



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO SISTEMA DE ORIENTACIÓN DE UN AEROGENERADOR OFF-SHORE DE 5 MW

Autor: Francisco Javier Planas Villagrasa

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Julio de 2019

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Francisco Javier Planas Villagrasa DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: “Sistema de orientación de un aerogenerador marino de 5 KW”, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL persistente).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma

- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 09 de julio de 2019

ACEPTA

Fdo.....

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

--

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título 'sistema de orientación de un aerogenerador offshore de 5 MW' en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2018/2019 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Javier Planas Villagrasa Fecha: 09/ 07/2019

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Juan Antonio Talavera Martín Fecha://



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO SISTEMA DE ORIENTACIÓN DE UN AEROGENERADOR OFF-SHORE DE 5 MW

Autor: Francisco Javier Planas Villagrasa

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Julio de 2019

SISTEMA DE ORIENTACION DE UN AEROGENERADOR MARINO DE 5 MW

Autor: Planas Villagrasa, Francisco Javier

Director: Talavera Martín, Juan Antonio

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas

Resumen del proyecto.

1. Introducción.

La energía eólica es la captación de la energía del viento. La energía eólica tiene su origen en el sol, ya que este produce cambios de temperatura en la atmósfera produciendo diferentes densidades en el aire. Desde el principio de los tiempos el hombre ha buscado nuevas formas de aprovechar la energía.

El uso de esta energía ya se empleaba para la navegación. En el siglo I, se inventó el primero molino de viento para accionar un órgano musical. En el siglo IX, se construyeron los primeros molinos de ejes verticales para bombear agua. No fue hasta el siglo XIX, cuando se construyó la primera energía eólica, aprovechándose del descubrimiento de la electricidad.

Durante el siglo XX, se produce un gran desarrollo de las turbinas eólicas, aprovechándose de los estudios de las alas de los aviones, los aerogeneradores empezaron a tener unas palas más aerodinámicas y se empezó a optimizar la obtención de energía eólica y a crearse aerogeneradores de gran tamaño. A finales de este siglo, se construye el primer parque eólico.

Desde el comienzo del siglo XXI, la generación de la energía eólica fue tomando importancia como fuente de energía renovable. A países líderes al comienzo como Estados Unidos, España o Alemania se han unido China, India o Reino Unido. En la actualidad se tiene instalado más de 600 GW de potencia.

El actual proyecto forma parte un proyecto multidisciplinar en el que se trata de diseñar el aerogenerador marino al completo. En concreto, este proyecto se centra en el sistema de orientación del aerogenerador que es el encargado de mover el rotor y la góndola para la maximización de la captación de energía eólica.

2. Desarrollo

Las principales características del aerogenerador de este proyecto son las siguientes: aerogenerador de eje horizontal orientado a barlovento, de 5 MW de potencia eléctrica nominal, un generador síncrono de imanes permanentes y transmisión directa. Tiene un diámetro de rotor (palas y buje) de 126 m y una altura media de la torre sobre el nivel del mar de 92 metros. Su rango de viento operativo es entre 3.5 m/s a 30 m/s con unas condiciones climatológicas de 10.6 m/s de velocidad media del viento, siguiendo una distribución de Weibull. Por último, se encuentra anclado a 40 metros de profundidad mediante cables. Antes de llevar a cabo las simulaciones, se introducen en bladed todos

los parámetros necesarios que caracterizan al aerogenerador (palas, rotor, torre, transmisión, góndola y control).

El objetivo de este proyecto es el diseño del sistema de orientación, el cual se encarga de girar la góndola alrededor del eje vertical de la torre. La función de este sistema es imprescindible a la hora del diseño de un aerogenerador, y su función se puede resumir en la regulación de la potencia obtenida y la reducción de cargas. En la actualidad podemos diferenciar dos estrategias para los sistemas de orientación:

- Sistema de orientación rígido, en el cual la góndola sigue con precisión el ángulo demandado.
- Sistema de orientación flexible, en el cual la góndola gira pasivamente con respecto al ángulo exigido de la góndola como resultado de las fuerzas aerodinámicas.

Para la elección de la estrategia de orientación, se llevarán a cabo diferentes simulaciones (a la velocidad de arranque (3.5 m/s), a la velocidad media del viento (10.6 m/s) y a la velocidad de corte (30 m/s), todas las velocidades están referidas a la altura del viento). En estas simulaciones, se escogen las situaciones de diseño más críticas para el sistema de orientación (situaciones en las que las condiciones meteorológicas como el viento, el oleaje y las corrientes no se encuentran alineadas), estos casos son:

- Producción de energía con ráfagas extremas de dirección cambiante.
- Producción de energía con turbulencia normal.

Por último, y una vez obtenidas las cargas críticas se diseñarán los componentes del sistema de orientación. El sistema de orientación está formado por una corona dentada corregida que está fija a la torre y hace de unión con la góndola. A esta corona se le acoplan ocho accionamientos (motor de 5.5 kW, caja reductora y piñón) que proporcionan el par necesario para que la góndola se encuentre en la posición deseada.

3. Resultados

Cuando se realizan las simulaciones, tener el sistema de orientación activo resulta de vital importancia, ya que si no, no se aprovecha la energía eólica al máximo. A la hora de seleccionar la estrategia del sistema de orientación a emplear, se elige el modelo rígido de orientación, ya que a condiciones climatológicas iguales, se producen menores esfuerzos en el sistema de orientación. Y a la hora de elegir que caso es más crítico, para el diseño del sistema de orientación, se selecciona el caso con turbulencia ya que produce cargas más grandes.

4. Conclusiones.

El programa empleado, Bladed educational, al ser un programa con fines educativos no permitía realizar simulaciones completas, lo que implica que el modelo de aerogenerador empleado es una versión simplificada. Además, este proyecto solo ha tenido en cuenta un aerogenerador, lo que sería un prototipo, no un parque eólico, por lo que no se ha tenido en cuenta la interacción con otros aerogeneradores. Las restricciones que el programa tenía eran:

- Simulaciones de 60 segundos, cuando lo recomendado para cada simulación era de 10 minutos.
- En las simulaciones con turbulencia, solo se tenía en cuenta la componente longitudinal, cuando se tendría que tener en cuenta las 3 componentes. Además, para la generación de turbulencia, habría que comenzarla de manera aleatoria, lo cual no te permitía el programa.
- Simulaciones de terremotos o nevadas.

YAW SYSTEM OF A 5 MW OFFSHORE WIND TURBINE

Author: Planas Villagrasa, Francisco Javier

Director: Talavera Martín, Juan Antonio

Collaborating institution: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas

Project summary.

1. Introduction.

Wind energy is the capture of wind energy. Wind energy has its origin in the sun, as this produces temperature changes in the atmosphere producing different densities in the air. Since the beginning of time man has looked for new ways to use energy.

The use of this energy was already used for navigation. In the first century, the first windmill was invented to drive a musical organ. In the 9th century, the first vertical shaft mills were built to pump water. It was not until the nineteenth century, when the first wind energy was built, taking advantage of the discovery of electricity.

During the twentieth century, there was a great development of wind turbines, taking advantage of studies of the wings of aircraft, the wind turbines began to have more aerodynamic blades and began to optimize the obtaining of wind energy and create large wind turbines. At the end of this century, the first wind farm was built.

Since the beginning of the 21st century, the generation of wind energy has taken on importance as a source of renewable energy. Leading countries at the beginning such as the United States, Spain or Germany has joined China, India or the United Kingdom. At present, more than 600 GW of power.

The current project is part of a multidisciplinary project that aims to design the entire marine wind turbine. Specifically, this project focuses on the orientation system of the wind turbine that is responsible for moving the rotor and nacelle to maximize the collection of wind energy.

2. Development

The main characteristics of the wind turbine in this project are the following: a windward oriented horizontal axis wind turbine with 5 MW nominal electrical power, a permanent magnet synchronous generator and direct transmission. It has a rotor diameter (blades and hub) of 126 m and an average tower height above sea level of 92 metres. Its operating wind range is between 3.5 m/s to 30 m/s with weather conditions of 10.6 m/s average wind speed, following a Weibull distribution. Finally, it is anchored at a depth of 40 metres by means of cables. Before carrying out the simulations, all the necessary parameters that characterize the wind turbine (blades, rotor, tower, transmission, gondola and control) are introduced into the bladed.

The objective of this project is the design of the orientation system, which rotates the nacelle around the vertical axis of the tower. The function of this system is essential when

designing a wind turbine, and its function can be summed up in the regulation of the power obtained and the reduction of loads. Currently we can differentiate two strategies for guidance systems:

- Rigid orientation system, in which the nacelle precisely follows the required angle.
- Flexible orientation system, in which the nacelle rotates passively with respect to the required angle of the gondola as a result of aerodynamic forces.

For the choice of the orientation strategy, different simulations will be carried out (at starting speed (3.5 m/s), average wind speed (10.6 m/s) and cutting speed (30 m/s), all speeds are referred to wind height). In these simulations, the most critical design situations for the orientation system are chosen (situations in which meteorological conditions such as wind, waves and currents are not aligned), these are the cases:

- Energy production with extreme bursts of changing direction.
- Energy production with normal turbulence.

Finally, once the critical loads have been obtained, the components of the orientation system will be designed. The orientation system is made up of a corrected toothed rim that is fixed to the tower and joins the gondola. Eight drives (5.5 kW motor, gearbox and pinion) are attached to this crown, providing the torque necessary for the gondola to be in the desired position.

3. Results

When performing simulations, having the orientation system active is of vital importance, otherwise wind energy is not exploited to the fullest. When selecting the strategy of the orientation system to be used, the rigid orientation model is chosen, since at the same climatic conditions, less effort is produced in the orientation system. And when choosing which case is more critical, for the design of the orientation system, the case with turbulence is selected because it produces greater loads.

4. Conclusions.

The program used, Bladed educational, being a program for educational purposes did not allow complete simulations, which implies that the model of wind turbine used is a simplified version. In addition, this project has only considered one wind turbine, which would be a prototype, not a wind farm, so the interaction with other wind turbines has not been taken into account. The restrictions that the program had were:

- Simulations of 60 seconds, when the recommended time for each simulation was 10 minutes.
- In simulations with turbulence, only the longitudinal component was taken into account, when all 3 components would have to be taken into account. In addition, for the generation of turbulence, it would have to be started randomly, which did not allow you the program.
- Earthquake or snowfall simulations.

DOCUMENTO I

MEMORIA

Índice

DOCUMENTO I MEMORIA.....	15
1. Introducción.....	19
1.1. Historia de los aerogeneradores de eje horizontal.....	19
1.2 Clasificación aerogeneradores.....	23
1.2.1. Aerogeneradores de eje vertical- VAWT.....	23
1.2.2. Aerogeneradores de eje horizontal-HAWT.....	25
2. Partes de un aerogenerador off-shore.....	29
2.1. Rotor.....	29
2.1.1. Palas.....	29
2.1.2. Buje.....	30
2.2. Góndola.....	31
2.2.1. Transmisión.....	31
2.2.2. Bancada.....	31
2.2.3. Generador.....	32
2.3. Torre.....	32
2.4. Control.....	32
2.4.1. Pitch control.....	32
2.4.2. Stall control.....	33
3. Sistema de orientación.....	35
3.1. Tipos de sistema de orientación.....	35
3.2. Descripción de los elementos.....	37
3.2.1. Corona dentada.....	38
3.2.2. Piñón.....	38
3.2.3. Accionamiento.....	38
3.2.4. Soporte.....	38
3.2.5. Rodamientos del sistema de orientación.....	38
3.2.6. Freno del sistema de orientación.....	39
4. Modelo de simulación.....	41
4.1. Parámetros generales.....	41
4.1.1. Palas.....	43
4.1.2. Rotor.....	47
4.1.3. Torre.....	49
4.1.4. Transmisión.....	49
4.1.5. Góndola.....	50
4.1.6. Sistema de orientación.....	50

4.1.7.	Control.....	51
4.2.	Condiciones de operación.....	52
4.2.1.	Producción de energía.....	52
4.2.2.	Parada normal.....	52
4.2.3.	Parada de emergencia.....	52
4.2.4.	Arranque.....	52
4.2.5.	Idling.....	53
4.2.6.	Aparcado	53
4.3.	Condiciones ambientales	53
4.3.1.	Viento	54
4.3.2.	Mar	60
4.3.3.	Otras condiciones medioambientales: hielo, terremotos y variaciones de temperatura	61
5.	Estrategias de orientación.....	62
5.1.	Análisis de las cargas.....	62
5.2.	Diferentes estrategias de orientación.....	63
5.3.	Elección de la estrategia de orientación.....	68
5.3.1.	Caso 1.3:	68
5.3.2.	Caso 1.1	73
6.	Diseño del sistema de orientación.....	76
6.1.	Sistema piñón-corona	76
6.1.1.	Cálculo de los parámetros de las ruedas dentadas corregidas.....	79
6.2.	Accionamiento	80
6.3.	Soporte.....	80
ANEXOS		84
ANEXO I:	Especificaciones preliminares del aerogenerador marino	86
ANEXO II:	Cálculo de momentos de inercia.....	88
Momentos de inercia de la góndola.....		88
Momento de inercia del buje.....		89
ANEXO III:	Especificaciones accionamiento.....	90
Brevini SLS600DCe.....		90
Bonfiglioli 714T4F+Bn132 series		92
BIBLIOGRAFÍA.....		95
DOCUMENTO II PLANOS.....		96
DOCUMENTO III PRESUPUESTO		99

1. Introducción.

1.1. Historia de los aerogeneradores de eje horizontal

La energía eólica es la captación de la energía del viento. La energía eólica tiene su origen en el sol. El calentamiento que el sol produce sobre la atmósfera de la tierra produce cambios de densidad en el aire. El aire caliente es menos denso que el frío, por lo que el aire caliente asciende y el frío desciende. Las diferencias de presión, y por lo tanto, las corrientes de aire, se producen por las diferentes velocidades de cambio de temperatura entre las zonas de agua y las zonas de continente, ya que los continentes se calientan y se enfrían más rápido que los océanos.

El hombre siempre ha buscado nuevas formas de aprovechar la energía. El uso de la energía eólica ya la aprovechaban en la antigüedad los egipcios para las velas de navegación. En el siglo I, Herón de Alejandría inventó el primer molino de viento, lo empleó para accionar un órgano musical. En el siglo IX, los persas construyeron molinos de viento de ejes verticales para bombear agua o moler cereales. Hasta el siglo XII no llegaron los molinos de viento a Europa, estos molinos se emplearon para lo mismo que los persas.

En el siglo XIX, aprovechándose del descubrimiento de la electricidad, se construyó la primera turbina eólica. En 1887, Charles F. Brush, uno de los fundadores de la industria eléctrica americana y fundador de Brush Electric, construyó en Cleveland (Ohio, EEUU) el primer aerogenerador. Se trataba de un aerogenerador de eje horizontal, con un diámetro de rotor de 17 metros y 144 palas, el cual se empleó para cargar baterías. A pesar de su enorme tamaño, solo producía 12 KW, debido a la baja eficiencia de las turbinas eólicas de giro lento.



Imagen 1: Turbina eólica de Charles F. Brush. Fuente: windpower

El meteorólogo danés, Poul la Cour, es considerado el pionero de las turbinas eólicas modernas, descubrió que las turbinas eólicas de giro rápido y pocas palas son más eficientes para la producción eléctrica. En 1897, La Cour empleaba la electricidad de sus turbinas eólicas para producir electrolisis y obtener hidrógeno. En 1918, se cubría el 3% del consumo de electricidad de Dinamarca gracias a los aerogeneradores (entre 20 y 35 kW) que tenían empresas públicas locales.



Imagen 2: Turbina eólica de Paul La Cour. Fuente: Windpower.

En 1919, el físico alemán Albert Betz, formuló la ley de Betz, que establecía que la energía cinética máxima aprovechable del viento era 59.3%. Durante la segunda guerra mundial, se fabricaron los primeros aerogeneradores bipala y tripala, por la compañía danesa F.L. Smidth. El modelo fabricado en 1942 por esta compañía generaba en CC y no fue hasta 1951 que se sustituyó el generador de CC por un generador asíncrono de CA.



Imagen 3: Turbina eólica de F.L. Smidth. Fuente: Windpower

En 1956, en Gedser (Dinamarca) se construyó el primer aerogenerador de CA: el Gedser, construido por Johannes Juul. Este aerogenerador de 200 kW fue muy innovador, ya no solo por ser el primero en generar en CA si no que incluyó mejoras en la aerodinámica (disponía de regulación por pérdida aerodinámica y frenos aerodinámicos de emergencia en punta de pala, sistema que se utiliza en los aerogeneradores actuales).



Imagen :4 Aerogenerador Gedser. Fuente: Windpower.

La primera crisis del petróleo en los años 70 llevó a un cambio en el tema de las energías renovables. Se buscaron nuevas formas de explotar la tierra de manera ecológica. En esta época, la construcción de los aerogeneradores eran demasiado caros, y por lo tanto el precio de producir energía eólica se convirtió en un problema. Gobiernos como el de Dinamarca, Alemania o EEUU crearon programas de investigación y de subvenciones para la fabricación de grandes aerogeneradores.

La investigación y las aplicaciones de las nuevas tecnologías, permitieron crear aerogeneradores muy mejorados que permitieron aumentar la producción de la energía eólica. En 1977 se construyó el primer aerogenerador megavatio, el TVIND de 2MW, el cual sigue funcionando en la actualidad.

Durante los años 1980 y 1981, la producción de aerogeneradores de 55 KW en California, instalándose más de 1000 aerogeneradores y creando así los primeros parques eólicos, permitió reducir en un 50 % el coste del kWh.

Desde el comienzo del siglo XXI, la generación de la energía eólica fue tomando importancia. A países líderes al comienzo de la generación como Estados Unidos, España o Alemania se han unido China, India o Reino Unido. En el año 2000 la potencia instalada para la generación de energía era menor de 10 GW, en la actualidad se tiene instalado casi 600 GW de potencia.

EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN EL MUNDO (EN MW). AÑO 2018

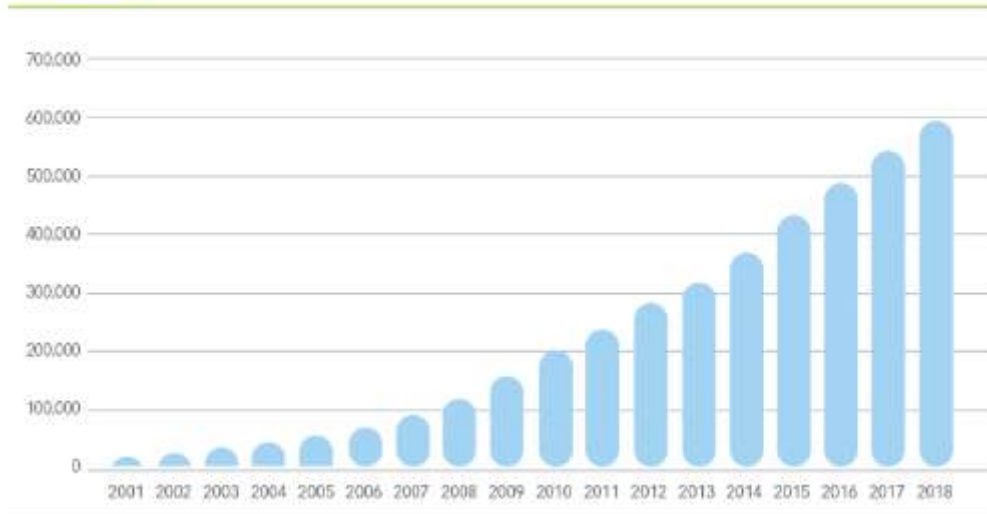


Imagen 5: Evolución de la potencia eólica instalada. Fuente: GWEC

1.2 Clasificación aerogeneradores

En la actualidad podemos distinguir dos tipos de aerogeneradores:

1.2.1. Aerogeneradores de eje vertical- VAWT

Los aerogeneradores de eje vertical se caracterizan por no necesitar un sistema de orientación, ya que se adaptan a cualquier situación de viento al rotar sobre su eje vertical, esta característica permite poder instalarlos en cualquier terreno sin la necesidad de que sean muy altos. Este tipo de aerogeneradores se mueven por la energía rotacional que produce el viento, es decir, son dispositivos de arrastre.

El primer aerogenerador de eje vertical data de 1922, la turbina eólica Savonius inventada por el ingeniero finlandés Sigurd Johannes Savonius. Este aerogenerador consiste en dos semicilindros huecos desplazados respecto a su eje, de tal forma que la parte interior capta el viento y la parte exterior, la cual tiene menor resistencia al viento, producen el giro. El inconveniente de este aerogenerador es la presión que se ejerce en el interior. Además, debido a la gran resistencia que ofrecen al aire, solo se pueden emplear a baja velocidad. Se emplean para aplicaciones mecánicas.



Imagen 6: Turbina savonius. Fuente: Wikipedia

El ingeniero francés, George Darrieus creó en 1927 la turbina eólica Giromill, consiste en dos o tres aspas que giran alrededor de un eje central, las cuales cambian su orientación a medida que cambia la velocidad del viento. Se trata de una turbina con poca eficiencia, pues necesita vientos muy elevados para comenzar a rotar.



Imagen 7: Turbina Giromill. Fuente: ibaindustrial.

Posteriormente, en 1931, Darrieus crea el aerogenerador que lleva su nombre, el cual se convirtió en el aerogenerador más exitoso a nivel comercial. Consta de dos o tres palas finas unidas al eje por los dos extremos, de forma simétrica. Estas palas permiten obtener velocidades mayores que el savonius, aunque sin alcanzar las velocidades de eje horizontal. El principal inconveniente de este aerogenerador es que no se enciende por sí solo, necesita un motor externo para arrancarlo. En la actualidad existen 3 variantes, como se aprecia en la siguiente imagen:

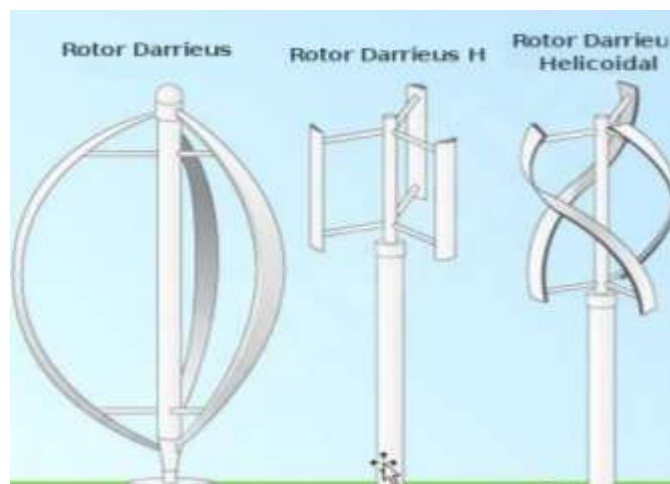


Imagen 8: Variantes rotor darrieus según su forma de pala. Fuente: ecorfan.

Por último, existe el aerogenerador Windside, es un sistema muy parecido al Savonius. Consiste en dos perfiles alabeados con torsión que ascienden por el eje vertical. Este sistema aprovecha el concepto aerodinámico llegando a rendimientos similares a los de los aerogeneradores de eje horizontal.



Imagen 9: Aerogenerador Windside. Fuente: scielo

1.2.2. Aerogeneradores de eje horizontal-HAWT

En los aerogeneradores de eje horizontal podemos diferenciar tres tipos de aerogeneradores según su número de palas.

Los aerogeneradores monopala requieren una velocidad de giro muy elevada, lo cual supone un gran inconveniente ya que producen grandes esfuerzos en el eje. Además, necesitan un contrapeso en el lado del buje para poder equilibrar el aerogenerador



Imagen 10: Aerogenerador monopala. Fuente: ades.tv.

Los aerogeneradores bipala tienen a favor que ahorran el peso y el coste de una de las palas, pero requieren de velocidades mayores que los tripala. El diseño de estos aerogeneradores es muy complejo debido a que se debe evitar el choque de las palas contra la torre, para ello se diseña un buje basculante.



Imagen 11: Aerogenerador bipala. Fuente: energía eólica para todos los públicos.

Los aerogeneradores tripala constan de 3 palas colocadas formando 120º entre sí. Estos aerogeneradores son los más empleados en la actualidad debido a que son los que mejor rendimiento tienen.



Imagen 12: Aerogenerador tripala. Fuente: renovables verdes

En estos aerogeneradores podemos diferenciar los aerogeneradores orientados a sotavento y a barlovento.

Los aerogeneradores orientados a sotavento son aquellos en los que el rotor se encuentra en sentido contrario a la dirección del viento predominante. El viento atraviesa la góndola antes de atravesar las palas, por lo que reduce el aprovechamiento del viento. En este caso, el viento

orienta al aerogenerador por lo que no es necesario un sistema de orientación, aunque en caso de emplearse el aerogenerador, se pone por seguridad.

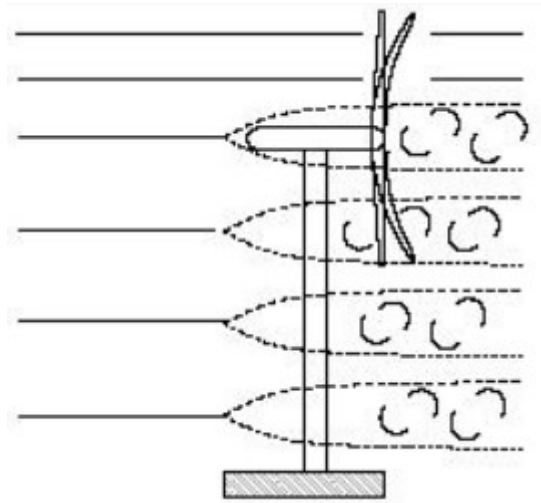


Imagen 13: Aerogenerador orientado a sotavento. Fuente: opex-energy.

Los aerogeneradores a barlovento son aquellos en los que el rotor se encuentra orientado de frente a la dirección del viento dominante, siendo lo primero que se encuentran las aspás. En este caso se aprovecha mejor la fuerza del viento, es por eso que este diseño es el más utilizado.

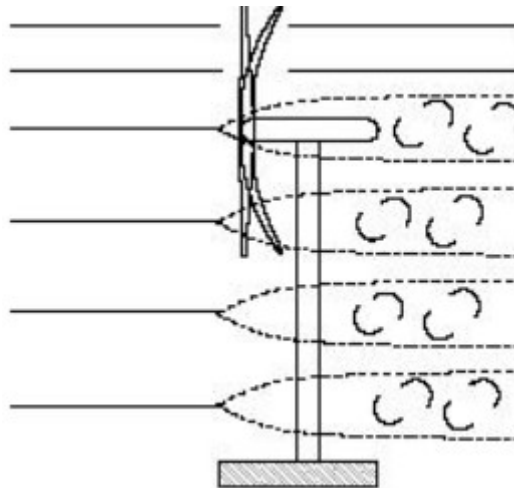


Imagen 14: Aerogenerador orientado a sotavento. Fuente: opex-energy.

2. Partes de un aerogenerador off-shore

2.1. Rotor

Es la parte del aerogenerador formado por las palas y el buje

2.1.1. Palas

El diseño de las palas es uno de los procesos más complejos e importantes del aerogenerador, pues su función es captar la fuerza del viento. En un principio se trataba de palas rígidas, a medida que las tecnologías empleadas para construir aviones se iban desarrollando, las palas pasaron de ser rígidas a tener un perfil más aerodinámico, generando una fuerza de sustentación que provoca el movimiento de estas, que permitió aumentar su velocidad y con ello el incremento de potencia generada.

Un concepto clave a tener en cuenta es el número de palas, pues la potencia no depende del número de palas sino de la superficie barrida por estas. A mayor tamaño de la pala, mayor peso, por lo que habrá que ejercer un par mayor para frenarlas en caso de emergencia y una fuerza del viento mayor para ponerlas en marcha.

Estamos acostumbrados a ver aerogeneradores de 3 palas, ¿pero por qué 3? La clave se basa en que el número de palas ha de ser impar para la estabilidad del aerogenerador. Un número par de palas puede dar problemas de estabilidad, pues en el momento en el que la pala que obtiene la máxima potencia del viento (la que está situada en lo más alto) se flexiona, la pala de abajo pasa por la sombra del viento, produciendo así, esfuerzos extras.

Como se ha comentado, la potencia del rotor depende de la superficie barrida, es por ello que añadir palas de forma impar sería un sobre coste y un sería un diseño más complejo, por ello se opta por los aerogeneradores de 3 palas.

Los materiales más empleados para la fabricación de las palas son [2]:

- Aleaciones de acero y de aluminio: que tienen problemas de peso y de fatiga del metal, respectivamente, se emplean sólo para aerogeneradores muy pequeños.
- Fibra de vidrio reforzada con resina poliéster: para la mayoría de las palas de rotor de grandes aerogeneradores modernos.
- Fibra de vidrio reforzada con resina epoxi ("GRP"): en forma de láminas preimpregnadas. Se consiguen unas palas más ligeras, de mayor flexibilidad, menor deformación bajo temperaturas extremas y excelente resistencia a la absorción de agua.
- Fibra de carbono o arámidas (Kevlar 29 o Kevlar 49): se emplea como material de refuerzo en tiras por sus buenas propiedades mecánicas. Alta resistencia específica y palas muy ligeras. No se suelen emplear para grandes aerogeneradores debido a su alto coste.
- Mixtos fibra de vidrio-fibra de carbono.

- Materiales compuestos de madera, madera-epoxi o madera-fibra-epoxi: aún no han penetrado en el mercado de las palas, pero existe un desarrollo continuado en esa área.

2.1.2. Buje

Es la pieza de unión entre las palas y la transmisión, por lo que su función es transmitir fuerzas, momentos y vibraciones a la torre. Existen bujes rígidos, empleados para aerogeneradores de 3 palas, y bujes basculantes para los aerogeneradores tripala. Nos centraremos en los bujes rígidos, pues nuestro proyecto consiste en un aerogenerador tripala.

El buje es una pieza de geometría compleja, por lo que se suele fabricar con fundición gris nodular. Existen dos formas distintas de los bujes rígidos: tricilíndrico o esférico.

El buje tricilíndrico se forma con tres carcassas cilíndricas concéntricas con los ejes de las palas, que se ensanchan entre sí en el punto de encuentro. Por otro lado, el buje esférico consiste en una carcassa esférica con agujeros para el montaje de las tres palas.

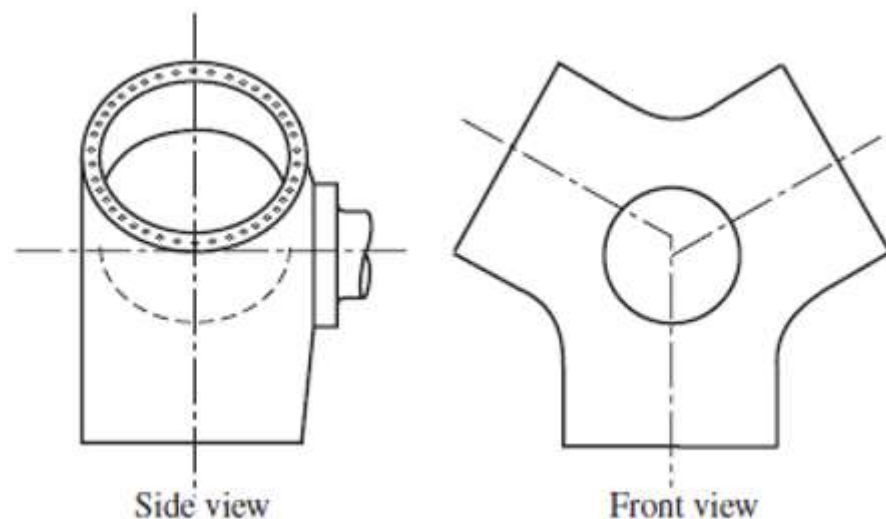


Imagen 15: Buje tricilíndrico. Fuente: Wiley sons – Wind Energy Handbook

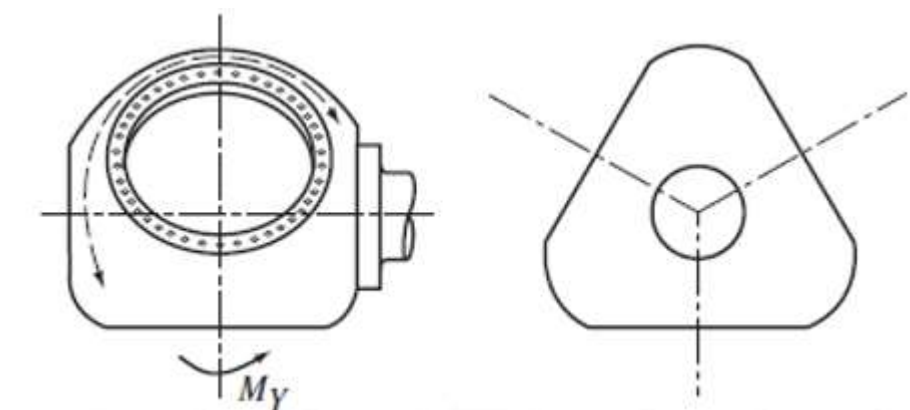


Imagen 16: Buje esférico. Fuente: Wiley sons – Wind Energy Handbook

2.2. Góndola

La góndola es el elemento del aerogenerador que une el buje con la torre a través de una corona dentada del sistema de orientación. Dentro de la góndola encontramos los elementos mecánicos (transmisión) y eléctricos (generador) para convertir la energía captada del viento en energía eléctrica. Para el control del aerogenerador, se instalan un anemómetro y una veleta en el exterior de su superficie. Normalmente se fabrican de acero forjado y placas de fibra de vidrio.

2.2.1. Transmisión

En los generadores actuales existen dos tipos de sistemas de transmisión: transmisión directa y transmisión con caja multiplicadora.

En la transmisión directa, el generador se encuentra acoplado directamente al rotor por un eje (eje lento). Se precisa de un generador más grande, por el hecho de tener más pares de polos.

En la transmisión con caja multiplicadora, el buje transmite por el eje lento las fuerzas a la caja, el eje rápido está conectado al generador. Se necesita un generador más pequeño, pero la caja multiplicadora necesita un mantenimiento.

En este proyecto se ha optado por transmisión directa.

2.2.2. Bancada

Las funciones de la bancada de la góndola son soportar el peso y las cargas de los componentes internos y transferir las cargas del rotor a la torre por los cojinetes. La bancada necesita una alta rigidez, por ello, se trata de una estructura de acero soldada que permiten ajustar la trayectoria de las cargas.

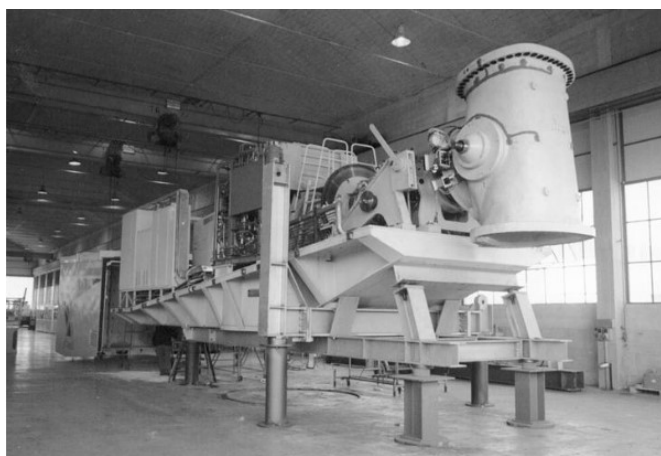


Imagen 17: Bancada de una góndola. Fuente: docshare.

2.2.3. Generador

El generador es el elemento que convierte la energía mecánica en energía eléctrica. En la actualidad: generador asíncrono y generador síncrono.

Por otro lado, los generadores pueden ser de velocidad variable o fija.

Los generadores de velocidad variable permiten una conexión indirecta con la red, aprovechando así los picos de velocidad del viento. De esta forma, el aerogenerador podrá generar de manera óptima en un rango de velocidades. Esta configuración nos permite una transmisión directa.

Los generadores de velocidad fija, la conexión con la red es directa, por lo que la turbina está limitada por la red, esto supone no poder abrochar los picos de viento que producirían la máxima energía y solo tener una velocidad óptima.

En este proyecto se ha optado por un generador síncrono de imanes permanentes con convertidor de velocidad variable.

2.3. Torre

Es el elemento de unión entre la góndola y el suelo. Su diseño consiste en un tronco cónico hueco de acero inoxidable u hormigón armado. Al ser hueco, permite un acceso seguro al interior de la góndola.

2.4. Control

El diseño del control tiene una gran importancia en el diseño del aerogenerador, pues es aquel que permite maximizar la potencia generada por el rotor. Al diseñar el control es necesario tener en cuenta, que los vientos muy fuertes (superiores a 20 m/s) no se dan con continuidad, por lo que se diseñarán para vientos que se produzcan con mayor frecuencia.

En la actualidad, todos los aerogeneradores llevan incorporados algún sistema de control de potencia, hay dos tipos de control:

- Pitch control o control de la variación del ángulo de paso
- Stall control o control de pérdida aerodinámica

2.4.1. Pitch control

Este control permite cambiar el ángulo de las palas respecto a su eje longitudinal. Al poder variar su ángulo, podemos controlar la potencia generada por la turbina, a vientos muy altos colocamos las palas de manera que no coja todo el aire (actúa de freno) y a vientos pequeños las colocamos de manera que coja la mayor cantidad de viento.

2.4.2. Stall control

Este control se basa en el diseño de la pala, ya que las palas se unen al buje con un ángulo fijo. La pala se encuentra ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal, de tal manera que a medida que el viento aumenta (velocidades muy elevadas), el ángulo de ataque aumenta produciendo así, una pérdida de sustentación, que implica que la energía absorbida disminuya.

3. Sistema de orientación.

El sistema de orientación de un aerogenerador se encarga de girar la góndola alrededor del eje de la torre. Su función se resume en:

- Regulación de la potencia obtenida:
 - Cuando la velocidad del viento es inferior a la nominal, el sistema de orientación va a intentar maximizar la energía eólica obtenida, manteniendo el rotor perpendicular al viento.
 - Cuando la velocidad del viento es mayor a la nominal, el sistema de orientación va a lograr reducir el área de barrido del aerogenerador para que no se produzcan sobrecargas en el generador.
 - Para un buen control de la potencia, necesitaremos una velocidad alta en el giro de la góndola, lo cual implica, que los momentos ejercidos sobre el sistema serán altos debido a la gran inercia que debe desplazar.
- Reducción de las cargas:
 - El sistema de orientación va a permitir contribuir a la reducción general de la carga, tanto cargas de fatiga como a cargas extremas en condiciones de viento extremas. Esto se logra mediante accionamientos de orientación.

Se estima que el sistema de orientación actúa durante un 10% de la vida del aerogenerador.

3.1. Tipos de sistema de orientación

En la actualidad podemos distinguir diferentes tipos de sistemas de orientación según si son sistemas de orientación pasiva o activa.

- Orientación pasiva:
 - Orientación mediante uso de colas

La gran ventaja de los aerogeneradores con este sistema es que solo requieren de una cola y un sistema que soporte el giro en su eje vertical adaptándose a la dirección del viento. El gran inconveniente reside en su peso, pues a mayor tamaño del aerogenerador, mayor ha de ser el tamaño de su cola, lo cual hace un aerogenerador muy pesado. Por ello este sistema se emplea en aerogeneradores pequeños.



Imagen 18: Aerogenerador con cola. Fuente: rebacas.

- Orientación mediante pequeñas turbinas.

Se colocan en el eje vertical y con la fuerza del viento provocan el giro del aerogenerador. El aerogenerador quedará alineado en la dirección del viento cuando la dirección del viento sea perpendicular a las turbinas. El gran inconveniente de este sistema es que se añaden elementos móviles al aerogenerador incrementando su complejidad. La gran ventaja de estos aerogeneradores es que las dimensiones de las turbinas no son muy grandes, incluso para los aerogeneradores grandes.

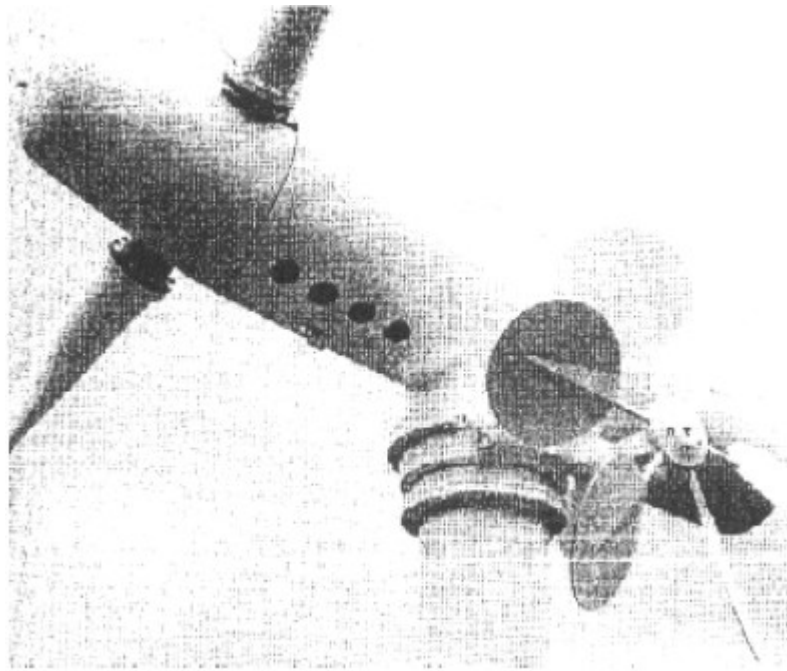


Imagen 19: Aerogenerador orientado mediante pequeñas turbinas. Fuente: Wind turbines- Erich Hau

- Los aerogeneradores de eje horizontal a sotavento se orientan de esta manera
- Orientación activa:
 - Orientación mediante pequeños motores.

Este sistema permite regular la potencia obtenida y la disminución de las cargas. En este sistema, medimos el viento a través de una veleta situada en la parte superficial de la góndola. La medición de la veleta, transmite la información mediante un transductor al sistema.

Este sistema está formado por x accionamientos (dependiendo del tamaño del aerogenerador, cada accionamiento está formado por un motor eléctrico, una caja reductora y un piñón integrado, que se explicarán en la siguiente sección) que proporcionan el par necesario para mover la góndola a través de la corona situada en el interior de la torre.

Durante la vida del aerogenerador tenemos 3 situaciones en las que tenemos que tener en cuenta el sistema de orientación:

- El par en la parte superior de la torre es inferior al par de fricción estática, por lo que los motores en este caso no actúan.
- El par en la parte superior de la torre es mayor que el par de fricción estática por lo que el motor tiene que actuar como freno.
- El par en la parte superior de la torre es mayor que el par del sistema de orientación entero, por lo que la góndola gira.

En el siguiente diagrama observamos la distribución de los componentes del sistema de orientación durante las operaciones de giro.

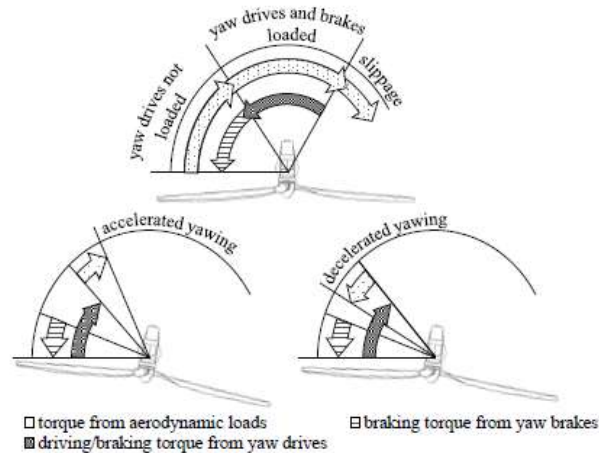


Imagen 20: Diagrama del sistema de orientación. Fuente: [10]

3.2. Descripción de los elementos.

Para este proyecto se ha elegido un sistema de orientación activa mediante 8 motores de 5.5 KW. A continuación se hace una pequeña descripción de cada elemento:

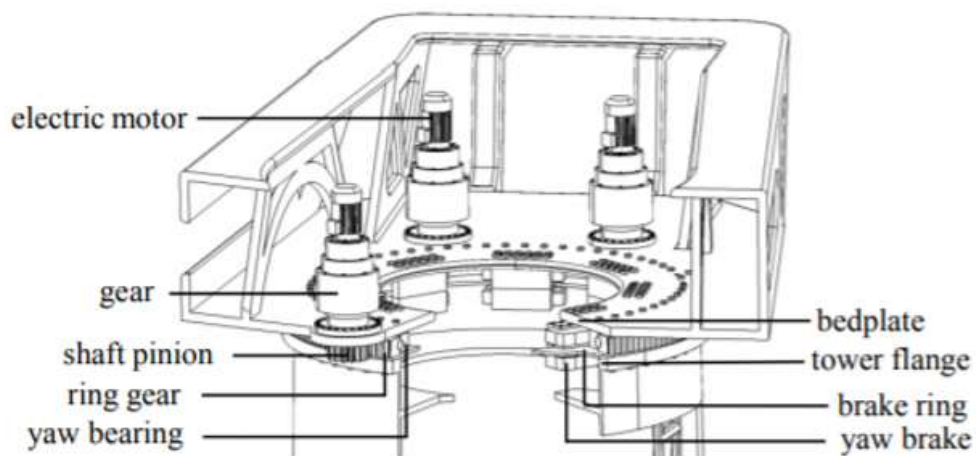


Imagen 21: Representación gráfica del sistema de orientación. Fuente: [10]

3.2.1. Corona dentada

La corona es un elemento normalizado. Se trata de una rueda dentada de 248 dientes situada sobre la torre del aerogenerador. Es una parte fija del sistema de orientación y mediante el sistema piñón-corona permite el desplazamiento del conjunto de la góndola.

Para nuestro diseño, nos interesa tener un diámetro de la corona lo más grande posible, para poder soportar las fuerzas y momentos necesarios para hacer mover la góndola.

3.2.2. Piñón

El piñón es un elemento normalizado. Se trata de una rueda dentada de 14 dientes. A través del motor, y con la unión a la corona dentada, producen el movimiento del sistema. Para nuestro diseño, necesitaremos radios pequeños.

3.2.3. Accionamiento

El accionamiento es el conjunto formado por el motor y la caja reductora, al que se acopla el piñón. Los motores se mueven cuando les llega la señal de que la góndola no está alineada con la dirección del viento o cuando hay un viento extremo para no producir una sobrecarga del generador. La señal, procedente de la veleta, hace que el accionamiento se ponga en marcha, produciendo el par y la potencia necesarios para mover la góndola.

En este sistema hay 8 accionamientos. Los motores de estos son motores asíncronos de 5.5 kW de potencia, con una velocidad nominal de 940 rpm. El par nominal de cada accionamiento es de 49 kNm, en condiciones extremas pueden dar un par de pico de 98.1 kNm, con un rendimiento del 70%.

Para los 8 accionamientos se plantean las especificaciones que han de cumplir y se seleccionan dos modelos de distintos fabricantes que cumplen esas especificaciones:

- Modelo bonfiglioli 714T4F + BN132 series
- Modelo brevini SLS600DCe

3.2.4. Soporte

Los soportes son de libre diseño. Sobre los soportes se apoya todo el peso de la góndola, además son el nexo de unión entre el accionamiento y la corona.

3.2.5. Rodamientos del sistema de orientación

El uso de rodamientos en el sistema de orientación se emplea para la reducción de cargas en el soporte y una mejor absorción de los momentos flectores. En los aerogeneradores actuales se emplean dos tipos de rodamientos:

- Rodamientos de doble hilera que tiene la ventaja de una mejor distribución de la tensión y una mayor vida útil, pero son más caros.
- Rodamientos deslizantes que tienen la ventaja de hacer innecesarios frenos de giro adicionales por sus propiedades de frenado y amortiguación.

3.2.6. Freno del sistema de orientación

Se suele aplicar un modelo de frenos hidráulicos. Durante el funcionamiento del aerogenerador, el freno evita que la góndola se mueva aplicando un par de frenado máximo. Cuando se produce el movimiento de la góndola, se reduce la presión, reduciendo el par de frenado sin quitarlo del todo, pues de esta manera reducimos las cargas alternas en los engranajes del sistema.

4. Modelo de simulación.

Partiendo de las especificaciones preliminares (Anexo 1) se genera el modelo simplificado del aerogenerador con el que se van a realizar simulaciones para obtener las cargas y parámetros necesarios para su posterior diseño.

4.1. Parámetros generales

Para la definición de clases de aerogeneradores off-shore la IEC (comisión eléctrica internacional) establece dos parámetros diferenciadores: la velocidad del viento y la intensidad de la turbulencia. Estos dos parámetros tienen como objetivo lograr una clasificación de los aerogeneradores y representar valores característicos de sitios diferentes aunque no ofrecen precisión de ningún sitio específico.

Wind turbine class	I	II	III	S
– V_{ref} [m/s]	50	42.5	37.5	Site specific
– V_{ave} [m/s]	10	8.5	7.5	
– A I15 (-)	0.18			
– a (-)	2			
– B I15 (-)	0.16			
– a (-)	3			
– C I15 (-)	0.145			
– a (-)	3			

Tabla 1: Parámetros básicos para la clasificación de los aerogeneradores. Fuente [7]

Siendo:

- V_{ref} = velocidad de referencia del viento.
- V_{ave} = velocidad media anual del viento durante muchos años a la altura del buje.
- A = categoría para valores altos de intensidad de turbulencia.
- B = categoría para valores medios de intensidad de turbulencia.
- C = categoría para valores bajos de intensidad de turbulencia.
- I_{15} = valor característico de la intensidad de turbulencia para una velocidad viento de 15 m/s
- a = parámetro de pendiente para las características de intensidad de la turbulencia

Según las especificaciones preliminares (anexo 1), nuestro aerogenerador pertenece a la clase 1B IEC.

Otro parámetro a tener en cuenta es la distribución de probabilidad de la velocidad del viento. La distribución de la velocidad del viento en un sitio determina la frecuencia con la que ocurre la carga de los componentes individuales. Según el lugar donde se coloque el aerogenerador, puede seguir la distribución de probabilidad de Rayleigh o Weibull. En las especificaciones se establece que sigue una distribución Weibull con: $V_{ave} = 10.6$ m/s y $K_{weibull} = 1.979$.

$$P_W(V_{hub}) = 1 - \exp \left[- (V_{hub}/C)^k \right]$$

Ecuación 1: Distribución de Weibull. Fuente [7]

Siendo:

- $P_w(V_{hub})$ = Función de probabilidad acumulada Weibull.
- V_{hub} = velocidad media del viento (durante 10 minutos) a la altura del buje.
- C = parámetro de escala de la distribución Weibull.
- K = parámetro de forma de la distribución Weibull

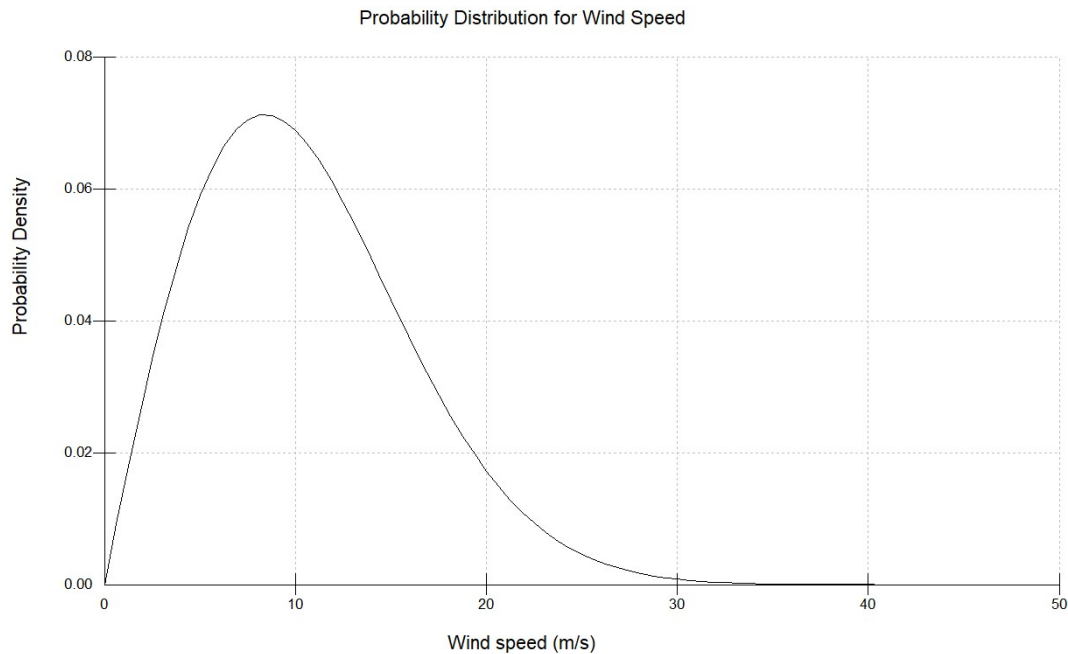


Imagen 22: Distribución de probabilidad de Weibull de la velocidad del viento. Fuente: elaboración propia.

Se establecen las condiciones con las que el aerogenerador trabaja:

- Sentido de giro: horario.
- Posición del rotor: a barlovento.
- Tipo de velocidad: variable.
- Superficies de control: Pitch.
- Transmisión: directa

Para un correcto funcionamiento del aerogenerador establecemos su rango de operación, es decir, la velocidad de arranque y velocidad de corte:

- Velocidad de arranque (V_{in}): es aquella velocidad del viento con la que el aerogenerador empieza a funcionar o deja de funcionar a vientos lentos. Se establece en 3.5 m/s
- Velocidad de corte (V_{out}): es aquella velocidad en la que el aerogenerador se tiene que parar porque sufre peligro de que se rompa alguna de sus partes por las condiciones extremas o encender, por vientos fuertes. Se establece en 30 m/s

El sistema de coordenadas empleado (y al que están referidas todas las posiciones de los elementos) es el Yaw Bearing coordinate system. El origen de coordenadas está en la intersección del eje de la torre con un plano horizontal situado a 200 mm. La elección de este sistema de coordenadas se basa en que las fuerzas y momentos resultantes son las propias del sistema de orientación.

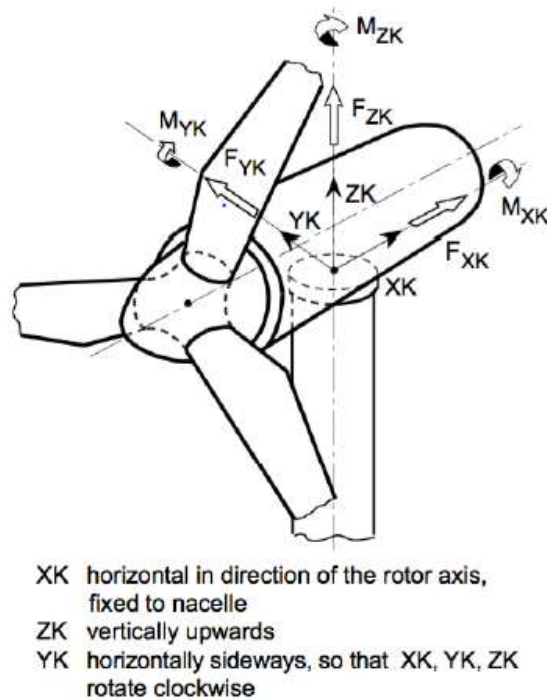


Figura 1: Sistema de coordenadas. Fuente: [7]

En los siguientes apartados se van a explicar los parámetros de los elementos del aerogenerador introducidos en el programa *bladed* para las simulaciones:

4.1.1. Palas

Como se ha comentado en el punto 2.1.1, el diseño de las palas es un proceso muy complejo e importante, por lo que no es estudio de este proyecto. El estudio de las palas se encargó a una empresa externa dedicada a ello: *Wind novation engineering solutions GmbH* con el nombre del proyecto: LZ62-5.

El aerogenerador consta de 3 palas de longitud 61.5 metros y una masa de 20505 kg. A continuación se muestran las imágenes de los datos metidos:

A medida que avanzaba la longitud de la pala se han introducido diferentes perfiles aerodinámicos (hasta 6), los cuales determinarán el comportamiento de la pala. En los que había que especificar: [fuente es el manual de *bladed*, donde se explica cada parámetro]

- Relación entre la cuerda y espesores: varía para cada perfil.
- Número de Reynolds: $3 \cdot 10^6$.
- Centro del momento de cabeceo o pitch: punto en el que se define el momento de cabeceo aerodinámico. Está definido como el porcentaje de la cuerda hacia atrás desde el borde de ataque. Se mantiene en 25% en todos los perfiles.

- Ángulo de ataque desde -180° a 180° con sus correspondientes coeficientes de sustentación (C_L), arrastre (C_D) y momento de cabeceo o pitch (C_M).

Name	TFG21		
Comments			
General data			
Thickness to chord ratio	%	21	
Reynolds Number	-	3.E+06	
Pitching Moment Centre	%	25	
Deployment Angle	deg	0	
Include Pitching Moment	-	Yes	
Load...	View:	All	
New	From	-180.0	deg
Import...	To	180.0	deg
Delete dataset	View Data		
Save			

α	C_L	C_D	C_M
-180.00	0.000	0.100	0.000
-170.00	0.800	0.200	0.400
-150.00	0.800	0.550	0.325
-120.00	0.500	1.060	0.325
-90.00	-0.114	1.300	0.325
-60.00	-0.755	1.060	0.325
-30.00	-1.200	0.450	0.220
-20.00	-1.200	0.200	0.050
-15.00	-1.100	0.100	0.000
-10.00	-0.720	0.025	-0.055
-9.00	-0.620	0.016	-0.069
-8.23	-0.539	0.012	-0.082
-7.72	-0.470	0.011	-0.092
-7.21	-0.396	0.009	-0.101
-6.70	-0.325	0.008	-0.107
-6.19	-0.258	0.008	-0.111

Edit		Paste	Copy	Delete
Coefficients to add or edit				
Angle of attack	α	deg		
Lift Coefficient	C_L	-		
Drag Coefficient	C_D	-		
Pitch Coefficient	C_M	-		
				Add

Imagen 23: Ejemplo archivo TFG21 datos aerodinámicos. Fuente: elaboración propia

A continuación se introducen los datos geométricos de la pala, los cuales son:

- Distancia a lo largo de la pala: es la distancia desde el inicio de la pala hasta el punto en el que nos encontramos. Expresada en metros.
- Distancia a lo largo del eje pitch: distancia desde el inicio de la hasta el punto del eje del pitch en el que nos encontramos. Expresada en metros.
- Cuerda: distancia desde el borde de ataque hasta el borde de fuga del perfil. Expresada en metros.
- Torsión aerodinámica: ángulo local de la cuerda. Expresada en grados.
- Espesor: el espesor de la pala expresada como porcentaje entre de la cuerda en el punto que nos encontramos.
- Eje neutral (x e y): distancia desde el eje pitch al eje neutral en la dirección x e y, respectivamente, en metros.
- Eje neutral local (x'): distancia perpendicular desde la cuerda al eje neutral en coordenadas locales, expresado como porcentaje de la cuerda.
- Eje neutral local (y'): distancia entre la cuerda y el borde de ataque expresado en porcentaje de la cuerda.
- Sección laminar: referida a los distintos perfiles aerodinámicos.
- Móvil/fijo: diferencia entre una parte fija o móvil de la pala para lograr la regulación aerodinámica o de frenado.



Tabla 2: Geometría de la pala. Fuente: elaboración propia



En la imagen x se obtiene gráficamente la geometría de la pala especificada en la imagen x. Se observa como al inicio (unión con el buje) el perfil es circular y a medida que se recorre la pala, su perfil va tomando una forma más aerodinámica.

La última parte que nos quedaría por definir sería la masa y la rigidez de la pala: [8]

- Centro de masas (x'): distancia perpendicular desde la cuerda al centro de masas en coordenadas locales, expresado en porcentaje.
- Centro de masas (y'): distancia a lo largo de la cuerda desde el borde de ataque al centro de masas en coordenadas locales, expresado en porcentaje.
- Orientación del eje de masas: orientación del eje principal de inercia, en grados.
- Masa por unidad de longitud: el gradiente de la distribución de la masa de la pala en cada punto, con respecto a la distancia real a lo largo de la pala, en kg/m.
- Momento de inercia polar por unidad de longitud: el gradiente del momento de inercia de la masa polar de la pala en cada punto alrededor del eje z local. En kg/m
- Ratio de radio de giro: el radio de giro de la masa alrededor del eje y del centro de masa entre el radio de giro de la masa alrededor del eje x del centro de masa
- Orientación del eje principal de inercia: expresado en grados
- Centro del cortante: en porcentaje respecto a la cuerda
- Rigidez a flexión: en Nm²
- Rigidez torsional: definido respecto al centro del cortante en Nm².

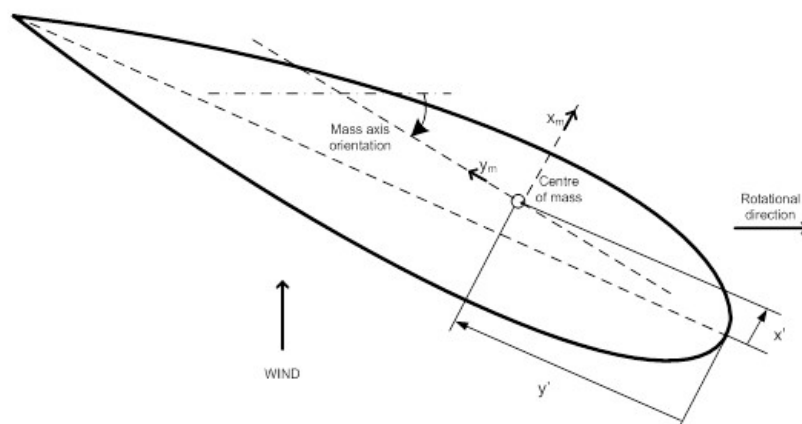


Figura 4: Ejes de la masa de la pala. Fuente: [7]

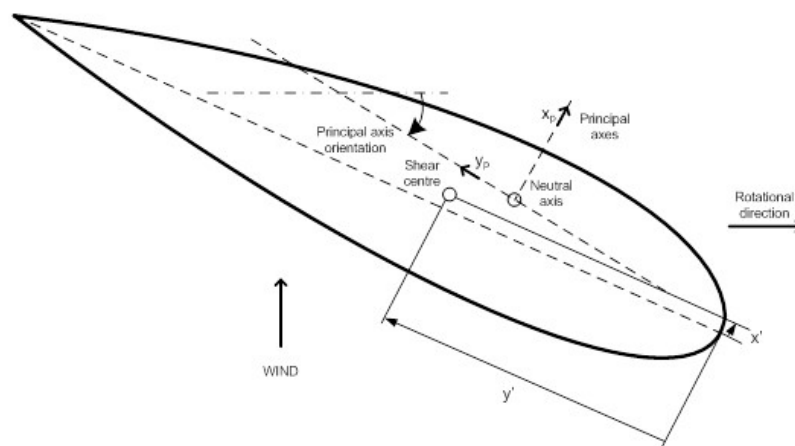


Figura 5: Ejes en la torsión de la pala. Fuente: [7]

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Distance along pitch axis		0	5	7.5	12.5	17.5	25	52.5	59	61	61.5
Centre of mass (x')	%	50.2	49.2	45.5	45.3	45	44.7	45	48.2	52.5	52.5
Centre of mass (y')	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mass axis orientation	deg	0	16.14	15.63	11.76	7.100002	4.33	0.12	-0.6000002	999997E-02	1.3
Mass/unit length	kg/m	1939.9	515.5	481	464.6	380.2	328.9	100.9	58.8	17.6	1.8
Polar inertia/unit length	kgm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Radii of gyration ratio		1	0.7948	0.6155	0.4007	0.334	0.2942	0.1966	0.1803	0.18	0.18
Principal axis orientation	deg	50.2	48.40001	45	42.3	42.2	42	42	47	49	49.4
Shear centre (x')	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Shear centre (y')	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bending stiffness about x _j	Nm ²	3.87E+10	7.63E+09	5.78E+09	3.22E+09	1.74E+09	7.86E+08	2.03E+07	3500000	293000	29300
Bending stiffness about y _j	Nm ²	3.87E+10	7E+09	7.41E+09	7.01E+09	4.08E+09	2.38E+09	1.1E+08	6.04E+07	8010000	801000
Torsional stiffness	Nm ²	2.07E+10	4.04E+09	2.55E+09	9.61E+08	4.05E+08	1.64E+08	9280000	2990000	406000	40600

Tabla 3: Especificaciones de la masa y rigidez de la pala. Fuente: elaboración propia

4.1.2. Rotor

En este apartado se especifican los parámetros generales del rotor (al haberse especificado anteriormente las palas, solo queda definir el buje). Estos parámetros se han obtenido de las especificaciones preliminares (anexo 1).

Blade:	(61.6427 m)	
Nominal rotor diameter	126	m
Rotor diameter (coned)	125.827	m
Number of blades	3	
Tower height (Ht)	87	m
Hub vertical offset (h)	3.148	m
Total hub height (Ht+h)	90.148	m
Blade set angle	0	deg
Cone angle (C)	-3	deg
Tilt angle (T)	6	deg
Overhang (O)	5.213	m
Lateral Offset (L)	0	m

Tabla 4: Datos del buje. Fuente: elaboración propia

A continuación se explican los datos de la tabla X:

- Angulo de montaje de las palas: es el ángulo en el que se montan las palas sobre el buje.
- Ángulo de conicidad (C): es el ángulo entre el eje de la pala y el plano del rotor. Este ángulo se pone para disminuir los esfuerzos sobre la pala.
- Ángulo tilt (T): es el ángulo de inclinación entre el eje y la horizontal. Este ángulo se pone como medida para evitar que la pala choque con la torre.
- Saliente (O): es la distancia horizontal entre el centro del rotor y el eje de la torre
- Desplazamiento lateral (L): es el desplazamiento horizontal entre el eje y los ejes de la torre.

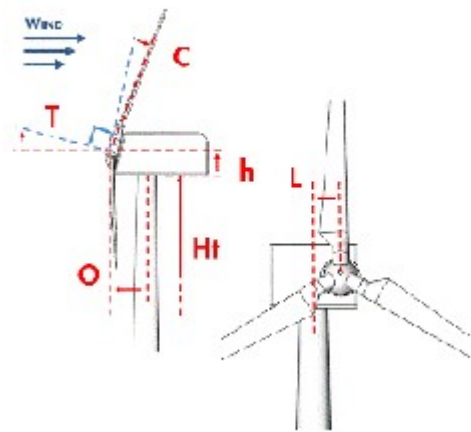


Figura 6: Representación gráfica de los parámetros del buje. Fuente: Bladed

Para terminar de definir el buje se necesita añadir sus dimensiones, su masa e inercia:

- Dimensiones
 - Longitud de raíz (L) = 1.5 m
 - Diámetro de unión (D) = 3.3
 - Coeficiente de arrastre= 0.42
 - Diámetro (S) = 3

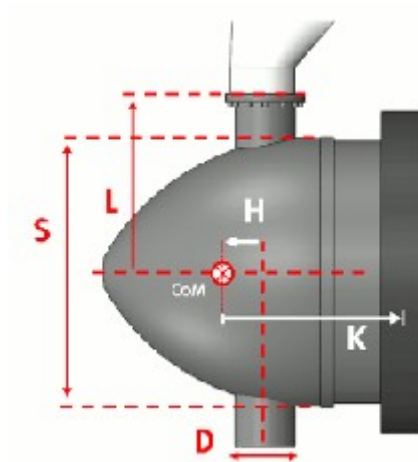


Figura 7: Representación gráfica de los parámetros del buje. Fuente: Bladed.

- Masa e inercia
 - Masa = 40000 kg
 - Centro de masas (H) = 0 -> es la distancia desde la intersección del eje y los ejes de las palas hasta el centro de masas del buje
- Inercia sobre el eje = 30000 kgm² (anexo II).
- Inercia perpendicular al eje = 56569.98 kgm² (anexo II).

4.1.3. Torre

Los parámetros de la torre (torre tubular axisimétrica) que hay que meter son:

- Material: S275 (densidad = 7850 kg/m^3 y $E=2.1 \cdot 10^{11} \text{ N/m}^2$)
- Condiciones ambientales marinas:
 - Coeficiente de arrastre aerodinámico: 0.82
 - Coeficiente de arrastre hidrodinámico : 0.82
 - Coeficiente de inercia hidrodinámico: 2
 - Profundidad media del agua : 40 m
 - Profundidad de la primera estación de la torre: 45 m
- Estructura de la torre (se ponen dos puntos):
 - Altura sobre la superficie: -45 m y 87 m
 - Diámetro exterior: 6.1 m
 - Masa por unidad de longitud: 10595.6 kg/m .
 - Espesor de la pared: 76.4 mm

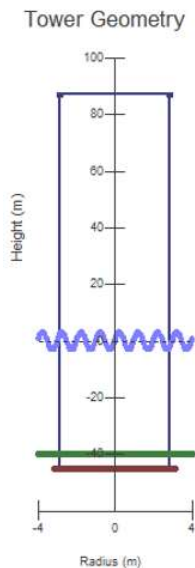


Figura 8: Geometría de la torre. Fuente: Bladed

4.1.4. Transmisión

Como se ha comentado anteriormente, la transmisión seleccionada es la transmisión directa, por lo que no existirá caja multiplicadora. Los parámetros que definen a la transmisión en bladed son los siguientes:

- Inercia del generador = 306250 kgm^2
- Posición del freno: en el eje de baja (esto para Bladed, pues en la realidad el eje de alta y de baja son el mismo)

4.1.5. Góndola

Para el diseño de la góndola se toma como un cilindro, los datos los sacamos de las especificaciones:

- Longitud de la góndola: 8 m
- Altura de la góndola: 8.5 m
- Ancho de la góndola: 8.5 m
- Coeficiente de arrastre de la góndola: 0.95.
- Masa de la góndola: 200000 kg.
- Posición del centro de masas (referido a las coordenadas del yaw bearing):
 - $X = -1$ m.
 - $Y = 0$ m.
 - $Z = 3$ m.
- Momentos de inercia (los cálculos se pueden ver en el anexo 2):
 - Inercia de giro o yaw inertia = 1755557.05 kgm^2 (inercia en el eje z)
 - Inercia de cabeceo o nodding inertia = 2093557.05 kgm^2 (inercia en el eje y)
 - Inercia de balanceo o Rolling inertia = 3849114.1 kgm^2 (inercia en el eje x)

4.1.6. Sistema de orientación

En Bladed podemos tener activo o no el sistema de orientación. Si lo mantenemos activo hay que especificar como se mueve (datos sacados de las especificaciones preliminares):

- Tiempo para comenzar la maniobra: 6s
- Posición a la que queremos que se mueva: se ajusta para cada condición de viento.
- Velocidad de giro: $0.3^\circ/\text{s}$.

A continuación, debemos especificar la dinámica de orientación:

4.1.6.1. Sistema de orientación rígido

En este sistema la góndola sigue con precisión el ángulo demandado por la góndola. El parámetro a especificar es el rozamiento estático:

$$\text{Yaw friction} = \mu * F_z * R_{int} = 0.3 * 3119.42 * 2.85 = 2667.1 \text{ kNm}$$

Siendo:

- $\mu = 0.3$ el coeficiente de rozamiento estático
- F_z = fuerza ejercida en el eje z en el sistema de coordenadas yaw bearing, en esta fuerza se incluyen las fuerzas aerodinámicas e inerciales. [kN]
- $R_{int} = 2.85$ m, que representa el radio interno de la torre

4.1.6.2. Sistema de orientación flexible

En este sistema la góndola gira pasivamente con respecto al ángulo exigido de la góndola como resultado de las fuerzas aerodinámicas. La góndola solamente comenzará a girar si el par en la parte superior de la torre (en el rodamiento del sistema de orientación) es mayor que el par del sistema de orientación entero (este par incluye el par de fricción más el par de giro, incluidos los pares aerodinámicos e inerciales). Los parámetros que se han de especificar son los siguientes:

- Yaw stiction : representa la diferencia entre el rozamiento dinámico y estático
 - $\text{Yaw stiction} = (\mu_e - \mu_d) * F_z * R_{int} = (0.3 - 0.12) * 3119.42 * 2.85 = 1600.26 \text{ kNm} = 0.6 * \text{yaw friction}$
Donde:
 - $\mu_d = 0.12$ representa el coeficiente de rozamiento dinámico [14]
- Amortiguamiento de giro = 19160000 Nms/rad [13]
- Rigidez a torsión = 9028320000 Nm/rad [13]

4.1.7. Control

El aerogenerador dispondrá de un control del par y de un control de paso de velocidad variable.

4.2. Condiciones de operación

En este apartado se comentan los diferentes estados en los que opera el aerogenerador. Nos basamos en el manual de bladed [7]. Para la combinación de las condiciones de funcionamiento, tenemos las condiciones externas normales y extremas:

- Condiciones externas normales: son aquellas que tienen una probabilidad de ser superadas una o más veces al año.
- Condiciones externas extremas: son aquellas que tienen una probabilidad de ocurrir cada 50 años.

4.2.1. Producción de energía

El aerogenerador se encuentra en cualquier posición produciendo energía con unas velocidades de viento entre 3.5 y 30 m/s.

4.2.2. Parada normal

El aerogenerador se encuentra funcionando en condiciones normales, se utilizan frenos aerodinámicos y/o el freno de eje para detener el rotor. Los frenos aerodinámicos hacen variar el ángulo de paso de las palas haciendo frenar al rotor, en cierto valor se aplica el freno del eje para que se detenga. Los parámetros de la simulación empleados en la parada son:

- Variación de la velocidad del ángulo de paso durante la parada : $8^\circ/\text{s}$
- Ángulo de paso final: 90°
- Velocidad de actuación del freno del eje: 0 rpm

4.2.3. Parada de emergencia

Esta situación se debe a la pérdida de carga o una condición de exceso de velocidad. La condición de pérdida de carga activa la pérdida de red y la condición de exceso de velocidad activa el frenado aerodinámico.

La parada de emergencia se ejecuta con los mismos parámetros que la parada normal, la diferencia entre ellas reside en que se pueden al mismo tiempo, si es necesario, el par de frenado aerodinámico y del eje.

4.2.4. Arranque

El arranque significa la conexión del generador y empezar a producir energía. En esta situación las palas del rotor se encuentran moviéndose a una velocidad determinada (normalmente es 0, pero en el caso del idling no lo es (mirar 4.2.5)). Se anula la acción del freno y cuando el rotor llega a una velocidad determinada, se conecta el generador. Los parámetros empleados para las simulaciones en el arranque son:

- Velocidad inicial del rotor: normalmente 0 rpm.
- Angulo de paso inicial: 90°.
- Variación del ángulo de paso durante el arranque: -8°/s
- Velocidad del rotor a la que se conecta el generador: 6 rpm
- Ángulo de paso al terminar el arranque: 0 °

La variación de ángulo inicial durante el arranque se mantiene constante hasta alcanzar el ángulo de paso demandado por el controlador.

4.2.5. Idling

En esta situación el generador está desconectado, pero se deja al rotor girar libremente (sin aplicar ni par de frenado ni control de paso).

Por un lado, al aplicar esta situación reducimos las cargas que soporta el aerogenerador manteniendo el ángulo de paso en 90° (posición de bandera), por lo que el aerogenerador se orienta hacia las zonas con menor resistencia.

Por otro lado, los rodamientos sufren mayores cargas de fatiga, pues se mantienen en constante movimiento.

4.2.6. Aparcado

En esta situación, el rotor del aerogenerador se mantiene fijo gracias al freno del eje, por lo que el aerogenerador no produce energía. Los parámetros empleados en las simulaciones cuando el aerogenerador está aparcado son:

- Posición del ángulo de paso: 90°
- Posición del rotor o ángulo de azimut: 0°, es decir, una pala está apuntando verticalmente hacia arriba.

4.3. Condiciones ambientales

Los aerogeneradores marinos están sujetos a condiciones oceanográficas, meteorológicas y eléctricas que pueden afectar a su carga, durabilidad y funcionamiento. Para garantizar el nivel adecuado de seguridad y fiabilidad, en el diseño se tendrá en cuenta los parámetros medioambientales eléctricos y del suelo.

Las condiciones ambientales pueden estar determinadas por el viento, las corrientes marinas, las olas marinas, el nivel del mar, las condiciones climáticas, la temperatura y el crecimiento marino, el hielo marino, el lecho marino y otras influencias, si procede.

Para la definición de las cargas, se aplicaran los datos meteorológicos y oceanográficos y otras condiciones climáticas del lugar en el que se instala. Para las condiciones de diseño ambiental, tenemos dos opciones:

- Se deben especificar de manera que causen el mayor efecto adverso en la estructura.

- Se pueden especificar sobre la base de observaciones estadísticas, si se dispone de ellas.

Para un diseño correcto del aerogenerador off-shore, se debe tener en cuenta la corrosión de los materiales y la protección que se les debe aplicar. [8]

4.3.1. Viento

En este apartado se comentaran los distintos modelos que se toman en cuenta para las simulaciones:

4.3.1.1. Modelo normal del viento (NWP)

Este modelo se emplea para definir el cortante medio del viento a través del área de barrido del rotor. Para designar a la velocidad:

$$V(z) = V_{hub} \left(z / z_{hub} \right)^\alpha$$

Ecuación 2: Velocidad del viento. Fuente: [7]

Donde:

- $V(z)$ = velocidad media del viento en función de la altura z por encima de la línea de flotación en m/s.
- V_{hub} = velocidad del viento a la altura del buje en m/s.
- Z = altura sobre la línea de flotación en m.
- Z_{hub} = altura del buje sobre la línea de flotación en m.
- α = exponente de la ley de potencia.

Este modelo asume estabilidad atmosférica neutra, con $\alpha = 0.14$ para cualquier velocidad del viento.

4.3.1.2. Modelo normal turbulento (NTM)

La turbulencia del viento está representada por la energía transportada por los remolinos de la turbulencia. La caracterización de la turbulencia se hace mediante parámetros estadísticos para el periodo en el que el espectro permanece invariable, y son: valor medio de la velocidad del viento, intensidad de turbulencia y escalas de longitud integrales.

Para describir una turbulencia se emplean combinaciones estándar de parámetros externos con los espectros de potencia y funciones de coherencia de la velocidad del viento. En general, se utilizarán modelos tridimensionales de turbulencia que tengan en cuenta las componentes tanto longitudinales como transversales y laterales del viento.

Para las clases estándar de turbinas eólicas (como la de este proyecto), las densidades espectrales de potencia del campo vectorial de velocidad del viento aleatorio, debe cumplir:

- El valor característico de la desviación típica de la componente longitudinal de la velocidad del viento a la altura del buje vendrá dado por:

$$\sigma_1 = I_{15} (15 \text{ m/s} + a V_{hub}) / (a + 1)$$

Ecuación 3: Desviación típica. Fuente: [7]

Donde:

- σ_1 = desviación típica de la velocidad del viento de la componente longitudinal del viento a la altura del buje, en m/s. La desviación típica se debe asumir invariante con la altura
 - I_{15} = valor característico de la intensidad de la turbulencia del viento a 15 m/s, en nuestro caso, mirando la tabla 1, valdrá 0.16.
 - a = parámetro de pendiente para las características de intensidad de turbulencia, en nuestro caso, mirando la tabla 1, valdrá 3.
 - V_{hub} = velocidad del viento a la altura del buje en m/s.
- Los valores de la intensidad de la turbulencia se tomarán a la altura del buje. Para otras alturas, se puede suponer que la desviación estándar de la velocidad del viento permanece constante, mientras que la velocidad del viento varía con la altura, por lo que la intensidad de la turbulencia también cambiará. Se calcula de la siguiente manera:

$$I_{tur} = \sigma_1 / V_{hub} \text{ en } [\%]$$

Ecuación 4: Intensidad de turbulencia. Fuente: [7]

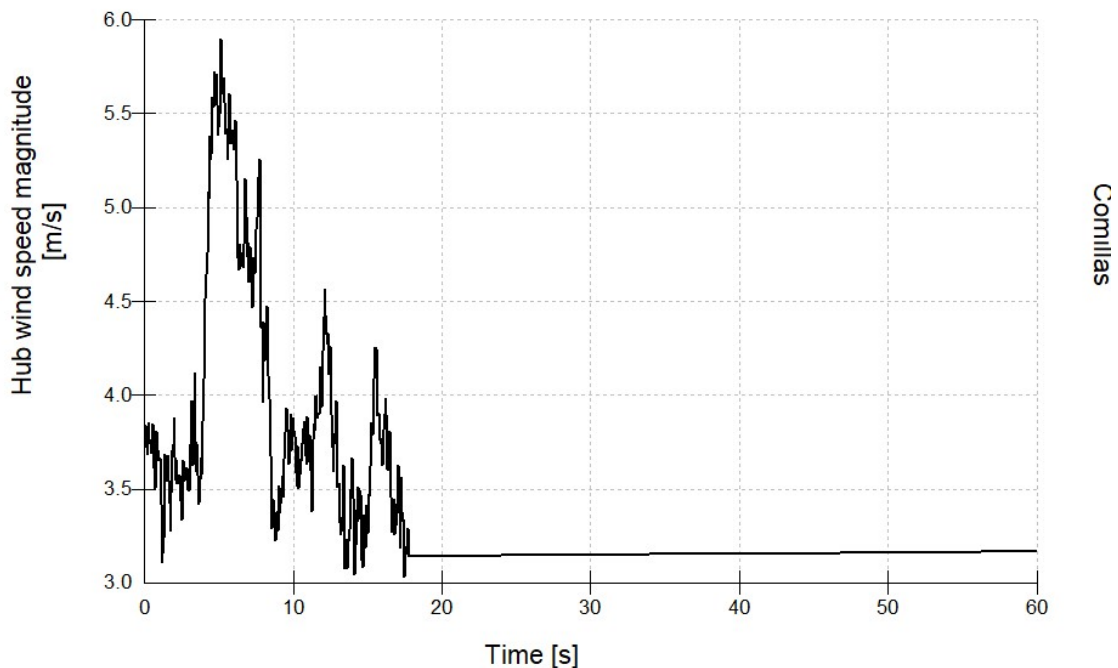


Figura 9: Campo turbulento a 4.5 m/s. fuente: elaboración propia

4.3.1.3. Modelos extremos

Las condiciones extremas del viento se utilizan para determinar las cargas de viento extremas que actúan sobre los aerogeneradores marinos. Estas condiciones extremas son provocadas

por tormentas y ráfagas fuertes de viento que provocan grandes cambios de velocidades y dirección del viento. A continuación se explican los diferentes modelos:

4.3.1.3.1. Modelo extremo turbulento (ETM)

El modelo de turbulencia extrema utilizará el modelo de perfil normal de viento. Para las clases de turbinas eólicas estándar, el valor característico de la desviación estándar de la componente de la velocidad longitudinal del viento del modelo extremo de turbulencia vendrá dado por:

$$\sigma_{ETM} = I_{15} \left[\frac{20 + a(V_{hub} + 6)}{a + 1} - \frac{V_{hub} - V_{ave}}{6a} \right]$$

Ecuación 5: Desviación típica en el modelo extremo. Fuente: [7]

Donde:

- σ_{ETM} = desviación típica del modelo de turbulencia extrema a la velocidad del buje. Esta desviación típica se supondrá invariable con la altura.
- I_{15} = valor característico de la intensidad de la turbulencia del viento a 15 m/s, en nuestro caso, mirando la tabla 1, valdrá 0.16.
- V_{ave} = velocidad media anual del viento a la altura del buje.
- a = parámetro de pendiente para las características de intensidad de turbulencia, en nuestro caso, mirando la tabla 1, valdrá 3.
- V_{hub} = velocidad del viento a la altura del buje en m/s.

4.3.1.3.2. Modelo de viento extremo (EWM)

Los modelos de viento se basan en la velocidad del viento de referencia V_{ref} y una desviación típica σ_1 . El modelo de viento extremo puede ser un modelo de viento constante o turbulento. A continuación se explica las diferencias:

- **Modelo de viento extremo turbulento**
La velocidad media del viento (promediada durante 10 minutos) se da en función de la altura z a la que se calcule con un periodo de recurrencia de 1 o 50 años:

$$V_{50}(z) = V_{ref} (z/z_{hub})^{0.14}$$

Ecuación 6: Velocidad del viento esperado en una recurrencia de 50 años. Fuente: [7]

$$V_1(z) = 0.8 V_{50}(z)$$

Ecuación 7: Velocidad del viento esperado en una recurrencia de 1 año. Fuente: [7]

Donde:

- $V_N(z)$ = es el valor del viento esperado con una recurrencia de N años.

Para el modelo de turbulencia normal, se debe tomar, al menos: $\sigma_1 = 0.12 V_{hub}$.

➤ **Modelo de viento extremo constante**

Para el modelo de viento extremo constante, la velocidad extrema del viento racheado V_{e50} y la velocidad extrema del viento racheado de un año V_{e1} se calcularán en base a la velocidad de referencia. Estas velocidades se pueden calcular de la siguiente manera:

$$V_{e50}(z) = 1.25 V_{ref}(z/z_{hub})^{0.14}$$

Ecuación 8: Velocidad del viento extrema esperada con una recurrencia de 50 años. Fuente: [7]

$$V_{e1}(z) = 0.8 V_{e50}(z)$$

Ecuación 9: Velocidad del viento extrema esperada con una recurrencia de 1 año. Fuente: [7]

Donde:

- V_{N50} = velocidad del viento extrema esperada (promediada durante más de 3 segundos), con una recurrencia de N años.
- V_{ref} = velocidad de referencia conforme a la tabla 1.

Cuando las velocidades se promedian durante un tiempo diferente a 10 min, es necesario realizar una conversión utilizando la siguiente tabla:

Averaging Time	1 h	10 min	1 min	5 sec	3 sec
Factor	0.91	1.00	1.10	1.21	1.25

Tabla 5: Conversión de velocidades. Fuente [7]

4.3.1.3.3. Operaciones con ráfagas extremas (EOG)

Para las clases estándar de aerogeneradores, la velocidad de la ráfaga a la altura del buje con una recurrencia de N años se calcula de la siguiente manera:

$$V_{gustN} = \beta \sigma_1 B$$

Ecuación 10: Velocidad máxima del viento dentro de una ráfaga extrema, con una recurrencia de N años. Fuente: [7]

Donde:

- V_{gustN} = velocidad máxima del viento dentro de una ráfaga extrema, con una recurrencia de N años. [m/s]
- σ_1 = desviación típica
- $\beta = 4'8$ si $N=1$, $6'4$ si $N=50$.

- B = factor de reducción

$$B = \frac{1}{1 + 0.2 \left(\frac{D}{\Lambda_1} \right)}$$

Ecuación 11: Factor de reducción. Fuente: [7]

Donde:

- Λ_1 = parámetro de escala de turbulencia, en nuestro caso valdrá 42 m, por ser la altura del buje mayor que 60m.
- D = diámetro del rotor, en nuestro caso 126 m.

Con todos estos parámetros somos capaces de calcularnos la velocidad del viento con una recurrencia de N años con la siguiente ecuación:

$$V(z,t) = \begin{cases} V(z) - 0.37 V_{gustN} \sin(3\pi t/T) (1 - \cos(2\pi t/T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & \text{for } t < 0 \text{ and } t > T \end{cases}$$

Ecuación 11: Velocidad media del viento en función de la altura z. Fuente: [7]

Donde:

- V(z) = velocidad media del viento en función de la altura z por encima de la línea de flotación en m/s.
- T = 10'5 s para N=1 y 14 s para N=50

4.3.1.3.4. Rágas extremas con dirección cambiante (ECD)

Para los diseños de las clases de aerogenerador estándar, se asume una magnitud de ráfaga $V_{cg}=15$ m/s. En este caso, se supondrá que el aumento de la velocidad del viento se produce simultáneamente con el cambio de dirección θ_{cg} .

La ecuación del viento vendrá dada por:

$$V(z,t) = \begin{cases} V(z) & \text{for } t < 0 \\ V(z) + 0.5 V_{cg} (1 - \cos(\pi t/T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & \text{for } t > T \end{cases}$$

Ecuación 12: Velocidad media del viento en función de la altura z. Fuente: [7]

La magnitud del cambio de dirección se define como:

$$\theta_{cg}(V_{hub}) = \begin{cases} 180^\circ & \text{for } V_{hub} < 4 \text{ m/s} \\ \frac{720^\circ \text{ m/s}}{V_{hub}} & \text{for } 4 \text{ m/s} \leq V_{hub} \leq V_{ref} \end{cases}$$

Ecuación 13: Magnitud del cambio de dirección. Fuente: [7]

Y el cambio de dirección simultáneo se obtendrá como:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & \text{for } t < 0 \\ \pm 0.5 \theta_{cg} (1 - \cos(\pi t / T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ \pm \theta_{cg} & \text{for } t > T \end{cases}$$

Ecuación 14: Cambio de dirección simultáneo. Fuente: [7]

Para este modelo de empleará el modelo de viento normal y T=10 s.

4.3.1.3.5. Viento extremo cortante EWS)

Para el viento cortante extremo con recurrencia de 50 años, se tienen que considerar los periodos de: viento cortante transitorio vertical y horizontal. La elección de estos periodos se realizaran en función de la que produzca la carga transitoria más crítica y no se aplicarán simultáneamente. Las velocidades del viento se calculan de la siguiente manera:

➤ Vertical

$$V(z,t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha + \left(\frac{z - z_{hub}}{D} \right) \left(2.5 + 0.2 \beta \sigma_1 \left(\frac{D}{A_1} \right)^{1/4} \right) \left(1 - \cos \left(\frac{2\pi t}{T} \right) \right) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & \text{for } t < 0 \text{ and } t > T \end{cases}$$

Ecuación 15: Velocidad del viento vertical. Fuente: [7]

➤ Horizontal

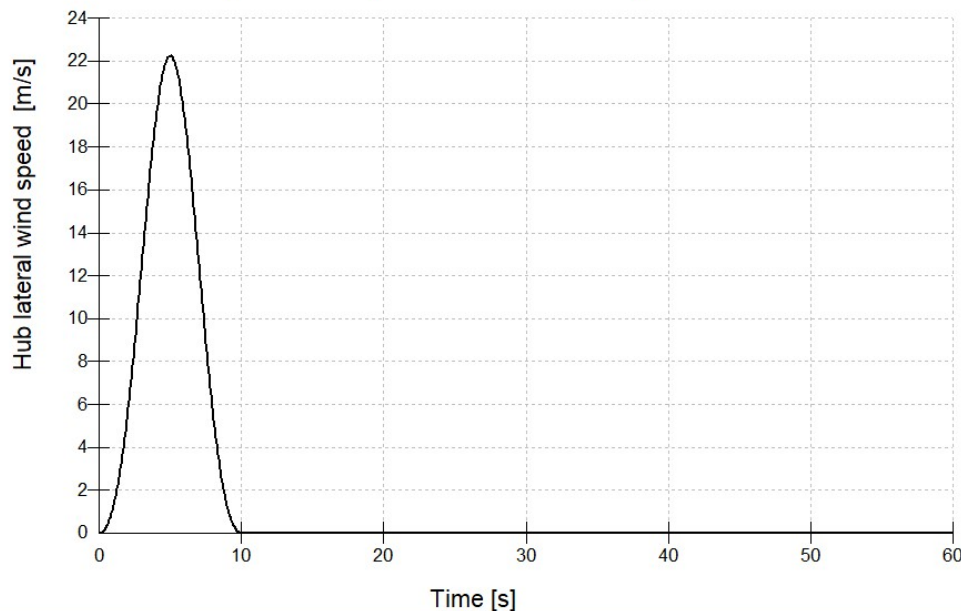
$$V(y,z,t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha + \left(\frac{y}{D} \right) \left(2.5 + 0.2 \beta \sigma_1 \left(\frac{D}{A_1} \right)^{1/4} \right) \left(1 - \cos \left(\frac{2\pi t}{T} \right) \right) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & \text{for } t < 0 \text{ and } t > T \end{cases}$$

Ecuación 16: Velocidad del viento horizontal. Fuente: [7]

Donde:

- $\alpha = 0.2$
- $\beta = 6.4$

- $T = 12 \text{ s}$
- Λ_1 = parámetro de escala de turbulencia, en nuestro caso valdrá 42 m, por ser la altura del buje mayor que 60m.
- D = diámetro del rotor, en nuestro caso 126.



Bladed Educational - Licensed to: Universidad Pontificia de Comillas

Figura 10: Ejemplo de velocidad horizontal del viento. Fuente: elaboración propia.

4.3.2. Mar

El estado natural del mar es un proceso estocástico, aunque para las simulaciones lo realizaremos como un proceso estacionario en el que cada muestra es representativa del conjunto. Por lo tanto, se supone que el estado del mar es un proceso gaussiano y puede describirse por la superposición de un número infinito de ondas armónicas con una altura, periodo y dirección diferentes además de una fase aleatoria.

Para el diseño del aerogenerador, las condiciones de las olas se basarán en mediciones o estudios realizados y validados del lugar de emplazamiento.

4.3.2.1. Olas

El estado del mar puede describirse en el dominio de la frecuencia mediante una función de densidad espectral, el cual determina la energía en varias bandas de frecuencia y/o dirección. Para definir el espectro de ondas lo haremos con (datos sacados de las especificaciones):

- $H_s = 5.08 \text{ m}$, que representa la altura significativa de la ola en 50 años.
- $T_p = 11.01 \text{ s}$, que representa el periodo de pico de la ola.

Para definir el modelo de una onda estándar se empleará es espectro JONSWAP [anexo E del GL].

4.3.2.2. *Corriente*

Las corrientes pueden estimarse utilizando datos estadísticos combinados con mediciones específicas del emplazamiento del aerogenerador. En las corrientes marinas podemos distinguir varias categorías:

- Corriente sub-superficiales: generadas por los movimientos de marea, debidas a las diferencias en barométricas o diferencias térmicas
- Corriente generada por el viento: generadas por el gradiente de presiones atmosféricas debido a una tormenta.
- Corriente de oleaje: generadas por la fuerza cortante de las olas rompiendo (si el aerogenerador se encuentra en un rompiente).

4.3.3. Otras condiciones medioambientales: hielo, terremotos y variaciones de temperatura

Las tres condiciones nombradas no aplican a nuestro diseño porque el software de bladed educational no permite hacer esas simulaciones.

5. Estrategias de orientación.

La vida útil de un aerogenerador marino se puede representar mediante un conjunto de situaciones que cubran las condiciones más significativas que pueda experimentar un aerogenerador. En este capítulo, se analizarán las situaciones que afectan al sistema de orientación, obteniendo los parámetros para cada una de las estrategias explicadas en 4.1.6.

5.1. Análisis de las cargas.

Los casos de diseño para determinar la integridad estructural del aerogenerador se determinarán siguiendo la guía de casos de GL. Los casos citados en el GL se pueden resumir en:

Limit state	Design condition	DLC
ULS	Normal operation	1.1, 1.4, 1.5, 1.10, 2.1, 3.1, 3.2, 4.1, 9.5
	Emergency stop procedure	5.1
	Normal operation with extreme environmental conditions (wind, wave, current, icing, sea ice, temperatures, seismic)	1.2, 1.3, 1.6, 1.7, 1.8, 1.9, 9.1, 9.2, 9.7, 9.8
	Normal operation plus occurrence of safety-system-relevant fault	2.2, 10.1, 10.2, 10.3
	Parked/standstill or idling with extreme environmental conditions (wind, wave, current, icing, sea ice, temperatures, seismic)	6.1, 6.3, 6.5, 9.3, 9.4, 9.9
	Parked/standstill or idling	6.4, 9.6
	Parked plus fault conditions	6.2, 7.1, 7.2, 8.2, 8.4, 8.5, 10.4, 10.5, 10.6
	Transport, installation, maintenance and repair	8.1
FLS	Normal operation	1.1, 9.1, 9.5
	Normal operation, ice formation on blades and on structures	1.8, 1.9
	Power production plus occurrence of failure	1.4, 2.1
	Start/normal stop procedures	3.1, 4.1
	Parked/standstill or idling, parked due to fault conditions	6.4, 7.2, 9.2
	Transport, installation, maintenance and repair	8.3

Tabla 6: Resumen de los casos de carga. Fuente: [7].

Donde:

- ULS: análisis de cargas de rotura.
- FLS: análisis de cargas a fatiga.
- DLC: casos de carga.

Cuando analizamos las situaciones de carga a rotura tenemos que distinguir 4 situaciones diferentes, a las que habrá que aplicar un coeficiente de seguridad (tabla 7):

- Normal (N): situaciones que se esperan que ocurren más de una vez.
- Extremo (E): para una situación de diseño extrema, se considera un estado de la turbina normal con condiciones externas extremas
- Anormal (A): situaciones poco probables que ocurran.

➤ Transporte y montaje (T).

Source of loading	Unfavourable loads				Favourable loads
	Type of design situation				All design situations
	N Normal	E Extreme	A Abnormal	T Transport and erection	
Environmental	1.2	1.35	1.1	1.5	0.9
Operational	1.2	1.35	1.1	1.5	0.9
Gravity	1.1/1.35*	1.1/1.35*	1.1	1.25	0.9
Other inertial forces	1.2	1.25	1.1	1.3	0.9
Heat influence	–	1.35	–	–	0.9
* in the event of the masses not being determined by weighing					

Tabla 7: Coeficientes de seguridad. Fuente: [7]

Para los casos estudiados se han realizado las simulaciones escogiendo 4 puntos en cada uno de ellos:

- Velocidad de arranque = 3.5 m/s.
- Velocidad nominal = 10.6 m/s.
- Velocidad alta = 20 m/s.
- Velocidad de corte = 30 m/s.

El caso de carga más crítico se encuentra cuando la góndola y el viento se encuentran alineados.

5.2. Diferentes estrategias de orientación.

Para el diseño de las estrategias de orientación tenemos que tener en cuenta los casos en los que el sistema de orientación tiene que actuar para frenar la góndola o girarla para la producción máxima de energía. Esto se produce cuando se producen condiciones de multidireccionalidad del océano (viento, oleaje y corrientes están desalineadas), por lo que los casos a estudiar son las situaciones normal de turbulencia (caso 1.1) y ráfagas extremas con dirección cambiante (caso 1.3)

De los casos con condiciones normales de operación y condiciones medioambientales extremas, el proyecto se centrará en el caso más crítico para el sistema de orientación: ráfagas extremas con dirección cambiante. Este caso se corresponde con el caso 1.3. Se trata de unas condiciones transitorias en las que la dirección del viento cambia, y se produce un desalineamiento entre la góndola y el viento, por lo que el sistema de orientación tendrá que actuar. Además, se tienen que considerar el desalineamiento entre el viento, el oleaje y las corrientes.

➤ Caso 1.3:

- Condiciones:
 - Situación de diseño: Producción de potencia
 - Condiciones del viento: Modelo ECD $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{ref}$

- Condiciones marinas: mar irregular con altura significativa de ola correspondiente a la velocidad del viento a la altura del buje
 - Otras condiciones: viento, oleaje y corrientes desalineadas.
 - Tipo de análisis: caso de resistencia límite.
 - Factor de seguridad: extremo.
 - Régimen transitorio.
- Caracterización del viento:

A continuación, se muestra la tabla de Bladed donde se definen las condiciones de viento de este caso:

		Speed m/s	Direction deg	Horizontal Shear m/s	Vertical Shear m/s	Vertical Direction Shear deg
Start value	-	10.6	0	0	0	0
Amplitude of change	-	16.78	66.27	10.55	11.31	15.63
Time to start cycle	s	0	0	12	0	0
Time period of cycle	s	10	10	12	12	12
Type of cycle (half/full)	-	Full ▼	Full ▼	Full ▼	Full ▼	Full ▼

Tabla 8: Parámetros de condición transitoria del viento. Fuente: Bladed.

Donde:

- Valor inicial: velocidad del viento al comienzo del transitorio
- Amplitud de cambio: diferencia entre el valor máximo y valor mínimo en el periodo del transitorio.
- Tiempo en el que empieza el ciclo: tiempo donde empieza el transitorio
- Duración del transitorio: depende del caso en el que estemos.
- Tipo de ciclo:
 - Half wave: el transitorio comienza en el valor inicial y aumenta de manera senoidal la cantidad establecida en la amplitud.
 - Full wave: el transitorio comienza en el valor inicial y aumenta de manera senoidal la cantidad establecida en la amplitud en la mitad del periodo volviendo al valor inicial al terminar el periodo.
 - IEC-2: transitorio de forma compleja.
- Velocidad horizontal cortante: definida como la diferencia entre los dos puntos opuestos del rotor.
- Velocidad vertical cortante: definida como la diferencia entre el punto más alto y más bajo del rotor.
- Dirección vertical cortante: definida como la diferencia en la dirección del viento entre el punto más alto y más bajo del rotor.

- Resultados:

	PSF		Mx	MY	MXY	MZ	FX	FY	FXY	FZ
caso 1.3	1,35	MIN	-1801,03	-7639,1	5243,39	-169,447	-307,111	-15,6253	11,8791	-2996,72
v=4,5		MAX	-1120,89	-5085,43	7840,76	1506,23	166,37	3,36361	307,262	-2941,72

Tabla 9: Fuerzas y momentos resultantes en las coordenadas yaw bearing a $v_{hub}=4.5$ m/s.

	PSF		Mx	MY	MXY	MZ	FX	FY	FXY	FZ
caso 1.3	1,35	MIN	847,25	-13995,5	3474,8	-917,371	557,979	-35,8047	557,999	-3093,26
v=10,6		MAX	2566,66	-2604,18	14195,7	3771,64	795,806	17,5455	795,965	-3034,3

Tabla 10: Fuerzas y momentos resultantes en las coordenadas yaw bearing a $v_{hub}=10.6$ m/s.

	PSF		Mx	MY	MXY	MZ	FX	FY	FXY	FZ
caso 1.3	1,35	MIN	2038,09	-4961,88	2142,47	-2973,34	112,252	-245,29	134,998	-3058,38
v=20		MAX	3086,85	8761,64	9181,84	5483,83	431,161	-0,716785	431,458	-2912,32

Tabla 11: Fuerzas y momentos resultantes en las coordenadas yaw bearing a $v_{hub}=20$ m/s.

	PSF		Mx	MY	MXY	MZ	FX	FY	FXY	FZ
caso 1.3	1,35	MIN	1923,5	-5416,55	2171,41	-2823,9	116,511	-443,12	167,227	-3064,84
v=30		MAX	3493,37	13045,6	13426,6	5531,17	340,498	2,33208	495,747	-2840,95

Tabla 12: Fuerzas y momentos resultantes en las coordenadas yaw bearing a $v_{hub}=30$ m/s.

➤ Caso 1.1:

- Condiciones:
 - Situación de diseño: Producción de potencia
 - Condiciones del viento: Modelo NTM $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$
 - Condiciones marinas: mar irregular con altura significativa de ola correspondiente a la velocidad del viento a la altura del buje
 - Otras condiciones: viento, oleaje y corrientes desalineadas.
 - Tipo de análisis: caso de resistencia límite.
 - Factor de seguridad: normal.
 - Régimen permanente.
- Caracterización del viento:

A continuación, se muestra la tabla de Bladed donde se definen los parámetros de turbulencia de este caso:

Import Details ...	
Number of points along Y	- 20
Number of points along Z	- 20
Volume width Y	m 130
Volume height Z	m 151.798
Duration of wind file	s 64
Frequency along X	Hz 32
Mean wind speed	m/s 4.5
Turbulence Seed	- 1

Spectrum Type:

☐ von Karman
☒ Kaiman
☐ Mann

Define ...

Turbulence Evolution:

☐ Frozen turbulence
☒ Allow turbulence evolution

No Advanced Options Enabled Advanced options ...

Generate Turbulence: Now in Batch

Figura 11: Parámetros de turbulencia. Fuente: Bladed

Donde:

- Número de puntos a lo largo del eje Y y Z: representan el número de puntos cuadrículados horizontalmente y verticalmente.
- Ancho de volumen Y: representa el ancho del campo de turbulencia, como mínimo debe ser el diámetro del rotor.
- Altura del volumen Z: representa la altura del campo de turbulencia, como mínimo debe ser el diámetro del rotor.
- Duración del campo de viento.
- Frecuencia a lo largo del eje x: se emplea para calcular la distancia entre los puntos sucesivos.
- Velocidad media del viento a la altura del buje.

- Semilla de turbulencia: número aleatorio para generar distintos campos de turbulencia con las mismas características estadísticas.
- Tipo de espectro:
 - Modelo Kaimal: es el modelo empleado, solo hay que meter el parámetro Λ_1
 - Modelo Von Karman
 - Modelo Mann

○ Resultados:

	PSF		Mx	MY	MX Y	MZ	FX	FY	FX Y	FZ
caso 1.1	1,2	MIN	-1837,25	-6589,05	5072,4	-322,503	60,7167	-6,93229	60,7167	-2987,76
v=3,5		MAX	-1445,65	-4859,99	6782,77	749,878	112,778	4,57454	112,784	-2979,99

Tabla 13: Fuerzas y momentos resultantes en las coordenadas yaw bearing a $v_{hub}=3.5$ m/s.

	PSF		Mx	MY	MX Y	MZ	FX	FY	FX Y	FZ
caso 1.1	1,2	MIN	416,273	-7398,16	1982,86	-1604,42	497,686	-28,0503	497,742	-3067,36
v=10,6		MAX	2158,03	-1625,46	7554,08	2990,79	640,895	44,5572	640,997	-3014,87

Tabla 14: Fuerzas y momentos resultantes en las coordenadas yaw bearing a $v_{hub}=10.6$ m/s.

	PSF		Mx	MY	MX Y	MZ	FX	FY	FX Y	FZ
caso 1.1	1,2	MIN	1519,77	-10744,1	2124,97	-4725,61	113,32	-58,3057	119,956	-3074,37
v=20		MAX	2914,75	761,523	10866,6	6607,26	511,205	66,9243	512,724	-2972,65

Tabla 15: Fuerzas y momentos resultantes en las coordenadas yaw bearing a $v_{hub}=20$ m/s.

	PSF		Mx	MY	MX Y	MZ	FX	FY	FX Y	FZ
caso 1.1	1,2	MIN	1125,23	-13366,6	2058,31	-7228,51	6,86053	-106,243	49,0008	-3119,42
v=30		MAX	3155,63	1724,16	13440,3	8308,05	472,92	132,799	473,454	-2914,41

Tabla 16: Fuerzas y momentos resultantes en las coordenadas yaw bearing a $v_{hub}=30$ m/s.

5.3. Elección de la estrategia de orientación.

5.3.1. Caso 1.3:

- Góndola y viento alineados.

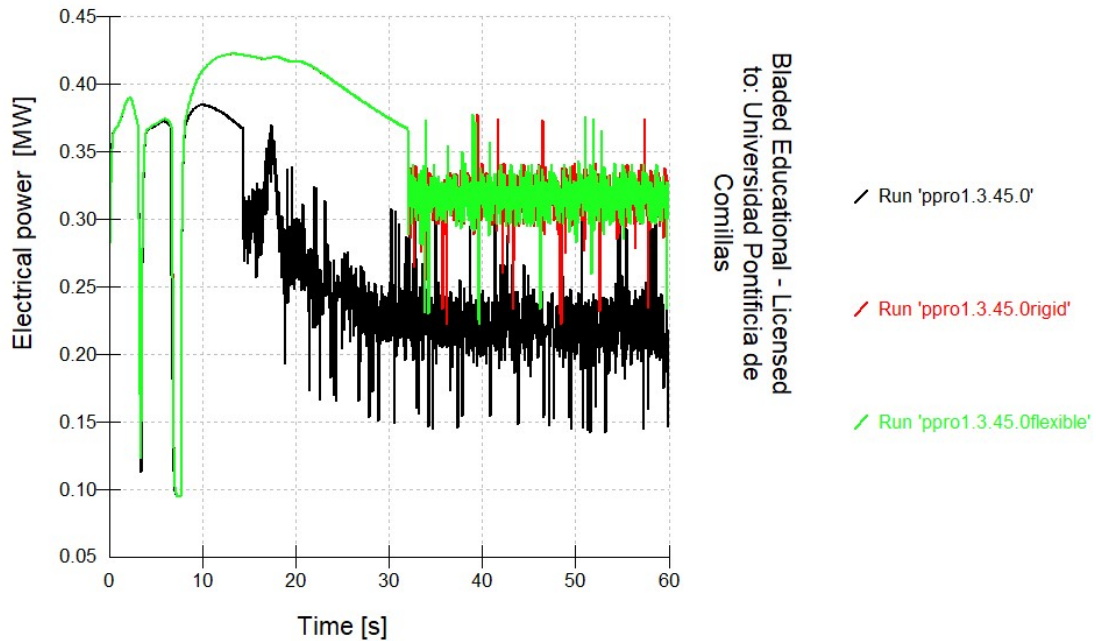


Figura 12: Producción de energía eléctrica de los diferentes modelos de simulación a $V_{hub} = 4.5$ m/s. fuente: elaboración propia

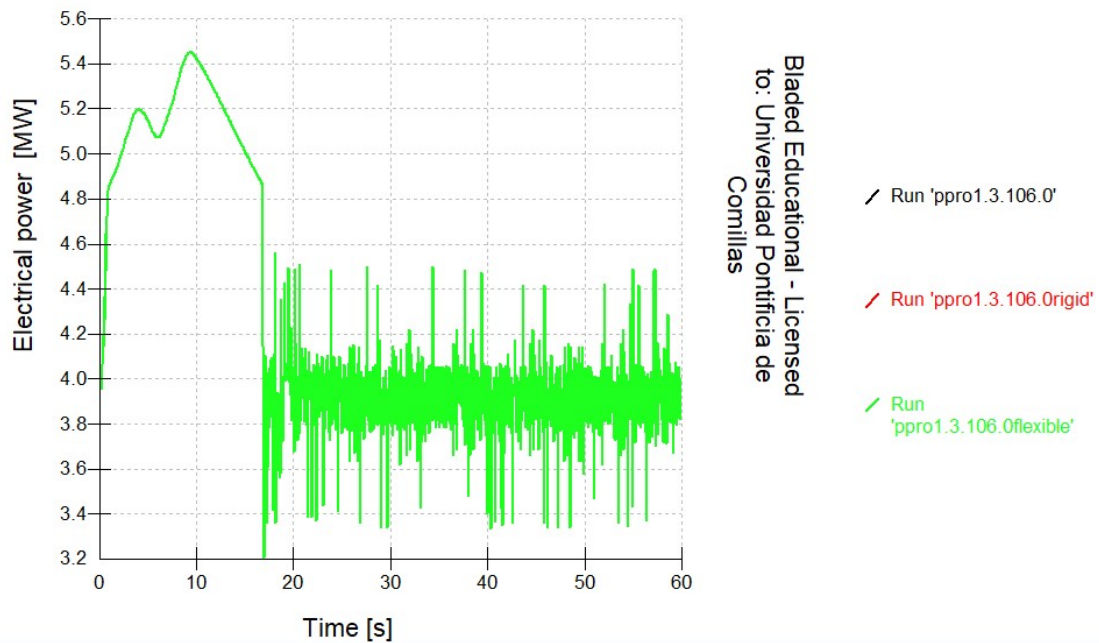


Figura 13: Producción de energía eléctrica de los diferentes modelos de simulación a $V_{hub} = 10.6$ m/s. fuente: elaboración propia

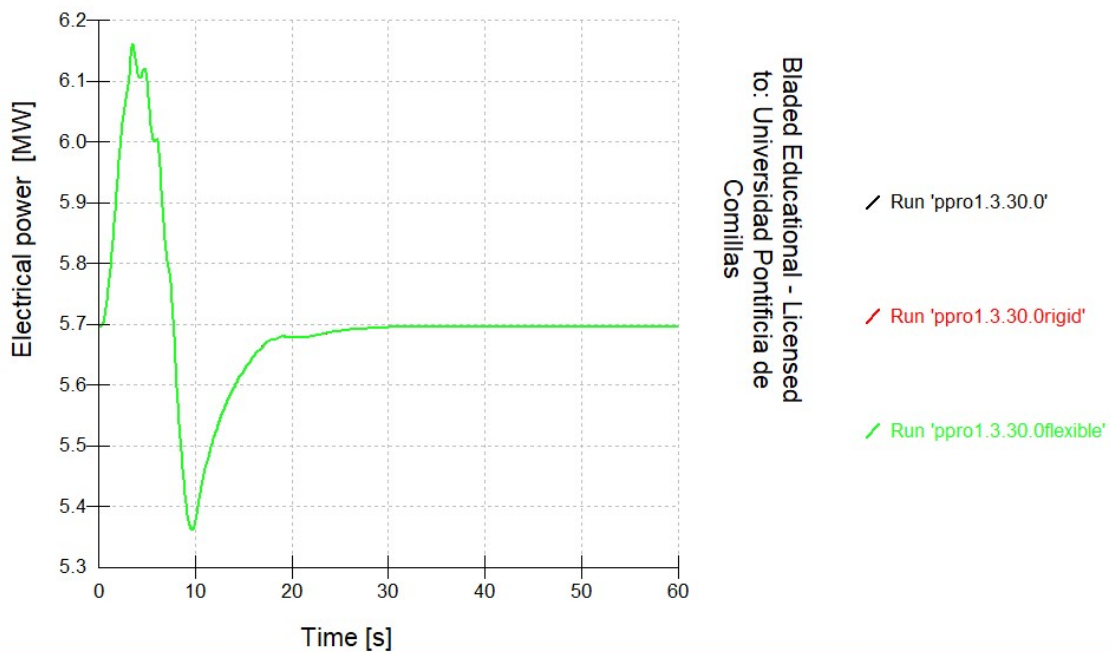


Figura 14: Producción de energía eléctrica de los diferentes modelos de simulación a $V_{hub} = 30$ m/s. fuente: elaboración propia

A la vista de los resultados observamos que la góndola al estar alineada con el viento, a bajas velocidades produce menor energía sin sistema de orientación activado que activado, por lo que se descarta no tenerlo activado. Para la elección entre el modelo rígido y el modelo flexible, se pone la góndola en diferentes posiciones de inicio y se orienta para la máxima producción de energía.

- Góndola y viento desalineados

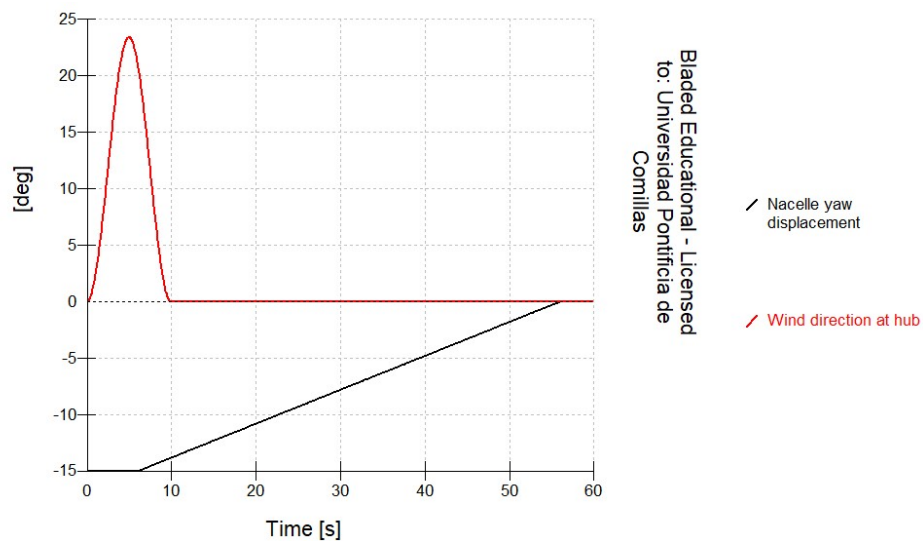


Figura 15: Ejemplo de orientación de la góndola con la dirección del viento. Fuente: elaboración propia

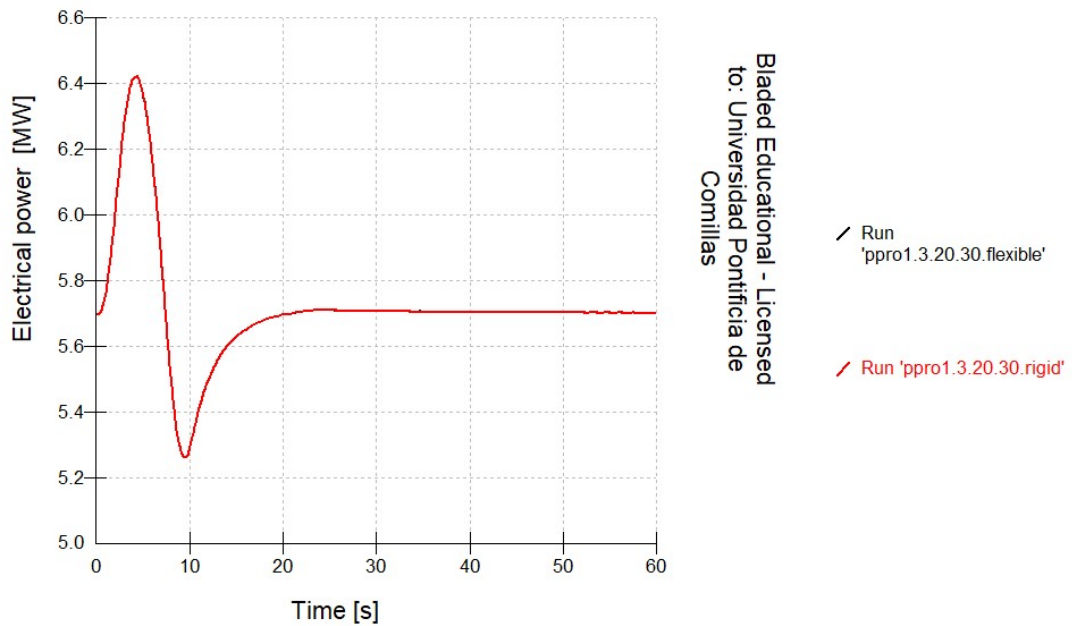


Figura 16: Producción de energía eléctrica de los dos modelos de orientación a $v_{hub} = 20$ m/s. Fuente: elaboración propia.

En la figura 16, se puede apreciar como los dos modelos de orientación generan la misma potencia eléctrica, por lo que nos fijaremos en otras variables (fuerzas, momentos y actuación del sistema).

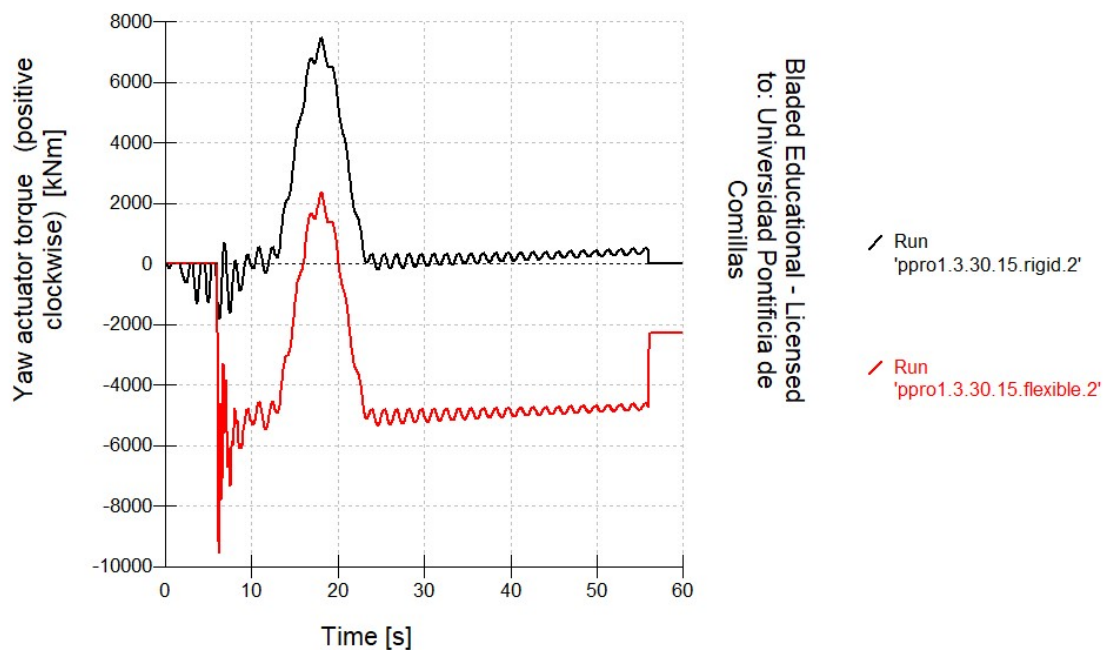


Figura 17: Actuación de los dos modelos de orientación. Fuente: elaboración propia

En la figura 17 se aprecia como el modelo flexible hace que el sistema esté en continuo trabajo durante la orientación del sistema y necesita más par para llegar al punto óptimo de trabajo.

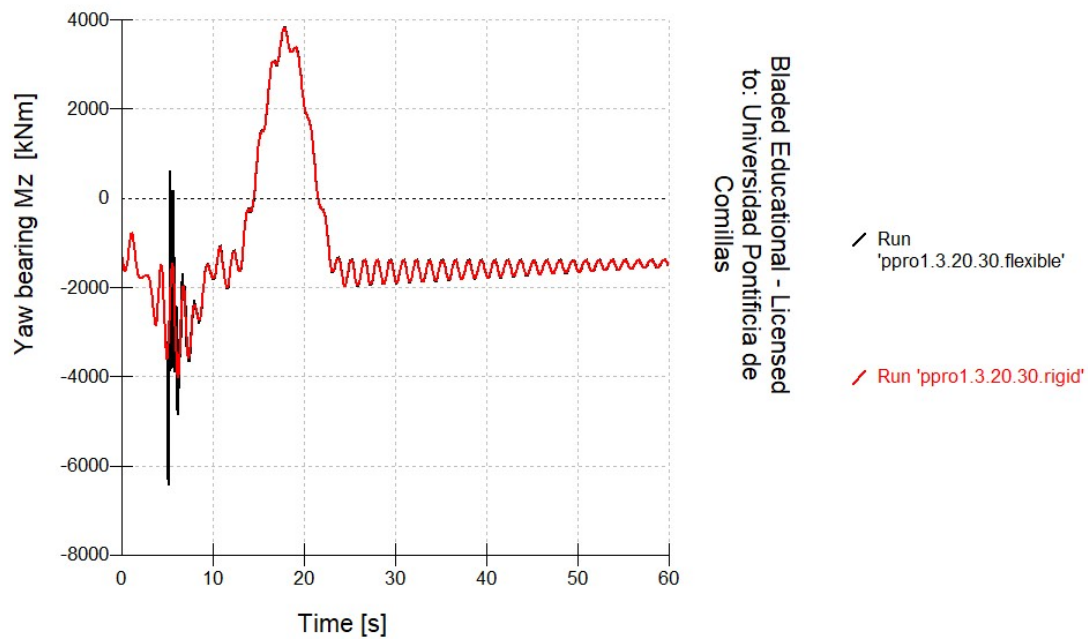


Figura 18: Momentos en el eje z (coordenadas yaw bearing). Fuente: elaboración propia

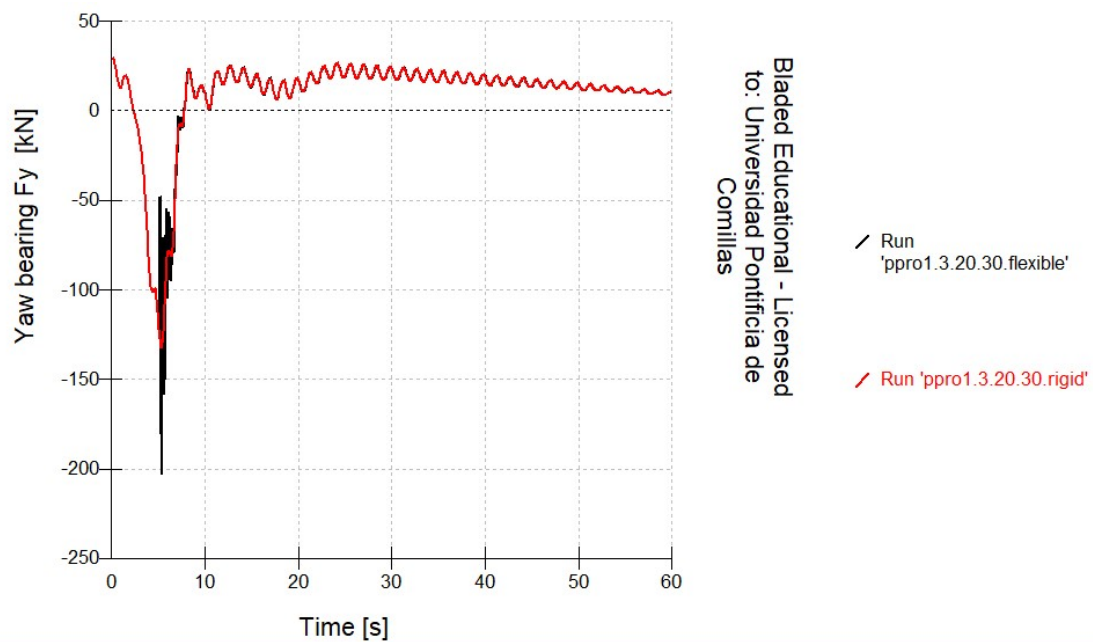


Figura 19: Fuerzas en el eje y (coordenadas yaw bearing del GL). Fuente: elaboración propia.

En las figuras 18 y 19 se observa como las fuerza en el eje y el momento en el eje z generada en las coordenadas del yaw bearing por las fuerzas aerodinámicas son más fuertes en el modelo flexible que en el modelo rígido. El resto de momentos y fuerzas de los otros ejes son iguales imagen x e imagen x. (solo se observan 3 momentos pues las gráficas se superponen).

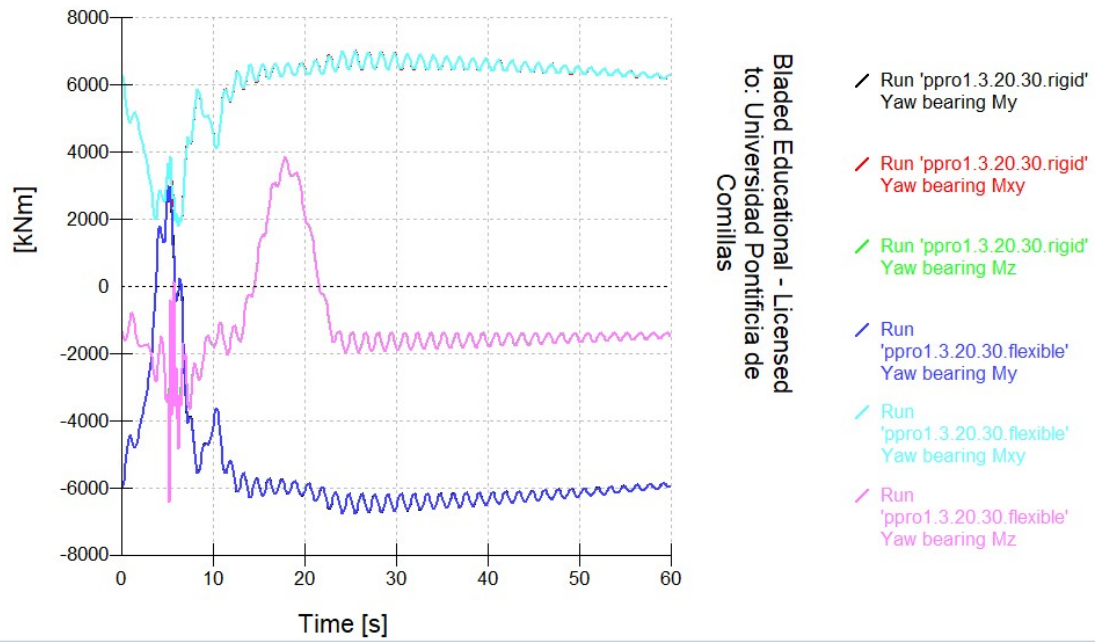


Figura 20: Momentos restantes en los modelos del sistema de orientación en coordenadas yaw bearing. Fuente: elaboración propia.

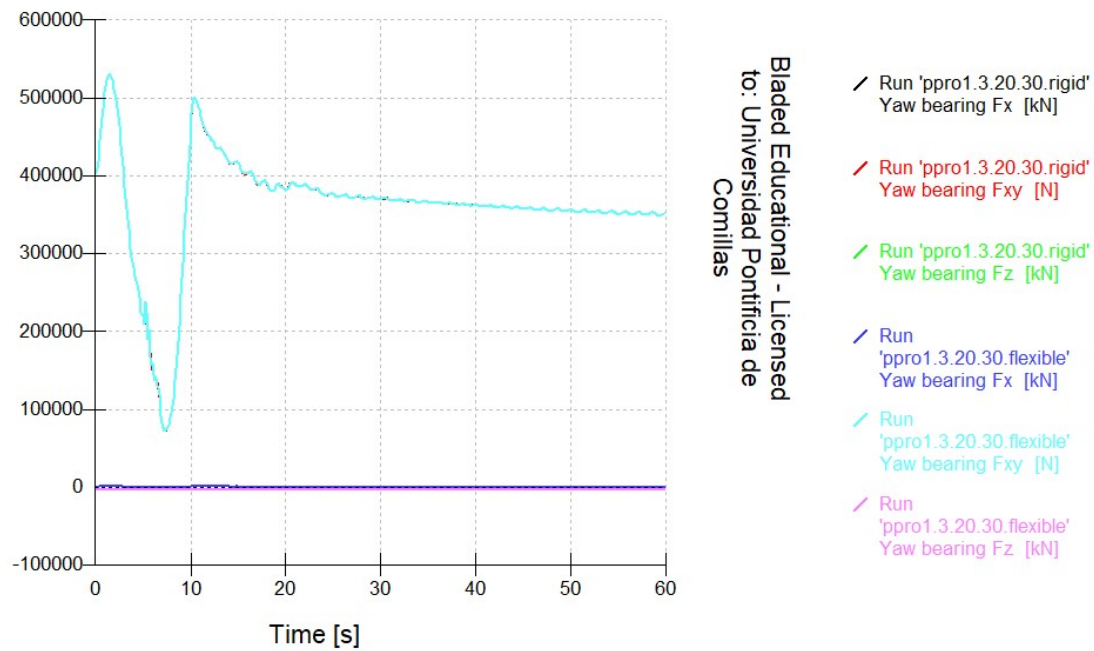


Figura 21: Fuerzas restantes en los modelos del sistema de orientación en coordenadas yaw bearing. Fuente: elaboración propia.

A la vista de los resultados anteriores, se elige el modelo rígido para el diseño del sistema de orientación.

5.3.2. Caso 1.1

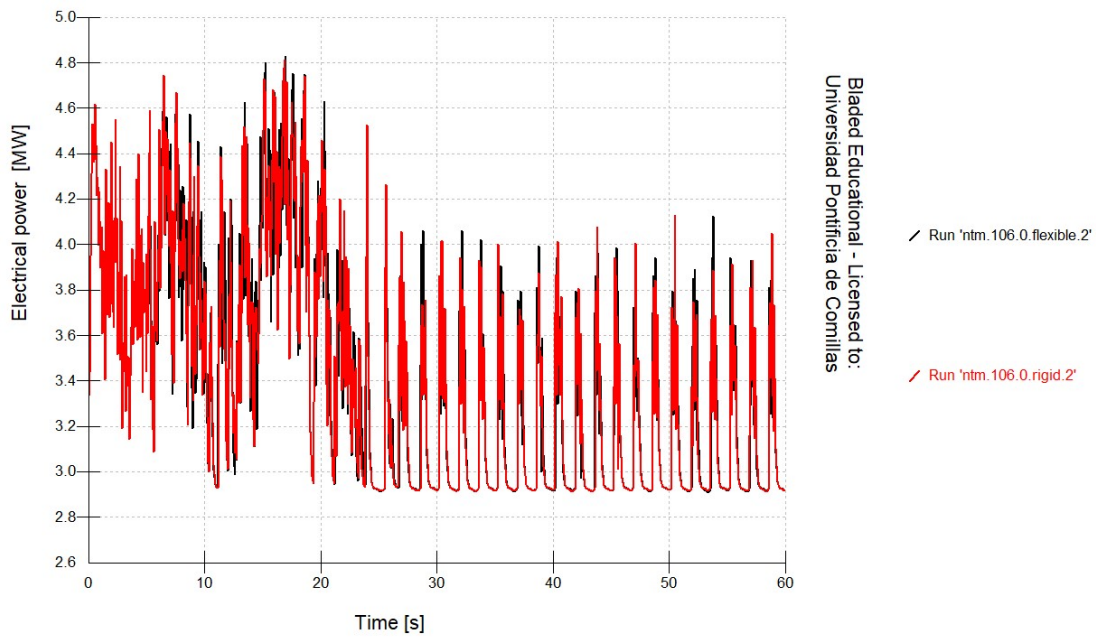


Figura 22: Producción de energía eléctrica de los diferentes modelos de orientación a $V_{hub} = 10.6$ m/s. Fuente: elaboración propia

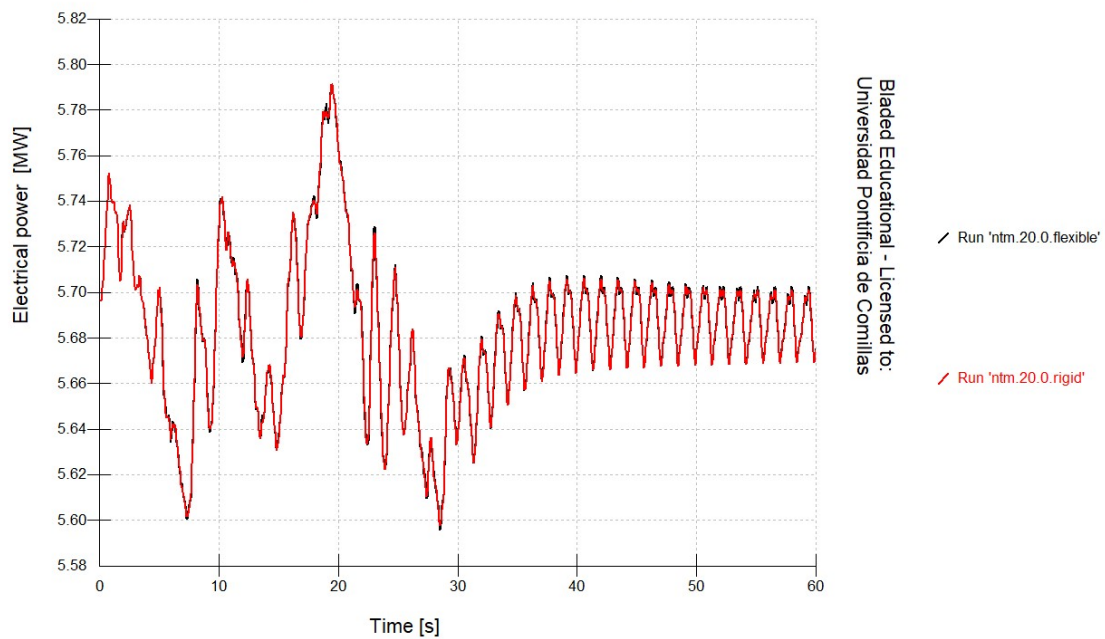


Figura 23: Producción de energía eléctrica de los diferentes modelos de orientación a $V_{hub} = 20$ m/s. Fuente: elaboración propia

Se puede observar que prácticamente producen la misma energía eléctrica, por lo que como en el anterior caso, nos fijaremos en las fuerzas, momentos y actuación del sistema.

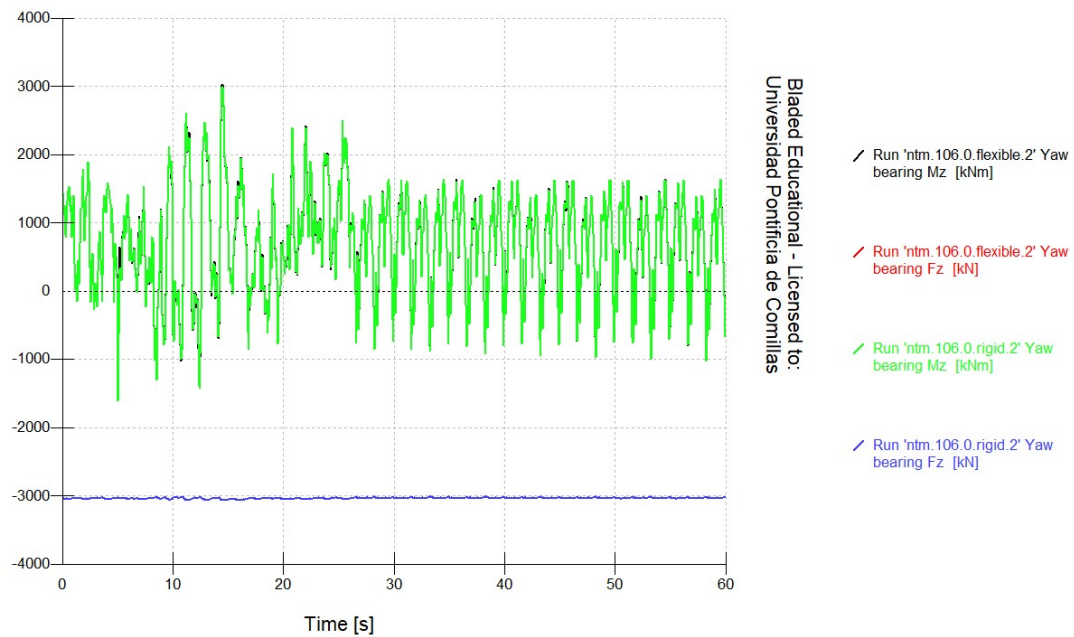


Figura 24: Momentos y fuerzas en el eje z de los 2 modelos de simulación a $V_{hub}=10.6$ m/s. Fuente: elaboración propia.

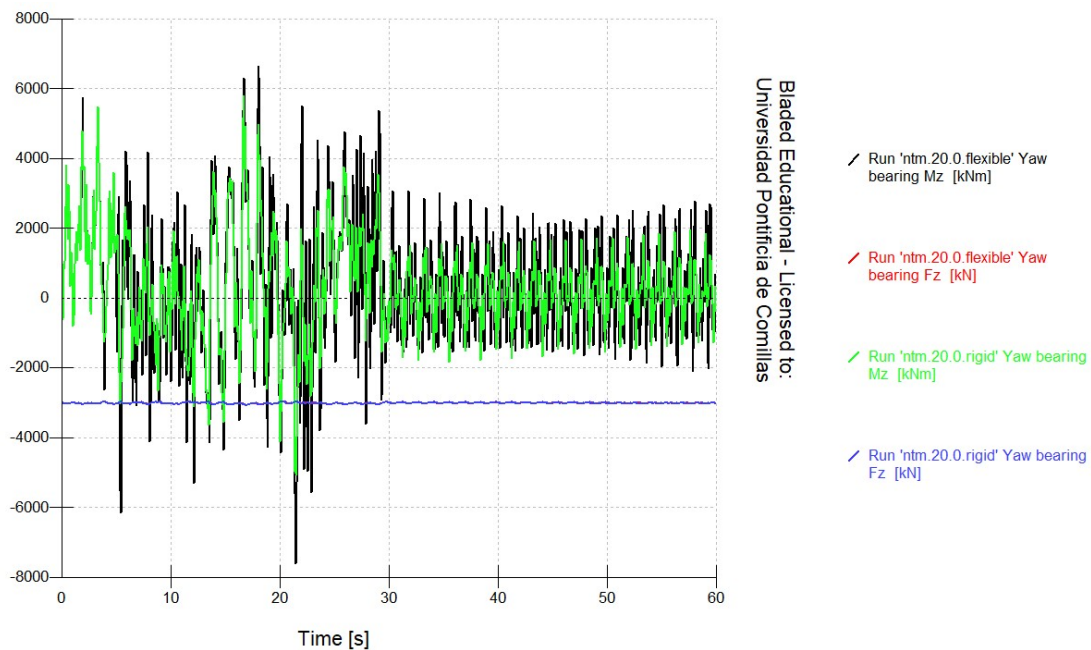


Figura 25: Momentos y fuerzas en el eje z de los 2 modelos de simulación a $V_{hub}=10.6$ m/s. Fuente: elaboración propia.

Como ocurría en el caso con ráfagas cambiantes, los momentos en el eje z a velocidades altas y mismas condiciones climatológicas, son mayores en el modelo flexible que en el rígido.

Por lo que, como en el caso anterior, se descarta el modelo flexible y el aerogenerador se diseñará con el modelo rígido.

A continuación se muestra una gráfica con los Momentos en el eje z a las diferentes velocidades de diseño.

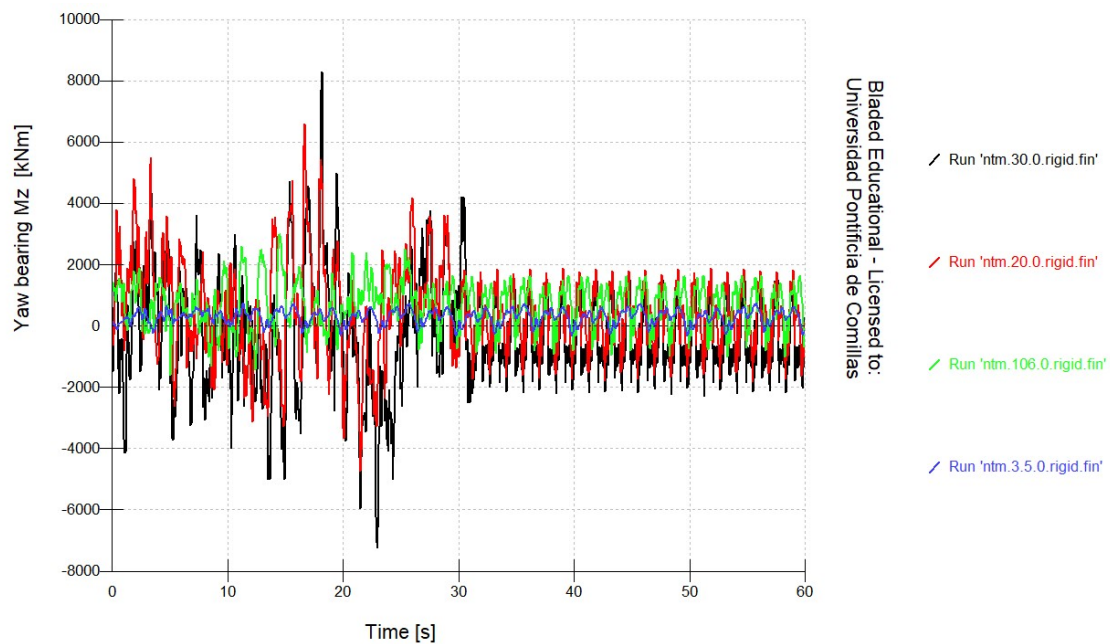


Figura 26: Caso NTM: gráfica momentos en el eje z a diferentes velocidades del viento a la altura del buje. Fuente: elaboración propia

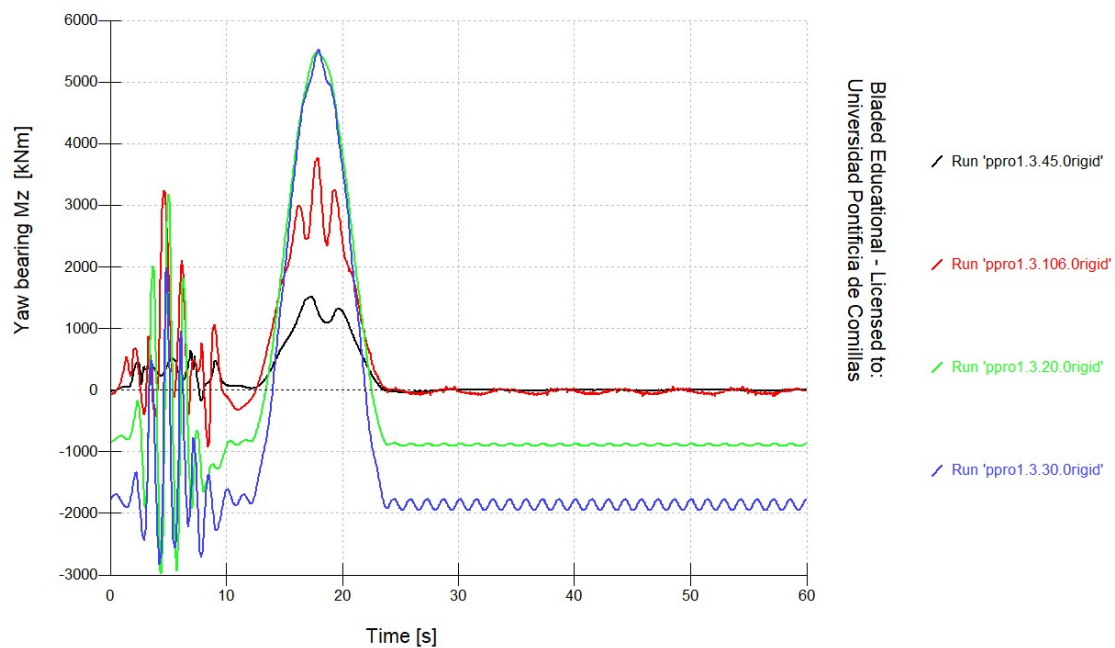


Figura 27: Caso ECD: gráfica momentos en el eje z a diferentes velocidades del viento a la altura del buje. Fuente: elaboración propia

Comparando los valores extremos en ambas gráficas, se observa el caso NTM tiene valores más extremos que el caso ECD, por lo que el sistema de orientación se diseñará con los valores extremos del caso NTM.

6. Diseño del sistema de orientación

6.1. Sistema piñón-corona

Para el diseño del sistema de orientación, se tendrá en cuenta lo comentado en el punto 3, donde se ha descrito cada elemento del sistema.

El sistema piñón-corona es el encargado de transmitir los pares producidos por los motores. De las especificaciones preliminares se saca:

- Diámetro primitivo de la corona: $D_c = 5952 \text{ mm}$
- Módulo del sistema de orientación: $m = 24 \text{ mm}$
- Relación de engranajes: 1253.6
- Z piñón: $Z_1 = 14$

Se puede calcular los siguientes parámetros (ya que el módulo del engranaje es constante)

- Diámetro primitivo del piñón = $Z_1 * m = 336 \text{ mm}$
- $Z_2 = D_c / m = 248$ dientes

Para el correcto diseño del sistema piñón-corona, se tiene que tener en cuenta los siguientes parámetros [17]:

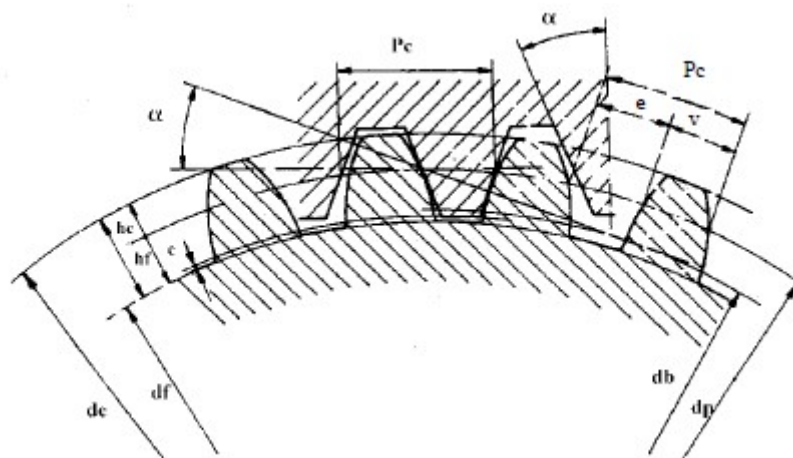


Figura 28: Parámetros de una rueda dentada. Fuente: [17]

Para el análisis del número de dientes mínimo para un ángulo de presión normalizado ($\alpha = 20^\circ$), se tiene que tener en cuenta la interferencia y la figura 30 (condición para la cual la circunferencia de cabeza de la rueda 2 intersecta la línea N-N en el punto M₁)

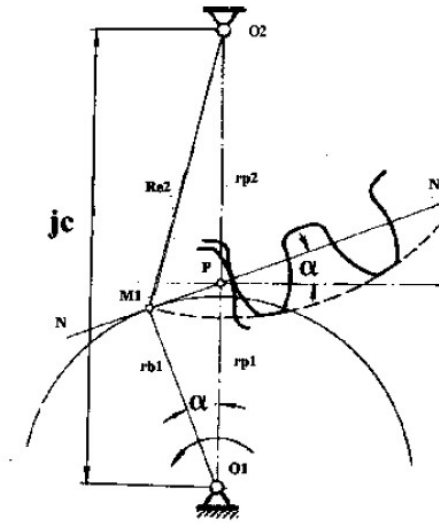


Figura 30: Configuración del engranaje para evitar la interferencia. Fuente: [17]

Por trigonometría, se llega a la siguiente condición (siendo Z₁ la rueda pequeña y Z₂ la rueda grande):

$$Z_2 = \frac{(Z_1^2 \sin^2 \alpha - 4)}{(4 - 2Z_1 \sin^2 \alpha)}$$

Ecuación 17: Número de dientes en un engranaje. Fuente: [17]

Si se aplica el ángulo de presión normalizado ($\alpha = 20^\circ$) se obtiene:

$$Z_2 \leq \frac{Z_1^2 - 34}{34 - 2Z_1}$$

Ecuación 18: Número de dientes máximos en un engranaje. Fuente: [17]

Si se analiza la anterior fórmula se llega a las siguientes conclusiones:

- Si $Z_1 < 13$ se obtiene $Z_2 < Z_1$, lo cual contradice la condición anterior.
- Si $Z_1 \geq 17$, Z₂ puede tener cualquier número de dientes (mayor que 17, ya que es la rueda grande) sin que se produzca interferencia.

De las anteriores conclusiones, si se aplica al caso de este proyecto (donde Z₁ = 14), se produciría interferencia, por ello se han de producir ruedas dentadas corregidas. Para ello, se modificará el addendum y el dedendum de las ruedas, lo cual provocará cambios en el ángulo de presión, distancia entre centros y cambio en los diámetros exteriores e interiores.

6.1.1. Cálculo de los parámetros de las ruedas dentadas corregidas.

Para obtener los parámetros de las ruedas dentadas, hay que calcular el ángulo de presión real, para ello:

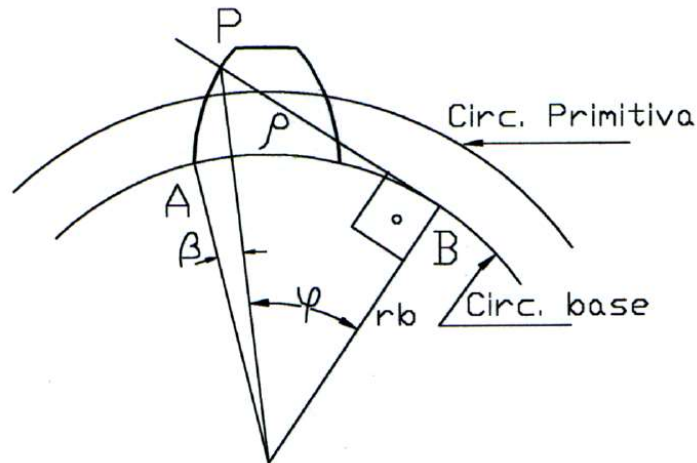


Figura 31: Perfil de la rueda dentada. Fuente: [17]

Por la geometría del dibujo y por trigonometría se obtienen las siguientes relaciones [17]:

- $\rho = \overline{P_1B} = \overline{AB}$ (debido a la naturaleza del perfil de envolvente)
- $\rho = r_b \cdot \operatorname{tg} \varphi$
- $\rho = r_b \cdot (\varphi + \beta)$

Juntando las dos últimas relaciones y despejando β , se obtiene la función involuta (con $\alpha = \varphi$):

$$\beta = \operatorname{inv} \alpha = \operatorname{tg} \alpha - \alpha \text{ (en radianes)}$$

Ecuación 19: Función involuta. Fuente: [16]

Para una rueda dentada corregida, la condición geométrica de que un engranaje engrane con otro sin juego, es: [16]

$$\operatorname{Inv} \alpha' = 2 * \operatorname{tg} \alpha * \frac{(x_c + x_p)}{(Z_1 + Z_2)} + \operatorname{inv} \alpha$$

Ecuación 20: Función de rueda dentada corregida. Fuente: [16]

Por lo tanto, operando con las ecuaciones anteriores ($\alpha = 20^\circ$) obtenemos los siguientes resultados:

- $\alpha' = 21.1091^\circ$
- $\alpha' = 85.8288^\circ$
- $\alpha' = 82.6385^\circ$
- $\alpha' = 264.77^\circ$
- $\alpha' = 85.9396^\circ$
- $\alpha' = 266.679^\circ$

El único resultado razonable es $\alpha' = 21.1091^\circ$, por lo que este es nuestro ángulo de presión real. A partir de este dato, modificamos el resto de parámetros a los que afecta:

- D'_p : diámetro primitivo del piñón corregido $\rightarrow D'_p = D_p \frac{\cos \alpha}{\cos \alpha'} = 338.448 \text{ mm}$
- D'_c : diámetro primitivo de la corona corregido $\rightarrow D'_c = D_c \frac{\cos \alpha}{\cos \alpha'} = 5995.36 \text{ mm}$
- $J'c$: distancia entre centros corregida $\rightarrow J'c = (D'_p + D'_c)/2 = 3166.9 \text{ mm}$
- K_3 : coeficiente de modificación de centros $= \frac{\cos \alpha'}{\cos \alpha} = 0.9928$
- K_1 : coeficiente de corrección para el piñón $= 0.03 \cdot (30 - Z_1) = 0.48 \text{ ref [18]}$
- K_2 : coeficiente de corrección para la corona $= -K_1 = -0.48$
- h_{cp} : addendum piñón $\rightarrow h_{cp} = m + K_1 \cdot m$
- h_{cc} : addendum corona $\rightarrow h_{cc} = m + K_2 \cdot m + m \cdot K_3 = m (1 + K_2 + K_3) = m \cdot 1.51 = 36.303 \text{ mm}$
- h_{fc} : dedendum corona $\rightarrow h_{fc} = 1.25 \cdot m + K_1 \cdot m = 0.77 \cdot m = 18.48 \text{ mm}$
- h : altura del diente: $h = h_{ac} + h_{fc} = 54.783 \text{ mm}$

Nos interesa el diseño de la corona, pues el accionamiento (motor, caja reductora y piñón) se externaliza a un fabricante exterior:

- Dec : diámetro exterior de la corona $\rightarrow Dec = D'_c + 2 \cdot h_{cc} = 6067.97 \text{ mm}$.
- Dic : diámetro interior de la corona $\rightarrow Dic = D'_c - 2 \cdot h_{fc} = 5958.4 \text{ mm}$.

6.2. Accionamiento

El sistema de orientación está compuesto por 8 accionamientos, formados por: motor de 5.5 kW, caja reductora y un piñón. Estos accionamientos se compran a un fabricante. Se seleccionan dos accionamientos que cumplen con las especificaciones de nuestro sistema de orientación:

- Brevini SLS600DCe
- Bonfiglioli 714T4F + Bn132 series

Sus especificaciones se ven en el anexo III.

6.3. Soporte

6.3.1. Análisis de fuerzas

Para el diseño del soporte, se tendrá en cuenta el las fuerzas y momentos extremos de los casos seleccionados (producción de energía con turbulencia y producción de energía con ráfagas de cambio de dirección). Los valores de fuerzas y momentos máximos se corresponden con el caso de producción de energía con turbulencia como se observa en la tabla 16.

La góndola se mueve bajo la siguiente ecuación:

$$\sum M_{ext} = I \cdot \alpha$$

Ecuación 21: Aplicación de momentos en el eje de la góndola

Los motores del sistema de orientación se mueven a una velocidad constante, por lo que $\alpha=0$, con lo que nos queda:

$$-M_z + M_{roz} + 8 * M_{eng} = 0$$

Donde:

- M_z : momentos producidos por las fuerzas aerodinámicas en el eje de la góndola.
- M_{roz} : momento de rozamiento, producido por la fuerza de rozamiento para mover el sistema. $\rightarrow M_{roz} = \mu * F_z * R_{int}$
- M_{eng} : momento de engranaje, producidos por la fuerza de los motores para mover el sistema de la góndola. $\rightarrow M_{eng} = 8 * F_{eng} * R'_{pc}$, siendo F_{eng} : la fuerza a la que está sometida el sistema piñón-corona y R'_{pc} : el radio primitivo corregido de la corona.

Por lo tanto, nos queda:

$$-M_z - \mu * F_z * R_{int} + 8 * F_{eng} * R'_{pc} = 0$$

Despejando F_{eng} :

$$F_{eng} = 225.171 \text{ kN}$$

6.3.2. Descripción del soporte

El soporte es el encargado de resistir el peso de la góndola y de resistir los pares de fuerzas que se transmiten desde el motor al sistema piñón-corona.

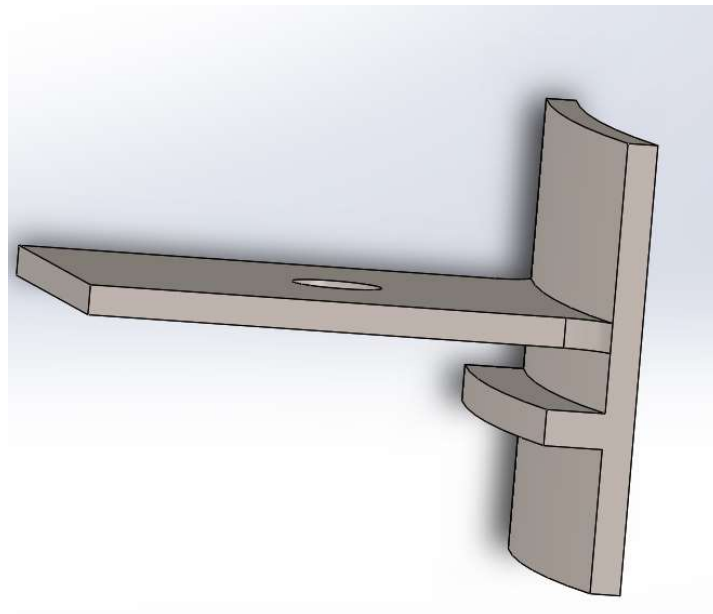


Imagen 24: Soporte del sistema de orientación. Fuente: elaboración propia.

En la imagen 24, se aprecia la curvatura en su diseño, esto se debe a que debe acoplarse al sistema de la corona, como se ve en la imagen 25.

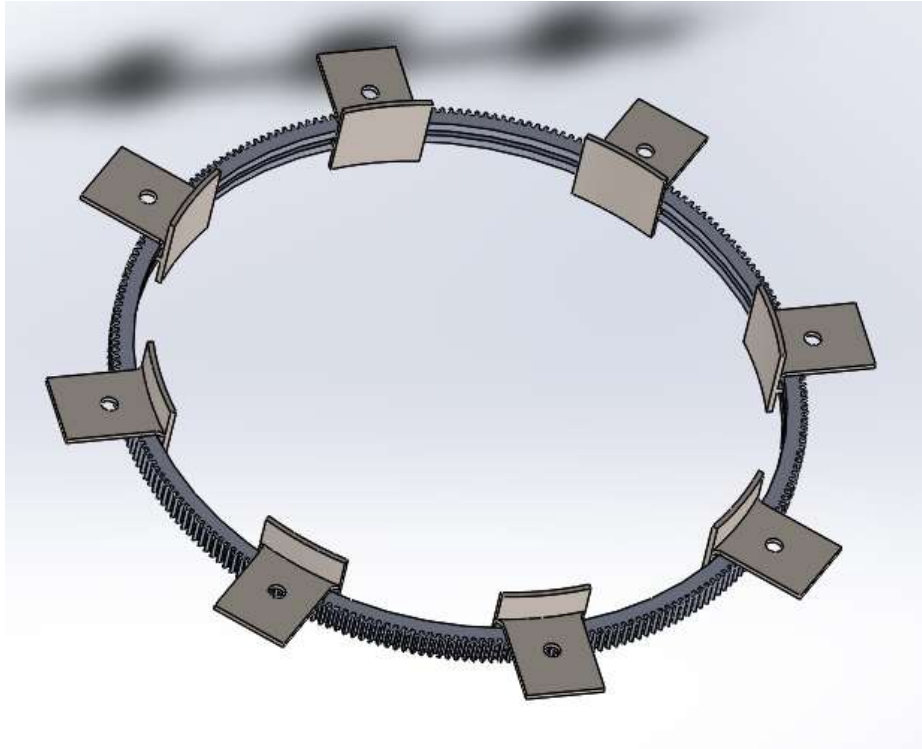


Imagen 25: Ensamblaje de los 8 soportes con la corona

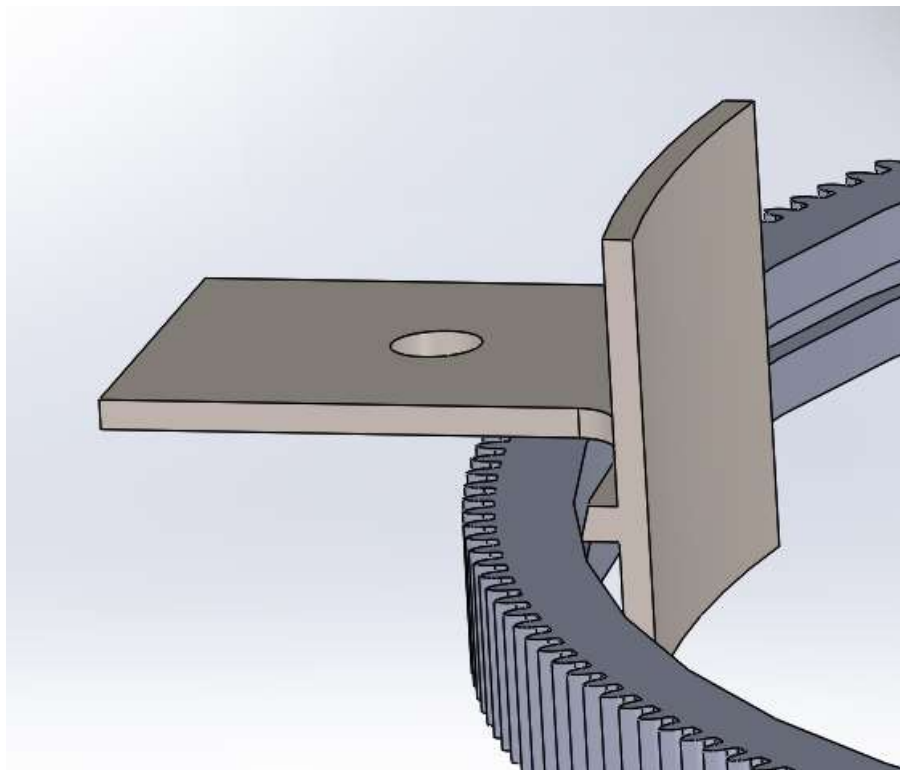


Imagen 26: Ensamblaje corona-soporte. Fuente: elaboración propia.

En el agujero de la placa, va instalado el accionamiento (motor, caja reductora y piñón que se acopla a la corona).

ANEXOS

ANEXO I: Especificaciones preliminares del aerogenerador marino

- Clase IEC: I
- Turbulencia: B (según GL)
- Condiciones de viento (emplazamiento A): 10,6 m/s de velocidad media, K Weibull 1,979
- Profundidad emplazamiento A: 40 m

- Potencia eléctrica generada: 5 MW+10%
- Diámetro rotor aerodinámico: 126 m
- Rango de viento operativo: 3,5m/s-30m/s
- Tipo generador: síncrono a imanes permanentes
- Tipo de transmisión: directa.
- Revoluciones mínimas/nominales/máximas: 6 rpm/12 rpm/ 20rpm
- Ángulo de inclinación eje principal: +6 grados.
- Angulo de conicidad de las palas: -3 grados.
- Longitud de las palas: 61,5m
- Diámetro del buje: 3m
- Altura buje sobre el nivel medio del mar: 92m

Clase sistema de control: control de paso

Velocidad máxima giro palas: 8 grados/segundo

Tiempo de aceleración giro: 0,2 segundos.

-Coordenadas del centro geométrico del buje: X=-5213; Z=3148mm

-Masa del buje (sin incluir las palas): 4E4 kg (en el centro geométrico)

-Sistema de coordenadas: coordenadas de orientación (Yaw System Coordinates según GL)

-Origen de coordenadas: cruce del plano horizontal 200 mm sobre la torre con el eje de la torre.

Amortiguamiento de los modos de resonancia de la pala (todos los modos): 0,477%

-Posición del cojinete anterior: XA= -3197; ZA= 2936mm

-Posición del cojinete posterior: XB= 950; ZB=2500mm

-Diámetro interno del rotor en el generador: 6800 mm

-Masas rotóricas de la transmisión más generador: 5 E4 kg

-Centro de masas rotóricas de la transmisión más generador: X=-1340, Z=2710mm

Pérdidas mecánicas de la transmisión (incluido rotor generador): 4%

Dimensiones de la góndola: cilindro con diámetro 8,5 m, longitud 8m

Masa global de la góndola (no incluido rotor aerodinámico): 2E5 kg

Centro de masas de la góndola: X=- 1000; Z=+3000mm

Diámetro interior torre: 5700 mm

Altura sumergida flotante: 45 m

-Altura entrada acoplamiento cables: 55 m

Altura total torre A: 133 m

Masa total torre en espera del diseño: 1,9E6 kg

Diámetro entrehierro del generador: 7000 mm

Entrehierro del generador: 6 mm

Número de polos: 360

Longitud axial de los polos y yugos: 1300 mm

Altura/anchura de los polos (imanes): 18mm/42,5 mm

Clase de los imanes: N3616
Altura de yugos rotórico/estático: 15mm/13mm
Altura y anchura de las ranuras estáticas: 83mm/9,26 mm
Número de ranuras por paso polar: 3
Resistencia del estator: calcular $7,7E-2/30$ ohmios
Impedancia síncrona: calcular $3,5E-2$ ohmios
Pérdidas en el hierro: calcular $4,4E4$ W
-Rendimiento del generador: calcular 95%
-Tensión nominal: 690V
-Factor de potencia: 0,9
Máxima corriente del convertidor: 6E3A
Máxima tensión del convertidor: 800V
Rendimiento del convertidor: 97%
Potencia de cargas auxiliares: $1E4$ W

Diámetro primitivo de sistema de orientación: 5925 mm
Módulo sistema de orientación: 24 mm
Velocidad de orientación: 0,3grados/segundo
Tiempo de aceleración giro: 6 segundos
Par nominal de cada accionamiento: 49,0 kNm
Par de pico de cada accionamiento: 98,1 kNm
Relación engranajes: 1253,6
Z piñón: 14
Potencia nominal motor: 5,5 kW
Velocidad motor: 940 rpm
Rendimiento (motor+reductora): 70,00%

Condiciones marítimas

Máxima altura significativa de ola (50 años): 5,08 m
Periodo pico de ola: 11,01 segundos
Densidad del agua: 1027 kg/m³
Máxima variación del nivel del mar (50 años): 3,6 m
Máxima velocidad de corriente marina (50 años): 1,3 m/s

ANEXO II: Cálculo de momentos de inercia.

Momentos de inercia de la góndola

La góndola se toma como un cilindro hueco, de masa = $2 \cdot 10^5$ kg, construida de S275 ($\rho = 7850$ kg/m³)

Se calcula el volumen de la góndola: $V = m/\rho = 25.477$ m³

Sabiendo que el $R_{ext} = 4.25$ m, se calcula el R_{int} :

$$V = \Pi * (R_{ext}^2 - R_{int}^2) * L \rightarrow R_{int} = 4.129 \text{ m}$$

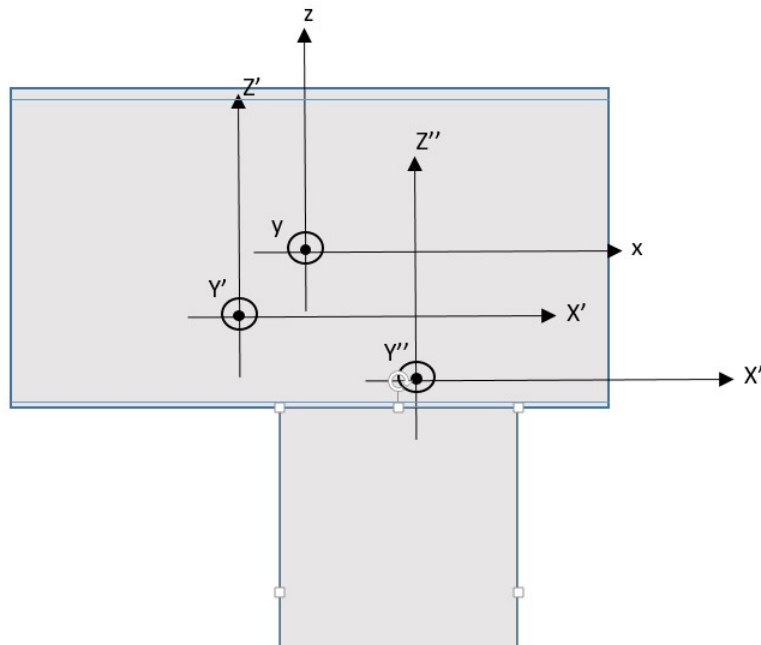


Figura 32: Sistemas de referencia en la góndola. Fuente: elaboración propia.

Donde:

- Sistema xyz: centro de masas del cilindro.
- Sistema (xyz)': centro de masas de la góndola.
- Sistema (xyz)'': ejes de coordenadas yaw bearing

Se calcula los momentos de inercia en los ejes del cilindro:

- $I_x = \frac{1}{2} * M * (R_{ext}^2 + R_{int}^2) = 3511114.1 \text{ kgm}^2$
- $I_y = I_z = \frac{1}{4} * M * (R_{ext}^2 + R_{int}^2) = 1755557.05 \text{ kgm}^2$

La inercia de giro (yaw) está referida a las coordenadas yaw bearing:

- $I_{yaw} = I_z = 1755557.05 \text{ kgm}^2$

La inercia del cabeceo (nod) y la inercia de alabeo (roll) están referidas a las coordenadas del centro de masas de la góndola:

- $I_{nod} = I_{y'} = I_y + m \cdot 1.3^2 = 2093557.05 \text{ kgm}^2$
- $I_{roll} = I_{x'} = I_x + m \cdot 1.3^2 = 3849114.1 \text{ kgm}^2$

Momento de inercia del buje.

Para el estudio del buje se toma la forma de un paraboloide:

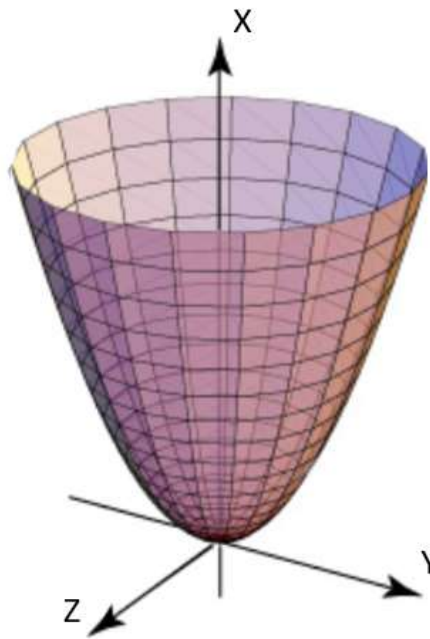


Figura 33: Modelo de buje. Fuente: Wikipedia.

El material empleado para el buje es el S275 ($\rho=7850 \text{ kg/m}^3$) y tiene una masa de 40 ton.

$$\rho = \frac{M}{V} \rightarrow V = 5.0955 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{paraboloide}} = \frac{\pi r^2 h}{2} \rightarrow h = 1.4417 \text{ m.}$$

Nos calculamos los momentos de inercia respecto a los ejes establecidos:

- $I_z = \frac{Mr^2}{3} = 30000 \text{ kgm}^2$
- $I_x = I_y = \frac{1}{2}M \left(\frac{r^2}{3} + h^2 \right) = 56569.9778 \text{ kgm}^2$

ANEXO III: Especificaciones accionamiento.

Brevini SLS600DCe

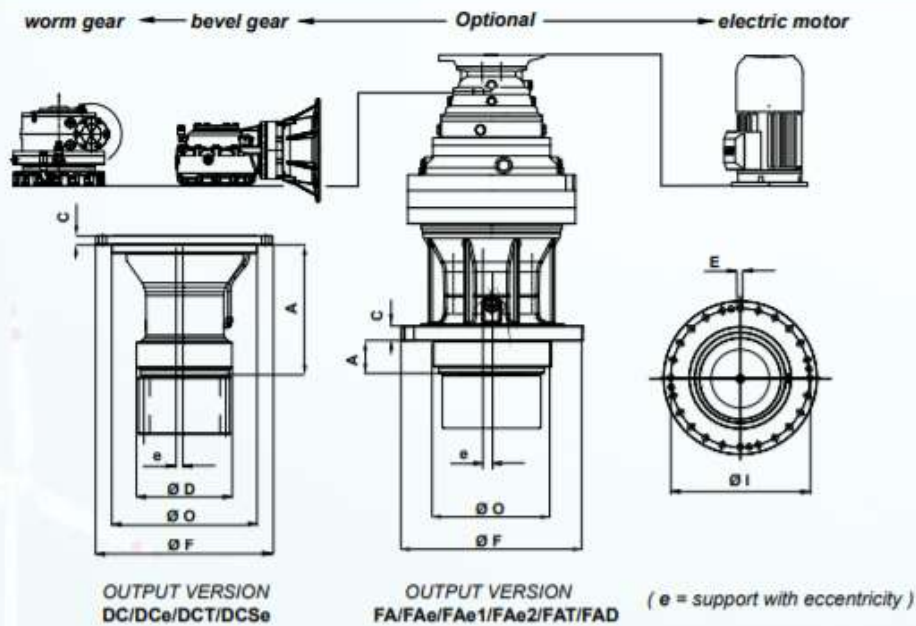
YAW drive

Technical Data

Type	Nominal Torque (Nm)	Peak static Torque * (Nm)	Range of Ratios (4 stages) 1:	Range of Pinion module mm	Weight Kg
RPR046DC	5000	6000	405 + 3300	6 + 8	132
RPR065DC	7500	12000	322 + 3170	10 + 14	140
RPR065DCT	7500	12000	322 + 3170	10 + 14	140
RPR065FAT	7500	15000	322 + 3170	10 + 14	125
RPR065FAD	7500	12000	322 + 3170	10 + 14	125
RPR150DC	16000	28000	360 + 3460	12 + 16	320
RPR150DCT	16000	40000	360 + 3460	12 + 16	320
RPR150DCSe	16000	40000	360 + 3460	12 + 16	320
ELS150FA	18000	45000	360 + 3460	12 + 16	300
ELS150FAe1	18000	40000	360 + 3460	12 + 16	300
ELS150FAe2	18000	40000	360 + 3460	12 + 16	300
ELS150FAZe	18000	40000	360 + 3460	12 + 16	300
RPR250/255DC	25000	54000	282 + 2744	14 + 18	360
RPR250/255FAe	25000	54000	282 + 2744	14 + 18	360
RPR320FAe	35000	80000	236 + 2576	16 + 20	365
SLS301DCe	38000	94000	195 + 2697	16 + 20	400
SLS301FAe1	38000	100000	195 + 2697	16 + 20	380
SLS400DCe	54000	115000	178 + 1958	18 + 24	450
SLS400FAe	54000	130000	178 + 1958	18 + 24	450
SLS400FAe1	54000	130000	178 + 1958	18 + 24	450
SLS400FAe2	54000	130000	178 + 1958	18 + 24	450
SLS600DCe	82000	165000	241 + 2785	18 + 25	700
SLS850DCe	98000	200000	233 + 1987	20 + 25	950

* Peak static torque could change with pinion sizes

* Peak static torque could change with pinion sizes



Type	A	C	ØD	ØO	ØF	ØI	E
RPR046DC	121,6	25	160	180	290	265	ø 14 N12X30°
RPR065DC	247	25	242	246	340	310	ø 21 N12X30°
RPR065DCT	222	25	200	250	360	325	ø 17 N10X36°
RPR065FAT	31	25		220	280	250	ø 18 N12X30°
RPR065FAD	47	20		250	340	310	ø 17,5 N12X30°
RPR150DC	233	145	240	278	340	314	ø 16 N21X15°
RPR150DCT	295	110	230	280	340	314	ø 17,5 N24X15°
RPR150DCSe	295	44	250	280	420	380	ø 17,5 N24X15°
ELS150FA	51	30		300	400	350	ø 18 N18X20°
ELS150FAe1	78	30		300	375	345	ø 17,5 N24X15°
ELS150FAe2	78	40		257	375	295	ø 13,5 N24X15°
ELS150FAZe	78	30		255	375	345	ø 17,5 N24X15°
RPR250/255DC	370	25	270	410	500	460	ø 22 N24X15°
RPR250/255FAe	78	35		280	430	395	ø 22 N24X15°
RPR320FAe	82	31		287	430	390	ø 26 N24X15°
SLS301DCe	347	30	325	410	530	490	ø 22 N24X15°
SLS301FAe1	84	50		365	437	400	ø 22 N24X15°
SLS400DCe	347	30	325	410	530	490	ø 22 N24X15°
SLS400FAe	78	37		365	490	445	ø 21 N24X15°
SLS400FAe1	117	37		410	490	450	ø 21 N24X15°
SLS400FAe2	104	37		400	490	445	ø 21 N24X15°
SLS600DCe	510	30	380	575	680	630	ø 26 N29X11°15'
SLS850DCe	505	30	395	595	685	650	ø 22 N24X15°

output pinion details (module/number of teeth etc.); on request
and depending on yaw bearing

For Gears variations contact our offices

TECHNICAL DATA

YAW DRIVE



711T4N Series
Gearboxes for 1.0 to 2.0 MW wind turbines



714T4F+Bn132 Series
Gearboxes for 2.0 to 4.0 MW wind turbines



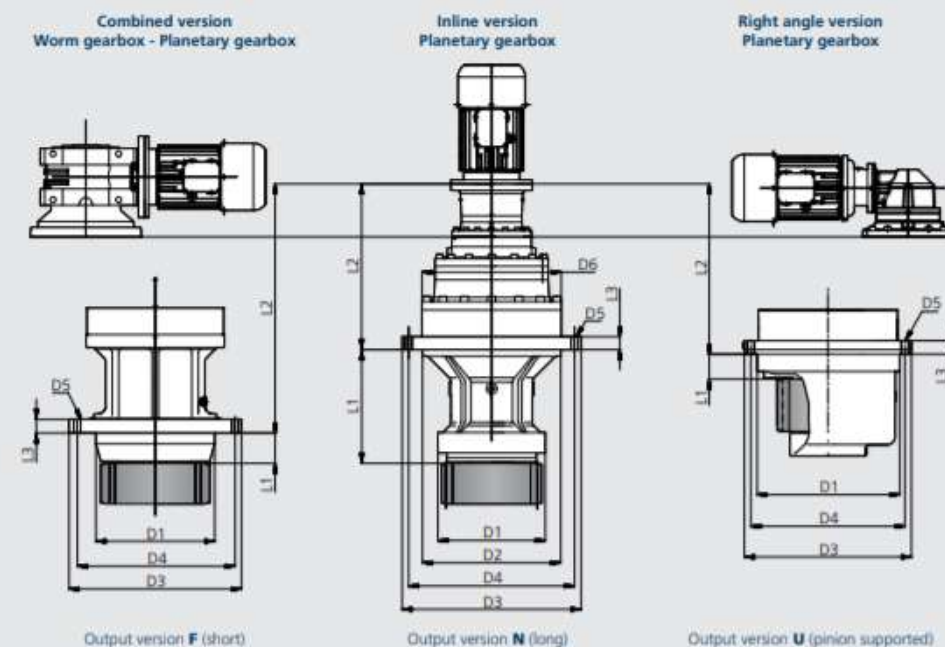
716T4U Series
Gearboxes for 5.0 to 8.0 MW wind turbines

WIND TURBINE SIZE [MW]	YAW DRIVE NUMBER	GEARBOX TYPE & MAX STATIC TORQUE	ELECTRIC MOTOR TYPE & POWER	INVERTER TYPE & POWER
up to 1.0	2 ÷ 4	706 T ÷ 709 T 15 ÷ 55 [kNm]	BN 80 ÷ 100 0.75 ÷ 2.2 [kW]	AGL / ACU size 1÷2 0.75 ÷ 2.2 [kW]
1.0 ÷ 1.5	2 ÷ 4	709 T ÷ 712 T 55 ÷ 110 [kNm]	BN 90 ÷ 112 1.1 ÷ 4.0 [kW]	AGL / ACU size 1÷2 1.1 ÷ 4.0 [kW]
1.5 ÷ 2.0	4 ÷ 6	709 T ÷ 714 T 55 ÷ 150 [kNm]	BN 100 ÷ 132 2.2 ÷ 5.5 [kW]	AGL / ACU size 2÷3 2.2 ÷ 5.5 [kW]
3.0 ÷ 4.0	4 ÷ 8	710 T ÷ 714 T 60 ÷ 150 [kNm]	BN 100 ÷ 132 3.0 ÷ 9.2 [kW]	AGL / ACU size 2÷3 3.0 ÷ 9.2 [kW]
5.0 ÷ 6.0	6 ÷ 8	714 T ÷ 716 T 150 ÷ 250 [kNm]	BN 132 ÷ 160 7.5 ÷ 15.0 [kW]	ACU size 3÷4 7.5 ÷ 15.0 [kW]
7.0 ÷ 8.0	6 ÷ 10	716 T ÷ 718 T 250 ÷ 400 [kNm]	BN 132 ÷ 180 9.2 ÷ 22.0 [kW]	ACU size 3÷5 9.2 ÷ 22.0 [kW]
9.0 ÷ 12.0	8 ÷ 16	716 T ÷ 718 T 250 ÷ 400 [kNm]	BN 132 ÷ 180 9.2 ÷ 22.0 [kW]	ACU size 3÷5 9.2 ÷ 22.0 [kW]

TYPE	NOMINAL TORQUE Nm	PEAK STATIC TORQUE Nm	RANGE OF RATIOS 1:	AVAILABLE PINION MODULE m	WEIGHT kg
706 T	9.500	16.000	600-3.000	10 ÷ 14	120
707 T	12.500	25.000	600-3.000	12 ÷ 16	170
709 T	25.000	55.000	600-3.000	12 ÷ 20	300
710 T	30.000	60.000	600-3.000	14 ÷ 20	350
711 T	37.500	80.000	600-3.000	16 ÷ 20	400
712 T	50.000	110.000	600-3.000	16 ÷ 20	550
714 T	70.000	150.000	600-3.000	20 ÷ 24	800
716 T	100.000	250.000	600-3.000	22 ÷ 26	1.000
717 T	120.000	300.000	600-3.000	26 ÷ 30	1.800
718 T	150.000	400.000	600-3.000	30 ÷ 36	2.100

The indicated data are for reference only; please contact Bonfiglioli for more detailed information.

OVERALL DIMENSIONS



TYPE	VERSION	D1	D2	D3	D4	D5	D6	L1	L2	L3
703T	F	175		275	245	ø 18 n°10	244	41	370	20
705T	F	175		275	245	ø 18 n°10	244	41	400	20
706T	F	250		360	320	ø 18 n°24	292	130	460	35
706T	N	200	250	360	325	ø 17 n°10	292	225	350	25
707T	F	310		410	360	ø 22 n°12	348	70	540	30
707T	N	230	280	348	314	ø 17 n°12	348	300	360	98
709T	F	310		410	360	ø 22 n°12	348	70	540	30
709T	N	230	280	348	314	ø 17 n°24	348	300	400	125
709T	U	340		405	375	ø 17 n°24	348	90	450	40
710T	F	320		410	370	ø 21 n°21	400	75	600	35
710T	N	300	425	500	450	ø 22 n°12	400	360	500	40
710T	U	340		400	370	ø 17 n°24	400	36	550	176
711T	F	390		520	480	ø 17 n°30	428	60	700	35
711T	N	300	425	500	460	ø 22 n°12	428	350	520	40
712T	F	410		490	450	ø 21 n°24	428	125	660	40
712T	N	400	425	520	470	ø 21 n°24	428	318	580	40
712T	U	415		530	480	ø 26 n°16	428	140	500	45
714T	F	420		530	490	ø 22 n°24	490	160	870	40
714T	U	555		645	600	ø 30 n°32	490	97	760	100
716T	F	555		650	600	ø 30 n°32	542	70	900	50
716T	U	555		650	600	ø 30 n°32	542	70	900	50
717T	F	630		740	680	ø 27 n°32	695	112	1250	50
718T	U	750		900	830	ø 32 n°24	695	60	900	100

The indicated data are for reference only; please contact Bonfiglioli for more detailed information.

BN SERIES MOTORS FOR WIND TURBINES

The IEC-normalized BN motors comply with all the applicable international standards, including the EMC and LV Directives. They are available in the foot and the flange mounting version, the latter in both the IM B5 and the IM B14 configuration. Single and dual polarity versions are available; AC and DC brake designed to provide fail-safe operation, granting further flexibility to the system. Finally, all BN motors are inverter duty.

Power Range for wind turbine drives

From 0.25 kW up to 30 kW

Frame Sizes

From IEC 71 up to 200

Pole Numbers

4, 6

Mounting Options

Foot IM B3, Flange IM B5 and IM B14

Voltage

230/400 - 400/690 V

Frequency

50 Hz and 60 Hz

Compliance

- 2006/95/CE (LVD) and 2004/108/CE (EMC)
- CSA and UL Approved Design

Inverter Supply

All Frame Sizes

Housing

Cast Aluminium

Degree of protection

IP54 - IP55

Insulation class

CLF - CLH

Main Brake Features

- DC and AC supply
- Adjustable braking torque

Main Options

- PTC thermistor, bimetallic thermostat sensors, KTY sensors
- Forced ventilation unit
- Line Driver and Push-Pull Incremental Encoder
- Heaters
- Splined shaft
- Double disc brake
- Microswitch brake feedback
- AC/DC Rectifier
- Fast engage brake rectifier through electronic control



Type	kW rating (4 pole)
BN 71A	0.25
BN 71B	0.37
BN 71C	0.55
BN 80A	0.55
BN 80B	0.75
BN 80C	1.1
BN 90S	1.1
BN 90LA	1.5
BN 90LB	1.85
BN 100LA	2.2
BN 100LB	3.0
BN 112M	4.0
BN 132S	5.5
BN 132MA	7.5
BN 132MB	9.2
BN 160MR	11.0
BN 160L	15.0
BN 180M	18.5
BN 180L	22
BN 200L	30

Other sizes available.

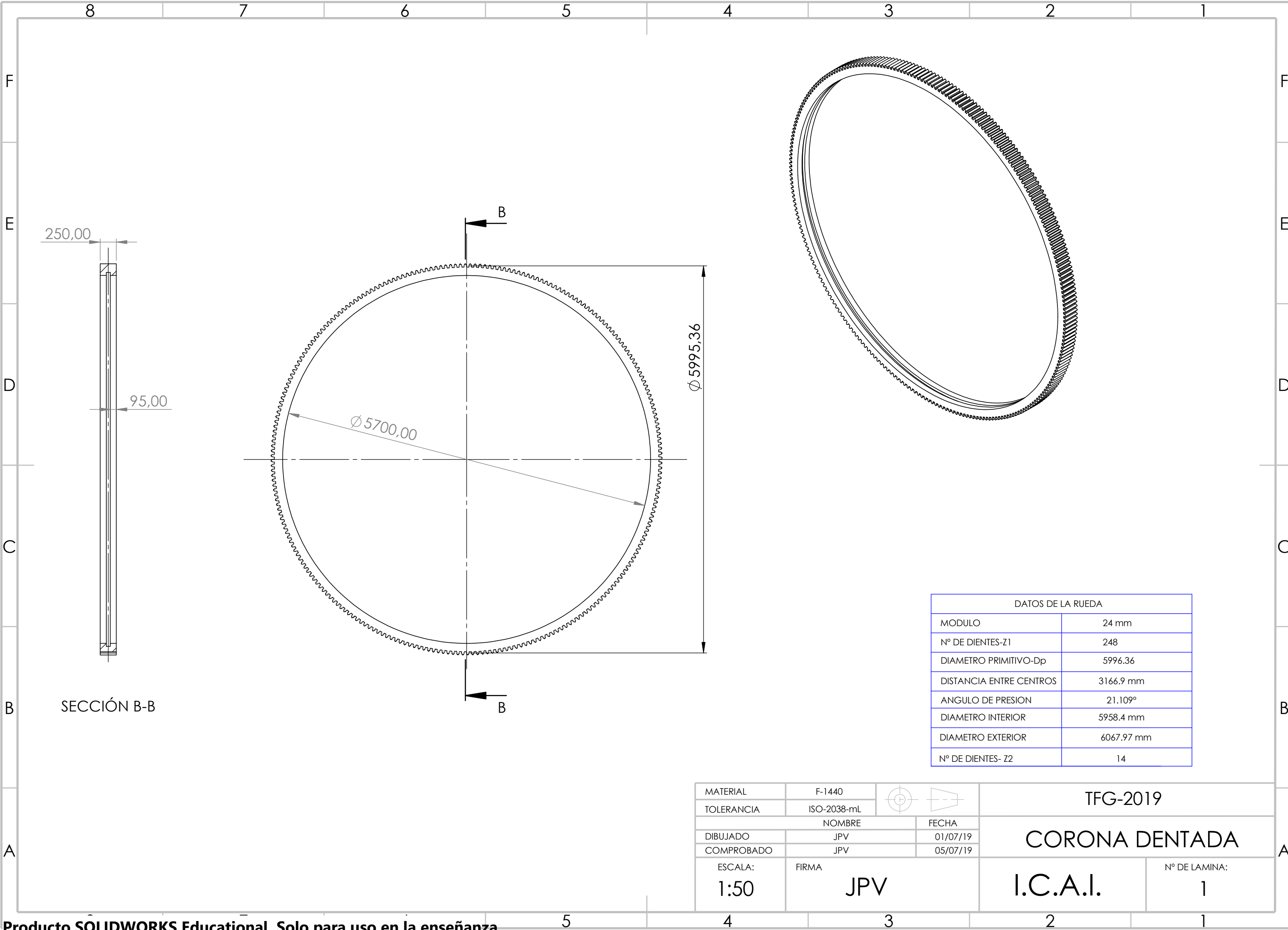
The indicated data are for reference only; please contact Bonfiglioli for more detailed information.

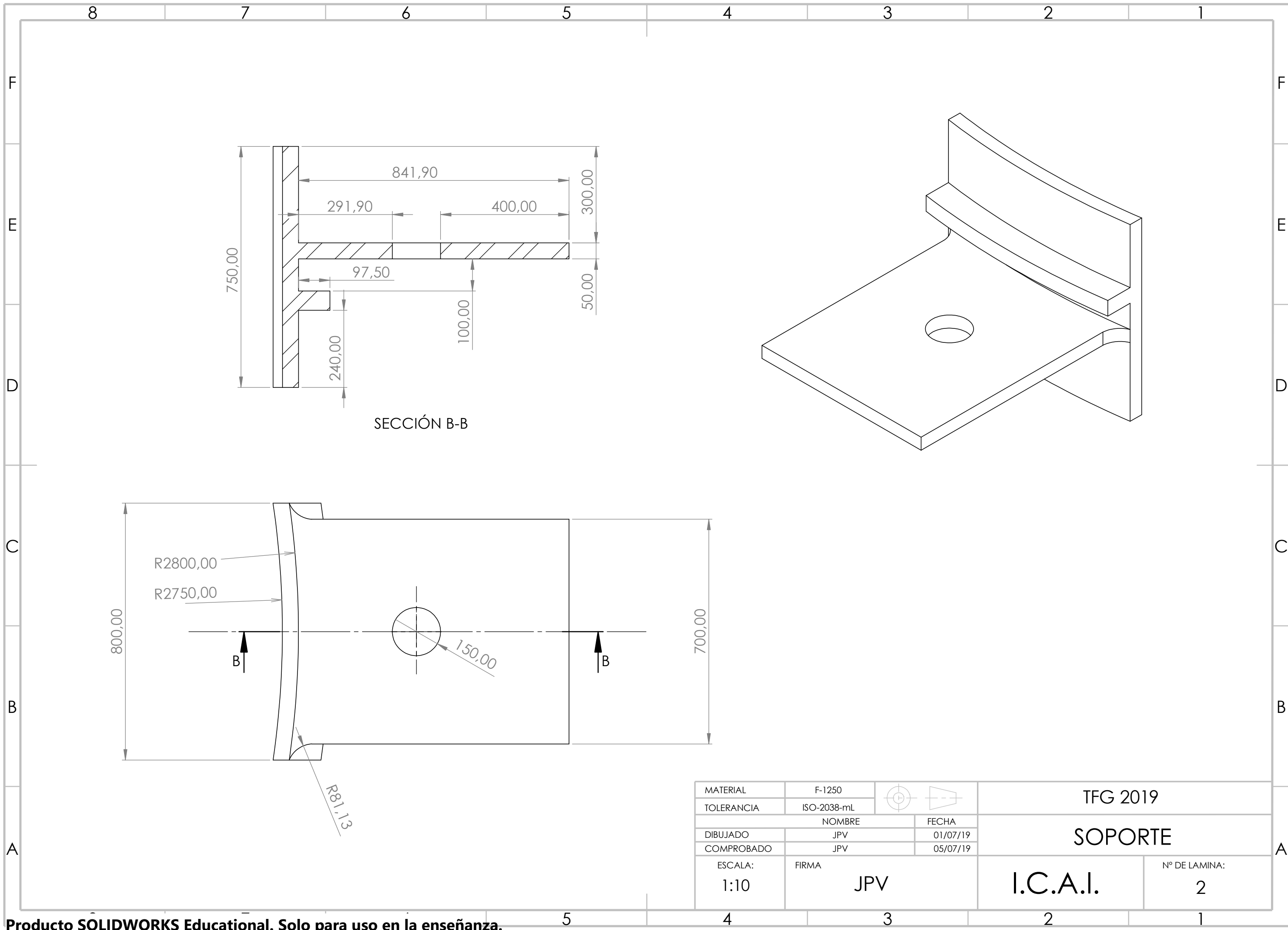
BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. d. d. l. i. eólica, «wind industry association,» 6 junio 2003. [En línea]. Available: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/pictures/index.htm>. [Último acceso: 5 junio 2019].
- [2] opexenergy, «opex-energy,» [En línea]. Available: http://opex-energy.com/eolica/tipos_aerogeneradores.html. [Último acceso: 5 junio 2019].
- [3] ventageneradores, «ventageneradores,» 8 febrero 2019. [En línea]. Available: <http://www.ventageneradores.net/blog/evolucion-de-las-turbinas-eolicas-en-la-historia/>. [Último acceso: 5 junio 2019].
- [4] B. G. - L. Marcó, «Actualidad de la energía eólica a nivel mundial: generación, fabricantes, comercio exterior y precios,» Buenos Aires.
- [5] D. S. N. J. E. B. Tony Burton, Wind energy Handbook, 2001.
- [6] I. M. d. Nicolás, «TRIZ aplicado a los sistemas de orientación en los aerogeneradores,» 2005.
- [7] GL Renewables Certification, Guideline for the certification of offshore wind turbines, Hamburgo: Guppy Design, 2012.
- [8] DNV GL - Energy, manual de Bladed, 2014.
- [9] D. Astolfi, «A study of the impact of pitch Misalignment on wind turbine performance,» *Machines*, 2019.
- [10] M.-G. K. y. P. H. Dalhoff, «Yaw systems for wind turbines - Overview of concepts, current challenges and design methods,» *Journa of physics: conference series*, 2014.
- [11] J. Jonkman, «Dynamics Modeling and Loads Analysis Of an Offshore Floating Wind turbine,» Ntional Renewable Energy Laboratory, 2007.
- [12] M. H. B. M. E. L. P. S. y. A. S. S. tegen, «2010 Cost of Wind Energy Review,» NREL, 2012.
- [13] S. B. W. M. y. G. S. J. Jonkman, «Definition of a 5-MW Reference wind turbine for offshore system Development,» NREL, 2009.
- [14] D. D. Fuller, «Coefficients of friction,» Columbia university, 1984.
- [15] D. W. Dudley, Gear Handbook, McGraw-hill book company.
- [16] J. M. P. Borobia, *Mecanismos de contacto directo: engranajes*, departamento de ingeniería de la Universidad de Navarra.
- [17] Departamento de mecánica ICAI, *engranajes de diente recto*.
- [18] J. Arias, *Corrección del dentado*.

DOCUMENTO II

PLANOS





DOCUMENTO III

PRESUPUESTO

Elemento	Descripción	Precio unitario	Unidades	Precio total
Accionamiento	Motor, caja reductora, piñón	19576,57	8	156612,56
Corona soporte	corona + cojinete	58423,65	1	58423,65
soporte		4586,3	8	36690,4
Tornillo	tornillo + arandela	6,25	128	800
				252526,61

Tabla 18 Precios del sistema de orientación