



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO SISTEMA DE GUIÑADA DE UN AEROGENERADOR MARINO

Autor: Isabel Tabernero Soto

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Sistema de guiñada de un aerogenerador marino

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/25 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.: Isabel Tabernero Soto

Fecha: 07/07/2025

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'ISABEL' with a stylized flourish at the end.

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Juan Antonio Talavera Martín'.

Fdo.: Juan Antonio Talavera Martín

Fecha: 12 / 07 / 2025



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Sistema de guiñada de un aerogenerador marino

Autor: Isabel Tabernero Soto

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Agradecimientos

Quisiera expresar mi agradecimiento a todas las personas que me han apoyado a lo largo de la carrera y en la elaboración del TFG. Entre ellas quería agradecer a mis padres con su apoyo sus ánimos constantes. Por último, también me gustaría agradecer a mis amigos que me han apoyado a lo largo de toda esta etapa.

SISTEMA DE GUIÑADA DE UN AEROGENERADOR MARINO

Autor: Tabernero Soto, Isabel.

Director: Talavera Martín, Juan Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo desarrolla y optimiza el sistema de guiñada de un aerogenerador marino de 5,5 MW, con ayuda del software BLADED. A partir de un modelo previamente definido, se realizan simulaciones bajo condiciones extremas para minimizar las cargas extremas. El diseño final combina un sistema de guiñada flexible con resorte lineal, seis motores eléctricos y un cojinete optimizado, cumpliendo los requisitos de la certificación offshore GL.

Palabras clave: aerogenerador marino, sistema de guiñada, BLADED, control de orientación, offshore wind.

1. Introducción

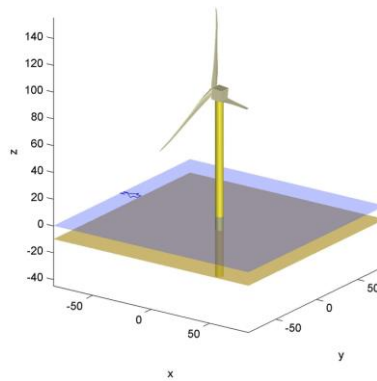
La energía eólica marina ofrece mayor eficiencia gracias a vientos más constantes y elevados, aunque esto conlleva a mayores exigencias técnicas. Uno de sus componentes clave es el sistema de guiñada, responsable de mantener la góndola alineada con el viento. Un mal alineamiento reduce significativamente la producción energética y puede generar sobrecargas estructurales, por lo que su diseño debe equilibrar precisión, robustez y resistencia a cargas extremas.

2. Definición del proyecto

El objetivo es desarrollar una solución técnica viable y optimizada para el sistema de guiñada. El trabajo incluye el modelado partiendo de unas especificaciones definidas de la turbina en el entorno BLADED. En esta se harán simulaciones de condiciones extremas de operación que permitirán evaluar los efectos de distintas configuraciones del sistema de guiñada. Por último, a partir de las cargas previamente analizadas se diseñará el cojinete y los motores, siempre siguiendo la certificación GL.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El modelo desarrollado en BLADED reproduce un aerogenerador completo. En él se implementan tres configuraciones distintas de guiñada: rígida, flexible mediante resorte lineal y flexible mediante acumulador hidráulico. El modelo permite simular ráfagas, turbulencias, desalineamientos y oleaje, para evaluar el comportamiento dinámico del sistema.



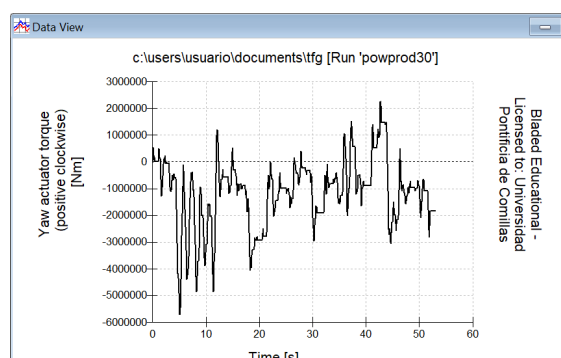
Modelo en BLADED

4. Resultados

Analizando los casos definidos por la normativa GL se simularon los casos considerados más extremos. Estos fueron cuando el aerogenerador está produciendo energía y se enfrenta a una turbulencia (DCL 1.1) y a una ráfaga (DCL 1.3).

En la elección de mecanismo de guiñada, se descartó un sistema pasivo por su baja precisión, y un sistema rígido por transmitir altos esfuerzos al cojinete. La opción más equilibrada fue un sistema flexible con resorte lineal, que reduce significativamente los picos de carga y mejora el comportamiento dinámico. Esta configuración actúa como un sistema de amortiguación pasiva que limita las cargas inducidas por ráfagas de viento o errores de control, favoreciendo una distribución más progresiva de los esfuerzos.

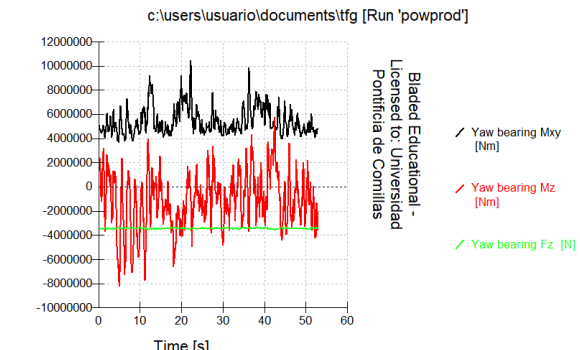
En cuanto al número de motores necesarios, se partió de una configuración inicial de ocho motores. Tras simular los casos de carga, el par máximo aplicado al actuador fue en el caso DLC 1.1 con el viento a 30m/s con $M_{zm\acute{a}x} = -5,696 \cdot 10^6$ Nm.



Torque del actuador de guiñada frente al caso máximo: DCL1.1 a 30m/s de viento

Los resultados mostraron que una configuración de seis motores era suficiente para aportar el par necesario con margen de seguridad. Además, el número par de motores implica una distribución de masas simétrica que evitará un desajuste en la distribución de masas general del aerogenerador.

Por último, el dimensionamiento del cojinete se ha llevado a cabo a partir del caso de carga más desfavorable, el DLC 1.1 con viento constante de 30 m/s. Este caso representa una condición extrema dentro del régimen de operación normal, generando el momento flector máximo sobre el sistema.



Valores de flector máximo (M_{xy}), torsor (M_z) y axil (F_z) bajo condiciones DCL 1.1 a 30 m/s.

Para el análisis estructural, el cojinete se ha modelado como un anillo de sección anular. Entre los esfuerzos evaluados, la torsión resultó ser el factor limitante, imponiendo un espesor mínimo de 3 mm para mantener las tensiones dentro de los límites admisibles.

5. Conclusiones

Este proyecto ha analizado el funcionamiento de un aerogenerador marino, abarcando sus aspectos aerodinámicos, eléctricos y especialmente mecánicos. Se ha analizado la extracción de potencia y el control activo, destacando la limitación teórica del 59,3 % según el límite de Betz y las pérdidas reales observadas en simulación. También se ha estudiado el control por regiones mediante el sistema de paso y control de torque, clave para adaptar la regulación a diferentes velocidades de viento. Se ha evaluado las diferencias entre los mecanismos de guiñadas y los motores necesarios. El análisis de cargas extremas ha sido crucial para dimensionar el cojinete. Se ha entendido el papel de los engranajes en la transmisión de par, y se ha diseñado un sistema eléctrico considerando los costes que conlleva.

6. Referencias

- [1] Germanischer Lloyd. *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines*, Edition 2012. Hamburg, Germany: GL Renewables Certification.
<https://rules.dnv.com/docs/pdf/GL/Offshore/2012-06.pdf>
- [2] DNV (ex-GL). *Bladed User Manual*. Versión 4.10. TNO – DNV Renewables Certification, 2022.
- [3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. *Estrategia para el desarrollo de la eólica marina y de las energías del mar en España*. Gobierno de España, 2021. <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/estrategias/estrategia-eolica-marina/>

YAW SYSTEM FOR AN OFFSHORE WIND TURBINE

Author: Tabernero Soto, Isabel

Supervisor: Talavera Martín, Juan Antonio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project develops and optimizes the yaw system of a 5.5 MW offshore wind turbine using BLADED software. Starting from a predefined model, simulations are performed under extreme operating conditions to minimize structural loads. The final design features a flexible yaw system with a linear spring, six electric motors, and an optimized bearing, fully compliant with GL offshore certification requirements.

Keywords: offshore wind turbine, yaw system, BLADED, orientation control, structural simulation, offshore wind

1. Introduction

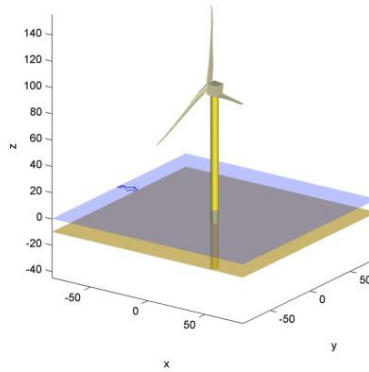
Offshore wind energy offers greater efficiency due to stronger and more consistent winds, but it also presents higher technical demands. One of its key components is the yaw system, which is responsible for keeping the nacelle aligned with the wind direction. Poor alignment can significantly reduce energy production and lead to structural overloads, making it essential to design the system with a balance of precision, robustness, and resistance to extreme loads.

2. Project Definition

The objective is to develop a technically viable and optimized solution for the yaw system, based on predefined specifications. The project involves modeling the turbine in the BLADED environment, simulating extreme operating conditions, and evaluating different yaw system configurations. Finally, based on the analyzed loads, the bearing and motors are designed to ensure compliance with GL certification standards.

3. Description of the model

The model developed in BLADED represents a complete wind turbine. It includes three different yaw system configurations: rigid, flexible with a linear spring, and flexible with a hydraulic accumulator. The model enables the simulation of gusts, turbulence, misalignments, and wave loads to evaluate the dynamic behavior of the system.



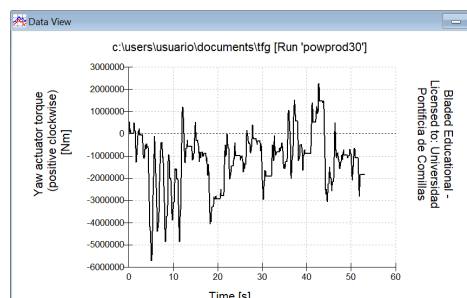
Model in Bladed

4. Results

The most extreme scenarios defined by the GL certification were selected for simulation: one in which the wind turbine is generating power while subjected to turbulence (DLC 1.1), and another involving a gust event (DLC 1.3).

For the yaw mechanism selection, a passive system was ruled out due to its low precision, and a rigid system was dismissed for transmitting high loads to the bearing. The most balanced option was a flexible system with a linear spring, which significantly reduces peak loads and improves dynamic performance without the complexity of a hydraulic solution. This configuration acts as a passive damping system, mitigating loads caused by wind gusts or control errors and promoting a smoother load distribution.

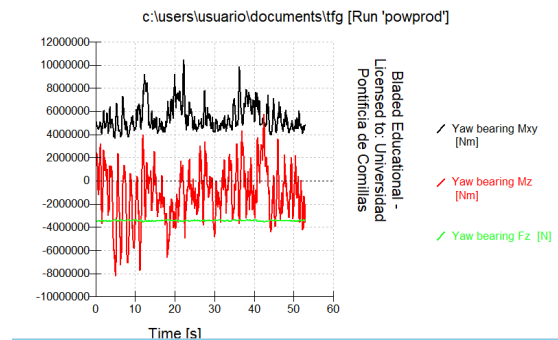
Regarding the number of required motors, the initial configuration included eight. After simulating the load cases, the maximum torque applied to the actuator was $M_z = -5.696 \times 10^6$ Nm under DLC 1.1 with wind speeds of 30 m/s.



Yaw actuator torque under the maximum case: DCL1.1 at 30 m/s wind speed.

The results showed that a six-motor configuration was sufficient to deliver the required torque with an appropriate safety margin. Additionally, using an even number of motors ensures symmetrical mass distribution, helping to avoid imbalances in the overall mass layout of the turbine.

Finally, the bearing was dimensioned based on the most demanding load case—DLC 1.1 with a constant wind speed of 30 m/s. This scenario represents an extreme condition within normal operating limits and generates the maximum bending moment on the system.



Maximum bending moment (M_{xy}), torsional moment (M_z), and axial force (F_z) values under DCL 1.1 conditions at 30 m/s.

For the structural analysis, the bearing was modeled as a circular ring with an annular cross-section. Among the evaluated loads, torsion proved to be the limiting factor, requiring a minimum thickness of 3 mm to keep stresses within allowable limits.

4. Conclusions

This project has analyzed the operation of an offshore wind turbine, covering its aerodynamic, mechanical, and electrical aspects. It examined power extraction and active control, highlighting the theoretical 59.3% efficiency limit defined by Betz's law and the real-world losses observed in simulation. Region-based control strategies were also studied, as they are essential for adapting power output to varying wind speeds. The project assessed different yaw mechanisms and the required number of motors. The analysis of extreme loads was critical for sizing the bearing, especially under torsional stress. The role of gears in torque transmission was understood, and the electrical system was designed with cost considerations in mind.

5. References

- [1] Germanischer Lloyd. *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines*, Edition 2012. Hamburg, Germany: GL Renewables Certification.
<https://rules.dnv.com/docs/pdf/GL/Offshore/2012-06.pdf>
- [2] DNV (ex-GL). *Bladed User Manual*. Versión 4.10. TNO – DNV Renewables Certification, 2022.
- [3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. *Estrategia para el desarrollo de la eólica marina y de las energías del mar en España*. Gobierno de España, 2021.
<https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/estrategias/estrategia-eolica-marina/>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	10
Capítulo 2. Estado del arte	13
2.1 Objetivos del proyecto.....	13
2.2 Historia de las turbinas eólicas	14
2.3 Relación con los objetivos para el desarrollo sostenible (ODS)	18
2.4 Clasificación y caracterización de los aerogeneradores	19
2.4.1 Según la orientación del eje de rotación	19
2.4.2 Según la ubicación de la instalación.....	20
2.4.3 Según la escala de potencia	22
2.4.4 Según el sistema de transmisión y el tipo de generador.....	22
2.4.5 Según el sistema de control de potencia.....	23
2.4.6 Según el sistema de guiñada.....	24
2.5 Componentes de un aerogenerador	25
2.5.1 Rotor.....	26
2.5.2 Góndola.....	27
2.5.3 Torre.....	27
2.5.4 Cimentación offshore.....	27
Capítulo 3. Estado de la Cuestión	28
3.1 Modelo en Bladed	28
3.1.1 Perfil aerodinámico.....	29
3.1.2 Palas	31
3.1.3 Rotor y buje	36
3.1.4 Torre.....	41
3.1.5 Tren de potencia.....	42
3.1.6 Góndola.....	46
3.1.7 Control.....	48
3.1.8 Sistema de guiñada.....	52
3.1.9 Análisis modal	54
3.1.10 Viento.....	56

3.1.11 Olas y corrientes.....	63
3.2 Ajuste del control PI.....	66
3.2.1 Control de par (torque control).....	68
3.2.2 Control de paso (pitch control)	72
3.3 Análisis de cargas extremas	74
3.3.1 DLC 1.1: Normal turbulence model.....	75
3.3.2 DLC 1.3: Extreme coherent gust with direction change	80
Capítulo 4. Optimización del sistema de guiñada	86
4.1 Dimensionamiento del sistema de guiñada	86
4.2 Dimensionamiento del tamaño del cojinete	88
4.2.1 Torsión.....	91
4.2.2 Flexión.....	91
4.3 Elecciones de componentes del sistema eléctrico	92
4.3.1 Elección de los motores del sistema de guiñada	92
4.3.2 Sistema de control	93
4.3.3 Protecciones	94
4.3.4 Cableado	95
4.4 Costes económicos	96
Capítulo 5. CÁLCULOS.....	97
5.1 Dimensiones de la torre	97
5.2 Altura del centro de masas relativa a lo alto de la torre	98
5.3 Inercias	98
5.3.1 Inercia del rotor	98
5.3.2 Inercia del estator.....	99
5.3.3 Inercia del buje.....	100
5.3.4 Inercia de la góndola.....	101
5.3.5 Inercia de la transmisión.....	103
5.4 Coeficientes de arrastre	104
5.4.1 Hub	104
5.4.2 Torre.....	105
5.4.3 Góndola.....	105
5.5 Par máximo	105

5.6 Pérdidas del par mecánico	106
5.7 Modo óptimo de ganancia	106
5.8 Fricción del sistema de guiñada	107
5.9 Dimensiones de los engranajes del sistema de guiñada.	107
5.10 Relación de engranajes.....	110
Capítulo 6. Conclusión.....	111
Capítulo 7. Bibliografía.....	113
ANEXO I: Especificaciones preliminares del aerogenerador marino.....	115
ANEXO II: Especificaciones de las palas	123
ANEXO III: Casos de carga (DCL: Design load cases)	130

Índice de figuras

Figura 1: Construcción de instalaciones eólicas en Europa y China [5]	10
Figura 2: Coeficiente de potencia según el desalineamiento del aerogenerador [2]	11
Figura 3: Molino vertical persa [6]	14
Figura 4: Turbina eólica de Charles F. Brush [7].	15
Figura 5: Funcionamiento del eje vertical Savonius [8]	16
Figura 6: Diferencia entre modelo Savonius y Daerrieus [9]	16
Figura 7: Primer aerogenerador de tres palas [10]	17
Figura 8: Localidades permitidas para la construcción de un parque eólico [11]	21
Figura 9: Viento medio en Granadilla/Arico midiendo el día a 100m [12]	21
Figura 10: Relación de velocidades de las palas y viento [13]	24
Figura 11: Barra de elementos en BLADED	28
Figura 12: Cálculos posibles en BLADED	29
Figura 13: Datos de perfiles aerodinámicos	30
Figura 14: Información general de las palas en BLADED	32
Figura 15: Geometría de las palas	33
Figura 16: Distribución de masas de las palas en BLADED	34
Figura 17: Pestaña de la turbina y rotor en BLADED	36
Figura 18: Pestaña del buje en BLADED	39
Figura 19: Pestaña en BLADED de las especificaciones de la torre	41
Figura 20: Pestaña de transmisión en BLADED	43
Figura 21: Pestaña "Electrical" de BLADED	44
Figura 22: Pestaña de pérdidas del generador en BLADED	45
Figura 23: Pestaña de la góndola en BLADED	46
Figura 24: Pestaña del control en BLADED	48
Figura 25: Pestaña del mecanismo de guiñada en BLADED	52
Figura 26: Pestaña del modal en BLADED	55

Figura 27: Pestaña de modal damping en BLADED	56
Figura 28: Pestaña para definir una turbulencia en BLADED	57
Figura 29: Pestaña para definir turbulencia a lo largo del tiempo en BLADED	59
Figura 30: Pestaña para definir viento transitorio en BLADED	60
Figura 31: Pestaña para definir perfil de viento en BLADED	61
Figura 32: Pestaña para definir el viento a lo largo del año en BLADED	62
Figura 33: Pestaña para definir las corrientes en BLADED	64
Figura 34: Pestaña para definir las olas en BLADED	65
Figura 35: Pestaña para definir el oleaje en BLADED	66
Figura 36: Escalón de viento de 7 a 11m/s	69
Figura 37: Oscilación elevada de la salida de la potencia medida	69
Figura 38: Comienzo de oscilación en la salida de la potencia medida	70
Figura 39: Salida de la potencia medida inestable	70
Figura 40: Salida ajustada de la potencia medida gracias al control de par	71
Figura 41: Valores del control PI de par	71
Figura 42: Turbulencia del viento con media de 15m/s	72
Figura 43: Salida con oscilación de la potencia medida en región de control de paso	72
Figura 44: Escalón de viento de 14 a 18m/s	73
Figura 45: Salida inestable de la potencia medida en región de control de paso	73
Figura 46: Salida ajustada de la potencia medida bajo control de paso	74
Figura 47: Valores del control PI del control de paso	74
Figura 48: Turbulencia de viento con media de 30 m/s	77
Figura 49: Valor de la magnitud velocidad del viento frente a una ráfaga de viento para caso DLC 1.3 partiendo de 3,5m/s	82
Figura 50: Valor de la magnitud velocidad del viento frente a una ráfaga de viento para caso DLC 1.3 partiendo de 30m/s	82
Figura 51: Valor de la dirección del viento frente a una ráfaga de viento para caso DLC 1.3 partiendo de 0°	83
Figura 52: Torque del actuador de guiñada frente al caso DCL1.1 a 30m/s de viento	87
Figura 53: Coordenadas usadas en BLADED respecto al sistema de guiñada [15]	89

Figura 54: Momentos x e y de carga producidos en el cojinete de guiñada	90
Figura 55: Motor WEG W22 132 M/L 6 IE3 [16]	92
Figura 56: Modelo de un sistema de guiñada [22]	108

Índice de ecuaciones

Ecuación 1: Potencia extraída del viento.....	12
Ecuación 2: Ley de potencia.....	62
Ecuación 3: Desviación estándar de la componente longitudinal del viento	76
Ecuación 4: Magnitud de la velocidad del viento en el caso DCL 1.3.....	81
Ecuación 5: Cambio de dirección según la velocidad en el caso DCL 1.3.	81
Ecuación 6: Dirección del viento a lo largo del caso DCL 1.3.	81
Ecuación 7: Cálculo del número de motores necesarios	87
Ecuación 8: Par total del sistema de motores	87
Ecuación 9: Dimensionamiento frente a torsión en un eje	91
Ecuación 10: Fórmula de Navier para dimensionar a flexión considerando axil y flector .	91
Ecuación 11: Módulo resistente total a flexión en los ejes x e y para una sección anular ..	91
Ecuación 12: Área de la sección transversal de un tubo circular	92
Ecuación 13: Relación entre la masa de la torre y diámetro exterior de un cilindro hueco	97
Ecuación 14: Producto de inercia del eje longitudinal de un cilindro hueco	99
Ecuación 15: Producto de inercia respecto al eje transversal de un cilindro hueco	99
Ecuación 16: Relación entre la masa de la torre y diámetro exterior de un cilindro macizo	101
Ecuación 17: Producto de inercia del eje longitudinal de un cilindro macizo	101
Ecuación 18: Producto de inercia del eje transversal de un cilindro macizo	101
Ecuación 19: Relación entre el par y la potencia y velocidad	105
Ecuación 20: Coeficiente de ganancia óptimo en un sistema de control	106
Ecuación 21: Cálculo de la fuerza de rozamiento	107

Índice de tablas

Tabla 1: Relación entre el tip speed y el coeficiente de potencia.....	49
Tabla 2: Relación de la potencia y la velocidad del viento	67
Tabla 3: Parámetros básicos para las clases de turbulencia de viento.....	76
Tabla 4: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes norte y con viento de 3,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1	77
Tabla 5: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes norte y con viento de 12,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1	77
Tabla 6: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes norte y con viento de 30m/s en el caso de cargas de DLC 1.1	78
Tabla 7: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes este y con viento de 3,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1	78
Tabla 8: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes este y con viento de 12,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1	78
Tabla 9: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes este y con viento de 30m/s en el caso de cargas de DLC 1.1	78
Tabla 10: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes sur y con viento de 3,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1	78
Tabla 11: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes sur y con viento de 12,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1	79
Tabla 12: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes sur y con viento de 30m/s en el caso de cargas de DLC 1.1	79
Tabla 13: Cargas sobre el sistema de guiñada con sistema rígido con viento norte, corrientes norte y con viento de 12,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1.	79
Tabla 14: Cargas sobre el sistema de guiñada con sistema flexible de resorte lineal con viento norte, corrientes norte y con viento de 12,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1	80

Tabla 15: Tabla 14: Cargas sobre el sistema de guiñada con sistema flexible hidráulico con viento norte, corrientes norte y con viento de 12,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1 ...	80
Tabla 16: Cargas sobre el sistema de guiñada activo con viento norte, corrientes norte y con viento de 30m/s en el caso de cargas de DLC 1.1	80
Tabla 17: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema rígido en el caso de viento a 3,5m/s para el DCL 1.3.....	83
Tabla 18: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema rígido en el caso de viento a 12,5m/s para el DCL 1.3.....	83
Tabla 19: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema rígido en el caso de viento a 30m/s para el DCL 1.3.....	84
Tabla 20: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema flexible de resorte lineal en el caso de viento a 3,5m/s para el DCL 1.3	84
Tabla 21: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema flexible de resorte lineal en el caso de viento a 12,5m/s para el DCL 1.3	84
Tabla 22: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema flexible de resorte lineal en el caso de viento a 30m/s para el DCL 1.3	84
Tabla 23: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema flexible hidráulico en el caso de viento a 3,5m/s para el DCL 1.3	85
Tabla 24: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema flexible hidráulico en el caso de viento a 12,5m/s para el DCL 1.3	85
Tabla 25: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema flexible hidráulico en el caso de viento a 30m/s para el DCL 1.3	85
Tabla 26: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema desactivado en el caso de viento a 30m/s para el DCL 1.3	85
Tabla 27: Especificaciones técnicas del tipo de motor usado para el sistema de guiñada ..	93
Tabla 28: Especificaciones técnicas del tipo de control usado para el sistema de guiñada	94
Tabla 29: Costes valorados para el equipo de guiñada.....	96
Tabla 30: Coeficientes de arrastre de un cilindro con viento incidente transversal	104
Tabla 31: Coeficientes de arrastre de un cilindro con viento incidente longitudinal	104

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La transición hacia las energías renovables es una de las mayores urgencias del siglo XXI, impulsada por la necesidad de mitigar el cambio climático y reducir la dependencia de fuentes de energía fósiles. Dentro de este contexto, la energía eólica ha emergido como una de las fuentes más prometedoras para alcanzar estos objetivos sostenibles. La energía eólica no solo es abundante y limpia, sino que, a diferencia de otras fuentes renovables, como la solar, tiene el potencial de generar grandes cantidades de electricidad de manera continua, ya que los vientos son una fuente constante de energía, especialmente en áreas costeras y marinas. En la siguiente gráfica se puede contemplar la construcción de instalaciones eólicas en los últimos años en el mundo en GW.



Figura 1: Construcción de instalaciones eólicas en Europa y China [5]

En particular, la energía eólica marina ha ganado relevancia en los últimos años debido a su mayor eficiencia en comparación con los aerogeneradores terrestres, debido a la intensidad y estabilidad del viento en alta mar. La mayor velocidad y estabilidad del viento en alta mar,

combinadas con la posibilidad de instalar aerogeneradores de gran potencia sin restricciones geográficas o urbanísticas, hacen que esta tecnología permita alcanzar factores de capacidad superiores al 40%, contribuyendo de forma decisiva al aumento de la generación renovable global. No obstante, el aprovechamiento de estos recursos requiere de tecnología avanzada y de sistemas altamente especializados que son diseñados para operar en condiciones extremas, tales como vientos de alta variabilidad, corrosión salina y agitación del mar.

Dentro de estos sistemas, uno de los subsistemas más críticos para garantizar una operación eficiente es el sistema de guiñada (yaw system). Este mecanismo permite orientar el rotor del aerogenerador en función de la dirección del viento, con el objetivo de maximizar la energía capturada y reducir las cargas mecánicas sobre la estructura. La importancia de este sistema radica en que incluso pequeñas desviaciones en la orientación del rotor con respecto al viento pueden provocar pérdidas significativas de potencia y un aumento del desgaste estructural. Por ejemplo, una desalineación de 10° puede reducir la producción energética hasta un 3%, y generar cargas desequilibradas sobre el buje y la góndola. La siguiente tabla muestra como dependiendo del ángulo de desalineamiento cambia drásticamente el coeficiente relacionado con la potencia al depender del coseno al cubo de este ángulo.

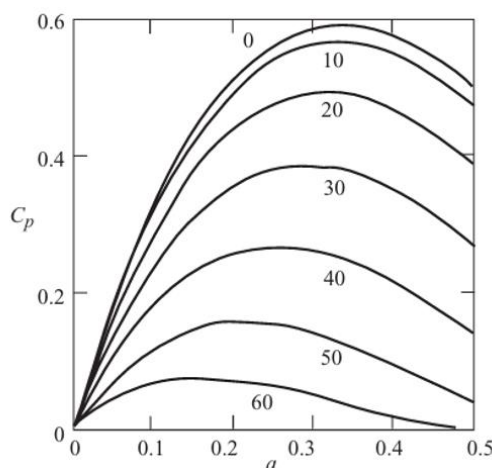


Figura 2: Coeficiente de potencia según el desalineamiento del aerogenerador [2]

La relación entre la potencia y el coeficiente de potencia se demuestra en la siguiente fórmula.

$$P = \frac{1}{2} * c_p * \rho * \pi * R^2 * V^3$$

Ecuación 1: Potencia extraída del viento

Históricamente, los primeros aerogeneradores se orientaban mediante sistemas pasivos como veletas, pero la evolución tecnológica ha permitido el desarrollo de sistemas de guiñada activos, basados en motores eléctricos, sensores de dirección del viento y controladores electrónicos, que permiten una alineación precisa y continua incluso en condiciones adversas. En el caso de los aerogeneradores offshore, este sistema debe diseñarse con especial atención, ya que las cargas inducidas por el mar y el viento actúan simultáneamente, exigiendo un diseño robusto, eficiente y duradero. Además, es fundamental considerar no solo las cargas extremas que ocurren esporádicamente, sino también las cargas de fatiga, que se acumulan a lo largo de la vida útil del aerogenerador y pueden comprometer su integridad si no se gestionan adecuadamente.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

2.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El proyecto consta de los siguientes objetivos:

- Estudio de los diferentes mecanismos de orientación de una turbina eólica. Se desarrollará una lectura de diferentes informes y artículos para familiarizarse con el proyecto.
- Análisis de la herramienta empleada para la simulación y cálculos. En este caso se empleará el programa BLADED en su versión educativa donde incluye un manual para su uso.
- Creación de modelo a simular. Se modelará un diseño preliminar de aerogenerador marino a partir de unas especificaciones previas previamente proporcionadas (ANEXO I y II).
- Desarrollo y simulación del modelo de simulación para determinar las cargas. Se valorará los distintos casos de carga requeridos por la normativa GL y se ejecutarán los necesarios.
- A partir de estas simulaciones se diseñarán los elementos principales del sistema de guiñada. Para los motores se tendrá en cuenta el torque necesario para mover la góndola. Para el cojinete, se tendrá en cuenta la torsión, la flexión y las cargas de fatiga.
- Modificaciones y optimizaciones finales.

2.2 HISTORIA DE LAS TURBINAS EÓLICAS

La evolución de las turbinas eólicas es el resultado de siglos de ingeniería acumulada, donde el aprovechamiento del viento ha pasado de ser un mecanismo artesanal a una solución energética avanzada y estratégicamente relevante. Este recorrido histórico es fundamental para comprender el desarrollo de los sistemas actuales de orientación, como el sistema de guiñada, cuya función es crítica en la eficiencia operativa de los aerogeneradores modernos.

Los primeros vestigios del uso del viento para generar movimiento se remontan al siglo I, cuando Herón de Alejandría diseñó un molino de viento primitivo acoplado a un órgano musical mediante pistones. Sin embargo, fue en el siglo IX, en Persia, donde se documentaron los primeros molinos de viento funcionales con eje vertical, utilizados para moler grano y bombear agua. Estos dispositivos estaban integrados en torres de barro con palas internas orientadas al viento mediante túneles, lo que constituye la primera aplicación sistemática de captación eólica.

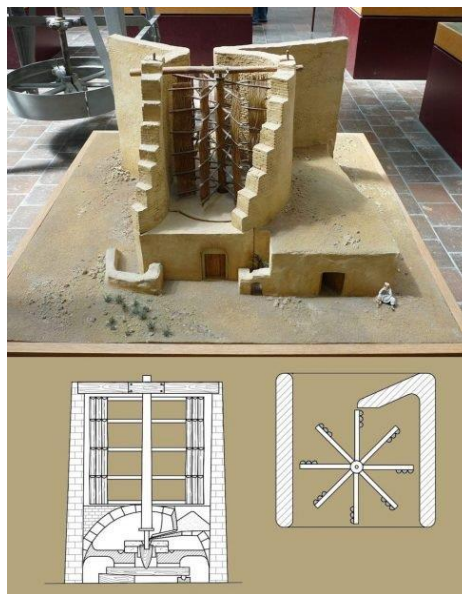


Figura 3: Molino vertical persa [6]

Durante la Edad Media, en Europa se introdujeron los molinos de eje horizontal. Estos molinos incluían mecanismos rudimentarios de orientación hacia el viento. Fueron los primeros sistemas que empleaban una veleta o mecanismos de pivote manual. Esto les permitían alinear el rotor con la dirección del viento, mejorando considerablemente la eficiencia del sistema. Estas innovaciones representan los antecedentes directos del moderno sistema de guiñada.

El gran cambio hacia la generación eléctrica se dio en el siglo XIX. En 1887, el estadounidense Charles F. Brush construyó una de las primeras turbinas eólicas para producción eléctrica en Cleveland, Ohio. Esta turbina contaba con un rotor de 17 metros de diámetro, 144 palas de madera y generaba hasta 12 kW de potencia en corriente continua. Poco después, Poul la Cour en Dinamarca mejoró estos diseños, introduciendo reguladores aerodinámicos y sistemas de control que permitieron un uso más estable y seguro. En las primeras décadas del siglo XX, Dinamarca llegó a instalar una capacidad de generación eólica de 3 MW, lo que equivalía a aproximadamente el 3 % de su consumo nacional.

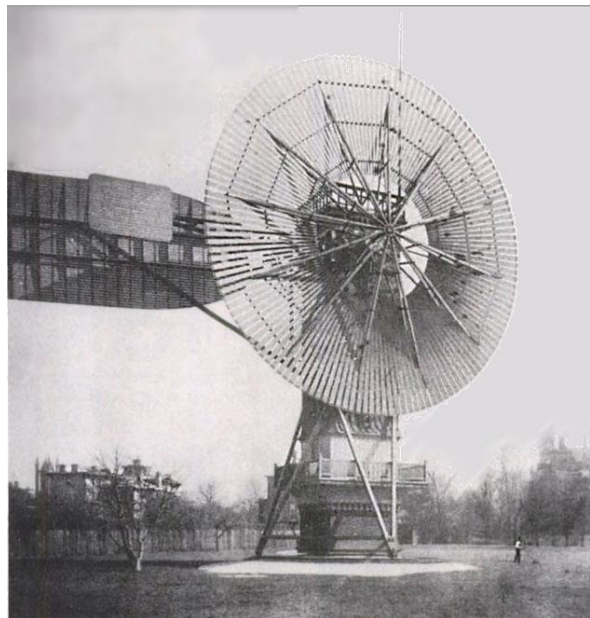


Figura 4: Turbina eólica de Charles F. Brush [7].

Durante el siglo XX también se desarrollaron configuraciones de eje vertical, destacando dos tipos principales. La primera es de Sigurd J. Savonius (1925). Es de bajo coste y mantenimiento, tiene forma de “S” vista desde arriba. Es simple, autoarrancable y útil en aplicaciones de baja potencia. La segunda es de Daerrieus (1927). Este presenta un diseño parabólico (forma de batidor de huevos) y genera mayor potencia que el Savonius, pero necesita asistencia externa para arrancar y soporta altas tensiones. Aunque ambos ofrecen ventajas mecánicas, no alcanzan la eficiencia aerodinámica de las turbinas de eje horizontal. Por ello no alcanzan el mismo desarrollo comercial.

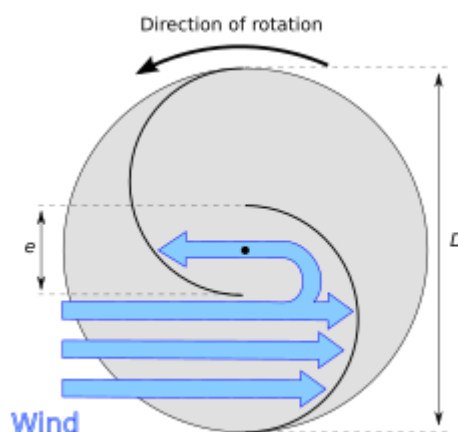


Figura 5: Funcionamiento del eje vertical Savonius [8]

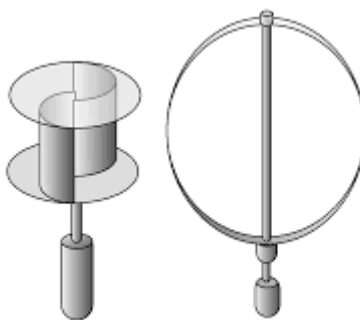


Figura 6: Diferencia entre modelo Savonius y Daerrieus [9]

En 1941, la compañía Smith–Putnam instaló en Vermont (EE. UU.) la que entonces fue la mayor turbina eólica del mundo, con 53 metros de diámetro y una potencia de 1.250 kW. Este aerogenerador implementaba un sistema de control de paso activo, es decir, con

variación del ángulo de pala, y representaba un gran avance en cuanto a control de cargas aerodinámicas y eficiencia. Sin embargo, tras 1.100 horas de operación, la turbina sufrió un fallo estructural que detuvo el proyecto.

Uno de los desarrollos más influyentes surgió en 1957 en Gedser, Dinamarca, con la turbina diseñada por Johannes Juul. Este modelo de 200 kW, con rotor de tres palas y generador asíncrono, introdujo por primera vez la regulación por pérdida de paso (stall) y los frenos aerodinámicos de emergencia, elementos que aún hoy son componentes esenciales en muchos diseños comerciales.

Durante las décadas de 1970 y 1980, motivados por la crisis del petróleo y el aumento del interés por las fuentes renovables, se promovieron programas de investigación masivos. En países como EE. UU., Alemania y el Reino Unido se construyeron prototipos experimentales con múltiples configuraciones (una, dos y tres palas, turbinas de eje vertical, sistemas híbridos). En contraste, Dinamarca optó por un modelo sencillo, robusto y escalable, que más tarde se conocería como el modelo danés. Este consistía en turbinas de tres palas, con regulación por pérdida, velocidad fija y góndola orientable mediante sistema de guiñada activo, que resultó más adecuado para la producción a gran escala y la conexión a red.

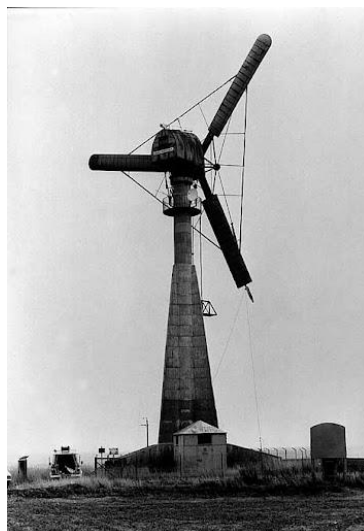


Figura 7: Primer aerogenerador de tres palas [10]

La evolución técnica del sistema de guiñada acompaña en paralelo a esta etapa. Desde los primeros sistemas pasivos basados en veletas o mecanismos mecánicos, se ha avanzado hacia sistemas electromecánicos activos, que permiten alinear con precisión la góndola frente al viento con ayuda de motores y sensores. Esta orientación activa es crítica especialmente en entornos offshore, donde las condiciones del viento son más estables, pero más exigentes. Juega un rol esencial ya que incluso desviaciones de 10° pueden provocar pérdidas del 3–5 % de eficiencia energética, aumentando además las cargas sobre los componentes estructurales.

En el presente, la industria ha dado el salto a instalaciones en alta mar (offshore), con turbinas de más de 15 MW y diámetros de rotor que superan los 220 metros. En estos entornos, la precisión del sistema de guiñada es aún más crítica debido a las condiciones extremas del viento, la corrosión salina y las cargas dinámicas generadas por las olas. La optimización del guiado no solo garantiza una producción estable, sino que también prolonga la vida útil del aerogenerador y reduce costes operativos.

2.3 RELACIÓN CON LOS OBJETIVOS PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Los ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible) son 17 metas globales adoptadas por los países miembros de la ONU para abordar los retos más importantes que enfrenta la humanidad. En el caso de un proyecto de sistema de guiñada de un aerogenerador marino, se pueden identificar varios ODS que se alinean con el desarrollo de tecnologías sostenibles y con la promoción de energías renovables.

1. ODS 7. Energía asequible y no contaminante: El aerogenerador marino contribuye a la generación de energía limpia y renovable, reduciendo la dependencia de fuentes fósiles

2. ODS 9. Industria, innovación e infraestructura: el desarrollo de un sistema de guiñada innovador mejora la eficiencia de los aerogeneradores marinos, impulsando la tecnología y la infraestructura sostenible.

3. ODS 13. Acción por el clima: al optimizar la producción de energía renovable, el proyecto ayuda a mitigar el cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

2.4 CLASIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

El análisis de un aerogenerador conlleva la distinción de configuraciones existentes. Se han de tener en cuenta ya que cambian los efectos resultantes como por ejemplo la eficiencia o la distribución de cargas. A continuación, se explicará una clasificación técnica de los aerogeneradores basada en criterios fundamentales.

2.4.1 SEGÚN LA ORIENTACIÓN DEL EJE DE ROTACIÓN

Los aerogeneradores se clasifican, en primer lugar, por la disposición de su eje de rotación.

- **Turbinas de eje horizontal** (HAWT, por sus siglas en inglés) son las más utilizadas a nivel comercial. En estas máquinas, el rotor gira sobre un eje paralelo al suelo, lo que implica la necesidad de mantener la góndola orientada permanentemente hacia el viento para garantizar un funcionamiento eficiente. Este tipo de configuración permite una mayor eficiencia aerodinámica y es compatible con diseños de gran potencia.
- **Turbinas de eje vertical** (VAWT), en las cuales el rotor gira sobre un eje perpendicular al suelo. Este diseño presenta la ventaja de no requerir un sistema de orientación activo, ya que puede captar el viento desde cualquier dirección. No obstante, su eficiencia es significativamente menor y presenta limitaciones

estructurales que restringen su uso a aplicaciones de pequeña escala o entornos urbanos específicos.

En este TFG se va a tratar de un aerogenerador con turbina de eje horizontal.

2.4.2 SEGÚN LA UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Otro criterio importante es la localización del aerogenerador. En primer lugar, los aerogeneradores terrestres (onshore) se instalan en tierra firme, donde los costes de construcción y mantenimiento son menores. Sin embargo, están condicionados por la topografía, el acceso al emplazamiento y la turbulencia generada por obstáculos naturales o artificiales.

En contraste, los aerogeneradores marinos (offshore) se ubican en emplazamientos marítimos, donde las velocidades del viento son más elevadas y constantes. Esta mayor disponibilidad de recurso eólico permite instalar turbinas de mayor tamaño y potencia, aumentando la producción energética. No obstante, estas instalaciones requieren cimentaciones especiales —como estructuras monopilote, jacket o plataformas flotantes— y presentan mayores exigencias técnicas, económicas y de mantenimiento debido a las condiciones ambientales adversas.

En este proyecto, se ha seleccionado la costa sureste de Tenerife, en la zona Granadilla de Abona y Arico. Esta elección es debida a que hay un entorno con oleaje más bajo y estable, y una infraestructura logística adecuada gracias a la proximidad del Puerto Industrial de Granadilla. Además, esta zona cuenta medias anuales de viento cercanas o superiores a 10,6 m/s, cumpliendo con los requisitos de clase IEC I del aerogenerador (ANEXO I). La constancia del viento permite maximizar el rendimiento energético de la turbina. Por otro lado, el fondo marino presenta profundidades entre 41 y 50 metros a corta distancia de la costa.

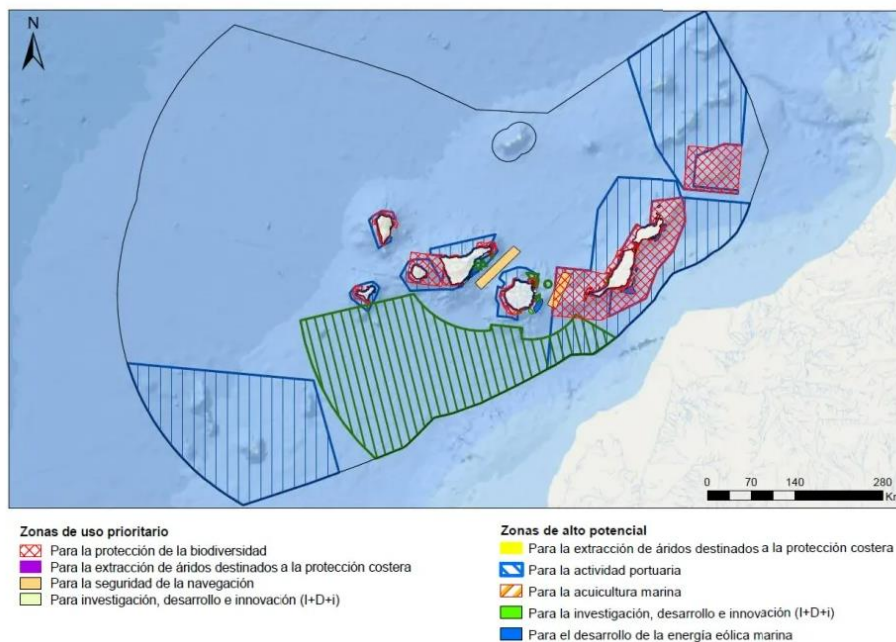


Figura 8: Localidades permitidas para la construcción de un parque eólico [11]

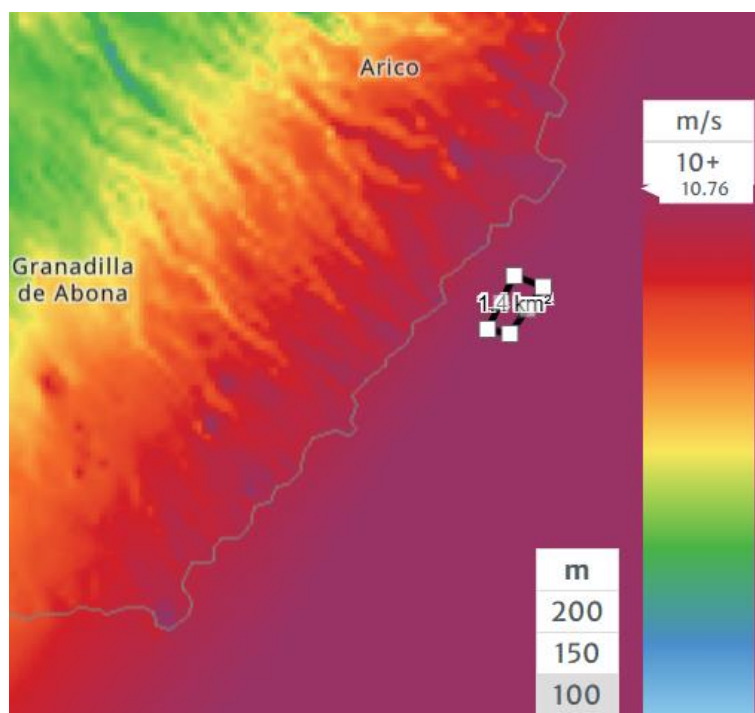


Figura 9: Viento medio en Granadilla/Arco midiendo el día a 100m [12]

2.4.3 SEGÚN LA ESCALA DE POTENCIA

En función de su capacidad, los aerogeneradores pueden clasificarse como de pequeña, mediana o gran escala. Las turbinas de pequeña potencia, generalmente por debajo de los 100 kW, se destinan a aplicaciones rurales, autoconsumo o instalaciones aisladas. Por su parte, las turbinas comerciales actuales superan habitualmente los 2 MW, alcanzando incluso los 15 MW en desarrollos offshore de última generación. Estas turbinas presentan diámetros de rotor superiores a los 150 metros y requieren diseños altamente optimizados en todos sus componentes. En este TFG se tratará de una turbina de potencia nominal de 5,5MW.

2.4.4 SEGÚN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y EL TIPO DE GENERADOR

Los aerogeneradores pueden contar con sistemas de transmisión con multiplicadora o de transmisión directa. En el primer caso, una caja de engranajes adapta la baja velocidad del rotor a una velocidad más alta adecuada para el generador. Aunque es una solución técnica consolidada, incrementa el número de componentes y las necesidades de mantenimiento. Por otro lado, la transmisión directa elimina la multiplicadora, acoplando el rotor directamente al generador. Esta configuración, más robusta y fiable, es especialmente adecuada en aplicaciones offshore donde el acceso para mantenimiento es limitado.

En cuanto al tipo de generador, se distinguen dos tecnologías principales:

- Los generadores **asíncronos**, simples y económicos, han sido ampliamente utilizados en turbinas de menor potencia, aunque ofrecen menor control y eficiencia.
- Los generadores **síncronos** de imanes permanentes (PMSG) permiten un funcionamiento eficiente a bajas revoluciones y son ideales para sistemas direct-drive. A pesar de su mayor coste, destacan por su alta eficiencia, fiabilidad y bajo mantenimiento, siendo la opción predominante en turbinas offshore modernas.

En este proyecto se emplea una configuración de transmisión directa con generador síncrono de imanes permanentes, acorde con las exigencias de fiabilidad y rendimiento del entorno marino.

2.4.5 SEGÚN EL SISTEMA DE CONTROL DE POTENCIA

Las turbinas eólicas pueden regular la potencia mediante control por pérdida aerodinámica o control por paso variable.

El sistema **stall** limita la potencia de forma pasiva cuando las palas entran en pérdida a altas velocidades del viento. Es simple y económico, pero menos eficiente y con menor control sobre las cargas.

En cambio, el sistema **pitch** ajusta activamente el ángulo de ataque de las palas mediante actuadores, optimizando la eficiencia y reduciendo esfuerzos mecánicos. Es el más utilizado en turbinas modernas, especialmente en entornos offshore.

En este proyecto se empleará un control de paso activo, adecuado para maximizar la producción y proteger la estructura en condiciones variables de viento. En la siguiente imagen consta de 3 regiones. La primera el aerogenerador permanece para hasta que le incide una velocidad de viento (cutin) de 3.5 m/s. A continuación, en la región II, el aerogenerador empieza a producir energía hasta que llega a potencial nominal. En esta región el control de paso sitúa las palas en perpendicular al viento para obtener mayor torque. Por último, en la región III, el pitch angle comienza a aumentar hasta llegar a la velocidad de cutout (30 m/s) donde deja de producir. Esto es porque ya se alcanza la potencia nominal, con una velocidad del generador de 12rpm (1,256 rad/s). Aumenta debido a que entra más velocidad de viento y la potencia que puede generar ya se está produciendo. Para no girar a más de su velocidad nominal las palas se orientan de forma que no puedan captar toda la velocidad del viento.

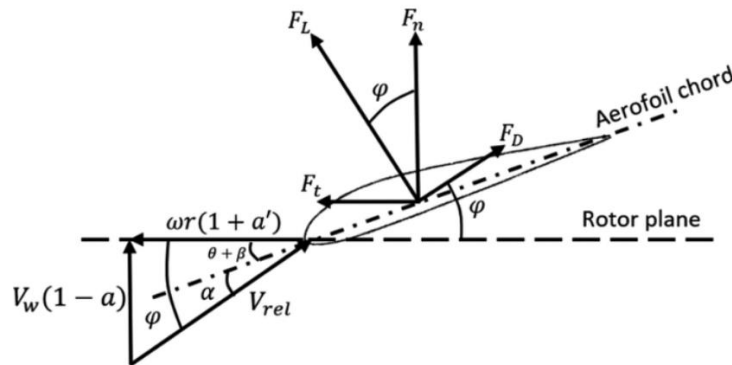


Figura 10: Relación de velocidades de las palas y viento [13]

La siguiente imagen muestra cómo el control de paso regula el ángulo de ataque α , definido como la diferencia entre el ángulo de incidencia del viento relativo φ y el ángulo geométrico de la pala $(\theta+\beta)$. Ajustando el ángulo de paso θ , se modifica α , lo que controla la fuerza de sustentación F_L y, por tanto, la componente tangencial F_t responsable del par y la potencia generada. De este modo, el sistema pitch permite optimizar la captación de energía en vientos bajos y limitar el par en vientos fuertes, manteniendo la velocidad del rotor constante.

2.4.6 SEGÚN EL SISTEMA DE GUIÑADA

Las turbinas de eje vertical (VAWT) no requieren guiñada, ya que su diseño permite captar el viento desde cualquier dirección. En cambio, las turbinas de eje horizontal (HAWT) necesitan un sistema que mantenga el rotor alineado con la dirección del viento.

En estas, existen tres formas principales de guiñada:

- **Guiñada pasiva:** presente en turbinas pequeñas o antiguas. En las configuraciones tipo veleta o sotavento, la orientación se produce de forma natural mediante el viento. Aunque son simples y de bajo coste, presentan menor precisión y problemas asociados al enredo de cables en la torre. Algunas incorporan sistemas mecánicos o escobillas para evitar este efecto.
- **Guiñada activa:** que es la más utilizada actualmente, en especial en turbinas de media y gran potencia. Incluye sensores de viento, motores eléctricos (o

hidráulicos), reductoras y un sistema de control que ajusta automáticamente la orientación de la góndola. Esta solución permite una respuesta rápida y precisa ante cambios en la dirección del viento, además de una operación segura en entornos exigentes como el offshore.

Dentro de los sistemas de guiñada activa, se pueden emplear distintas estrategias estructurales para gestionar las cargas dinámicas durante el giro:

- Sistemas flexibles con resorte lineal: se introducen elementos elásticos que absorben parcialmente los esfuerzos transitorios, aliviando las cargas sobre el cojinete y los motores.
- Sistemas flexibles con resorte hidráulico: aportan una mayor capacidad de amortiguación, adaptándose mejor a variaciones rápidas de carga, aunque con mayor complejidad técnica.
- Sistemas rígidos: transmiten directamente las cargas sin elementos amortiguadores, ofreciendo mayor precisión, pero mayor exposición a esfuerzos pico.

2.5 COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

Un aerogenerador marino cuenta con múltiples componentes donde cada uno de ellos ejerce una funcionalidad esencial para su funcionamiento.

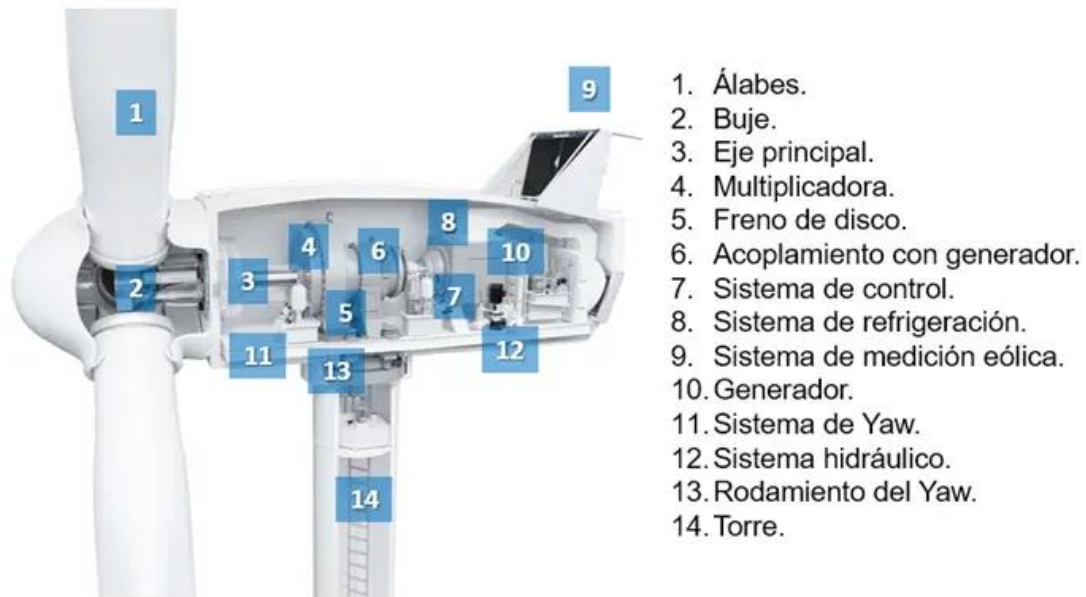


Figura 11: Componentes de un aerogenerador [14]

2.5.1 ROTOR

El rotor está formado por las palas y el buje. Es responsable de captar la energía del viento y transformarla en par mecánico:

- **Palas:** Típicamente fabricadas en materiales compuestos (fibra de vidrio con resina epoxi o fibra de carbono), presentan un diseño aerodinámico variable a lo largo de su longitud para optimizar el rendimiento. Las palas deben soportar cargas aerodinámicas, centrífugas y gravitacionales. Se integran con el sistema de control de paso (pitch) para modificar su ángulo en función de la velocidad del viento.
- **Buje:** Conecta las palas al eje principal. Puede ser de paso fijo o variable. En sistemas modernos, incorpora control independiente por pala.

2.5.2 GÓNDOLA

Se ubica en la parte superior de la torre y tiene la capacidad de rotar sobre ella. Contiene los elementos principales de conversión mecánica y eléctrica.

En su interior se encuentra el eje de baja velocidad, la multiplicadora si se utiliza, el generador y sistemas de frenado mecánico (de disco) y aerodinámico (mediante pitch control). También contiene el sistema de guiñada está compuesto por un rodamiento principal de gran diámetro (generalmente una corona dentada) entre la góndola y la torre, varios motores eléctricos con reductores planetarios, frenos de guiñada y un controlador basado en señales de dirección del viento. Este sistema permite reorientar la góndola con precisión para maximizar la producción de energía y minimizar las cargas estructurales.

2.5.3 TORRE

Estructura tubular de acero soldado que soporta el rotor y la góndola, transmitiendo todas las cargas a la cimentación. Presenta una forma cónica para mejorar su comportamiento estructural y minimizar el peso. Debe resistir cargas cíclicas (fatiga) y extremas (tormentas, arranque/parada).

2.5.4 CIMENTACIÓN OFFSHORE

La cimentación o subestructura es el elemento que transfiere todas las cargas estructurales al lecho marino. Su diseño depende de la profundidad y condiciones del emplazamiento. Los tipos principales son:

- Monopile: pilotes cilíndricos hincados en el fondo marino, ideales hasta 30 m de profundidad.
- Jacket: estructuras reticuladas de acero para profundidades de hasta 60 m.
- Plataformas flotantes: soluciones como spar buoy, barcaza o tension leg platform, adecuadas para aguas profundas.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

3.1 MODELO EN BLADED

Para comenzar a optimizar el sistema de guiñada de la turbina debemos primero modelar un modelo previo. Se modela un aerogenerador con especificaciones preliminares en el software de BLADED que luego nos permitirá realizar simulaciones y cálculos.

Estos parámetros preliminares se encuentran en el ANEXO 1 – Especificaciones preliminares.

La pantalla inicial del software se puede ver a continuación muestra dos pestañas. La superior es donde a partir de las especificaciones y con los cálculos necesarios diseñaremos nuestro aerogenerador especificando las propiedades de los elementos que podemos ver mostrados (blades, aerofoil, etc.). Al final encontramos tres opciones. La primera para hacer cálculos, la segunda para ver gráficos o datos de simulaciones previamente hechas y por último capacidad de analizar los resultados. Por otro lado, la lateral la usaremos posteriormente para hacer las simulaciones y cálculos que necesitaremos para evaluar el aerogenerador.

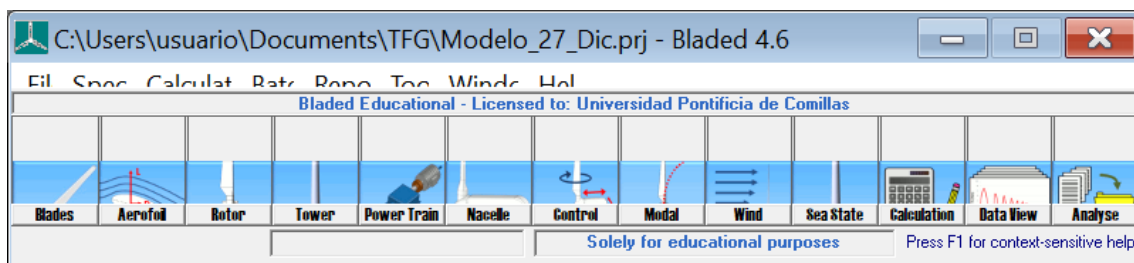


Figura 11: Barra de elementos en BLADED

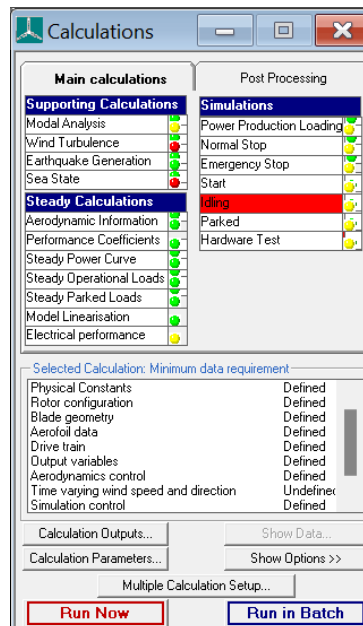
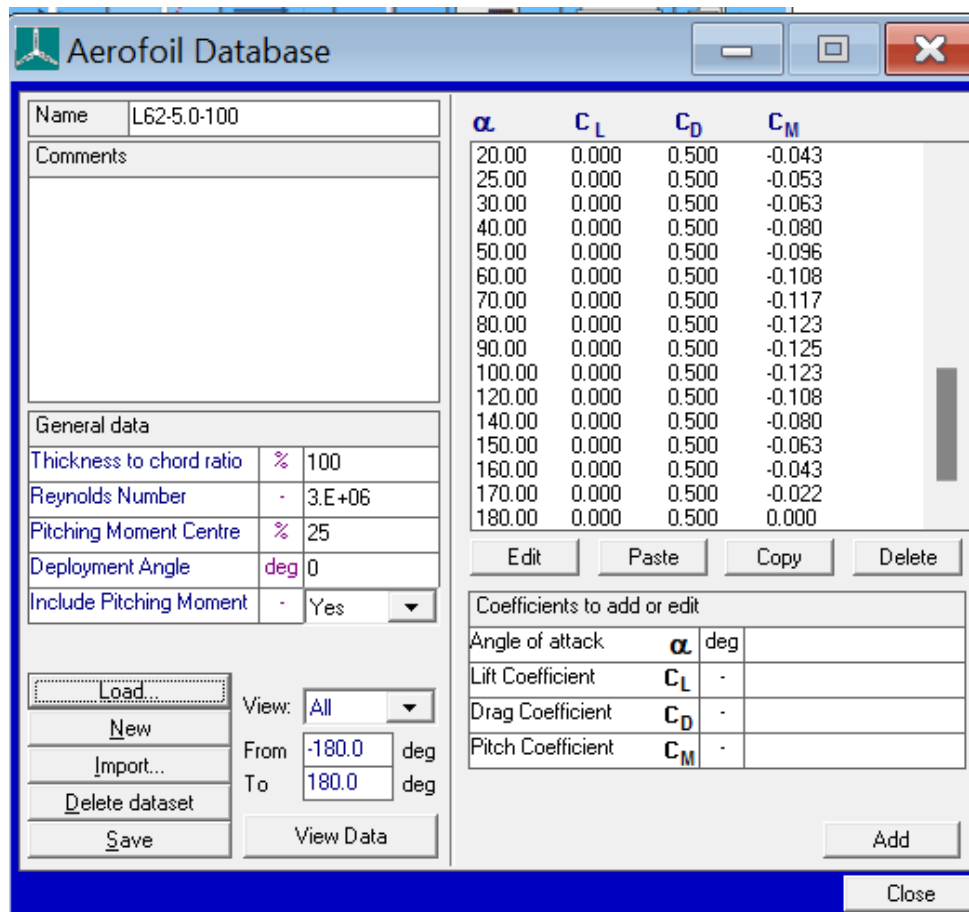


Figura 12: Cálculos posibles en BLADED

Partiendo de estas opciones empezaremos a modelar el aerogenerador marino.

3.1.1 PERFIL AERODINÁMICO

En esta sección se definirá cada uno de los perfiles aerodinámicos, donde la variación entre cada uno es su espesor.



Aerofoil Database

Name: L62-5.0-100

Comments:

General data

Thickness to chord ratio	%	100
Reynolds Number	-	3.E+06
Pitching Moment Centre	%	25
Deployment Angle	deg	0
Include Pitching Moment	-	Yes

View: All

From: -180.0 deg

To: 180.0 deg

Buttons: Load, New, Import..., Delete dataset, Save, View Data

α	C_L	C_D	C_M
20.00	0.000	0.500	-0.043
25.00	0.000	0.500	-0.053
30.00	0.000	0.500	-0.063
40.00	0.000	0.500	-0.080
50.00	0.000	0.500	-0.096
60.00	0.000	0.500	-0.108
70.00	0.000	0.500	-0.117
80.00	0.000	0.500	-0.123
90.00	0.000	0.500	-0.125
100.00	0.000	0.500	-0.123
120.00	0.000	0.500	-0.108
140.00	0.000	0.500	-0.080
150.00	0.000	0.500	-0.063
160.00	0.000	0.500	-0.043
170.00	0.000	0.500	-0.022
180.00	0.000	0.500	0.000

Buttons: Edit, Paste, Copy, Delete

Coefficients to add or edit

Angle of attack	α	deg	
Lift Coefficient	C_L	-	
Drag Coefficient	C_D	-	
Pitch Coefficient	C_M	-	

Buttons: Add, Close

Figura 13: Datos de perfiles aerodinámicos

Cada estación de la pala está asociada a un perfil aerodinámico que determina el comportamiento de sustentación, arrastre y momento de cabeceo. Los datos necesarios para definir cada perfil se encuentran en el ANEXO II en especificaciones aerodinámicas. Estos perfiles se definen mediante las siguientes propiedades:

- **Thickness to chord ratio** (espesor relativo):
Espesor del perfil expresado como porcentaje de la longitud de cuerda.
- **Reynolds number** (número de Reynolds):
Número adimensional que representa el régimen de flujo del aire sobre el perfil.
- **Pitching moment centre** (centro del momento de cabeceo):
Posición, en porcentaje desde el borde de ataque, donde actúa el momento de cabeceo.

- **Angle of attack (α)** (ángulo de ataque):
Ángulo entre la línea de cuerda del perfil y la dirección del viento incidente.
- **Lift coefficient (CL)** (coeficiente de sustentación):
Valor adimensional que mide la fuerza generada perpendicular al viento.
- **Drag coefficient (CD)** (coeficiente de arrastre):
Valor adimensional que mide la fuerza de resistencia opuesta al movimiento del aire.
- **Pitching moment coefficient (CM)** (coeficiente de cabeceo):
Valor adimensional que indica el momento de rotación inducido alrededor del centro de cabeceo.

Podemos observar como a medida que el ángulo de ataque cambia, los coeficientes también. Al aumentar dicho ángulo, la diferencia de presión entre el intradós y el extradós se incrementa, generando mayor sustentación. Sin embargo, a partir de un cierto valor, el flujo se separa de la superficie (stall), lo que reduce bruscamente la sustentación y aumenta el arrastre. Estos cambios también modifican el momento de cabeceo.

3.1.2 PALAS

El diseño de las palas tiene gran influencia en los resultados de la turbina. En esta sección se definirá toda información necesaria relacionada a las palas del aerogenerador, partiendo de la base de datos de perfiles aerodinámicos ya metidos.

En este caso se divide la pala por secciones y se especifica para cada el perfil aerodinámico, la geometría y la rigidez y masa de cada una de estas.

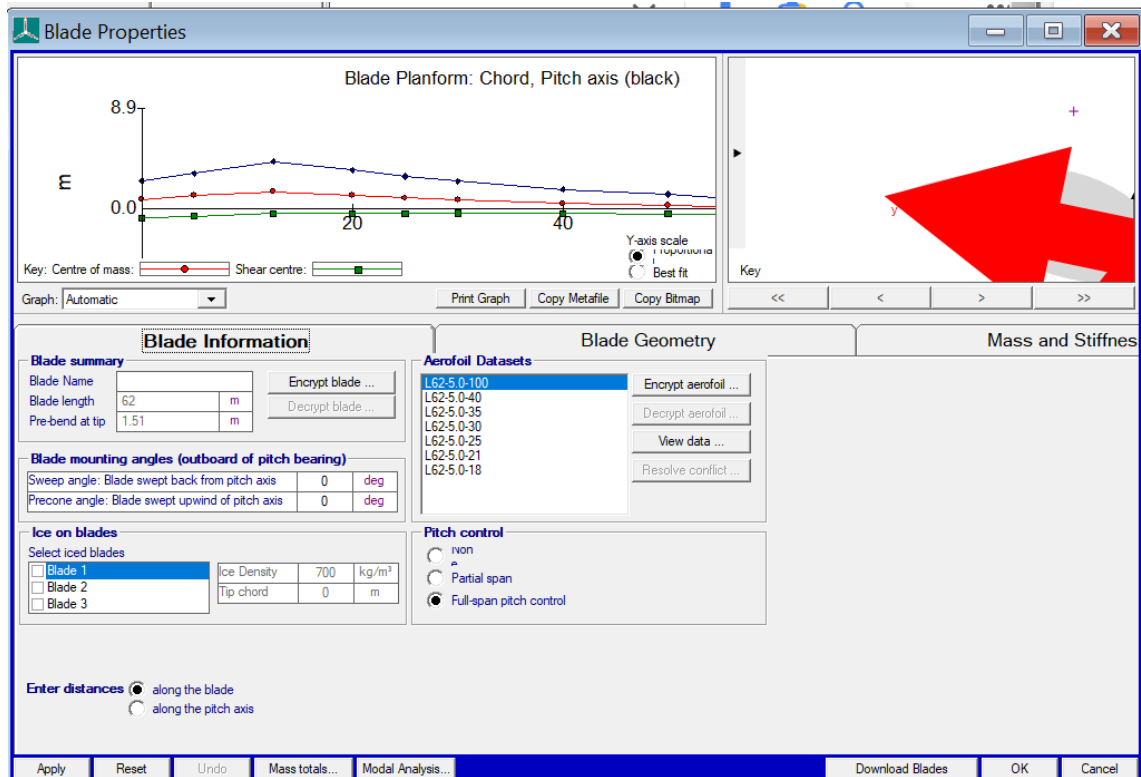


Figura 14: Información general de las palas en BLADED

En la previa imagen aparece la información que la longitud de la pala es de 62m. Además, los 7 perfiles aerodinámicos previamente proporcionados por los datos preliminares se pueden ver en la información asociada a la pala.

Se parte de 30 secciones especificadas por el fabricante encontradas en el ANEXO II en especificaciones geométricas y generales, pero al ser la versión educativa de Bladed, solo se podrán introducir 10 de estas. Se eligen los puntos de las secciones para modelar con mayor exactitud las palas, donde en el principio hay más secciones por cada distancia recorrida ya que hay más variación que en la última parte de la pala.

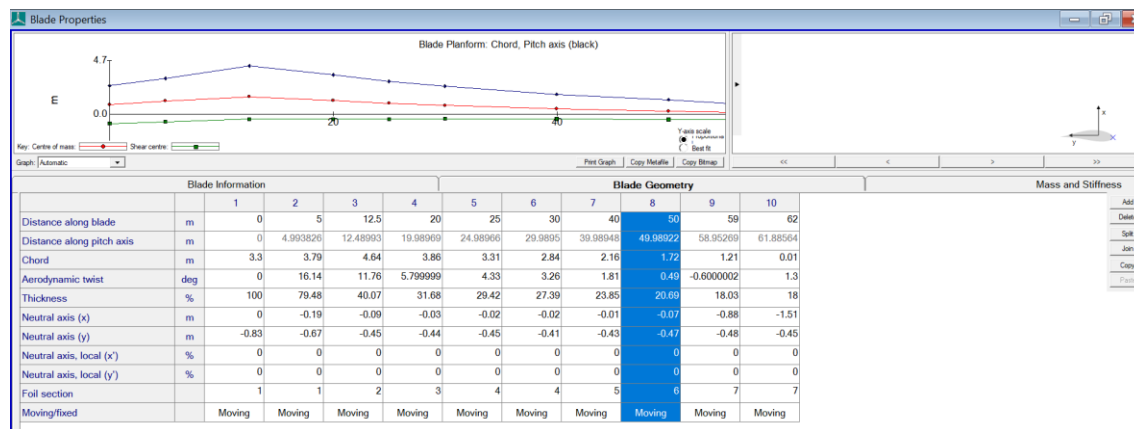


Figura 15: Geometría de las palas

La geometría de la pala se define mediante una serie de estaciones distribuidas radialmente desde la raíz hasta la punta. En cada estación se especifican los siguientes parámetros clave:

- **Distance along blade** (distancia a lo largo de la pala):
Distancia medida desde la raíz (radial position = 0) hasta la estación correspondiente, a lo largo del eje de la pala.
- **Distance along pitch axis** (distancia a lo largo del eje de paso):
Distancia desde la raíz hasta la estación medida sobre el eje de paso nominal, es decir, sin considerar prebarrido ni preconicidad.
- **Chord** (cuerda):
Distancia recta desde el borde de ataque hasta el borde de fuga del perfil aerodinámico, medida a lo largo de la línea de cuerda.
- **Aerodynamic twist** (torsión aerodinámica):
Ángulo entre la línea de cuerda y el plano de rotación de la pala. Un valor positivo inclina el borde de ataque hacia arriba (contra el viento).
- **Thickness** (grosor relativo):
Grosor máximo del perfil, expresado como porcentaje de la cuerda.
- **Neutral axis x, y** (eje neutro x, y):
Coordenadas globales del eje neutro con respecto al eje de paso.
 - El eje x apunta en la dirección de avance del rotor.
 - El eje y apunta en la dirección tangencial de giro.
- **Neutral axis x', y'** (eje neutro local x', y'):
Coordenadas locales del eje neutro dentro del perfil.

- x' : distancia perpendicular a la cuerda (positivo hacia fuera del perfil).
- y' : distancia a lo largo de la cuerda, desde el borde de ataque (0%) hasta el borde de fuga (100%).
- **Foil section** (perfil aerodinámico):
Perfil asignado a la estación, seleccionado de una base de datos aerodinámica predefinida.
- **Moving/Fixed** (sección móvil/fija):
Define si la pala es estática o dinámica, como nosotros utilizaremos un control de paso, dejaremos todas las secciones en moving.

En la pestaña de Mass and stiffness, podemos encontrar la información relacionada con la masa, la distribución de esta, y la rigidez de cada sección previamente definida de las palas.

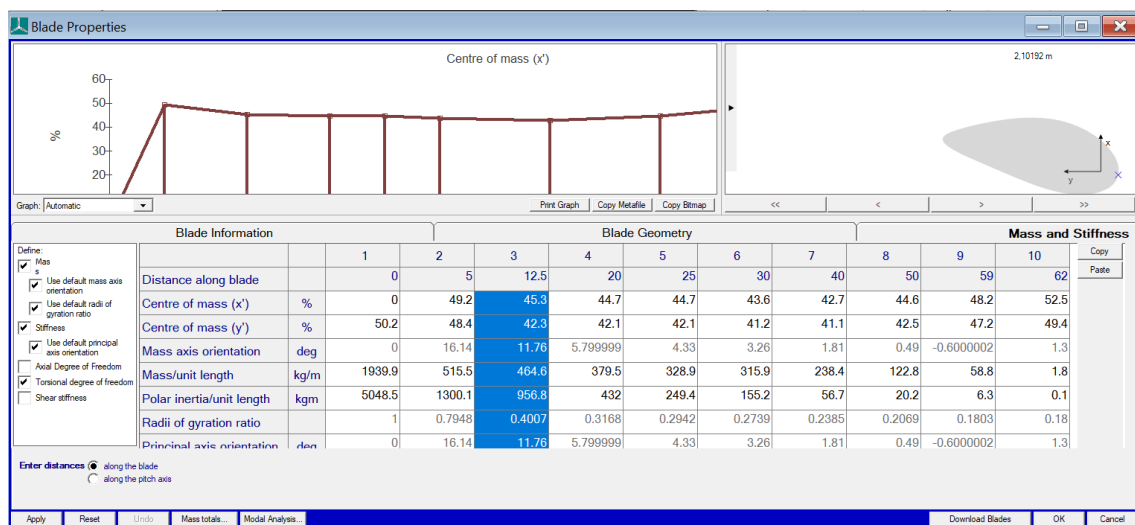


Figura 16: Distribución de masas de las palas en BLADED

Para cada estación de la pala, Bladed permite introducir parámetros que definen la masa distribuida, el momento de inercia y la rigidez estructural. Las especificaciones de este apartado se encuentran en el ANEXO II en especificaciones de las distribuciones de masas. Estos datos son esenciales para simulaciones dinámicas precisas del rotor.

Los términos definidos son:

- **Distance along blade** (distancia a lo largo de la pala):
Distancia desde la raíz de la pala hasta la estación correspondiente, medida a lo largo del eje de la pala.

- **Centre of mass x'** (centro de masas x'):
Distancia perpendicular desde la línea de cuerda hasta el centro de masas, en coordenadas locales, como porcentaje de la cuerda.
- **Centre of mass y'** (centro de masas y'):
Distancia a lo largo de la línea de cuerda, medida hacia atrás desde el borde de ataque hasta el centro de masas, como porcentaje de la cuerda.
- **Mass per unit length** (masa por unidad de longitud):
Masa lineal de la pala en esa estación, expresada en kg/m.
- **Polar inertia per unit length** (momento de inercia polar por unidad de longitud):
Momento de inercia respecto al eje local **zm**, indicado en kg·m.
- **Radii of gyration ratio** (relación de radios de giro):
Cociente entre el radio de giro sobre el eje **ym** y el radio sobre **xm**. Por defecto, Bladed usa el grosor relativo del perfil.
- **Mass axis orientation** (orientación del eje de masas):
Ángulo del eje principal de inercia de la sección. Por defecto, sigue la torsión aerodinámica, pero puede ajustarse manualmente.
- **Principal axis orientation** (orientación del eje estructural principal):
Ángulo del eje principal de rigidez frente a torsión, usado para definir la rigidez estructural.
- **Shear centre x'** (centro de cizalladura x'):
Distancia perpendicular desde la cuerda hasta el centro de cizalladura, como porcentaje de la cuerda.
- **Shear centre y'** (centro de cizalladura y'):
Distancia a lo largo de la cuerda desde el **borde de ataque hacia atrás** hasta el centro de cizalladura, en porcentaje de la cuerda.
- **Bending stiffness about x_p** (rigidez a flexión en x_p):
Rigidez de la sección frente a flexión en el eje local **x_p**, en N·m².
- **Bending stiffness about y_p** (rigidez a flexión en y_p):
Rigidez frente a flexión en el eje local **y_p**, en N·m².
- **Torsional stiffness** (rigidez a torsión):
Rigidez de la sección frente a torsión, en N·m².

Por último, la última pestaña no se utilizará debido a que no se van a añadir masas de equilibrado a las palas adicionales.

3.1.3 ROTOR Y BUJE

En esta sección se verán los datos relacionados con la turbina, el rotor y el buje. El diseño exacto y la orientación del rotor depende de muchos factores que aparecen definidos en la siguiente imagen.

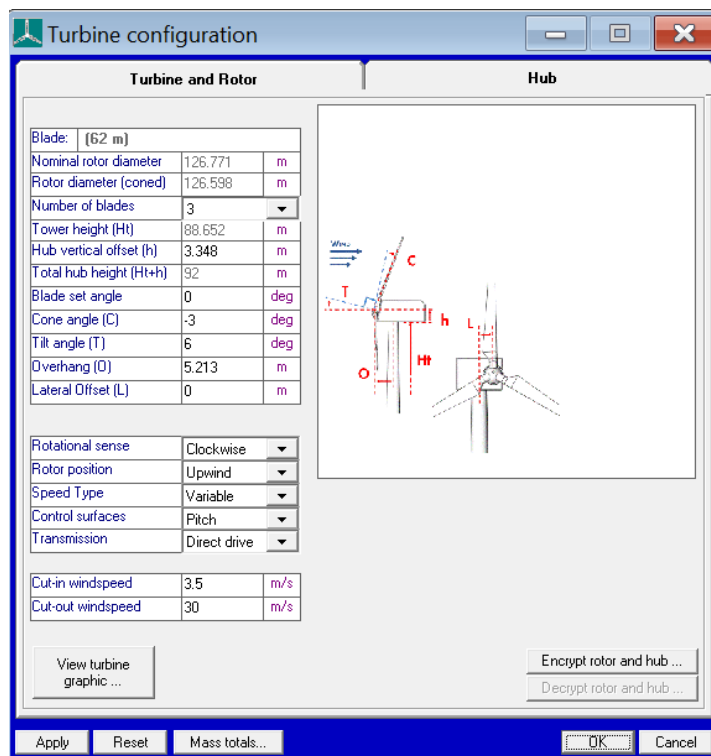


Figura 17: Pestaña de la turbina y rotor en BLADED

Este apartado recoge los parámetros geométricos y funcionales del rotor, fundamentales para su comportamiento estructural y aerodinámico.

- **Blade** (pala): longitud de las palas.
- **Nominal rotor diameter** (diámetro nominal del rotor):
Diámetro total del rotor de pala a pala, calculado automáticamente al definir la geometría de las palas. Previamente especificado en el ANEXO I.
- **Rotor diameter coned** (diámetro cónico):
Diámetro del rotor considerando la conicidad de las palas. Calculado automáticamente por Bladed.

- **Number of blades** (número de palas):
Número total de palas instaladas. En este caso, tres.
- **Tower height** (altura de la torre):
Altura estructural de la torre desde su base hasta el inicio del buje. Se calcula restando la altura vertical del buje a la altura total sobre el nivel del mar. Previamente especificado en el ANEXO I.
- **Hub vertical offset** (altura vertical del buje):
Distancia vertical entre el centro del buje y el inicio de la torre. Previamente especificado en el ANEXO I.
- **Total hub height** (altura total del buje):
Altura del centro del buje respecto al nivel medio del mar. Previamente especificado en el ANEXO I.
- **Blade set angle** (ángulo de la pala):
Ángulo de montaje de la pala respecto al plano del buje. En este aerogenerador es 0°.
- **Cone angle** (ángulo de conicidad):
Ángulo entre el eje longitudinal de la pala y el plano de rotación del rotor.
- **Tilt angle** (ángulo de inclinación):
Inclinación del eje del buje respecto a la horizontal.
- **Overhang** (voladizo):
Distancia horizontal entre el eje de la torre y el centro geométrico del buje.
- **Lateral offset** (compensación horizontal):
Separación lateral entre el eje del buje y el eje del sistema de referencia.
- **Rotational sense** (sentido de rotación):
Dirección de giro del rotor. En este caso, sentido horario.
- **Rotor position** (posición del rotor):
Posición del rotor respecto al viento. Este modelo es de tipo upwind, es decir, con el rotor enfrentado al viento.
- **Speed type** (tipo de control de velocidad):
Define si el aerogenerador opera a velocidad fija o variable. En este caso, velocidad variable.
- **Surface control** (control de superficies):
Método de regulación aerodinámica. Esta turbina usa control de paso (pitch) para ajustar la producción.
- **Transmission** (tipo de transmisión):
Indica si el rotor está acoplado al generador directamente o mediante

multiplicadora. Este modelo es de transmisión directa según las especificaciones previas del ANEXO I.

- **Cut-in windspeed** (velocidad de arranque):
Velocidad mínima del viento a la que comienza a generarse electricidad. Esta sería 3,5m/s según las especificaciones previas en el ANEXO I.
- **Cut-out windspeed** (velocidad de parada):
Velocidad máxima de viento permitida antes de detener la turbina por seguridad. Esta sería 30m/s según las especificaciones previas en el ANEXO I.

La siguiente pestaña o Hub, contiene la información relacionada con las dimensiones y masa del buje de la turbina.

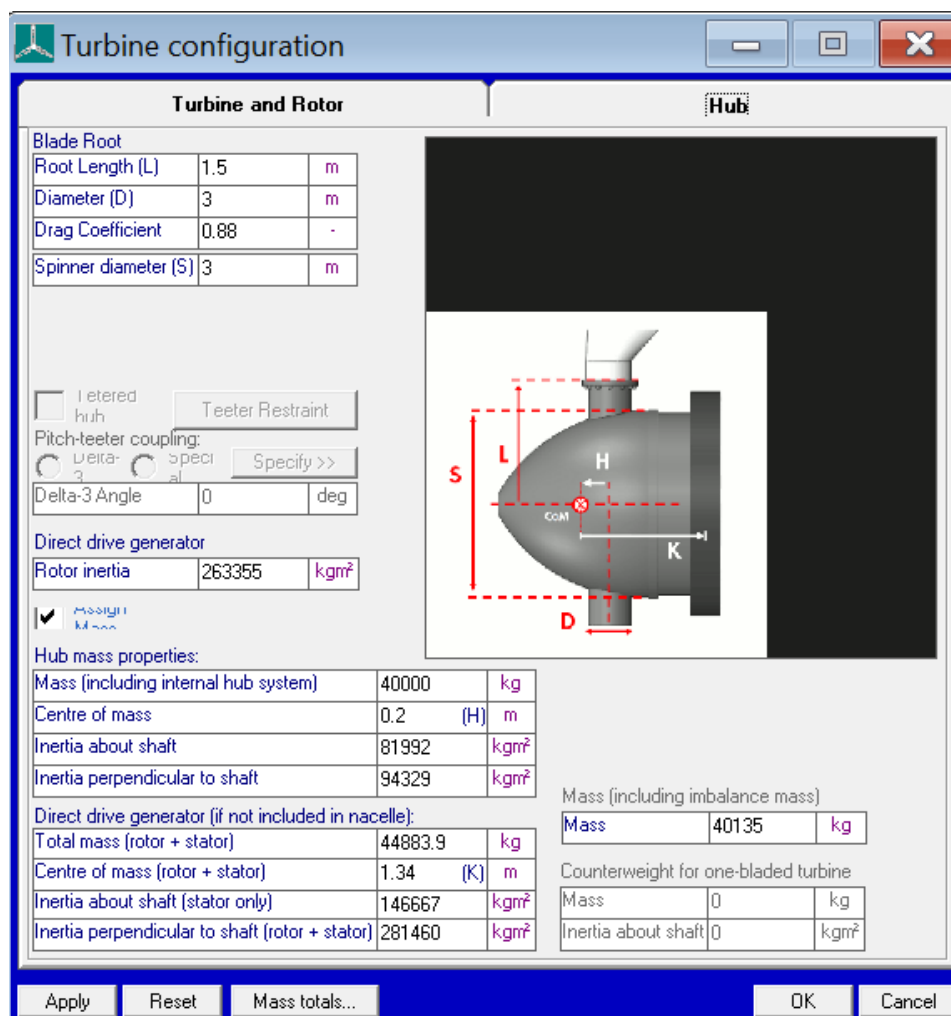


Figura 18: Pestaña del buje en BLADED

A continuación, se describen los parámetros definidos en la segunda pestaña del modelo de rotor:

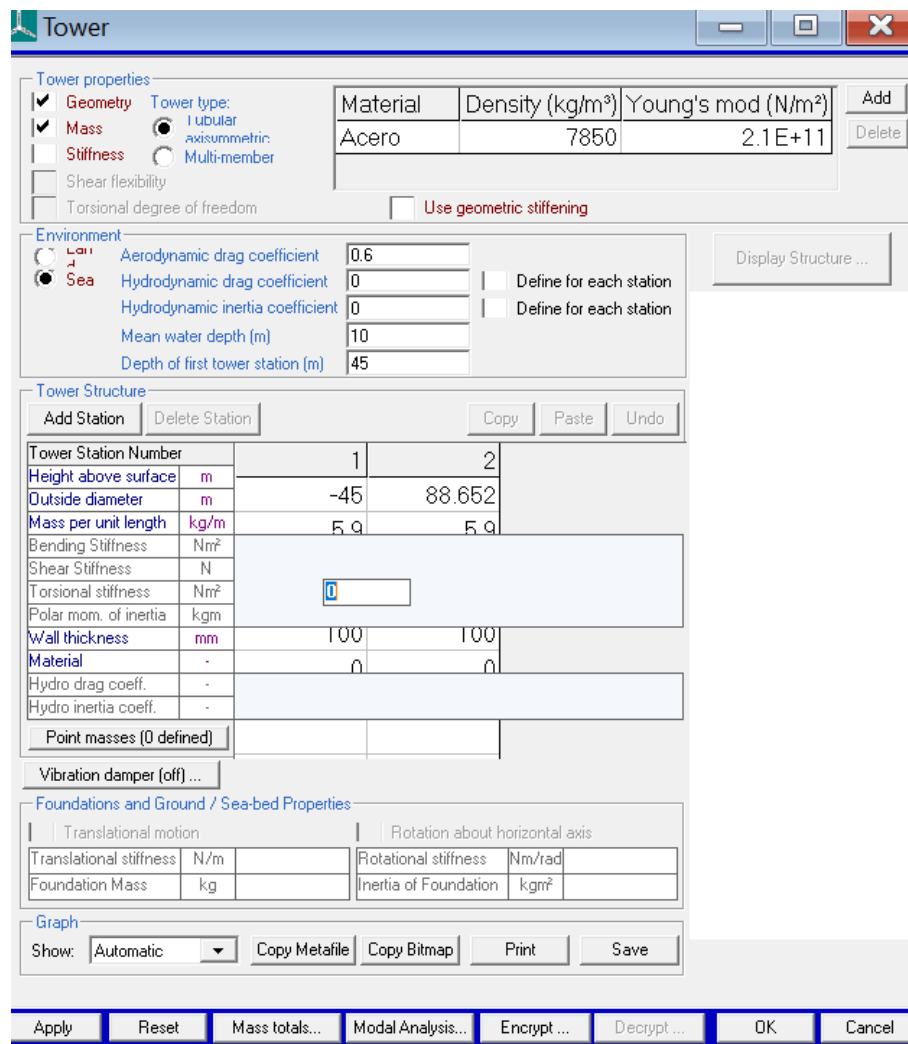
- **Root length** (radio del rotor): longitud desde el eje de rotación hasta la punta de la pala. Determina el radio del barrido del rotor. Previamente especificado en el ANEXO I.
- **Diameter** (diámetro de la raíz de la pala): diámetro de la sección de raíz de la pala, usada para cálculos aerodinámicos simplificados. Previamente especificado en el ANEXO I.
- **Drag coefficient** (coeficiente de arrastre): coeficiente adimensional que representa la fuerza de arrastre aplicada al modelo de rotor. Solo se utiliza si se activa la

opción de aplicar fuerzas de arrastre sobre el rotor como cuerpo cilíndrico. Calculado en el apartado 5.4.1.

- **Spinner diameter** (diámetro del spinner): sección transversal del spinner aerodinámico acoplado al buje, usado para estimar su resistencia al flujo. Aplica solo cuando se activa la opción de modelar el spinner como cuerpo con arrastre.
- **Rotor inertia** (inercia del rotor): inercia del rotor completa (palas + buje) respecto a su eje de rotación. Se emplea en el análisis dinámico del sistema, especialmente en modelos con simulación de comportamiento transitorio. Calculado en el apartado 5.3.1.
- **Mass, including internal hub system** (masa con sistema interno del buje): masa total del conjunto rotor y sistema interno del buje. Este valor se usa para determinar las cargas inerciales y calcular el centro de masas. Previamente especificado en el ANEXO I.
- **Centre of mass** (centro de masas): distancia desde el eje del rotor hasta su centro de masas. Determina el reparto de masas en simulaciones dinámicas. Calculado en el apartado 5.2.
- **Inertia about shaft** (inercia respecto al eje): inercia del buje con respecto a su eje principal de rotación (longitudinal). Relevante en cálculos de respuesta dinámica ante aceleraciones. Calculado en el apartado 5.3.4.
- **Inertia perpendicular to shaft** (inercia perpendicular al eje): inercia del buje con respecto a un eje perpendicular al eje de rotación. Calculado en el apartado 5.3.4.
- **Total mass, rotor + stator** (masa total rotor y estator): suma total de las masas del sistema rotor y estator. Se usa en modelos que consideran efectos combinados del generador y rotor. Previamente especificado en el ANEXO I.
- **Centre of mass, rotor + stator** (centro de masas rotor y estator): distancia entre el eje del rotor y el centro de masas del conjunto rotor-estator.
- **Inertia about shaft, stator only** (inercia respecto al eje del estator): inercia del estator respecto al eje longitudinal. Calculado en el apartado 5.3.2.
- **Inertia perpendicular to shaft, rotor + stator**: inercia combinada del rotor y del estator respecto a un eje perpendicular al de rotación. Calculado en el apartado 5.3.

3.1.4 TORRE

En esta sección de Bladed se introducirán los datos relacionados a la torre. Solo se podrán modelar los diseños de un modelo tubular axisymétrico al poseer la versión educacional. Bladed permite introducir hasta 10 estaciones a lo largo de la torre para representar con precisión su perfil, aunque en este modelo se han considerado únicamente dos: la base y la parte superior.



Tower

Tower properties

☒ Geometry ☒ Mass ☐ Stiffness ☐ Shear flexibility ☐ Torsional degree of freedom

Tower type: ☒ Tubular ☐ Axisymmetric ☐ Multi-member

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

☐ Use geometric stiffening

Environment

☒ Land ☒ Sea

Aerodynamic drag coefficient: 0.6

Hydrodynamic drag coefficient: 0 ☐ Define for each station

Hydrodynamic inertia coefficient: 0 ☐ Define for each station

Mean water depth (m): 10

Depth of first tower station (m): 45

Tower Structure

Tower Station Number	1	2
Height above surface m		
Outside diameter m	-45	88.652
Mass per unit length kg/m	5.9	5.9
Bending Stiffness Nm²		
Shear Stiffness N		
Torsional stiffness Nm²	0	
Polar mom. of inertia kgm		
Wall thickness mm	100	100
Material	0	0
Hydro drag coeff.		
Hydro inertia coeff.		

Foundations and Ground / Sea-bed Properties

☐ Translational motion ☐ Rotation about horizontal axis

Translational stiffness N/m		Rotational stiffness Nm/rad	
Foundation Mass kg		Inertia of Foundation kgm²	

Graph

Show:

Figura 19: Pestaña en BLADED de las especificaciones de la torre

A continuación, se detallan los parámetros introducidos:

- **Height above surface** (altura sobre la superficie): altura de cada estación de la torre medida desde la superficie del mar hasta el punto correspondiente de la torre. Define la geometría vertical del fuste. Previamente especificado en el ANEXO I.
- **Outside diameter** (diámetro exterior): diámetro exterior de la torre en cada estación. Este parámetro es necesario para calcular la sección transversal de la torre y su rigidez estructural. Puede variar a lo largo de la altura de la torre. Calculado en el apartado 5.2.
- **Wall thickness** (espesor de la pared): espesor de la pared de la torre en cada estación. Calculado en el apartado 5.2.
- **Mass per unit length** (masa por unidad de longitud): calculada automáticamente por el software a partir del diámetro exterior, el espesor de pared y el material definido. Representa la distribución de masa a lo largo de la torre y es fundamental para el análisis modal y estructural.
- **Material** (material): material asignado a la torre. En este modelo se ha utilizado acero S270, con una densidad de 7850 kg/m^3 , módulo de Young de $2,1 \cdot 10^{11} \text{ N/m}^2$. Estas propiedades determinan el comportamiento elástico de la torre frente a cargas dinámicas.
- **Depth of first tower station** (profundidad de la primera estación de la torre): posición vertical de la primera estación de la torre respecto al nivel del mar. Permite modelar torres que se encuentran parcialmente sumergidas, como en instalaciones offshore. Previamente especificado en el ANEXO I.
- **Mean water depth** (profundidad media del agua): profundidad media del agua en el emplazamiento. Es un valor relevante para el cálculo de cargas hidrodinámicas y condiciones de contorno en torres marinas. Previamente especificado en el ANEXO

3.1.5 TREN DE POTENCIA

En esta sección se introducirá los parámetros relacionados tanto con el generador como la transmisión. El módulo de Power Train en Bladed se organiza en cinco diferentes pestañas. A continuación, se detallan las configuraciones realizadas para este modelo:

La primera es la de “**Transmisión**”. En este modelo no se ha definido una transmisión mecánica entre el rotor y el generador.

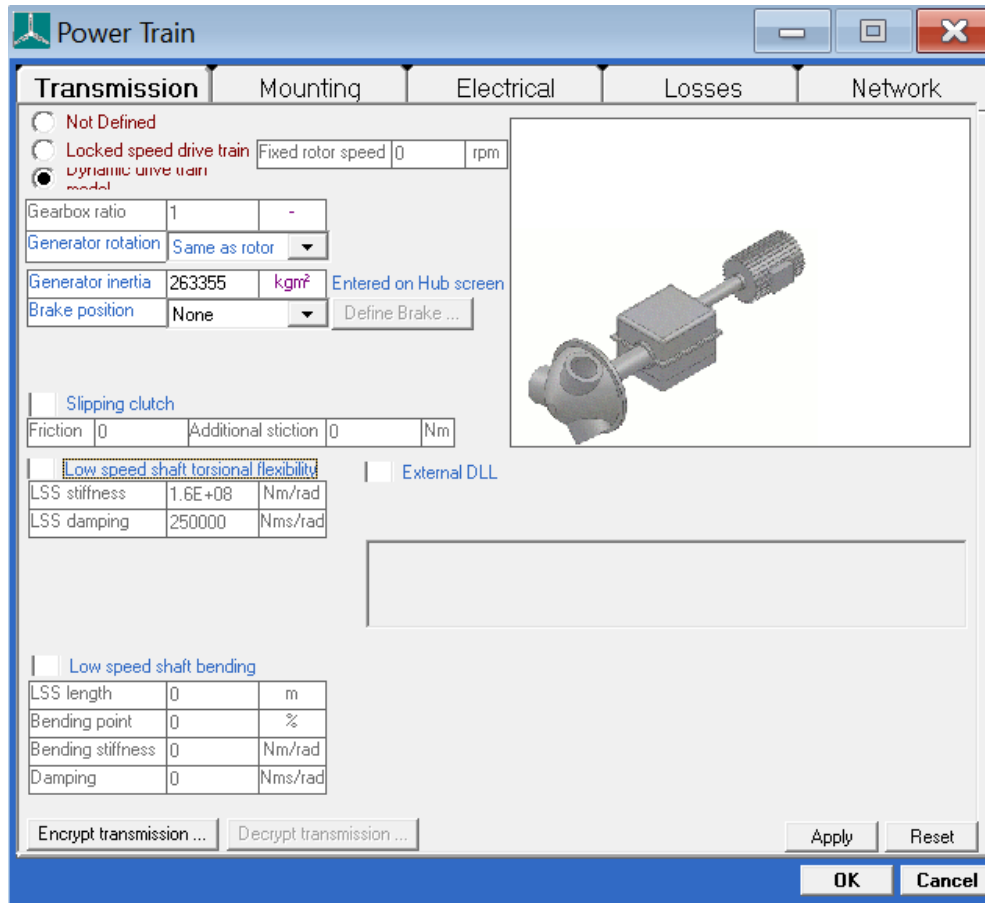


Figura 20: Pestaña de transmisión en BLADED

El único parámetro que definir es:

- **Generator inertia** (inercia del generador): valor que representa la inercia rotacional del generador respecto a su eje de giro. Este dato es necesario para el análisis dinámico del sistema. Calculado en el apartado 5.3.5.

La segunda pestaña contiene el “**Mounting**.” Al no haber definido un sistema de acoplamiento o soporte adicional, en esta pestaña no se introducirá ningún dato.

La tercera pestaña llamada “**Electrical**” contiene todos los datos eléctricos referidos al motor. En este caso, se ha seleccionado un generador síncrono de imanes permanentes con velocidad variable. El sistema opera entre 6 y 12 rpm, siendo 12 rpm su velocidad nominal.

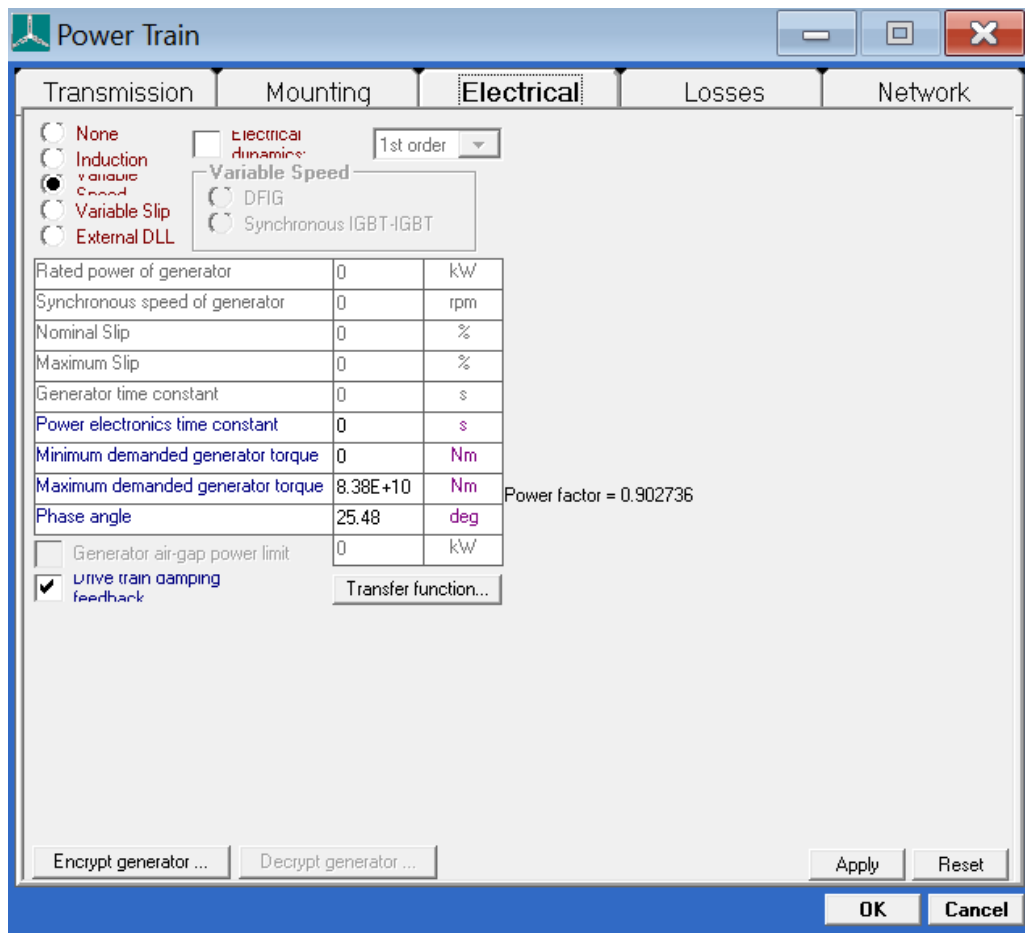


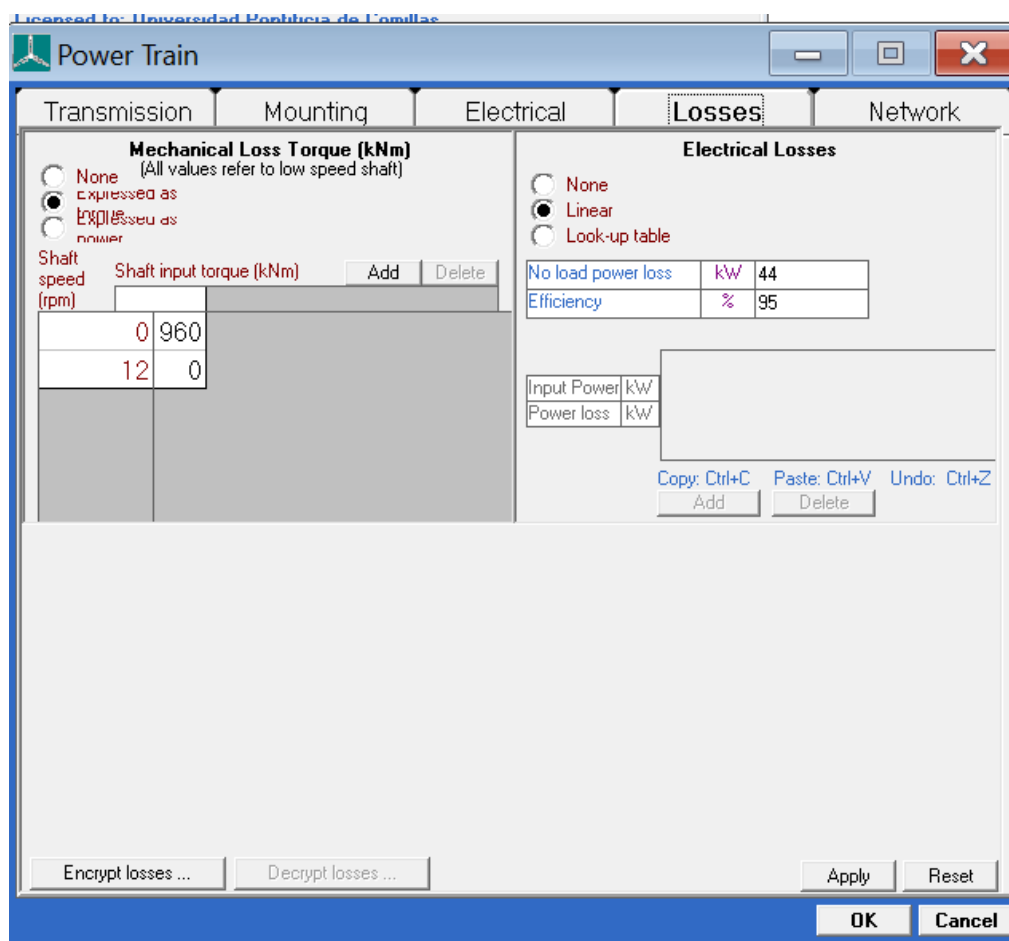
Figura 21: Pestaña "Electrical" de BLADED

Se han definido los siguientes parámetros:

- **Variable speed** (velocidad variable):
Se ha activado esta opción, ya que el generador no trabaja a velocidad fija.
- **Electrical dynamics** (dinámica eléctrica):
Esta opción se ha dejado desactivada, al tratarse de un prototipo sin definición detallada de variables eléctricas dinámicas.

- **Maximum demanded generator torque** (máximo par demandado del generador):
Par máximo que el generador puede entregar en condiciones nominales. Calculado en el apartado 5.5.
- **Phase angle** (ángulo de fase):
Ángulo entre la tensión y la corriente en el generador. Para este modelo se ha introducido un valor correspondiente a un factor de potencia de 0,9, es decir, $\cos(\alpha) = 0,9$.

La cuarta pestaña es la llamada “Losses”. En esta pestaña se introducirán las pérdidas internas del generador, tanto mecánicas como eléctricas.



Power Train

Transmission Mounting Electrical **Losses** Network

Mechanical Loss Torque (kNm)
(All values refer to low speed shaft)

☐ None
☒ Expressed as
☐ Expressed as number

Shaft speed (rpm) Shaft input torque (kNm) Add Delete

0	960		
12	0		

Electrical Losses

☐ None
☒ Linear
☐ Look-up table

No load power loss	kW	44
Efficiency	%	95

Input Power kW
Power loss kW

Copy: Ctrl+C Paste: Ctrl+V Undo: Ctrl+Z

Add Delete

Encrypt losses ... Decrypt losses ...

Apply Reset

OK Cancel

Figura 22: Pestaña de pérdidas del generador en BLADED

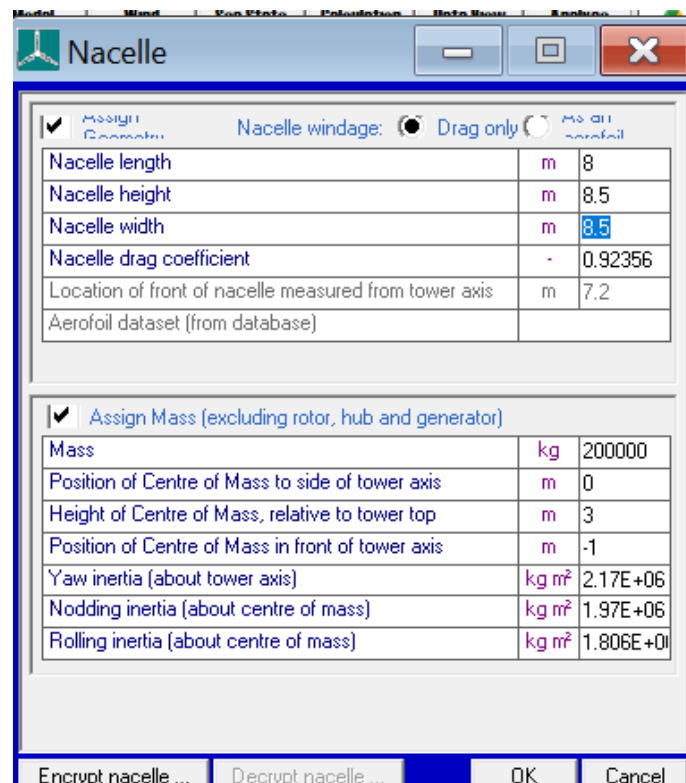
En esta ventana se ha introducido:

- **Mechanical torque** (pérdidas del par mecánico): tabla previamente calculada en el apartado 5.6. que refleja las pérdidas del par mecánico.
- **Electrical losses** (pérdidas eléctricas): este apartado es proporcionado por las especificaciones previas en el ANEXO I. En estas se informa que el aerogenerador tiene una eficiencia de 95% y su no load power los (pérdidas cuando no hay cargas).

Por último, la quinta pestaña llamada "Network" (red) no definiremos nada. Esto es debido a que se trata de un prototipo.

3.1.6 GÓNDOLA

En este apartado se introducen los datos geométricos y de masa asociados a la góndola del aerogenerador. Estos parámetros son fundamentales para calcular la respuesta dinámica del sistema completo ya que afectan tanto al reparto de masas.



Assign Geometry		
Nacelle length	m	8
Nacelle height	m	8.5
Nacelle width	m	8.5
Nacelle drag coefficient	-	0.92356
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	200000
Position of Centre of Mass to side of tower axis	m	0
Height of Centre of Mass, relative to tower top	m	3
Position of Centre of Mass in front of tower axis	m	-1
Yaw inertia (about tower axis)	kg m²	2.17E+06
Nodding inertia (about centre of mass)	kg m²	1.97E+06
Rolling inertia (about centre of mass)	kg m²	1.806E+06

Figura 23: Pestaña de la góndola en BLADED

Los campos definidos en esta pestaña son los siguientes:

- **Nacelle length** (longitud de la góndola): dimensión longitudinal de la góndola. Se utiliza para definir su volumen y forma aerodinámica. Tiene valor de 8m y está previamente especificado en el ANEXO I.
- **Nacelle height** (altura de la góndola): altura vertical de la góndola. Bladed considera la góndola como un cuerpo rectangular para cálculos de arrastre y masas. Calculados en el apartado 5.3.4.
- **Nacelle width** (anchura de la góndola): ancho lateral de la góndola. Este valor es igual a la altura debido a que al tener datos de una sección circular y pasarlo a una cuadrada debido a BLADED se ha supuesto que al ser cuadrado serían la misma.
- **Nacelle drag coefficient** (coeficiente de arrastre de la góndola): coeficiente adimensional que representa la resistencia aerodinámica de la góndola al viento. Se aplica solo si se activa la opción de incluir fuerzas de arrastre sobre la góndola. Calculado en el apartado 5.4.3.
- **Mass** (masa): masa de la góndola excluyendo el rotor, el buje y el generador. Este valor se emplea para calcular fuerzas inerciales en el análisis dinámico. Previamente especificado en el ANEXO I.
- **Position of centre of mass to side of tower axis** (posición lateral del centro de masas respecto al eje de la torre): distancia horizontal entre el centro de masas de la góndola y el eje central de la torre. Por defecto suele ser cero, indicando simetría respecto al eje. En el modelo también será cero.
- **Height of centre of mass, relative to tower top** (altura del centro de masas respecto a la parte superior de la torre): distancia vertical entre el centro de masas de la góndola y el extremo superior de la torre. Este valor está calculado en el apartado 5.2.
- **Position of centre of mass in front of tower axis** (posición del centro de masas delante del eje de la torre): distancia entre el eje vertical de la torre y el centro de masas de la góndola en la dirección del viento. Toma un valor de -1 ya que esta previamente definido en las especificaciones en el ANEXO I.
- **Yaw inertia** (inercia de guiñada): inercia de la góndola respecto al eje vertical (yaw). Calculado en el apartado 5.3.4.

- **Nodding inertia** (inercia de cabeceo): inercia de la góndola respecto al eje lateral (nodding), en el plano que oscila hacia delante y atrás respecto al viento. Calculado en el apartado 5.3.4.
- **Rolling inertia** (inercia de alabeo): inercia respecto al eje longitudinal de la góndola (rolling). Representa la resistencia a la rotación lateral. Calculado en el apartado 5.3.4.

3.1.7 CONTROL

En este apartado se definen los parámetros relacionados con el sistema de control de la turbina.

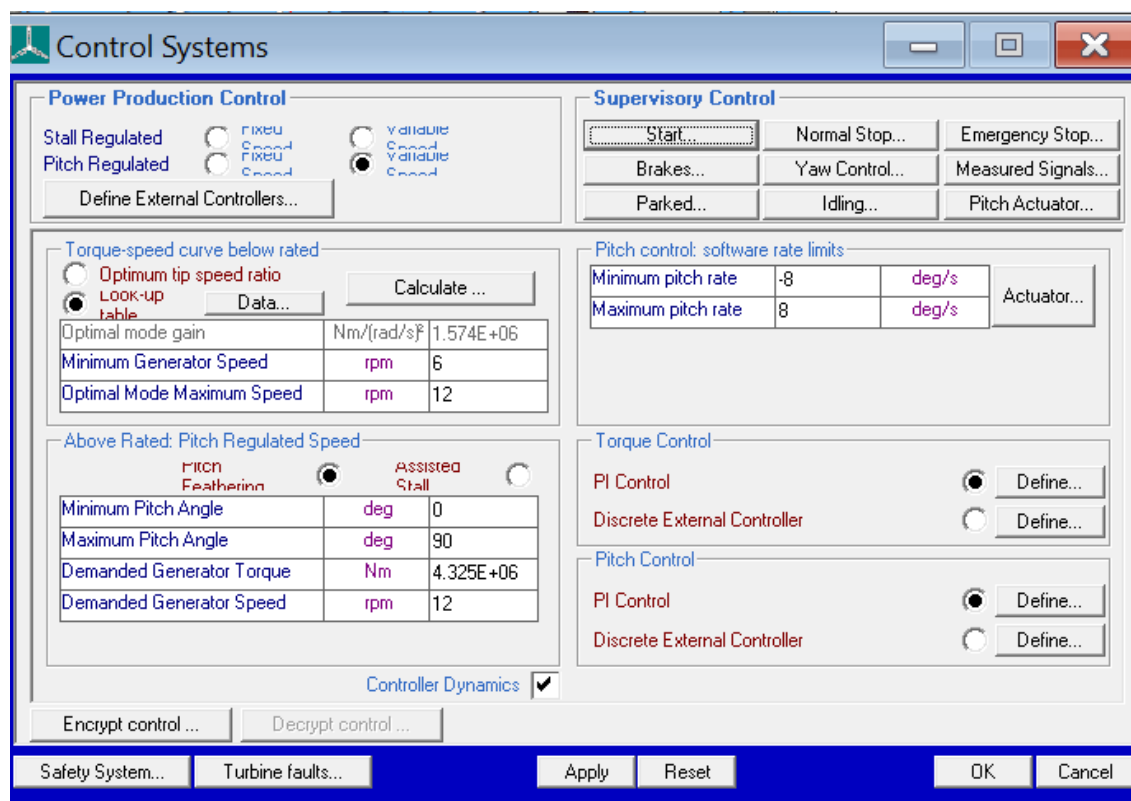


Figura 24: Pestaña del control en BLADED

En esta ventana se encuentran las siguientes secciones:

- **Power production control:** (control de la potencia producida):
Se selecciona la opción de control por velocidad variable del rotor con regulación mediante ángulo de paso.
- **Optimum tip speed ratio** (relación óptima de velocidad de punta): proporción entre la velocidad tangencial en la punta de la pala y la velocidad del viento que maximiza el coeficiente de potencia C_p . Para hallar el $C_{p\text{óptimo}}$ se simulará en BLADED la gráfica de este parámetro y se hallará el máximo.

$$P = \frac{1}{2} * \rho * c_p * R^2 V^3$$

- Esta ecuación que demuestra la relación que tiene la potencia generada con los siguientes parámetros:
 - ρ : Densidad del aire
 - C_p : Coeficiente de potencia
 - R : Radio del área barrida por las aspas
 - V : Velocidad del viento en el buje

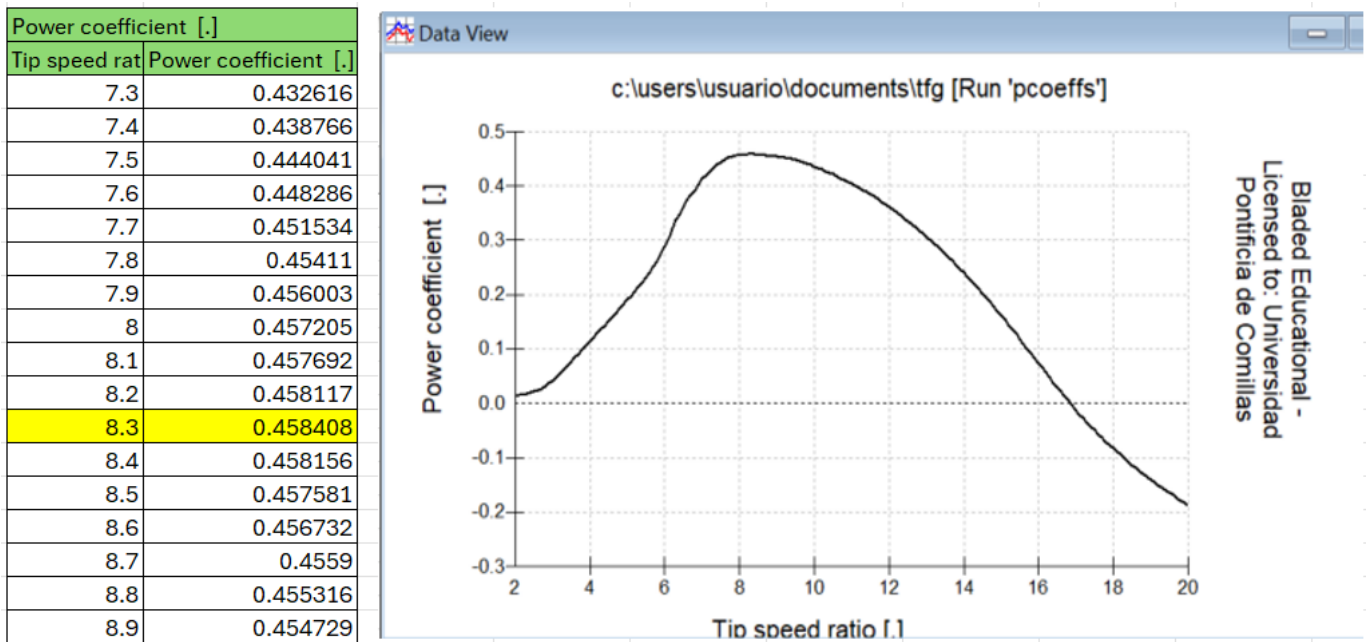


Tabla 1: Relación entre el tip speed y el coeficiente de potencia

En la gráfica se aprecia que el punto máximo se sitúa en [8.3, 0.458408]. El eje x corresponde al tip speed ratio y el eje y a el C_p . El C_p puede parecer de un valor bajo al ser menos de la mitad. A pesar de esto, el valor tiene sentido porque hay primero un limitante físico de la energía eólica extraída. Este es el conocido límite de Betz.

El límite de Betz se basa en un principio físico: si una turbina extrajera el 100 % de la energía del viento, el aire quedaría completamente detenido tras atravesarla, lo que bloquearía el paso de más aire y, por tanto, impediría la continuidad del flujo. Para que el viento siga moviéndose y se mantenga el flujo de masa a través del rotor, parte de la energía debe permanecer en el aire que sale. El análisis de esta transferencia de energía, bajo hipótesis ideales (flujo estacionario, sin fricción y con densidad constante), demuestra que el máximo aprovechable es el 59,3 % de la energía cinética del viento. Las turbinas actuales alcanzan aproximadamente un 75% de este límite por lo que nos daría un valor de 0.44, parecido al obtenido.

Se obtiene la velocidad del viento sustituyendo en la fórmula previa y suponiendo P_{nom} . Se concluye que obtenemos:

$$C_{p_{max}} = 0.459$$

$$V = 11.63 \text{ m/s}$$

$$\Lambda_{opt} = 8.3$$

- **Optimal mode gain** (ganancia en modo óptimo): parámetro que determina la pendiente de la curva de par en la zona de operación óptima. Se ajusta para mantener la estabilidad del sistema en el régimen de máxima eficiencia. Calculado en apartado 5.7.
- **Minimum generator speed** (velocidad mínima del generador): corresponde a la velocidad a partir de la cual el generador puede empezar a producir potencia útil. En

este modelo se ha definido un valor de 6 rpm. Este valor está proporcionado en las especificaciones previas (ANEXO I).

- **Optimal mode maximum speed** (velocidad máxima en modo óptimo): velocidad máxima del generador mientras se mantiene la relación de velocidad de punta óptima.
- **Minimum pitch angle** (ángulo mínimo de paso): ángulo de las palas cuando están en posición de máxima captación de energía. Se ha establecido en 0° según las especificaciones previas (ANEXO I).
- **Maximum pitch angle** (ángulo máximo de paso): ángulo límite de las palas cuando se busca frenar la turbina o evitar daños. Se ha definido en 90° según las especificaciones previas (ANEXO I).
- **Maximum generator torque** (par máximo del generador): valor máximo del par que puede demandar el generador bajo condiciones nominales. Calculado en apartado 5.5.
- **Demanded generator speed** (velocidad nominal del generador): velocidad para la que el generador está diseñado. En este modelo es 12 rpm. Este valor está proporcionado en las especificaciones previas (ANEXO I).
- **Minimum and maximum pitch rate** (velocidad mínima y máxima de cambio de paso): representan las tasas mínimas y máximas de variación del ángulo de paso. Cuando el ángulo entre el viento y el eje longitudinal de la góndola es mayor que 8°, el sistema de guiñada de activará. Este valor es proporcionado por la certificación GL.

Torque control (control de par): BLADED permite configurar un controlador PI para ajustar el par del generador según la velocidad del rotor. Los parámetros de ganancia proporcional e integral se ajustan para obtener una respuesta estable y eficiente. Se ajustará en el siguiente apartado (3.2.1)

- **Pitch control** (control de paso): se define un sistema PI independiente para controlar el ángulo de paso de las palas. Permite regular la potencia extraída del viento en régimen por encima de la velocidad nominal. Se ajustará en el siguiente apartado (3.2.1)

3.1.8 SISTEMA DE GUIÑADA

Dentro de la pestaña del Yaw Control dentro de la ventana de control del modelo de encuentra la que es responsable de definir el mecanismo de guiñada.

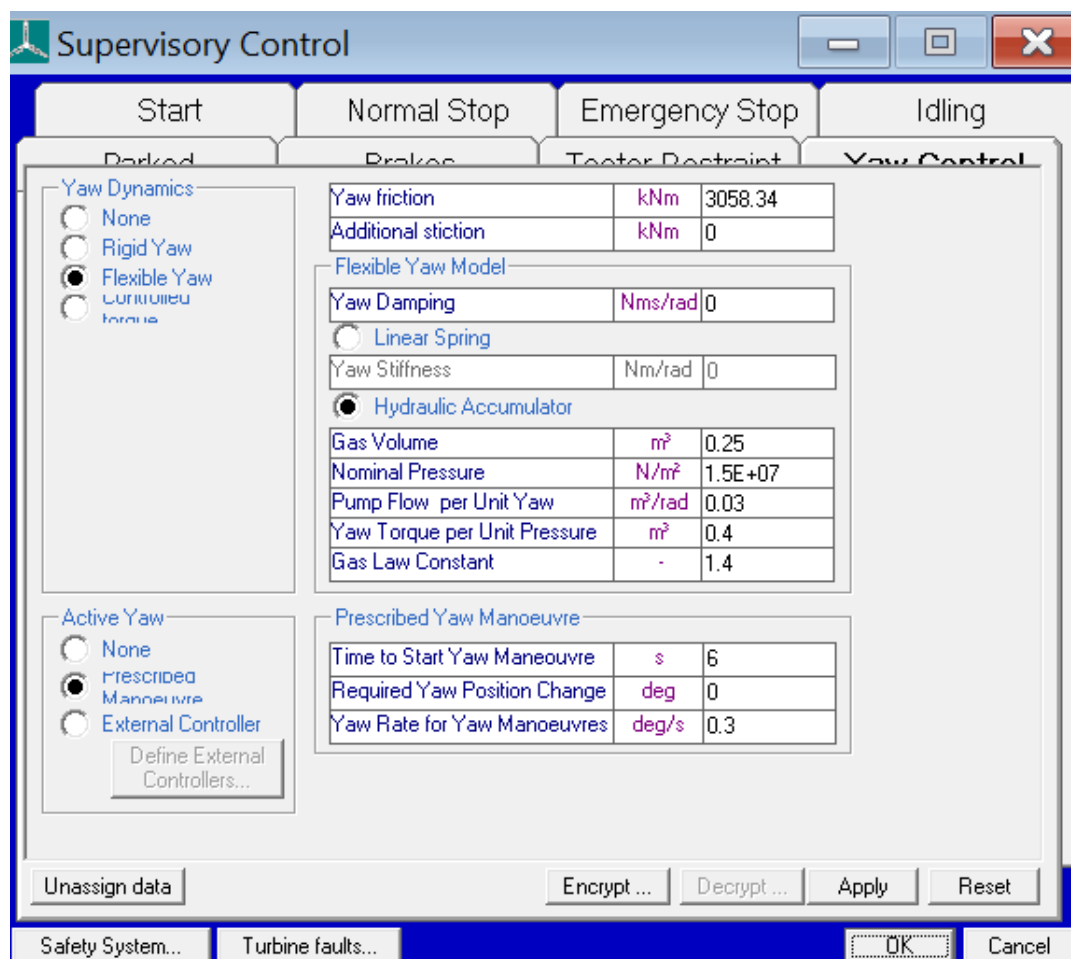


Figura 25: Pestaña del mecanismo de guiñada en BLADED

Para definir el sistema de guiñada se deben definir los siguientes parámetros:

Yaw Dynamics (tipos de sistemas de guiñada):

- **None:** no se aplica ningún sistema de guiñada. El rotor permanece fijo independientemente de los cambios en la dirección del viento.
- **Rigid yaw** (sistema de guiñada rígido): el rotor se reorienta automáticamente al detectar una desviación entre el eje del rotor y la dirección del viento. Se asume una conexión rígida entre la torre y la góndola, y se deben definir los siguientes parámetros:
 - **Yaw friction:** Representa el momento de fricción estática en el sistema de guiñada (torre-góndola). Esta fricción debe superarse para iniciar la rotación de la góndola y por ello, impacta a la sensibilidad en condiciones de pequeñas desviaciones del viento. Calculado en el apartado 5.8.
- **Flexible yaw** (sistema de guiñada flexible): En esta opción, la reorientación no ocurre de forma instantánea. El sistema permite una cierta desalineación angular antes de actuar, con el objetivo de reducir cargas estructurales. Se puede modelar mediante dos enfoques:
 - **Linear spring:** se representa un resorte lineal entre la torre y la góndola. Es necesario introducir:
 - **Stiffness:** rigidez del resorte (Nm/rad).
 - **Damping coefficient:** amortiguamiento lineal (Nms/rad).
 - **Hydraulic accumulator:** este sistema simula un actuador hidráulico con almacenamiento de energía neumática. Los parámetros que introducir son:
 - **Gas volume:** volumen del gas en el acumulador.
 - **Nominal pressure:** presión nominal del gas.
 - **Pump flow per unit pressure:** caudal de la bomba por unidad de presión.

- **Yaw torque per unit pressure:** par generado por unidad de presión diferencial.
- **Gas law constant:** constante del gas (γ), típicamente 1.4 para aire.

Parámetros adicionales del control de guiñada:

- **Time to start yaw manoeuvre:** Tiempo de retardo entre la detección de desalineación y el inicio de la maniobra de guiñada.
- **Required yaw position change:** Umbral angular necesario para activar el sistema.
- **Yaw rate for yaw manoeuvres:** Velocidad angular máxima de giro de la góndola (en deg/s o rad/s), influye directamente en la rapidez de corrección de orientación. Esto viene previamente definido en el ANEXO I.

3.1.9 ANÁLISIS MODAL

En esta sección se definen los modos de vibración tanto de las palas como de la torre. El análisis modal es fundamental para caracterizar la respuesta dinámica del aerogenerador frente a excitaciones externas, como ráfagas de viento, turbulencia o fenómenos de resonancia estructural.

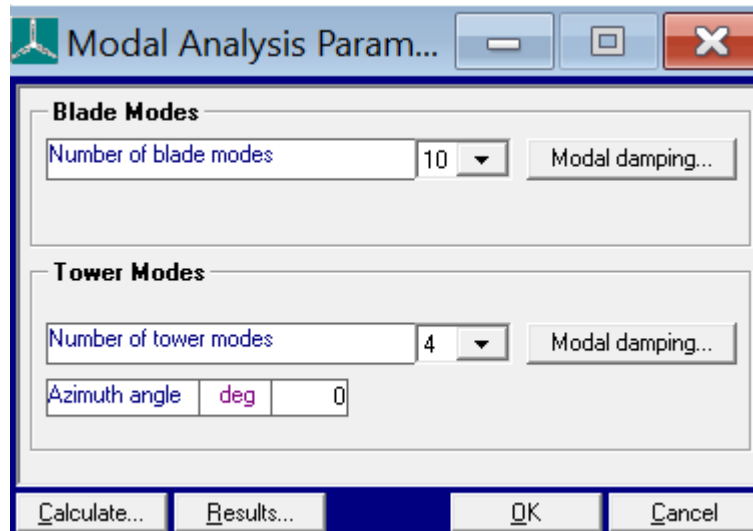


Figura 26: Pestaña del modal en BLADED

Para este modelo, se han configurado los siguientes parámetros:

- **Number of blade modes** (número de modos de pala): se han definido 10 modos de vibración para las palas, con el objetivo de capturar adecuadamente sus frecuencias naturales.
- **Number of tower modes** (número de modos de torre): se han considerado 4 modos de vibración para la torre, permitiendo modelar adecuadamente su flexión en ambas direcciones principales.
- **Azimuth angle** (ángulo de acimut): se ha fijado un ángulo de referencia de 0° , que corresponde a la orientación inicial del rotor respecto al plano vertical frontal.

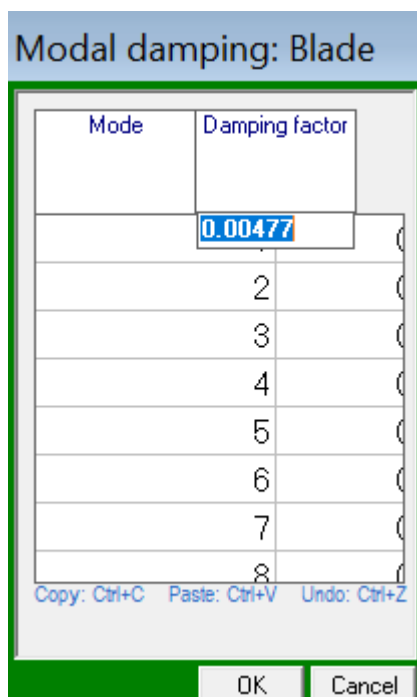


Figura 27: Pestaña de modal damping en BLADED

- **Damping factor for blade modes** (factor de amortiguamiento para modos de pala): se ha introducido un coeficiente de amortiguamiento modal de 0,00477 (0,477 %) en todos los modos según las especificaciones previas (ANEXO I).

3.1.10 VIENTO

En este apartado se definen las condiciones de viento bajo las cuales se realizarán las simulaciones dinámicas del aerogenerador. Se emplea un modelo de viento tridimensional con turbulencia variable en el tiempo, así como un perfil vertical y una distribución estadística anual. Para introducir estos parámetros se dividen en varias pestañas:

A) Define Turbulence

En esta ventana definiremos una turbulencia del viento.

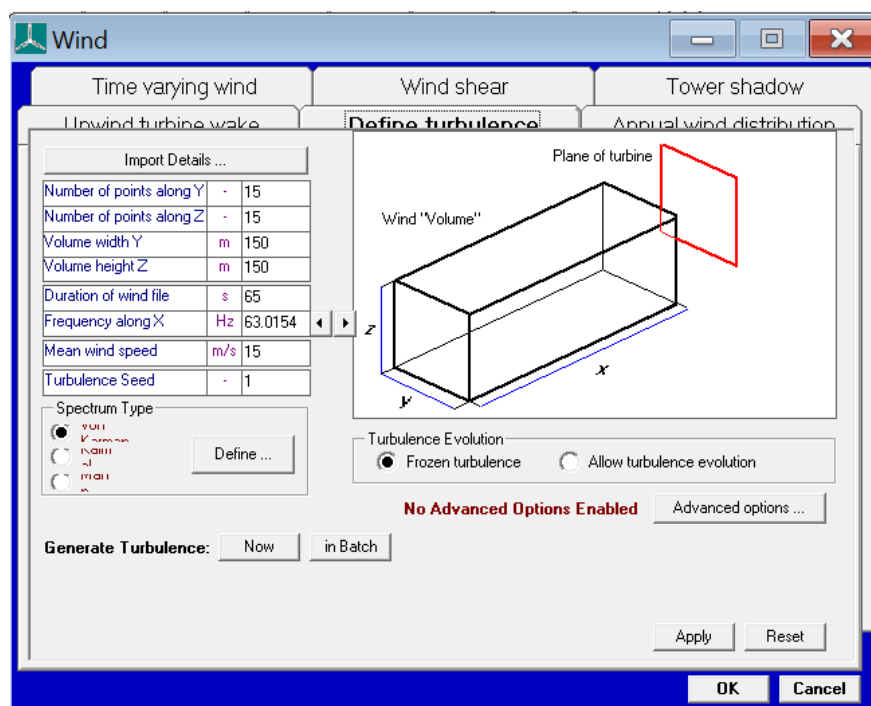


Figura 28: Pestaña para definir una turbulencia en BLADED

Para ello se deberán definir las siguientes características:

- **Number of points along Y** (número de puntos en Y): se fijan ambos en 15 para equilibrio entre precisión y tiempo de simulación. Esto es debido a que una cantidad muy alta de puntos aumentará considerablemente el tiempo de simulación y la calidad, en cambio, una cantidad muy baja de puntos reducirá la precisión de los resultados.
- **Number of points along Z** (número de puntos en Z): se fijan ambos en 15 para equilibrio entre precisión y tiempo de simulación. Esto es debido a que una cantidad muy alta de puntos aumentará considerablemente el tiempo de simulación y la calidad, en cambio, una cantidad muy baja de puntos reducirá la precisión de los resultados.
- **Volume width Y** (anchura del volumen): fijado en 150 m, superando el diámetro del área barrida por el rotor (127m). Esto es porque la turbulencia deberá abordar una distancia mayor que la de las que recorren las palas.
- **Volume width Z** (altura del volumen): fijado en 150 m, superando el diámetro del área barrida por el rotor (127m). Esto es porque la turbulencia deberá abordar una distancia mayor que la de las que recorren las palas.

- **Duration of wind file** (duración del archivo de viento): limitada a 60 s por la versión Educational de BLADED.
- **Frequency along X** (frecuencia en eje X): distancia entre puntos sucesivos a lo largo de la dirección del viento (frecuencia del muestreo). Se mantiene el valor por defecto del software.
- **Mean wind speed** (velocidad media): valor medio de viento definido para el viento a la altura del viento.
- **Turbulence seed** (semilla de turbulencia): define el campo de turbulencia específico generado.
- **Spectrum type** (tipo de espectro): se utiliza el espectro *Kaimal*, recomendado por la certificación GL. Este es el modelo que usará para definir el viento.

B) Time varying wind

En esta pestaña se define el viento variable en el tiempo. Se empleará en este modelo dos formas:

La primera forma que es **3D Turbulent Wind** permite simular el viento como una entrada dinámica tridimensional. Para esta forma es necesario adjuntar un archivo definiendo la turbulencia previamente creada en el apartado anterior.

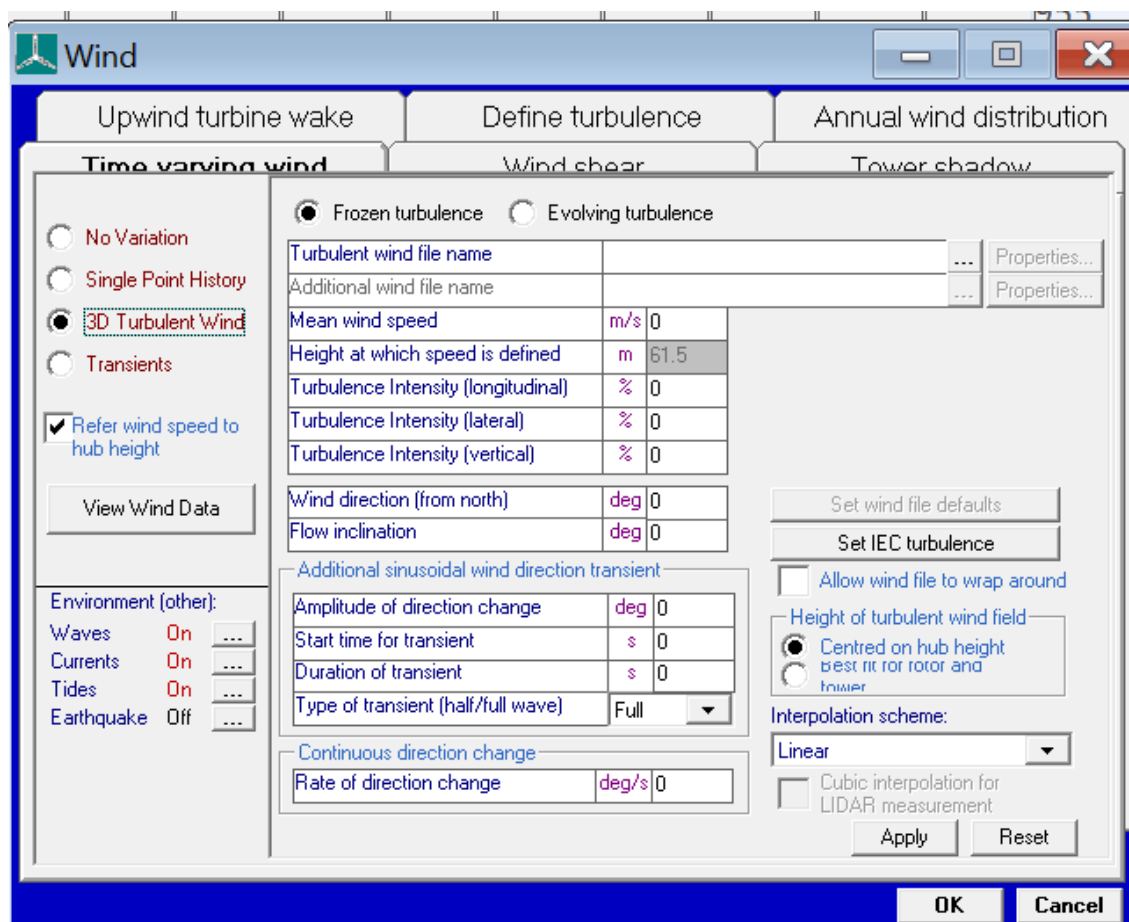


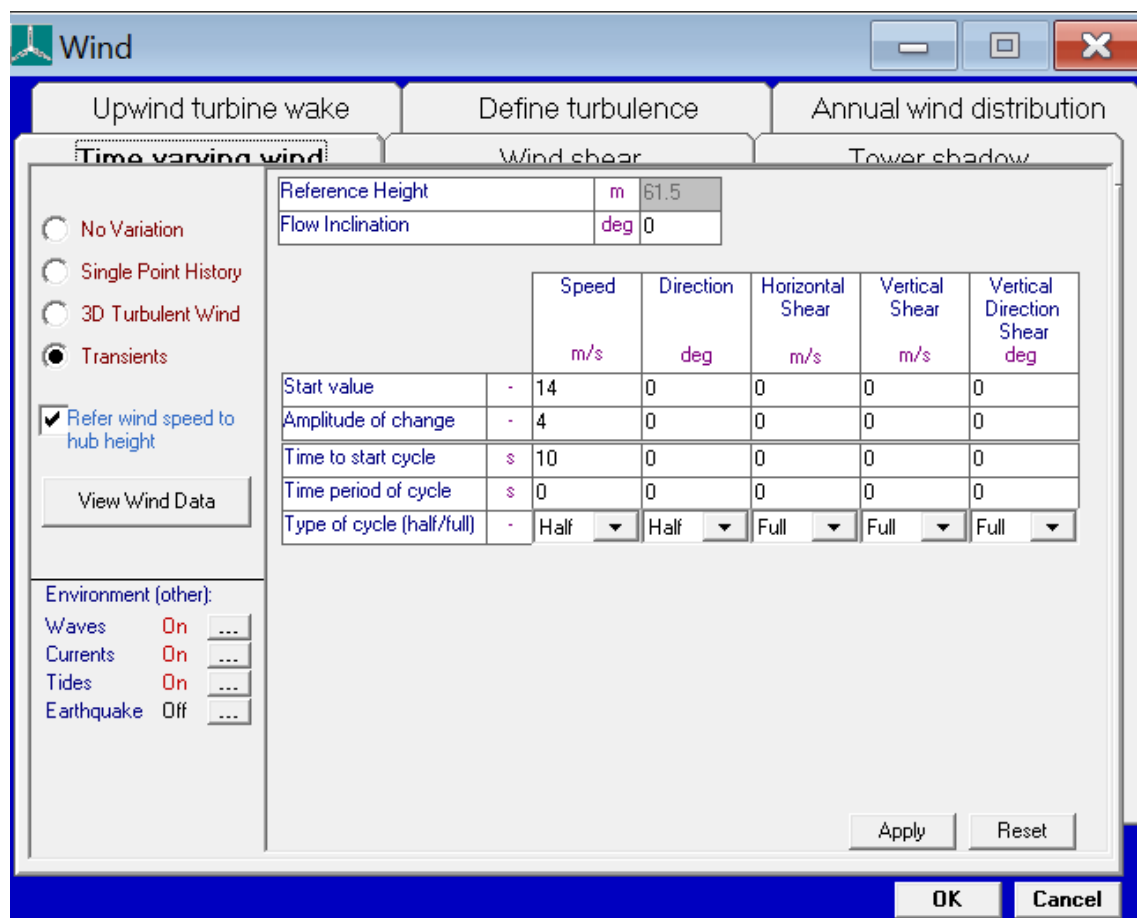
Figura 29: Pestaña para definir turbulencia a lo largo del tiempo en BLADED

Se ha configurado como una turbulencia 3D con las siguientes propiedades:

- **Mean wind speed** (velocidad media del viento): valor medio del viento a lo largo del tiempo en la altura del buje. Se determina automáticamente por el archivo de turbulencia generado ya que debe ser la misma.
- **Height at which speed is defined** (altura de definición de la velocidad): corresponde a la altura del buje, a la cual se define el campo de viento de referencia.
- **Turbulence intensity, longitudinal** (intensidad longitudinal de la turbulencia): porcentaje que representa la desviación estándar de la componente longitudinal del viento con respecto a su media. Solo se tiene en cuenta la dirección longitudinal ya que es la única que permite la versión educativa de BLADED.

- **Wind direction** (dirección del viento): dirección desde la cual sopla el viento, referida al norte. En este caso se considera viento del norte, es decir, 0° .
- **Flow inclination** (inclinación del flujo): ángulo entre el flujo del viento y el plano horizontal. Para entornos marinos se asume un valor de 0° .

La otra forma en la que se puede modelar el viento es como un **transitorio**.



	Speed	Direction	Horizontal Shear	Vertical Shear	Vertical Direction Shear
	m/s	deg	m/s	m/s	deg
Start value	14	0	0	0	0
Amplitude of change	4	0	0	0	0
Time to start cycle	10	0	0	0	0
Time period of cycle	0	0	0	0	0
Type of cycle (half/full)	Half	Half	Full	Full	Full

Figura 30: Pestaña para definir viento transitorio en BLADED

En ese caso, se especifican los siguientes parámetros:

- **Start value** (valor inicial): valor base de viento antes del cambio.
- **Amplitude to change** (amplitud del cambio): incremento máximo aplicado al valor inicial.

- **Time to start cycle** (instante de inicio): momento en el que comienza el cambio.
- **Time period of cycle** (duración): duración del transitorio completo.
- **Type of cycle** (tipo de ciclo): puede ser full (sube hasta el máximo y luego baja al mínimo haciendo una onda) o half (solo sube hasta el valor máximo y se mantiene).

C) Wind Shear

Esta ventana se centra en el perfil del viento. Esta se define en función de la altura.

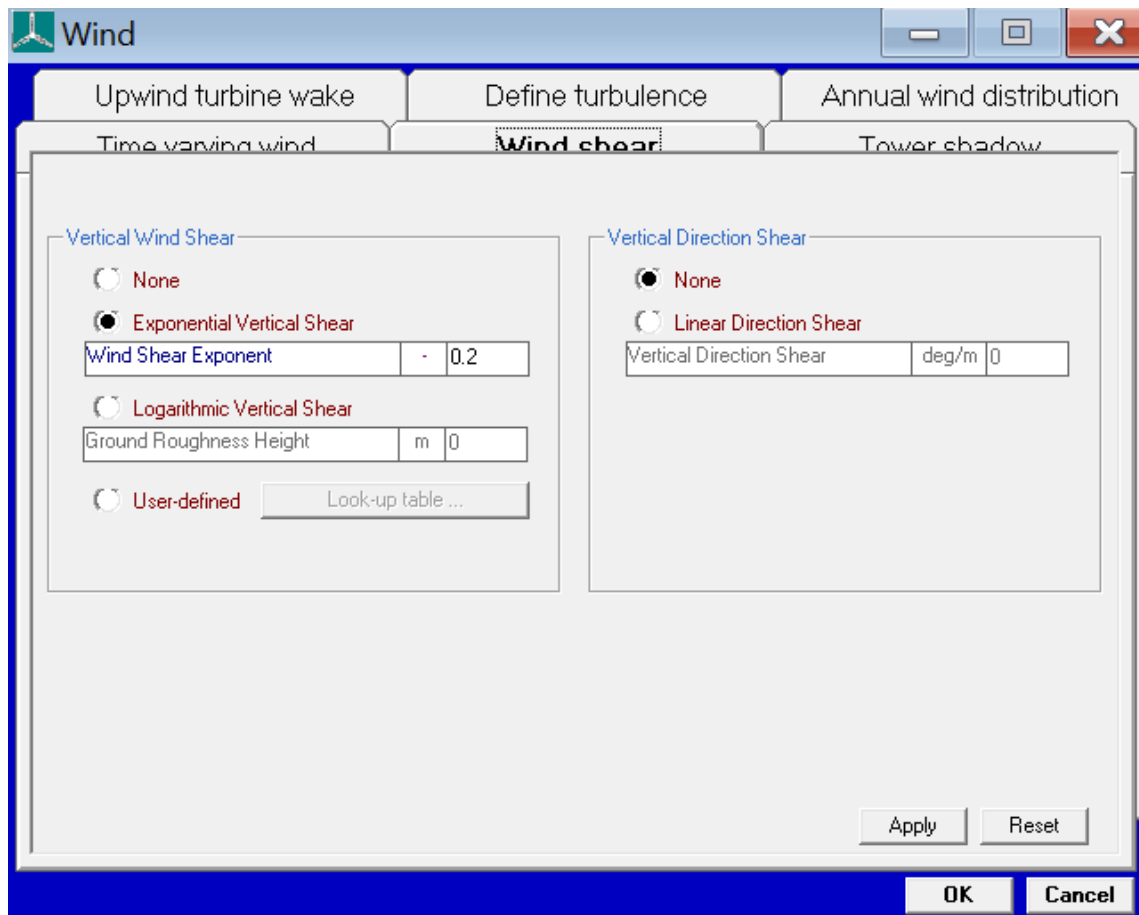


Figura 31: Pestaña para definir perfil de viento en BLADED

En esta pestaña se encuentra:

- Vertical wind shear exponent: Exponente α del perfil de viento vertical, definido por la ley de potencia:

$$V(z) = V_{ref} \cdot \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha$$

Ecuación 2: Ley de potencia

- Bladed utiliza por defecto un valor de 0.2 para ubicaciones marinas, en línea con recomendaciones IEC.

D) Annual wind distribution

Este apartado refleja la distribución anual del viento.

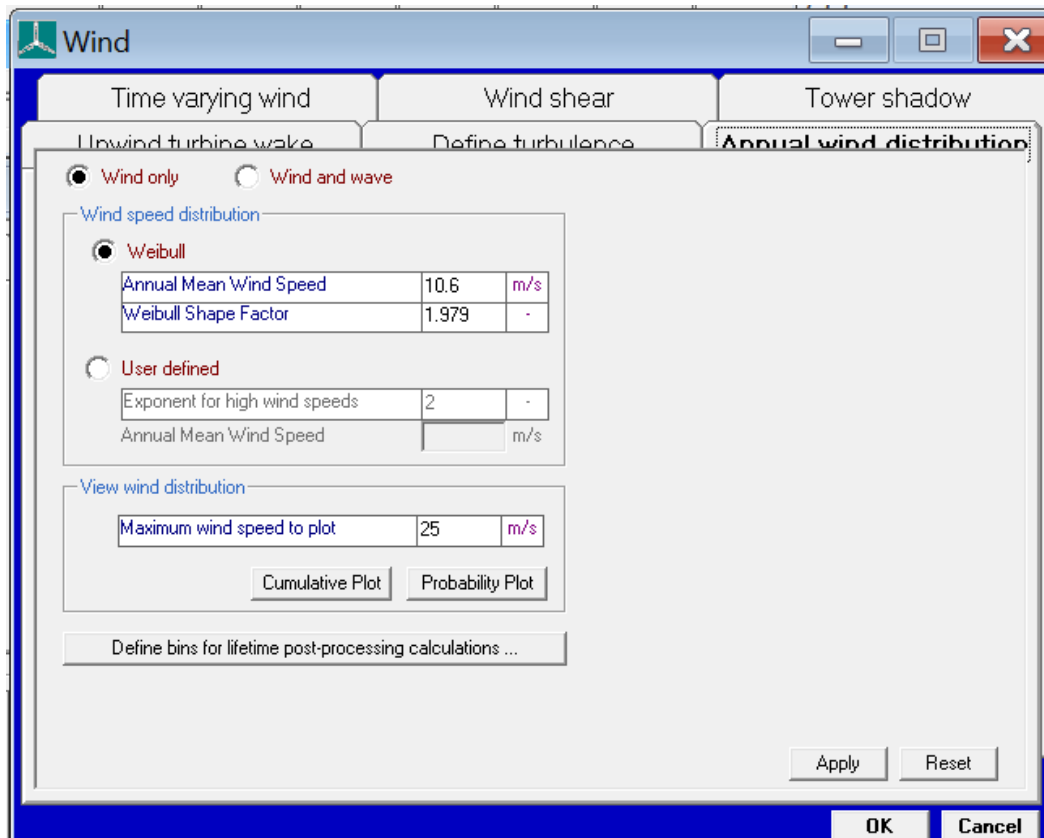


Figura 32: Pestaña para definir el viento a lo largo del año en BLADED

Se definirá una distribución anual de Weibull que contiene los siguientes parámetros:

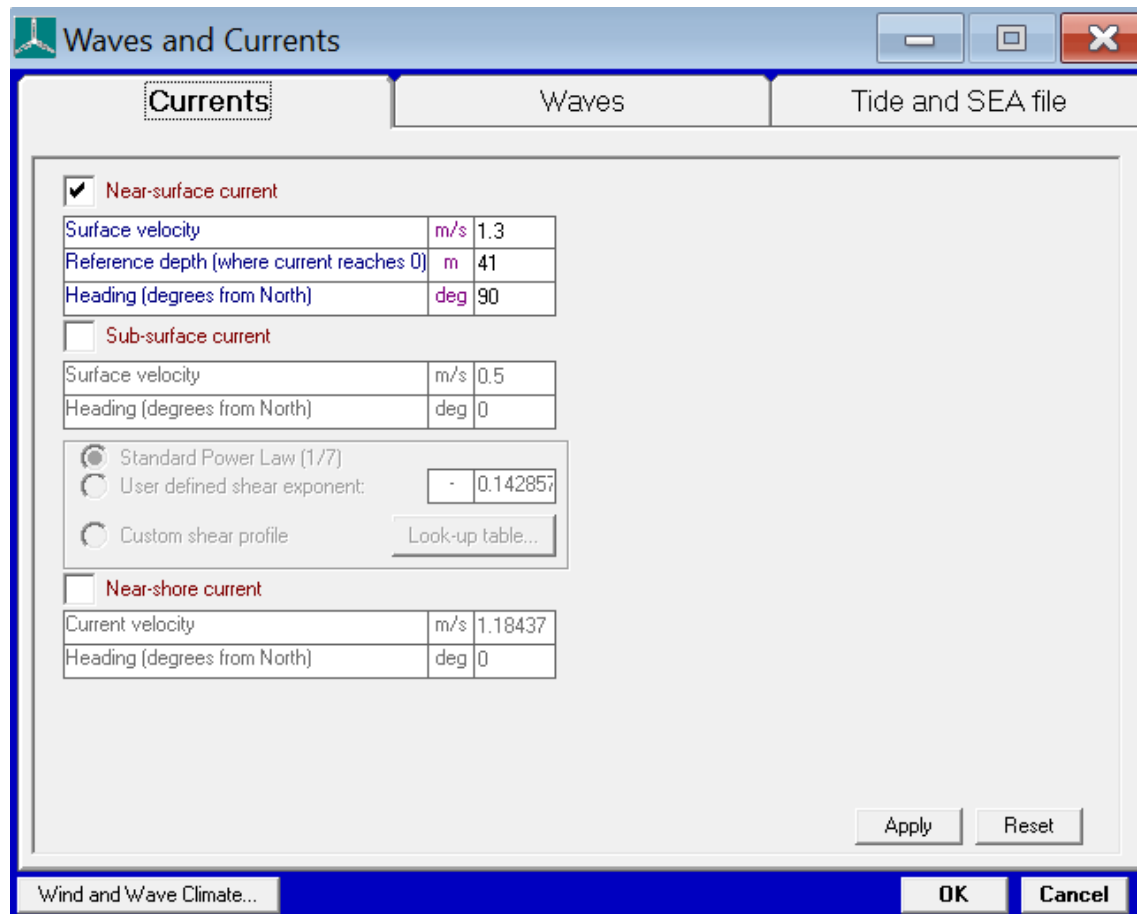
- **Annual mean wind speed:** velocidad media del viento en el emplazamiento a lo largo del año. Tiene el valor de 10.6 m/s ya que viene definido por las especificaciones preliminares (ANEXO 1)
- **Weibull shape factor:** factor de forma k de la distribución de Weibull, que describe la dispersión del viento. Un valor de $k \approx 2$ representa condiciones de viento típicamente variables, mientras que $k > 3$ indica mayor regularidad. Según nuestras especificaciones (ANEXO I) el valor es de 1.979.

Las otras dos ventanas posibles las mantendremos por defecto de BLADED.

3.1.11 OLAS Y CORRIENTES

En este apartado se definen las condiciones oceánicas a las que se verá sometido el aerogenerador marino durante las simulaciones. En el software BLADED se introducen los datos en tres pestañas.

La primera llamada “**Currents**” se aloja la información relacionada a las corrientes. Al cargar simulaciones para ver los efectos de sistema de guiñada necesitaremos corrientes **near-surface** (cerca de la superficie).



Waves and Currents

Currents | Waves | Tide and SEA file

☒ **Near-surface current**

Surface velocity	m/s	1.3
Reference depth (where current reaches 0)	m	41
Heading (degrees from North)	deg	90

☐ **Sub-surface current**

Surface velocity	m/s	0.5
Heading (degrees from North)	deg	0

☒ Standard Power Law (1/7)
☐ User defined shear exponent:
☐ Custom shear profile

☐ **Near-shore current**

Current velocity	m/s	1.18437
Heading (degrees from North)	deg	0

Apply Reset

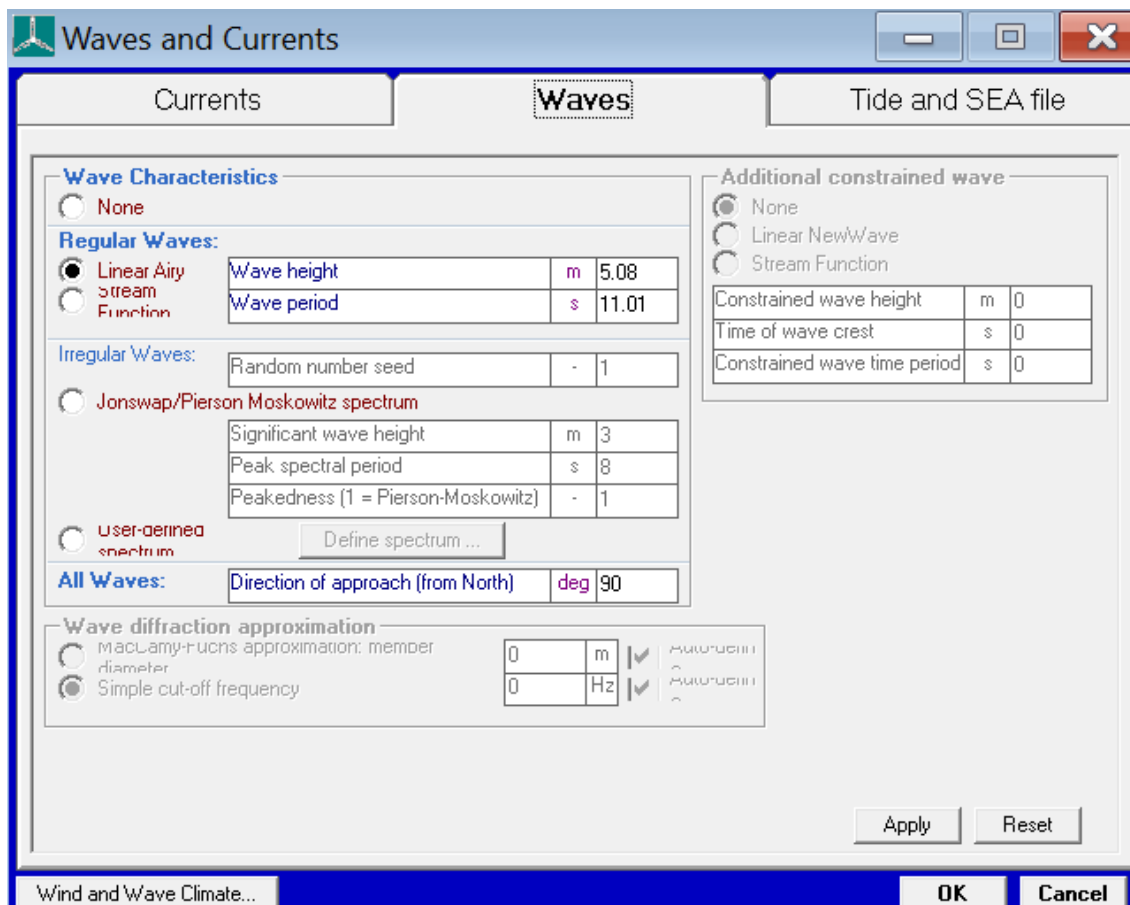
Wind and Wave Climate... OK Cancel

Figura 33: Pestaña para definir las corrientes en BLADED

Entre los parámetros que debemos meter se destaca:

- Surface velocity:
- Reference Depth:
- **Heading:** orientación de las corrientes. Este valor se variará para contemplar distintos casos de carga en el apartado 3.3.

La segunda pestaña (“**Waves**”), describe las olas en las condiciones marítimas. Los datos se sacan directamente del ANEXO I.



Waves and Currents

Currents **Waves** Tide and SEA file

Wave Characteristics

☐ None

Regular Waves:

☒ Linear Airy Stream Function

Wave height	m	5.08
Wave period	s	11.01

Irregular Waves:

☐ Jonswap/Pierson Moskowitz spectrum

Random number seed	-	1
Significant wave height	m	3
Peak spectral period	s	8
Peakedness (1 = Pierson-Moskowitz)	-	1

☐ User-defined spectrum

All Waves:

Direction of approach (from North)	deg	90
------------------------------------	-----	----

Wave diffraction approximation

☐ MacLaurin-Ruch's approximation: member diameter

0	m	☒	Automatic
---	---	-------------------------------------	-----------

☒ Simple cut-off frequency

0	Hz	☒	Automatic
---	----	-------------------------------------	-----------

Additional constrained wave

☒ None

☐ Linear NewWave

☐ Stream Function

Constrained wave height	m	0
Time of wave crest	s	0
Constrained wave time period	s	0

Wind and Wave Climate...

Figura 34: Pestaña para definir las olas en BLADED

- **Tipo de ola:** Se ha utilizado una ola regular mediante el modelo “**Linear Airy Stream**”, apropiado para representar un tren de olas sinusoidales que actúan de forma continua. Es una opción habitual en simulaciones donde se desea estudiar el comportamiento estructural ante condiciones periódicas estables.
- **Wave height (altura de ola):** Se ha introducido un valor de 5.08 m.
- **Wave period (período de ola):** El período se ha fijado en 11.01 s.
- **Direction of approach (dirección de incidencia):** Las olas se aproximan desde el este, lo que equivale a una dirección de 90° desde el norte.

Por último, en **Tide and SEA File** es la pestaña que describe la marea. se ha introducido una altura de marea de 3.6 m por encima del nivel medio del mar. Esta altura representa la

elevación del nivel del agua durante condiciones de pleamar, y afecta directamente a las condiciones de carga en la base de la estructura.

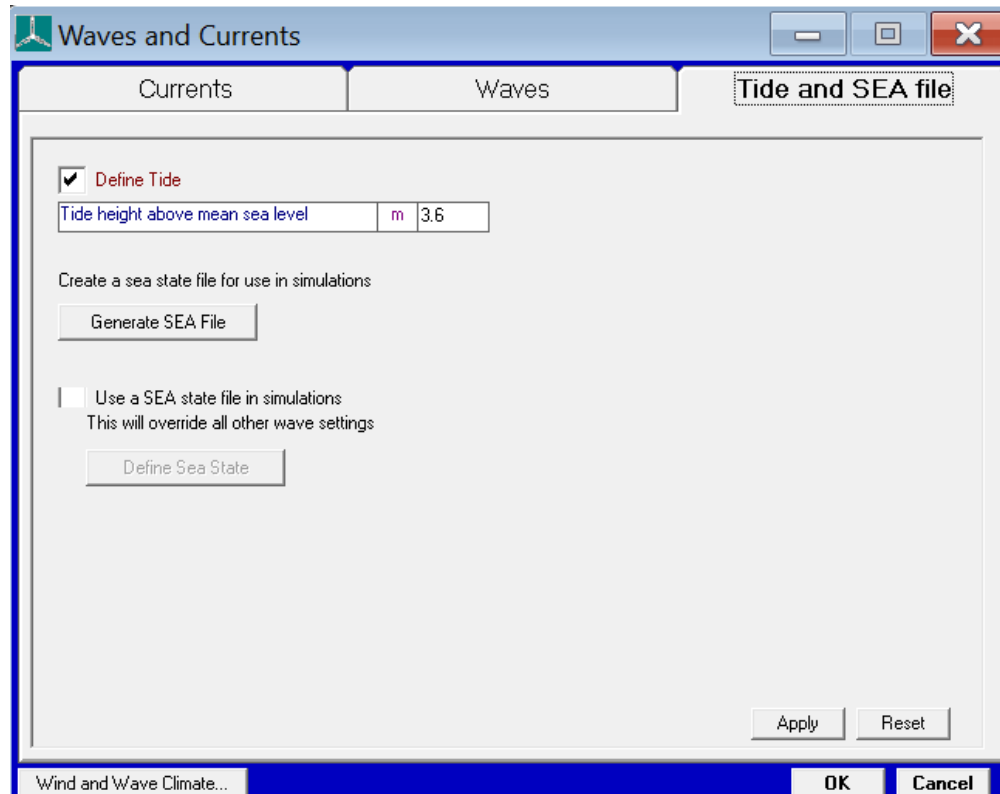


Figura 35: Pestaña para definir el oleaje en BLADED

3.2 AJUSTE DEL CONTROL PI

En este apartado se analizará el diseño de tanto el control del par (torque control) y el control de paso (pitch control).

Para comenzar el control PI debemos primero analizar las distintas regiones de operación del generador. Según las especificaciones previas (Anexo I), el aerogenerador comienza a operar cuando la velocidad del viento es mayor de 3.5 m/s y menos que 30 m/s. En este intervalo se distinguen dos modos de operación donde el punto de separación es cuando se llega a potencia nominal.

Hub wind speed [m/s]	Electrical power [MW]
9.5	2.67204
10	3.175
10.5	3.60166
11	4.03832
11.5	4.43167
12	4.79677
12.5	5.1214
13	5.1214
13.5	5.1214
14	5.1214
14.5	5.1214
15	5.1214
15.5	5.1214
16	5.1214
16.5	5.1214
17	5.1214
17.5	5.1214
18	5.1214
18.5	5.1214
19	5.1214

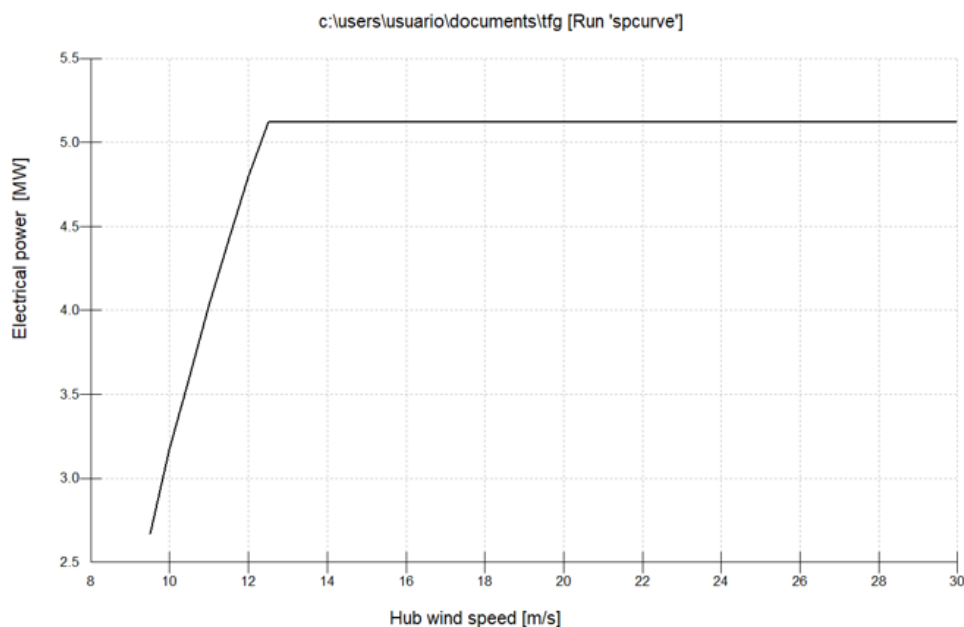


Tabla 2: Relación de la potencia y la velocidad del viento

En esta gráfica podemos deducir que la velocidad a la que se llega a potencia nominal es 12.5 m/s. Por tanto nuestra velocidad nominal será 12,5m/s. La potencia nominal de este aerogenerador es de 5,12 MW. Un poco más baja que la especificada, deducimos que esto es porque al no poder definir con exactitud las palas, la captación de energía eólica es más reducida de lo normal.

El **control de par** (torque control) actuará entre 3.5-12.5m/s. En este periodo la orientación de las palas se mantiene constante (perpendicular al viento) para maximizar el torque generado sobre ellas.

El **control de paso** (pitch control) comenzará después de alcanzar la potencia nominal ya que se tendrán que orientar de tal forma que a medida que aumente el viento, el torque generado por estas se constante.

Ajustaremos ambos sistemas manualmente con ayuda de Bladed. En el manual especifica lo siguiente:

“Si el sistema debe mantenerse online, un método de ajuste consiste en establecer primero los valores de I y D a cero. A continuación, incremente P hasta que la salida del lazo oscile. Luego establezca P a aproximadamente la mitad del valor configurado previamente. Después incremente I hasta que el proceso se ajuste en el tiempo requerido (aunque subir mucho I puede causar inestabilidad). Finalmente, incremente D , si se necesita, hasta que el lazo sea lo suficientemente rápido para alcanzar su referencia tras una variación brusca de la carga.”

A partir de las instrucciones, el procedimiento será el mismo para ambos controles. Primero se creará un escalón de velocidad de viento dentro del rango ya establecido. Se partirá con tanto la ganancia proporcional y la integral del control a evaluar a cero. Primero, se aumentará la ganancia proporcional hasta que la señal de salida, que será la potencia medida, empiece a oscilar. El valor final será éste, pero a la mitad. Habiendo definido el proporcional, se pasará a la ganancia integral. Ésta se aumentará hasta que sea suficientemente rápido y a la vez llegue al valor, eliminando el error.

3.2.1 CONTROL DE PAR (TORQUE CONTROL)

Para definir el control de par, debemos asegurarnos de estar en la primera región. Por ello definiré un escalón que pase de 7 a 11 m/s.

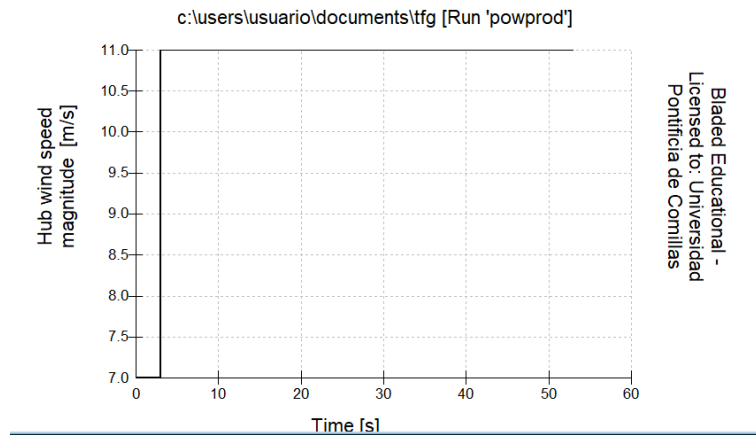


Figura 36: Escalón de viento de 7 a 11m/s

A partir de este escalón y debido a que el par se mide en potencia de seis, y queremos que comience a oscilar, se partirá de una ganancia elevada como 1×10^8 [Nms/rad].

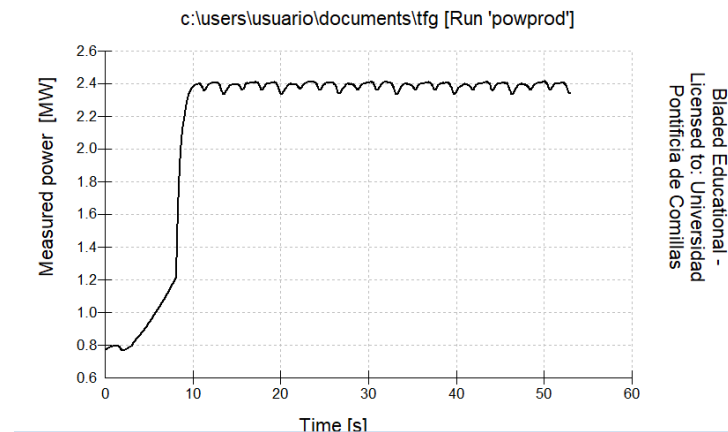


Figura 37: Oscilación elevada de la salida de la potencia medida

En el gráfico superior se aprecia como las oscilaciones son muy amplificadas y por tanto habría empezado a oscilar antes. Por ello probaremos con un nuevo valor de 2×10^7 [Nms/rad].

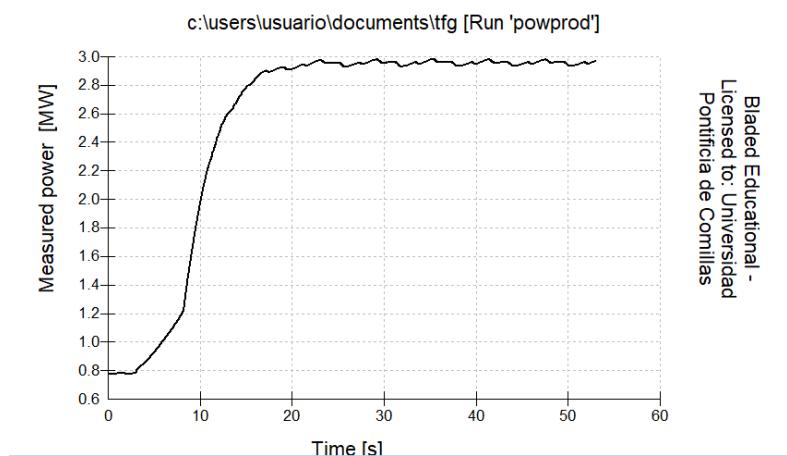


Figura 38: Comienzo de oscilación en la salida de la potencia medida

En el gráfico (NUMERO) ya se aprecian oscilaciones más pequeñas y suponemos que la ganancia proporcional del par será la mitad de esta. Por tanto, está tomará un valor de $1 * 10^7$ [Nms/rad].

Habiendo sacado la ganancia proporcional se partirá de una ganancia integral de valor $3 * 10^6$ [Nm/rad].

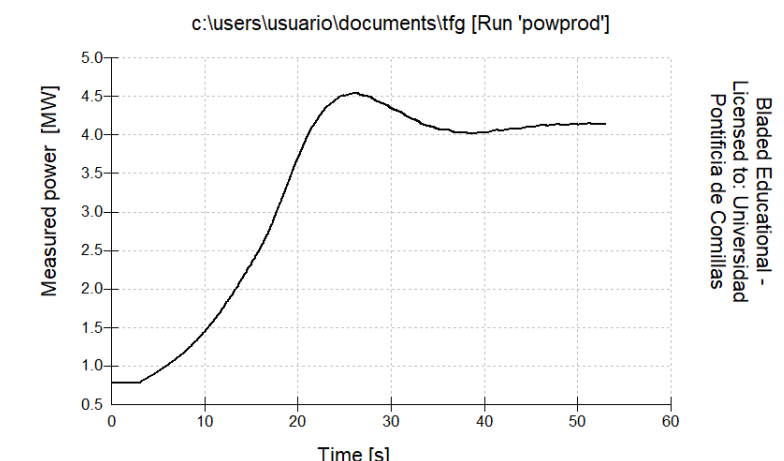


Figura 39: Salida de la potencia medida inestable

En este caso se aprecia como es demasiado elevado y da lugar a una respuesta inestable. Por ello, se fijará un valor de $4 * 10^5$ [Nm/rad].

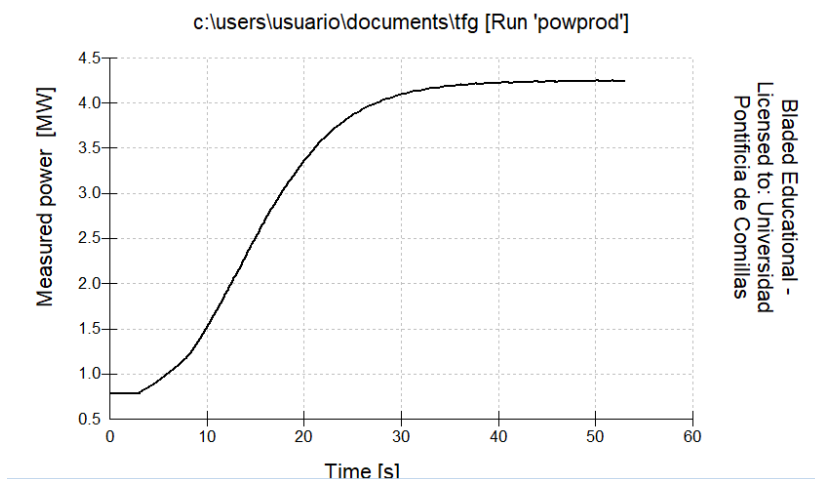


Figura 40: Salida ajustada de la potencia medida gracias al control de par

Al ser la respuesta al escalón suficientemente rápida y precisa se fijarán estos valores.

PI Controller: Speed control by Torque demand

Proportional gain	Nms/rad	1.E+07
Integral gain	Nm/rad	400000
Desaturation time constant	s	0

Gain Scheduling [Factor by which controller gain is divided]

☒ Constant

Value: - 1

☐ Look up ☐ Polynomial

Scheduled on: Pitch

Minimum of Polynomial	-	0
Maximum of Polynomial	-	0

Figura 41: Valores del control PI de par

3.2.2 CONTROL DE PASO (PITCH CONTROL)

Para definir el control de par, debemos asegurarnos de estar en la segunda región. Por ello se definirá un archivo de viento con una velocidad media de 15m/s. Además se ajustará el proporcional a 10 [s].

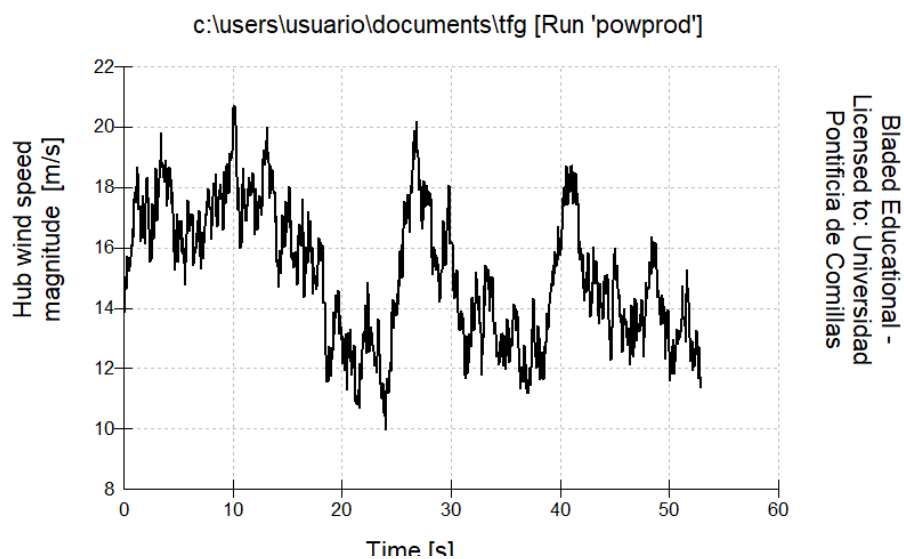


Figura 42: Turbulencia del viento con media de 15m/s

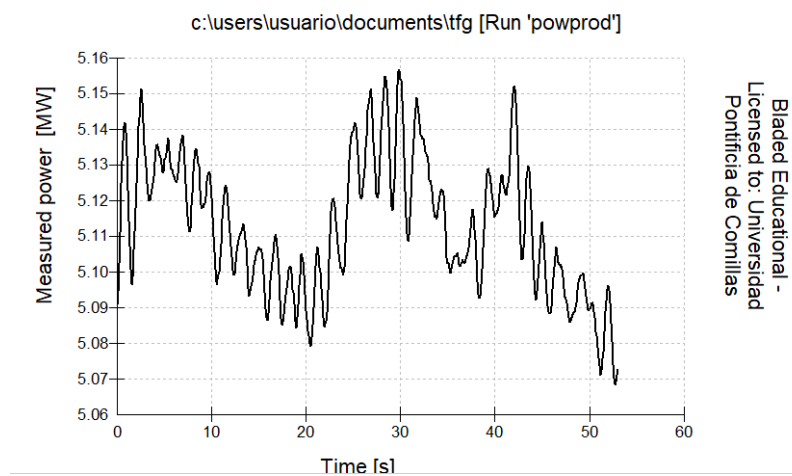


Figura 43: Salida con oscilación de la potencia medida en región de control de paso

Se aprecia como la salida oscila suficiente, siguiendo el valor de entrada. Por ello obtenemos la ganancia proporcional del control de paso de 5[s]. Para el integral se definirá un escalón de 14 a 18m/s.

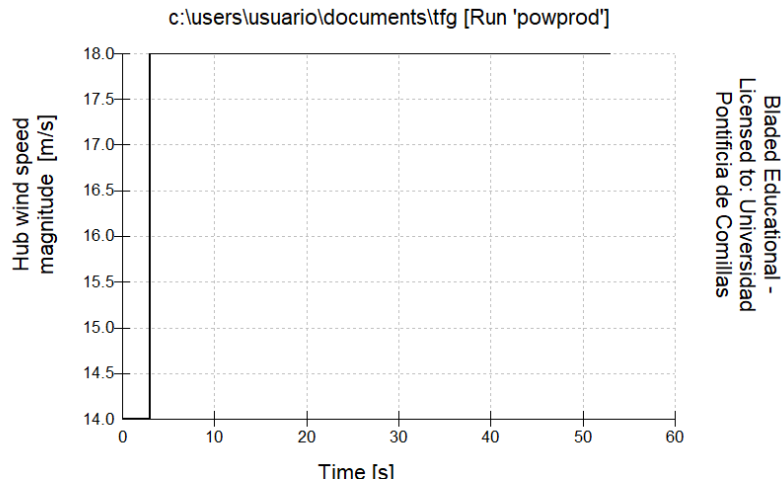


Figura 44: Escalón de viento de 14 a 18m/s

Manteniendo el valor proporcional, el primer valor que se definirá del integral será de 0.1[-].

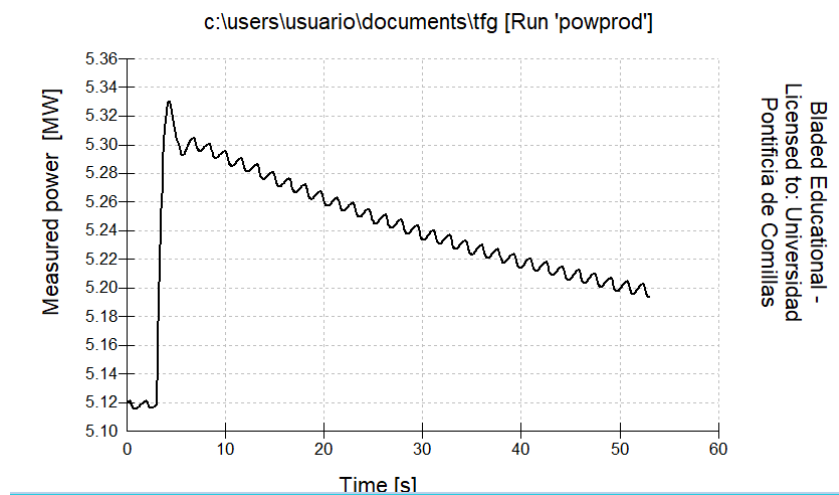


Figura 45: Salida inestable de la potencia medida en región de control de paso

Según el gráfico superior se deduce que el integral es muy alto debido a que va aumentando el error. Es decir, el sistema es inestable. Por ello, se fijará el nuevo valor de 1×10^{-4} [-].

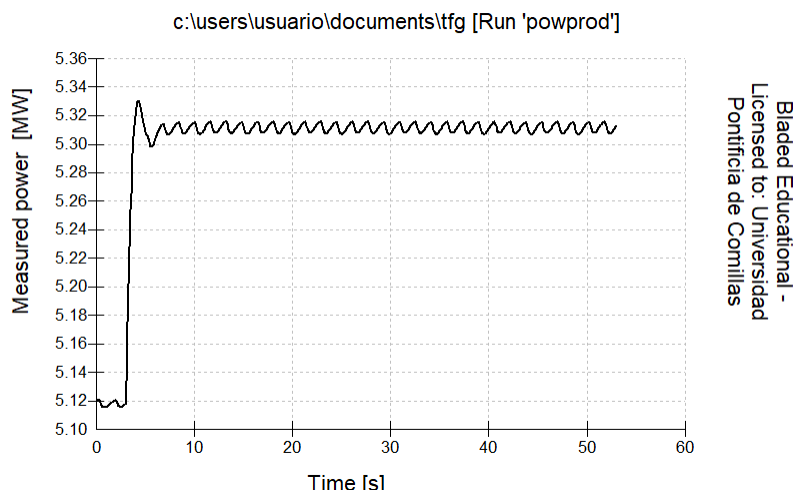


Figura 46: Salida ajustada de la potencia medida bajo control de paso

Al ser la respuesta al escalón suficientemente rápida y precisa se fijarán estos valores.

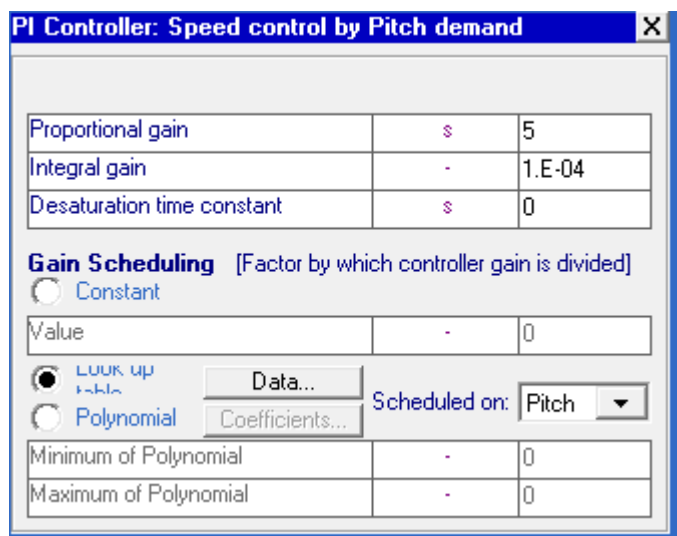


Figura 47: Valores del control PI del control de paso

3.3 ANÁLISIS DE CARGAS EXTREMAS

En este apartado se calculará las cargas que sufre el sistema de guiñada en situaciones de funcionamiento. Estos casos bajo los cuales se calcularán las cargas vienen previamente

especificados en la guía GL (en el anexo III). Estos son los llamados load cases, donde varía cómo está operando el aerogenerador, las corrientes, el viento y condiciones externas. De todos los casos propuestos nos centraremos en los que es necesario el sistema de guiñada.

En cada caso se hará un análisis de carga a tres tipos de velocidades distintas. Estas son la velocidad de cut-in (3.5m/s), la velocidad a la que produciremos potencia nominal (12,5 m/s) y por último, la velocidad de cut-out (30m/s). Esto es debido a que son puntos que se sitúan entre medias de las tres regiones clave del aerogenerador (comienzo de generación, donde se llega a potencia nominal y punto de desconexión).

3.3.1 DLC 1.1: NORMAL TURBULENCE MODEL

Este primer caso se trata de un caso de carga que simula la operación del aerogenerador en condiciones de producción normal, pero está sometido a niveles elevados de turbulencia de viento.

Este escenario es fundamental para analizar el comportamiento dinámico de componentes críticos como el sistema de guiñada, ya que permite evaluar las sollicitaciones estructurales cuando el viento presenta fluctuaciones intensas de velocidad alrededor de un valor medio constante. Se trata de un modelo estocástico en el que se realizan múltiples simulaciones con perfiles de viento aleatorio, con el objetivo de captar la variabilidad de las cargas en condiciones realistas de operación severa.

Para definir el viento se calcula la desviación estándar de la componente longitudinal del viento a la altura del buje:

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

Ecuación 3: Desviación estándar de la componente longitudinal del viento

donde:

- σ : desviación estándar de la componente longitudinal del viento [m/s]
- I_{15} : intensidad característica de la turbulencia a 15 m/s
- a : pendiente del modelo de turbulencia (valor proporcionado por GL)
- V_{hub} : velocidad del viento a la altura del buje [m/s]

Table 4.2.1 Basic parameters for wind turbine classes

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

Tabla 3: Parámetros básicos para las clases de turbulencia de viento

Siguiendo las especificaciones previas proporcionadas, se emplea una turbina de clase I con turbulencia del tipo B. Por ello nuestros valores resultantes de los parámetros necesarios para calcular la desviación serían $I_{15} = 0.16$ y $a = 3$. Al haber obtenido estos valores, se calculará la desviación estándar para las tres velocidades ya mencionadas:

- $V_{hub} = 3.5 \text{ m/s}$ $\sigma = 1,02 \text{ m/s}$ $\sigma(\%) = 29,14$
- $V_{hub} = 12.5 \text{ m/s}$ $\sigma = 2,1 \text{ m/s}$ $\sigma(\%) = 16,8$
- $V_{hub} = 30 \text{ m/s}$ $\sigma = 4,2 \text{ m/s}$ $\sigma(\%) = 14$

La velocidad nominal se aproximará a 12,5 m/s previamente especificado en el apartado a 3.2. Por último, se irán metiendo estos valores en BLADED y se crearán los archivos de vientos necesarios para el análisis de las cargas.

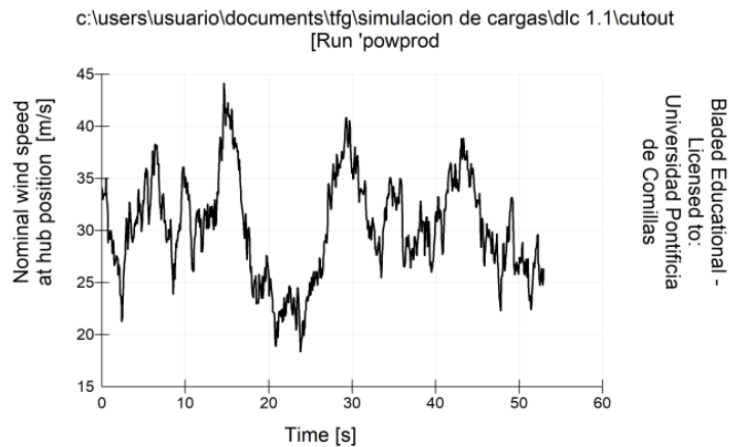


Figura 48: Turbulencia de viento con media de 30 m/s

Dentro de cada velocidad de viento se analizará también la diferencia de cargas cuando el aerogenerador tiene diferentes direcciones de marea y viento.

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	2472000	-3408000	6019000	191993	137872	3259.24	137877	-3443000
min	2247000	-5531000	4123000	-1544000	39745.8	-2447.94	39745.8	-3452000

Tabla 4: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes norte y con viento de 3,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	4.31E+06	185236	6.04E+06	2.26E+06	668118	14769.1	668131	-3.47E+06
min	2.52E+06	-4.99E+06	2.84E+06	-3.74E+06	363760	-23607.1	363868	-3.52E+06

Tabla 5: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes norte y con viento de 12,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	5.27E+06	9.58E+06	9.69E+07	5.26E+06	484739	89112.8	499461	-3.33E+06
min	3.51E+06	-8.38E+06	3.82E+06	-8.28E+06	88646.4	-180460	99379.8	-3.53E+06

Tabla 6: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes norte y con viento de 30m/s en el caso de cargas de DLC 1.1

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	2.47E+06	-3.67E+06	5.83E+06	-3.44E+06	138715	2738.56	138716	-3.44E+06
min	2.25E+06	-5.34E+06	4.35E+06	-3.45E+06	38339.4	-2174.3	38340.2	-3.45E+06

Tabla 7: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes este y con viento de 3,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	4.16E+06	-6.73E+05	6.15E+06	1,54E+06	674530	12195,7	674558	-3,47E+06
min	2.44E+06	-4.69E+06	3.17E+06	-1.83E+06	343395	-25785,9	343453	-3.52E+06

Tabla 8: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes este y con viento de 12,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	5.31E+06	8.47E+06	9.67E+06	3.70E+06	502736	85747.3	502769	-3.33E+06
min	3.60E+06	-8.39E+06	3.84E+06	-8.30E+06	81798.6	-180554	83362.2	-3.53E+06

Tabla 9: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes este y con viento de 30m/s en el caso de cargas de DLC 1.1

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	2.47E+06	-3.67E+06	5.83E+06	-3.44E+06	138715	2738.56	138716	-3.44E+06
min	2.25E+06	-5.34E+06	4.35E+06	-3.45E+06	38339.4	-2174.3	38340.2	-3.45E+06

Tabla 10: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes sur y con viento de 3,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	4.16E+06	-6.73E+05	6.07E+06	1,54E+06	674530	12195,7	674558	-3,47E+06
min	2.44E+06	-4.69E+06	3.98E+06	-1.83E+06	343395	-25785,9	343453	-3.52E+06

Tabla 11: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes sur y con viento de 12,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	5.31E+06	8.47E+06	9.67E+06	3.70E+06	502736	85747.3	502769	-3.33E+06
min	3.60E+06	-8.19E+06	3.84E+06	-8.02E+06	81798.6	-180554	83362.2	-3.53E+06

Tabla 12: Cargas sobre el sistema de guiñada con viento norte, corrientes sur y con viento de 30m/s en el caso de cargas de DLC 1.1

Se puede apreciar como hay poca variación en las cargas máximas y mínimas que actúan al cambiar la corriente de las mareas. Por tanto, eliminaremos el efecto que hacen y solo analizaremos el caso en el que tanto viento como mareas vienen del norte.

A continuación, veremos la diferencia de cargas que supone en diferentes mecanismos de guiñada. Se utilizará un movimiento de 0,3 [°/s] y el sistema se activará cuando el aerogenerador y el viento estén desalineados más de 8 grados. Se analizarán las diferencias entre ellos bajo un viento de media velocidad nominal.

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	4.16E+06	-6.73E+05	6.07E+06	1,54E+06	674530	12195,7	674558	-3,47E+06
min	2.44E+06	-4.69E+06	3.98E+06	-1.83E+06	343395	-25785,9	343453	-3.52E+06

Tabla 13: Cargas sobre el sistema de guiñada con sistema rígido con viento norte, corrientes norte y con viento de 12,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1.

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	4.16E+06	-6.73E+05	6.07E+06	1.54E+06	674530	12195,7	674558	-3,47E+06
min	2.44E+06	-4.69E+06	3.98E+06	-1.83E+06	343395	-25785,9	343453	-3.52E+06

Tabla 14: Cargas sobre el sistema de guiñada con sistema flexible de resorte lineal con viento norte, corrientes norte y con viento de 12,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	4.16E+06	-6.73E+05	6.07E+06	1.54E+06	674530	12195,7	674558	-3,47E+06
min	2.44E+06	-4.69E+06	3.98E+06	-1.83E+06	343395	-25785,9	343453	-3.52E+06

Tabla 15: Tabla 14: Cargas sobre el sistema de guiñada con sistema flexible hidráulico con viento norte, corrientes norte y con viento de 12,5m/s en el caso de cargas de DLC 1.1

Se puede ver como cuando el aerogenerador trata de orientarse hacia el viento, es decir, el sistema de guiñada está activo, esto provoca un aumento de cargas sobre el sistema de guiñada.

Por último, vamos a ejecutar un caso con el sistema de guiñada activo, y a velocidad de cutout.

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	5.29E+06	9.58E+06	1.06E+07	5.24E+06	483659	89933.8	499573	-3.32E+06
min	3.54E+06	-8.38E+06	3.82E+06	-8.27E+06	88586.4	-180560	99429.8	-3.52E+06

Tabla 16: Cargas sobre el sistema de guiñada activo con viento norte, corrientes norte y con viento de 30m/s en el caso de cargas de DLC 1.1

3.3.2 DLC 1.3: EXTREME COHERENT GUST WITH DIRECTION CHANGE

En el caso de carga DLC 1.3, se simula una situación de producción de energía con la aparición de una ráfaga coherente extrema acompañada de un cambio simultáneo en la dirección del viento. Este caso se trata de un evento transitorio que supone unas cargas significativas, especialmente en momentos en los que el aerogenerador está funcionando dentro de su rango operativo normal.

Según la normativa GL, debe considerarse una ráfaga de magnitud $V_{cg}=15$ m/s, con un tiempo de subida $T = 10$ segundos, aplicándose sobre el perfil vertical del viento. Este caso es fundamental para verificar que la turbina pueda soportar cambios bruscos en el viento sin perder alineación ni comprometer la integridad estructural. La evolución de la magnitud de la velocidad del viento $V(z,t)$ donde z es la altura y t el tiempo, se determina así:

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

Ecuación 4: Magnitud de la velocidad del viento en el caso DCL 1.3.

Este valor alcanza su máximo en $t = T$. A la vez, se produce un cambio de dirección (θ_{cg}) que depende de la velocidad del viento a la altura del buje.

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

Ecuación 5: Cambio de dirección según la velocidad en el caso DCL 1.3.

Por último, el ángulo de cambio de dirección del viento también varía a lo largo de este periodo de la siguiente forma:

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

Ecuación 6: Dirección del viento a lo largo del caso DCL 1.3.

Estas funciones se calculan para las tres velocidades previas especificadas y son introducidas en el modelo de BLADED para analizar el impacto del viento sobre los esfuerzos estructurales. Estos son ejemplos de la evolución de la magnitud de la velocidad y del ángulo de dirección a lo largo del tiempo.

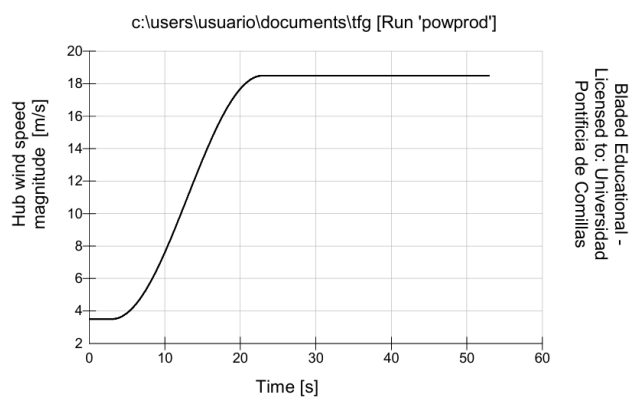


Figura 49: Valor de la magnitud velocidad del viento frente a una ráfaga de viento para caso DLC 1.3
 partiendo de 3,5m/s

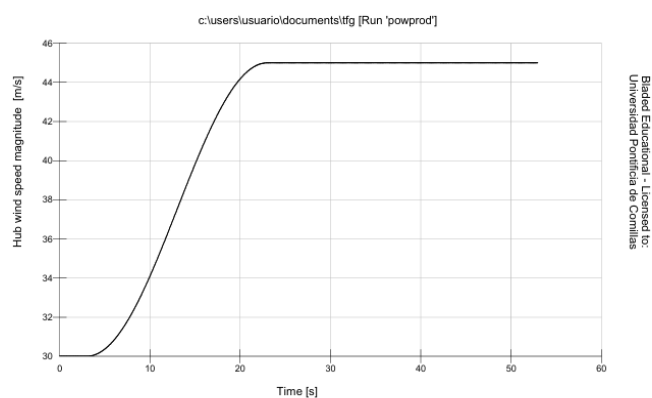


Figura 50: Valor de la magnitud velocidad del viento frente a una ráfaga de viento para caso DLC 1.3
 partiendo de 30m/s

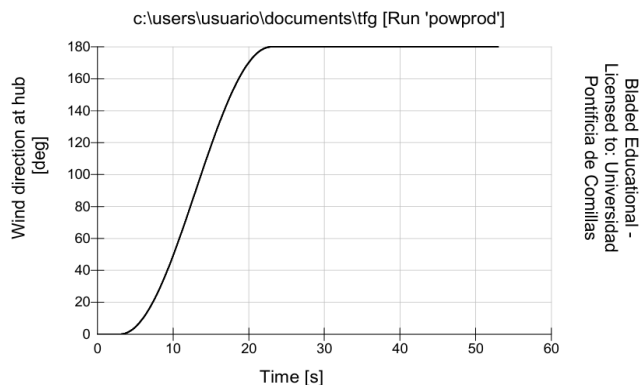


Figura 51: Valor de la dirección del viento frente a una ráfaga de viento para caso DLC 1.3 partiendo de 0°

Al hacer un apreciable cambio de dirección en este caso de carga se evaluará con detalle las cargas sufridas por el aerogenerador dependiendo del mecanismo de guiñada.

Para comenzar se probará el sistema de guiñada rígido.

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	2.53E+06	-4.25E+06	8.92E+06	109945	80891,6	6551,79	748848	-3.36E+06
min	2.30E+06	-8.62E+06	4,93E+06	-1.01E+06	-7.49E+05	-19924,5	17087,1	-3.45E+06

Tabla 17: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema rígido en el caso de viento a 3,5m/s para el
DCL 1.3

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	4.09E+06	-1.98E+06	8.34E+06	1.59E+06	634862	7909,97	634871	-3,36E+06
min	2.31E+06	-7.53E+06	4.37E+06	-996336	-574213	-40269,6	29093,2	-3.51E+06

Tabla 18: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema rígido en el caso de viento a 12,5m/s para el
DCL 1.3

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	5,48E+06	8.55E+06	2.25E+07	3.60E+06	3.08E+05	69753,1	3.07E+06	-3.14E+06
min	3.70E+06	-2.22E+07	4.51E+06	-3.97E+06	-3.07E+06	-253648	172656	-3.45E+06

Tabla 19: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema rígido en el caso de viento a 30m/s para el DCL 1.3

Al haber obtenido las cargas del sistema de guiñada rígido, pasamos al sistema de guiñada flexible de resorte lineal

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	2.54E+06	-4.25E+06	8.92E+06	136573	80906,2	6571,94	749262	-3.36E+06
min	2.30E+06	-8.62E+06	4,93E+06	-1.01E+06	-749260	-20046,7	17101	-3.45E+06

Tabla 20: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema flexible de resorte lineal en el caso de viento a 3,5m/s para el DCL 1.3

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	4.09E+06	-1.98E+06	8.34E+06	1.59E+06	634664	7929,7	634678	-3,36E+06
min	2.31E+06	-7.54E+06	4.37E+06	-997301	-574907	-39820,2	29018,2	-3.51E+06

Tabla 21: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema flexible de resorte lineal en el caso de viento a 12,5m/s para el DCL 1.3

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	5.50E+06	8.67E+06	2.27E+07	3.07E+06	308006	68991	3.06E+06	-3,14E+06
min	3.67E+06	-2.24E+07	4.51E+06	-3.06E+06	-3.06E+06	-257068	174880	-3.45E+06

Tabla 22: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema flexible de resorte lineal en el caso de viento a 30m/s para el DCL 1.3

Al haber obtenido las cargas del sistema de guiñada flexible de resorte lineal, pasamos al sistema de guiñada flexible hidráulico.

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	2.54E+06	-4.25E+06	8.92E+06	136573	80906,2	6571,94	749262	-3.36E+06
min	2.30E+06	-8.62E+06	4,93E+06	-1.01E+06	-749260	-20046,7	17101	-3.45E+06

Tabla 23: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema flexible hidráulico en el caso de viento a 3,5m/s para el DCL 1.3

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	4.09E+06	-1.98E+06	8.34E+06	1.59E+06	634664	7929,7	634678	-3,36E+06
min	2.31E+06	-7.54E+06	4.37E+06	-997301	-574907	-39820,2	29018,2	-3.51E+06

Tabla 24: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema flexible hidráulico en el caso de viento a 12,5m/s para el DCL 1.3

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	5.48E+06	8.70E+06	2.29E+07	3.07E+06	309020	68807,8	3,06E+06	-3,14E+06
min	3.67E+06	-2.26E+07	4.51E+06	-3.12E+06	-3,06E+06	-252737	168806	-3.45E+06

Tabla 25: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema flexible hidráulico en el caso de viento a 30m/s para el DCL 1.3

Por último, para contrastar probamos las cargas que sufrirá el aerogenerador cuando el viento parta de 30m/s y no haya sistema de guiñada.

	Mx	My	Mxy	Mz	Fx	Fy	Fxy	Fz
max	5.48E+06	8.70E+06	2.26E+07	3.59E+06	309020	68807,8	3.06E+06	-3.14E+06
min	3.68E+06	-2.23E+07	4.51E+06	-3.89E+06	-3.06E+06	-252737	168806	-3.45E+06

Tabla 26: Cargas en el sistema de guiñada al tener un sistema desactivado en el caso de viento a 30m/s para el DCL 1.3

Capítulo 4. OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE GUIÑADA

4.1 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE GUIÑADA

En este apartado se va a calcular el número de motores necesarios para orientar la góndola de la turbina. Es decir, partiendo que cada motor es de 5,5kW, cuántos serían necesarios para ejercer un suficiente momento para girar y soportar las cargas de la góndola. En un análisis previo se empieza con una suposición de 8 motores.

Los datos de cada motor son:

- Par nominal de cada accionamiento: 49 kNm (en el ANEXO I)
- Par de pico de cada accionamiento: 98,1 kNm (en el ANEXO I)
- Relación de engranajes: 18.840 (15) (calculado en apartado 5.10)
- Rendimiento (motor + reductora): 70% (en el ANEXO I)

A partir de los diferentes casos de carga y simulaciones de los apartados anteriores, encontramos el máximo par demandado en el DCL1.1 a 30m/s. Por ello, simulamos este caso para obtener el máximo torque demandado en el actuador.

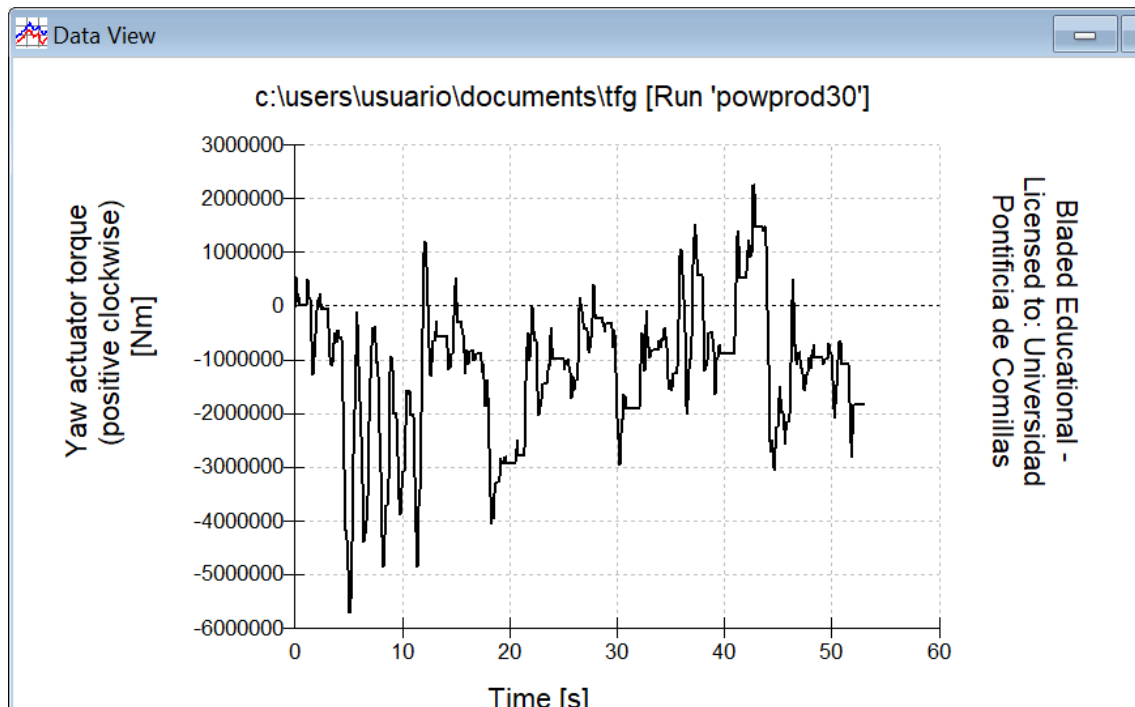


Figura 52: Torque del actuador de guiñada frente al caso DCL1.1 a 30m/s de viento

El máximo par resultante sería $M_z = -5,696 \times 10^6 \text{ Nm}$. Para pasar este valor al accionamiento debemos considerar la relación de engranajes, considerando la reductora. Además, habrá que tener en cuenta el rendimiento del motor.

$$n^{\circ} \text{ de motores} = \frac{\text{Par requerido}}{N * \text{Par pico} * \eta} = \frac{5,696 * 10^6}{15 * 98,1 * 10^3 * 0,7} = 5,5298$$

Ecuación 7: Cálculo del número de motores necesarios

Por tanto, se usarán **6** motores. Obtendremos entonces los siguientes valores para el mecanismo:

$$\text{Par} = n^{\circ} \text{ de motores} * N * \text{Par pico} * \eta$$

Ecuación 8: Par total del sistema de motores

- $\text{Par máximo} = 6,18 * 10^6 \text{ Nm}$

- $Par\ máximo = 3,09 * 10^6\ Nm$

4.2 DIMENSIONAMIENTO DEL TAMAÑO DEL COJINETE

A continuación, se dimensionará el espesor y tamaño del cojinete. Esta medida se obtendrá teniendo en cuenta los casos con cargas máximas. A partir de ahí se dimensionará con el cortante y flector, viendo cual es más restrictivo.

Partimos de los valores ya proporcionados en el ANEXO I:

- Diámetro interior: 5925 mm
- Altura: 200mm
- Se usará el acero S-275
- Según el manual GL se utilizará un coeficiente de seguridad de 1,2.

Deberemos dimensionar el diámetro exterior. Para simplificar los cálculos supondremos que tiene forma de cilindro hueco achatado, es decir, una sección anular.

Para elegir cómo dimensionar el diámetro primero se deberá hacer un análisis de cómo se producen las cargas. Partimos analizando el sistema de coordenada que hemos usado para hacer las simulaciones.

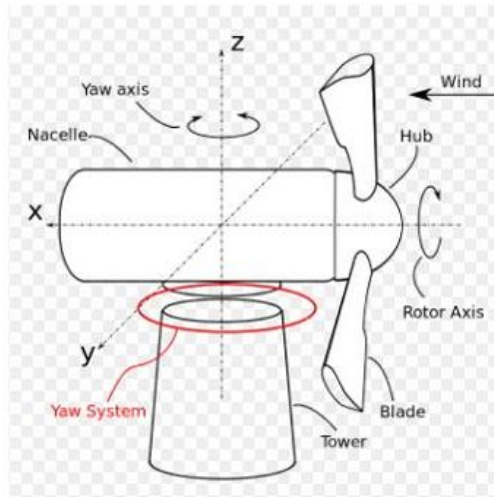


Figura 53: Coordenadas usadas en BLADED respecto al sistema de guiñada [15]

Para comenzar se sabe que el Momento en z es al que previamente se ha tenido que enfrentar el actuador del mecanismo de guiñada ya que involucra los torques demandados para orientar el aerogenerador, girando alrededor de ese eje. En cuanto al cojinete es el que produce una torsión sobre él.

En cuanto al análisis por flexión, la fuerza en ese eje corresponde a la fuerza axial que experimenta el cojinete ya que es perpendicular a su sección. Aunque los momentos sean más elevados hay que evaluar la importancia de esta fuerza al dimensionar. Para evaluar los momentos en esa sección, al estar en 3D se hará una simulación para visualizarlos.

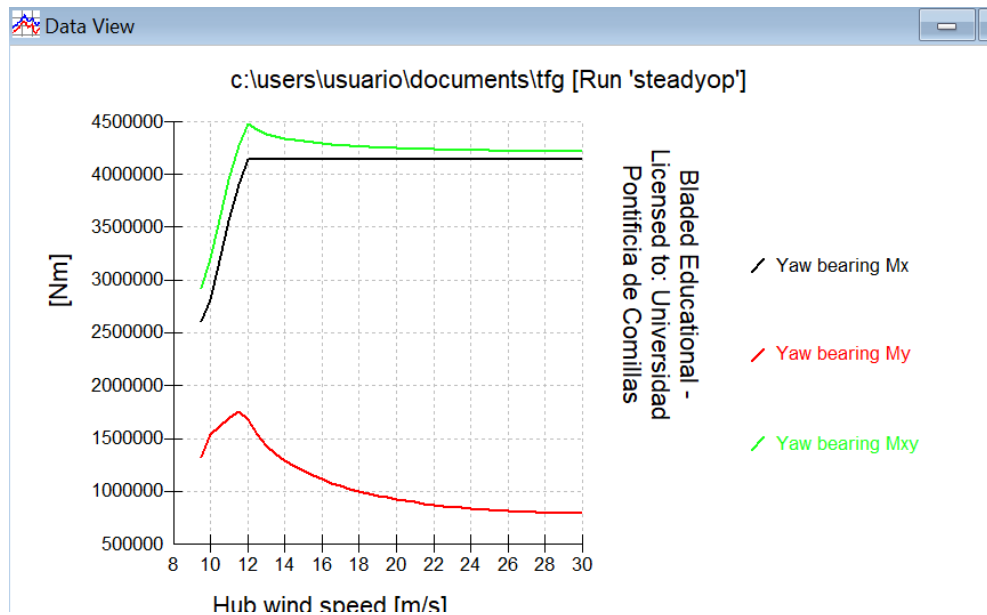


Figura 54: Momentos x e y de carga producidos en el cojinete de guiñada

Se puede evaluar cómo el sistema de guiñada se enfrenta a dos momentos significativos. El primero, M_x , es proporcional a la potencia generada. Esto tiene ya que el torque provocado por las palas se convierte a energía gracias al campo magnético entre el rotor y el estator. Pero al estar el estator fijado, el momento inverso al producido es sufrido por el cojinete. En cuanto al M_y se puede ver cómo se relaciona con el ángulo de ataque que tienen las palas. Esto tiene sentido debido a que la acción del viento sobre las palas hace torsión y nutación. Cuando va creciendo el viento se ve cómo cambia. Al llegar a velocidad nominal y palas cambiando ángulo de ataque se ve cómo va disminuyendo. En conclusión, al producir ambos momentos flectores se va a considerar el compuesto de estos dos, el M_{xy} .

Los valores de cargas máximos se corresponden a el caso DLC 1.1. Estos son:

$$M_z = 5,24 * 10^6 \text{ Nm}$$

$$M_{xy} = 1,06 * 10^7 \text{ Nm}$$

$$F_z = -3,32 * 10^6 \text{ N}$$

4.2.1 TORSIÓN

Partiendo de la fórmula de tensión máxima para una sección anular:

$$\tau = \frac{\sigma}{2\gamma} = \frac{16 * M_z}{\pi D^3 (1 - \frac{d^4}{D^4})}$$

Ecuación 9: Dimensionamiento frente a torsión en un eje

Al resolver para D mediante un proceso iterativo, obtenemos que **D_{ext} = 5928mm**. Este espesor es extrañamente pequeño. Una explicación para que el espesor resultante sea pequeño es porque el modelo no considera al cojinete como una placa delgada deformable, sino como un anillo estructural rígido donde el par se transmite de forma uniforme. Este enfoque simplifica el cálculo, pero ignora fenómenos reales como deformaciones por flexión, concentración de esfuerzos o fatiga, que en un diseño industrial real obligarían a usar un espesor mayor.

4.2.2 FLEXIÓN

Debemos de verificar si también se cumple el dimensionamiento por flexión. Para comenzar emplearemos la fórmula de Navier:

$$\sigma_{xx} = \frac{F_z}{A} + \frac{M_{xy}}{W_{xy}}$$

Ecuación 10: Fórmula de Navier para dimensionar a flexión considerando axil y flector

Donde:

$$W_{xy} = W_x + W_y = 2 * \frac{\pi(D^3 - d^3)}{32} = [m^3]$$

Ecuación 11: Módulo resistente total a flexión en los ejes x e y para una sección anular

$$A = \frac{\pi * (D^2 - d^2)}{4}$$

Ecuación 12: Área de la sección transversal de un tubo circular

Sustituyendo todos los valores en la fórmula de Navier verificamos si se cumple que:

$$\frac{\sigma_{xx}}{1,2} > \frac{3,33 * 10^6}{\frac{\pi * (5,928^2 - 5,925^2)}{4}} + \frac{1,06 * 10^7}{2 * \frac{\pi * (5,928^3 - 5,925^3)}{4}} = 20,75 * 10^6 Pa$$

Concluimos que es suficiente.

4.3 ELECCIONES DE COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

4.3.1 ELECCIÓN DE LOS MOTORES DEL SISTEMA DE GUIÑADA

Primero se sabe que tenemos 6 motores en total y que la potencia nominal de cada uno es de 5,5kW. Cada uno deberá girar a 940rpm para conseguir dar una velocidad de orientación gracias a la relación de engranajes de 0,3%/s. El motor que cumple estos requisitos es el **W22 132 M/L 6 IE3**.



Figura 55: Motor WEG W22 132 M/L 6 IE3 [16]

Especificaciones técnicas

Parámetro	Valor
Fabricante	WEG
Modelo	W22 132 M/L 6 IE3
Potencia nominal (Pn)	5,5 kW
Tensión nominal (Un)	400 V (trifásico, 50 Hz)
Velocidad nominal	970 rpm
Par nominal (Tn)	54,1 N·m
Eficiencia a plena carga	88 % (IE3 – Premium Efficiency)
Número de polos	6
Grado de protección	IP55 (Totalmente cerrado, ventilado)
Nivel de aislamiento	Clase F ($\Delta T = 80$ K)
Norma de diseño	IEC 60034
Peso	87 kg
Coste estimado	730 €

Tabla 27: Especificaciones técnicas del tipo de motor usado para el sistema de guiñada

4.3.2 SISTEMA DE CONTROL

Para accionar y controlar los seis motores WEG W22 132 M/L 6 IE3 del sistema de guiñada, se ha seleccionado el inversor **Siemens SINAMICS G120C** [17]. El control se realizará mediante un único inversor conectado a los seis motores en paralelo, lo que permite distribuir el par de forma homogénea y garantizar una operación sincronizada. Esta configuración reduce costes, simplifica la instalación y mantenimiento, y asegura el rendimiento del sistema bajo condiciones de carga variable.

El modelo elegido es el SINAMICS G120C de Siemens en su versión de 37 kW, diseñado para entornos industriales exigentes. Estos son las especificaciones:

Parámetro	Valor
Modelo	Siemens SINAMICS G120C (37 kW)
Tensión de alimentación	380–480 V
Potencia nominal	37 kW
Intensidad nominal	82 A
Control	Vectorial cerrado
Comunicación	PROFINET, EtherNet/IP, Modbus-TCP
Funciones de seguridad	STO (Safe Torque Off)
Protección	IP20 (opción IP55)
Peso	20 kg
Precio estimado	3.800 €

Tabla 28: Especificaciones técnicas del tipo de control usado para el sistema de guiñada

Gracias a estas capacidades, resulta una solución óptima para el control del sistema de guiñada de aerogeneradores de gran potencia.

4.3.3 PROTECCIONES

Para cada uno de los seis motores del sistema de guiñada, se ha dimensionado un conjunto de protecciones eléctricas que garantice la seguridad frente a cortocircuitos, sobrecargas y derivaciones a tierra, respetando las exigencias del entorno marino y las normativas industriales aplicables (IEC 60947). El conjunto de protección para cada motor incluye los siguientes componentes:

- **Interruptor magnetotérmico Schneider iC60N C16A 3P [18]:** este dispositivo protege frente a sobreintensidades y cortocircuitos. Se ha seleccionado la curva de disparo tipo C, adecuada para cargas inductivas como motores eléctricos, y una

corriente nominal de 16 A, suficiente para cubrir el arranque y régimen nominal del motor (11 A).

- **Relé térmico Schneider LRD21 [19]:** ofrece una protección térmica precisa de los devanados del estator, con compensación por temperatura ambiente y función de rearme manual.
- **Interruptor diferencial ABB F204 A-40/0.03 [20]:** protege frente a fugas a tierra, un riesgo especialmente relevante en entornos húmedos como los de una góndola offshore.

A estos elementos se suman materiales auxiliares como envolventes estancas IP65, bornes de conexión, prensaestopas y cableado interno, con un coste adicional aproximado de **75 €**

4.3.4 CABLEADO

El cableado del sistema de guiñada ha sido seleccionado para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro eléctrico a los seis motores, teniendo en cuenta los requisitos de instalación en un entorno industrial marino con temperaturas elevadas, humedad y vibraciones

Se ha optado por cable **RZ1-K (AS+) de 0,6/1 kV y sección 3x6 mm²**, del fabricante **Top Cable [21]**, con conductores de cobre clase 5 y aislamiento en polietileno reticulado (XLPE). Este tipo de cable es libre de halógenos, resistente al fuego, de baja emisión de humos y apto para instalaciones móviles o fijas en interior y exterior, con excelente resistencia química y térmica. Su intensidad admisible en aire a 40 °C es de 36 A, lo cual proporciona un margen más que suficiente frente a la corriente nominal de los motores (≈ 11 A), incluso aplicando un coeficiente de corrección por temperatura ambiente de 50 °C. La longitud estimada de cableado de potencia es de 90 metros.

4.4 COSTES ECONÓMICOS

En este apartado se van a evaluar principalmente los costes externos directos variables de un equipo de guiñada para un único aerogenerador. Esto es debido a que los costes de una empresa que diseñe, fabrique, comercialice no son objeto del proyecto. Por tanto, los valores aportados no incluyen sus costes fijos, indirectos e internos asociados ni tienen en cuenta su plan de negocio. Tampoco analizamos los ahorros de coste que se podrían conseguir por volumen.

No obstante, estimo que al menos se debe tener en cuenta un coste de ingeniería para diseño de detalle, especificaciones y control de calidad de () en hacer documentación técnica para ello. Se trataría de un coste fijo directo y probablemente externo para la empresa que industrialice el aerogenerador.

Los costes estimados de un equipo de guiñada serían:

Concepto	Modelo	Precio/unidad	unidades	Coste total
1. COSTES DIRECTOS VARIABLES				
Motores	WEG W22 132 M/L 6 IE3	730	6	4,380.00 €
Protección electromagnética	Schneider C60N 3P C16A	45	6	270.00 €
Relé térmico	Schneider LRD21	60	6	360.00 €
Interruptor diferencial	ABB F204 A-40/0.03	80	6	480.00 €
Cableado + canalización	Top Cable RZ1-K	7	90	630.00 €
Inversor	Siemens SINAMICS G120C	3800	1	3,800.00 €
Cojinete y engranaje	Anillo macizo de acero S270 y dentado	80000	1	80,000.00 €
Sistema	Mecanismo resorte lineal de guiñada	60000	1	60,000.00 €
Medidores	Veleta + anemómetro + software de guiñada	600	1	600.00 €
Montaje	Mano de obra montaje	40	75	3,000.00 €
2. COSTES DIRECTOS FIJOS				
Diseño	Ingeniería y documentación técnica	50	75	3,750.00 €
			TOTAL	157,270.00 €

Tabla 29: Costes valorados para el equipo de guiñada

Capítulo 5. CÁLCULOS

En este apartado partiremos de datos proporcionados en el anexo I para calcular todo lo necesario.

5.1 *DIMENSIONES DE LA TORRE.*

Para calcular el diámetro externo de la torre y el espesor partimos de los siguientes datos:

- Densidad del acero: $7860 \left[\frac{kg}{m^3}\right]$.
- Altura de la torre: 133 [m].
- Diámetro interior de la torre: 5,7 [m].
- Masa total: $1,9 * 10^6$ [kg]

Suponiendo que la torre es un cilindro hueco.

$$M = \rho * L * \pi * \frac{(D^2 - d^2)}{4}$$

Ecuación 13: Relación entre la masa de la torre y diámetro exterior de un cilindro hueco

$$D_{\text{ext}} = \sqrt{\frac{4 * 1,9 * 10^6}{\pi * 7860 * 133}} + 5,7^2 = 5,899m$$

$$e = \frac{5,899 - 5,7}{2} = 0,1m$$

El diámetro exterior de la torre es 5,899m y el espesor 0,1m.

5.2 ALTURA DEL CENTRO DE MASAS RELATIVA A LO ALTO DE LA TORRE

Partiremos de los siguientes parámetros respecto al eje z:

- Origen de coordenadas del sistema de guiñada: 0,2 m
- Centro de masas: 3 m

$$H = 3 + 0,2 = 3,2 \text{ [m]}$$

Por tanto, la altura del centro de masas relativa a lo alto de la torre es 3,2 m.

5.3 INERCIAS

5.3.1 INERCIA DEL ROTOR

Partimos de los siguientes datos:

- Densidad del acero: $7850 \left[\frac{kg}{m^3}\right]$.
- Longitud del generador: 1,3 [m].
- Diámetro exterior: 7 [m].
- Diámetro interior: 6,8 [m].

Para calcular la inercia del rotor se harán las siguientes suposiciones. Suponemos una perfecta unión entre el rotor y la transmisión. Por ello, el diámetro interior del rotor será el mismo que el exterior de la transmisión. Además, se va a considerar el rotor como un cilindro hueco para facilitar los cálculos. La siguiente suposición es que el diámetro exterior del rotor es igual al del entrehierro. Esto es debido a que 6mm frente a 3500mm se consideran despreciables.

La masa del rotor es:

$$M = \rho * L * \pi * \frac{(D^2 - d^2)}{4} = 22121,37kg$$

Para calcular la inercia al ser un cilindro hueco la fórmula de la inercia respecto el eje longitudinal es el siguiente.

$$I = \frac{1}{2} * m * \left(\frac{D_{ext}^2 + D_{int}^2}{4} \right)$$

Ecuación 14: Producto de inercia del eje longitudinal de un cilindro hueco

$$I = \frac{1}{2} * 22121,37 * \left(\frac{7^2 + 6,8^2}{4} \right) = 263354,91 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

Para la inercia respecto a su eje transversal.

$$I_{yy} = I_{zz} = \frac{1}{4} * m * \left(\frac{D_{ext}^2 + D_{int}^2}{4} \right) + \frac{1}{12} * m * L^2$$

Ecuación 15: Producto de inercia respecto al eje transversal de un cilindro hueco

$$I_{yy} = \frac{1}{4} * 22121,37 * \left(\frac{7^2 + 6,8^2}{4} \right) + \frac{1}{12} * 263354,91 * 1,3^2 = 137908,31 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

5.3.2 INERCIA DEL ESTATOR

Teniendo en cuenta que el diámetro exterior será el máximo permitido por la góndola (ya que a mayores valores habría que aumentar las dimensiones de la góndola). Además, se va a considerar el rotor como un cilindro hueco para facilitar los cálculos. La siguiente suposición es que el diámetro exterior del rotor es igual al del entrehierro. Esto es debido a que 6mm frente a 7000mm se consideran despreciables

También, partimos de los siguientes datos:

- Densidad del acero: $7850 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$.

- Longitud del generador: 1,3 [m].
- Diámetro exterior: 8,5 [m].
- Diámetro interior: 7 [m].

Para obtener la masa:

$$M = \rho * L * \pi * \frac{(D^2 - d^2)}{4} = 186348,477 \text{ kg}$$

Las fórmulas de productos de inercia son las misma que para el rotor al ser ambos cilindros huecos.

$$I = \frac{1}{2} * 186348,477 * \left(\frac{8,5^2 + 7^2}{4} \right) = 2824344,104 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

$$I_{yy} = \frac{1}{4} * 186348,477 * \left(\frac{8,5^2 + 7^2}{4} \right) + \frac{1}{12} * 2824344,104 * 1,3^2 = 1809933,85 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

5.3.3 INERCIA DEL BUJE

Partimos de datos proporcionados de las especificaciones previas:

- Densidad del acero: 7850 $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$.
- Masa del buje: 40000 [kg].
- Diámetro exterior: 3 [m].
- Diámetro interior: 6,8 [m].

Suponemos que el buje es un cilindro macizo. A partir de la siguiente ecuación calculamos la longitud.

$$M = \rho * L * \pi * \frac{d^2}{4}$$

Ecuación 16: Relación entre la masa de la torre y diámetro exterior de un cilindro macizo

$$L = 0,72m$$

Habiendo obtenido la longitud aplicamos las ecuaciones de cilindro macizo para calcular el producto inercial longitudinal y transversal-

$$I = \frac{1}{2} * m * \frac{D^2}{4}$$

Ecuación 17: Producto de inercia del eje longitudinal de un cilindro macizo

$$I = \frac{1}{2} * 40000 * \frac{3^2}{4} = 45000[kgm^2]$$

$$I_{yy} = I_{zz} = \frac{1}{12} * m * (\frac{3 * D^2}{4} + L^2)$$

Ecuación 18: Producto de inercia del eje transversal de un cilindro macizo

$$I_{yy} = I_{zz} = \frac{1}{12} * 40000 * (\frac{3 * 3^2}{4} + 0,72^2) = 24228[kgm^2]$$

5.3.4 INERCIA DE LA GÓNDOLA

Para la góndola debemos calcular su inercia respecto a los tres ejes. Partiendo del sistema de coordenadas de la Figura (xx) sabemos que la inercia respecto al eje x es la de rolling, respecto al eje y es la de nutación (nodding) y respecto al eje z es el movimiento de guiñada o yaw.

Suponiendo que la góndola es un cilindro hueco debemos calcular el diámetro exterior.

Partimos de estos datos facilitados por las especificaciones previas:

- Densidad del acero: $7850 \left[\frac{kg}{m^3}\right]$.
- Masa de la góndola: $2 * 10^5$ [kg].
- Diámetro exterior: 8,5 [m].
- Longitud de la góndola: 8 [m].
- Centro de masas (-1,3) [m] en (x,z)

$$M = \rho * L * \pi * \frac{(D^2 - d^2)}{4}$$

$$D_{int} = \sqrt{\frac{-4 * m}{\pi * \rho * L} + d_{ext}^2} = 8,26m$$

Sabiendo el diámetro exterior pasamos a calcular los productos de inercia respecto a los tres ejes-

$$I_{nodding} = I_{yy} = \frac{1}{4} * 200000 * \left(\frac{8,5^2 + 8,26^2}{4}\right) + \frac{1}{12} * 200000 * 8^2 = 2822636,67 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

$$I_{rolling} = \frac{1}{2} * 200000 * \left(\frac{8,5^2 + 8,26^2}{4}\right) = 3511940 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

En el producto de inercia del yaw debemos aplicar Steiner ya que el eje de giro está a 1 m de distancia paralelo al eje.

$$I_{yaw} = I_{yy} + m * d^2 = 2822636,67 + \frac{1}{12} * 200000 * 8^2 = 3022636,67 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

5.3.5 INERCIA DE LA TRANSMISIÓN

Para calcular la inercia de la transmisión partimos de los siguientes datos:

- Densidad del acero: $7850 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$.
- Masas rotóricas de la transmisión más generador: $5 * 10^4$ [kg].
- Posición del cojinete anterior: $X_A = -3197$; $Z_A = 2936$ mm
- Posición del cojinete posterior: $X_B = 950$; $Z_B = 2500$ mm
- Diametro exterior (el mismo que el externo del rotor): $6,8$ [m].

Partimos de la masa de la transmisión y la del rotor. Por eso debemos quitar la del rotor:

$$m = 50000 - 22121,37 = 27878,63 \text{ [kg]}$$

Además, a partir de la posición de los cojinetes podemos extraer la longitud.

$$L = 0,95 - (-3,197) = 4,147 \text{ [m]}$$

Con estos dos parámetros podemos saber cual es el diámetro interior:

$$D_{int} = \sqrt{\frac{-4 * m}{\pi * \rho * L} + d_{ext}^2} = 6,72 \text{ m}$$

Ahora ya se podrá pasar a los productos de inercia de la transmisión. Se calculará el producto de inercia alrededor del eje longitudinal y transversal.

$$I = \frac{1}{2} * 27878,63 * \left(\frac{6,72^2 + 6,8^2}{4} \right) = 318507,77 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

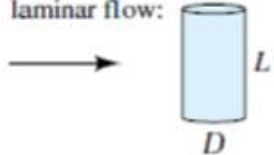
$$I_{yy} = \frac{1}{4} * 27878,63 * \left(\frac{6,72^2 + 6,8^2}{4} \right) + \frac{1}{12} * 27878,63 * 4,147^2 = 187133,95 \text{ [kgm}^2\text{]}$$

5.4 COEFICIENTES DE ARRASTRE

Debido a que la mayoría de los componentes modelados en BLADED son cilindros, partimos de la siguiente tabla para calcular sus coeficientes de arrastre.

Para cuando el viento incide de forma transversal:

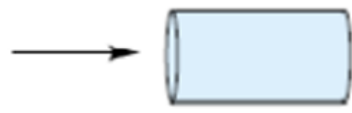
Short cylinder, laminar flow:



$L/D:$	1	2	3	5	10	20	40	∞
$C_D:$	0.64	0.68	0.72	0.74	0.82	0.91	0.98	1.20

Tabla 30: Coeficientes de arrastre de un cilindro con viento incidente transversal

Si el viento incide de forma longitudinal:



L/d	0.5	1.15
	1	0.90
	2	0.85
	4	0.87
	8	0.99

Tabla 31: Coeficientes de arrastre de un cilindro con viento incidente longitudinal

5.4.1 HUB

Para obtener el coeficiente de arrastre del buje sabemos que le viento incide perpendicularmente a su sección circular, de forma longitudinal. Obteniendo la relación L/d :

$$\frac{L}{D} = \frac{3,9}{3} = 1,3$$

A partir de la tabla obtenemos que el coeficiente de arrastre es 0,89.

5.4.2 TORRE

En la torre el viento incide lateralmente. Sabiendo la relación entre su longitud y diámetro:

$$\frac{L}{D} = \frac{133}{5,899} = 22,54$$

A partir de la tabla obtenemos que el coeficiente de arrastre es 0,91.

5.4.3 GÓNDOLA

En la torre el viento incide longitudinalmente. Sabiendo la relación entre su longitud y diámetro:

$$\frac{L}{D} = \frac{8}{8,5} = 0,94$$

A partir de la tabla obtenemos que el coeficiente de arrastre es 0,97.

5.5 *PAR MÁXIMO*

Partimos de los siguientes datos de las especificaciones previas:

- Potencia nominal: 5 [MW]
- Velocidad nominal: 12 [rpm]
- Potencia eléctrica generada: 5MW+10%

Relacionando el par con la potencia y velocidad mediante la siguiente fórmula:

$$M = \frac{P}{W}$$

Ecuación 19: Relación entre el par y la potencia y velocidad

$$M_{max} = \frac{5 * 10^6}{12 * \frac{2 * \pi}{60}} * 1,1 = 4,377 * 10^6 [Nm]$$

5.6 PÉRDIDAS DEL PAR MECÁNICO

Partimos de los siguientes parámetros:

- Par máximo: $4,377 * 10^6 [Nm]$
- Pérdidas mecánicas de la transmisión: 4%

Las pérdidas a 12rpm serás:

$$M = 0,04 * 4,377 * 10^6 = 175 * 10^3 [Nm]$$

5.7 MODO ÓPTIMO DE GANANCIA

Para calcular el modo óptimo de ganancia necesitaremos los siguientes datos:

- Densidad del acero: $7850 [\frac{kg}{m^3}]$.
- Coeficiente de potencia óptimo: 0,458.
- Tip speed ratio (λ): 8,3
- Radio rotórico: 63,5 [m]

Teóricamente se aplica la siguiente fórmula:

$$K_{opt} = \frac{\rho * \pi * R^5 * c_p}{2 * \lambda^3 * G}$$

Ecuación 20: Coeficiente de ganancia óptimo en un sistema de control

BLADED directamente te calcula la ganancia óptima al haber insertado la relación entre el C_p y el tip speed.

$$K_{opt} = 1,574 * 10^6 [kgm^2]$$

5.8 FRICCIÓN DEL SISTEMA DE GUIÑADA

A partir de las especificaciones previas proporcionadas (ANEXO I) sacamos los siguientes parámetros:

- Masa del buje (sin incluir las palas): 4E4 kg (en el centro geométrico)
- Masas rotóricas de la transmisión más generador: 5 E4 kg
- Masas no rotóricas de transmisión+generador: 5,5E4 kg
- Masa global de la góndola (no incluido rotor aerodinámico): 2E5 kg

Para calcular la fuerza de rozamiento del sistema de guiñada:

$$F_{rozamiento} = \mu * N = \mu * m * g$$

Ecuación 21: Cálculo de la fuerza de rozamiento

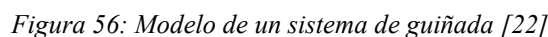
Ya que sobre el sistema de guiñada se apoya todo lo superior, habrá que considerar todas las masas.

$$F_{rozamiento} = 0,3 * 9,8 * (3 * 25000 + 50000 + 200000 + 40000) = 1074196 [N]$$

5.9 DIMENSIONES DE LOS ENGRANAJES DEL SISTEMA DE GUIÑADA.

Partimos de los siguientes datos de las especificaciones previas (ANEXO I):

- Diámetro primitivo de sistema de orientación: 5925 mm
- Módulo sistema de orientación: 24 mm
- Velocidad de orientación: 0,3grados/segundo = 0,0523599 rad/s
- Relación engranajes: 1253,6
- Z piñón: 14
- Velocidad motor: 940 rpm = 98,4366 rad/s



Sabiendo que la rueda dentada exterior permanece fija y que la interior debe girar a una velocidad de $0,3^\circ/\text{s}$. Por otro lado, las ruedas pequeñas dentadas (número 3) no sabemos a qué velocidad deberán girar. Lo que sí sabemos es que sus centros se mueven linealmente trazando una circunferencia a velocidad de $3^\circ/\text{s}$ *la distancia del centro de la rueda exterior a su centro.

La velocidad de las ruedas pequeñas la extraemos a partir de la velocidad de los motores que contienen y teniendo en cuenta su relación de engranajes. Donde reduce la velocidad de los motores respecto a la de las ruedas dentadas. Por tanto:

$$w_3 = \frac{98,4366}{1253,6} = 0,078523 \left[\frac{rad}{s} \right]$$

Para obtener los radios de las ruedas pequeñas y de la rueda interior hacemos un sistema de ecuaciones. La primera se extrae sabiendo que la suma del diámetro de las pequeñas y el radio de la interior será igual al radio de la rueda exterior grande. La otra se iguala las velocidades lineales en el punto de contacto de la rueda interna y las ruedas pequeñas, sabiendo que en el centro de la interior esta tiene velocidad $v=0$ y suponemos que las ruedas pequeñas tienen $v=0$ en el punto de contacto con la rueda estática grande.

$$r_2 + 2 * r_3 = 2962,5$$

$$0,0523499 * r_2 - 0,078523 * 2 * r_3 = 0$$

Obtenemos que:

$$r_2 = 2777,31 [mm]$$

$$r_3 = 92,597 [mm]$$

5.10 RELACIÓN DE ENGRANAJES

Al obtener las velocidades angulares podemos extraer la relación de engranajes. Eso lo hacemos con una ratio de velocidades.

$$\text{Relación de engranajes 2 y 3} = \frac{0,078523}{0,0523599} = 15$$

En las especificaciones ya nos viene determinado la relación de engranajes entre los engranajes 1 y 3. Por tanto para saber la relación de engranajes entre la góndola y los motores debemos calcular:

$$\text{Relación de engranajes total} = 1253,6 * 15 = 18804$$

Por tanto, concluimos que la velocidad del motor se reducirá 18804 veces.

Capítulo 6. CONCLUSIÓN

En este Trabajo Fin de Grado ha permitido desarrollar un modelo funcional y optimizado de un sistema de guiñada para un aerogenerador marino de gran escala, con una potencia nominal de 5,5 MW. A partir de unas especificaciones técnicas iniciales, se ha modelado el aerogenerador completo en BLADED.

Una de las principales reflexiones gira en torno a la limitación física de la potencia extraída del viento. Aunque el aerogenerador está diseñado para alcanzar los 5,5 MW, el modelo simulado en BLADED ha entregado una potencia algo inferior, lo que puede deberse a pérdidas en el sistema, fricción, eficiencia parcial del generador y condiciones límite de viento. Esto pone de manifiesto la importancia de factores como el rendimiento aerodinámico y el conocido límite de Betz, que establece que como máximo puede aprovecharse un 59,3 % de la energía contenida en el viento.

Otro aspecto para modelar el aerogenerador ha sido el control por regiones. En regiones de viento bajo, se trabaja con control de par, manteniendo el ángulo de paso constante y ajustando el torque del generador para maximizar la captación de energía. A partir de alcanzar potencia nominal, se entra en control de paso variable, donde el ángulo de las palas se regula activamente para limitar la potencia y proteger el sistema ante vientos excesivos.

En cuanto al diseño del sistema de guiñada, se han simulado los casos de carga establecidos por los estándares de diseño GL (DLC 1.1 y DLC 1.3), que han permitido identificar las cargas extremas y las sollicitaciones dinámicas a las que se ve sometido el sistema de guiñada. Las simulaciones han tenido condiciones de viento variadas, es decir, turbulencias, ráfagas intensas de viento, desalineamiento del viento frente al rotor, así como la combinación del viento y el oleaje cambiante. Estas simulaciones han sido clave para ajustar el diseño estructural del sistema, considerando todas las mencionadas condiciones del entorno.

A partir de estas condiciones, se ha realizado un estudio comparativo de los diferentes modelos de control de guiñada disponibles en BLADED: sin control de guiñada, control de guiñada rígido, control de guiñada flexible mediante resorte lineal, y control de guiñada flexible mediante acumulador hidráulico. A partir del análisis de respuesta ante cargas transitorias, se ha optado por implementar el sistema de guiñada flexible con resorte lineal, al ofrecer el mejor compromiso entre precisión de orientación y reducción de cargas estructurales. Este sistema permite cierta tolerancia angular antes de accionar la maniobra de corrección, absorbiendo parcialmente las cargas transitorias y reduciendo significativamente las solicitaciones por fatiga sobre el cojinete y los motores.

En base a los resultados obtenidos, se ha realizado el dimensionamiento del cojinete de guiñada. Este proceso ha considerado especialmente la resistencia a la torsión y la flexión. Ha descartado los efectos acumulados por fatiga debido a que el más restrictivo es la resistencia a torsión, ya que las mayores cargas vienen del movimiento de orientación. Aunque el espesor obtenido puede parecer bajo, es coherente con las hipótesis asumidas, al haberse considerado el cojinete como una estructura rígida. No obstante, en un análisis más detallado debería contemplarse un modelado como placa delgada, ya que las deformaciones radiales no consideradas podrían inducir cargas adicionales, justificando un mayor espesor para garantizar la rigidez global y el reparto equilibrado de esfuerzos.

En el sistema eléctrico se ha diseñado los siguientes elementos. En cuanto al accionamiento, se ha seleccionado un conjunto de seis motores WEG W22 132 M/L 6 IE3 de 5,5 kW, debido a la demanda del torque del actuador de guiñada bajo condiciones extremas. Además, el uso de un número par de motores permite una distribución simétrica de masas respecto al eje de la torre, lo que favorece el equilibrio dinámico del sistema durante el funcionamiento. Esta configuración también garantiza una distribución uniforme del par, reduce la carga individual sobre cada motor y prolonga la vida útil de los componentes. El control de los motores se ha previsto mediante un sistema eléctrico que garantiza un funcionamiento óptimo y seguro y el análisis de los costes que conlleva.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Germanischer Lloyd (GL). “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines”, Germanischer Lloyd, Diciembre 2012. <https://pdfcoffee.com/gl-guideline-for-the-certification-of-offshore-wind-turbines-edition-2012-pdf-free.html>
- [2] Burton, T.; Sharpe, D.; Jenkins, N.; Bossanyi, E. “Wind Energy Handbook”, John Wiley & Sons, Mayo 2011 (Figure 3.48). <https://doi.org/10.1002/9781119992714>
- [3] DNV GL – Energy. “Bladed User Manual (Version 4.6)”, Mayo 2014. <https://www.scribd.com/document/626108408/User-Manual>
- [4] GL Garrad Hassan. “Bladed Educational Guide”, 2012. <https://www.scribd.com/document/403748457/Bladed-Educational-Guide-Tutorial-pdf>
- [5] Global Wind Energy Council (GWEC). (2021). Global Offshore Wind Report 2021. Connaissance des Énergies. https://www.connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pdf-actualites/GWEC-offshore-wind-2021_.pdf
- [6] Ecoinventos. (s. f.). *Molinos de viento persas de Nashtifan, los más antiguos del mundo aún en funcionamiento*. <https://ecoinventos.com/molinos-de-viento-persas-de-nashtifan/>
- [7] Wikipedia. (s. f.). Wind turbine 1888 Charles Brush. https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Wind_turbine_1888_Charles_Brush.jpg
- [8] Tecnoblog San Martín. (2012, 20 marzo). Rotor Savonius. <https://tecnoblogsanmartin.wordpress.com/2012/03/20/rotor-savonius/>
- [9] ResearchGate. (s. f.). Figura 12. Principais tipos de VAWTs: A) Savonius, B) Darrieus, C) Rotor H. https://www.researchgate.net/figure/Figura-12-Principais-tipos-de-VAWTs-A-Savonius-B-Darrieus-C-Rotor-H_fig11_320730383
- [10] Historia Inventos. (2014, julio). Aerogenerador. https://historiainventos.blogspot.com/2014/07/aerogenerador.html#google_vignette
- [11] Energías Renovables. (2023, 28 febrero). Estos son los mapas de la eólica. <https://www.energias-renovables.com/eolica/estos-son-los-mapas-de-la-eolica-20230228>
- [12] Global Wind Atlas. (s. f.). Global Wind Atlas – World Bank Group. <https://globalwindatlas.info/en/>

- [13] ResearchGate. (s. f.). Figura 11. Definición de los ángulos principales de una pala de aerogenerador. https://www.researchgate.net/figure/Figura-11-Definicion-de-los-angulos-principales-de-un-pala-de-aerogenerador_fig7_260570879
- [14] EDP Energía. (s. f.). Componentes de un aerogenerador y funcionamiento. <https://www.edpenergia.es/es/blog/sostenibilidad/componentes-aerogenerador-y-funcionamiento/>
- [15] KindPNG. (s. f.). Yaw control in wind turbine [imagen]. https://www.kindpng.com/imgv/ibxwixJ_yaw-control-in-wind-turbine-hd-png-download/
- [16] WEG. (s. f.). Motor W22 IE3 9.2 kW 4P 132M/L 3F 380–690 V 50 Hz. <https://www.weg.net/catalog/weg/Fl/es/Motores-El%C3%A9ctricos/Motores-NEMA-de-Baja-Tensi%C3%B3n/Trif%C3%A1sico/W22/W22/W22-IE3-9-2-kW-4P-132M-L-3F-380-400-415-660-690-460-V-50-Hz-IC411---TEFC---B35T/p/13514167>
- [17] Siemens. (s. f.). SINAMICS G120C Manual de instrucciones. https://cache.industry.siemens.com/dl/files/769/109744769/att_912474/v1/G120C_op_inst_r_1116_es-ES.pdf
- [18] Schneider Electric. (s. f.). Interruptor magnetotérmico Acti9 iC60N 3P 16 A. <https://www.se.com/es/es/product/A9F79316/interruptor-magnetot%C3%A9rmico-acti9-ic60n-3p-16-a-curva-c-6000-a-10-ka/>
- [19] Schneider Electric. (s. f.). Relé de sobrecarga térmica TeSys LRD 12–18 A clase 10A. <https://www.se.com/es/es/product/LRD21/rel%C3%A9-de-sobrecarga-t%C3%A9rmica-tesys-lrd-12-18-a-clase-10a/>
- [20] ABB. (s. f.). Interruptor diferencial F204 A-40/0.03 4P 40A 30mA tipo A. <https://new.abb.com/products/es/2CSF204101R1400/f204-a-40-0-03>
- [21] Top Cable. (s. f.). TOXFREE ZH RZ1-K (AS+). <https://www.topcable.com/es/cable/toxfree-zh-rz1-k-as/>
- [22] Patentados. (2013). Un sistema de guiñada para una turbina eólica. <https://patentados.com/2013/un-sistema-de-guinada-para-una-turbina>
- [23] DNV. “Recommended Practice DNV-RP-C203: Fatigue design of offshore steel structures”, Octubre 2021. <https://rules.dnv.com/docs/pdf/DNV/rp/2021-10/DNV-RP-C203.pdf>
- [24] IEC. “IEC 61400-1: Wind turbines – Part 1: Design requirements”, International Electrotechnical Commission, 2019. <https://webstore.iec.ch/publication/60225>

ANEXO I: ESPECIFICACIONES PRELIMINARES DEL AEROGENERADOR MARINO

-Clase IEC: I

-Turbulencia: B (según GL)

-Condiciones de viento (emplazamiento A): 10,6 m/s de velocidad media, K Weibull 1,979

-Profundidad emplazamiento A: 41 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 generador: síncrono a imanes permanentes

-Tipo de transmisión: directa.

-Revoluciones mínimas/nominales/máximas: 6 rpm/12 rpm/ 20rpm

-Ángulo de inclinación eje principal: +6 grados.

-Angulo de conicidad de las palas: -3 grados.

-Longitud de las palas: 61,5m

-Diámetro del buje: 3m

-Altura buje sobre el nivel medio del mar: 92m

Clase sistema de control: control de paso

Velocidad máxima giro palas: 8 grados/segundo

Tiempo de aceleración giro: 0,2 segundos.

-Coordenadas del centro geométrico del buje: $X=-5213$; $Z=3148\text{mm}$

-Masa del buje (sin incluir las palas): $4\text{E}4$ 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: $X_A=-3197$; $Z_A=2936\text{mm}$

-Posición del cojinete posterior: $X_B=950$; $Z_B=2500\text{mm}$

-Diámetro interno del rotor en el generador: 6800 mm

-Masas rotóricas de la transmisión más generador: $5\text{E}4$ kg

Masas no rotóricas de transmisión+generador: $5,5\text{E}4$ kg

-Centro de masas de la transmisión más generador: $X=-1340$, $Z=2710\text{mm}$

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: 62 m

Altura total torre A: 130 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 estatoricas: 83mm/9,26 mm

Número de ranuras por paso polar: 3

Resistencia del estator: calcular $7,7E-2/30$ ohmios

Impedancia síncrona: calcular $3,5E-2$ ohmios

Pérdidas en el hierro: calcular $4,4E4$ W

-Rendimiento del generador: calcular 95%

-Tensión nominal: 690V

-Factor de potencia: 0,9

Máxima corriente del convertidor: 6E3A

Máxima tensión del convertidor: 800V

Rendimiento del convertidor: 97%

Potencia de cargas auxiliares: 1E4 W

Diámetro primitivo de sistema de orientación: 5925 mm

Módulo sistema de orientación: 24 mm

Velocidad de orientación: 0,3grados/segundo

Tiempo de aceleración giro: 6 segundos

Par nominal de cada accionamiento: 49,0 kNm

Par de pico de cada accionamiento: 98,1 kNm

Relación engranajes: 1253,6

Z piñón: 14

Potencia nominal motor: 5,5 kW

Velocidad motor: 940 rpm

Rendimiento (motor+reductora): 70,00%

Condiciones marítimas

Máxima altura significativa de ola (50 años): 5,08 m

Periodo pico de ola: 11,01 segundos

Densidad del agua: 1027 kg/m³

Máxima variación del nivel del mar (50 años): 3,6 m

Máxima velocidad de corriente marina (50 años): 1,3 m/s

CARGAS AERODINÁMICAS EN EL CENTRO DEL BUJE (estimación preliminar)

HUB SHAFT EXTREM LOADS (according to GL)		C as o de	P S F	F _x	F _y	F _z	F _{yz}	M _x	M _y	M _z	M _{yz}	Descriptio n	A zi m ut h	B ld Pi tc h l
(FAST simulations)		ca rg a		[KN]	[KN]	[KN]	[KN]	[KN M]	[KN M]	[KN M]	[KN M]		(d eg)	(d eg)
Min	F _x	1, 5	1, 2	- 331, 7	- 16,7	- 143 1,6	146 9,5	-0,1	486, 6	925, 4	925, 4	Producció n. Ráfaga. Caída tensión.	31 6, 1	1 7, 0
Max	F _x	1, 3	1, 3 5	137 5,7	114, 4	- 175 1,0	175 4,7	645 3,0	430, 7	100 53,5	100 62,7	Producció n.Ráfaga.C ambio direc.	31 5, 6	1, 9
Min	F _y	1, 2	1, 3 5	212, 5	- 286, 3	- 159 0,3	161 5,9	524 8,8	343 7,1	- 100 58,9	106 29,9	Producció n.Turbulen cia extrema	94 ,0	3 2, 7

Max	F y	6, 4	1, 2	69,7	233, 8	- 150 8,4	152 6,4	0,0	- 328, 3	- 618, 4	700, 1	Parada. Turbulenci a normal	85 ,9	9 0, 0
Min	F z	1, 3	1, 3 5	108 2,3	16,9	- 193 3,2	193 3,3	629 3,7	- 100 77,8	- 120 44,7	157 04,6	Producció n.Ráfaga.C ambio direc.	15 1, 4	- 1, 0
Max	F z	7, 2	1, 1	74,6	21,2	- 118 8,0	118 8,2	0,0	656, 0	90,0	662, 2	Parada. Condición fallo.	13 5, 0	9 0, 0
Max	F y z	1, 3	1, 3 5	109 6,5	24,2	- 193 3,2	193 3,4	634 3,7	- 100 94,0	- 119 12,4	156 13,9	Producció n.Ráfaga.C ambio direc.	15 2, 8	- 0, 9
Min	M x	1, 4	1, 2	447, 2	- 14,8	- 141 0,0	147 9,2	-0,4	153 8,4	- 345 0,0	345 0,0	Producció n.Viento normal.Caí da red	67 ,5	2 8, 5
Max	M x	1, 6	1, 3 5	531, 6	- 65,3	- 159 1,7	167 8,1	645 3,0	293 6,3	312 2,6	716 8,8	Producció n. Ráfaga extrema.	31 5, 0	2 8, 4
Min	M y	1, 2	1, 3 5	429, 6	- 210, 5	- 151 4,7	152 9,3	642 0,6	- 117 12,6	195 2,1	118 74,2	Producció n.Turbulen	18 8, 8	3 0, 9

												cia extrema		
Max	M y	1, 3	1, 3 5	100 6,7	- 54,2	- 190 4,9	190 5,6	614 3,9	158 62,5	- 239 3,6	160 42,1	Producció n.Ráfaga.C ambio direc.	23 ,3	- 1, 0
Min	M z	1, 3	1, 3 5	981, 5	- 80,1	- 156 7,4	156 9,4	645 3,0	- 740 8,8	- 128 42,6	148 26,4	Producció n.Ráfaga.C ambio direc.	12 6, 6	- 0, 9
Max	M z	1, 3	1, 3 5	989, 7	- 42,2	- 189 8,1	189 8,6	605 7,5	- 590 4,9	149 04,0	160 31,1	Producció n.Ráfaga.C ambio direc.	26 1, 8	- 1, 0
Max	M y z	1, 3	1, 3 5	100 6,7	- 54,2	- 190 4,9	190 5,6	614 3,9	158 62,5	- 239 3,6	160 42,1	Producció n.Ráfaga.C ambio direc.	23 ,3	- 1, 0

ANEXO II: ESPECIFICACIONES DE LAS PALAS

ESPECIFICACIONES GENERALES

General dimensions	
Total blade length [m]	62
Largest chord [m]	4.65
Projected blade area [m ²]	175.5
Total twist, tip not included (degrees)	16.15
Pre-bend of blade tip(m)	1.5

ESPECIFICACIONES GEOMÉTRICAS

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

ESPECIFICACIONES DE LAS DISTRIBUCIONES DE MASAS

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

ESPECIFICACIONES AERODINÁMICAS

				L62-5.0-100
Pitching Moment Center				25
Relative Thickness				100%
Reynolds-Number				3000000
Deployment Angle				0
	Alpha	cl	cd	cm
	[deg]	[-]	[-]	[-]
	-180	0	0.5	0
	-170	0	0.5	0.022
	-160	0	0.5	0.043
	-150	0	0.5	0.063
	-140	0	0.5	0.08
	-120	0	0.5	0.108
	-90	0	0.5	0.125
	-70	0	0.5	0.117
	-60	0	0.5	0.108
	-40	0	0.5	0.08
	-30	0	0.5	0.063
	-20	0	0.5	0.043
	-15	0	0.5	0.032
	-10	0	0.5	0.022
	-6	0	0.5	0.013
	-2	0	0.5	0.004
	2	0	0.5	-0.004
	4	0	0.5	-0.009
	6	0	0.5	-0.013
	8	0	0.5	-0.017
	10	0	0.5	-0.022
	12	0	0.5	-0.026
	14	0	0.5	-0.03
	16	0	0.5	-0.034
	18	0	0.5	-0.039
	20	0	0.5	-0.043
	25	0	0.5	-0.053
	30	0	0.5	-0.063
	40	0	0.5	-0.08
	50	0	0.5	-0.096
	60	0	0.5	-0.108
	70	0	0.5	-0.117
	80	0	0.5	-0.123
	90	0	0.5	-0.125
	100	0	0.5	-0.123
	120	0	0.5	-0.108
	140	0	0.5	-0.08
	150	0	0.5	-0.063
	160	0	0.5	-0.043
	170	0	0.5	-0.022
	180	0	0.5	0

L62-5.0-40				L62-5.0-35			
25 40% 3000000 0				25 35% 3000000 0			
Alpha [deg]	cl [-]	cd [-]	cm [-]	Alpha [deg]	cl [-]	cd [-]	cm [-]
-180	-0.022	0.038	-0.006	-180	-0.022	0.033	0
-168	0.379	0.132	0.1	-167.24	0.378	0.137	0.1
-157.9	0.658	0.321	0.183	-157.92	0.658	0.321	0.183
-147.7	0.886	0.62	0.27	-147.7	0.883	0.618	0.269
-137.4	0.902	0.898	0.318	-137.38	0.902	0.898	0.318
-127.8	0.781	1.089	0.335	-127.8	0.781	1.089	0.335
-118.1	0.606	1.241	0.345	-118.06	0.605	1.241	0.345
-108.4	0.382	1.306	0.34	-108.4	0.382	1.306	0.34
-97.6	0.133	1.374	0.345	-97.58	0.133	1.375	0.345
-87.8	-0.104	1.405	0.352	-87.75	-0.105	1.405	0.352
-77.5	-0.354	1.367	0.353	-77.52	-0.355	1.374	0.355
-67.3	-0.577	1.25	0.344	-67.28	-0.577	1.25	0.344
-57.4	-0.778	1.123	0.341	-57.37	-0.778	1.123	0.341
-47	-0.922	0.915	0.325	-47.02	-0.904	0.897	0.318
-36.2	-0.889	0.589	0.27	-31.27	-0.793	0.423	0.25
-31.3	-0.846	0.456	0.25	-30	-0.785	0.401	0.22
-30	-0.832	0.433	0.23	-20	-0.8	0.222	0.05
-20	-0.725	0.262	0.11	-16	-0.873	0.168	0.018
-15	-0.622	0.187	0.06	-15	-0.873	0.155	0.02
-10	-0.449	0.117	0.022	-14	-0.869	0.143	0.022
-9	-0.409	0.109	0.016	-13	-0.857	0.132	0.023
-8	-0.366	0.101	0.011	-12	-0.835	0.12	0.022
-7	-0.315	0.088	0.005	-11	-0.8	0.109	0.02
-6	-0.25	0.066	-0.001	-10	-0.751	0.085	0.016
-5	-0.178	0.051	-0.007	-9	-0.692	0.06	0.01
-4	-0.089	0.037	-0.014	-8	-0.62	0.033	0.003
-3	0	0.027	-0.02	-7	-0.536	0.026	-0.005
-2	0.087	0.019	-0.026	-6	-0.443	0.019	-0.014
-1	0.172	0.015	-0.032	-5	-0.341	0.016	-0.023
0	0.269	0.013	-0.039	-4	-0.231	0.013	-0.032
1	0.36	0.012	-0.048	-3	-0.114	0.012	-0.042
2	0.466	0.012	-0.056	-2	0.007	0.011	-0.051
3	0.579	0.013	-0.062	-1	0.132	0.01	-0.059
4	0.694	0.014	-0.068	0	0.258	0.01	-0.067
5	0.801	0.015	-0.071	1	0.387	0.01	-0.074
5.5	0.849	0.016	-0.073	2	0.517	0.01	-0.08
6	0.891	0.018	-0.075	3	0.645	0.011	-0.085
6.5	0.928	0.02	-0.077	4	0.771	0.011	-0.089
7	0.958	0.023	-0.079	5	0.893	0.012	-0.093
8	1.002	0.031	-0.083	6	1.01	0.013	-0.096
8.5	1.018	0.036	-0.085	7	1.118	0.014	-0.098
9	1.004	0.044	-0.087	8	1.215	0.015	-0.1
9.5	0.989	0.052	-0.088	9	1.295	0.017	-0.102
10	0.977	0.06	-0.088	9.5	1.329	0.019	-0.103
11	0.961	0.08	-0.089	10	1.355	0.022	-0.104
12	0.956	0.097	-0.09	10.5	1.375	0.025	-0.105
13	0.956	0.117	-0.093	11	1.379	0.029	-0.105
14	0.958	0.141	-0.097	11.5	1.356	0.035	-0.106
15	0.963	0.16	-0.101	12	1.329	0.041	-0.106
16	0.97	0.184	-0.105	13	1.278	0.058	-0.107
17	0.973	0.206	-0.112	14	1.237	0.079	-0.109
18	0.973	0.233	-0.124	15	1.199	0.102	-0.113
19	0.971	0.254	-0.137	16	1.176	0.128	-0.121
20	0.969	0.274	-0.155	17	1.16	0.153	-0.134
22	0.962	0.317	-0.186	18	1.153	0.177	-0.15
24	0.959	0.364	-0.214	19	1.14	0.201	-0.166
26	0.955	0.414	-0.235	20	1.127	0.22	-0.18
28	0.951	0.466	-0.25	22	1.088	0.244	-0.2
30	0.946	0.518	-0.261	24	1.066	0.258	-0.22
32	0.942	0.568	-0.274	26	1.046	0.271	-0.24
34	0.94	0.616	-0.281	28	1.026	0.295	-0.254
36	0.94	0.661	-0.287	30	1.01	0.338	-0.257
38	0.939	0.695	-0.292	32	0.975	0.413	-0.261
40	0.923	0.774	-0.301	34	0.95	0.52	-0.269
50	0.836	1.02	-0.33	36	0.978	0.587	-0.284
60	0.692	1.205	-0.347	38	0.976	0.636	-0.29
70	0.463	1.325	-0.351	40	0.991	0.701	-0.303
80	0.26	1.399	-0.356	50	0.944	0.97	-0.337
90	0.1	1.393	-0.348	60	0.815	1.212	-0.364
100	-0.136	1.349	-0.338	70	0.605	1.37	-0.374
110	-0.366	1.298	-0.336	80	0.353	1.423	-0.366
121.8	-0.633	1.21	-0.34	90	0.1	1.401	-0.35
131.6	-0.814	1.068	-0.335	100	-0.135	1.342	-0.336
141	-0.874	0.836	-0.301	110	-0.366	1.298	-0.336
151.8	-0.763	0.522	-0.23	121.82	-0.632	1.209	-0.34
160.8	-0.579	0.308	-0.162	131.57	-0.814	1.068	-0.335
172	-0.272	0.139	-0.072	141.03	-0.874	0.836	-0.301
180	-0.022	0.038	-0.006	151.81	-0.763	0.522	-0.23
				160.79	-0.579	0.308	-0.162
				171.99	-0.274	0.14	-0.073
				180	-0.022	0.033	0

L62-5.0-30				L62-5.0-25			
25				25			
30%				25%			
3000000				3000000			
0				0			
Alpha	cl	cd	cm	Alpha	cl	cd	cm
[deg]	[°]	[°]	[°]	[deg]	[°]	[°]	[°]
-180	-0.022	0.033	-0.006	-180	0	0.1	0
-167.24	0.378	0.137	0.1	-170	0.8	0.2	0.4
-157.92	0.858	0.321	0.183	-150	0.8	0.55	0.325
-147.7	0.893	0.618	0.269	-120	0.5	1.06	0.325
-137.38	0.902	0.898	0.318	-90	-0.114	1.3	0.325
-127.8	0.781	1.089	0.335	-60	-0.755	1.06	0.325
-118.06	0.605	1.241	0.345	-30	-0.91	0.45	0.22
-108.4	0.382	1.306	0.34	-25	-0.92	0.325	0.135
-97.58	0.133	1.375	0.345	-20	-0.915	0.2	0.05
-87.75	-0.105	1.405	0.352	-18	-0.908	0.16	0.03
-77.52	-0.355	1.374	0.355	-17	-0.899	0.14	0.02
-67.28	-0.577	1.25	0.344	-16	-0.885	0.12	0.01
-57.37	-0.778	1.123	0.341	-15	-0.886	0.1	0
-47.02	-0.904	0.897	0.318	-14	-0.881	0.087	0
-31.27	-0.827	0.444	0.25	-13	-0.871	0.074	0
-30	-0.836	0.425	0.22	-12	-0.859	0.062	0
-20	-1	0.24	0.12	-11	-0.825	0.049	0
-15	-1.15	0.155	0.05	-10	-0.783	0.036	0
-10	-1	0.07	-0.026	-9	-0.704	0.023	-0.017
-9	-0.941	0.05	-0.038	-8	-0.6	0.015	-0.068
-8	-0.801	0.024	-0.05	-7.5	-0.551	0.012	-0.074
-7	-0.661	0.015	-0.06	-7	-0.5	0.01	-0.081
-6.77	-0.617	0.017	-0.062	-6.5	-0.433	0.009	-0.087
-6.25	-0.543	0.015	-0.067	-6	-0.373	0.009	-0.092
-5.73	-0.469	0.014	-0.071	-5.5	-0.299	0.008	-0.098
-5.22	-0.399	0.013	-0.074	-5	-0.232	0.008	-0.102
-4.18	-0.257	0.012	-0.081	-4.5	-0.158	0.008	-0.106
-3.12	-0.116	0.011	-0.087	-4	-0.091	0.008	-0.109
-2.11	0.014	0.011	-0.093	-3.5	-0.026	0.008	-0.111
-1.02	0.153	0.01	-0.098	-3	0.04	0.008	-0.113
-0.03	0.283	0.01	-0.102	-2.5	0.105	0.008	-0.115
0.97	0.412	0.011	-0.107	-2	0.17	0.008	-0.117
2.04	0.549	0.011	-0.111	-1.5	0.234	0.007	-0.12
3.06	0.675	0.011	-0.114	-1	0.299	0.007	-0.122
4.13	0.807	0.011	-0.117	-0.5	0.363	0.007	-0.124
5.1	0.925	0.011	-0.119	0	0.427	0.007	-0.125
6.18	1.052	0.012	-0.121	0.5	0.491	0.008	-0.127
7.2	1.168	0.012	-0.122	1	0.554	0.008	-0.128
8.26	1.284	0.013	-0.122	1.5	0.618	0.008	-0.129
9.28	1.388	0.014	-0.121	2	0.68	0.008	-0.131
10.31	1.48	0.016	-0.118	2.5	0.743	0.008	-0.132
10.82	1.516	0.016	-0.117	3	0.805	0.008	-0.133
11.36	1.545	0.018	-0.116	3.5	0.868	0.008	-0.134
11.85	1.558	0.02	-0.116	4	0.929	0.008	-0.135
12.37	1.562	0.021	-0.116	4.5	0.991	0.008	-0.135
12.6	1.551	0.03	-0.116	5	1.052	0.008	-0.136
13	1.515	0.059	-0.116	5.5	1.112	0.009	-0.136
13.5	1.479	0.067	-0.114	6	1.172	0.009	-0.136
14	1.443	0.075	-0.113	6.5	1.23	0.009	-0.136
14.5	1.405	0.082	-0.112	7	1.281	0.01	-0.135
15	1.368	0.089	-0.111	7.5	1.32	0.011	-0.133
16	1.346	0.103	-0.109	8	1.354	0.013	-0.13
18	1.33	0.133	-0.112	8.5	1.378	0.014	-0.126
20	1.303	0.16	-0.125	9	1.402	0.017	-0.121
22	1.273	0.192	-0.2	9.5	1.423	0.019	-0.117
24	1.243	0.228	-0.23	10	1.453	0.022	-0.12
26	1.213	0.267	-0.25	10.5	1.463	0.025	-0.122
28	1.175	0.311	-0.27	11	1.461	0.03	-0.119
30	1.14	0.371	-0.29	11.5	1.422	0.037	-0.119
32	1.124	0.462	-0.3	12	1.363	0.046	-0.119
34	1.129	0.617	-0.32	12.5	1.33	0.057	-0.12
36	1.141	0.705	-0.334	13	1.297	0.065	-0.12
38	1.163	0.782	-0.349	14	1.275	0.081	-0.121
40	1.182	0.861	-0.365	15	1.287	0.098	-0.122
50	1.081	1.133	-0.391	16	1.292	0.117	-0.123
60	0.883	1.33	-0.398	17	1.288	0.134	-0.124
70	0.63	1.44	-0.392	18	1.298	0.151	-0.125
80	0.357	1.448	-0.372	19	1.305	0.171	-0.127
90	0.1	1.401	-0.35	20	1.311	0.189	-0.128
100	-0.135	1.342	-0.336	21	1.309	0.212	-0.127
110	-0.366	1.298	-0.336	22	1.302	0.239	-0.125
121.82	-0.632	1.209	-0.34	24	1.275	0.298	-0.122
131.57	-0.814	1.068	-0.335	26	1.238	0.344	-0.124
141.03	-0.874	0.836	-0.301	28	1.203	0.392	-0.132
151.81	-0.763	0.522	-0.23	30	1.18	0.44	-0.14
160.79	-0.579	0.308	-0.162	32	1.174	0.486	-0.148
171.99	-0.287	0.034	-0.072	34	1.168	0.532	-0.156
180	-0.022	0.033	-0.006	36	1.162	0.578	-0.164
				38	1.156	0.624	-0.172
				40	1.15	0.67	-0.18
				50	1.1	0.86	-0.22
				60	0.83	1.025	-0.26
				70	0.555	1.18	-0.292
				80	0.34	1.26	-0.325
				90	0.114	1.3	-0.325
				100	-0.115	1.26	-0.325
				110	-0.308	1.16	-0.325
				120	-0.5	1.06	-0.325
				150	-0.8	0.55	-0.325
				170	-0.8	0.2	-0.4
				180	0	0.1	0

L62-6.0-21					L62-6.0-18				
25					25				
21%					18%				
3000000					3000000				
0					0				
Alpha	cl	cd	cm		Alpha	cl	cd	cm	
[deg]	[-]	[-]	[-]		[deg]	[-]	[-]	[-]	
-180	0	0.1	0		-180	0	0.1	0	
-170	0.8	0.2	0.4		-170	0.8	0.2	0.4	
-150	0.8	0.55	0.325		-160	0.8	0.375	0.363	
-120	0.5	1.06	0.325		-150	0.8	0.55	0.325	
-90	-0.114	1.3	0.325		-140	0.7	0.72	0.325	
-60	-0.755	1.06	0.325		-130	0.6	0.89	0.325	
-30	-1.2	0.45	0.22		-120	0.5	1.06	0.325	
-20	-1.2	0.2	0.05		-110	0.295	1.14	0.325	
-15	-1.1	0.1	0		-100	0.091	1.22	0.325	
-10	-0.72	0.025	-0.055		-90	-0.114	1.3	0.325	
-9	-0.62	0.016	-0.069		-80	-0.328	1.22	0.325	
-4.23	-0.539	0.012	-0.082		-70	-0.541	1.14	0.325	
-7.72	-0.47	0.011	-0.092		-60	-0.755	1.06	0.325	
-7.21	-0.396	0.009	-0.101		-50	-0.903	0.857	0.29	
-6.7	-0.325	0.008	-0.107		-40	-1.08	0.653	0.255	
-6.19	-0.258	0.008	-0.111		-30	-1.2	0.45	0.22	
-5.67	-0.192	0.007	-0.114		-20	-1.2	0.2	0.05	
-5.16	-0.128	0.007	-0.116		-15	-1.03	0.08	0	
-4.64	-0.063	0.007	-0.118		-14	-0.989	0.056	0	
-4.12	0.003	0.007	-0.12		-13.5	-0.968	0.045	-0.013	
-3.61	0.066	0.007	-0.121		-13	-0.939	0.035	-0.026	
-3.09	0.131	0.007	-0.123		-12.5	-0.904	0.026	-0.039	
-2.58	0.195	0.006	-0.125		-12	-0.864	0.02	-0.053	
-2.06	0.26	0.006	-0.126		-11.5	-0.821	0.017	-0.06	
-1.55	0.321	0.007	-0.127		-11	-0.773	0.015	-0.062	
-1.03	0.388	0.007	-0.129		-10.5	-0.724	0.014	-0.063	
-0.52	0.451	0.007	-0.13		-10	-0.673	0.013	-0.063	
0	0.514	0.007	-0.131		-9.5	-0.622	0.012	-0.063	
0.51	0.577	0.007	-0.132		-9	-0.57	0.012	-0.063	
1.03	0.64	0.007	-0.133		-8.5	-0.518	0.011	-0.063	
1.54	0.703	0.007	-0.134		-8	-0.467	0.011	-0.064	
2.06	0.764	0.007	-0.135		-7.5	-0.416	0.01	-0.065	
2.57	0.827	0.007	-0.136		-7	-0.363	0.01	-0.065	
3.09	0.887	0.007	-0.137		-6.5	-0.309	0.01	-0.066	
3.6	0.95	0.007	-0.137		-6	-0.252	0.009	-0.068	
4.12	1.008	0.008	-0.138		-5.5	-0.192	0.009	-0.069	
4.63	1.068	0.008	-0.138		-5	-0.131	0.008	-0.071	
5.15	1.124	0.008	-0.138		-4.5	-0.072	0.008	-0.073	
5.66	1.181	0.008	-0.138		-4	-0.014	0.008	-0.075	
6.17	1.234	0.009	-0.137		-3.5	0.043	0.007	-0.078	
6.7	1.28	0.009	-0.135		-3	0.098	0.007	-0.081	
7.2	1.31	0.011	-0.131		-2.5	0.152	0.006	-0.084	
7.71	1.328	0.013	-0.125		-2	0.206	0.006	-0.088	
8.22	1.342	0.016	-0.12		-1.5	0.262	0.006	-0.092	
8.74	1.354	0.019	-0.115		-1	0.318	0.006	-0.096	
9.98	1.353	0.02	-0.112		-0.5	0.374	0.006	-0.099	
9.71	1.243	0.026	-0.11		0	0.43	0.006	-0.103	
10.22	1.204	0.03	-0.105		0.5	0.485	0.006	-0.106	
10.7	1.173	0.033	-0.099		1	0.541	0.006	-0.108	
11.2	1.16	0.039	-0.096		1.5	0.597	0.006	-0.111	
11.73	1.173	0.048	-0.097		2	0.653	0.006	-0.112	
12.21	1.191	0.057	-0.1		2.5	0.709	0.006	-0.115	
12.72	1.208	0.064	-0.1		3	0.765	0.006	-0.118	
13.22	1.216	0.071	-0.101		3.5	0.821	0.006	-0.123	
14.22	1.23	0.083	-0.1		4	0.876	0.006	-0.13	
15.21	1.23	0.095	-0.098		4.5	0.932	0.006	-0.137	
16.23	1.231	0.112	-0.1		5	0.988	0.006	-0.143	
17.23	1.231	0.13	-0.102		5.5	1.037	0.007	-0.147	
20	1.217	0.2	-0.109		5.84	1.066	0.007	-0.148	
22	1.209	0.248	-0.114		6	1.078	0.007	-0.148	
24	1.202	0.296	-0.119		6.5	1.112	0.007	-0.143	
26	1.196	0.344	-0.124		7	1.141	0.009	-0.141	
28	1.188	0.392	-0.132		7.5	1.166	0.01	-0.141	
30	1.18	0.44	-0.14		8	1.187	0.012	-0.141	
32	1.174	0.486	-0.148		8.5	1.206	0.014	-0.138	
34	1.168	0.532	-0.156		9	1.223	0.015	-0.135	
36	1.162	0.578	-0.164		9.5	1.238	0.016	-0.132	
38	1.156	0.624	-0.172		10	1.251	0.018	-0.13	
40	1.15	0.67	-0.18		10.5	1.261	0.019	-0.129	
50	1.1	0.86	-0.22		11	1.269	0.02	-0.131	
60	0.83	1.025	-0.26		11.5	1.276	0.021	-0.135	
70	0.555	1.18	-0.292		12	1.284	0.022	-0.137	
80	0.34	1.26	-0.325		12.5	1.296	0.023	-0.137	
90	0.114	1.3	-0.325		13	1.311	0.026	-0.136	
100	-0.115	1.26	-0.325		13.5	1.322	0.029	-0.135	
110	-0.308	1.16	-0.325		14	1.33	0.034	-0.134	
120	-0.5	1.06	-0.325		14.5	1.343	0.038	-0.132	
150	-0.8	0.55	-0.325		15	1.36	0.043	-0.133	
170	-0.8	0.2	-0.4		15.45	1.37	0.048	-0.136	
180	0	0.1	0		15.5	1.37	0.052	-0.136	
					16	1.37	0.057	-0.138	
					16.5	1.365	0.065	-0.136	
					17	1.359	0.072	-0.135	
					17.5	1.354	0.079	-0.136	
					18	1.353	0.087	-0.138	
					18.5	1.355	0.114	-0.138	
					19	1.359	0.14	-0.139	
					19.5	1.349	0.167	-0.138	
					20	1.327	0.194	-0.138	
					20.5	1.303	0.217	-0.138	
					21	1.281	0.241	-0.138	
					21.5	1.258	0.264	-0.138	
					22	1.232	0.287	-0.139	
					22.5	1.206	0.293	-0.139	
					23	1.186	0.298	-0.139	
					23.5	1.176	0.303	-0.139	
					24	1.17	0.309	-0.14	
					24.5	1.165	0.318	-0.14	
					25	1.159	0.327	-0.14	
					25.5	1.153	0.337	-0.141	
					26	1.148	0.346	-0.141	
					26.5	1.147	0.359	-0.142	
					27	1.146	0.372	-0.142	
					28	1.144	0.398	-0.143	
					29	1.142	0.424	-0.144	
					30	1.14	0.45	-0.145	
					32	1.126	0.495	-0.148	
					34	1.112	0.538	-0.156	
					36	1.098	0.582	-0.164	
					38	1.084	0.626	-0.172	
					40	1.07	0.67	-0.18	
					50	0.94	0.86	-0.22	
					60	0.83	1.026	-0.26	
					70	0.555	1.18	-0.293	
					80	0.34	1.26	-0.325	
					90	0.114	1.3	-0.325	
					100	-0.115	1.26	-0.325	
					110	-0.308	1.16	-0.325	
					120	-0.5	1.06	-0.325	
					130	-0.6	0.89	-0.325	
					140	-0.7	0.72	-0.325	
					150	-0.8	0.55	-0.325	
					160	-0.8	0.375	-0.363	
					170	-0.8	0.2	-0.4	
					180	0	0.1	0	

ANEXO III: CASOS DE CARGA (DCL: DESIGN LOAD CASES)

Table 4.4.1 Design load cases

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 $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_t$	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 $V_{hub} = \max(EOG_1 \text{ based on } V_T)$	$H = H_{sT}$	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

Design situation	DLC	Wind conditions ¹	Marine conditions	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
Power production	9.1	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Current	Dynamic sea ice load	F/U	*/E
	9.2	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Current	Extreme sea ice $H_{ice} = H_{50}$	U	E
Parked (standstill or idling)	9.3	NWP $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Current	Dynamic sea ice load	F/U	*/E
	9.4	NWP $V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Current	Extreme sea ice $H_{ice} = H_{50}$	U	E
Power production	9.5	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	$H = wH_s(V)$	Temperature effects	F/U	*/N
Parked (standstill or idling)	9.6	NWP $V_{hub} = 0.8 V_{ref}$	$H = H_s(V)$	Temperature effects	U	N
Power production	9.7	NTM $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	$H = H_s(V)$	Earthquake	U	**
	9.8	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	$H = H_s(V)$	Earthquake plus grid loss and, if applicable, activation of the safety system by vibration sensor	U	**
Parked (standstill or idling)	9.9	NWP $V_{hub} = 0.8 V_{ref}$	$H = H_s(V)$	Earthquake and grid loss	U	**
* Partial safety factor for fatigue strength (see Section 4.4.9.2.2) ** Partial safety factor for earthquakes (see Section 4.4.9.2.3) ¹ If no cut-out wind speed V_{out} is defined, V_{ref} shall be used.						

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