAL: PERFIL UPN 200					
				PESO: 340 KG.					



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

ACABADO:

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

NO CAMBIE LA ESCALA

REVISIÓN

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.			
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			

TÍTULO:

**Soporte de pala
Eje**

MATERIAL:

SAE 4340

N.º DE DIBUJO

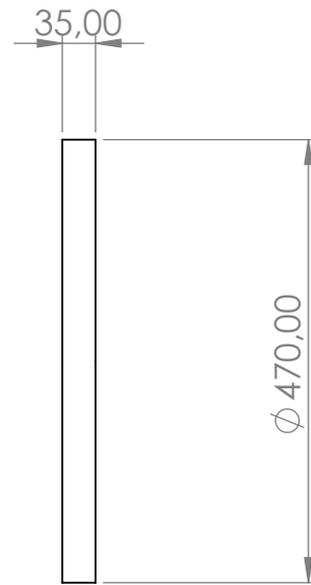
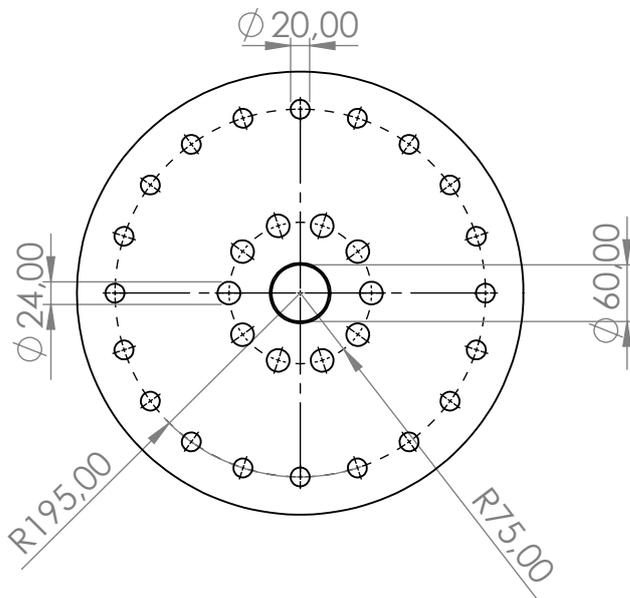
4

A4

PESO: 34,6 kg

ESCALA: 1:5

HOJA 1 DE 1



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

ACABADO:

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

NO CAMBIE LA ESCALA

REVISIÓN

	NOMBRE	FIRMA	FECHA	
DIBUJ.				
VERIF.				
APROB.				
FABR.				
CALID.				
			MATERIAL:	
			Chapa de acero laminada en caliente	
			PESO: 44 kg.	

TÍTULO:

Soporte de pala
Placa

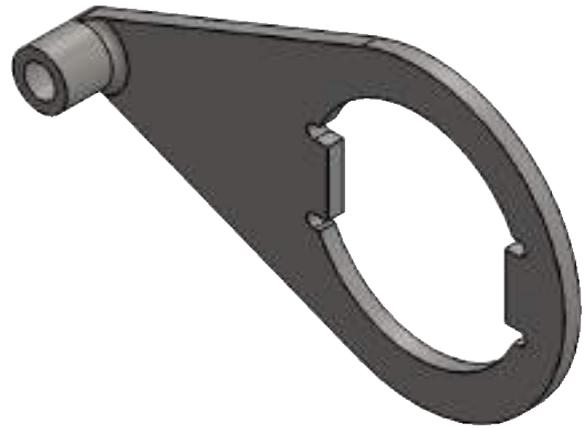
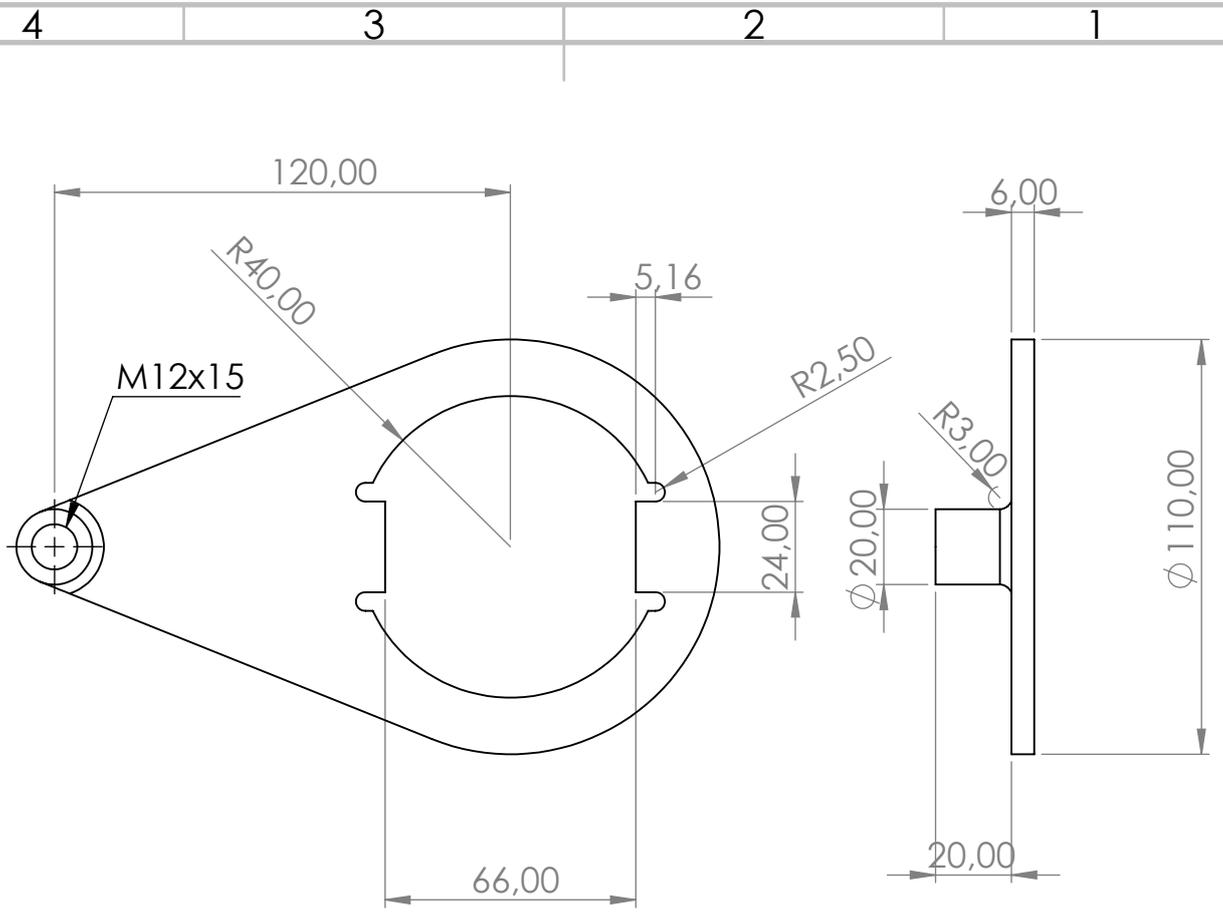
N.º DE DIBUJO

5

A4

ESCALA: 1:8

HOJA 1 DE 1



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

ACABADO:

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

NO CAMBIE LA ESCALA

REVISIÓN

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.			
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			
MATERIAL:			
Acero 1020			
PESO: 0,43 kg			

TÍTULO:

Soporte de Pala
Brazo

N.º DE DIBUJO

6

A4

ESCALA:1:2

HOJA 1 DE 1

4 3 2 1

F

F

E

E

D

D

C

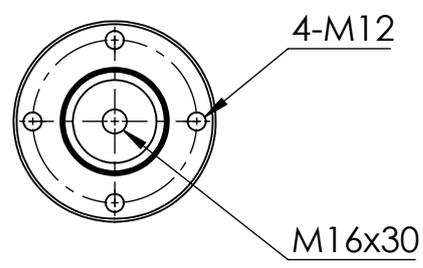
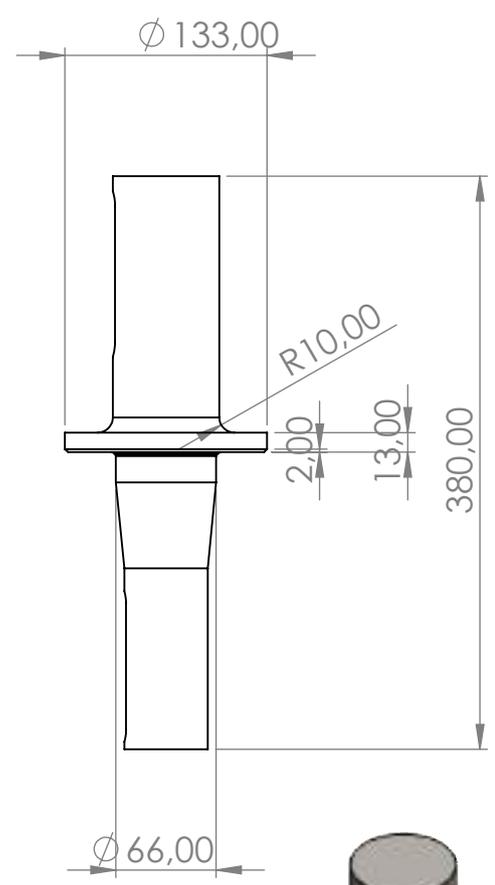
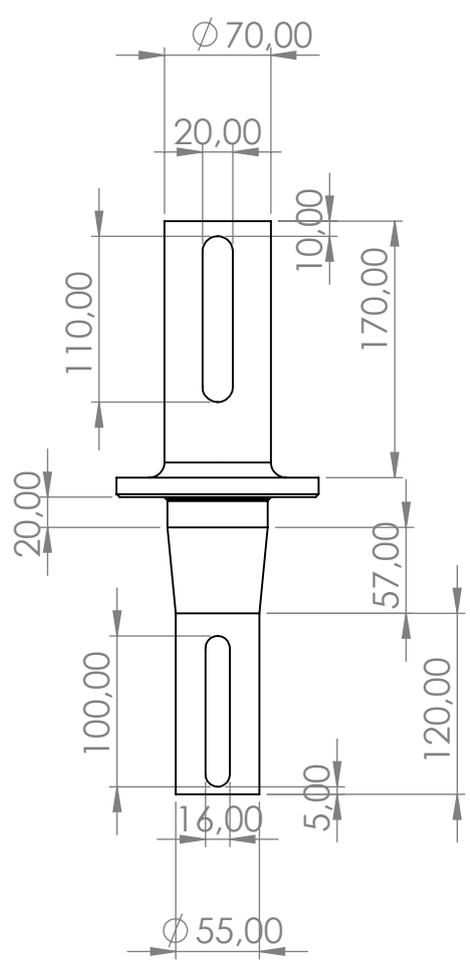
C

B

B

A

A



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM	ACABADO:	REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	NO CAMBIE LA ESCALA	REVISIÓN
--	----------	---------------------------------------	---------------------	----------

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.			
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			

TÍTULO:	Eje Rapido	
N.º DE DIBUJO	7	A4
PESO: 10,4 kg.	ESCALA: 1:5	HOJA 1 DE 1

4 3 2 1

4 3 2 1

F

F

E

E

D

D

C

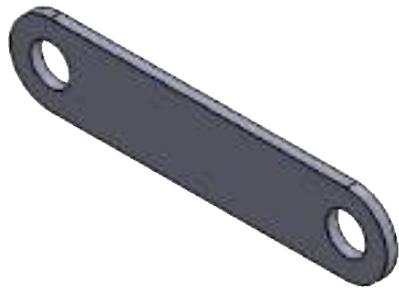
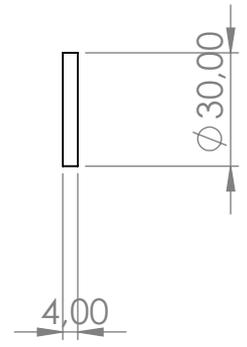
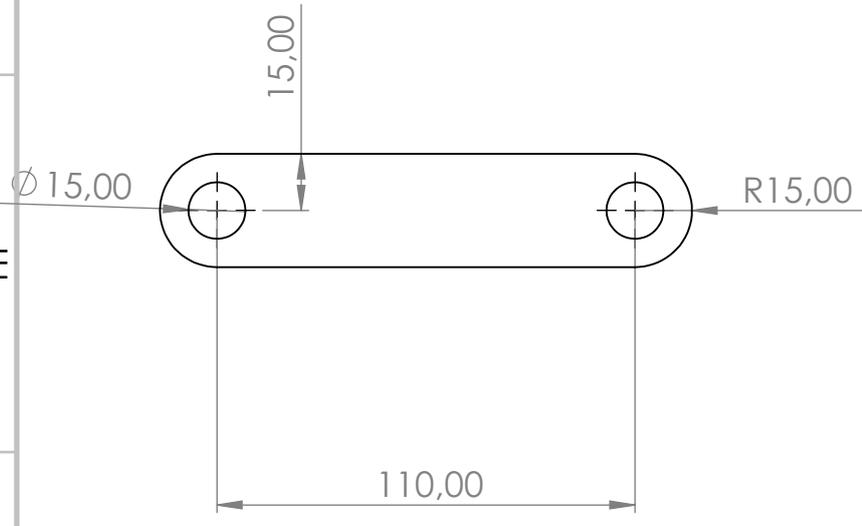
C

B

B

A

A



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM	ACABADO:	REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	NO CAMBIE LA ESCALA	REVISIÓN
--	----------	---------------------------------------	---------------------	----------

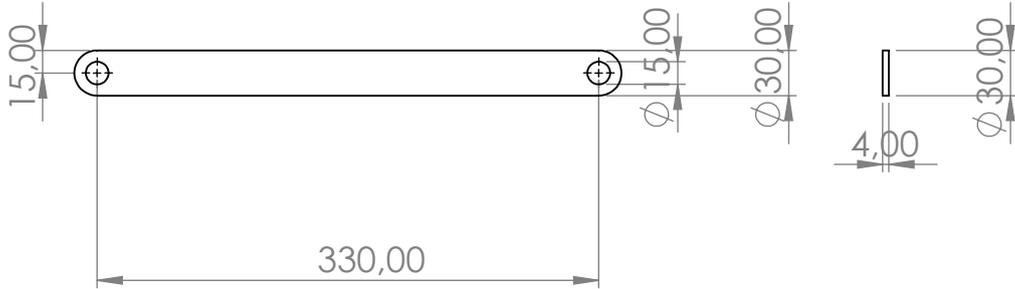
	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.			
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			

MATERIAL:
Chapa de acero
estampada

PESO: 15 gramos

TÍTULO: Brazo de orientador 1/2	N.º DE DIBUJO 8	A4
ESCALA:1:2	HOJA 1 DE 1	

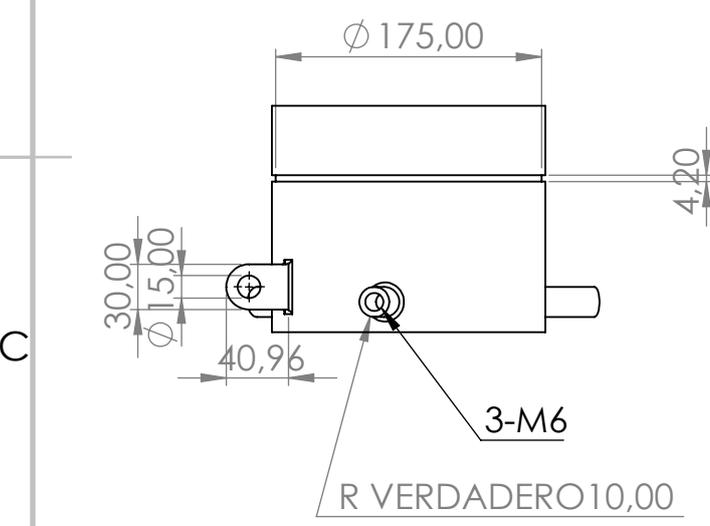
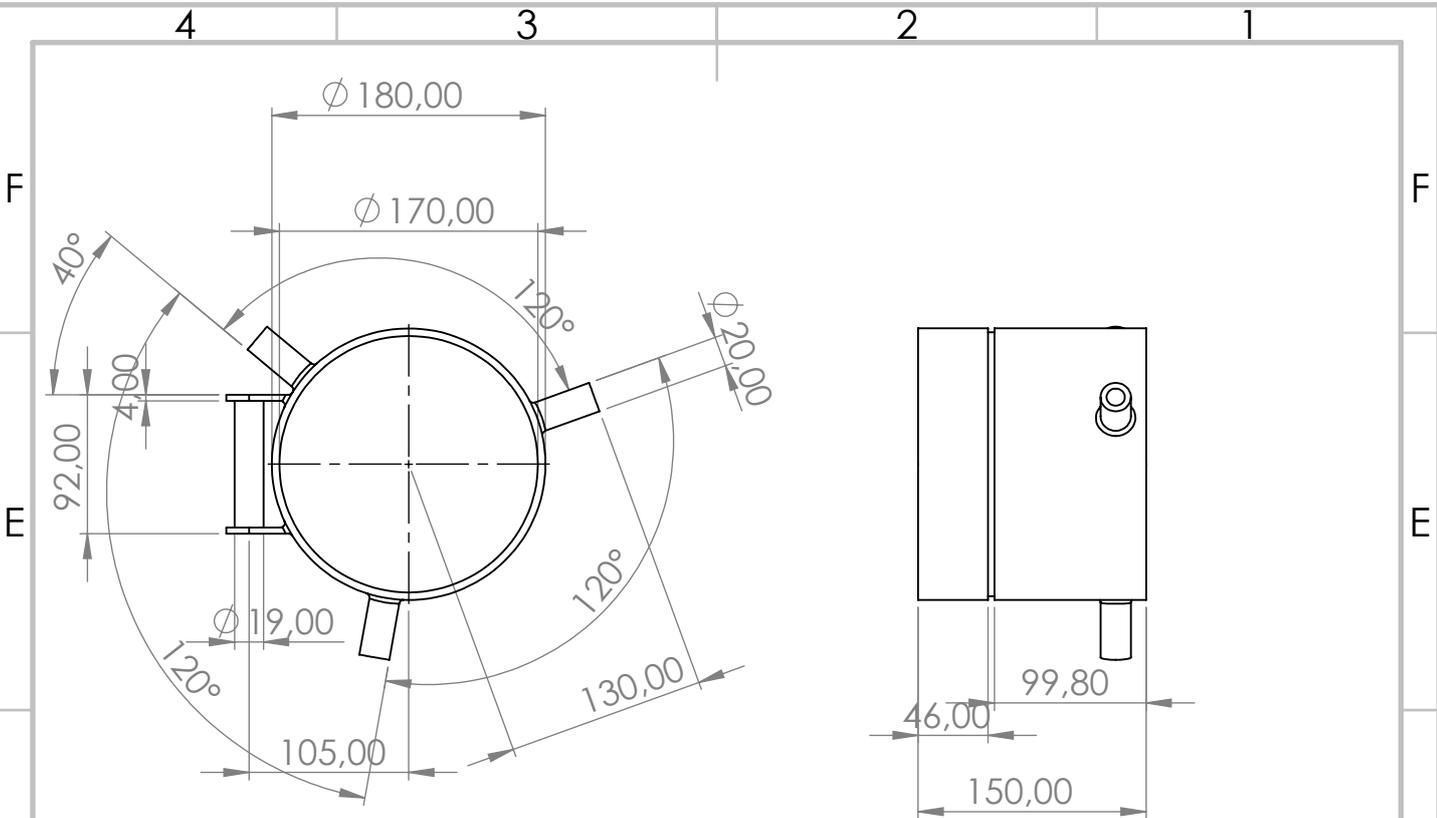
4 3 2 1



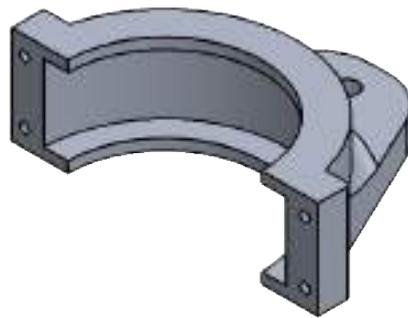
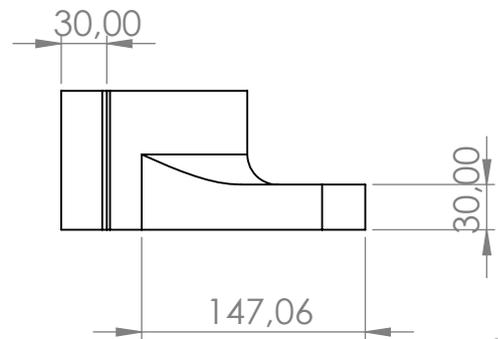
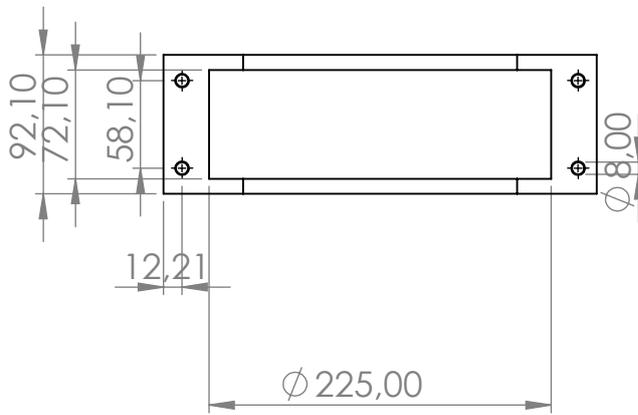
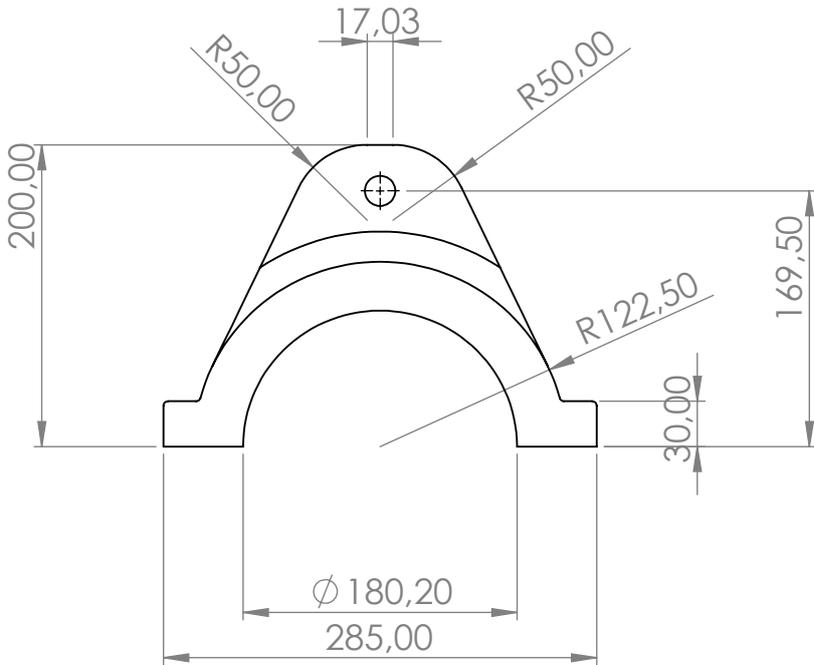
SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM	ACABADO:	REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	NO CAMBIE LA ESCALA	REVISIÓN
--	----------	---------------------------------------	---------------------	----------

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.			
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			

TÍTULO: Brazo de Orientador 2/2	N.º DE DIBUJO 9	A4
MATERIAL: Chapa de acero estampada		
PESO: 41 gramos	ESCALA: 1:5	HOJA 1 DE 1



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM		ACABADO:		REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS		NO CAMBIE LA ESCALA		REVISIÓN	
DIBUJ.		FIRMA		FECHA		TÍTULO: Buje Deslizante Variador			
VERIF.						N.º DE DIBUJO		A4	
APROB.						10			
FABR.						ESCALA: 1:5		HOJA 1 DE 1	
CALID.						MATERIAL: Acero en partes soldadas			
						PESO: 0,45 kg.			



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

ACABADO:

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

NO CAMBIE LA ESCALA

REVISIÓN

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.			
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			
MATERIAL:			Aluminio
PESO: 2,5 kg.			

TÍTULO:

Caja de Rodamientos
Variador 1/2

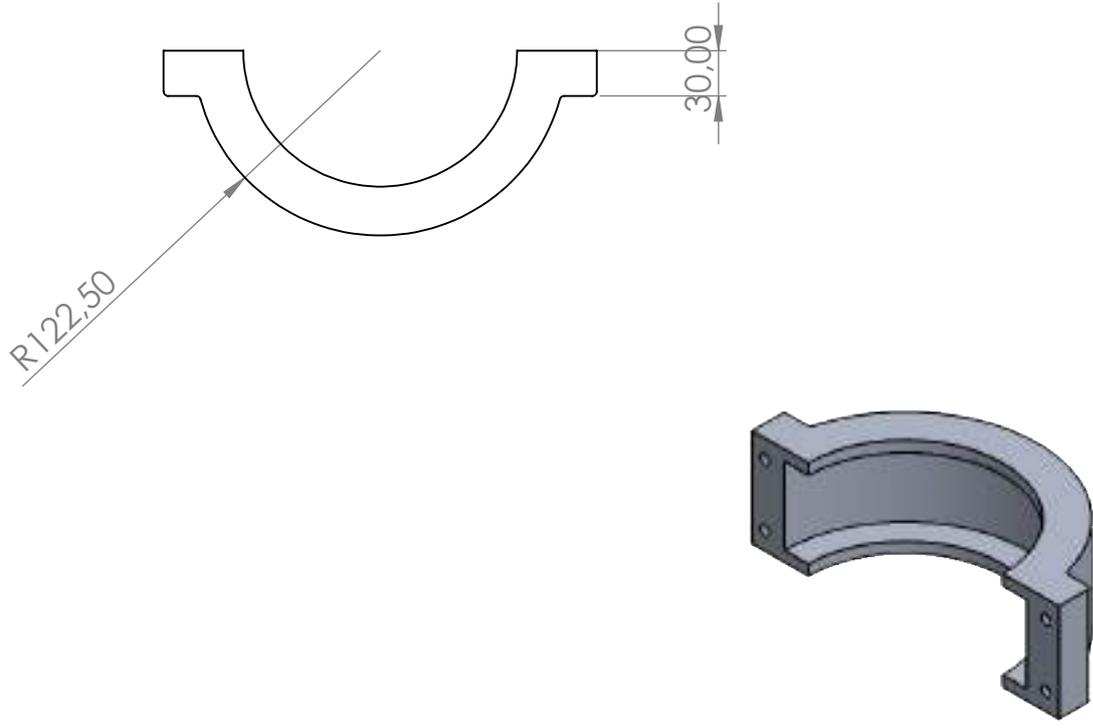
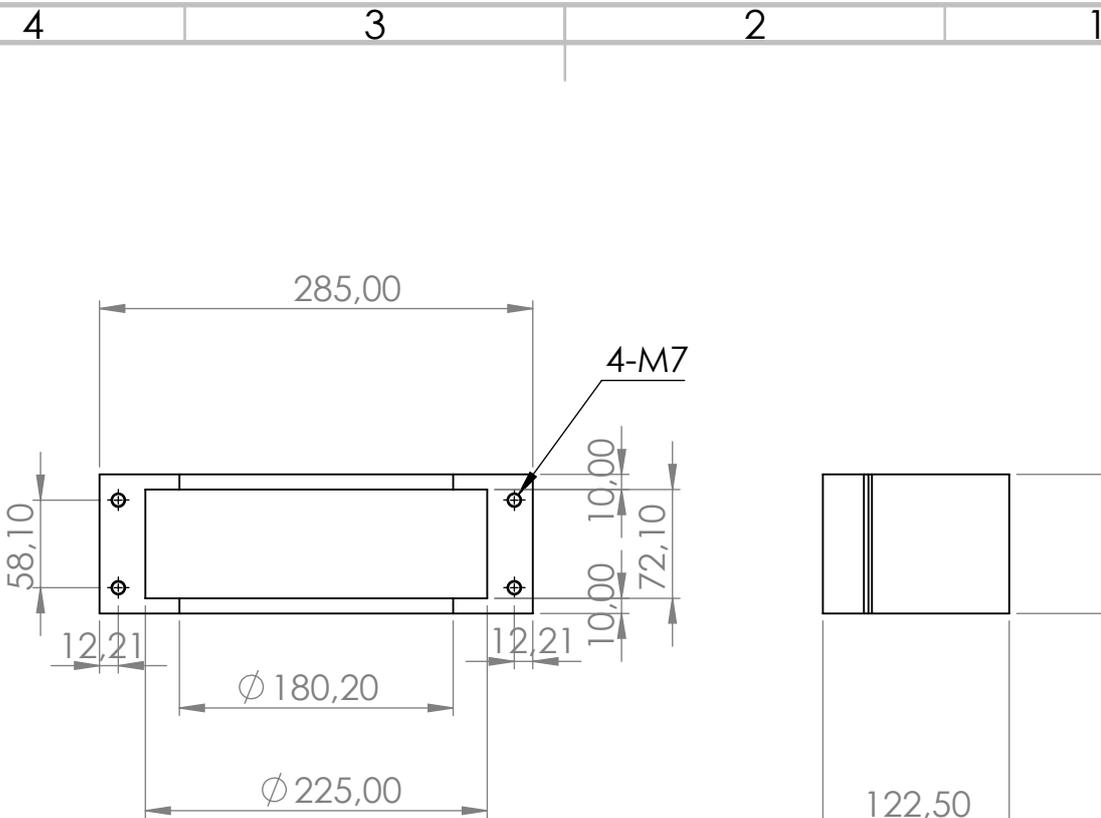
N.º DE DIBUJO

11

A4

ESCALA:1:5

HOJA 1 DE 1



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM		ACABADO:		REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS		NO CAMBIE LA ESCALA		REVISIÓN	
DIBUJ.		FIRMA		FECHA		TÍTULO: Caja de Rodamientos Variador 2/2			
VERIF.						N.º DE DIBUJO		A4	
APROB.						12			
FABR.						ESCALA: 1:5		HOJA 1 DE 1	
CALID.				MATERIAL: Aluminio		PESO: 1,6			

4 3 2 1

F

F

E

E

D

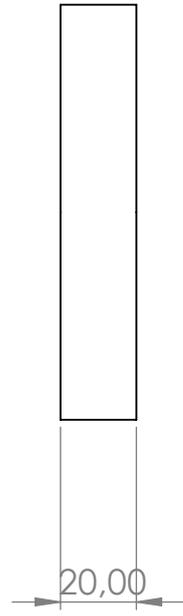
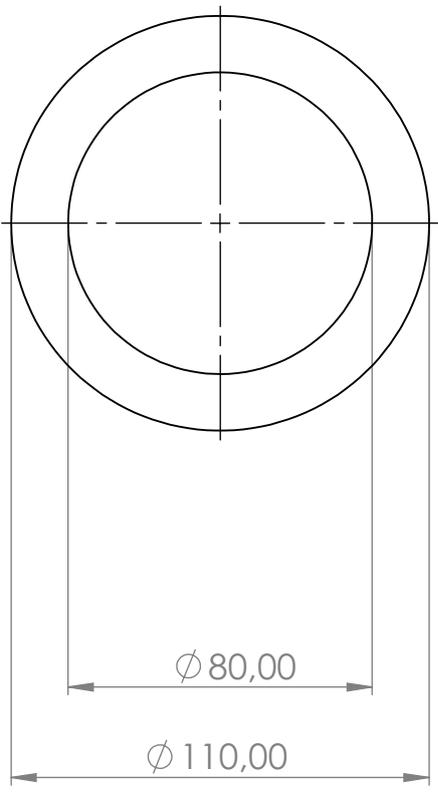
D

C

C

B

B



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

ACABADO:
Superficie exterior rectificada

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

NO CAMBIE LA ESCALA

REVISIÓN

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.			
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			

TÍTULO:
**Buje de apriete del rodamiento
del soporte de pala**

MATERIAL:
Acero 1045

N.º DE DIBUJO
13

A4

PESO: 0,7 kg

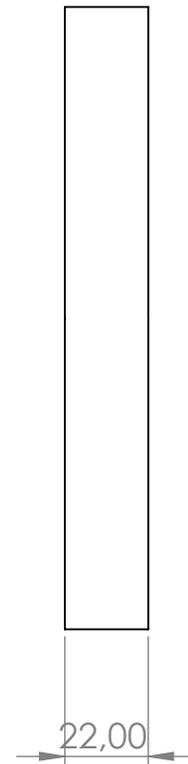
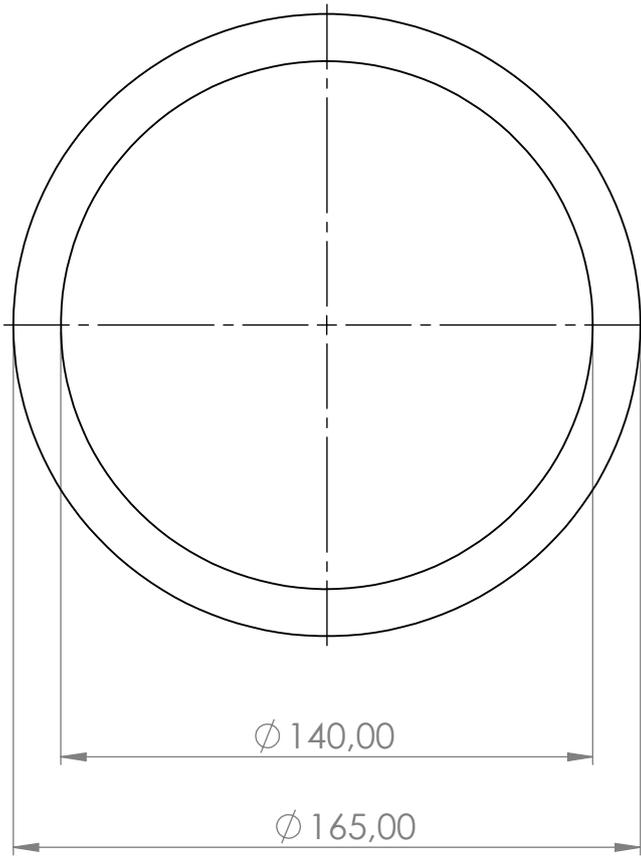
ESCALA: 1:2

HOJA 1 DE 1

4 3 2 1

A

A



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

ACABADO:
Superficie exterior rectificada

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

NO CAMBIE LA ESCALA

REVISIÓN

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.			
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			

TÍTULO:
**Buje de apriete del rodamiento
del eje lento**

MATERIAL:
Acero 1045

N.º DE DIBUJO

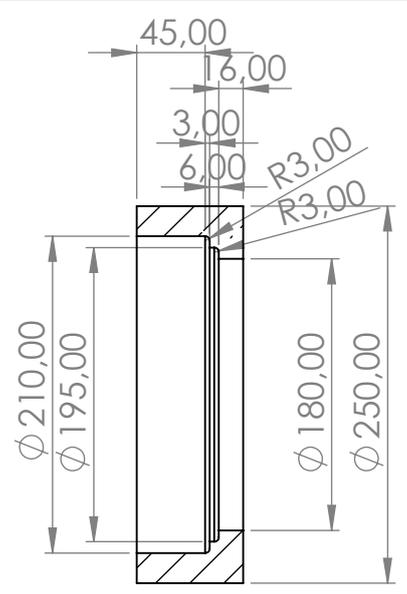
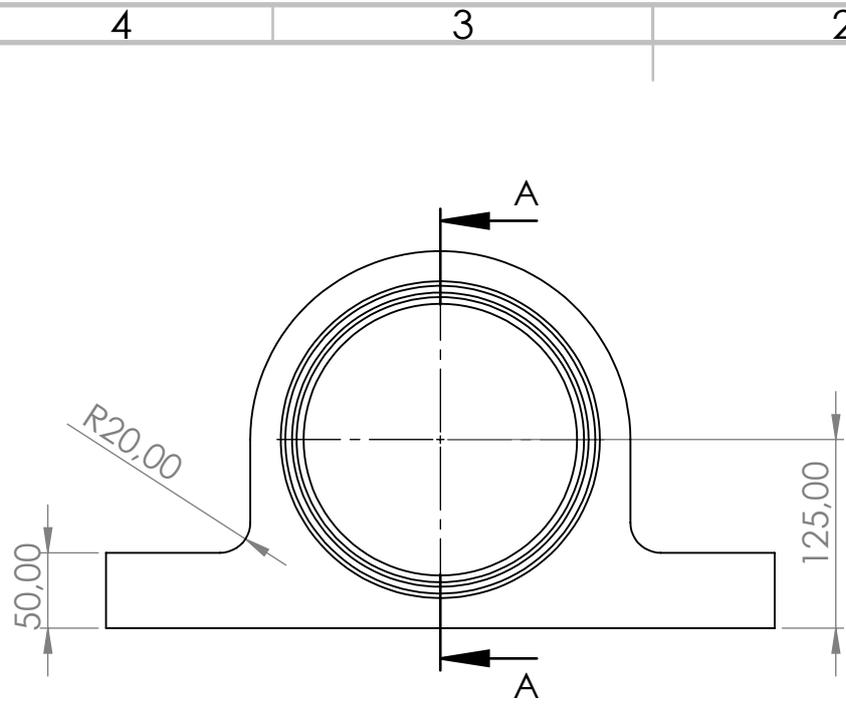
14

A4

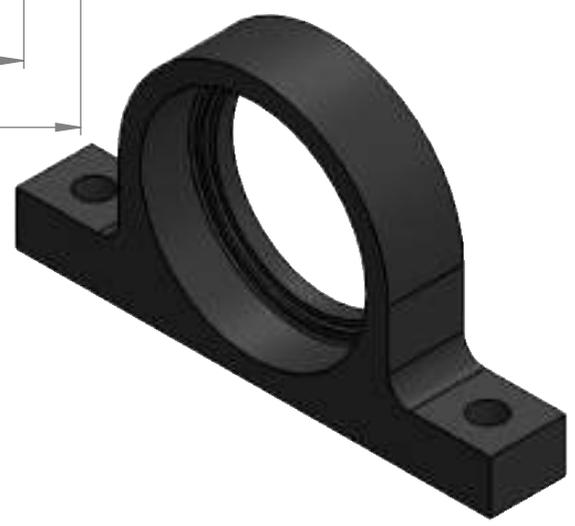
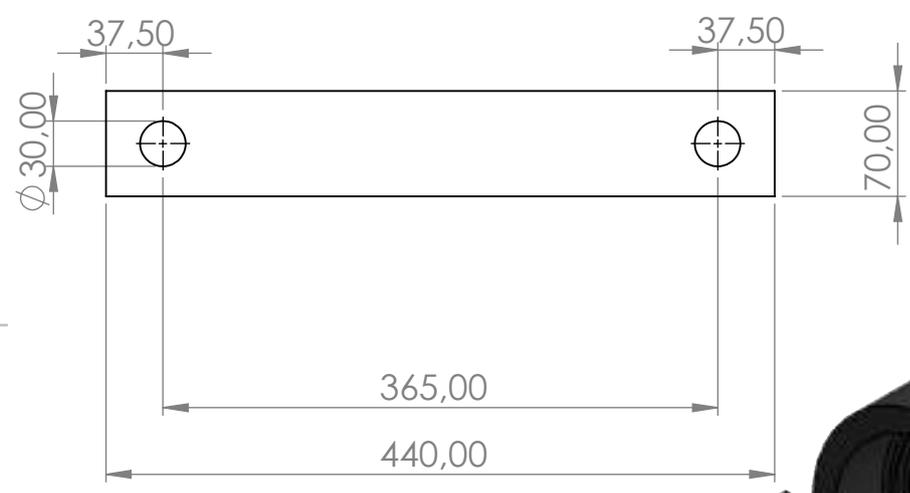
PESO: 1 kg.

ESCALA:1:2

HOJA 1 DE 1



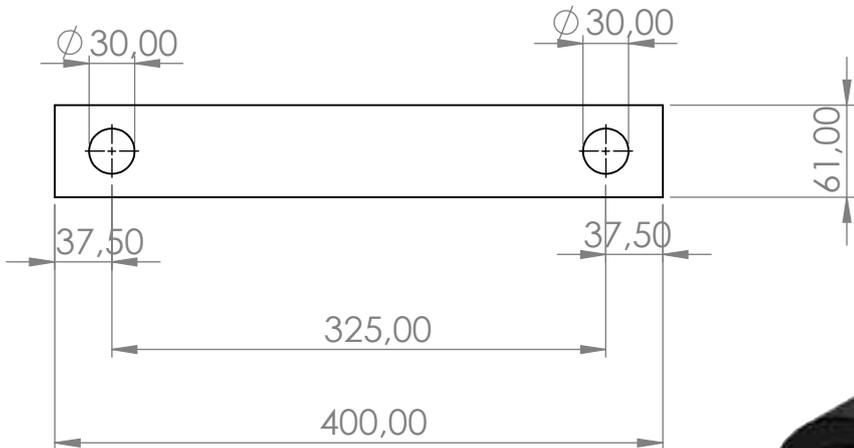
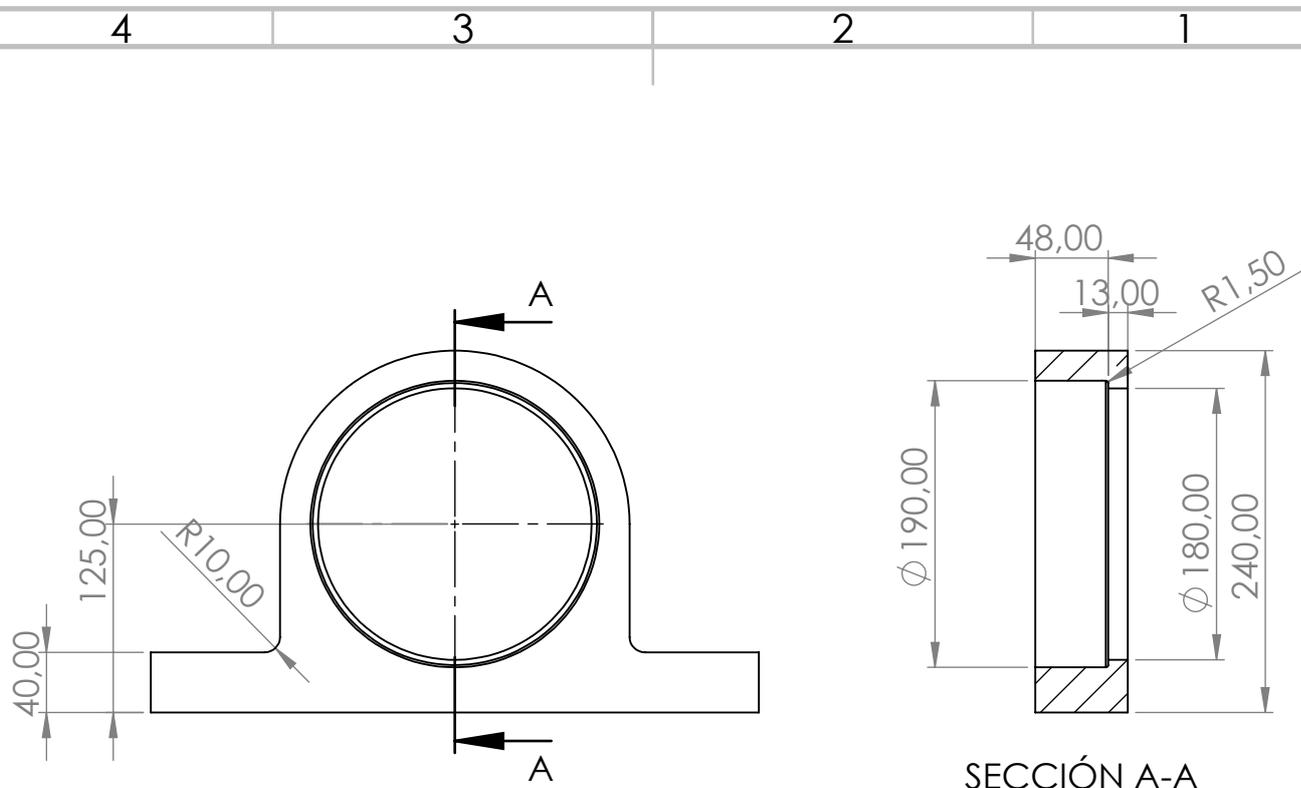
SECCIÓN A-A



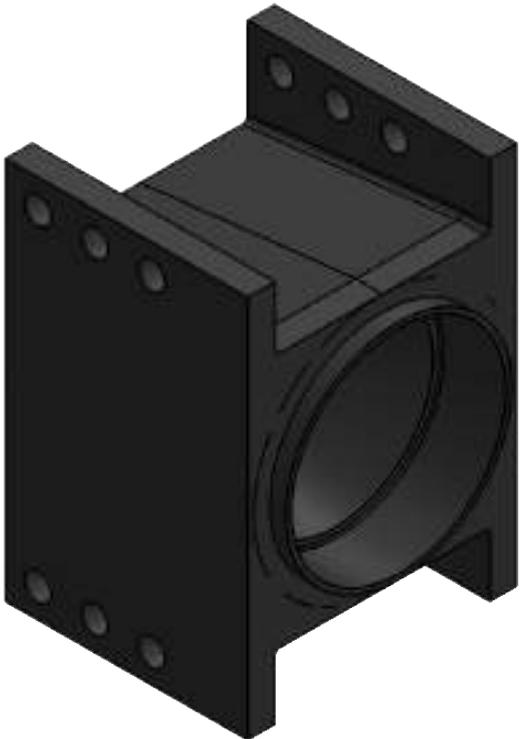
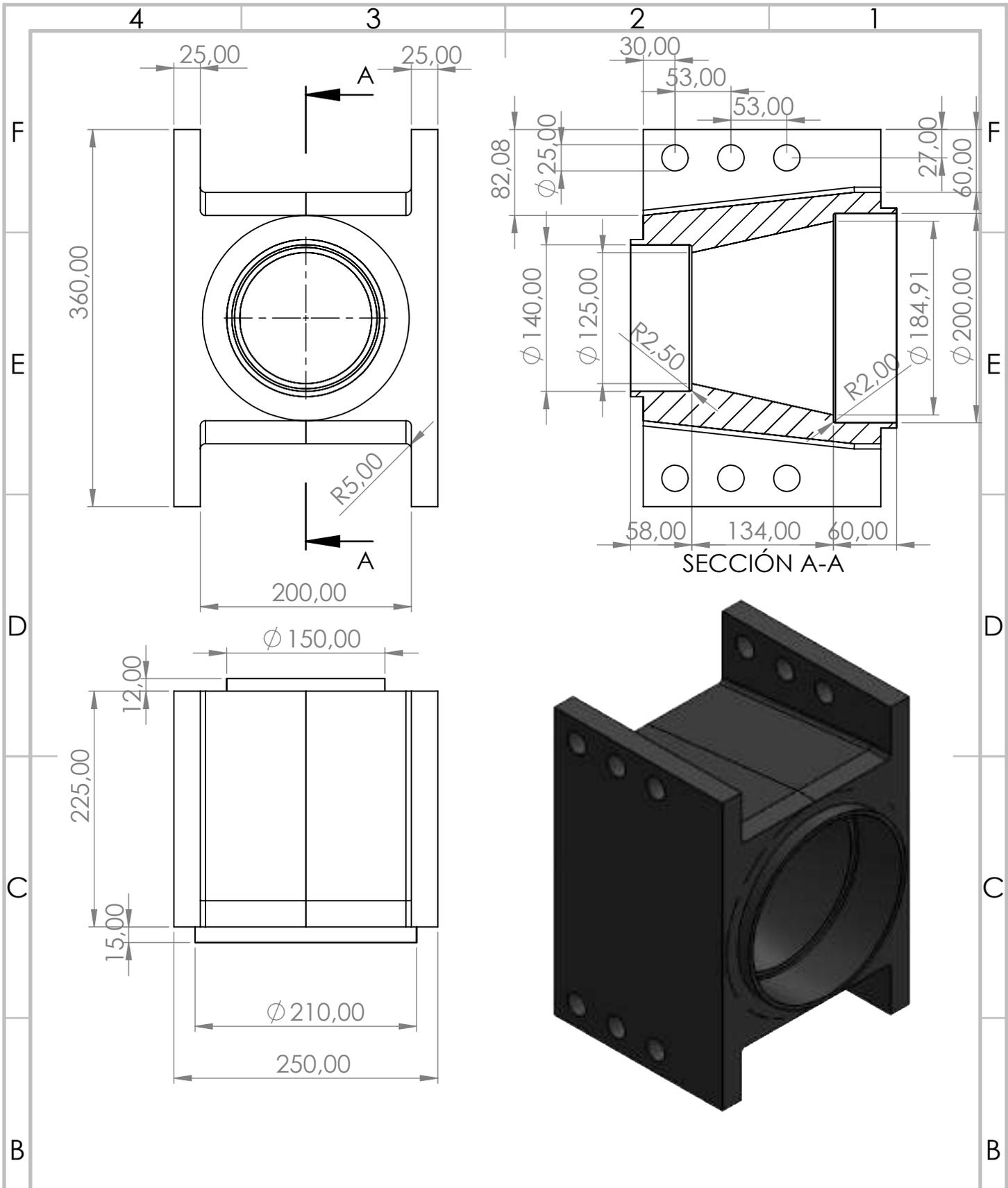
SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM	ACABADO:	REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	NO CAMBIE LA ESCALA	REVISIÓN
--	----------	---------------------------------------	---------------------	----------

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.			
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			

TÍTULO: Soporte de rodamiento Eje lento-lado de palas	N.º DE DIBUJO 15	A4
PESO: 16 kg.	ESCALA: 1:5	HOJA 1 DE 1



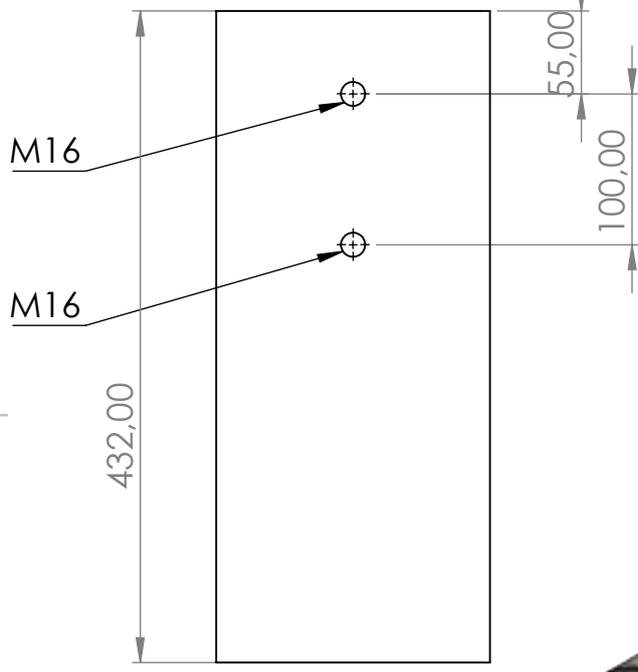
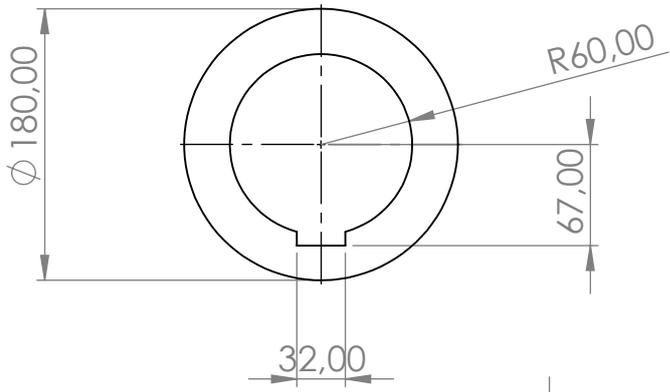
SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM		ACABADO:		REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS		NO CAMBIE LA ESCALA		REVISIÓN	
DIBUJ.		FIRMA		FECHA		TÍTULO: Soporte de rodamiento Eje lento-lado de caja			
VERIF.						N.º DE DIBUJO		A4	
APROB.						16			
FABR.						ESCALA:1:5		HOJA 1 DE 1	
CALID.				MATERIAL: Fundición					
				PESO: 12 kg.					



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM	ACABADO:	REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	NO CAMBIE LA ESCALA	REVISIÓN
--	----------	---------------------------------------	---------------------	----------

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.			
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			

TÍTULO: Soporte de gondola	N.º DE DIBUJO 17	A4
MATERIAL: Fundición	PESO: 80 kg.	ESCALA: 1:5
		HOJA 1 DE 1



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM.	ACABADO:	REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	NO CAMBIE LA ESCALA	REVISIÓN
---	----------	---------------------------------------	---------------------	----------

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.			
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			

TÍTULO: Acople entre eje lento y caja	N.º DE DIBUJO 18	A4
MATERIAL: Acero	PESO: 47 kg	ESCALA 1:5
HOJA 1 DE 1		

4 3 2 1

F

F

E

E

D

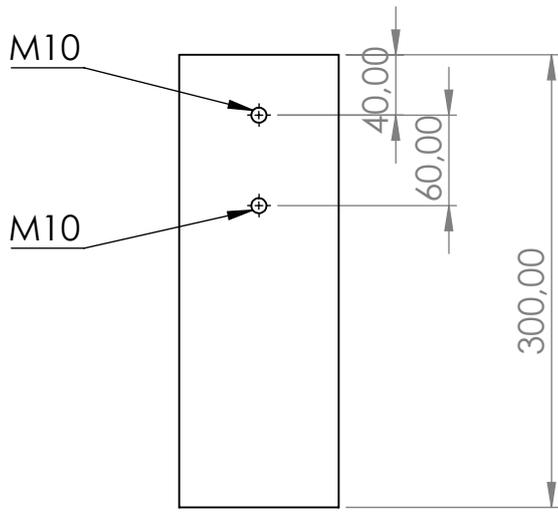
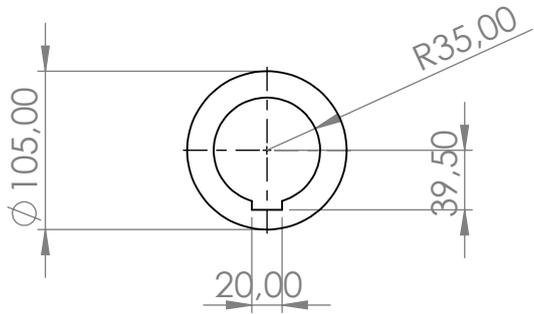
D

C

C

B

B

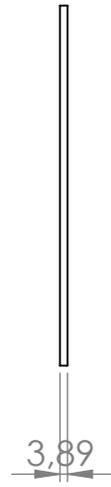
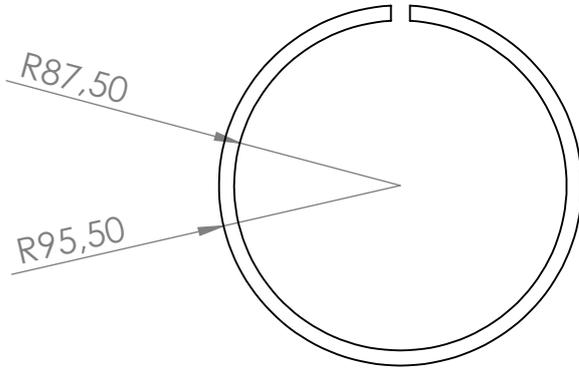


A

A

SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM		ACABADO:		REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS		NO CAMBIE LA ESCALA		REVISIÓN	
DIBUJ.		FIRMA		FECHA		TÍTULO: Acople ente caja y eje rapido			
VERIF.						N.º DE DIBUJO		A4	
APROB.						19			
FABR.						ESCALA:1:5		HOJA 1 DE 1	
CALID.				MATERIAL: Acero		PESO: 11 kg.			

4 3 2 1



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM	ACABADO:	REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	NO CAMBIE LA ESCALA	REVISIÓN
--	----------	---------------------------------------	---------------------	----------

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.			
VERIF.			
APROB.			
FABR.			
CALID.			

TÍTULO: Seguro seeger
N.º DE DIBUJO 20
ESCALA: 1:4
HOJA 1 DE 1

MATERIAL:
Acero

PESO: 140 gramos

A4

Grid with labels: 4, 3, 2, 1 (top); F, E, D, C, B, A (left and right); F, E, D, C, B, A (bottom).