

Universidad Católica de Santa María
Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y
Formales

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica,
Mecánica-Eléctrica y Mecatrónica



DISEÑO DE UN AEROGENERADOR PARA USO EN VIVIENDA
UNIFAMILIAR EN LA QUEBRADA DE AÑASHUAYCO, DISTRITO DE
UCHUMAYO, AREQUIPA

Tesis presentada por el Bachiller:

Paredes Núñez, Josue Andres David

Para optar el Título Profesional de

Ingeniero Mecánico

Asesor:

Dr. Gordillo Andía, Carlos Alberto

Arequipa – Perú

2022

UCSM-ERP

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA
INGENIERIA MECANICA
TITULACIÓN CON TESIS
DICTAMEN APROBACIÓN DE BORRADOR

Arequipa, 29 de Agosto del 2022

Dictamen: 005368-C-EPIMMEM-2022

Visto el borrador del expediente 005368, presentado por:

2016801981 - PAREDES NUÑEZ JOSUE ANDRES DAVID

Titulado:

**DISEÑO DE UN AEROGENERADOR PARA USO EN VIVIENDA UNIFAMILIAR EN LA QUEBRADA DE
AÑASHUAYCO, DISTRITO DE UCHUMAYO, AREQUIPA**

Nuestro dictamen es:

APROBADO

**1530 - FERNANDEZ BARRIGA CAMILO GRIMALDO
DICTAMINADOR**



**3040 - VALDEZ LOAIZA JUAN CARLOS
DICTAMINADOR**



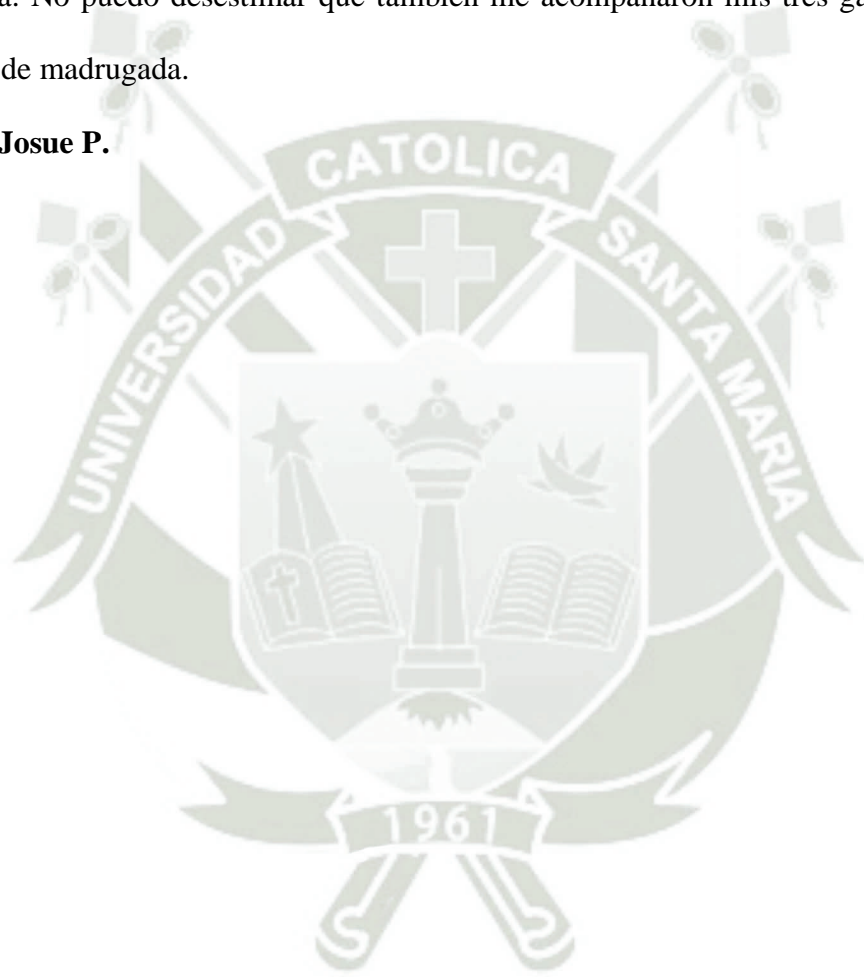
**9185 - SIERRA VASQUEZ JULIO RAUL
DICTAMINADOR**



Agradecimiento

Agradezco a mi familia, en especial a mi madre por apoyarme y motivarme desde el inicio de la carrera e incluso ahora. Agradezco también de forma especial a mi pareja, quién me ha acompañado estos los últimos años y pronto cada uno entrará a una nueva etapa de la vida. No puedo desestimar que también me acompañaron mis tres gatos, tanto de día como de madrugada.

Josue P.



RESUMEN

El crecimiento acelerado de la ciudad de Arequipa ha provocado ciertos estragos en la población, sobre todo en la gente alejada de la ciudad. Varios pueblos o comunidades fueron afectadas ya que aún no cuentan con el servicio básico de electricidad. Si bien existen algunos planes para llevar la electrificación a estos lugares, esto suele demorar varias décadas o años, o incluso nunca se cumplen. Es por eso, que para satisfacer esa necesidad, se diseña una turbina eólica o aerogenerador capaz de surtir la energía eléctrica que se requiere.

En este caso se desea proveer de energía eléctrica a una vivienda en la Quebrada de Añashuayco, cuya necesidad energética es de $66.88 \text{ kW} \cdot \text{Hr}$ al mes y 700W de potencia.

Se diseña entonces un aerogenerador de 2.8 metros de diámetro, a 10 metros de altura que produce como mínimo $66.88 \text{ kW} \cdot \text{Hr}$ de energía al mes. Se utiliza un generador de imanes permanentes. Los álabes seleccionados tienen un perfil aerodinámico NACA 2410 con una cuerda de 233mm, celeridad de 6.67 y un ángulo de ataque de 6.5° . Tomando en cuenta que es inviable llevar la energía de manera convencional, la energía eléctrica obtenida por el aerogenerador tendría un valor de $0.5808 \text{ (S/.)/kW hr}$, lo cual lo hace aproximadamente un 20% más económica que la energía que sería ofrecida por la red.

Palabras clave:

Aerogenerador, Perfil Aerodinámico, Energía Eólica

ABSTRACT

The accelerated growth of the city of Arequipa has caused certain havoc in the population, especially in people far from the city. Several towns or communities were affected since they still do not have basic electricity service. While there are some plans to bring electrification to these places, this often takes several decades or years, or never comes to fruition. That is why, to satisfy this need, a wind turbine or aerogenerator capable of supplying the required electrical energy is designed.

In this case, it is desired to provide electricity to a house in the Añashuayco ravine, whose energy need is $66.88 \text{ kW} \cdot \text{Hr}$ per month and 700 W of power.

A wind turbine with a diameter of 2.8 meters is then designed, at a height of 10 meters, which produces at least $66.88 \text{ kW} \cdot \text{Hr}$ of energy per month. A permanent magnet generator is used. The selected blades have a NACA 2410 aerodynamic profile with a chord of 233 mm, tip speed ratio of 6.67 and an angle of attack of 6.5° . Taking into account that it is not feasible to carry the energy in a conventional way, the electrical energy obtained by the wind turbine would have a value of $0.5808 \text{ (S/.)} / \text{kW hr}$, which makes it approximately 20% cheaper than the energy that would be offered by the network.

Key words:

Wind Turbine, Airfoil, Wind Energy

ÍNDICE

DICTAMEN APROBATORIO

AGRADECIMIENTO

RESUMEN

ABSTRACT

ÍNDICE DE FIGURAS	1
ÍNDICE DE TABLAS	4
INTRODUCCIÓN	5
CAPÍTULO I	6
1. GENERALIDADES	6
1.1 Identificación del problema	6
1.2 Descripción del Problema.	6
1.3 Antecedentes del Problema.....	8
1.4 Formulación del Problema.....	8
1.5 Justificación de la Investigación	8
1.5.1 Justificación Económica.....	8
1.5.2 Justificación Social	9
1.5.3 Justificación Tecnológica y Medioambiental	9
1.6 Alcance y limitaciones de la investigación	9
2. OBJETIVOS	10
2.1 Objetivo General.....	10
2.2 Objetivos Específicos	10
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	11
1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	11
2. ENERGÍA EÓLICA	11
2.1 Leyes y tipos de viento	12
2.2 La distribución de Weibull	14
3. TEORÍA DE CANTIDAD DE MOVIMIENTO DE BETZ.....	17
4. AEROGENERADORES	22
5. TIPOS DE AEROGENERADORES	23
5.1 Turbinas Eólicas de Eje Vertical.....	23
5.2 Turbinas Eólicas de Eje Horizontal	26

6. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL.....	27
6.1 Rotor	28
6.2 Góndola	29
6.3 Torre	32
7. PERFILES AERODINÁMICOS	36
7.1 Partes de un perfil aerodinámico	36
7.2 Funcionamiento de un perfil aerodinámico	38
7.3 Tipos de perfiles	39
7.4 Perfiles NACA	40
8. MARCO NORMATIVO	44
CAPÍTULO III METODOLOGÍA DE DISEÑO	46
1. PARÁMETROS GEOGRÁFICOS	46
2. CÁLCULO DE LOS REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS	47
3. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO	49
3.1 Obtención de las velocidades de viento	49
3.2 Cálculo de la potencia del viento	51
4. DETERMINACIÓN INICIAL DEL ÁREA DE BARRIDO	53
4.1 Potencia y selección del generador	57
5. DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES ELECTRÓNICOS	58
5.1 Sistema de acumulación de energía	59
5.2 Controlador de carga	62
5.3 Inversor de corriente	63
6. DISEÑO Y MODELADO DEL ÁLABE	64
6.1 Diseño del buje	74
7. DISEÑO DEL EJE	76
7.1 Análisis estático: Criterio de Energía de Distorsión	78
7.2 Análisis dinámico; Método de Esfuerzo-Vida	81
7.3 Selección de los rodamientos	87
7.4 Diseño de las cuñas	88
7.5 Acoplamientos, carcasa y base	89
8. DISEÑO DEL DISPOSITIVO DE ORIENTACIÓN	91
9. DISEÑO DE LA TORRE DE CARGA	94

10. MANTENIMIENTO	95
CAPÍTULO IV ANÁLISIS ECONÓMICO	97
1. INTRODUCCIÓN	97
2. CARGOS MENSUALES Y ÚNICOS DE LA ENERGÍA DE RED	97
2.1 Cargos mensuales	97
2.2 Cargos únicos	99
3. COSTOS DEL AEROGENERADOR	102
3.1 Costo del rotor	103
3.2 Costo de la góndola y sus componentes	104
3.3 Costo de la torre.....	105
4. COSTOS DE LOS EQUIPOS ELECTRÓNICOS Y SISTEMA DE ACUMULACIÓN.....	106
5. COSTE DE ENERGÍA GENERADA.....	106
CONCLUSIONES	108
REFERENCIA.....	110

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Vientos Planetarios. Fuente: Mundo Geografía, 2017.....	13
Figura 2 Vientos Regionales Monzones. Fuente: Mundo Geografía, 2017.....	13
Figura 3. Gráfica de distribución de Weibull 1. Fuente: Minitab, 2019	15
Figura 4. Gráfica de distribución de Weibull 3. Fuente: Minitab, 2019	16
Figura 5. Gráfica de distribución de Weibull 3. Fuente: Minitab, 2019	16
Figura 6 Tubo de corriente de aire. Fuente: Windpower, 1999	18
Figura 7 Volumen de aire. Fuente: I.E.S. Vega del Turia de Teruel, 2019	19
Figura 8 Gráfica de la función de potencia extraíble. Fuente: Propia.....	22
Figura 9. Rotor Savonius. Fuente: IEEE, 2018.....	24
Figura 10 Turbina Horizontal con rotor Darrieus. Fuente: Wind Turbine Models, 2018	25
Figura 11. Turbina Eólica con rotor tipo Darrieus-H. Fuente: ResearchGate, 2018	25
Figura 12. Turbina Eólica de eje horizontal. Potencia Nominal 3 MW, diámetro de rotor 112m, altura de la torre 119m. Fuente: Vestas, 2013	27
Figura 13. Componentes de un aerogenerador. Fuente: Inel, 2020	28
Figura 14. Álabes de aerogenerador. Fuente: Greef, 2022	29
Figura 15. Buje de rotor del aerogenerador. Fuente: IIoT, 2019	29
Figura 16. Multiplicador de velocidades en un aerogenerador. Fuente: Tekniker TV, 2015.....	30
Figura 17. Generador de Jaula de ardilla. Fuente: Edibon, 2019.....	31
Figura 18. Generador Síncrono. Fuente: Comercial Mendez, 2018	31
Figura 19. Generador de imanes permanente. Fuente ABB, 2018.....	32
Figura 20. Turbina eólica de 78m con torre de celosía. Fuente: Wind Turbine Models, 2022	34
Figura 21. Turbina eólica de 170m con torre de concreto. Fuente: Esteyco, 2019	34
Figura 22. Turbinas eólicas con torre de acero tubular autoportante. Fuente: Aeolos wind turbine, , 2020.....	35
Figura 23. Turbina eólica con torre de acero con arriostre. Fuente: Braun Windturbinen, 2018.....	35
Figura 24. Turbina Eólica híbrida con torre de celosía y de acero tubular. Fuente: Shaikha et al., 2020.....	36
Figura 25. Partes de un perfil aerodinámico. Fuente: Vuela, 2021	38
Figura 26. Sección transversal de un perfil aerodinámico. Fuente: Skybrary	39
Figura 27. Perfiles aerodinámicos simétricos. Fuente: Mundo Aeronáutico, 2017	39

Figura 28. Perfiles aerodinámicos asimétricos. Fuente: Mundo Aeronáutico, 2019	40
Figura 29. Emblema de NACA. Fuente: The National Advisory Committee for Aeronautics	41
Figura 30. Perfil NACA 4415. Fuente: Airfoil Tools, 2021	42
Figura 31. Perfil NACA 0012 simétrico. Fuente Airfoil Tools, 2021	42
Figura 32. Ubicación del proyecto con referencia geográfica. Fuente: Google Maps	46
Figura 33. Ubicación exacta del proyecto. Fuente: Google Maps	47
Figura 34. Mapa Eólico del Perú. Fuente: Registro Nacional de Edificaciones, 2015	49
Figura 35. Tipo de Clima de la Quebrada de Uchumayo. Fuente: SENAMHI, 2022	52
Figura 36. Generador de Imanes Permanentes RC-1KP. Fuente: Rexco, 2022....	58
Figura 37. Diagrama de conexión simplificado. Fuente: IRENA, 2021	59
Figura 38. Configuración de las baterías para funcionamiento en serie. Fuente: Autosolar, 2022	61
Figura 39. Batería 12V 300 AH TENSITE. Fuente: Autosolar, 2021	62
Figura 40. Controlador de carga de viento MPPT WWS06-24 REXCO. Fuente: REXCO.....	63
Figura 41. Inversor Phoenix Smart 24V 800VA Victron Energy. Fuente:Autosolar, 2022	64
Figura 42. Variables del aerogenerador. Fuente: Hipertextual, 2021	65
Figura 43. Número de aspas en relación con el momento que producen en todos los ángulos de rotación. Fuente: Hau, 2013.....	67
Figura 44. Número de aspas en relación con el Coeficiente de Potencia del Rotor y la Celeridad. Fuente: Hau, 2013	68
Figura 45. Giros de los álabes en relación con el CPr. Fuente: Hau, 2013.....	70
Figura 46. Generador de puntos del perfil NACA 2410. Fuente: Airfoil Tools, 2022	71
Figura 47. Sketch del perfil alar. Fuente: Propia	71
Figura 48. Álabes completo modelado. Fuente: Propia.....	73
Figura 49. Modelo de Buje. Fuente: Propia	75
Figura 50. Bosquejo inicial del eje. Fuente: Propia	77
Figura 51. Bosquejo del eje con ubicaciones. Fuente: Propia.....	77
Figura 52. Diagrama de cargas. Fuente: Propia	78
Figura 53. Diagrama de esfuerzo cortante. Fuente: Propia.....	79
Figura 54. Diagrama de momento flector. Fuente: Propia.....	79
Figura 55. Criterios de falla según distintos criterios. Fuente: Shigley, 2012	82

Figura 56. Rodamiento SKF 1204 ETN9. Fuente: SKF, 2022.	87
Figura 57. Rodamiento SKF 30210. Fuente: SKF, 2022.	88
Figura 58. Jaw type Flexible Coupling DRJT 100ª. Fuente: DuriMitec, 2022.....	89
Figura 59. Carcasa del aerogenerador. Fuente: Propia	90
Figura 60. Base de soporte de la góndola. Fuente: Propia.....	91
Figura 61. Modelado de la unión Góndola-Torre. Fuente: Propia.....	95
Figura 62. Características del murete. Fuente: Enel, 2021	101
Figura 63. Masa del buje.....	104



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla III-1 Diagrama de cargas. Fuente: Propia	48
Tabla III-2 Velocidades de viento de la Estación Meteorológica de Huasacache. Fuente: SENAMHI, 2022	51
Tabla III-3 Velocidades de viento de la Estación Meteorológica de La Joya. Fuente: SENAMHI, 2022	51
Tabla III-4 Potencia eólica en función al diámetro de barrido. Fuente: Propia	53
Tabla III-5 Valores del diámetro de barrido, Potencia Eólica y Eléctrica. Fuente: Propia.....	54
Tabla III-6 Velocidades promedio de viento. Fuente: SENAMHI, 2021	55
Tabla III-7 Planos de corte con el ángulo de giro de los álabes. Fuente: Propia....	72
Tabla III-8 Parámetros de resistencia y rigidez de materiales factibles de álabes. Fuente: Hau E., 2013	74
Tabla IV-1. Cargo fijo y Cargo por energía activa. Fuente: SEAL, 2022	98
Tabla IV-2. Cargos por reposición y mantenimiento en conexión rural. Fuente: SEAL, 2022	99
Tabla IV-3. Cargos mensuales por conexión a red. Fuente: Propia.....	99
Tabla IV-4 Presupuestos de la conexión. Fuente: SEAL, 2022.....	100
Tabla IV-5. Otros Costos en Baja Tensión. Fuente: SEAL, 2022	100
Tabla IV-6. Costo de los componentes necesarios para llevar la energía de Red. Fuente: Propia.....	102

INTRODUCCIÓN

La ciudad de Arequipa sigue creciendo de forma constante desde hace varias décadas, aumentando entre muchas, su población. Sin embargo, existen lugares o pueblos alejados de la ciudad, en los cuales no se cuenta aún con el servicio básico de la electricidad las 24 horas del día. Esto produce que sus habitantes tengan complicaciones al tratar de realizar sus actividades de la vida diaria, o les tome más tiempo y esfuerzo de lo necesario. Uno de esos lugares alejados es la Quebrada de Añashuayco, la cual no cuenta con el servicio básico de electricidad. Es imperativo que se solucione este problema lo más antes posible.

Hoy en día es viable obtener la energía eléctrica de fuentes renovables (energías eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, etc.), y además es una buena forma de brindar el servicio básico de electricidad de forma aislada de la red. Esto brinda una independencia de energía eléctrica de la energía ofrecida por la red.

En la Quebrada de Añashuayco existen algunas de estas energías renovables que pueden ser aprovechadas para obtener energía eléctrica. Principalmente la energía eólica, debido a la geografía del entorno, es la más adecuada para trabajar debido a su consistencia a lo largo del tiempo y por la ubicación de las viviendas en la Quebrada.

De esta forma, también se estará generando energía eléctrica sin causar impacto al medio ambiente de forma significativa, ni causar daños al entorno de la Quebrada que también conserva diversas especies de flora y fauna local.

Este proyecto busca determinar las características necesarias de un aerogenerador que sea capaz de satisfacer las necesidades de la población, haciendo uso de los recursos naturales presentes en esa zona. Se busca determinar el tamaño, la energía disponible y el costo de los componentes que sean óptimos para las características del terreno y necesidades de los habitantes de la zona.

CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO TEÓRICO

1. GENERALIDADES

1.1 Identificación del problema

En los últimos años Arequipa ha crecido a grandes pasos, no solo en industria sino también en población. Es la segunda ciudad del Perú con mayor crecimiento poblacional y la segunda región más competitiva del país (La República del Sur, 2018). Sin embargo, este crecimiento incesante produjo que muchas zonas pobladas alejadas de la ciudad carecieran de los servicios básicos. En la Quebrada de Añashuayco, no se cuenta con el servicio básico de energía eléctrica, por lo tanto, los pobladores de la Quebrada deben acomodarse como pueden para realizar sus actividades de vida diarias sin contar con este servicio.

1.2 Descripción del Problema.

Desde hace varias décadas, Arequipa va aumentando de población de forma acelerada. Esto se debe principalmente a la migración de las zonas altas del país durante la segunda parte del siglo XX. El mayor crecimiento se presentó entre las décadas de 1960 y 1980, llegando a la gran cifra de 3.1% de crecimiento poblacional anual, según el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). Esto se produjo a causa del centralismo en el país, lo cual generó un desarrollo comercial e industrial, pero también provocó el descuido de las zonas alejadas de la ciudad. Esta tasa de crecimiento poblacional ha disminuido con el pasar de los años, pero esto no atenúa que las demandas por servicios básicos de la población alejada sigan existiendo año tras año.

Actualmente, Arequipa es el cuarto departamento más poblado del Perú. Sin embargo, es en la provincia de Arequipa donde vive la gran mayoría de esta

población. Esto lleva a la ciudad de Arequipa a ser la ciudad con mayor crecimiento poblacional (con un ritmo anual de 1.8%) y competitividad solo superada por Lima. Según el INEI, en Arequipa provincia vive casi el 80% de los habitantes de la región, es decir 1 080 635 habitantes. (INEI, 2018b)

Para que una ciudad como Arequipa pueda seguir sosteniendo estos cambios y crecimientos, es necesario un correcto planeamiento territorial, lo cual lo trabaja el Instituto Municipal de Planeamiento (IMPLA). Este instituto desarrolla distintos planes para la provincia de Arequipa, incluyendo el más importante que es el Plan de Desarrollo Metropolitano (PDM), el cual "... es el instrumento técnico-normativo que orienta la gestión territorial y el desarrollo urbano de las áreas metropolitanas." (Instituto Municipal de Planeamiento, 2016). Este plan es muy importante a la hora de desarrollar caminos, servicios básicos y planificación general del crecimiento de la ciudad. Si bien este plan existe y está descrito hasta el año 2025 (ya que se realizan con una proyección de 10 años), es muy distinto a que se desarrolle completamente y en las fechas establecidas. Como en un sinnúmero de obras o planes del Estado, las fechas suelen aplazarse o aumentar indefinidamente, y así sucede con ciertas partes del PDM. Además de dejar de lado el crecimiento en zonas más alejadas de la Ciudad de Arequipa, no se toma mucho en cuenta el crecimiento en las otras provincias distintas a la capital, por lo que se sigue manteniendo el centralismo dentro de la misma región de Arequipa. Por lo tanto, la electrificación de los distintos poblados o comunidades alejadas de la ciudad no cuentan con una fecha exacta. (Instituto Municipal de Planeamiento, 2016).

Para acelerar la electrificación rural, en el año 2011 el Ministerio de Economía y Finanzas presenta una Guía para presentar un Proyecto de Inversión Pública (PIP) de Electrificación Rural, esto para poder determinar los proyectos que puedan cumplir

con las normativas de Electrificación Rural, aumentar el número de proyectos, y asegurar que puedan suplir la necesidad de energía al lugar al que el proyecto se dedique (Ministerio de Economía y Finanzas, 2011).

A pesar de tener esta y muchas otras herramientas para llevar la energía eléctrica a los distintos pueblos de Arequipa, aún se encuentra lejos de la completa electrificación. Por este motivo, y con el constante crecimiento ya descrito, es necesario encontrar otras formas de electrificar los lugares faltantes, los cuales suelen ser de difícil acceso por la misma geografía del entorno o por la distancia al Sistema Eléctrico Interconectado.

1.3 Antecedentes del Problema

Al igual que en la ciudad de Arequipa, en las demás ciudades del país (incluido Lima) existe una deficiencia en la cobertura eléctrica en sus zonas urbana y rural. Sobre todo, en esta última a nivel nacional se cubre un 80% (INEI, 2018a). Esto debido a la complejidad geográfica de nuestro país. Algunos lugares son muy difíciles de acceder y de poder brindar los servicios básicos, por lo que se suele optar por un sistema independiente que cumpla con las necesidades de los habitantes de la zona.

1.4 Formulación del Problema.

¿El uso de un aerogenerador para viviendas en la zona de la Quebrada de Añashuayco incrementará la calidad de vida de los habitantes de la zona?

1.5 Justificación de la Investigación

1.5.1 Justificación Económica

El uso de este aerogenerador permite que los habitantes de las viviendas rurales puedan recibir el servicio de energía eléctrica, con un precio menor comparado con el precio regular de la energía eléctrica en el mercado actual.

1.5.2 Justificación Social

Poder desarrollar un aerogenerador brindará el servicio básico de energía eléctrica a las familias de la Quebrada de Añashuayco, y con esto podrán acceder a diferentes servicios de entretenimiento, educación, entre otros, mejorando así su calidad de vida.

1.5.3 Justificación Tecnológica y Medioambiental

El poder obtener energía eléctrica de una turbina eólica significa un avance tecnológico y para el medio ambiente, ya que no dependerá más de la quema de combustibles fósiles. De esta forma eliminando la contaminación que sería producida por la quema de estos combustibles. Además, el uso de una turbina eólica para generar energía eléctrica es nueva y de poco uso en el país. Poder usar del servicio de energía eléctrica ya no generará impacto al medio ambiente significativo y beneficiará a los pobladores sin afectar las diversas especies de plantas y animales que viven cerca de la Quebrada.

1.6 Alcance y limitaciones de la investigación

El aerogenerador estará diseñado para funcionar en la Quebrada de Añashuayco aprovechando las características del entorno, para poder obtener la energía del viento y convertirla en energía eléctrica y elevar así la calidad de vida de los pobladores de la zona.

Las diferentes limitaciones del proyecto son referidas a los valores de: Potencia, que pueda suplir la potencia mínima requerida; Energía, que supla el requerimiento energético de manera permanente; Presupuestal, se busca que tenga un precio de energía menor a la del mercado. Preferible que sea menor al costo con el Sistema

Interconectado. La limitación de lugar es la Quebrada de Añashuayco, y finalmente la limitación del tiempo, que indica debe ser diseñado para el año 2022.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo General

Diseñar un aerogenerador en la Quebrada de Añashuayco para uso de una vivienda unifamiliar.

2.2 Objetivos Específicos

- Obtener los requerimientos de energía en una vivienda en la zona rural de la Quebrada de Añashuayco.
- Realizar una evaluación del recurso eólico en la zona deseada, disponible para su aprovechamiento.
- Diseñar y seleccionar un perfil aerodinámico y un álabe adecuado para las condiciones deseadas.
- Diseñar los componentes del rotor, la góndola y la torre de carga requeridos para el funcionamiento del aerogenerador.
- Calcular y seleccionar los equipos y componentes encargados de transformar, almacenar y distribuir la energía eléctrica.
- Calcular el costo aproximado de las piezas que componen el aerogenerador.
- Realizar un estudio de rentabilidad que verifique la utilidad del generador eólico.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

La extracción de energía cinética del viento y su conversión en tipos útiles de energía es un proceso que se ha utilizado durante siglos. Se cree que los primeros molinos de viento fueron inventados hace 2000 años por los persas y también por los chinos y se utilizaron para moler maíz y también para levantar agua. Más tarde, los holandeses desarrollarían molinos de viento para drenar su tierra en el siglo XIV y, en el siglo XIX, se instalaron millones de pequeños molinos de viento en los Estados Unidos y en todo el mundo para bombear agua y para las necesidades de agua de los hogares y las granjas. El siglo XIX también vio el desarrollo de pequeñas máquinas eólicas en las zonas rurales de Estados Unidos para operar electrodomésticos. (Trevor M. Letcher, 2017)

2. ENERGÍA EÓLICA

La fuente original de energía renovable contenida en el recurso eólico terrestre es el sol. Los vientos globales son causados por diferencias de presión en la superficie de la tierra debido al calentamiento desigual de la tierra por la radiación solar. Por ejemplo, la cantidad de radiación solar absorbida en la superficie de la tierra es mayor en el ecuador que en los polos. En un modelo de flujo simple, el aire se eleva en el ecuador y se hunde en los polos. La circulación de la atmósfera que resulta de un calentamiento desigual está muy influenciada por los efectos de la rotación de la tierra (la tierra rota a una velocidad de aproximadamente 1670 kilómetros por hora en el ecuador, disminuyendo a cero en los polos). Además, las variaciones estacionales en la distribución de la energía solar dan lugar a variaciones en la circulación. (Manwell et al., 2010)

Las variaciones espaciales en la transferencia de calor a la atmósfera terrestre crean variaciones en el campo de presión atmosférica que hacen que el aire se mueva de alta a baja presión. Hay una fuerza de gradiente de presión en la dirección vertical, pero esto suele ser cancelado por la fuerza gravitacional descendente. Así, los vientos soplan predominantemente en el plano horizontal, respondiendo a gradientes de presión horizontales. Al mismo tiempo, existen fuerzas que se esfuerzan por mezclar las diferentes masas de aire de temperatura y presión distribuidas por la superficie de la tierra. Además del gradiente de presión y las fuerzas gravitacionales, la inercia del aire, la rotación de la tierra y la fricción con la superficie terrestre (que resulta en turbulencias) afectan los vientos atmosféricos. La influencia de cada una de estas fuerzas en los sistemas de viento atmosférico difiere según la escala de movimiento considerada. (Ricardo Iannini, Jorge Gonzalez, 2014)

2.1 Leyes y tipos de viento

Existen distintas leyes de vientos las cuales determinan el comportamiento de este aire en movimiento. La ley de Buys Ballot indica que los vientos de manera general se desplazan de zonas con mayor presión a zonas de menor presión. La ley de Stephenson indica que la intensidad de este viento depende del valor de la diferencia de presión entre estas dos zonas. La tercera ley es la ley de Ferrel, que describe lo variado del viento que tiene relación con el movimiento rotacional del planeta.

Los vientos se clasifican en tres tipos: Vientos planetarios, vientos regionales y vientos locales.

Los vientos Planetarios, o Regulares, son aquellos que conservan la misma dirección durante todo el año. Tienen una subclasificación: vientos alisios, contralisios, y circumpolares.



Figura 1. Vientos Planetarios. Fuente: Mundo Geografía (2017)

Los vientos Regionales, o Continentales, son aquellos que invierten su dirección dependiendo de las estaciones del año o del día o noche. Dentro de estos vientos se encuentran las Brisas, Ciclones, Anticiclones y Monzones.

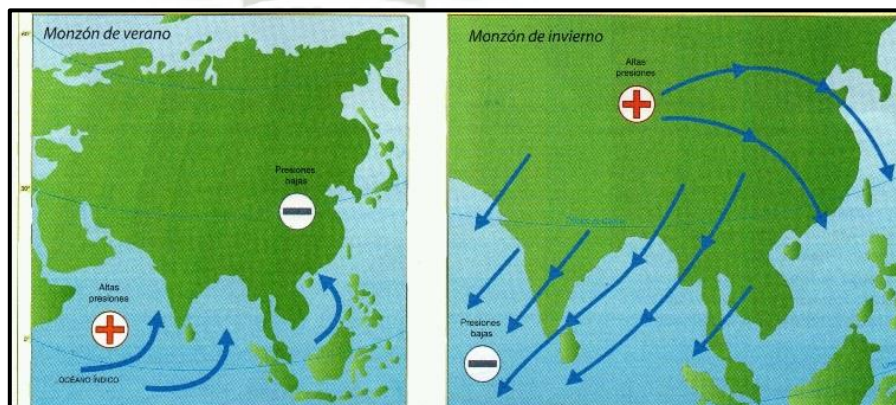


Figura 2 Vientos Regionales Monzones. Fuente: Mundo Geografía (2017)

Los vientos locales son vientos que solo se producen en una pequeña área determinada. Por lo general, se debe a las características geográficas de la zona, o por movimientos de grandes masas de agua. Dependiendo del lugar se le da el nombre. Un ejemplo son las brisas marinas o del valle, como también pueden ser vientos catabáticos de los Alpes, Andes o en el Mar Mediterráneo.

2.2 La distribución de Weibull

Debido al comportamiento errático de los vientos y su variación a través de los meses por las distintas circunstancias y su comportamiento errático, la variación del viento se suele describir utilizando la distribución de Weibull.

La distribución de Weibull es un modelo estadístico muy utilizado para graficar un gran número de áreas de investigación (médica, finanzas, climatología, etc) e ingeniería. Esta distribución, se puede describir con tres parámetros: de forma, de escala y de valor umbral. Para indicar una distribución de Weibull se realiza con paréntesis indicando el valor de Forma, Escala y Valor umbral, en ese orden (Minitab, 2019).

Parámetro de Valor umbral

Este valor describe un desplazamiento de la curva sobre el eje horizontal. Un Valor umbral negativo desplaza la curva hacia la izquierda y un Valor umbral positivo lo mueve hacia la derecha, alejándose del punto de inicio. En la Figura se puede observar que una curva con Valor umbral 0, la curva permanece en el punto cero. Con el valor de 5, la curva se desplaza cinco unidades hacia la derecha, y lo mismo sucede con el valor 10. Si el Valor umbral es igual a 0 se puede tomar la

distribución como de 2 parámetros. Como se puede ver en la Figura siguiente, la curva de color azul sería una distribución (5, 3, 0) o simplemente (5, 3).

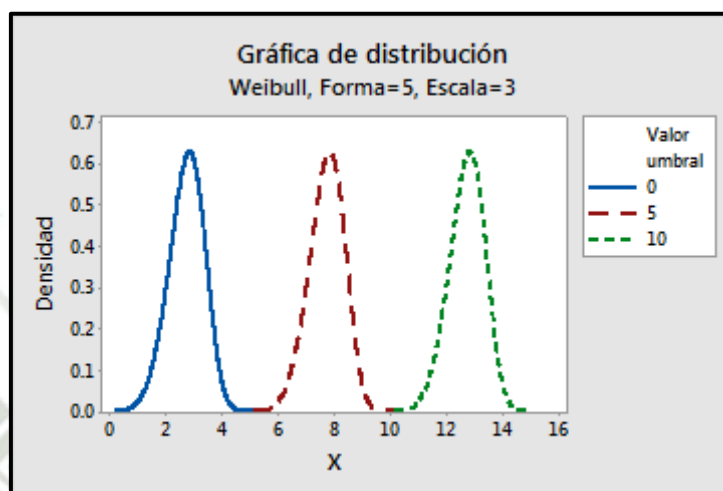


Figura 3. Gráfica de distribución de Weibull 1. Fuente: Minitab (2019)

Parámetro de escala

También llamada vida característica, es el valor del eje horizontal al 63.2% de los datos. Cabe recordar que el área total de la curva representa el 100%, y se empieza a contar de izquierda a derecha. En la siguiente Figura, tomando como ejemplo la curva de color azul tenemos que el valor de escala es de 20, porque el 63.2% de la curva tiene un valor de 20.

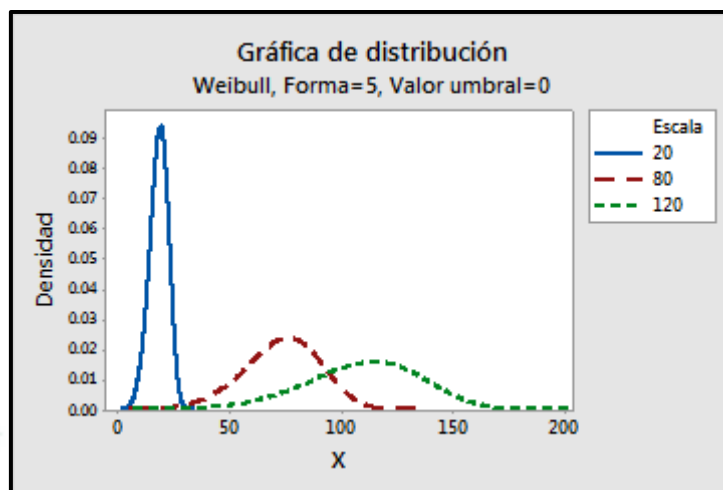


Figura 4. Gráfica de distribución de Weibull 3. Fuente: Minitab (2019)

Parámetro de Forma

Este parámetro determina, como bien dice su nombre, la forma que posee el gráfico. Como se puede ver en la Figura siguiente, un valor de forma 1 indica una curva con una densidad elevada inicial. Un valor alto de 10 indica lo contrario, una curva con mayor proporción en el lado derecho.

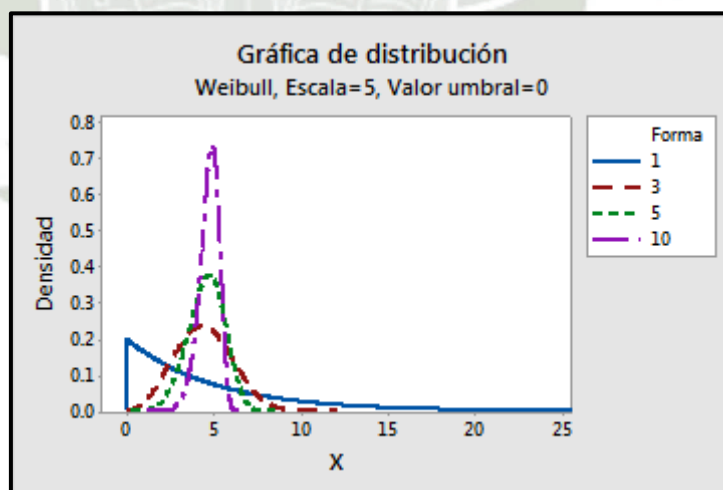


Figura 5. Gráfica de distribución de Weibull 3. Fuente: Minitab (2019)

Entonces, para poder obtener un valor de velocidad del viento con el que se pueda trabajar, se debe realizar lo siguiente. Todas las mediciones de vientos

durante un año, se colocan en una gráfica teniendo el eje horizontal con la velocidad del viento, y en el eje vertical, el porcentaje o la probabilidad que han ocurrido en el año. De esta forma podemos obtener un valor medio, evitando tomar los valores muy altos producidos por ráfagas de viento, y los momentos de calma en el año. Una vez con estos datos graficados, podremos determinar los valores de forma y escala que corresponde.

Además, en una distribución de Weibull, si el parámetro de forma es 2, se le conoce como la distribución de Rayleigh. Esta distribución es la más utilizada cuando se habla de datos climatológicos como el viento, y es por eso que distintos fabricantes de aerogeneradores suelen proporcionar gráficas de rendimiento con esta distribución.

3. TEORÍA DE CANTIDAD DE MOVIMIENTO DE BETZ

Ahora que se conocen los vientos y cómo se producen, hay que averiguar cuánta energía poseen y de esta cuánta cantidad es realmente aprovechable. Aquí es donde entra la Ley de Betz o Teoría de Cantidad de movimiento (Momentum) de Betz, que de una forma simple nos indica que solo un porcentaje de la energía del viento en realidad se puede obtener, incluso si la máquina que se utiliza sea 100% eficiente, no se puede extraer la totalidad de la energía cinética del aire.

Para entender la ley de Betz, primero hay que entender cómo funciona el aerogenerador, y la forma en la que se relaciona con el viento. Un aerogenerador desvía el viento, y provoca que este se comporte como un tubo de corriente, con una mayor velocidad antes de entrar en contacto con el rotor. Como se puede apreciar en

la siguiente Figura, el aerogenerador obtiene su energía de la velocidad del viento. Por lo cual, el aire luego de pasar a través del rotor pierde velocidad. Sin embargo, para seguir la ley de conservación de masa, si pierde su velocidad, aumentará su volumen, y se genera así esta forma de tubo de corriente.

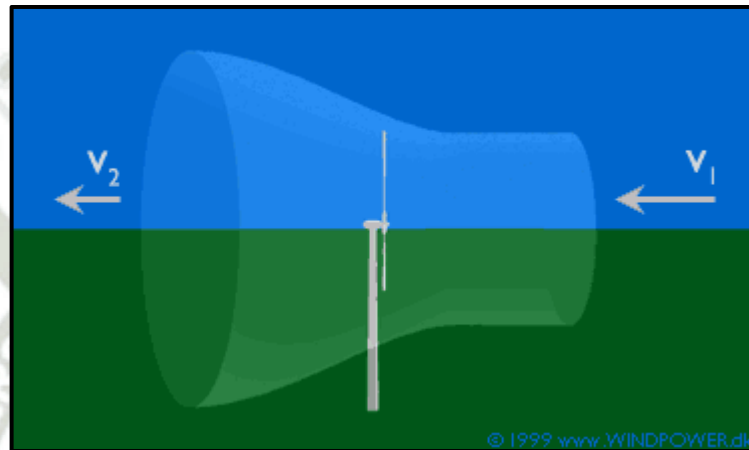


Figura 6 Tubo de corriente de aire. Fuente: Windpower (1999)

Si uno intenta extraer la totalidad de la velocidad del viento, este V_2 sería 0, lo que significaría que el rotor evita que pase el aire de un lado al otro. Esto mismo produciría que no se pueda extraer la energía ya que no habría movimiento de masa de un lado a otro. Y de forma contraria, si solo queremos que pase el viento de un lado a otro sin presentar oposición, no se podría extraer energía alguna del viento.

Entonces, se puede asumir que debe existir un máximo de energía aprovechable del viento, y hay que encontrar la forma de calcular su valor. Este porcentaje máximo de energía extraíble es independiente de la velocidad del viento como se demostrará a continuación.

Primero, la energía que lleva el viento es energía cinética, por su expresión matemática es:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \text{ EC. 1}$$

Donde:

m: masa de aire

v: velocidad del aire (viento)

Tomando la masa y expresando ésta en función del volumen se tiene:

$$m = \rho * V \text{ EC. 2}$$

Donde:

ρ : densidad de aire

V: volumen de aire (volumen de barrido)

Ya que estamos analizando la cantidad de aire que puede obtener un aerogenerador, el volumen de aire viene a ser el volumen que pasa a través de las palas, lo que se conoce como Volumen de barrido.

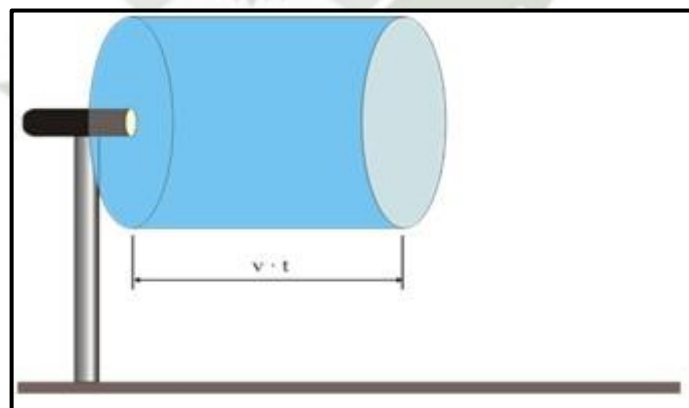


Figura 7 Volumen de aire. Fuente: I.E.S. Vega del Turia de Teruel (2019)

Este Volumen de barrido que se representa en la imagen de color azul, se puede visualizar como un cilindro, cuyo volumen sería $V=A \times L$. En este cilindro, el área es la superficie barrida y la longitud expresada en función de la velocidad, se toma como:

$$L = v * t \text{ EC. 3}$$

Donde:

t: Tiempo que demora el aire en atravesar la longitud determinada

Entonces, reemplazando en las ecuaciones anteriores, tenemos que:

$$V = A * (v * t) \rightarrow m = \rho * (A * (v * t))$$

$$E = \frac{1}{2} * (\rho Avt) * v^2 \rightarrow E = \frac{1}{2} \rho At v^3$$

Sabemos que:

$$P = \frac{E}{t}$$

Donde:

P: Potencia del viento

Y por lo tanto la potencia es equivalente a:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \text{ EC.4}$$

Ahora, para poder demostrar la ley de Betz, tenemos la velocidad de entrada al aerogenerador es v_1 y una velocidad de salida del aerogenerador v_2 . Se puede asumir de manera correcta, que la velocidad promedio es de $(v_1+v_2)/2$. Por lo tanto, la masa de aire en función de la velocidad queda como:

$$m = \rho * A * \frac{v_1+v_2}{2} \text{ EC.5}$$

Ahora, si queremos determinar la potencia extraíble, es la diferencia entre la potencia en v_1 y la potencia en v_2 .

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \frac{1}{2}m[v_1^2 - v_2^2] \quad \text{EC.6}$$

Donde:

ΔP : Potencia extraíble del viento

Sustituyendo la anterior ecuación en esta última tenemos:

$$\Delta P = \frac{1}{2}(\rho A \frac{v_1 + v_2}{2})[v_1^2 - v_2^2]$$

$$\Delta P = \frac{1}{4}\rho A * (v_1 + v_2)[v_1^2 - v_2^2] \quad \text{EC.7}$$

Ahora, debemos comparar las ecuaciones de potencia Ec. 7 con Ec. 4:

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{\frac{1}{4}\rho A*(v_1+v_2)[v_1^2-v_2^2]}{\frac{1}{2}\rho A v_1^3} \quad \text{EC. 8}$$

Simplificando la ecuación:

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{1}{2} * (1 + \frac{v_2}{v_1})(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2}) \quad \text{EC. 9}$$

Ahora, para poder graficar esta función de comparación, tenemos que reemplazar variables $\frac{\Delta P}{P} = Y$ y $\frac{v_2}{v_1} = X$.

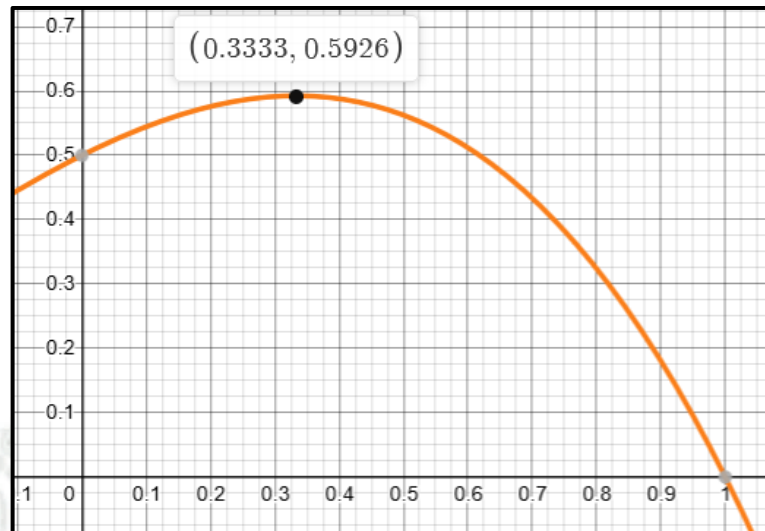


Figura 8 Gráfica de la función de potencia extraíble. Fuente: Propia

Entonces, la máxima potencia extraíble ocurre cuando:

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3} \rightarrow v_2 = \frac{1}{3} v_1$$

Y cuando:

$$\Delta P_{m\acute{a}x} = 0.5926P$$

Que es lo mismo a decir, que la Potencia extraíble (ΔP) es máximo un 59.3% de la potencia del viento. Esto se da cuando la velocidad de salida (v_2) es un tercio la velocidad de entrada (v_1).

4. AEROGENERADORES

La tecnología de los aerogeneradores es una tecnología muy compleja que involucra disciplinas técnicas amplias y multidisciplinarias como aerodinámica, mecánica, dinámica de estructuras, meteorología e ingeniería eléctrica que aborda la generación, transmisión e integración de aerogeneradores en el sistema eléctrico. La tecnología de turbinas eólicas ha madurado a lo largo de los años y se ha convertido en la tecnología de energía renovable más prometedora y confiable en la actualidad.

Se ha movido muy rápido, desde principios de la década de 1980, desde turbinas eólicas de unos pocos kilovatios hasta las turbinas eólicas de varios megavatios de la actualidad. Además de su tamaño, el diseño de las turbinas eólicas ha pasado de estar impulsado por convenciones a estar optimizado dentro del régimen operativo y el entorno del mercado. Los diseños de aerogeneradores han progresado de velocidad fija, control pasivo y con trenes de transmisión con caja de cambios, a velocidad variable, control activo y con o sin caja de cambios, utilizando lo último en electrónica de potencia, aerodinámica y diseños de trenes de transmisión mecánicos. Las principales diferencias entre todos los conceptos de aerogeneradores desarrollados a lo largo de los años se refieren a su diseño y control eléctrico.

Con todos estos avances existe una gran variedad para escoger distintos aerogeneradores según la necesidad y características del entorno donde se quiera utilizar, lo cual será muy útil en la investigación presente. (Trevor M. Letcher, 2017)

5. TIPOS DE AEROGENERADORES

Existe una gran variedad de clasificaciones de aerogeneradores, dependiendo de la variable que se tomará en cuenta para diferenciarlos, por la fuerza de giro, tamaño, disposición, rápidos o lentos, tipo de generador de viento, etc (Cucó S., 2017). Sin embargo, la clasificación de aerogeneradores más común es según la disposición del eje, ya sea horizontal o vertical

5.1 Turbinas Eólicas de Eje Vertical

Este tipo de turbinas existieron desde hace ya varias décadas, pero su uso era únicamente utilizando el arrastre que estos producen. Un ejemplo común era el de utilizar un rotor “Savonius” como ventilador en pequeños camiones o en carretas en riel. Fue en el siglo XX que recién se comenzaron a diseñar y utilizar

pequeños modelos de rotores con eje vertical utilizados para generar energía con su levantamiento.

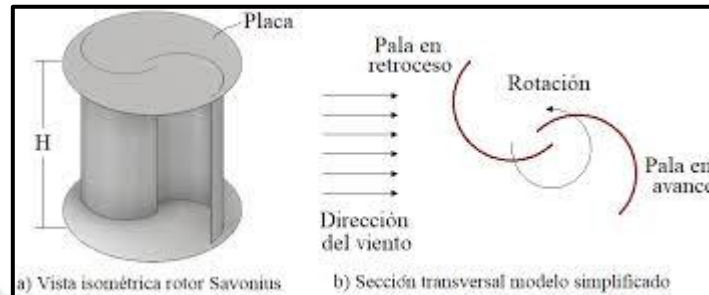


Figura 9. Rotor Savonius. Fuente: IEEE (2018)

En el año 1925 el ingeniero francés Darrieus diseñó un modelo prometedor de turbina eólica llamado rotor “Darrieus”. Este se compone de apenas un par de álabes, que son delgadas platinas largas que salen de la punta superior de un eje vertical y se doblan para alcanzar la parte inferior del eje. Esta forma extraña de los álabes era complicada de fabricar y por lo tanto recibió poco uso. Se recomienda su uso con solo dos o tres álabes.

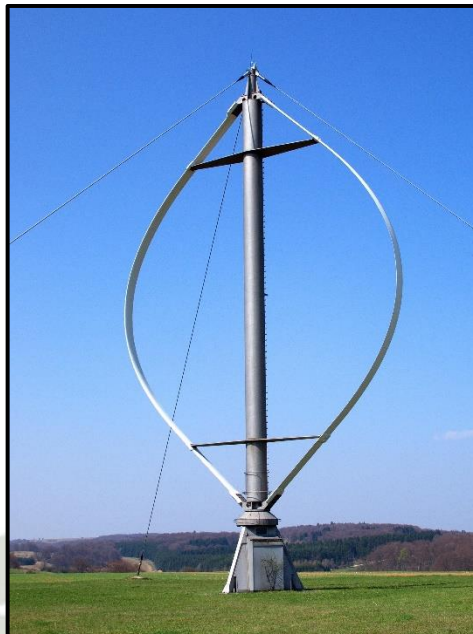


Figura 10 Turbina Horizontal con rotor Darrieus. Fuente: Wind Turbine Models (2018)

Existe también una variación del rotor Darrieus llamado Darrieus H. El cual reemplaza esas delgadas piezas rectas por unos pequeños perfiles aerodinámicos que se encuentran paralelos al eje de rotación vertical.

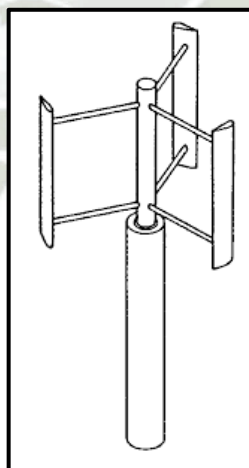


Figura 11. Turbina Eólica con rotor tipo Darrieus-H. Fuente: ResearchGate (2018)

Su principal ventaja es que debido a su forma simple, provoca que se pueda guardar los componentes eléctricos y mecánicos a nivel del suelo. Sin embargo, posee

varias desventajas como son tener baja celeridad, incapacidad de comenzar el movimiento por sí mismo, y el poco control sobre la potencia que puede dar o la velocidad de los álabes. Una turbina Savonius con un diseño optimizado de aerodinámica puede llegar a un Coeficiente de Potencia de 0.25.

Sin embargo, a pesar del desarrollo que han recibido estos generadores no pueden competir con las turbinas de eje horizontal.

5.2 Turbinas Eólicas de Eje Horizontal

Este tipo de generadores de energía eólica tienen la base de funcionamiento de las hélices. Este tipo de diseño es el dominante hoy en día a nivel internacional. Esto debido a las características siguientes:

- Posibilidad de controlar la velocidad del rotor y la potencia obtenida al poder controlar la inclinación de rotor y los álabes, cambiando el ángulo de ataque (blade pitch control). Se giran los álabes para producir este efecto.
- La geometría del álabes puede seguir siendo optimizada aerodinámicamente y se ha probado que puede alcanzar la máxima eficiencia cuando el levantamiento aerodinámico es aprovechado al máximo.
- El desarrollo que ya se tiene en diseño de hélices también afecta de forma positiva su desarrollo.

Las tres razones juntas son los motivos por los que la mayoría ha apostado por el desarrollo de turbinas de eje horizontal.



Figura 12. Turbina Eólica de eje horizontal. Potencia Nominal 3 MW, diámetro de rotor 112m, altura de la torre 119m. Fuente: Vestas (2013)

Estas turbinas de eje horizontal pueden producir desde pequeñas potencias (menores a 1kW) en lugares de baja velocidad de viento, a grandes potencias (2-8 MW) a grandes alturas en lugares con una alta velocidad de viento. Estas grandes potencias que pueden generar los hace competir contra los grandes generadores de carbón, petróleo o hidroeléctricas. La altura a la que se han construido últimamente estos generadores va desde los 100 a 170m de altura.

6. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL

Para poder diseñar un aerogenerador, es obligatorio conocer correctamente todos sus componentes, los cuales dependen del uso, forma y potencia que tengan.

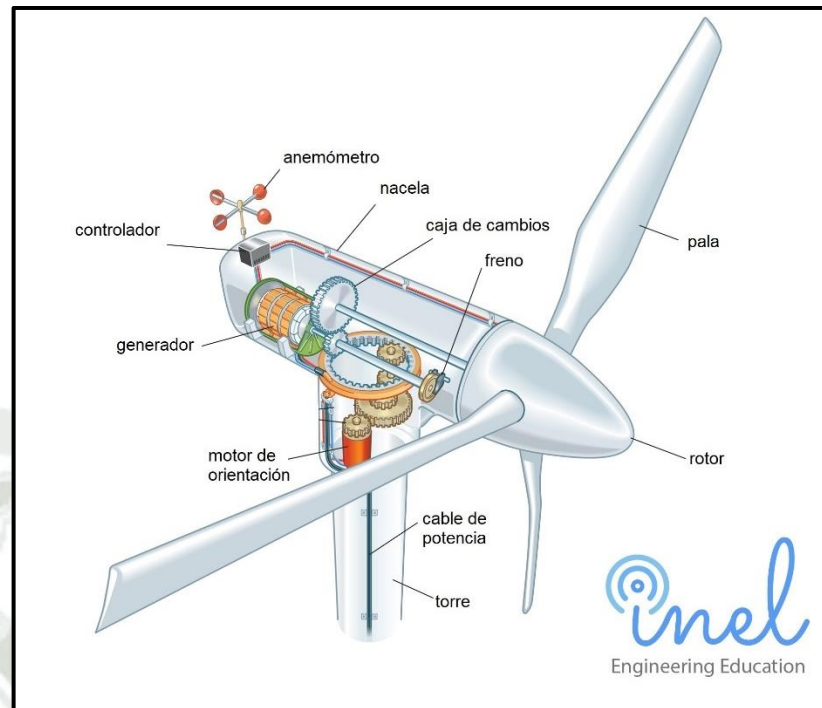


Figura 13. Componentes de un aerogenerador. Fuente: Inel (2020)

El aerogenerador de manera general está compuesto por cuatro partes:

6.1 Rotor

Se encuentra en la parte delantera de la góndola. Es el mecanismo que se encarga de hacer posible el giro de las aspas y transmitir el movimiento al eje de baja velocidad.

Palas: Son las encargadas de recibir la energía del viento y convertirla en energía mecánica rotacional.



Figura 14. Álabes de aerogenerador. Fuente: Greef (2022)

Buje: Es el elemento que soporta el eje y su movimiento. Normalmente conecta el rotor con el eje de baja velocidad.



Figura 15. Buje de rotor del aerogenerador. Fuente: IIoT (2019)

6.2 Góndola

Protege a los componentes más importantes del aerogenerador de diferentes daños del clima, y a su vez funciona como un aislante del ruido que estos componentes generan.

Multiplicador: Se coloca entre el eje de baja velocidad y el eje de alta velocidad. Se utiliza para aumentar la velocidad de giro y que pueda funcionar correctamente el generador o alternador, ya que se requieren de altas velocidades para un funcionamiento correcto. Normalmente se utilizan en aerogeneradores de potencia media o alta.

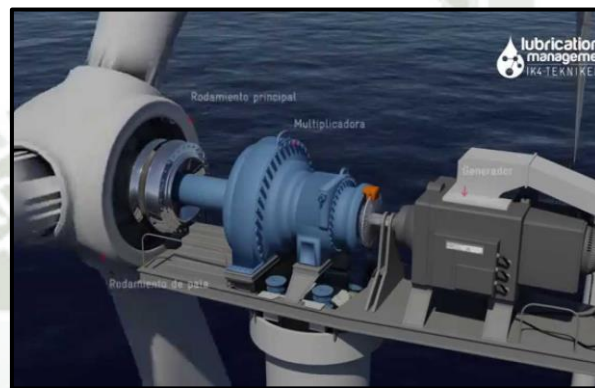


Figura 16. Multiplicador de velocidades en un aerogenerador. Fuente: Tekniker TV (2015)

Generador: Es el encargado de convertir la energía mecánica de rotación del eje en energía eléctrica. Los tipos de generadores más utilizados suelen ser:

Generador asíncrono de jaula de ardilla: Este generador funciona con diferentes velocidades en el eje del rotor y del estator, lo que significa una frecuencia variable y que necesitan una caja de cambios para que se adecúe la velocidad de un eje con a del otro. Este tipo de generador produce una gran cantidad de potencia reactiva, por lo que se recomienda instalar junto con un banco de capacitores. Fue el primer tipo de generador utilizado en la generación de energía eléctrica utilizando los aerogeneradores.



Figura 17. Generador de Jaula de ardilla. Fuente: Edibon (2019)

Generador síncrono: Estos generadores trabajan sin la necesidad de una caja de cambios, ya que las velocidades de rotor y estator son las mismas. Necesitan de un circuito electrónico de potencia para poder alcanzar la sincronización entre la red y el rotor del generador. Este tipo de generador se suele utilizar para aerogeneradores de bajas revoluciones, lo que significa de palas grandes. A revoluciones bajas y constantes (palas grandes y viento permanente) funcionan a una eficiencia muy alta.

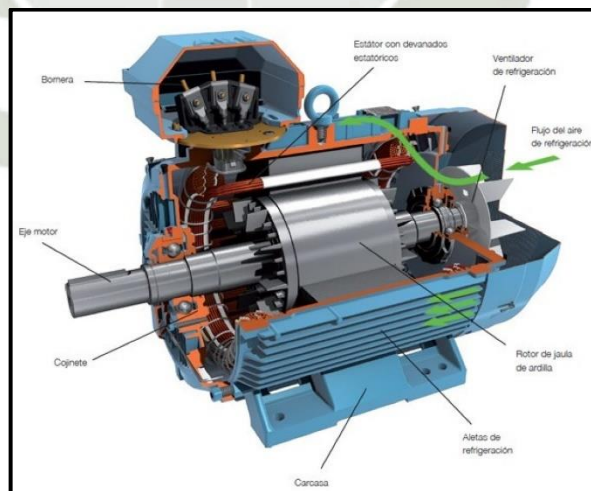


Figura 18. Generador Síncrono. Fuente: Comercial Mendez (2018)

Generador con imanes permanentes: Es una máquina eléctrica síncrona, la cual lleva imanes permanentes en forma de sustitución al embobinado del motor. Esto

reduce el tamaño necesario requerido y reduce la necesidad de tener una fuente externa de excitación. Para aerogeneradores que trabajen con bajas potencias ($< 10kW$) se pueden utilizar generadores de imanes permanentes que van colocados directamente al eje del rotor. De esta manera no es necesario el uso de un multiplicador (ABB, 2018).



Figura 19. Generador de imanes permanente. Fuente ABB (2018)

6.3 Torre

Siendo la estructura que soporta todo el peso de la góndola y el rotor, se suelen construir de acero u hormigón. Hay que tomar en cuenta los materiales a utilizar ya que mayormente se usan cerca de las costas, donde el ambiente es más corrosivo.

La torre es un componente de alta importancia en un aerogenerador. No solo porque corresponde a un poco más del cuarto del precio del mismo, y porque a mayor longitud de esta, más difícil será su instalación y montaje, sino además porque según la altura puede brindar una mayor cantidad de energía eólica extraíble. Esto último debido a que suele aumentar considerablemente el valor de la velocidad del viento a mayores alturas. Teóricamente, la altura óptima en la

cual debería de trabajar el aerogenerador, y por lo tanto de la torre, se encuentra en la intersección entre las curvas del costo del aerogenerador y el potencial de energía extraíble.

De la misma forma, la torre también es responsable de la estética del generador eólico, ya que gran parte de lo que se ve desde el exterior está conformado por este soporte. Por lo tanto, es necesario que su diseño sea de acuerdo con el ambiente y entorno para evitar algún tipo de contaminación visual si este se encuentra en un lugar rural o lleno de naturaleza.

Desde el inicio del uso del viento como fuente de energía, se utilizaron diferentes formas se sostener el rotor a medida que se aumenta la altura a la que este trabaja.

Existen principalmente cuatro configuraciones de torres:

Torre de celosía: Siendo la forma más simple de construir una torre alta y rígida, y por lo tanto el diseño utilizado para los primeros generadores eólicos de prueba. Actualmente se utiliza únicamente para turbinas eólicas de gran altura en tierra firme y plana.



Figura 20. Turbina eólica de 78m con torre de celosía. Fuente: Wind Turbine Models (2022)

Torre de concreto: Este tipo de torres reforzadas con acero, fueron comúnmente usadas en las turbinas danesas experimentales y luego utilizadas comercialmente. Este tipo de torres se suele utilizar para turbinas de una altitud mayor a 100m.



Figura 21. Turbina eólica de 170m con torre de concreto. Fuente: Esteyco (2019)

Torre autoportante de acero tubular: Siendo el tipo de torres utilizadas más común. Debido a los avances en el estudio del análisis vibracional, es posible

utilizar este tipo de torre de acero tubular, lo que produce una torre con una menor masa y esbeltez necesaria.



Figura 22. Turbinas eólicas con torre de acero tubular autoportante. Fuente: Aeolos wind turbine (2020)

Torres de acero tubular con arriostre: Es posible utilizar una torre con una esbeltez mucho menor, si se le añade el uso de arriostres que ayuden a soportar la carga y mantener la firmeza en la torre. A pesar de tener un menor peso, no involucra un menor costo, ya que las bases necesarias para anclar los arriostres incrementan su precio considerablemente.



Figura 23. Turbina eólica con torre de acero con arriostre. Fuente: Braun Windturbinen (2018)

Debido a las constantes pruebas y diseños experimentales, existen torres que combinan las distintas configuraciones anteriormente mostradas. Este tipo de torres se les conoce como torres de construcción híbrida. Este tipo de construcción se vuelve muy importante y necesario a la hora de construir turbinas a una altura mayor a los 100m.

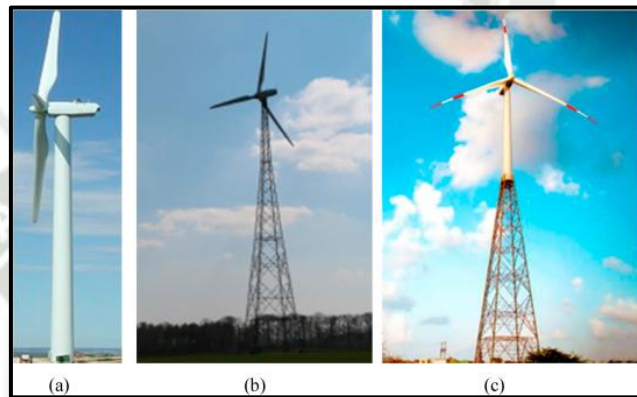


Figura 24. Turbina Eólica híbrida con torre de celosía y de acero tubular. Fuente: Shaikha et al. (2020)

7. PERFILES AERODINÁMICOS

Un perfil aerodinámico es un cuerpo cualquiera, que tenga una forma tal que permita una reacción aerodinámica perpendicular a su dirección de movimiento (fuerza de sustentación), por una fuerza de resistencia menor en el plano del movimiento (fuerza de arrastre) (Skybrary, 2017).

7.1 Partes de un perfil aerodinámico

Para poder determinar las características de un ala, es necesario saber identificar sus partes y qué función tiene cada una de ellas.

- Borde de ataque: Se encuentra en la parte delantera del perfil, es el punto donde incide la corriente de aire
- Borde de salida: Parte final del ala donde el flujo de aire abandona el perfil.
- Extradós: Es la mitad superior del perfil, desde el borde de ataque al borde de salida. Aquí se produce la presión menor.
- Intradós: Es la mitad inferior del perfil, desde el borde de ataque al borde de salida. Aquí se produce el aumento de presión.
- Cuerda Aerodinámica: Es una línea recta imaginaria que conecta el borde de ataque y el borde de salida.
- Línea de curvatura media: o Combadura media, es la línea imaginaria que pasa por el punto medio entre el extradós y el intradós por todo el perfil.
- Espesor máximo: Es la distancia máxima que existe entre el extradós e intradós. Este parámetro se utiliza para ver el espacio de la estructura del ala.
- Combadura máxima: Lugar donde existe una distancia máxima entre la combadura media y la cuerda aerodinámica. Tiene una estrecha relación con la cantidad de sustentación y arrastre del perfil (Vuela América, 2021).

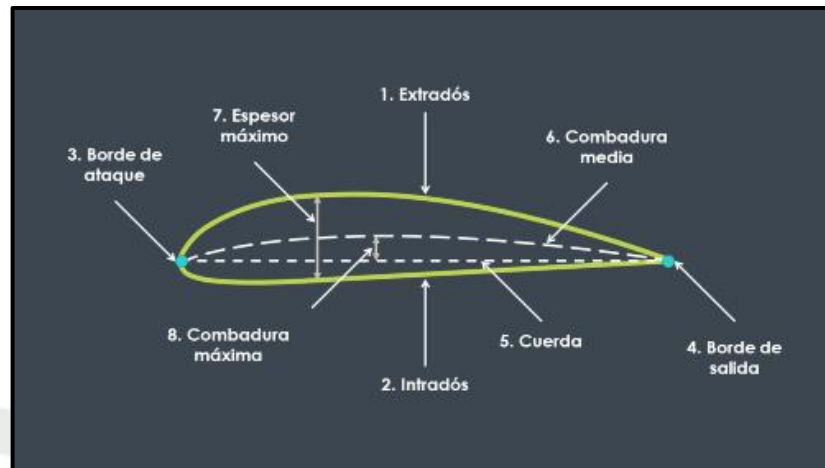


Figura 25. Partes de un perfil aerodinámico. Fuente: Vuela (2021)

7.2 Funcionamiento de un perfil aerodinámico

La sustentación se produce en el perfil aerodinámico debido a la diferencia de presiones que existe al introducir una corriente de aire a través de este. Ya que la misma cantidad de aire que entra en contacto con el ala debe salir, el aire debe recorrer tanto la parte superior como inferior del perfil al mismo tiempo. La velocidad del fluido debe ser mayor en la parte superior que en la parte inferior, ya que en la parte superior existe un mayor recorrido para el aire. Esta diferencia de velocidades produce una diferencia de presiones, generando una fuerza de sustentación que va en sentido de mayor a menor presión (Ticomán et al., 2011).

En la Figura siguiente se puede observar el corte transversal de un perfil aerodinámico. El flujo de aire (representado por líneas negras) que se encuentra por encima del ala, tiene una velocidad alta, lo que reduce la presión. Esta reducción de presión provoca la fuerza de sustentación de forma perpendicular al perfil aerodinámico. El flujo del aire que transcurre por debajo del ala tiene una velocidad

menor, lo que conlleva a tener una mayor presión. Esto contribuye a su vez a la fuerza de sustentación hacia arriba.

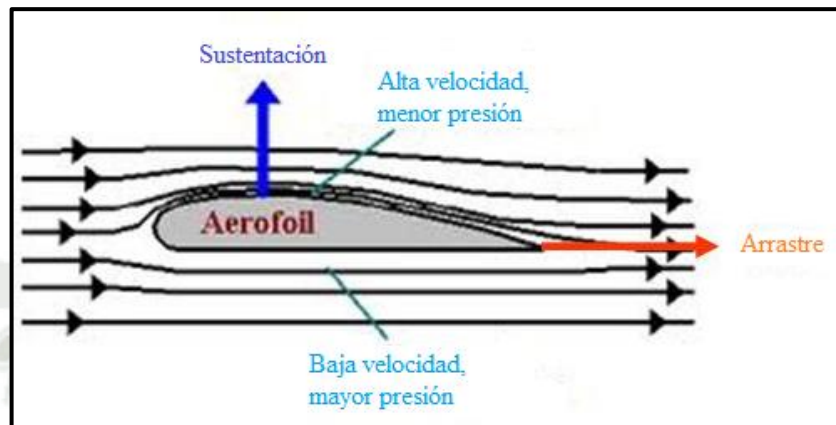


Figura 26. Sección transversal de un perfil aerodinámico. Fuente: Skybrary (2015)

7.3 Tipos de perfiles

De manera general, se pueden clasificar en dos grupos: Perfiles simétricos y perfiles asimétricos.

Perfiles simétricos

Es un perfil cuyo extradós e intradós son idénticos. Este tipo de perfiles presentan una menor fuerza de Arrastre, sin embargo, la cantidad de fuerza de sustentación que producen es muy baja. La mayoría de estos perfiles se utilizan para la fabricación de naves supersónicas, ya que estos pueden contrarrestar los efectos negativos de las ondas de choque.

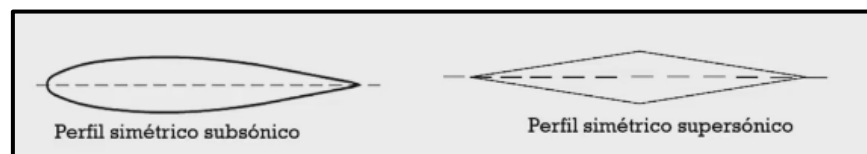


Figura 27. Perfiles aerodinámicos simétricos. Fuente: Mundo Aeronáutico (2017)

Perfiles asimétricos

Es un diseño de perfil donde el extradós y el intradós son distintos. Estos perfiles producen una fuerte fuerza de sustentación, pero también una mayor fuerza de arrastre. Se utiliza en la aeronáutica subsónica.

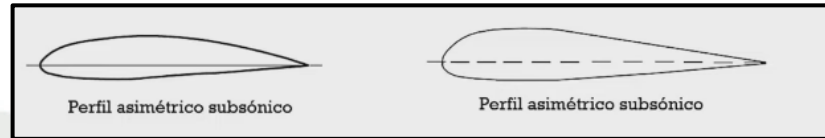


Figura 28. Perfiles aerodinámicos asimétricos. Fuente: Mundo Aeronáutico (2019)

7.4 Perfiles NACA

A inicios del siglo XX, las únicas instituciones que se encargaban en desarrollar y diseñar perfiles aerodinámicos eran 2, la NACA (National Advisory Committee for Aeronautics) de Estados Unidos, y la RAE (Royal Aircraft Establishment). Estas dos instituciones se encargaban de diseñar, probar y comprobar de manera empírica los perfiles aerodinámicos que se requerían. Durante las décadas de 1920 y 1960, trabajaron para conseguir un estándar en sus formas de trabajo y estudios de los túneles de viento. Esto terminó por desarrollar una serie de familias de perfiles alares y un desarrollo de nomenclaturas, para poder determinar y escoger un perfil según el desempeño deseado. Estos estudios tuvieron una trascendencia tal, que incluso hoy en día se utilizan los perfiles estándares diseñados en aquellos tiempos (Despegamos, 2014).



Figura 29. Emblema de NACA. Fuente: *The National Advisory Committee for Aeronautics (1915)*

Cabe resaltar, que el comité de NACA se disolvió en el año de 1958 para darle paso a su sucesor, la NASA (National Aeronautics and Space Administration), los cuales continuarían el legado llevando el hombre a la Luna.

La totalidad de los perfiles NACA se encuentran clasificados y codificados para poder ser utilizados de forma rápida y sencilla en un catálogo. Este catálogo contiene los perfiles identificados por las siglas NACA y acompañado de distintos números en un determinado orden y cantidad. Además, se encuentran los datos de su desempeño aerodinámico mostrado en diferentes gráficas.

Ahora que conocemos las partes del perfil alar, podemos comprender la nomenclatura NACA, la cual en números llega a definir conceptos geométricos y de forma de un perfil determinado. Existen tres familias de perfiles NACA: de 4, 5 y 6 dígitos.

Perfil NACA de 4 dígitos: Es la primera familia de perfiles alares, desarrollada alrededor del año 1930. Los 4 dígitos que se muestran se encuentran en función de la cuerda.

$$NACA \quad abt_1t_2$$

a: Indica la longitud vertical de combadura máxima en % del valor de la cuerda.

b: Indica la distancia horizontal del punto de combadura máxima en décimas de cuerda

t_1t_2 : Indica el valor del espesor máximo en % de la cuerda (con dos valores).

Ejemplo: NACA 4415

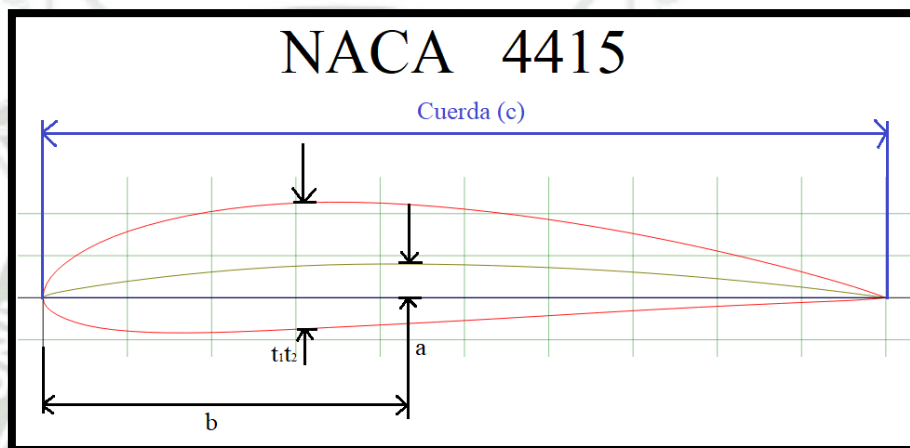


Figura 30. Perfil NACA 4415. Fuente: Airfoil Tools (2021)

Para este caso, $a = 4\%c$, $b = 0.4c$, $t_1t_2 = 15\%c$

Lo que significa que la combadura máxima es de 4% del valor de la cuerda. La distancia horizontal a la combadura máxima es de 0.4 veces c . Y el espesor máximo del perfil es de 15% el valor de la cuerda. Se puede decir que el espesor máximo se encuentra regularmente al 30% de distancia de la cuerda.

Cabe resaltar que de tener un valor a y b iguales a 0, sería un perfil simétrico, como se puede observar en la Figura siguiente.

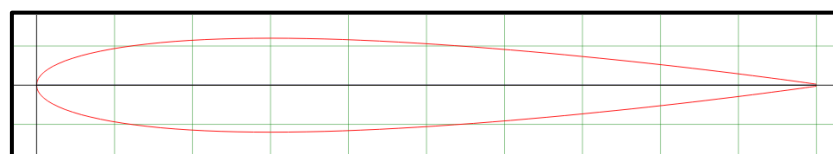


Figura 31. Perfil NACA 0012 simétrico. Fuente Airfoil Tools (2021)

Significa que la línea de curvatura media y la cuerda son exactamente la misma línea con la misma medida.

Perfiles NACA de 5 dígitos:

Se diseñó para obtener fuerzas de sustentación mayores. Al desarrollar estos perfiles, se descubrió que al mover el punto de combadura (curvatura o *camber*) máximo hacia el borde de ataque, se producía un incremento notable en el coeficiente de sustentación.

NACA abcde

a: Este valor se multiplica por 0.15 para dar el coeficiente de sustentación.

bc: Estos dos dígitos se dividen a la mitad. Este valor es la distancia vertical de curvatura máxima en % de la cuerda.

de: Estos dos dígitos indican la distancia horizontal al punto de curvatura máxima en % de la cuerda.

Ejemplo: NACA 24012

El coeficiente de sustentación es de 0.3. El valor de la curvatura máxima es de 0.20C. Y la distancia horizontal al punto de curvatura máxima es de 0.12C.

Perfiles NACA de 6 dígitos: Esta familia de perfiles se estudió con el propósito aumentar el flujo laminar sobre la superficie, esto para disminuir su coeficiente de resistencia. Por este motivo, a esta familia se le conoce con el nombre de “Perfil alar de flujo laminar” o “*Laminar Flow Airfoil*”.

NACA ab₍₁₎-cde

a: Identifica la serie del perfil

b: Indica la ubicación de la mínima presión en décimas de cuerda.

c: Este valor es el coeficiente de sustentación en décimas de cuerda.

de: Estos dos dígitos indican el espesor máximo en % de la cuerda.

El subíndice 1 indica que tiene un rango de operación de ± 0.1 en el coeficiente de sustentación.

8. MARCO NORMATIVO

- LEY GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL, DECRETO LEGISLATIVO N° 28749, Decreto Supremo N° 018-2020-EM D. Establece una serie de normas para la promoción, desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación en zonas rurales, zonas aisladas o en fronteras del país.
- DECRETO LEGISLATIVO DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES, Decreto Legislativo N° 1002. Con el objetivo de promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables para mejorar la calidad de vida de la población y proteger al medio ambiente.
- REGLAMENTO PARA LA PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN ELÉCTRICA EN ÁREAS NO CONECTADAS A RED, Decreto Supremo N° 020-2013-EM. Tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación de

la Ley a fin de promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables.

- Decreto Supremo N° 011-2006-VIVIENDA: NORMA TÉCNICA EM. 0.90 INSTALACIONES CON ENERGÍA EÓLICA. Establece las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir un sistema de energía eólica.
- CÓDIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD- UTILIZACIÓN, Resolución Ministerial N° 037-2006-MEM-DM. Tiene como objetivo establecer las normas preventivas para salvaguardar las condiciones de seguridad de las personas, de la vida animal y vegetal, y de propiedad, frente a los peligros derivados del uso de la electricidad.
- NACA: Comité de Asesoría Nacional para la Aeronáutica (National Advisory Committee for Aeronautics), establece los estándares en perfiles alares.
- Teoría del Elemento del Álabo y Teoría del Momentum. Y su unión, la Wing Theory

CAPÍTULO III METODOLOGÍA DE DISEÑO

1. PARÁMETROS GEOGRÁFICOS

Primero es necesario determinar el lugar en el que se desea diseñar el aerogenerador. El lugar se encuentra en las afueras de Arequipa, una distancia aproximada de 1.5km del Peaje Uchumayo.



Figura 32. Ubicación del proyecto con referencia geográfica. Fuente: Google Maps (2022)

Este lugar, como se ha indicado anteriormente, es la Quebrada de Añashuayco. En este lugar se encuentran una variedad de chacras, las cuales utilizan el agua del riachuelo que transcurre por medio de la sima del pequeño valle. Esta quebrada tiene una longitud aproximada de 6km, a través del cual transcurre el riachuelo y diferentes familias han vivido allí por varias generaciones.



Figura 33. Ubicación exacta del proyecto. Fuente: Google Maps (2022)

Es aquí donde se analizarán los datos de viento, rugosidad de terreno, necesidades energéticas de la familia, entre otros datos necesarios para el diseño del aerogenerador.

Cabe resaltar que como es una quebrada, el diseño se realizará en la parte alta, donde no hay obstáculos por el terreno ya que es mayormente plano. Esto permite que la velocidad del viento no se vea reducida drásticamente.

2. CÁLCULO DE LOS REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS

Ahora debemos determinar cuanta energía y potencia necesita la vivienda. En la siguiente tabla podremos observar los electrodomésticos y su consumo de energía y potencia (Cucó Pardillos, 2017).

Tabla III-1 Diagrama de cargas. Fuente: Propia

Descripción de la carga	#Cargas	Potencia Unitaria (W)	Potencia total (W)	Horas del consumo (hr/día)	Energía total (W · hr/ día)
Refrigeradora	1	40	40	24	959
Televisor	1	100	100	3	300
Radio	1	10	10	4	40
Computadora	1	100	100	2	200
Plancha	1	1000	1000	0.5	500
Iluminación	6	12	72	19.2	230.4
TOTAL			1322		2229.4

Aquí se encuentran las cargas a alimentar, considerando que la iluminación está provocada por el uso de focos tipo LED con un consumo de 12W cada uno.

Para el consumo de una refrigeradora, se asumió un electrodoméstico mediano de capacidad 300 litros, con un consumo de energía de 350 kWh/año, esto en consumo de energía al día es de 959 Wh/día aproximadamente. La potencia del televisor se sacó de un promedio entre televisores de 30-40" tipo LED, dando una potencia entre 90-110W, por lo tanto, se toma 100W.

Es necesario tener en cuenta que la suma total de potencias de los equipos conectados no es la potencia realmente que necesita brindar el aerogenerador, ya que antes de eso se debe multiplicar por un factor de simultaneidad. Se estima un valor del Factor de Simultaneidad del 50%, por lo tanto:

$$P_{\min} = P_t * F.S. = 1.322 \text{ kW} * 0.5 = 0.661 \text{ kW}$$

Por lo tanto, la potencia mínima que debe suministrar el sistema de energía eólica es de aproximadamente 700 W.

3. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

3.1 Obtención de las velocidades de viento

La velocidad del viento de la localidad se puede obtener de dos formas. La primera forma y más sencilla, es con el Mapa Eólico del Perú ubicado en el Anexo 2 del RNE, tal como se puede observar en la siguiente figura.



Figura 34. Mapa Eólico del Perú. Fuente: Registro Nacional de Edificaciones (2015)

En la ubicación requerida, el mapa eólico indica que la velocidad de viento es de 90km/hr a 10m sobre el suelo. La velocidad determinada a 10m de altura se le conoce también como la velocidad de viento potencial. Como recomendación

La segunda forma es obteniendo los datos del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI), el cual como su mismo nombre lo indica, recolecta todos los datos meteorológicos del Perú. Para eso será necesario comunicarse con la entidad y que nos entreguen los datos de velocidad de viento, y otros que podamos necesitar.

Para obtener la velocidad en esta localidad es necesario acudir al Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI).

Ya que en su página web solo indica valores de temperatura y lluvia, se tiene que comunicar de forma directa a SENAMHI para obtener los datos requeridos de velocidad del viento. De esta forma, se logró obtener los datos de las estaciones meteorológicas de Huasacache y La Joya. Los datos que se lograron obtener son las velocidades de viento a tres horas del día: 07, 13 y 19 horas, desde enero del año 2020 a diciembre del año 2021. Con todos esos datos, podemos analizar los valores de velocidad de viento, hasta obtener un valor con el cual poder trabajar.

Al comunicarse con la entidad, entregó los datos de la Estación Meteorológica de Huasacache y Estación Meteorológica La Joya.

De los datos de SENAMHI obtenemos que las velocidades de viento de la Estación Meteorológica de Huasacache son:

Tabla III-2 Velocidades de viento de la Estación Meteorológica de Huasacache. Fuente: SENAMHI, 2022

Hora del día	Promedio de Velocidad del viento (m/s)
07:00	1.35596
13:00	7.3064
19:00	0.7376

Y las velocidades del viento en la Estación Meteorológica La Joya son:

Tabla III-3 Velocidades de viento de la Estación Meteorológica de La Joya. Fuente: SENAMHI, 2022

Hora del día	Promedio de Velocidad del viento (m/s)
07:00	0.54
13:00	4.053
19:00	1.566

Debido a que la diferencia de velocidades de viento es bastante significativa, se procederá a tomar los valores del viento de SENAMHI y de la Estación Meteorológica más cercana, que sería la de Huasacache.

3.2 Cálculo de la potencia del viento

Como ya se ha determinado anteriormente, la fórmula para obtener la potencia del viento dependiendo de la velocidad es:

$$P_{eólica} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad \text{EC.4}$$

Pero como sabemos que el área por el que va a pasar el viento que estamos analizando es circular, podemos colocar la fórmula en términos del diámetro.

$$P_{eólica} = \frac{\pi}{8} \cdot \rho D^2 v^3 \quad \text{EC. 11}$$

Para determinar la densidad del aire, primero necesitamos algunos datos brindados por el Mapa Climático del Perú de SENAMHI.



Figura 35. Tipo de Clima de la Quebrada de Uchumayo. Fuente: SENAMHI (2022)

En la Figura podemos observar que la altura es menor a 1700 m.s.n.m., que para simplificar cálculos se tomará esta medida. En cuanto a la temperatura se trabajará con un promedio de 18.5°C siendo esta la temperatura promedio. La humedad relativa será de 50% como un valor promedio al año.

Para estos datos, usando la Psicrometría, la densidad del aire es de:

$$Altitud = 1700 \text{ m}, \quad T_{bulbo \text{ seco}} = 18.5 \text{ }^{\circ}\text{C}, \quad HR = 50\%$$

$$\rho = 0.9728 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Ya que aún no se ha determinado el área de barrido, es necesario asumir inicialmente algunos valores de áreas para poder determinar la potencia eólica. Ya

que la velocidad de viento que tenemos es estática, podemos observar mejor los resultados con una tabla.

Tabla III-4 Potencia eólica en función al diámetro de barrido. Fuente: Propia

Potencia Eólica (W)	Densidad del aire (kg/m ³)	Diámetro de barrido (m)	Velocidad del viento (m/s)
596.02	0.9728	2	7.3064
721.18	0.9728	2.2	7.3064
858.26	0.9728	2.4	7.3064
1007.26	0.9728	2.6	7.3064
1168.19	0.9728	2.8	7.3064
1341.03	0.9728	3	7.3064

A este valor de potencia eólica, primero se le debe aplicar la Ley de Betz para obtener la energía extraíble del viento, y con este valor recién ver la potencia real que se puede obtener del aire, que se verá en el siguiente punto.

4. DETERMINACIÓN INICIAL DEL ÁREA DE BARRIDO

Para poder calcular la potencia eléctrica que se pueda obtener del viento, es necesario realizar los siguientes cálculos. Primero, se calcula la potencia extraíble al multiplicar la potencia eólica con la eficiencia del generador y la transmisión, así como el coeficiente de la Ley de Betz (Pinilla S., 1997).

$$P_{\text{extraíble}} = P_{\text{eólica}} \cdot n_{\text{generador}} \cdot n_{\text{transmisión}} \cdot C_p$$

Donde:

n_{equipos} : Eficiencia de los equipos eléctricos que generan la energía.

$n_{\text{transmisión}}$: Eficiencia de la transmisión de la energía eléctrica.

C_p : Coeficiente de potencia, determinado por la Ley de Betz (máximo de 0.59).

Para lo cual, se asumirá la eficiencia de equipos y de transmisión a un 95%, y el valor del Coeficiente de potencia en un valor de 0.50. Por lo tanto, la potencia extraíble de la potencia eólica es la siguiente:

Tabla III-5 Valores del diámetro de barrido, Potencia Eólica y Eléctrica. Fuente: Propia

Potencia Eléctrica (W)	Potencia Eólica (extraíble) (W)	Densidad del aire (kg/m ³)	Diámetro de barrido (m)
268.96	596.02	0.9728	2
325.44	721.18	0.9728	2.2
387.29	858.26	0.9728	2.4
454.53	1007.26	0.9728	2.6
527.15	1168.19	0.9728	2.8
605.14	1341.03	0.9728	3

Por lo tanto, de un primer cálculo se podría decir que con un diámetro de 2.8m se cumple la potencia requerida para producir la energía necesaria, como se ve en el siguiente punto.

Cálculo de verificación de Energía

Con estos cálculos verificamos que el aerogenerador es capaz de suministrar la potencia eléctrica requerida mínima para la vivienda. Sin embargo, hace falta además verificar que pueda alimentar energéticamente a los electrodomésticos y demás equipos eléctricos, además de poder seguir brindando del fluido eléctrico por un día entero. De esta forma, se asegura que incluso bajo las condiciones

menos favorables, el sistema podrá seguir suministrando energía de manera permanente.

Para calcular cuanta energía mínima puede suministrar al día, es necesario conocer el histograma de cargas de la velocidad del viento. Esto ya que en las 24 horas del día no se va a tener la misma velocidad de viento, sino que ha de variar cada cierto número de horas.

Según los datos obtenidos de SENAMHI, con medición de la velocidad del viento a las 07, 13 y 19 horas, tenemos las tres medidas al día de las velocidades del viento. Sin embargo, estas medidas no son del lugar requerido, sino de la Estación Meteorológica de Huasacache. Esta estación, se tomaron los valores de la velocidad del viento a las 07, 13 y 19 horas, donde evaluaron durante un año y 11 meses.

Cabe resaltar que del día 17 de marzo hasta el 18 de octubre del 2020 no existen los datos en el SENAMHI debido a la cuarentena obligatoria que existió en ese momento.

Tabla III-6 Velocidades promedio de viento. Fuente: SENAMHI, 2021

ESTACIÓN METEOROLÓGICA DE HUASACACHE VELOCIDADES A DISTINTAS HORAS			
VPROM 07:00	VPROM 13:00	VPROM 19:00	VPROM TOTAL
1.356	7.306	0.738	3.133

Ya que no existe una estación Meteorológica más cercana al punto de análisis, y que para obtener la información de las velocidades de viento en la Quebrada se necesitaría al menos un año de información de los vientos de la zona,

se tomará como los mismos valores de velocidad de viento a las horas determinadas de la misma forma que en la Estación Meteorológica Huasacache.

Entonces, podemos determinar que:

$$E_{mín. req.} \leq E_{mín. prod.} = (P_{elétrica a las 7hr} \cdot \#Horas_{viento}) + (P_{elétrica a las 13hr} \cdot \#Horas_{viento}) + (P_{elétrica a las 19hr} \cdot \#Horas_{viento})$$

Ec. 12

Para el cálculo de la energía producida, tomaremos que el número de horas de viento será de 8h, ya que solo contamos con tres mediciones de velocidad al día. Por lo tanto:

Potencia Eléctrica (W)	Potencia Eólica (W)	Densidad del aire (kg/m ³)	Diámetro de barrido (m)	Velocidad del viento (m/s)
3.38	7.47	0.9728	2.8	1.356
527.15	1168.19	0.9728	2.8	7.306
0.55	1.21	0.9728	2.8	0.738

$$E_{mín. producida} = (3.38 + 527.15 + 0.55) \cdot 8 = 4\ 248.64\ W \cdot h/día$$

Donde la energía mínima requerida es la calculada en la Tabla III-1, con un valor de 2229 W h/día. Es necesario tomar medio día extra de carga para sopesar algunos altibajos en la velocidad del viento, además de ser necesario por algún posible inconveniente que pueda ocurrir. Por lo tanto, se debe calcular con 150% veces el valor de la energía necesaria al día. Y además de esto, es necesario tomar en cuenta

el consumo de energía del mismo sistema, así como la pérdida por transmisión. De esta forma se le añadirá un factor de seguridad de 1.2 veces energía requerida.

$$E_{\text{mín. req.}} = 1.2 \cdot (2229.4 \times 1.5) = 4\,012.9 \text{ W} \cdot \text{h/día}$$

Verificando la elección del diámetro de barrido:

$$E_{\text{mín. req.}} < E_{\text{mín. producida}} \quad \text{OK!}$$

$$4\,089.6 \text{ W} \cdot \text{h/día} < 4\,248.64 \text{ W} \cdot \text{h/día}$$

4.1 Potencia y selección del generador

El generador debe poder producir la energía suficiente para generar la energía eléctrica que se va a consumir en la vivienda. La cantidad de energía calculada incluyendo el factor de seguridad de 1.2 es de 4013 Wh/día aproximadamente. En cuanto al tiempo, se ha determinado que solo 1/3 del día se tiene una velocidad de viento aprovechable (ya que para poder mover las aspas del aerogenerador y producir energía, se necesita una velocidad de viento mínima de 1.5m/s aproximadamente), por lo tanto, se tomarán 8 horas al día de carga. Entonces la potencia del generador debe ser:

$$P_{\text{aerogenerador}} = \frac{E_{\text{requerida}}}{t_{\text{viento útil}}} = \frac{4\,012.9 \text{ Wh/día}}{8 \text{ hr}} = 511.25 \text{ W}$$

Pero también debe ser capaz de soportar la potencia que puede generar el aerogenerador. Entonces, con un diámetro de rotor de 2.8m, tenemos que la potencia máxima que puede generar a los picos de velocidad de 12 m/s, sería de 1490.52 W. Por lo tanto, es necesario un generador capaz de soportar esas

potencias y funcionar correctamente. Entonces se selecciona el Generador de Imanes Permanentes RC-1KP, que puede producir una potencia máxima de 1.5kW.



Figura 36. Generador de Imanes Permanentes RC-1KP. Fuente: Rexco (2022)

5. DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS COMPONENTES ELECTRÓNICOS

Una vez calculada la energía necesaria y haber comprobado que el generador sea capaz de brindar esta energía, pasaremos a ver cómo se selecciona el sistema de acumulación de energía, así como el controlador o regulador de carga y el equipo inversor de corriente.

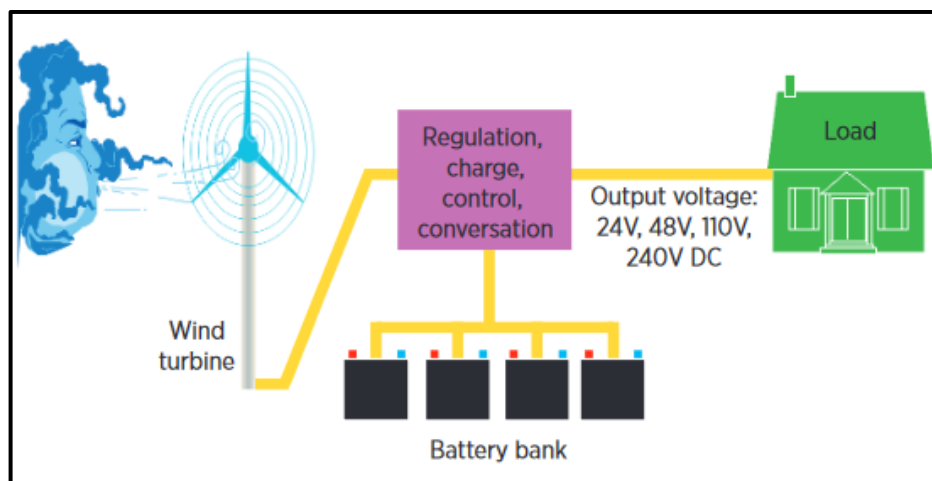


Figura 37. Diagrama de conexión simplificado. Fuente: IRENA (2021)

El aerogenerador es el encargado de convertir la energía cinética del viento, en energía mecánica en un eje y luego en energía eléctrica gracias al generador. Sin embargo, luego de eso debe pasar por un controlador de carga, el cual se encarga de verificar y asegurar que la batería se pueda cargar de manera correcta y evitar sobrecargas cuando esté completamente cargada. Las baterías deben poder acumular la energía necesaria para dos días de consumo en la vivienda, tal como se ha calculado anteriormente. De ahí, es necesario cambiar la CC que almacena la batería en CA que puedan utilizar los electrodomésticos u otros equipos eléctricos de la vivienda a alimentar.

5.1 Sistema de acumulación de energía

Este sistema de acumulación de energía es el encargado de recibir la energía durante todo el día, y luego entregar la misma cuando sea necesario. Su objetivo es almacenar la energía suficiente para dos días de consumo. Esto para asegurar el suministro energético de manera continua de manera autónoma fuera de la Red y poder brindar la energía eléctrica aun cuando existan condiciones ambientales poco favorables. Hay que recordar también que, si bien podría almacenar más

tiempo de independencia, que produciría mayor seguridad de fluido eléctrico, también provocaría un aumento considerable del costo de las baterías. Por lo tanto, es necesario encontrar un equilibrio entre el precio y la cantidad de energía a almacenar.

Primero, ya que las baterías comerciales tienen su almacenamiento dado en unidades de Ah (Ampere-Hora), es necesario realizar una conversión.

$$Q_d = \frac{Wd}{V_{conf}}$$

Donde:

Wd: Energía que se requiere almacenar (W h)

V_{conf}: Voltaje de configuración del sistema acumulador (12 o 24V)

Q_d: Energía a almacenar en las baterías (A h)

Para sistemas rurales o de baja demanda se recomienda el uso de sistemas de 12V cuando es menor a 500W. Ya que estamos trabajando con una potencia de diseño mínima requerida de 700W, debemos trabajar con un sistema de 24V, que se recomienda para instalaciones de 500-1200 W.

$$Q_d = \frac{4\,089.6\text{ W h}}{24\text{ V}} = 170.4\text{ A} \cdot \text{h}$$

Ahora, se calcula la capacidad total del sistema con la siguiente fórmula:

$$Cn = \frac{Q_d * A_{diseño}}{PD_{máx} * n_{inv} * n_{rb}}$$

En esta fórmula vemos que el A_{diseño} es la Autonomía de diseño, sin embargo, en nuestro caso la fue añadido al valor de la energía, por lo tanto será 1.

En cuanto a PD_{máx}, se asume un valor de 0.6. La eficiencia del inversor y del

regulador de la batería (n_{inv} y n_{rb}) también se deben tomar en cuenta, y ambos con un valor de 0.90. Con estos datos, obtenemos:

$$C_n = 280.6 A \cdot h$$

Con este valor, ya podemos calcular el número de baterías en serie que se necesitan. Según este número será el voltaje con el que se trabaje.

$$N_{bs} = \frac{V_{conf}}{V_b} = \frac{24}{12} = 2 \text{ baterías en serie}$$

Y ahora el número de baterías en paralelo nos va a indicar el amperaje con el que pueda trabajar, así como aumentar la capacidad de energía a almacenar.

$$N_{bp} = \frac{C_n}{C_b} = \frac{280.6}{300} = 0.93 \approx 1 \text{ batería en paralelo}$$

Las baterías deberán estar conectadas de la siguiente forma:

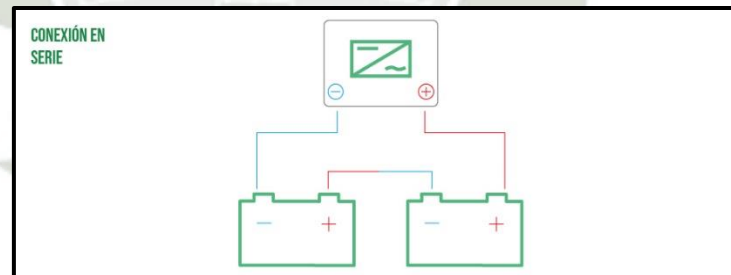


Figura 38. Configuración de las baterías para funcionamiento en serie. Fuente: Autosolar (2022)

Entonces, el sistema de acumulación será de 24V, con una capacidad nominal de 300 Ah, que a su vez está conformado por cuatro baterías de 12V y 300 Ah de capacidad. Batería GEL 12V 300 Ah Tensite.



Figura 39. Batería de Gel 12V 300 AH TENSITE. Fuente: Autosolar (2022)

5.2 Controlador de carga

Este equipo es el encargado de verificar y controlar la carga de las baterías. Se encuentra entre el aerogenerador y las baterías, recibiendo la energía eléctrica del primero y enviando al segundo para su acumulación. Para poder seleccionarlo basta con utilizar uno que trabaje con el mismo voltaje nominal del sistema, en este caso 24V. Al estar trabajando con una potencia de diseño de 700W, a 24 V tenemos 29.17A. La intensidad nominal debe ser de 1.1 veces este amperaje, lo cual nos da un valor de 32.08A. Si se ve en el mercado, el valor más cercano es de 34 A. Se escoge un Controlador de carga de viento MPPT WWS06-24 24V 34A de la marca Rexco.

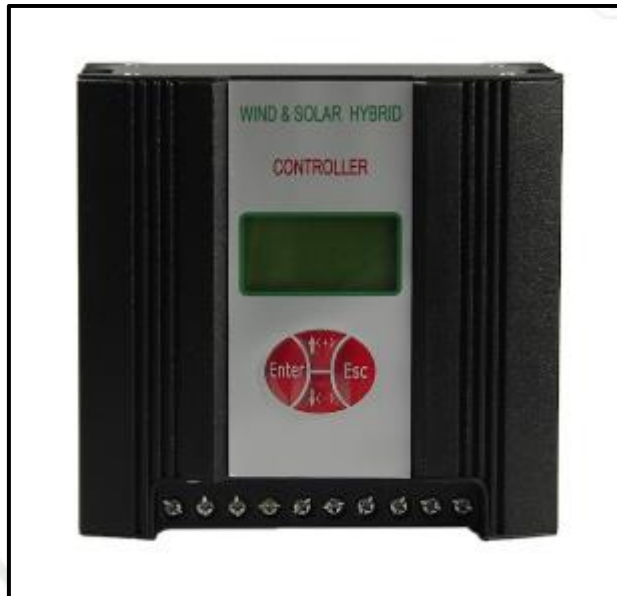


Figura 40. Controlador de carga de viento MPPT WWS06-24 REXCO. Fuente: REXCO (2022)

5.3 Inversor de corriente

Este equipo se encuentra entre las baterías y la vivienda donde se hará el consumo de la energía. Es el encargado de trasladar la energía requerida de las baterías al equipo eléctrico o electrodoméstico que lo requiera. De esta forma, controlará el flujo de la corriente y el voltaje, ya que debe primero aumentar el voltaje de 24V con el que estamos trabajando a un voltaje de 220V que es el normal en CA monofásica que consumen la mayoría de los productos eléctricos de una vivienda.

La potencia a la que va a trabajar se elige según el caso de que se encuentren todas las cargas conectadas al mismo tiempo. Según lo calculado en la Tabla III-1, tenemos que la potencia mínima es de 661 W. La potencia más cercana disponible en el mercado es de 800VA. Por lo tanto, se escoge el Inversor Victron Phoenix Smart 24V 800VA VE.



Figura 41. Inversor Phoenix Smart 24V 800VA Victron Energy. Fuente: Autosolar (2022)

6. DISEÑO Y MODELADO DEL ÁLABE

Al existir una gran variedad de perfiles aerodinámicos, y también una gran cantidad de parámetros a tomar en cuenta, se tiene que escoger según lo que se desea para el proyecto adecuado. En este proyecto, se tomará en cuenta obtener el mayor coeficiente de potencia de rotor (CPr) y también queremos conseguir la mejor relación entre el coeficiente de levantamiento o *lift* (Cl) y el coeficiente de arrastre o *drag* (Cd).

Para comenzar el análisis, el primer paso es buscar las primeras variables con las que se debe trabajar, y ya que no se conoce precisamente cuáles son, el primer paso será realizar un Análisis Dimensional para obtener las variables a analizar.

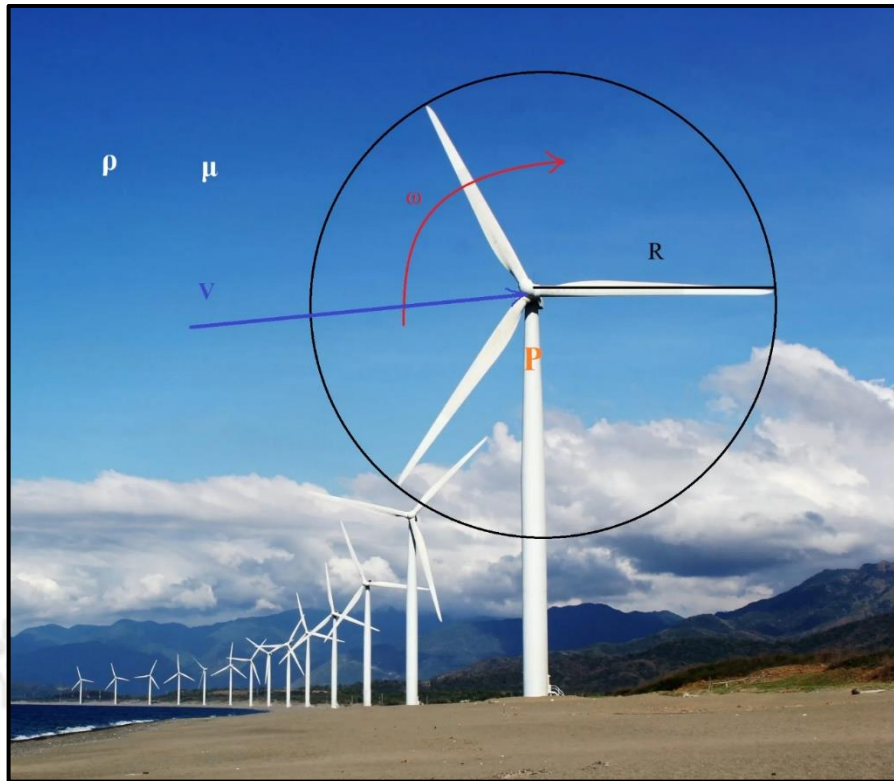


Figura 42. Variables del aerogenerador. Fuente: Hipertextual (2021)

Tenemos entonces estos seis parámetros que son los que determinan todas las variables que luego puedan aparecer. Estos seis parámetros son:

- ρ : Densidad del aire
- μ : Viscosidad dinámica del aire
- v : Velocidad del aire (viento)
- ω : Velocidad angular de las aspas
- R : Radio de los álabes
- P : Potencia obtenida

Estas variables deben de ser combinadas de tal manera que lleguen a eliminarse sus unidades, para obtener los parámetros adimensionales. Estos parámetros adimensionales son:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho v^3 \pi R^2}$$

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

$$Re = \frac{v R \rho}{\mu}$$

El C_p es el coeficiente de potencia, lo que equivale a una definición de eficiencia para una otra máquina, este valor depende de los otros dos parámetros. El λ es lo que se conoce como celeridad, que viene a ser la relación entre la velocidad en la punta del álabe (velocidad angular por radio) y la velocidad del viento o flujo. El Re o Número de Reynolds es un número adimensional el cual describe el comportamiento del flujo, ya sea flujo laminar, en transición o turbulento.

De estos tres parámetros adimensionales, la celeridad λ es la que utilizaremos inicialmente para determinar las siguientes variables de los álabes. Esto ya que si se desea cierto valor de la celeridad, se puede determinar los valores del radio de los álabes así como de la velocidad angular a la que el rotor debe girar. La velocidad de viento de diseño será de $V_{wd} = 7.3064 \text{ m/s}$.

Primero entonces seleccionamos un perfil aerodinámico a seguir como guía. Hay que tener en cuenta de elegir un perfil de geometría no muy compleja, así como un valor alto de coeficiente de levantamiento entre coeficiente de arrastre (C_L/C_D). Siguiendo este criterio, tomamos los perfiles de la serie 4. De ahí, buscamos alguno con un alto valor de C_L/C_D , escogiendo el perfil NACA 2410.

Con el perfil NACA 2410, tomando como diámetro del rotor de $D=2.8\text{m}$

En cuanto al número de palas, para obtener el menor esfuerzo y la menor cantidad de momentos en el rotor, se toma tres aspas según la siguiente Figura 26.

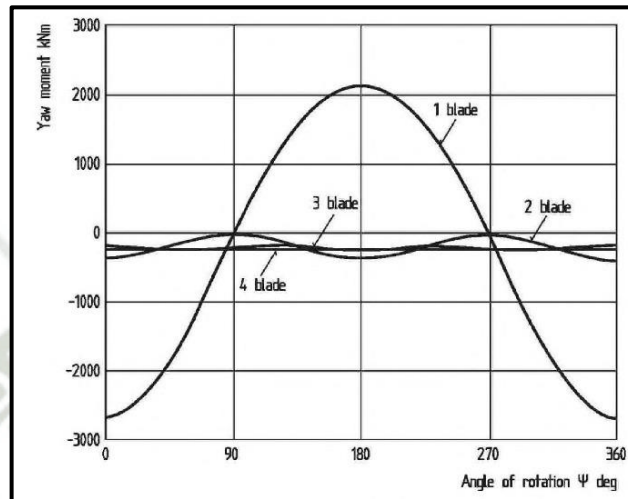


Figura 43. Número de aspas en relación con el momento que producen en todos los ángulos de rotación.
Fuente: Hau (2013)

Para determinar es la velocidad angular, ya que de esta depende la excentricidad. Se puede determinar al escoger la máxima celeridad y calcular a la velocidad angular que requiere, o determinar una velocidad angular y de ahí determinar el valor de λ .

Si queremos obtener la mayor “eficiencia”, se debe escoger tratando de obtener el mayor C_{Pr} , por lo tanto, para un aerogenerador de tres palas, el mayor valor de C_{Pr} se encuentra a $\lambda = 6.67$, como se puede observar en la siguiente Figura 27.

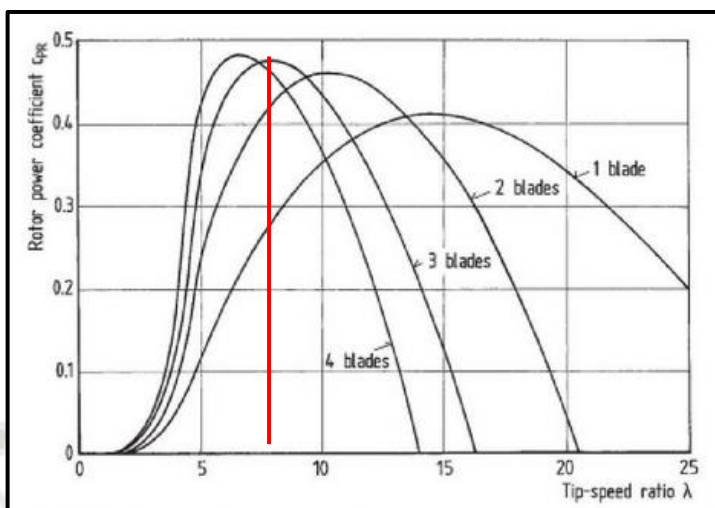


Figura 44. Número de aspas en relación con el Coeficiente de Potencia del Rotor y la Celeridad. Fuente: Hau (2013)

Entonces con el valor de la celeridad obtenido, podemos obtener la velocidad angular necesaria.

$$\lambda = \frac{\omega * r}{v_{diseño}} \rightarrow \omega = \frac{6.67 * 7.3064}{1.4}$$

$$\omega = 34.81 \frac{rad}{s}$$

Ahora, con esta velocidad podemos calcular la velocidad resultante que impacta contra el área de barrido.

$$v_{res} = \sqrt{v_{diseño}^2 + (\omega * r)^2} = 49.28 \text{ m/s}$$

Ahora, para calcular el valor de la cuerda se realiza la siguiente fórmula. Se puede ver que el valor de la cuerda depende también del radio al que se quiera calcular, por lo tanto, este será variable a lo largo de su forma.

Para hallar el valor de C_l entramos a *AirfoilTools*, y vemos que para el máximo valor de C_l/C_d , el valor del ángulo de ataque es de 6.5. Entonces, a este valor de alfa le corresponde un valor de $C_l=0.9060$. Siendo N el número de álabes, tenemos:

$$c = \frac{2\pi r}{N} * \frac{8}{9 * C_l} * \frac{v_{diseño}^2}{\lambda * v_{res}} = 0.2335m$$

Entonces ya teniendo la cuerda procedemos a realizar los primeros modelamientos, los cuales se realizarán en el software Inventor Professional.

Otro detalle importante a la hora de diseñar el álabes o aspa del aerogenerador es el de la inclinación del perfil. Este giro o “twist” como se muestra en la siguiente imagen, produce un aumento del C_p que se puede obtener, por lo tanto, se elige el giro que mayor aumento de “eficiencia” pueda ofrecer.

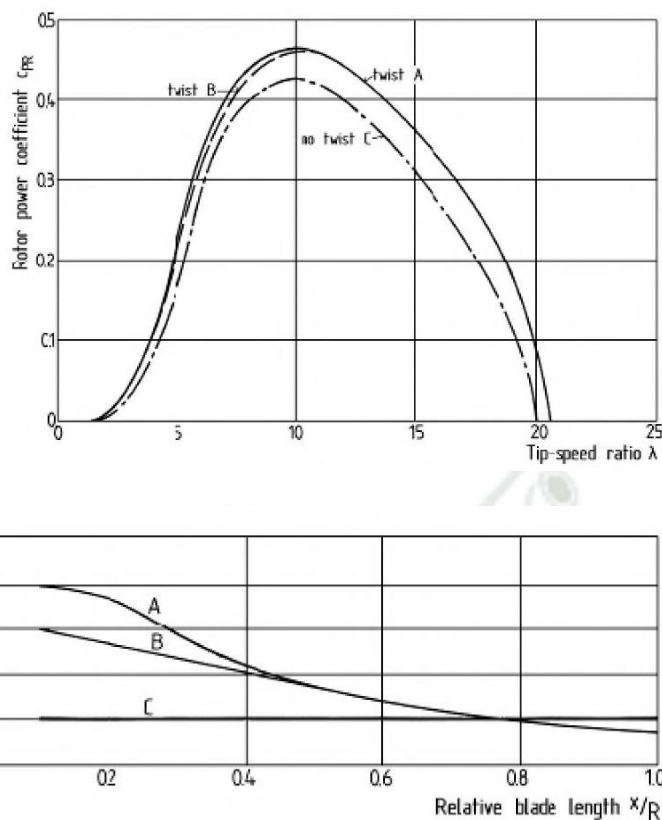


Figura 45. Giros de los álabes en relación con el C_{Pr} . Fuente: Hau (2013).

Según estos gráficos de la Figura 28, siguiendo los giros de tipo A, se puede obtener el mayor C_{Pr} , por lo tanto, se utilizará este tipo de giro en las aspas.

El primer paso es obtener el perímetro del perfil alar, para lo cual se debe dirigir a la web Airfoil Tools. En el apartado de *AirFoil Generator*, colocamos los datos del perfil NACA 2410, además del número de puntos con el que se quiere modelar, en este caso, utilizo 100 puntos.

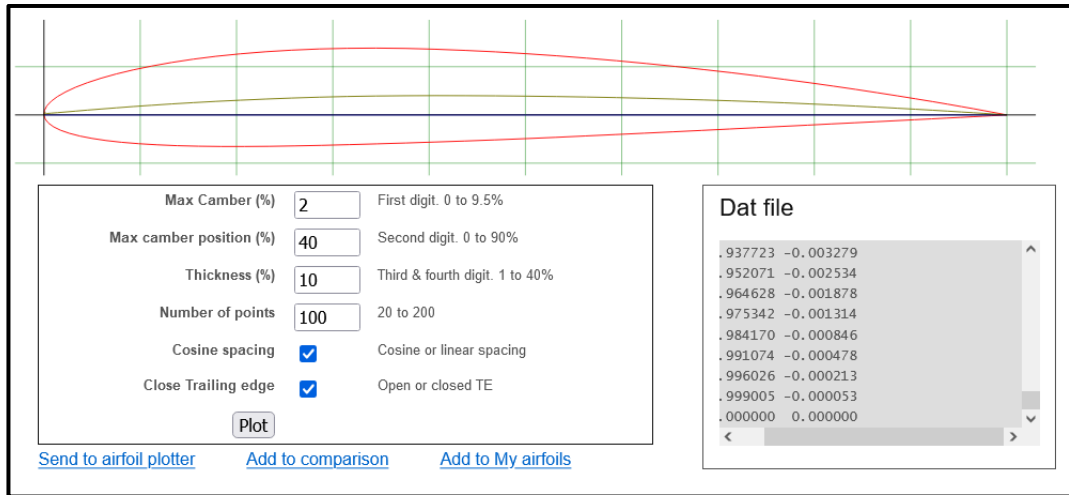


Figura 46. Generador de puntos del perfil NACA 2410. Fuente: Airfoil Tools (2022)

Estos puntos luego se llevan a un documento de Excel, el cual será utilizado para luego ser exportado a Inventor y poder modelar el perfil alar. Cabe resaltar que estos puntos están con un valor de 0 a 1, por lo que habrá que cambiar el valor de la escala con el valor de la cuerda calculado para poder obtener los resultados correctamente.

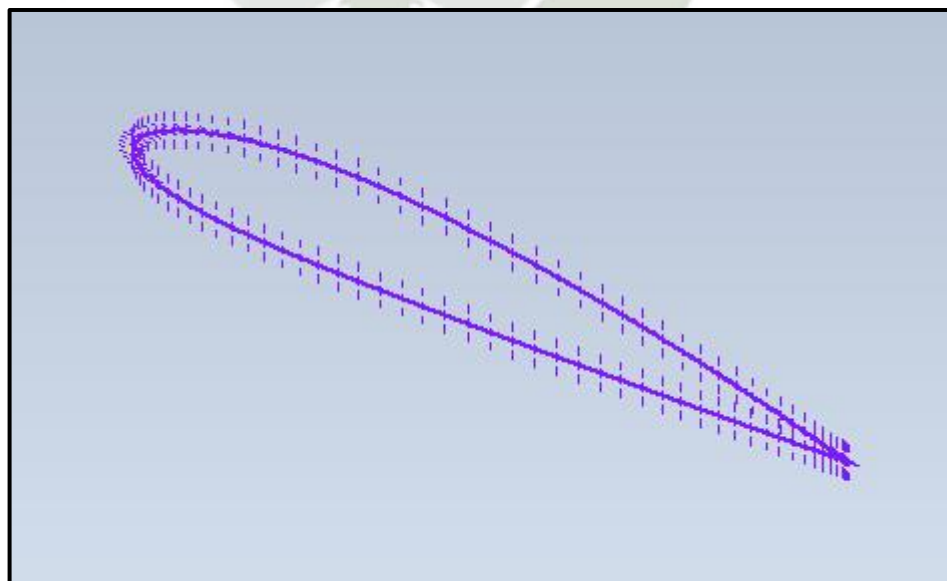


Figura 47. Sketch del perfil alar. Fuente: Propia

De esta forma, tenemos el primer perfil, el cual se encuentra con un ángulo de inclinación de 0° , pero que debe girarse para cumplir con el giro tipo A como se ve en la Figura 28.

Estos giros se van a realizar a través de 10 planos o “cortes” que luego se unirán para poder formar la pieza sólida con los datos mostrados a continuación.

Tabla III-7 Planos de corte con el ángulo de giro de los álabes. Fuente: Popia

9 CORTES, 10 PARTES		
Parte N°	%	twist deg. ° (ángulo de giro de los álabes)
1	0.1	12
2	0.2	10.76
3	0.3	7.72
4	0.4	4.87
5	0.5	2.79
6	0.6	1.44
7	0.7	0.43
8	0.8	-0.23
9	0.9	-0.80
10	1	-1.17

Estos valores del ángulo de giro son tomados de la Figura 33, los cuales comienzan en el 10%. Ya que sabe la longitud de la pala, esa longitud faltante se compone de la unión entre el álabe y el buje. La parte lateral del álabe que da al buje, debe tener una forma tal que sea capaz de unirse al buje de forma fija y lo suficientemente estable para evitar vibraciones y soporte las fuerzas que suscitan.

Dadas las consideraciones actuales, se determina una unión del tipo brida. Si bien en un inicio se puede considerar utilizar una brida plana, externa al álabe, para poder unirse a este, se debería de soldar. Sin embargo, dado el material a escoger, no

es posible realizar soldadura en la fibra de vidrio, por lo que se procede a realizar el borde del álabe con forma de brida.

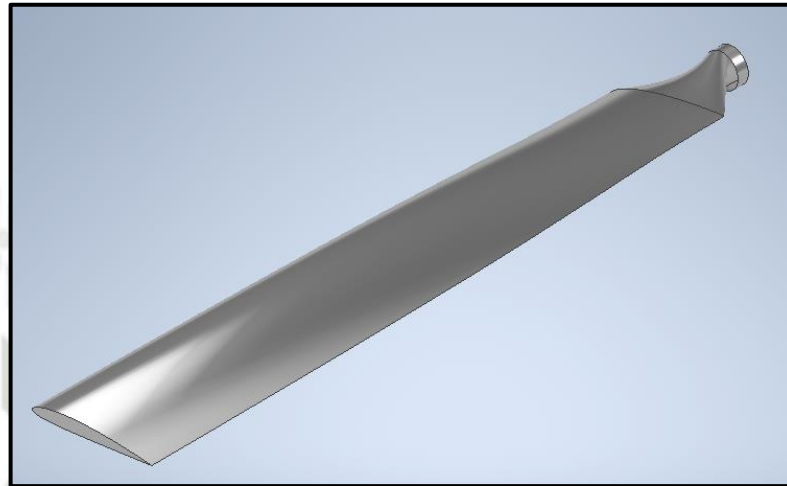


Figura 48. Álabe completo modelado. Fuente: Propia

De esta forma tenemos la totalidad del álabe diseñado y listo para seguir con el diseño de los demás componentes. Cabe resaltar que el diseño del álabe es lo más importante ya que muchas dimensiones del aerogenerador se derivan de esta parte, incluyendo desde el buje al que van conectadas las aspas hasta para el diseño del dispositivo de orientación, como se verá más adelante.

Una vez modelado el álabe, se escoge el material de fabricación. Este material debe cumplir con los requerimientos: bajo peso específico, alto límite de fuerza, alto módulo de elasticidad, gran esfuerzo por fatiga permisible.

Tabla III-8 Parámetros de resistencia y rigidez de materiales factibles de álabes. Fuente: Hau E., 2013

Parameter	Spec. weight	Strength limit	Modulus of elasticity	Spec. breaking strength	Spec. modulus of elasticity	Fatigue strength
Material	γ	σ_B	E	σ_B/γ	E/γ	$\pm \sigma_A$
	10 N/dm ³	N/mm ²	kN/mm ²	km	10 ³ km	N/mm ²
Steel St 52	7.85	520	210	6.6	2.7	60
Alloyed steel 1.7735.4	7.85	680	210	8.7	2.7	70
Aluminium AlZnMgCu	2.7	480	70	18	2.6	40
Aluminium (weldable)	2.7	236	70	8.7	2.6	20
Titanium alloy 3.7164.1	4.5	900	110	20	2.4	-
Glass Fibre/ epoxy*	1.7	420	15	24.7	0.9	35
Carbon fibre/ epoxy*	1.4	550	44	39	3.1	100
Aramide fibre/ epoxy*	1.25	450	24	36	1.9	-
Wood (Sitka Spruce)	0.38	approx. 65	approx. 8	approx. 17	approx. 2.1	approx. 20
Wood/epoxy*	0.58	approx. 75	approx. 11	approx. 13	approx. 1.9	approx. 35

Analizando todos los materiales, sus propiedades y parámetros de resistencia, y también el costo de los materiales, se elige la fibra de vidrio. Este material no se recomienda para palas de gran longitud debido a su bajo módulo de elasticidad específica. Ya que estas palas a diseñar tienen una longitud relativamente pequeña (<10m) se utilizará este material.

6.1 Diseño del buje

Ya que esta parte tiene que transmitir toda la fuerza y potencia de los tres álabes al eje principal, su constitución debe ser robusta y de un material que soporte todas

estas cargas, por lo cual se usará el acero 1040 AISI. Como en el anterior punto se pudo decidir, la unión entre este buje y los álabes se realizará mediante una unión del tipo brida, se realizará también que el lado que haga contacto directo con los álabes tenga la misma disposición, en forma de unión bridada.

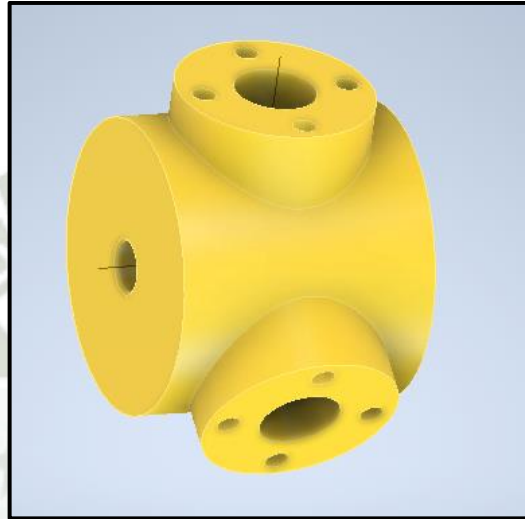


Figura 49. Modelo de Buje. Fuente: Propia

De la misma forma, se debe asegurar que pueda transmitir la potencia recibida por los álabes al eje, por lo tanto, se desarrolla un agujero central donde entrará el eje luego, que dando de la forma definida en la Figura 36.

De esta forma, también se modela una nariz para mejorar la aerodinámica del rotor, y desviar el viento que incurre en el mismo centro del rotor y desviarlo hacia los álabes. Cabe resaltar que no existe un modelo exacto ni cálculos para desarrollar dicha nariz, ya que cada fabricante o diseñador toma una según las características que sean convenientes a cada caso.

7. DISEÑO DEL EJE

Una vez diseñados y modelados todos los componentes del rotor, se procede a realizar el diseño del eje, el cual estará encargado de recibir la energía recolectada y transmitirla hacia el generador.

Para el diseño de un elemento tan importante, es necesario tomar en cuenta tanto los valores de la potencia y torque que producirá el rotor, así como los soportes, cuñas o acoplamientos que se requieran.

Cabe resaltar que el diseño de un eje conlleva a una cierta cantidad de iteraciones, para poder obtener un diámetro o varios diámetros que cumplan con los requerimientos mínimos, pero también que tengan dimensiones cuyos rodamientos estén disponibles en el mercado. Con todo esto tomado en cuenta, procedemos al diseño.

Se toman consideraciones máximas para el diseño, con un viento de $v=12\text{m/s}$, lo que significa que el rotor presentará las siguientes condiciones:

$$\omega = 545.95 \text{ RPM}$$

$$T_{\text{entrada}} = 15.08 \text{ N} \cdot \text{m}$$

Para determinar la ubicación inicial de los rodamientos y cuñas, se realiza un bosquejo inicial:

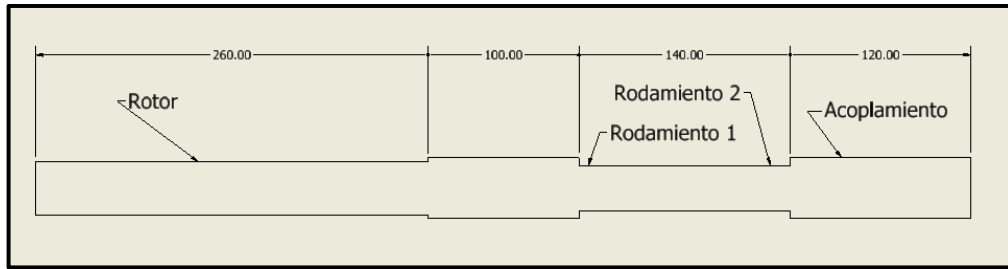


Figura 50. Bosquejo inicial del eje. Fuente: Propia

Con estas dimensiones iniciales, podemos determinar los puntos donde se colocarán las cuñas, o en donde se encuentren el centro de los rodamientos donde se apoyará el eje. Desde la izquierda se toma que está el rotor, luego los dos rodamientos y al final la cuña para el acoplamiento que viene luego.

Ya que se tomó el diseño del buje con un ancho de 200mm, la cuña se tendrá que colocar a 100mm del borde izquierdo. En cuanto a los rodamientos, se toma que la mitad está a 15mm del punto donde chocan con el diámetro mayor de eje. Además, el rodamiento 1 se tomará como un punto fijo mientras que el rodamiento 2 se pondrá como un punto móvil.

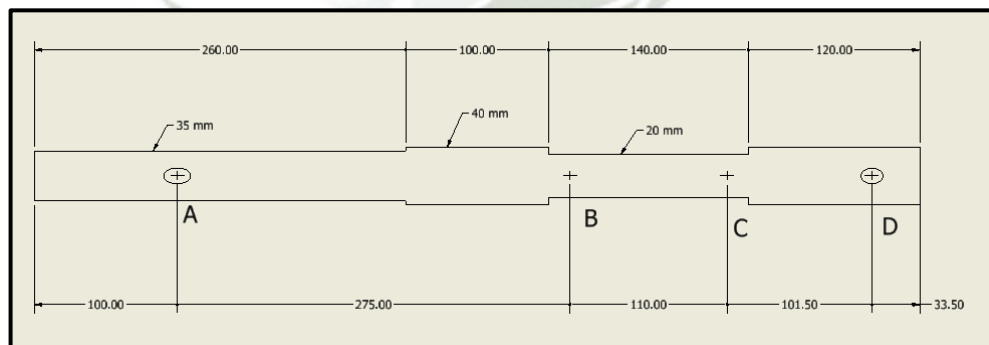


Figura 51. Bosquejo del eje con ubicaciones. Fuente: Propia

Entonces ya tenemos la posición en la que se van a ejercer las fuerzas. Recordando que en A es donde entra la energía del rotor y en D se envía por el acoplamiento hacia el generador.

7.1 Análisis estático: Criterio de Energía de Distorsión

Ahora se determina la fuerza que se va a analizar. Ya que se toma que el torque que entra en la primera cuña y sale en la última es de $15.08 \text{ N} \cdot \text{m}$, la fuerza tangencial al eje será de la siguiente forma:

$$W_t = \frac{T}{d/2}$$

$$W_{tA} = 137.09 \text{ N} \quad W_{tD} = 290 \text{ N}$$

Donde:

W_{tA} : Fuerza tangencial en el punto A

d : diámetro del rotor

En el punto B y C se encuentran las reacciones que hallaremos a continuación.

Los diagramas de fuerza cortante y momento flexionante se realizan mediante la aplicación “Viga Free v1.1” en una Calculadora HP Prime.

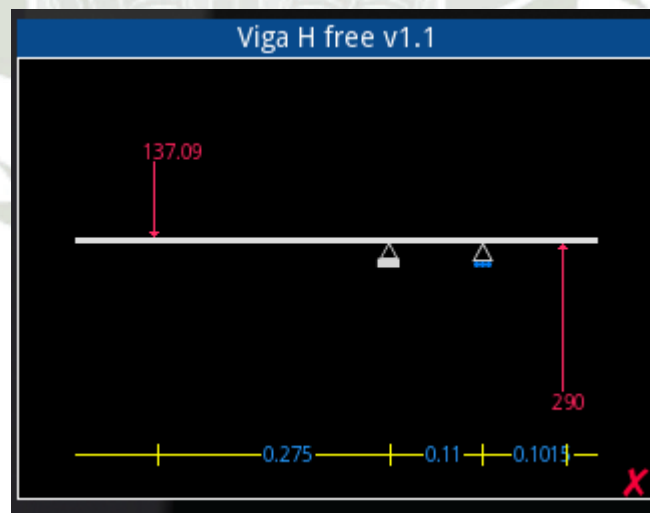


Figura 52. Diagrama de cargas. Fuente: Propia

$$\text{Reacciones: } B = 747.42 \text{ N } \uparrow \quad C = 900.32 \text{ N } \downarrow$$

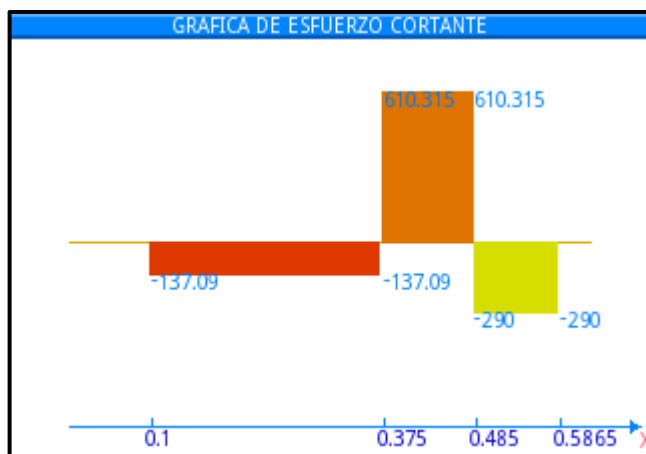


Figura 53. Diagrama de esfuerzo cortante. Fuente: Propia

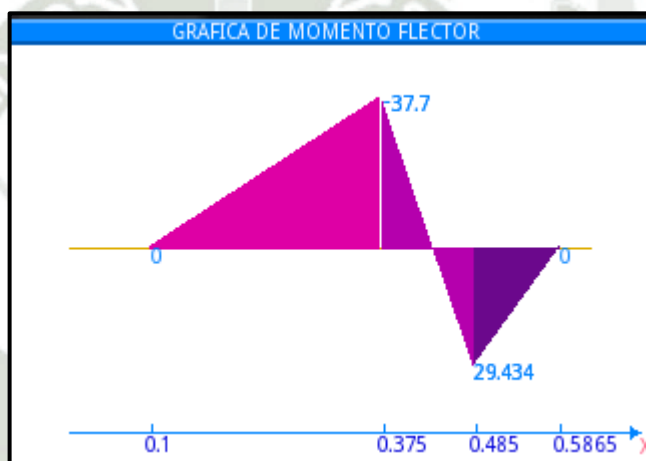


Figura 54. Diagrama de momento flector. Fuente: Propia

Material AISI 1020

$$S_y = 496 \text{ MPa} \quad S_{ut} = 889 \text{ MPa}$$

$$S_n = 46 \text{ ksi} = 317.16 \text{ MPa}$$

Donde:

S_n : Resistencia a la fatiga estimada

$$S'_n = S_n * c_m * c_{st} * c_R * c_S$$

S'_n : Resistencia a la fatiga real

c_m : Factor de material

c_{st} : Factor por tipo de esfuerzo

c_R : Factor de confiabilidad

c_s : Factor de tamaño

Usando las tablas en el Anexo, el factor de tamaño es de $c_s = 0.81$. La confiabilidad tomamos de 99%, entonces $c_R = 0.81$. La literatura indica que para ejes de acero giratorios los factores por tipo de esfuerzo y de material son de 1.

Por lo tanto:

$$S'_n = 208.09 \text{ MPa}$$

Ahora pasamos a calcular el diámetro según la fórmula siguiente:

$$D = \left[\frac{32N}{\pi} * \sqrt{\left(\frac{k_t M}{S'_n}\right)^2 + \frac{3}{4} \left(\frac{T}{S_y}\right)^2} \right]^{1/3}$$

Factor de diseño N es 2, ya que no se espera que tenga un choque o impactos inusuales.

Esta fórmula se aplicará para cada punto A, B, C y D con la intención de obtener valores iniciales de diámetro y el valor mayor.

Punto A:

Como $M=0$, solo se toma el torque

$$D_A = \left[\frac{32 * 2}{\pi} * \sqrt{\frac{3}{4} \left(\frac{T}{S_y}\right)^2} \right]^{1/3}$$

$$D_A = 0.008125 \text{ m} = 8.13 \text{ mm}$$

Punto B:

$$M = 37.7 \text{ Nm}$$

$$Kt = 1.5$$

$$D_B = 0.01772m = 17.72mm$$

Punto C:

$$M = 29.43 \text{ Nm}$$

$$Kt = 1.5$$

$$D_C = 0.01633m = 16.33mm$$

Punto D:

$$M = 0$$

$$D_D = 0.008125m = 8.13mm$$

Tenemos entonces que en el punto B se experimenta las mayores cargas y un mayor diámetro mínimo, con un valor de 17.72mm. Con este valor se desarrollará a continuación en el análisis dinámico.

7.2 Análisis dinámico; Método de Esfuerzo-Vida

Se usa para enfocarse en la cantidad de ciclos de carga que va a tener en su vida útil, utilizando los valores de los esfuerzos alternantes y medios que recibe el eje analizado. Existen diferentes criterios que enfocan de una u otra manera cuando el material falla o sí cumple con los requerimientos, los cuales se explican a continuación (Budynas & Keith Nisbett, 2012).

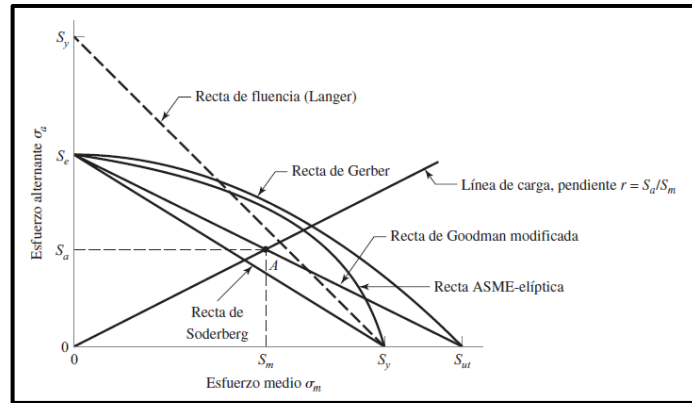


Figura 55. Criterios de falla según distintos criterios. Fuente: Shigley (2012)

Cada criterio indica que, si los valores de esfuerzos se encuentran por encima de esta línea, la que se haya escogido, significa que el diseño falla. Para este diseño de eje en particular, debido a los altos ciclos de carga, lo que se busca es no llegar a la Recta de fluencia. Con esta idea en mente, el criterio que se selecciona es el de la Recta de Soderberg. Este criterio, además de ser conservador, también tiene la propiedad de ser el único criterio que no sobrepasa la línea de fluencia y por lo tanto es el indicado para el uso que se requiere en este caso.

Por el tipo de uso y carga, se usa el modelo de Carga Simple Fluctuante (Shigley, 2012) para calcular la vida por ciclos de carga.

Paso 1:

$$S_e = k_a k_b k_c k_d k_e k_f \cdot S_e'$$

k_a : Factor de Superficie

k_b : Factor de tamaño

k_c : Factor de carga

k_d : Factor de temperatura

k_e : Factor de confiabilidad

k_f : Factor por efectos varios

S_e' : Resistencia a la fatiga en viga rotatoria

S_e : Resistencia a la fatiga en una ubicación crítica

Calculando:

$$k_a = aS_{ut}^b$$

Según la tabla del Anexo, tenemos para Maquinado en frío, $a = 4.51$ y $b = -0.265$. Entonces:

$$k_a = 0.7460$$

Como estamos analizando el diámetro en B de 17.72mm, entonces:

$$k_b = (d/7.62)^{-0.107}$$

$$k_b = 0.9137$$

El valor de k_c se determina simplemente por el tipo de carga. Para flexión y torsión, sería $k_c = 1$

k_d se determina por la temperatura. Al trabajar a temperatura ambiente, $k_d = 1$.

Para una confiabilidad de 99%, el valor de $k_e = 0.814$

El valor de k_f se determina para casos especiales. En este caso particular tomaremos $k_f = 1$.

Para S_e' , cuando S_{ut} es menor a 1400 MPa, $S_e' = 0.5 * S_{ut}$. Entonces:

$$S_e' = 444.5 \text{ MPa}$$

Ya tenemos todos los coeficientes, por lo tanto, podemos calcular el valor de S_e

$$S_e = 246.63 \text{ MPa}$$

Ahora, por el tipo de carga Simple Fluctuante, tenemos el siguiente procedimiento:

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{\text{máx}} + \sigma_{\text{mín}}}{2} \quad \sigma_a = \left| \frac{\sigma_{\text{máx}} - \sigma_{\text{mín}}}{2} \right|$$

σ_m : Esfuerzo medio

σ_a : Esfuerzo alternante

El esfuerzo máximo se encuentra en el punto B, cuando el momento es máximo con un valor de 37.7. El momento mínimo es 0, ya que sería la mínima carga que soporta el eje, que sería cuando este no entrega carga alguna.

Entonces calculamos el valor del esfuerzo sabiendo que:

$$\sigma = \frac{Mc}{I} = \frac{4M * k_f}{\pi r^3}$$

Donde

k_f : Factor real de concentración de esfuerzos

Obtenido de la Figura A-15-9 Shigley, 9na Ed., tenemos que el factor teórico k_t es de 1.5 y en valor de q es de 1.0, por lo que k_f obtiene el valor de 1.5.

$$k_f = 1 + q(k_t - 1) = 1.5$$

Entonces, reemplazando en la fórmula anterior de esfuerzo, tenemos que el esfuerzo máximo es de 103.52 N/mm^2 , y el esfuerzo mínimo de 0. Ya que el esfuerzo mínimo es cero, el esfuerzo medio y el alternante son iguales, y su valor de 51.72 N/mm^2 .

Criterio de falla por fatiga de Soderberg

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

$$n = 3.185 \checkmark$$

Verificamos el factor de seguridad al compararlo por la fluencia focalizada para momento flector:

$$\sigma_a + \sigma_m = \frac{S_y}{n}$$

$$n = 4.80 > 3.185$$

Entonces nuestro factor de seguridad será de 4.80. Ahora halleemos el número de ciclos de carga N.

$$N = \left(\frac{\sigma_{inv}/n}{a} \right)^{1/b}$$

Se reemplaza el valor de S_e por el de esfuerzo invertido σ_{inv} , y el valor de n se da igual a 1 en la ecuación de Soderberg. Así tenemos que:

$$\sigma_{inv} = 54.91 \text{ N/mm}^2$$

$$a = \frac{(f \cdot S_{ut})^2}{S_e}$$

Donde f tiene el valor de 0.812 según la Figura 6-18 del Anexo. Los valores de Esfuerzo último de tensión y de fatiga real ya los hemos calculado anteriormente.

$$a = 2\ 112.85\ MPa$$

$$b = -\frac{1}{3} \log\left(\frac{fS_{ut}}{S_e}\right) = -0.15547$$

Por lo tanto, calculando el valor de N tenemos:

$$N = 3.78 \times 10^{10}\ \text{ciclos}$$

El eje entonces tiene una vida útil de 3.78×10^{10} ciclos de carga. Para transformarlo en unidad de tiempo, tomemos las condiciones máximas de 12m/s de velocidad de viento. Lo que significa 546 RPM aproximadamente. Con esta velocidad, sería capaz de soportar 131.73 años.

Según la literatura, el número mínimo de ciclos de diseño de un aerogenerador es de 10^8 ciclos de carga. Por lo tanto, el diseño cumple y supera los requerimientos mínimos.

Con el nuevo factor de seguridad n de 4.8 podemos calcular nuevamente el diámetro del eje en el punto de mayor carga.

$$d_B = \left[\frac{32n}{\pi} * \sqrt{\left(\frac{k_t M}{S'_n}\right)^2 + \frac{3}{4} \left(\frac{T}{S_y}\right)^2} \right]^{1/3}$$

$$d_B = 0.01967m = 19.67mm$$

Se decide entonces utilizar un diámetro en B de 20mm que cumple con las especificaciones y criterios de diseño anteriores.

Realizamos el mismo cálculo en los otros puntos del eje, y tenemos:

$$d_A = 10.87 \text{ mm}$$

$$d_C = 19.07 \text{ mm}$$

$$d_D = 9.48 \text{ mm}$$

7.3 Selección de los rodamientos

Para los rodamientos del eje de potencia ya que soportan mayormente una carga radial y una pequeña carga axial que no se puede despreciar, se determina el uso de rodamiento de bolas a rótula.

Seleccionaremos los rodamientos SKF 1204 ETN9 para el eje, de 20mm de diámetro interior.



Figura 56. Rodamiento SKF 1204 ETN9. Fuente: SKF (2022)

Para los rodamientos del eje encargado de darle la capacidad de giro a toda la góndola, por el tipo de carga mayormente axial y también radial que realizan y su ubicación, estos deben ser de tipo rodillos cónicos de una hilera. En la parte de

menor diámetro se coloca el rodamiento SKF 32008X con 40mm de diámetro y en la parte superior se coloca el rodamiento SKF 30210 de 50mm de diámetro.

Las especificaciones técnicas se encuentran en los anexos.

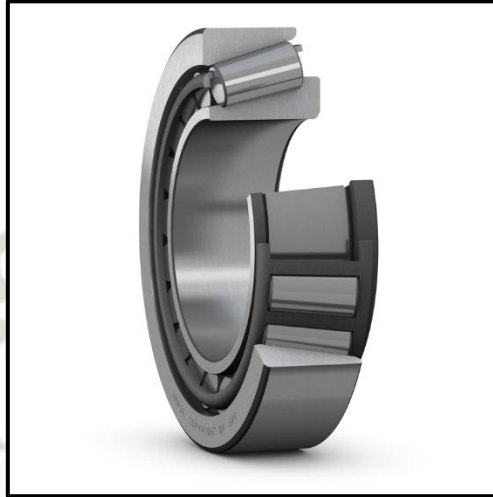


Figura 57. Rodamiento SKF 30210. Fuente: SKF (2022)

7.4 Diseño de las cuñas

Para poder realizar la transmisión real de fuerzas, torques o potencia de un elemento a un eje, es necesario realizar el diseño de esta unión. Debe conectar al elemento que contiene la energía o impulsor al eje, esa es la cuña.

El diseño de las cuñas se realizará según la norma ASME B17.1

Ya que hemos determinado del diámetro del eje en 35mm, según la tabla del Apéndice 11-1 $W = 3/8"$ y la altura $H = 3/8"$. El material inicialmente será el acero AISI 1020, de necesitar un material más resistente se puede seleccionar luego.

Entonces aplicamos la siguiente fórmula:

$$L = \frac{4TN}{DWS_y}$$

El valor de N para aplicaciones industriales típicas es el de 3, y el S_y es el del material de la cuya, con un valor de 352 MPa. El torque es el inicial con un valor de 19.05 Nm.

$$L = 15.98mm$$

Entonces el largo de la cuña será de 22mm ISO 2491A. Cabe recordar que existen tres cuñas en el eje y el generador. La primera para conectar el buje del rotor con el eje. La segunda entre el eje y el acoplamiento y el tercero entre el acoplamiento y el pequeño eje del generador. Las dimensiones de los cuñeros se encuentran en los planos.

7.5 Acoplamientos, carcasa y base

Para escoger el acoplamiento entre el alternador y el eje principal, se necesitan los dos datos que ya tenemos, que son el diámetro del eje y el toque a transmitir. Tenemos entonces que el diámetro $D = 35mm$ y el Torque $T = 15.09 N \cdot m$.

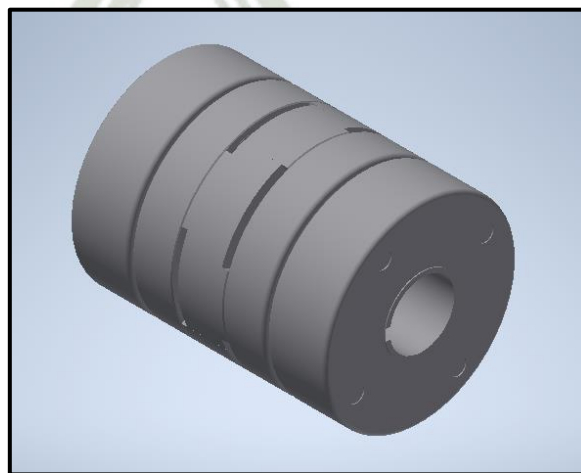


Figura 58. Jaw type Flexible Coupling DRJT 100A. Fuente: DuriMitec (2022)

Como se puede ver en el anexo, puede transmitir sin ningún problema el torque máximo calculado.

Ahora que tenemos todos los diseños importantes, faltarían los detalles como la carcasa de la góndola, y una forma optimizada de la base que sostenga todos los componentes.

En cuanto a la carcasa, se opta por un diseño simple que cubra de forma general los componentes.

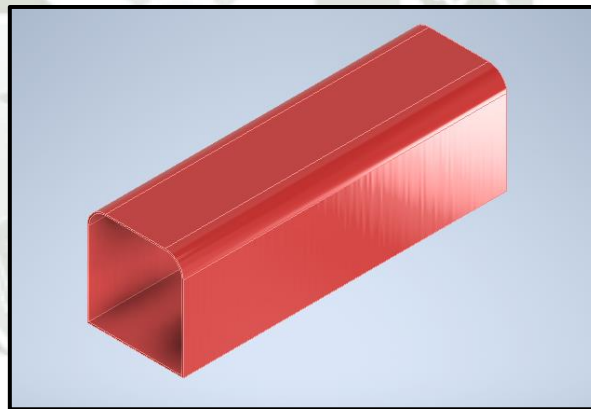


Figura 59. Carcasa del aerogenerador. Fuente: Propia

En cuanto a la base de soporte, se comenzó con una plancha gruesa. Sin embargo, se puede optimizar esta forma, de modo que las partes de la base que no tiene contacto, se puede eliminar.

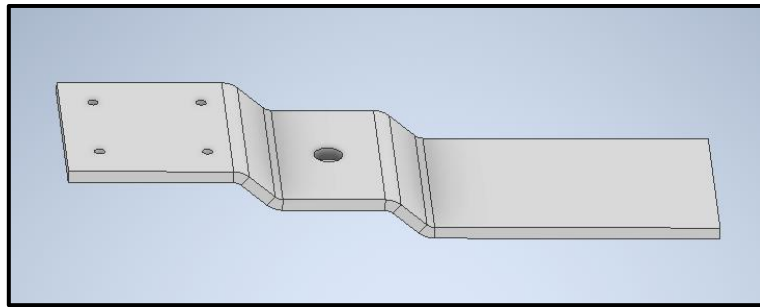


Figura 60. Base de soporte de la góndola. Fuente: Propia

La unión entre la góndola y la torre se debe hacer de manera que la torre mantenga en el mismo lugar al aerogenerador pero que permita un giro completo a la góndola de ser necesario. Para poder darle esta función, es necesario diseñar un sistema.

8. DISEÑO DEL DISPOSITIVO DE ORIENTACIÓN

Para mantener a la góndola y rotor perpendicular a la dirección del viento, será necesario diseñar un sistema de orientación. Esto es necesario para poder provechar correctamente la energía que proporciona el viento.

Existen diferentes sistemas de orientación dependiendo principalmente de la velocidad de viento y diámetro del rotor de la turbina eólica. Para turbinas de un diámetro pequeño (<6m de diámetro de rotor), se recomienda el uso de una aleta estabilizadora.

Siguiendo las recomendaciones del fabricante Windy Nation, nos indica que el área de superficie de la aleta debe ser al menos de 5% del área de barrido del rotor.

$$A_{barrido} = \frac{\pi}{4} D^2 = 6.16 \text{ m}^2$$

Por lo tanto, el área de la aleta debe ser al menos:

$$A_{aleta} = 5\% \cdot A_{barrido} = 0.3079 \text{ m}^2$$

De la misma forma, se indica la distancia a la que debe encontrarse, como se puede observar en la siguiente imagen.

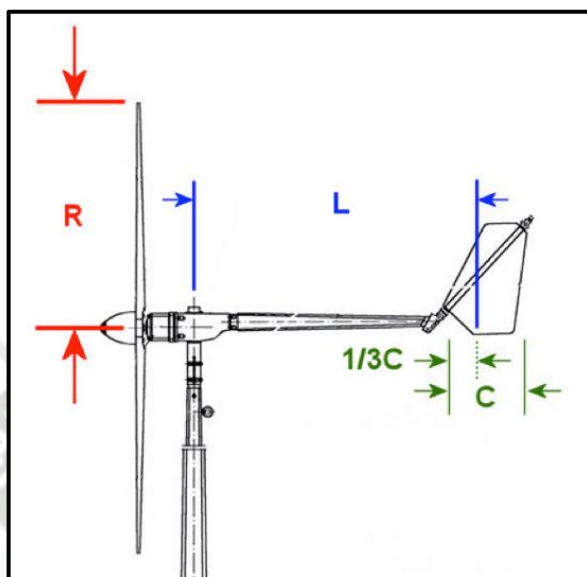


Figura 61. Distancias de la aleta estabilizadora. Fuente: WindyNation (2010)

La distancia R es el radio del rotor. C indica el largo que tendrá la aleta, y L indica la distancia desde el centro del eje de la torre hacia un tercio del largo de la aleta. Esta longitud L debe ser del 60% del diámetro del rotor (WindyNation, 2010).

$$L = 60\%D = 1.68 \text{ m}$$

De aquí se va probando distintas longitudes para obtener un área de la aleta mayor a la mínima recomendada. Se tiene entonces la geometría siguiente:

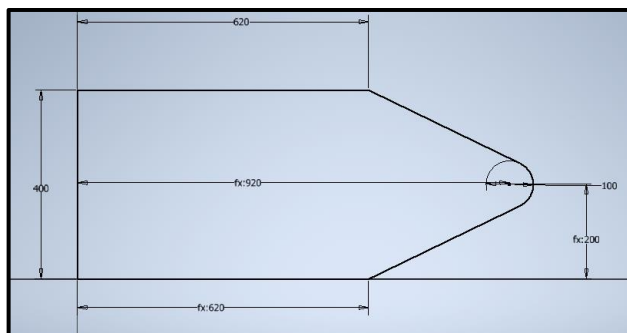


Figura 62. Geometría de la aleta estabilizadora. Fuente: Propia

En esta geometría se obtiene un área superficial de 0.329 m^2 que es mayor a la mínima recomendada. Se tiene un valor de C de 920, siendo $\frac{1}{3}C$ igual a 0.307 m. Si se sabe que la distancia del centro de la torre al borde de la góndola “ x ” es de 0.430 m, entonces la distancia del tubo desde el borde de la góndola “ y ” es de:

$$L = x + y + \frac{1}{3}C, \quad y = L - x - \frac{1}{3}C$$

$$y = 0.943 \text{ m}$$

A esto se le agregan 90mm para sujetar al borde de la góndola y 400mm para sujetar la aleta de estabilización. Se utiliza entonces dos platinas de $\frac{1}{8}'' \times 1'' \times 1.433\text{m}$.

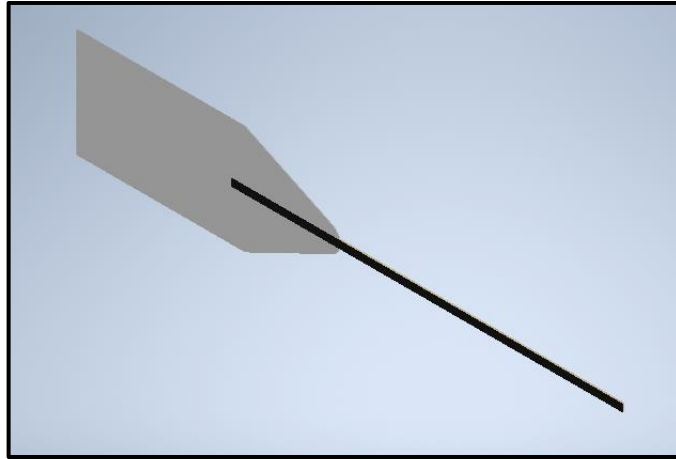


Figura 63. Modelado del dispositivo de orientación. Fuente: Propia

9. DISEÑO DE LA TORRE DE CARGA

Este elemento es el responsable de mantener la totalidad de la turbina correctamente sujeta al suelo.

La altura determinada se tomó desde el inicio del diseño, tomando en cuenta los valores del viento a dicha altitud, además de la información disponible se determinaron 10 metro de altura. Este se compone de un tubo hueco dividido en tres secciones principales y una sección de unión entre la góndola y la torre. Para diseñarlo, se debe comenzar con la unión entre la góndola y la torre. Ya que esta góndola debe poder girar usando el instrumento de orientación, es necesario colocar un par de rodamientos que soporten las condiciones diseñadas.

De tal forma, la primera sección de la torre, que sirve como unión entre la góndola y la torre será de la siguiente manera:

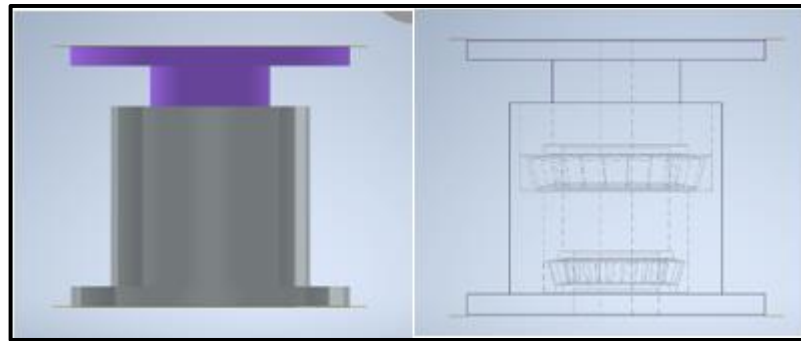


Figura 64. Modelado de la unión Góndola-Torre. Fuente: Propia

No hay que olvidar que este es un eje hueco, o tubo hueco ya que por este lugar del medio deben de pasar los cables del generador que luego se conectarán al controlador de carga.

De ahí, las siguientes divisiones son más sencillas. Manteniendo el mismo diámetro, se hacen partes de:

$$(10m - 0.13m)/3 = 3.29 m$$

Entonces 3.29 m cada parte. Estas secciones se unirán mediante bridas planas, las cuales van soldadas al mismo tubo.

10. MANTENIMIENTO

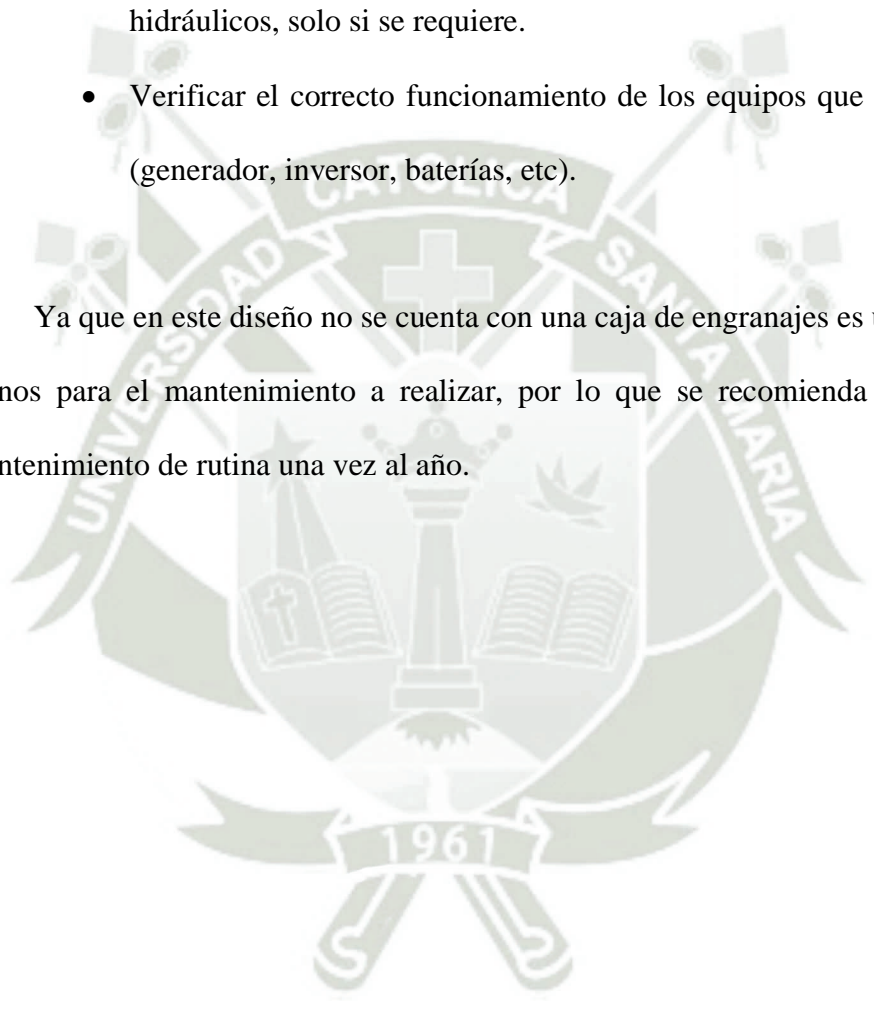
El diseño de un aerogenerador siempre está enfocado a necesitar la menor cantidad de mantenimiento, así como de realizar un mantenimiento sencillo cuando sea necesario. Esto depende en gran medida de los materiales, y el diseño, de tal manera que gran parte de esta máquina prácticamente no requiere de mantenimiento (Erich Hau, 2013).

Otro punto a tomar en cuenta para maximizar la vida útil más allá de los 20 años de servicio es realizar ciertos trabajos de mantenimiento de rutina. Estos suelen ser por intervalos fijos en un periodo determinado por el fabricante. Generalmente se

toma como regla que se revise cada medio o una vez al año para realizar un mantenimiento de rutina. Estos mantenimientos incluyen:

- Revisión visual de los componentes importantes: palas, góndola, dispositivo de orientación y góndola.
- Cambio de aceite de la caja de engranajes y los componentes hidráulicos, solo si se requiere.
- Verificar el correcto funcionamiento de los equipos que lo componen (generador, inversor, baterías, etc).

Ya que en este diseño no se cuenta con una caja de engranajes es una actividad menos para el mantenimiento a realizar, por lo que se recomienda realizar este mantenimiento de rutina una vez al año.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS ECONÓMICO

1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo veremos los costes de los elementos que componen el aerogenerador, y la cantidad de energía que produce. De la misma forma, se establecerá el coste regular de la energía que consumiría y verificar el tiempo en el cual recuperaría la inversión. Se calculará la TIR y la rentabilidad del diseño,

2. CARGOS MENSUALES Y ÚNICOS DE LA ENERGÍA DE RED

Existen dos tipos de pagos que se requieren cuando deseas utilizar la energía de la red. Primero está el cargo único, que es el pago o serie de pagos por el equipo medidor, el poste o lo necesario para llevar la línea cerca de su vivienda, por la acometida y otros costos, esto solo se realiza el pago una sola vez, al inicio. El segundo tipo es el pago que se realiza mensualmente. Este cubre el consumo regular de energía, así como un cargo fijo, el costo por el alumbrado público, costo por mantenimiento y reposición de la conexión.

2.1 Cargos mensuales

Como se vio en el Capítulo 3 punto número 2 Cálculo de los requerimientos energéticos, se obtuvo como resultado que la cantidad de energía que requiere al día es de 2229.4 Watt hora al día, que sería $2.23 \text{ kW} \cdot \text{hr}/\text{día}$. Por lo tanto, en un mes del mismo consumo tenemos $66.88 \text{ kW} \cdot \text{hr}$.

Según el pliego tarifario de Seal 2022, se tiene que el cargo por energía activa en una zona no residencial de Arequipa es de 73.05 céntimos por $\text{kW} \cdot \text{hr}$. Además, indica el cargo fijo mensual de 4.07 soles adicionales.

Tabla IV-1. Cargo fijo y Cargo por energía activa. Fuente: SEAL, 2022

BT5B :	MEDICION SIMPLE DE ENERGIA ACTIVA	IE	
	a) Residencial consumo menor o igual a 30 kWh por mes		
	Cargo fijo 1 : Lectura mensual	S./ cliente	3.88
	Cargo por energía activa	Cént.S./kWh	52.23
	b) Residencial consumo mayor a 30 y menor o igual a 100 kWh por mes		
	Cargo fijo 1 : Lectura mensual	S./ cliente	3.88
	Cargo por energía activa - Primeros 30 kWh	S./ cliente	15.67
	Cargo por energía activa - Exceso de 30 kWh	Cént.S./kWh	69.64
	c) Residencial consumo mayor a 100 kWh por mes		
	Cargo fijo 1 : Lectura mensual	S./ cliente	4.07
	Cargo por energía activa	Cént.S./kWh	73.05
	d) No Residencial		
	Cargo fijo 1 : Lectura mensual	S./ cliente	4.07
	Cargo por energía activa	Cént.S./kWh	73.05

Con estos datos, podemos darnos cuenta de que solo por el consumo propio de la energía, tenemos un costo de:

$$\text{Cargo por energía} = 0.7305 \frac{\text{S/}}{\text{kW} \cdot \text{hr}} \cdot 66.88 \text{ kW} \cdot \text{hr}$$

$$\text{Cargo por energía} = \text{S/} . 48.86$$

Entonces el primer costo mensual es de 48.86 soles, a este le agregamos el costo por cargo fijo de 4.07 soles dando un total de 52.93 soles. A esto se le debe agregar el cargo fijo por alumbrado público y mantenimiento, para tener la totalidad de cargos mensuales.

En el documento de Costos y Cargos 001-2022 de SEAL, nos indica el costo de alumbrado público y mantenimiento. En el cuadro de “Cargos por reposición y mantenimiento de la conexión” tenemos, que para el tipo C1.1 con una tensión de 220V monofásico, potencia contratada de hasta 3kW y la opción tarifaria BT5B-EN

(con medidor Electrónico) sería de s/.1.23, o si se desea por medidor electromecánico BT5B-EM será un costo de S/. 1.47.

Tabla IV-2. Cargos por reposición y mantenimiento en conexión rural. Fuente: SEAL, 2022

Conexión Rural (Sectores 3 y 4) - Nuevos Soles						
Tipo	Subtipo	Nivel de Tensión	Fases	Potencia Conectada	Opción Tarifaria	Aérea Simple
C1	C1.1	Baja Tensión 220 V	Monofásica	Hasta 3 kW	BT5B-EN (2 hilos)	1.23
					BT5B-EM (2 hilos)	1.47
					BT5B-EN (3 hilos)	1.28
					BT5B-EM (3 hilos)	1.58

Tomamos entonces un medidor Electrónico sumando el costo de 1.23 soles. En total tenemos entonces s/. 54.16 más IGV, dando un total de s/. 63.91 de costo mensual, como se puede ver en la siguiente tabla:

Tabla IV-3. Cargos mensuales por conexión a red. Fuente: Propia

Cargos mensuales	Importe
Cargo Fijo	4.07
Energía consumida	48.86
Mantenimiento	1.23
Subtotal	54.16
IGV (18%)	9.75
Total	63.91

2.2 Cargos únicos

Además de los pagos mensuales, al ser la primera vez que será conectado a la red, se deben hacer pagos adicionales, indicado en la tabla de SEAL “Presupuestos de la conexión”. Se debe adicionar también el costo del medidor de luz, el cual sería necesario de contratar el servicio regular de luz.

Según la tabla de “Presupuestos de la conexión” sería un costo adicional de 319 soles, para una conexión del tipo C1, subtipo C1.1 con un nivel de tensión bajo (220V) de una sola fase y una potencia contratada de 3kW, a una opción tarifaria de BT5B de 2 hilos.

Tabla IV-4 Presupuestos de la conexión. Fuente: SEAL, 2022

Conexiones en Baja Tensión - Nuevos Soles						Aér
Tipo	Subtipo	Nivel de Tensión	Fases	Potencia Conectada	Opción Tarifaria	Simple
C1	C1.1	Baja Tensión 220 V	Monofásica	Hasta 3 kW	BT5A	1 097
					BT5B (2 hilos)	319
					BT5B (3 hilos)	326
	C1.2	Baja Tensión 220 V	Monofásica	Mayor a 3 kW hasta 10 kW	BT6	236
					BT5A	1,126
					BT5B (2 hilos)	349
					BT5B (3 hilos)	355
					BT6	265

El Pliego Tarifario también indica el precio de algunos servicios, necesarios para una primera conexión, como son:

Tabla IV-5. Otros Costos en Baja Tensión. Fuente: SEAL, 2022

Otros Costos en Baja Tensión - Nuevos Soles		
Descripción	Unidad	S/.
Rotura y resane de vereda en baja tensión	m ²	148
Murete baja tensión, conexión monofásica	m ²	183
Murete baja tensión, conexión trifásica	Unidad	202
Mástil metálico de 3 m	Unidad	92
Mástil metálico de 6 m	Unidad	145

De estos costos, los que serán necesarios son: el murete en baja tensión, en conexión monofásica, tomando 1 m² se tiene s/. 183. Ya que la canaleta del murete será aérea, según las recomendaciones de ENEL nos indica un mástil con una altura

no menor a 4m. Tomamos entonces un mástil metálico de 6m, sumando s/.145 a los costos.

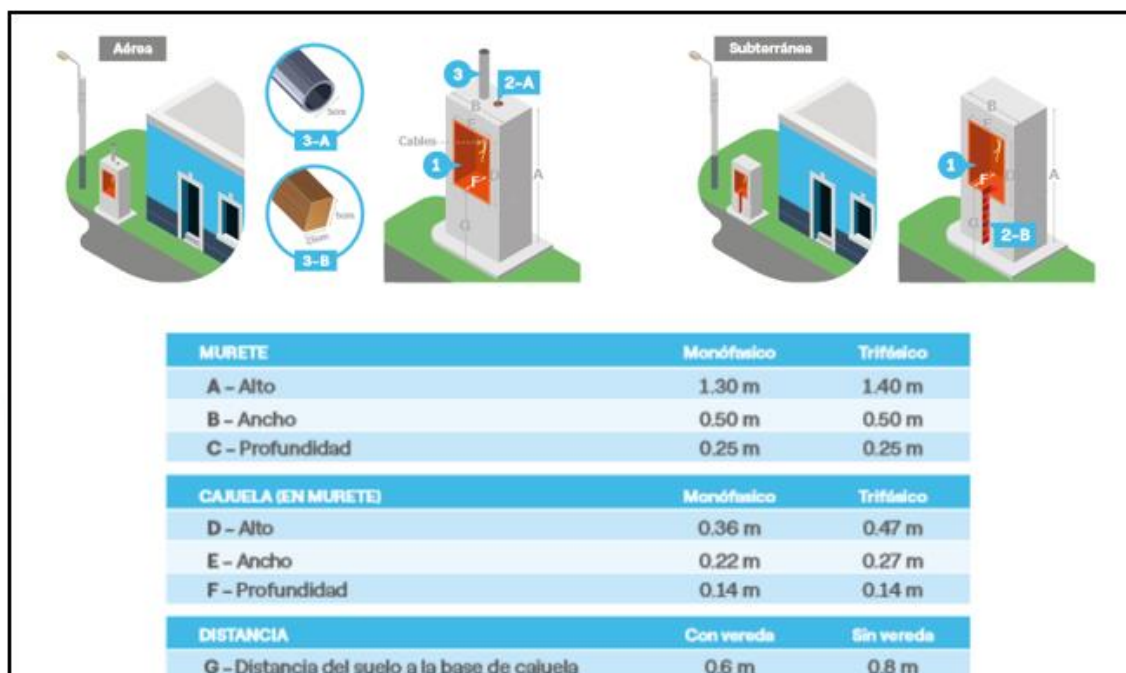


Figura 65. Características del murete. Fuente: Enel (2021)

Con esto tenemos un total de cargos únicos de s/. 647.

Sin embargo, ya que no existen postes de media tensión cercanos, primero se debería realizar la construcción e instalación de la red hasta un punto cercano a la vivienda, para luego poder recién realizar la acometida y contar con estos cargos. Esta lejanía a un punto de la red es lo que motiva al diseño del aerogenerador. Ya que, además de significar un costo menor a largo plazo, como se verá a continuación, también significa un acceso mucho más rápido a la electricidad y todas las ventajas que esto conlleva. Además, se estaría haciendo uso de energía limpia, que es a lo que se apunta en un futuro para toda la generación de energía eléctrica a nivel mundial.

Sin embargo, además de este valor, es obligatorio tomar en cuenta el costo que sería llevar la energía de la red hacia el punto de uso. La vivienda se ubica a 1.5km

del Peaje de Uchumayo como se ha visto en el punto 3.1, por lo tanto, se debe llevar desde ese punto hasta la vivienda.

En consulta con la SEAL y con empresas de proyectos eléctricos, sería necesario llevar en media tensión y luego bajar a baja tensión para llegar al punto requerido. Esto, además de requerir un cálculo y diseño por separado, no llega a ser conveniente desde un punto de vista técnico. Esto por la distancia a la que se encuentra del punto más cercano de la red y todo lo que requiere.

Tabla IV-6. Costo de los componentes necesarios para llevar la energía de Red. Fuente: Propia

Componentes necesarios para llevar la energía	Precio por unidad (S/.)	Cantidad	Precio total (S/.)
Poste de media tensión	1800	14	25200
Poste de baja tensión	800	3	2400
Cable de cobre x metro lineal	12	1500	18000
Transformador	19000	1	19000
Total			64600

Como se puede observar en la tabla anterior, de manera general el costo de los componentes se extiende a un valor mayor a 60 mil soles. Es por esto que no es viable llevar la energía eléctrica. Tenemos entonces por conclusión que llevar la energía eléctrica de la red a la vivienda en la quebrada de Añashuayco es inviable.

3. COSTOS DEL AEROGENERADOR

El cálculo de los costos deberá incluir todas las partes diseñadas, tanto de los componentes internos como los equipos electrónicos encargados de transformar, almacenar y distribuir la energía eléctrica. Esto para tener una mejor visión de cuanto

presupuesto se requiere para la totalidad de un aerogenerador completamente funcional y autosostenible, aislado de la red.

3.1 Costo del rotor

Primero procedemos a calcular el costo del rotor. Si bien los álabes son la parte más importante en cuanto al diseño de una turbina eólica, no es necesariamente la parte más costosa. Sabemos que el material a utilizar será fibra de vidrio.

Ya que el precio exacto no es posible obtenerlo, por la dificultad de la geometría que esta pala posee. Sin embargo, es posible obtener un precio aproximado con un fabricante de palas de aerogeneradores de China. Tomando como referencia la empresa que fabrica partes de aerogeneradores Qingdao Greef New Energy Equipment Co., Ltd., tenemos que el precio de tres palas de características similares tiene un precio de 100 USD.

Para el costo del buje, el encargado de unir los álabes con el eje principal se tomará a precio por kilogramo. Como el material es acero AISI 1035, se toma una densidad de 7.85 g/cm^3 . Como se observa en la Figura 37, se tiene una masa de 69 kg aproximadamente.

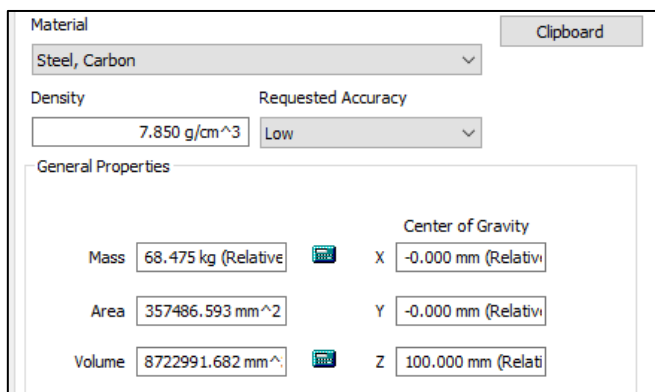


Figura 66. Masa del buje. Fuente: Propia

Además, es necesario tomar en cuenta el costo de la nariz del rotor. Ya que tiene un espesor de 10mm, se tomará como una fracción del costo de una plancha de 10mm de espesor.

Tenemos entonces un total de costos de:

Partes del rotor	Precio (USD)	Precio (S/.)
Palas	100	378
Buje	15	56.7
Nariz	13	49.14
Pernos, arandelas, etc.	-	45
Total		528.84

3.2 Costo de la góndola y sus componentes

El costo de la góndola podemos dividirlo entre los costos de los componentes comprados y los fabricados. Serían los que se muestran en la siguiente tabla:

Partes de la góndola	Precio (USD)	Precio (s/.)
Eje de potencia	-	100
2 Rodamientos SKF 1210 ETN9	40	156.4
Acoplamiento	-	90
Generador de imanes permanentes	200	782
Tubo de soporte de la cola	-	18.67
Dispositivo de orientación	-	25
Estructura de soporte	-	150
Pernos, arandelas, etc.	-	25
Total		1347.07

3.3 Costo de la torre

Las distintas partes de la torre pueden separarse en los rodamientos, las bridas, el tubo o eje hueco que lo lleva hasta el suelo. Estos precios se pueden ver adelante.

Partes de la torre	Cantidad	Precio (s/.)
Rodamientos SKF 32008X y 30210	2 Un.	350
Bridas planas	6 Un.	360
Tubo de acero	3 Un.	180
Conexión góndola-torre	1 Un.	350
Pernos, arandelas, etc.	-	90
Total		1330

Con esto se puede tener el costo total de los materiales necesarios. Tenemos entonces la siguiente tabla resumen:

Partes del aerogenerador	Precio (S/.)
Rotor	528.84
Góndola	1347.07
Torre de soporte	1330
Total	3205.91

4. COSTOS DE LOS EQUIPOS ELECTRÓNICOS Y SISTEMA DE ACUMULACIÓN

Para poder entregar esta energía generada de forma constante y a un voltaje fijo, es necesario ciertos equipos electrónicos que se ha seleccionado en el punto 3.5. Estos tres componentes que son el Sistema de acumulación de energía, el controlador de carga y el inversor de corriente.

Equipos electrónicos y de acumulación	Cantidad	Precio (USD)	Precio (S/.)
Baterías 12V	2 Un.	400	1560
Controlador de carga	1 Un.	115	448.5
Inversor	1 Un.	-	1500
Total			3508.5

5. COSTE DE ENERGÍA GENERADA

Para verificar que el costo de la energía producida es rentable, podemos calcular cuánto cuesta por $kW hr$ y comparar con el precio que se pagaría de tener conexión a red. Cabe resaltar que no es posible conectar a esta vivienda a la red debido a la inaccesibilidad y costos excesivos de transporte, explicado ya en el punto 4.2.2.

Tenemos entonces que el costo total del aerogenerador sería de 3206 soles aproximadamente y los costos de los equipos electrónicos y de almacenamiento de 3508.5. Esto suma 6714.5 que sería la Inversión necesaria "I". Teniendo entonces una tasa de interés "r" de 15%, y los años de vida útil "n" de 20 años, podemos calcular con la siguiente fórmula (Castro Gil M., 1997):

$$TIR = \frac{r}{\left(1 - \frac{1}{(1+r)^n}\right)}$$

$$TIR = 0.1598$$

Además de este valor, es necesario también calcular el Factor de Capacidad FC. Este es la relación entre las horas que está en activo funcionamiento Hr_{act} el equipo y el número de horas al año $Hr_{año}$. En este caso, ya que de las tres medidas de viento solo una es factible para producir un voltaje utilizable, como se calculó en el punto 3.3, tenemos entonces 8 horas de funcionamiento al día. Tomando 365 días al año entonces son 2920 horas al año. El número de horas en un año son 8760 horas.

$$FC = \frac{Hr_{act}}{Hr_{año}} = 0.33$$

La Potencia Nominal del aerogenerador es de 0.700kW aproximadamente. Tenemos entonces la fórmula del costo por $kW hr$ "C":

$$C = \frac{I}{P} \cdot \frac{TIR}{FC \cdot 8760} = 0.5302 \text{ (S/.)} / kW hr$$

Los costos de mantenimiento se suelen tomar como un 2% de la inversión inicial, si se desea tomar esos costos tenemos entonces:

$$C_{total} = C \cdot 1.02 = 0.5408 \text{ (S/.)} / kW hr$$

Este costo es incluso menor al precio que se pagaría por la energía consumida en la vivienda, ya que ese precio es de $0.7305 \text{ (S/.)} / kW hr$.

CONCLUSIONES

- Una vivienda unifamiliar en zona rural en la Quebrada de Añashuayco requiere una cantidad de $66.88 \text{ kW} \cdot \text{hr}$ de energía al mes y una potencia mínima de 700W.
- Según los datos obtenidos del SENAMHI y sus recomendaciones, se tiene una velocidad de viento promediada de 1.36m/s a las 07:00 Hrs, de 7.31m/s a las 13:00 Hrs. y de 0.74m/s a las 19:00 Hrs.
- El perfil aerodinámico NACA 2410 diseñado tiene las siguientes características:

$$\lambda = 6.67$$

$$c = 233.5 \text{ mm}$$

$$\alpha = 6.5^\circ$$

$$Cl/Cd = 35.3$$

- El álabe diseñado tiene las características principales:

$$L = 1.26 \text{ m}$$

A una velocidad de viento de 7.3064 m/s

$$\omega_N = 332 \text{ RPM}$$

$$P_{elecN} = 527 \text{ W}$$

- Se diseñó un rotor de diámetro de 2.8m, compuesto por tres álabes de 1.26m de longitud y un buje. La góndola contiene un eje principal, dos rodamientos de bolas de rótula SKF 1204 ETN9, un acoplamiento flexible y un Generador de Imanes Permanentes RC-1KP. La torre tiene un sistema de asiento que permite el giro de la góndola que cuenta con dos rodamientos de rodillos cónicos de una hilera SKF 32008X, una longitud total de 10m, tubos de 50mm de diámetro y bridas planas.
- Se seleccionó para almacenar la carga 2 Baterías 12V 300 AH TENSITE, el controlador de carga de viento MPPT WWS06-24 24V 34^a, y el inversor de corriente Victron Phoenix Smart 24V 800VA VE.

- Se calcula que el costo aproximado del rotor, góndola y torre es de S/. 3206. Se tiene además los costos de los componentes electrónicos y de almacenamiento de energía, dando un total de S/.3 508.50. El costo total del aerogenerador y todos los componentes sería de S/.6714.40.
- Se comprueba que producir electricidad utilizando la turbina eólica diseñada conlleva un costo menor por kW Hr que el costo por conexión a red, siendo el costo de generación por la turbina de $0.5808 \text{ (S/.)}/kW \text{ hr}$ en comparación al valor de $0.7305 \text{ (S/.)}/kW \text{ hr}$ que se paga regularmente.
- El aerogenerador diseñado puede proveer de energía eléctrica de manera continua e ininterrumpida para una vivienda con un consumo de $66.88 \text{ kW} \cdot \text{hr}$ al mes, pudiendo ofrecer hasta un 80% extra de energía ($120.39 \text{ kW} \cdot \text{hr}$) ya que se diseñó con un factor de seguridad total (factor de seguridad \times factor por incertidumbre) de 1.8.

REFERENCIA

- ABB. (2018). *Generadores de imanes permanentes*. <https://new.abb.com/motors-generators/es/generadores/generadores-para-turbinas-eolicas/generadores-de-imanes-permanentes>
- Budynas, R. G., & Keith Nisbett, J. (2012). *Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, 9na Edición*.
- Castro Gil M. (1997). *Energía Eólica* (Progensa, Ed.).
- Cucó Pardillos, Salvador. (2017). *Manual de Energía Eólica: Desarrollo de Proyectos e Instalaciones*. Universitat Politècnica de Valencia.
- Despegamos. (2014, diciembre 23). *Perfiles NACA*. <http://www.despegamos.es/perfiles-naca/>
- Erich Hau. (2013). *Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics. En 2013*. <https://archive.org/details/WindTurbinesFundamentalsTechnologiesApplicationEconomics/page/n117/mode/1up?view=theater>
- INEI. (2018a). *Nota de Prensa N° 040*.
- INEI. (2018b). Resultados Definitivos del departamento de Arequipa. *Instituto Nacional de Estadística e Informática*.
- Instituto Municipal de Planeamiento. (2016). *PDM 2016-2025*. <https://impla.gob.pe/publicaciones/pdm-2016-2025/>
- La República del Sur. (2018). *Arequipa en cifras: la segunda región más competitiva del país | Instituto Peruano de Economía*. <https://www.ipe.org.pe/portal/arequipa-en-cifras-la-segunda-region-mas-competitiva-del-pais/>
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*.
- Ministerio de Economía y Finanzas. (2011). *Electrificación Rural: Guía para la formulación de proyectos de inversión exitosos. Dirección General de Política de Inversiones - DGPI*.

- Minitab. (2019). *Distribución de Weibull*. <https://support.minitab.com/es-mx/minitab/18/help-and-how-to/probability-distributions-and-random-data/supporting-topics/distributions/weibull-distribution/>
- Pinilla S., A. (1997). *Manual De Aplicación De La Energía Eólica* (F. Físico Rodríguez & L. Ing. Romero, Eds.). Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas.
- Ricardo Iannini, Jorge Gonzalez, S. M. (2014). *Energía Eolica. Teoría y Características de Instalaciones*.
- Skybrary. (2017). *Aerofoil*. <https://skybrary.aero/articles/aerofoil>
- Ticomán, U., Para Obtener Título De, Q. EL, & Javier Soto Roch en C Juan Carlos Zarco Cruz México DF, I. M. (2011). *Investigación Sobre Perfiles Aerodinámicos De Aeronaves Utilitarias Para Un Rango Amplio De Operaciones*. 119.
- Trevor M. Letcher. (2017). *Wind Energy Engineering* (T. M. Letcher, Ed.). Joe Hayton.
- Vuela América. (2021). *Perfil Aerodinámico: Partes y Nomenclatura NACA*. <https://www.vuela.com.mx/am/articulos/articulos-de-actualidad/12643-perfil-aerodinamico-partes-y-nomenclatura-naca-4-digitos.html>
- WindyNation. (2010). *Sizing Your Wind Turbine Tail*. <https://www.windynation.com/jzv/inf/wind-turbine-tail-fin-sizing-your-wind-turbine-tail>

PRODUCT CENTER

focus on wind turbine, permanent magnet generator, solar panel, controllers design and producing for decade.

[Horizontal Wind Turbine](#)[Vertical Wind Turbine](#)[Permanent Magnet Generator](#)[Controller](#)[Off grid wind charge controller](#)[Off grid wind solar hybrid controller](#)[Off Grid MPPT Controller](#)[On Grid Controller](#)[Wind Solar Hybrid Streetlight](#)

RC-1KP



Description

Model	RC-1KP
Technical Details	
Rated Power	1KW
Max Power	1.5KW
Rated Voltage	48V
Rated RPM	500
Start Torque	0.65Nm
Rated Torque	19.1Nm
Output Current	AC
Efficiency (%)	92%
PMG Collocation	Y
Winding	3 Phase 3Wires

Material Details	
Permanent Magnet Material	Rare Earth NdFeB
Bearing	HRB or For your order
Coil	100% Pure Copper
Core	High grade Cold rolling silicon sheet
Shaft Material	Casting Steel / Stainless Steel
Shell Material	Aluminium Alloy
Mechanical Details	
Shaft Shape	Cone / Straight
Insulation Class:	F
Protection Grade	IP54
Net Weight	18kg
Service Life	More Than 20 years
Working temperature	-40°C - 80 °C

OUR CONTACT INFORMATION

Our business allows customers to have ODM/OEM service that fits their individual needs



Tel

0086-18921182885



Address

201, 19th Building , 100 Jinxi Rd, Binhu District, Wuxi, Jiangsu, China



Factory Address

Factory: Shuangxin Industrial Park, Binhu District, Wuxi, JS, CN.



E-mail

viola@bestwindsolar.com



Copyright©: RexCo Technology

苏ICP备19021911号

Powered By: www.300.cn





PRODUCT CENTER

focus on wind turbine, permanent magnet generator, solar panel, controllers design and producing for decade.

Products Center



12/24V MPPT controller



Description

Applications

Product can be used to supply pow for those street lights, monitoring devices, remote communication base stations, border posts and coastal islands.

Besides, it can work well with vertical axis wind turbine.

OUR CONTACT INFORMATION

OUR BUSINESS ALLOWS CUSTOMERS TO HAVE ODM/OEM
SERVICE THAT FITS THEIR INDIVIDUAL NEEDS

Address: 201, 19th Building , 100 Jinxi Rd, Binhu District, Wuxi,
Jiangsu, China

Factory Address: Shuangxin Industrial Park, Binhu District,Wuxi, JS,
CN.

苏ICP备19021911号 Powered by www.300.cn



Home



Facebook



Youtube



Telephone

Features

- Ø Recognize 12V/24V battery automatically
- Ø Wind turbine MPPT track point adjustable
- Ø Electronic components in high quality
- Ø Complete protection function
- Ø Solar and wind generation capacity and electricity consumption visible.
- Ø Seven modes of load output optional.
- Ø RS232/RS485/RJ45/GPRS/Bluetooth/Zigbee

monitoring modes optional

Ø Compatible with standard MODBUS communication protocol

Specification

Model	WWS06-24-24
Wind Turbine Input	
Rated input power	300W(12V Battery) 600W(24V Battery)
Input voltage range	0~16Vdc(12V Battery) 0~32Vdc(24V Battery)
Start charge voltage	2Vdc(factory default,2Vdc~15Vdc settable) 4Vdc(factory default,4Vdc~30Vdc settable)
Rated input current	22Adc
Manual Brake	Keep press the button for 5s to unload completely, and then recover by hand.
Brake by over current	26A (factory default,0~26A settable) unload completely when reached the set current, and recover automatically after working 10mins.
Brake by overvoltage	Refer to "output overvoltage" control
Brake by over wind	18m/s (0-30m/s settable), unload completely

speed (optional)	when reached the set wind speed, and recover automatically after working 10mins.
Brake by over rotational Speed (optional)	500r/min (factory default,0~1500r/min settable), unload completely when reached the set rotational speed, and recover automatically after working 10mins.
PV Input	
Rated input power	150W(12V Battery)/300W(24V Battery)
Max. Open circuit voltage	24V(12V Battery)/48V(24V Battery)
Rated input current	13A
Reversed connection protection	YES
Charge Parameters	
Rated battery voltage	24V/12V *recognize automatically
Temperature compensation function (optional)	-3mV/°C/2V
Output Parameters	
Rated output voltage	24V/12V *recognize automatically
Output overvoltage point	28V (factory default,22Vdc~32Vdc settable) 14V (factory default,11Vdc~16Vdc settable)
Output overvoltage recovery point	25.4V (factory default, reduce 2.6V from the output overvoltage

	point) 12.7V (factory default, reduce 1.3V from the output overvoltage point)
Max. Output current	25A
DC Load Output	
Output loops	2 loops
Output control mode	Both 2 loops could be set in 7 modes, such as light control on&off, light control on and time control off.
Output voltage range	21.6V~32V (24V battery); 10.8V~16V (12V battery)
Undervoltage recovery point	Refer to "rated battery voltage"
Rated output current	10A/each loop
Overload protection	120% rated DC output -1min,150% rated DC output -10s
Short circuit protection	Instant protection
General Parameters	
Rectifier mode	Uncontrolled rectifier
Display mode	LCD
Display information	Battery voltage, wind turbine voltage/current/ power, PV power/voltage/current, light control on voltage, light control off voltage, time control duration, load current, wind power generation capacity,

	solar power generation capacity, load power consumption, and so on.
Monitoring mode (optional)	RS232/RS485/RJ45/GPRS/Bluetooth/Zigbee
Monitoring Contents	Real-time display: Battery voltage, wind turbine voltage/current/power, PV power/voltage/current, wind power generation capacity, solar power generation capacity, Battery status, wind turbine status, day and night, DC overload, DC load short circuit, and so on.
	Parameter setting: Output overvoltage point, wind turbine over current point, wind turbine start voltage, DC load overvoltage/undervoltage/undervoltage recovery point, output mode choice for two loops, light control on voltage, light control off voltage, and wind turbine brake settings.
Lightning protection	YES
Static loss	< 0.6W
Ambient temperature	-20°C ~ +40°C
Humidity	5%~95%,No condensing
Noise	≤65dB
Cooling mode	Natural cooling
Installation mode	Wall-mounted

Cover protection class	IP52
Product dimension (W*H*D)	150×220×83mm
Product net weight	2.3kg
Note: the listed specs are just for your reference	

Inversores Phoenix

250VA – 1200VA 230V y 120V, 50Hz o 60Hz

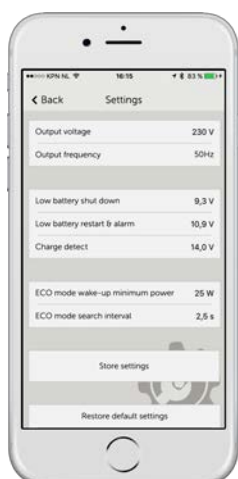
www.victronenergy.com



Phoenix 12/375 VE.Direct



Phoenix 12/375 VE.Direct



Puerto de comunicación VE.Direct

El puerto VE.Direct puede conectarse a:

- Un ordenador (se necesita un cable de interfaz VE.Direct a USB)
- Smartphones Apple y Android, tabletas, mackbooks y demás dispositivos (se necesita una mochila VE.Direct a Bluetooth Smart)

Totalmente configurable:

- Niveles de disparo de la alarma y restablecimiento por tensión baja de la batería.
- Niveles de desconexión y reinicio por tensión baja de la batería.
- Desconexión dinámica: nivel de desconexión dependiente de la carga
- Tensión de salida 210 - 245V
- Frecuencia 50 Hz o 60 Hz
- On/off del modo ECO y sensor de nivel del modo ECO

Seguimiento:

- Tensión y corriente de entrada/salida, % de carga y alarmas

Fiabilidad probada

La topología de puente completo más transformador toroidal ha demostrado su fiabilidad a lo largo de muchos años.

Los inversores están a prueba de cortocircuitos y protegidos contra el sobrecalentamiento, ya sea debido a una sobrecarga o a una temperatura ambiente elevada.

Alta potencia de arranque

Necesaria para arrancar cargas como convertidores para lámparas LED, halógenas o herramientas eléctricas.

Modo ECO

En modo ECO, el inversor se pondrá en espera cuando la carga descienda por debajo de un valor predeterminado (carga mínima: 15W). Una vez en espera, el inversor se activará brevemente (ajustable; por defecto: cada 2,5 segundos). Si la carga excede el nivel predeterminado, el inversor permanecerá encendido.

Interruptor on/off remoto

Se puede conectar un interruptor On/Off remoto a un conector bifásico o entre el positivo de la batería y el contacto de la izquierda del conector bifásico.

Diagnóstico LED

Por favor, consulte el manual para obtener su descripción.

Para transferir la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

Para nuestros inversores de menor potencia recomendamos nuestro conmutador de transferencia automático Filax. El tiempo de conmutación del "Filax" es muy corto (menos de 20 milisegundos), de manera que los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción.

Disponible con tres tomas de corriente distintas

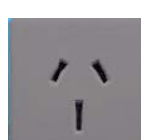
Schuko



UK



AU/NZ



EC-320
(enchufe macho incluido)



Nema 5-15R



Bornes de tornillo

No se necesitan herramientas especiales para su instalación

Inversor Phoenix	12 voltios 24 voltios 48 voltios	12/250 24/250 48/250	12/375 24/375 48/375	12/500 24/500 48/500	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia cont a 25°C (1)		250VA	375VA	500VA	800VA	1200VA
Potencia cont. a 25°C / 40°C		200 / 175W	300 / 260W	400 / 350W	650 / 560W	1000 / 850W
Pico de potencia		400W	700W	900W	1500W	2200W
Tensión / frecuencia CA de salida (ajustable)		230VCA o 120VCA +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%				
Rango de tensión de entrada		9,2 - 17 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 62,0V				
Desconexión por CC baja (ajustable)		9,3 / 18,6 / 37,2V				
Dinámica (dependiente de la carga) Desconexión por CC baja (totalmente ajustable)		Desconexión dinámica, ver https://www.victronenergy.com/live/ve.direct:phoenix-inverters-dynamic-cutoff				
Reinicio y alarma por CC baja (ajustable)		10,9 / 21,8 / 43,6V				
Detector de batería cargada (ajustable)		14,0 / 28,0 / 56,0V				
Eficacia máx.		87 / 88 / 88%	89 / 89 / 90%	90 / 90 / 91%	90 / 90 / 91%	91 / 91 / 92%
Consumo en vacío		4,2 / 5,2 / 7,9W	5,6 / 6,1 / 8,5W	6 / 6,5 / 9W	6,5 / 7 / 9,5W	7 / 8 / 10W
Consumo en vacío predeterminado en modo ECO (Intervalo de reintento: 2,5 s, ajustable)		0,8 / 1,3 / 2,5W	0,9 / 1,4 / 2,6W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0
Ajuste de potencia de parada y arranque en modo ECO		Ajustable				
Protección (2)		a - f				
Rango de temperatura de trabajo		-40 to +65°C (refrigerado por ventilador) (reducción de potencia del 1,25% por cada °C por encima de 25°C)				
Humedad (sin condensación)		máx. 95%				

CARCASA

Material y color	Chasis de acero y carcasa de plástico (azul RAL 5012)					
Conexión de la batería	Bornes de tornillo					
Sección de cable máxima:	10mm ² / AWG8	10mm ² / AWG8	10mm ² / AWG8	25/10/10mm ² / AWG4/8/8	35/25/25 mm ² / AWG 2/4/4	
Tomas de corriente CA estándar	230V: Schuko (CEE 7/4), IEC-320 (enchufe macho incluido) UK (BS 1363), AU/NZ (AS/NZS 3112) 120V: Nema 5-15R					
Tipo de protección	IP 21					
Peso	2,4kg / 5,3lbs	3,0kg / 6,6lbs	3,9kg / 8,5lbs	5,5kg / 12lbs	7,4kg / 16,3lbs	
Dimensiones (al x an x p en mm.) (al x an x p, pulgadas)	86 x 165 x 260 3,4 x 6,5 x 10,2	86 x 165 x 260 3,4 x 6,5 x 10,2	86 x 172 x 275 3,4 x 6,8 x 10,8	105 x 216 x 305 4,1 x 8,5 x 12,1 (12V modelo: 105 x 230 x 325)	117 x 232 x 327 4,6 x 9,1 x 12,9 (12V modelo: 117 x 232 x 362)	

ACCESORIOS

On/Off remoto	Sí
Conmutador de transferencia automático	Filax

ESTÁNDARES

Seguridad	EN-IEC 60335-1 / EN-IEC 62109-1
EMC	EN 55014-1 / EN 55014-2 / IEC 61000-6-1 / IEC 61000-6-2 / IEC 61000-6-3
Directiva de automoción	ECE R10-4

- 1) Carga no lineal, factor de cresta 3:1
 2) Claves de protección:
 a) cortocircuito de salida
 b) sobrecarga
 c) tensión de la batería demasiado alta
 d) tensión de la batería demasiado baja
 h) temperatura demasiado alta
 f) ondulación CC demasiado alta



Alarma de batería

Indica que la tensión está demasiado alta o demasiado baja por medio de una alarma visual y sonora y de un relé de señalización remota



Monitor de baterías BMV

El monitor de baterías BMV dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de alta resolución para la medición de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o el tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.



Mochila VE.Direct a Bluetooth Smart (Debe pedirse por separado)



CHARACTERISTICS



Compact size ideal for any type of use.

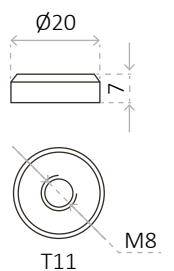
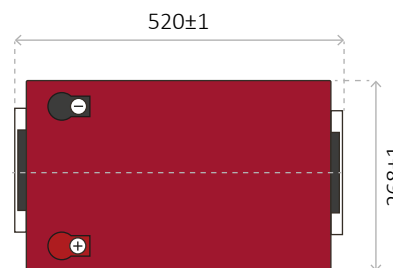
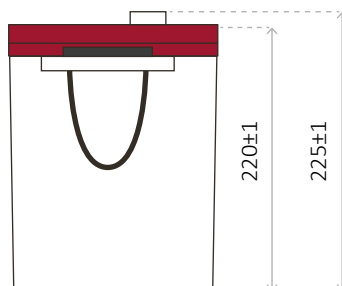


Great performance due to its deep discharge cycle life.



Perfect to use as accumulator in photovoltaic installations.

DIMENSIONS



GEL BATTERY 12V 300 AH

GEL SERIES BATTERY

GEL series batteries are manufactured with special separators and silica gel immobilizing the electrolyte inside the battery. The proven silica gel technology can improve battery cycle life and performance at wider temperature range. The deep discharge cycle life is increased 50% compared normal battery.



APPLICATION

- Emergency Power System
- Communication equipment
- Telecommunication systems
- Uninterruptible power supplies
- Power tools
- Marine equipment
- Medical equipment
- Solar and wind power system

GENERAL FEATURES

- Safety Sealing
- Non-spillable construction
- High power density
- Excellent recovery from Deep discharge
- Thick plates and high active materials
- Longer life and low self-discharge design

TECHNICAL SPECIFICATIONS

BATTERY MODEL	Nominal voltage		12V	
	Rated capacity (100 hour rate)		300Ah	
	Cells Per battery		6	
DIMENSION	Length	Width	Height	Total Height
	520 mm	268 mm	220 mm	225 mm
APPROX. WEIGHT	67.0 kg ± 3%			
CAPACITY @ 25°C	10 hour rate (25.0A)	5 hour rate (43.7A)	3 hour rate (66.2A)	1 hour rate (161.5A)
	250.0 Ah	218.7 Ah	198.7 Ah	161.5 Ah
MAX. DISCHARGE CURRENT	2000 A (5 sec.)			
INTERNAL RESISTANCE	Full charged Vat 25°C: Approx. 2.0mΩ			
CAPACITY AFFECTED BY TEMP. (10 HR)	40°C	25°C	0°C	
	103%	100%	86%	
CHARGE METHOD @25°C	Cycle Use		Standby Use	
	14.4-15.0V (Initial charging current less than 27A)		13.50-13.80V	

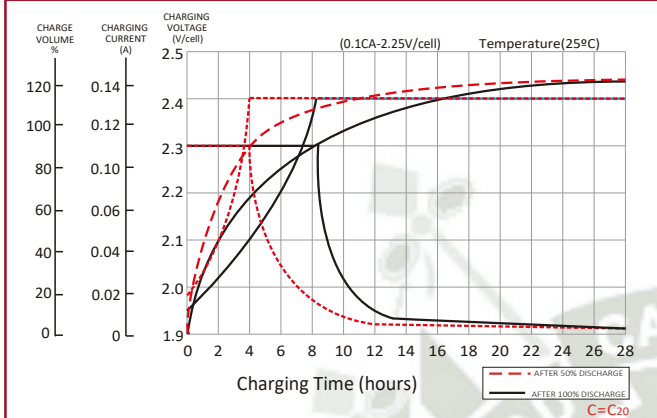
BATTERY DISCHARGE TABLE

CONSTANT CURRENT (AMP) AND CONSTANT POWER (WATT) DISCHARGE TABLE AT 25 °C

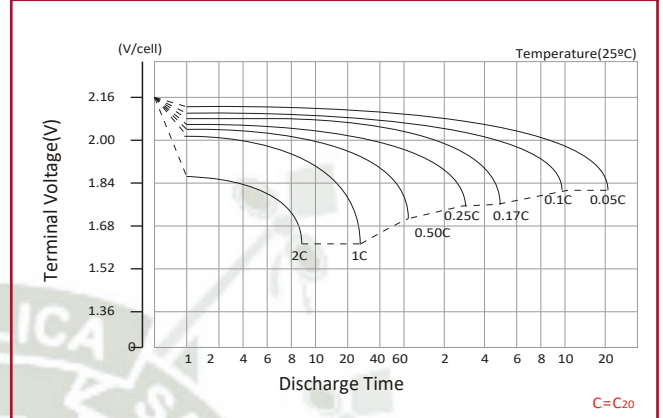
F.V / TIME	5 min	10 min	15 min	30 min	45 min	60 min	2 h	3 h	5 h	8 h	10 h	20 h	
1.80	A	656.8	437.5	351.8	234.5	168.3	165.0	93.0	68.0	45.0	28.0	25.00	13.00
	W	1224.8	815.9	656.0	437.3	313.8	307.7	173.4	126.8	83.9	52.2	46.6	25.7
1.75	A	696.2	463.8	369.3	241.5	173.3	170.0	95.3	69.7	45.7	28.3	25.25	13.13
	W	1298.3	864.9	688.8	450.5	323.2	317.0	177.8	130.0	85.2	52.7	47.1	25.9
1.70	A	788.1	525.0	386.9	248.6	178.3	174.9	97.7	71.4	46.4	28.6	25.50	13.38
	W	1469.8	979.1	721.6	463.6	332.6	326.2	182.1	133.2	86.4	53.3	47.6	26.4
1.65	A	775.0	516.3	404.5	255.6	183.4	179.9	99.5	72.8	47.0	28.8	25.75	13.55
	W	1445.3	962.8	754.4	476.7	342.0	335.4	185.6	135.7	87.7	53.8	48.0	26.7
1.60	A	840.6	560.0	422.1	262.6	188.4	184.8	101.4	74.1	47.7	29.1	26.00	13.63
	W	1567.8	1044.4	787.2	489.8	351.4	344.7	189.1	138.2	89.0	54.3	48.5	26.8

BATTERY CHARACTERISTICS

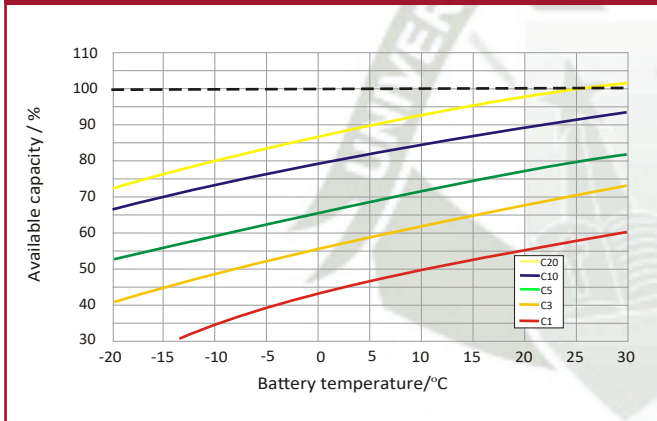
Float charging characteristics



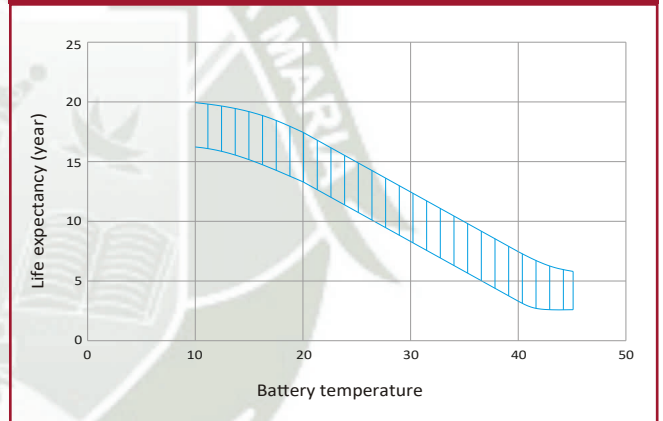
Discharge characteristics



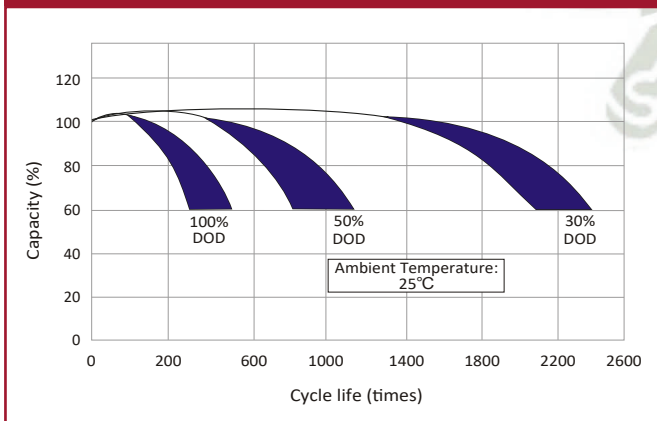
Temperature effects in relation to battery capacity



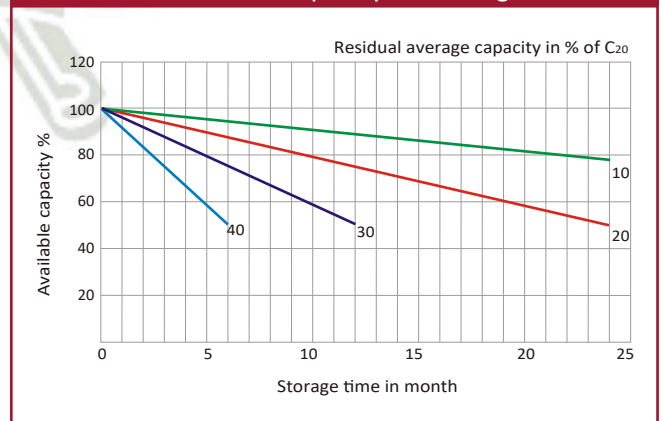
Effect of temperature on long term float life

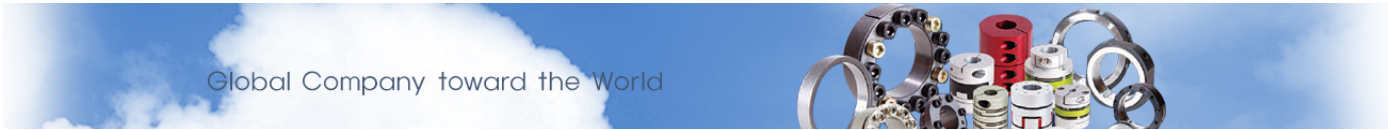


Cycle life in relation to depth discharge



General relation of capacity vs. storage time





PRODUCTS

- > Coupling
- > Lock Nut
- > Locking Element

Coupling

> PRODUCTS > Coupling

DURI Coupling List | DURI Coupling for Machine | DURI Coupling Feature

DRB | DRBS | DRB-SUS | DRBS-SUS | DOH | DOHS | DJC | DJCS | DRJT
 Connecting Shaft | DRG | DRGL | DRN | DRS/DRW/DRA | DRJ/DRP
 Set Collars | DRFC | DHDA-A | DHDA-B | DHDA-TDHDA-T | DHRA



DRJT

FEATURES

- DRJT is a JAW-type Flexible Coupling.
- It is outstanding in transferring high torques, and optimized for spindling machines.
- Cased with aluminum in high rigidity, the coupling has a moment of lower inertia, so it can have a high speed in the revolution.
- The high rev. allows the coupling to absorb the vibrations arising from the eccentricity and declination.
- It has outstanding strengths in terms of balancing and insulating with a temperature of -30°C ~90°C available.

SPECIFICATION

- Materials : Aluminum alloy with high stiffness (customized for metals)
- Surface treatment : alumite process

USAGE

- Machine tools
- Spindle

OTHERS

- h7 is recommended for intolerance of inner diameter.

Order method | DRJT-55A - $\phi 15 \times \phi 20$

Product No. D1 D2

The technical drawing includes a 3D perspective view of the coupling, a front view showing the four jaw-like protrusions, and a detailed cross-section. Dimensions are labeled as follows: $\phi D1$ (inner diameter), $\phi D2$ (outer diameter), ϕA (total width), W (width of the coupling body), L (length of the shaft connection), B (width of the coupling body), and $N-M$ (internal thread details).

Product No.	Dimension (mm)				Tightening Screw			Rated Torque	Max. Torque	Max. RPM	Moment of inertia	Torsional Stiffness	Angle	Parallel	End play	Mass
					Size	Torque	Qty									
	A	L	W	B	M	N · m	Qty	N · m	N · m	min ⁻¹	kg · m ²	N · m/rad	°	mm	mm	g
DRJT-30A	30	18.5	50	10	M3	2	4	13	26	38,000	0.04 × 10 ⁻⁴	220	1	0.1	+1.0	65
DRJT-40A	40	25	66	12	M4	4	6	17	34	30,000	0.19 × 10 ⁻⁴	2,000	1	0.1	+1.0	160
DRJT-55A	55	30	78	14	M5	8	4	60	120	23,000	0.78 × 10 ⁻⁴	4,000	1	0.1	+1.0	345
DRJT-65A	65	35	90	15	M5	8	8	180	360	20,000	1.70 × 10 ⁻⁴	8,000	1	0.1	+1.4	560
DRJT-80A	80	45	114	18	M6	13	8	325	650	15,000	5.17 × 10 ⁻⁴	20,000	1	0.1	+1.5	1,030
DRJT-95A	95	50	126	20	M8	25	4	450	900	11,000	11.17 × 10 ⁻⁴	30,000	1	0.1	+1.5	1,630
DRJT-100A	104	56	140	21	M10	50	4	600	1,200	10,000	3.70 × 10 ⁻³	40,000	1	0.1	+2.0	2,200

* Mass and Moment of inertia are measured with max bore size.

Product No.	Standard inner diameter (D1, D2) (mm)																												
	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16	17	18	19	20	22	24	25	26	28	30	32	35	38	40	42	45	48	50	55
DRJT-30A	•	•	•	•	•	•	•	•																					
DRJT-40A					•	•	•	•	•	•	•	•	•	•															
DRJT-55A						•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•										
DRJT-65A							•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					
DRJT-80A							•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•		
DRJT-95A															•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
DRJT-100A															•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•

> List



Head Office : Da-1515, Chungang Circulation Complex, 15, Gyeongin-ro 53-gil, Guro-gu, Seoul, Korea
 / TEL : +82-32-678-9314 / FAX : +82-32-682-8085 / info@durimitec.com



JAPAN : J-5, ATC-TM 4F, 2-1-10, Nanko-Kita, Suminoe-ku, Osaka
 / TEL : +81-6-4703-5323, +81-6-4703-5324 / FAX : +81-6-4703-5374 / E-mail : durijapan@durimitec.com
 CHINA : 501, 1369 Wuzhong RD, Minhang Area, Shanghai / TEL : +86-21-6073-2436~7 / FAX : +86-21-6073-2438 / E-mail : durichina@durimitec.com



32008 X

- Ítem popular
- SKF Explorer

Rodamientos de una hilera de rodillos cónicos

Datos de los rodamientos

[Tolerancias,](#)

Normales y CL7C, CLN, Normales y CL,
ancho de desviación

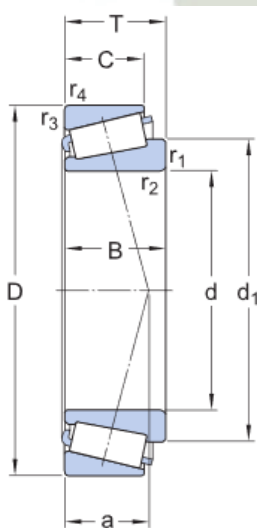
Interfaces del rodamiento

[Tolerancias de los asientos
para condiciones estándares,](#)
[Tolerancias y ajuste resultante](#)

Especificación técnica

Series de dimensiones

3CD

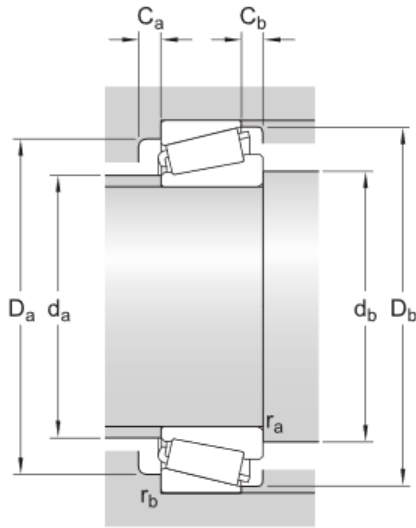


DIMENSIONES

d	40 mm	Diámetro del agujero
D	68 mm	Diámetro exterior
T	19 mm	Ancho total
d ₁	≈ 54.7 mm	Diámetro del resalte del aro interior
B	19 mm	Ancho del aro interior
C	14.5 mm	Ancho del aro exterior
r _{1,2}	min. 1 mm	Dimensiones de los chaflanes del aro interior
r _{3,4}	min. 1 mm	Dimensiones de los chaflanes del aro exterior
a	14.8 mm	Distancia de la cara lateral al punto de presión

DIMENSIONES DE LOS RESALTES

d _e	max. 46 mm	Diámetro del resalte del eje
----------------	------------	------------------------------



d_t min. 47.5 mm	Diámetro del resalte del eje
D_i min. 60 mm	Diámetro del resalte del soporte
D_i max. 61.5 mm	Diámetro del resalte del soporte
D_j min. 65 mm	Diámetro del resalte del soporte
C_ϵ min. 4 mm	Ancho mínimo del espacio requerido en el soporte en la cara lateral grande
C_t min. 4.5 mm	Ancho mínimo del espacio requerido en el soporte en la cara lateral pequeña
r_a max. 1 mm	Radio de acuerdo del eje
r_b max. 1 mm	Radio de acuerdo del soporte

DATOS DEL CÁLCULO

Capacidad de carga dinámica básica	C	64.7 kN
Capacidad de carga estática básica	C_0	71 kN
Carga límite de fatiga	P_u	7.65 kN
Velocidad de referencia		7 500 r/min
Velocidad límite		9 500 r/min
Valor límite	e	0.37
Factor de carga axial	Y	1.6
Factor de carga axial	Y_0	0.9

MASA

Masa		0.28 kg
------	--	---------

Más información

Detalles del producto	Información sobre ingeniería	Herramientas
Diseños y versiones	Principios para la selección de rodamientos	SimPro Quick
Datos de los rodamientos	Conocimientos generales sobre rodamientos	Bearing Select (Herramienta para la selección de rodamientos)
Cargas	Proceso de selección de rodamientos	Engineering Calculator (Herramienta para cálculos de ingeniería)
Límites de temperatura	Falla del rodamiento y cómo prevenirla	LubeSelect para grasas SKF
Velocidad admisible		Herramienta para la selección de calentadores
Consideraciones de diseño		Oil Injection Method Program (Programa para el método de inyección de aceite)
Designaciones de los rodamientos		skf.com/mount
Sistema de designación		



Términos y condiciones

Al visitar y utilizar esta página web/aplicación, publicada por AB SKG (publ.) (556007-3495 · Gotemburgo) ("SKF") y de su propiedad, usted acepta cumplir los siguientes términos y condiciones:

Limitación de la garantía y de la responsabilidad

Aunque se ha puesto el máximo empeño en asegurar la exactitud de la información incluida en esta página web/aplicación, SKF proporciona dicha información "TAL CUAL", y DENIEGA CUALQUIER GARANTÍA, EXPRESA O IMPLÍCITA, INCLUIDAS, ENTRE OTRAS, LAS GARANTÍAS IMPLÍCITAS DE COMERCIABILIDAD Y APTITUD PARA FINES ESPECÍFICOS. Usted reconoce que utilizará esta página web/aplicación bajo su entera responsabilidad, que asume la responsabilidad absoluta de todos los costos asociados al uso de esta página web/aplicación y que SKF no será responsable de ningún daño directo, incidental, consecuente ni indirecto de ningún tipo, derivado de su acceso a la información o los programas informáticos disponibles en esta página web/aplicación o del uso de estos. Todas las garantías y manifestaciones incluidas en esta página web/aplicación acerca de los productos o servicios de SKF que usted adquiera o use estarán sujetas a los términos y condiciones acordados en el contrato del producto o servicio en cuestión. Asimismo, en lo que respecta a las páginas web/aplicaciones no pertenecientes a SKF mencionadas en nuestra página web/aplicación o donde se incluya un hipervínculo, SKF no ofrece garantía alguna respecto de la exactitud o la confiabilidad de la información incluida en dichas páginas web/aplicaciones y no asumirá ninguna responsabilidad sobre el material creado o publicado por terceros incluido en dichas páginas y aplicaciones. Además, SKF tampoco garantiza que esta página web/aplicación ni que esas otras páginas web/aplicaciones vinculadas estén libres de virus u otros elementos perjudiciales.

Derechos de autor

Los derechos de autor de esta página web/aplicación y el derecho de autor de la información y los programas informáticos disponibles en esta página web/aplicación pertenecen a SKF o a los otorgantes de su autorización de uso. Quedan reservados todos los derechos. Todo el material autorizado para su uso mencionará al otorgante que haya concedido a SKF el derecho a utilizar el material. La información y los programas informáticos disponibles en esta página web/aplicación no podrán reproducirse, duplicarse, copiarse, transmitirse, distribuirse, almacenarse, modificarse, descargarse ni explotarse de ningún otro modo para uso comercial sin la autorización previa por escrito de SKF. No obstante, sí podrán reproducirse, almacenarse y descargarse para su uso por parte de particulares sin la autorización previa por escrito de SKF. En ningún caso se podrá facilitar esta información o programas informáticos a terceros. Esta página web/aplicación incluye determinadas imágenes que se utilizan bajo licencia de Shutterstock, Inc.

Marcas comerciales y patentes

Todas las marcas comerciales, nombres de marcas y logotipos de empresas que aparecen en la página web/aplicación son propiedad de SKF o de los otorgantes de su autorización de uso, y no podrán ser utilizados de ningún modo sin la autorización previa por escrito de SKF. Todas las marcas comerciales autorizadas publicadas en esta página web/aplicación mencionan al otorgante que haya concedido a SKF el derecho a utilizar la marca comercial. El acceso a esta página web/aplicación no concede al usuario ningún derecho sobre las patentes propiedad de SKF o autorizadas a SKF.

Cambios

SKF se reserva el derecho a introducir cambios o ampliaciones de esta página web/aplicación en cualquier momento.



1204 ETN9

- Ítem popular

Rodamientos de bolas a rótula

Datos de los rodamientos
Tolerancias, Normales, JS7,
Juego radial interno, tabla

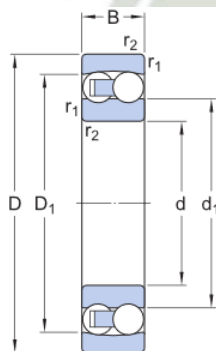
Interfaces del rodamiento
[Tolerancias de los asientos
para condiciones estándares,](#)
[Tolerancias y ajustes resultantes](#)

Especificación técnica

Tipo de agujero

Cilíndrico

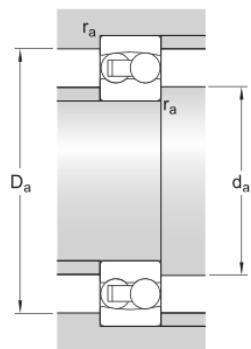
DIMENSIONES



d	20 mm	Diámetro del agujero
D	47 mm	Diámetro exterior
B	14 mm	Ancho
d ₁	≈ 28.88 mm	Diámetro del resalte del aro interior
D ₁	≈ 40 mm	Diámetro del resalte del aro exterior
r _{1,2}	min. 1 mm	Dimensión del chaflán

DIMENSIONES DE LOS RESALTES

d _a	min. 25.6 mm	Diámetro del resalte del eje
D _a	max. 41.4 mm	Diámetro del resalte del soporte
r _a	max. 1 mm	Radio de acuerdo



DATOS DEL CÁLCULO

Capacidad de carga dinámica básica	C	12.7 kN
Capacidad de carga estática básica	C_0	3.4 kN
Carga límite de fatiga	P_u	0.176 kN
Velocidad de referencia		32 000 r/min
Velocidad límite		20 000 r/min
Desalineación angular admisible	α	2.5 °
Factor de cálculo	k_r	0.04
Factor de cálculo	e	0.3
Factor de cálculo	Y_0	2.2
Factor de cálculo	Y_1	2.1
Factor de cálculo	Y_2	3.3

MASA

Masa de rodamiento	0.12 kg
--------------------	---------

Más información

Detalles del producto	Información sobre ingeniería	Herramientas
Diseños y versiones	Principios para la selección de rodamientos	Bearing Select (Herramienta para la selección de rodamientos)
Datos de los rodamientos	Conocimientos generales sobre rodamientos	SimPro Quick
Cargas	Proceso de selección de rodamientos	Engineering Calculator (Herramienta para cálculos de ingeniería)
Límites de temperatura	Interfaces del rodamiento	LubeSelect para grasas SKF
Velocidad admisible	Tolerancias de los asientos para condiciones estándares	Herramienta para la selección de calentadores
Consideraciones de diseño	Selección del juego interno	Drive-up Method Program (Programa para el método de calado de rodamientos Drive-up)
Montaje	Lubricación	Oil Injection Method Program (Programa para el método de inyección de aceite)
Sistema de designación	Sellado, montaje y desmontaje	Tool and Accessory Selector (Selector de herramientas y accesorios) para manguitos y ejes
	Falla del rodamiento y cómo prevenirla	Housing Select (Herramienta para la selección de soportes)
		Instrucciones de montaje y desmontaje de rodamientos

Términos y condiciones

Al visitar y utilizar esta página web/aplicación, publicada por AB SKG (publ.) (556007-3495 · Gotemburgo) ("SKF") y de su propiedad, usted acepta cumplir los siguientes términos y condiciones:

Limitación de la garantía y de la responsabilidad

Aunque se ha puesto el máximo empeño en asegurar la exactitud de la información incluida en esta página web/aplicación, SKF proporciona dicha información "TAL CUAL", y DENIEGA CUALQUIER GARANTÍA, EXPRESA O IMPLÍCITA, INCLUIDAS, ENTRE OTRAS, LAS GARANTÍAS IMPLÍCITAS DE COMERCIABILIDAD Y APTITUD PARA FINES ESPECÍFICOS. Usted reconoce que utilizará esta página web/aplicación bajo su entera responsabilidad, que asume la responsabilidad absoluta de todos los costos asociados al uso de esta página web/aplicación y que SKF no será responsable de ningún daño directo, incidental, consecuente ni indirecto de ningún tipo, derivado de su acceso a la información o los programas informáticos disponibles en esta página web/aplicación o del uso de estos. Todas las garantías y manifestaciones incluidas en esta página web/aplicación acerca de los productos o servicios de SKF que usted adquiera o use estarán sujetas a los términos y condiciones acordados en el contrato del producto o servicio en cuestión. Asimismo, en lo que respecta a las páginas web/aplicaciones no pertenecientes a SKF mencionadas en nuestra página web/aplicación o donde se incluya un hipervínculo, SKF no ofrece garantía alguna respecto de la exactitud o la confiabilidad de la información incluida en dichas páginas web/aplicaciones y no asumirá ninguna responsabilidad sobre el material creado o publicado por terceros incluido en dichas páginas y aplicaciones. Además, SKF tampoco garantiza que esta página web/aplicación ni que esas otras páginas web/aplicaciones vinculadas estén libres de virus u otros elementos perjudiciales.

Derechos de autor

Los derechos de autor de esta página web/aplicación y el derecho de autor de la información y los programas informáticos disponibles en esta página web/aplicación pertenecen a SKF o a los otorgantes de su autorización de uso. Quedan reservados todos los derechos. Todo el material autorizado para su uso mencionará al otorgante que haya concedido a SKF el derecho a utilizar el material. La información y los programas informáticos disponibles en esta página web/aplicación no podrán reproducirse, duplicarse, copiarse, transmitirse, distribuirse, almacenarse, modificarse, descargarse ni explotarse de ningún otro modo para uso comercial sin la autorización previa por escrito de SKF. No obstante, sí podrán reproducirse, almacenarse y descargarse para su uso por parte de particulares sin la autorización previa por escrito de SKF. En ningún caso se podrá facilitar esta información o programas informáticos a terceros. Esta página web/aplicación incluye determinadas imágenes que se utilizan bajo licencia de Shutterstock, Inc.

Marcas comerciales y patentes

Todas las marcas comerciales, nombres de marcas y logotipos de empresas que aparecen en la página web/aplicación son propiedad de SKF o de los otorgantes de su autorización de uso, y no podrán ser utilizados de ningún modo sin la autorización previa por escrito de SKF. Todas las marcas comerciales autorizadas publicadas en esta página web/aplicación mencionan al otorgante que haya concedido a SKF el derecho a utilizar la marca comercial. El acceso a esta página web/aplicación no concede al usuario ningún derecho sobre las patentes propiedad de SKF o autorizadas a SKF.

Cambios

SKF se reserva el derecho a introducir cambios o ampliaciones de esta página web/aplicación en cualquier momento.



30210

- Ítem popular
- SKF Explorer

Rodamientos de una hilera de rodillos cónicos

Datos de los rodamientos

[Tolerancias,](#)

Normales y CL7C, CLN, Normales y CL,
ancho de desviación

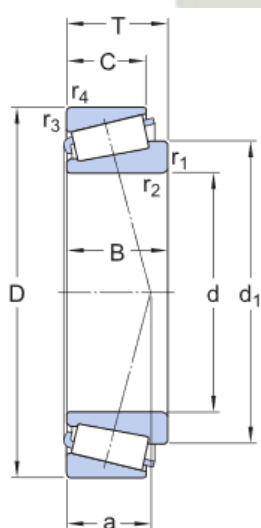
Interfaces del rodamiento

[Tolerancias de los asientos
para condiciones estándares,](#)
[Tolerancias y ajuste resultante](#)

Especificación técnica

Series de dimensiones

3DB

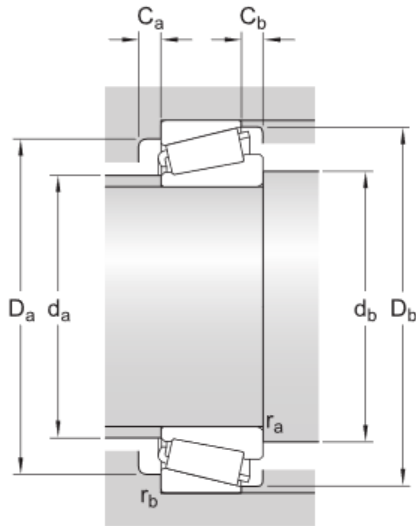


DIMENSIONES

d	50 mm	Diámetro del agujero
D	90 mm	Diámetro exterior
T	21.75 mm	Ancho total
d ₁	≈ 68 mm	Diámetro del resalte del aro interior
B	20 mm	Ancho del aro interior
C	17 mm	Ancho del aro exterior
r _{1,2}	min. 1.5 mm	Dimensiones de los chaflanes del aro interior
r _{3,4}	min. 1.5 mm	Dimensiones de los chaflanes del aro exterior
a	19.248 mm	Distancia de la cara lateral al punto de presión

DIMENSIONES DE LOS RESALTES

d _e	max. 59 mm	Diámetro del resalte del eje
----------------	------------	------------------------------



d_t min. 59 mm	Diámetro del resalte del eje
D_i min. 79 mm	Diámetro del resalte del soporte
D_i max. 82 mm	Diámetro del resalte del soporte
D_j min. 85 mm	Diámetro del resalte del soporte
C_e min. 3 mm	Ancho mínimo del espacio requerido en el soporte en la cara lateral grande
C_f min. 4.5 mm	Ancho mínimo del espacio requerido en el soporte en la cara lateral pequeña
r_a max. 1.5 mm	Radio de acuerdo del eje
r_b max. 1.5 mm	Radio de acuerdo del soporte

DATOS DEL CÁLCULO

Capacidad de carga dinámica básica	C	93.1 kN
Capacidad de carga estática básica	C_0	91.5 kN
Carga límite de fatiga	P_u	10.4 kN
Velocidad de referencia		6 000 r/min
Velocidad límite		7 500 r/min
Valor límite	e	0.43
Factor de carga axial	Y	1.4
Factor de carga axial	Y_0	0.8

MASA

Masa		0.54 kg
------	--	---------

Más información

Detalles del producto	Información sobre ingeniería	Herramientas
Diseños y versiones	Principios para la selección de rodamientos	SimPro Quick
Datos de los rodamientos	Conocimientos generales sobre rodamientos	Bearing Select (Herramienta para la selección de rodamientos)
Cargas	Proceso de selección de rodamientos	Engineering Calculator (Herramienta para cálculos de ingeniería)
Límites de temperatura	Falla del rodamiento y cómo prevenirla	LubeSelect para grasas SKF
Velocidad admisible		Herramienta para la selección de calentadores
Consideraciones de diseño		Oil Injection Method Program (Programa para el método de inyección de aceite)
Designaciones de los rodamientos		skf.com/mount
Sistema de designación		



Términos y condiciones

Al visitar y utilizar esta página web/aplicación, publicada por AB SKG (publ.) (556007-3495 · Gotemburgo) ("SKF") y de su propiedad, usted acepta cumplir los siguientes términos y condiciones:

Limitación de la garantía y de la responsabilidad

Aunque se ha puesto el máximo empeño en asegurar la exactitud de la información incluida en esta página web/aplicación, SKF proporciona dicha información "TAL CUAL", y DENIEGA CUALQUIER GARANTÍA, EXPRESA O IMPLÍCITA, INCLUIDAS, ENTRE OTRAS, LAS GARANTÍAS IMPLÍCITAS DE COMERCIABILIDAD Y APTITUD PARA FINES ESPECÍFICOS. Usted reconoce que utilizará esta página web/aplicación bajo su entera responsabilidad, que asume la responsabilidad absoluta de todos los costos asociados al uso de esta página web/aplicación y que SKF no será responsable de ningún daño directo, incidental, consecuente ni indirecto de ningún tipo, derivado de su acceso a la información o los programas informáticos disponibles en esta página web/aplicación o del uso de estos. Todas las garantías y manifestaciones incluidas en esta página web/aplicación acerca de los productos o servicios de SKF que usted adquiera o use estarán sujetas a los términos y condiciones acordados en el contrato del producto o servicio en cuestión. Asimismo, en lo que respecta a las páginas web/aplicaciones no pertenecientes a SKF mencionadas en nuestra página web/aplicación o donde se incluya un hipervínculo, SKF no ofrece garantía alguna respecto de la exactitud o la confiabilidad de la información incluida en dichas páginas web/aplicaciones y no asumirá ninguna responsabilidad sobre el material creado o publicado por terceros incluido en dichas páginas y aplicaciones. Además, SKF tampoco garantiza que esta página web/aplicación ni que esas otras páginas web/aplicaciones vinculadas estén libres de virus u otros elementos perjudiciales.

Derechos de autor

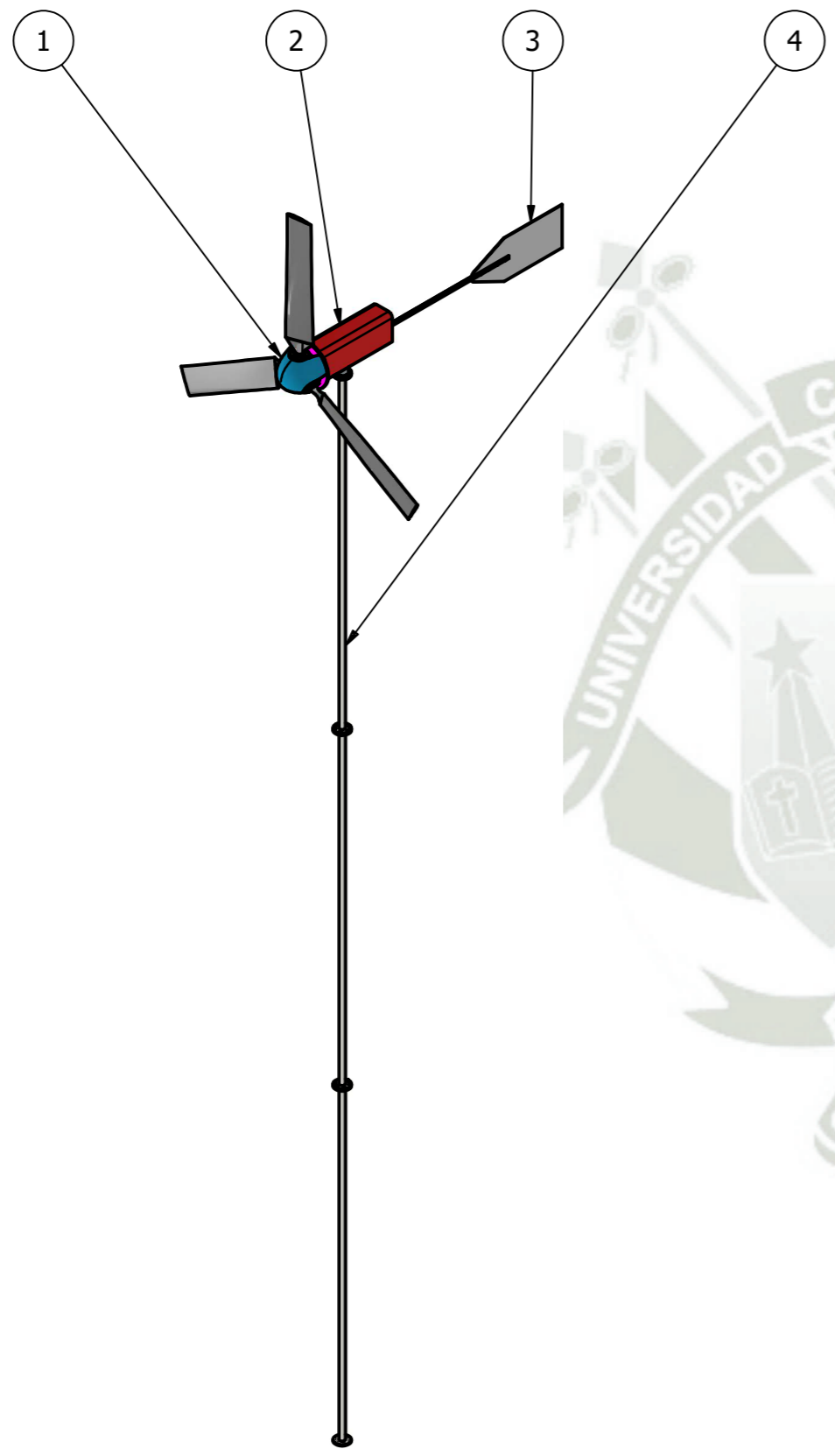
Los derechos de autor de esta página web/aplicación y el derecho de autor de la información y los programas informáticos disponibles en esta página web/aplicación pertenecen a SKF o a los otorgantes de su autorización de uso. Quedan reservados todos los derechos. Todo el material autorizado para su uso mencionará al otorgante que haya concedido a SKF el derecho a utilizar el material. La información y los programas informáticos disponibles en esta página web/aplicación no podrán reproducirse, duplicarse, copiarse, transmitirse, distribuirse, almacenarse, modificarse, descargarse ni explotarse de ningún otro modo para uso comercial sin la autorización previa por escrito de SKF. No obstante, sí podrán reproducirse, almacenarse y descargarse para su uso por parte de particulares sin la autorización previa por escrito de SKF. En ningún caso se podrá facilitar esta información o programas informáticos a terceros. Esta página web/aplicación incluye determinadas imágenes que se utilizan bajo licencia de Shutterstock, Inc.

Marcas comerciales y patentes

Todas las marcas comerciales, nombres de marcas y logotipos de empresas que aparecen en la página web/aplicación son propiedad de SKF o de los otorgantes de su autorización de uso, y no podrán ser utilizados de ningún modo sin la autorización previa por escrito de SKF. Todas las marcas comerciales autorizadas publicadas en esta página web/aplicación mencionan al otorgante que haya concedido a SKF el derecho a utilizar la marca comercial. El acceso a esta página web/aplicación no concede al usuario ningún derecho sobre las patentes propiedad de SKF o autorizadas a SKF.

Cambios

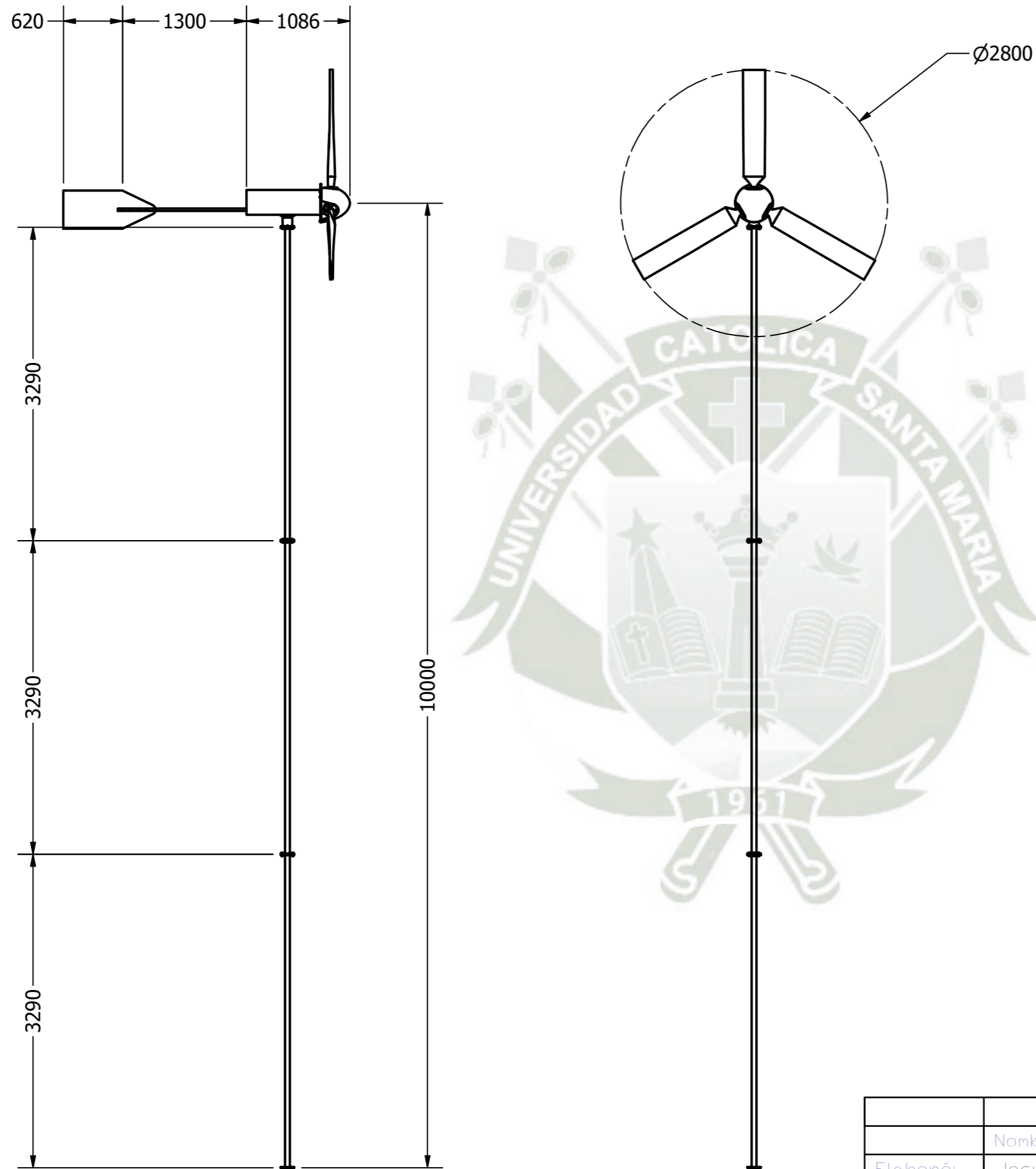
SKF se reserva el derecho a introducir cambios o ampliaciones de esta página web/aplicación en cualquier momento.

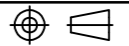



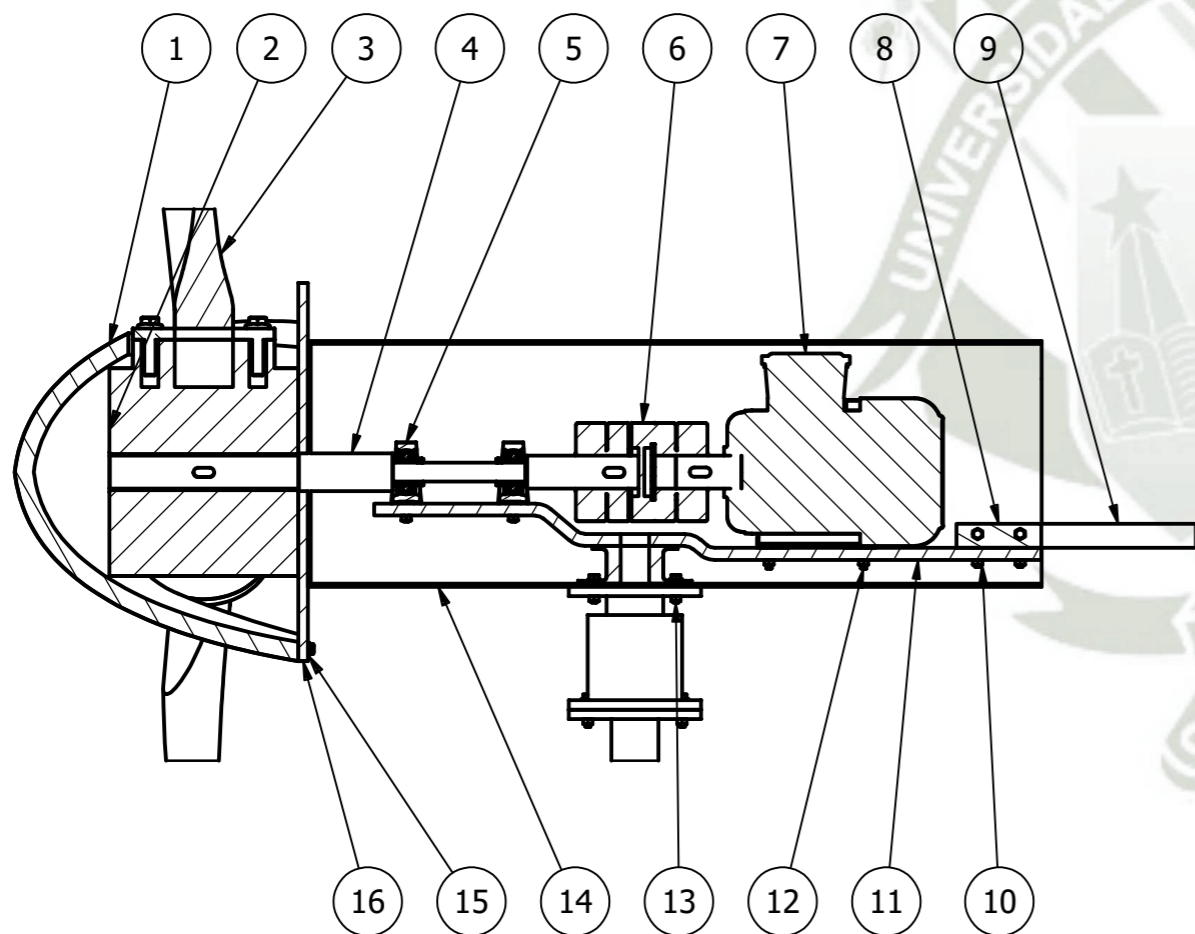
LISTA DE PARTES				
Item	Nombre	Descripción	Cantidad	Ubicación
1	Rotor	Buje y Álabes	1	Pág 3
2	Góndola	Componentes internos	1	Pág 3
3	Sistema de orientación	Soporte y Aleta estabilizadora	1	Pág 4
4	Torre de sustentación	Conexión Góndola-Torre, Tubos y Bridas	1	Pág 5



	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	PLANO AEROGENERADOR GENERAL		Pág. 01
0.02 : 1			Págs.17



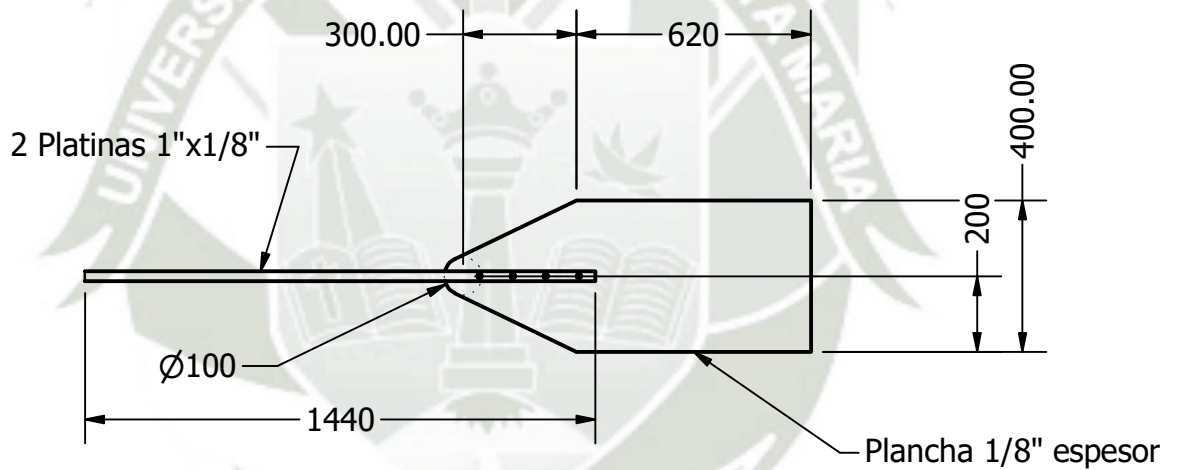
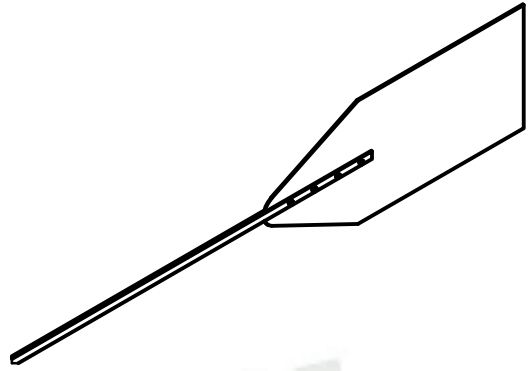
	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	 Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	PLANO LATERAL AEROGENERADOR		Pág. 02
0,02:1			Págs.17



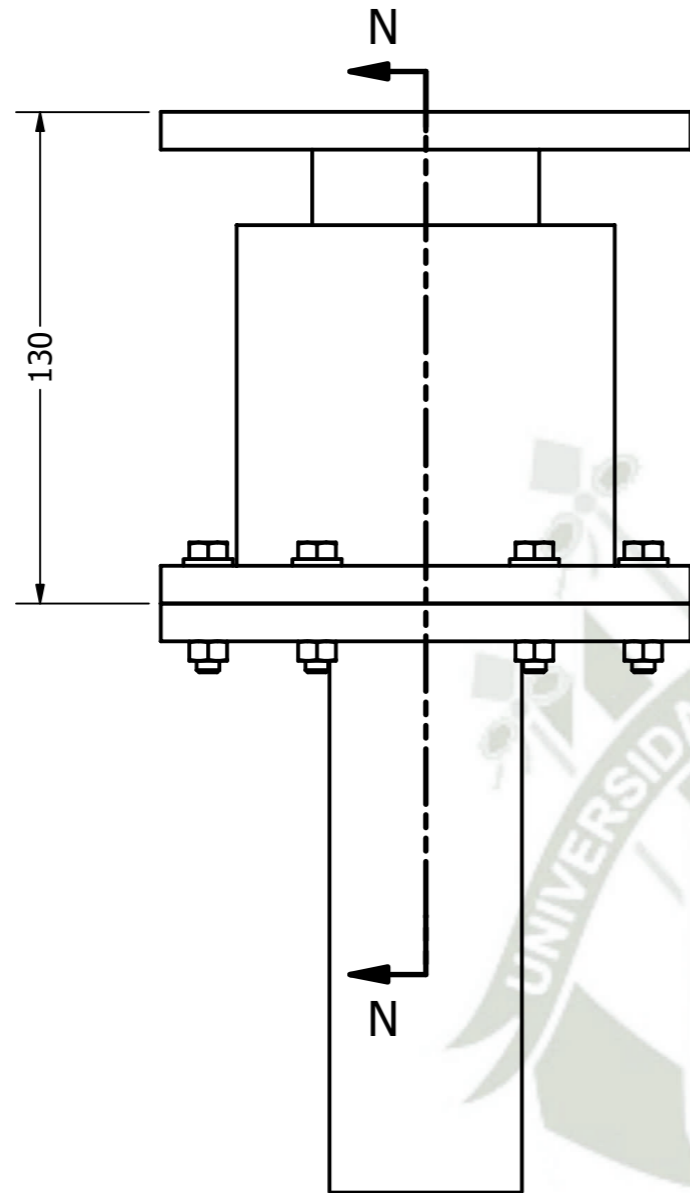
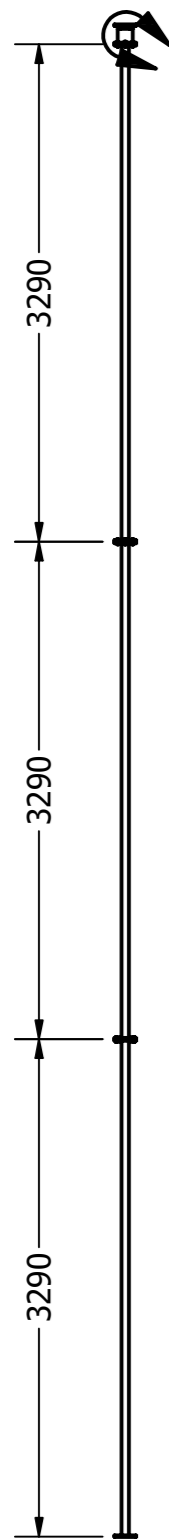
LISTA DE PARTES

ITEM	NOMBRE	DESCRIPCIÓN	CTDAD	UBICACIÓN
1	Nariz del rotor		1	Pág 8
2	Cojinete del rotor		1	Pág 7
3	Álabe con perfil NACA 2410		3	Pág 6
4	Eje de principal		6	Pág 9
5	Rodamiento SKF 1204 ETN9	Estandarizado	1	
6	Acoplamiento Flexible DRJT 100A	Estandarizado	1	
7	Generador de Imanes Permanentes RC-1KP	Estandarizado	1	
8	Ángulo L		2	Pág 10
9	Platina		2	Pág 11
10	Tuerca Hexagonal ANSI B 18.2.4.1 M - M6 x 1	Estandarizado	42	
11	Base de Soporte		1	Pág 12
12	Perno Hexagonal ANSI B18.2.3.5M - M6 x 1 x 35	Estandarizado	8	
13	Perno Hexagonal ANSI B18.2.3.5M - M6 x 1 x 25	Estandarizado	12	
14	Carcasa		1	
15	Perno de Brida ANSI B18.2.3.9M - M6 x 1 x 20	Estandarizado	6	
16	Tapa de la nariz		1	Pág 13

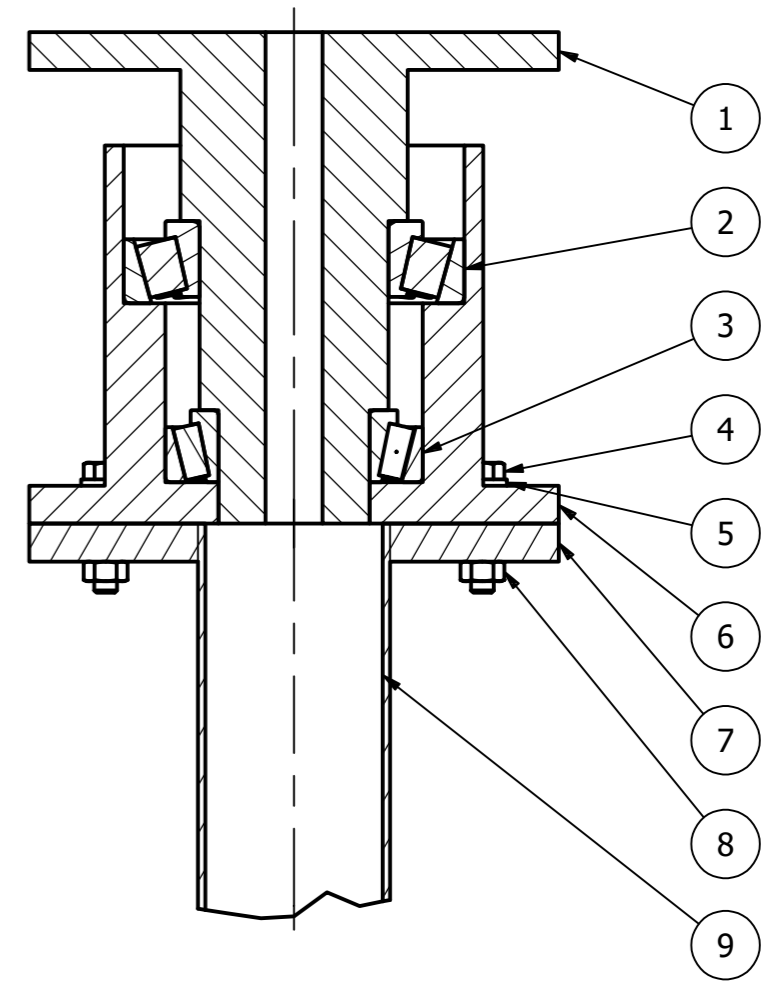
	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	PLANO DE CORTE ROTOR-GÓNDOLA		Pág. 03
1/8			Págs.17



	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	SISTEMA DE ORIENTACIÓN		Pág. 04
1/20			Págs.17



DETALLE A
ESCALA 1 / 2



SECTION N-N
SCALE 1 / 2

LISTA DE PARTES

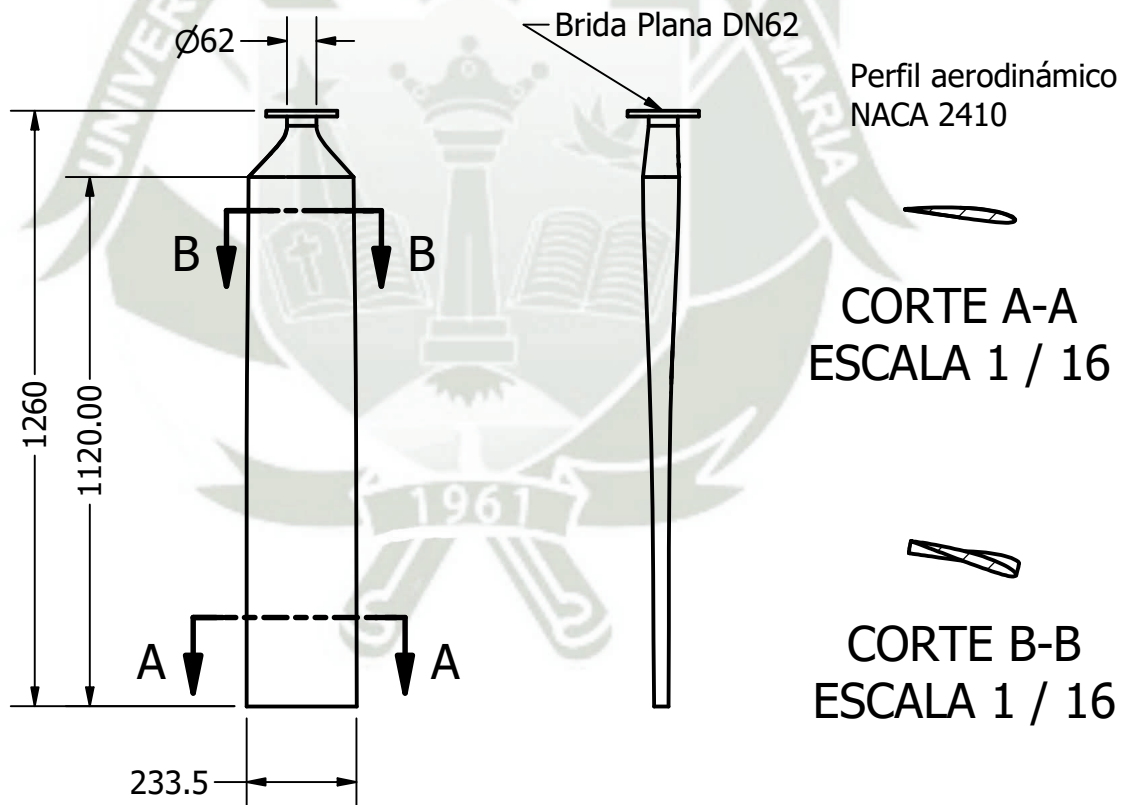
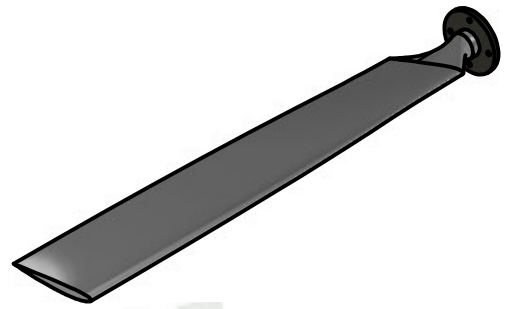
Item	Nombre	Descripción	Cantidad	Ubicación
1	Tubo interno de conexión Góndola-Torre		1	Pág 15
2	Rodamiento SKF 30210	Estandarizado	1	
3	Rodamiento SKF 32008X	Estandarizado	1	
4	Perno Hexagonal ANSI B18.2.3.5M - M6 x 1 x 30	Estandarizado	18	
5	Arandela Plana ANSI B18.22M - 6 N	Estandarizado	18	
6	Tubo externo de conexión Góndola-Torre		1	Pág 16
7	Brida Plana DIN 2573 PN6 DN50	Estandarizado	6	
8	Tuerca Hexagonal ANSI B 18.2.4.1 M - M6 x 1	Estandarizado	18	
9	Tubo de la Torre	2" SCH 40	3	Pág 17

Denominación			
Nombre:	Josue A. Paredes N.	Fecha:	25/08/22
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	Revisó:	Ing. Carlos Gordillo
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	Fecha:	25/08/22
Escala:	1/50	TORRE DE SUSTENTACIÓN	
			Pág. 05
			Págs.17

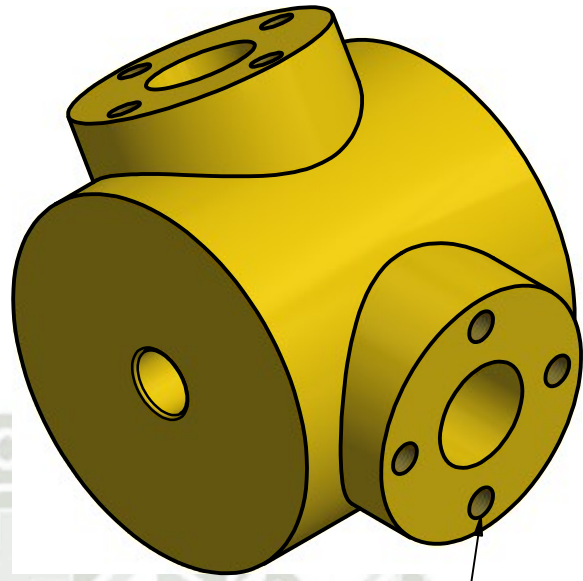


Universidad Católica de Santa María
Escuela Profesional de Ingeniería
Mecánica, Mecánica - Eléctrica y
Mecatrónica

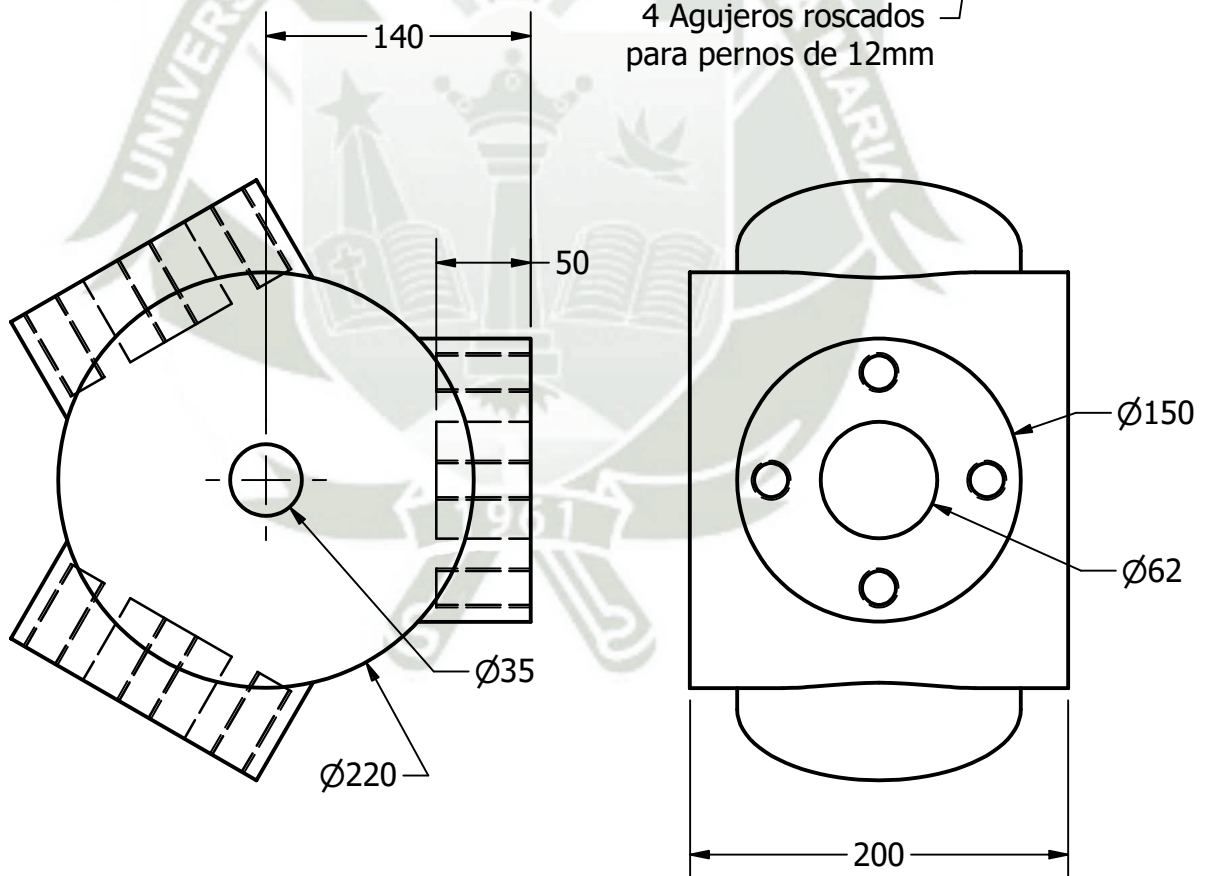
Parte N°	Porcentaje de longitud (%)	Ángulo de torcedura (twist degree) (°)
1	10	12
2	20	10.76
3	30	7.72
4	40	4.87
5	50	2.79
6	60	1.44
7	70	0.43
8	80	-0.23
9	90	-0.80
10	100	-1.17



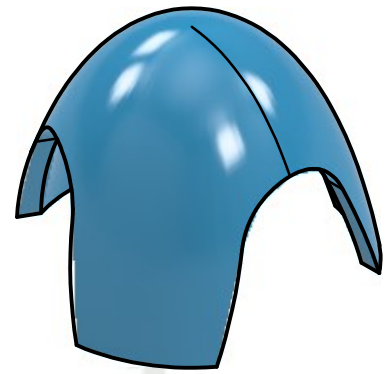
	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	ÁLABE CON PERFIL NACA 2410		Pág. 06
1/16			Págs.17



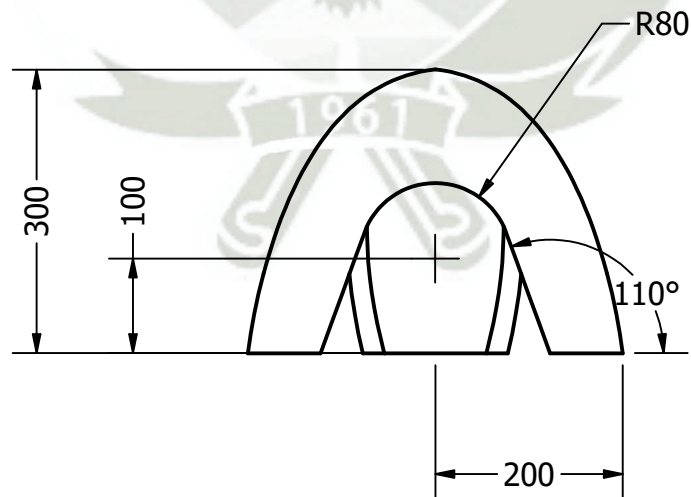
4 Agujeros roscados para pernos de 12mm



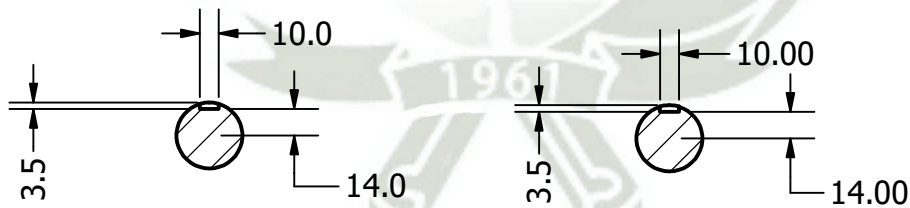
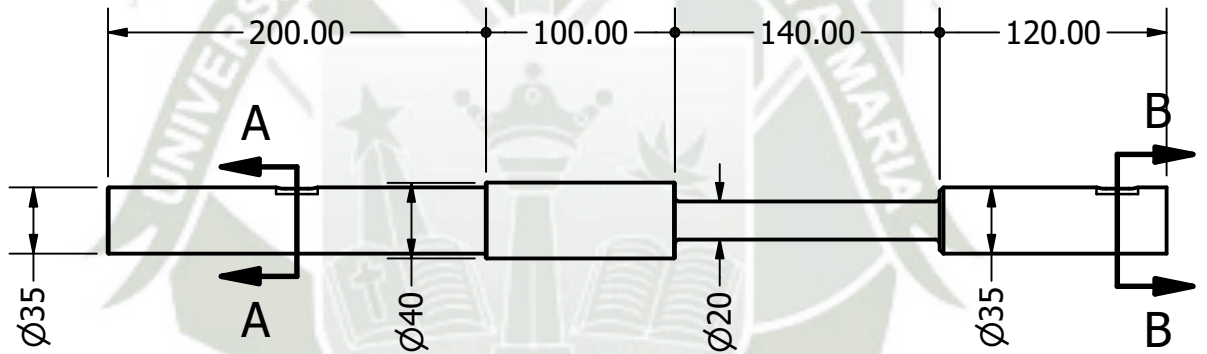
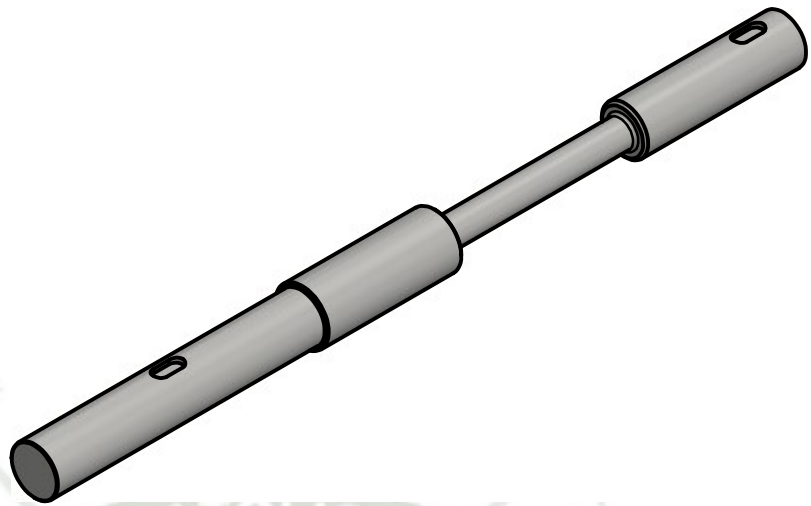
	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	COJINETE		Pág. 07
1/4			Págs.17



Ø400.00



	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	NARIZ DE ROTOR		Pág. 08
1/4			Págs.17

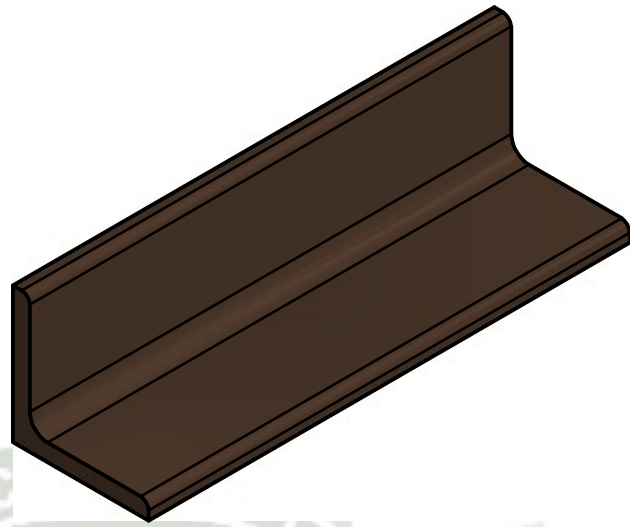


Largo de cuña
L = 22mm
Cuña ISO 2491A

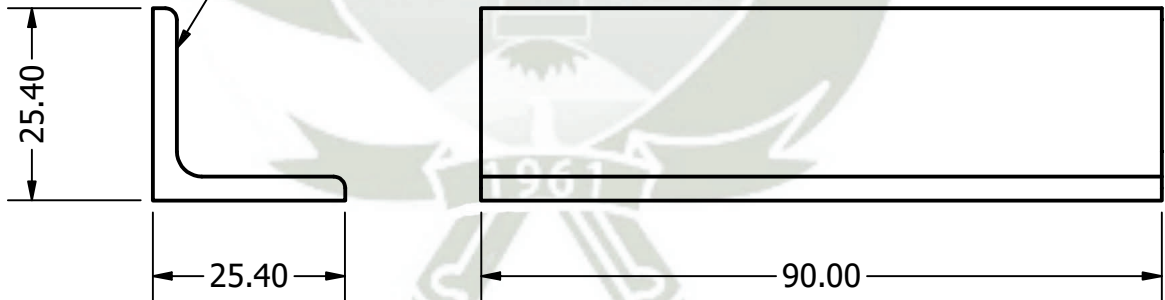
CORTE A-A
ESCALA 1 / 4

CORTE B-B
ESCALA 1 / 4

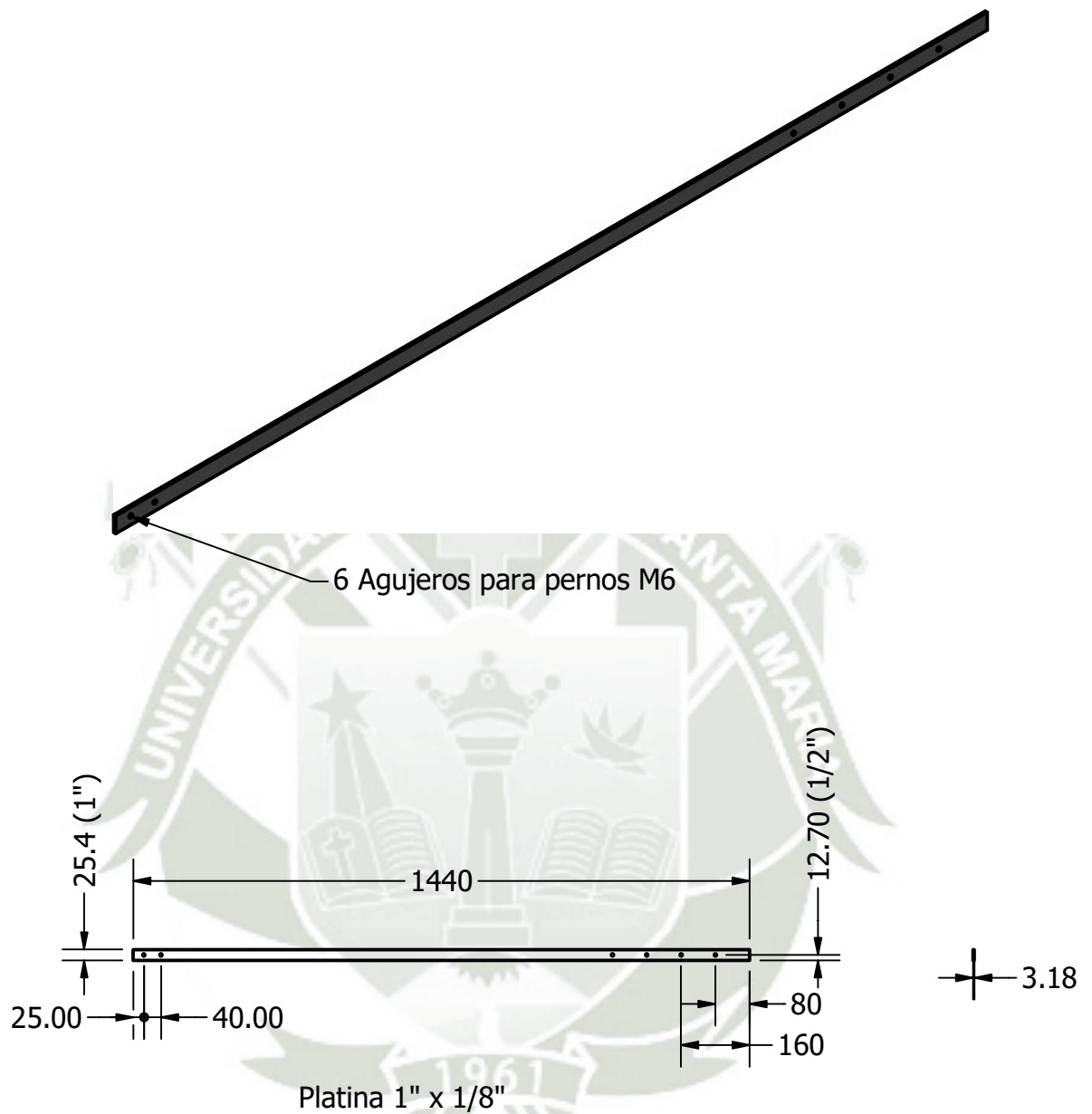
	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	EJE PRINCIPAL		Pág. 09
1/4			Págs.17



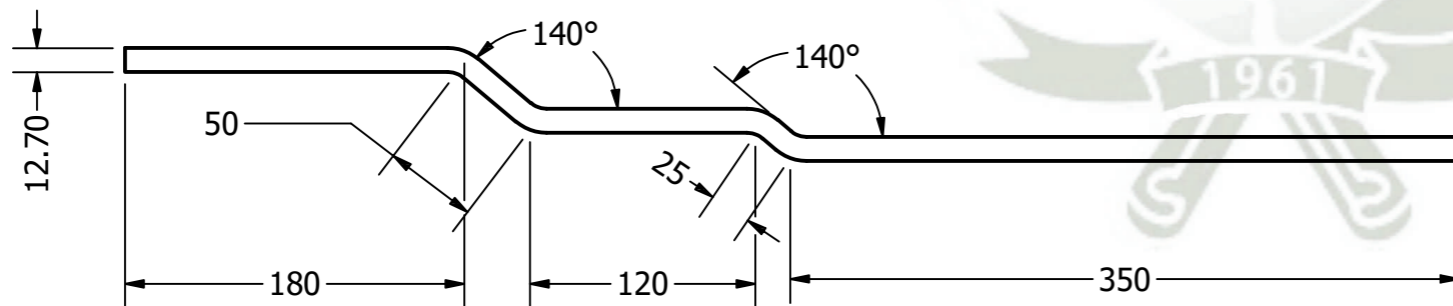
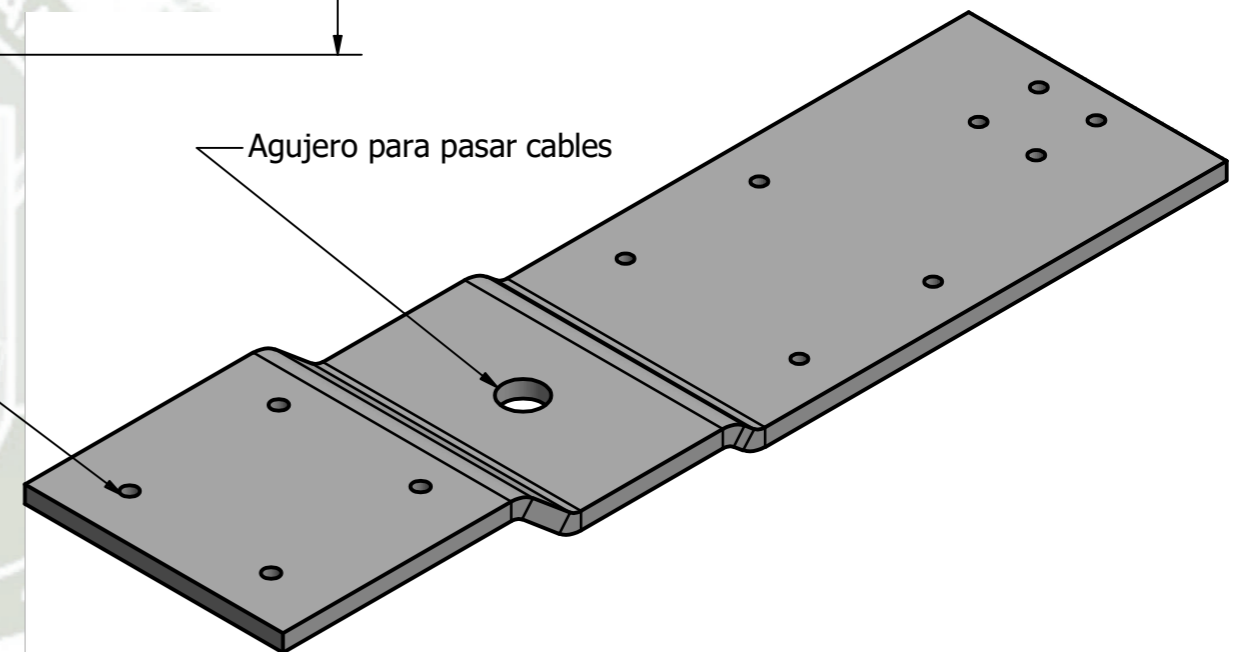
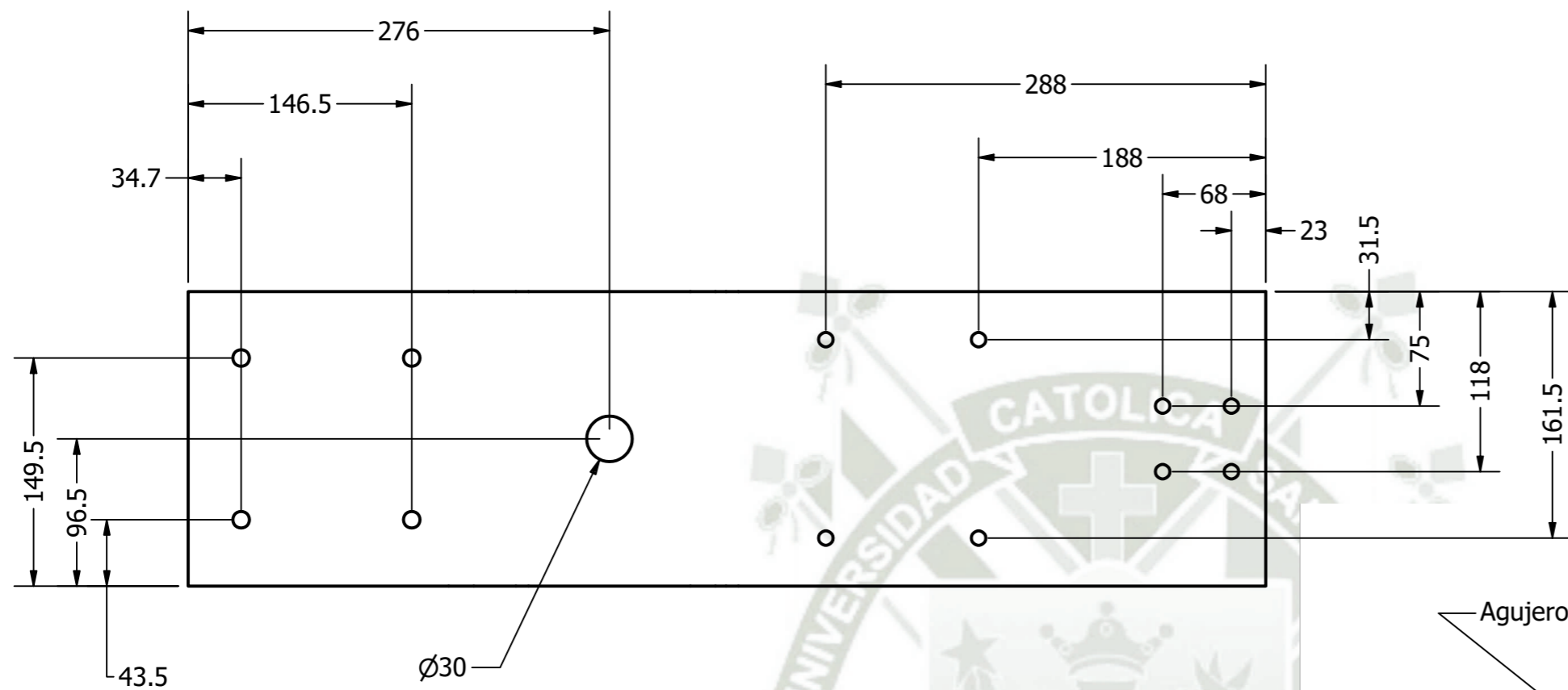
Ángulo L 1" x 1"



	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	 Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	ÁNGULO L		Pág. 10
1:1			Págs.17



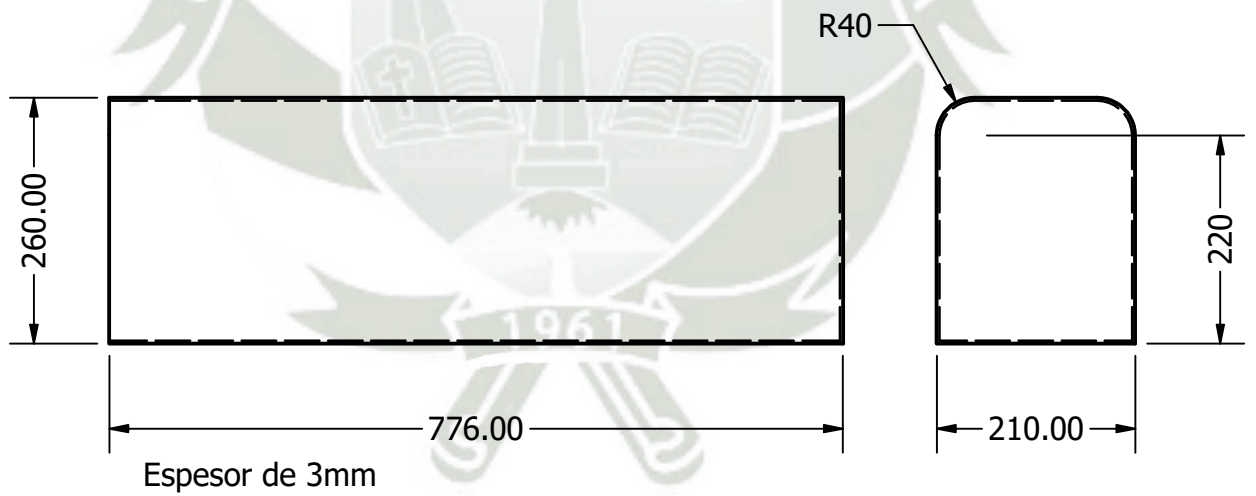
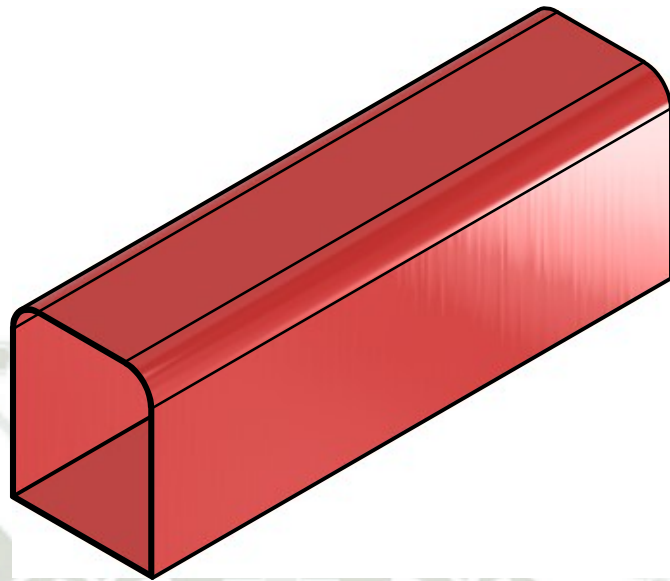
	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	PLATINA		Pág. 11
1/16			Págs.17



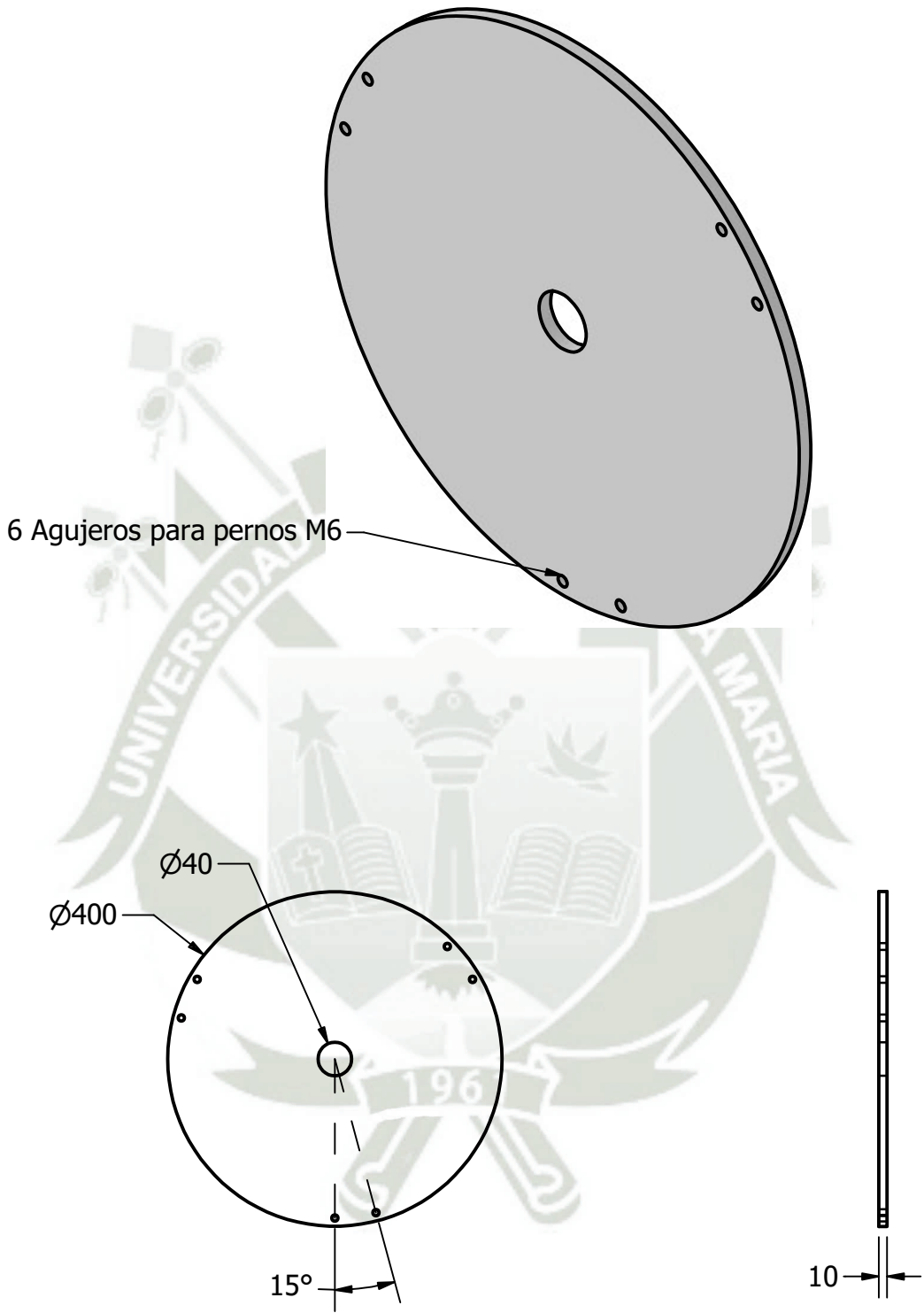
Denominación			
Nombre:	Josue A. Paredes N.	Fecha:	25/08/22
Elaboró:	Ing. Carlos Gordillo	Revisó:	25/08/22
Escala:	BASE DE SOPORTE		Pág. 12
1/4			Págs.17



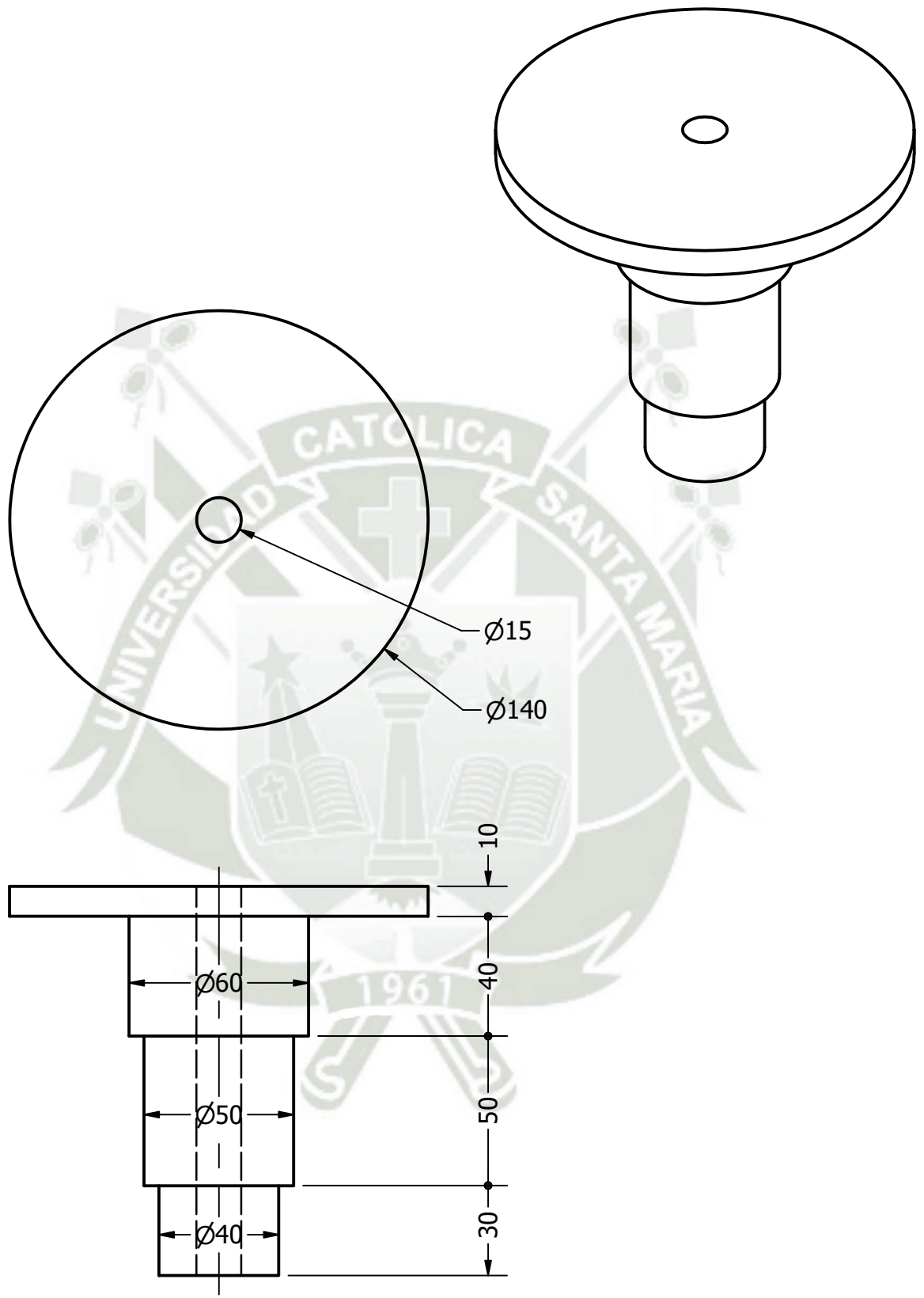
Universidad Católica de Santa María
Escuela Profesional de Ingeniería
Mecánica, Mecánica - Eléctrica y
Mecatrónica

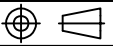



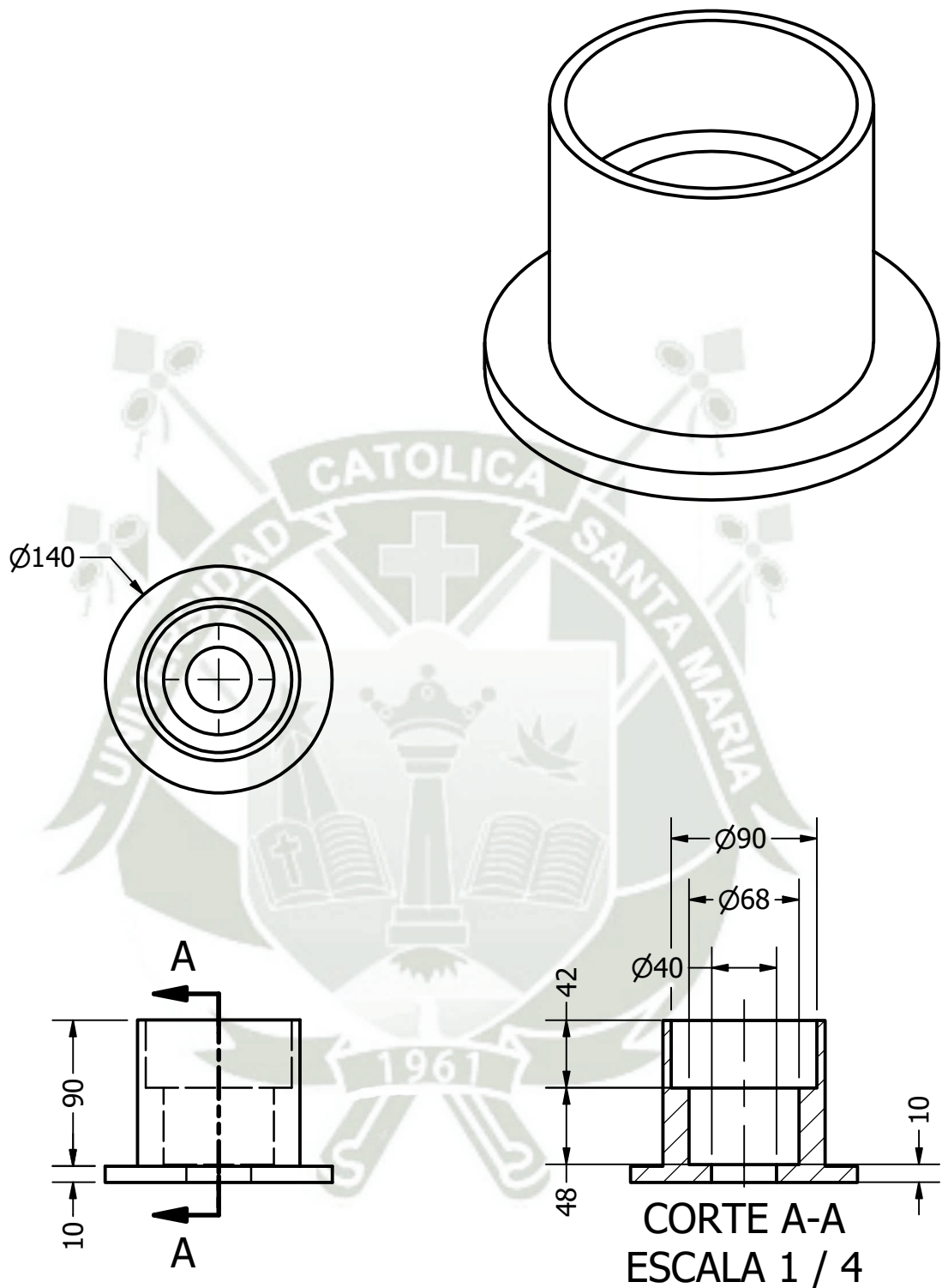
	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	CARCASA		Pág. 13
1/8			Págs.17



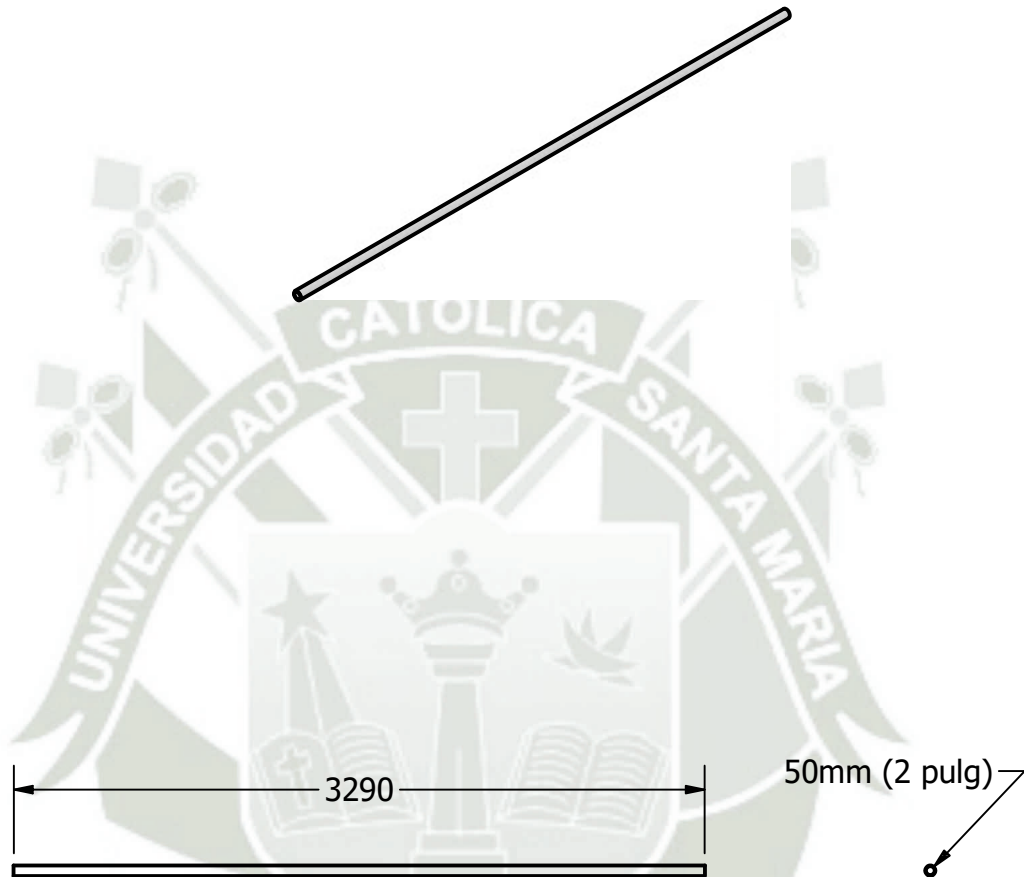
	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	TAPA DE NARIZ		Pág. 14
1/8			Págs.17



	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	 Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	TUBO INTERNO DE CONEXIÓN GÓNDOLA-TORRE		Pág. 15
1/2			Págs.17



	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	TUBO EXTERNO DE CONEXIÓN GÓNDOLA-TORRE		Pág. 16
1/4			Págs.17



Tubo de 2" Schedule 40 (0.154 pulg)

	Denominación		
	Nombre:	Fecha	Universidad Católica de Santa María
Elaboró:	Josue A. Paredes N.	25/08/22	Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica - Eléctrica y Mecatrónica
Revisó:	Ing. Carlos Gordillo	25/08/22	
Escala:	TUBO DE LA TORRE		Pág. 17
1/36			Págs.17