



# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

## SISTEMA DE CONTROL DE PASO EN AEROGENERADORES EN ÁREAS MARINAS

Autor: Diego Currais Rivera

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
Sistema de control de paso en aerogeneradores en áreas marinas  
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2024/2025 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.: Diego Currais Rivera

Fecha: 15/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Juan Antonio Talavera Martín

Fecha: ..17./ 07./ 2025



MÁSTER UNIVERSITARIO  
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

SISTEMA DE CONTROL DE PASO EN  
AEROGENERADORES EN ÁREAS MARINAS

Autor: Diego Currais Rivera

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

## Resumen

Este Trabajo Fin de Máster se centra en el estudio, modelado y evaluación del sistema de control de paso (pitch control) en aerogeneradores marinos. El objetivo principal es el diseño de los elementos mecánicos del sistema de control de paso, garantizando la seguridad estructural y la eficiencia energética en turbinas offshore de gran potencia.

El trabajo se estructura en varias fases. En primer lugar, se realiza una introducción teórica al contexto de la energía eólica marina, con especial énfasis en la evolución tecnológica de los aerogeneradores y su papel en la transición energética. A continuación, se expone el estado del arte de los componentes de un aerogenerador, describiendo desde los cimientos hasta las palas, con especial detalle en la góndola, el rotor y el buje, que son clave para el sistema de pitch.

La sección central del proyecto aborda el modelado de un aerogenerador offshore de 5,5 MW mediante el software Bladed. Este modelo incorpora todos los subsistemas: aerodinámica de las palas, comportamiento del aerofoil, parámetros del tren de potencia y condiciones oceánicas reales. Se presta especial atención al control de paso, implementando un algoritmo PI. Se evalúan los casos de carga más exigentes (DLC 1.1, 1.3 y 6.1) para analizar la respuesta del sistema frente a distintas intensidades de viento, empleando parámetros definidos por la norma IEC y el estándar GL.

El trabajo también incluye el diseño detallado del sistema mecánico de pitch, en particular del engranaje piñón-corona. A partir del par máximo aerodinámico obtenido en simulación, se calculan las dimensiones normalizadas del engranaje y se selecciona el actuador óptimo, combinando un motor síncrono Bonfiglioli BMD 132L con una reductora industrial 709 T3W. Estos componentes garantizan tanto la precisión en el ajuste del ángulo de pala como la robustez necesaria en escenarios críticos.

Para validar el diseño, se ha realizado un análisis por elementos finitos del piñón en Abaqus. Se ha definido un mallado adaptado a las limitaciones de la licencia educativa, simulando la distribución de cargas tangenciales según una hipótesis de doble diente en contacto. Los resultados muestran tensiones máximas de Von Mises inferiores al límite elástico del acero

cementado, y desplazamientos angulares mínimos, lo que valida la viabilidad mecánica del diseño.

Finalmente, se evalúa el comportamiento del sistema de paso durante paradas de emergencia bajo dos regímenes de viento (10,6 m/s y 30 m/s). Se analiza la evolución del ángulo de paso, velocidad y aceleración angular, así como la respuesta de la potencia eléctrica. Los resultados confirman que, en ambos escenarios, el sistema de pitch actúa correctamente, llevando las palas a posición de bandera de forma controlada y deteniendo la máquina sin inducir sobrecargas mecánicas.

Desde el punto de vista económico, se estima el LCOE del aerogenerador en 85 €/MWh, empleando una metodología simplificada basada en el CRF y datos de referencia de la IEA y NREL. Dado que el precio medio de venta de electricidad en España se situó en 100,2 €/MWh, se concluye que el proyecto es rentable, con un margen bruto del 15 % por MWh producido.

## Summary

This Master's Thesis focuses on the study, modeling, and evaluation of the pitch control system in offshore wind turbines. The main objective is to design the mechanical components of the pitch control system, ensuring both structural safety and energy efficiency in high-power offshore turbines.

The project is structured into several phases. First, a theoretical introduction is provided in the context of offshore wind energy, with particular emphasis on the technological evolution of wind turbines and their role in the energy transition. The state of the art of wind turbine components is then reviewed, describing the structure from the foundations to the blades, with special focus on the nacelle, rotor, and hub, which are critical for the pitch system.

The core section of the project addresses the modeling of a 5.5 MW offshore wind turbine using Bladed software. This model incorporates all subsystems: blade aerodynamics, aerofoil behavior, drivetrain parameters, and real oceanic conditions. Special attention is given to the pitch control system, where a PI control algorithm is implemented. The most demanding load cases (DLC 1.1, 1.3, and 6.1) are evaluated to analyze the system's response under different wind intensities, using parameters defined by the IEC standard and GL guidelines.

The thesis also includes the detailed design of the pitch mechanical system, particularly the pinion-ring gear. Based on the maximum aerodynamic torque obtained from the simulation, standardized gear dimensions are calculated, and the optimal actuator is selected combining a Bonfiglioli BMD 132L synchronous motor with an industrial 709 T3W gearbox. These components ensure both precision in blade angle adjustment and the robustness required under critical conditions.

To validate the design, a finite element analysis (FEA) of the pinion was conducted in Abaqus. A mesh was defined according to the limitations of the educational license, simulating the distribution of tangential loads based on two teeth in contact hypothesis. The results show Von Mises stresses below the yield strength of case-hardened steel and minimal angular displacements, confirming the mechanical feasibility of the design.

Finally, the behavior of the pitch system is evaluated during emergency stops under two wind regimes (10.6 m/s and 30 m/s). The evolution of pitch angle, angular speed and acceleration, as well as the electric power response, are analyzed. The results confirm that in both scenarios, the pitch system performs correctly, bringing the blades to feathered position in a controlled manner and stopping the turbine without inducing mechanical overloads.

From an economic perspective, the LCOE of the wind turbine is estimated at €85/MWh, using a simplified methodology based on the CRF and reference data from the IEA and NREL. Given that the average electricity selling price in Spain was €100.2/MWh, the project is deemed profitable, with a gross margin of 15% per MWh produced.



## Índice de la memoria

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>8</b>
<b>Capítulo 2. Estado de la cuestión.....</b>	<b>13</b>
2.1 Los cimientos.....	13
2.2 La torre .....	13
2.3 La góndola .....	13
2.4 El rotor y el buje .....	14
2.5 Las palas .....	14
<b>Capítulo 3. Estudio de los diferentes sistemas de regulación de potencia .....</b>	<b>15</b>
<b>Capítulo 4. Desarrollo del modelo .....</b>	<b>20</b>
4.1 Interfaz principal .....	20
4.2 Las palas .....	23
4.3 El aerofoil.....	26
4.4 El rotor.....	28
4.5 La torre .....	30
4.6 El tren de potencia .....	31
4.7 La góndola .....	33
4.8 El control .....	34
4.9 Las condiciones del mar .....	35
4.10 Comprobación potencia eléctrica .....	36
<b>Capítulo 5. Simulación de determinación de cargas.....</b>	<b>39</b>
5.1 DLC 1.1.....	42
5.2 DLC 1.3.....	48
5.3 DLC 6.1.....	50
5.4 Análisis económico del aerogenerador.....	52
<b>Capítulo 6. Diseño de los elementos del sistema de paso .....</b>	<b>55</b>
6.1 Diseño de la corona dentada y el piñón.....	56

6.2 Selección de los actuadores .....	59
<b>Capítulo 7. Análisis de esfuerzos y desplazamientos por elementos finitos.....</b>	<b>60</b>
<b>Capítulo 8. Evaluación del sistema en parada de emergencia.....</b>	<b>70</b>
<b>Capítulo 9. Conclusiones.....</b>	<b>78</b>
<b>Capítulo 10. Bibliografía .....</b>	<b>80</b>
<b>ANEXO I</b>	<b>83</b>
<b>Anexo II</b>	<b>87</b>

## *Índice de figuras*

Ilustración 1. Energía eólica producida en el mundo en TWh en el año 2023. Fuente: Ember, 2024 .....	9
Ilustración 2. Molinos de viento en el siglo XVI en España. Fuente: Letcher, 2023 .....	10
Ilustración 3. Componentes aerogenerador. Fuente: Kathryn E. Johnson, 2006.....	11
Ilustración 4. Comparación de la regulación del paso de las palas variable y por stall. Fuente: Introducción al control de aerogeneradores.....	18
Ilustración 5. Interfaz Principal de Bladed .....	21
Ilustración 6. Barra de tareas y parámetros de Bladed .....	21
Ilustración 7. Ventana de cálculos y simulaciones .....	22
Ilustración 8. Parámetros de la geometría de la pala .....	23
Ilustración 9. Velocidades y ángulos en las palas del aerogenerador.....	25
Ilustración 10. Valores de uno de los modelos de aerofoil.....	26
Ilustración 11. Parámetros del rotor .....	28
Ilustración 12. Parámetros de la torre.....	30
Ilustración 13. Parámetros del tren de potencia.....	31
Ilustración 14. Parámetros eléctricos del tren de potencia .....	32
Ilustración 15. Parámetros de la góndola .....	33
Ilustración 16. Parámetros del control.....	34
Ilustración 17. Parámetros de las corrientes .....	35
Ilustración 18. Parámetros de las olas .....	36
Ilustración 19. Potencia eléctrica producida por el aerogenerador marino .....	37
Ilustración 20. Parámetros para definir la clase de aerogenerador .....	39
Ilustración 21. Tabla de Casos de Carga .....	40
Ilustración 22 Tabla de Casos de Carga .....	41
Ilustración 23. Turbulencias para definir el viento en condiciones normales .....	43
Ilustración 24. Interfaz de detalles para definir el viento .....	44
Ilustración 25. Condiciones de viento para casos NTM.....	45

Ilustración 26. Factores de seguridad a emplear.....	45
Ilustración 27. Sistema de coordenadas para las palas del aerogenerador .....	46
Ilustración 28. Modelo de velocidad para condiciones ECD .....	49
Ilustración 29. Modelo de velocidad para condiciones EWM .....	51
Ilustración 30. Medidas de referencia de otro aerogenerador de 5 MW .....	56
Ilustración 31. Interfaz de Solid Edge al diseñar una pieza nueva .....	60
Ilustración 32. Vista 3D de la rueda dentada.....	61
Ilustración 33 Vista lateral de la corona dentada.....	62
Ilustración 34. Vista superior de la corona dentada.....	62
Ilustración 35. Vista 3D del piñón.....	63
Ilustración 36. Vista frontal del piñón .....	64
Ilustración 37. Vista lateral del piñón.....	64
Ilustración 38. Vista de la interfaz de Abaqus con el piñón .....	65
Ilustración 39. Mallado inicial del piñón.....	66
Ilustración 40. Mallado final del piñón .....	66
Ilustración 41. Modelo 3D del piñón con representación de las cargas y fijación del cubo	67
Ilustración 42. Distribución de tensiones de Von Mises en el piñón .....	68
Ilustración 43. Desplazamientos sufridos en el piñón tras aplicar las cargas.....	69
Ilustración 44. Ángulo, velocidad angular, y aceleración angular de una de las palas con vientos de 30 m/s .....	71
Ilustración 45. Posición de una de las palas durante la parada de emergencia con vientos de 30 m/s .....	72
Ilustración 46. Potencia eléctrica producida durante la parada de emergencia con vientos de 30 m/s .....	74
Ilustración 47. Ángulo, velocidad angular, y aceleración angular de una de las palas con vientos de 10 m/s.....	75
Ilustración 48. Posición de una de las palas durante la parada de emergencia con vientos de 10 m/s .....	76
Ilustración 49. Potencia eléctrica producida durante la parada de emergencia con vientos de 10 m/s .....	77

## ***Índice de tablas***

Tabla 1. Esfuerzos y momentos del DLC 1.1 con un viento de 3 m/s .....	47
Tabla 2. Esfuerzos y momentos del DLC 1.1 con un viento de 10,6 m/s .....	47
Tabla 3. Esfuerzos y momentos del DLC 1.1 con un viento de 30 m/s .....	47
Tabla 4. Esfuerzos y momentos del DLC 1.3 .....	49
Tabla 5. Esfuerzos y momentos del DLC 6.1 .....	51



## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

A lo largo de los años, y debido a la creciente preocupación por detener el avance del cambio climático, las empresas se han centrado, cada vez más, en impulsar el desarrollo e implementación de energías renovables. De este modo, es posible generar rentabilidad y producir energía mientras se respeta el medio ambiente. Entre todas las fuentes de energía renovable (solar, nuclear, biomasa, hidroeléctrica, geotérmica, etc.), la energía eólica destaca por su capacidad para producir electricidad de manera competitiva, reducir los efectos del cambio climático y ser una fuente infinita de energía.

Aunque el vapor de agua constituye el 70% del efecto invernadero global, es la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, proveniente de quemar combustibles fósiles la que se debe reducir para limitar el incremento de la temperatura mundial, que ya ha subido alrededor de 1,2 °C desde el año 1900 debido a actividades industriales. A pesar de esto, el consumo de combustibles fósiles sigue siendo dominante en el marco energético mundial, representando un 79% de la energía utilizada en el año 2019 (Letcher, 2023).

Pese a que el carbón continúa siendo de gran importancia en países con gran cantidad de producción industrial como China, Estados Unidos o India, ha aumentado considerablemente la cantidad de instalaciones dirigidas a extraer energía renovable, sobre todo solar y eólica. Entre los años 2010 y 2020 ambas experimentaron un aumento exponencial favorecido por la reducción de costes de producción, la mejora de la eficiencia de los equipos y las políticas gubernamentales, apoyando la adopción de este tipo de energías.

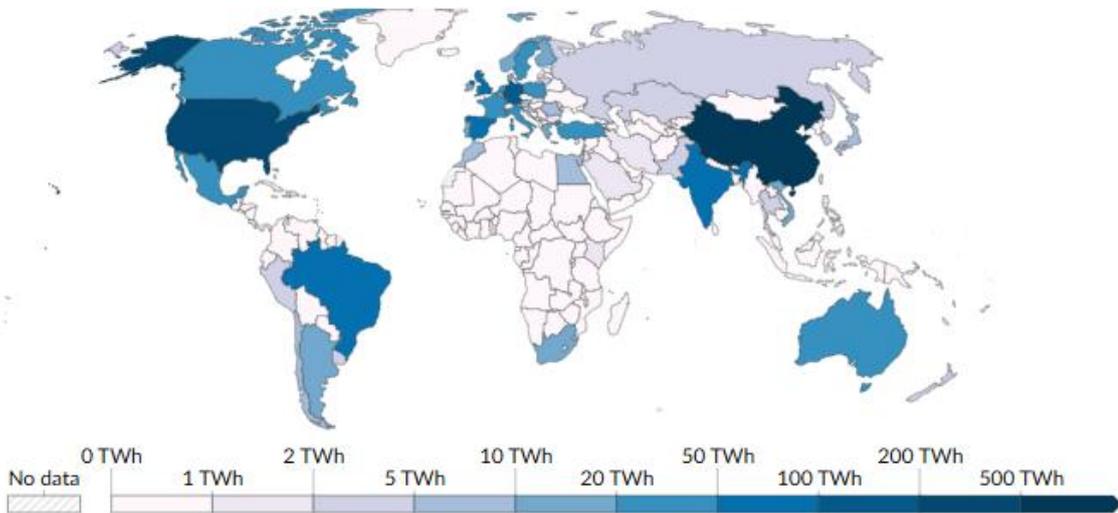


Ilustración 1. Energía eólica producida en el mundo en TWh en el año 2023. Fuente: Ember, 2024

Como se puede apreciar en la Ilustración 1, los países con un tono más oscuro son los que han registrado una producción de electricidad más alta en el año 2023 debido a la energía eólica, tanto terrestre como marina. En la figura destaca el liderazgo de países como Estados Unidos y China, que presentan los volúmenes de generación más elevados en comparación con otros países del globo. Este patrón coincide con las tendencias de la última década donde las grandes economías son las principales inversoras en fuentes de energía renovable (Ember, 2024).

Al profundizar en la historia de los aerogeneradores, se descubre que los primeros molinos de viento, creados para aprovechar la energía cinética del viento, surgieron hace aproximadamente 2000 años en Asia para moler maíz y elevar agua. Más adelante en el siglo XIV, los holandeses perfeccionaron los molinos de viento para bombear el agua de áreas inundadas y convertir estas zonas en tierras cultivables. Más adelante, ya en el siglo XIX los molinos de viento se empezaron a utilizar en Estados Unidos para bombear agua en zonas rurales. Finalmente, en la década de 1970, se desarrollaron los primeros generadores eólicos diseñados para producir electricidad como una alternativa al uso de combustibles fósiles.



Ilustración 2. Molinos de viento en el siglo XVI en España. Fuente: Letcher, 2023

La energía eólica ha experimentado un crecimiento significativo en la capacidad instalada durante las últimas décadas, con un incremento de 48 GW a 743 GW en tan solo 16 años. Para extraer este tipo de energía, las turbinas eólicas utilizan sus palas, que funcionan de forma similar a las alas de un avión, donde la diferencia de presión provoca el movimiento de las palas y por lo tanto del rotor, tras esto, el movimiento se transmite al generador donde los campos magnéticos producidos crean electricidad. Dentro de las turbinas eólicas se considera que las turbinas situadas en el mar, también denominadas offshore, pueden ser el futuro gracias a que los vientos en los mares normalmente son más constantes y fuertes (Johnson et al, 2006).

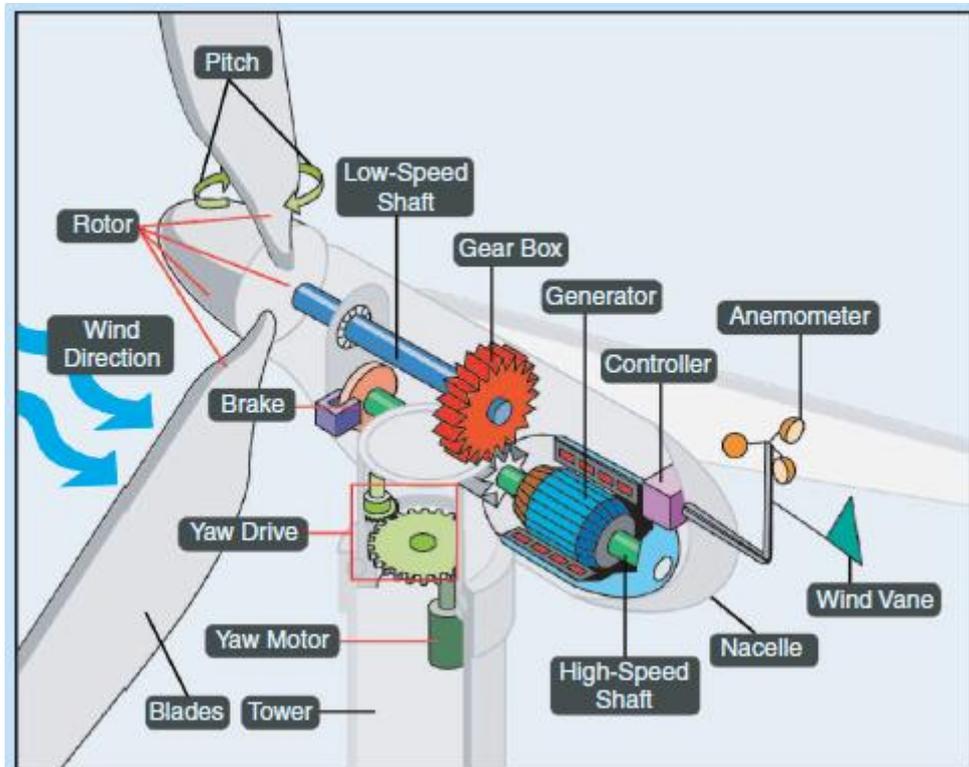


Ilustración 3. Componentes aerogenerador. Fuente: Kathryn E. Johnson, 2006

Este Trabajo de Fin de Máster se centrará en la producción de energía eólica renovable, específicamente mediante el uso de turbinas offshore, diseñadas para generar energía eólica en el mar. Este tipo de turbinas se instalan principalmente en alta mar o en zonas costeras donde los vientos son más regulares y poseen mayor intensidad que en tierra firme. Existen dos tipos principales de turbinas offshore: las ancladas al fondo marino y las flotantes. Las turbinas flotantes no están ancladas al suelo y se utilizan en áreas donde el fondo marino es muy profundo, haciendo inviable la construcción de estructuras fijas.

Uno de los componentes principales de los aerogeneradores es el sistema de control de paso o *pitch control system*, encargado de ajustar el ángulo de las palas. Este mecanismo permite optimizar la producción de energía y garantiza la seguridad en condiciones de viento extremo y climáticas adversas.

En este trabajo se realizará un estudio exhaustivo de los elementos de sistemas de control de paso en aerogeneradores. Para ello, el capítulo 2 presentará un estado de la cuestión del tema objeto

de estudio, para continuar con un análisis de los diferentes sistemas de regulación de potencia. Se realizará un análisis detallado de las diferentes técnicas y algoritmos de control existentes, evaluando sus ventajas, desventajas y áreas de aplicación. En el capítulo 4 se desarrollará el modelo planteado para continuar con simulaciones de determinación de cargas en el capítulo siguiente. El capítulo 6 presenta el diseño de los elementos del sistema de paso, para continuar con análisis de esfuerzos y desplazamientos por elementos finitos y una evaluación del sistema en parada de emergencia. Por último, el capítulo 9 presenta las principales conclusiones de este estudio.

## **Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN**

Si bien este trabajo se centra en el estudio del sistema de control de paso, resulta esencial comprender el conjunto de componentes que integran un aerogenerador y la función que desempeña cada uno de ellos en su correcto funcionamiento. Un aerogenerador moderno es un sistema complejo compuesto por múltiples subsistemas interdependientes, cuya integración eficiente es clave para la generación de energía eólica. Los principales componentes de la estructura son los siguientes (Enel Green Power, s.f.):

### **2.1 LOS CIMIENTOS**

Son estructuras de hormigón macizas que se sitúan en el suelo para soportar el peso y las cargas dinámicas del aerogenerador. Tienen como función garantizar la estabilidad de la torre y resistir las fuerzas generadas por el viento y el movimiento de las palas. En los aerogeneradores marinos, los cimientos se encuentran situados debajo del agua.

### **2.2 LA TORRE**

Es una estructura vertical que eleva el rotor y la góndola a una altura óptima para captar vientos más fuertes y constantes. Suele estar fabricada de acero y normalmente consta de 3 secciones. La altura depende del aerogenerador, pero normalmente es igual al diámetro que forman las aspas. En el interior de la torre se encuentran localizados los cables de alimentación que conectan la góndola y el transformador.

### **2.3 LA GÓNDOLA**

Es una carcasa que está situada en la parte superior de la torre con capacidad para girar 360° sobre su propio eje y que contiene los componentes mecánicos y eléctricos esenciales del aerogenerador, como la multiplicadora y el generador.

- La multiplicadora está conectada al eje lento del rotor y su función es aumentar la velocidad de rotación de las palas, ya que giran a una velocidad inferior a la que requiere el generador para producir electricidad eficientemente. Por norma general las palas en aerogeneradores de gran tamaño giran a velocidades en el intervalo de 10 y 20 revoluciones por minuto, y las velocidades empleadas en el generador para producir electricidad son de alrededor 1000 y 1500 revoluciones por minuto.
- El generador recibe el movimiento de alta velocidad desde la multiplicadora y convierte esta energía mecánica en energía eléctrica mediante inducción electromagnética. La electricidad producida puede ser inyectada en la red eléctrica o utilizada directamente.

## **2.4 EL ROTOR Y EL BUJE**

El rotor es el conjunto de las palas más el buje y están diseñados para maximizar la captura de energía eólica. El buje es el morro situado en el centro y el responsable de unir las palas. Está conectado a las piezas mecánicas del interior de la góndola. Los rotores pueden ser tanto de dos palas como de tres, los de dos palas tienen la ventaja de que son más baratos pero el inconveniente de que son más ruidosos y tienen mayores vibraciones.

## **2.5 LAS PALAS**

Situadas en la parte superior del aerogenerador, delante de la góndola y conectadas al buje. La longitud más común es de 52 metros. Las palas giran debido a las variaciones de presión del aire en ambos lados de la pala. Hay dos fenómenos implicados en el giro de las palas, la sustentación y la resistencia, cuando la sustentación es mayor que la resistencia el rotor comienza a girar.

## **Capítulo 3. ESTUDIO DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE REGULACIÓN DE POTENCIA**

Los sistemas de control de potencia de los aerogeneradores están compuestos de diferentes sensores y actuadores, como anemómetros para medir la velocidad con la choca el viento con el aerogenerador o motores de yaw para hacer girar la góndola y orientarla hacia la posición más adecuada en función del viento.

Los sistemas de control son de vital importancia ya que son los encargados de regular la velocidad del rotor, y con ello, cumplir diferentes funciones. La principal es capturar de la forma más eficiente la energía eólica para producir la máxima electricidad posible, pero también se usa en caso de que sea necesario proteger el rotor y el generador en caso de sobrecargas a altas velocidades de viento. Otra función importante es proteger los componentes del aerogenerador en caso de que haya una desconexión de la red accidental y así evitar daños mayores (Villagrán-Villegas, 2017).

El sistema de regulación más utilizado hoy en día en los aerogeneradores marinos, especialmente en los off shore es el sistema de regulación de paso, también llamado pitch control. A pesar de que hay otros sistemas como la regulación por control de stall o por control de yaw, el de regulación de paso destaca por ser el más eficiente.

Este método consiste en ajustar el ángulo de las palas del rotor con respecto al viento, para poder así regular la potencia generada y maximizarla, extrayendo toda la energía posible del viento y posteriormente transformándola en electricidad. En condiciones de vientos reducidos o moderados, las palas del aerogenerador se orientan para captar la máxima energía cinética, mientras que cuando la velocidad del viento supera la del valor nominal de operación, el sistema de control reduce el ángulo de ataque para evitar daños en los componentes de la turbina.

Este procedimiento para reducir la energía captada por el viento es necesario ya que el aerogenerador no puede producir energía por encima de los valores nominales de diseño ya que implicaría la posibilidad de producir una sobrecarga del sistema. Por lo tanto, la velocidad de rotación de las aspas permanece constante a pesar de que aumente considerable la fuerza del viento, lo que se logra con el ajuste del ángulo de las palas. Este ajuste es necesario para reducir las cargas aerodinámicas sobre las palas y es más importante de lo que parece debido a la relación cuadrática entre la fuerza y la velocidad.

La expresión de la fuerza aerodinámica viene dada por la siguiente formula y muestra la relación entre la fuerza y la velocidad.

$$F = \frac{1}{2} \rho A C v^2$$

Donde F es la fuerza aerodinámica resultante,  $\rho$  es la densidad del aire, A es la superficie de contacto de la pala, C es el coeficiente aerodinámico y v es la velocidad relativa del viento respecto a la pala de la turbina. Esta relación implica que, si la velocidad del viento se duplica, la fuerza a la que están sometidas las palas de cuadruplica. Lo anterior explica por qué aplicadas sobre la turbina crecen drásticamente en magnitud y es necesario mantener las cargas en márgenes seguros (Johnson, 2006).

Los sistemas de paso se emplean principalmente en aerogeneradores de gran tamaño, más de 1MW de potencia, al ser sistemas sofisticados y este tipo de diseño puede no llegar a ser tan rentables en aerogeneradores de menor tamaño. Requieren de un diseño de buje más elaborado y de actuadores con capacidad para ajustar el ángulo de cada pala. También deben disponer de autonomía para casos de emergencia en los que se produzcan desconexiones súbitas y por lo tanto contar con baterías o un generador de continua en el eje de alta tensión que esté conectado al servomotor para girar las palas hasta un ángulo de 90º (parada) (Mur Amada, 2006).

El control de paso de las palas puede ser tanto pasivo como activo. En el control pasivo existen diversos sistemas para la regulación del ángulo de las palas y son usados en aerogeneradores pequeños y aislados de la red. Un modelo utilizado consiste en instalar pesas en las palas. Una vez que se pone en marcha el aerogenerador y aumenta la velocidad, el efecto de la fuerza centrífuga sobre las pesas produce un momento en las palas que hace que el ángulo de paso cambie. En el momento que la velocidad supera la nominal, las pesas ajustan las palas para que se produzca un par de frenado. Otro sistema de control pasivo son las agujas centrifugas, donde las propias palas efectúan el frenado según aumenta la velocidad del viento.

En cuanto a los sistemas de regulación activos, están basados en la utilización de un sistema de control en ordenador o PLC. Los sistemas más utilizados, actualmente, son eléctricos e hidráulicos. En ellos el ordenador tiene sensores que monitorizan las variables que influyen en la operación del aerogenerador, como la velocidad del viento, las revoluciones por minuto, la potencia o el ángulo de paso. Una vez que el ordenador recibe los datos de los sensores, utilizando algoritmos, que varían dependiendo del aerogenerador, envía órdenes a los actuadores para así controlar el ángulo de las palas y como consecuencia la velocidad de giro del rotor. Para el caso concreto del aerogenerador que se modela en este trabajo se emplea un sistema tipo PI (proporcional-integral). Otros algoritmos empleados son:

- **Control Predictivo Basado en Modelos:** Utiliza un modelo del sistema para predecir su comportamiento futuro y optimiza la acción de control resolviendo un problema de optimización en un horizonte temporal definido.
- **Control Adaptativo:** Ajusta en tiempo real los parámetros del controlador para adaptarse a cambios en las dinámicas del sistema o en el entorno operativo.
- **Control Difuso y Redes Neuronales:** Emplean lógica difusa para manejar incertidumbres y razonamiento aproximado, mientras que las redes neuronales aprenden de datos para modelar y controlar sistemas no lineales complejos.

Otro tipo de sistema de control diferente al de paso para grandes aerogeneradores es el sistema de velocidad variable. Este sistema permite que el rotor y las palas giren a diferentes velocidades en función del viento. Este tipo de sistema tiene un acoplamiento eléctrico que ajusta la frecuencia eléctrica que se está produciendo a la frecuencia de la red independientemente de la velocidad de giro del rotor. En el caso de Europa la frecuencia a la que opera la red es de 50 Hz. Existen sistemas que, en vez de estar preparados para aceptar una variación de velocidad continua, tienen dos generadores con velocidades constantes cada uno, por lo tanto, estos aerogeneradores pueden operar a dos velocidades, una inferior para vientos débiles y otra superior para vientos más fuertes.

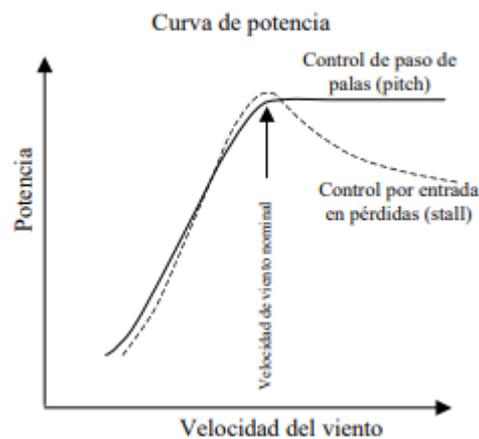


Ilustración 4. Comparación de la regulación del paso de las palas variable y por stall. Fuente: Introducción al control de aerogeneradores

Para finalizar con los sistemas de regulación de potencia, estaría el sistema de entrada en pérdida o stall. Este es el sistema más simple y en este modelo el ángulo de la pala no se modifica, sino que a medida que el viento se incrementa y supera los valores de operación nominales, debido al diseño de las palas, el ángulo de ataque se incrementa, de forma que

el flujo de aire se separa de la pala reduciendo la sustentación, y, en consecuencia, la potencia generada.

## Capítulo 4. DESARROLLO DEL MODELO

A continuación, se describe el proceso de elaboración del modelo del aerogenerador a partir de parámetros específicos, proporcionados por el tutor, y recopilados como anexo al final del documento. Dichos valores se han introducido en la versión educativa del software Bladed, una herramienta que posibilita la creación de diversas simulaciones para analizar el rendimiento del aerogenerador, así como la generación de gráficas y curvas de funcionamiento.

En este capítulo se detallan los datos que se han utilizado en cada una de las partes del aerogenerador y se explica el significado de algunos términos técnicos que aparecen en el programa. El objetivo es ofrecer una visión clara de la metodología empleada, así como de la relevancia de cada parámetro en el comportamiento global de la turbina. Con ello, se busca facilitar la comprensión del proceso de modelado y la interpretación de los resultados obtenidos a través de las simulaciones.

### **4.1 INTERFAZ PRINCIPAL**

Al iniciar el programa, se distinguen dos paneles principales dispuestos uno encima del otro. En el panel superior, se encuentra una barra de herramientas que permite abrir archivos, visualizar especificaciones, acceder a la ayuda y, además, ofrece accesos directos a cada una de las secciones del aerogenerador. Por su parte, el panel inferior está dedicado a la ejecución de los cálculos y simulaciones, los cuales pueden llevarse a cabo una vez se han introducido en el panel superior los parámetros necesarios.

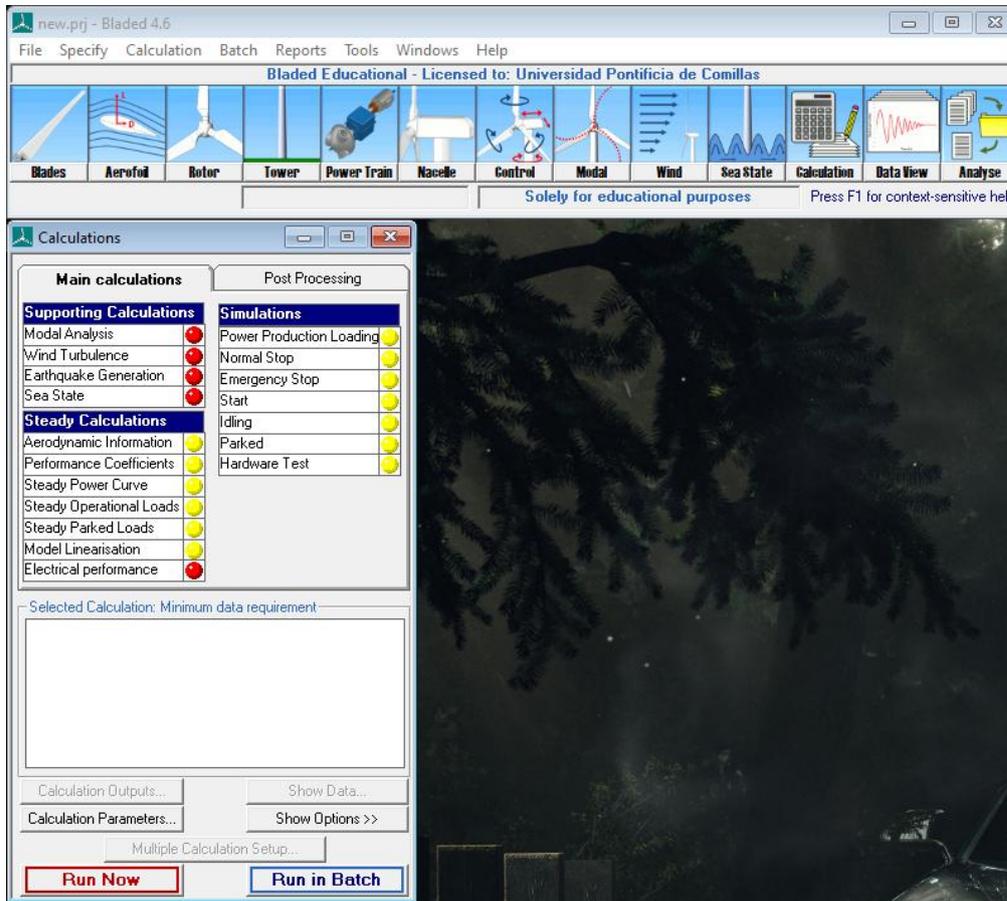


Ilustración 5. Interfaz Principal de Bladed



Ilustración 6. Barra de tareas y parámetros de Bladed

En la ventana superior cada icono corresponde a un componente o un tipo de simulación específicos: palas (Blades), perfil aerodinámico (Aerofoil), rotor, torre (Tower), tren de potencia (Power Train), góndola (Nacelle), sistema de control (Control), análisis modal

(Modal), condiciones de viento (Wind), estado del mar (Sea State), opciones de cálculo (Calculation), visualización de datos (Data View) y herramientas de análisis (Analyse). Esta disposición permite navegar con facilidad por las distintas secciones del programa y configurar los parámetros necesarios para el modelado y la simulación del aerogenerador de manera intuitiva.

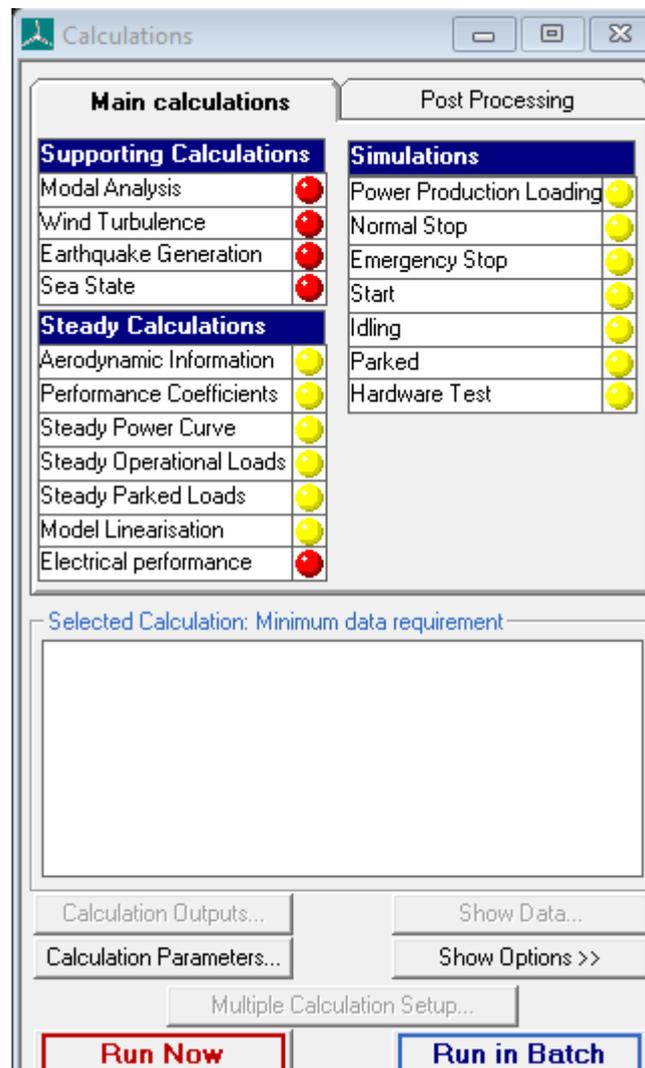


Ilustración 7. Ventana de cálculos y simulaciones

La ventana de cálculos organiza las distintas opciones de análisis y simulación del aerogenerador en tres categorías principales: Supporting Calculations, Steady Calculations y Simulations. Dentro de cada categoría, se listan las tareas específicas, como el estudio de

la turbulencia del viento o la generación de curvas de potencia, y a la derecha se encuentran los procedimientos de simulación (arranque, parada, operación en vacío, etc.). En la imagen adjunta se aprecia que al lado de cada procedimiento hay un círculo, de color rojo o amarillo. Esto es porque la imagen fue sacada antes de cargar la configuración del aerogenerador. El círculo rojo significa que faltan por introducirse datos necesarios para realizar la simulación, la amarilla que faltan algunos datos, pero se puede realizar la simulación, y la verde que están introducidos todos los datos de ese grupo. En la parte inferior, los botones Run Now y Run in Batch permiten configurar en detalle cada cálculo y luego iniciarlo individualmente o en grupo. De esta forma, el panel proporciona un control claro y ordenado de todos los procesos necesarios para evaluar y optimizar el comportamiento del aerogenerador.

## 4.2 LAS PALAS

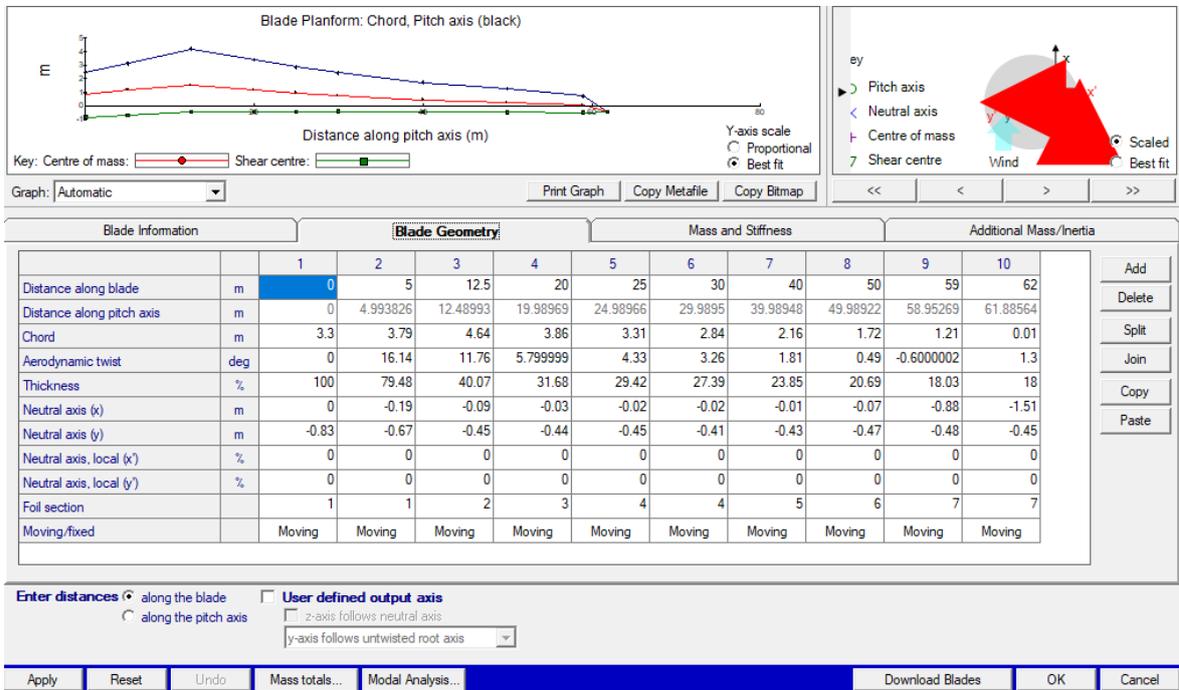


Ilustración 8. Parámetros de la geometría de la pala

El software requiere una serie de parámetros para su configuración, que se detallan a continuación, como si formaran parte de un informe técnico en el ámbito de un Máster en Ingeniería:

- Distancia a lo largo de la pala (Distance along blade): Hace referencia a la posición específica de cada sección a lo largo de la pala, tomando como referencia la raíz de la pala que se sitúa pegada al buje.
- Cuerda (Chord): Es la longitud que se mide desde el borde de ataque hasta el borde de salida de la sección aerodinámica.
- Giro aerodinámico (Aerodynamic twist): Consiste en el ángulo entre la cuerda de la sección y una línea de referencia horizontal. Este parámetro determina la orientación de la cuerda con respecto al plano horizontal.
- Grosor (Thickness): Corresponde a la distancia máxima perpendicular a la cuerda dentro de la sección. Un grosor del 40% implica que el punto de espesor máximo equivale al 40% de la longitud de la cuerda.
- Eje neutro  $x,y$  (Neutral axis): Expresa la localización del eje neutro en coordenadas  $x,y$  con respecto al eje de giro (pitch axis).
- Eje neutro local  $x',y'$  (Neutral axis local): Indica la posición del eje neutro en un sistema de coordenadas propio de la sección, medido desde el borde de ataque.
- Perfil aerodinámico (Foil section): Este parámetro se selecciona en función de los diferentes perfiles aerodinámicos definidos con anterioridad. Cada perfil está asociado a un grosor relativo específico, por lo que se asigna el perfil correspondiente a la sección según su grosor.

- Móvil o fija (Moving/fixed): Se recomienda configurar las secciones como “móvil” ya que, en operación, cada sección estará sometida a cargas y desplazamientos que requieren permitir cierto grado de libertad para una simulación realista.

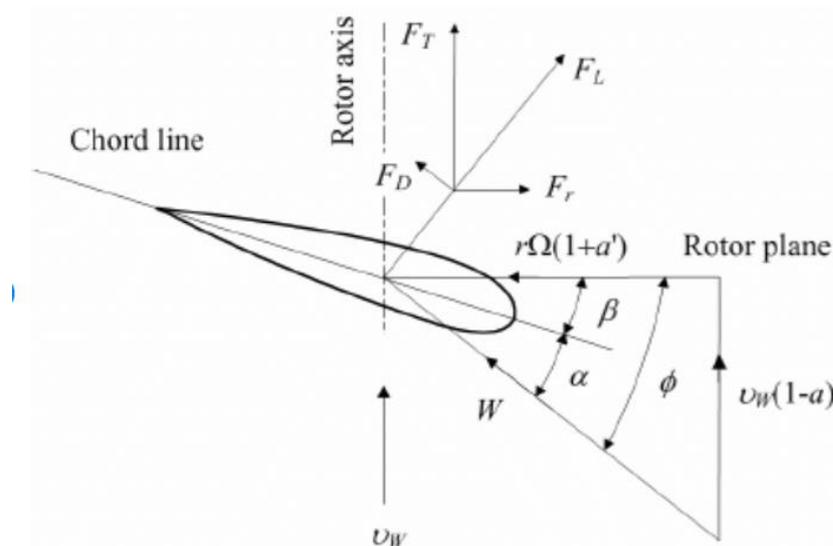
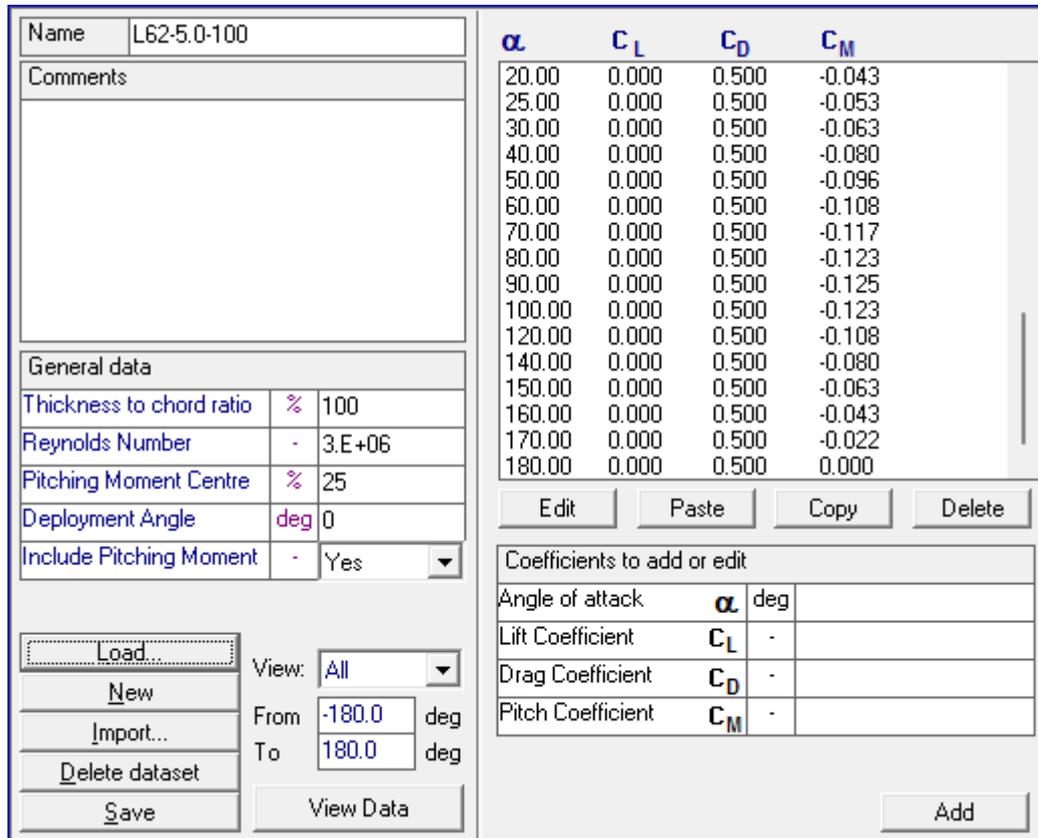


Ilustración 9. Velocidades y ángulos en las palas del aerogenerador

La imagen representa las velocidades que actúan sobre una sección de la pala en un aerogenerador. En lo que respecta a las velocidades, es fundamental considerar tres componentes distintas: la  $v_w$ , que es la velocidad del viento incidente y se puede ver reducida en la zona del rotor por la inducción axial  $a$ , por eso la fórmula es  $v_w(1-a)$ .  $r\Omega$  es la velocidad tangencial del perfil de la pala, donde  $r$  es el radio y  $\Omega$  es la velocidad angular a la que están girando, esta velocidad al igual que  $v_w$  puede verse afectada por la inducción tangencial. Finalmente,  $W$  es la composición de estas dos velocidades.

Además de las velocidades, también es relevante entender que significa cada uno de los ángulos dibujados. El ángulo  $\phi$  representa el ángulo de la corriente incidente entre la velocidad relativa  $W$  y el plano del rotor,  $\beta$  es el ángulo de paso, y es el ángulo que forma la cuerda del perfil con el plano del rotor. Por último,  $\alpha$  es el ángulo de ataque e indica el ángulo entre la cuerda del perfil y la velocidad relativa.

### 4.3 EL AEROFOIL



$\alpha$	$C_L$	$C_D$	$C_M$
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

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

Ilustración 10. Valores de uno de los modelos de aerofoil

Esta sección del programa es importante porque ayuda a definir cómo se comporta el viento y completar parámetros clave sobre como este interactúa con las palas del aerogenerador. Todos estos valores nos los ha proporcionado el tutor y se han tenido que meter a mano ya que en Bladed, por lo menos en la versión educativa no se pueden importar directamente desde Excel. Los parámetros generales que están localizados a la izquierda nos indican:

- Thickness to chord ratio: es la relación entre el espesor y la cuerda del perfil, en este caso concreto como es 100% indica un perfil muy grueso.
- Reynolds number: Es el número de Reynolds, y este valor indica que tenemos un flujo en régimen turbulento.

- Pitching Moment Centre: representa el punto sobre la cuerda del perfil donde el momento de cabeceo es independiente del ángulo de ataque
- Deployment Angle. Es el ángulo en el que se encuentra la pala o el perfil aerodinámico en relación con su posición de referencia. Si el ángulo de despliegue es  $0^\circ$  significa que está en su posición estándar, en cambio, si es  $10^\circ$  quiere decir que ha rotado  $10^\circ$  respecto a su posición inicial.

A la derecha se pueden ver otros coeficientes aerodinámicos:

- $\alpha$  (Ángulo de ataque): es el ángulo con el que entra el viento a la pala e indica la inclinación que tiene con respecto al plano vertical.
- $C_L$  (Lift coefficient): es el coeficiente de sustentación e indica la fuerza que realiza el viento sobre la pala verticalmente.
- $C_D$  (Drag coefficient): es el coeficiente de arrastre e indica la resistencia que realiza el viento sobre la pala.
- $C_M$  (Pitch coefficient): es el coeficiente de cabeceo e indica el par que realiza el viento sobre la pala.

## 4.4 EL ROTOR

**Turbine and Rotor**

Blade:	[62 m]	
Nominal rotor diameter	126.771	m
Rotor diameter (coned)	126.598	m
Number of blades	3	▼
Tower height (Ht)	85	m
Hub vertical offset (h)	3.348	m
Total hub height (Ht+h)	88.348	m
Blade set angle	0	deg
Cone angle (C)	-3	deg
Tilt angle (T)	6	deg
Overhang (O)	5.213	m
Lateral Offset (L)	0	m

Rotational sense	Clockwise	▼
Rotor position	Upwind	▼
Speed Type	Variable	▼
Control surfaces	Pitch	▼
Transmission	Direct drive	▼

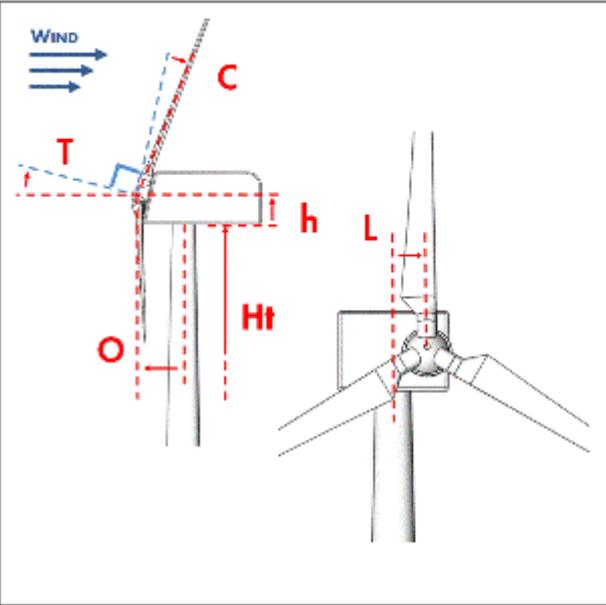
  

Cut-in windspeed	3.5	m/s
Cut-out windspeed	30	m/s

View turbine graphic ...

**Hub**

Encrypt rotor and hub ...

Decrypt rotor and hub ...

Ilustración 11. Parámetros del rotor

La ilustración anterior muestra los valores introducidos en el programa para definir la turbina y el rotor del aerogenerador que se está diseñando. Como se puede apreciar en la imagen hay ciertos números de color negro y otros de color grisáceo. Los valores que están en negro son los que puede introducir el usuario manualmente, y los que tienen un tono más claro son los que ya están introducidos en otra ventana, como la longitud de la pala de 62 metros, que ya habíamos dimensionado en una ventana anterior de Blades. Se ha

decidido que se utilicen tres palas, ya que es el número más común en grandes aerogeneradores y que conlleva menores vibraciones. El resto de los parámetros de la zona superior nos los ha dado indicados en el Anexo II el tutor. En cuanto al sentido de giro se ha decidido que sea horario ya que es lo más común y lo que mejor se adapta a una situación real. También se indica que el rotor está orientado de cara al viento (upwind). Para el tipo de velocidad, como en la práctica los vientos no son constantes y para darle más realismo al modelo se ha seleccionado variable. Para las dos siguientes selecciones se ha indicado que se utiliza control de paso para ajustar en ángulo de las palas y que la transmisión es directa, lo que implica que no hay caja de cambios, estas decisiones también vienen dadas en el Anexo II.

Finalmente, se introducen las velocidades mínimas y máximas, que corresponden a los límites de funcionamiento indicados en el mismo anexo.

## 4.5 LA TORRE

**Tower properties**

Geometry Tower type:  Tubular axisymmetric  Multi-member

Mass  Stiffness  Shear flexibility  Torsional degree of freedom

Material	Density (kg/m <sup>3</sup> )	Young's mod (N/m <sup>2</sup> )
STEEL	7850	2.1E+11

Use geometric stiffening

**Environment**

Land  Sea

Aerodynamic drag coefficient: 0.6

Hydrodynamic drag coefficient: 1  Define for each station

Hydrodynamic inertia coefficient: 2  Define for each station

Mean water depth (m): 45

Depth of first tower station (m): 45

**Tower Structure**

Add Station Delete Station Copy Paste Undo

Tower Station Number	1	2
Height above surface	m -45	85
Outside diameter	m 5.9	5.9
Mass per unit length	kg/m 14304	14304
Bending Stiffness	Nm <sup>2</sup>	
Shear Stiffness	N	
Torsional stiffness	Nm <sup>2</sup>	
Polar mom. of inertia	kgm	
Wall thickness	mm	
Material	-	-
Hydro drag coeff.	-	
Hydro inertia coeff.	-	

Point masses (0 defined)

Vibration damper (off) ...

**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	kgm <sup>2</sup>

**Graph**

Show: Automatic Copy Metafile Copy Bitmap Print Save

**Tower Geometry**

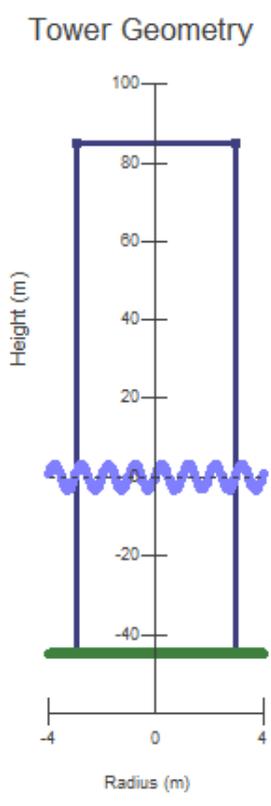


Ilustración 12. Parámetros de la torre

En esta sección se definen todos los parámetros de la torre. En este caso, no ha sido necesario realizar cálculos adicionales, pues todos los datos se proporcionan en el Anexo II. El material de la torre es acero, con una densidad media de 7850 kg/m<sup>3</sup> y un módulo de

Young de  $2,1 \times 10^{11}$ . La torre se asienta a 45 metros de profundidad, anclada al fondo marino. Dado que el aerogenerador requiere una altura total de 130 metros, la segunda sección de la torre se extiende hasta los 85 metros por encima del nivel del mar.

## 4.6 EL TREN DE POTENCIA

Transmission	Mounting	Electrical	Losses	Network
<input type="radio"/> Not Defined <input type="radio"/> Locked speed drive train Fixed rotor speed 0 rpm <input checked="" type="radio"/> Dynamic drive train model				
Gearbox ratio 1 - Generator rotation Same as rotor Generator inertia 263355 kgm <sup>2</sup> Entered on Hub screen Brake position LSS Define Brake ...				
<input type="checkbox"/> Slipping clutch Friction 0 Additional stiction 0 Nm				
<input checked="" type="checkbox"/> Low speed shaft torsional flexibility <input type="checkbox"/> External DLL LSS stiffness 1.6E+08 Nm/rad LSS damping 250000 Nms/rad Uncoupled shaft torsional modes: Frequency: 3,935 Hz (24,724 rad/s), damping: 0,01932				
<input type="checkbox"/> Low speed shaft bending LSS length 0 m Bending point 0 % Bending stiffness 0 Nm/rad Damping 0 Nms/rad				
Encrypt transmission ... Decrypt transmission ... Apply Reset				

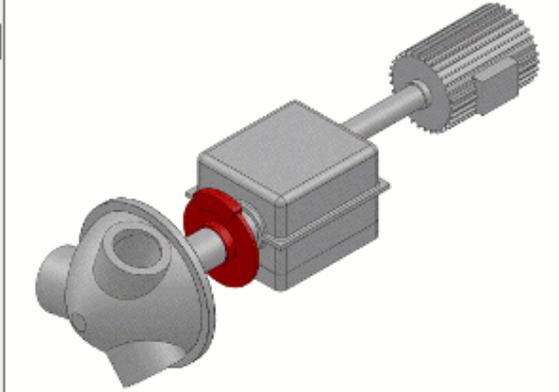


Ilustración 13. Parámetros del tren de potencia

En la transmisión hay dos parámetros importantes a mencionar que hemos utilizado para diseñar el aerogenerador. EL primero es que el sistema de acoplamiento es directo y por lo tanto no hay caja de cambios, esto implica que la velocidad de rotación del generador es la misma que la del rotor.

Transmission	Mounting	Electrical	Losses	Network
<input type="radio"/> None <input type="radio"/> Induction <input checked="" type="radio"/> Variable Speed <input type="radio"/> Variable Slip <input type="radio"/> External DLL				
<input type="checkbox"/> Electrical dynamics: 1st order				
<b>Variable Speed</b> <input type="radio"/> DFIG <input type="radio"/> Synchronous IGBT-IGBT				
Rated power of generator	0	kW		
Synchronous speed of generator	0	rpm		
Nominal Slip	0	%		
Maximum Slip	0	%		
Generator time constant	0	s		
Power electronics time constant	0	s		
Minimum demanded generator torque	420000	Nm		
Maximum demanded generator torque	8.38E+06	Nm	Power factor = 0.902736	
Phase angle	25.48	deg		
<input type="checkbox"/> Generator air-gap power limit	0	kW		
<input checked="" type="checkbox"/> Drive train damping feedback	Transfer function...			
Encrypt generator ...		Decrypt generator ...		Apply Reset

Ilustración 14. Parámetros eléctricos del tren de potencia

El segundo parámetro importante son los torques máximos y mínimos demandados. El máximo se ha calculado dividiendo la potencia máxima que se produce, en nuestro caso 5,5 MW, entre la velocidad de rotación mínima que es 6 rpm, llegando así a los  $8,38 \times 10^6$  Nm. Luego para el torque mínimo, hemos supuesto que es rentable hacer que el aerogenerador funcione siempre que se genere por lo menos un 5% del torque máximo, que es un valor adecuado y común en la industria.

## 4.7 LA GÓNDOLA

<input checked="" type="checkbox"/> Assign Geometry Nacelle windage: <input checked="" type="radio"/> Drag only <input type="radio"/> As an aerofoil		
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)		

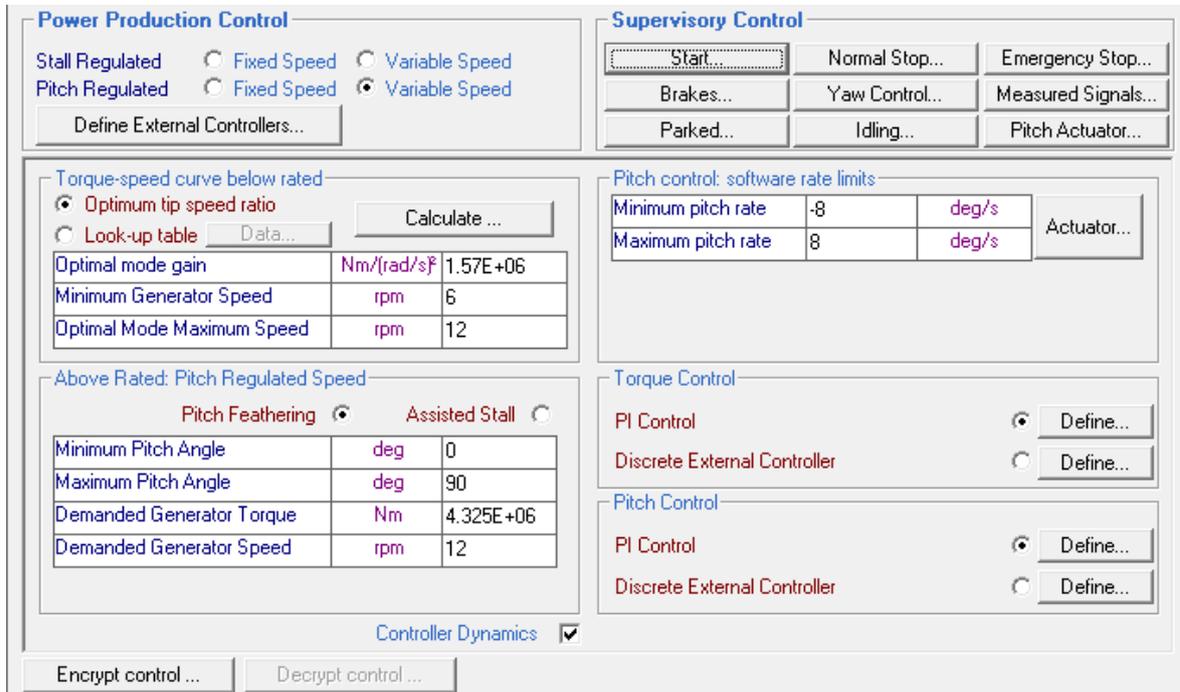
  

<input checked="" type="checkbox"/> Assign Mass (excluding rotor, hub and generator)		
Mass	kg	200000
Position of Centre of Mass to side of tower axis	m	0
Height of Centre of Mass, relative to tower top	m	3
Position of Centre of Mass in front of tower axis	m	-1
Yaw inertia (about tower axis)	kg m <sup>2</sup>	2.17E+06
Nodding inertia (about centre of mass)	kg m <sup>2</sup>	1.97E+06
Rolling inertia (about centre of mass)	kg m <sup>2</sup>	1.806E+06

Ilustración 15. Parámetros de la góndola

La góndola tiene forma cilíndrica, con un diámetro de 8,5 metros y una longitud de 8 metros. Además, su peso total asciende a 200 000 kg. Estas dimensiones se han adoptado según las especificaciones del Anexo II al igual que muchos de los parámetros de apartados anteriores.

## 4.8 EL CONTROL



**Power Production Control**

Stall Regulated  Fixed Speed  Variable Speed  
Pitch Regulated  Fixed Speed  Variable Speed

Define External Controllers...

**Supervisory Control**

Start... Normal Stop... Emergency Stop...  
Brakes... Yaw Control... Measured Signals...  
Parked... Idling... Pitch Actuator...

**Torque-speed curve below rated**

Optimum tip speed ratio  Look-up table Data... Calculate ...

Optimal mode gain	Nm/(rad/s) <sup>2</sup>	1.57E+06
Minimum Generator Speed	rpm	6
Optimal Mode Maximum Speed	rpm	12

**Pitch control: software rate limits**

Minimum pitch rate	-8	deg/s	Actuator...
Maximum pitch rate	8	deg/s	

**Above Rated: Pitch Regulated Speed**

Pitch Feathering  Assisted Stall

Minimum Pitch Angle	deg	0
Maximum Pitch Angle	deg	90
Demanded Generator Torque	Nm	4.325E+06
Demanded Generator Speed	rpm	12

**Torque Control**

PI Control  Define...  
Discrete External Controller  Define...

**Pitch Control**

PI Control  Define...  
Discrete External Controller  Define...

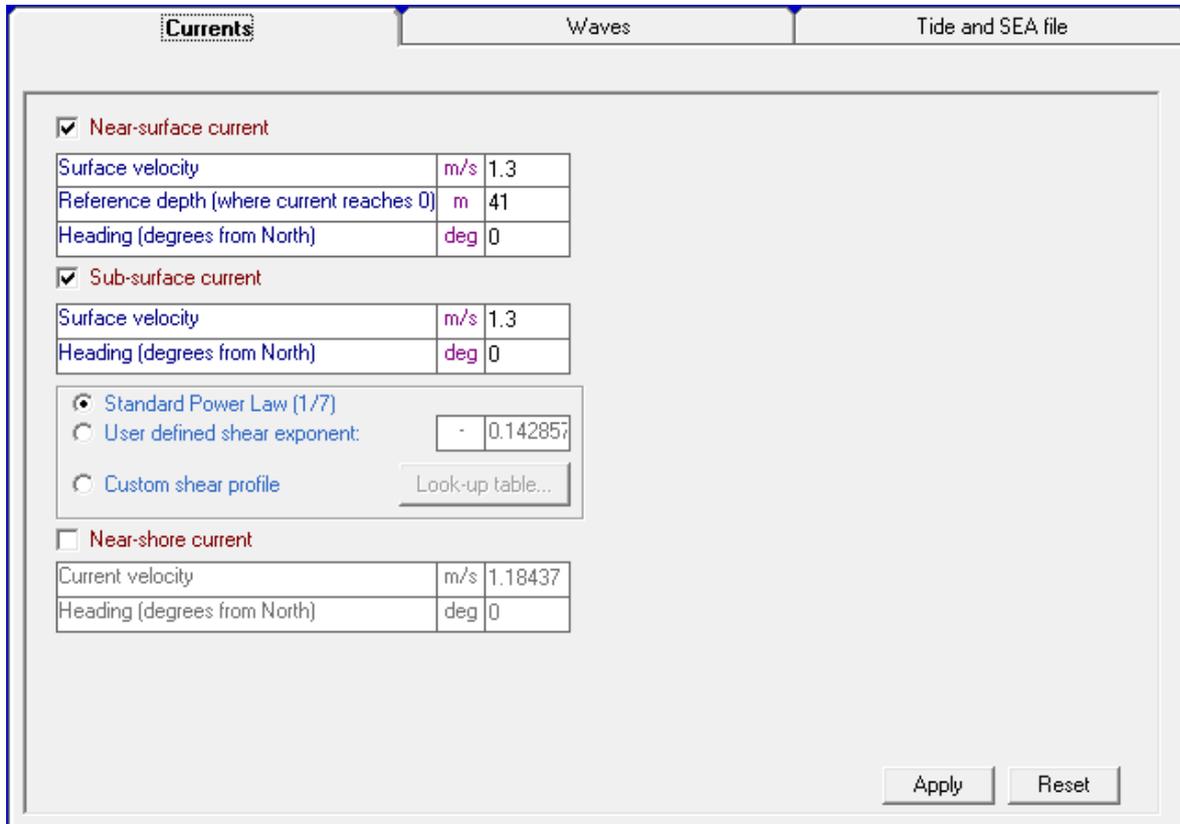
Controller Dynamics

Encrypt control ... Decrypt control ...

Ilustración 16. Parámetros del control

Esta ventana permite ajustar los parámetros del control de paso del aerogenerador. En ella se indica tanto la velocidad mínima del aerogenerador como la óptima, que son 6 rpm y 12 rpm respectivamente. El aerogenerador diseñado es capaz de mover las palas 90 grados, dándole la capacidad a las palas de estar en un plano perpendicular o paralelo al viento, dependiendo de las condiciones y de si se quiere captar la máxima potencia del viento o por el contrario frenar las palas para que no se descontrolen. En cuanto al torque, es un poco superior a la mitad del torque máximo que se había calculado en el apartado de tren de potencia, esto se debe a que, para el torque máximo, a pesar de que se utilizó la misma potencia, la velocidad era de 20 rpm, y en este caso se está utilizando una velocidad de 12 rpm que se indica que es la ideal.

## 4.9 LAS CONDICIONES DEL MAR



**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	0

**Sub-surface current**

Surface velocity	m/s	1.3
Heading (degrees from North)	deg	0

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

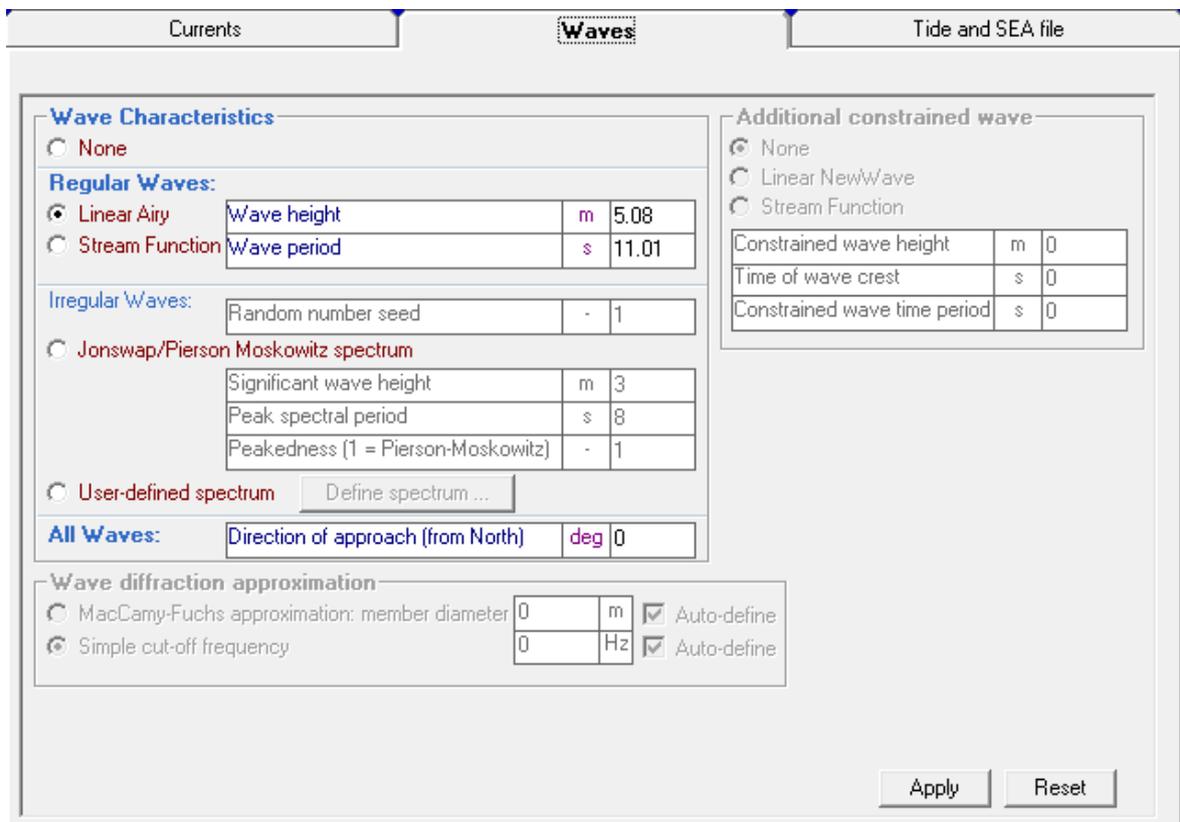
**Near-shore current**

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

Apply Reset

Ilustración 17. Parámetros de las corrientes

Las condiciones de las corrientes vienen definidas en el Anexo I, tanto la velocidad de las corrientes en la superficie del como la profundidad de referencia. La profundidad en el Anexo I no se indica específicamente como condiciones marítimas, sino que se toma este dato a partir de la profundidad del emplazamiento, que está situado a 41 metros.



The screenshot shows the 'Waves' tab in a software interface. It contains several sections for configuring wave characteristics and diffraction approximations.

**Wave Characteristics**

- None
- Regular Waves:**
  - Linear Airy
 

Wave height	m	5.08
Wave period	s	11.01
  - Stream Function
- Irregular Waves:**
  - Random number seed: - 1
  - Jonswap/Pierson Moskowitz spectrum
 

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	0
------------------------------------	-----	---

**Wave diffraction approximation**

- MacCamy-Fuchs approximation: member diameter  m  Auto-define
- Simple cut-off frequency  Hz  Auto-define

**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

Buttons:

Ilustración 18. Parámetros de las olas

Para definir las olas, también se extraen los datos del Anexo I, donde se indica la máxima altura significativa de ola (Wave height) y el periodo pico de ola (Wave period) en la sección de condiciones marítimas.

#### 4.10 COMPROBACIÓN POTENCIA ELÉCTRICA

La función principal de un aerogenerador es la producción de electricidad, por lo que es vital comprobar que se alcanza la potencia eléctrica deseada una vez se han introducido y ajustado todos los parámetros que conforman el sistema. Esta comprobación permite asegurar que el aerogenerador opera dentro de los márgenes de eficiencia y rendimiento esperados, garantizando así un funcionamiento óptimo y seguro del conjunto.

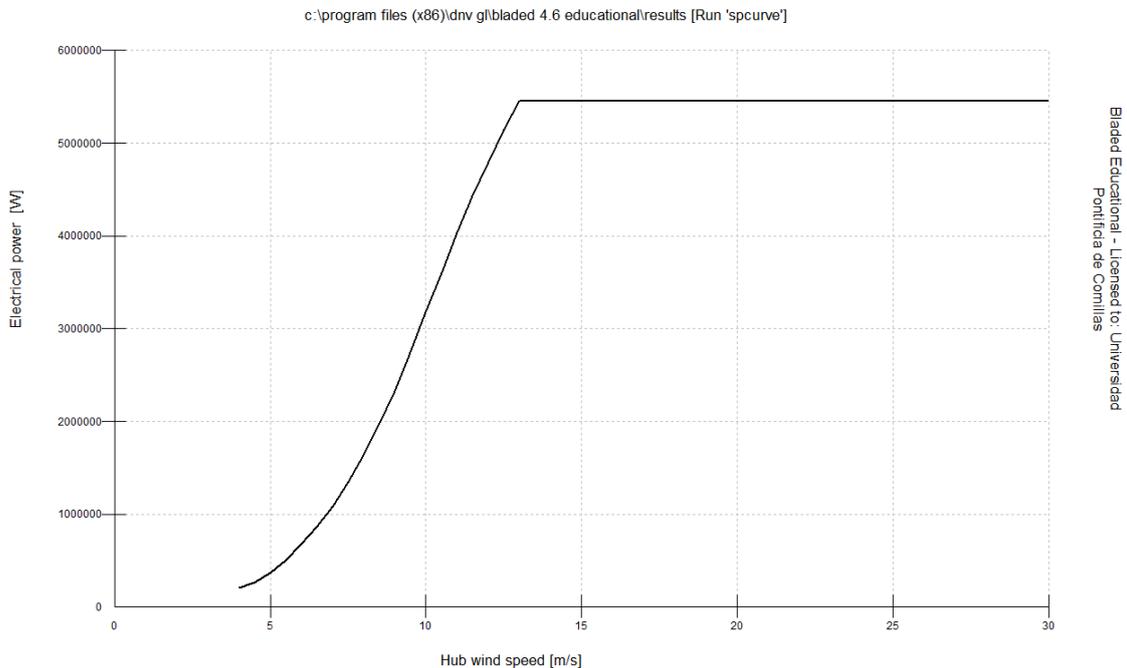


Ilustración 19. Potencia eléctrica producida por el aerogenerador marino

En el gráfico se representa la curva de potencia eléctrica del aerogenerador en función de la velocidad medida en el buje, utilizando el programa Bladed con la licencia de estudiante. En el eje X se muestra la velocidad del viento en el buje que va desde 0 m/s hasta 30 m/s, ya que hemos definido este valor como el máximo viento que tendría que soportar el aerogenerador. En el eje Y se representa la potencia generada, que empieza siendo 0 MW, para vientos muy leves y comienza a funcionar una vez que es capaz de producir 0,275 MW, que es un 5% de la potencia eléctrica nominal, y se ha considerado que es la mínima potencia eléctrica producida necesaria para que sea rentable en arranque del aerogenerador.

Desde el arranque se aprecian dos fases definidas, una hasta que se alcanza la potencia nominal, donde a medida que aumenta el viento aumenta la potencia eléctrica producida, y otra a partir de una velocidad del viento de 13 m/s donde la potencia eléctrica se vuelve constante, porque ya se ha alcanzado la potencia nominal. Es en ese punto cuando entra en

juego el sistema de control de paso para ajustar el ángulo de las palas con respecto al viento y así poder mantener fija la electricidad producida a un valor de 5,5 MW.

## Capítulo 5. SIMULACIÓN DE DETERMINACIÓN DE CARGAS

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			

Ilustración 20. Parámetros para definir la clase de aerogenerador

La tabla muestra los valores básicos para definir la clase del aerogenerador offshore que se está diseñando: incluye la velocidad de referencia  $v_{ref}$ , la velocidad media anual  $v_{ave}$ , y el coeficiente de turbulencia  $a$ . La tabla se ha extraído del libro *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines* elaborada por GL (Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, 2012). Para este trabajo se están utilizando las siguientes especificaciones: clase IEC I, y turbulencia tipo B. Estas especificaciones se encuentran incluidas junto a todas las demás empleadas para la elaboración del aerogenerador en el Anexo 1.

Design situation	DLC	Wind conditions <sup>1</sup>	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 <sub>1</sub> $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	Grid loss	U	N
	1.6	EOG <sub>50</sub> $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	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 $H_{s,t}$ and $H = H_{max,t}$	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

Ilustración 21. Tabla de Casos de Carga

Design situation	DLC	Wind conditions <sup>1</sup>	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 <sub>1</sub> $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	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 <sub>1</sub> $V_{hub} = V_T$ or NWP $V_{hub} = \max(EOG_I \text{ based on } V_T)$	$H = H_{sT}$	To be specified by the manufacturer	U	T
	8.2	EWM $V_{hub} = V_{eI}$ Steady wind model	$H = H_s(V)$	Locked state	U	A
	8.3	EWM $V_{hub} = V_I$ Turbulent wind model	Irregular sea state with $H_{sI}$ and $U_{s50}$	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

Ilustración 22 Tabla de Casos de Carga

Las tablas recogen el conjunto completo de Design Load Cases (DLC) que la guía GL para la certificación de aerogeneradores marinos exige analizar; se agrupan según la situación operativa, desde producción de potencia (grupo 1) hasta transporte y mantenimiento (grupo 8), e indican, para cada caso, el tipo de viento que debe imponerse turbulento normal, extremo o con ráfagas de dirección las condiciones del oleaje irregular vinculadas a la altura significativa  $H_s(V)$ , los posibles condicionantes adicionales como pérdida de red, formación de hielo o fallo del sistema de control, así como la clase de evaluación que procede (fatiga U o fallo último F) y los factores parciales de seguridad que han de aplicarse. Para este apartado se ha decidido modelar los casos que se consideran más críticos e importantes, que son los DLC 1.1, 1.3 y 6.1.

## **5.1 DLC 1.1**

El primer caso que se va a analizar es para una producción de energía en un estado de funcionamiento normal donde el aerogenerador funciona sin ningún fallo o error y esta tiene suministro de la red eléctrica, con unas condiciones de viento NTM, un tipo de análisis F/U y un factor de seguridad N. Para el caso se va a analizar las fuerzas que sufren las palas a la velocidad mínima del viento, la velocidad normal y la velocidad máxima de corrientes de viento que soporta el aerogenerador.

Para definir la turbulencia del viento se van a utilizar unas medidas para x e y superiores al diámetro del rotor para que los resultados sean correctos y un espectro von Karman, que es el estándar para este viento. La duración del viento es indiferente mientras sea superior a 60 segundos que es lo máximo que guarda la versión educativa de Bladed.

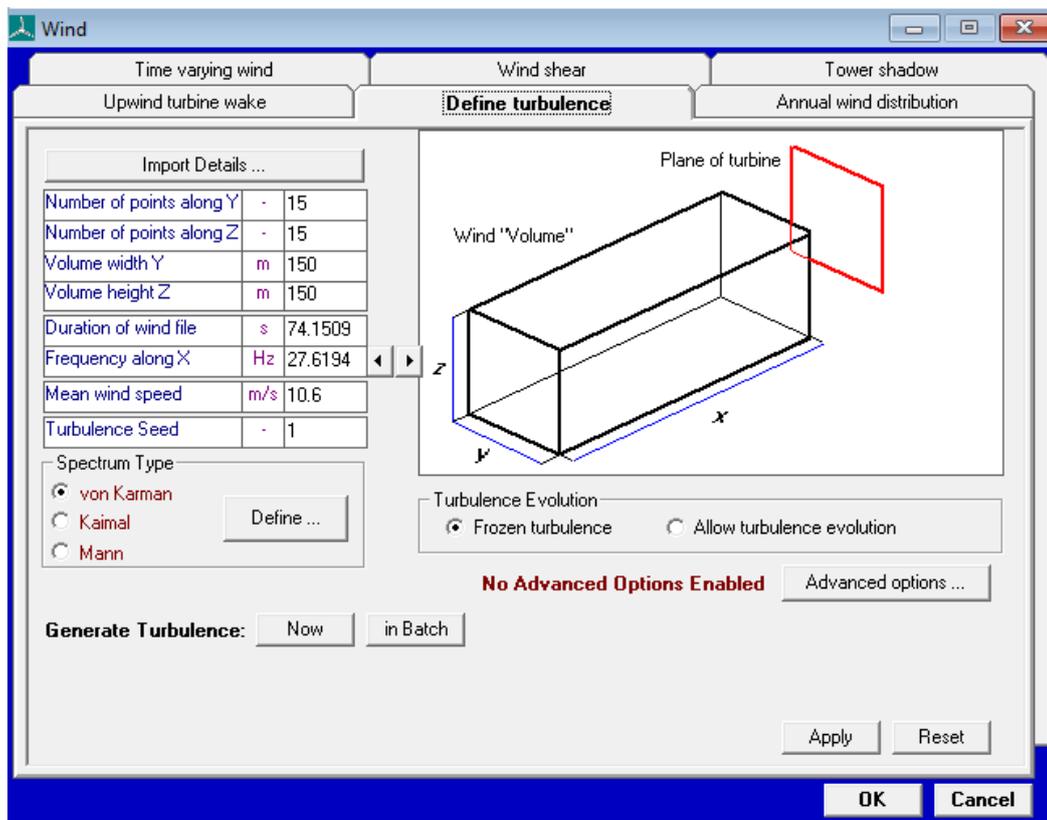


Ilustración 23. Turbulencias para definir el viento en condiciones normales

También definimos la altura a la que se encuentra el buje para realizar los cálculos. En cuanto a la latitud ya que no se indicó una ubicación concreta para instalar el aerogenerador se ha empleado una latitud que corresponde a España.

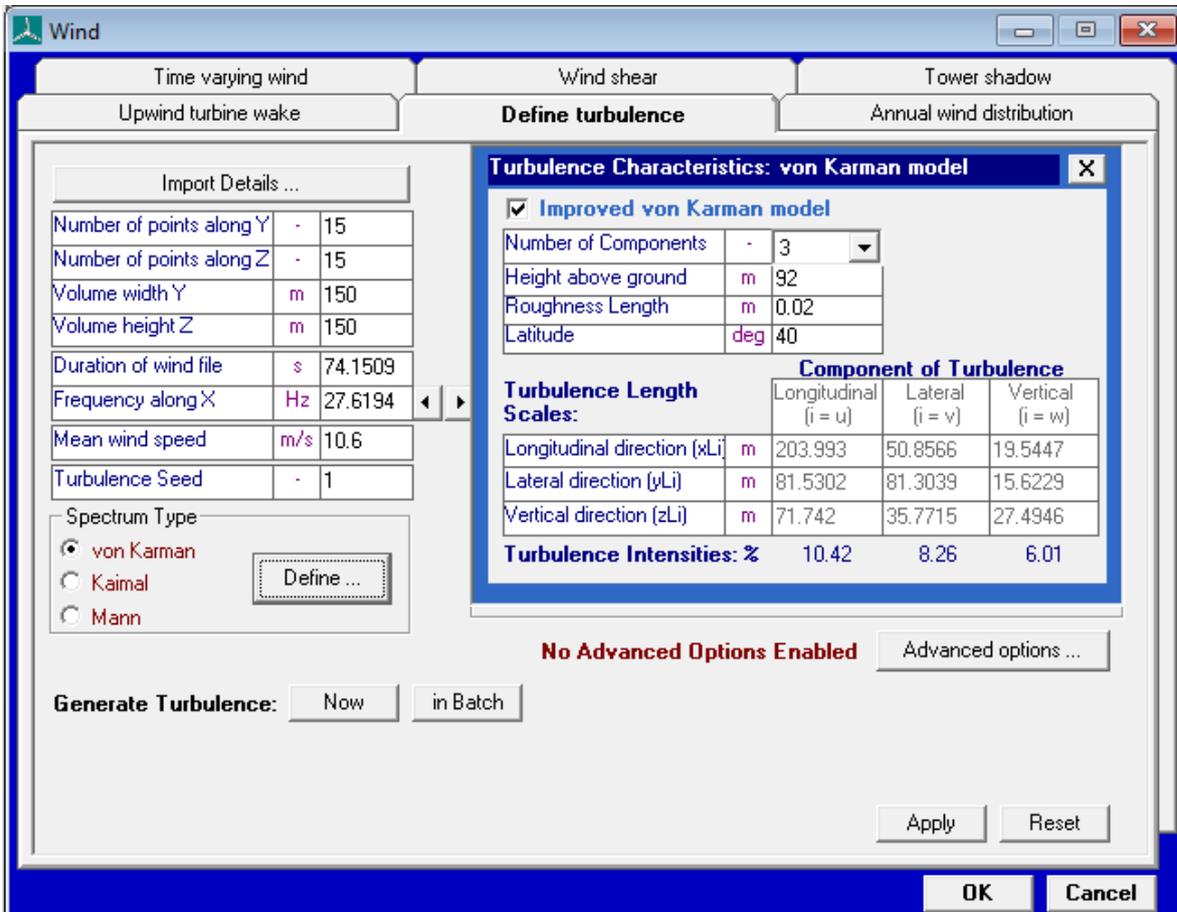


Ilustración 24. Interfaz de detalles para definir el viento

Tras introducir todos los parámetros y generar la turbulencia se obtiene un ejemplo de viento que podría compararse a una situación real. Este archivo es el que se va a utilizar para todos los cálculos de viento en condiciones NTM (Normal Turbulence Model) con vientos a la velocidad normal.

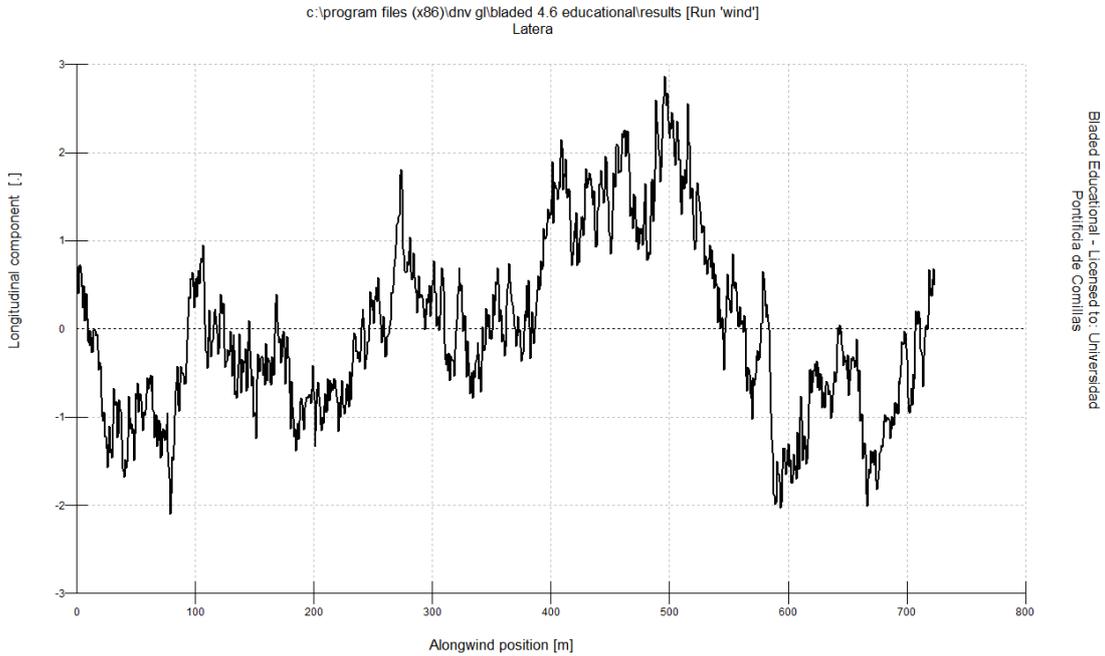


Ilustración 25. Condiciones de viento para casos NTM

Otro factor a tener en cuenta a la hora de realizar las simulaciones de esfuerzos y momentos son los factores de seguridad a aplicar, que variarán según si las condiciones climatológicas son normales, extremas, anormales o de transporte.

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

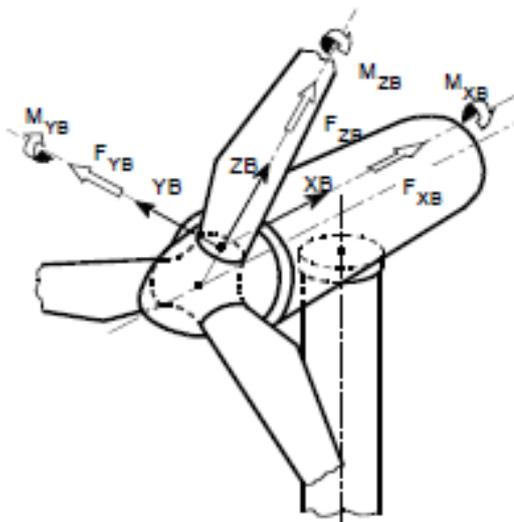
Ilustración 26. Factores de seguridad a emplear

Como estamos en una situación de trabajo normal, se empleará un factor de seguridad de 1,2.

Se van a estudiar tres casos para ver cuál es el más desfavorable. Utilizando la velocidad de viento mínima, normal y máxima, siendo esta 3 m/s, 10,6 m/s y 30 m/s respectivamente y un coeficiente de seguridad de 1,2 para todos los casos.

#### 4.A.1 Blade coordinate system

The blade coordinate system has its origin at the blade root and rotates with the rotor. Its orientation to the rotor hub is fixed.



$X_B$  in direction of the rotor axis  
 $Z_B$  radially  
 $Y_B$  so that  $X_B, Y_B, Z_B$  rotate clockwise

**Fig. 4.A.1 Blade coordinate system**

Ilustración 27. Sistema de coordenadas para las palas del aerogenerador

Resultados de los esfuerzos a 3 m/s:

<b>Fx</b>	<b>Fy</b>	<b>Fz</b>	<b>Mx</b>	<b>My</b>	<b>Mz</b>
83.603 N	-260.220 N	323.071 N	$4.958 \cdot 10^6$ Nm	$1,6284 \cdot 10^6$ Nm	-582.110 Nm

Tabla 1. Esfuerzos y momentos del DLC 1.1 con un viento de 3 m/s

Resultados de los esfuerzos a 10,6 m/s:

<b>Fx</b>	<b>Fy</b>	<b>Fz</b>	<b>Mx</b>	<b>My</b>	<b>Mz</b>
373.186 N	-292.605 N	1.074.043 N	$6,985 \cdot 10^6$ Nm	$1,164 \cdot 10^7$ Nm	-636.272 Nm

Tabla 2. Esfuerzos y momentos del DLC 1.1 con un viento de 10,6 m/s

Resultados de los esfuerzos a 30 m/s:

<b>Fx</b>	<b>Fy</b>	<b>Fz</b>	<b>Mx</b>	<b>My</b>	<b>Mz</b>
454.876 N	-268.521 N	$1.423 \cdot 10^6$ N	$6.097 \cdot 10^6$ Nm	$9.394 \cdot 10^6$ Nm	-939.351 Nm

Tabla 3. Esfuerzos y momentos del DLC 1.1 con un viento de 30 m/s

## 5.2 DLC 1.3

Para este DLC se va a comprobar el funcionamiento del aerogenerador con una producción de energía normal, las condiciones de viento también serán diferentes a las de los casos anteriores, usando un modelo con ráfagas extremas (ECD). Siguiendo las indicaciones del GL se va a considerar una variación de la velocidad que tiene el viento de 15 m/s ( $V_{Eg}$ ).

La velocidad del viento viene definida por la siguiente fórmula. Donde  $V_z$  coincide con  $V_{Hub}$ . T es un tiempo de referencia que el GL especifica que es 10s para este tipo de viento. Para el análisis en Bladed se va a usar un tiempo  $t=20s$ .

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

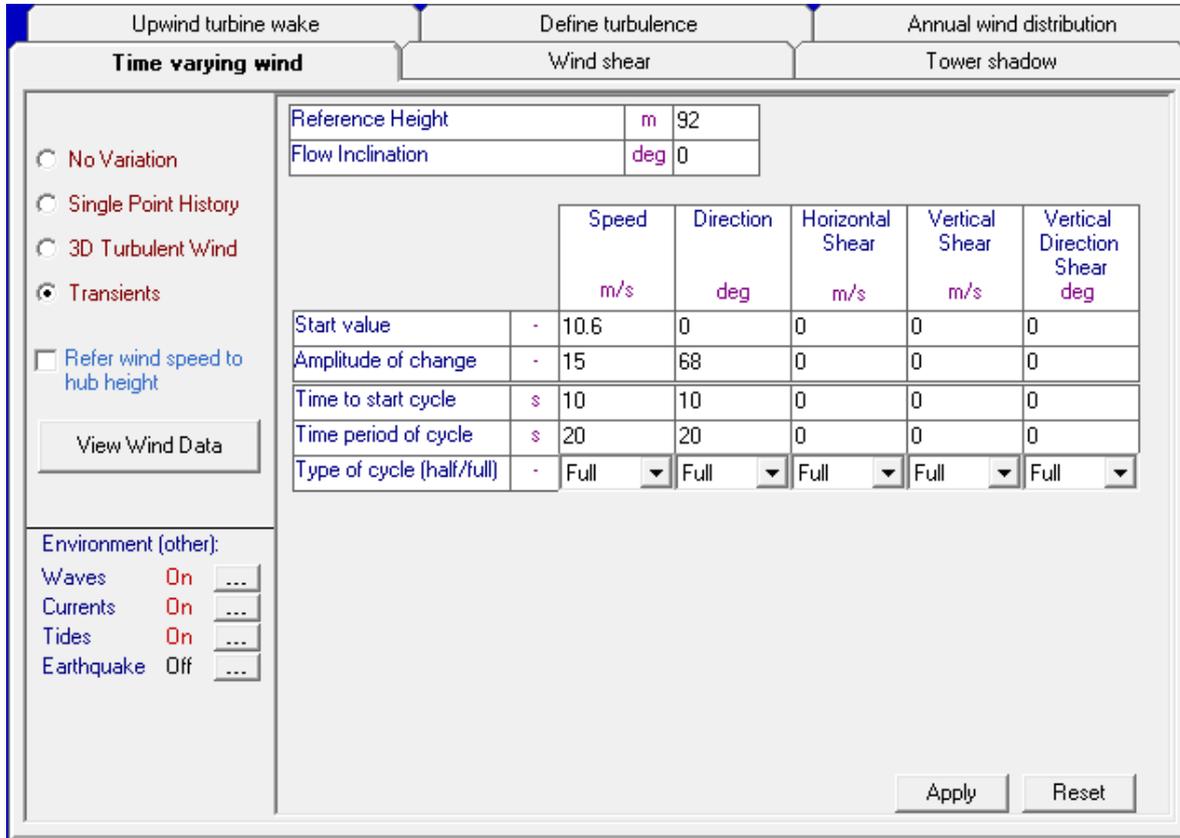
La magnitud de la dirección del viento viene definida por la fórmula que se presenta a continuación. La velocidad del Hub en condiciones normales es 10,6 y por lo tanto aplicando la fórmula  $\theta_{cg} = 68^\circ$ .

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

La dirección del viento viene definida por la siguiente ecuación. Al ser el caso de  $t > T$ ,  $\theta$  coincide con  $\theta_{cg}$ .

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

Una vez que se han calculado estos datos, ya se pueden introducir en el modelo de Bladed.



**Time varying wind**

Reference Height: m 92  
Flow Inclination: deg 0

	Speed m/s	Direction deg	Horizontal Shear m/s	Vertical Shear m/s	Vertical Direction Shear deg
Start value	- 10.6	0	0	0	0
Amplitude of change	- 15	68	0	0	0
Time to start cycle	s 10	10	0	0	0
Time period of cycle	s 20	20	0	0	0
Type of cycle (half/full)	- Full	Full	Full	Full	Full

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

Apply Reset

Ilustración 28. Modelo de velocidad para condiciones ECD

Los resultados del análisis de esfuerzos para este modelo son:

<b>Fx</b>	<b>Fy</b>	<b>Fz</b>	<b>Mx</b>	<b>My</b>	<b>Mz</b>
646.418 N	-258.435 N	1,67·10 <sup>6</sup> N	6.959·10 <sup>6</sup> Nm	1,938·10 <sup>7</sup> Nm	-608.201 Nm

Tabla 4. Esfuerzos y momentos del DLC 1.3

### 5.3 DLC 6.1

Para este caso se va a analizar una producción de energía en un estado de reposo, con unas condiciones de viento EWM, un tipo de análisis U y un factor de seguridad E.

El modelo de viento EWM, significa Extreme wind speed model, y para simularlo hay que introducir nuevos parámetros y obtener un archivo de viento diferente al de las condiciones NTM utilizado previamente.

La velocidad se calcula utilizando la velocidad de referencia que en nuestro caso es 50 m/s, ya que la clase IEC de la turbina es 1 siguiendo los detalles del documento de especificaciones de aerogenerador que se incluirá en los anexos. La expresión utilizada para calcular la velocidad media es la de un modelo laminar, y la altura a la que se realiza el cálculo es la misma que la del rotor.

$$V_{50}(z) = 1,25 \cdot V_{ref} \cdot \left( \frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,14}$$

Sustituyendo los valores se llega a que la velocidad es de 62,5 m/s.

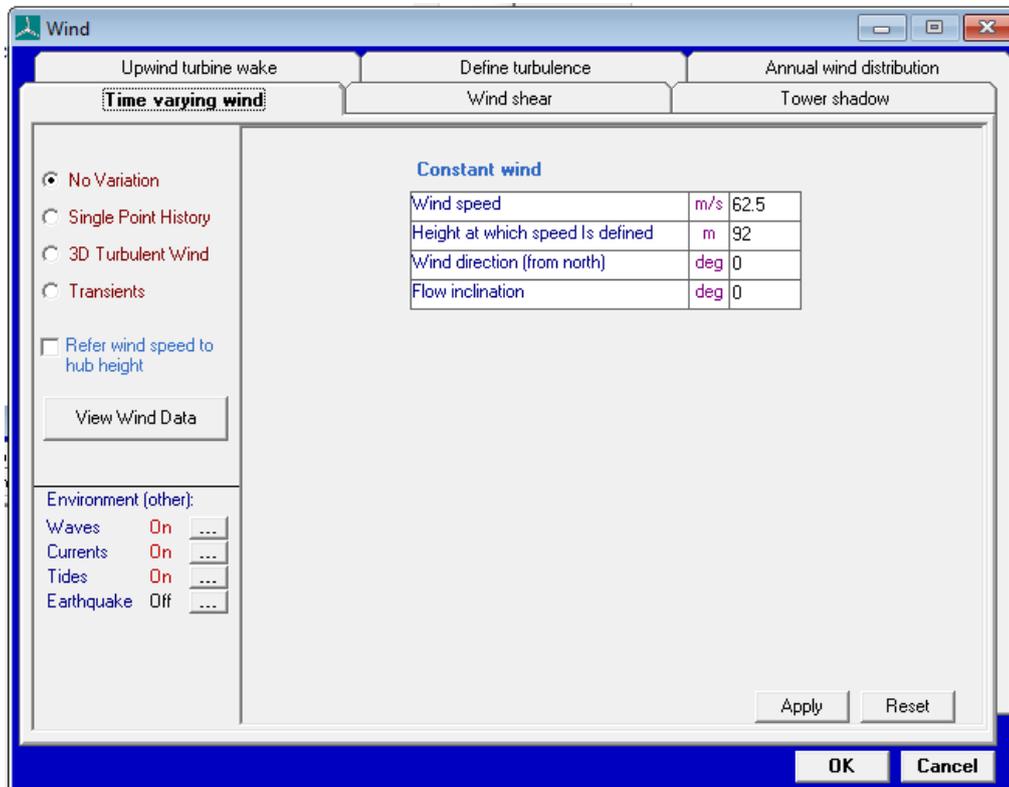


Ilustración 29. Modelo de velocidad para condiciones EWM

Los resultados del análisis de esfuerzos para esta velocidad son:

<b>Fx</b>	<b>Fy</b>	<b>Fz</b>	<b>Mx</b>	<b>My</b>	<b>Mz</b>
-287.618 N	901.95 N	-251.059 N	-1,268·10 <sup>6</sup> Nm	-6,27·10 <sup>6</sup> Nm	248.694 Nm

Tabla 5. Esfuerzos y momentos del DLC 6.1

## 5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL AEROGENERADOR

El coste nivelado de la energía (Levelized Cost of Energy, LCOE) constituye el indicador de referencia para evaluar la competitividad de un proyecto eólico marino, pues integra en un único valor la inversión inicial, los costes de operación y la producción eléctrica prevista a lo largo de toda la vida útil. En este apartado se determina el LCOE de la máquina diseñada con una potencia nominal 5,5 MW, clase IEC I, turbulencia B y adoptando la metodología recogida por la Agencia Internacional de la Energía para proyectos bottom-fixed en Europa del Norte (IEA, 2023).

Para el cálculo de LCOE se van a emplear las fórmulas extraídas del artículo Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation de NREL (NREL, 2025).

Lo primero es obtener el capital recovery factor (CRF), un factor de recuperación de capital que permite transformar una inversión inicial única en una serie uniforme de pagos anuales equivalentes durante la vida útil del proyecto, teniendo en cuenta la tasa de descuento.

$$CRF = \frac{i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

La tasa de interés “i” de la fórmula, corresponde al WACC, que según informes de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), se recomienda usar un WACC del 7% para proyectos eólicos en Europa (IEA, 2020) y para el horizonte temporal se han supuesto 25 años.

$$CRF = \frac{0,07 \cdot (1 + 0,07)^{25}}{(1 + 0,07)^{25} - 1} = 0,0859$$

Sustituyendo se obtiene un valor para el CRF de 0,0859.

$$sLCOE = \frac{\textit{overnight capital cost} \cdot CRF + \textit{Fixed O\&M cost}}{8760 \cdot \textit{Capacity Factor}} + \textit{Fuel cost} \cdot \textit{Heat rate} \\ + \textit{Variable O\&M cost}$$

El overnight capital cost es el coste de capital y es la estimación de la inversión necesaria para construir la instalación, considerando que se da en un único pago, incluye los costes de los equipos principales (torre, góndola, palas, cimentación, etc.), el transporte y la instalación, y los márgenes del contratista, como gastos para contingencia. Se mide en euros por kilovatio instalado (€/kW).

El Fixed O&M cost son los gastos que el proyecto debe pagar cada año con independencia de cuanta energía se produzca, incluye los gastos de mantenimiento como las revisiones periódicas, los salarios del personal, los seguros y las licencias necesarias. Se mide en euros por kilovatio y por año (€/kW·año).

El Capacity Factor es la fracción de la producción eléctrica real de la turbina respecto de la que se obtendría si trabajase todo el año a potencial nominal. Para turbinas off-shore se emplean valores próximos al 50% como norma general (Wind Europe, 2023).

Los otros dos costes de la expresión son nulos. El Fuel cost · Heat rate es 0 debido a que una maquina eólica no quema combustible, por lo tanto, el coste de la gasolina es nulo. En cuanto al Variable O&M cost, que son los costes variables del proyecto, son muy pequeños y despreciable en comparación a los costes fijos, por lo que no se tienen en cuenta.

Considerando esto último mencionado, la nueva expresión para el LCOE del aerogenerador es:

$$sLCOE = \frac{\textit{overnight capital cost} \cdot \textit{CRF} + \textit{Fixed O\&M cost}}{8760 \cdot \textit{Capacity Factor}}$$

Según un estudio del U.S. Department of Energy, los proyectos de parques eólicos offshore en Europa presentan un coste promedio de 4.000 \$/kW, lo que equivale a 3.400 €/kW y es la cifra que se va a tomar como overnight capital cost en este trabajo (U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2023).

El coste fijo de explotación se ha tomado de la base de datos de IEA Wind Task 26, que asigna un gasto total de 77,9 €/kW·año a los parques eólicos europeos de entre 5 y 6 MW (Vitina, 2015).

$$sLCOE = \frac{3400 \cdot 0,0859 + 77,9}{8760 \cdot 0,5} = 0,08446 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 84,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Par el LCOE de 85 €/MWh calculado para la turbina de 5,5 MW, y teniendo en cuenta que en España el precio medio de venta de la energía eléctrica fue de 100,20 €/MWh (OMIE, 2023), el aerogenerador tiene una rentabilidad de 15 €/MWh. En otras palabras, por cada MWh vertido a la red el proyecto dispone de un margen bruto cercano al 15 %, lo que confirma que el diseño es competitivo y rentable en el contexto del mercado eléctrico español actual.

## Capítulo 6. DISEÑO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE PASO

El elemento del sistema de paso que se va a diseñar para este capítulo es uno de los engranajes que conectan las palas con el buje y permiten la rotación de las palas. Se ha decido diseñar un engranaje porque es el elemento que sufre ante la fuerza del viento y quien absorbe la mayoría de este par. Aunque hay muchos otros elementos que componen el sistema de paso, tienen otras funciones y no se ven tan afectados por el viento, como pueden ser los motores que transmiten la fuerza o los sensores que registran las características del viento.

## 6.1 DISEÑO DE LA CORONA DENTADA Y EL PIÑÓN

Para diseñar el engranaje, lo primero que hay que seleccionar es un valor de par que se utilice como el máximo que va a tener que soportar el engranaje, y en base a eso se comienza el diseño. Tomando como referencia el sistema de ejes coordenados adjunto en el capítulo anterior, el momento más relevante sobre el giro de las palas es el de  $M_z$ . El par  $M_z$  más alto en las simulaciones de Bladed es  $M_z = 939.351 \text{ Nm}$ .

En cuanto a especificaciones, lo único que se nos da es la velocidad máxima de giro de las palas, de 8 segundos/grado y el tiempo de aceleración de giro de 0,2 segundos. Por lo tanto, hay mucha libertad tanto para diseñar el engranaje como para escoger el motor que se va a emplear.

Para la parametrización del engranaje se va a usar como base otro aerogenerador similar, de 5 MW de potencia y con una altura de torre de 90 metros (Ashkan Rezaei, 2023), en el que se emplean los siguientes datos:

**Table 3** Pitch bearing dimensions

Parameter	Value	Description
$D_{pw}$	3558	Bearing pitch diameter (mm)
$D$	75	Ball diameter (mm)
$\alpha$	45	Initial contact angle ( $^\circ$ )
$Z$	125	Number of balls per row
$i$	2	Number of rows
$f_i$	0.52	Inner raceway groove radius/D
$f_o$	0.52	Outer raceway groove radius/D
$D_b$	42	Bolt nominal diameter (mm)
$D_h$	45	Bolt hole diameter (mm)
$D_{h,bed}$	3400	Blade side bolt circle diameter (mm)
$D_{h,bed}$	3720	Hub side bolt circle diameter (mm)
$N_b$	78	Number of the bolt in blade and hub side
$D_{inner}$	3330	Bearing inner diameter excluding the teeth (mm)
$D_{outer}$	3790	Bearing outer diameter (mm)
$H$	300	Total width of bearing (mm)

Ilustración 30. Medidas de referencia de otro aerogenerador de 5 MW

En el aerogenerador de referencia, el diámetro del buje es 3,79 metros y el diámetro de la corona dentada es de 3,558 metros. Con estos datos se puede sacar la relación entre el diámetro primitivo de la rueda dentada y el diámetro exterior:

$$\frac{D_p}{D_e} = \frac{3,558}{3,79} = 0,939$$

Aplicando esta relación al caso concreto del aerogenerador que se está diseñando, se obtiene el siguiente diámetro primitivo para la corona dentada.

$$D_p = D_e \cdot 0,939 = 3 \cdot 0,939 = 2,820 \text{ m}$$

Se selecciona un módulo de  $m = 12 \text{ mm}$ , que es el valor habitual en los engranajes de paso de aerogeneradores que tienen potencias similares a 5 MW. Este módulo es el más apropiado a la hora de encontrar un balance entre la capacidad de carga, costes de fabricación, y disponibilidad de cortadores normalizados.

Para calcular el número de dientes de la corona, se utiliza la siguiente formula:

$$Z_c = \frac{D_p}{m} = \frac{2820}{12} = 235$$

A continuación, se va a emplear un piñón de 14 dientes, ya que la mayoría de los fabricantes de estas piezas para sistemas de paso como Bonfiglioli, NGC o SKF, producen piñones cementados de entre 13 y 15 dientes para módulos de 10 a 14 mm. Para el ángulo de presión del diente del piñón se va a emplear  $\alpha = 20^\circ$ , que es el valor más habitual.

Con estos datos ya es posible calcular el valor de la relación de transmisión:

$$i_{\text{corona-piñón}} = \frac{Z_c}{Z_p} = \frac{235}{14} = 16,8$$

Para llegar a la relación deseada de  $i=48$ , que calculamos a partir de la velocidad de giro de las palas, y tomando como referencia la relación de transmisión que se va a emplear para el sistema de orientación, es necesario incluir una reductora.

$$i_{reductora} = \frac{48}{16,8} = 3$$

Tras esto, el diámetro exterior de la corona se calcula como:

$$D_{Ext} = D_p + 2 \cdot m = 2,82 + 0,024 = 2,844 \text{ m}$$

Finalmente, el ancho de la cara se calcula utilizando la expresión:

$$b = 0,04 \cdot D = 0,04 \cdot 2,844 = 0,114 \text{ m}$$

Para utilizar un valor normalizado, redondeamos el ancho de la cara a 0,12 m y de esta forma también se agrega un coeficiente de seguridad al hacer el piñón más grueso.

Los parámetros que se han calculado son los fundamentales para definir tanto la corona como el piñón, pero para hacer el diseño de los planos es necesario calcular otra serie de medidas utilizando esos parámetros iniciales como base.

Para la corona dentada:

$$\text{Diámetro de raíz: } D_r = D_p - 2,5 \cdot m = 2790 \text{ mm}$$

$$\text{Espesor radial de la llanta (según reglas ISO): } 1,1 \cdot m \cdot \sqrt{Z} = 170 \text{ mm}$$

$$\text{Diámetro interior: } D_{int} = D_r - 2 \cdot t = 2450 \text{ mm}$$

Una vez dimensionado el piñón y la corona dentada, se seleccionará un tipo accionamiento apropiado para hacer girar las palas. En la mayoría de los aerogeneradores de gran tamaño, se utilizan tres accionamientos por pala, en parte para reducir el esfuerzo que tiene que

hacer. cada accionamiento y también por redundancia y seguridad, para que en caso de que uno falle, los otros dos aun puedan hacer girar la pala hasta una posición segura.

El par total aerodinámico de la pala es 940 kNm, dividiéndolo entre cada actuador:

$$M_{Act} = \frac{M_{Total}}{3} = \frac{940}{3} = 313 \text{ kNm}$$

## **6.2 SELECCIÓN DE LOS ACTUADORES**

Una vez que se han calculado todos los parámetros mecánicos del piñón y de la corona dentada, así como la fuerza y el par que tienen que soportar, ya es posible escoger el actuador que mejor se adapte. Tras mirar varios catálogos y opciones, se ha llegado a la conclusión de que el actuador más recomendado consiste en un motor Bonfiglioli BMD 132L (motor síncrono) con una potencia nominal de 11 kW y una velocidad base que alcanza los 2000 rpm (Bonfiglioli). El reductor a emplear, sería de la misma marca, un Bonfiglioli 709 T3W con un par pico de 60.000 Nm y un par nominal de 30.000 Nm (Bonfiglioli).

## Capítulo 7. ANÁLISIS DE ESFUERZOS Y DESPLAZAMIENTOS POR ELEMENTOS FINITOS

Para el desarrollo del modelo de la transmisión de paso se ha decidido emplear el programa de Solid Edge 2024, empleando el entorno de piezas ordenadas. En este modelo la plantilla comienza estando vacía y solo se tienen los tres planos base y un sistema de coordenadas. En la siguiente imagen se puede observar el aspecto de la interfaz del software empleado.

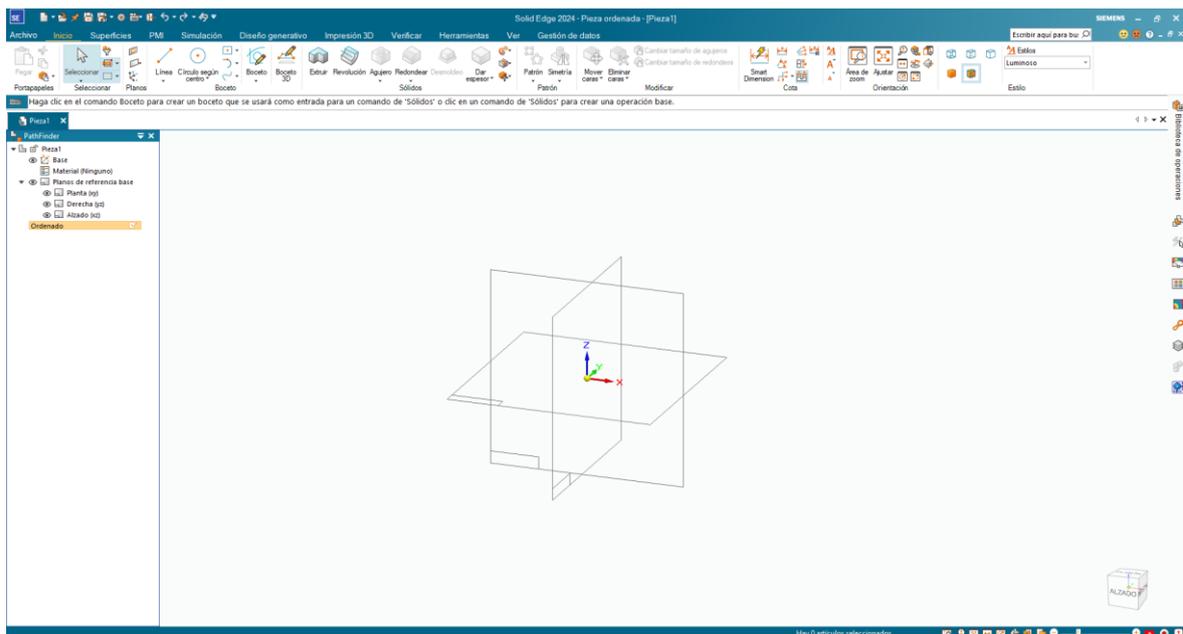


Ilustración 31. Interfaz de Solid Edge al diseñar una pieza nueva

En la siguiente imagen se muestra el resultado obtenido al introducir en Solid Edge todos los parámetros que se calcularon en el apartado anterior. Inicialmente se hizo un boceto con un diámetro exterior de 2.844 mm, un diámetro primitivo de 2.820 mm. Tras esto se aplicó una extrusión de 120 mm para darle espesor y realizó se un taladro interior de 2.450 mm. Posteriormente se diseñó un diente con un diámetro de raíz de 2790 mm, un módulo

de 12 mm con un ángulo de presión de 20 grados y un filete en los dientes de 3 mm. Una vez finalizado el diente se multiplico con un patrón de 235 instancias.

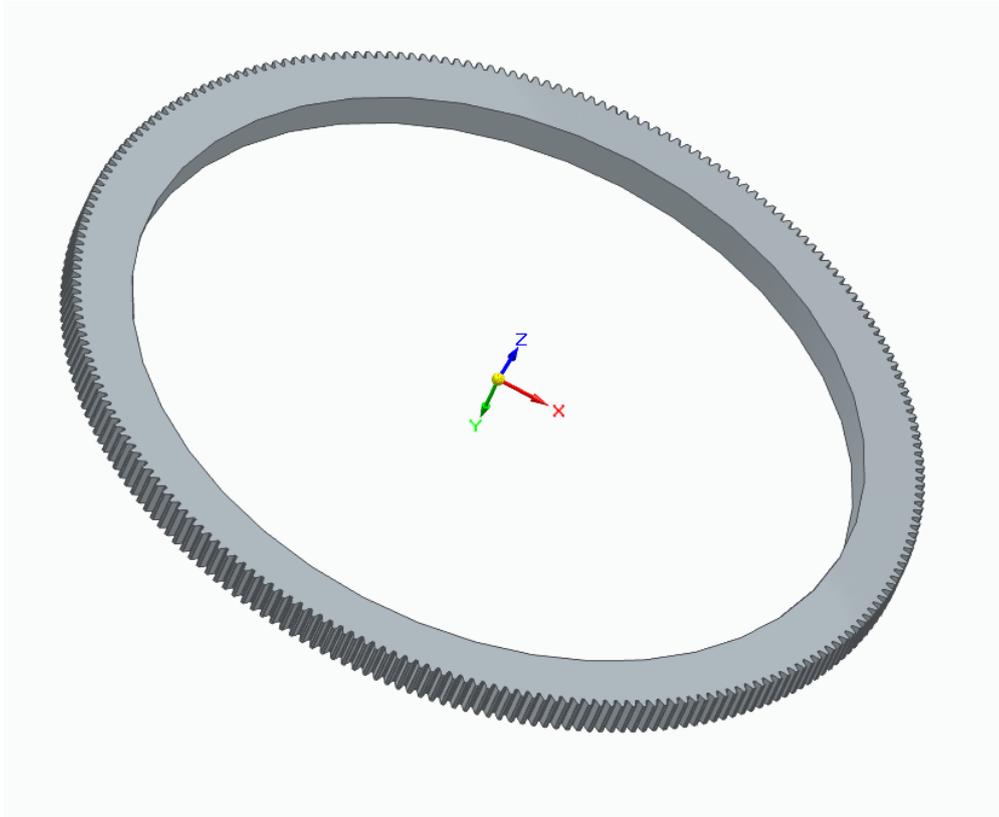


Ilustración 32. Vista 3D de la rueda dentada

La vista lateral de la figura permite comprobar que el ancho de la cara de la rueda dentada es totalmente uniforme y que no hay indicios de resaltes o deformaciones que pudiesen haber surgido debido a algún error tanto en el diseño de los bocetos como en las extrusiones y cortes en la elaboración de la pieza. Como la pieza es un engranaje anular con dientes externos, la extrusión se realiza en el sentido axial y de esta forma los laterales quedan totalmente planos, lo que facilita no solo la producción de la pieza sino también la instalación y el buen encaje con los anillos de sellado y los rodamientos.

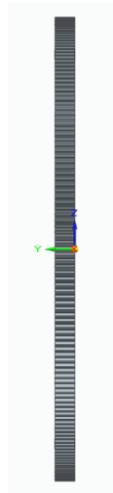


Ilustración 33 Vista lateral de la corona dentada

Por último, desde la vista superior de la corona dentada, se observa que todos los dientes son idénticos y se ha aplicado correctamente el patrón de simetría empleado. Al ser una pieza con una cantidad tan elevada de dientes, el procedimiento empleado para evitar una acumulación de errores en el diseño ha consistido en construir un único diente, y posteriormente aplicarle un patrón haciendo que se cubriese toda la superficie de corona con el número de dientes calculado previamente.

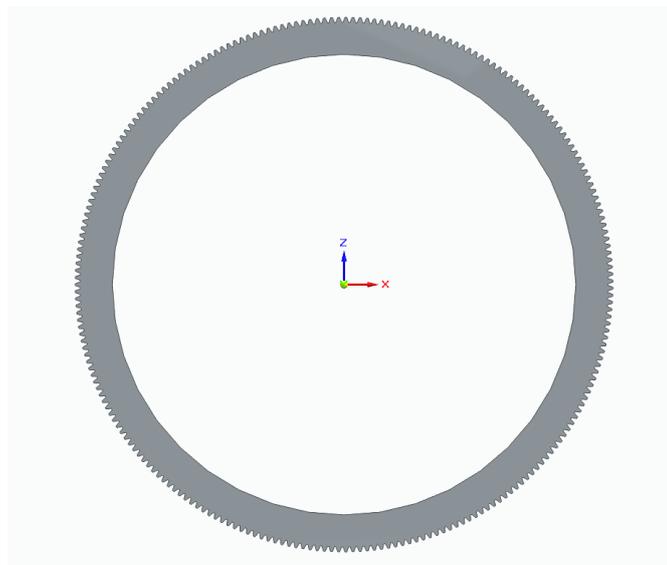


Ilustración 34. Vista superior de la corona dentada

Para modelar el piñón se utilizó el mismo procedimiento de diseñar un diente y posteriormente se replicó en el resto de la pieza aplicando un patrón circular de 14 repeticiones. Para que engranen el piñón y la corona se ha mantenido la relación usando también un módulo de 12 mm y un ángulo de presión de 20°.

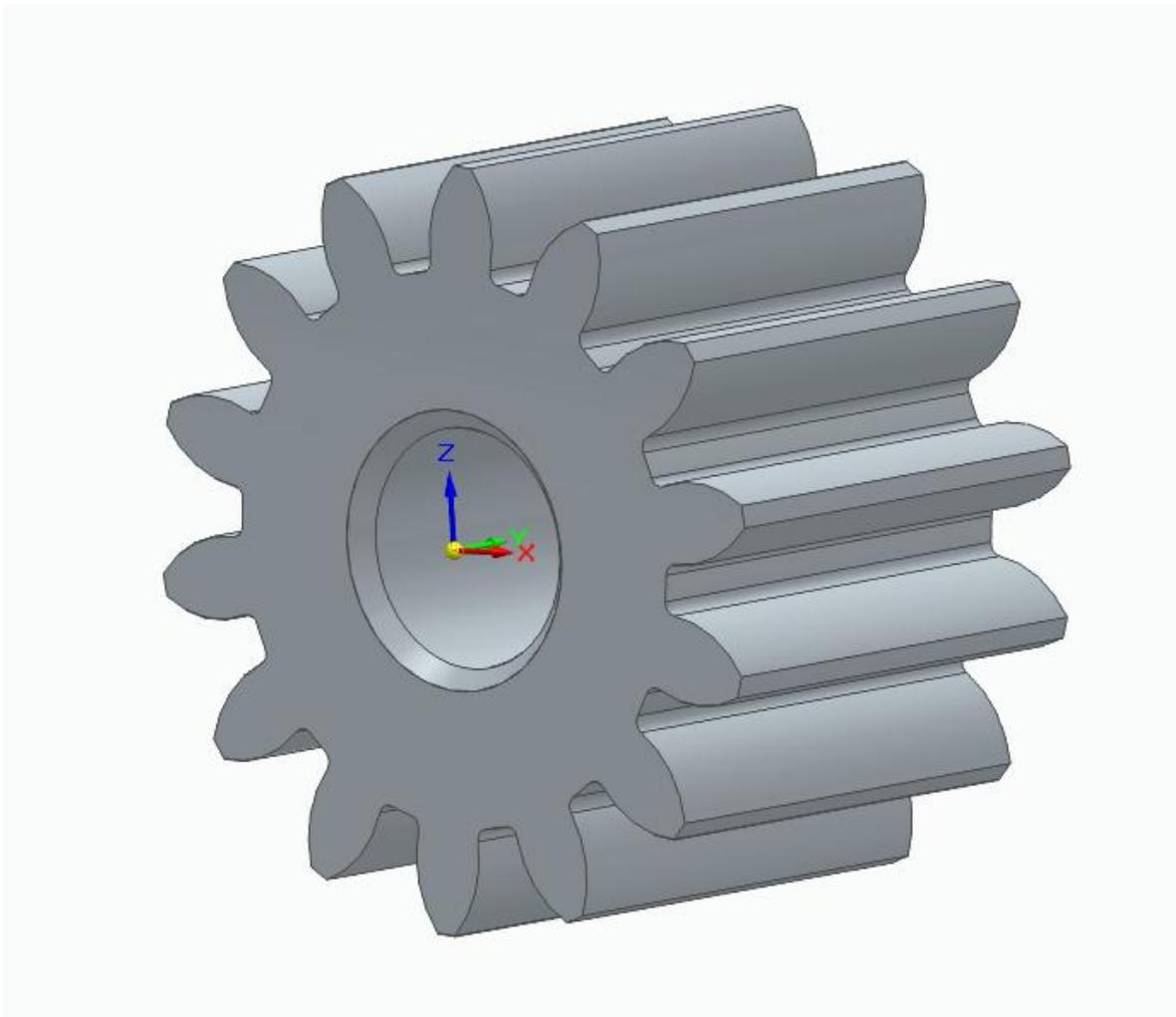


Ilustración 35. Vista 3D del piñón

El piñón presenta un diámetro exterior de 192 mm, un diámetro primitivo de 168 mm y un diámetro interno de la raíz del diente de 138 mm. El agujero del taladro presenta una dimensión de 60 mm de diámetro. En la vista frontal del piñón se puede confirmar la

concentricidad de todos los diámetros que se emplearon para el diseño y la elaboración de la pieza 3D.

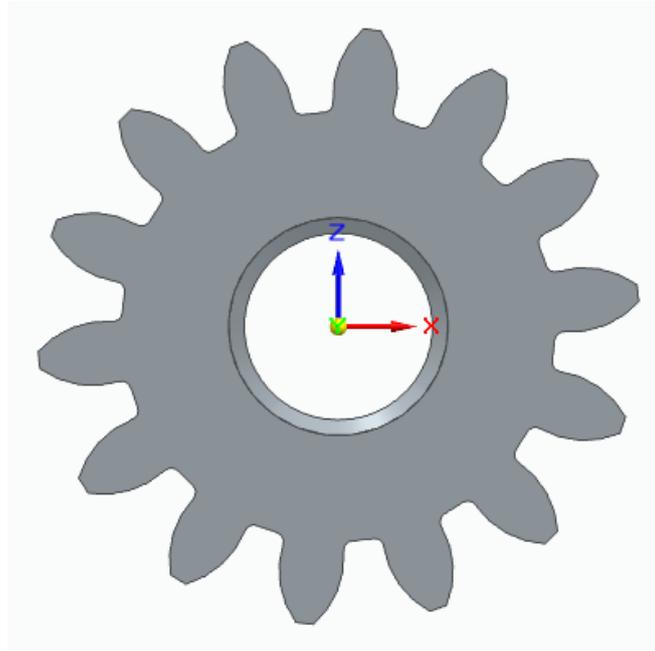


Ilustración 36. Vista frontal del piñón

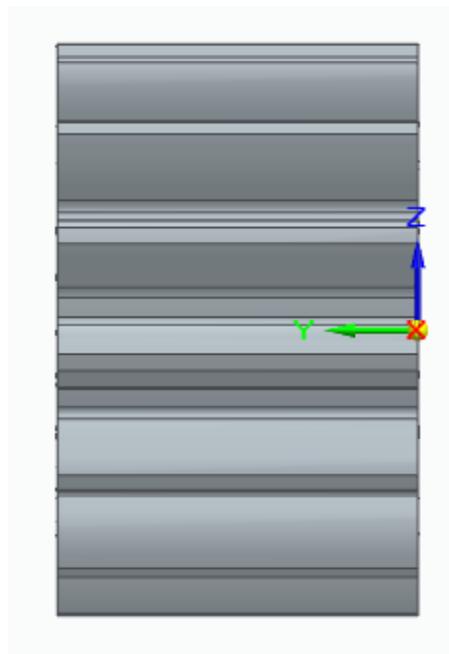


Ilustración 37. Vista lateral del piñón

Tras completarse la definición geométrica del piñón en Solid Edge, el modelo se exportó como archivo STEP e importó en Abaqus/CAE para someterlo a un análisis estático lineal mediante elementos finitos; en este entorno se asignó al sólido un acero, se introdujo el par de 313 000 N·m aplicándolo como momento concentrado en un punto de referencia acoplado cinemáticamente al taladro, con el fin de verificar que las tensiones de von Mises y los desplazamientos angulares se mantuvieran dentro de los márgenes de seguridad establecidos para el sistema de pitch.

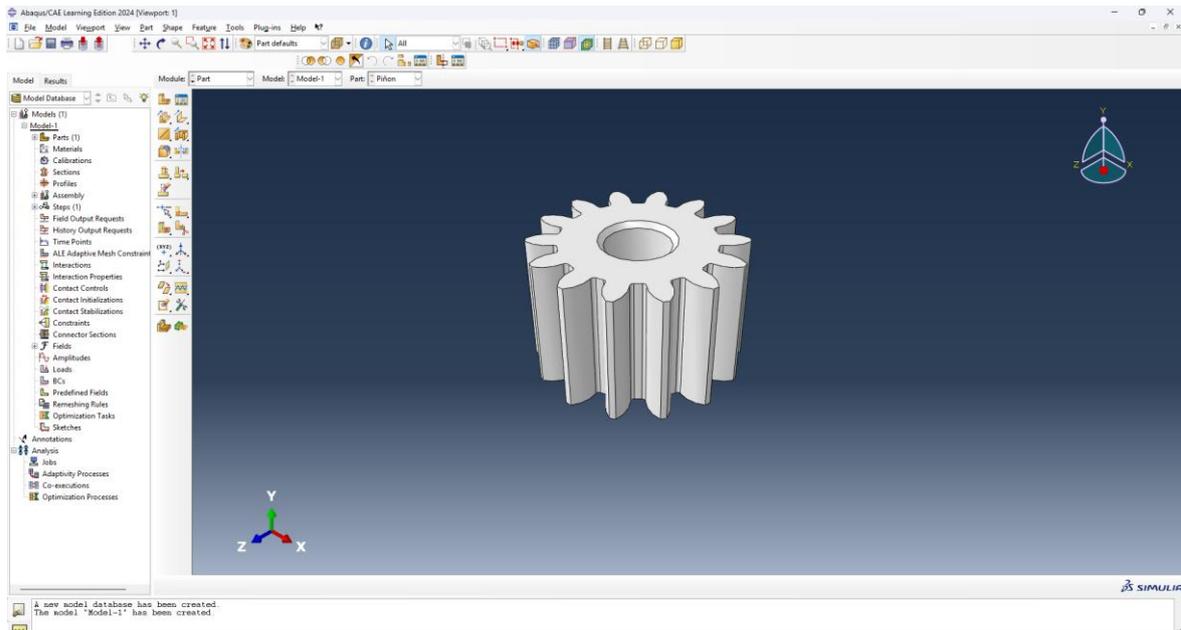


Ilustración 38. Vista de la interfaz de Abaqus con el piñón

En primer lugar, se definió una sección homogénea de acero cementado, caracterizada por un módulo de Young de 210 GPa y un coeficiente de Poisson de 0,30, valores que aseguran la correcta representación de la respuesta elasto-plástica del engrane bajo las cargas de pitch. Con el material ya asignado, se generó la malla que se muestra en la figura.

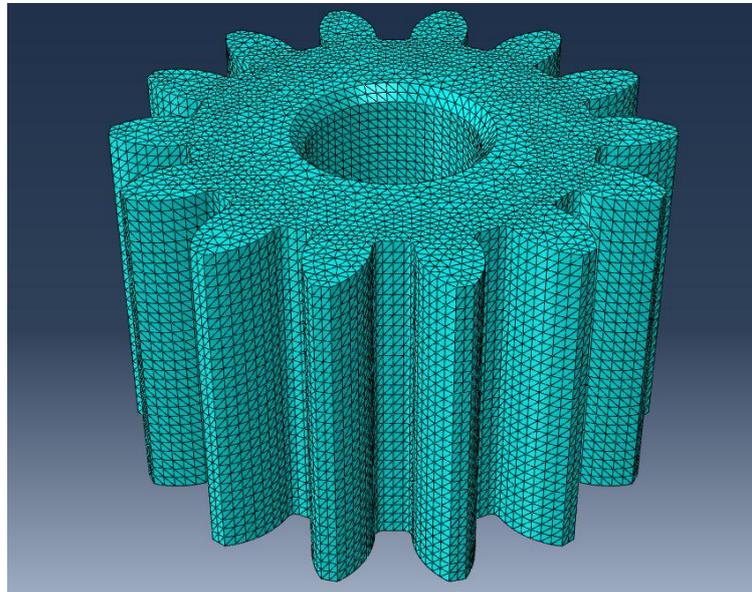


Ilustración 39. Mallado inicial del piñón

Hizo falta reducir el número de nodos a menos de 10.000 para poder realizar el cálculo porque la licencia que uso es de estudiante y es el máximo permitido. Esto se hizo cambiando el tipo de malla de tet. Cuadrática a lineal y aumentando el tamaño de la semilla para reducir la cantidad de mallas.

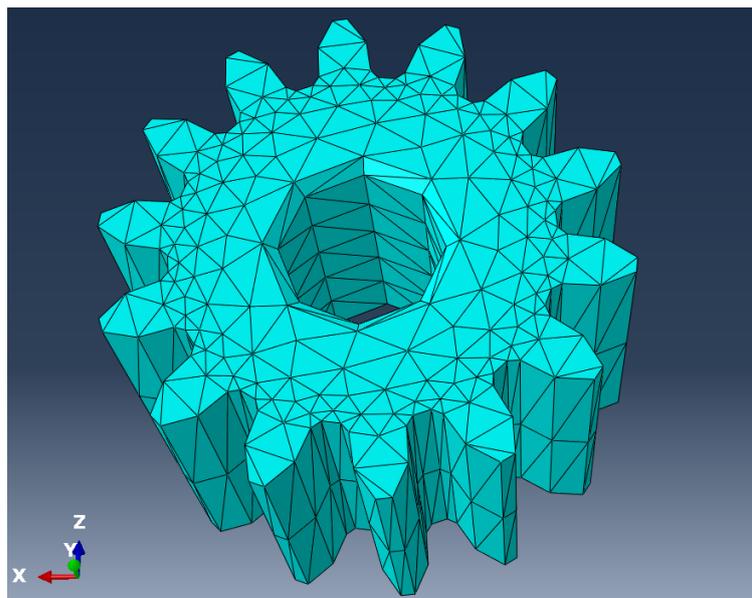


Ilustración 40. Mallado final del piñón

La figura muestra la malla simplificada que se adoptó para poder ejecutar el modelo con la licencia académica de Abaqus, la cual impone un límite máximo de 10 000 nodos. Para cumplir esa restricción se sustituyeron los elementos tetraédricos cuadráticos por su versión lineal y se incrementó el tamaño global de la semilla, de modo que el número total de nodos descendió por debajo del umbral permitido sin comprometer la integridad del engrane.

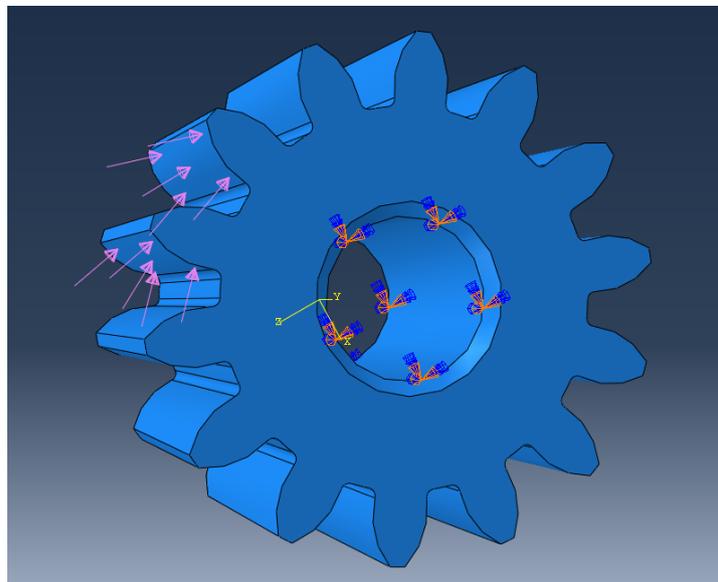


Ilustración 41. Modelo 3D del piñón con representación de las cargas y fijación del cubo

La imagen muestra el modelo 3D del piñón en Abaqus con las fuerzas aplicadas y la zona interior del piñón definida como un empotramiento. La superficie interior del piñón se fijó en sus ejes de rotación y desplazamiento para reproducir la unión del piñón al eje y eliminar cualquier desplazamiento rígido. Sobre dos dientes contiguos se aplicó la carga tangencial, representada por las flechas rosas: el diente principal soporta 133 kN y el secundario 89 kN, valores que se transforman en presiones uniformes dividiendo entre el área del lateral del diente de 2400mm, resultando en unas presiones de 55 N/mm<sup>2</sup> y 37 N/mm<sup>2</sup> respectivamente. Esta distribución de fuerzas se ha escogido usando una proporción 60%

y 40% en los dientes respectivamente, al haber un punto del engrane en el que uno de los dientes se está separando de la corona y la fuerza no se reparte uniformemente entre ambos dientes, donde uno de ellos soporta mayor presión que el otro (Gears).

El modelo refleja el reparto real de esfuerzos que se produce cuando sólo dos pares de dientes están simultáneamente en contacto, garantizando que el momento total de 313 kN·m quede equilibrado sin introducir tensiones irreales en el resto del engrane.

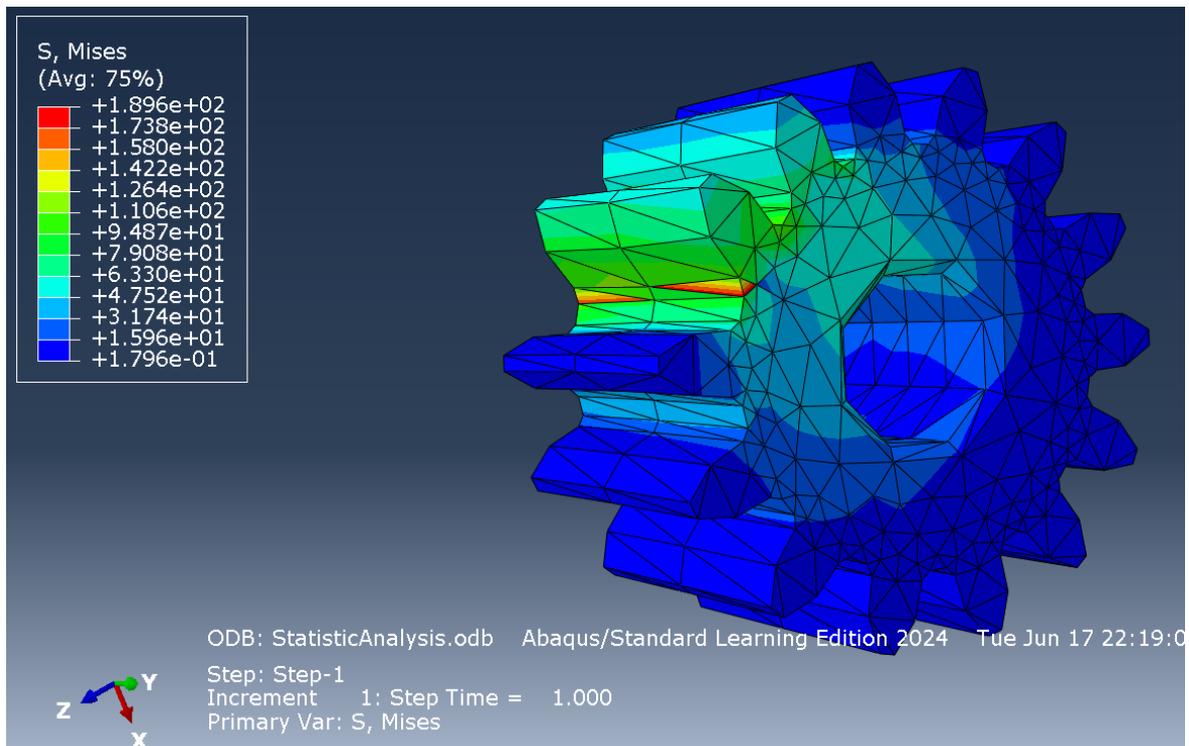


Ilustración 42. Distribución de tensiones de Von Mises en el piñón

La figura ilustra el campo de tensiones de Von Mises obtenido tras aplicar la presión tangencial en dos dientes contiguos. El máximo se localiza en la raíz del diente principal sometido a la mayor fracción de carga; allí la concentración alcanza los 189,6 N/mm<sup>2</sup>, esta zona es la que aparece coloreada de rojo en la pieza, mientras que la región opuesta del engrane permanece por debajo de 1 N/mm<sup>2</sup>, que es lo normal ya que en ese lado del

engranaje no hay fuerzas aplicadas. La tensión máxima de Von Mises se mantiene por debajo del límite elástico del acero de  $275 \text{ N/mm}^2$  por lo que la pieza funcionará apropiadamente.

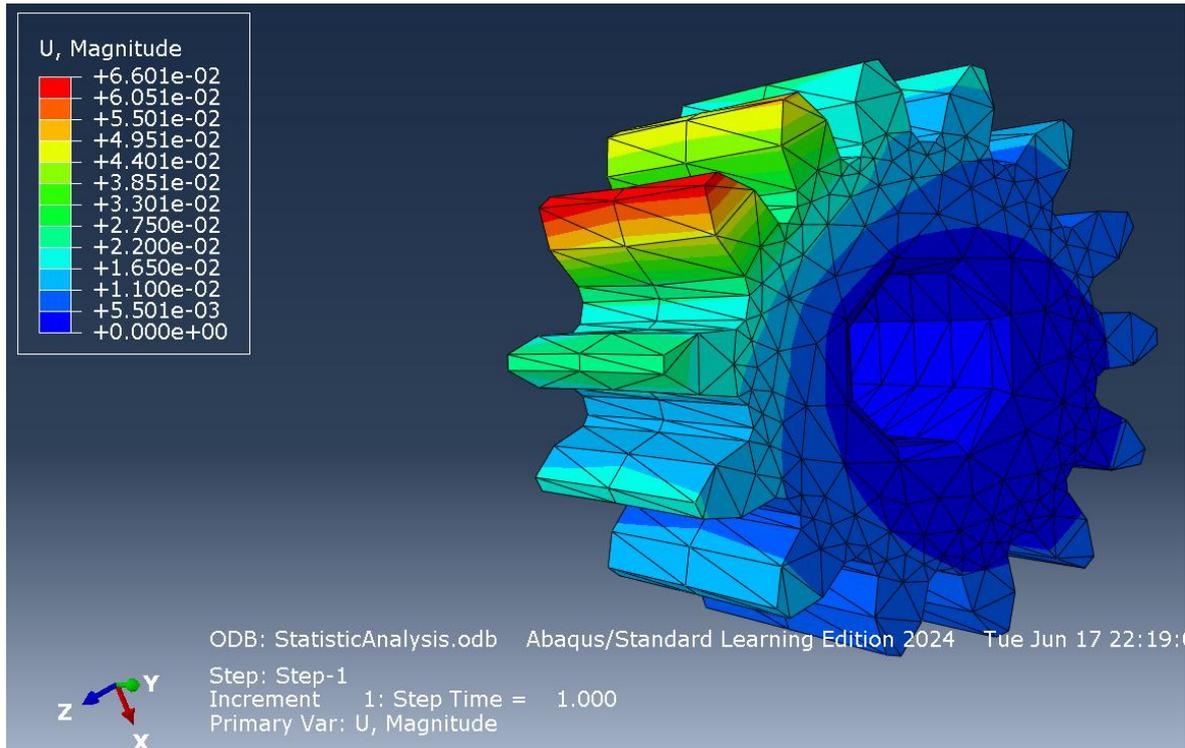


Ilustración 43. Desplazamientos sufridos en el piñón tras aplicar las cargas

La imagen muestra los desplazamientos del piñón tras la aplicación de la carga tangencial en dos dientes. La escala se expresa en milímetros y revela un desplazamiento máximo de  $6,6 \times 10^{-2} \text{ mm}$ , localizado en la punta del diente que recibe el 60 % de la fuerza mientras que el interior del piñón apenas supera unas pocas milésimas.

## Capítulo 8. EVALUACIÓN DEL SISTEMA EN PARADA DE EMERGENCIA

La parada de emergencia constituye uno de los escenarios de operación más críticos para un aerogenerador, porque implica un fallo en alguno de los componentes del sistema o unas condiciones climatológicas extremadamente adversas que obligan a una parada casi inmediata del generador.

En este capítulo se analiza la respuesta de algunos de los componentes de la turbina cuando se ordena una parada de emergencia ante condiciones potencialmente dañinas. Se ha decidido estudiar dos regímenes de viento, uno a 10,6 m/s, la velocidad media anual del emplazamiento que se está analizando y que correspondería a las condiciones climatológicas habituales. Y otro de 30 m/s, que se ha tomado como la velocidad punta y representa la situación más exigente para el conjunto.

En primer lugar, se presentan los resultados de la simulación para una **velocidad de viento de 30 m/s** y se analiza detalladamente la información contenida en las siguientes ilustraciones.

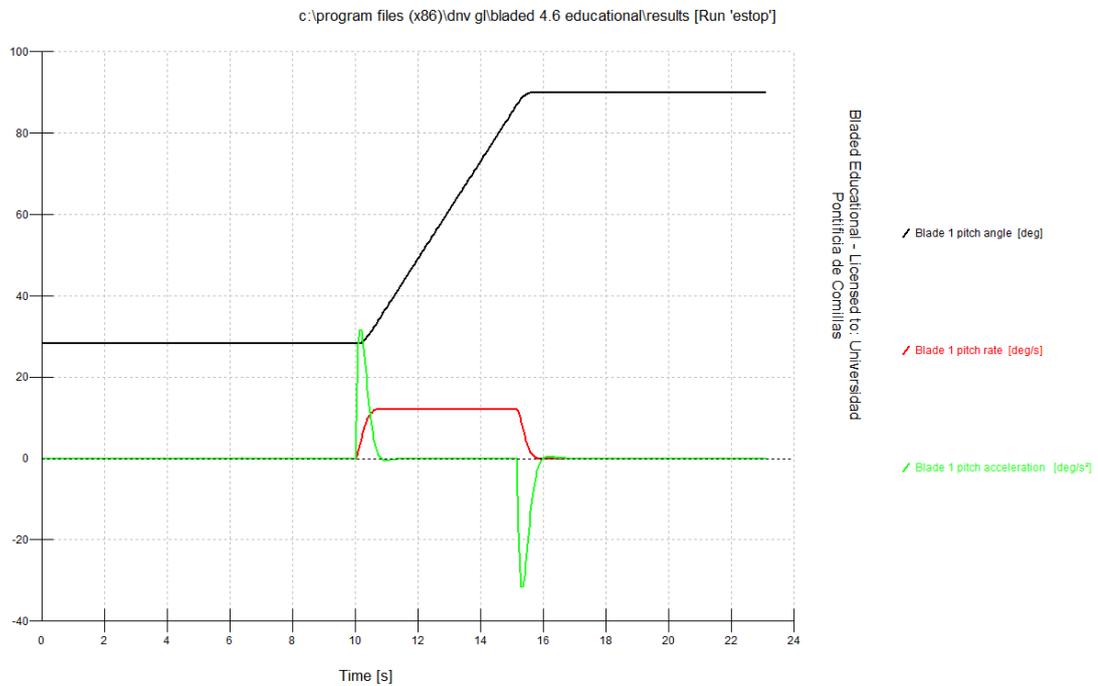


Ilustración 44. Ángulo, velocidad angular, y aceleración angular de una de las palas con vientos de 30 m/s

El ángulo inicial de la pala está a 25 grados, esto se debe a que se ha activado el sistema de control de paso para no captar la máxima cantidad de viento, ya que absorber toda la energía del viento supondría superar la potencia nominal de 5,5 MW. Como se suponen unas condiciones de viento constante, durante los 10 primeros segundos de funcionamiento normal de aerogenerador no es necesario ajustar el ángulo de la pala. Por esta razón la velocidad y la aceleración angular es nula y en ángulo de la pala constante.

Una vez que se inicia la parada de emergencia en el segundo 10, hay un pico de aceleración angular para iniciar el giro de la pala hasta los 90 grados y se realiza con una velocidad constante. Esa configuración final se denomina posición de bandera, que es el punto en el que las palas se encuentran a 90 grados para quedar prácticamente paralelas al flujo del viento y así minimizar la sustentación y el momento aerodinámico durante una parada de emergencia. Una vez que se alcanza esta posición el sistema de control de paso se para,

habiendo un pico negativo en la aceleración angular para devolver la velocidad angular a 0.

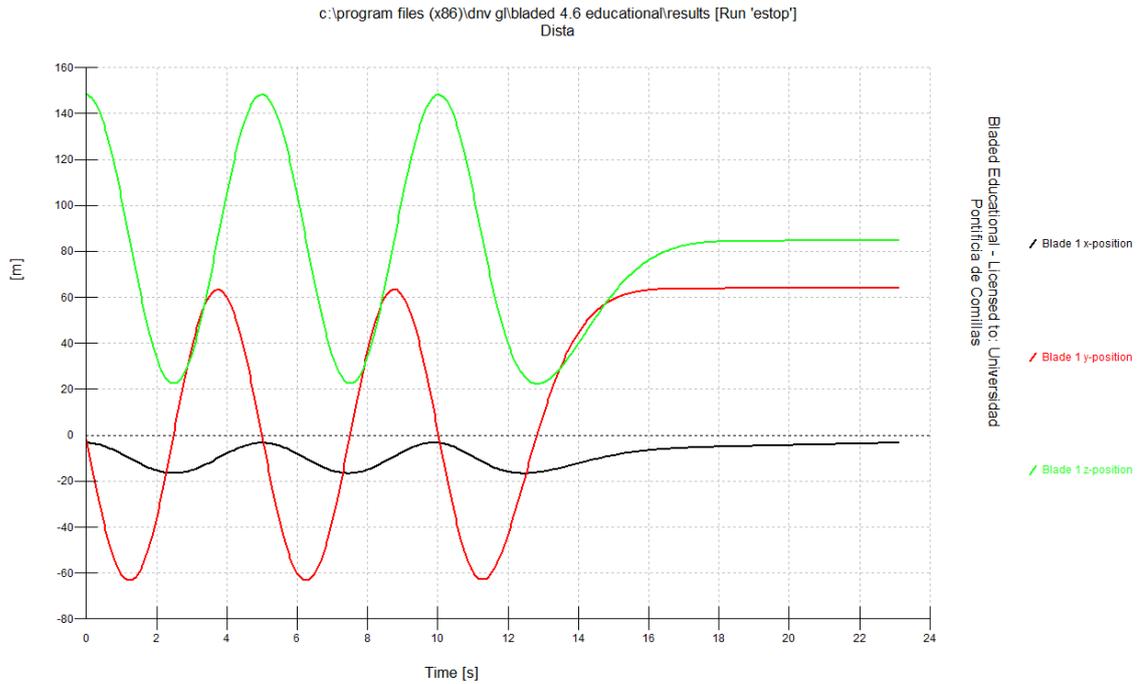


Ilustración 45. Posición de una de las palas durante la parada de emergencia con vientos de 30 m/s

En esta ilustración se representa la evolución temporal de las coordenadas cartesianas de la punta de la pala 1 y se observa como las palas están girando durante los 10 primeros segundos a una velocidad constante, ya que se mantiene el periodo de las funciones senoidales. Cada uno de estos periodos corresponde a una vuelta completa del rotor y dura aproximadamente 2,2 segundos.

La curva verde indica la posición vertical de la pala, y tiene un desplazamiento vertical de 92 metros, que corresponde a la altura del buje sobre el nivel del mar, y es el punto donde se conectan las tres palas. La amplitud corresponde a la longitud de las palas, con unas dimensiones de 62 metros de largo. Las palas alcanzan su punto más bajo a los 30 metros y el más alto a los 154 metros.

La curva roja indica la posición lateral, y el buje se encuentra ubicado en el centro del eje, por lo que en la función no hay desplazamiento vertical y la amplitud de la función coincide con la longitud de las palas.

La curva negra muestra la posición de la punta de la pala a sotavento (vista desde arriba). Idealmente, si el rotor fuera un disco perfectamente perpendicular al flujo y las palas cuando tienen una posición vertical fuesen totalmente paralelas a la torre, todos los puntos de la pala describirían un círculo en el plano YZ y la coordenada X sería 0 en todo instante. En la práctica esto no ocurre por diversos motivos, el principal es el tilt del rotor, ya que suele tener un ángulo de inclinación de un 5 grado aproximadamente. Otro de los motivos es la flexión de las palas por el empuje del viento, creando un leve desplazamiento elástico en la punta de las palas.

Una vez que se inicia la parada de emergencia las palas comienzan a pararse hasta que se quedan totalmente quietas a los 16 segundos.

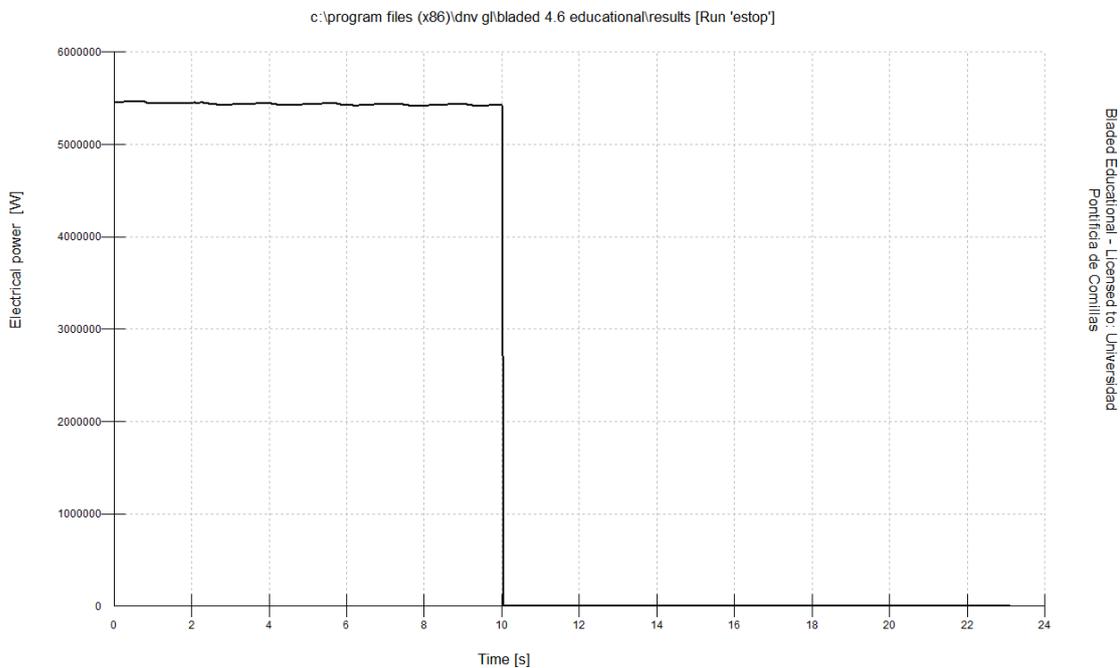


Ilustración 46. Potencia eléctrica producida durante la parada de emergencia con vientos de 30 m/s

La potencia eléctrica es la esperada antes de la parada de emergencia. El aerogenerador entrega una potencia eléctrica de 5,5 MW, que coincide con la potencia nominal. Esto nos indica que el sistema de control de paso está funcionando correctamente, ya que, al estar estudiando un viento tan fuerte, si el control de paso no se llegara a activar, la electricidad producida superaría los 5,5 MW y habría grandes probabilidades de que se produjesen averías en el motor debido a una sobrecarga.

Una vez que se alcanzan los 10 segundos y entra la orden de parada de emergencia, el motor para súbitamente, mostrando una respuesta instantánea como cabría esperar.

**Para vientos de 10.6 m/s (condiciones normales):**

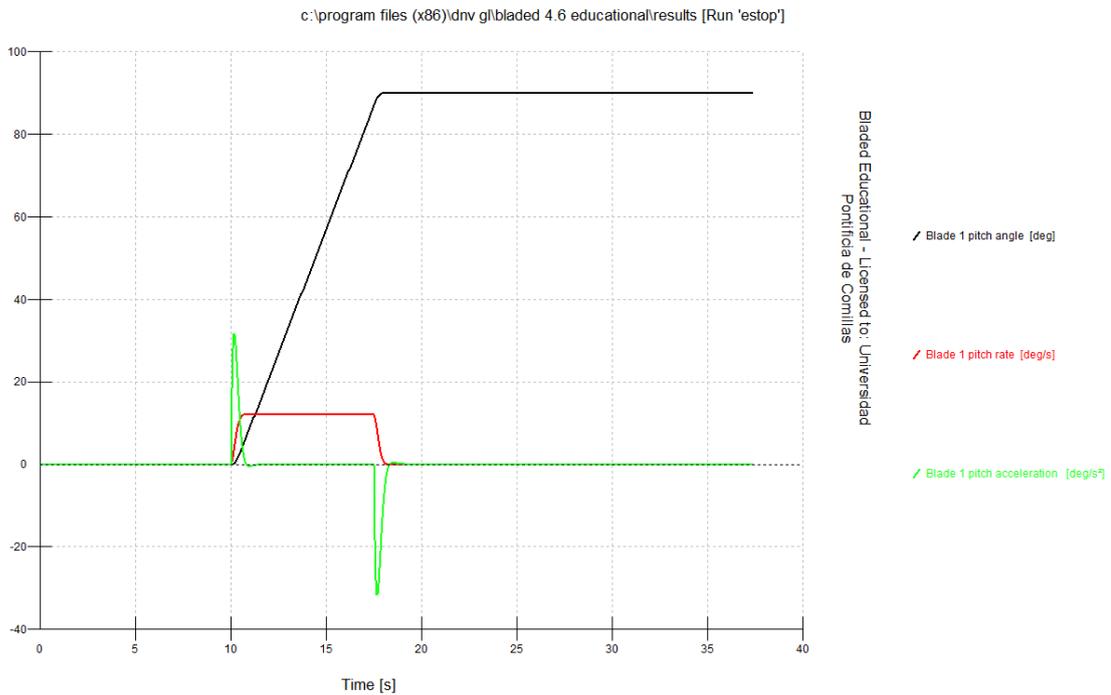


Ilustración 47. Ángulo, velocidad angular, y aceleración angular de una de las palas con vientos de 10 m/s

Esta ilustración, que muestra el ángulo de paso, la velocidad y la aceleración angulares de una de las palas con vientos de 10 m/s, es muy similar al obtenido en la simulación con vientos de 30 m/s. La velocidad de giro y la aceleración de la pala se mantienen constantes en ambos casos, ya que estos parámetros están determinados por la potencia del motor de pitch y no por la intensidad del viento.

Sin embargo, el ángulo previo a la parada sí presenta diferencias: con vientos de 10 m/s no se supera la potencia nominal del aerogenerador, por lo que el sistema de pitch no se activa antes de la detención. Como resultado, el ángulo de la pala se mantiene en 0°.

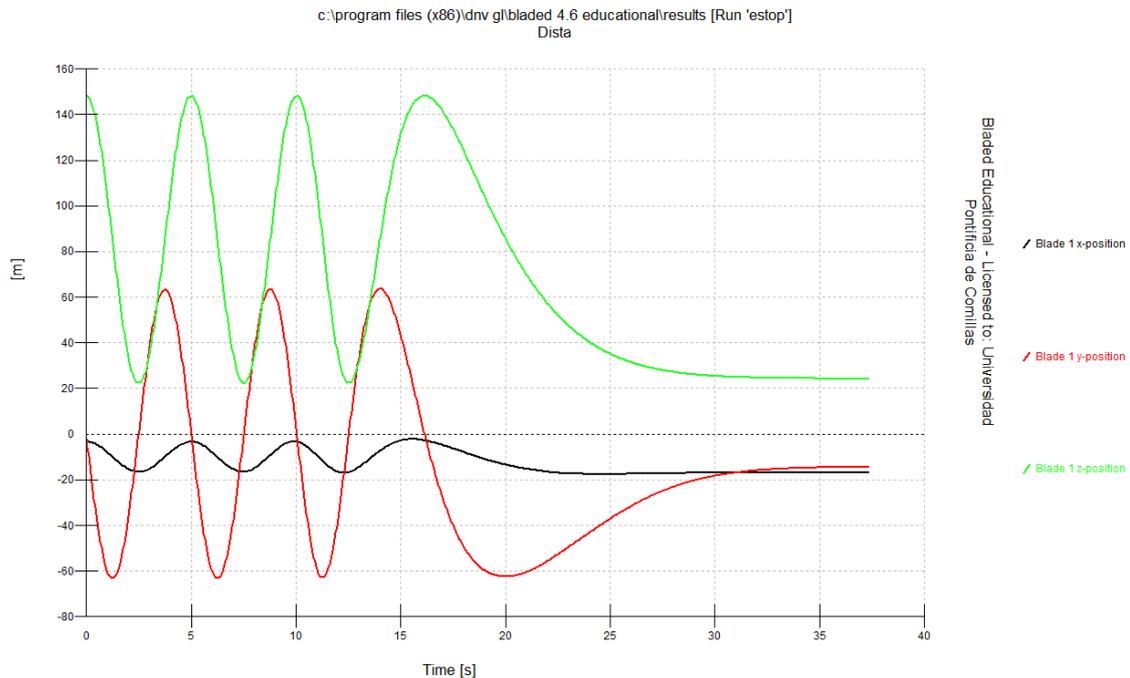
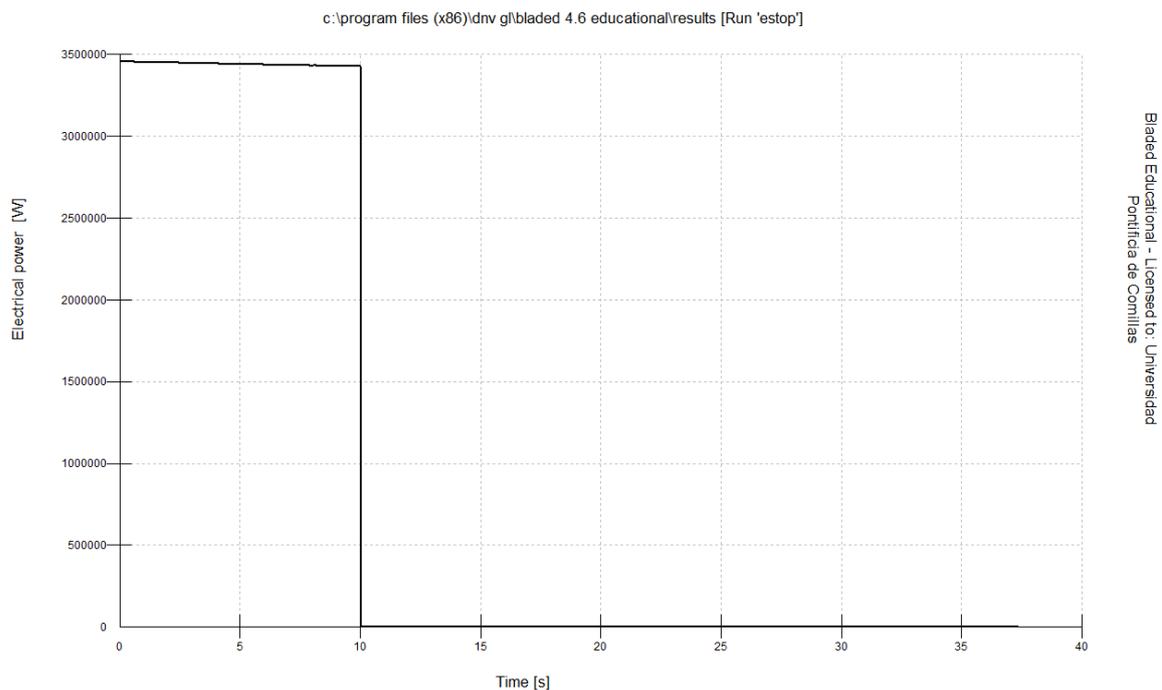


Ilustración 48. Posición de una de las palas durante la parada de emergencia con vientos de 10 m/s

En la anterior ilustración, con una velocidad de viento de 30 m/s el aerogenerador ya operaba a su velocidad nominal, por lo que el sistema de control de potencia mantiene las palas en un ángulo aproximado de 25° para limitar la potencia entregada. Cuando se activa la parada de emergencia, el motor de pitch apenas debe girar unos pocos grados para alcanzar los 90 °, al llegar a ese punto la componente tangencial de la sustentación se invierte de forma casi instantánea y genera un par aerodinámico negativo elevado (proporcional a  $\rho v^2$ ). Como consecuencia, la energía cinética del rotor se disipa en cuestión de uno o dos segundos y la máquina se detiene prácticamente en seco.

Sin embargo, con la velocidad del viento a 10,6 m/s el aerogenerador opera con las palas a 0° para maximizar la captación de energía. Tras la orden de parada de emergencia, el motor de pitch debe recorrer la totalidad del ángulo, de 0° a 90°, lo que incrementa el tiempo de respuesta mecánica. Además, el menor valor de  $v^2$  implica un par de frenado mucho más bajo. El rotor pierde velocidad de forma progresiva, completa varias revoluciones adicionales y necesita alrededor de 15 s para alcanzar el reposo. En resumen, un viento

fuerte provoca una parada brusca, mientras que un viento moderado origina una desaceleración suave y prolongada.



Bidad Educational - Licensed to: Universidad Pontificia de Comillas

Ilustración 49. Potencia eléctrica producida durante la parada de emergencia con vientos de 10 m/s

En cuanto a la potencia eléctrica generada, una vez que el tiempo llega a los 10 segundos la electricidad producida baja a 0 como cabría esperar, igual que en el caso de vientos de 30 m/s. La diferencia está en la producción de energía previa a la parada de emergencia, que en este caso es de tan solo 3,5 MW. Esto se debe a que el viento no es lo suficientemente fuerte como para alcanzar la producción nominal de electricidad y tan solo se consiguen extraer 3,5 MW de la energía cinética del viento, aunque en generador está preparado para ser capaz de alcanzar los 5,5 MW.

## Capítulo 9. CONCLUSIONES

En este trabajo se han explicado el funcionamiento de los aerogeneradores, su historia desde su creación hace 2000 años, y la evolución tecnológica que sufrieron hasta llegar a la actualidad, junto con un marco general sobre la producción de energías renovables en el mundo. Todo ello ha servido para contextualizar el estudio técnico desarrollado posteriormente.

Para el desarrollo de la mayor parte del modelo se utilizó el programa de Bladed, donde se introdujeron todos los parámetros que definen el correcto funcionamiento de un aerogenerador marino, desde las dimensiones de las palas y la torre, hasta las condiciones marítimas.

A pesar de modelizar todo el aerogenerador en su conjunto, este trabajo se ha centrado específicamente en el diseño mecánico de los sistemas del control de paso. Gracias al programa se pudieron generar simulaciones para estudiar el comportamiento de un aerogenerador offshore bajo diferentes condiciones de viento, tanto en operación normal, como en reposo y en condiciones extremas.

Los resultados obtenidos demuestran la importancia del sistema de paso tanto para maximizar la eficiencia energética como para determinar las cargas aerodinámicas y garantizar la integridad estructural del aerogenerador.

El análisis por elementos finitos ha permitido verificar que el componente diseñado, se mantiene dentro de los límites de deformación y esfuerzos admisibles, con una tensión máxima de Von Mises de 189,6 MPa, lo que confirma la validez de las decisiones tomadas para diseñar las piezas y la funcionalidad del sistema si se utilizase en condiciones reales.

En resumen, se ha demostrado que un control de paso bien implementado no solo optimiza la producción eléctrica, sino que también actúa como un sistema de seguridad esencial ante eventos de riesgo, aportando fiabilidad y rendimiento al aerogenerador. En este sentido, este trabajo sienta las bases para futuras investigaciones orientadas a mejorar la autonomía de los sistemas de control, optimizar el mantenimiento predictivo y explorar soluciones innovadoras en aerogeneradores flotantes.

## Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

Abasolo, M., Navalpotro, S., Iriondo, E., & Corral, J. (s. f.). *Tema 10. Cálculo del módulo de engranajes cilíndricos*. Universidad del País Vasco/Euskal Herriko Unibertsitatea, OCW-Diseño de Máquinas.

Ashkan Rezaei, Y. G. (2023). Effects of wind field characteristics on pitch bearing reliability: a case study of 5 MW reference wind turbine at onshore and offshore sites. *Forschung im Ingenieurwesen*, 321-328.

Bonfiglioli. (s.f.). *BMD series: Permanent magnet AC synchronous motors*. Obtenido de Bonfiglioli:  
[https://www.bonfiglioli.com/\\_default\\_upload\\_bucket/BR\\_CAT\\_BMD\\_STD\\_ENG\\_R04\\_1\\_.pdf](https://www.bonfiglioli.com/_default_upload_bucket/BR_CAT_BMD_STD_ENG_R04_1_.pdf)

Bonfiglioli. (s.f.). *Wind: Product range – Solutions for Wind*. Obtenido de Bonfiglioli:  
[https://www.bonfiglioli.com/\\_default\\_upload\\_bucket/TR\\_CAT\\_WIND\\_STD\\_ENG\\_R05\\_0.pdf](https://www.bonfiglioli.com/_default_upload_bucket/TR_CAT_WIND_STD_ENG_R05_0.pdf)

Ember, I. d. (20 de Junio de 2024). *Revisión estadística de la energía mundial*. Obtenido de OurWorldInData: <https://ourworldindata.org/grapher/wind-generation>

Enel Green Power. (s.f.). Obtenido de Aerogenerador:  
<https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-eolica/aerogenerador>

Gears, K. (s.f.). *KHK Gears. Gear knowledge*. Obtenido de [https://khkgears.net/new/gear\\_knowledge/gear-nomenclature/contact-ratio.html](https://khkgears.net/new/gear_knowledge/gear-nomenclature/contact-ratio.html)

- Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH. (2012). *Guideline for the certification of offshore wind turbines*. Hamburgo, Alemania: GL Renewables Certification.
- IEA. (Diciembre de 2020). *Projected Costs of Generating Electricity 2020*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>
- Johnson et al. (2006). Control of Variable-Speed Wind Turbines, Standard and Adaptive Techniques for Maximizing Energy Capture. *IEEE Control Systems Magazine*, 12.
- Johnson, K. E. (2006). Control of variable-speed wind turbines: Standard and adaptive techniques for maximizing energy capture. *IEEE Control Systems Magazine*, 26(3), 70-81.
- Letcher, T. M. (2023). *Wind Energy Engineering A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*. Academic Press.
- Mur Amada, J. (2006). *Introducción al control de aerogeneradores*. Obtenido de <https://www.windygrid.org/IntroControlAEpresencial2006.pdf>
- NREL. (21 de Abril de 2025). *Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation*. Obtenido de Energy Analysis: <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation>
- OMIE. (2023). *Evolución del mercado de electricidad Informe Anual*. Obtenido de <https://www.omie.es/sites/default/files/2024-02/Informe%20Anual%202023%20ES.pdf>
- U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (Agosto de 2023). *Offshore Wind Market Report: 2023 Edition*. Obtenido de <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-08/offshore-wind-market-report-2023-edition-summary.pdf>

- 
- Villagrán-Villegas, L. Y.-R.-Z.-C.-R. (2017). Generalidades de estrategias de control en aerogeneradores de transmisión directa. *Científica Vol. 21*, 17–24.
- Vitina, A. L.-K.-A. (Junio de 2015). *IEA Wind Task 26. Wind Technology, Cost, and Performance Trends in Denmark, Germany, Ireland, Norway, the European Union, and the United States: 2007-2012*. Obtenido de <https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl-183492.pdf>
- Wind Europe. (Febrero de 2023). *Wind energy in Europe*. Obtenido de [connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pdf-actualites/WindEurope-report-wind-energy-in-europe-2022.pdf](https://connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pdf-actualites/WindEurope-report-wind-energy-in-europe-2022.pdf)

## 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=3148mm
- Masa del buje (sin incluir las palas): 4E4 kg (en el centro geométrico)
- Sistema de coordenadas: coordenadas de orientación (Yaw System Coordinates según GL)
- Origen de coordenadas: cruce del plano horizontal 200 mm sobre la torre con el eje de la torre.

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

- Posición del cojinete anterior: XA= -3197; ZA= 2936mm
- Posición del cojinete posterior: XB= 950; ZB=2500mm
- Diámetro interno del rotor en el generador: 6800 mm
- Masas rotóricas de la transmisión más generador: 5 E4 kg
- Masas no rotóricas de transmisión+generador: 5,5E4 kg
- Centro de masas de la transmisión más generador: X=-1340, Z=2710mm
- Pérdidas mecánicas de la transmisión (incluido rotor generador): 4%

Dimensiones de la góndola: cilindro con diámetro 8,5 m, longitud 8m  
Masa global de la góndola (no incluido rotor aerodinámico): 2E5 kg  
Centro de masas de la góndola: X=- 1000; Z=+3000mm  
Diámetro interior torre: 5700 mm  
Altura sumergida flotante: 45 m  
-Altura entrada acoplamiento cables: 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/m<sup>3</sup>  
 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)		Caso de	PSF	Fx	Fy	Fz	Fyz	Mx	My	Mz	Myz	Description	Azimuth	BldPitch1
(FAST simulations)		carga		[KN]	[KN]	[KN]	[KN]	[KNM]	[KNM]	[KNM]	[KNM]		(deg)	(deg)
Min	Fx	1,5	1,2	-331,7	-16,7	-1431,6	1469,5	-0,1	486,6	925,4	925,4	Producción. Ráfaga. Caída tensión.	316,1	17,0
Max	Fx	1,3	1,35	1375,7	114,4	-1751,0	1754,7	6453,0	430,7	10053,5	10062,7	Producción. Ráfaga. Cambio direc.	315,6	1,9
Min	Fy	1,2	1,35	212,5	-286,3	-1590,3	1615,9	5248,8	3437,1	-10058,9	10629,9	Producción. Turbulencia extrema	94,0	32,7
Max	Fy	6,4	1,2	69,7	233,8	-1508,4	1526,4	0,0	-328,3	-618,4	700,1	Parada. Turbulencia normal	85,9	90,0
Min	Fz	1,3	1,35	1082,3	16,9	-1933,2	1933,3	6293,7	-10077,8	-12044,7	15704,6	Producción. Ráfaga. Cambio direc.	151,4	-1,0
Max	Fz	7,2	1,1	74,6	21,2	-1188,0	1188,2	0,0	656,0	90,0	662,2	Parada. Condición fallo.	135,0	90,0
Max	Fyz	1,3	1,35	1096,5	24,2	-1933,2	1933,4	6343,7	-10094,0	-11912,4	15613,9	Producción. Ráfaga. Cambio direc.	152,8	-0,9
Min	Mx	1,4	1,2	447,2	-14,8	-1410,0	1479,2	-0,4	1538,4	-3450,0	3450,0	Producción. Viento normal. Caída red	67,5	28,5
Max	Mx	1,6	1,35	531,6	-65,3	-1591,7	1678,1	6453,0	2936,3	3122,6	7168,8	Producción. Ráfaga extrema.	315,0	28,4
Min	My	1,2	1,35	429,6	-210,5	-1514,7	1529,3	6420,6	-11712,6	1952,1	11874,2	Producción. Turbulencia extrema	188,8	30,9
Max	My	1,3	1,35	1006,7	-54,2	-1904,9	1905,6	6143,9	15862,5	-2393,6	16042,1	Producción. Ráfaga. Cambio direc.	23,3	-1,0
Min	Mz	1,3	1,35	981,5	-80,1	-1567,4	1569,4	6453,0	-7408,8	-12842,6	14826,4	Producción. Ráfaga. Cambio direc.	126,6	-0,9
Max	Mz	1,3	1,35	989,7	-42,2	-1898,1	1898,6	6057,5	-5904,9	14904,0	16031,1	Producción. Ráfaga. Cambio direc.	261,8	-1,0

Max	My z	1,3	1,35	1006,7	-54,2	-1904,9	1905,6	6143,9	15862,5	-2393,6	<b>16042,1</b>	Producción.Ráfaga.Cambi o direc.	23,3	-1,0
-----	---------	-----	------	--------	-------	---------	--------	--------	---------	---------	----------------	-------------------------------------	------	------

## ANEXO II

### Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Este trabajo cumple con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible planteados por la ONU en 2015 para ayudar a proteger el planeta y garantizar la seguridad de la población mundial.

Los objetivos más alineados con este proyecto son los siguientes:

- Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante, ya que el proyecto se enfoca en la producción de energía a partir de aerogeneradores offshore, que son una fuente de energía renovable.
- Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico, porque el crecimiento de este tipo de empresas también impulsa el desarrollo económico.
- Objetivo 13: Acción por el clima, dado que se fomenta el abandono de fuentes de energía no renovables como el carbón, que generan CO<sub>2</sub>.
- Objetivo 14: Vida submarina, puesto que los aerogeneradores se ubican en el mar y se pretende construirlos y diseñarlos de manera que no afecten a estos ecosistemas.