



SEP
SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Instituto Tecnológico de La Laguna

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**“Diseño y Construcción de la Góndola, Tren de Potencia y Torre de un
Aerogenerador de 30 kW”**

POR

Ing. Diana Monserrat Durán Martínez

T E S I S

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Marco Antonio Arjona López

CODIRECTOR DE TESIS

Dra. Concepción Hernández Flores

ISSN: 0188-9060



RIITEC: (09)-TMCIE-2019
Torreón, Coahuila. México
Junio 2019

Agradecimientos

Al Instituto Tecnológico de La Laguna, al Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, y al TecNM, por el apoyo brindado para realizar este trabajo. También al Fondo de Sustentabilidad Energética SENER-CONACYT y al CEMIE–Eólico por el apoyo económico durante mi maestría y mi participación en el proyecto.

Al Dr. Marco Antonio Arjona López y la Dra. Concepción Hernández, por su compromiso, dedicación y orientación durante el desarrollo de esta tesis, y por darme la oportunidad de ser parte su equipo de trabajo.

A mis padres, por enseñarme que la dedicación, responsabilidad y esfuerzo son clave para lograr el éxito. Gracias a ellos por cada día confiar y creer en mí y en mis expectativas, gracias a mi madre por estar siempre al pendiente de mí, ayudándome y motivándome a concluir esta etapa; gracias a mi padre por siempre desear y anhelar siempre lo mejor para mi vida, y brindarme lo necesario para que así sea. Y a mis hermanos, por siempre estar a mi lado, confiando en mí y en mis capacidades.

A Marco Martínez, por nunca dudar de mi capacidad y siempre alentarme a dar lo mejor de mí. Gracias por su apoyo incondicional, pero sobre todo por su paciencia, cuidados y amor.

A Marisol Hernández, por su apoyo desde el primer día que la conocí, por todos esos consejos a lo largo de estos 7 años de amistad.

A todos y cada uno de mis compañeros y amigos en mis años de estudiante, en especial a: Silvia Padilla, Miguel Rodríguez, Manolo Fernández, Julio Briceño, Jesús González, Héctor Prieto, Fernando Meraz, Elliott Morón y Daniel Medina. Gracias por todos los días que compartimos dentro y fuera del laboratorio.

A mis compañeros de generación, Samuel, Juan, Guillermo, Fernando y Diego, por compartirme sus conocimientos en el área eléctrica y ayudarme en temas que no comprendía.

Índice General

Resumen	ix
Abstract.....	x
Capítulo 1. Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.1.1. Objetivo general.....	2
1.1.2. Objetivos específicos	2
1.3. Justificación	3
1.4. Contenido.....	4
Capítulo 2. Estado del arte de los aerogeneradores	5
2.1. Estado de desarrollo de la energía eólica.....	5
2.1.1. Energía eólica.....	5
2.1.2. Recurso eólico en México.....	6
2.2. Tipos de aerogeneradores	8
2.2.1. Aerogenerador de eje horizontal.....	8
2.2.2. Aerogenerador de eje vertical	10
2.3. Componentes de un aerogenerador de eje horizontal	11
2.3.2. Rotor	12
2.3.3. Tren de potencia.....	14
2.3.4. Generador.....	17
2.3.5. Góndola.....	17

2.3.6.	Torre y cimentación	18
2.3.7.	Sistema de orientación	21
2.3.8.	Componentes auxiliares	22
2.4.	Fundamentos del estudio del recurso eólico	23
2.4.1.	Características de la energía eólica	23
2.4.2.	Propiedades del viento	26
Capítulo 3. Características del aerogenerador de 30 kW		32
3.1.	Sitio del aerogenerador	32
3.1.1.	Localización	32
3.1.2.	Características del viento	32
3.2.	Características de diseño del aerogenerador	33
3.2.1.	Materiales de construcción	34
3.2.2.	Definición de la geometría.....	35
3.3.	Cambios en el diseño del aerogenerador	38
3.3.1.	Cambios de diseño en el bastidor.....	38
3.3.2.	Cambios en la torre	39
3.3.3.	Cambios en el eje	43
Capítulo 4. Cálculo de cargas del aerogenerador de eje horizontal		44
4.1.	Estándar IEC 61400-2 Small wind turbines.....	44
4.1.1.	FOCUS 6.3.....	46
4.2.	Cargas características en un sistema eólico	48
4.2.1.	Tipos de cargas	49
4.3.	Obtención de cargas	50

4.3.1. Cargas fijas.....	50
4.3.2. Cargas externas por análisis aeroelástico y estándar IEC.....	51
Capítulo 5. Modelado del aerogenerador por elementos finitos.....	53
5.1. Fundamentos de método de elementos finitos	53
5.1.1. Resultados de un análisis estático	55
5.2. Bastidor – resultados de simulación	56
5.2.1. Análisis del bastidor bajo cargas externas	57
5.2.2. Análisis del bastidor bajo cargas fijas.....	59
5.2.3. Análisis del bastidor durante montaje.....	60
5.3. Torre – resultados de simulación	62
5.3.1. Análisis de viga vertical.....	62
5.3.2. Análisis de viga horizontal.....	64
5.4. Eje principal – resultados de simulación	66
Conclusiones.....	67
Bibliografía.....	69
Anexo A: Torre abatible	73
Anexo B: Bastidor de la Góndola.....	75
Anexo C: Sistema de Orientación	77
Anexo D: Tren de Potencia	78

Índice de Figuras

Figura 2. 1 Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología. [3]	6
Figura 2. 2 Capacidad total instalada en el 2018: 4935 MW.	7
Figura 2. 3 (a) Aerogenerador de eje vertical, (b) aerogenerador de eje horizontal.....	8
Figura 2. 4 Aerogenerador a barlovento.....	9
Figura 2. 5 Tipos de aerogeneradores.....	11
Figura 2. 6 Etapas de conversión de la energía en un aerogenerador. [8]	12
Figura 2. 7 Componentes de un aerogenerador horizontal. [14]	12
Figura 2. 8 Tipo de cubo. [11]	13
Figura 2. 9 Sección transversal de una pala.	14
Figura 2. 10 Tren de potencia y sistema de orientación. [11]	15
Figura 2. 11 Opciones de eje principal: (a) eje largo separado con cojinetes, (b) cojinete posterior integrado en la caja de engranajes (c), Cojinetes integrados dentro de la caja de engranajes, (d) cojinetes integrados en el eje. [16]	16
Figura 2. 12 Configuraciones de torres para aerogenerador de eje horizontal: (a) tubular, (b) tubular escalonada, (c) celosía y (d) atirantada.	20
Figura 2. 13 Sistemas de izaje: (a) torre atirantada con cabrestante [11], (b) torre tubular con sistema hidráulico de izaje.....	21
Figura 2. 14 Diagrama esquemático de un sistema de orientación. (a) Motor eléctrico o hidráulico y piñón, (b) Ensamble de la corona y el rodamiento.....	21
Figura 2. 15 Sensores para medición del viento: (a) anemómetro y (b) veleta	22
Figura 2. 16 Área de barrido de un rotor [23]	25

Figura 2. 17 Coeficiente de potencia de diferentes diseños de rotor [28]	28
Figura 2. 18 Flujo del aire a través de un aerogenerador	29
Figura 2. 19 Típica curva de potencia de un aerogenerador.....	31
Figura 3. 1 Localización del aerogenerador	33
Figura 3. 2 Bastidor del aerogenerador de 30 kW.....	35
Figura 3. 3 Torre de aerogenerador de 30 kW.....	36
Figura 3. 4 Sistema de orientación del aerogenerador	37
Figura 3. 5 Eje principal de un aerogenerador de 30 kW	38
Figura 3. 6 Interferencia de turcas con cordón e soldadura.....	39
Figura 3. 7 Modificación de bridas por interferencia entre tuercas y cordón de soldadura	40
Figura 3. 8 Interferencia entre bridas	40
Figura 3. 9 Transformación del diseño de la brida	41
Figura 3. 10 (a) Modificación de articulación, (b) elemento de sujeción en articulaciones del sistema	41
Figura 3. 11 Modificación de cartabones	42
Figura 3. 12 (a) Orejas de izaje en torre, (b) peldaños de la torre	42
Figura 3. 13 Guías de alineamiento	43
Figura 3. 14 Diseño del eje principal.....	43
Figura 4. 1 Proceso de diseño	47
Figura 4. 2 Efecto de las cargas aerodinámicas, gravitatorias, inerciales en un aerogenerador.	49
Figura 5. 1 Líneas y nodos del mallado.....	54
Figura 5. 2 Secuencia de cálculos.....	54
Figura 5. 3 Mallado del bastidor.....	56

Figura 5. 4 Sujeción del bastidor	57
Figura 5. 5 Cargas aplicadas al estudio	57
Figura 5. 6 (a) Tensión Von mises y (b) desplazamiento en el bastidor	58
Figura 5. 7 (a) Deformación y (b) factor de seguridad del bastidor	59
Figura 5. 8 Condiciones de simulación en el bastidor.....	59
Figura 5. 9 Estudio 2: (a) Tensión Von mises y (b) desplazamiento en el bastidor	60
Figura 5. 10 Estudio 2: (a) Deformación y (b) factor de seguridad del bastidor.....	60
Figura 5. 11 Sujeciones y cargas en el bastidor.....	61
Figura 5. 12 Estudio 1: (a) Tensión Von mises y (b) desplazamiento en el bastidor	61
Figura 5. 13 Estudio 1: (a) Deformación y (b) factor de seguridad del bastidor.....	62
Figura 5. 14 Cargas máximas y mallado en la torre	63
Figura 5. 15 Resultados de análisis de la torre en posición vertical: (a)Tensión Von Mises, (b) Desplazamientos y (c) Factor de Seguridad	64
Figura 5. 16 Resultados de análisis de la torre en posición horizontal: (a)Tensión Von Mises, (b) Desplazamientos y (c) Factor de Seguridad	65
Figura 5. 17 Resultados de simulación en el eje	66

Índice de Tablas

Tabla 2. 1 Clasificación de la Potencia de viento.....	26
Tabla 2. 2 Coeficiente de rugosidad de diferentes terrenos.....	27
Tabla 3. 1 Especificaciones del aerogenerador de 30 kW	33
Tabla 3. 2 Características del acero ASTM A572	34
Tabla 3. 3 Propiedades mecánicas del Acero 1518	35
Tabla 3. 4 Concentrado de características geométricas y peso	39
Tabla 4. 1 Conjunto de casos de carga de diseño (DLC) para simulación por modelo aeroelástico	45
Tabla 4. 2 Factores de seguridad de acuerdo a la IEC.....	47
Tabla 4. 3 Control de diseño para diferentes componentes de un aerogenerador	48
Tabla 4. 4 Concentrado de masas	50
Tabla 4.5 Cargas extremas del aerogenerador de 0 a 18 metros	51

Resumen

Esta tesis presenta el diseño y análisis mecánico del bastidor, así como las modificaciones al diseño de la torre y el eje principal de un aerogenerador de baja potencia. El modelo del sistema estructural es diseñado tomando como referencia las dimensiones del generador y el sistema de orientación del proyecto estratégico P10 “*Diseño, Análisis y Construcción de Generadores Eléctricos Síncronos de Imanes Permanentes y de Inducción Doblemente Alimentados para Plantas Eólicas*”, perteneciente al Centro Mexicano de Innovación en Energía Eólica (CEMIE-Eólico). Los modelos CAD se generan y simulan en el programa *SolidWorks*, con las condiciones de cargas obtenidas del análisis aeroelástico en FOCUS6.3, el cual se basa en el estándar internacional IEC 61400-1. Con la simulación por el método de elemento finito se garantiza que los componentes estructurales cumplirán con su función bajo las condiciones de carga a las que son sometidos.

Abstract

This thesis presents the design and mechanical analysis of the main frame, as well as the modifications to the design of the tower and the main axis of a low power wind turbine. The model of the structural system is designed taking as a reference the dimensions of the generator and the yaw system of the strategic project P10 “*Diseño, Análisis y Construcción de Generadores Eléctricos Síncronos de Imanes Permanentes y de Inducción Doblemente Alimentados para Plantas Eólicas*”, belonging to Centro Mexicano de Innovación en Energía Eólica (CEMIE-Eólico). The CAD models are generated and simulated with *SolidWorks* software, with the load conditions obtained from the aeroelastic analysis in FOCUS6.3, which is based on the international standard IEC 61400-1. With the simulation by the finite element method, it is guaranteed that the structural components will adjust to the function of the load conditions to which they are subjected.

Capítulo 1. Introducción

La energía eólica es una energía renovable que ha crecido exponencialmente en el último siglo, convirtiéndose en una de las principales fuentes de energía no convencionales para la generación de energía eléctrica, participando activamente en la demanda energética mundial. En México, la energía eólica ha crecido a pasos agigantados, alcanzando en 2019 un 57% más que en el 2017. La idea que México participe no sólo en la generación eólica, sino también en el mercado eólico, se ha vuelto relevante. Desde hace algunos años, se han generado programas educativos para proveer al país de recursos humanos orientados al desarrollo de las energías renovables.

Los aerogeneradores constituyen una forma de aprovechar la energía eólica al convertirla en electricidad por medio del movimiento giratorio del rotor, donde un generador transforma la energía mecánica en energía eléctrica. En el diseño de un aerogenerador están involucradas diferentes ramas de la ingeniería: aerodinámica, mecánica, civil, eléctrica y electrónica, entre otras. El objetivo de este trabajo de tesis consiste en realizar el diseño estructural del bastidor y torre de un aerogenerador de baja potencia, fundamentado con el estándar IEC 61400-2.

Actualmente existen una serie de configuraciones de aerogeneradores, pero los componentes habituales en estos sistemas son: el rotor, la góndola, el generador y la torre.

La góndola contiene los principales elementos que permiten la conversión de energía, como el tren de potencia conectado al rotor y generador. Generalmente se compone de dos elementos: el bastidor y la cubierta. El primero, soporta las cargas que se transfieren desde el rotor y es el que sostiene componentes como los cojinetes, el generador, el freno, los sistemas hidráulicos o neumáticos, entre otros. La cubierta los protege de las condiciones climatológicas, prologando su integridad para preservar su vida útil.

La torre es una estructura tubular, comúnmente fabricada en acero o concreto, con una sección transversal circular u poligonal de 8 lados o más. Su función es soportar la góndola y el rotor. Las torres se construyen con la capacidad de soportar las cargas dinámicas y estáticas presentes en un aerogenerador, e incluso las condiciones ambientales (temperatura, humedad, densidad del aire, corrosión, etc.) que pueden afectar su integridad y seguridad.

El eje principal es un elemento construido en acero, generalmente de una sola pieza, aunque esto depende de las dimensiones del aerogenerador y de las cargas presentes en todo el sistema. El eje conecta el cubo del rotor para transferir el movimiento mecánico al generador y éste genere energía eléctrica.

El diseño mecánico/estructural inicia con una retroalimentación al programa FOCUS 6.3, introduciendo parámetros definidos por los primeros modelos CAD de la torre y la góndola, para conocer el comportamiento según los casos de carga del estándar IEC 61400-1. Con estos resultados se determina el sistema de orientación, el cual es un parámetro de referencia para dimensionar el bastidor y la torre. El proyecto P10 considera una torre abatible, lo cual hace necesario que los componentes se analicen bajo dos escenarios de cargas, debido a esta característica.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

- a. Diseñar y modelar el bastidor de un aerogenerador bajo las cargas de diseño obtenidas en el programa FOCUS6.3 de acuerdo con el estándar internacional IEC61400-1.
- b. Modificar, diseñar y modelar el eje para el tren de potencia del aerogenerador.
- c. Modificar el diseño de la torre octogonal de acero y sus accesorios para su fabricación.

1.1.2. Objetivos específicos

- a. Determinar las cargas que más afectan a los modelos con FOCUS 6.

- b. Determinar las cargas que más afectan a los modelos con FOCUS 6.
- c. Diseñar el bastidor en base a las dimensiones del sistema de orientación, el tren de potencia y el generador.
- d. Definir las cargas presentes en un aerogenerador y realizar pruebas de simulación de los modelos en *SolidWorks Simulation*.
- e. Seleccionar el diseño en base a los resultados de las simulaciones.
- f. Modificar y realizar los planos de construcción de la torre, góndola y el eje principal.

1.3. Justificación

El contenido de esta tesis es sobre el aerogenerador de baja potencia del proyecto P10 del CEMIE-Eólico, el cual tiene como objetivo realizar investigación aplicada en el área de aerogeneradores y sus componentes electrónicos/eléctricos/mecánicos asociados.

El proyecto P10 busca realizar investigación aplicada de vanguardia, aplicando el método del elemento finito al diseño de generadores síncronos de imanes permanentes y de generadores de inducción doblemente alimentados, que son dos de los principales generadores empleados en granjas eólicas.

Antes de poner en operación un aerogenerador es necesario conocer las características del viento del lugar donde va a ser instalado, para calcular las cargas y realizar una serie de simulaciones, como el análisis estructural, con la finalidad de poder predecir su comportamiento bajo un entorno físico real.

Los componentes como la góndola y la torre, están sometidos a cargas de diversas fuentes, desde el momento de su montaje hasta su funcionamiento; de ahí la importancia de las simulaciones para conocer su comportamiento y diseñar un modelo con las características que permitan soportar las fuerzas externas. Además, los resultados de las simulaciones permitirán tomar una decisión en el diseño de los componentes del aerogenerador, como el tipo de geometría y la selección del material. También determinarán

sus características para elección de componentes como el freno, los cojinetes y el sistema de orientación.

1.4. Contenido

La tesis se divide en cinco capítulos,

Capítulo 1. Introducción

En este capítulo se presenta la introducción al trabajo realizado, explicando brevemente conceptos generales, especificando los objetivos y las razones que validan la realización de la tesis.

Capítulo 2. Estado del arte de los aerogeneradores

En esta sección se incluye el desarrollo de la energía eólica y los fundamentos para entender su aplicación en los aerogeneradores. Además, se describen los componentes de los aerogeneradores, haciendo hincapié en el eje, el bastidor y la torre.

Capítulo 3. Características del aerogenerador de 30 kW

Las características del aerogenerador diseñado para el proyecto P10 del CEMIE-Eólico se tratan en este apartado, especificando sus componentes, su emplazamiento, el diseño del eje, el bastidor y la torre, así como las modificaciones realizadas a algunos elementos.

Capítulo 4. Cálculo de cargas del aerogenerador de eje horizontal

Aquí se incluyen las cargas presentes en el aerogenerador consideradas para el diseño y simulación de los componentes, mencionando los tipos cargas consideradas en el estándar IEC 61400-1.

Capítulo 5.- Modelado del aerogenerador por elementos finitos

Se aborda el método de elemento finito, el cual es empleado por la herramienta de software *SolidWorks Simulation* para obtener los esfuerzos, desplazamiento y factor de seguridad para cada elemento de estudio presentado en el capítulo.

Capítulo 2. Estado del arte de los aerogeneradores

En las últimas décadas el desarrollo de la energía eólica ha crecido exponencialmente; su diseño y tecnología han permitido consolidarla como una de las fuentes de energías renovables con mayor participación en la producción energética mundial. La instalación de un parque eólico o simplemente un aerogenerador se determina por las características del viento de lugar donde se desea instalar, por lo que un estudio eólico es una herramienta útil para conocer la velocidad, dirección y constancia del viento.

La obtención de energía eólica a partir de las corrientes de aire depende de los componentes empleados, principalmente del rotor y el generador. Pero también cuentan con elementos que permiten proteger la integridad del aerogenerador para garantizar su vida útil, que es de 20 a 25 años.

2.1. Estado de desarrollo de la energía eólica

2.1.1. Energía eólica

Aunque el viento es una fuente energía explotada por los humanos desde hace siglos, su aprovechamiento para la generación de energía eléctrica data desde finales del siglo XIX. En 1887, Charles F. Bush construyó lo que se considera el primer aerogenerador, un molino de giro lento, con un rotor de 144 palas de madera y un diámetro de 17 m, y una torre de acero con una altura de 18 m. A pesar de las dimensiones del molino, la potencia generada era de tan sólo 12 kW, pero su vida útil fue de 20 años. Años más tarde, Poul La Cour, científico, meteorólogo y pionero de la tecnología de los modernos aerogeneradores, descubrió que un molino con pocas palas y una velocidad de rotación más rápida es más eficiente para la producción de electricidad. Las pruebas de teoría aerodinámica que realizó en pequeños modelos de molinos en un túnel de viento lo llevaron a construir un molino con una potencia de 35 kW. [1]

Después de años de búsqueda y desarrollo, el primer parque eólico comercial operó en 1980, casi un siglo después desde el molino de Brush, en la montaña Crotched en el sureste de Nuevo Hampshire, y surgió la industria eólica moderna. La tecnología eólica comenzó tan sólo como un experimento, siguió evolucionando y hoy en día se ha convertido en un referente entre las energías renovables para la generación de energía eléctrica. Más países apuestan por la energía eólica, donde sus avances tecnológicos y reducción de costos mejoran su competitividad frente a las fuentes convencionales de energía. [2]

Por otro lado, el progreso acelerado de las energías renovables, como la eólica, se debe a la búsqueda por cubrir la demanda energética mundial, que al paso de los años va en aumento por el rápido crecimiento demográfico. Además, la necesidad de mitigar el uso de recursos energéticos fósiles, por su factible agotamiento, así como por su alto impacto ambiental, hace que las energías renovables jueguen un importante papel en la transición energética.

2.1.2. Recurso eólico en México

Hoy en día, la generación de energía en el país es más diversificada, existe una mayor participación de energías alternativas, donde el viento se ha convertido en uno de los más importantes recursos naturales para la producción de electricidad. En el 2016 el 15.4% de la energía eléctrica del país fue generada con energías limpias; en el siguiente año hubo un incremento del 5.4%, donde las centrales eólicas aportaron un 3% de la generación total nacional, tal como se observa en la siguiente Figura 2.1. [3]

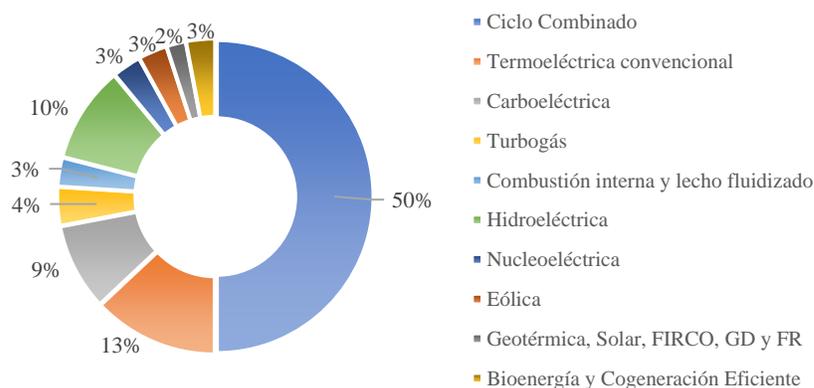


Figura 2. 1 Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología. [3]

El principal factor considerado para instalar un parque es el análisis del recurso eólico; es necesario determinar características como las velocidades mínima y máxima, su dirección predominante y qué tan constantes son las ráfagas de viento. También las características geográficas y físicas del lugar son relevantes, ya que el emplazamiento debe ser amplio, alejado de obstáculos, con pocos árboles y sin edificaciones, para que el viento mantenga una velocidad constante y así evitar la turbulencia.

Según estudios del Instituto Nacional de Energías Limpias, el 25% de la superficie de territorio nacional es aprovechable para la energía eólica. Si la zona no cuenta con una red general de transmisión cerca, la viabilidad de un parque es prácticamente nula, por lo que la capacidad instalable en México sería de 397,020 MW, pero sin considerar esta situación, la capacidad aumentaría a 583.200 MW.

En México actualmente operan 2447 aerogeneradores en 54 parques eólicos en 13 estados de la república, con una capacidad de 4935 MW, y se espera que esta cifra siga creciendo. La mayor concentración de este tipo de centrales se localiza en el estado de Oaxaca, donde operan 28 parques eólicos, con una 55.85% de la capacidad instalada.

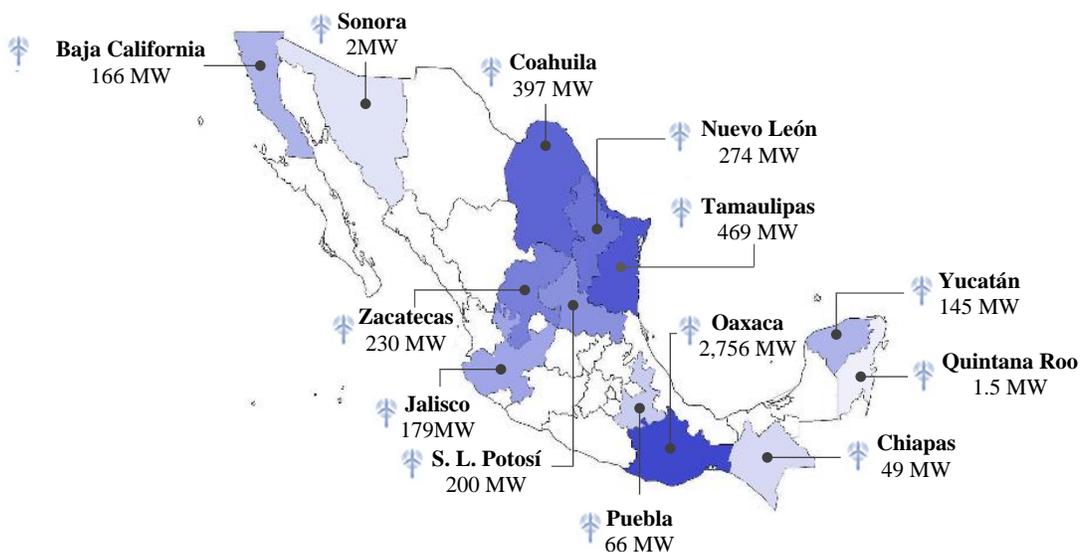


Figura 2. 2 Capacidad total instalada en el 2018: 4935 MW.
Fuente: AMDEE

Según un estudio realizado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL por sus siglas en inglés), se estima que una superficie aproximada de 6600 km² de

Oaxaca cuenta con un alto potencial eólico, la cual representa el 7% de la superficie total. [4] Existen otros estados con zonas con un gran potencial, como Baja California y Tamaulipas, este último tiene una capacidad de 469 MW, y enseguida se encuentran Coahuila y Nuevo León, con una producción de 397 MW y 274 MW, respectivamente, como se muestra en la Figura 2.2.

Para el año 2024, la regulación en México establece como objetivo un 35% de participación de las energías limpias en la generación de energía eléctrica, con una capacidad prevista de 14,558 MW en energía eólica. [5]

2.2. Tipos de aerogeneradores

A lo largo del tiempo se han diseñado diversos tipos de aerogeneradores; en su mayoría cuentan con un rotor que permite convertir la energía cinética del viento en energía mecánica. Dependiendo de la posición del eje del rotor en relación con la dirección del viento, se clasifican en eje vertical y eje horizontal, como se aprecia en la Figura 2.3.

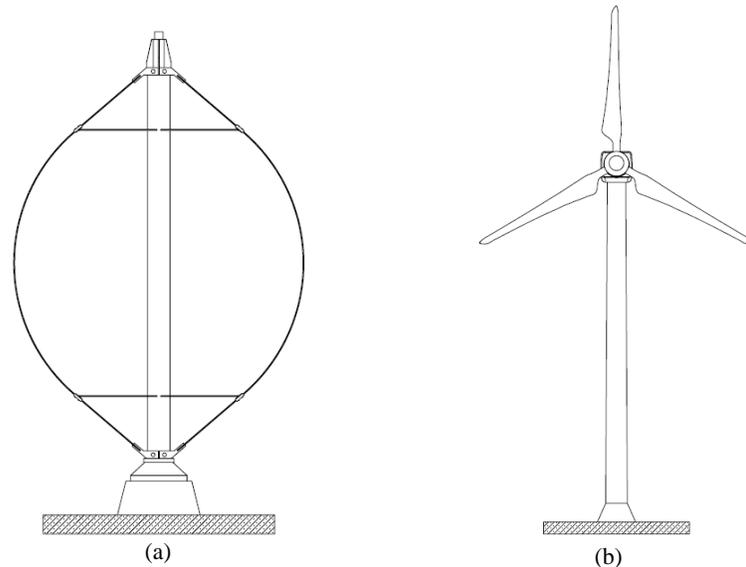


Figura 2. 3 (a) Aerogenerador de eje vertical, (b) aerogenerador de eje horizontal.

2.2.1. Aerogenerador de eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal son los más comunes, y se subclasifican por su emplazamiento, potencia generada, número de palas y velocidad del rotor; también de

acuerdo con la recepción del viento en rotor (barlovento o sotavento), el control del rotor (paso fijo vs paso variable) y el sistema de orientación (pasivo o activo). [6]

Actualmente existen parques eólicos terrestres y marinos, para su instalación se requiere de un estudio de emplazamiento donde se considera el potencial energético, el comportamiento del viento, las condiciones del suelo y el impacto ambiental, entre otros factores, como la conexión a la red. En un sistema aislado, donde el suministro eléctrico es para viviendas, granjas o fábricas, los aerogeneradores son pequeños, con una potencia menor a los 100 KW. Por otro lado, en un sistema interconectado a la red eléctrica predominan los grandes y mega aerogeneradores, con potencias entre 100-1000 KW y mayores a 1 MW, respectivamente. La potencia de un aerogenerador depende de su diseño, principalmente del diámetro del rotor y la altura a la que se encuentra. [7]

Con el paso del tiempo los aerogeneradores han evolucionado, convirtiéndose en sistemas complejos, con rotores de mayor tamaño y gran potencia. [8] La energía máxima que se puede extraer del viento es independiente del número de palas, aunque un aerogenerador tripala tiene una mayor eficiencia de conversión de energía eólica por el diseño de la pala y el acceso a vientos con mayores velocidades.

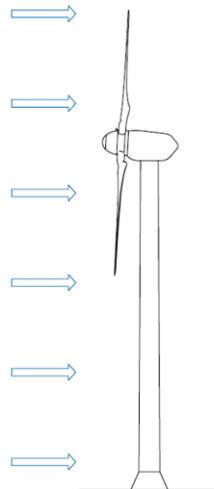


Figura 2. 4 Aerogenerador a barlovento.

El aerogenerador tripala con rotor a barlovento es la principal configuración para el diseño y construcción de los sistemas eólicos comerciales, donde el rotor está posicionado en frente de la góndola. La Figura 2.4 muestra esta clase de aerogenerador; el rotor se

encarga de capturar la energía del viento, por lo que debe estar orientado correctamente con la dirección del viento. En los parques eólicos también se pueden encontrar aerogeneradores con una, dos y más de tres palas. Generalmente el aerogenerador de eje horizontal cuenta con un sistema de orientación que gira la góndola para orientar el rotor para capturar la mayor cantidad de energía. [9]

Cuando un aerogenerador opera a velocidad fija, independiente de la velocidad del viento, la velocidad del rotor se mantiene casi constante y se determina por la relación de la caja de engranajes, la frecuencia de la red de suministro y el número de polos del generador. Por el contrario, los aerogeneradores a velocidad variable están diseñados para adaptar la velocidad del rotor a la velocidad del viento con el fin de que funcionen continuamente a su nivel más alto de eficiencia aerodinámica. El sistema eléctrico de un aerogenerador de velocidad fija es más simple que uno de velocidad variable, pero el segundo permite captar mayor energía y reducir los esfuerzos en el aerogenerador. [10]

La tecnología de los aerogeneradores ha progresado y alcanzado un nivel avanzado. Hace 30 años los aerogeneradores estándar instalados eran operados a velocidad fija, con control pasivo y caja de engranajes. Desde finales del siglo XX, el aerogenerador de velocidad variable se ha convertido en el tipo dominante entre los sistemas eólicos instalados.

2.2.2. Aerogenerador de eje vertical

En este tipo de aerogenerador sus principales componentes son localizados en la base; es decir, el generador y la caja de engranajes se encuentran a nivel del suelo, facilitando su mantenimiento y reparación. [6] En contraste a uno de eje horizontal, su principal ventaja es la captura el viento desde cualquier dirección sin necesidad de un sistema de orientación. Los típicos diseños varían por el tipo de rotor, los más conocidos son el Savonius, el Darrieus y el Giromill. [11]

El aerogenerador de eje vertical con mayor eficiencia es el Darrieus, mostrado en la Figura 2.1 b, debido a que sus palas cuentan con un perfil aerodinámico. La Figura 2.5 a muestra un aerogenerador de eje horizontal; este tipo de rotores consta de dos o tres palas

arqueadas, que giran alrededor del eje. Pero a diferencia del Savonius éste necesita de un dispositivo para proporcionar un par de arranque.

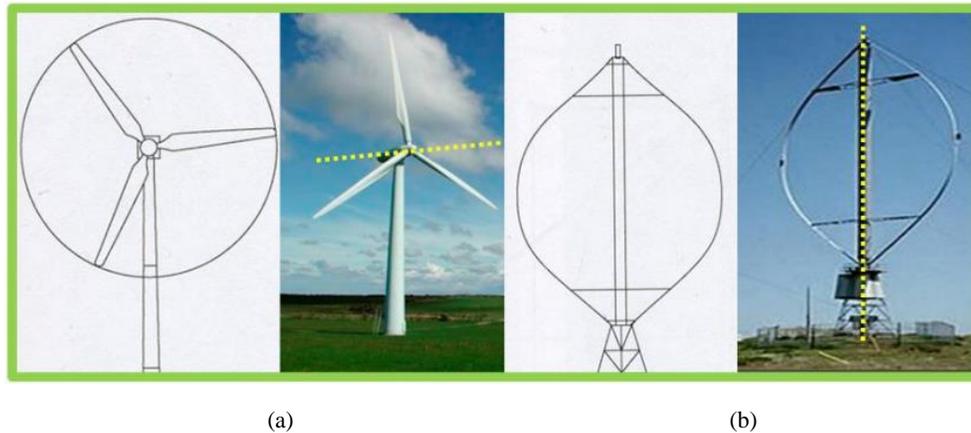


Figura 2. 5 Tipos de aerogeneradores.

2.3. Componentes de un aerogenerador de eje horizontal

El diseño de los aerogeneradores de eje horizontal difiere en el número de palas, el tamaño del rotor, la altura del cubo, la potencia nominal, la estrategia de control, entre otras características que puede determinar cada fabricante. [12] Por otro lado, también hay variantes en la distribución de los componentes, particularmente en aquellos sistemas que son de accionamiento directo, es decir sin caja de engranajes.

Los principales grupos de componentes en un aerogenerador son el rotor, el tren de transmisión, el bastidor, el sistema de orientación y la torre. Los dos primeros se involucran directamente con el proceso de conversión de energía. En la Figura 2.6 se puede apreciar que el proceso inicia en el rotor, donde la fuerza aerodinámica de sustentación aplicada sobre las palas, produce un par sobre el eje rotativo que se transmite hasta el generador para transformar el movimiento mecánico en electricidad. [8] El rotor sólo incluye las palas y el cubo. Por otro lado, el tren de potencia se compone del eje, la caja de engranajes, el generador, los acoplamientos conectados entre ellos y los cojinetes. [6]

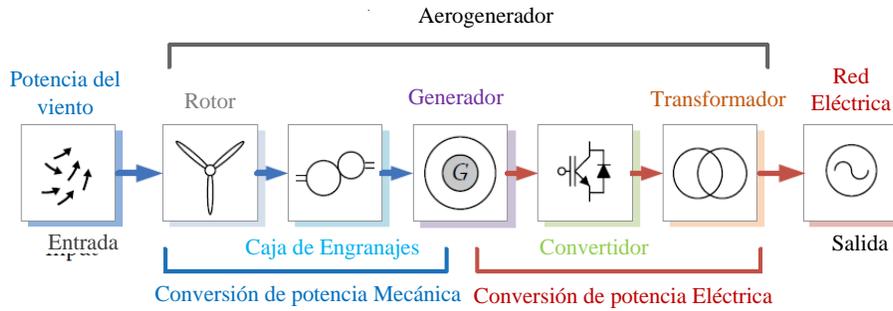


Figura 2. 6 Etapas de conversión de la energía en un aerogenerador. [8]

Existen otros componentes que no influyen directamente con la conversión de potencia, pero son importantes para asegurar una operación eficiente y salvaguardar el sistema, como el sistema de paso, los sistemas de frenado y bloque del rotor, los sensores de velocidad y dirección, las luces de señalización de área, los cables de distribución de potencia, la torre y la góndola, que se muestran en la Figura 2.7. [13] También cuentan con un sistema de ventilación, y luces de señalización área y pararrayos, al interior y exterior de la góndola, respectivamente.

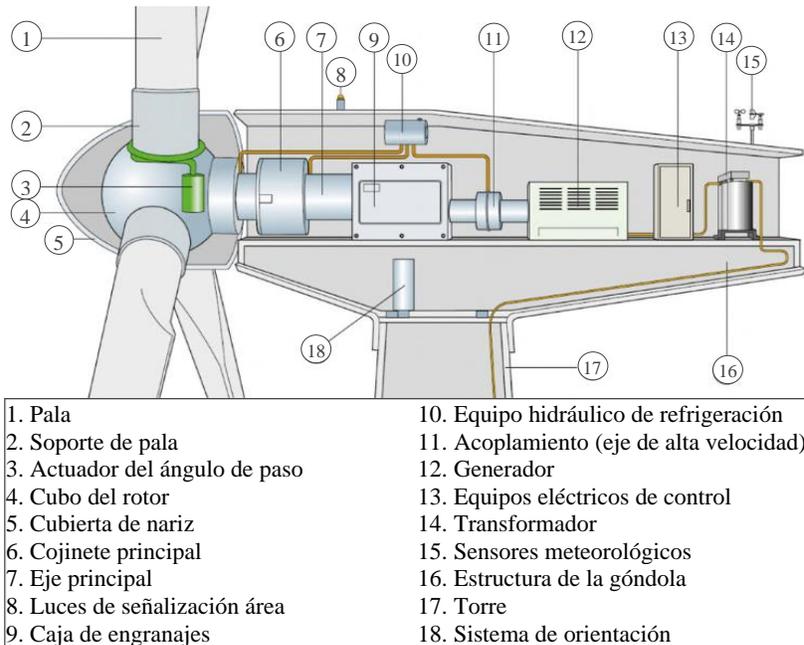


Figura 2. 7 Componentes de un aerogenerador horizontal. [14]

2.3.2. Rotor

El rotor es un componente distintivo de un aerogenerador, es el corazón del sistema, tiene una tarea importante en la conversión de energía, está diseñado para extraer una

potencia significativa del viento y convertirla en mecánica rotacional. Los elementos que lo componen son las palas, que se conectan radialmente a un buje o cubo acoplado al tren de transmisión.

Hay diferentes posibilidades para el diseño del cubo y la fijación de las palas. Cuando las palas se anclan rígidamente al cubo, al aerogenerador se le denomina de paso fijo, pero si puede regular el paso se denomina de paso variable. Actualmente la mayoría de los aerogeneradores son con rotores barlovento con tres palas, que se han convertido en un diseño estándar en la industria eólica.

El diseño de una pala se determina por la selección del perfil aerodinámico y los materiales. Desde el auge de los aerogeneradores se han desarrollado perfiles aerodinámicos específicamente para sus rotores, aunque hay perfiles más comunes como las series NACA 44XX y NACA64XX. Aunque a lo largo del radio de una pala, el perfil aerodinámico puede variar, siendo en la raíz el perfil más grande en comparación con la punta, debido a que se presentan las cargas más altas. [11]

El cubo es un elemento de unión entre las palas y el tren de transmisión, que dependiendo del sistema se conecta al eje, generador o a la caja de engranajes. Este elemento transfiere y resiste las cargas generadas por las palas. [13] Hay dos tipos de diseño de cubo para modelos de eje horizontal: rígido y flexible. El primero es el preferido en la práctica. El segundo puede clasificarse en: tipo bisagra y balanceo; este último se utiliza en aerogeneradores de dos palas. Todos los tipos de conexión pala-cubo pueden combinarse con un controlador de paso de la pala, para limitar la potencia y velocidad del rotor, como se ilustra en la Figura 2.8. [11]

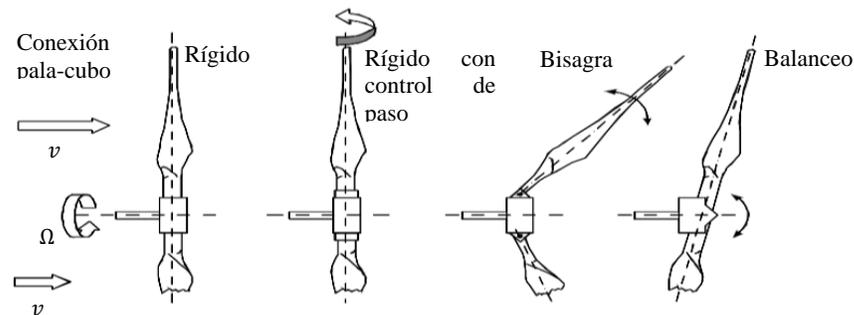


Figura 2. 8 Tipo de cubo. [11]

Los componentes del rotor han evolucionado en gran medida, tanto en el diseño como en los materiales, y en su fabricación se debe elegir el material más adecuado. [9] En modelos modernos, el cubo es fabricado en acero y las palas son hechas fundamentalmente de compuestos de fibra vidrio o carbono. [7] Las palas no son sólo de madera y tela como en los molinos de viento, la Figura 2.9 muestra la composición en una sección transversal de la pala.

El núcleo de la pala es una guía para darle la forma a la pala, se le conoce como “*spar*”, y se construye en madera de balsa, aluminio o espuma. Los armazones aerodinámicos en contra y a favor del viento, son de fibra de vidrio y resinas epóxicas, que se unen entre ellas por los bordes, y se pegan con un adhesivo al núcleo. [7, 13]

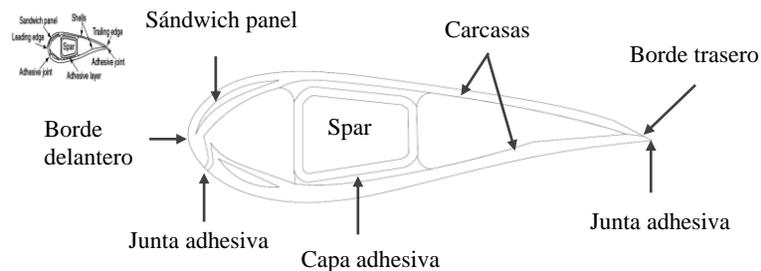


Figura 2. 9 Sección transversal de una pala.

Además, las palas suelen tener sensores para monitorear las señales de esfuerzos y deformaciones, principalmente en la raíz, donde se presentan los mayores esfuerzos.

2.3.3. Tren de potencia

El tren de potencia es un conjunto de elementos interconectados que transmite el movimiento rotatorio del rotor hasta el generador, que se compone del eje, los cojinetes, los acoplamientos, la caja de engranajes y el freno. [15] Hay varias maneras de estructurar este sistema, que depende en gran medida de los componentes que lo conforman. Por ejemplo, la distribución en un aerogenerador sin caja de engranajes (accionamiento directo) es diferente al que sí la tiene, siendo la diferencia un tren de potencia más compacto y por lo tanto una góndola más corta. [7]

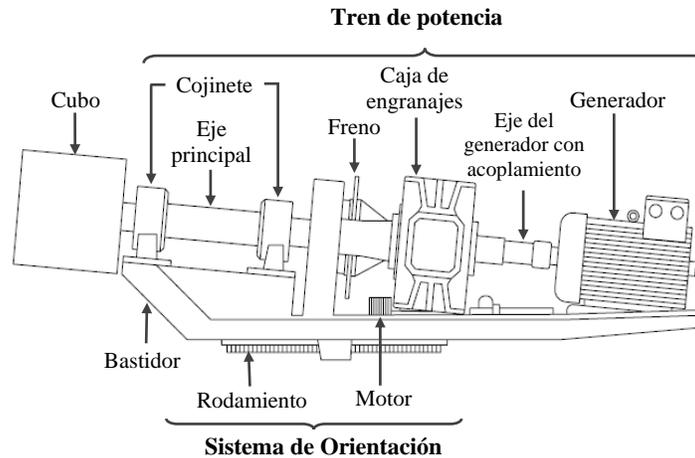


Figura 2. 10 Tren de potencia y sistema de orientación. [11]

El diseño del tren de potencia ha cambiado principalmente por el crecimiento del tamaño de los aerogeneradores, pero existen dos configuraciones básicas. Una es el tren de potencia integrado, que consiste en fijar los diferentes componentes directamente uno con otro. Y la otra es cuando cada componente se fija independiente al bastidor, se le denomina tren de potencia modular. Aunque también existen modelos con una combinación de ambos, llamado parcialmente integrado. [11]

Cualquier aerogenerador cuenta con un eje principal, el cual es el elemento cilíndrico diseñado para girar, con el fin de transmitir el par desde el rotor al resto del tren de potencia. Es normalmente fabricado en acero para soportar el peso del rotor. Su punto de unión al bastidor es por medio de cojinetes que lo sostienen y transfieren las cargas al bastidor.

La caja de engranajes se usa para incrementar la velocidad proveniente del rotor al generador, ya que este último trabaja a una velocidad más alta a la que proporciona el rotor. La relación de transmisión se determina con las velocidades del rotor y el generador. [7] Otra función que cumple el elemento es soportar el eje principal en caso de que no existan cojinetes externos, como se muestra en la Figura 2.11a. La ubicación dentro del tren de potencia depende de la configuración de cada fabricante, por ejemplo, puede ir inmediatamente después del rotor o ubicarse al centro después de una serie de cojinetes, entre otras configuraciones. [11] Es uno de los componentes más costosos en un aerogenerador y es construido en acero.

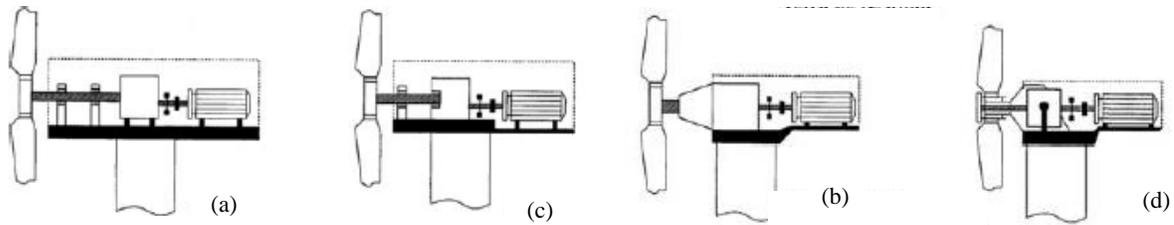


Figura 2. 11 Opciones de eje principal: (a) eje largo separado con cojinetes, (b) cojinete posterior integrado en la caja de engranajes (c), Cojinetes integrados dentro de la caja de engranajes, (d) cojinetes integrados en el eje. [16]

El uso de acoplamientos en aerogeneradores es para conectar los ejes de cada elemento (eje-caja de engranajes -generador), y transmitir un par entre ellos. Este elemento suele ubicarse en los aerogeneradores entre el eje principal y la caja engranajes, o entre la salida de la caja de engranajes y el generador. [6] Existen diferentes tipos de acoplamientos, dependiendo de la aplicación, la potencia y la velocidad a transmitir. Los acoplamientos rígidos se usan en ejes con velocidades bajas, en cambio los acoplamientos elásticos son para velocidades altas. Un aspecto a considerar en la selección de este elemento es el desalineamiento que se puede presentar entre los ejes. [11]

Los cojinetes tienen diversas aplicaciones en un aerogenerador, para el montaje del eje principal: dentro de la caja de engranajes y el generador, en el sistema de orientación, en el sistema de control de paso, por mencionar algunas. En el tren de potencia su función es sostener el eje principal, y se seleccionan considerando su velocidad y las cargas máximas sobre él. Hay una gran variedad de tipos y de diferentes materiales. Los rodamientos de bola, rodillos o rodillos cónicos se usan ampliamente en los aerogeneradores. [11, 6]

La mayoría de los grandes aerogeneradores emplean un freno mecánico además del aerodinámico, aunque también se puede usar en pequeñas máquinas. [9] El freno debe ser capaz de detener el rotor en situaciones de emergencia, por ejemplo, cuando el rotor gira por encima de su velocidad nominal por las altas velocidades de las ráfagas de viento. También existen frenos usados solo para aparcar, evitando que el rotor gire cuando el aerogenerador no está operando. [11] El bloqueo del rotor es imprescindible para trabajos de mantenimiento y reparación. Generalmente los aerogeneradores tienen pernos de bloqueo entre el cubo del rotor y la góndola, para mantener el rotor fijo por más tiempo y no sólo

depender del freno. El freno de disco es el más común; consiste en un disco rígido fijo sobre el eje principal, que durante el frenado es presionado por las pastillas de freno de una o más mordazas accionadas hidráulicamente.

2.3.4. Generador

El generador es un componente electromecánico, que proporciona un medio de conversión de energía entre el par mecánico proveniente del rotor del aerogenerador y una carga eléctrica. [17] Los dos tipos de generadores usados en la industria eólica son el generador síncrono y el generador asíncrono, también denominado de inducción. Un generador síncrono funciona a una velocidad constante, dictada por la frecuencia de la red conectada, independientemente de la magnitud del par aplicado. En cambio, un generador asíncrono permite que la velocidad de rotación varíe un poco con el par aplicado. [9]

El generador más común en aerogeneradores es el generador de inducción, principalmente el tipo doblemente alimentado. Aunque todavía en el mercado existen sistemas eólicos tradicionales, que usan generadores de jaula de ardilla con conexión directa a la red.

Las variantes usadas de generadores síncronos son con imanes permanentes y rotor boninado. La evolución del aerogenerador se inclina hacia sistemas con generadores de imanes permanentes, por tener mayor eficiencia y densidad de potencia. [7] Comparando con el generador de inducción, el síncrono es más complicado mecánicamente y por lo tanto más costoso. [10]

2.3.5. Góndola

La góndola es montada en la parte superior de la torre, dentro contiene el generador y el tren de potencia, entre otros componentes, como se muestra en la Figura 2.7. Se compone de un bastidor y una cubierta, que tienen como función soportar los componentes y protegerlos de los efectos atmosféricos, respectivamente. El elemento unión entre la góndola y la torre es el sistema de orientación, el cual permite direccionar el rotor contra el viento.

El tamaño de la góndola varía según el diseño del aerogenerador. En grandes máquinas, la góndola tiene el espacio suficiente para que el personal de inspección y

mantenimiento pueda entrar, e incluso realizar maniobras. En aerogeneradores de media y pequeña escala, el espacio es más reducido, por lo cual la cubierta cuenta con compuertas que pueden abrirse fácilmente para acceder a los componentes que se encuentran dentro. [6]

El bastidor o chasis es manufacturado en acero, ya sea fundido o soldado. En los aerogeneradores de megawatts, el bastidor suele componerse de dos partes, [18] para facilitar su producción por ser piezas con grandes dimensiones. Otra función es transferir las cargas del rotor y la reacción de cargas del generador y el freno a la torre [19, 6]

La cubierta es fabricada usualmente de fibra de vidrio para reducir su peso, pero también se utilizan otros materiales como la fibra de carbono, la poliamida, el policarbonato y el aluminio. [20] La construcción de la cubierta depende de su diseño y dimensiones. Comúnmente es construida por piezas que se ensamblan y unen con conectores especiales para evitar el traspaso de agua.

Según la tecnología del aerogenerador, en el interior de la góndola se encuentran otros componentes, como los sistemas auxiliares para el monitoreo, control y seguridad. Además, otros pueden contener sistemas de elevación [21], como un polipasto o puente grúa, montaje y desmontaje de los componentes para su mantenimiento, particularmente de la caja de engranajes y el generador. [11]

Las góndolas pueden tener una forma aerodinámica para reducir el impacto del viento, pero se considera innecesaria porque el viento apenas es perturbado al fluir a través de ella. El diseño de la forma en la mayoría de los casos es por estética, asociada al impacto visual en el paisaje donde es instalado el aerogenerador, pero también relacionada a la comercialización. [9]

2.3.6. Torre y cimentación

La torre es un componente estructural esencial en el aerogenerador de eje horizontal, su principal función es soportar el rotor y la góndola, y proveer al rotor la altura necesaria para alcanzar las mejores condiciones de viento. La altura de la torre de grandes aerogeneradores es aproximadamente igual al diámetro del rotor, pero generalmente en pequeños aerogeneradores la altura es mayor en relación el diámetro del rotor, con el fin de alcanzar

vientos más favorables. [6, 22, 9] En el interior de la torre, a lo largo de ella, pasan los cables del generador o el convertidor de potencia hasta el transformador localizado en la base de la torre. En el caso que el transformador también se incluya en la góndola, los cables conectan el transformador a la subestación del parque eólico.

La torre es uno de los componentes más costosos, no sólo por los materiales y construcción, sino también por su trasportación y ensamblaje, comprendiendo aproximadamente la quinta parte del costo total del aerogenerador. [9]

Las torres usualmente se clasifican en base a las frecuencias naturales relativas de ella misma y el rotor. Una torre rígida es cuando su primera frecuencia natural de flexión es superior a la frecuencia de excitación del rotor. Por el contrario, en una flexible su primera frecuencia natural de flexión es inferior a la frecuencia natural de la velocidad nominal. [9] Las torres de pequeños y medianos aerogeneradores suelen tener construcciones rígidas, en cambio las grandes habitualmente tienen torres con diseños flexibles con el fin de reducir material y costos. [11] Independientemente del tipo elegido, el objetivo es lograr la altura deseada de la torre con la rigidez requerida, con el costo más bajo de construcción. [23]

La Figura 2.12 muestra las configuraciones de torres usadas en aerogeneradores, que son la tubular, celosía y atirantada. [24] Hoy en día, la mayoría de las torres de aerogeneradores de gran y mediana escala son tubulares, con una sección circular o poligonal. Las torres tubulares se fabrican en acero, en ocasiones de hormigón, o híbridas con la base de hormigón y el resto de acero. La torre es dividida en tramos, ya sea 2, 3 ó más, para facilitar la manufactura, el montaje y el transporte. [13] Existen torres tubulares escalonadas, donde cada tramo tiene una sección de diferente dimensión, como se aprecia en la Figura 2.12b.

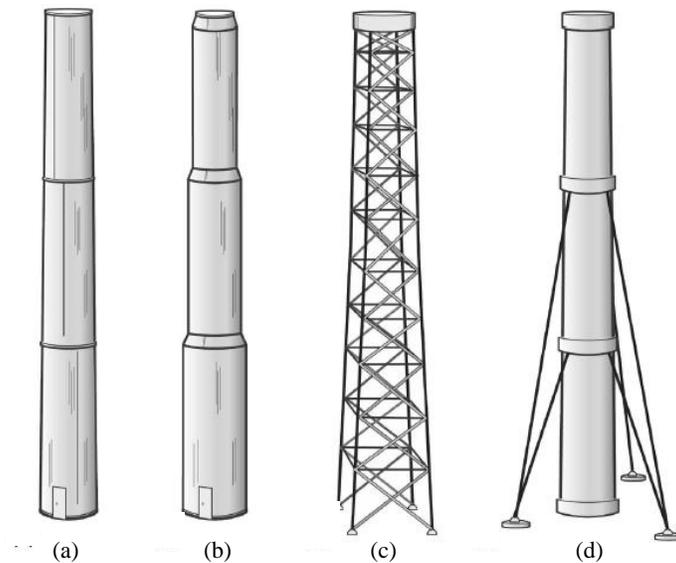


Figura 2. 12 Configuraciones de torres para aerogenerador de eje horizontal: (a) tubular, (b) tubular escalonada, (c) celosía y (d) atirantada.

La torre de celosía fue el diseño preferido en los 80's, en los primeros aerogeneradores experimentales y en los modelos comerciales pequeños. [9] Este tipo de torre es menos costosa y puede ser más fácil de instalar que una torre tubular. Se construye de perfil estructural de acero unido con soldadura, con una masa casi del 50% que una torre tubular. [24] Actualmente no se usa en modernos aerogeneradores. [23]

Por último, algunas máquinas emplean torres atirantadas; es el tipo más usado en pequeños aerogeneradores. Necesitan de tirantes de acero anclados al suelo, por ello el nombre de torre atirantada. Los cables de sujeción deben inspeccionarse periódicamente para mantener su tensión. [24] Al ser torres ligeras pueden izarse con un cabrestante, reduciendo el costo del transporte y montaje. [11]

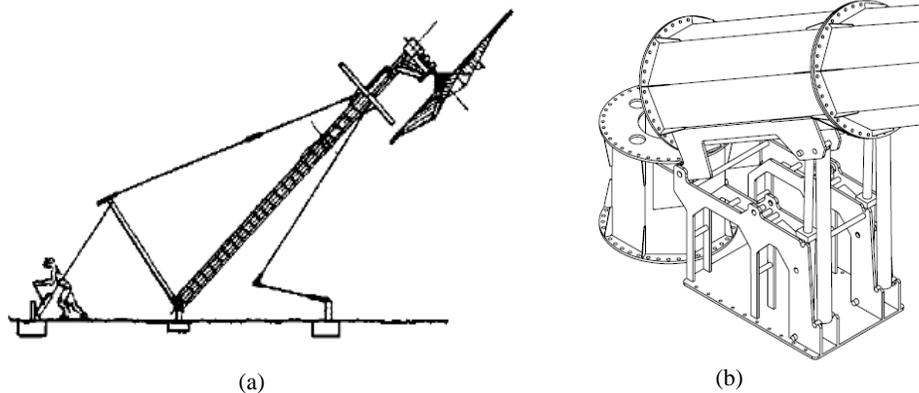


Figura 2. 13 Sistemas de izaje: (a) torre atirantada con cabrestante [11], (b) torre tubular con sistema hidráulico de izaje.

Una forma de erguir una torre es mediante un sistema hidráulico de izaje con actuadores lineales. Es un sistema relativamente nuevo, popular entre los sistemas eólicos pequeños, donde se excluyen los cables de sujeción para asegurar la torre y el cabrestante. El diseño de este sistema varía, dependiendo de las dimensiones de la torre, así como las cargas a las que es sometida. Esta innovación permite utilizar grúas más pequeñas, tanto para el montaje de la torre como para la instalación de la góndola y el rotor; también facilita el mantenimiento del tren de potencia, disminuyendo significativamente los costos.

2.3.7. Sistema de orientación

El sistema de orientación dota a la góndola con la capacidad de girar con respecto al eje longitudinal de la torre. Tiene como función maximizar la captura de viento manteniendo el eje del rotor correctamente alineado contra la dirección del viento. Usualmente consiste en uno o más motores eléctricos o hidráulicos, un reductor de engranajes, la corona, el piñón y el rodamiento, como se ilustra en la Figura 2.14. El reductor de engranajes reduce la velocidad de rotación que proviene del motor, y se transmite por medio del piñón a la corona. Además, dispone de un conjunto de frenos alrededor de la corona para bloquear el movimiento de la góndola y mantener el rotor frente al viento. [7] El sistema es controlado por el sensor de dirección de viento, mejor conocido como veleta, el cual habitualmente se coloca sobre la cubierta de la góndola. [11]

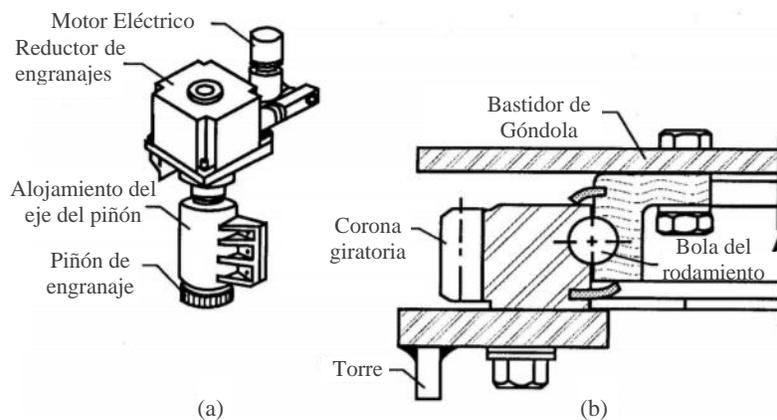


Figura 2. 14 Diagrama esquemático de un sistema de orientación. (a) Motor eléctrico o hidráulico y piñón, (b) Ensamble de la corona y el rodamiento.

2.3.8. Componentes auxiliares

Para supervisar y controlar el funcionamiento de un aerogenerador se deben monitorizar algunas variables de operación y de condiciones de viento las cuales son proporcionadas mediante sensores distribuidos entre sus elementos. [25] Los sensores que pueden ser necesarios para monitorear un aerogenerador son los que miden la velocidad y dirección del viento, la temperatura y presión atmosférica. También hay sensores que miden los esfuerzos y cargas en el sistema, los cuales se localizan en las palas, la torre, el eje y el bastidor. Así como las fuerzas y pares que se originan en el eje y el sistema de orientación. Las posiciones y velocidades del ángulo de paso de la pala, el ángulo del sistema de orientación, el ángulo azimutal del rotor y del eje, son variables importantes para evaluar la operación del aerogenerador. Si el aerogenerador cuenta con sistemas neumáticos o hidráulicos, es necesario conocer la presión de dichos sistemas. Otras variables que se miden son los voltajes, las corrientes y la potencia. Existen componentes en el aerogenerador que vibran, estas vibraciones se miden con acelerómetros. [11]

Los sensores meteorológicos son elementos relevantes en los aerogeneradores ya que el viento es fundamental para su operación. Estos sensores recolectan y procesan datos del viento. Los sistemas de control de ángulo de paso y de orientación requieren mediciones de la velocidad y dirección del viento, respectivamente. El control de ángulo de paso necesita la velocidad del viento para determinar el ángulo de ataque óptimo de la pala. El sistema de orientación precisa de la dirección del viento para mantener siempre el rotor contra el viento y así maximizar la captura del mismo.

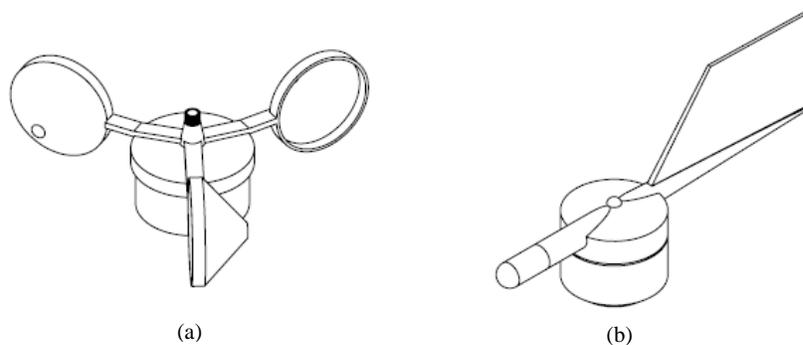


Figura 2. 15 Sensores para medición del viento: (a) anemómetro y (b) veleta

Los principales componentes del sistema de medición de viento son el anemómetro y la veleta, Figura 2.15. Hay varios tipos de anemómetro, pero el más común tiene tres o cuatro copas semiesféricas o cónicas vinculadas, que giran alrededor de un eje vertical para generar una señal, que es procesada para determinar la velocidad del viento. La veleta se conecta a un transductor opto-eléctrico para detectar la dirección del viento.

Otros componentes que sirven para proteger el aerogenerador son el sistema de ventilación y el pararrayos. Los parques eólicos son instalados en lugares donde el clima alcanza temperaturas elevadas o porcentajes de humedad elevados, aumentando el calor dentro de la góndola, lo que provoca que los aerogeneradores no trabajen a su máxima capacidad. Por otro lado, los componentes internos generan calor por su funcionamiento, el cual debe ser disipado mediante un sistema de ventilación para mejorar el rendimiento del aerogenerador. En grandes aerogeneradores el sistema puede no ser suficiente, y se opta por usar un sistema de refrigeración. [11]

Los aerogeneradores son equipados con pararrayos para derivar las descargas atmosféricas a una red de tierras que rodea a la góndola y pasa por la torre para que se canalicen a la tierra sin causar daños a los componentes. Estos pararrayos se encuentran encima de la góndola y en las puntas de las palas. Los aerogeneradores con grandes alturas son más vulnerables a una descarga [26]

2.4. Fundamentos del estudio del recurso eólico

2.4.1. Características de la energía eólica

El aerogenerador captura la energía cinética del viento con un rotor de dos o más palas mecánicamente acopladas a un generador eléctrico. La energía cinética de una masa de aire m en movimiento a una velocidad v puede ser determinada como [11]:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

La potencia del viento puede ser obtenida diferenciando la energía cinética E_c en el viento con respecto al tiempo t , que es:

$$P_{viento} = \frac{d E_c}{dt} = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 \quad (\text{W}) \quad (2.2)$$

Sólo una pequeña porción de la potencia del viento puede ser convertida a potencia eléctrica. Cuando el viento pasa a través del rotor e impulsa las palas, a una velocidad v , el volumen \dot{V} que fluye a través de una determinada unidad de tiempo, el llamado flujo volumétrico, es:

$$\dot{V} = v A \quad \left(\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right) \quad (2.3)$$

Entonces el flujo de masa \dot{m} con la densidad de aire ρ es:

$$\dot{m} = \rho v A \quad \left(\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \quad (2.4)$$

Sustituyendo (2. 4) en (2. 2), la potencia del viento disponible ser expresada como:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (\text{W}) \quad (2.5)$$

Como se puede observar en la ecuación (2. 5) la potencia varía linealmente con el área de barrido del rotor A . La Figura 2.16 muestra esta área, la cual puede ser calculada con la siguiente formula, para turbinas de eje horizontal [26] :

$$A = \frac{\pi}{4} D^2 \quad (\text{m}^2) \quad (2.6)$$

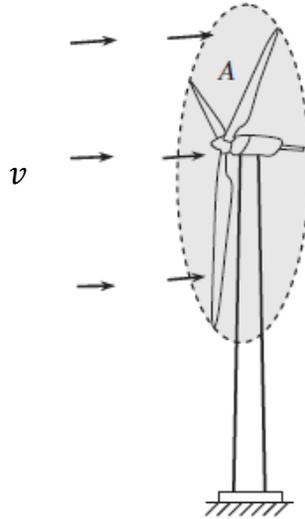


Figura 2. 16 Área de barrido de un rotor [23]

La densidad del aire ρ afecta directamente la generación de energía eólica, y se calcula con el cociente de la presión p entre el producto de la constante del gas R (287 J/kg-K para el aire) por la temperatura T del aire local en K [23]:

$$\rho = \frac{p}{RT} = 3.4837 \frac{p}{T} \quad \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) \quad (2.7)$$

A nivel del mar la densidad del aire es de 1.225 kg/m³, donde la presión es de 1 atm (101.325 kPa) y la temperatura de 15.556°C. Al incrementar la altura la densidad del aire disminuye, por ello se estima en función de la elevación del sitio z , la cual es válida hasta los 6000 m de altura sobre el nivel del mar [22]:

$$\rho = \rho_0 e^{-\left(\frac{0.297z}{3048}\right)} \quad \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) \quad (2.8)$$

Por otro lado, la temperatura también varía con la altura y se da de la siguiente forma:

$$T = 15.5 - \left(\frac{19.83z}{2048}\right) \quad (^\circ\text{C}) \quad (2.9)$$

Para evaluar el potencial de un sitio en particular es necesario conocer la densidad de potencia eólica disponible. Las estimaciones de la densidad del recurso eólico son expresadas en clases de energía eólica, que van desde la Clase 1 hasta la Clase 7. Estas clases

se definen en la Tabla 2.1, en términos de los límites superiores de la densidad de energía eólica media y la velocidad media del viento a 10 m y 50 m sobre el nivel del suelo.

Tabla 2. 1 Clasificación de la Potencia de viento

<i>Clases de viento</i>	Nombre de las clases de viento	<i>10 m</i>		<i>50 m</i>	
		Densidad de potencia eólica (W/m²)	Velocidad del viento (m/s)	Densidad de potencia eólica (W/m²)	Velocidad del viento (m/s)
1	Pobre	≤100	≤ 4.4	≤ 200	≤ 5.6
2	Escaso	≤150	≤ 5.1	≤ 300	≤ 6.4
3	Moderado	≤200	≤ 5.6	≤ 400	≤ 7.0
4	Buena	≤ 250	≤ 6.0	≤ 550	≤ 7.5
5	Excelente	≤ 300	≤ 6.4	≤ 600	≤ 8.0
6	Excepcional	≤ 400	≤ 7.9	≤ 800	≤ 8.8
7	Magnifico	≤1000	≤ 9,4	≤ 2000	≤ 11.9

2.4.2. Propiedades del viento

La velocidad del viento es un parámetro crucial en la generación de energía eólica, es el indicador más importante de un sitio con recurso eólico. Es una variable estocástica que varía en el tiempo y en el espacio, por factores como las condiciones geográficas y climáticas. Incluso en un lugar determinado la velocidad cambia año con año, por estaciones y a lo largo del día. Y no sólo eso, también varía con la altura sobre la superficie de la tierra, por el clima, el relieve geográfico y los obstáculos, como árboles o edificios. Con los datos obtenidos de los sensores meteorológicos se determina el tipo de clase de viento, según la norma IEC61400-2 [23]

La variación en la velocidad del viento en un lugar en particular puede ser descrito usando la función de distribución de Weibull h con dos parámetros, el factor de forma k y el factor de escala c [13]. La probabilidad de encontrar una velocidad del viento de v durante cualquier intervalo de tiempo está dada por la siguiente ecuación:

$$h(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \left(\frac{m}{s}\right) \quad (2.10)$$

La cizalladura del viento en una superficie a nivel del suelo hace que la velocidad del viento aumente con la altura z . Este efecto se debe a la rugosidad de la superficie α y se puede estimar usando la ley exponencial de Hellmann [27]:

$$v(z) = v(z_0) \left(\frac{z}{z_0} \right)^\alpha \quad \left(\frac{\text{m}}{\text{s}} \right) \quad (2.11)$$

donde $v(z)$ es la velocidad del viento a estimar en la altura z , $v(z_0)$ es la velocidad de viento en la altura de referencia z_0 . El coeficiente de rugosidad α depende del tipo de terreno, como se muestra en la siguiente tabla [13, 22]:

Tabla 2. 2 Coeficiente de rugosidad de diferentes terrenos

Tipo de terreno	Clase de rugosidad	Coeficiente de rugosidad α
Lago, Océano.	0	0.08-0.12
Terreno nivelado, pasto alto	1	0.15
Cultivos altos, setos y arbustos	1.5	0.20
Bosques	2	0.25
Pueblos con algunos árboles	2.5	0.30
Zonas urbanas con edificios altos.	3	0.40

La ecuación (2.5) considera la energía eólica contenida en el flujo de aire del ambiente. En la práctica no toda esta potencia está disponible para usarla. La eficiencia en la extracción de energía eólica se cuantifica por el coeficiente de potencia (C_p), definido por la relación entre la potencia extraída por las palas del rotor y la potencia total del recurso eólico:

$$C_p = \frac{P_T}{P_{viento}} = \frac{P_T}{\frac{1}{2} \rho A v^3} \quad (2.12)$$

Entonces, la potencia capturada por el rotor es:

$$P_T = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (2.13)$$

De acuerdo con la teoría de Betz, el máximo coeficiente de potencia posible es $C_p = \frac{16}{27}$, es decir, un aerogenerador convencional tiene 59% de eficiencia para extraer energía del viento. No es posible conseguir un 100% de eficiencia debido a la naturaleza mecánica del fluido de la energía eólica, que depende del flujo continuo de aire en movimiento. La Figura 2.18 muestra el coeficiente de potencia de aerogeneradores de eje vertical y horizontal, donde el sistema de tres palas tiene una mayor eficiencia que los demás.

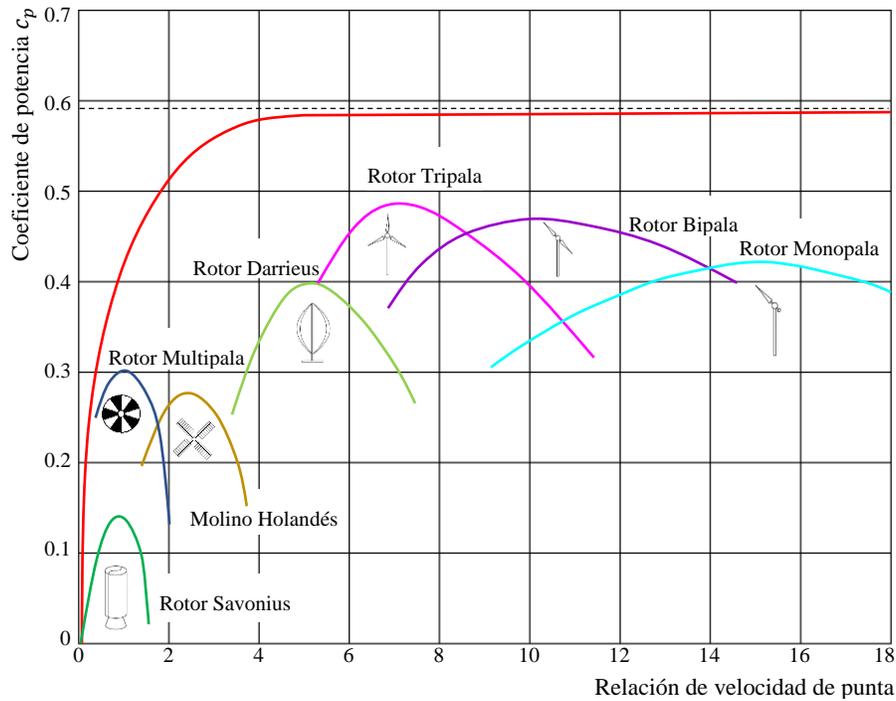


Figura 2. 17 Coeficiente de potencia de diferentes diseños de rotor [28]

Pero no toda la energía capturada por las palas eólicas se convierte en electricidad. En un aerogenerador existen pérdidas en la caja de engranajes η_{ce} , el generador η_{gen} y el equipo eléctrico η_{ele} , como en el convertidor, conmutadores, cables y controles, antes de llegar a la red eléctrica [23]. Por lo tanto, la eficiencia de conversión de potencia total del viento a la electricidad es:

$$\eta_t = C_p \eta_{ce} \eta_{gen} \eta_{ele} \quad (2.14)$$

La potencia efectiva de un aerogenerador para alimentar una red se convierte en:

$$P_{ef} = C_p \eta_{ce} \eta_{gen} \eta_{ele} = \eta_t P_{viento} = \frac{1}{2} \eta_t \rho A v^3 \quad (2.15)$$

Como se mencionó anteriormente, la eficiencia máxima teórica de un aerogenerador ideal fue obtenida por Lanchester y Betz, en 1915 y 1920, respectivamente. El rotor de un aerogenerador no puede convertir más de 16/27 (59.26%) de la energía cinética de viento en energía mecánica. En la actualidad, a esto se conoce como límite de Lanchester – Betz.

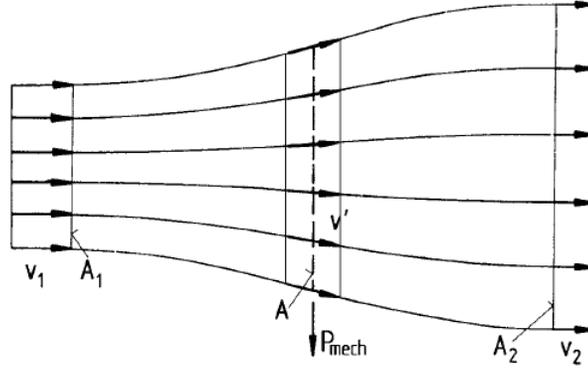


Figura 2. 18 Flujo del aire a través de un aerogenerador

Cómo se muestra en la Figura 2.18, v_1 y v_2 son las velocidades antes y después del rotor. La potencia extraída por las palas del rotor P_o es la diferencia entre las potencias del viento antes y después del rotor. [9] Usando la ecuación anterior, se da la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1^3 - \frac{1}{2} \rho A_2 v_2^3 = \frac{1}{2} \rho (A_1 v_1^3 - A_2 v_2^3) \quad (\text{W}) \quad (2.16)$$

Mantener el flujo de masa (ley de conservación de la masa) requiere que [13]:

$$\dot{m} = \rho A_1 v_1 = \rho A v = \rho A_2 v_2 \quad \left(\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \quad (2.17)$$

Entonces,

$$P = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1 (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad (\text{W}) \quad (2.18)$$

Donde v_1 es la velocidad del viento en la entrada del rotor, y v_2 es la velocidad del viento en la salida del rotor. Aplicando la segunda y tercera ley de Newton se obtiene la potencia a la velocidad del aire v_r presente en el plano de rotación del rotor:

$$P = \dot{m} v_r (v_1 - v_2) \quad (\text{W}) \quad (2.19)$$

Al igualar las dos últimas ecuaciones se obtiene v_r . En el modelo de Betz, la velocidad del viento v_r en el plano de rotación del rotor es la media de las velocidades del viento antes y después de la misma:

$$v = \frac{1}{2}(v_1 + v_2) \quad \left(\frac{\text{m}}{\text{s}}\right) \quad (2.20)$$

Sustituyendo (2.20) en (2.18), la potencia de mecánica capturada por las palas del rotor está dada por:

$$P_T = \frac{1}{4}\rho A v_r (v_1^2 - v_2^2)(v_1 + v_2) \quad (\text{W}) \quad (2.21)$$

Aplicando la ecuación (2.21) en (2.12) el coeficiente de potencia que se obtiene es:

$$C_p = \frac{\frac{1}{4}\rho A_r v (v_1^2 - v_2^2)(v_1 + v_2)}{\frac{1}{2}\rho A v_1^3} = \frac{1}{2} \frac{(v_1^2 - v_2^2)(v_1 + v_2)}{v_1^3}$$

Después de una reorganización de términos, el coeficiente de potencia se puede especificar mediante una función de $\frac{v_2}{v_1}$:

$$C_p = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \left[1 + \frac{v_2}{v_1} \right] \quad (2.22)$$

El máximo coeficiente de potencia ideal, con $\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$, se convierte:

$$C_p = \frac{1}{2} \left(1 - \frac{1}{9} \right) \left(1 + \frac{1}{3} \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{8}{9} \right) \left(\frac{4}{3} \right) = \frac{16}{27} = 0.593 \quad (2.23)$$

Otro factor importante en el diseño de un aerogenerador es velocidad específica λ , la cual es definida como la relación entre la velocidad de la periferia de la pala y la velocidad del viento:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (2.24)$$

donde ω es la velocidad angular de las palas, R es el radio del área de barrido del rotor, y v es la velocidad del viento. El efecto de la fuerza del viento en una sección transversal del perfil aerodinámico de la pala de turbina varía con λ , por lo que se utiliza para caracterizar los rotores en baja o alta velocidad

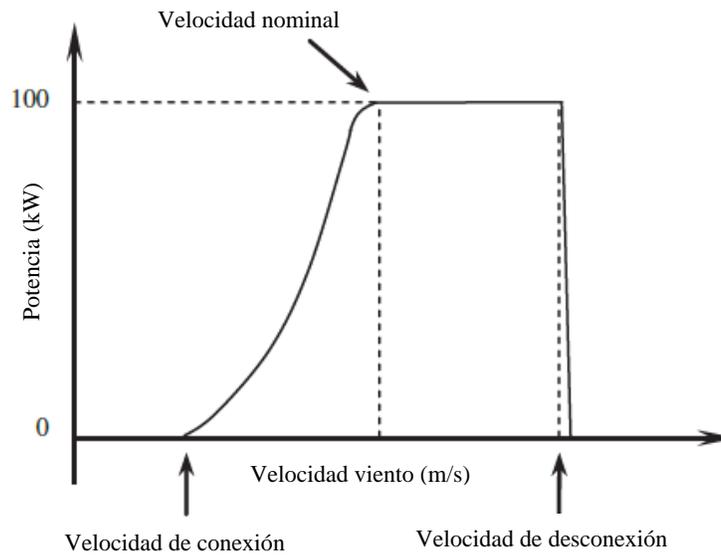


Figura 2. 19 Típica curva de potencia de un aerogenerador

El funcionamiento de un aerogenerador se presenta con una curva de potencia que muestra la potencia de salida de la máquina en un rango de operación de velocidades a la altura del cubo. [9] Con tal curva es posible predecir la producción de energía de un aerogenerador sin tener en cuenta los detalles técnicos de sus diversos componentes. [6] En la Figura 2.19 se puede apreciar cómo un aerogenerador comienza a generar potencia a una velocidad baja, entre 5 a 8 m/s, definida como la velocidad de conexión v_c . La potencia sigue aumentando en función del incremento de la velocidad del viento hasta alcanzar la potencia nominal P_n . En este punto, el control de potencia se activa para mantener dicha potencia, aunque la velocidad del viento aumente. Cuando la velocidad del viento alcanza su punto máximo, es decir su velocidad de desconexión v_d , el aerogenerador se detiene. La principal razón de interrumpir la entrega de energía es la seguridad del sistema. [13]

Capítulo 3. Características del aerogenerador de 30 kW

Los elementos diseñados y presentados en este trabajo de tesis, corresponden a un sistema de conversión de eje horizontal de 30 kW, para un aerogenerador de baja potencia, el cual será instalado en el Centro Regional de Energía Eólica (CERTE), ubicado en el estado de Oaxaca. Esta zona se caracteriza por una alta densidad de recurso eólico, por lo cual las características del viento son conocidas. En este capítulo se presentan las principales características de este aerogenerador.

3.1. Sitio del aerogenerador

3.1.1. Localización

El CERTE está ubicado en las inmediaciones del poblado La Ventosa, Municipio de Juchitán, Oaxaca. Cuenta con un terreno de 32 hectáreas que son propiedad del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL). Esta zona se localiza en el Istmo de Tehuantepec y es conocida por sus fuertes vientos constantes. El lugar cuenta con subestación eléctrica y con una línea de interconexión a la red eléctrica, lo cual lo convierte en un Pequeño Productor de Electricidad.

3.1.2. Características del viento

Dependiendo de la altura sobre el nivel del terreno, el recurso eólico en La Ventosa puede ser Clase I ó Clase II, con velocidades promedio de 10 y 8.5 m/s, respectivamente, de acuerdo con la norma IEC61400-1 [29]. Para el caso de aerogenerador de 30 kW del proyecto P10, su altura es aproximadamente de 20 m, donde la velocidad promedio anual es de 7.5 m/s, entrando en una clasificación de Clase III.

Las condiciones geográficas de La Ventosa la convierten en un lugar clave para la generación de energía eólica. La ubicación del aerogenerador es de 45 m al oeste y 83 m al

norte del aerogenerador Komai, aproximadamente a 180 m del edificio de las oficinas del CERTE.

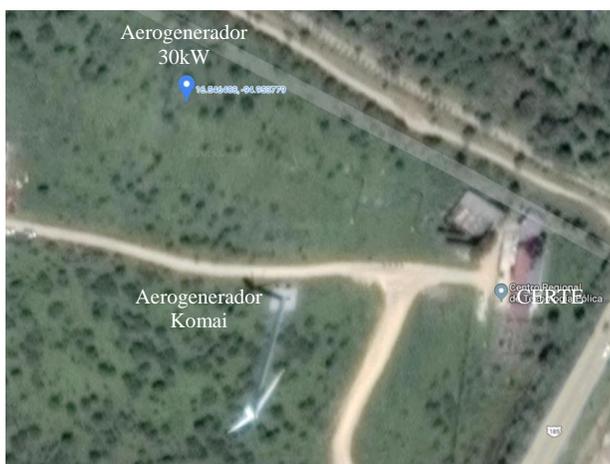


Figura 3. 1 Localización del aerogenerador

3.2. Características de diseño del aerogenerador

Las especificaciones técnicas del aerogenerador se describen en la Tabla 3.1:

Tabla 3. 1 Especificaciones del aerogenerador de 30 kW

	<i>Tipo</i>	<i>Especificaciones</i>
<i>Parámetros de operación</i>	Potencia Nominal	30 kW
	Frecuencia de operación	1.66 HZ
	Velocidad de conexión del viento	5 m/s
	Velocidad de desconexión del viento	25 m/s
	Tiempo de vida útil	>=20 años
<i>Rotor</i>	Diámetro	12 m
	Área de barrido	113.1 m ²
	Rango de velocidad	0 a100 rpm
	Número de palas	3
	Tipo de Pala	DU 91-W2-250 y DU 93-W-210
<i>Generador</i>	Tipo	Síncrono de imanes permanentes
	Potencia Nominal	30 kW
	Diseño	Accionamiento directo
<i>Sistema de orientación</i>	Velocidad de rotación nominal	100 rpm
	Diseño	Accionamiento por motor eléctrico
<i>Sistema de Freno</i>	Velocidad de giro	7 °/s
	Freno Aerodinámico	Palas con control de paso
<i>Torre</i>	Freno Mecánico	Sistema hidráulico
	Tipo	Troncocónica
	Altura del cubo	18 m

3.2.1. Materiales de construcción

Como se mencionó en el capítulo anterior, la góndola, la torre y el eje son componentes fabricados en acero. Para seleccionar el material es necesario conocer los aceros estructurales comerciales más comunes y de fácil acceso para el fabricante, para disminuir costos.

Los dos primeros, son componentes estructurales que emplean acero estructural ASTM A572. En el caso del bastidor el acero es grado 50. En la torre, se usan dos grados, el grado 50 para accesorios como las bridas y placa base, y el grado 65 para las cañas o secciones. Este acero tiene una resistencia a fluencia mayor comparada con el acero ASTM A36. Además, todos los elementos de la torre son galvanizados para proteger al material de la corrosión. Las características mecánicas de cada uno de los aceros mencionados se muestran en la Tabla 3.2. [30]

Tabla 3. 2 Características del acero ASTM A572

Grado	<i>Limite elástico S_y, min</i>		<i>Resistencia ultima S_u, min</i>		<i>Elongación mínima, %</i>	
	ksi	(Mpa)	ksi	(Mpa)	En 8 in. (200 mm)	En 2 in. (50 mm)
42 (290)	42	(290)	60	(415)	20	24
50 (345)	50	(345)	65	(450)	18	21
55 (380)	55	(380)	70	(485)	17	20
60 (415)	60	(415)	75	(520)	16	18
65 (450)	65	(450)	80	(550)	15	17

Otras propiedades consideradas para el diseño, que para ambos grados tienen el mismo valor, son la densidad $\rho = 0.284 \frac{\text{lb}}{\text{in}^3}$ ó $7860 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$, el módulo de elasticidad $E = 29 \times 10^6 \text{ psi}$ ó 200 GPa y el módulo de corte $G = 11.2 \times 10^6 \text{ psi}$ ó 77.2 GPa .

La torre es una estructura expuesta totalmente a las condiciones climáticas, por lo que se somete a proceso de galvanizado para proteger al acero de la oxidación al exponerse al oxígeno del aire. Para una protección de 20 años el espesor del galvanizado es de 1.5 a 3 milésimas de pulgada, con un peso de 289 a $557 \frac{\text{gr}}{\text{m}^2}$ de zinc. A diferencia de la torre, el bastidor carece de galvanizado, la cubierta lo resguarda de las condiciones climáticas.

El eje principal es construido en acero AISI 1518, el cual es un acero al carbono, que se emplea para componentes de maquinaria que requieren alta resistencia. Este acero se comercializa con el formato de barra perforada. La forma de tubo le permite ahorro de material cuando requiera fabricar piezas que deben tener hueco en su centro, como bujes, engranes o ejes de transmisión. Sus características mecánicas se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3. 3 Propiedades mecánicas del Acero 1518

<i>Propiedades</i>	<i>AISI 1518</i>
<i>Resistencia última mín. S_u ksi (MPa)</i>	80 (551)
<i>Limite elástico mín. S_y ksi (MPa)</i>	58 (350)
<i>Elongación en 2 in (50 mm), %</i>	20

3.2.2. Definición de la geometría

El bastidor adopta un diseño definido por los componentes dentro de la góndola, y por dos dimensiones de referencia, el diámetro del sistema de orientación y el tamaño del rotor. El bastidor se compone de 4 partes: 1) el piso que soporta el generador, 2) los cojinetes y se une al sistema de orientación, una estructura para izar el bastidor con los componentes, 3) un armazón de PTR para soportar la cubierta de fibra de vidrio y 4) un soporte del mismo material para los sensores meteorológicos. En la Figura 3.2 se puede apreciar el bastidor del aerogenerador de 30 kW. (Anexo B)

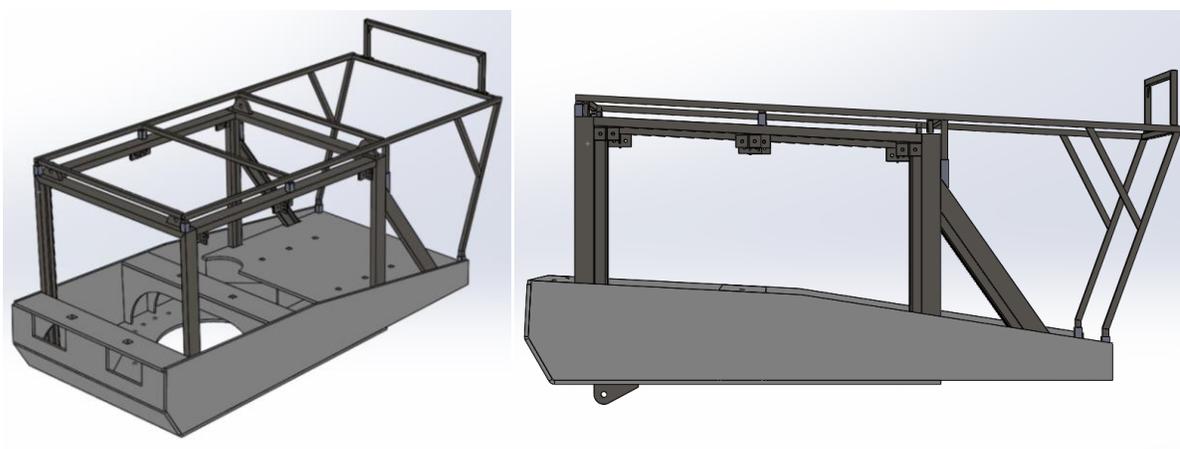


Figura 3. 2 Bastidor del aerogenerador de 30 kW

La unión del sistema de orientación con el bastidor es mediante 30 tornillos M22 grado 10.9. Los espesores empleados para la construcción del bastidor son 5/8 in, para el piso, la base del generador y los soportes de los cojinetes, 3/8 in y 1/2 in para los refuerzos de los dos últimos, respectivamente.

El perfil para la estructura de izaje es Canal C 3×4.1 (in × lb/ft), de acero ASTM A572 grado 50. En cada esquina se coloca una oreja de izaje. Encima de la estructura se coloca el armazón de tubo PTR cuadrado de 1 in y espesor 0.075 in, de acero ASTM A36.

La torre es del tipo tubular, de una sección transversal octogonal, dividida en segmentos con variación de diámetro y espesor de la placa, para reducir material y por consecuencia el peso, como se muestra en la Figura 3.3. El diseño en segmentos facilita y reduce el costo de transportación. La sección 4 tiene un espesor de 1/2 in, se encuentra unida a la cimentación, la sección 3 se fabricó en placa de 3/8 in, y las siguientes de 5/16 in.

La torre es un diseño abatible, como se muestra en la Figura 2.13b, con un soporte donde se aloja el pistón y permite el movimiento de éste, para generar una trayectoria angular en la estructura de la torre hasta alcanzar su posición vertical. (Anexo A)

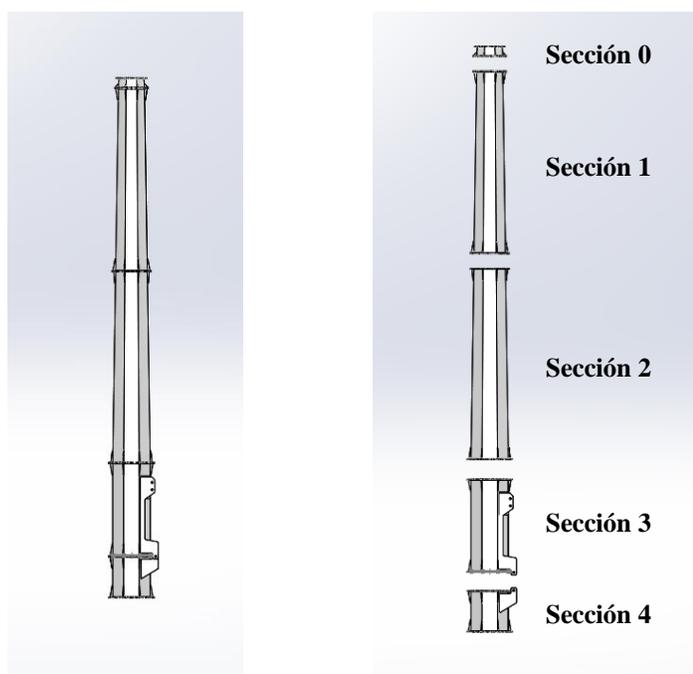


Figura 3. 3 Torre de aerogenerador de 30 kW

La sujeción entre las bridas de cada tubo es con 40 tornillos estándar de 1 ¼ in-7×4 in grado 8, con un vástago sin roscar mayor de 1 ¼” y menor de 2 ½” para evitar el roscado en el plano de corte ubicado entre bridas. La sujeción de la brida superior con el sistema de orientación es con 30 tornillos M20 grado 10.9.

El parámetro geométrico de referencia es unión bridada entre el sistema de orientación (Anexo C) con la torre y la góndola. Esta condición geométrica define el ancho y largo de la góndola y el diámetro menor a 18 metros de altura de la torre. El modelo del dispositivo es el SP-H 0955 de la marca IMO, cuyas dimensiones se muestran en la Figura 3.4. La selección de este dispositivo se origina del modelo realizado en el programa FOCUS 6 por el equipo de trabajo del proyecto P10 del CEMIE-eólico y apoyo técnico de la empresa proveedora.

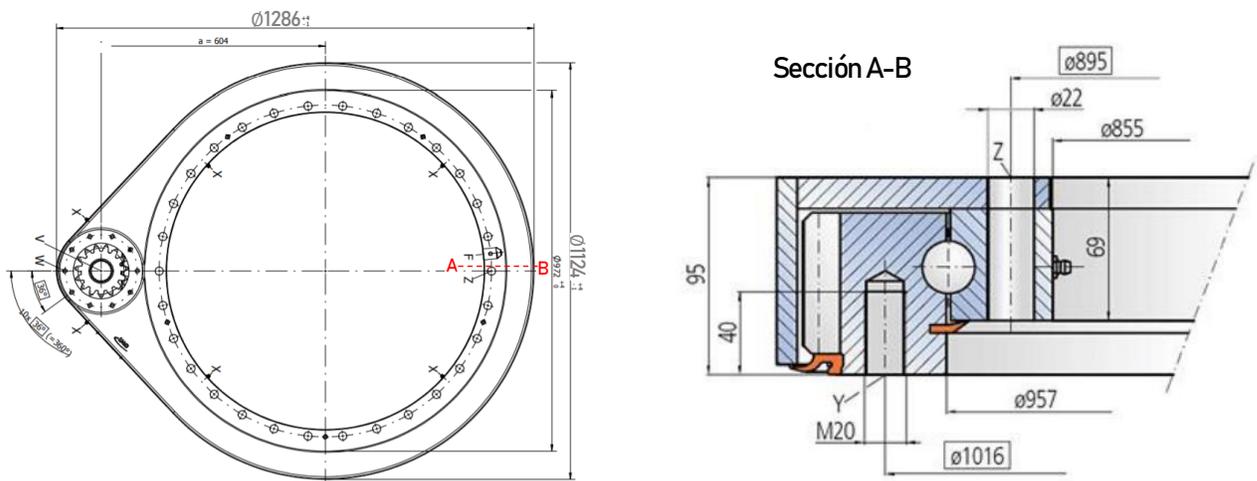


Figura 3. 4 Sistema de orientación del aerogenerador

En la Figura 3.5 se puede apreciar que el eje principal está compuesto de dos elementos, una flecha y una brida, unidas con 8 tornillos (Anexo D). La brida cuenta con tres círculos de barrenos para colocar tornillos de diferentes dimensiones. El círculo externo con 12 barrenos para unir el cubo del rotor, el siguiente permite fijar el disco de bloqueo, y con el interno se logra la unión con la flecha, con tornillos de alta resistencia de 5/8 in, M14 y 1/2 in, respectivamente. La flecha tiene una variación de diámetros, el mayor es de 125 mm, que está cerca de la brida, el menor es de 110 mm, donde se coloca el acoplamiento que une al generador con el eje.

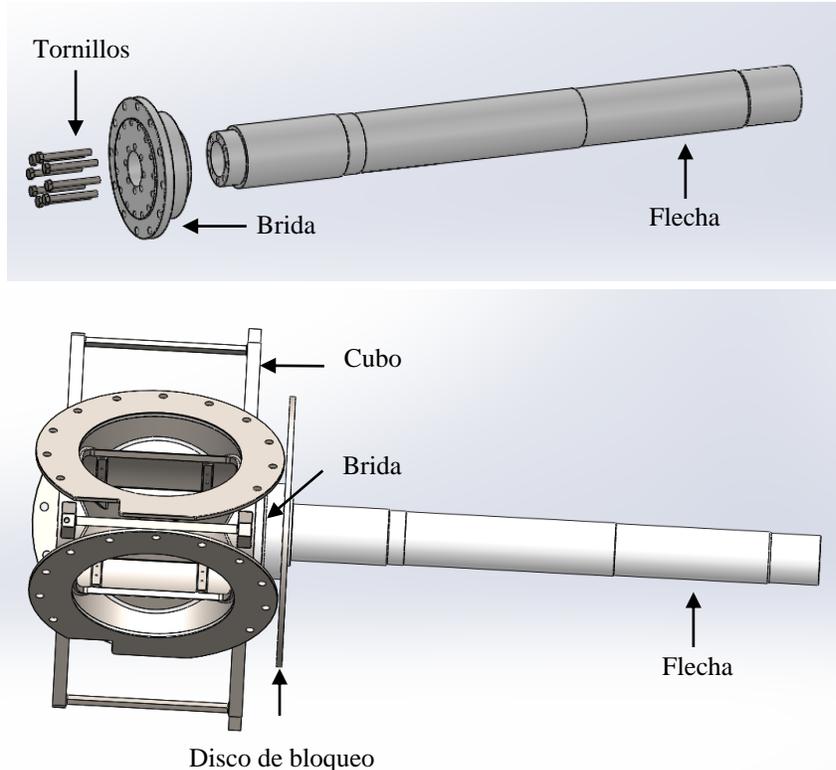


Figura 3. 5 Eje principal de un aerogenerador de 30 kW

3.3. Cambios en el diseño del aerogenerador

Antes de realizar la fabricación de cualquier elemento fue necesario revisar y analizar, con el área de Ingeniería y Producción de la empresa METALPOL, los planos generados a partir de los modelos CAD. Con las revisiones se identificaron cambios necesarios en el diseño de algunas piezas, para un correcto ensamble y funcionamiento. En el caso de la torre, los elementos modificados fueron las bridas, cartabones y el sistema de izaje.

3.3.1. Cambios de diseño en el bastidor

El diseño del bastidor evolucionó, no sólo componentes del sistema de transmisión, sino también por el plan de montaje. La idea es instalar el bastidor unido al sistema de orientación en la torre, por lo tanto, el piso del bastidor y la estructura de izaje deben ser lo suficientemente rígidas para soportar la masa total, reduciendo sus deformaciones y desplazamientos.

El ensamble de cada componente en el bastidor es un aspecto relevante. Se debe tomar en cuenta los tipos de herramientas que se usarán para fijar cada elemento y éstas puedan realizar su función adecuadamente.

3.3.2. Cambios en la torre

La primera modificación realizada a la torre fue reducir la longitud de la sección 1; se agregó un quinto segmento, la sección 0, que une el resto de la torre con el sistema de orientación. Se adicionó esta pieza con el fin de facilitar el montaje de la góndola con el sistema de orientación sobre la torre.

Tabla 3. 4 Concentrado de características geométricas y peso

	<i>Altura</i> (m)	<i>Placa</i> (m)	<i>Forma</i> 	<i>Diámetro</i> (m)	<i>Peso</i> (kg)
<i>Sección 0</i>	0.366	5/16"	Cónica	0.86-0.89	351.83
<i>Sección 1</i>	6.350	5/16"	Cónica	0.89 - 1.095	1498.87
<i>Sección 2</i>	6.662	5/16"	Cónica	1.095 - 1.3	1876.78
<i>Sección 3</i>	3.244	3/8"	Tronco	1.3	1711.76
<i>Sección 4 (base)</i>	1.444	1/2"	Tronco	1.3	1012.36

En el diseño original no se consideró la dimensión de la soldadura de unión entre las bridas con los tubos, presentándose una interferencia entre el cordón de soldadura y las tuercas, como se muestra en la Figura 3.6.

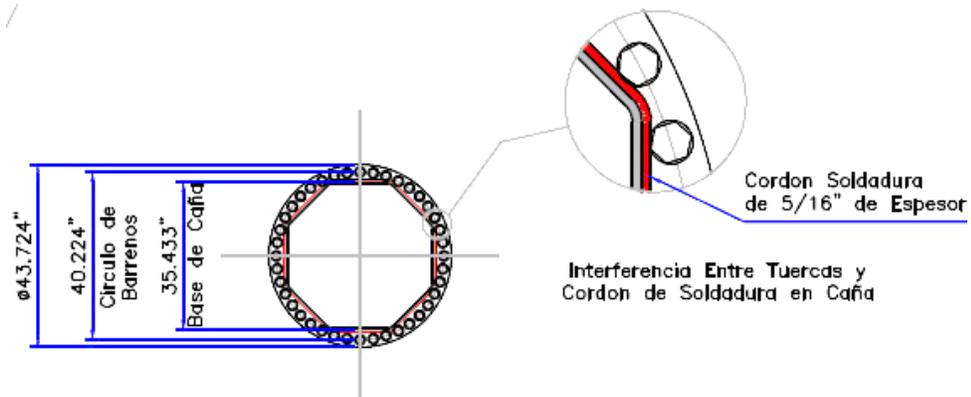


Figura 3. 6 Interferencia de tuercas con cordón e soldadura

Como solución se propuso aumentar el diámetro exterior y el diámetro del círculo de barrenos de todas las bridas, a excepción de la superior, porque sus dimensiones son definidas por la corona del sistema de orientación.

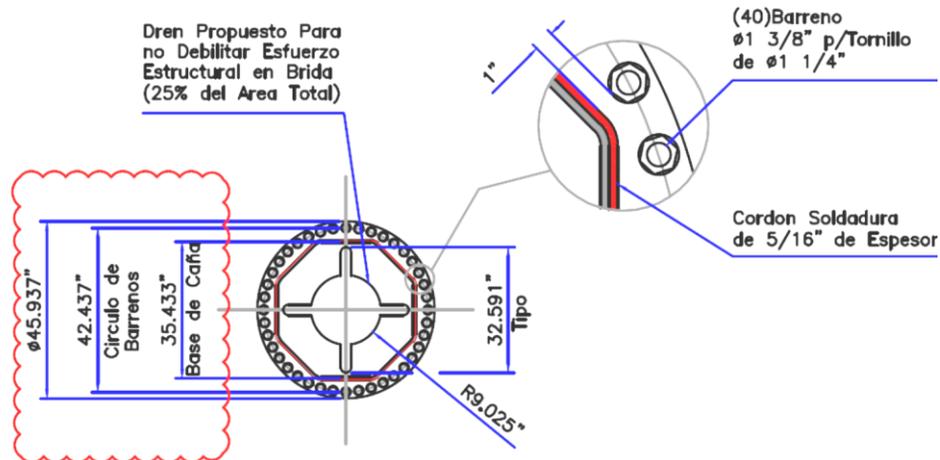


Figura 3. 7 Modificación de bridas por interferencia entre tuercas y cordón de soldadura

Este aumento de dimensiones generó una interferencia en las bridas que se encuentran en la articulación de los primeros dos segmentos con el sistema de izaje. Al momento de girar la torre, como se muestra en la Figura 3.8.

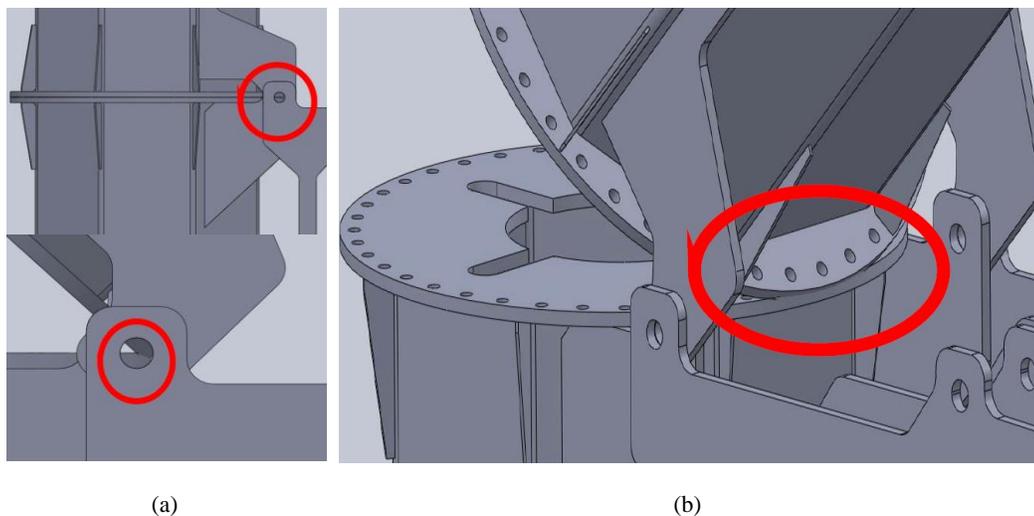


Figura 3. 8 Interferencia entre bridas

Las bisagras sufrieron cambios en sus dimensiones, de modo que le permitieran girar sin hacer interferencia en las bridas, como se muestra en la Figura 3.8 (a); las líneas rojas son el diseño original y las negras son el material que se agregó para un giro óptimo. En la parte superior de la bisagra inferior se retira material para evitar interferencia con los tornillos de la brida y se compensa agregando material en la parte inferior, al igual que en la bisagra superior. Este rediseño causó un desplazamiento de los barrenos superiores de la bisagra superior.

Además, el área interna de las bridas era insuficiente para unir las soldadura a los tubos. Según la Figura 3.9, el segundo diseño consiste en diámetro interno menor al diseño original y una ranura tipo cruz para eliminar material. En el tercer diseño se descarta la ranura, para evitar que los cables que pasan por el centro de la torre se introduzcan en ella, y se opta por unos cuatro círculos para reducir peso.

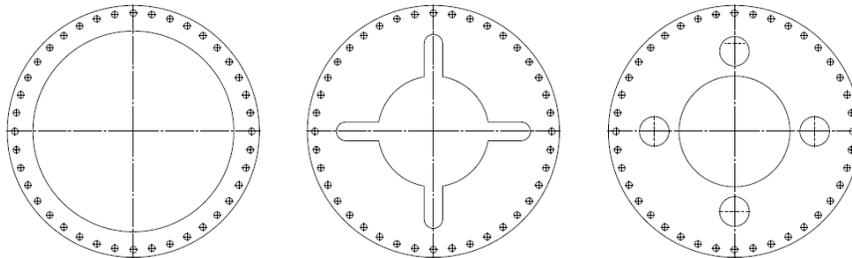


Figura 3. 9 Transformación del diseño de la brida

La unión de las articulaciones de los pistones, trinquete y la bisagra principal con el sistema de izaje y la torre se realiza mediante pernos y bujes. Dependiendo de la articulación, la longitud del perno cambia, los más largos unen los pistones al sistema de izaje (Figura 3.10b1), los medianos articulan el otro extremo de los pistones y el trinquete con la torre (Figura 3.10b2) y los más cortos vinculan la bisagra principal, uniendo el sistema de izaje y los primeros dos segmentos (Figura 3.10b3).

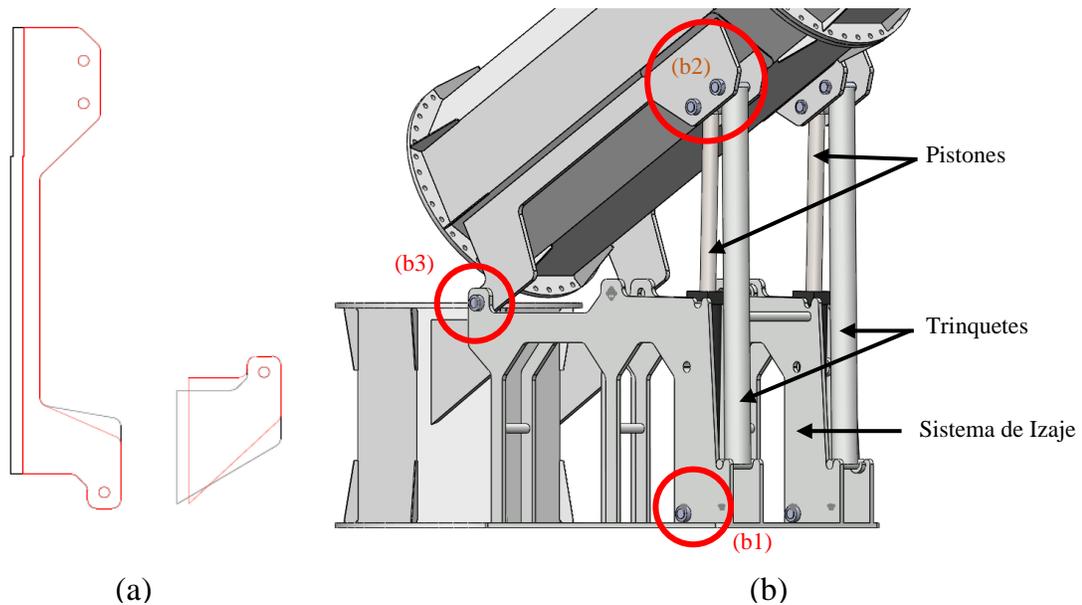


Figura 3. 10 (a) Modificación de articulación, (b) elemento de sujeción en articulaciones del sistema

Los cartabones son refuerzos de unión entre las bridas y tubos. Cada tubo cuenta con dieciséis cartabones, ocho en cada extremo, a excepción del más corto que sólo tiene un extremo. La modificación de este elemento fue mínima y se muestra en la Figura 3.11, sólo se realizó un bisel en la esquina que tiene contacto con la brida y el tubo, para evitar burbujas en el proceso de galvanizado.

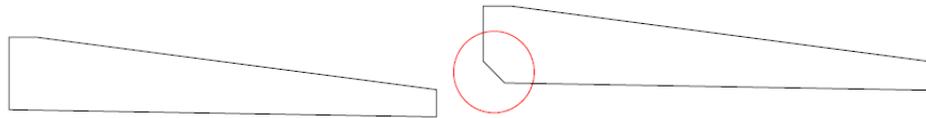


Figura 3.11 Modificación de cartabones

Además, se agregaron otros componentes como orejas de izaje, para simplificar el montaje de cada segmento, y peldaños, para subir a la pequeña plataforma de la góndola. Cada tubo cuenta con cuatro cañas, dos en cada extremo, cerca de la unión con las bridas. Cuando el tubo o caña (como le denomina METALPOL), tiene un diámetro mayor a 300 mm, la ubicación de los peldaños es a 180° respecto uno del otro, y cuando es menor a 300 mm, los peldaños se ubican en los lados internos de los tubos.

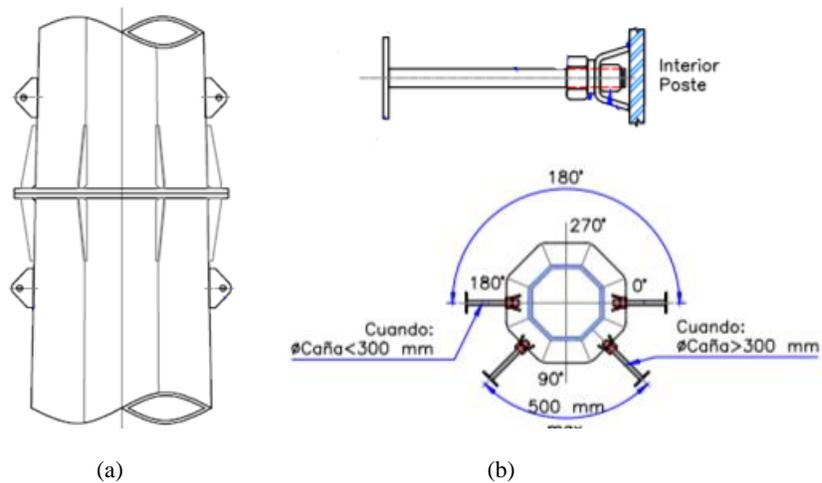


Figura 3.12 (a) Orejas de izaje en torre, (b) peldaños de la torre

Otro elemento añadido para alinear la brida superior de la sección 4 con la brida inferior de la sección 3, durante el proceso de abatimiento. En la brida se ubican dos guías que alinean en dirección x, y z, según las coordenadas del modelo CAD. Consiste en una cruz y placa cónica, como se muestra en la Figura 3.13.

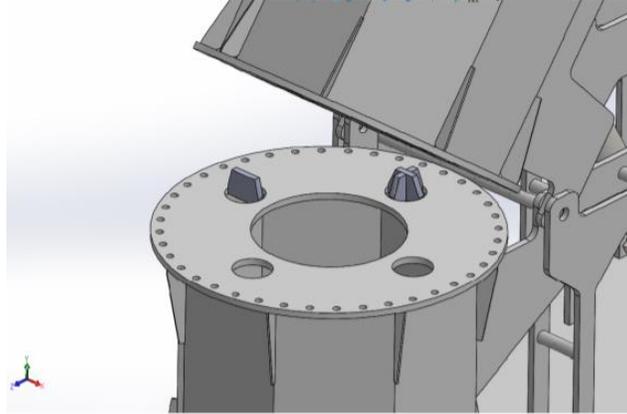


Figura 3. 13 Guías de alineamiento

3.3.3. Cambios en el eje

El diseño inicial del eje principal consistía en una pieza completa, totalmente maquinada. Con este diseño la materia prima requerida era una barra con un diámetro y largo mayor a 280 mm y 1280 mm, respectivamente. El material por remover hubiera sido demasiado, ya que el diámetro menor del eje es de 110 mm. Analizando el costo y tiempo de fabricación se buscó una alternativa para la aplicación. El eje se dividió en dos secciones, como se mencionó anteriormente, por lo que se eligieron dos barras de diferentes diámetros y largos, apenas unos cm mayores al diámetro mayor de cada elemento, para que el material removido fuera el mínimo. Además, se consideró agregar un escalón en la flecha, donde se une a la brida, sirviendo como refuerzo y como guía de alineación entre los dos elementos.

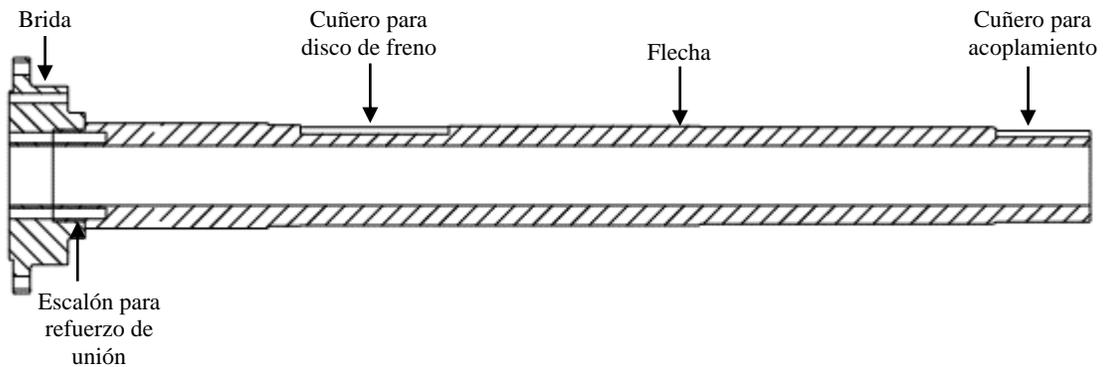


Figura 3. 14 Diseño del eje principal

Capítulo 4. Cálculo de cargas del aerogenerador de eje horizontal

Existen diferentes métodos para obtener las cargas a las que es sometido un aerogenerador. El análisis aeroelástico es un método para realizar una aproximación del diseño, y así definir los componentes que conforman el aerogenerador, como el eje, la góndola, la torre, entre otros. La simulación se realiza en FOCUS 6.3, un programa usado para obtener el comportamiento del aerogenerador bajo condiciones reales, en estados estacionario y dinámico, según los casos de carga referidos en el estándar IEC61400-1. Entre los resultados se obtienen las fuerzas máximas a las que está sujeto cada componente, con ellas se realiza un análisis estructural con programas que utilizan el método de elementos finitos, como SolidWorks.

4.1. Estándar IEC 61400-2 Small wind turbines

El estándar empleado para este proyecto es el IEC 61400-2, es un derivado del IEC 61400-1, que aborda los requisitos de seguridad, calidad, integridad y diseño de pequeños aerogeneradores que están sometidos a condiciones externas, que pueden afectar su operación, y por lo tanto su vida útil. Estas condiciones externas pueden ser normales o extremas; las primeras se refieren a las cargas estructurales o condiciones de operación, y las segundas a condiciones externas inusuales, pero potencialmente críticas.

El estándar IEC 61400-2 establece las pautas para determinar un conjunto de casos de carga de diseño y proporciona métodos detallados, que pueden usarse en forma individual o combinada, para calcular diferentes tipos de cargas. El método de cargas simplificadas (SLM) consiste en un conjunto de fórmulas simplificadas para ciertas configuraciones de aerogeneradores, y en algunos casos de cargas de condiciones externas. También se puede utilizar un modelo de simulación de dinámica estructural para determinar las cargas en un rango de velocidades de viento, usando las condiciones de turbulencia y extremas del viento.

Por último, en caso de que las cargas de diseño se deriven de mediciones de carga, éstas deben tomarse en condiciones lo más cercano posible a las descritas en el estándar, para utilizarlas en un nuevo diseño.

Un aerogenerador debe analizarse bajo las cargas que experimenta durante toda su vida útil, no sólo las causadas por el viento sino también las de operación, cómo el sistema de control y el de protección, tal como el frenado o la regulación del paso de las palas. Los casos de carga provistos por el estándar, mostrados en la Tabla 4.1, son casos particulares de siete situaciones de diseño bajo diferentes modos de operación del viento, que son determinados en por FOCUS 6.3. [31]

Tabla 4. 1 Conjunto de casos de carga de diseño (DLC) para simulación por modelo aeroelástico

<i>Situación de diseño</i>	<i>Casos de carga</i>		<i>Condición viento</i>	<i>Otras condiciones</i>	<i>Tipo de análisis</i>
1) <i>Generación</i>	1.1	NTM	$V_{in} < V_{hub} < V_{out} \text{ ó } 3 * V_{ave}$		F, U
	1.2	ECD	$V_{hub} < V_{design}$		U
	1.3	EOG ₅₀	$V_{in} < V_{hub} < V_{out} \text{ ó } 3 * V_{ave}$		U
	1.4	EDC ₅₀	$V_{in} < V_{hub} < V_{out} \text{ ó } 3 * V_{ave}$		U
	1.5	ECG	$V_{hub} = V_{design}$		U
2) <i>Generación y ocurrencia de falla</i>	2.1	NWP	$V_{hub} = V_{design} \text{ ó } V_{out} \text{ ó } 2.5 * V_{ave}$	Falla en sistema de control	U
	2.2	NTM	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control o protección de sistema	F, U
	2.3	EOG ₁	$V_{in} < V_{out} \text{ ó } 2.5 * V_{ave}$	Perdida de conexión eléctrica	U
3) <i>Paro normal</i>	3.1	NTM	$V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F
	3.2	EOG ₁	$V_{hub} = V_{out} \text{ ó } V_{max}$		U
4) <i>Emergencia o paro manual</i>	4.1	NTM	Determinado por el fabricante		U
5) <i>Carga de viento extrema, estática o en vacío</i>	5.1	EWM	$V_{hub} = V_{e50}$	Posible pérdida de conexión a la red	U
	5.2	NTM	$V_{hub} < 0.7V_{ref}$		F
6) <i>Condición de falla y apagada</i>	6.1	EWM	$V_{hub} = V_{e1}$		U
7) <i>Transporte, mantenimiento y reparación</i>	7.1	Determinado por el fabricante			U
Etiqueta F: Cargas de Fatiga / U: Cargas últimas					

Para el diseño propuesto se utilizan varios tipos de condiciones de viento: turbulencia normal (NTM), perfil vertical normal (NWP), ráfaga extrema de operación (EOG), cambio extremo de dirección (EDC), ráfaga coherente extrema (ECG), ráfaga coherente extrema con cambio de dirección (ECD), cortadura extrema (EWS).

Los casos de carga se determinan a partir de las situaciones de funcionamiento, según la Tabla 4.1. En generación, el aerogenerador se encuentra en operación, conectado a la carga eléctrica. Se considera el desequilibrio del rotor, el másico y aerodinámico y también el desalineamiento del sistema de orientación y los errores del sistema de control. Cualquier falla significativa en los sistemas de control, protección, o eléctrico que se presentan cuando el aerogenerador está en funcionamiento, deben ser analizadas. En la tercera situación, se incluyen todos los eventos que resultan en cargas en los aerogeneradores durante situaciones transitorias normales, en producción, paro, o en posición bandera. Existen casos en donde se presentan cargas derivadas de las paradas de emergencia y manual. Cuando el aerogenerador no opera, la carga considerada es por la condición de la velocidad extrema del viento. Además, se debe analizar el aerogenerador cuando una falla, que no es de desconexión de la red eléctrica, produce un cambio en su comportamiento normal cuando no está en operación, Por último, se deben considerar las cargas causadas por la transportación, el ensamble, la instalación y el mantenimiento del aerogenerador. [9]

4.1.1. FOCUS 6.3.

El programa FOCUS 6.3 es un programa modular para el diseño de aerogenerador que considera: prediseño de rotores, cálculo de casos de carga de acuerdo con estándares internacionales como el IEC y DNV GL, análisis de esfuerzos y fatiga, entre otros aspectos. Cuenta con una herramienta conocida como PHATAS “*Program for Horizontal Axis wind Turbine Analysis and Simulation*”, desarrollada para el cálculo del comportamiento dinámico con respecto al tiempo y las cargas presentes en el rotor y la torre de un aerogenerador de eje horizontal. Para describir el comportamiento aerodinámico y estructural de la máquina PHATAS considera las situaciones de diseño como arranques, paradas y situaciones de falla.

Antes de realizar un estudio aeroelástico se debe modelar el aerogenerador que se realiza en base a modelos generados en programas de diseño CAD 3d, como SolidWorks. A partir de estos modelos se obtiene una representación en FOCUS 6.3, para después determinar una serie de parámetros que describen cada componente del aerogenerador a simular y obtener las cargas que inciden sobre la torre, el eje y la góndola.

Entonces, el proceso para determinar el diseño de los elementos inicia con los casos de carga, ya sea causadas por el viento, factores ambientales o modos de operación. Después se elige un medio para obtenerlas, como la simulación aeroelástica. Para conocer los esfuerzos y deformaciones de la estructura de un diseño propuesto se calculan las cargas estructurales; se deben tener en cuenta las técnicas de manufactura, los materiales, requerimientos de rigidez y diseños estándar, que cumplan con el factor de seguridad recomendado por las normas de este tipo de sistemas, respetando los límites de tensión y fatiga. [9]



Figura 4. 1 Proceso de diseño

Los márgenes de seguridad de la tensión calculada con respecto a la tensión permisible se expresan por los factores de seguridad; se requieren para compensar las inexactitudes y desviaciones de los modelos matemáticos idealizados de la realidad y las incertidumbres siempre presentes en los supuestos de carga. Los factores de seguridad se deben aplicar con respecto al análisis de esfuerzos. La siguiente tabla indica el rango de factores que se aplican, según el estándar IEC.

Tabla 4. 2 Factores de seguridad de acuerdo a la IEC

<i>Fuente de la carga</i>	<i>Cargas normales en condiciones de carga normales y extremas del viento</i>	<i>Cargas anormales en estados de falla con condiciones de viento normal</i>
<i>Aerodinámica</i>	1.35	1.10
<i>Operacional</i>	1.35	1.10
<i>Gravedad</i>	1.10 ^a	1.10
<i>Inercia</i>	1.25	1.00

^a Factor incrementado a 1.35 si las masas no son determinadas por el peso.

4.2. Cargas características en un sistema eólico

Para el diseño de un aerogenerador se deben estimar el conjunto de cargas o esfuerzos al que estarán sometidos sus elementos mecánicos en estado estacionario y dinámico. Conocer las cargas permitirá determinar las cualidades de los componentes, como su geometría y material de construcción. Los componentes estructurales y mecánicos del aerogenerador están sujetos a resistir las cargas finales o límite, la carga de fatiga y cumplir con los requisitos de rigidez. El requisito que rige la selección final de los materiales y el dimensionamiento de las estructuras se conoce como controlador de diseño de los componentes; la Tabla 4.2 muestra la guía de diseño para los principales componentes.

Tabla 4. 3 Control de diseño para diferentes componentes de un aerogenerador

<i>Componente</i>	<i>Última</i>	<i>Fatiga</i>
<i>Rotor</i>		■
<i>Palas y cubo</i>		
<i>Tren de potencia</i>		
<i>Eje de baja velocidad</i>		■
<i>Caja de engranes</i>		■
<i>Eje de alta velocidad</i>	■ (Frenado)	
<i>Góndola</i>		
<i>Bastidor</i>	■ (Rígidez)	■
<i>Sistema de orientación</i>	■ (Frenado)	
<i>Torre</i>	■ (Rígidez, Estabilidad)	
<i>Cimentación</i>	■ (Frenado)	

Cualquier material tiene una tensión máxima que puede resistir antes de fallar. Por ello se añade un factor de seguridad para limitar al material a un porcentaje de su capacidad final. Si el material supera su tensión máxima fallará repentinamente, causando daños irreversibles. Los tipos de cargas y tensiones que son naturales para un aerogenerador son muy probablemente a causa de la fatiga en los miembros de la estructura. La fatiga es un proceso progresivo que culmina en la fractura del material sujeto a cargas cíclicas (repetitivas). Un aerogenerador debe ser estable en su rango de velocidad de operación para aprovechar al máximo su potencial de mayor captura de energía y reducción de picos de carga. Por último, una flexión excesiva provocará que el material de cualquier componente sobrepase su resistencia máxima. [12]

De acuerdo con el estándar IEC, los tipos de carga considerados para un análisis estructural son las cargas propias del sistema, las causadas por el flujo del aire y las resultantes por su operación.

4.2.1. Tipos de cargas

Las fuentes de carga que actúan sobre un aerogenerador se atribuyen a efectos aerodinámicos, gravitacionales, inerciales y de operación. Estas fuentes pueden producir cargas simultáneamente causando efectos acumulativos. La Figura 4.2 muestra el efecto de cada una de ellas, dividiéndolas en cargas estables e inestables. [9]

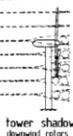
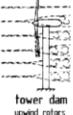
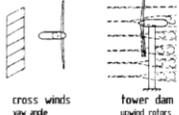
	Aerodynamic forces	Inertial and gravity forces
steady loads	 <p>steady mean wind speed</p>	 <p>centrifugal forces</p>
unsteady loads	 <p>vertical wind shear</p>  <p>tower shadow downwind rotors</p>	 <p>gravity forces</p>  <p>gyroscopic forces</p>
	 <p>cross winds</p>  <p>yaw angle</p>  <p>tower dam upwind rotors</p>	
non-cyclic loads	 <p>wind turbulence</p>	

Figura 4. 2 Efecto de las cargas aerodinámicas, gravitatorias, inerciales en un aerogenerador.

Además, las cargas se dividen en 4 tipos:

1. Las *constantes*, cargas propias de la estructura, que no cambian en toda la vida útil del aerogenerador o en un periodo de tiempo largo. Las cargas constantes son aquellas donde su valor es conocido y su comportamiento es predecible, provienen del propio aerogenerador. El peso de los componentes es un ejemplo de estas cargas, así como las fuerzas centrifugas por la rotación del rotor.

2. Las *cíclicas* son esfuerzos mecánicos que actúan sobre el sistema, que varían en el tiempo y se repiten periódicamente, como la cortadura del viento, el efecto sobra de la torre, la desalineación, el peso del rotor, ente otras.
3. Las *transitorias* son cargas causadas en un lapso del tiempo, principalmente por efecto de operación del aerogenerador, las más comunes son por arranque o el frenado de emergencia.
4. Las cargas *aleatorias* son causadas por la turbulencia del viento, por su comportamiento estocástico; la variación de velocidad del espacio y el tiempo causan una rápida variación en las fuerzas aerodinámicas sobre el rotor.

Bajo estas cargas externas todos los elementos del sistema tienden a vibrar a ciertas frecuencias denominadas naturales o resonantes cuando son expuestos a las cargas externas. Las frecuencias naturales de los componentes deben ser diferentes entre sí para evitar la resonancia. Este fenómeno puede provocar el colapso de todo el sistema, por lo que es un parámetro significativo para determinar las modificaciones del diseño, cambiando dimensiones, geometría o materiales. [6]

4.3. Obtención de cargas

En este apartado se determinarán los valores de las distintas fuerzas que se utilizaron para el diseño y el correcto dimensionamiento de los tres componentes evaluados en este trabajo.

4.3.1. Cargas fijas

Los valores que se contemplan como cargas fijas son la masa de la góndola (con sus componentes), el rotor y la torre, que se muestran en la Tabla 4.4.

Tabla 4. 4 Concentrado de masas

<i>Peso de góndola y componentes principales</i>			
	Unidades (pza.)	Peso unitario (kg)	Peso total (kg)
<i>Palas</i>	3	90	270
<i>Cubo y Sistema pitch</i>	1	550	550
<i>Eje</i>	1	95	95
<i>Rodamientos principal y central</i>	1	115	115
<i>Sistema de freno</i>	1	105	105
<i>Sistema de bloqueo</i>	1	55	55

<i>Acoplamiento</i>	1	47	47
<i>Sistema de orientación</i>	1	346	346
<i>Generador</i>	1	700	700
<i>Bastidor con estructuras</i>	1	825	825
<i>Otros</i>	1	46	46
		Σ Masa Total	3500

Sumando la masa de todas las secciones la torre (Table 3.4) más los accesorios (bridas y tornillos) el sistema de orientación (con pistones y trinquete) la masa total es de 10.5 ton. Entonces el peso de la torre y la góndola es:

$$\text{Peso de góndola} = 34.34 \text{ kN} \quad (4.1)$$

$$\text{Peso torre} = 103.5 \text{ kN} \quad (3.2)$$

4.3.2. Cargas externas por análisis aeroelástico y estándar IEC

La siguiente tabla muestra las fuerzas obtenidas del análisis aeroelástico por FOCUS6.3, a diferentes alturas y con distintos casos de carga. [32]

Tabla 4.5 Cargas extremas del aerogenerador de 0 a 18 metros

Valores absolutos de cargas extremas incluyendo factor de seguridad

<i>m</i>		X	Y	Z	M _x	M _y	M _z
18	ABS. MAX.	14557	31437	47009	34765	28383	20702
	Caso	5	4289	8104	8103	2183	2186
	Factor	1.35	1.35	1.5	1.5	1.35	1.35
11.35	ABS. MAX.	17725	36355	65429	228822	102664	20702
	Caso	5	4289	8104	4289	5	2186
	Factor	1.35	1.35	1.5	1.35	1.35	1.35
4.688	ABS. MAX.	25967	40407	88039	488519	233246	20702
	Caso	5	4289	8104	4289	5	2186
	Factor	1.35	1.35	1.5	1.35	1.35	1.35
1.444	ABS. MAX.	27578	40049	102313	617473	319333	20702
	Caso	5	4289	8104	4289	5	2186
	Factor	1.35	1.35	1.5	1.35	1.35	1.35
0	ABS. MAX.	27704	39970	112345	685489	366293	20702
	Caso	6104	8106	8104	6262	4293	2186
	Factor	1.35	1.35	1.5	1.35	1.35	1.35

El sistema de frenado debe ser capaz de llevar el rotor al modo de ralenti o detener completamente cualquier condición de operación. En el caso de aerogeneradores con un

sistema de frenado mecánico o eléctrico en el tren de transmisión, el par de frenado puede ser mayor que el máximo. Se asume que el máximo par en el eje es igual al par de frenado más el par de diseño $Q_{diseño}$.

$$M_{x-eje} = M_{freno} + Q_{diseño} \quad (N \cdot m) \quad (3.3)$$

$$Q_{diseño} = \frac{30 P_{diseño}}{\eta \pi n_{diseño}} \quad (N \cdot m)$$

Donde la eficiencia es de $\eta = 0.7$ para una potencia de diseño $P_{diseño} > 20$ kW, y $n_{diseño}$ es la velocidad rotacional de diseño. Si se considera un aerogenerador con caja de engranes, el par de frenado debe ser multiplicado por la relación de la caja, si se encuentra en el eje de alta velocidad. Este dato permite desarrollar una simulación para el eje principal y comprobar la factibilidad del diseño propuesto.

Capítulo 5. Modelado del aerogenerador por elementos finitos

Actualmente el proceso de diseño mecánico se realiza con técnicas especializadas, como el diseño asistido por computadora (CAD) y la ingeniería asistida por computadora (CAE), para obtener resultados más rápidos y confiables. El método de elementos finitos es una técnica de cálculo y análisis, considerada dentro de la CAE, que puede ser aplicada en el análisis estructural de un aerogenerador, a partir de un modelo CAD, para obtener los desplazamientos, deformaciones y tensiones, bajo un escenario simulado, cercano a su operación real

5.1. Fundamentos de método de elementos finitos

Actualmente existen una gran variedad de herramientas y recursos que facilitan y solucionan los problemas de diseño. La computadora es un componente fundamental para el proceso de diseño; el desarrollo asistido por computadora de modelos tridimensionales (3D) permite obtener propiedades como la masa, localización del centro de gravedad y los momentos de inercia de masa. Además, con la CAE se puede realizar un análisis de elemento finito para predecir el comportamiento físico real mediante la simulación virtual de modelos CAD [33]. Este análisis emplea el método de elementos finitos (MEF).

El MEF es un procedimiento numérico para la solución de ecuaciones diferenciales parciales, las cuales describen el comportamiento de un sistema físico. [34] Con el MEF se pueden obtener las variables que representan la evolución del comportamiento de un sistema físico en el espacio y/o tiempo; consiste en dividir el cuerpo, estructura o dominio (medio continuo) en un número de elementos finitos, mediante líneas. El conjunto de elementos finitos forma una partición del dominio llamada discretización. Estos elementos están conectados entre sí por una serie de puntos llamados nodos. En la Figura 5.1 se puede apreciar un conjunto de elementos y nodos al que se le denomina malla. La discretización es un primer paso para que el dominio sea apto para la evaluación numérica y la

implementación en computadoras digitales. La precisión del MEF depende de la cantidad de elementos, del tamaño y de los tipos de elementos de la malla.

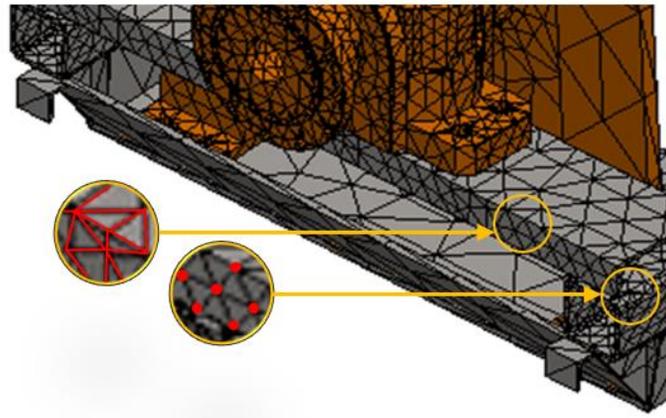


Figura 5. 1 Líneas y nodos del mallado

Algunos tipos de análisis basados en MEF son el análisis estático, dinámico, vibracional, estudios de pandeo, térmico, de fatiga, entre otros. Los estudios estáticos calculan desplazamientos, fuerzas de reacción, deformaciones unitarias, tensiones, la distribución del factor de seguridad y ayudan a evitar fallos ocasionados por altas tensiones. Para realizar un análisis estático se necesita el modelo mallado, las propiedades del material, las sujeciones y las cargas. Por lo tanto, la secuencia de cálculos procede como se muestra en la Figura 5.2.



Figura 5. 2 Secuencia de cálculos

El programa genera y resuelve un sistema de ecuaciones simultáneas lineales de elementos finitos para calcular los componentes del desplazamiento en cada nodo. Posteriormente, calcula los componentes de la deformación unitaria con los resultados obtenidos del desplazamiento. Con los resultados de la deformación unitaria y de las relaciones tensión-deformación unitaria se obtienen las tensiones.

5.1.1. Resultados de un análisis estático

a. Tensión Von Mises

El criterio de máxima tensión de Von Mises se basa en la teoría de la energía de distorsión, la cual es la más empleada para los materiales dúctiles y recomendada para los problemas de diseño. El esfuerzo Von Mises está dado por σ_1 , σ_2 y σ_3 , se expresa de la siguiente forma:

$$\sigma_{vonMises} = \left[\frac{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}{2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (5.1)$$

La teoría propone que un material dúctil sufre fallo cuando el esfuerzo Von Mises es igual o mayor al de la fluencia $\sigma_{vonMises} \geq S_y$. Esta ecuación puede expresarse como una ecuación de diseño mediante:

$$\sigma_{vonMises} = \frac{S_y}{n} \quad (5.2)$$

En el caso de una cortadura τ , hay una forma de relacionar la resistencia con la fluencia cortante.

$$(3\tau_{xy}^2)^{\frac{1}{2}} = S_y \quad \text{o} \quad \tau_{xy} = \frac{S_y}{\sqrt{3}} = 0.577S_y \quad (5.3)$$

b. Deformación unitaria

La deformación ϵ es la variación relativa de la longitud:

$$\epsilon = \frac{\delta L}{L} \quad (5.4)$$

c. Factor de Seguridad

El software *SolidWorks Simulation* evalúa el factor de seguridad en cada nodo, según un criterio de fallos. El factor de seguridad es la relación de [10]:

$$f.s. = \frac{\text{Carga última}}{\text{Carga permisible}}$$

5.2. Bastidor – resultados de simulación

El bastidor es un componente que está bajo cargas que se transmiten desde los cojinetes y el generador. Además, soporta la carga fija del peso de cada uno de los elementos que alojan la góndola. La simulación se lleva a cabo en dos fases, la primera consiste en considerar las fuerzas de empuje y torsión sobre el eje y la masa de los componentes, cuando la torre se encuentra en posición vertical; la segunda considera sólo el peso de los componentes, cuando la torre es abatida.

El modelo de elementos finitos 3D del bastidor fue creado usando elementos de malla sólida en la simulación de SolidWorks. La Figura 5.3 muestra el modelo para estudio. La malla utilizada es basada en curvatura, la cual puede buscar interferencias entre los sólidos antes de mallar, además el mallador puede crear más elementos en zonas de mayor curvatura, automáticamente, sin necesidad de controlar la malla.

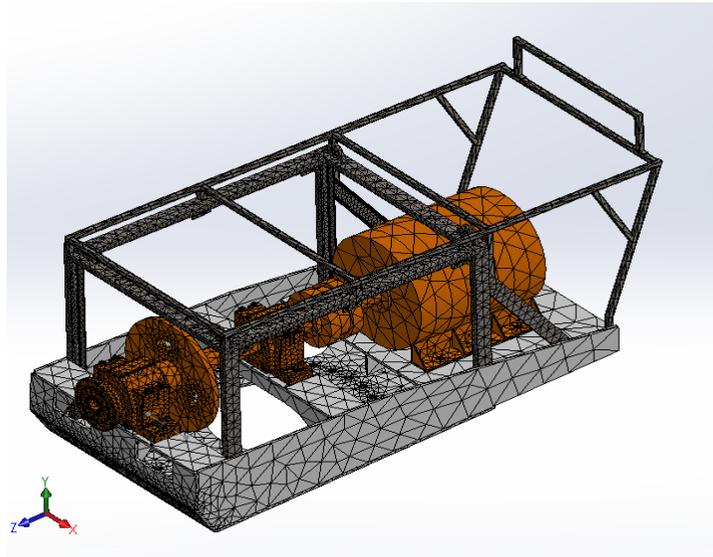


Figura 5. 3 Mallado del bastidor

Los elementos mostrados en color naranja se caracterizan como piezas rígidas para ahorrar tiempo en la simulación. Se consideran como sólidos rígidos debido a que el bastidor es nuestra zona de interés para los cálculos.

5.2.1. Análisis del bastidor bajo cargas externas

En este estudio, la restricción para definir el entorno del modelo es una sujeción fija en la superficie inferior del bastidor, en el área de contacto del sistema de orientación, como se muestra en la Figura 5.4.

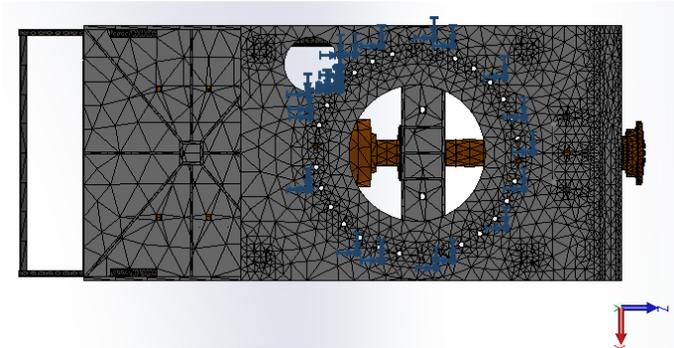


Figura 5. 4 Sujeción del bastidor

Los pesos estructurales y todas las cargas externas se tienen en cuenta como condiciones de contorno. Las fuerzas y la torsión aplicadas en el eje se muestran en la Figura 5.5.

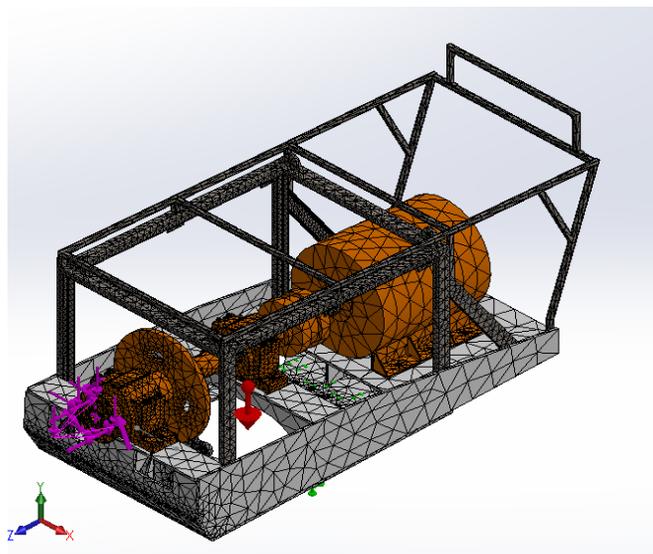


Figura 5. 5 Cargas aplicadas al estudio

La gravedad terrestre estándar 9.81 m/s^2 debe aplicarse en dirección descendente, representada con una flecha roja. En este análisis el rotor del aerogenerador se representa

como una carga remota de 7553 N, considerando su centro de gravedad para aplicarla en el eje.

Por otro lado, el comportamiento de un bastidor depende de la forma, las dimensiones y el material, así como de las cargas a las que es sometido; por ejemplo, entre más alto es el aerogenerador, sus componentes son más grandes, la velocidad del viento aumenta y las cargas cambian. Por lo que no se obtendría el mismo resultado para un bastidor de aerogenerador de 30 kW, que para uno 500 kW o de 1 MW

En la Figura 5.6 (a) se muestra el diagrama de distribución de las tensiones de Von Mises; se puede observar que la tensión máxima es de 57.57 MPa, la cual se ubica en el piso del bastidor, cerca del lado izquierdo del soporte del cojinete central. En el trazado de la Figura 5.6 (b) se puede observar que el desplazamiento máximo se encuentra en la estructura de PTR, con un valor de 0.764 mm, pero en la parte frontal del bastidor, que es de entre 0.305 a 0.458 mm.

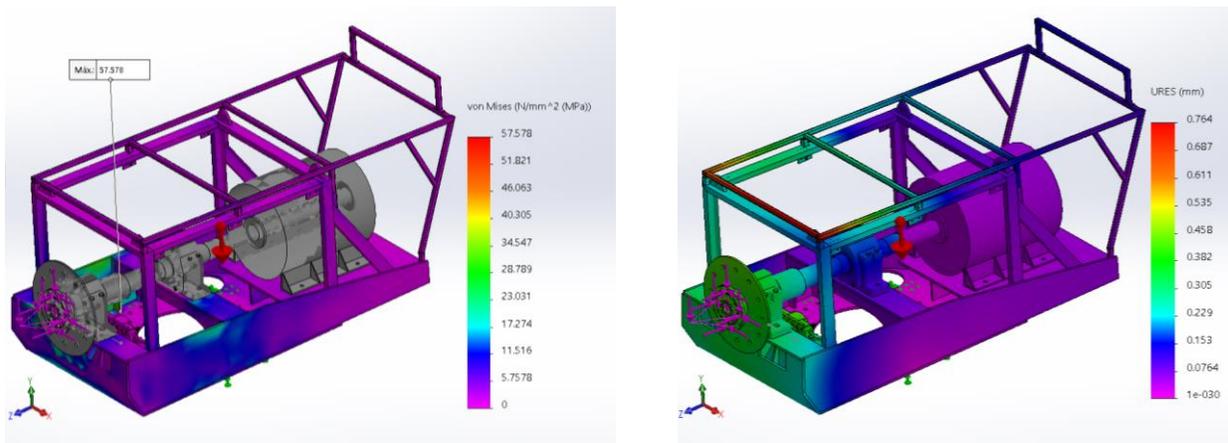


Figura 5. 6 (a) Tensión Von mises y (b) desplazamiento en el bastidor

La máxima deformación unitaria se localiza en la misma zona que la máxima tensión de Von Mises, como se muestra en la Figura 5.7 (a), con un valor 1.651×10^{-4} . Considerando el límite elástico el material empleado, el factor de seguridad del bastidor es de 5.987 según el trazado de la Figura 5.7 (b).

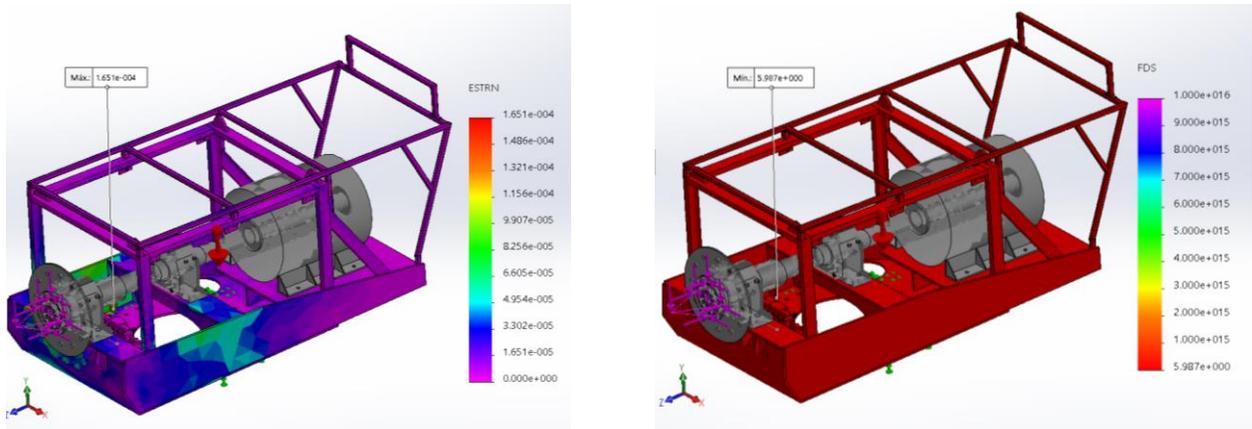


Figura 5. 7 (a) Deformación y (b) factor de seguridad del bastidor

5.2.2. Análisis del bastidor bajo cargas fijas

En este estudio se mantiene la misma sujeción, lo que cambia es la dirección de la gravedad y de la carga remota hacia el eje z , debido a la posición de la góndola cuando la torre se inclina horizontalmente.

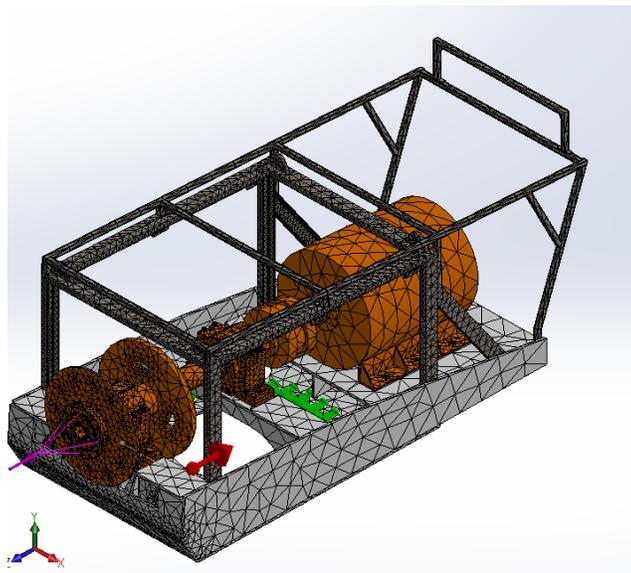


Figura 5. 8 Condiciones de simulación en el bastidor

Los resultados de este estudio se muestran en las Figuras 5.9 y 5.10.

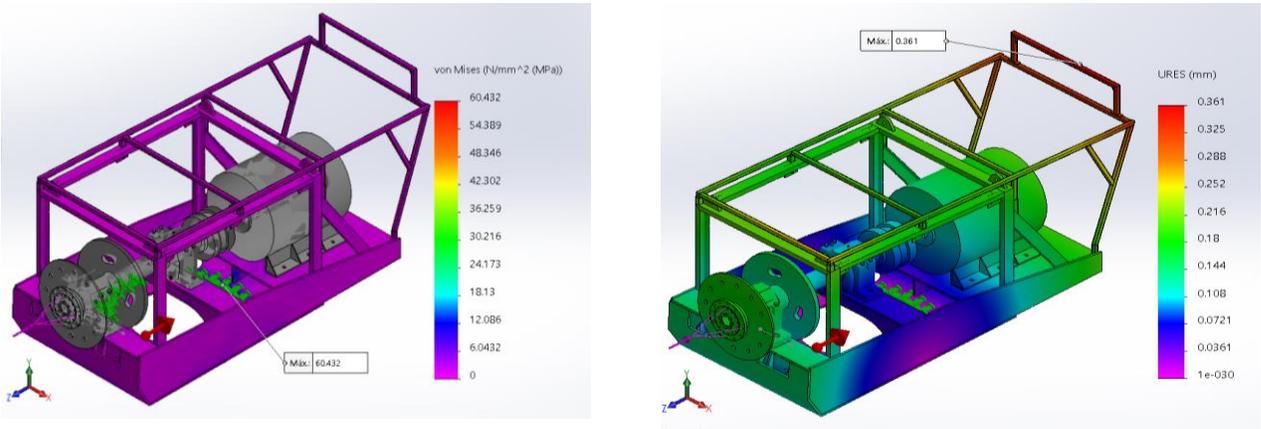


Figura 5. 9 Estudio 2: (a) Tensión Von mises y (b) desplazamiento en el bastidor

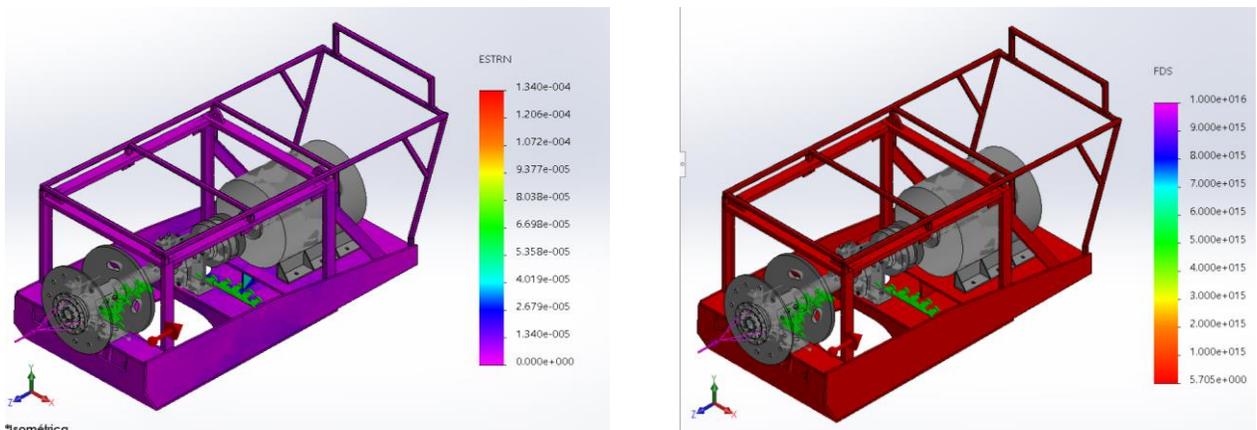


Figura 5. 10 Estudio 2: (a) Deformación y (b) factor de seguridad del bastidor

El esfuerzo máximo obtenido es de 60.432 N/mm^2 , resultado con un factor de seguridad de 5.705. El desplazamiento y la deformación máximas son de 0.361 mm y 1.34×10^{-4} , respectivamente.

5.2.3. Análisis del bastidor durante montaje

Para izar el bastidor y montarlo sobre la torre, éste se sujeta de cuatro orejas ubicadas en la estatura de canal C; estas son sujeciones de geometría fija en el estudio. La gravedad

se aplica en dirección del eje y , y se agrega la masa del sistema de orientación y el segmento 0 de la torre, cómo se muestra en la Figura 5.11.

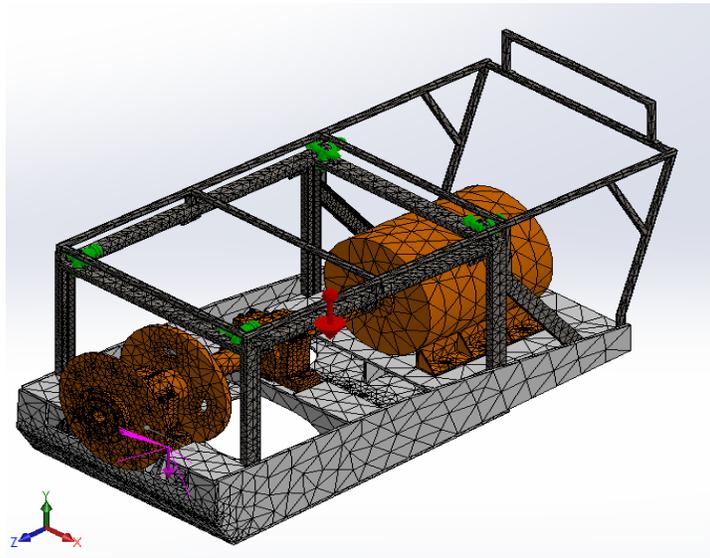


Figura 5. 11 Sujeciones y cargas en el bastidor

Los valores máximos obtenidos del estudio son de 82.183 N/mm^2 , 0.455 mm y 2.687×10^{-4} , de la tensión de Von Mises, los desplazamientos y la deformación, respectivamente. El factor de seguridad de 3.04, al igual que los resultados anteriores, se encuentra dentro del límite elástico del material utilizado en el bastidor.

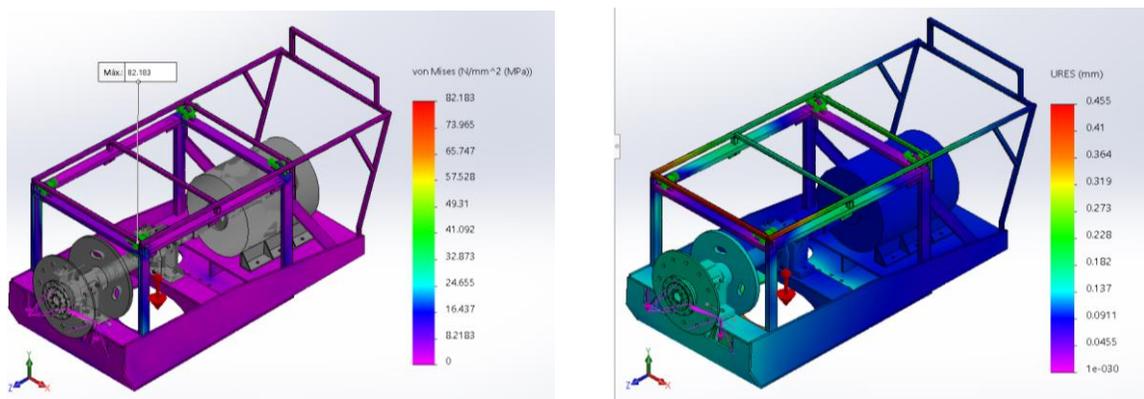


Figura 5. 12 Estudio 1: (a) Tensión Von mises y (b) desplazamiento en el bastidor

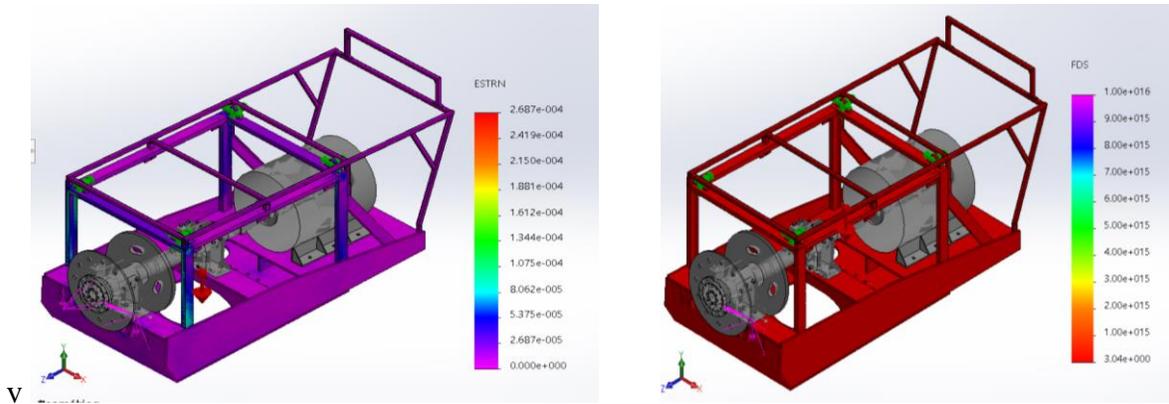


Figura 5. 13 Estudio 1: (a) Deformación y (b) factor de seguridad del bastidor

5.3. Torre – resultados de simulación

La torre es un elemento que tiene un comportamiento similar a una viga en voladizo, en las dos posiciones que le atribuye su sistema abatible: horizontal y vertical. Se caracteriza por no contar con un apoyo en el extremo libre y someterse a cargas transversales, donde las fuerzas internas en el elemento son la fuerza cortante y el momento flector, creando esfuerzos normales y cortantes. [33] El análisis de la torre puede realizarse con la teoría elástica para vigas, por ser un elemento estructural sujeto a esfuerzos compuestos por tensiones a tracción y compresión. [34] En este caso de estudio el análisis se realiza en el programa *SolidWorks Simulation*, donde se obtienen los esfuerzos o tensiones, las deformaciones, desplazamientos y factor de seguridad a lo largo de la torre.

La diferencia entre la posición horizontal y vertical radica en las cargas aplicadas. En operación normal (vertical, como una columna), la torre además de soportar la carga variable a lo largo de su longitud se somete a compresión por una carga axial, el peso de la góndola y el rotor. Las cargas consideradas en el análisis de la torre abatida, horizontal, son las cargas fijas del sistema.

5.3.1. Análisis de viga vertical

El programa se alimenta de las cargas extremas obtenidas en la simulación aeroelástica, las cuales se muestran en la Tabla 4.5, aplicadas perpendicularmente al largo de la torre, además de los momentos generador por el giro del sistema de orientación y los

creados cuando las cargas de viento desalineen el centro de carga de la góndola respecto al eje axial de la torre.

En la cima de la torre, aproximadamente a 18 metros se ubican las fuerzas y momentos en x , y , z ; se agrega una carga remota, señalada en amarillo, que hace referencia al peso de la góndola, con posición a su centro de gravedad. Se incluye el efecto de la gravedad con un valor de 15.696 m/s^2 , equivalente a la aceleración normal de la gravedad multiplicada por el factor de 1.6 [34], para emular el sistema en condiciones de operación reales. La condición frontera se encuentra en la brida inferior de la sección 4. En la Figura 5.14 se pueden observar los esfuerzos a lo largo de la torre, obteniendo un esfuerzo máximo de 202.4 MPa, por debajo del límite elástico del acero ASTM 572 y el esfuerzo admisible por el estándar IEC de 303.33 MPa.

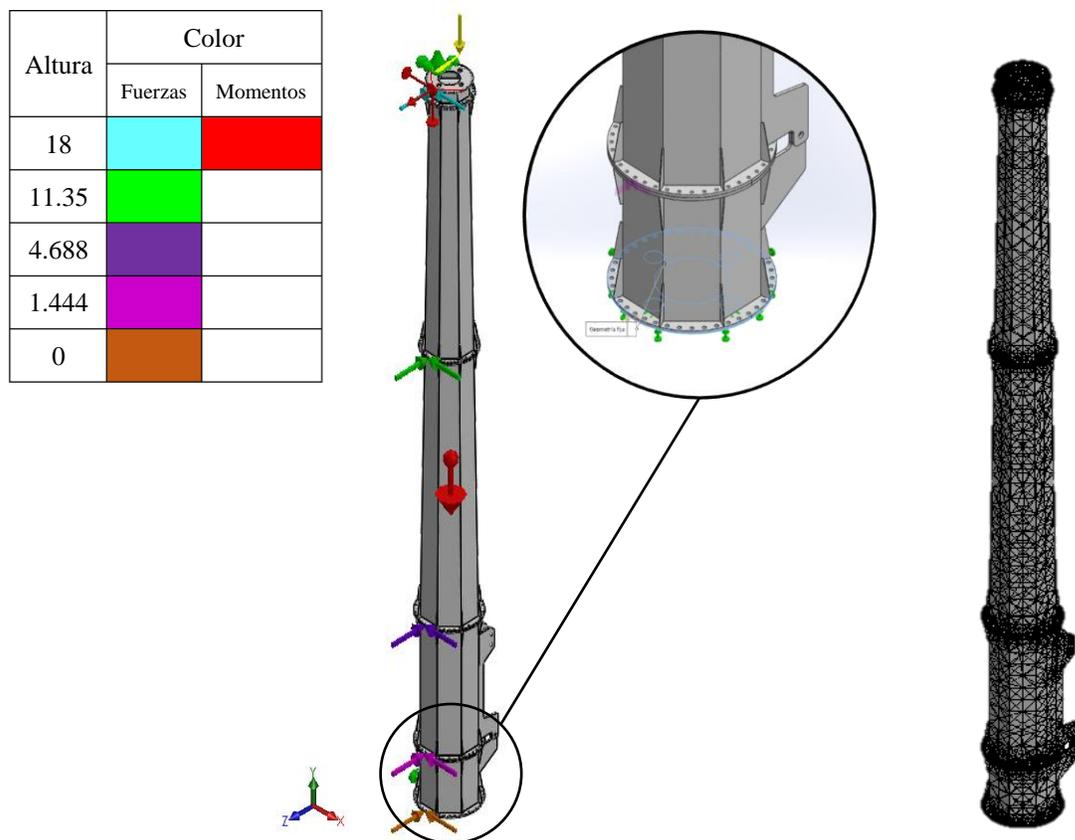


Figura 5. 14 Cargas máximas y mallado en la torre

La Figura 5.15 muestra los resultados del análisis de la torre en posición vertical.

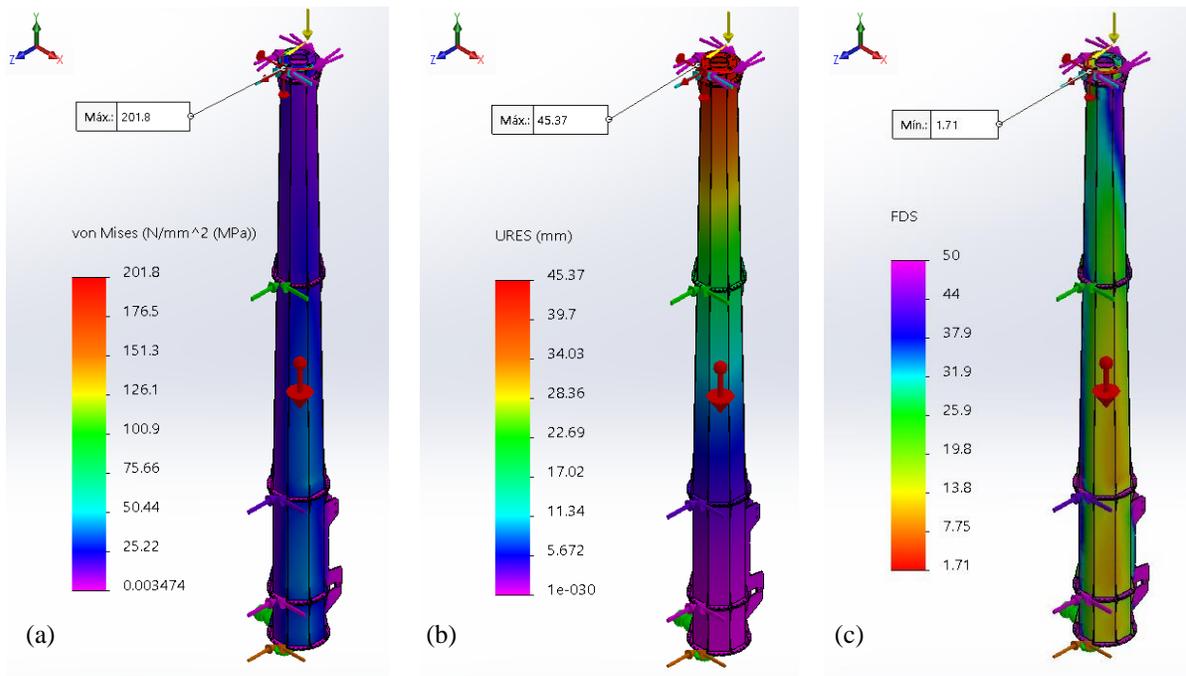


Figura 5. 15 Resultados de análisis de la torre en posición vertical: (a)Tensión Von Mises, (b) Desplazamientos y (c) Factor de Seguridad

El desplazamiento de la torre se encuentra en el rango permitido, que es de 0 a 180 cm, el máximo equivale al 1% de la longitud de la torre. El desplazamiento máximo obtenido en la simulación es de 45.35 mm, en el extremo libre de la torre. El factor de seguridad mínimo en la torre es de 1.71.

El esfuerzo máximo de este modelo comparado con el anterior tuvo un aumento de 24 MPa. Este aumento puede deberse al incremento del peso de la góndola, a considerar el centro de gravedad de esta para aplicarla como carga remota y a la modificación del segmento superior.

5.3.2. Análisis de viga horizontal

Las cargas consideradas en el análisis de la torre en posición horizontal son las cargas fijas; el peso de la góndola se aplica como carga remota en la brida superior de la sección 0. La condición frontera está en los puntos de unión de la bisagra de la torre con el sistema de

izaje y con el pistón. Al igual que en posición vertical, se incluye el efecto de la gravedad, pero en dirección del eje z para emular la posición horizontal del sistema.

En la Figura 5.16 muestra los esfuerzos a lo largo de la torre, un esfuerzo máximo de 209.1 MPa, dando como resultado un factor de seguridad de 1.85. El desplazamiento máximo es de 74.75 mm y se encuentra en el extremo de la torre. Dicho resultado es mayor al obtenido en el diseño de 4 secciones [34], por el aumento de la masa de la góndola y la adicción de la sección 0.

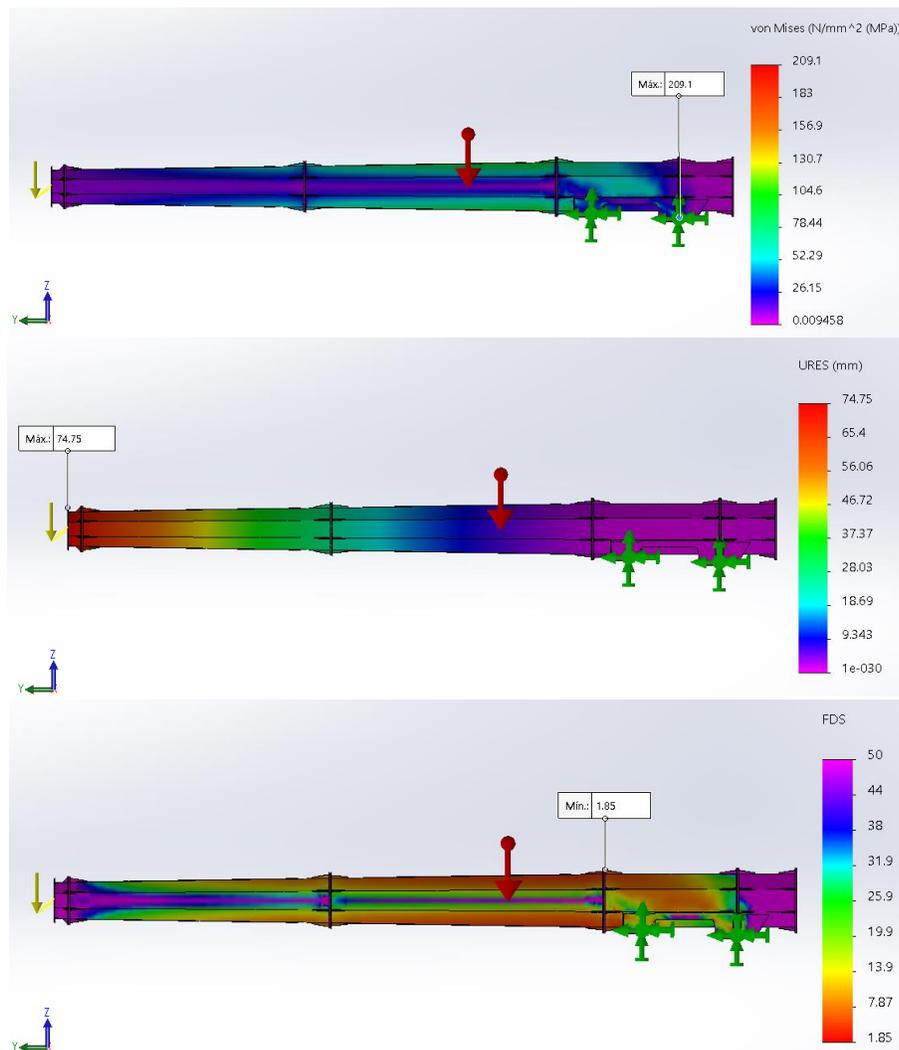


Figura 5. 16 Resultados de análisis de la torre en posición horizontal: (a)Tensión Von Mises, (b) Desplazamientos y (c) Factor de Seguridad

5.4. Eje principal – resultados de simulación

En el estudio se pretende conocer el comportamiento de los componentes del eje cuando está sometido al par de frenado, que es el momento de fuerza más alto que el par de diseño en el tren de potencia. Al igual que los otros estudios, se considera el rotor como una carga remota, se agrega la gravedad y las fuerzas que actúan sobre la brida del eje. El contacto general entre los componentes es sin penetración, con mallado basado en curvatura.

Las fuerzas consideradas son el peso del rotor de 5395 N, una fuerza de empuje de 5500 N y un par de 8450 N-m. La sujeción es geometría fija en la ubicación de los cojinetes del tren de transmisión.

La Figura 5.17a muestra las tensiones de Von Mises resultantes de la simulación, con un valor máximo de $7.117e7$.

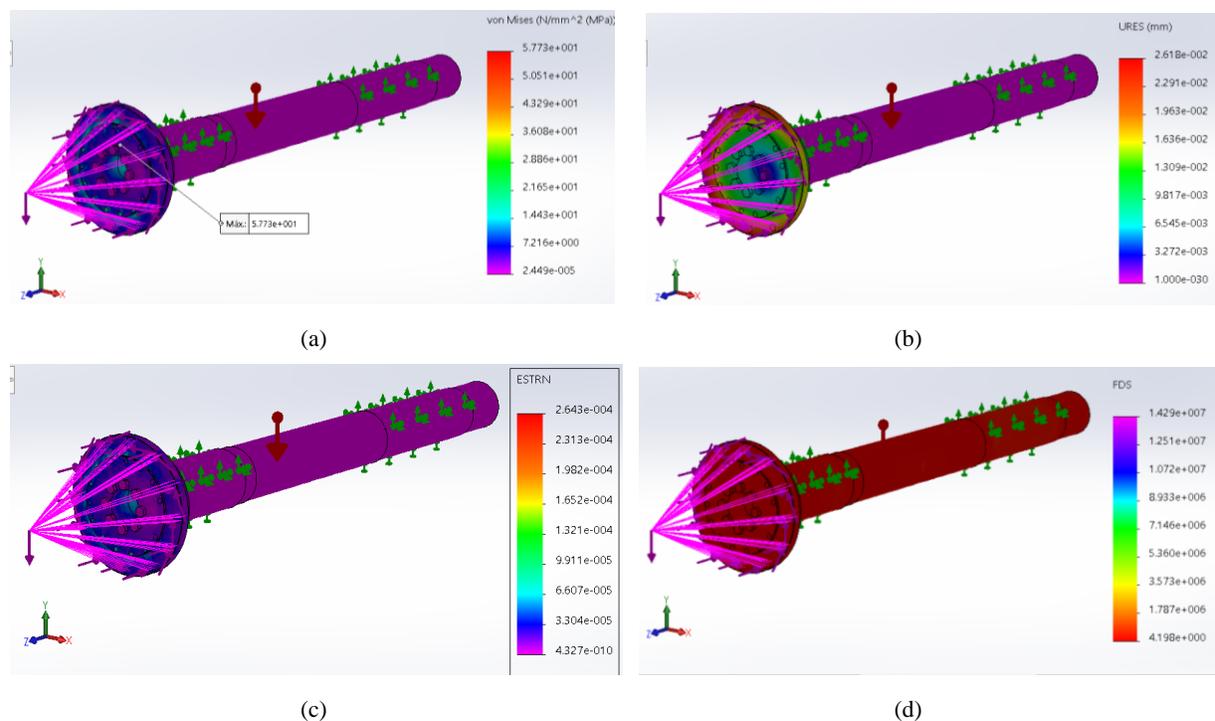


Figura 5. 17 Resultados de simulación en el eje

El factor de seguridad del componente es de 4.119, según trazado de la Figura 15.17(b). El desplazamiento y deformación máximos son 0.0261 mm y $2.6443e-4$, como se muestra en la Figura 15.16 (b) y (c).

Conclusiones

La implementación en cada país de proyectos para el impulso de tecnología que aprovechen las fuentes de energía renovable ha permitido un crecimiento en energías alternativas como la eólica. Este interés radica en implementar procesos de conversión de energía que respalden la demanda energética mundial, debido al inevitable agotamiento de fuentes convencionales, como los combustibles fósiles. Además, brindan la posibilidad de reducir en gran medida la producción de residuos contaminantes.

México es un país con un alto potencial eólico que ha sido aprovechado en gran medida en los últimos años, con más de 40 parques eólicos en varios estados a lo largo y ancho del país ha duplicado la capacidad instalada desde el 2017. Con el fin de participar en el mercado eólico, en México se han apoyado proyectos que permiten el desarrollo de tecnología y permiten adquirir experiencia para hacer participar en el mercado eólico. El Proyecto Estratégico P10, dentro del cual se desarrolló este trabajo de tesis, constituye un ejemplo de estos proyectos.

Cada aerogenerador tiene un diseño particular, desde la geometría, las dimensiones y los componentes que lo conforman. En el mercado se encuentran una gran variedad de configuraciones, con diferentes potencias y tamaños. Independientemente de lo anterior, cada aerogenerador es evaluado mediante programas computacionales. Mediante SolidWorks se puede utilizar el método de elementos finitos para simular con precisión, eficiencia e intuitivamente un aerogenerador, con el fin de dimensionar y optimizar su diseño, reduciendo el tiempo del proceso de diseño y verificando que el modelo cumpla con las especificaciones buscadas para su funcionamiento y garantizando la producción de energía.

En el caso del trabajo reportado en esta tesis, se calcularon las cargas a las que están expuestos los componentes: tren de potencia, góndola y torre, esta información fue empleada para el diseño de dichos componentes, donde se tomaron como base los factores de seguridad recomendados por la norma IEC 61400, por lo que se puede concluir que el diseño va a cumplir con los requerimientos que debe tener un aerogenerador de baja potencia.

El diseño no sólo implica proponer una idea y modelarla en CAD, se deben de considerar los procesos de fabricación para dimensionar correctamente cada elemento y brindarle la geometría óptima para evitar conflictos futuros durante su manufactura. El no considerarse estos aspectos, implica modificaciones en los modelos, con lo cual se pierde tiempo, y además podrían presentarse problemas durante el rediseño, resultando en demasiados cambios, que finalmente se consideraría realizar el diseño desde cero.

Bibliografía

- [1] D. Rivkin, K. Toomey y L. Silk, “Wind turbine technology and design,» Jones & Bartlett Learning., Burlington, 2013.
- [2] L. Fried, L. Qiao y S. Sawyer, “Global wind report,» GWEC, Bruselas, 2017.
- [3] SENER, “Prospectiva de Energías Renovables 2017-2031,» -, Ciudad de México, 2017.
- [4] NREL, “Atlas de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca,» NREL, Colorado, 2004.
- [5] SENER, “Prospectiva del Sector Eléctrico 2017-2031,» SENER, Ciudad de México, 2017.
- [6] J. F. Manwell, J. G. Mcgowan y A. L. Rogers, Wind energy explained, Chichester: Wiley, 2009.
- [7] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari y S. Kouro, Power Conversion and Control of Wind Energy Systems, Oxford: Wiley, 2011.
- [8] F. Blaabjerg y D. Ionel, Renewable Energy Devices and Systems with Simulations in MATLAB® and ANSYS®, Florida: CRC Press, 2017.
- [9] E. Hau, Wind Turbines: Fundamentals, technologies, application, economics, Berlin: Springer, 2006.

- [10] T. M. Letcher, *Wind energy engineering : a handbook for onshore and offshore wind turbines*, Londres: Academic Press, 2017.
- [11] R. Gasch y J. Twele, *Wind Power Plants*, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg., 2012.
- [12] M. Hansen, “*Aerodynamics of wind turbines*,” Routledge, London, 2015.
- [13] P. Jain, *Wind energy engineering*, New York: McGraw-Hill, 2011.
- [14] L. Romero, *Gestión del montaje de parques eólicos*, Madrid: Paraninfo, 2017.
- [15] r. Gawarkiewicz, F. Wasilczuk y M. Wasilczuk, “*Drivetrain of a Wind Turbine*,” *Machine Dynamics Research*, nº 39, pp. 93-95, 2016.
- [16] R. Harrison, E. Hau y H. Snel, *Large wind turbines*, Chichester: Wiley, 2000.
- [17] L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H. W. Bindner y B. Bak-Jensen, *Conceptual surbvey of generators and power electronics for wind turbines*, Vols. 1 de 2. Riso-R-1205(EN), Dinamarca: Riso National Laboratory, 202.
- [18] H. Wehnsen, A. Winkler y R. Jungbluth, “*Soporte de la máquina de un aerogenerador con cableado y procedimeinto para tender un haz de cables en un soporte de máquina de un aerogenerador*”. España Patente EP 2699799, 28 Enero 2015.
- [19] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe y E. Bossanyi, *Wind energy handbook*, Chichester, West Sussex: Wiley, 2011.
- [20] W. Matthias, “*Canopy for a wind turbine nacelle*”. Estados Unidos Patente US 2011/0243726 A1 , 06 Octubre 2011.

- [21] C. Hald, “A nacelle for a wind turbine generator including lifting apparatus”. Estados Unidos Patente US 2017/0022966, 26 Enero 2017.
- [22] M. R. Patel, Wind and solar power systems, Boca Ratón: Taylor & Francis, 2006.
- [23] W. Tong, Wind power generation and wind turbine design, Southampton: WIT Press, 2010.
- [24] D. A. Spera, Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts in Wind Turbines Engineering, New York: ASME Press, 2009.
- [25] A. Talayero y E. Telmo, Energía eólica, Madrid: Prensas de la Universidad de Zaragoza, 2011.
- [26] M. R. Pantel, Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis and Operation, Boca Raton: CRC Press, 2006.
- [27] F. M. Vanek y L. D. Albright, Energy Systems Engineering: Evaluation and Implementation, New York: McGraw-Hill, 2008.
- [28] R. E. Wilson y P. Lissaman, Applied Aerodynamics of Wind Power Machines, Oregon: Oregon State University, 1974.
- [29] IEC 61400-1 Design requirements, Geneva, 2014.
- [30] A. S. f. T. a. Materials, “Standard Specification for High-Strength Low-Alloy Columbium-Vanadium Structural Steel,” 2006.
- [31] IEC 61400-2 Wind turbines – Small Wind Turbines, Geneva: IEC, 2013.
- [32] M. Rodríguez, Análisis aerodinámico y estructural de un aerogenerador de 30 kW (Tesis de Maestría), Torreón, Coahuila: Instituto Tecnológico de la Laguna, 2018.

- [33] H. E. Jaramillo, "Diseño Mecánico por Elementos Finitos," de *2o Congreso Colombiano de Ingeniería Mecánica*, Bogota, 2001.
- [34] O. Zienkiewicz y R. Taylor, *El método de los elementos finitos*, Barcelona: Reverté, 2007.
- [35] F. P. Beer, E. R. Johnston y D. F. Mazurek, *Mecánica vectorial para ingenieros*, Madrid: McGraw-Hill, 2017.
- [36] H. Prieto, *Diseño estructural de torre abatible para aerogenerador de 30 KW (Tesis de maestría)*, Torreón, Coahuila: Instituto Tecnológico de la Laguna, 2018.
- [37] REN21, *Renewables 2018 Global Status Report*, Paris: REN21 Secretariat, 2018.
- [38] L. León, F. dos Santos y M. Vilaragut, "Análisis y modelado del generador de inducción doblemente alimentado," *Ingeniería Energética*, vol. 35, nº 2, pp. 101-111, 2014.
- [40] T. Ackermann, *Wind power in power systems*, Chichester, West Sussex: Wiley, 2009.
- [41] N. J. D. S. E. B. Tony Burton, "Wind Energy Handbook," Chichester, WILEY, 2001.
- [42] K. Y. M. Hani M. Negm, "Structural design optimization of wind turbine towers," 1999, pp. 2-17.

Anexo A: Torre abatible

En las figuras A.1 y A.2 se muestran los elementos que constituyen la torre del aerogenerador.

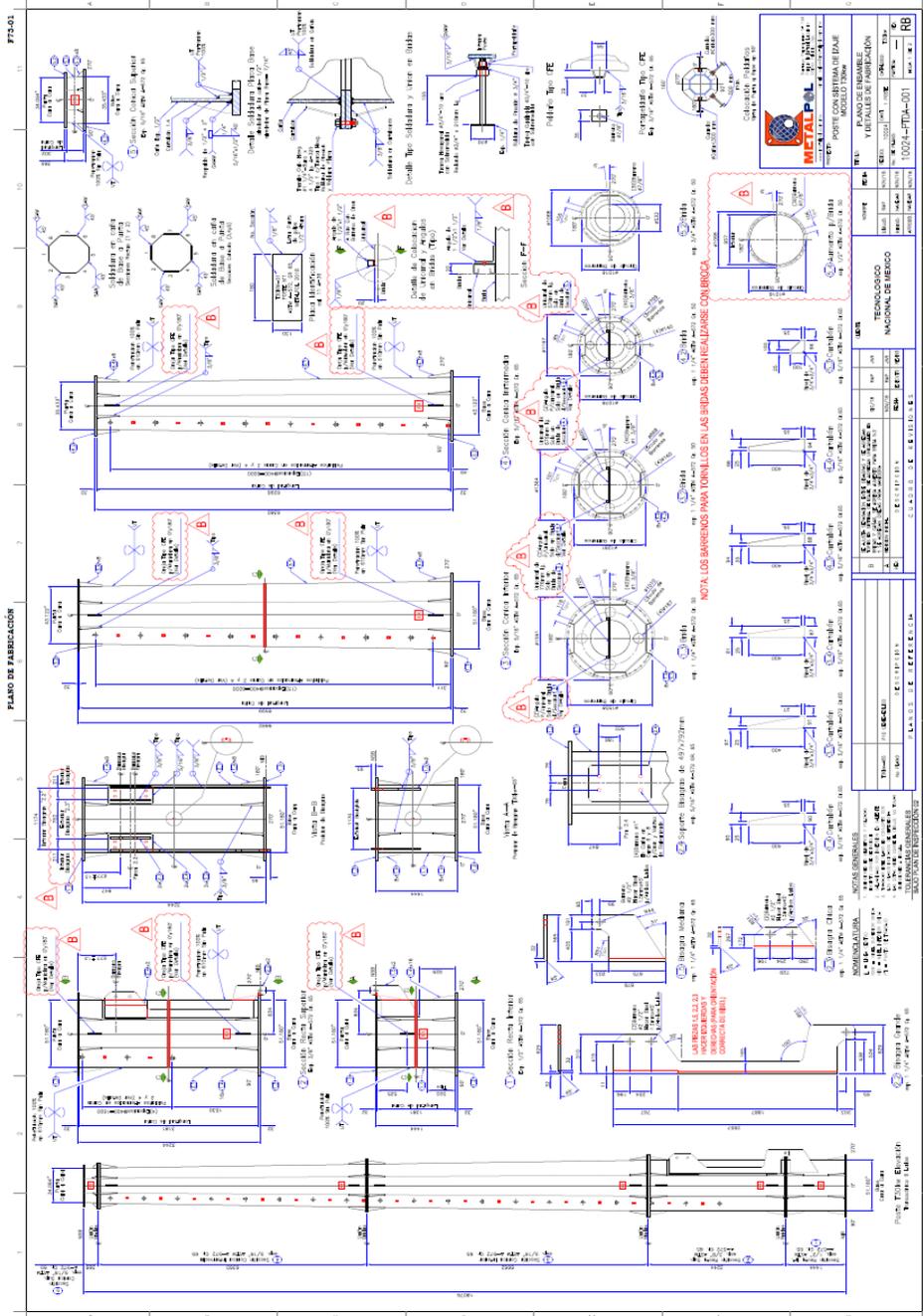


Figura A.1. Torre abatible

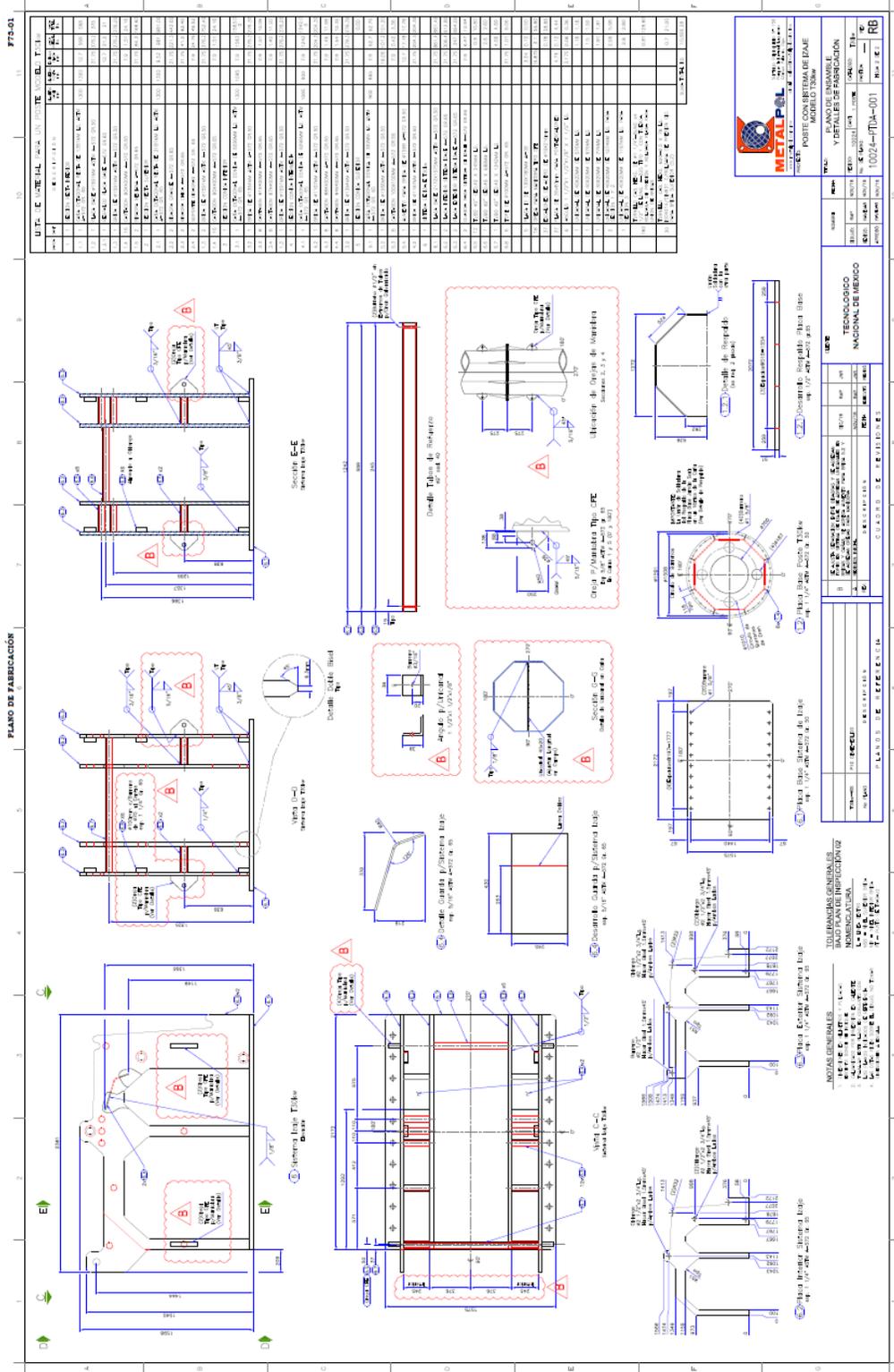


Figura A.2 Sistema de izaje de la torre abatible.

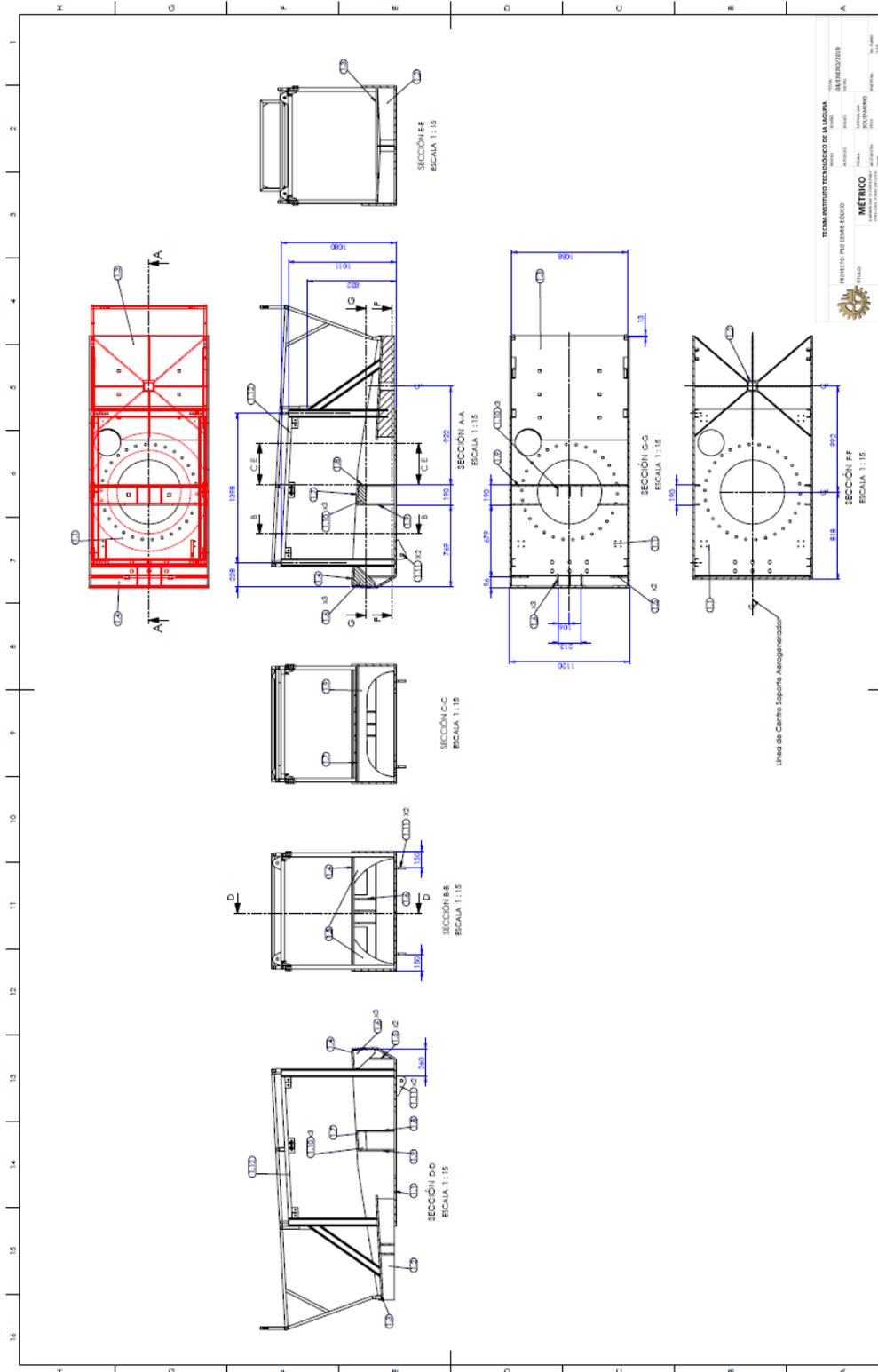


Figura B.2 Vistas de los soportes del sistema de orientación y del generador.

Anexo D: Tren de Potencia

En la figura D.1 se muestra el plano del tren de potencial que se diseñó en esta tesis.

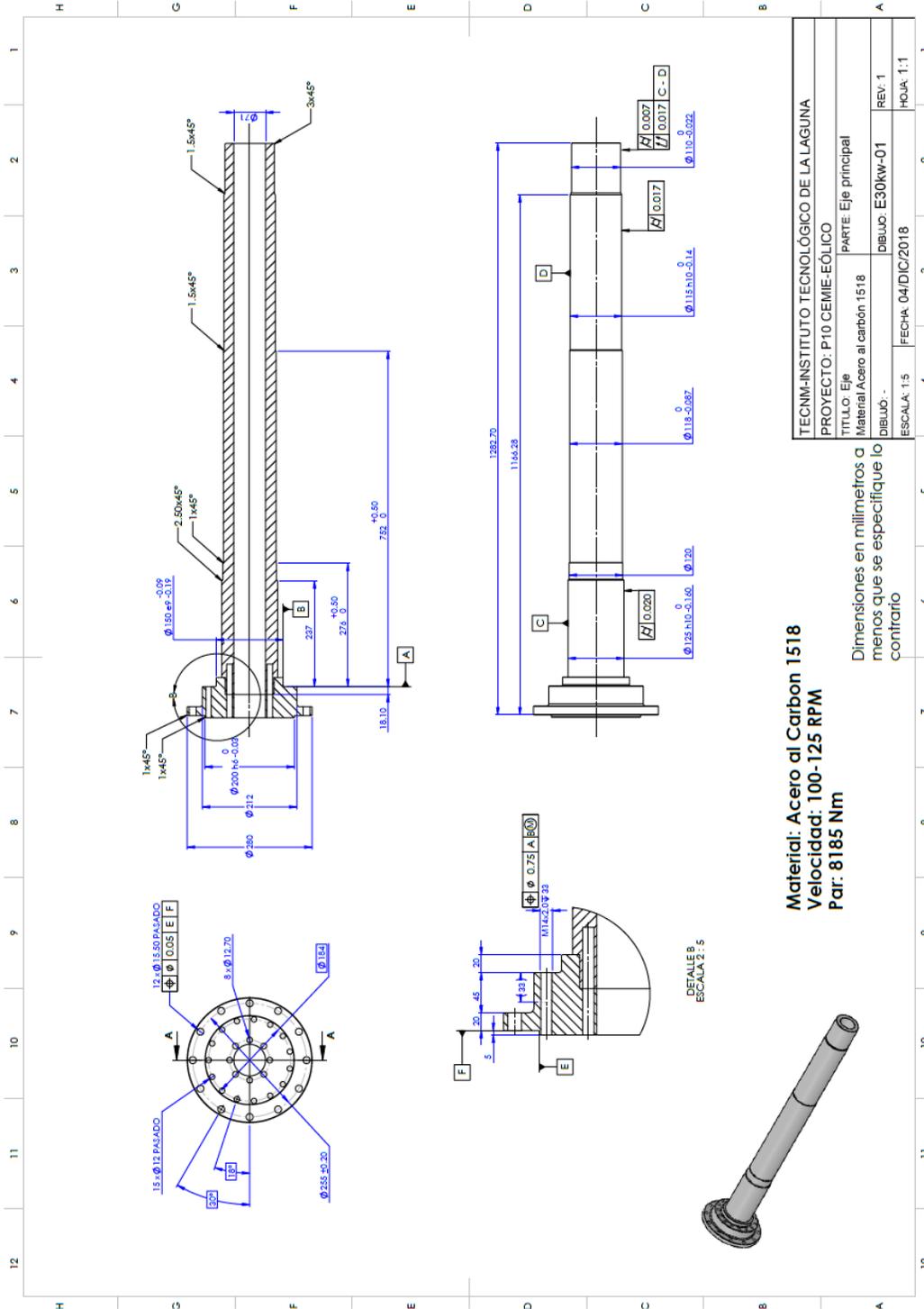


Figura D.1 Tren de potencia.