



GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**MECÁNICA DEL SISTEMA DE ORIENTACIÓN DE LA
TURBINA EÓLICA MARINA**

Autor: Francisco de Borja Anadón Fernández

Director: Juan Antonio Talavera Martín

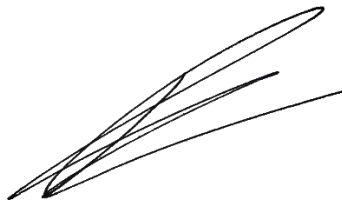
Madrid

Julio de 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título “Mecánica del sistema de orientación de la turbina eólica marina” en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2020/2021 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.: Francisco de Borja Anadón Fernández

Fecha: 30/06/2021



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Juan Antonio Talavera Martín

Fecha: 02/07/2021



GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**MECÁNICA DEL SISTEMA DE ORIENTACIÓN DE
LA TURBINA EÓLICA MARINA**

Autor: Francisco de Borja Anadón Fernández

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Julio de 2021

MECÁNICA DEL SISTEMA DE ORIENTACIÓN DE LA TURBINA EÓLICA MARINA

Autor: Anadón Fernández, Francisco de Borja.

Director: Talavera Martín, Juan Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Se realiza el diseño del sistema de orientación de un aerogenerador marino de 5 MW situado en las costas de África. Se realiza el modelo del prototipo con la versión académica del software *Bladed*TM, se llevan a cabo las simulaciones oportunas para estimar las cargas que soportará y se diseñarán los distintos componentes en función de estos resultados.

Palabras clave: Aerogenerador, marino, orientación, guiñada.

1. Introducción

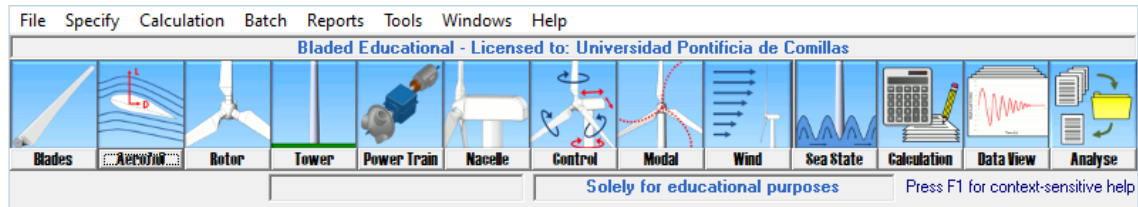
La situación energética y medioambiental del mundo actualmente pide un cambio. Es necesario realizar el cambio hacia fuentes de energía renovables y no contaminantes. La energía eólica es la energía renovable más utilizada en todo el mundo y hacia donde se encamina el futuro de la energía. Además, surge la posibilidad de implantar esta tecnología en el mar, donde la velocidad del viento es mayor y el impacto visual menor. Sin embargo, las cargas que soportan estos aerogeneradores también son mayores. Para minimizarlas se emplea el sistema de guiñada, que orienta la góndola en la dirección donde se maximice la energía producida y se minimicen las cargas.

2. Definición del proyecto

Se pretende diseñar el sistema de orientación de un aerogenerador de 5 MW situado en las costas de África. En primer lugar, se escogerá el lugar donde se implantará. A continuación, se construirá el modelo con el software *Bladed*TM para posteriormente llevar las simulaciones pedidas en la Norma GL (*Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines*, Germanischer Lloyd Industrial Services). Con los resultados de esas simulaciones, se procede al dimensionamiento y diseño del

sistema de orientación. Por último y en vista de los resultados, se optimiza el prototipo llevando a cabo algunas mejoras.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

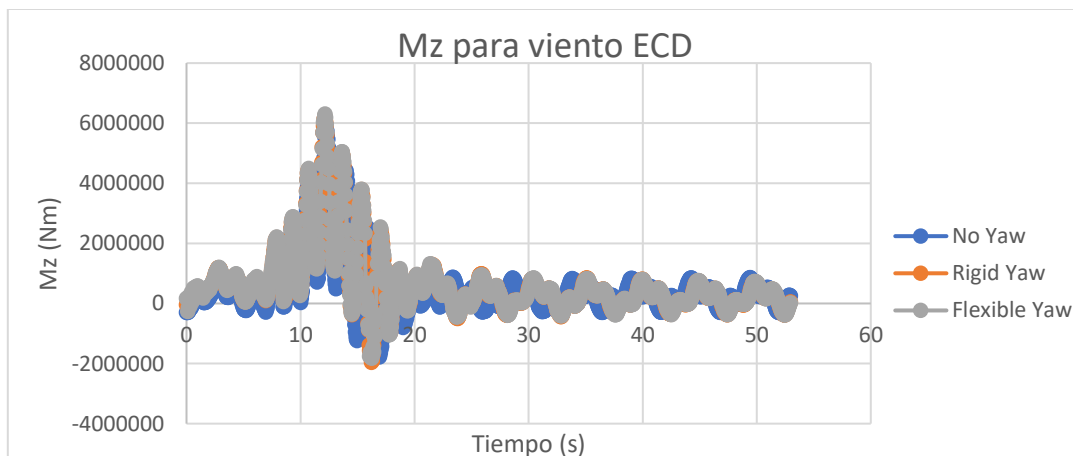


1: Interfaz de la herramienta empleada Bladed™

Los distintos parámetros se introducen en las diferentes pestañas centrándose fundamentalmente en la parte de control, que es donde se sitúan las opciones del sistema de orientación. La información de las palas y perfil alar son proporcionadas por el director del proyecto, así como diferentes datos preliminares del aerogenerador. Estos datos se introducen directamente en *Bladed*™ o se utilizan para obtener otros datos. El sistema de orientación puede no existir, ser rígido o ser flexible. Se deberán tener en cuenta todas las opciones para el diseño. El perfil de viento y mar se modificará en función de los casos pedidos por la Norma GL.

4. Resultados

Tras llevar a cabo las simulaciones se obtiene que el caso más desfavorable es el caso de carga 1.3, en modo producción de energía y con vientos con velocidades extremas y de dirección cambiante. El par que produce este viento en el eje en el que se mueve el sistema de guiñada es de 6.300 kNm.



2: Curva de par obtenida para el caso más desfavorable

Ese valor se emplea para dimensionar el número de accionamientos necesarios para vencer ese par. Asimismo, también es necesario dimensionar el rodamiento y la corona dentada exterior.

5. Conclusiones

Las principales conclusiones técnicas extraídas son:

- I. El caso de carga que más afecta al sistema de orientación es cuando las ráfagas de viento son a velocidades extremas y de dirección cambiante, ya que no permite que la góndola se posiciona en una dirección fija para minimizar esas cargas.
- II. Precisamente para mejorar la conclusión primera, cuanto más rápida sea la actuación, es decir, menor sea el tiempo de actuación y más rápida sea la velocidad de giro, estas cargas quedan reducidas.

YAW SYSTEM MECHANICS OF AN OFF-SHORE WIND TURBINE

Author: Anadón Fernández, Francisco de Borja.

Supervisor: Talavera Martín, Juan Antonio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The design of an off-shore 5 MW wind turbine's yaw system located in the coasts of Africa is conducted. The prototype is made with *Bladed*TM educational version, the right simulations are done to properly estimate the loads that will affect the yaw system and based on these results, the different components will be designed.

Keywords: Wind, turbine, off-shore, yaw.

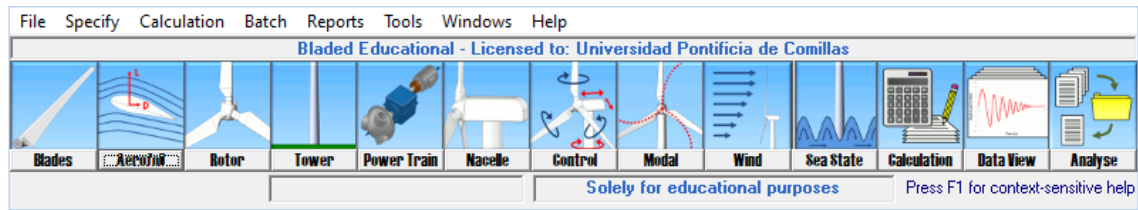
Introduction

Today's world energetic and environmental situation urgently needs a change. It is necessary to change towards renewable and non-polluting sources of energy. Wind energy is the most used renewable source of energy in the world and where energy's future is directed. Moreover, there is the opportunity to install this technology in the ocean, where wind's velocity is larger and there is less visual impact. However, loads stood by wind turbines are also larger. To minimize them, the yaw system is used to rotate the nacelle towards the directions where energy produced is maximum and loads are minimum.

1. Definition of the project

An off-shore 5 MW wind turbine's yaw system located in the coasts of Africa will be designed. First, wind turbine's location will be chosen. Next, the model will be built using the software *Bladed*TM to conduct the right simulations based on the GL rules (Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines, Germanischer Lloyd Industrial Services). With these simulations' results, the yaw system's sizing and design is made. Lastly, and based on the results, some changes are done to optimize the prototype.

2. Description of the model/system/tool

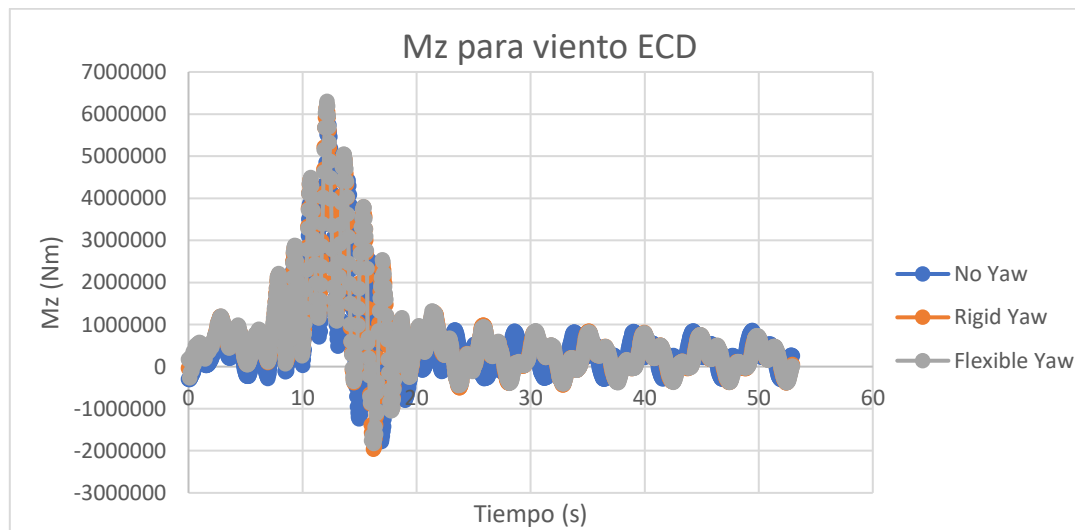


3: Interface of the tool used Bladed™

The different parameters are introduced in the different sections, focusing mainly on the control section, since it is there where the yaw control parameters are located. The information about the blades and airfoils are given by the director of the project, and different preliminary parameters as well. These parameters are introduced directly in *Bladed*™ or they are used to calculate other parameters. Yaw control options can be disabled, or it can be set to rigid or flexible. All these options must be considered for the design. Wind and sea parameters will be modified according to the different load cases specified in the GL rules.

3. Results

Once the simulations are accomplished, the most unfavorable load case is obtained. Case 1.3, in power production mode and extreme coherent gusts with direction changes, produces a torque in the yaw control axis of 6.300 kNm.



4: Torque curve obtained for the most unfavorable load case

This value is used to calculate the number of electric drives needed to overcome that torque. Moreover, it is also necessary to size the bearing and the outside pinions.

4. Conclusions

The main technical conclusions extracted are:

- I. The extreme coherent gusts with direction changes load case is the one that affects the most to the yaw control, mainly because it does not allow to place the nacelle in a fixed position to minimize the loads.
- II. In order to improve the first conclusion, the fastest the response, the lower the intervention time and the fastest the velocity, the lower the loads are.

A Juan Antonio, a Ceferino y a mis padres.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción.....	14
Capítulo 2. Estado de la Cuestión	20
2.1 El aerogenerador	20
2.2 Partes de un aerogenerador	21
2.2.1 Palas (o Álabes).....	21
2.2.2 Buje	23
2.2.3 Góndola	23
2.2.4 Sistema de Orientación (o de Guiñada).....	24
2.2.5 Torre	25
2.3 El sistema de orientación	26
2.3.1 Sistema de Orientación Pasivo	27
2.3.2 Sistema de Orientación Activo.....	28
2.4 Emplazamiento del aerogenerador.....	30
Capítulo 3. Modelo Desarrollado	39
3.1 Perfil Aerodinámico (Airfoil)	39
3.2 Palas (Blades)	41
3.3 Rotor, Turbina y Buje (Rotor)	47
3.3.1 Turbina y Rotor	47
3.3.2 Buje	48
3.4 Torre (Tower)	50
3.5 Transmisión (Power Train).....	52
3.6 Góndola (Nacelle).....	54
3.7 Sistema de Control (Control).....	56
3.7.1 Sistema de Guiñada (Yaw Contol).....	58
3.8 Modos (Modal)	60
Capítulo 4. Simulaciones con el Modelo.....	64
4.1 Situaciones de Diseño	65
4.2 Condiciones de Viento:.....	66
4.3 Condiciones del mar	72
4.4 Tipos de análisis.....	73
4.5 Factor de seguridad	73
4.6 Casos de Carga (DLC).....	74
4.6.1 DLC 1.1	74

4.6.2 DLC 1.3.....	77
4.6.3 DLC 6.1.....	79
4.6.4 DLC 6.4.....	80
Capítulo 5. Diseño del Sistema de Orientación.....	84
5.1 Diseño de los accionamientos.....	84
5.2 Diseño de la Corona Dentada	86
5.3 Diseño del Rodamiento.....	89
Capítulo 6. Optimización del Prototipo.....	91
Capítulo 7. Conclusiones y Trabajos Futuros	100
Capítulo 8. Bibliografía.....	104
ANEXO I: Datos de las Palas.....	107
ANEXO II: Especificaciones Preliminares	111
ANEXO III: Cálculos para la Obtención de Parámetros en el Modelo de Bladed™... ..	113
A. Cálculo de Parámetros del Buje.....	113
B. Cálculo de Parámetros de la Torre.....	117
C. Cálculo de Parámetros de la Transmisión.....	118
D. Cálculo de Parámetros de la Góndola.....	118
E. Cálculo de Parámetros del Sistema de Control.....	120
F. Cálculo de Parámetros del Sistema de Orientación	122
ANEXO IV: Casos de Diseño de Carga (DLC) de la Normativa GL	125
ANEXO V: Gráficos del Par sobre el eje Z de los distintos Casos de Carga.....	128
ANEXO VI: Plano de la Corona Dentada	137

Índice de figuras

Imagen 1: Producción de energía eólica mundial [REVE20].....	14
Imagen 2: Potencia on-shore instalada mundialmente [ASOC20].....	15
Imagen 3: Potencia off-shore instalada mundialmente [ASOC20]	16
Imagen 4: Potencia eólica instalada en Europa [ASOC20]	17
Imagen 5: Parque de aerogeneradores marinos [REVE20]	18
Imagen 6: Partes de un aerogenerador [PROA19]	20
Imagen 7: Aerogenerador con 3 palas [PROA19].....	21
Imagen 8: Sección típica de la pala de un aerogenerador [OLYM19]	22
Imagen 9: Buje de un aerogenerador junto con su carcasa exterior [BURT01].....	23
Imagen 10: Emplazamiento de las distintas partes dentro de la góndola [BURT01].....	23
Imagen 11: Visión general del sistema de orientación [BURT01].....	25
Imagen 12: Ejes utilizados para el sistema de orientación [Especificación dada por el director de proyecto].....	26
Imagen 13: Variación de la potencia generada en función del ángulo de orientación [BURT01].....	27
Imagen 14: Aerogenerador con sistema de orientación pasivo [ATO21]	27
Imagen 15: Esquema del sistema de orientación activo [KIM14].....	28
Imagen 16: Sistema de orientación activo [TSIO17]	30
Imagen 17: False Bay [Google Maps].....	31
Imagen 18: Mapa de la velocidad del viento en la zona cercana a False Bay [DTUW21]	32
Imagen 19: Profundidad de la zona donde se quiere realizar la instalación [GPSN21].	33
Imagen 20: Profundidad de la zona donde se quiere realizar la instalación [Google Earth]	34
Imagen 21: Ruta de aves migratorias [SOCI19].....	34
Imagen 22: Esauira [Google Maps].....	35
Imagen 23: Mapa de la velocidad del viento en la zona cercana a Esauira [DTUW21]	36
Imagen 24: Profundidad de la zona donde se quiere realizar la instalación [Google Earth]	36
Imagen 25: Secciones de las que dispone el software empleado [Bladed]	39
Imagen 26: Coeficientes aerodinámicos de una de las secciones de la pala [Bladed™] 40	

Imagen 27: Representación de la cuerda de las secciones con respecto a su posición en la pala [Elaboración propia]	41
Imagen 28: Representación del ángulo de giro de las secciones con respecto a su posición en la pala [Elaboración propia].....	42
Imagen 29: Representación del grosor relativo de las secciones con respecto a su posición en la pala [Elaboración propia].....	42
Imagen 30: Representación de la coordenada x del eje neutro de las secciones con respecto a su posición en la pala [Elaboración propia]	43
Imagen 31: Representación de la coordenada y del eje neutro de las secciones con respecto a su posición en la pala [Elaboración propia]	43
Imagen 32: Parámetros geométricos de las 10 secciones elegidas [Bladed™]	44
Imagen 33: Esquema de los datos geométricos de una pala [USER12].....	45
Imagen 34: Parámetros mecánicos de las 10 secciones elegidas [Bladed™].....	46
Imagen 35: Interfaz para introducir los datos de la turbina y el rotor [Bladed™]	47
Imagen 36: Interfaz para introducir los datos del buje [Bladed™]	48
Imagen 37: Simulación del aspecto del buje [Bladed™]	50
Imagen 38: Interfaz para introducir los datos de la torre [Bladed™].....	51
Imagen 39: Interfaz para introducir los datos de parte eléctrica de la transmisión [Bladed™]	53
Imagen 40: Interfaz para introducir los datos de la parte de pérdidas de la transmisión [Bladed™]	53
Imagen 41: Interfaz para introducir los datos de la góndola [Bladed™]	54
Imagen 42: Ejes empleados en este apartado [Especificación dada por el director del proyecto].....	55
Imagen 43: Interfaz para introducir los datos del sistema de control [Bladed™]	56
Imagen 44: Esquema del sistema de orientación [THEO12]	58
Imagen 45: Interfaz para introducir los datos del sistema de guiñada [Bladed™].....	60
Imagen 46: Interfaz para introducir los datos de los modos de vibración [Bladed™] ...	60
Imagen 47: Interfaz para introducir el amortiguamiento de los modos de vibración [Bladed™]	61
Imagen 48: Representación gráfica de la producción energética del aerogenerador [Elaboración propia con Bladed™]	62
Imagen 49: Interfaz para realizar simulaciones [Bladed™]	66
Imagen 50: Interfaz para definir la turbulencia [Bladed™]	67

Imagen 51: Interfaz para definir el viento [Bladed™]	68
Imagen 52: Ejemplo de un cambio de velocidad en el viento por una racha extrema [GLRE12]	69
Imagen 53: Ejemplo de un cambio de dirección en el viento por una racha extrema [GLRE12]	70
Imagen 54: Interfaz para definir el viento [Bladed™]	70
Imagen 55: Interfaz para definir el viento [Bladed™]	71
Imagen 56: Interfaz para introducir los datos de las olas [Bladed™]	72
Imagen 57: Interfaz para introducir los datos de las corrientes [Bladed™]	72
Imagen 58: Representación de los tres sistemas de orientación a 30 m/s [Elaboración propia]	76
Imagen 59: Producción eléctrica a 30 m/s con sistema de orientación flexible [Elaboración propia con Bladed™]	76
Imagen 60: Representación de los tres sistemas de orientación con viento ECD [Elaboración propia]	78
Imagen 61: Producción eléctrica con sistema de orientación flexible [Elaboración propia con Bladed™]	79
Imagen 62: Representación de los tres sistemas de orientación con viento EWM [Elaboración propia]	80
Imagen 63: Representación de los tres sistemas de orientación con viento a 30 m/s [Elaboración propia]	81
Imagen 64: Esquema de un engranaje [JIME18]	86
Imagen 65: Esquema de los parámetros necesarios para el diseño de la corona dentada [JIME18]	88
Imagen 66: CAD3D de la corona dentada [Elaboración propia con Solid Edge 2020™]	88
Imagen 67: Representación del par sobre el eje Z con un viento ECD y con un tiempo de actuación de 3 segundos [Elaboración propia con Bladed™]	92
Imagen 68: Representación del par en el eje Z con distintos tiempos de actuación [Elaboración propia]	92
Imagen 69: Representación del par sobre el eje Z con un viento ECD y con una velocidad de actuación de 1 %/s [Elaboración propia con Bladed™]	93
Imagen 70: Representación del par en el eje Z con distintas velocidades de actuación [Elaboración propia]	93

Imagen 71: Representación del par sobre el eje Z con un viento ECD y con una rigidez 100 veces menor [Elaboración propia con Bladed™]	94
Imagen 72: Representación del par en el eje Z con distintas rigideces [Elaboración propia]	95
Imagen 73: Representación del par sobre el eje Z aplicando los tres cambios [Elaboración propia con Bladed™]	95
Imagen 74: Representación del par sobre el eje Z con una masa de góndola 100 veces inferior [Elaboración propia con Bladed™]	96
Imagen 75: Corona giratoria selecciona [EVOL18]	97
Imagen 76: Curvas de resistencia del rodamiento elegido [EVOL18]	98
Imagen 77: El círculo exterior representa el rotor aerodinámico [BURT01]	113
Imagen 78: Representación gráfica del C_p para diferentes λ [Elaboración propia con Bladed™]	122
Imagen 79: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 3,5 m/s y sin sistema de guiñada	128
Imagen 80: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 3,5 m/s y con sistema de guiñada rígido	128
Imagen 81: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 3,5 m/s y con sistema de guiñada flexible	129
Imagen 82: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 10,15 m/s y sin sistema de guiñada	129
Imagen 83: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 10,15 m/s y con sistema de guiñada rígido	130
Imagen 84: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 10,15 m/s y con sistema de guiñada flexible	130
Imagen 85: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 30 m/s y sin sistema de guiñada	131
Imagen 86: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 30 m/s y con sistema de guiñada rígido	131
Imagen 87: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 30 m/s y con sistema de guiñada flexible	132
Imagen 88: Representación del par sobre el eje Z con un viento ECD y sin sistema de guiñada	132

Imagen 89: Representación del par sobre el eje Z con un viento ECD y con sistema de guiñada rígido	133
Imagen 90: Representación del par sobre el eje Z con un viento ECD y con sistema de guiñada flexible	133
Imagen 91: Representación del par sobre el eje Z con un viento EWM y sin sistema de guiñada	134
Imagen 92: Representación del par sobre el eje Z con un viento EWM y con sistema de guiñada rígido	134
Imagen 93: Representación del par sobre el eje Z con un viento EWM y con sistema de guiñada flexible	135
Imagen 94: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 30 m/s y sin sistema de guiñada.....	135
Imagen 95: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 30 m/s y con sistema de guiñada rígido	136
Imagen 96: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 30 m/s y con sistema de guiñada flexible.....	136

Índice de tablas

Tabla 1: Tabla resumen de los parámetros del sistema de orientación [Especificación dada por el director de proyecto]	29
Tabla 2: Velocidades de funcionamiento del aerogenerador.....	57
Tabla 3: Parámetros básicos de la clase del aerogenerador	64
Tabla 4: Coeficientes de seguridad [GLRE12]	73
Tabla 5: Resultados con viento a 3,5 m/s y sin sistema de orientación.....	74
Tabla 6: Resultados con viento a 3,5 m/s y con sistema de orientación rígido	74
Tabla 7: Resultados con viento a 3,5 m/s y con sistema de orientación flexible	74
Tabla 8: Resultados con viento a 10,15 m/s y sin sistema de orientación.....	75
Tabla 9: Resultados con viento a 10,15 m/s y con sistema de orientación rígido	75
Tabla 10: Resultados con viento a 10,15 m/s y con sistema de orientación flexible	75
Tabla 11: Resultados con viento a 30 m/s y sin sistema de orientación.....	75
Tabla 12: Resultados con viento a 30 m/s y con sistema de orientación rígido	75
Tabla 13: Resultados con viento a 30 m/s y con sistema de orientación flexible	75
Tabla 14: Resultados con viento ECD y sin sistema de orientación	77
Tabla 15: Resultados con viento ECD y con sistema de orientación rígido.....	77
Tabla 16: Resultados con viento ECD y con sistema de orientación flexible.....	78
Tabla 17: Resultados con viento EWM y sin sistema de orientación	79
Tabla 18: Resultados con viento EWM y con sistema de orientación rígido.....	79
Tabla 19: Resultados con viento EWM y con sistema de orientación flexible	80
Tabla 20: Resultados con viento a 30 m/s y sin sistema de orientación.....	81
Tabla 21: Resultados con viento a 30 m/s y con sistema de orientación rígido	81
Tabla 22: Resultados con viento a 30 m/s y con sistema de orientación flexible	81
Tabla 23: Datos geométricos de las palas.....	107
Tabla 24: Datos mecánicos de las palas	108

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La gran crisis energética y medioambiental a la que se enfrenta el mundo ha hecho que las fuentes de energía limpias y renovables hayan sufrido un crecimiento enorme en los últimos años. El principal problema del cambio climático es la emisión de CO₂ procedente de la combustión de combustibles fósiles, por lo que las fuentes de energía renovables son el antídoto ideal para la situación que se vive hoy en día. La principal fuente de energía renovable utilizada en todo el mundo es la energía eólica, cuya situación actual es de lo más prometedora. Cada año se instalan más y más parques de aerogeneradores en todo el mundo, siendo España uno de los países punteros en cuanto a la producción de esta energía. La reducción de costes para la implementación de este tipo de energía, debido fundamentalmente a los avances tecnológicos en este sector y un empuje cada vez mayor hacia fuentes de energía renovables hace que en los últimos años se haya producido una implementación enorme de la energía eólica en el mundo.

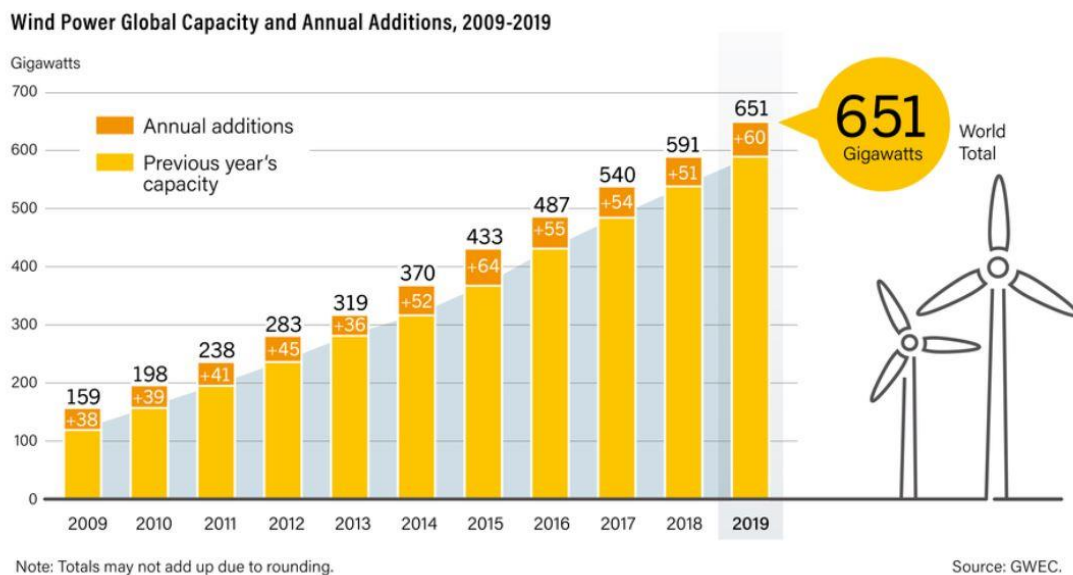


Imagen 1: Producción de energía eólica mundial [REVE20]

En el año 2019, la potencia eólica instalada creció un 10% con respecto al año anterior, llegando a una potencia instalada de 651 GW [ASOC20]. Esta potencia se divide entre terrestre (*On-shore*) y marina (*Off-shore*), siendo la primera la más extendida, ya

que la tecnología de los aerogeneradores *off-shore*, aunque se está empezando a implementar, está todavía en fase de desarrollo.

Pese a las dificultades técnicas que todavía ocasionan, los aerogeneradores *off-shore* cuentan con muchas ventajas con respecto a los instalados en tierra. Para empezar la velocidad del viento es más constante y de magnitud mayor en el mar, por lo que, sabiendo que la potencia eólica generada es proporcional al cubo de la velocidad (v), permite producir mayores cantidades de energía. La potencia generada por un aerogenerador se rige por la siguiente ecuación:

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

Ocurre lo mismo el tamaño del aerogenerador. Al estar situado en el mar se puede fabricar con unas dimensiones muchos mayores, ya que el impacto visual que tendrá será menor al estar situados lejos de la costa, por lo que el área (A) de barrido de las palas será también mayor, y la potencia generada también. Todas estas ventajas hacen que el sector vaya encaminado hacia este tipo de producción, existiendo ya varios parques *off-shore* en el mundo.

En las siguientes gráficas se puede observar una comparación entre la potencia instalada de las diferentes tecnologías eólicas.

RANKING DE PAÍSES POR POTENCIA TERRESTRE ACUMULADA

Fuente: GWEC

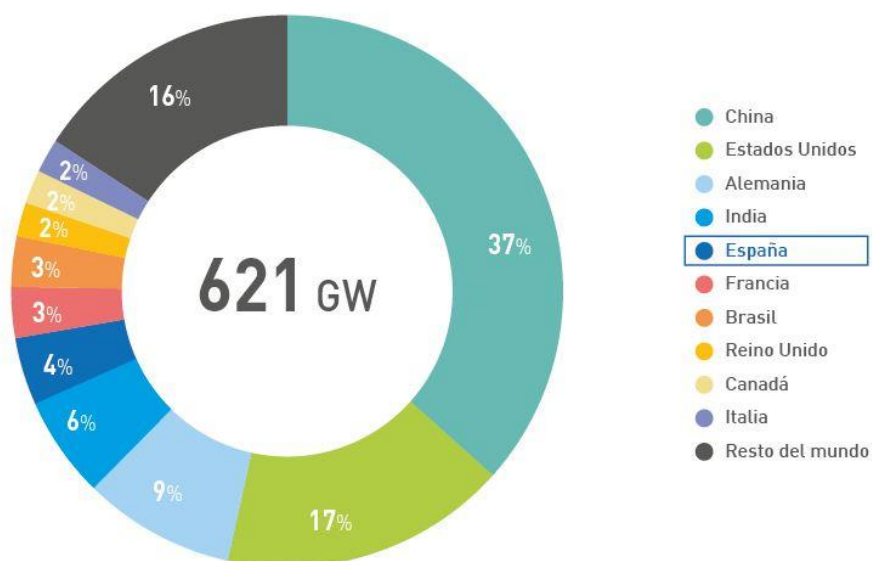


Imagen 2: Potencia on-shore instalada mundialmente [ASOC20]

RANKING DE PAÍSES POR POTENCIA *OFFSHORE* ACUMULADA

Fuente: GWEC

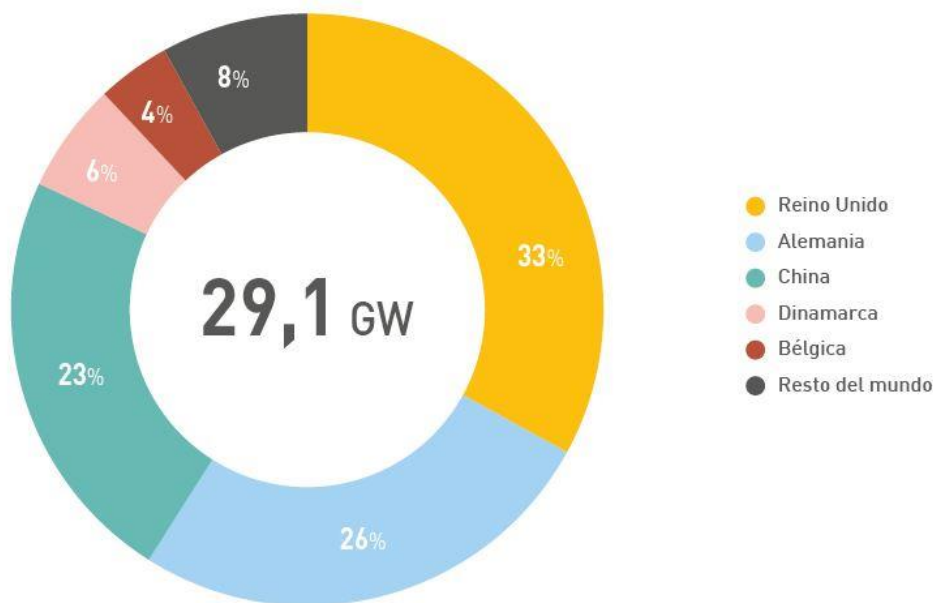


Imagen 3: Potencia *off-shore* instalada mundialmente [ASOC20]

Se puede observar como China y Estados Unidos lideran el sector de la energía eólica terrestre, con más de la mitad de la potencia estando instalada en sus territorios. Les siguen Alemania, India y España, que en los últimos años ha apostado de una manera muy fuerte por este tipo de energía. Atendiendo ahora al gráfico de la potencia instalada en el mar, se puede observar que está localizada principalmente en los países del norte de Europa. España ya no figura en esta lista, y es que, pese a ser uno de los países dominantes en la potencia terrestre, la geografía costera española hace que sea complicado instalar aerogeneradores *off-shore* en nuestro país. España posee un fondo marino localizado a mucha profundidad, y esto hace muy complicado la instalación de parques *off-shore*. Actualmente se están desarrollando tecnologías para solventar estos problemas, y está habiendo un crecimiento en el compromiso por apostar fuertemente por este tipo de tecnología.

En España, los aproximadamente 25 GW instalados cubren el 21,9% de la demanda del país. Además, da empleo a alrededor de 30000 personas y, en 2019, evitó la emisión de 29 millones de toneladas de CO₂ [ASOC20]. Por el contrario, España tan solo cuenta con 10 MW instalados recientemente de potencia *off-shore* y con carácter experimental. Este sector es sin duda fundamental para el futuro funcionamiento del país

y donde se tiene una gran oportunidad para llevar a cabo una reindustrialización y generar puestos de trabajo.

NUEVA POTENCIA TERRESTRE Y MARINA INSTALADA EN EUROPA EN 2019 (EN MW)

Fuente: WindEurope

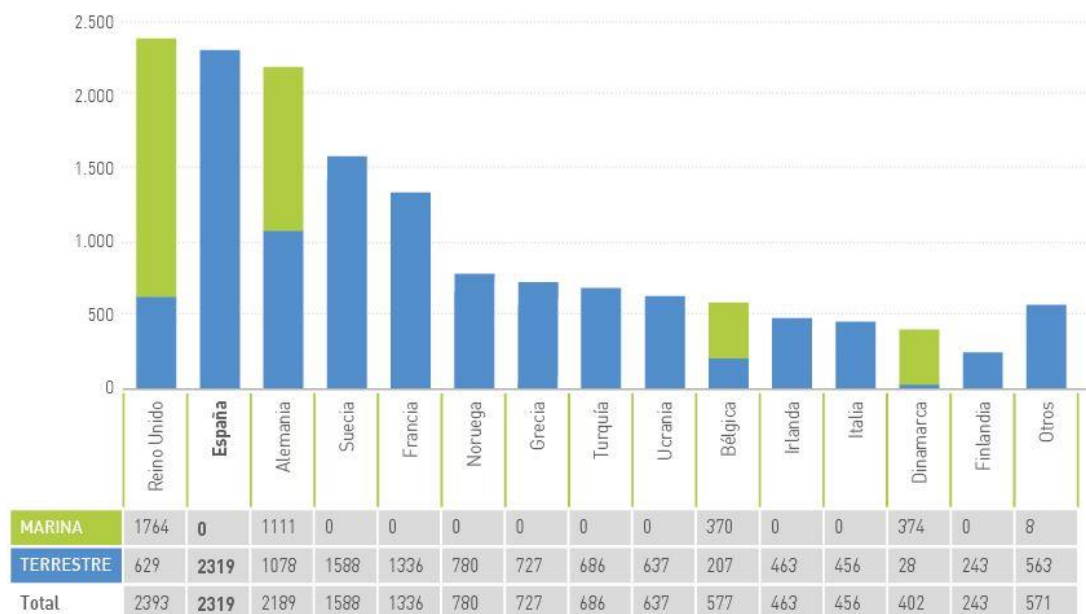


Imagen 4: Potencia eólica instalada en Europa [ASOC20]

Puede que no sorprenda la falta de presencia de países africanos en los *rankings* de mayores productores de energía eólica, pero África es, sin embargo, uno de los continentes con mayor potencial en cuanto a recursos para la producción de energía eólica, con más de 59000 GW, lo que podría multiplicar la demanda del continente 250 veces [REVE20]. Entonces, ¿por qué África solo aprovecha el 0,01% de su potencial de energía eólica [REVE20]? La falta de recursos económicos y la gravedad de las guerras y hambrunas ha hecho que este continente esté muy lejos de poder aprovechar al máximo sus recursos. Sin embargo, varios países, gracias a la financiación de agentes externos y al compromiso de sus líderes con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), han aumentado su producción notablemente en los últimos años. Sudáfrica (2,5 GW), Egipto (1,5 GW), y Marruecos (1,3 GW) son los países con mayor potencia eólica instalada, representando el 75% de la potencia total instalada en el continente africano (7 GW) [REVE20]. Es por esto por lo que, debido al gran potencial del continente, en

concordancia con los ODS y por factores que se explicarán más adelante, se ha decidido tomar África como emplazamiento para el aerogenerador que se diseñará en este trabajo.

La implantación de parques eólicos, tanto *on-shore* como *off-shore*, en el continente africano favorecerá la conversión del mundo hacia fuentes de energía limpias, renovables y sostenibles, y permitirá el acceso a electricidad de los países más pobres. También contribuirá a erradicar la pobreza, generando puestos de trabajo allá donde se instalen los parques. Por último, se contribuirá a frenar el cambio climático, reduciendo las emisiones de CO₂. La alineación con estos ODS (7, 1 y 13 respectivamente), junto la mejor comprensión de esta industria y la mejora de los conocimientos técnicos del autor son la motivación para llevar a cabo este proyecto.



Imagen 5: Parque de aerogeneradores marinos [REVE20]

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 EL AEROGENERADOR

La energía eólica consiste en transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica, a través de las palas del aerogenerador. El movimiento de las palas o álabes es transmitido a un eje, que pasa al generador a través de la transmisión. La transmisión acelera la rotación del eje, haciendo que gire el rotor del generador, y produciendo así energía eléctrica. Esa energía se vuelca a la red a través de un sistema de cables. Si bien los beneficios de esta energía son muchos, como que se parte de un recurso inagotable como es el viento, que no contamina o su relativamente bajo coste de mantenimiento, también posee varios aspectos negativos, como su impacto visual o la dependencia de un factor que varía mucho incluso diariamente, como es el viento [EREN21].

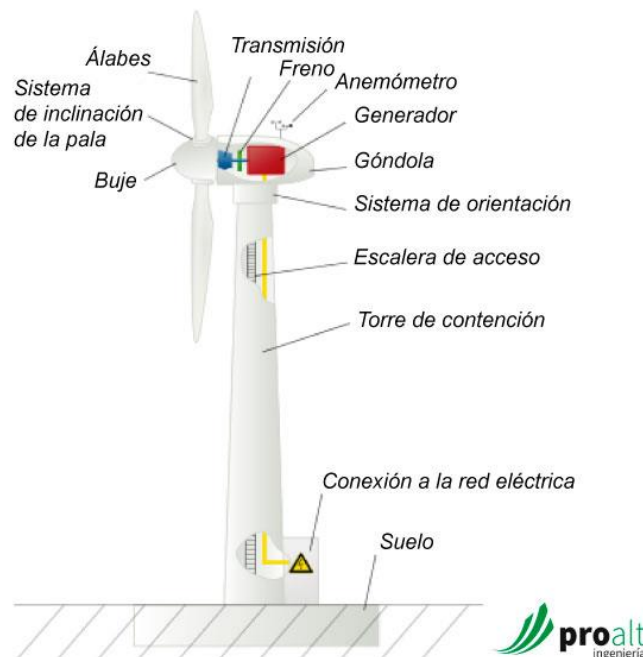


Imagen 6: Partes de un aerogenerador [PROA19]

Centrándose en el aspecto medioambiental, el principal problema del cambio climático es la emisión de CO₂ a la atmósfera, proveniente de la combustión de

combustibles fósiles. La energía eólica es una energía limpia, renovable, y que se postula como una alternativa real a la producción de energía actual.

Como ya se ha mencionado anteriormente, existen diferentes tipos de aerogeneradores en función de su disposición física (vertical o horizontal), de su situación geográfica (en tierra firme, *on-shore*, o en el mar, *off-shore*) o de la potencia que genere. Este proyecto se centrará en un aerogenerador vertical *off-shore* de 5 MW de potencia situado en las costas de África a una profundidad de entre 30 y 60 metros. En concreto, se centrará en el diseño del sistema de orientación de dicho aerogenerador, cuya función y características se explicarán más adelante.

2.2 PARTES DE UN AEROGENERADOR

Para una mejor comprensión del funcionamiento completo del aerogenerador es fundamental profundizar en cada una de las partes que lo componen. Estas son las partes fundamentales:

2.2.1 PALAS (O ÁLABES)

Las palas son las encargadas de transmitir la energía el viento al aerogenerador. Existen diferentes tipos de aerogenerador en función del número de palas, siendo lo más común tres.



Imagen 7: Aerogenerador con 3 palas [PROA19]

Esto es debido a que la energía producida por un aerogenerador, como se ha visto anteriormente no depende del número de palas, pero sí del área (A) de barrido de éstas, por lo que se busca un número de palas que minimice el peso, y por lo tanto los esfuerzos y el coste, y que proporcione la mayor estabilidad al girar. Con estos parámetros en mente, se llegó a la conclusión de que el número ideal era tres palas.

Para el diseño y fabricación de las palas se han de tener en cuenta muchos factores, desde su longitud y sección, hasta el material con el que se fabrican, pasando por el ángulo de ataque o la distribución de inercias y masas que tiene en cada punto de la pala. La terminología empleada, así como los datos concretos se verán más adelante. Es importante señalar que las palas cuentan con un control de giro (*pitch control*) para cambiar el ángulo de ataque y un control de pérdida aerodinámica (*stall control*) que tiene en cuenta que las palas al estar unidas al buje, se torsionan ligeramente al incidir el viento sobre ellas.

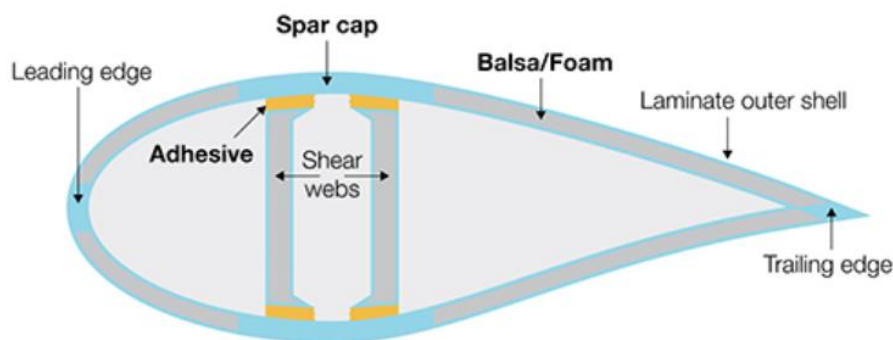


Imagen 8: Sección típica de la pala de un aerogenerador [OLYM19]

Las palas están formadas por dos cascarones (*Shell*) fabricados con fibra de vidrio reforzados con resina epoxi y relleno de una espuma y madera de balsa que le aporta consistencia y ligereza. Están unidas entre sí por un entramado denominado *shear webs* también fabricado con el mismo material que los cascarones y unido a los cascarones con adhesivo. Cada sección de la pala cuenta con un borde de ataque (*leading edge*) y un borde de salida (*trailing edge*), que son los mayores responsables de la aero-dinamicidad de las palas, proporcionando una resistencia al aire mínima y reduciendo así los esfuerzos ejercidos son las palas. El color de las palas también es importante. Por normativa, se pintan de RAL 7035 (código del color), pero a veces se incluyen unas rayas de un color llamativo para evitar que las aves se choquen con las palas.

Los parámetros utilizados para el diseño de las palas de este aerogenerador pueden verse al final de este trabajo, en la sección Anexo I.

2.2.2 BUJE

El buje es la pieza que une las palas con el eje y transmite el movimiento de éstas.



Imagen 9: Buje de un aerogenerador junto con su carcasa exterior [BURT01]

2.2.3 GÓNDOLA

La góndola está compuesta por las siguientes partes: Eje transmisor, freno, reductora y el generador. Su emplazamiento dentro de la góndola puede verse en la siguiente imagen:

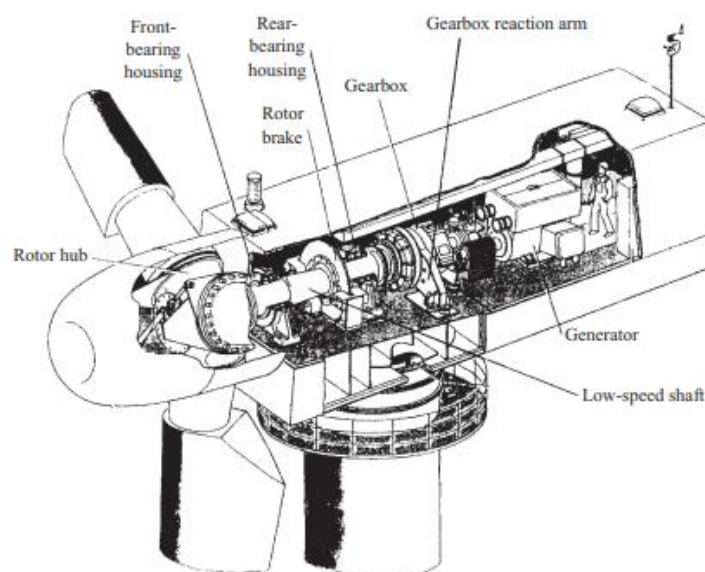


Imagen 10: Emplazamiento de las distintas partes dentro de la góndola [BURT01]

- **Ejes y Reductora:** El movimiento de las palas es transmitido a través del buje al eje, que llega al generador a través de una reductora, que aumenta las revoluciones de giro del eje para transmitir las al generador. Cuando menor sea el aumento de las revoluciones, mayor tendrá que ser el número de polos del generador para producir la misma energía. En este caso se ha optado por una reductora 1:1, es decir, que el rotor del generador gira a la misma velocidad que el eje.
- **Freno:** El freno es un sistema de seguridad en caso de que las palas estén girando a unas revoluciones muy altas y pueda saturar el generador. Se recuerda que un generador tiene un límite de potencia que puede generar, y la potencia que genera está directamente relacionada con la velocidad a la que gire el rotor.
- **Generador:** El generador es el encargado de convertir la energía mecánica en energía eléctrica mediante la inducción de corrientes del rotor en el estator. Para este proyecto se ha optado por un generador síncrono de imanes permanentes con 180 pares de polos, valor muy elevado debido a la reductora 1:1. El resto de las características del generador del aerogenerador diseñado para este proyecto se detallarán brevemente más tarde. Las especificaciones preliminares pueden verse en el Anexo II.

2.2.4 SISTEMA DE ORIENTACIÓN (O DE GUIÑADA)

El sistema de orientación (*yaw control*) se localiza entre la torre y la góndola. Permite orientar el aerogenerador bien en la dirección del viento cuando la velocidad del viento sea baja, de tal forma que el área de barrido sea máxima y se aumente la potencia producida, o bien desalineando el aerogenerador de la dirección del viento cuando la velocidad del viento es muy alta y el generador está a punto de saturar. Recibe la información de una veleta (mide la dirección del viento) y un anemómetro (mide la velocidad del viento) que están situadas en la parte alta de la góndola. Existe disconformidad con respecto a esta forma de recibir la información, ya que el viento, antes de llegar al sistema de medida, choca con las palas y el buje y distorsiona la medida real. Algunos estudios establecen que es mejor colocarlo en la parte delantera del aerogenerador, para así obtener una información más exacta. Sin embargo, el modo de medida más extendido es el primero.

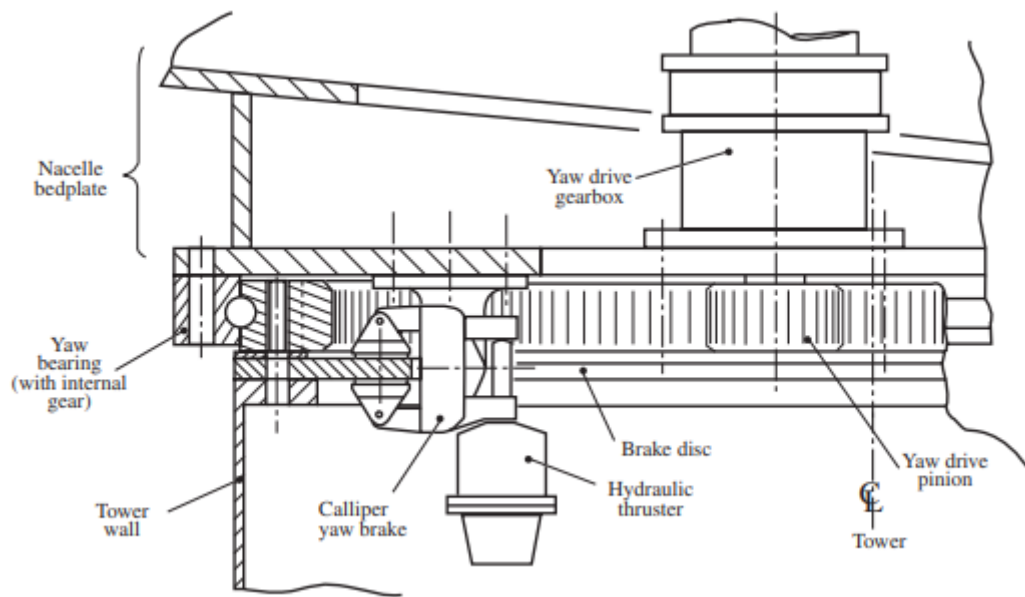


Imagen 11: Visión general del sistema de orientación [BURT01]

Al ser el sistema de orientación el tema principal de este proyecto se explicará más adelante de forma detallada.

2.2.5 TORRE

La torre es la parte fija del aerogenerador. Permite elevar la góndola y la palas a una altura de 100 metros aproximadamente, donde la velocidad del viento es mayor. En el caso de nuestro aerogenerador, la altura del buje es de 92 metros sobre el nivel del mar, y está sumergida 45 metros, dando una altura de torre de 133 metros. Estos datos pueden consultarse en el Anexo II.

El interior de la torre es hueco. Es por ahí por donde se asciende a la parte del generador, donde se tiene que realizar un mantenimiento más frecuente. También a través de la torre es por donde van los cables hasta el suelo, que viajarán hasta tierra firme transportando la electricidad generada. Los materiales que se suelen emplear son hormigón y acero.

2.3 EL SISTEMA DE ORIENTACIÓN

El sistema de orientación o de guiñada está localizado entre la torre y la góndola. Es el encargado de hacer girar la góndola, y todas las partes unidas a ella, en torno al eje de guiñada (*yaw axis*) o lo que es lo mismo, el eje de la torre (eje Z).

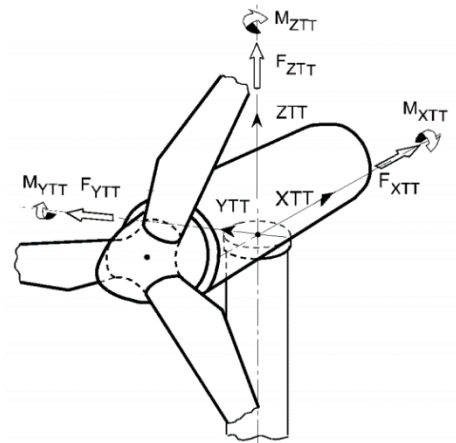


Imagen 12: Ejes utilizados para el sistema de orientación [Especificación dada por el director de proyecto]

El sistema de orientación puede contribuir a la reducción de costes de la energía eólica y así hacer de ella una forma de producción de energía más competitiva e interesante para inversores externos. ¿Cómo? Orientando la góndola en la dirección del viento para una mayor producción de energía y permitiendo orientarse para reducir los esfuerzos que debe soportar la estructura, aumentando así su vida útil y pudiendo diseñarse para cargas menores, lo que abarata su precio [KIM14].

Estudios han demostrado que el control de guiñada es el segundo factor más frecuente en cuanto al fallo de un aerogenerador [KIM14]. Es también muy importante incorporar un control de torsión dentro del aerogenerador. El aerogenerador no puede orientarse siempre en la misma dirección ya que los cables encargados de llevar la electricidad se torsionarían demasiado. Es por ello por lo que se incorpora un contador que mide la torsión que sufren los cables. En la imagen siguiente puede apreciarse la importancia del sistema de orientación. Un desvío de unos pocos grados con respecto a la dirección del viento puede ocasionar una reducción de la mitad de la producción

energética. El ensayo de la imagen se ha realizado para un rotor de 40 metros de diámetro girando a 33 r.p.m.

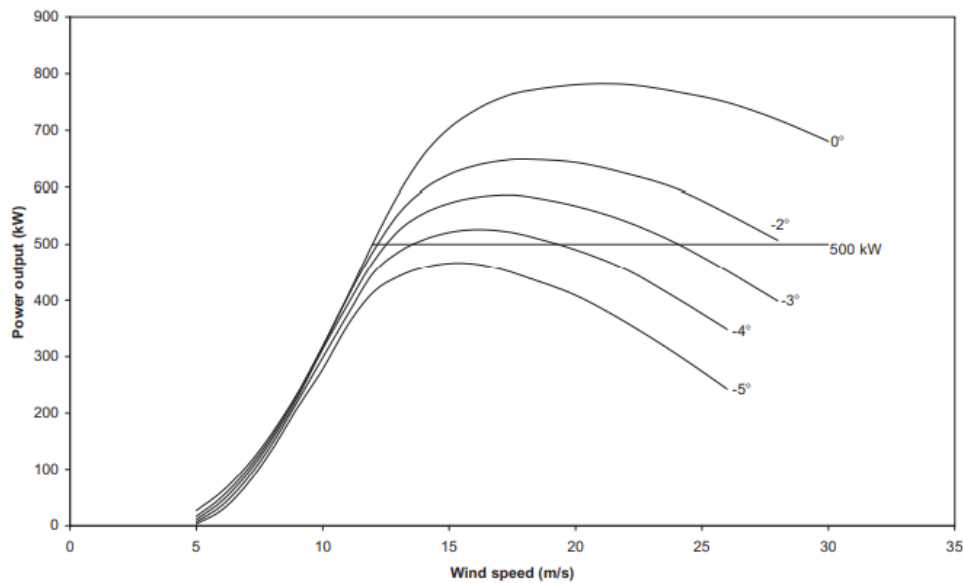


Imagen 13: Variación de la potencia generada en función del ángulo de orientación [BURT01]

Existen dos tipos de sistema de orientación: pasivo o activo. Aunque el activo sea el que se use en la realidad, está bien conocer el funcionamiento del sistema de orientación pasivo, ya que son los cimientos de conocimiento sobre los que se sustenta el sistema de orientación activo.

2.3.1 SISTEMA DE ORIENTACIÓN PASIVO

El funcionamiento del sistema de orientación pasivo es muy sencillo. Consta de una cola situada en la parte posterior de la góndola, parecida a la de los aviones.



Imagen 14: Aerogenerador con sistema de orientación pasivo [ATO21]

Este sistema de orientación no consta de ningún tipo de sistema electrónico. Se orienta únicamente por la fuerza que ejerce el viento sobre la cola. Al incidir el viento sobre la cola, ejerce un par con respecto a la torre, que hace de eje de giro. Entonces el aerogenerador gira hasta colocar la cola alineada con el viento, donde el par que ejerce es nulo. Como se ha mencionado anteriormente, este tipo de sistema de orientación no se utiliza en la industria.

2.3.2 SISTEMA DE ORIENTACIÓN ACTIVO

El sistema de orientación activo es el que se utiliza normalmente en todos los aerogeneradores que se pueden observar tanto en tierra como en el mar. Su objetivo ya se ha explicado anteriormente. Ahora se pasa a detallar su funcionamiento, así como cada una de sus partes.

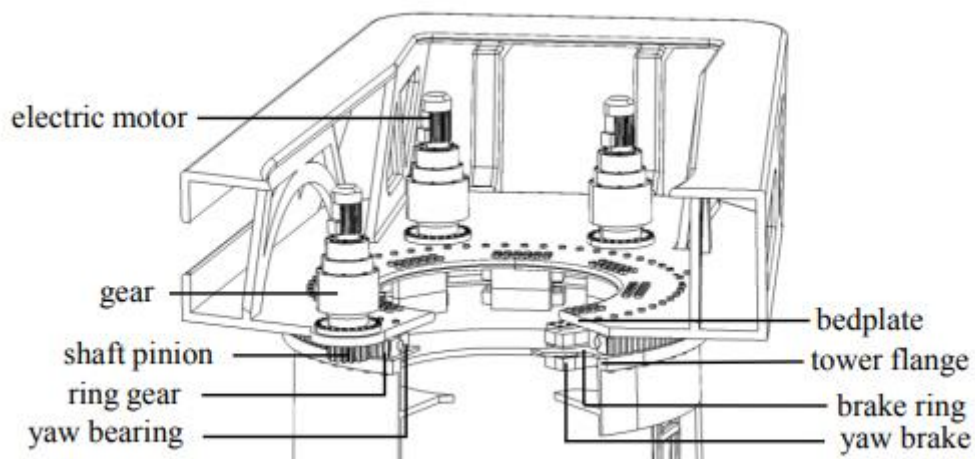


Imagen 15: Esquema del sistema de orientación activo [KIM14]

Los accionamientos eléctricos, compuesto cada uno de ellos por un motor eléctrico (*electric motor*), una reductora (*gear*) y una rueda dentada (*shaft pinion*), reciben la señal del anemómetro y la veleta que, a través de un control electrónico, permite conocer cuántos grados y en qué sentido ha de girar. El diseño de dicho control electrónico simplemente se menciona, pero no se trata, ya que se escapa de los objetivos de este proyecto. Una vez recibida la orden, se activa el accionamiento, haciendo girar la plataforma (*bedplate*) que sostiene todos los componentes que están en el interior de la góndola. La rueda dentada del accionamiento engrana con la corona dentada inferior (*ring*

gear), cuyo diámetro primitivo se detalla en el Anexo II. La corona dentada inferior está unida a un rodamiento axial (*yaw bearing*) que es el que permite el giro entre torre y plataforma. Los accionamientos están unidos a la plataforma, y ésta se apoya sobre el anillo interior del rodamiento, que la permite girar más libremente. El sistema también está dotado de un sistema de freno (*yaw brake* y *brake ring*) para reducir los esfuerzos en el tramo de frenado una vez finalizada la orientación para parar la plataforma.

Aunque los parámetros concretos del sistema de orientación a diseñar se detallan en el Anexo II, se resumen en la siguiente tabla con el objetivo de que el lector se familiarice con ellos, ya que se emplearán mucho en apartados sucesivos. El significado de cada dato, así como su utilidad dentro del diseño se detallarán más tarde.

Tabla 1: Tabla resumen de los parámetros del sistema de orientación [Especificación dada por el director de proyecto]

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 nominal motor	940 rpm
Rendimiento (motor + reductora)	70,00%

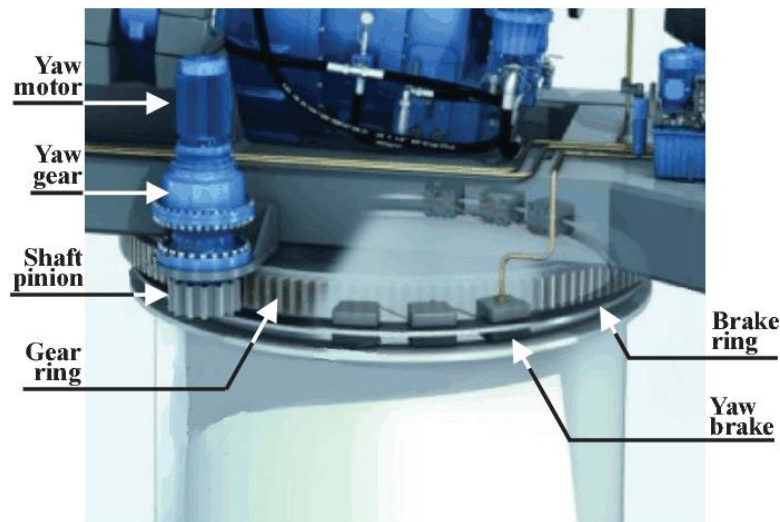


Imagen 16: Sistema de orientación activo [TSIO17]

2.4 EMPLAZAMIENTO DEL AEROGENERADOR

El aerogenerador a diseñar se situará en las costas de África a una profundidad de entre 30 y 60 metros. Para poder elegir un lugar donde implantarlo, es necesario conocer cuáles son los requisitos y condiciones que se tienen en cuenta a la hora de tomar esta decisión.

1. **Infraestructura y desarrollo del país:** Es un punto a favor que existan puertos cerca de la zona donde se quiera instalar, para poder llevar y montar el aerogenerador. Normalmente, en este tipo de obras, el aerogenerador se monta en el puerto, y luego se transporta hasta el lugar de implantación. También es importante que el país donde se vaya a volcar la electricidad tenga una red eléctrica estable, ya que, de lo contrario, podría no servir para nada la inversión.
2. **Velocidad media del viento:** Hay que comprobar que la velocidad media del viento en la zona se corresponda con la que se diseña el aerogenerador. La presencia de tornados, tifones, etc., no favorece el que un proyecto se lleve a cabo en esa zona. Lo ideal son vientos constantes de 10-15 m/s.
3. **Profundidad de la capa continental:** La tecnología de aerogenerador *off-shore* más extendida es la de fijación al suelo del fondo del mar. Para ello, la profundidad de las aguas de esa zona no debe exceder los 60 metros.

Para profundidades superiores a 60 metros, se recurre a aerogeneradores flotantes, pero éstos todavía están en fase de desarrollo.

4. **Impacto medioambiental:** La distancia del parque marino a la costa es un factor muy importante, debido al impacto visual que puede tener sobre los turistas. Por el contrario, cuanto más lejos se coloquen para hacer que el impacto visual sea menor, aumentará la profundidad de la capa continental, por lo que para la elección del lugar hay que encontrar el equilibrio entre estos dos factores. Otros dos factores que se tienen en cuenta son el no interrumpir rutas marítimas comerciales y colocar los parques fuera de rutas de aves migratorias.
5. **Factor económico:** Dependiendo de lugar donde se quiera colocar, el precio de la inversión aumentará o disminuirá atendiendo a diversos factores: facilidad burocrática para instalarse en aguas de otro país, precio de compra de la electricidad en el país donde se vuelque, transporte de materiales hasta el punto de obra, etc. Aunque seguramente este sea el factor determinante, no se tratará en este proyecto, que tiene un carácter puramente técnico.

Con todos estos condicionantes en mente, se llega a estas dos opciones:

A. *False Bay* (Sudáfrica)

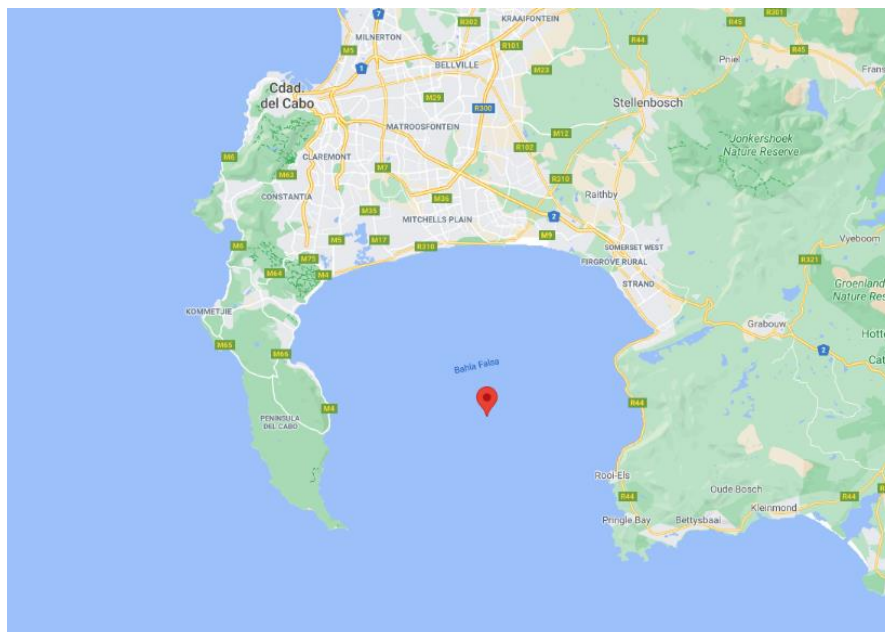


Imagen 17: *False Bay* [Google Maps]

False Bay, situada a pocos kilómetros de Ciudad del Cabo, es la primera opción para instalar el aerogenerador. Sudáfrica, país donde se encuentra este lugar, es el país de África que más energía eólica genera, por lo que la instalación eléctrica del país será lo suficientemente avanzada como para poder asumir un proyecto de estas características. Por otro lado, al estar cerca de una ciudad grande, como es Ciudad del Cabo, con más de 400.000 habitantes, existirá la infraestructura necesaria para que se construya.

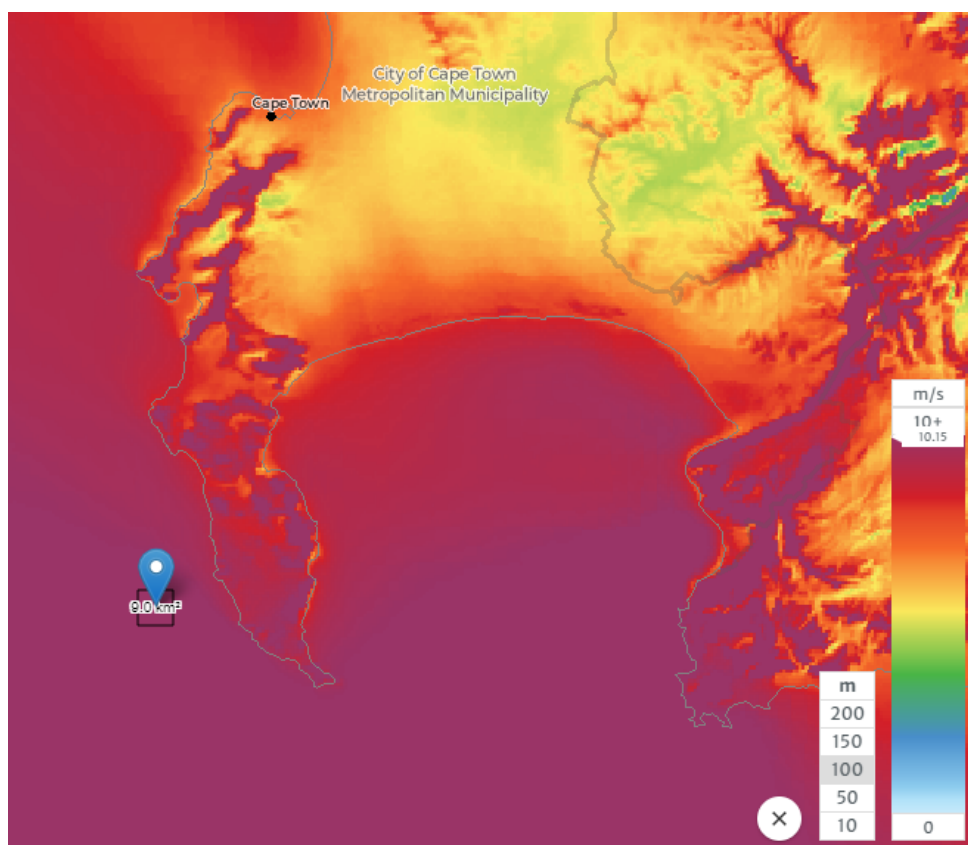


Imagen 18: Mapa de la velocidad del viento en la zona cercana a False Bay [DTUW21]

La velocidad media del viento en esa zona es idónea para las especificaciones que se piden. En el Anexo II se puede observar como para el emplazamiento A se pide una velocidad media del viento de 10,6 m/s, prácticamente igual a la medida en esta zona, de 10,15 m/s. Es importante destacar que la medición se ha de realizar a 100 metros de altura, que es hasta donde aproximadamente se elevará el aerogenerador.

El siguiente factor a tener en cuenta es la profundidad de la capa de continental, que como se ha mencionado antes, está muy ligado a la lejanía con respecto a la costa. Se ha de buscar una profundidad de entre 30 y 60 metros, no superando de ninguna manera este valor, porque haría que resultase imposible poder llevar a cabo el proyecto con

fijación del aerogenerador al fondo marino. En cuanto a la lejanía con la costa, una distancia de unos 5 kilómetros es donde se ha de situar. Hay que tener en cuenta que, pese a estar esta zona situada cerca una ciudad muy turística como es Ciudad del Cabo, está alejada de sus playas, por lo que el impacto visual no será un problema tan grande.

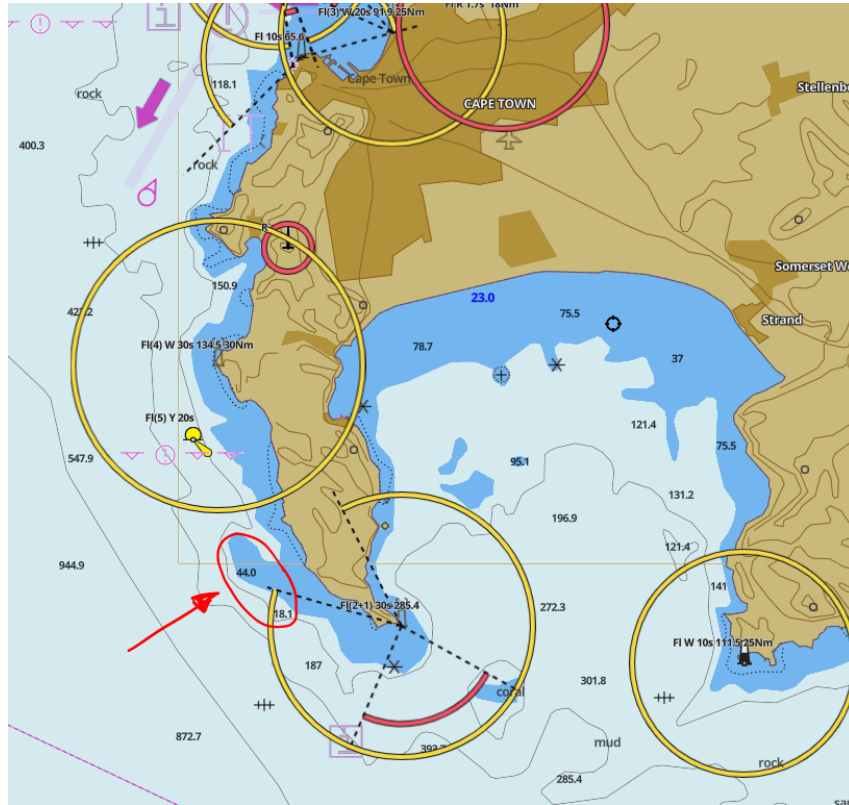


Imagen 19: Profundidad de la zona donde se quiere realizar la instalación [GPSN21]

Es la zona en la que se quiere instalar el aerogenerador la profundidad es de 44 metros, que cumple los requisitos para poder anclarse al fondo del mar. Además, a una distancia de más de 5 kilómetros la profundidad todavía es de 23 metros, como puede verse en la esquina inferior derecha de la siguiente imagen:

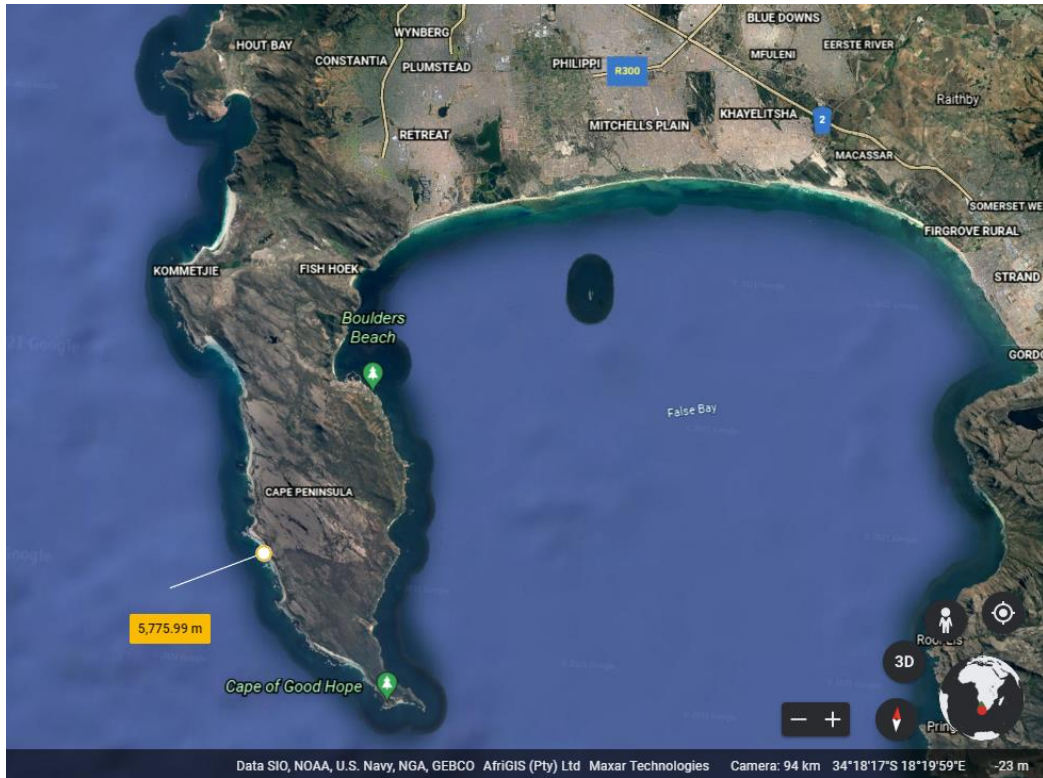


Imagen 20: Profundidad de la zona donde se quiere realizar la instalación [Google Earth]

El único factor negativo que tiene esta zona es que está en medio de una de las grandes rutas de aves migratorias, la que va del este de África al oeste de Asia, como puede verse en la Imagen 20. Esto se puede solucionar pintando las palas de un color llamativo, para evitar que las aves choquen con ellas.

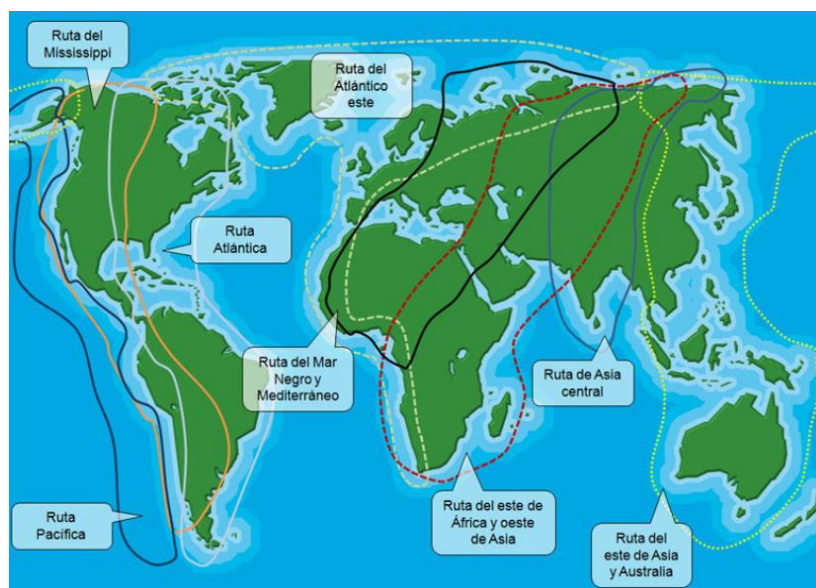


Imagen 21: Ruta de aves migratorias [SOCI19]

B. Esauira (Marruecos)

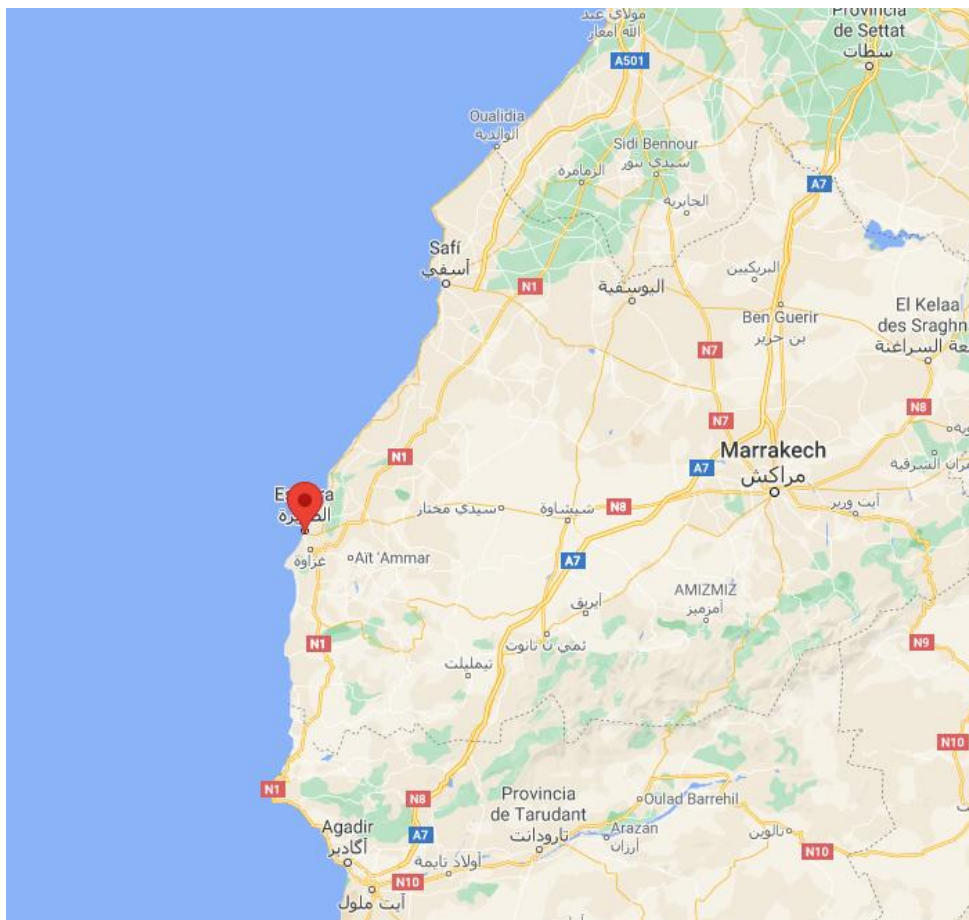


Imagen 22: Esauira [Google Maps]

La segunda opción para instalar el aerogenerador es Esauira, una ciudad portuaria situada a oeste de Marruecos. Al igual que Sudáfrica, Marruecos es otro de los países africanos con más potencia eólica instalada, por lo que su red eléctrica aguantaría sin problema esta instalación. La parte negativa de esta zona es que Esauira es una ciudad turística debido fundamentalmente a sus playas, por lo que cabe la posibilidad de que surgieran problemas con respecto al impacto visual que pueda ocasionar. Por lo demás, cuenta con uno de los mejores puertos del continente, emplazamiento que facilitaría mucho la tarea de construcción e instalación.

En el Anexo II se especifica que la velocidad media del viento en el emplazamiento B ha de ser de 10,8 m/s, por lo que Esauira sería una buena opción, con una velocidad media de 9,6 m/s aproximadamente.

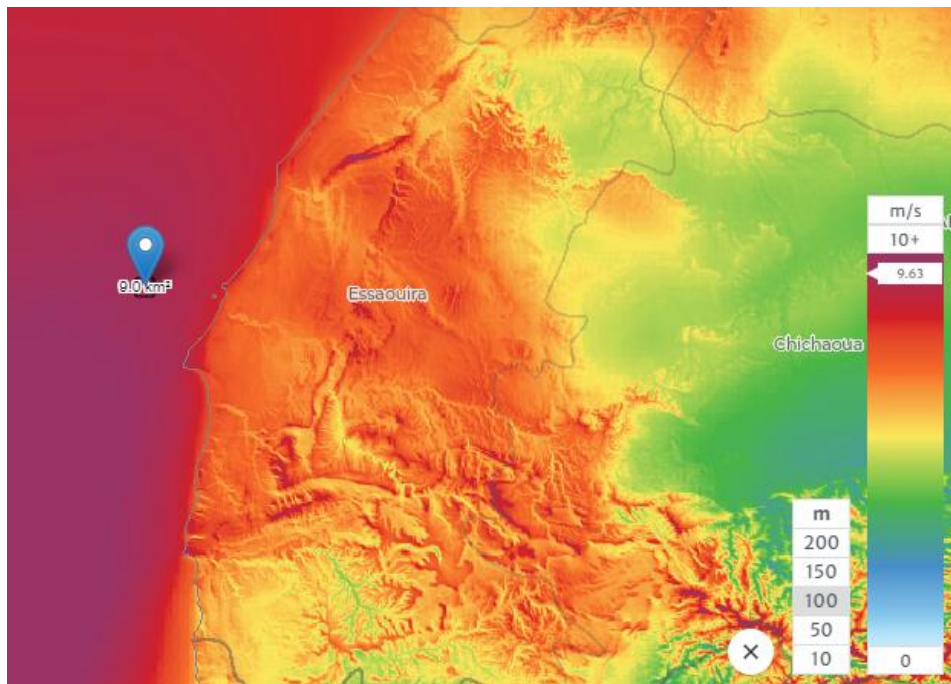


Imagen 23: Mapa de la velocidad del viento en la zona cercana a Esauira [DTUW21]

La profundidad de la capa continental es muy parecida a la opción anterior. A más de 6 kilómetros de la costa, el fondo del mar está situado a 48 metros de profundidad. Por otro lado, las rutas de aves migratorias no son un problema en Esauira, que la principal de esa zona pasa por el interior de continente (Imagen 20).

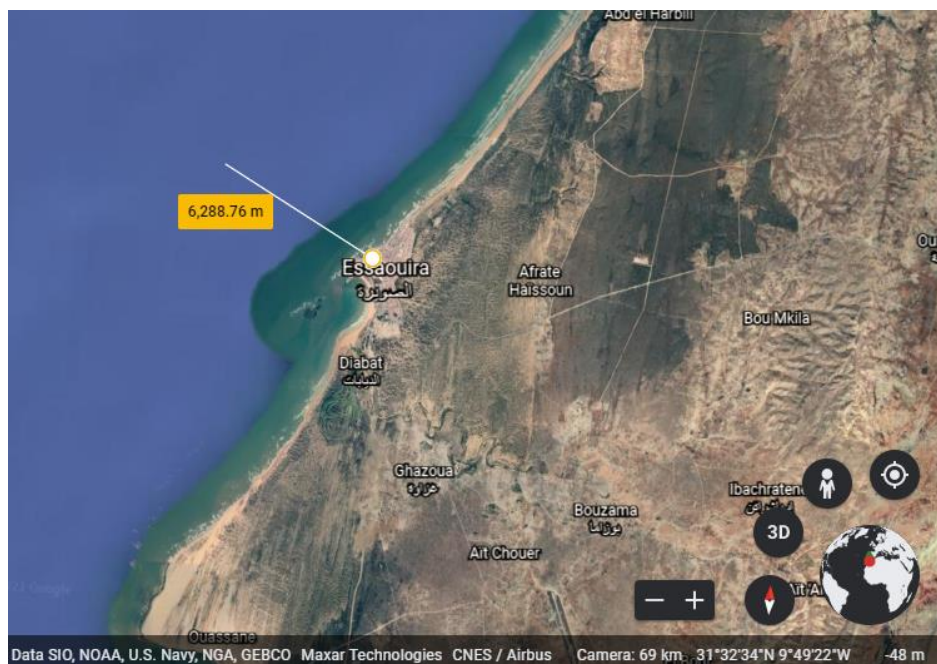


Imagen 24: Profundidad de la zona donde se quiere realizar la instalación [Google Earth]

Como se ha explicado, el factor determinante en la mayoría de los casos es el económico, que no se tiene en cuenta en este trabajo. Habría que analizar muchos factores, tanto económicos como burocráticos y legislativos para tomar la decisión de donde instalarlo. Sin embargo, para centrarnos en un solo lugar, se ha escogido la opción A (*False Bay*, Sudáfrica) debido a que la velocidad media en esa zona es ligeramente superior, y se acerca más a la especificada en el Anexo II. También, ya que la proximidad a una ciudad grande facilitará mucho la tarea de construcción.

Es de reseñar que, independientemente de donde se instale, este proyecto supondría un aumento del 0,2% y 0,4% respectivamente en la potencia eléctrica instalada en cada país. De primeras no parece mucho, pero hay que tener en cuenta que los parques marinos no se componen únicamente de un solo aerogenerador, sino de muchos de ellos. Un solo parque *off-shore* podría proporcionar a estos países la mitad de la potencia eléctrica que tienen instalados ahora mismo. Esto podría suponer un cambio enorme en la vida de miles de personas.

Capítulo 3. MODELO DESARROLLADO

En este capítulo, se desarrollará un modelo del aerogenerador a diseñar utilizando el software *Bladed™* en su versión *4.3 Educational*. Debido a que se trata de una versión para motivos educativos, no cuenta con todas las posibilidades que posee el software profesional, pero aun así es una gran herramienta para poder llevar a cabo simulaciones de todo tipo. La parte del proyecto en la que se emplea este software se dividirá en dos capítulos. El primero, este, en el que se introducirán los datos, y el segundo, el capítulo cuatro, en el que se llevarán a cabo las simulaciones oportunas.

El primer paso es introducir en el programa los parámetros de las diferentes secciones. Algunos vienen dados en los diferentes anexos que se pueden encontrar al final de este trabajo, otros son calculados, y otros simplemente son supuestos y razonados dentro de unos ciertos límites y a juicio del autor del trabajo. Los cálculos de algunos de los parámetros se podrán encontrar en el Anexo III, para que así la lectura de este apartado sea más ligera, sin reparar en la densidad de las matemáticas.

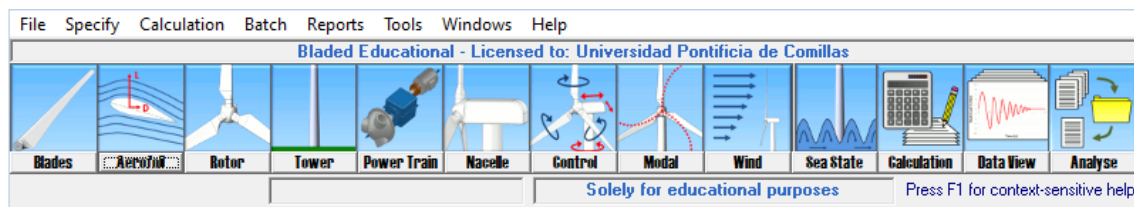


Imagen 25: Secciones de las que dispone el software empleado [Bladed]

3.1 PERFIL AERODINÁMICO (AIRFOIL)

Pese a ser el segundo apartado, es importante introducir los datos de éste primero, ya que el primer apartado, donde se introducen los datos de las palas, necesita obtener datos de este apartado.

Los datos del perfil aerodinámico son fundamentales para estudiar cómo se comporta un cuerpo a través de un fluido y se obtienen de forma experimental. Estos datos han sido proporcionados por el director del proyecto, e incluyen los siguientes parámetros:

- **Ángulo de ataque** (*Angle of attack*): Inclinação de la pala con respecto a la horizontal.
- **Coeficiente de sustentación** (*Lift coefficient C_L*): Cuantifica la fuerza de sustentación ejercida por el aire en el centro de presiones.
- **Coeficiente de arrastre** (*Drag coefficient C_D*): Cuantifica la fuerza de resistencia que ejerce el aire sobre la pala.
- **Coeficiente de momento** (*Pitching coefficient C_M*): Cuantifica el par que ejerce el aire sobre la pala, pudiendo ser de picado o de cabeceo.

El estudio de los diferentes perfiles alares se hace para diferentes ángulos de ataque de una misma sección de la pala. El centro aerodinámico de la pala se encuentra siempre al 25% de la cuerda medido desde el borde de ataque. Estos ensayos se realizaron con un Reynolds igual a 3.000.000.

The screenshot shows the 'Aerofoil Database' window. On the left, the 'Name' field is 'L62-5.0-40'. Below it, 'General data' includes: Thickness to chord ratio (40%), Reynolds Number (3.E+06), Pitching Moment Centre (25%), Deployment Angle (0 deg), and Include Pitching Moment (Yes). At the bottom left are buttons for Load, New, Import, Delete dataset, and Save. In the center, there are input fields for 'View' (set to All), 'From' (-180.0 deg), 'To' (180.0 deg), and a 'View Data' button. On the right, a table displays aerodynamic coefficients for angles of attack from 38.00 to 180.00 degrees. Below the table are buttons for Edit, Paste, Copy, and Delete. At the bottom right, there is a section for 'Coefficients to add or edit' with fields for Angle of attack, Lift Coefficient, Drag Coefficient, and Pitch Coefficient, followed by an 'Add' button and a 'Close' button at the very bottom right.

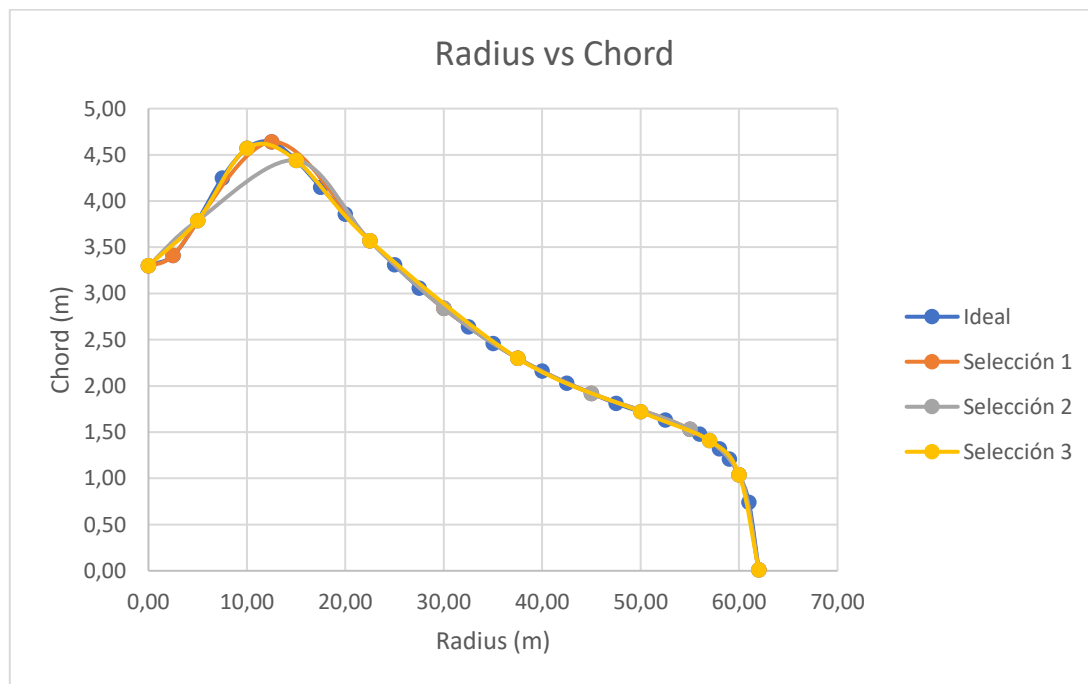
α	C_L	C_D	C_M
38.00	0.939	0.695	-0.292
40.00	0.923	0.774	-0.301
50.00	0.836	1.020	-0.330
60.00	0.692	1.205	-0.347
70.00	0.463	1.325	-0.351
80.00	0.260	1.399	-0.356
90.00	0.100	1.393	-0.348
100.00	-0.136	1.349	-0.338
110.00	-0.366	1.298	-0.336
121.80	-0.633	1.210	-0.340
131.60	-0.814	1.068	-0.335
141.00	-0.874	0.836	-0.301
151.80	-0.763	0.522	-0.230
160.80	-0.579	0.308	-0.162
172.00	-0.272	0.139	-0.072
180.00	-0.022	0.038	-0.006

Imagen 26: Coeficientes aerodinámicos de una de las secciones de la pala [Bladed™]

3.2 PALAS (BLADES)

En este apartado se introducen todos los parámetros relativos a las palas del aerogenerador, tanto geométricos como mecánicos. Los datos proporcionados para este apartado por el director pueden consultarse en el Anexo I. Existe una limitación con esta versión del software. Solo deja introducir 10 secciones de una pala para diseñarla y en los datos proporcionados hay 30 secciones distintas. Es por ello, que lo primero que se ha de hacer es elegir qué 10 secciones son más representativas en el diseño de las palas del aerogenerador.

Para ello, se representaron los diferentes parámetros de las 30 secciones, y se hicieron tres selecciones de 10 secciones para ver cuál se adaptaba mejor a la original. Por simplicidad de cálculo, se supone que las secciones son simétricas.



*Imagen 27: Representación de la cuerda de las secciones con respecto a su posición en la pala
[Elaboración propia]*

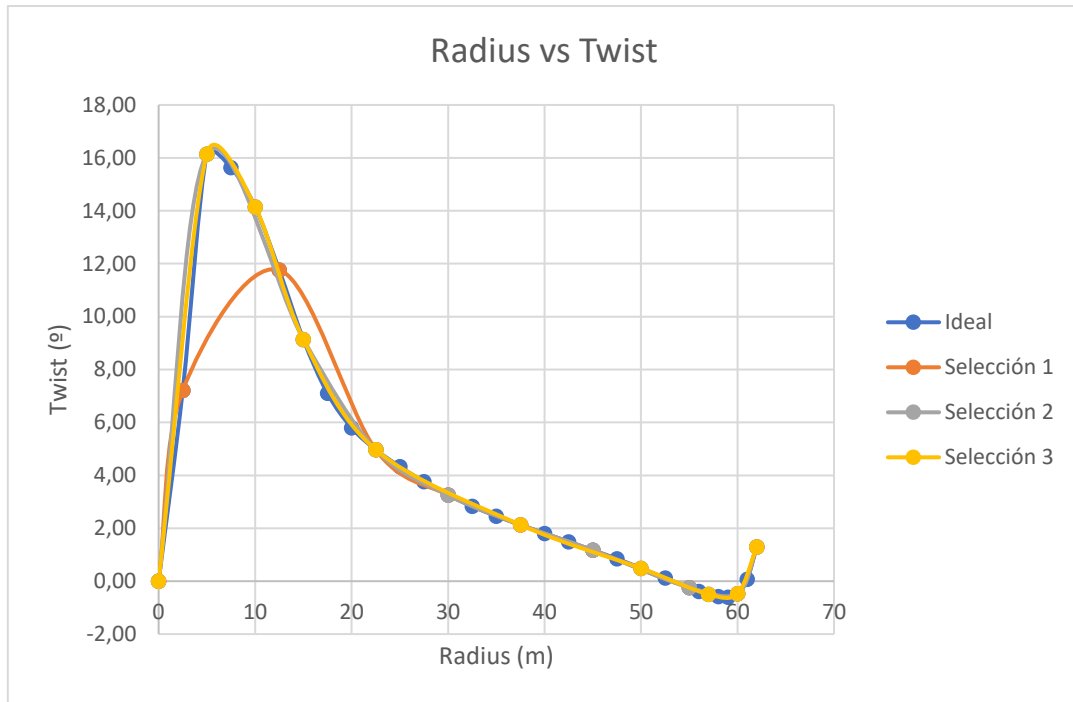


Imagen 28: Representación del ángulo de giro de las secciones con respecto a su posición en la pala
[Elaboración propia]

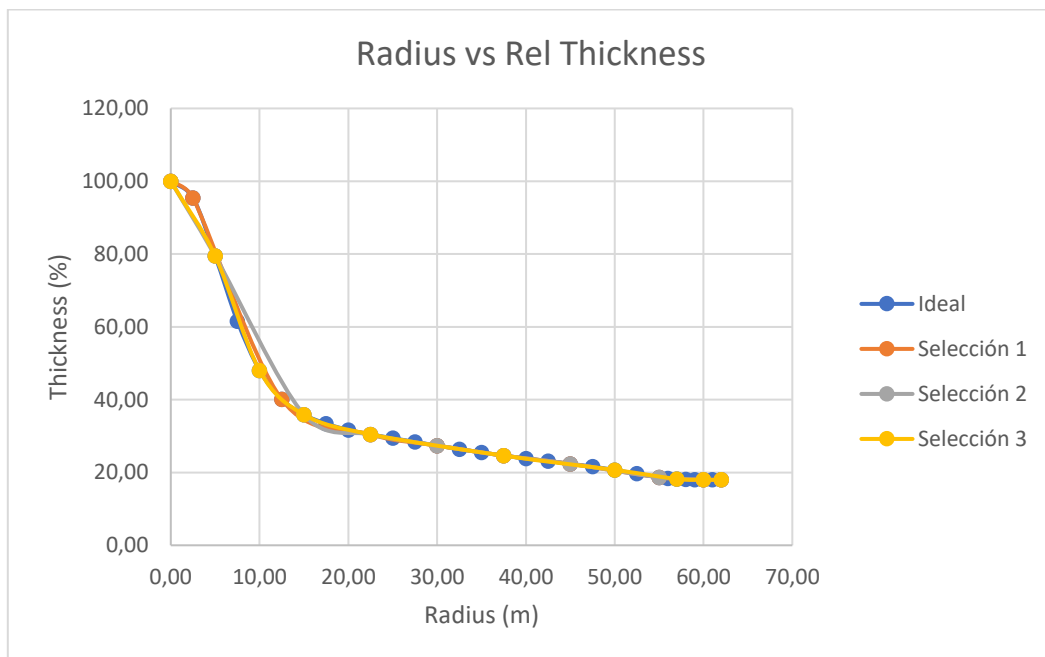


Imagen 29: Representación del grosor relativo de las secciones con respecto a su posición en la pala
[Elaboración propia]

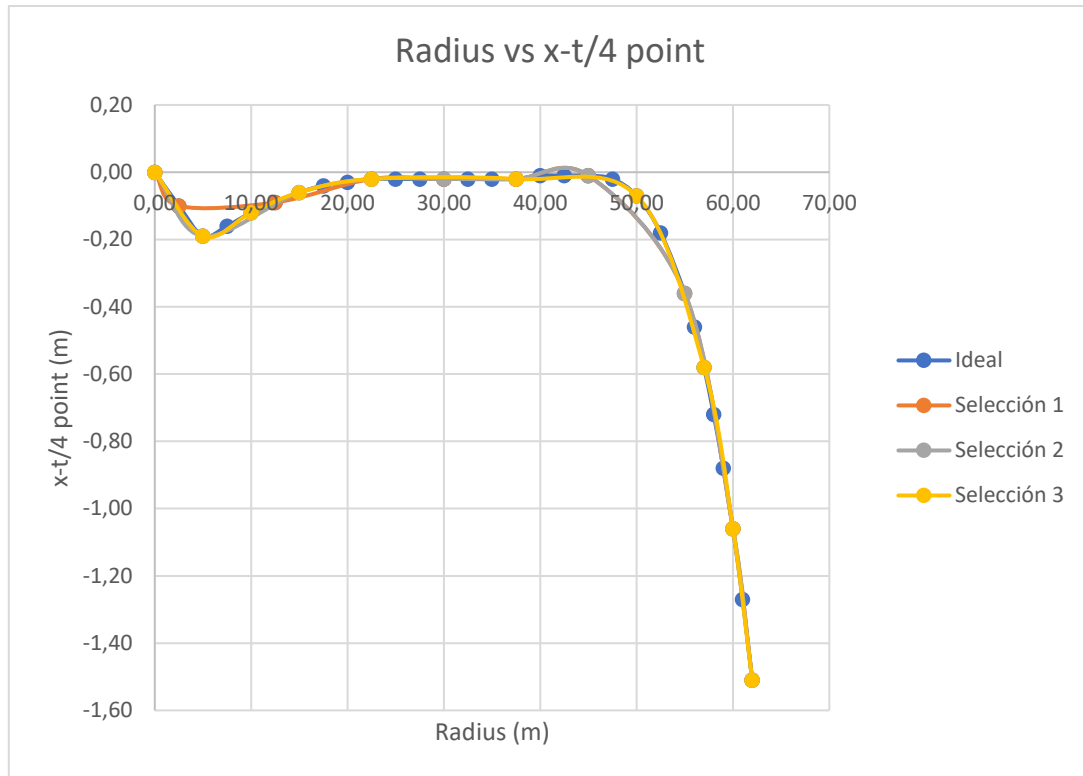


Imagen 30: Representación de la coordenada x del eje neutro de las secciones con respecto a su posición en la pala [Elaboración propia]

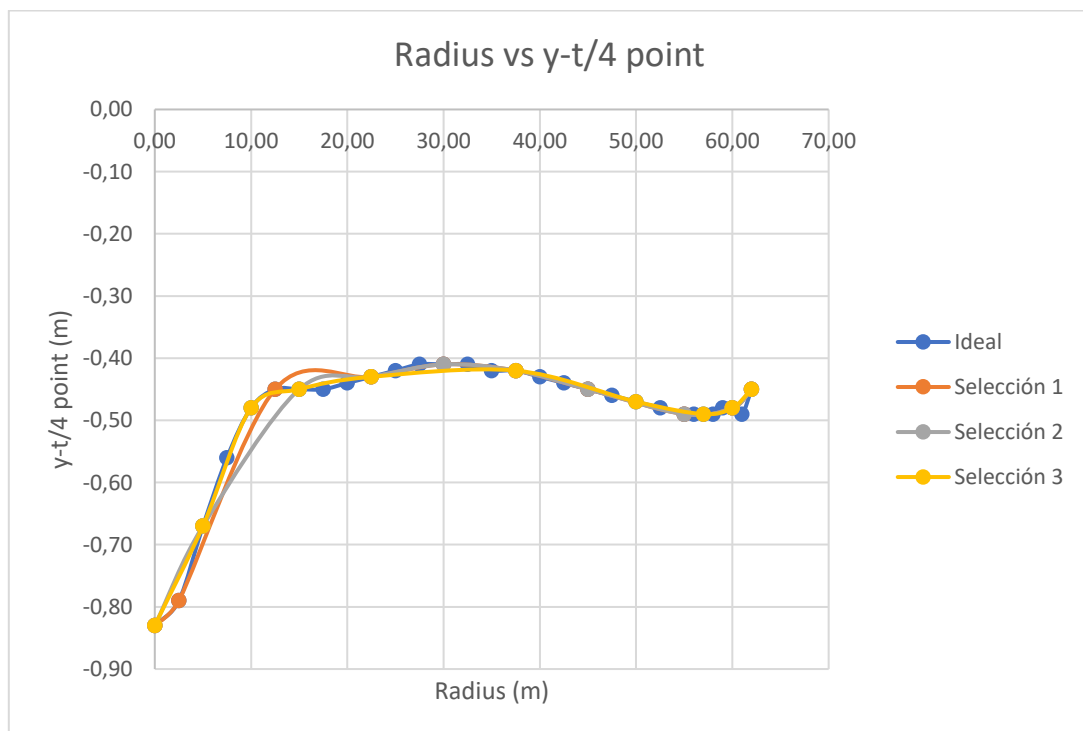


Imagen 31: Representación de la coordenada y del eje neutro de las secciones con respecto a su posición en la pala [Elaboración propia]

Se observa como en los cinco casos es la “selección 3” la que mejor se adapta a los parámetros originales. A partir de ahora, se utilizarán esas 10 secciones para el diseño de las palas.

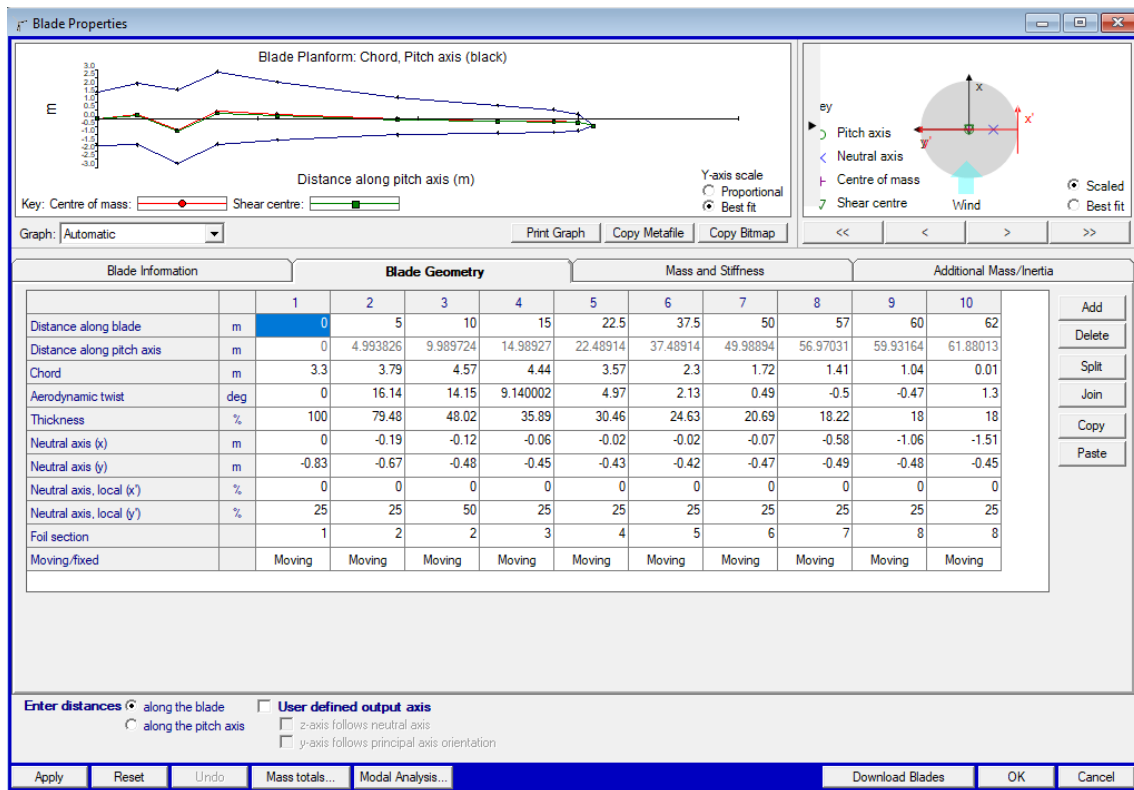


Imagen 32: Parámetros geométricos de las 10 secciones elegidas [Bladed™]

Es importante seleccionar que las distancias en la pala se miden a lo largo de la propia pala (*along the blade*) y no a lo largo del eje de giro (*pitch axis*). Los parámetros pedidos por el programa son:

- **Distancia a lo largo de la pala** (*Distance along blade*): Señala la posición de la sección dentro de la pala.
- **Cuerda** (*Chord*): Distancia desde el borde de ataque hasta el borde de salida.
- **Giro aerodinámico** (*Aerodynamic twist*): Ángulo que forma la cuerda con la horizontal.
- **Grosor** (*Thickness*): Distancia máxima perpendicular a la cuerda y con respecto a la cuerda. Un grosor del 40% quiere decir que el punto más ancho de esa sección es un 40% de la cuerda.
- **Eje neutro x,y** (*Neutral axis*): Distancia en las coordenadas x,y desde el eje de

giro (*pitch axis*) hasta el eje neutro (*neutral axis*), que pasa por el centro aerodinámico de cada sección.

- **Eje neutro local x',y'** (*Neutral axis local*): Distancia en las coordenadas x',y' desde el borde de ataque hasta el eje neutro. El centro aerodinámico siempre se localiza sobre la cuerda de la sección simétrica, por lo que la componente x' es cero, y a un 25% del borde de ataque, por lo que la componente y' vale 25.
- **Perfil aerodinámico** (*Foil section*): Se selecciona en función de los distintos perfiles introducidos en la sección anterior. Se introdujeron diferentes perfiles en función del grosor relativo de cada sección, por lo que hay que asignar el perfil correspondiente a cada función en función de su grosor relativo. Si no existiera el perfil para un grosor concreto *Bladed*TM permite seleccionar los dos más próximos y realizar una interpolación para ajustar estos valores.
- **Móvil o fija** (*Moving/fixed*): Se selecciona “móvil” ya que todas las secciones estarán sujetas a esfuerzos y desplazamientos.

En la siguiente imagen se pueden observar todos estos conceptos de forma más clara:

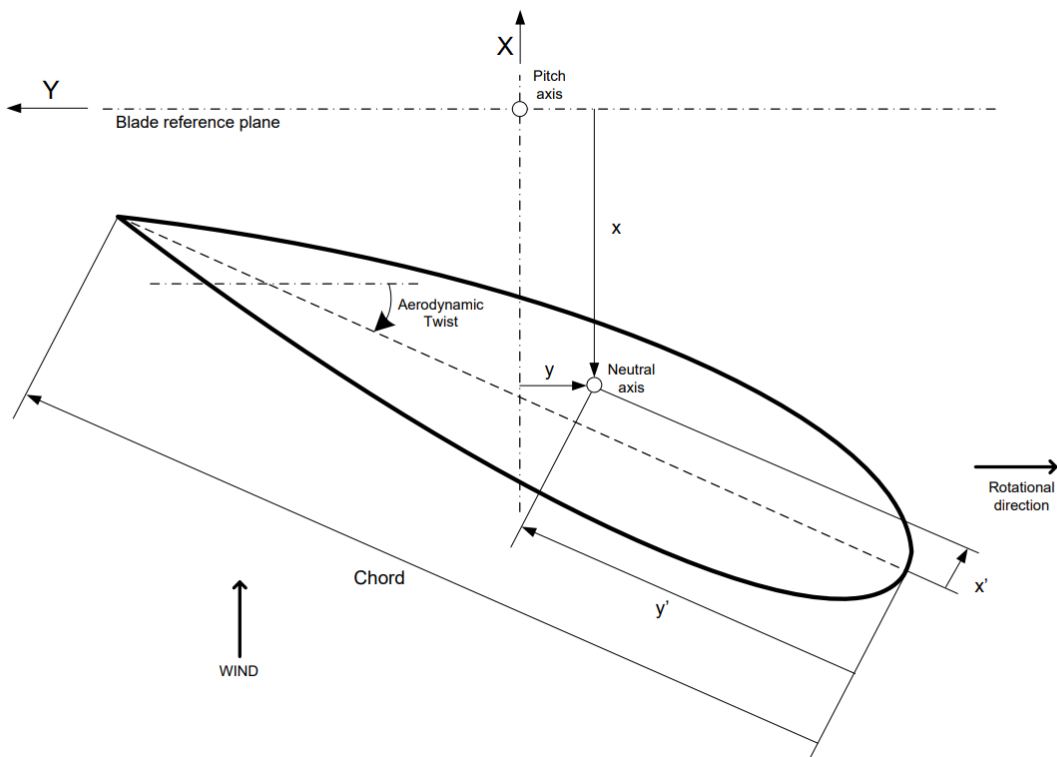


Imagen 33: Esquema de los datos geométricos de una pala [USER12]

A continuación, se han de introducir los datos de masa y rigidez para las mismas 10 secciones de la pala. En el Anexo II se pueden encontrar estos datos.

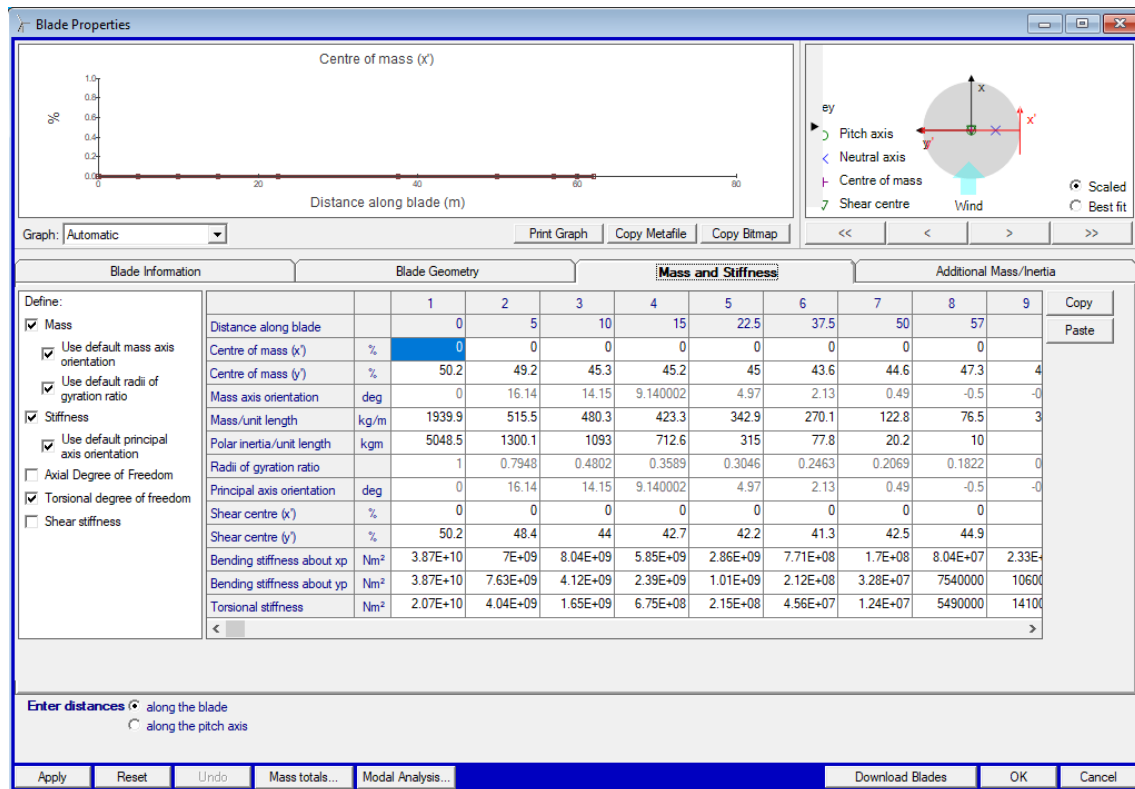


Imagen 34: Parámetros mecánicos de las 10 secciones elegidas [Bladed™]

Los parámetros pedidos por el programa son:

- **Distancia a lo largo de la pala (Distance along blade):** Señala la posición de la sección dentro de la pala.
- **Centro de masas x',y' (Centre of mass x',y'):** El centro de masas se sitúa sobre la cuerda en una sección simétrica, por lo que la coordenada x' es cero.
- **Masa por unidad de longitud (Mass per unit length):** Peso de un metro de esa sección.
- **Inercia polar por unidad de longitud (Polar inertia per unit length):** Representa la resistencia al giro de cada sección.
- **Centro de cortadura x',y' (Shear centre x',y'):** Lugar geométrico de la sección donde el esfuerzo cortante no produce esfuerzo torsor. Al ser una sección simétrica, la coordenada x' vale cero.
- **Rigidez según x_p,y_p (Bending Stiffness about x_p,y_p):** Rigidez a flexión de la

sección.

- **Rigidez a torsión** (*Torsional stiffness*)

Con esto termina el proceso de diseño de las palas.

3.3 ROTOR, TURBINA Y BUJE (ROTOR)

A continuación, se introducen los parámetros relativos a la configuración de la turbina. Se divide en dos secciones: Turbina y rotor, y buje.

3.3.1 TURBINA Y ROTOR

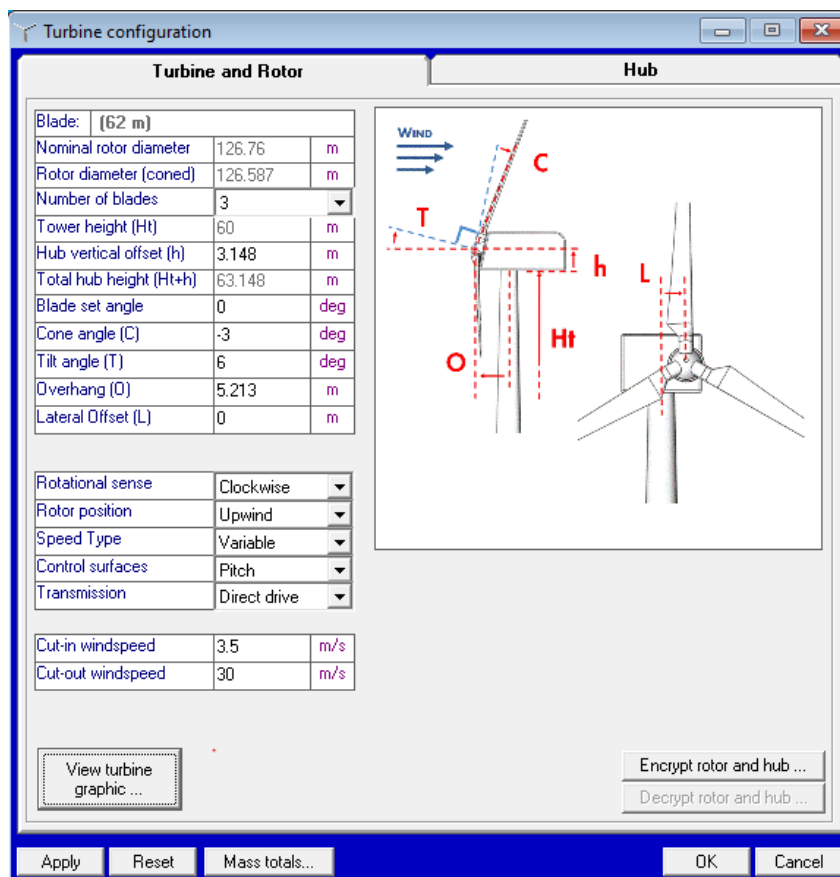


Imagen 35: Interfaz para introducir los datos de la turbina y el rotor [Bladed™]

Algunos de los datos que se introducen en esta sección vienen determinados por los datos introducidos anteriormente, o por limitaciones del propio programa. Aún así, sí

hay ciertos parámetros que se deben introducir de acuerdo con los parámetros preliminares del Anexo II.

El número de palas (*number of blades*) será tres. Ya se ha explicado el por qué de esta elección. Se debe introducir también el desvío del centro de masas del buje con respecto al sistema de referencia. Estos datos (*hub vertical offset h* y *overhang O*) pueden encontrarse en el Anexo II. A continuación, se establece que el sentido de giro de las palas sea horario (*clockwise rotational sense*), atributo común en los aerogeneradores. Se establece también que el rotor esté orientado en la dirección del viento (*upwind rotor position*), que la velocidad de las palas sea variable (*variable speed type*), ya que no siempre girarán a la misma velocidad, que las palas lleven incorporado el control de giro (*pitch control surface*), y que la transmisión sea directa 1:1 (*direct drive transmission*) como ya se ha especificado anteriormente. Por último, se especifican los valores máximo y mínimo de la velocidad del viento (*cut-out* y *cut-in windspeed*) donde el aerogenerador puede operar, 30 y 3,5 m/s respectivamente.

3.3.2 BUJE

Turbine configuration

Hub

Blade Root

Root Length (L)	1.5	m
Diameter (D)	3.3	m
Drag Coefficient	0.4	-
Spinner diameter (S)	4.46	m

☐ Tethered hub

Pitch-teeter coupling:

☐ Delta-3 ☐ Special

Delta-3 Angle: 0 deg

Direct drive generator

Rotor inertia: 263355 kgm²

☒ Assign Mass

Hub mass properties:

Mass	40000	kg
Centre of mass	0	(H) m
Inertia about shaft	59674.8	kgm ²
Inertia perpendicular to shaft	52815.6	kgm ²

Direct drive generator (if not included in nacelle):

Total mass (rotor + stator)	141673	kg
Centre of mass (rotor + stator)	1.34	(K) m
Inertia about shaft (stator only)	1.682E+06	kgm ²
Inertia perpendicular to shaft (rotor + stator)	1.963E+06	kgm ²

Mass (including imbalance mass)

Mass	40135	kg
------	-------	----

Counterweight for one-bladed turbine

Mass	0	kg
Inertia about shaft	0	kgm ²

Imagen 36: Interfaz para introducir los datos del buje [Bladed™]

La primera parte es introducir los datos geométricos del buje. En este capítulo no se especificarán los cálculos llevados a cabo para obtener dichos parámetros. Éstos estarán en el Anexo III, para que la lectura del capítulo sea lo más llevadera posible.

Los datos geométricos que se piden son:

- **Longitud de las orejas** (*Root length L*): Distancia desde el eje de simetría del buje hasta la unión con la pala. En nuestro aerogenerador no hay orejas salientes, por lo que este parámetro es la mitad del diámetro del buje. También se puede obtener restándole al diámetro del rotor aerodinámico la longitud de las dos palas.
- **Diámetro** (*Diameter D*): Diámetro de la unión de las palas con el buje. Se corresponde con la cuerda de la primera sección de la pala.
- **Coeficiente de arrastre** (*Drag coefficient*): Resistencia aerodinámica que ocasiona el buje al paso del viento. Para calcular el coeficiente de arrastre del buje, se aproxima el buje por un cono de 20° , lo que equivale a un coeficiente de arrastre de 0,4 [DEPA19].
- **Diámetro de unión con la góndola** (*Spinner diameter S*): Diámetro del buje en la sección que se une a la cara frontal de la góndola.

A continuación, se introducen los datos mecánicos:

- **Inercia del rotor** (*Rotor inertia*): Inercia que tiene el rotor del generador. Se aproxima por un cilindro hueco.
- **Masa del buje** (*Mass*)
- **Centro de masas del buje** (*Centre of mass*)
- **Inercia del buje con respecto y perpendicular al eje** (*Inertia about y perpendicular to shaft*): Se aproxima por un cono.
- **Masa total del rotor y estator** (*Total mass rotor and stator*)
- **Centro de masas del rotor y estator** (*Centre of mass rotor and stator*)
- **Inercia con respecto al eje del estator** (*Inertia about shaft stator only*): Inercia que tiene el rotor del generador. Se aproxima por un cilindro hueco.
- **Inercia perpendicular al eje del rotor y estator** (*Inertia perpendicular to shaft rotor and stator*)

Para los cálculos de las magnitudes anteriores se supone que están hechas de acero.

Tanto la masa del buje como el centro de masas del rotor más el estator viene especificado en el Anexo II. La masa del buje equivale a 40.000 Kg, mientras que el centro de masas del generador más la transmisión está localizado a 1.340 mm del centro de referencia. Pese a que este dato tengo en cuenta a la transmisión, su aportación al centro de masas es despreciable con respecto al generador.

El resto de los parámetros se han calculado en el Anexo III.

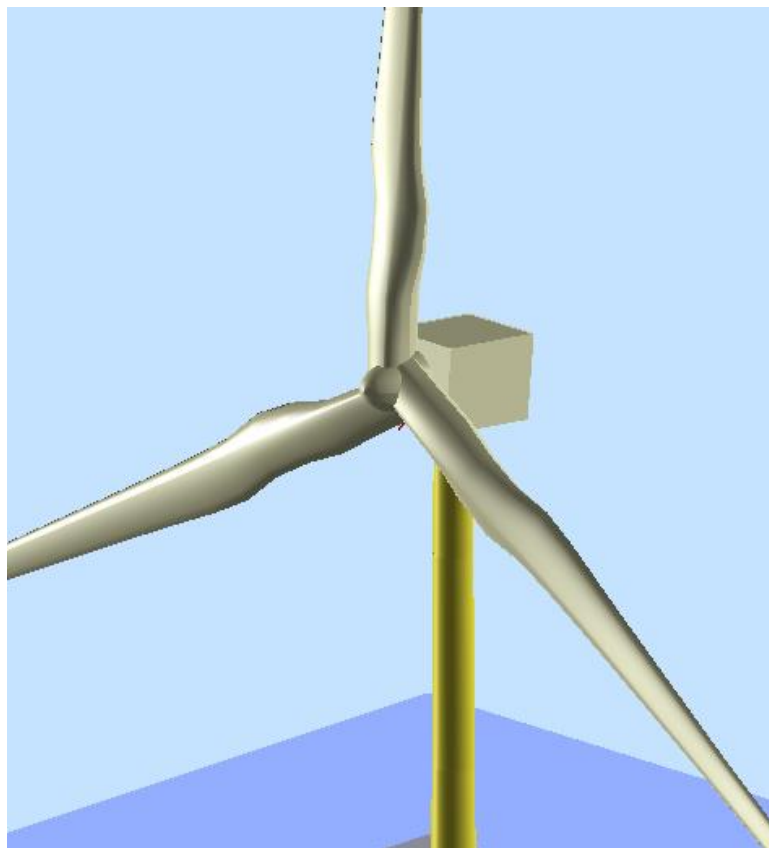


Imagen 37: Simulación del aspecto del buje [Bladed™]

3.4 TORRE (TOWER)

Pese a que en la realidad la torre de un aerogenerador tenga forma de tronco de cono, en este caso se ha modelado como un cilindro hueco, para simplificar los cálculos. Al igual que el resto de partes del aerogenerador, la torre también está hecha de acero. Se ha despreciado la contribución de tornillería, pintura, etc., a la densidad del material, utilizando simplemente la del acero.

Tower properties

☒ Geometry Tower type: ☒ Tubular axisymmetric ☐ Multi-member

☒ Mass

☒ Stiffness

☒ Shear flexibility

☐ Torsional degree of freedom

Material	Density (kg/m³)	Young's mod (N/m²)
STEEL	7850	2.1E+11

Environment

☐ Land ☒ Sea

Aerodynamic drag coefficient: 0.865

Hydrodynamic drag coefficient: 1

Hydrodynamic inertia coefficient: 2

Mean water depth (m): 45

Depth of first tower station (m): 45

Tower Structure

Tower Station Number	1	2	3
Height above surface (m)	-45	0	88
Outside diameter (m)	5.9	5.9	5.9
Mass per unit length (kg/m)	14303.7	14303.7	14303.7
Bending Stiffness (Nm²)	1.61E+12	1.61E+12	1.61E+12
Shear Stiffness (N)	7.225E+10	7.225E+10	7.225E+10
Torsional stiffness (Nm²)			
Polar mom. of inertia (kgm)			
Wall thickness (mm)	100	100	100
Material	STEEL	STEEL	STEEL
Hydro drag coeff.	-	-	-
Hydro inertia coeff.	-	-	-
Point masses (0 defined)			

Foundations and Ground / Sea-bed Properties

☐ Translational motion ☐ Rotation about horizontal axis

Translational stiffness (N/m)	0	Rotational stiffness (Nm/rad)	0
Foundation Mass (kg)	24000	Inertia of Foundation (kgm²)	380000

Graph

Show: Automatic

Copy Metafile Copy Bitmap Print Save

Apply Reset Mass totals... Modal Analysis... Encrypt ... Decrypt ... OK Cancel

Imagen 38: Interfaz para introducir los datos de la torre [Bladed™]

En la parte superior se introduce el material del que está hecha la torre que, como se ha mencionado, es de acero (*steel*). Se introducen los siguientes datos:

- **Densidad del material** (*Density*)
- **Módulo de elasticidad** (*Young's modulus*)
- **Módulo de cizalladura** (*Shear modulus*)

Se selecciona el lugar (*environment*) donde estará instalado el aerogenerador: En el mar (*sea*). Se introduce también la profundidad media del agua (*mean water depth*) que

en este caso es la misma que la profundidad de la primera sección de la torre (*depth of first water station*) e igual a 45 metros, según las especificaciones preliminares que pueden encontrarse en el Anexo II.

Se introducen tres secciones: La que se une a la placa continental, situada a -45 metros sobre el nivel del mar, la que está al nivel del mar, situada a 0 metros, y la que se une con la góndola, situada a 88 metros. La altura de esta última sección se ha calculado restando la profundidad de la primera de sección a la altura total de la torre de 133 metros, especificada en el Anexo II. El diámetro exterior, así como el espesor son de 5,9 metros y 100 mm respectivamente. Puede verse cómo se ha calculado en el Anexo III.

Por último, se introduce el coeficiente de arrastre (*Aerodynamic drag coefficient*) de la torre. Ya se ha mencionado que, por simplicidad de cálculo, la torre se simplifica a un cilindro hueco. El diámetro exterior, 5,9 metros, es aproximadamente 15 veces la altura del cilindro expuesta al aire, 88 metros, por lo que el coeficiente de arrastre vale 0,865 [DEPA19].

3.5 TRANSMISIÓN (POWER TRAIN)

Debido a las limitaciones de la versión utilizada, no se permite realizar simulaciones en las que afecta la transmisión. Sin embargo, es necesario rellenar la parte eléctrica (*electrical*) y de pérdidas (*losses*) para poder realizar otras simulaciones.

A. Parte eléctrica de la transmisión (*electrical*)

Ya que la velocidad del generador va desde 6 r.p.m. hasta 20 r.p.m., pasando por 12 r.p.m., su velocidad nominal según las especificaciones del Anexo II, se selecciona la opción de velocidad variable (*variable speed*).

Para la constante de tiempo (*power electronics time constant*) se introduce un valor típico como 0,001 segundos. El par mínimo demandado (*minimum demanded generator torque*) será cero, lo que ocurrirá cuando el aerogenerador esté apagado. El par máximo demandado (*maximum demanded generator torque*) es 8.649.725,2 Nm. Puede verse como se ha calculado en el Anexo III. Por último, el ángulo de fase se calcula a partir del

factor de potencia, especificado en el Anexo II. El ángulo correspondiente para un factor de potencia de 0,9 es 25,84°.

The screenshot shows the 'Electrical' tab of the 'Power Train' software. It contains several input fields and checkboxes for configuring the generator's electrical characteristics. The 'Phase angle' is set to 25.84 degrees, and the 'Power factor' is 0.900015. The 'Electrical dynamics' are set to '1st order'.

Parameter	Value	Unit
Rated power of generator	0	kW
Synchronous speed of generator	0	rpm
Nominal Slip	0	%
Maximum Slip	0	%
Generator time constant	0	s
Power electronics time constant	1.E-03	s
Minimum demanded generator torque	0	Nm
Maximum demanded generator torque	8.65E+06	Nm
Phase angle	25.84	deg
Generator air-gap power limit	0	kW

Imagen 39: Interfaz para introducir los datos de parte eléctrica de la transmisión [Bladed™]

Ya que el carácter de este proyecto es mecánico, no se presta mucha atención a los datos eléctricos. La intención de reflejarlos en esta memoria es la de que el aerogenerador quede mejor definido para una mejor comprensión del lector.

B. Parte de pérdidas mecánicas (losses)

The screenshot shows the 'Losses' tab of the 'Power Train' software. It contains a table for 'Mechanical Loss Torque (kNm)' and a section for 'Electrical Losses'.

Shaft speed (rpm)	Shaft input torque (kNm)
0	690
0	0
6	0.345.99

Imagen 40: Interfaz para introducir los datos de la parte de pérdidas de la transmisión [Bladed™]

En el Anexo II viene especificado que las pérdidas mecánicas son un 4%. Por lo tanto, las pérdidas máximas que puede tener el aerogenerador son cuando se esté dando el par máximo, que es el calculado anteriormente. Para la velocidad mínima, 6 r.p.m., las pérdidas mecánicas son 345.989 Nm. También se tiene que el rendimiento (*efficiency*) del generador es del 95% y el de convertidor del 97%, por lo que el rendimiento de la parte eléctrica es del 92%. Estos parámetros también vienen incluidos en el Anexo II.

Ya que los conocimientos que se pretenden plasmar en este proyecto son de carácter mecánico, se ha pasado por un encima de los aspectos eléctricos y electrónicos. Los valores introducidos en estas partes, son aproximaciones muy simplistas para facilitar los cálculos en apartados sucesivos.

3.6 GÓNDOLA (NACELLE)

Nacelle		
☒ Assign Geometry Nacelle windage: ☒ Drag only ☐ As an aerofoil		
Nacelle length	m	8
Nacelle height	m	7.533
Nacelle width	m	7.533
Nacelle drag coefficient	-	1.17
Location of front of nacelle measured from tower axis	m	7.2
Aerofoil dataset (from database)		
☒ Assign Mass (excluding rotor, hub and generator)		
Mass	kg	117121
Position of Centre of Mass to side of tower axis	m	-1
Height of Centre of Mass, relative to tower top	m	3
Position of Centre of Mass in front of tower axis	m	0
Yaw inertia (about tower axis)	kg m²	2.689E+06
Nodding inertia (about centre of mass)	kg m²	2.806E+06
Rolling inertia (about centre of mass)	kg m²	3.118E+06
Encrypt nacelle ... Decrypt nacelle ... OK Cancel		

Imagen 41: Interfaz para introducir los datos de la góndola [Bladed™]

En el apartado de la góndola se introducen únicamente los parámetros relativos a ésta, sin contar todo lo que va dentro, como el generador, la transmisión o el buje.

Como en los apartados anteriores, los cálculos para obtener los diferentes valores están en el Anexo III. Los datos de la góndola que se piden son:

- **Longitud de la góndola** (*Nacelle length*): Viene especificada en el Anexo II.
- **Altura de la góndola** (*Nacelle height*)
- **Anchura de la góndola** (*Nacelle width*)
- **Coeficiente de arrastre** (*Nacelle drag coefficient*): Según las especificaciones, la góndola es un cilindro, lo que se supone que se puede aproximar por un disco largo, por lo que su coeficiente de arrastre vale 1,17 [DEPA19].
- **Masa, excluyendo al rotor, el buje y el generador** (*Mass*): La masa de la góndola ya se utilizó en el apartado del buje para calcular el diámetro interno de la góndola. Los cálculos están en el apartado III y equivale a 117121,4 Kg.
- **Posición del centro de masas con respecto al eje de la torre** (*Position of centre of Mass relative to tower axis*): Siendo el centro de coordenadas el de sistema de coordenadas de la torre, las coordenadas vienen especificadas en el Anexo II.
- **Inercia de guiñada con respecto al eje de la torre** (*Yaw inertia about tower axis*): Resistencia al giro con respecto al eje de guiñada (z).
- **Inercia de cabeceo con respecto al centro de masas** (*Nodding inertia about centre of mass*): Resistencia al giro con respecto al eje de cabeceo (y).
- **Inercia de alabeo con respecto al centro de masas** (*Rolling inertia about centre of mass*): Resistencia al giro con respecto al eje de alabeo (x).

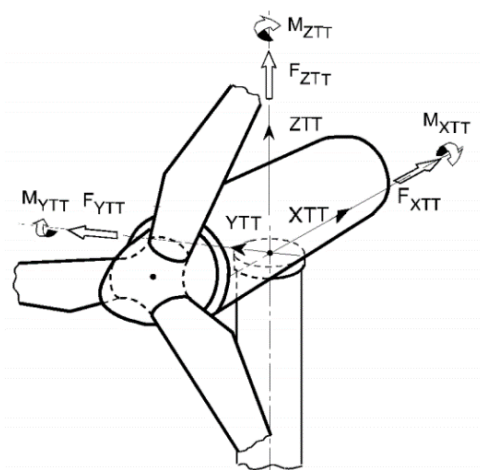


Imagen 42: Ejes empleados en este apartado [Especificación dada por el director del proyecto]

*Bladed*TM interpreta la góndola como un prisma cuadrado. Sin embargo, en las especificaciones viene que la góndola es un cilindro. Para adaptar esto al programa es necesaria realizar unas equivalencias que se encuentran en el Anexo III.

Los valores de las inercias están calculados en el Anexo III.

3.7 SISTEMA DE CONTROL (CONTROL)

El sistema de control es el encargado de hacer girar tanto la góndola como las palas, cuando las condiciones tanto mecánicas como eléctricas lo exijan. El sistema de producción de la potencia del aerogenerador es por control de giro de las palas (*pitch regulated*) con velocidad variable (*variable speed*). Esto permite que las palas cambien su ángulo de ataque para regular la potencia producida. También es en este apartado donde se introducirán los datos del sistema de guiñada.

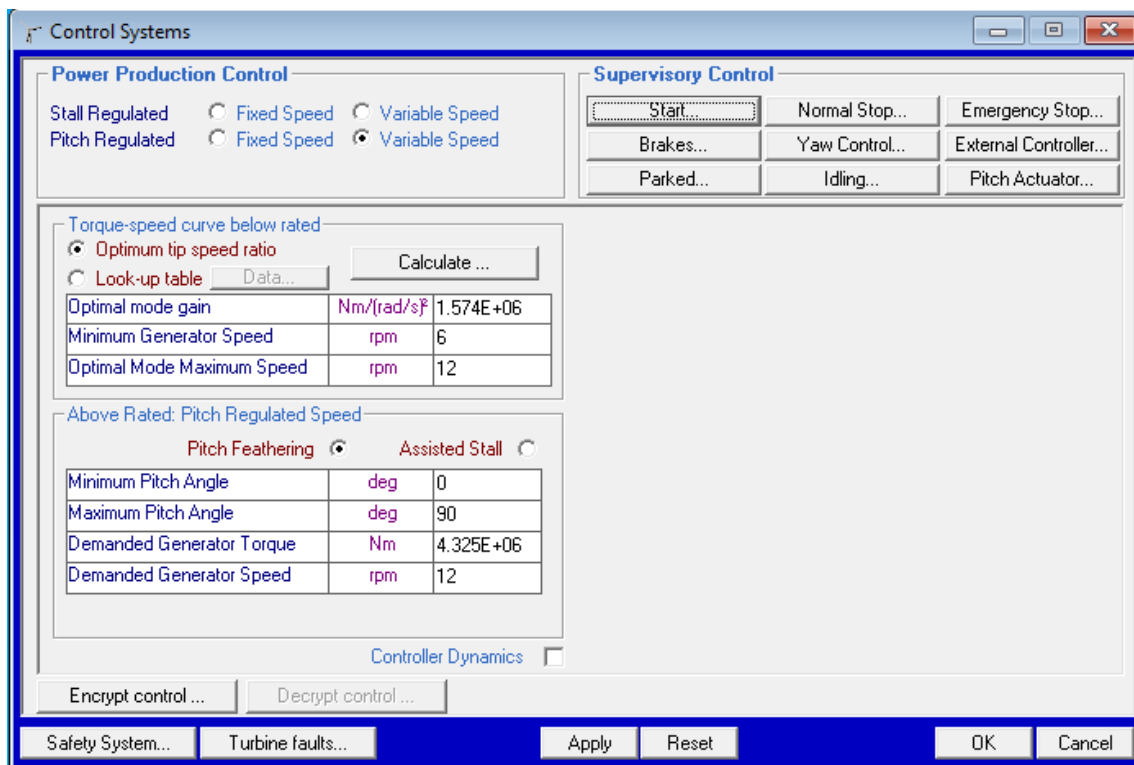


Imagen 43: Interfaz para introducir los datos del sistema de control [*Bladed*TM]

En el sistema de control se distinguen dos situaciones: Cuando el eje gira a una velocidad inferior a la nominal (*below rated speed*) y cuando gira a una velocidad superior a la nominal (*above rated speed*). En el Anexo II se puede encontrar las velocidades de funcionamiento del aerogenerador, que se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 2: Velocidades de funcionamiento del aerogenerador

Velocidad mínima	6 r.p.m.
Velocidad nominal	12 r.p.m.
Velocidad máxima	20 r.p.m.

A. Velocidad inferior a la nominal

Cuando el eje gira a una velocidad inferior a la nominal las palas varían la velocidad mientras que el sistema de giro de éstas se mantiene fijo (*fixed blade pitch*). El objetivo en esta situación es maximizar la potencia capturada por el viento. Para ello existe el coeficiente C_p que indica cuanta potencia se extrae del viento.

$$C_p = \frac{\text{Potencia mecánica generada}}{\text{Potencia del viento}}$$

También se introduce el concepto de ratio de velocidad entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento (λ). Para mantener el coeficiente C_p máximo, es necesario mantener λ constante.

Otra característica de este estado es que la relación entre el par generado y la velocidad al cuadrado es siempre constante. A esa relación se le llama modo óptimo de ganancia (*optimal mode gain*) y su cálculo se encuentra en el Anexo III. La velocidad máxima del modo óptimo de ganancia (*optimal mode maximum speed*) es la nominal.

$$\frac{M_{\text{generador}}}{w_{\text{generador}}^2} = \text{cte} = \text{modo óptimo de ganancia} = K$$

B. Velocidad superior a la nominal

Cuando el eje gira a una velocidad superior a la nominal las palas mantienen fija la velocidad mientras que el sistema de giro de éstas es movable (*variable blade pitch*). El objetivo es que el generador no sobrepase su potencia de saturación.

Para ello, se establece que el ángulo de giro de las palas (*minimum/maximum pitch angle*) sea entre 0° y 90° . La velocidad del generador (*demanded generator speed*) también se mantiene constante a la velocidad nominal, al igual que el par del generador (*demanded generator torque*), que también se mantiene constante.

El par demandado por el generador se calcula en el anexo III.

3.7.1 SISTEMA DE GUIÑADA (YAW CONTROL)

En este apartado se detallan los parámetros pedidos por el programa para tener en cuenta el sistema de guiñada en la simulación. El primer paso es seleccionar el tipo de dinámica (*yaw dynamics*) que se quiere que siga el sistema de control:

- **Ninguno** (*None*): La turbina no se orienta. No existe el sistema de guiñada.
- **Rígido** (*Rigid yaw*): El sistema se orienta en cuanto el viento cambia de dirección.
- **Flexible** (*Flexible yaw*): El sistema no se orienta en cuanto el viento cambia de dirección, sino que deja pasar unos segundos, desalineando la góndola. Los posibles esfuerzos que puedan ser ocasionados por esta razón son almacenados en un muelle (*spring*) y un amortiguador (*damper*), con el fin de disminuir la magnitud con la que afecta a la estructura, y además utilizar esa fuerza almacenada para reorientar la góndola adecuadamente.

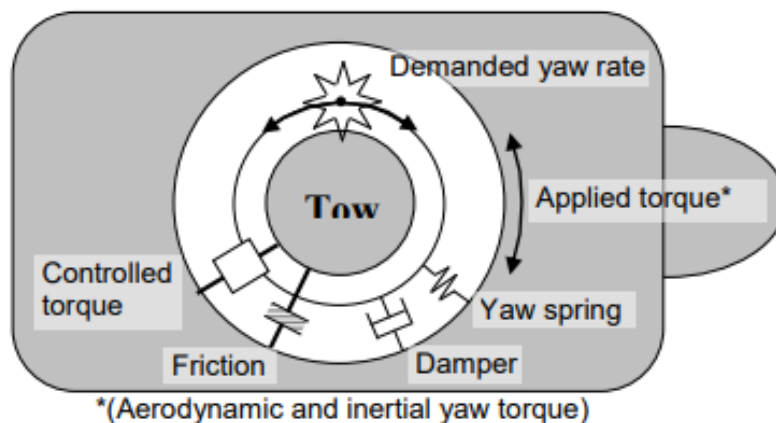


Imagen 44: Esquema del sistema de orientación [THEO12]

En la realidad, el método más utilizado es el de sistema de orientación flexible.

El segundo paso es introducir el tipo de movimiento que realizará el sistema de orientación:

- **Tiempo que tarda en empezar la maniobra** (*Time to start yaw manoeuvre*): Tiempo que transcurre desde que el viento cambia de dirección hasta que la góndola empieza a moverse. Este dato viene especificado en el Anexo II.
- **Cambio de posición requerida** (*Required yaw position change*): Ángulo máximo de desviación que puede tener la góndola con respecto al viento para que el aerogenerador entre en funcionamiento. El valor introducido es un valor típico proporcionado por el director del proyecto.
- **Velocidad de la maniobra** (*Yaw rate for yaw manoeuvre*): A qué velocidad gira la góndola. Este dato viene especificado en el Anexo II.

Al seleccionar el sistema de orientación flexible, se han de introducir cuatro parámetros:

- **Rozamiento dinámico** (*Yaw friction*): Par de rozamiento que el sistema de orientación tiene que vencer al estar girando.
- **Rozamiento estático** (*Additional stiction*): Par de rozamiento que el sistema de orientación tiene que vencer para empezar a girar.
- **Amortiguamiento** (*Yaw damping*): Valor del amortiguador colocado para disminuir las cargas sobre la estructura. Este valor se ha supuesto observando valores típicos. Vale 19.160.000 Nm/(rad/s) [JONK09].
- **Rigidez** (*Yaw stiffness*): Valor del muelle colocado para disminuir las cargas sobre la estructura. Este valor se ha supuesto observando valores típicos. Vale 9.028.320.000 Nm/rad [JONK09].

Para conocer qué ocasiona los pares de rozamiento, es importante conocer el funcionamiento del sistema de orientación. La góndola, con todo lo que supone, está apoyada sobre el anillo interior del rodamiento del sistema de orientación. Todo el peso de los distintos componentes (palas, buje, transmisión, generador y góndola) ha de ser arrastrado sobre el anillo interior, ocasionando un rozamiento que el sistema de orientación ha de vencer.

Los valores de los pares de rozamiento estático y dinámico se detallan en el Anexo III.

The image shows a 'Supervisory Control' window with several tabs: Normal Stop, Emergency Stop, Idling, Parked, Pitch Actuator, External Controller, Brakes, Teeter Restraint, Yaw Control, and Start. The 'Yaw Control' tab is active. It contains two main sections: 'Yaw Dynamics' and 'Active Yaw'. The 'Yaw Dynamics' section has radio buttons for 'None', 'Rigid Yaw', 'Flexible Yaw' (selected), and 'Controlled torque'. Below it, the 'Flexible Yaw Model' section includes 'Yaw Damping' (1.916E+07 Nms/rad), 'Yaw Stiffness' (9.028E+09 Nm/rad), and a 'Hydraulic Accumulator' section with various parameters set to 0. The 'Active Yaw' section has radio buttons for 'None', 'Prescribed Manoeuvre' (selected), and 'External Controller'. Below it, the 'Prescribed Yaw Manoeuvre' section includes 'Time to Start Yaw Manoeuvre' (6 s), 'Required Yaw Position Change' (5 deg), and 'Yaw Rate for Yaw Manoeuvres' (0.3 deg/s). At the bottom, there are buttons for 'Unassign data', 'Encrypt ...', 'Decrypt ...', 'Apply', 'Reset', 'Safety System...', 'Turbine faults...', 'OK', and 'Cancel'.

Imagen 45: Interfaz para introducir los datos del sistema de guiñada [Bladed™]

3.8 MODOS (MODAL)

En este apartado se introducen los diferentes modos de vibración de la estructura. Existen tantos modos de vibración como grados de libertad se quieran introducir.

The image shows a 'Modal Analysis Parameters' dialog box. It has two main sections: 'Blade Modes' and 'Tower Modes'. The 'Blade Modes' section has a 'Number of blade modes' dropdown set to 10 and a 'Modal damping...' button. The 'Tower Modes' section has a 'Number of tower modes' dropdown set to 0 and a 'Modal damping...' button. Below the 'Tower Modes' section, there is an 'Azimuth angle' dropdown set to 'deg' and a value field set to 0. At the bottom, there are buttons for 'Calculate...', 'Results...', 'OK', and 'Cancel'.

Imagen 46: Interfaz para introducir los datos de los modos de vibración [Bladed™]

En este caso se ha optado por introducir 10 grados de la libertad en las palas, uno por cada sección introducida, y cero en la torre, ya que no se especifica nada en el Anexo II.

Se pide el amortiguamiento de cada modo de vibración, lo que se especifica en el Anexo II. Todos los modos de las palas tienen un amortiguamiento de 0,477%.

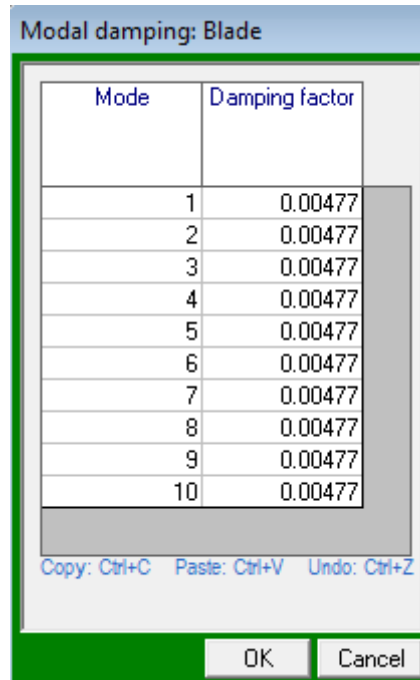
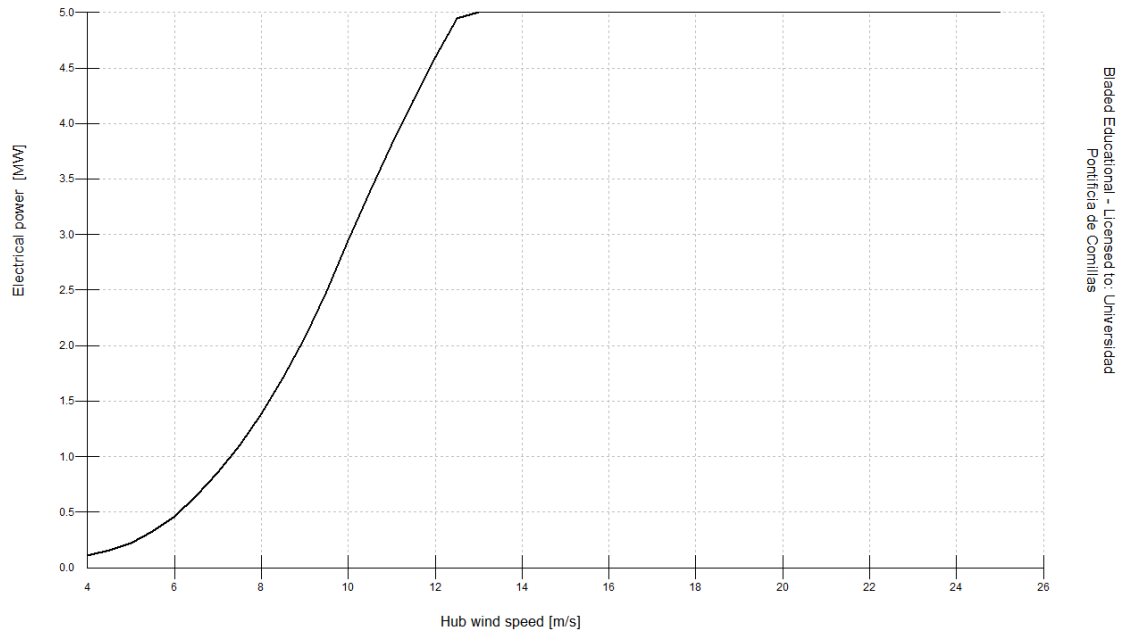


Imagen 47: Interfaz para introducir el amortiguamiento de los modos de vibración [Bladed™]

Con esto finaliza el desarrollo del modelo en *Bladed*TM. Este modelo nos servirá para comprobar cómo reacciona el aerogenerador cuando se le somete a distintas cargas en diferentes momentos en su vida útil. A continuación, se muestra una imagen de la producción eléctrica del aerogenerador.



*Imagen 48: Representación gráfica de la producción energética del aerogenerador [Elaboración propia con *Bladed*TM]*

Se recuerda que la potencia nominal del aerogenerador es de 5 MW. La gráfica muestra la potencia generada teniendo en cuenta las pérdidas tanto mecánicas como eléctricas. También se puede observar como la potencia deja de crecer poco después de llegar a la velocidad nominal. Como se ha mencionado anteriormente, la extracción máxima de potencia del viento y, por tanto, cuando más generará el modelo, es a la velocidad nominal. A partir de aquí, el aerogenerador utilizará los recursos que estén a su alcance, como el control de giro de palas (*pitch control*) para regular la producción, y que no sature el generador ni se dañe el resto de la estructura.

Capítulo 4. SIMULACIONES CON EL MODELO

Una vez introducido el modelo en *Bladed*TM, se procede a realizar las simulaciones oportunas. El objetivo de estas simulaciones es comprobar en qué condiciones en donde más sufre el sistema de orientación, para así poderlo dimensionar y diseñar de forma adecuada. Todas las simulaciones que hay que realizar, al igual que las condiciones de éstas, vienen detalladas en *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines* (Hamburgo, 2012) de Germanischer Lloyd Industrial Services. Es una normativa mundialmente utilizada que recoge de forma muy detallada las condiciones que tiene que cumplir un aerogenerador para su puesta en marcha. A esta normativa, a partir de ahora, se le hará referencia en esta memoria como “Norma GL”.

En el Anexo IV pueden encontrarse todos los casos de carga (DLC) que contempla la Norma GL para la aprobación de un aerogenerador completo. Sin embargo, como este proyecto solo se centra en el sistema de orientación, tan solo se tendrán en cuenta aquellos en los que haya que considerar la desviación del viento. Esto viene especificado en el Anexo IV, en la columna de “Otras Condiciones (*other Conditions*)”, con la abreviación “MIS”.

En el Anexo II viene especificado la clase de viento a la que se verá sometido el aerogenerador. El aerogenerador marino diseñado es de Clase IEC I, con turbulencia B. Además, se utilizarán las condiciones del emplazamiento A por ser más parecidas a las del lugar de implantación real (*False Bay*, Sudáfrica), donde la velocidad media del viento es de 10,15 m/s. Por lo tanto, se utilizará un factor de Weibull de 1,979.

Tabla 3: Parámetros básicos de la clase del aerogenerador

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			

De la tabla anterior pueden extraerse una serie de parámetros que nos serán de utilidad más adelante:

- I15: Valor característica de la intensidad de la turbulencia del viento a 15 m/s. Vale 0,16.
- a: Parámetro de la pendiente de la intensidad de la turbulencia del viento. Vale 3.

Los casos de carga que se llevarán a cabo se explicarán más adelante. Primero, habrá un parte de introducción teórica de lo que quiera decir cada apartado de cada DLC y, a continuación, se introducirán los parámetros en *Bladed*TM y se llevarán a cabo las simulaciones. Los DLC que se simularán son: DLC 1.1, 1.3, 1.10, 6.1, y 6.4. Hay más DLC en los hay que tener en cuenta el desalineamiento del viento, sin embargo, no se permite realizar esas simulaciones con las versión académica de *Bladed*TM.

4.1 SITUACIONES DE DISEÑO

*Bladed*TM permite realizar simulaciones con numerosas situaciones de diseño. Sin embargo, en este proyecto solo se trabajarán dos de ellas: Producción energética (*power production*) y en reposo (*idling*).

- **Producción energética:** El aerogenerador funciona sin fallo y está conectado a la red eléctrica. El sistema de control está activo. Es la situación de funcionamiento normal.
- **En reposo:** El aerogenerador se encuentra con el generador apagado, pero se permite a la góndola girar libremente. El aerogenerador tiende a orientarse hacia donde las cargas sean mínimas pero, por otro lado, el sistema de orientación sufre mucho porque está en constante movimiento.

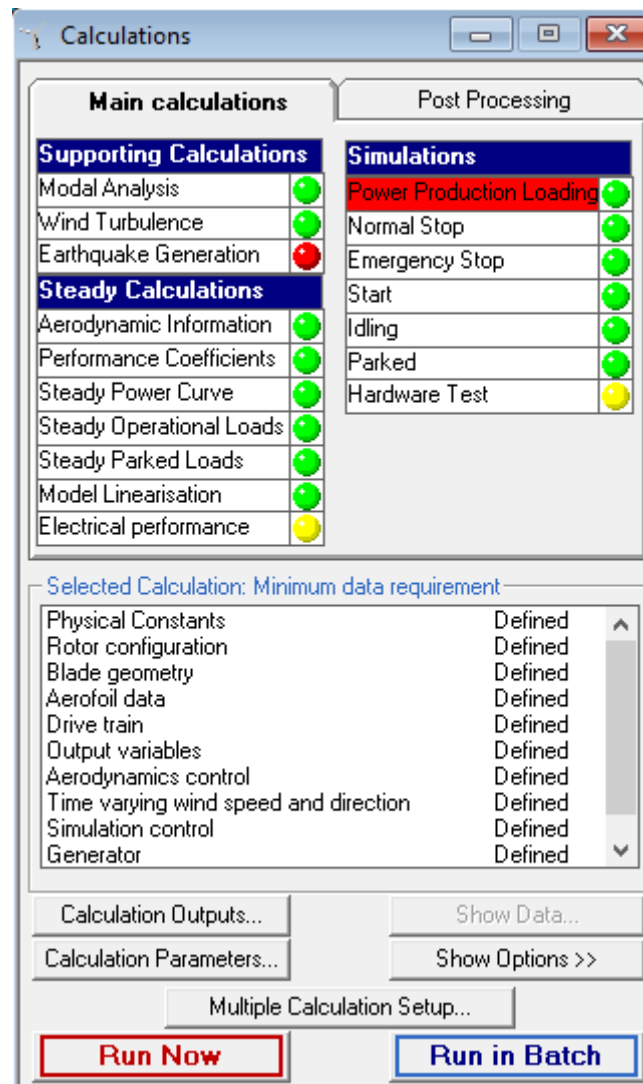


Imagen 49: Interfaz para realizar simulaciones [Bladed™]

4.2 CONDICIONES DE VIENTO:

Las condiciones de viento con las que se trabajarán son:

- **Modelo normal de turbulencia (Normal turbulence model NTM):** Para los casos de carga que tengan estas condiciones de viento, se realizarán tres simulaciones a tres velocidades distintas:
 - Velocidad mínima de operación: 3,5 m/s.
 - Velocidad media del lugar: 10,15 m/s.
 - Velocidad máxima de operación: 30 m/s.

A continuación se muestra cómo introducir este perfil de viento en *Bladed™*. La explicación se centrará en el caso de 3,5 m/s. En primer lugar se define la turbulencia. *Bladed™* define la zona de viento como un prisma. Es importante que las dimensiones de la sección de ese prisma sean al menos del tamaño del rotor aerodinámico, de 126 metros de diámetro.

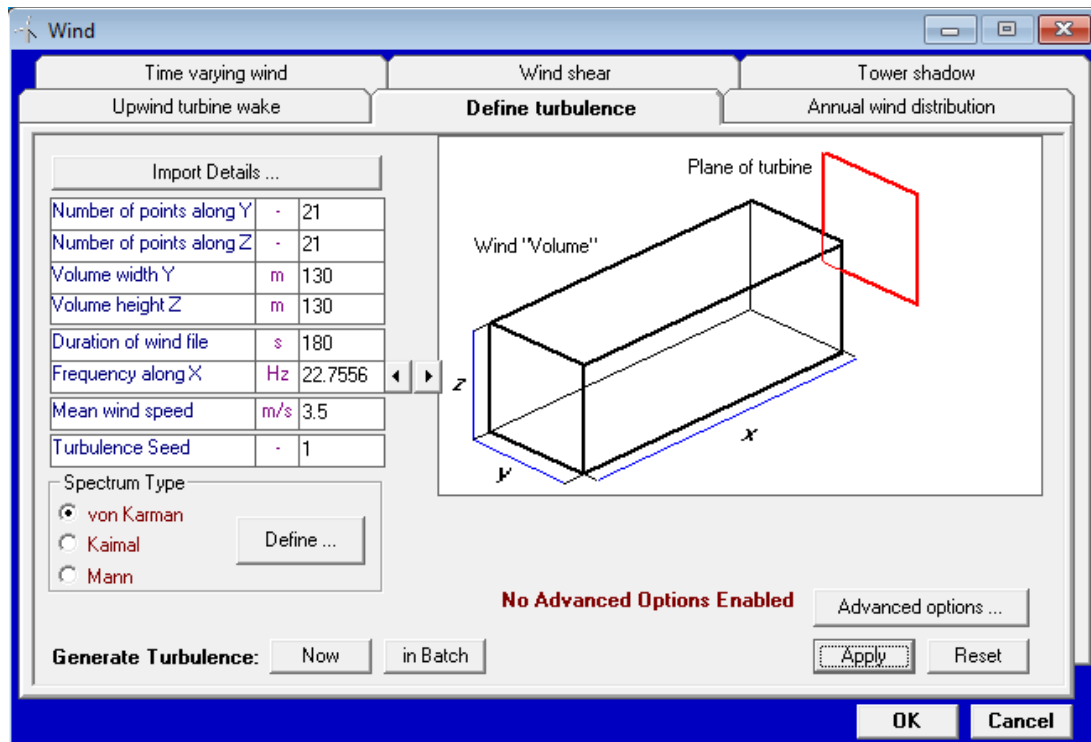
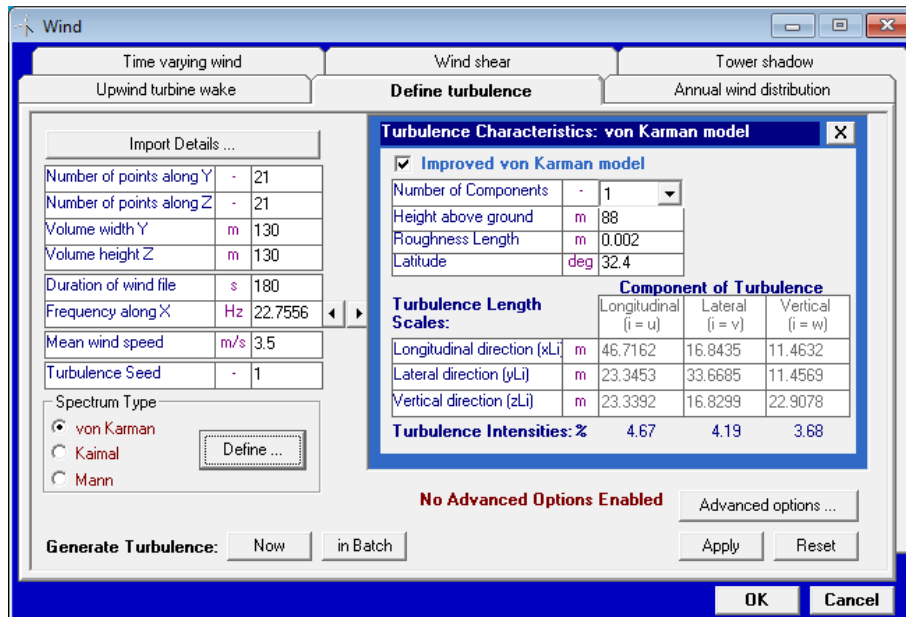


Imagen 50: Interfaz para definir la turbulencia [Bladed™]

Se empleará el espectro de von Karman, espectro estándar para este tipo de viento. Éste hay que definirlo. Se empleará la altura de la torre (*height above ground*) que está por encima del nivel del mar para indicar el punto de medida de la velocidad. Realmente habría que indicar la altura del buje, pero la diferencia es despreciable. Por último, se introduce la latitud (*latitude*). Esta latitud se corresponde con la latitud del lugar de emplazamiento del aerogenerador. La latitud de *False Bay* (Sudáfrica) es de 32,4°.



Una vez definida la turbulencia, se genera (*generate turbulence now*). Esto creará un archivo, que se utilizará en la siguiente pantalla. En el apartado “Nombre del archivo de la turbulencia (*turbulent wind file name*)” se selecciona el creado previamente. El resto de los parámetros son rellenados por el programa automáticamente. La intensidad de la turbulencia (*turbulence intensity longitudinal*) la calcula automáticamente el programa. El único dato interesante que puede afectar al resultado de las simulaciones es el de dirección del viento (*wind direction from north*).

Se sigue el mismo proceso para las velocidades de 10,15 m/s y de 30 m/s.

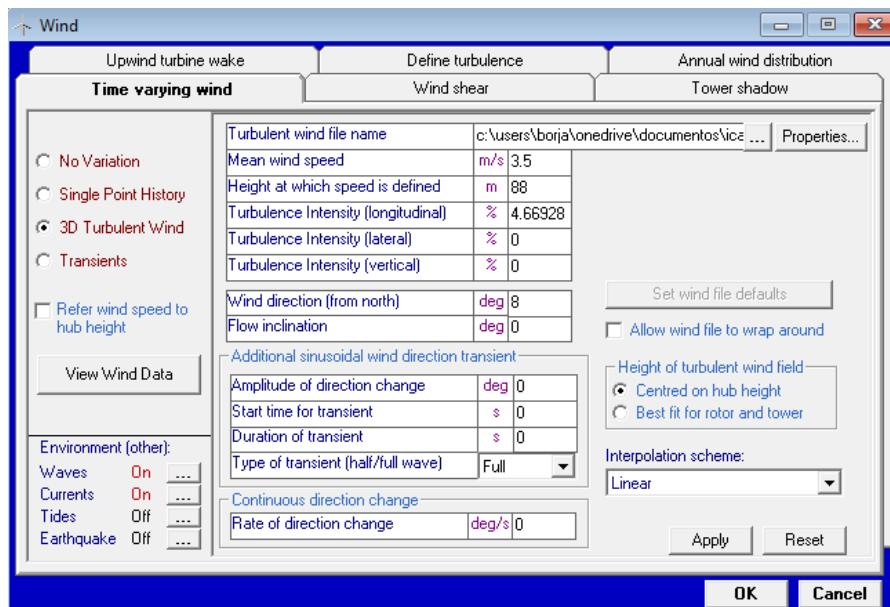


Imagen 51: Interfaz para definir el viento [Bladed™]

- **Ráfagas extremas con cambios de dirección** (*Extreme coherent gust with direction change ECD*): La variación en la velocidad del viento ha de ser de 15 m/s (V_{eg}) según la Norma GL y, además, ha de ser simultáneo con el cambio de dirección.

La variación en la velocidad del viento viene dada por:

$$V(t) = \begin{cases} V, & t < 0 \\ V + 0,5 * V_{eg} * \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right)\right), & 0 \leq t \leq T \\ V + V_{eg}, & t > T \end{cases}$$

La magnitud de la variación en la dirección del viento viene dada por:

$$\theta_{eg}(V_{buje}) = \begin{cases} 180^\circ, & V_{buje} < 4 \frac{m}{s} \\ \frac{720^\circ}{V_{buje}}, & 4 \frac{m}{s} \leq V_{buje} \leq V_{m\acute{a}x} \end{cases}$$

La variación en la dirección del viento viene dada por:

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ, & t < 0 \\ \pm 0,5 * \theta_{eg} \left(1 - \cos\left(\frac{\pi t}{T}\right)\right), & 0 \leq t \leq T \\ \pm \theta_{eg}, & t > T \end{cases}$$

Estos parámetros se utilizarán más adelante, cuando haya que introducir los parámetros del viento en *Bladed*TM.

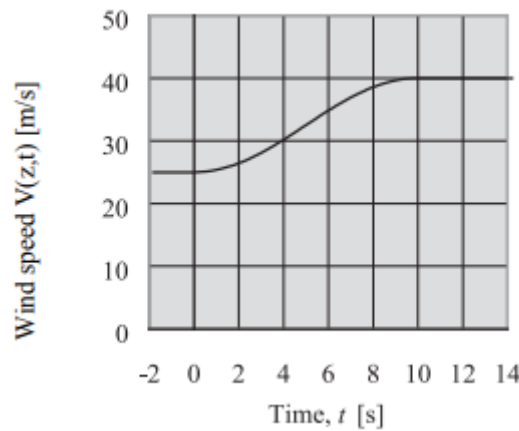


Imagen 52: Ejemplo de un cambio de velocidad en el viento por una racha extrema [GLRE12]

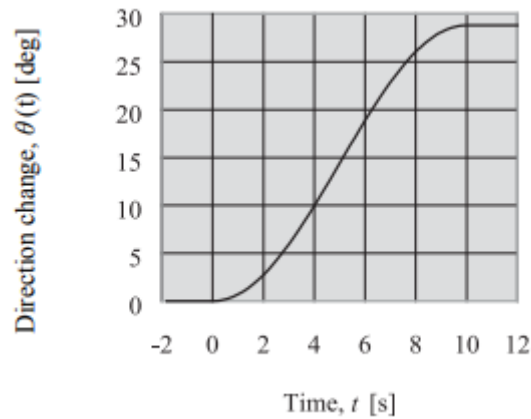


Imagen 53: Ejemplo de un cambio de dirección en el viento por una racha extrema [GLRE12]

Se pretende que la ráfaga pase de 15 m/s a 30 m/s en 10 segundos. θ_{eg} vale $70,94^\circ$, ya que V_{buje} es igual a la velocidad media del lugar de emplazamiento, 10,15 m/s. Por lo tanto, el cambio de dirección es $70,94^\circ$ en el mismo periodo de 10 segundos. Se establece una altura de referencia de 88 metros, que es la altura del buje con respecto al nivel del mar. Esta altura es a la que se ha medido la velocidad.

The screenshot shows the 'Wind' software interface with the 'Time varying wind' tab selected. The interface includes several input fields and a table for defining wind parameters.

Reference Height: 88 m
Flow Inclination: 0 deg

Time varying wind options:
☐ No Variation
☐ Single Point History
☐ 3D Turbulent Wind
☒ Transients
☐ Refer wind speed to hub height
 View Wind Data

Environment (other):
 Waves: On
 Currents: On
 Tides: Off
 Earthquake: Off

	Speed m/s	Direction deg	Horizontal Shear m/s	Vertical Shear m/s	Vertical Direction Shear deg
Start value	15	0	0	0	0
Amplitude of change	15	70.94	0	0	0
Time to start cycle	10	10	0	0	0
Time period of cycle	20	20	0	0	0
Type of cycle (half/full)	Full	Full	Full	Full	Full

Buttons: Apply, Reset, OK, Cancel

Imagen 54: Interfaz para definir el viento [Bladed™]

- **Modelo de velocidad extrema** (*Extreme wind speed model EWM*): Para este modelo de viento se puede optar por un modelo laminar o un modelo turbulento. Para simplificar el modelo, se opta por un modelo laminar. Además, la velocidad empleada se da en función de la velocidad de referencia (V_{ref}) y para un periodo de 50 años. Se recuerda que la turbina es de clase I, por lo que la velocidad de referencia equivale a 50 m/s (Tabla 3). Para un modelo laminar de viento, la velocidad sigue la siguiente expresión:

$$V_{50}(z) = 1,25 * V_{ref} * (z/z_{hub})^{0,14}$$

La medida que interesa es a la altura del sistema de orientación, pero como la diferencia con respecto al buje es mínima se tiene que:

$$V_{50}(z) = 1,25 * V_{ref} = 62,5 \frac{m}{s}$$

Con una intensidad de turbulencia de:

$$\sigma = 0,12 * V_{buj e} = 1,218 \frac{m}{s} = 12\%$$

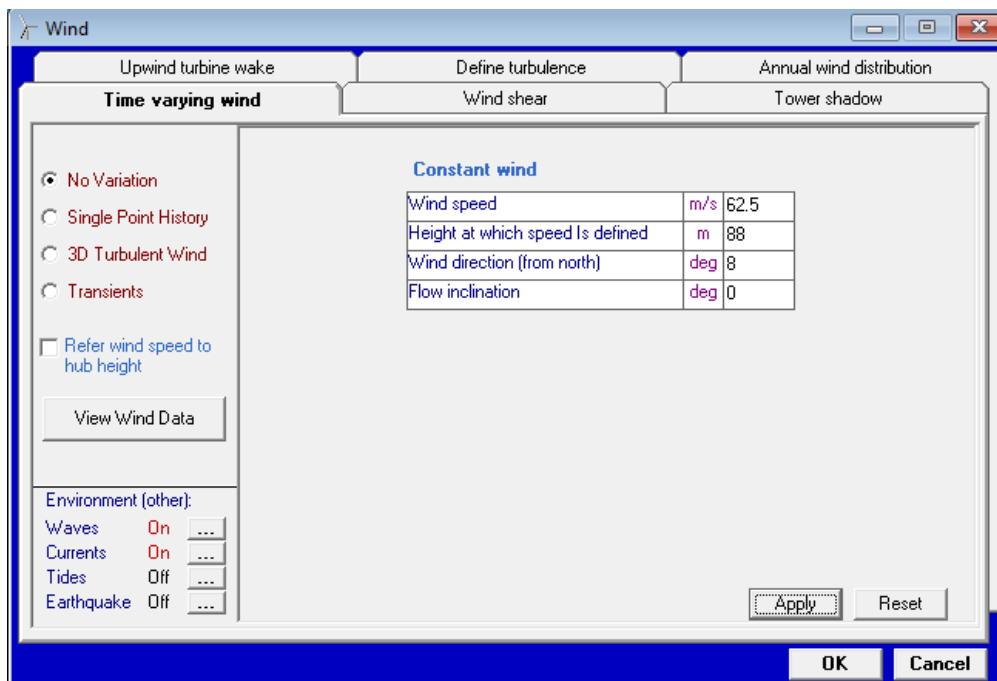


Imagen 55: Interfaz para definir el viento [Bladed™]

4.3 CONDICIONES DEL MAR

En las simulaciones que se llevarán a cabo, se tienen en cuenta las olas y las corrientes del mar:

- **Olas (Waves):** Los parámetros necesarios para caracterizar las olas son una altura significativa de ola (*wave height*) y un período de pico de ola (*wave period*). Ambos datos pueden encontrarse en el Anexo II.

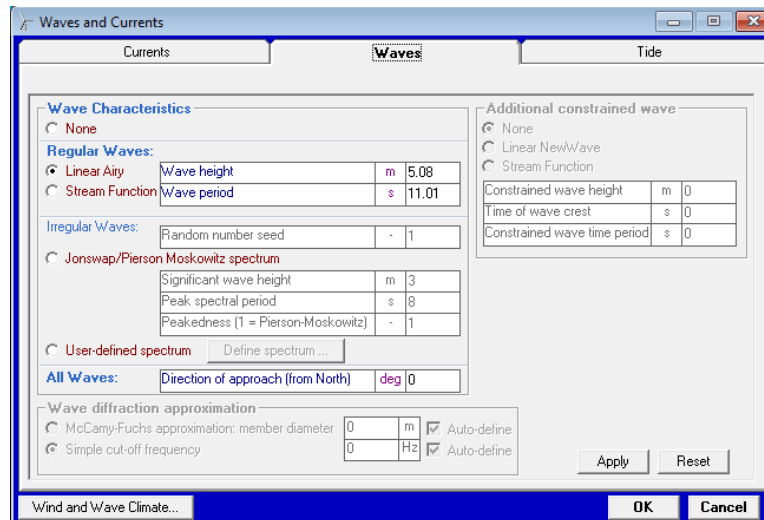


Imagen 56: Interfaz para introducir los datos de las olas [Bladed™]

- **Corrientes (Currents):** Para caracterizar las corrientes, tan solo es necesaria una velocidad representativa (*surface velocity*) de éstas. También se puede encontrar en el Anexo II.

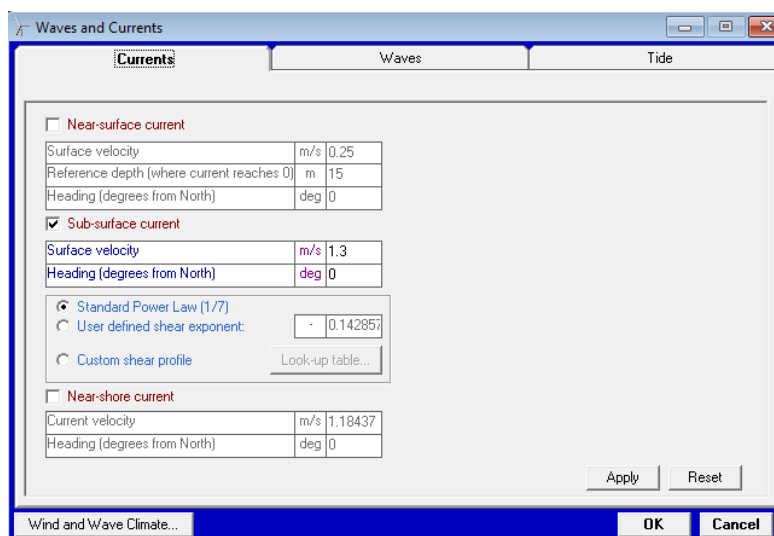


Imagen 57: Interfaz para introducir los datos de las corrientes [Bladed™]

En ambos casos, los datos tomados han de haberse medido en un período de 50 años, para que puedan considerarse representativos y se supone que no existe desviación con respecto al norte geográfico.

4.4 TIPOS DE ANÁLISIS

Los DCL se pueden analizar a tensión última de rotura (*ultimate strength U*) o a fatiga (*fatigue strength F*). En función del caso de carga, habrá que se llevar a cabo un tipo de análisis u otro y, en algunos casos, los dos. Para el caso concreto de este proyecto, solo se llevarán a cabo análisis de carga a tensión última, que son los que más afectan al sistema de orientación.

4.5 FACTOR DE SEGURIDAD

Una vez calculados los esfuerzos de cada caso de carga, para dimensionar habrá que aplicar un coeficiente de seguridad. En la última columna de la tabla del Anexo IV puede obtenerse la situación de diseño de cada caso. Además, habrá que tener en cuenta el origen de la carga para poder aplicar el coeficiente de seguridad correcto.

Tabla 4: Coeficientes de seguridad [GLRE12]

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					

4.6 CASOS DE CARGA (DLC)

4.6.1 DLC 1.1

Características:

- Situación de diseño: Producción de energía
- Condiciones del viento: NTM
- Tipo de análisis: F/U
- Factor de seguridad: N

En este caso de carga, las condiciones de viento son NTM, por lo tanto se llevarán a cabo tres simulaciones con tres velocidades distintas. Para cada una de la velocidades se simulará sin sistema de orientación, con sistema de orientación rígido y con sistema de orientación flexible. En total habrá 9 simulaciones para este caso de carga.

Los esfuerzos que se tendrán en cuenta serán las fuerzas [N] y momentos [Nm] en los tres ejes especificados en la Norma GL, que coinciden con los dados por el director del proyecto. Los resultado obtenidos son:

Tabla 5: Resultados con viento a 3,5 m/s y sin sistema de orientación

3,5 m/s sin sistema de orientación						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	99773,9	-7596,21	-3590000	-953430	-11100000	351240

Tabla 6: Resultados con viento a 3,5 m/s y con sistema de orientación rígido

3,5 m/s con sistema de orientación rígido						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	100871	-9654,83	-3590000	-976452	-11170000	411373

Tabla 7: Resultados con viento a 3,5 m/s y con sistema de orientación flexible

3,5 m/s con sistema de orientación flexible						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	110498	131660	-3600000	-1340000	-11200000	-960778

Tabla 8: Resultados con viento a 10,15 m/s y sin sistema de orientación

10,15 m/s sin sistema de orientación						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	671937	-39397	-3667000	2029000	-10500000	2240000

Tabla 9: Resultados con viento a 10,15 m/s y con sistema de orientación rígido

10,15 m/s con sistema de orientación rígido						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	692002	-38606,7	-3670000	1990000	-10170000	2116000

Tabla 10: Resultados con viento a 10,15 m/s y con sistema de orientación flexible

10,15 m/s con sistema de orientación flexible						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	692049	147871	-3670000	2290000	-10100000	2840000

Tabla 11: Resultados con viento a 30 m/s y sin sistema de orientación

30 m/s sin sistema de orientación						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	477110	-158396	-3680000	4390000	-8648000	5011000

Tabla 12: Resultados con viento a 30 m/s y con sistema de orientación rígido

30 m/s con sistema de orientación rígido						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	475177	-130293	-3683000	4390000	-9300000	5180000

Tabla 13: Resultados con viento a 30 m/s y con sistema de orientación flexible

30 m/s con sistema de orientación flexible						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	470490	-230508	-3680000	4490000	-9440000	5480000

El esfuerzo que tendrá más efecto sobre el diseño del sistema de orientación es el par en el eje Z, ya que es este eje sobre el que gira la góndola para orientarse. Por lo tanto, solo se tendrá en cuenta este esfuerzo. Puede observarse también como los casos más

desfavorables se dan una velocidad del viento de 30 m/s, donde apenas hay diferencia entre las tres opciones de sistema de orientación.

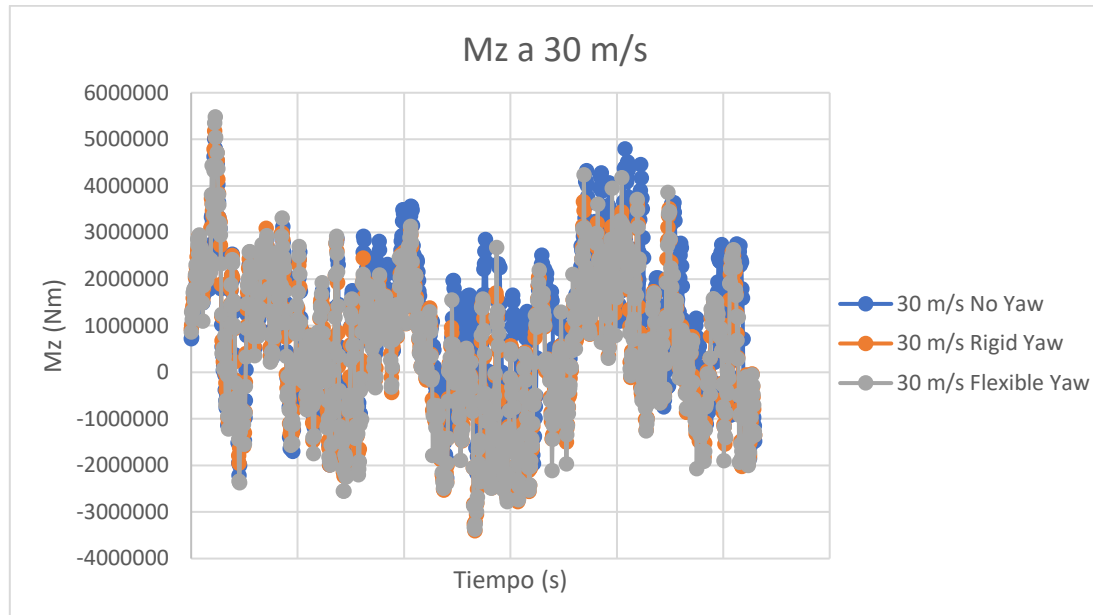


Imagen 58: Representación de los tres sistemas de orientación a 30 m/s [Elaboración propia]

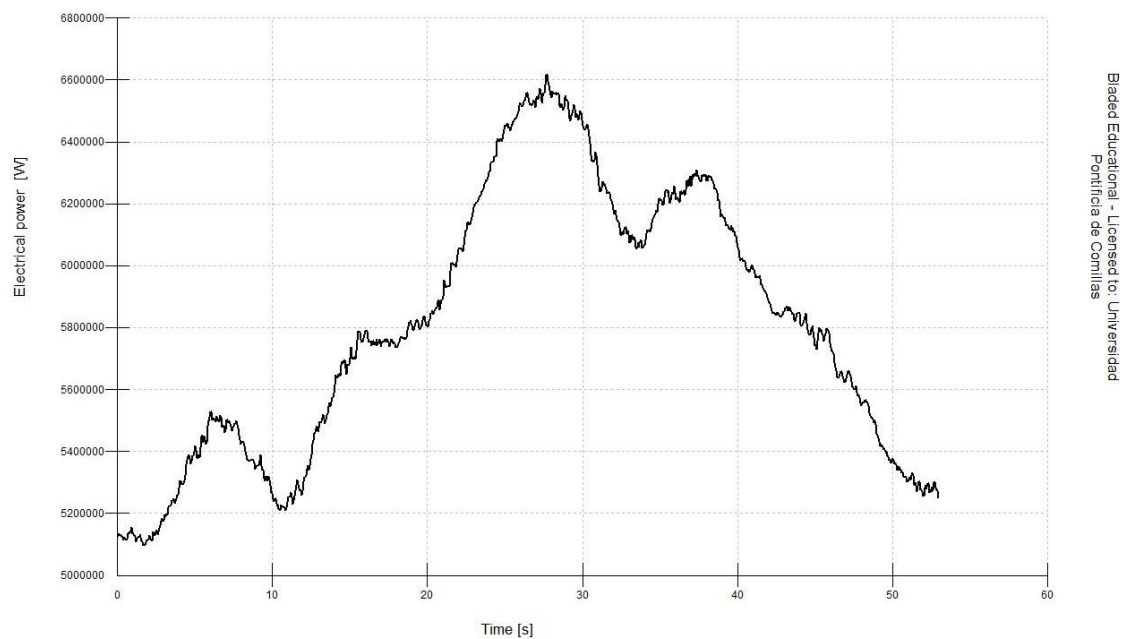


Imagen 59: Producción eléctrica a 30 m/s con sistema de orientación flexible [Elaboración propia con Bladed™]

En la imagen anterior (Imagen 58) se observa como el par sufrido por el sistema de orientación en el eje Z es muy similar a lo largo del tiempo independientemente del

sistema de orientación elegido. Esto ocurre en este caso de carga, se verá más tarde como cambiando el sistema de orientación pueden reducirse las cargas considerablemente.

El aerogenerador se pasa de los 5,5 MW de potencia máxima que puede generar, pero solo durante unos segundos. Esto es hasta que actúa el sistema de orientación para corregir la posición de la góndola, siendo la potencia generada final inferior a la máxima.

El esfuerzo más desfavorable del par en el eje Z para este caso de carga se da cuando el viento va a 30 m/s con sistema de orientación flexible. Pese a que sea con este tipo de sistema de orientación con el que se alcanza el mayor esfuerzo, la diferencia con respecto a los esfuerzos sufridos con los otros tipos de sistema de orientación es mínima, y es aquí donde se alcanza la mayor producción de energía. Esto hace que se elija este tipo de sistema para el prototipo.

El esfuerzo máximo sufrido es de 5.480.000 Nm.

4.6.2 DLC 1.3

Características:

- Situación de diseño: Producción de energía
- Condiciones del viento: ECD
- Tipo de análisis: U
- Factor de seguridad: E

Los resultados obtenidos son:

Tabla 14: Resultados con viento ECD y sin sistema de orientación

ECD sin sistema de orientación						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	673113	-116926	-3660000	4440000	-14700000	5740000

Tabla 15: Resultados con viento ECD y con sistema de orientación rígido

ECD con sistema de orientación rígido						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	729408	-112772	-3680000	4500000	-14900000	6230000

Tabla 16: Resultados con viento ECD y con sistema de orientación flexible

ECD con sistema de orientación flexible						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	726514	-174160	-3680000	4520000	-14900000	6300000

Al igual que en el caso anterior, solo se tiene en consideración el par ejercido sobre el eje Z. En este caso, vuelve a ser ligeramente superior para el sistema de orientación flexible, pero la diferencia sigue siendo mínima y la producción energética mayor.

El esfuerzo máximo sufrido es de 6.300.000 Nm.

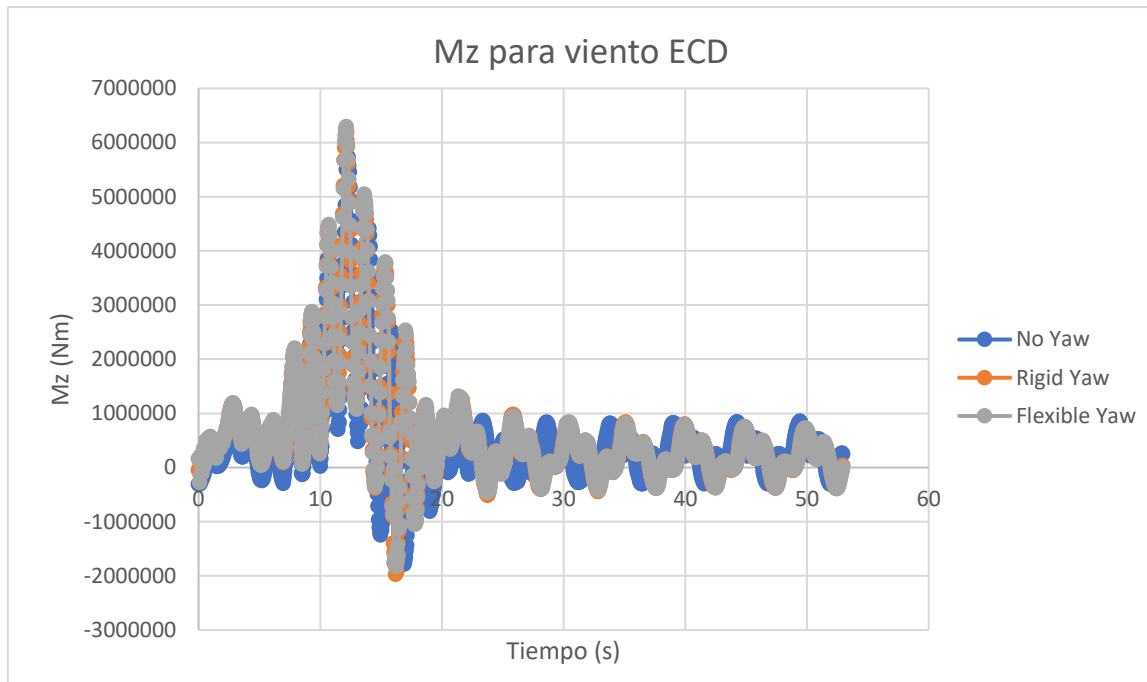


Imagen 60: Representación de los tres sistemas de orientación con viento ECD [Elaboración propia]

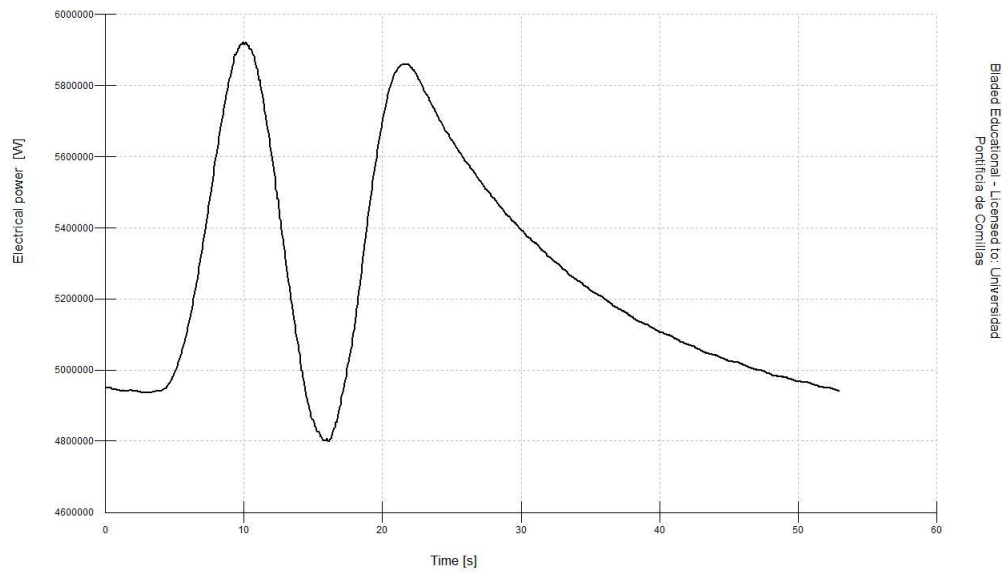


Imagen 61: Producción eléctrica con sistema de orientación flexible [Elaboración propia con Bladed™]

4.6.3 DLC 6.1

Características:

- Situación de diseño: Reposo (*Idling*)
- Condiciones del viento: EWM
- Tipo de análisis: U
- Factor de seguridad: E

Los resultados obtenidos son:

Tabla 17: Resultados con viento EWM y sin sistema de orientación

EWM sin sistema de orientación						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	273550	-465269	-3400000	422829	-10100000	3790000

Tabla 18: Resultados con viento EWM y con sistema de orientación rígido

EWM con sistema de orientación rígido						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	281031	-385758	-3400000	-700262	-9360000	2680000

Tabla 19: Resultados con viento EWM y con sistema de orientación flexible

EWM con sistema de orientación flexible						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	291498	-425062	-3400000	-1044000	-9380000	2790000

Es en este caso donde se observa una gran mejora utilizando el sistema de orientación flexible.

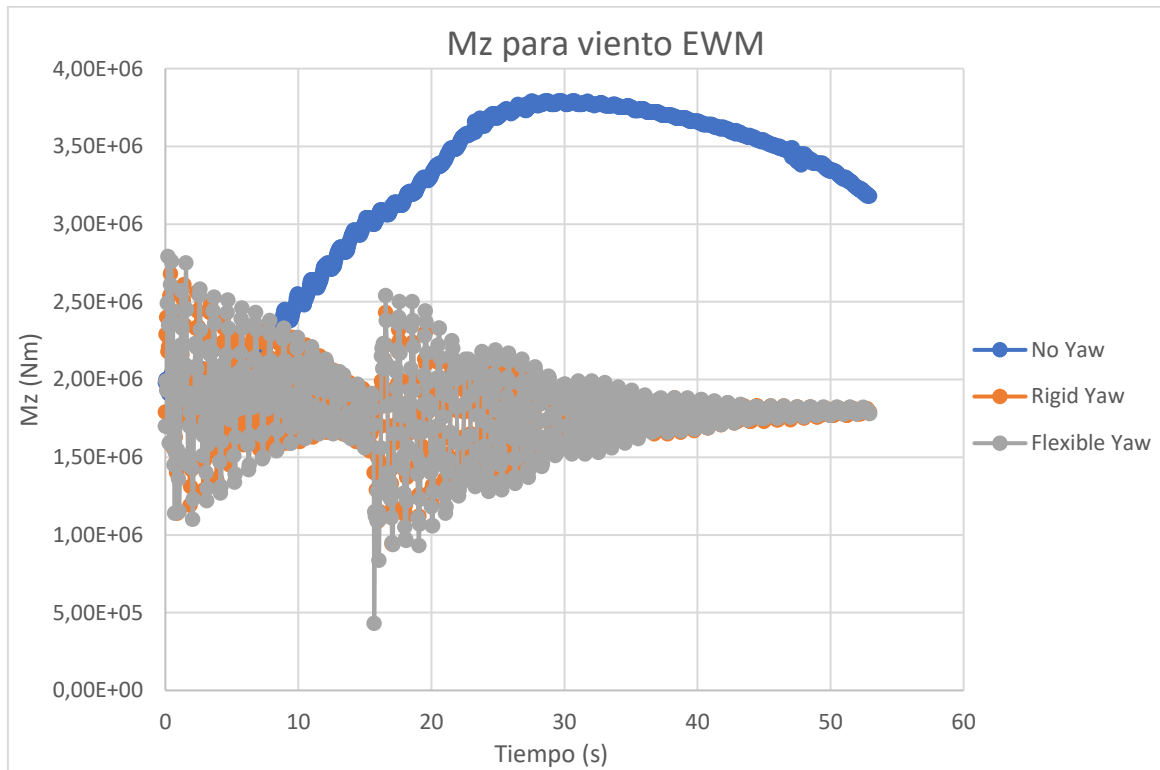


Imagen 62: Representación de los tres sistemas de orientación con viento EWM [Elaboración propia]

4.6.4 DLC 6.4

Características:

- Situación de diseño: Reposo (*Idling*)
- Condiciones del viento: NTM
- Tipo de análisis: F/U
- Factor de seguridad: N

Como ya se ha demostrado que el caso más desfavorable es a 30 m/s, solo se llevarán a cabo esas esas simulaciones. Una con cada tipo de sistema de orientación. Los resultados obtenidos son:

Tabla 20: Resultados con viento a 30 m/s y sin sistema de orientación

30 m/s sin sistema de orientación						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	88319,2	-104778	-3546000	-954716	-11100000	896524

Tabla 21: Resultados con viento a 30 m/s y con sistema de orientación rígido

30 m/s con sistema de orientación rígido						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	91283,2	-86542,8	-3540000	-1150000	-11100000	1150000

Tabla 22: Resultados con viento a 30 m/s y con sistema de orientación flexible

30 m/s con sistema de orientación flexible						
	Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
Esfuerzo máx.	95928,1	-158247	-3540000	-1480000	-11100000	1603000

En este caso se observa como al final de la simulación los esfuerzos son inferiores con sistema de orientación que sin él.

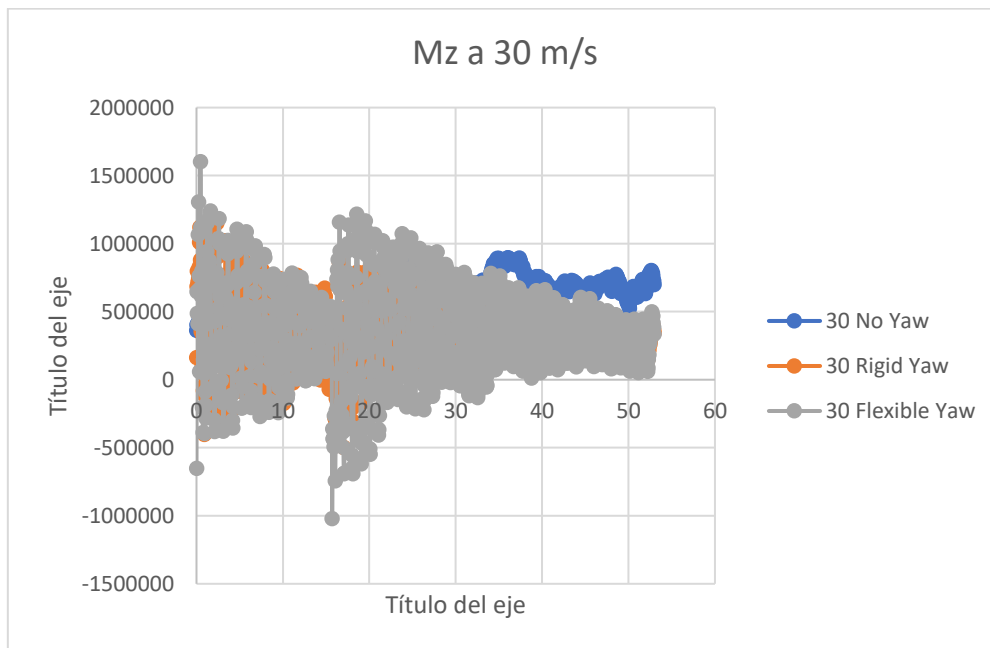


Imagen 63: Representación de los tres sistemas de orientación con viento a 30 m/s [Elaboración propia]

Tras llevar a cabo estas simulaciones, se toma la decisión de elegir un sistema de orientación flexible para el prototipo del aerogenerador. Además, el esfuerzo máximo que soportará el prototipo con este tipo de sistema de orientación será el del DLC 1.3, que será de 6.300.000 Nm. Este caso de carga tiene un factor de seguridad de tipo E y dado que el origen de la fuerza es medioambiental, el valor que toma el coeficiente de seguridad es 1,35. Por lo tanto, se diseñará un sistema de orientación que venza:

$$M_{admisible} = n * M_{real} = 1,35 * 6.300.000 = 8.505.000 \text{ Nm}$$

En el Anexo V pueden consultarse las gráficas del par sobre el eje Z a lo largo del tiempo de los distintos casos de carga.

Capítulo 5. DISEÑO DEL SISTEMA DE ORIENTACIÓN

En este capítulo, se emplearán los cálculos y simulaciones anteriores para diseñar el sistema de orientación. En concreto, se utilizarán para:

- Determinar la cantidad de accionamientos necesarios.
- Determinar el número de dientes de la corona dentada
- Dimensionamiento del rodamiento

5.1 DISEÑO DE LOS ACCIONAMIENTOS

Una vez realizada las simulaciones requeridas por la Norma GL y aplicado el coeficiente de seguridad se obtiene que el par a vencer por el sistema de orientación es de 8.505.000 Nm. Por lo tanto, los accionamientos deberán transmitir a la corona dentada un par tal que la corona reciba esos 8.505.000 Nm. A continuación, se especifican los datos preliminares disponibles en el Anexo II:

- Módulo del sistema de orientación: 24 mm
- Número de dientes del piñón: 14
- Diámetro primitivo de la corona dentada: 5925 mm
- Velocidad de orientación: 0,3 °/s (0,005236 rad/s)
- Par nominal de cada accionamiento: 49 kNm

Para que dos ruedas dentadas engranen sus módulos han de ser los mismos. Es por eso que el sistema de orientación tiene un único módulo que sirve tanto para la corona dentada como para el piñón del accionamiento. Así puede obtenerse el diámetro primitivo del piñón:

$$\text{módulo} = \frac{\text{diámetro primitivo}}{\text{número dientes}} \rightarrow m = \frac{D_p}{Z}$$

$$24 = \frac{D_p (\text{piñón})}{14} \rightarrow D_p (\text{piñón}) = 336 \text{ mm}$$

Todo engranaje cumple la siguiente relación, que se denomina “Ley Fundamental del Engrane”:

$$w_1 * D_{p1} = w_2 * D_{p2}$$

El subíndice 1 hará referencia a la corona dentada, mientras que el subíndice 2 hará referencia al piñón. El piñón y la corona, por tener diámetros primitivos diferentes, girarán a velocidades diferentes, para que el punto de unión entre ambos tenga la misma velocidad lineal. Así se puede obtener la velocidad a la que debe girar el piñón para que la góndola gire a la velocidad deseada.

$$0,005236 * 5295 = w_2 * 336 \rightarrow w_2 = 0,09233 \text{ rad/s}$$

Suponemos que en la transmisión se conserva la energía, es decir, que no hay pérdidas por calor o de ningún otro tipo. Entonces podemos afirmar que la potencia entregada por el piñón es la misma que la que recibe la rueda dentada. Por lo que:

$$P_1 = P_2 \rightarrow M_1 * w_1 = M_2 * w_2$$

M_1 es el par ejercido por las cargas de viento que tiene que vencer la corona dentada, es decir, los 8.505.000 Nm anteriormente calculados, mientras que M_2 es el par entregado por cada uno de los accionamientos. Se establece entonces la siguiente relación, que se denomina “relación de transmisión”:

$$\frac{M_1}{M_2} = \frac{w_2}{w_1}$$

$$\frac{w_2}{w_1} = \frac{0,09233}{0,005236} = 17,634$$

$$\frac{M_1}{M_2} = 17,634 \rightarrow M_2 = 482.306,91 \text{ Nm}$$

Por lo tanto, los accionamientos deberán entregar ese par para que la corona dentada pueda girar a la velocidad de diseño. Para ello, ¿cuántos accionamientos serán necesarios?

$$M_{necesario} = n^{\circ} \text{ accionamientos} * M_{nominal} \rightarrow n^{\circ} \text{ accionamientos} = \frac{482.306,91}{49.000}$$

$$n^{\circ} \text{ accionamientos} = 9,84 \approx 10 \text{ accionamientos}$$

Los accionamientos son elementos normalizados que se venden como tal. Por lo tanto, habrá que contactar con un vendedor y adquirir 10 accionamientos de las 49 kNm de par nominal para instalarlos en el aerogenerador.

5.2 DISEÑO DE LA CORONA DENTADA

En el sistema de guiñada, el rodamiento lleva incorporado en el anillo exterior una serie de dientes a los que llamamos corona dentada. Todo este conjunto se denomina corona giratoria. Se ha mencionado que el módulo es el mismo para los piñones de los accionamientos que para la corona dentada. Así se puede calcular el número de dientes necesarios que ha de tener la corona:

$$m = \frac{D_p}{Z} \rightarrow Z = \frac{5925}{24} \approx 247 \text{ dientes}$$

El ángulo de presión (α) se define como “el ángulo que forma la tangente común a las dos circunferencias base con la tangente común a las dos circunferencias primitivas” [JIME18]. Está normalizado a 20°.

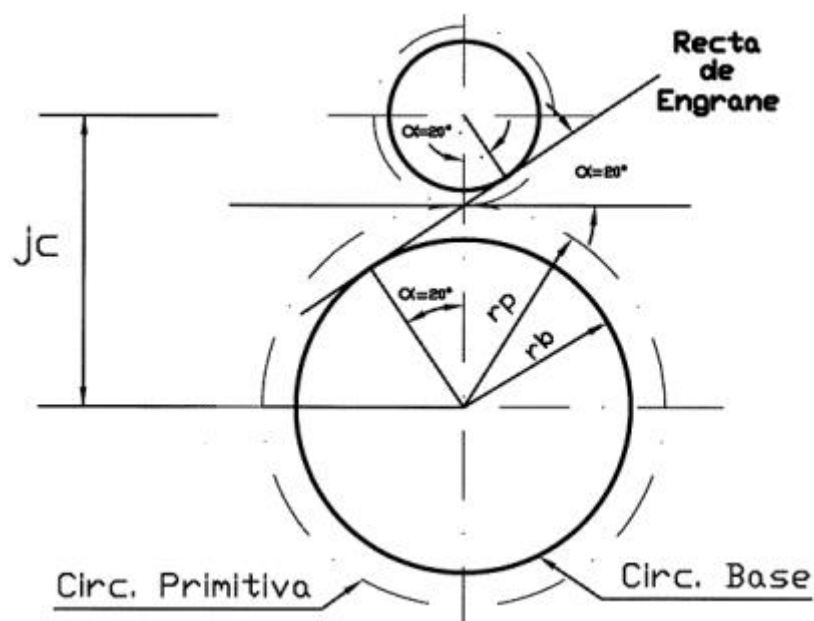


Imagen 64: Esquema de un engranaje [JIME18]

La corona dentada será una rueda de dientes rectos. Es necesario definir algunos parámetros más que se detallan a continuación:

- **Número de dientes (Z):** 247 dientes (calculado anteriormente).
- **Módulo (m):** 24 mm (Anexo II).
- **Diámetro primitivo (D_p):** Circunferencia que forman los puntos donde tocan los dientes de ambas ruedas dentadas, corona y piñón. Vale 5925 mm (Anexo II).
- **Paso circunferencial (p_c):** Distancia entre dos puntos de contacto sucesivos.

$$p_c = m * \pi = 24 * \pi = 75,40 \text{ mm}$$

- **Vano circunferencial (v):** Grosor del diente a la altura del diámetro primitivo.

$$v = m * \frac{\pi}{2} = 24 * \frac{\pi}{2} = 37,7 \text{ mm}$$

- **Juego sobre el fondo (c):**

$$c \approx \frac{1}{5} * m = 4,8 \text{ mm}$$

- **Addendum (h_c):** Distancia desde el diámetro primitivo hasta el diámetro exterior. También llamado “altura de la cabeza del diente”.

$$h_c = m = 24 \text{ mm}$$

- **Dedendum (h_f):** Distancia desde el diámetro primitivo hasta el diámetro de fondo. También llamado “altura del pie del diente”.

$$h_f = h_c + c = 24 + 4,8 = 28,8 \text{ mm}$$

- **Diámetro exterior (D_e):** Diámetro de la circunferencia hasta el final del diente.

$$D_e = D_p + 2 * h_c = 5925 + 2 * 24 = 5973 \text{ mm}$$

- **Diámetro de fondo (D_f):** Diámetro de la circunferencia hasta el inicio del diente.

$$D_f = D_p - 2 * h_f = 5867,4 \text{ mm}$$

- **Diámetro base (D_b):**

$$D_b = D_p * \cos \alpha = 5925 * \cos 20^\circ = 5567,7 \text{ mm}$$

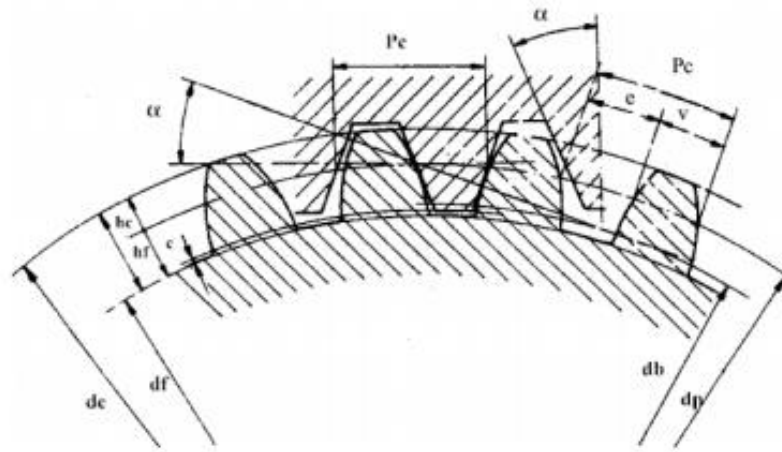


Imagen 65: Esquema de los parámetros necesarios para el diseño de la corona dentada [JIME18]

Todos estos parámetros son fundamentales para el diseño de la corona dentada. El plano de esta pieza puede encontrarse en el Anexo VI.

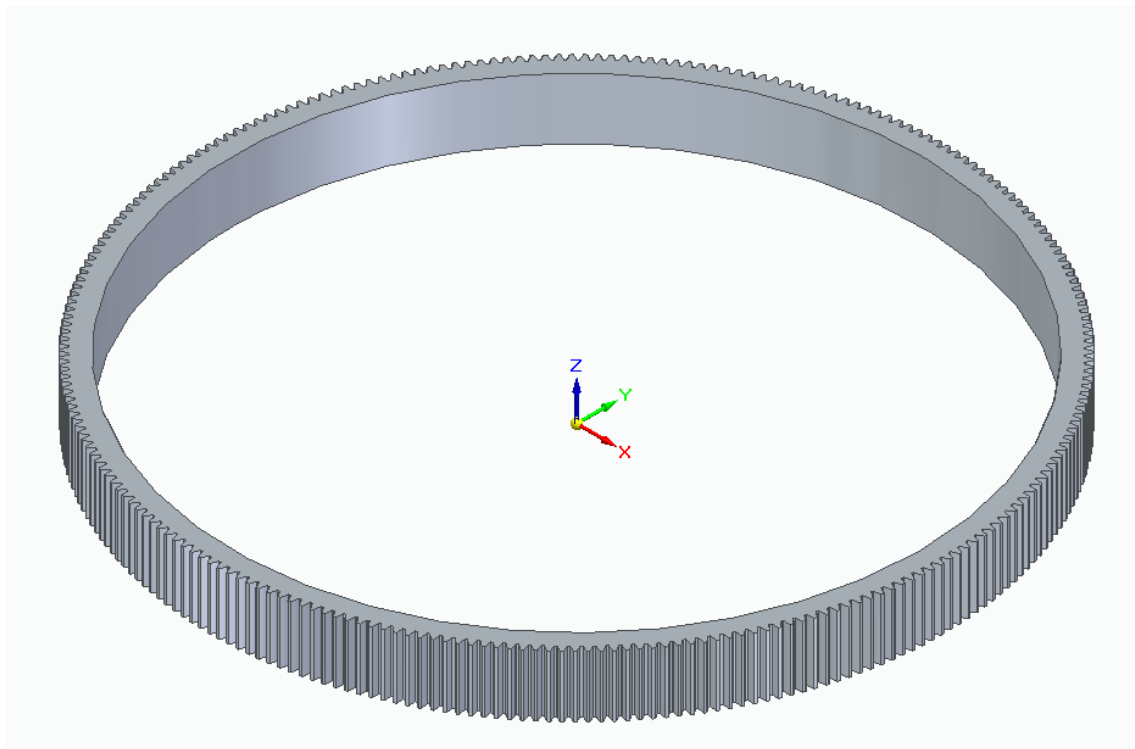


Imagen 66: CAD3D de la corona dentada [Elaboración propia con Solid Edge 2020™]

5.3 DISEÑO DEL RODAMIENTO

El rodamiento necesario está compuesto por un rodamiento tradicional cuyo anillo exterior es dotado de la corona dentada diseñada en el apartado interior. Además, es necesario disponer de unos cojinetes que fijen este rodamiento en el eje vertical de la torre, de tal manera que no desplace de forma vertical.

Capítulo 6. OPTIMIZACIÓN DEL PROTOTIPO

El objetivo de este capítulo es optimizar el diseño previo del aerogenerador, reduciendo las cargas que tenga que soportar el sistema de guiñada. Esto provocará una reducción en el par máximo que ha de soportar, derivando en un menor número de accionamientos necesarios, reduciendo así tanto el par que ha de dar el sistema de guiñada para hacer girar la góndola, como el coste general del proyecto.

Se presentan dos formas distintas de reducir las cargas sobre el sistema de guiñada. La primera tiene que ver con el tiempo de actuación del sistema de control, reduciendo el tiempo (*time to start yaw manoeuvre*) o aumentando la velocidad de giro (*yaw rate for yaw manoeuvre*). La segunda está relacionada con las propiedades mecánicas del sistema, en concreto, con la rigidez del muelle incorporado (*yaw stiffness*). Estos cambios son a nivel cualitativo, ya que habría que ser capaces de comprobar si estas reducciones son factibles técnicamente. Simplemente se pretende resaltar parámetros que se pueden modificar para mejorar las condiciones del aerogenerador.

Para ambos casos, se comparará con el caso más desfavorable de todos, el caso de carga 1.3, donde se emplea un perfil de viento de velocidad extrema. Se comprobará que las cargas disminuyen al modificar estos parámetros y se establecerá una comparativa con el caso original del prototipo. Se recuerda que el esfuerzo máximo que soportaba el sistema de orientación era de 6.300.000 Nm en el eje Z.

6.1 OPTIMIZACIÓN 1: DISMINUCIÓN DEL TIEMPO DE ACTUACIÓN

La primera optimización que se llevará a cabo es la disminución del tiempo de actuación. Se recuerda que el sistema de guiñada funciona tanto para maximizar la producción eléctrica como para reducir las cargas. Al disminuir el tiempo de actuación del sistema se consigue que el tiempo que el sistema de orientación sufre cargas altas sea menor, y que se oriente antes hacia la dirección donde estas cargas son inferiores.

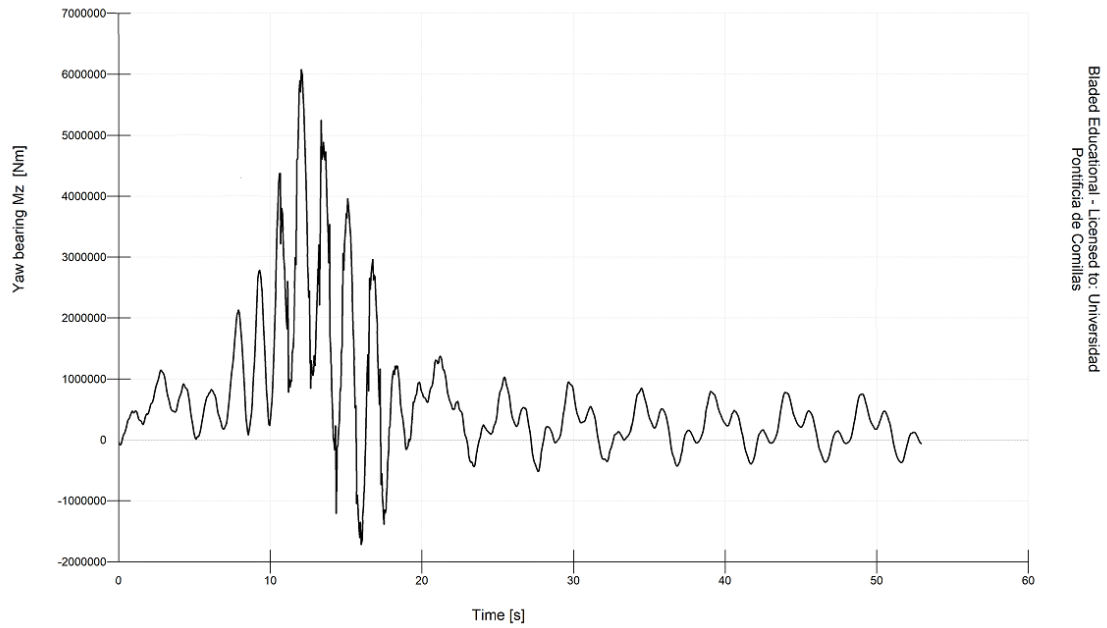


Imagen 67: Representación del par sobre el eje Z con un viento ECD y con un tiempo de actuación de 1 segundo [Elaboración propia con Bladed™]

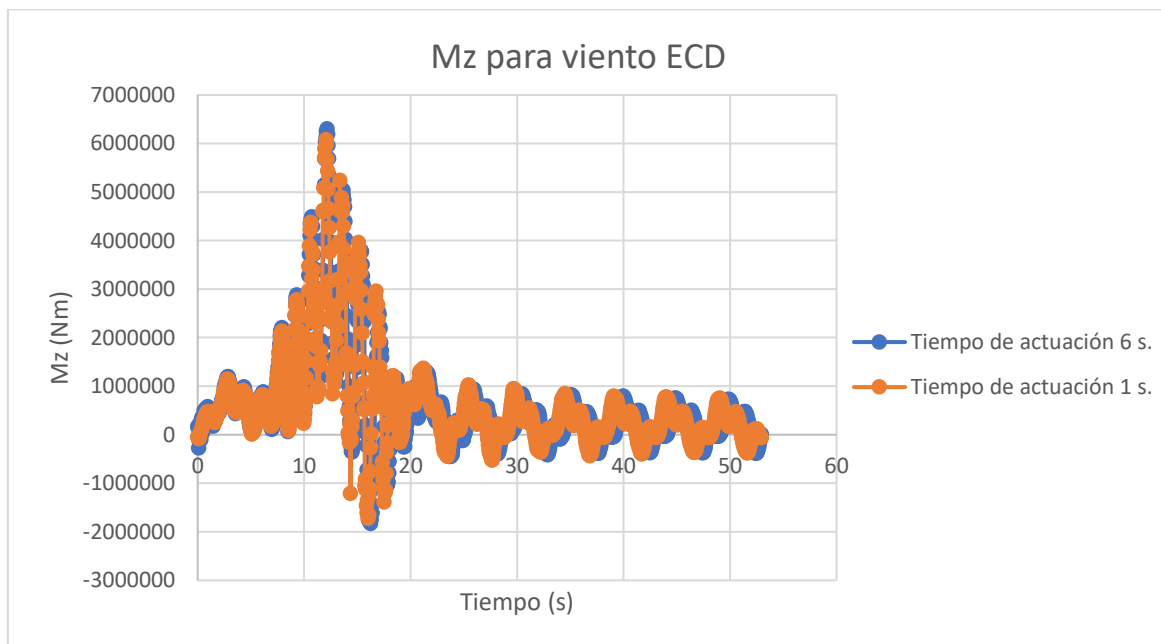


Imagen 68: Representación del par en el eje Z con distintos tiempos de actuación [Elaboración propia]

Se observa como al reducir el tiempo de actuación el par máximo en el eje Z que sufre el sistema de orientación disminuye un poco.

6.2 OPTIMIZACIÓN 2: AUMENTO DE LA VELOCIDAD DE GIRO

La segunda optimización que se llevará a cabo es el aumento de la velocidad de giro. Al aumentar la velocidad de giro del sistema se consigue que el tiempo que el sistema de orientación sufre cargas altas es menor, y que se oriente más rápidamente hacia la dirección donde estas cargas son inferiores.

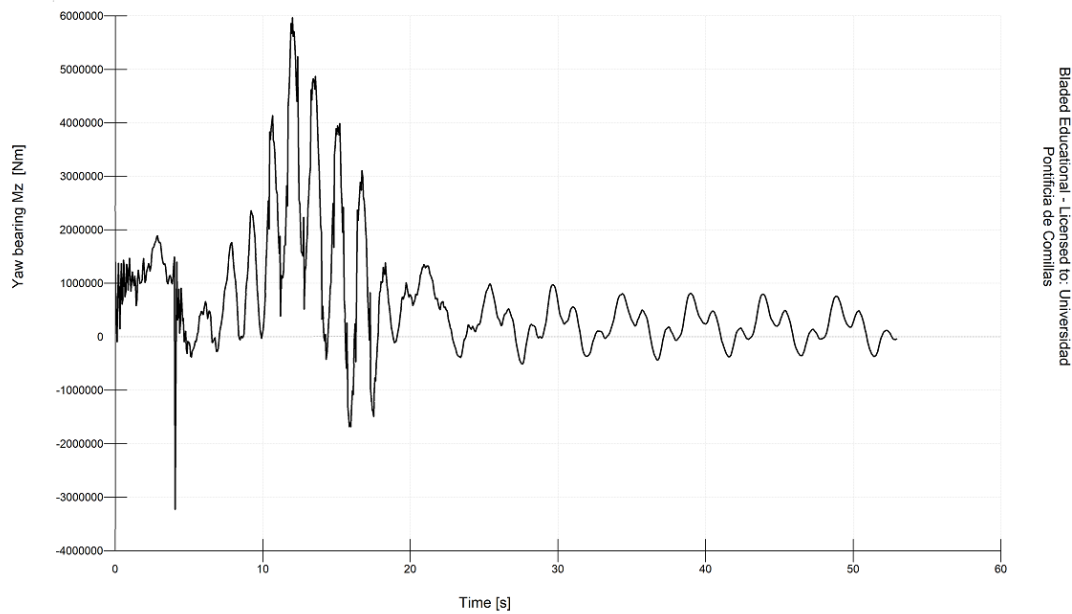


Imagen 69: Representación del par sobre el eje Z con un viento ECD y con una velocidad de actuación de 1 °/s [Elaboración propia con Bladed™]

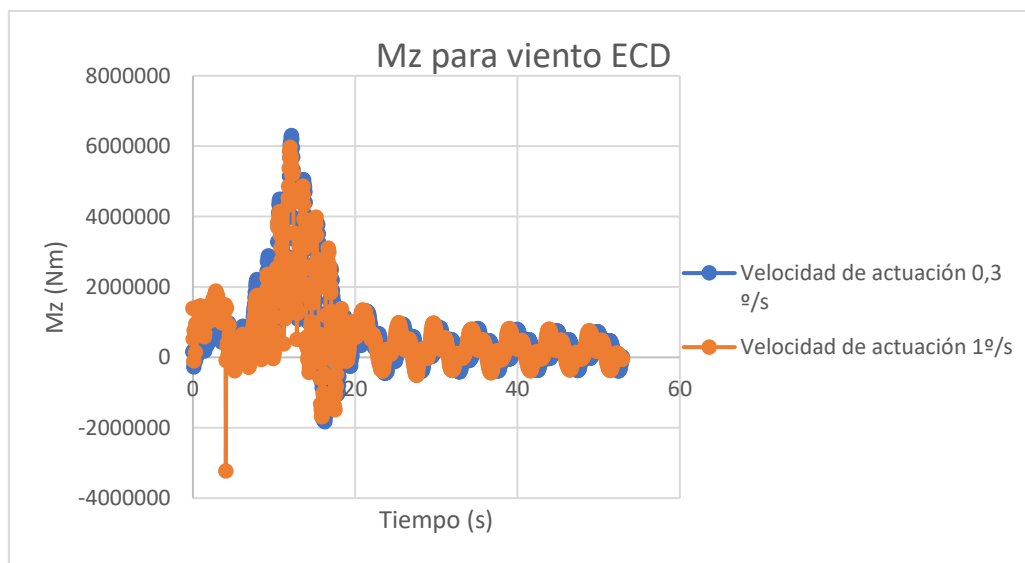


Imagen 70: Representación del par en el eje Z con distintas velocidades de actuación [Elaboración propia]

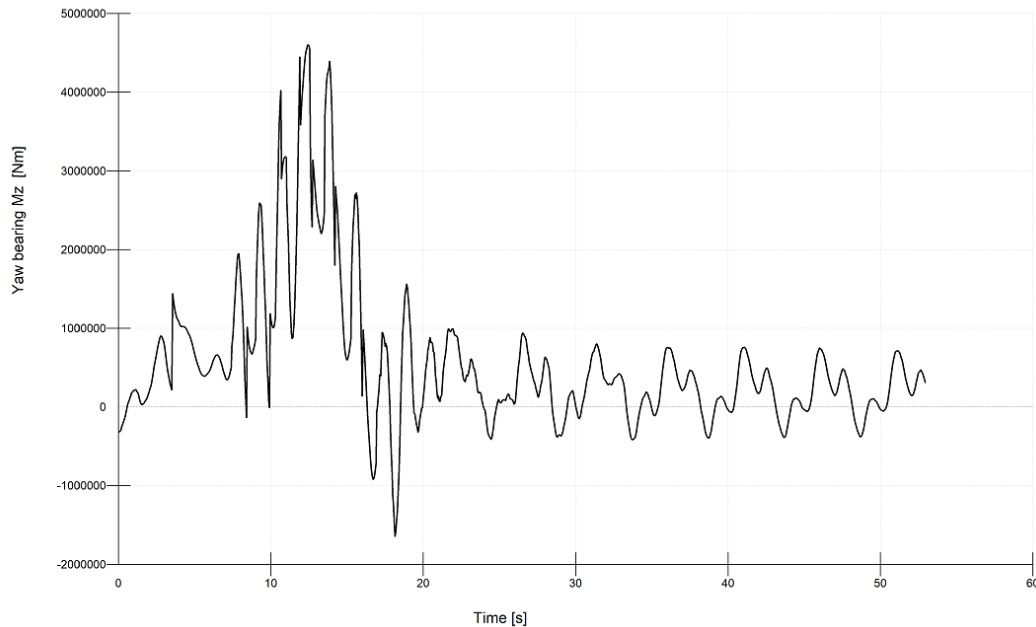
Se observa como al aumentar la velocidad de actuación el par máximo en el eje Z que sufre el sistema de orientación disminuye un poco.

6.3 OPTIMIZACIÓN 3: REDUCCIÓN DE LA RIGIDEZ

La tercera optimización consiste en la reducción de la rigidez del sistema. Se recuerda que el sistema de orientación, cuando se escoge la opción de que sea flexible (*flexible yaw*), está compuesto por un muelle y un amortiguador. Al reducir la rigidez de este muelle, se consigue que las frecuencias de las vibraciones que sufra, que son proporcionales a la rigidez, sean menores, y por lo tanto soportará menos esfuerzos. La frecuencia de las vibraciones viene determinada por la siguiente expresión:

$$w_n = \sqrt{\frac{k}{m}}$$

Donde w_n es la frecuencia de la vibración en rad/s, k es la rigidez del muelle y m es la masa del sistema.



Bladed Educational - Licensed to: Universidad Pontificia de Comillas

Imagen 71: Representación del par sobre el eje Z con un viento ECD y con una rigidez 100 veces menor
[Elaboración propia con Bladed™]

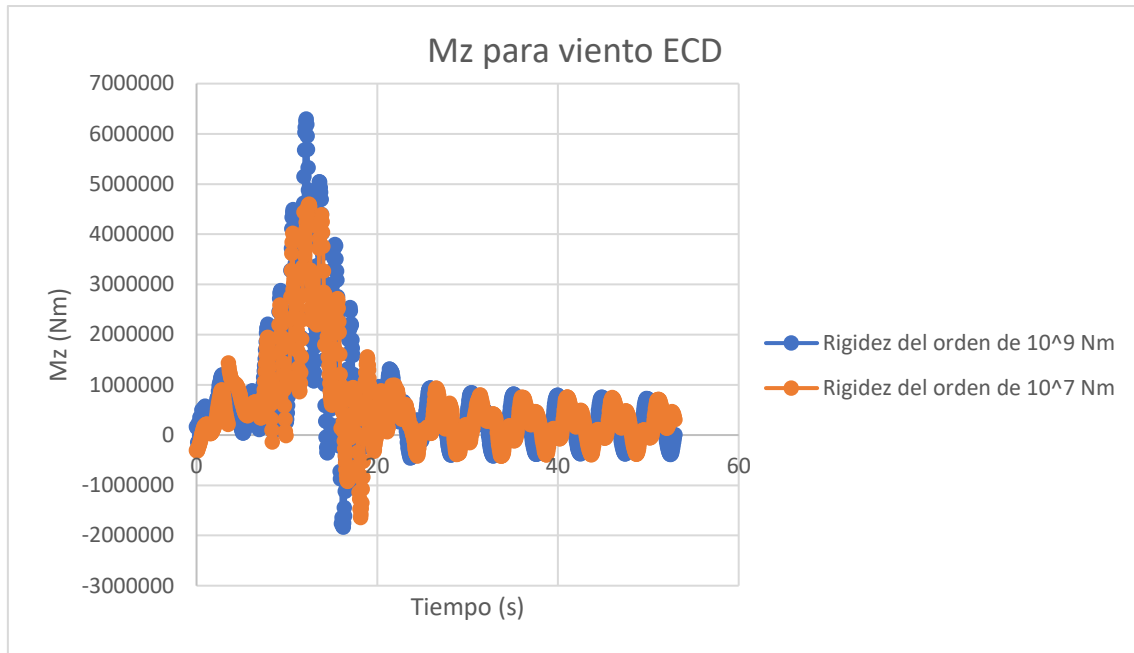
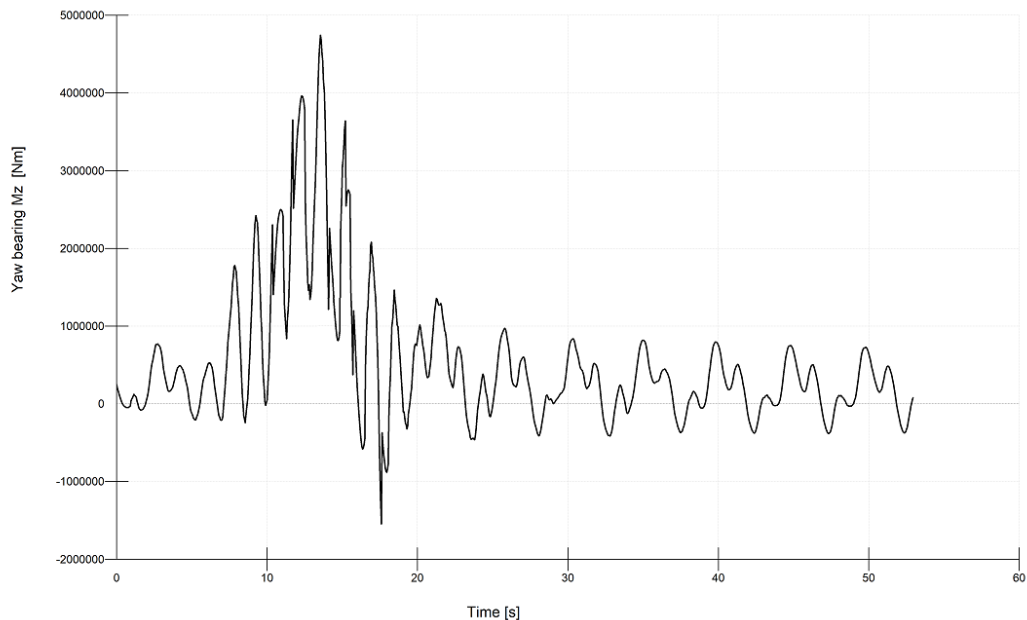


Imagen 72: Representación del par en el eje Z con distintas rigideces [Elaboración propia]

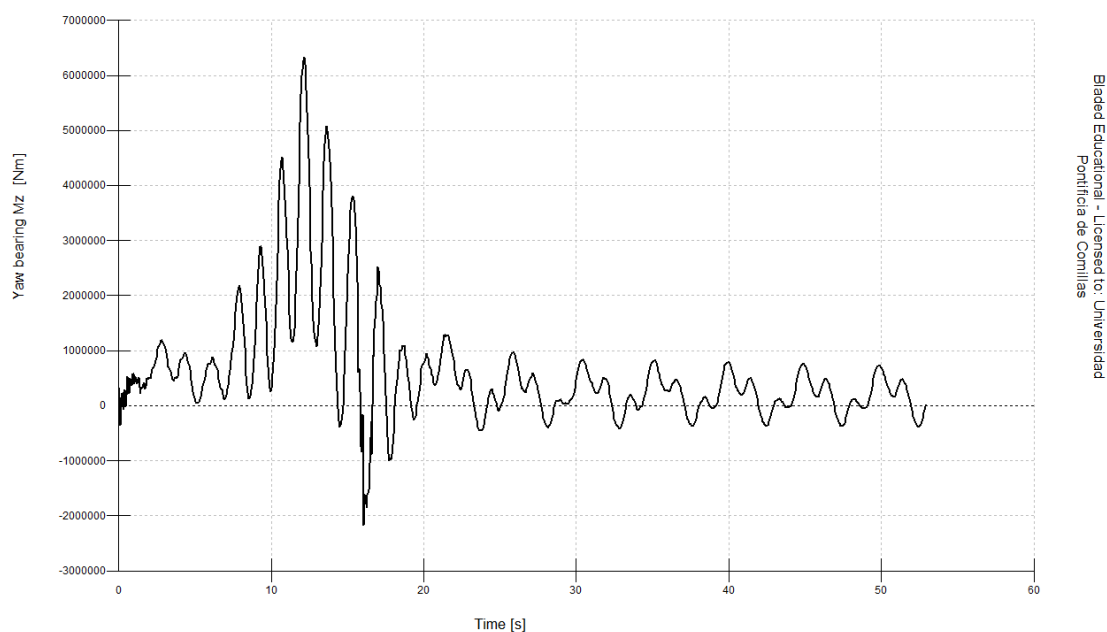
Se observa como el cambio que tiene más efecto sobre las cargas finales del sistema de guiñada es reducir la rigidez del muelle. Las vibraciones que sufrirá serán así mucho menores, lo que provoca una reducción considerable en la carga máxima que soporta.



Bladed Educational - Licensed to: Universidad Pontificia de Comillas

Imagen 73: Representación del par sobre el eje Z aplicando los tres cambios [Elaboración propia con Bladed™]

Cabe destacar que el par máximo es independiente de la masa de la góndola, como se podría pensar en un principio. Por lo tanto, se extrae la conclusión de que para reducir las cargas es necesario modificar lo que está dentro del sistema de orientación y no lo que está encima.



*Imagen 74: Representación del par sobre el eje Z con una masa de góndola 100 veces inferior
[Elaboración propia con Bladed™]*

6.4 OPTIMIZACIÓN 4: CAMBIO EN LA ELECCIÓN DEL RODAMIENTO

Dado que hay fabricantes que crean lo que antes se denominó corona giratoria, se procede a seleccionar de uno de ellos el más adecuado para nuestro aerogenerador. No obstante, no existen fabricantes que creen coronas giratorias de las dimensiones que se busca, por lo que se ha optado por reducir el diámetro exterior del conjunto para no tener que recurrir a un rodamiento personalizado. Se ha buscado una corona giratoria que coincide en módulo con la del prototipo, para no tener que modificar los accionamientos. También se busca una que pueda soportar las cargas a las que se verá sometido nuestro prototipo.

El fabricante seleccionado es la empresa italiana *Evolmec*[®] y el modelo es el OR.3.32/40 con un diámetro exterior de 4.867,2 mm.

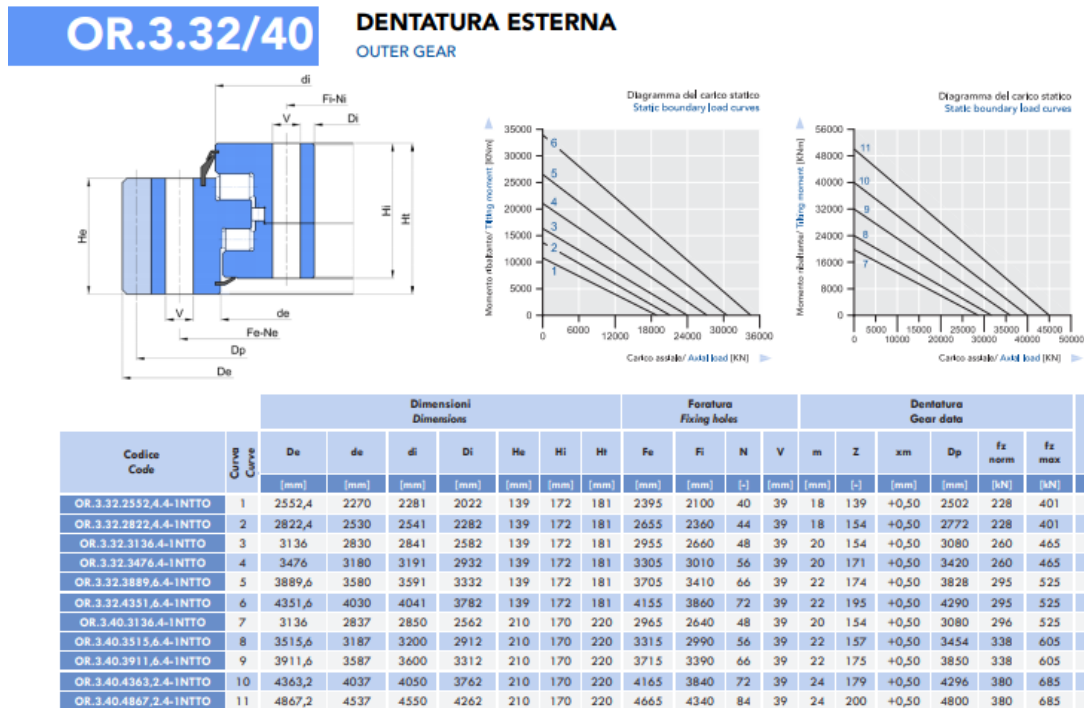


Imagen 75: Corona giratoria selecciona [EVOL18]

La última fila de la imagen anterior se corresponde con el rodamiento elegido. Se observa que el número de dientes es ligeramente inferior a lo que se había diseñado previamente ya que al mantenerse el módulo constante y reducir el diámetro, se reduce el número de dientes (Z). Finalmente, el diámetro primitivo de la corona dentada será de 4800 mm.

En la siguiente imagen se puede observar el par máxima en el X e Y que puede soportar el rodamiento. La mayor fuerza axial que soportará el sistema de orientación será de 3.680 kN. Con esa fuerza axial, el rodamiento será capaz de resistir un par en el plano del sistema de orientación de 45.000 kNm, muy superior a cualquier par al que se verá sometido el prototipo, por lo que aguantará sin problema.

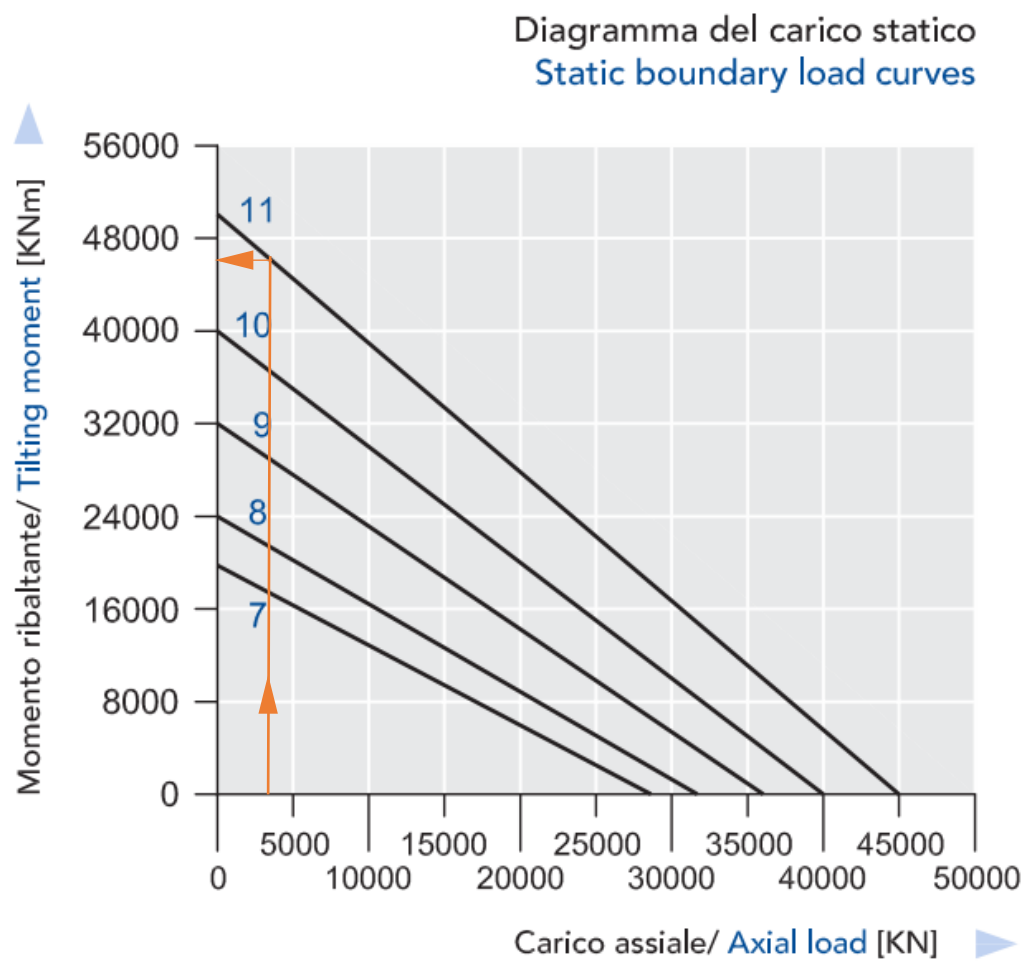


Imagen 76: Curvas de resistencia del rodamiento elegido [EVOL18]

Capítulo 7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este capítulo se repasa el procedimiento seguido durante el proyecto, se detallan los objetivos cumplidos, así como las conclusiones que se pueden extraer y las aportaciones realizadas. Para finalizar se exponen áreas de posibles trabajos futuros, resaltando aquellos aspectos en los que se podría profundizar más.

En el primer capítulo de este proyecto se introdujo la situación actual de la energía eólica y especialmente de la energía eólica *off-shore*, así como sus ventajas e inconvenientes. A continuación, en el capítulo segundo, se detallaron las diferentes partes del aerogenerador y se hizo especial hincapié en el sistema de orientación, tema principal de este proyecto. También en este capítulo se escogió un lugar donde colocar el aerogenerador, atendiendo a diferentes parámetros utilizados en la industria. En el tercer capítulo se modeló el prototipo del aerogenerador con el *software Bladed™*, en su versión académica. Este modelo nos permitiría posteriormente llevar a cabo unas simulaciones para ver los esfuerzos máximos que soportaría el prototipo. En el cuarto capítulo es donde se llevan a cabo estas simulaciones, según lo especificado en la Norma GL. En este capítulo se extraen los esfuerzos máximos que soportará el aerogenerador. Posteriormente, en el capítulo quinto, se lleva a cabo el diseño del sistema de orientación según los datos obtenidos en el capítulo anterior. Para finalizar, en el sexto capítulo, se realizan las optimizaciones necesarias para mejorar el prototipo.

Los objetivos que se querían cumplir se detallaron en el Anexo B. A continuación, se muestran esos objetivos modificados tras la realización del proyecto:

- Estudio y comprensión del funcionamiento del sistema de orientación de un aerogenerador, de los distintos métodos de orientación y de las condiciones climatológicas del lugar de emplazamiento del aerogenerador, a fin de conocer los esfuerzos a los que se verá sometido, a partir de diferentes documentos académicos. A partir de este estudio se elegirá un tipo de sistema de orientación y un lugar donde colocarlo.
- Desarrollo del modelo de simulación para la determinación de las cargas y esfuerzos a los que se verá sometido el sistema de orientación del aerogenerador.

- Diseño de los elementos principales del sistema de orientación y análisis de los esfuerzos a los que se verá sometido.
- Integración de los diseños en el modelo de simulación de cargas y estudio del comportamiento del aerogenerador si se somete a las cargas especificadas en la Norma GL utilizando el programa de simulación BLADED.
- Modificaciones del diseño con los resultados obtenidos y actualizaciones finales.

Tras la investigación realizada en el sector de la energía eólica *off-shore* y con los resultados obtenidos se han elaborado las siguientes conclusiones:

- I. La energía eólica es una realidad tanto técnica como social en todo el mundo. Cada año se instala más y más potencia con el fin de acabar con los combustibles fósiles y pasar a una energía renovable y limpia. La eólica *off-shore* está cogiendo cada vez más fuerza y es claramente hacia donde se dirige este sector. Las altas velocidades del viento en el mar y la reducción del impacto visual son los principales baluartes de que se esté apostando por esta tecnología.
- II. La situación donde más se ve afectado el sistema de orientación es cuando sufre ráfagas de viento de velocidades extremas y con dirección cambiante. Estos cambios de dirección impiden que el sistema de orientación pueda posicionar la góndola adecuadamente, en una dirección donde se minimicen las cargas soportadas. Además, las altas velocidades del viento provocan mayores momentos flectores, por lo que el dimensionamiento de los diferentes componentes ha de hacerse aplicando una mayor seguridad.
- III. Una actuación rápida del sistema de orientación es fundamental para reducir las cargas. Al reducir el tiempo de actuación y aumentar la velocidad de giro, los resultados que se observan son asombrosos.
- IV. Los resultados obtenidos son muy mejorables, principalmente debido a que el tiempo recomendado de simulación es de 10 minutos, sin embargo, por la versión empleada del *software* no deja más de 60 segundos.

- V. Es una muy buena técnica partir de un prototipo con valores típicos, para luego optimizarlo, aplicando las condiciones del entorno donde se vaya a implantar y modificando los distintos parámetros para ver la influencia que tienen en el resultado final.

Por otra parte, al haber profundizado en el conocimiento de la industria eólica, se han encontrado aspectos de este trabajo en los que, bien por falta de tiempo o conocimiento, no se ha adentrado tanto como se debería o donde hay rango de mejora para la industria en general.

En primer lugar, es necesario una forma más efectiva de medir las condiciones del viento. Al colocarse la veleta y el anemómetro detrás de las palas, tanto la velocidad como la dirección del viento medidas no son las que llegan al rotor. Las palas modifican estas condiciones al chocar el viento contra ellas, y por lo tanto el sistema de control no recibe una información precisa.

Por último, en el presente trabajo no se ha mencionado prácticamente nada del sistema de control debido fundamentalmente a la escasez de conocimiento electrónicos del autor sobre el tema. El sistema de control es una parte que está íntimamente ligada al sistema de orientación, ya que es de ahí desde donde se reciben las órdenes de los cambios de posición. Se anima a posibles futuros autores de trabajos similares a que diseñen y optimicen el sistema de control de este prototipo para que reducir las cargas que soporta el aerogenerador aún más.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [REVE20] Reve, «Actualidad del sector eólico en España y en el mundo,» [En línea]. Available: <https://www.evwind.com/>.
- [ASOC20] Asociación Eólica Empresarial (AEE), «La eólica en el mundo,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo>.
- [EREN21] Erenovable, «¿Qué es la energía eólica? Cómo funciona: ventajas y desventajas de la energía eólica,» 12 Enero 2021. [En línea]. Available: <https://erenovable.com/que-es-la-energia-eolica-como-functiona-ventajas-y-desventajas-de-la-energia-eolica/>.
- [PROA19] Proalt Ingeniería, «Trabajar en el mantenimiento de aerogeneradores,» 27 Agosto 2019. [En línea]. Available: <https://www.proalt.es/mantenimiento-aerogeneradores/>.
- [OLYM19] Olympus, «Spar Cap and Shear Web Bonding Inspection Solution for Wind Turbine Blades,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.olympus-ims.com/pt/applications/shear-web-bonding-inspection/>.
- [BURT01] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins y E. Bossanyi, de *Wind Energy Handbook*, Wiley, 2001.
- [ATO21] ATO, «Automation Technologies Online,» ATO, 2021. [En línea]. Available: <https://www.ato.com/>.
- [TSIO17] E. Tsioumas, N. Karakasis, N. Jabbour y C. Mademlis, «Indirect estimation of the Yaw-Angle misalignment in a horizontal axis wind turbine,» 2017.
- [KIM14] M.-G. Kim y P. H. Dalhof, «Yaw Systems for wind turbines - Overview of concepts, current challenges and design methods,» *Department of*

Mechanical Engineering & Production Management, Hamburg University of Applied Sciences, 2014.

- [DTUW21] DTU Wind Energy y World Bank Group, «Global Wind Atlas,» 2021. [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/>.
- [GPSN21] «GPS Nautical Charts,» 2021. [En línea]. Available: <http://www.gpsnauticalcharts.com>.
- [SOCI19] Sociedad Española de Ornitología, «Las rutas migratorias,» 2019. [En línea]. Available: <https://seo.org>.
- [DEPA19] Departamento de Mecánica de Fluidos, «Flujo alrededor de cuerpos,» Universidad Pontificia de Comillas (ICAI), Madrid, 2019.
- [USER12] Garrad Hassan & Partners Ltd, «Bladed User Manual (versión 4.3),» Bristol (England), 2012.
- [THEO12] Garrad Hassan & Partners Ltd, «Bladed Theory Manual (versión 4.3),» Bristol (England), 2012.
- [FULL84] D. Fuller, Theory and Practice of Lubrication for Engineers, Wiley, 1984.
- [JONK09] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial y G. Scott, «Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development,» National Renewable Energy Laboratory, Colorado (USA), 2009.
- [GLRE12] GL Renewables Certification, «Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines,» Germanischer Lloyd Industrial Services, Hamburgo, 2012.
- [JIME18] M. Jiménez Calzado y J. Porras Galán, «Elementos Normalizados,» Universidad Pontificia de Comillas (ICAI), Madrid, 2018.
- [EVOL18] Evolmec, *Slewing Rings*, Cigognola, 2018.

ANEXO I: DATOS DE LAS PALAS

Tabla 23: Datos geométricos de las palas

6.2 Chord, Twist and Thickness Distribution

The geometric shape of the rotor blade is to be determined from the local chord length, the twist, the thickness and the position of the reference point (quarter chord, t/4-point) of the airfoil cross section. Table 2 shows the distribution of these parameters.

Radius L	Chord	Twist	Rel. Thickness	x-t/4-point	y-t/4-point
[m]	[m]	[°]	[%]	[m]	[m]
0.00	3.30	0.00	100.00	0.00	-0.83
2.50	3.41	7.21	95.43	-0.10	-0.79
5.00	3.79	16.14	79.48	-0.19	-0.67
7.50	4.25	15.63	61.55	-0.16	-0.56
10.00	4.57	14.15	48.02	-0.12	-0.48
12.50	4.64	11.76	40.07	-0.09	-0.45
15.00	4.44	9.14	35.89	-0.06	-0.45
17.50	4.15	7.10	33.40	-0.04	-0.45
20.00	3.86	5.80	31.68	-0.03	-0.44
22.50	3.57	4.97	30.46	-0.02	-0.43
25.00	3.31	4.33	29.42	-0.02	-0.42
27.50	3.06	3.76	28.40	-0.02	-0.41
30.00	2.84	3.26	27.39	-0.02	-0.41
32.50	2.64	2.83	26.41	-0.02	-0.41
35.00	2.46	2.46	25.49	-0.02	-0.42
37.50	2.30	2.13	24.63	-0.02	-0.42
40.00	2.16	1.81	23.85	-0.01	-0.43
42.50	2.03	1.49	23.12	-0.01	-0.44
45.00	1.92	1.17	22.38	-0.01	-0.45
47.50	1.81	0.85	21.60	-0.02	-0.46
50.00	1.72	0.49	20.69	-0.07	-0.47
52.50	1.63	0.12	19.66	-0.18	-0.48
55.00	1.53	-0.24	18.68	-0.36	-0.49
56.00	1.48	-0.38	18.40	-0.46	-0.49
57.00	1.41	-0.50	18.22	-0.58	-0.49
58.00	1.32	-0.58	18.13	-0.72	-0.49
59.00	1.21	-0.60	18.03	-0.88	-0.48
60.00	1.04	-0.47	18.00	-1.06	-0.48
61.00	0.74	0.07	17.99	-1.27	-0.49
62.00	0.01	1.30	18.00	-1.51	-0.45

Tabla 24: Datos mecánicos de las palas

12.4 Mechanical properties

12.4.1 Mechanical properties in sections

Table 10 shows the mechanical properties of the blade body.

Blade Radius L	Centre of mass	Mass per unit length	Flapwise stiffness	Edgewise stiffness	Elastic axis	Torsional rigidity	Inertia per unit length
[m]	[%]	[kg/m]	[Nm ²]	[Nm ²]	[%]	[Nm ²]	[kgm]
0.00	50.2	1939.9	3.87E+10	3.87E+10	50.2	2.07E+10	5048.5
2.50	49.6	732.8	1.26E+10	1.22E+10	49.6	7.03E+09	1879.8
5.00	49.2	515.5	7.63E+09	7.00E+09	48.4	4.04E+09	1300.1
7.50	45.5	481.0	5.78E+09	7.41E+09	45.0	2.55E+09	1147.0
10.00	45.3	480.3	4.12E+09	8.04E+09	44.0	1.65E+09	1093.0
12.50	45.3	464.6	3.22E+09	7.01E+09	42.3	9.61E+08	956.8
15.00	45.2	423.3	2.39E+09	5.85E+09	42.7	6.75E+08	712.6
17.50	45.0	380.2	1.74E+09	4.08E+09	42.2	4.05E+08	508.1
20.00	44.7	379.5	1.31E+09	3.48E+09	42.1	3.32E+08	432.0
22.50	45.0	342.9	1.01E+09	2.86E+09	42.2	2.15E+08	315.0
25.00	44.7	328.9	7.86E+08	2.38E+09	42.1	1.64E+08	249.4
27.50	44.2	322.0	6.20E+08	1.90E+09	41.6	1.26E+08	198.0
30.00	43.6	315.9	4.89E+08	1.52E+09	41.2	9.77E+07	155.2
32.50	43.5	302.6	3.72E+08	1.21E+09	41.1	7.56E+07	122.8
35.00	43.0	288.0	2.81E+08	9.75E+08	41.1	6.55E+07	99.2
37.50	43.6	270.1	2.12E+08	7.71E+08	41.3	4.56E+07	77.8
40.00	42.7	238.4	1.56E+08	5.81E+08	41.1	3.27E+07	56.7
42.50	43.8	223.4	1.10E+08	4.80E+08	41.8	3.25E+07	50.3
45.00	44.0	178.6	7.48E+07	3.37E+08	42.1	2.06E+07	35.2
47.50	44.6	148.9	4.95E+07	2.45E+08	42.4	1.62E+07	27.1
50.00	44.6	122.8	3.28E+07	1.70E+08	42.5	1.24E+07	20.2
52.50	45.0	100.9	2.03E+07	1.10E+08	42.1	9.28E+06	15.2
55.00	46.0	85.5	1.25E+07	8.62E+07	43.2	6.91E+06	11.7
56.00	46.6	78.5	9.67E+06	7.50E+07	43.7	5.92E+06	10.3
57.00	47.3	76.5	7.54E+06	8.04E+07	44.9	5.49E+06	10.0
58.00	48.0	63.6	5.26E+06	6.88E+07	46.0	3.60E+06	7.5
59.00	48.2	58.8	3.50E+06	6.04E+07	47.2	2.99E+06	6.3
60.00	48.8	34.6	1.06E+06	2.33E+07	48.0	1.41E+06	3.0
61.00	52.5	17.6	2.93E+05	8.01E+06	49.4	4.06E+05	1.0
62.00	52.5	1.8	2.93E+04	8.01E+05	49.4	4.06E+04	0.1

7 Design of the blade body

The rotor blade consists of two half shells and a spar system. All parts are made of glass-fibre reinforced epoxy resin. The blade parts are joined by bonding at leading and trailing edge and at the spar.

The spar cap is made of glass UD tape, the shell is made of different types of glass multi-axial fabrics. The blade is built using vacuum infusion technology.

The design description (DD) documentation for the blade includes text/tabular descriptions and drawings that give the necessary information on the design for the production of the rotor blade. The next chapters describe the design of the blade in principle. References to the design description documents are given as appropriate and necessary.

7.1 Shells and spar caps

The laminate lay up for the spar caps as well as for both shells is not identical. For details see /04/ and /06/.

The outermost layer of the shells consists of transparent PU-gelcoat. After demoulding, the surface is sanded and sealed using an UV resistant PU-paint.

The shell itself consists of multi-axial glass fabrics which are - as far as possible - symmetrical inside and outside of the sandwich core.

To enhance buckling characteristics of the shells, a sandwich design is used. Core materials (foam and balsa wood) with varying thickness along the blade are used.

To be able to withstand the bending moments and the axial loads, a spar system with UD spar caps (SC) is built in approximately at the location of maximum airfoil thickness.

To improve edgewise stiffness and to decrease loads in the diagonal layers, a set of UD tapes (TE-UD) is laminated into the trailing edge.

For transporting the loads from the spar cap into the hub connection, mainly 3AX material is used. The end radii follow a well defined function.

Near the blade root additional layers of 3AX materials are used to ensure nominal thickness of the laminate.

The design of the shells and the spar caps is detailed in /04/, /06/, and /07/.

7.2 Spar web

Between both shells, spar webs (SW) are built into the blade as part of the central spar system. The central spar webs connect the central spar caps.

The spar webs consist of flat sandwich structures with core material (foam). Both sides of the core are symmetrically reinforced by 2AX glass-layers. On the pressure side and the suction side there is a double sided bonding flange.

The design of the spar webs is detailed in /02/, /03/ and /08/.

12.2 Total mass and static moments

The total mass of the rotor blade depends on whether balancing masses are necessary to compose one set of three blades. Table 8 summarizes the maximum total mass and static moment for the blade including connection bolts and maximum balancing masses.

Total mass	COG*	Static moment
[kg]	[m]	[kgm]
$20505 + 515 \pm 620/310 \leq 21640$	19.20	≤ 415500

Table 8: Total mass and static moments

* incl. Bolts, excl. balancing masses

ANEXO II: ESPECIFICACIONES PRELIMINARES

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

Condiciones de viento (emplazamiento B): 10,8 m/s de velocidad media, K Weibull 1,985

Profundidad emplazamiento B: 50 m

Potencia eléctrica generada: 5 MW+10%

Diámetro rotor aerodinámico: 126 m

Rango de viento operativo: 3,5m/s-30m/s

Tipo de generador: síncrono a imanes permanentes

Tipo de transmisión: directa.

Revoluciones mínimas/nominales/máximas: 6 rpm/12 rpm/ 20rpm (cambiar a rad/s)

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 + generador: 5 E4 kg

Masas no rotóricas de transmisión + generador: 5,5E4 kg

Centro de masas 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/estatórico: 15mm/13mm

Altura y anchura de las ranuras estatóricas: 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: 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 del 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/m^3
 Máxima variación del nivel del mar (50 años): 3,6 m
 Máxima velocidad de corriente marina (50 años): 1,3 m/s

ANEXO III: CÁLCULOS PARA LA OBTENCIÓN DE PARÁMETROS EN EL MODELO DE BLADED™

A. CÁLCULO DE PARÁMETROS DEL BUJE

La longitud de las orejas (L) es la mitad de diámetro del buje. También se puede calcular restándole al diámetro del rotor aerodinámico la longitud de las dos palas.

$$L = \frac{\text{Diámetro del buje}}{2} = \frac{3}{2} = 1,5 \text{ m}$$

$$L = \frac{1}{2} (\text{Diámetro del rotor aerodinámico} - 2 * (\text{Longitud de la pala}))$$

$$= \frac{1}{2} (126 - 2 * 61,5) = 1,5 \text{ m}$$

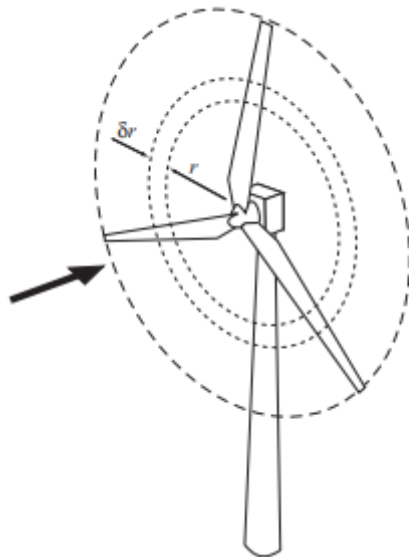
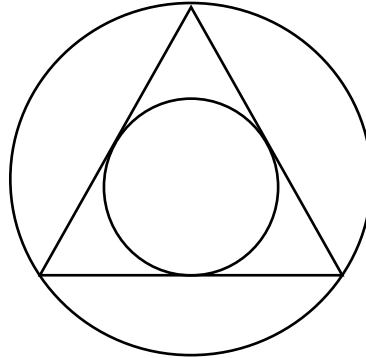


Imagen 77: El círculo exterior representa el rotor aerodinámico [BURT01]

El diámetro (S) de la unión de la pala con el buje equivale a la cuerda de la primera sección. Ésta es circular, ya que su grosor es el 100% de la cuerda. El dato se encuentra en el Anexo I.

$$S = \text{Diámetro de la primera sección de la pala} = 3,3 \text{ m}$$

El diámetro de unión con la góndola es el de un círculo que tiene inscrito un triángulo equilátero en el que está inscrito el diámetro del buje. Puede verse un esquema en la siguiente figura:



Sabiendo que el diámetro del círculo interno es de 3 metros y realizando los cálculos oportunos se obtiene que el diámetro del círculo externo, y por lo tanto el diámetro de la sección de unión con la góndola es de 4,46 metros.

Para el cálculo de los parámetros mecánicos se tienen los siguientes datos del Anexo II:

- Radio interno del rotor: 3,4 m.
- Radio externo del rotor: 3,5 m. Se especifica como el diámetro del entrehierro.
- Entrehierro: 6 mm.
- Masa global de la góndola sin incluir el rotor aerodinámico: 200.000 Kg.
- Masa del buje: 40.000 Kg.
- Masas rotóricas de la transmisión + generador: 50.000 Kg.
- Masas no rotóricas de transmisión + generador: 55.000 Kg.
- Densidad del acero (ρ): 7.850 Kg/m^3
- Longitud del generador (L): 1300 mm. Se ha supuesto que la longitud axial de los polos y yugos se corresponde aproximadamente con la longitud del generador, asumiendo que el error es despreciable.
- Dimensiones de la góndola: Cilindro con diámetro 8,5 m y longitud 8 m.

El primer paso para calcular las inercias es conocer las masas de cada elemento. La masa del rotor puede calcular conociendo la densidad del material con el que está hecho (acero) y su volumen. Se ha especificado que tanto el rotor como el estator se aproximan por un cilindro hueco.

$$\begin{aligned} m_{rotor} &= \rho_{acero} * V_{rotor} = \rho_{acero} * (\pi * R_{ext_{rotor}}^2 * L - \pi * R_{int_{rotor}}^2 * L) \\ &= 7850 * (\pi * 3,5^2 * 1,3 - \pi * 3,4^2 * 1,3) = 22.121,4 \text{ Kg} \end{aligned}$$

La masa de la góndola sola se calcula restándole a la masa global de la góndola, la masa de la transmisión y el generador. La masa global de la góndola que se da no tiene en cuenta la masa del rotor, por lo habrá que restarle la masa del rotor a la masa rotórica de la transmisión y el generador.

$$\begin{aligned} m_{gondola(sola)} &= m_{gondola(global)} - (m_{rotórica} + m_{no\ rotórica} - m_{rotor}) \\ &= 200.000 - (50.000 + 55.000 - 22121,4) = 117.121,4 \text{ Kg} \end{aligned}$$

Para calcular la masa del estator es necesario conocer su volumen, y para ello es necesario conocer el radio externo del estator, que no viene especificado en el Anexo II. Este dato se supondrá a partir del radio interno de la góndola, sabiendo que tiene que ser menor que éste, ya que el generador va dentro de la góndola.

El volumen de la góndola se calcula conociendo su masa y su densidad.

$$V_{gondola} = \frac{m_{gondola(sola)}}{\rho_{acero}} = \frac{117121,4}{7850} = 21,9263 \text{ m}^3$$

Según las especificaciones del Anexo II, la góndola es un cilindro hueco de radio externo 8,5 metros. Se calcula su radio interno.

$$\begin{aligned} V_{gondola} &= \pi * R_{ext}^2 * L - \pi * R_{int}^2 * L = \pi * \left(\frac{8,5}{2}\right)^2 * 8 - \pi * R_{int}^2 * 8 = 21,9263 \\ &\rightarrow R_{int} = 4,146 \text{ m} \end{aligned}$$

Como el radio externo del estator tiene que ser menor que el radio interno de la góndola y mayor que su radio interno, se supone que el radio externo del estator es de 4 metros. El radio interno del estator es la suma del radio externo del rotor más el entrehierro, que es el espacio que hay entre ambos.

$$R_{int_{estator}} = R_{ext_{rotor}} + Entrehierro = 3,5 + 0,006 = 3,506 \text{ m}$$

Conocido el radio interno y externo del estator y su densidad puede calcularse su masa.

$$m_{estator} = \rho_{acero} * V_{estator} = \rho_{acero} * (\pi * R_{ext_{estator}}^2 * L - \pi * R_{int_{estator}}^2 * L) \\ = 7850 * (\pi * 4^2 * 1,3 - \pi * 3,506^2 * 1,3) = 118.877,15 \text{ Kg.}$$

La inercia del rotor se supone que es a lo largo de su eje (X). La inercia de un cilindro hueco a lo largo de su eje (X) y perpendicular a su eje (Y) puede calcularse con la siguiente expresión:

$$I_{cilindro\ hueco_x} = \frac{1}{2} * m * (R_{ext}^2 + R_{int}^2)$$

$$I_{cilindro\ hueco_y} = \frac{1}{2} * m * (R_{int}^2 + R_{ext}^2) + \frac{1}{12} * m * L^2$$

La inercia del rotor a lo largo de su eje es:

$$I_{rotor_x} = \frac{1}{2} * m_{rotor} * (R_{ext_{rotor}}^2 + R_{int_{rotor}}^2) = \frac{1}{2} * 22.121,4 * (3,5^2 + 3,4^2) \\ = 263.354,88 \text{ Kg}m^2$$

El buje se ha supuesto que es un cono. La inercia de un cono a lo largo de su eje (X) y perpendicular a éste (Y) vale:

$$I_{cono_x} = \frac{3}{10} * m * R^2$$

$$I_{cono_y} = \frac{3}{20} * m * (R^2 + 4 * h^2)$$

La inercia del buje a lo largo de su eje (X) y perpendicular a éste (Y) vale:

$$I_{bujex} = \frac{3}{10} * m_{bujex} * \left(\frac{S}{2}\right)^2$$

$$I_{conoy} = \frac{3}{20} * m_{bujex} * \left(\left(\frac{S}{2}\right)^2 + 4 * h^2\right)$$

Donde S es el diámetro del buje de la sección donde se conecta a la góndola y h es la longitud del buje en el sentido de su eje.

$$V_{bujex} = \frac{m_{bujex}}{\rho_{acero}} = \frac{1}{3} * \pi * \left(\frac{S}{2}\right)^2 * h \rightarrow \frac{40.000}{7850} = \frac{1}{3} * \pi * \left(\frac{4,46}{2}\right)^2 * h \rightarrow h = 0,9785 \text{ m}$$

Entonces:

$$I_{bujex} = \frac{3}{10} * 40.000 * \left(\frac{4,46}{2}\right)^2 = 59.674,8 \text{ Kgm}^2$$

$$I_{cono_y} = \frac{3}{20} * 40.000 * \left(\left(\frac{4,46}{2}\right)^2 + 4 * 0,9785^2\right) = 52.815,56 \text{ Kgm}^2$$

El estator también se aproxima por un cilindro hueco, por lo que su inercia a lo largo de su eje es:

$$\begin{aligned} I_{estator_x} &= \frac{1}{2} * m_{estator} * (R_{ext_{estator}}^2 + R_{int_{estator}}^2) = \frac{1}{2} * 118.877,15 * (4^2 + 3,506^2) \\ &= 1.681.638,3 \text{ Kgm}^2 \end{aligned}$$

La inercia de un cilindro hueco perpendicular a su eje (Y) puede calcularse con la siguiente expresión:

$$I_{cilindro\ hueco_y} = \frac{1}{2} * m * (R_{ext}^2 + R_{int}^2) + \frac{1}{12} * m * L^2$$

La inercia del rotor y el estator perpendicular a su eje es:

$$\begin{aligned} I_{rotor+estator_y} &= \frac{1}{2} * (m_{rotor} + m_{estator}) * (R_{int_{rotor}}^2 + R_{ext_{estator}}^2) + \frac{1}{12} \\ &\quad * (m_{rotor} + m_{estator}) * L^2 \\ &= \frac{1}{2} * (22.121,4 + 118.877,15) * (3,4^2 + 4^2) + \frac{1}{12} \\ &\quad * (22.121,4 + 118.877,15) * 1,3^2 = 1.962.817,3 \text{ Kgm}^2 \end{aligned}$$

B. CÁLCULO DE PARÁMETROS DE LA TORRE

Para el cálculo de los parámetros de la torre se tienen los siguientes datos del Anexo II:

- Masa de la torre: 1.900.000 Kg.
- Densidad del acero (ρ): 7.850 Kg/m³.
- Radio interior de la torre: 5,7 m.

A partir de estos datos se obtiene el radio exterior de la torre:

$$V_{torre} = \frac{m_{torre}}{\rho_{acero}} = \pi * R_{ext}^2 * L - \pi * R_{int}^2 * L \rightarrow \frac{1.900.000}{7850}$$

$$= \pi * R_{ext}^2 * 133 - \pi * 5,7^2 * 133 \rightarrow R_{ext} = 2,95 \text{ m} \rightarrow D_{ext} = 5,9 \text{ m}$$

Por lo tanto, el espesor (e) de la torre es:

$$e = \frac{D_{ext} - D_{int}}{2} = \frac{5,9 - 5,7}{2} = 0,1 \text{ m} = 100 \text{ mm}$$

C. CÁLCULO DE PARÁMETROS DE LA TRANSMISIÓN

El par máximo demandado (*maximum demanded generator torque*) se calcula dividiendo la potencia máxima que puede dar el generador, 5,5 MW, entre la velocidad mínima de éste. Así:

$$P = M * w \rightarrow M_{m\acute{a}x} = \frac{P_{m\acute{a}x}}{w_{min}} = \frac{\left(\frac{5.000.000}{0,92}\right)}{\left(\frac{6 * 2 * \pi}{60}\right)} = 8.649.725,2 \text{ Nm}$$

D. CÁLCULO DE PARÁMETROS DE LA GÓNDOLA

Como se ha visto, *Bladed*TM simula la góndola como un prisma cuadrado, cuando es las especificaciones viene dado como un cilindro. Lo normal es que se tenga en cuenta como un cilindro, por lo que habrá que calcular unas dimensiones equivalentes. Se establece que la góndola equivalente tenga la misma área frontal que la góndola real, para que la cantidad de viento que incide sobre ella sea la misma. Por lo tanto, como su longitud es la misma, también tendrá el mismo volumen.

$$A_{frontal \text{ góndola real}} = A_{frontal \text{ góndola equivalente}} \rightarrow \pi * \left(\frac{D_{g\acute{o}ndola \text{ real}}}{2}\right)^2 = L^2$$

$$\rightarrow \pi * \left(\frac{8,5}{2}\right)^2 = L^2 \rightarrow L = 7,533 \text{ m}$$

La góndola equivalente tiene una sección frontal cuadrada de 7,533 m.

Para el cálculo de las inercias de la góndola, ésta se aproxima por un cilindro hueco. Se tienen los siguientes datos, obtenidos tanto en el Anexo II como en apartados anteriores de este Anexo.

- Masa de la góndola: 117.121,4 Kg.
- Radio exterior de la góndola: 4,25 m.
- Radio interior de la góndola: 4,146 m.
- Longitud de la góndola: 8 m.
- Centro de masas con respecto al centro de coordenadas de la torre: x = -1000 mm.
y z = 3000 mm.

Se recuerda que las inercias de un cilindro hueco a lo largo de su eje (X) y perpendicular a su eje (Y) son:

$$I_{cilindro\ hueco_x} = \frac{1}{2} * m * (R_{ext}^2 + R_{int}^2)$$

$$I_{cilindro\ hueco_y} = \frac{1}{2} * m * (R_{int}^2 + R_{ext}^2) + \frac{1}{12} * m * L^2$$

La inercia de guiñada con respecto al eje de la torre (Z) equivale a la inercia de un cilindro hueco perpendicular a su eje:

$$\begin{aligned} I_{guiñada} &= \frac{1}{2} * m_{gondola} * (R_{ext}^2 + R_{int}^2) + \frac{1}{12} * m_{gondola} * L^2 \\ &= \frac{1}{2} * 117.121,4 * (4,25^2 + 4,146^2) + \frac{1}{12} * 117.121,4 * 8^2 \\ &= 2.689.018,5 \text{ Kg}m^2 \end{aligned}$$

La inercia de cabeceo con respecto al centro de masas equivale a la inercia de un cilindro hueco perpendicular a su eje. Como el centro de masas está desviado 1 metro con respecto al centro de coordenadas, se aplica el Teorema de Steiner:

$$Tma. de Steiner: I_o = I_G + m * d^2$$

$$\begin{aligned} I_{cabeceo} &= \left(\frac{1}{2} * m_{gondola} * (R_{ext}^2 + R_{int}^2) + \frac{1}{12} * m_{gondola} * L^2 \right) + m * d^2 \\ &= \left(\frac{1}{2} * 117.121,4 * (4,25^2 + 4,146^2) + \frac{1}{12} * 117.121,4 * 8^2 \right) \\ &\quad + 117.121,4 * 1^2 = 2.806.139,9 \text{ Kg}m^2 \end{aligned}$$

La inercia de alabeo con respecto al centro de masas equivale a la inercia de un cilindro hueco a lo largo de su eje. Como el centro de masas está desviado 3 metros con respecto al centro de coordenadas y se emplea la fórmula de la inercia de un cilindro con

respecto a su eje, se aplica el Teorema de Steiner, teniendo en cuenta que se desplazar el cálculo de la inercia 1,25 metros (distancia desde el eje a lo largo del cilindro hasta el centro de masas):

$$\begin{aligned} I_{alabeo} &= \left(\frac{1}{2} * m_{gondola} * (R_{ext}^2 + R_{int}^2) \right) + m * d^2 \\ &= \left(\frac{1}{2} * 117.121,4 * (4,25^2 + 4,146^2) \right) + 117.121,4 * 1,25^2 \\ &= 2.247.373,2 \text{ Kgm}^2 \end{aligned}$$

E. CÁLCULO DE PARÁMETROS DEL SISTEMA DE CONTROL

El modo óptimo de ganancia se calcula estableciendo sucesivas relaciones entre magnitudes mecánicas y eléctricas. Se recuerdan los siguientes conceptos, mencionados para la introducción de los parámetros de control en *Bladed*TM.

- C_p : Coeficiente que indica cuanta potencia se extrae el viento.
- λ : Relación entre la velocidad de la punta de la pala y la del viento.
- Modo óptimo de ganancia (K): Relación entre el par generado y la velocidad del eje al cuadrado.

$$\frac{M_{generador}}{w_{generador}^2} = K$$

Sabemos que:

$$\begin{aligned} C_p &= \frac{\text{Potencia mecánica generada}}{\text{Potencia del viento}} = \frac{P_{mec}}{P_{viento}} \rightarrow P_{mec} = C_p * P_{viento} \\ &= C_p * \frac{1}{2} * \rho * A * V_{viento}^3 \quad (I) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \lambda &= \frac{V_{punta \text{ de la pala}}}{V_{viento}} = \frac{w_{eje} * R_{rotor \text{ aerodinámico}}}{V_{viento}} \rightarrow V_{viento} \\ &= \frac{w_{eje} * R_{rotor \text{ aerodinámico}}}{\lambda} \quad (II) \end{aligned}$$

$$P_{mec} = M_{mec} * w_{eje} \quad (III)$$

Sustituyendo las ecuaciones II y III en I se obtiene:

$$M_{mec} * w_{eje} = C_p * \frac{1}{2} * \rho * (\pi * R^2) * \left(\frac{w_{eje} * R_{rotor\ aerodinámico}}{\lambda} \right)^3 \rightarrow M_{mec}$$

$$= \frac{\rho * \pi * R^5 * w_{eje}^2}{2 * \lambda^3} * C_p \text{ (IV)}$$

Para pasar del par que generan las palas al que le llega al generador hay que emplear la relación de transmisión (G):

$$M_{generador} = \frac{M_{mec}}{G}$$

$$w_{generador} = G * w_{eje}$$

Como la transmisión elegida para el aerogenerador es transmisión directa, quiere decir que G es uno, por lo que el par que le llega al generador es el mismo que el generan las palas, y la velocidad del eje es la misma que la que le llega al generador.

Entonces:

$$M_{generador} = \frac{\rho * \pi * R^5 * C_p}{2 * \lambda^3} * w_{generador}^2$$

Por lo que el modo óptimo de ganancia vale:

$$K = \frac{\rho * \pi * R^5 * C_p}{2 * \lambda^3}$$

Donde:

- ρ : Densidad del aire. 1,225 Kg/m³.
- R: Radio del rotor aerodinámico. 63 metros.
- C_p y λ ya se han explicado antes.

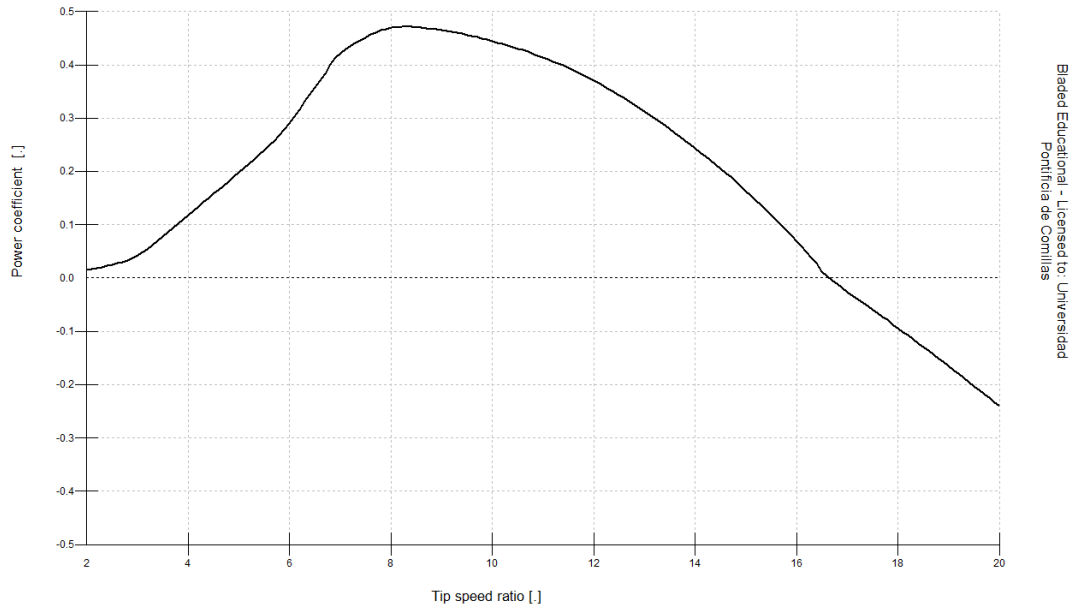


Imagen 78: Representación gráfica del C_p para diferentes λ [Elaboración propia con Bladed™]

Como cuando la velocidad del eje es inferior a la nominal se quiere extraer la mayor cantidad de energía del viento posible, se busca el C_p máximo. Eso se corresponde con el punto (8.3, 0.471223), por lo que:

- C_p máximo vale 0,471223.
- Su λ correspondiente vale 8,3.

$$K = \frac{1,225 * \pi * 63^5 * 0,468651}{2 * 8,3^2} = 1.573.805$$

El par demandado por el generador es:

$$M_{\text{generador}} = \frac{\frac{P}{\eta}}{w_{\text{nominal}}} = \frac{\frac{5.000.000}{0,92}}{\left(\frac{12 * 2 * \pi}{60}\right)} = 4.324.862,6 \text{ Nm}$$

F. CÁLCULO DE PARÁMETROS DEL SISTEMA DE ORIENTACIÓN

Para el cálculo de los parámetros del sistema de orientación se tienen los siguientes datos de Anexos:

- Diámetro primitivo del sistema de orientación (D): 5925 mm.
- Masa global de la góndola sin incluir el rotor aerodinámico: 200.000 Kg.

- Masa del buje: 40.000 Kg.
- Masa de la pala: 20.505 Kg.
- Coeficiente de rozamiento dinámico (μ_d): 0,08 [FULL84].
- Coeficiente de rozamiento estático (μ_e): 0,15 [FULL84].

La ecuación de la fuerza de rozamiento es proporcional a la fuerza normal, que se ocasiona por el peso que hay encima del sistema de orientación.

$$F_R = \mu * N = \mu * m * g$$

Donde μ es el coeficiente de rozamiento, m es la masa que hay encima del sistema de orientación, y g es la aceleración de la gravedad. El par es medido desde el centro del sistema de coordenadas, por lo que la fuerza normal está a una distancia igual al radio del sistema del sistema de orientación de este punto. Por lo tanto:

$$M_R = \mu * m * g * \left(\frac{D}{2}\right)$$

$$\begin{aligned} M_{R_d} &= \mu_d * (m_{global\ g\acute{o}ndola} + m_{buj e} + 3 * m_{pala}) * g * \left(\frac{D}{2}\right) \\ &= 0,08 * (200.000 + 40.000 + 3 * 20.505) * 9,81 * \left(\frac{5,925}{2}\right) \\ &= 701.013,3\ Nm \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M_{R_e} &= \mu_e * (m_{global\ g\acute{o}ndola} + m_{buj e} + 3 * m_{pala}) * g * \left(\frac{D}{2}\right) \\ &= 0,15 * (200.000 + 40.000 + 3 * 20.505) * 9,81 * \left(\frac{5,925}{2}\right) \\ &= 1.314.400\ Nm \end{aligned}$$

Con esto se calculan los pares creados por las fuerzas inerciales, pero también habría que tener en consideración los pares creados por la fuerza del viento.

$$F_{viento} = \frac{1}{2} * \rho * A * C_d * V_{viento}^2$$

Los datos para calcular el par resistente ejercido por el viento son:

- Densidad del aire (ρ): 1,225 kg/m³.
- Área lateral de la góndola (A): Como la góndola es un cilindro de 8,5 metros de diámetro y 8 metros de longitud el área lateral de la góndola equivale

aproximadamente a 70 m². Se ha redondeado hacia arriba para tener en cuenta el buje y la palas.

- Coeficiente de arrastre (C_d): La sección con la que choca el aire es un rectángulo, por lo que vale 1,07 [DEPA19].
- Velocidad del viento (V): En los emplazamientos que barajamos, la velocidad media del viento es aproximadamente 10,6 m/s.

La fuerza de resistencia que crea el aire es:

$$F_{viento} = \frac{1}{2} * 1,225 * 70 * 1,07 * 10,6^2 = 5.154,7 \text{ N}$$

Y por lo tanto el par resistente vale:

$$M_{R_{viento}} = 5.154,7 * \left(\frac{5,925}{2} \right) = 15.270,7 \text{ Nm}$$

El par resistente del viento es despreciable en comparación con el par resistencia por la fricción de la góndola.

Entonces:

- Rozamiento dinámico (*Yaw friction*): 701,013 KNm.
- Rozamiento dinámico (*Additional stiction*): 1.314,400 KNm.

ANEXO IV: CASOS DE DISEÑO DE CARGA (DLC) DE LA NORMATIVA GL (HAMBURGO, 2012)

Design situation	DLC	Wind conditions ¹	Marine conditions	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1. Power production	1.1	NTM $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	MIS, MUL	F/U	*/N
	1.2	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$		U	E
	1.3	ECD $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_r$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	MIS, MUL	U	E
	1.4	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	External electrical influence / grid loss	F/U	*/N
	1.5	EOG ₁ $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	Grid loss	U	N
	1.6	EOG ₅₀ $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$		U	E
	1.7	EWS $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$		U	E
	1.8	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	Ice formation on blades	F/U	*/E
	1.9	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	Ice formation on structure based on icing events	F/U	*/E
	1.10	NTM $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_{s,l}$ and $H = H_{max,l}$	MIS	U	N
2. Power production plus occurrence of fault	2.1	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$	Fault in the control system	F/U	*/N
	2.2	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$	Fault in safety system or preceding internal electrical fault	U	A

Design situation	DLC	Wind conditions ¹	Marine conditions	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
3. Start-up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		F/U	*/N
	3.2	EOG ₁ $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		U	N
4. Normal shut-down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		F/U	*/N
5. Emergency shut-down	5.1	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		U	N
6. Parked (standstill or idling)	6.1	EWM $V_{hub} = V_{ref}$	Irregular sea state with H_{s50}	MIS, MUL	U	E
	6.2	EWM $V_{hub} = V_{ref}$	Irregular sea state with H_{s50}	Grid loss, MIS, MUL	U	A
	6.3	EWM $V_{hub} = V_I$	Irregular sea state with H_{sI}	Extreme oblique inflow MIS, MUL	U	E
	6.4	NTM $V_{hub} \leq V_{in}$ and $V_{out} \leq V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	MIS, MUL	F/U	*/N
	6.5	EWM $V_{hub} = V_{ref}$	Irregular sea state with H_{sI}	Ice formation on structure based on icing events	U	E
7. Parked plus fault conditions	7.1	EWM $V_{hub} = V_{eI}$ Steady wind model	$H = H_s(V)$	MUL	U	A
	7.2	NTM $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	MIS, MUL	F/U	*/A
8. Transport, installation, maintenance and repair	8.1	EOG ₁ $V_{hub} = V_T$ or NWP $V_{hub} = \max(EOG_I \text{ based on } V_T)$	$H = H_{sT}$	To be specified by the manufacturer	U	T
	8.2	EWM $V_{hub} = V_{eI}$ Steady wind model	$H = H_s(V)$	Locked state	U	A
	8.3	EWM $V_{hub} = V_I$ Turbulent wind model	Irregular sea state with H_{sI} and U_{c50}	Vortex-induced transverse vibrations due to wind, waves or currents	F	*
	8.4	NTM $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	No grid during 3- month period	F/U	*/A
	8.5	NWM $V_{hub} = V_T$	$H = H_{sT}$	Boat impact	U	A

Meaning of the abbreviations in Table 4.4.1 and 4.4.2:

DLC	design load case
ECD	extreme coherent gust with direction change (see Section 4.2.2.4.4)
EOG	extreme operating gust (see Section 4.2.2.4.3)
ETM	extreme turbulence model (see Section 4.2.2.4.1)
EWM	extreme wind speed model (see Section 4.2.2.4.2)
EWS	extreme wind shear (see Section 4.2.2.4.5)
NTM	normal turbulence model (see Section 4.2.2.3.4)
NWP	normal wind profile model (see Section 4.2.2.3.2)
MIS	wind, wave and current misalignment to be considered
MUL	multidirectionality of metocean conditions to be considered
$H_s(V)$	significant wave height corresponding to V_{hub} (see Section 4.4.3.2 and 4.2.3.1.3)

$H_{max}(V)$	maximum wave height corresponding to V_{hub} (see Section 4.4.2.3.1 and 4.4.3.2)
H_{s1}	significant wave height with a recurrence period of 1 year (see Section 4.2.3.1.3)
H_{s50}	significant wave height with a recurrence period of 50 years (see Section 4.2.3.1.3)
H_{max1}	maximum wave height with a recurrence period of 1 year (see Section 4.4.2.3.1 and 4.2.3.1.4)
H_{max50}	design wave height with a recurrence period of 50 years (see Section 4.4.2.3.1 and Section 4.2.3.1.4)
F	fatigue strength
U	ultimate strength
N	normal
E	extreme
A	abnormal
T	transport, installation and maintenance

ANEXO V: GRÁFICOS DEL PAR SOBRE EL EJE Z DE LOS DISTINTOS CASOS DE CARGA

- DLC 1.1

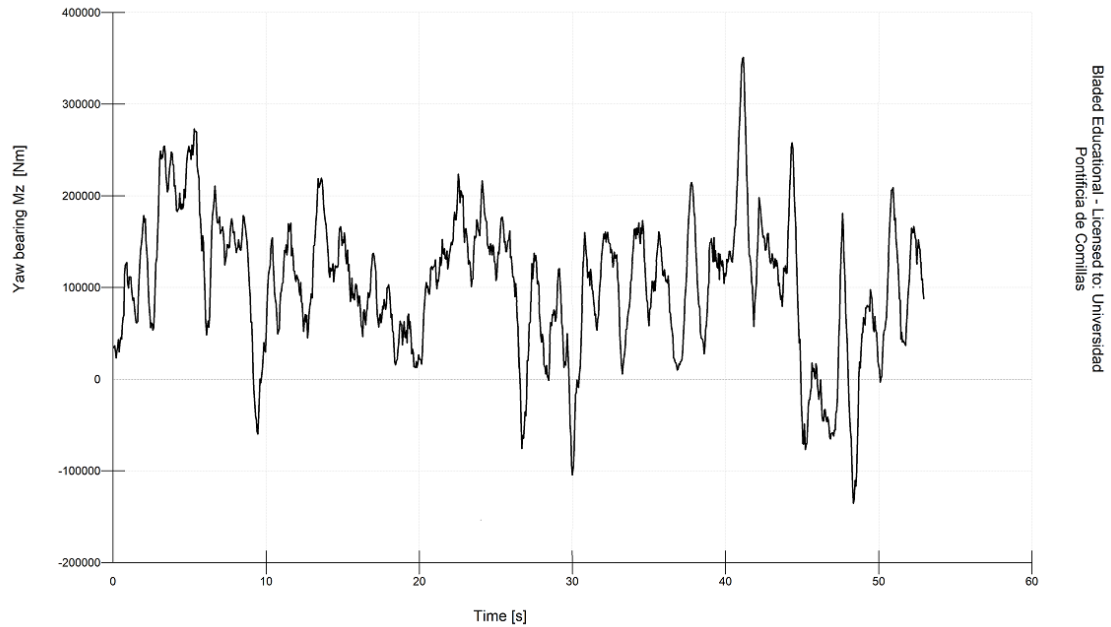


Imagen 79: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 3,5 m/s y sin sistema de guiñada

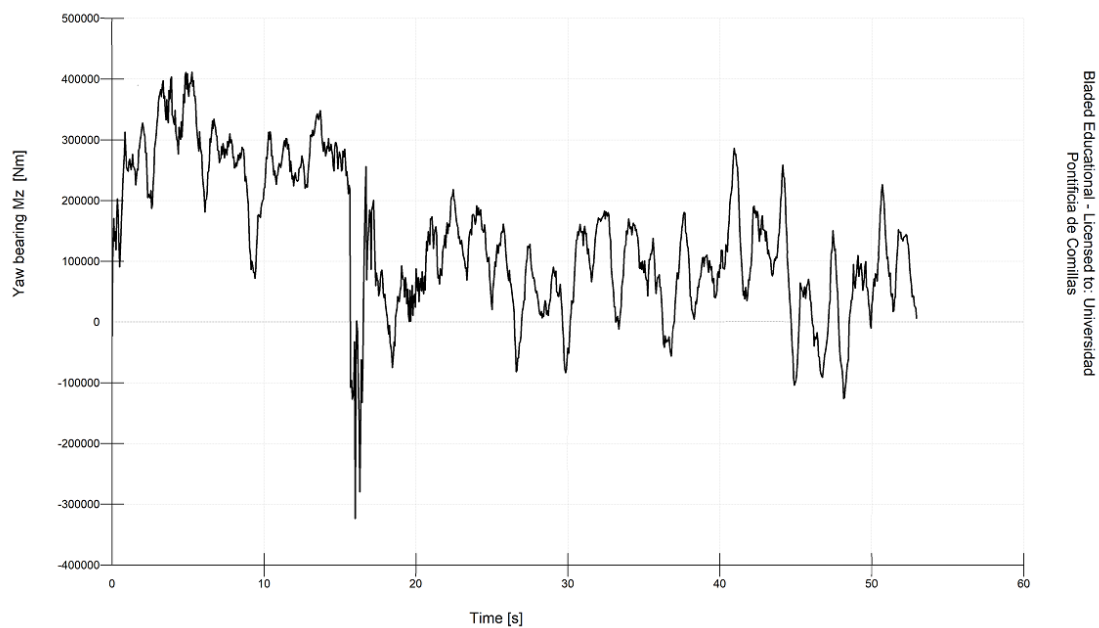
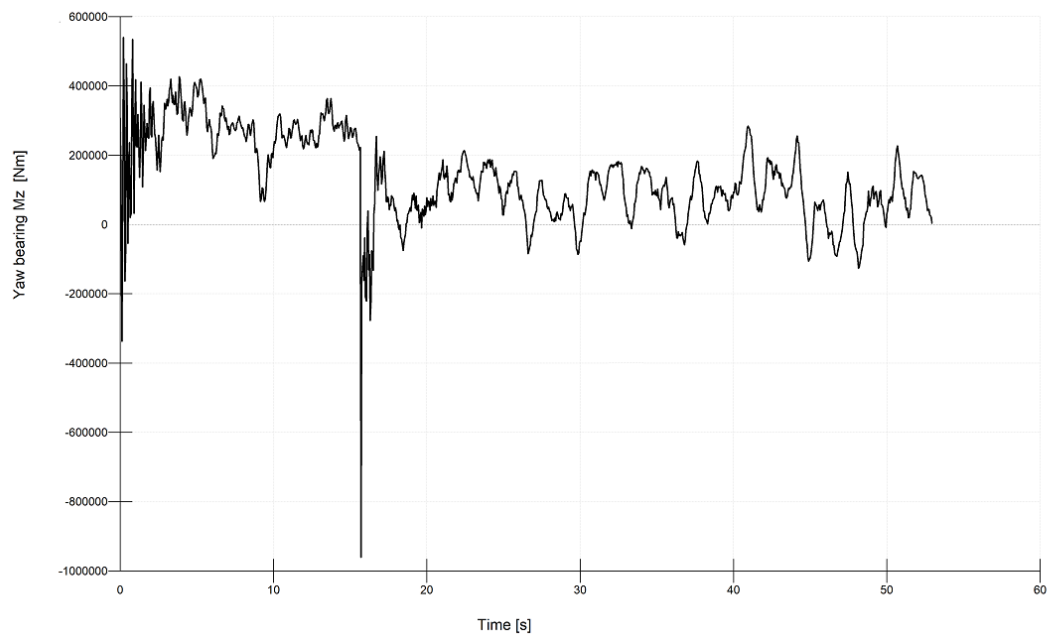
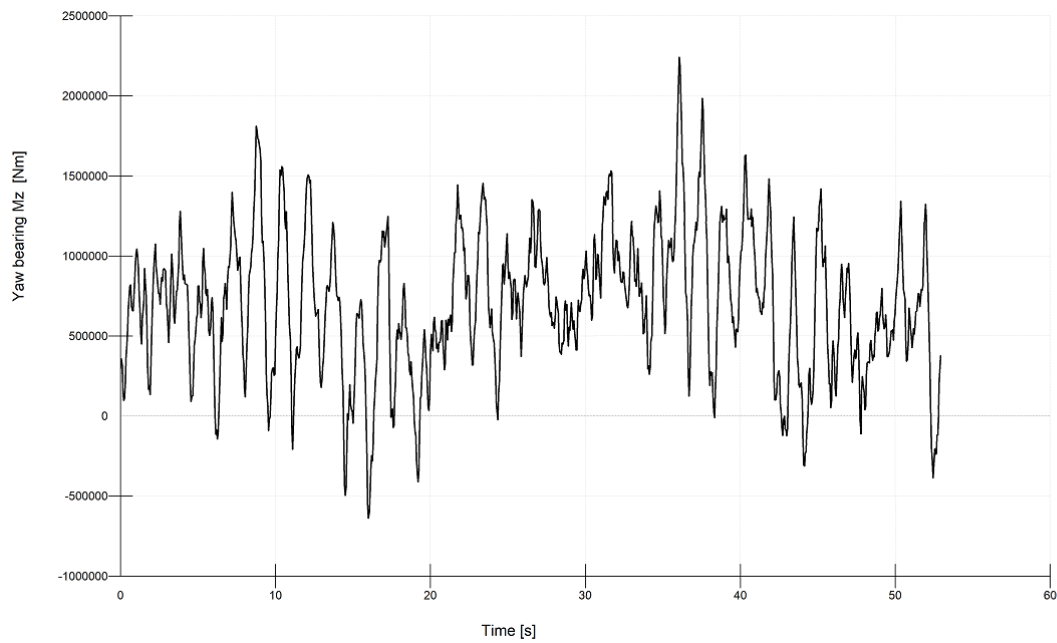


Imagen 80: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 3,5 m/s y con sistema de guiñada rígido



Bladed Educational - Licensed to: Universidad Pontificia de Comillas

Imagen 81: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 3,5 m/s y con sistema de guiñada flexible



Bladed Educational - Licensed to: Universidad Pontificia de Comillas

Imagen 82: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 10,15 m/s y sin sistema de guiñada

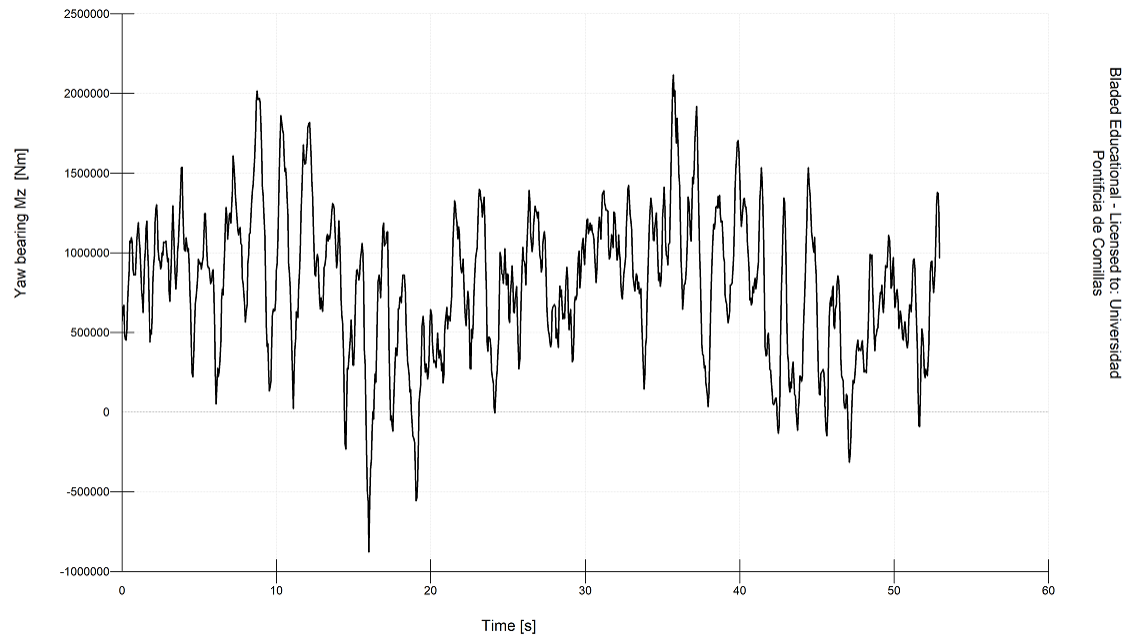


Imagen 83: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 10,15 m/s y con sistema de guiñada rígido

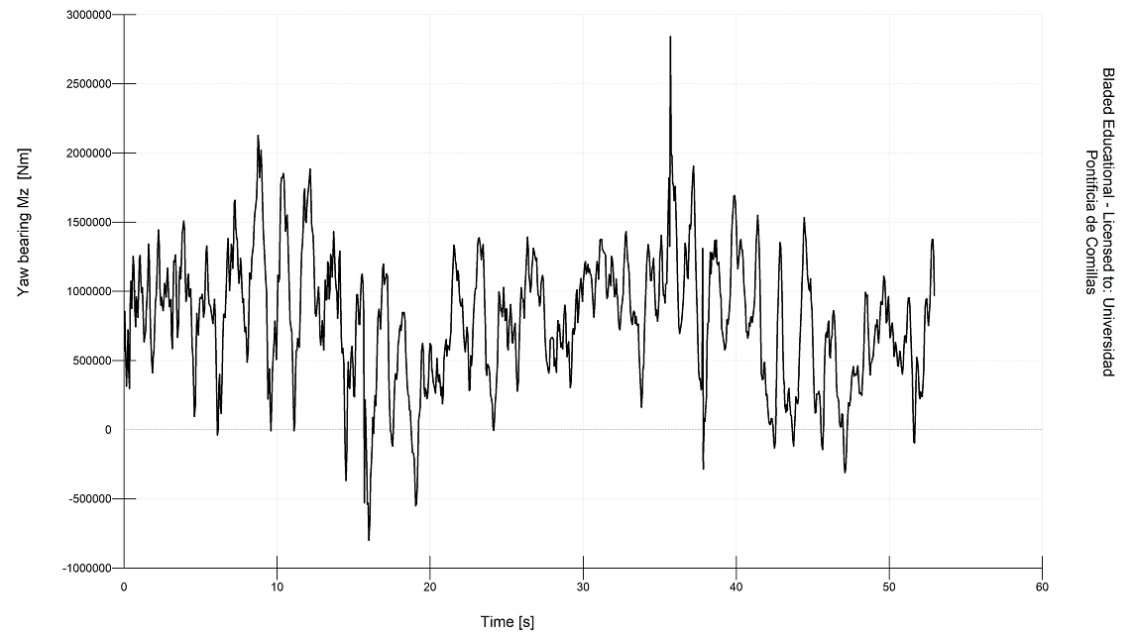
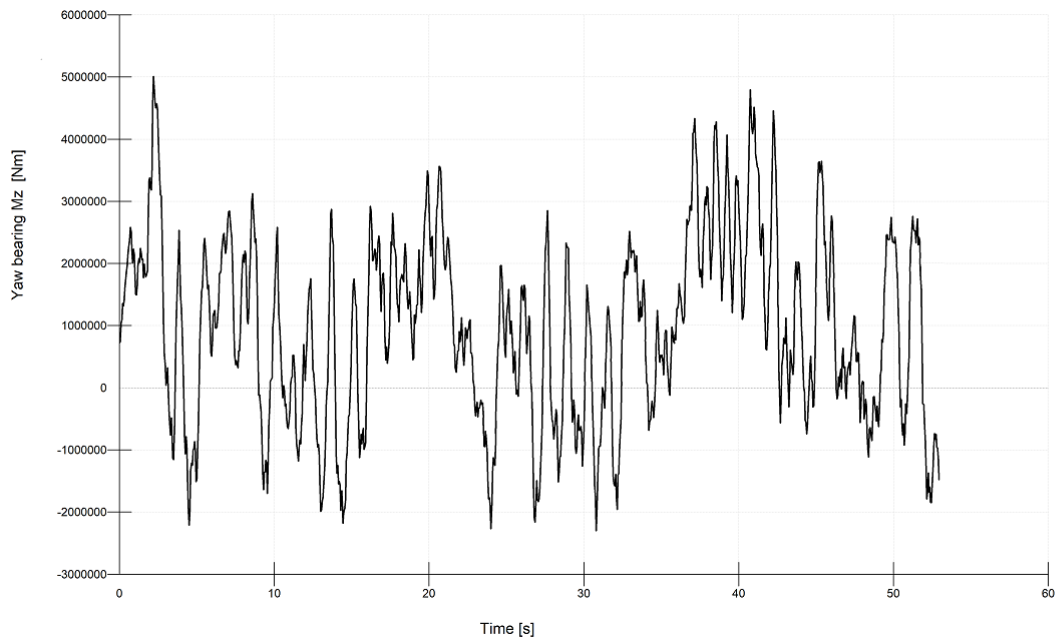
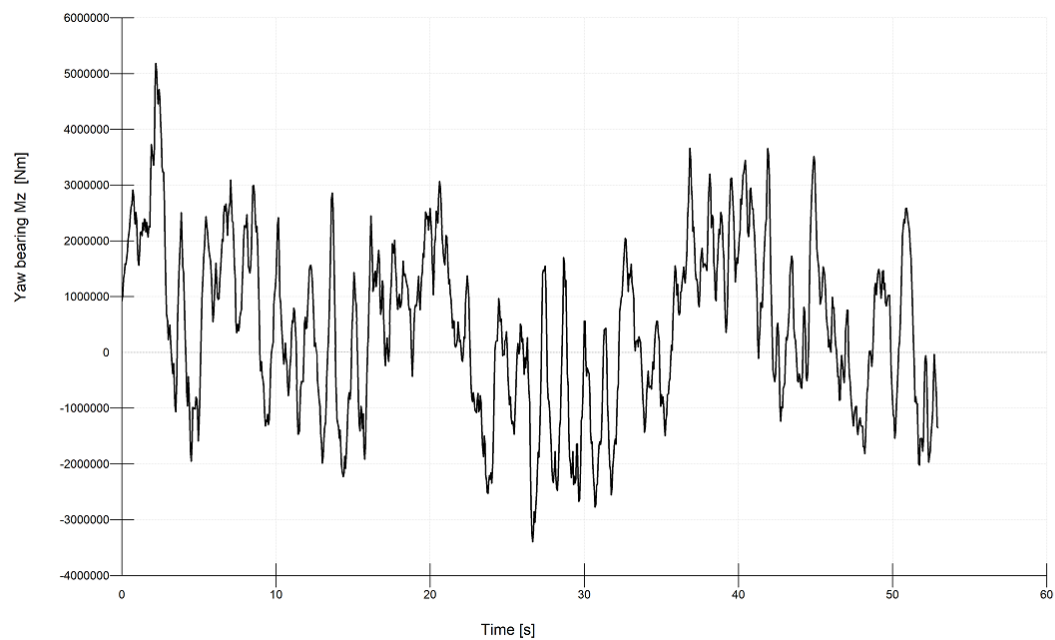


Imagen 84: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 10,15 m/s y con sistema de guiñada flexible



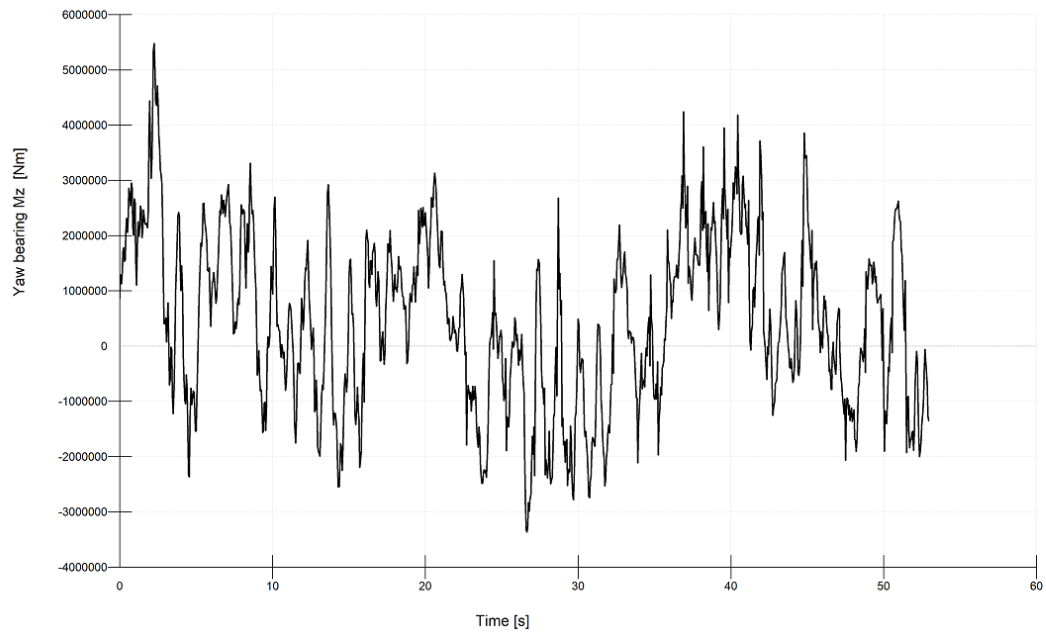
Bladed Educational - Licensed to: Universidad
Pontificia de Comillas

Imagen 85: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 30 m/s y sin sistema de guiñada



Bladed Educational - Licensed to: Universidad
Pontificia de Comillas

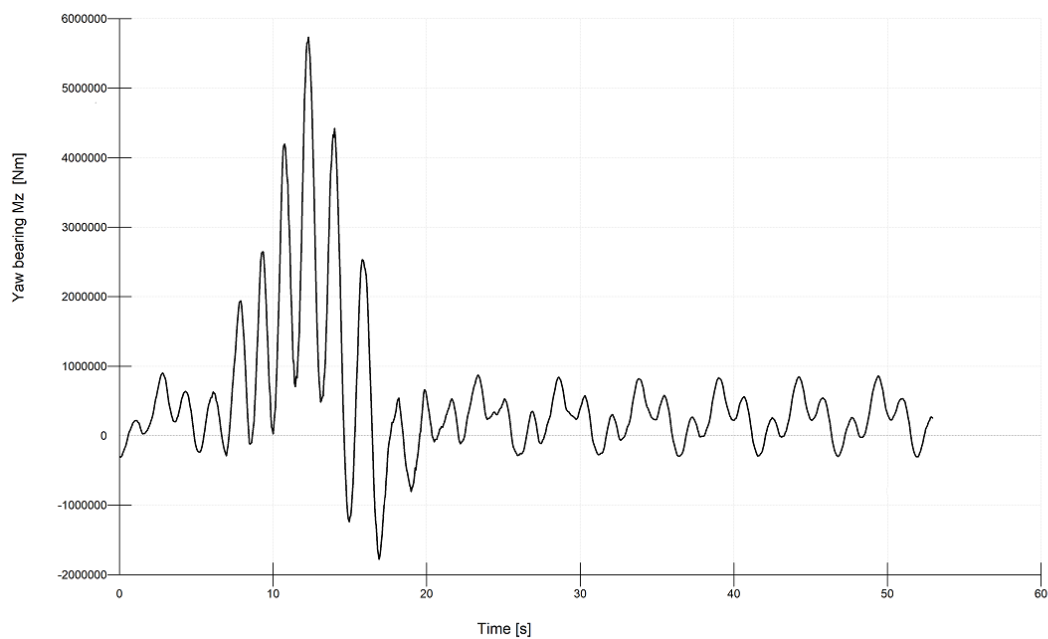
Imagen 86: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 30 m/s y con sistema de guiñada
rígido



Bladed Educational - Licensed to: Universidad
Pontificia de Comillas

Imagen 87: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 30 m/s y con sistema de guiñada flexible

- DLC 1.3



Bladed Educational - Licensed to: Universidad
Pontificia de Comillas

Imagen 88: Representación del par sobre el eje Z con un viento ECD y sin sistema de guiñada

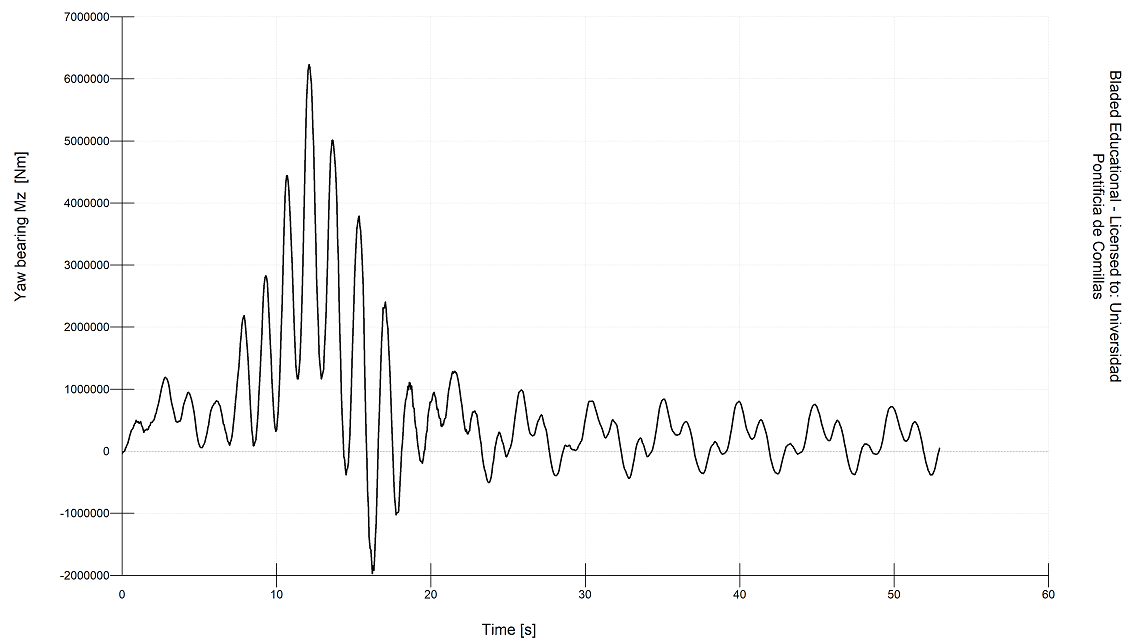


Imagen 89: Representación del par sobre el eje Z con un viento ECD y con sistema de guiñada rígido

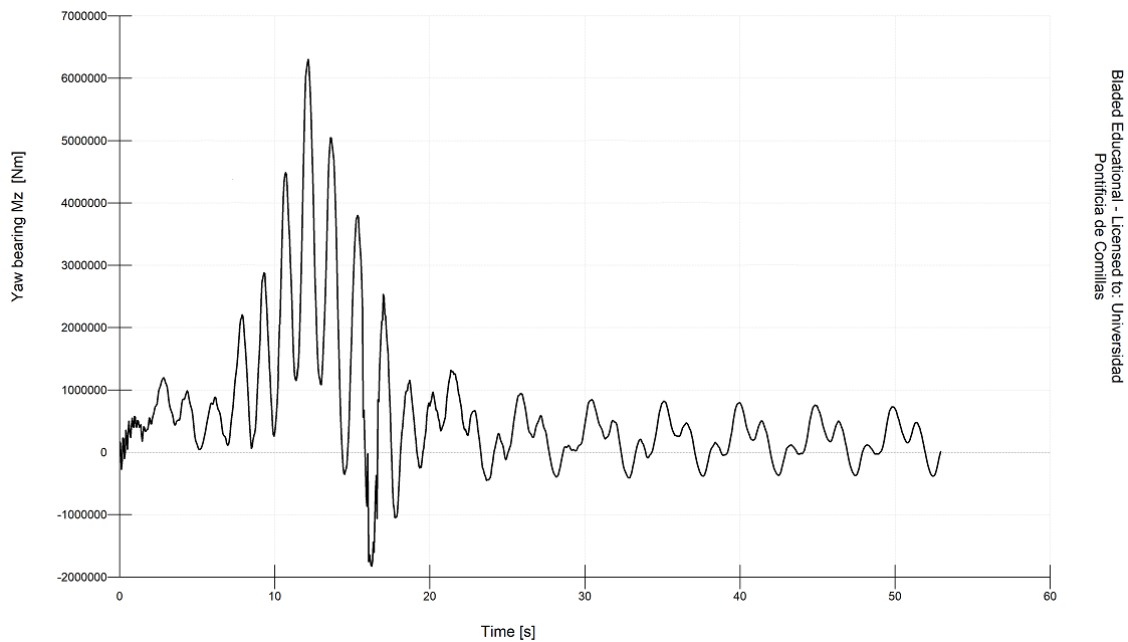
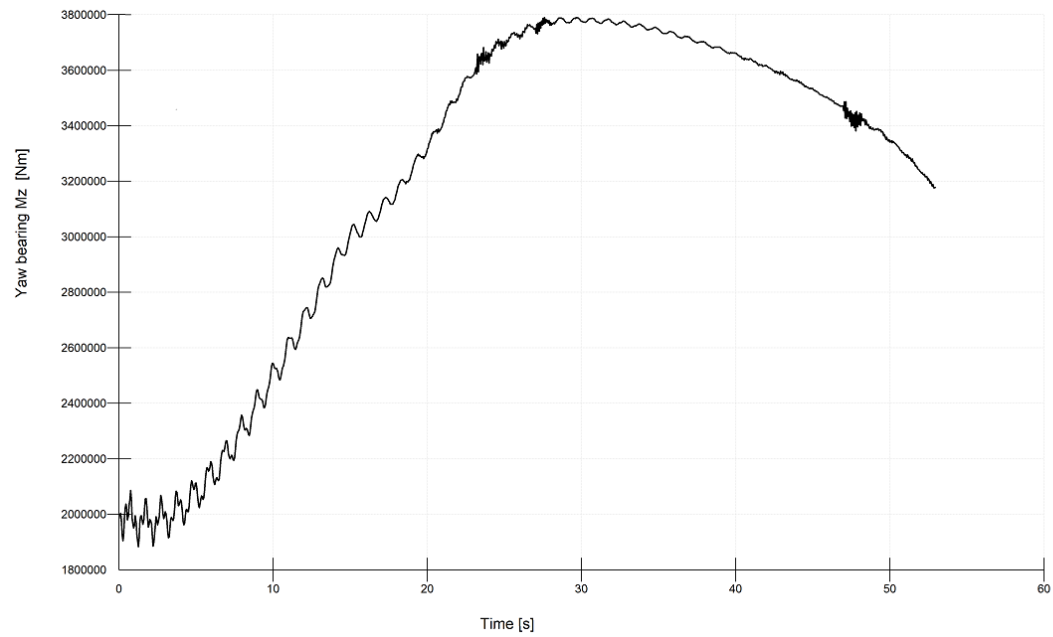


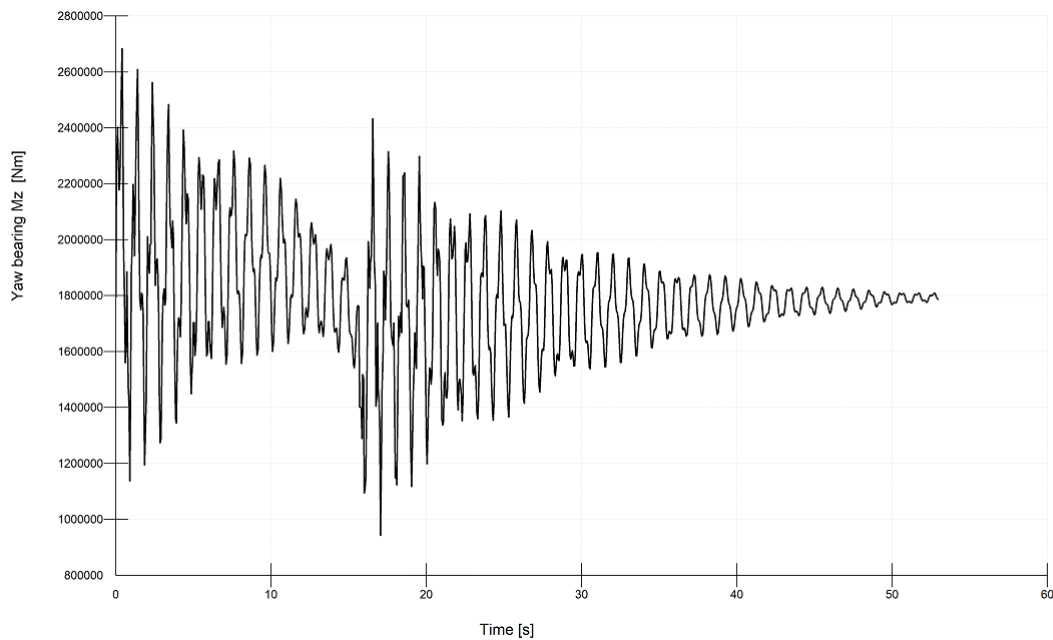
Imagen 90: Representación del par sobre el eje Z con un viento ECD y con sistema de guiñada flexible

- DLC 6.1



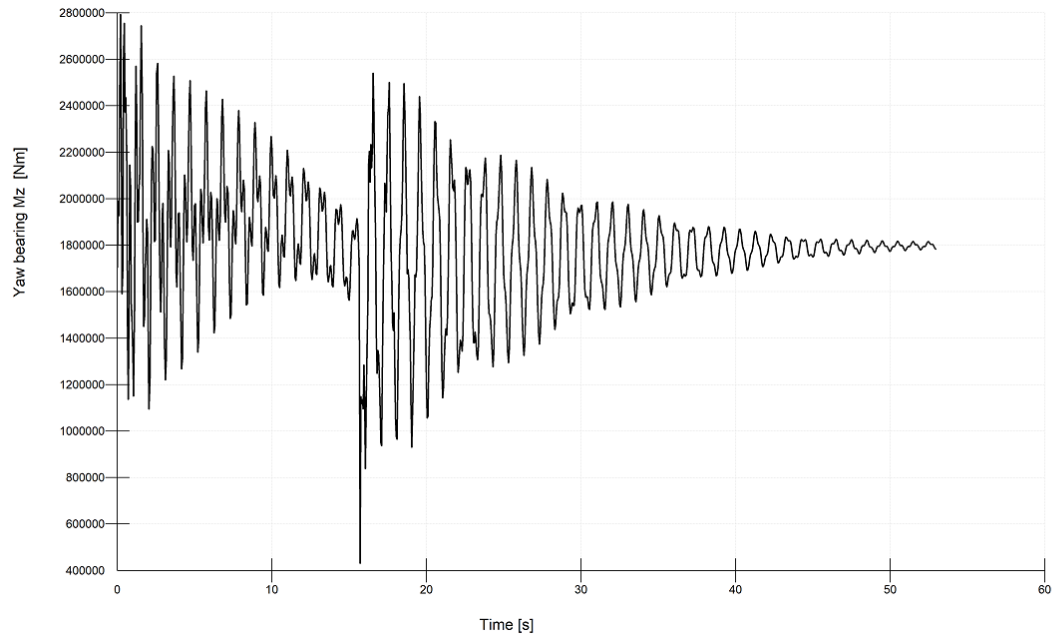
Bladed Educational - Licensed to: Universidad
Pontificia de Comillas

Imagen 91: Representación del par sobre el eje Z con un viento EWM y sin sistema de guiñada



Bladed Educational - Licensed to: Universidad
Pontificia de Comillas

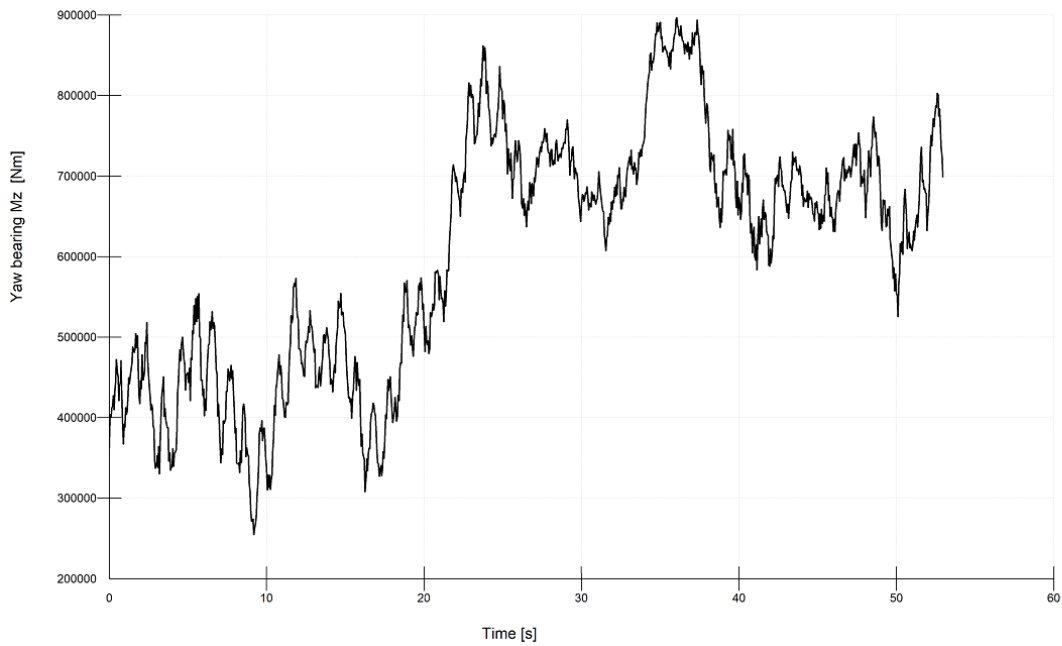
Imagen 92: Representación del par sobre el eje Z con un viento EWM y con sistema de guiñada rígido



Bladed Educational - Licensed to: Universidad
Pontificia de Comillas

Imagen 93: Representación del par sobre el eje Z con un viento EWM y con sistema de guiñada flexible

- DLC 6.4



Bladed Educational - Licensed to: Universidad
Pontificia de Comillas

Imagen 94: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 30 m/s y sin sistema de guiñada

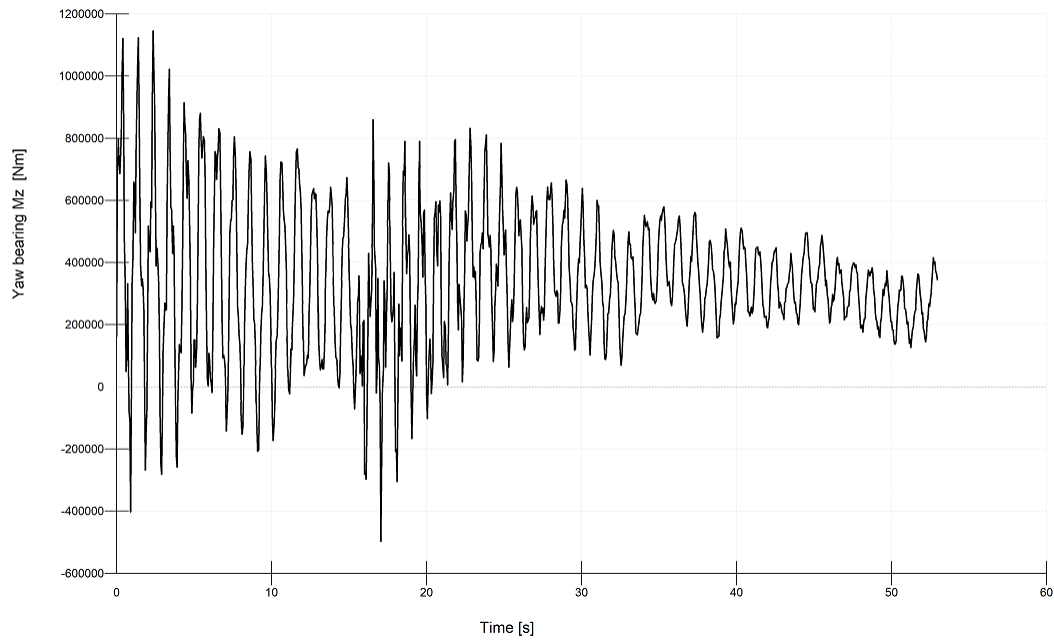


Imagen 95: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 30 m/s y con sistema de guiñada rígido

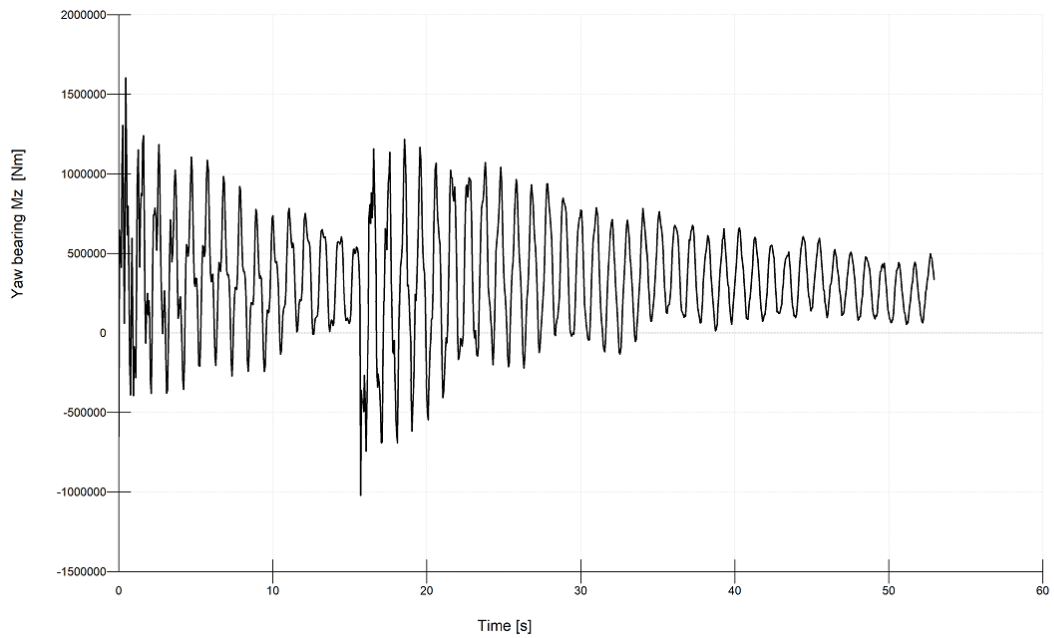


Imagen 96: Representación del par sobre el eje Z con un viento de 30 m/s y con sistema de guiñada flexible

ANEXO VI: PLANO DE LA CORONA DENTADA

MODIFICAR POR EL PLANO .PDF

