



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

## **MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA  
TECNOLOGÍA EÓLICA MARINA Y COMPARACIÓN  
FRENTE A LA GENERACIÓN SOLAR”**

Autor: Luis Chacón García

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
**“Análisis técnico-económico de la tecnología eólica marina y comparación  
frente a la generación solar”**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2023/2024 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.: Luis Chacón García

Fecha: 27/08/2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Juan Antonio Talavera Martín

Fecha: 28/08/2024



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA  
TECNOLOGÍA EÓLICA MARINA Y COMPARACIÓN  
FRENTE A LA GENERACIÓN SOLAR”

Autor: Luis Chacón García

Director: Juan Antonio Talavera Martín

Madrid



# ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA TECNOLOGÍA EÓLICA MARINA Y COMPARACIÓN FRENTE A LA GENERACIÓN SOLAR

**Autor:** Chacón García, Luis

Director: Talavera Martín, Juan Antonio

## RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto tiene como objetivo evaluar técnica y económicamente una instalación eólica marina y a partir de este análisis, realizar una comparación económica y de rentabilidad frente a una instalación fotovoltaica de la misma potencia. Para realizar este análisis, es fundamental comenzar con un estudio detallado del contexto político y del mercado eléctrico en España y Europa en los últimos años. Este análisis incluye una evaluación del impacto de eventos globales, como la pandemia de COVID-19 y el conflicto entre Rusia y Ucrania, en la estabilidad y los precios del mercado eléctrico. También se examinan las políticas de promoción de energías renovables implementadas por los países de la Unión Europea, en el marco de sus objetivos de transición energética y reducción de emisiones de carbono.

Seguidamente, se lleva a cabo un análisis técnico de la planta eólica marina, considerando que es un proyecto en desarrollo. Este análisis abarca la selección del país, España, para la instalación de los aerogeneradores, considerando tanto la normativa vigente como las características del entorno marino. Se evalúan aspectos como la capacidad instalada, el diseño del parque eólico, y la infraestructura necesaria para la conexión a la red eléctrica. Adicionalmente, se realiza un estudio de mercado para identificar los componentes clave de la planta, como turbinas eólicas o el convertidor con el fin de seleccionar los fabricantes y modelos más eficientes y rentables, estableciendo así una estimación precisa del capital inicial requerido (CAPEX). Para llevar a cabo este análisis se emplea el programa Bladed en versión educativa, con ciertas limitaciones a la hora de simular y dimensionar la planta. El análisis técnico del proyecto incluye la evaluación de las cargas a las que están sometidos los aerogeneradores marinos, divididas en cargas últimas y cargas de fatiga, las cuales afectan significativamente el rendimiento y la vida útil de estas instalaciones. Específicamente, el estudio se centra en las cargas últimas, que actúan sobre la torre de los aerogeneradores, dado que este es el componente que soporta la mayor parte del peso y las fuerzas del viento y el mar. El objetivo es diseñar una torre que sea capaz de soportar estas cargas durante un período de 25 años.

Con el diseño preliminar de la planta eólica marina en mano, se desarrolla un análisis financiero del proyecto con el objetivo de evaluar la rentabilidad, utilizando un modelo financiero creado en Excel. Este análisis considera los costos operativos (OPEX), la amortización del proyecto, y una estimación de la producción de energía durante la vida útil de la planta. Además, se realiza una proyección sobre la evolución del mercado eléctrico en los próximos años, considerando factores como la demanda, los precios y las políticas energéticas. Este mismo modelo financiero, aunque con ciertas modificaciones, se realiza para una instalación fotovoltaica de la misma potencia, escogiendo los elementos más competitivos del mercado para así obtener una comparativa real entre ambas tecnologías.

Finalmente, se realiza un estudio de rentabilidad de ambos proyectos utilizando indicadores clave como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN), calculados a partir del modelo

financiero para cada una de las instalaciones evaluadas. Este estudio permite determinar la viabilidad económica del proyecto y su atractivo para los inversores.

El proyecto se concluye con una evaluación integral, en la que se presentan los resultados obtenidos y se analizan los parámetros financieros que enriquecen el estudio realizado en este trabajo.

# **TECHNICAL ECONOMIC ANALYSIS OF OFFSHORE WIND TECHNOLOGY AND COMPARISON WITH SOLAR GENERATION**

**Author: Chacón García, Luis**

Director: Talavera Martín, Juan Antonio

## **ABSTRACT**

The aim of the project is to technically and economically evaluate an offshore wind installation and, based on this analysis, to make an economic and profitability comparison with a photovoltaic installation of the same power. To carry out this analysis, it is essential to begin with a detailed study of the political context and the electricity market in Spain and Europe in recent years. This analysis includes an assessment of the impact of global events, such as the COVID-19 pandemic and the conflict between Russia and Ukraine, on the stability and prices of the electricity market. It also examines the renewable energy promotion policies implemented by European Union countries, in the framework of their energy transition and carbon reduction objectives.

Subsequently, a technical analysis of the offshore wind plant is carried out, considering that it is a project under development. This analysis covers the selection of the country, Spain, for the installation of the wind turbines, considering both the regulations in force and the characteristics of the marine environment. Aspects such as the installed capacity, the design of the wind farm, and the infrastructure necessary for connection to the electricity grid are evaluated. In addition, a market study is carried out to identify the key components of the plant, such as wind turbines or the converter, in order to select the most efficient and profitable manufacturers and models, thus establishing an accurate estimate of the initial capital required (CAPEX). To carry out this analysis, the educational version of the Bladed programme is used, with certain limitations when it comes to simulating and sizing the plant. The technical analysis of the project includes the evaluation of the loads to which the offshore wind turbines are subjected, divided into ultimate loads and fatigue loads, which significantly affect the performance and useful life of these installations. Specifically, the study focuses on ultimate loads, which act on the wind turbine tower, since this is the component that bears most of the weight and forces of wind and sea. The objective is to design a tower that is able to withstand these loads over a period of 25 years.

With the preliminary design of the offshore wind plant in hand, a financial analysis of the project is developed with the objective of evaluating the profitability, using a financial model created in Excel. This analysis considers the operating costs (OPEX), the amortisation of the project, and an estimate of the energy production during the lifetime of the plant. In addition, a projection is made of the evolution of the electricity market in the coming years, considering factors such as demand, prices and energy policies. This same financial model, although with certain modifications, is carried out for a photovoltaic installation of the same power, choosing the most competitive elements of the market in order to obtain a real comparison between the two technologies.

Finally, a profitability study is carried out for both projects using key indicators such as the Internal Rate of Return (IRR) and Net Present Value (NPV), calculated from the financial model for each of the

facilities evaluated. This study makes it possible to determine the economic viability of the project and its attractiveness to investors.

The project concludes with a comprehensive evaluation, in which the results obtained are presented and the financial parameters that enrich the study carried out in this work are analysed.





## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>4</b>
1.1 MOTIVACIÓN	5
1.2 METODOLOGÍA DEL PROYECTO	5
1.3 RECURSOS PARA EMPLEAR	6
<b>2. CONTEXTO DEL PROYECTO</b>	<b>6</b>
2.1 CONTEXTO POLÍTICO	6
2.2 SITUACION DEL MERCADO ELÉCTRICO	7
2.3 DESARROLLO DE LA EÓLICA OFFSHORE Y CARACTERÍSTICAS GLOBALES DEL SECTOR	9
<b>3. ESTADO DEL ARTE</b>	<b>12</b>
3.1 TIPOS DE AEROGENERADOR	12
3.2 PARTES DE LA TURBINA	15
<b>4. LEGISLACIÓN DE LA EÓLICA OFFSHORE EN ESPAÑA</b>	<b>17</b>
4.1 PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030 (PNIEC)	19
4.2 HOJA DE RUTA DE LA EÓLICA MARINA Y DE LAS ENERGÍAS DEL MAR	21
4.3 PLANES DE ORDENACIÓN DEL ESPACIO MARÍTIMO (POEM)	22
<b>5. CIRCUITOS ELÉCTRICOS DEL AEROGENERADOR</b>	<b>23</b>
5.1 SISTEMA DE PASO	23
5.1.1 TIPOS DE CONTROL DE POTENCIA	23
5.1.2 CONTROL DE PASO	24
5.2 SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN INTERRUPTIDA DEL SISTEMA DE PASO	25
5.3 GENERADOR	26
5.3.1 TIPOS DE GENERADORES	27
5.3.2 ESPECIFICACIONES GENERADOR DEL PROYECTO	28
5.3.3 CONTROL DE PAR DEL GENERADOR	29
5.4 CONVERTIDOR DE POTENCIA	30
<b>6. MODELO DE SIMULACIÓN</b>	<b>31</b>
6.1 SISTEMA DE COORDENADAS	33
6.2 MODELADO DEL AEROGENERADOR	33
6.2.1 PALAS	33
6.2.2 AEROFOIL	38
6.2.3 ROTOR	39
6.2.4 TORRE	42
6.2.5 TREN DE POTENCIA	43
6.2.6 GÓNDOLA	46
6.2.7 CONTROL	47
6.2.8 MODOS DE RESONANCIA	50
<b>7. ESTUDIO DE LOS CASOS DE CARGA DE DISEÑO</b>	<b>52</b>
7.1 CONDICIONES DE VIENTO	55
7.2 CONDICIONES MARINAS	58
7.2.1 CORRIENTES	59

7.2.2	OLEAJE .....	59
7.3	OTRAS CONDICIONES AMBIENTALES .....	61
<b>8.</b>	<b>RESULTADOS SIMULACIONES .....</b>	<b>62</b>
8.1	ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA SIN OPTIMIZAR .....	65
8.2	OPTIMIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE LA TORRE .....	65
<b>9.</b>	<b>PRESUPUESTO .....</b>	<b>69</b>
<b>10.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>70</b>
<b>11.</b>	<b>TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA VS EÓLICA OFFSHORE .....</b>	<b>72</b>
11.1	DECISIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA DE LAS PLANTAS .....	72
11.2	ESTUDIO FINANCIERO PLANTA EÓLICA OFFSHORE .....	73
11.2.1	ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO EÓLICO MARINO .....	77
11.3	ESTUDIO FINANCIERO PLANTA FOTOVOLTAICA .....	79
11.3.1	ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO .....	83
<b>12.</b>	<b>CONCLUSIONES II .....</b>	<b>85</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>86</b>
	<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>87</b>
	<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>89</b>
	<b>ANEXO 1. CÁLCULOS ESTRUCTURALES ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS .....</b>	<b>91</b>
	<b>ANEXO 2. CÁLCULOS OPTIMIZACIÓN ESTRUCTURA DE LA TORRE .....</b>	<b>94</b>
	<b>ANEXO 3. CÁLCULOS PRESUPUESTO DEL PROYECTO .....</b>	<b>96</b>
	<b>ANEXO 4. ESPECIFICACIONES INICIALES AEROGENERADOR MARINO .....</b>	<b>103</b>
	<b>ANEXO 5. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS) .....</b>	<b>106</b>
	<b>ANEXO 6. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS .....</b>	<b>107</b>
	MOTOR DE INDUCCIÓN DE JAULA DE ARDILLA .....	107
	SAI DEL SISTEMA DE PASO .....	108
	CONVERTIDOR DE POTENCIA .....	109
	ACERO S-275 .....	110
	<b>ANEXO 7. MODELO FINANCIERO PROYECTO EÓLICO MARINO .....</b>	<b>111</b>
	<b>ANEXO 8. MODELO FINANCIERO PROYECTO FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>112</b>



## 1. INTRODUCCIÓN

A través de la historia, hemos presenciado una evolución constante en los métodos de generación de energía. Esta evolución ha estado estrechamente ligada a la necesidad de abastecer a una población en crecimiento. Desde las antiguas ruedas hidráulicas hasta las tecnologías modernas, como la energía eólica, hemos atravesado diversas etapas energéticas. Durante la Revolución Industrial en el siglo XIX, surgieron fuentes de energía como el carbón y el petróleo, seguidas por las primeras centrales nucleares y termoeléctricas en el siglo XX, y más recientemente, los métodos de generación de energía renovable en el presente siglo. Esta histórica transición energética nos lleva al siglo XXI, donde los métodos de generación de energía actuales combinan ideas y tecnologías del pasado y presente, siempre en constante desarrollo para lograr la mayor optimización y rendimiento posible con unos costes competitivos.

Si bien las fuentes de energía tradicionales siguen siendo crucial en el panorama energético actual, las energías renovables están ganando terreno de manera exponencial. Este cambio está impulsado por factores como el cambio climático, que ha creado una necesidad urgente de innovación y transición energética a corto y medio plazo para reducir nuestra dependencia de los combustibles fósiles y aumentar el uso de fuentes renovables. A nivel mundial, hay un compromiso liderado por los países desarrollados y las Naciones Unidas para lograr la transición a cero emisiones ("net zero") para el año 2050. Este compromiso global sitúa a las energías renovables como protagonistas en los próximos años, no solo en el ámbito energético, sino también en el político y social.

Aunque existen otros tipos de energía renovable, como la solar, hidroeléctrica u otros tipos, hemos decidido enfocar nuestro estudio en la tecnología eólica marina debido a su potencial y su gran proyección futura en el contexto energético y compararla frente a la solar, ya que es la actual fuente de generación renovable más empleada junto con la eólica. En las últimas dos décadas, la energía eólica marina ha experimentado un notable crecimiento a nivel mundial, especialmente en Europa, donde varios países la han adoptado como una solución prometedora para descarbonizar su matriz energética. Esta tendencia se ha visto impulsada por las condiciones favorables que ofrecen los mares del norte de Europa, con aguas menos profundas de hasta 60 metros, ubicadas a una distancia óptima de la costa y con un excelente recurso eólico. Además, este aumento en la instalación de parques eólicos marinos se ha extendido más allá de Europa en los últimos años, con un destacado crecimiento en Asia, liderado por China, que se proyecta como el país con mayor capacidad instalada en los próximos años, superando a países como el Reino Unido y Alemania.

La reducción progresiva de los costos y el desarrollo de soluciones flotantes recientes, diseñadas para operar en aguas con profundidades superiores a los 60 metros (límite actual para las cimentaciones fijas), sugieren que la energía eólica marina podría convertirse en una alternativa más competitiva en el mercado global de energías renovables, junto con la energía solar fotovoltaica y la eólica terrestre. Además, la competencia actual entre los principales fabricantes de aerogeneradores a nivel mundial, como Vestas, Siemens Gamesa y GE, por aumentar el tamaño y la potencia de sus turbinas eólicas, indica un futuro prometedor para la energía eólica marina.

En este proyecto, se realizarán dos estudios complementarios. En primer lugar, nos centramos en la energía eólica, en particular en la energía eólica marina, como una forma clave de generación de energía renovable. El objetivo de esta parte del proyecto es analizar técnico-económicamente una instalación eólica marina, abordando aspectos técnicos como ubicación y selección de equipos y

económicos, valorando una posible oportunidad de inversión en México, teniendo en cuenta temas políticos y del mercado eléctrico, concluyendo con su contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas. Adicionalmente, se llevará a cabo una segunda parte del proyecto, que consiste en comparar dicha tecnología con la generación solar. En particular, se analizarán las previsiones a futuro y la evolución de ambas tecnologías, la expansión de mercado, la rentabilidad y oportunidad de negocio en ambos casos, concluyendo con una elección de la fuente de generación más rentable y óptima de cara al futuro.

### 1.1 MOTIVACIÓN

La reciente Cumbre del Clima organizada por las Naciones Unidas el 30 de noviembre de 2023 en Dubái estableció varios objetivos, entre ellos, acelerar la transición energética y reducir las emisiones para 2030, asegurar la financiación para combatir el cambio climático y garantizar la inclusión total en todas las acciones climáticas. Todos estos objetivos están directa o indirectamente ligados a las fuentes de energía limpia.

En primer lugar, la energía eólica marina representa una innovadora y prometedora frontera en el campo de las energías renovables. Su potencial para generar electricidad a partir del viento en alta mar ofrece una solución sostenible y de bajo impacto ambiental para abastecer las crecientes demandas de energía. Comprender su viabilidad técnica y económica es fundamental para evaluar su papel en la matriz energética futura.

Por otro lado, la energía solar ha experimentado un crecimiento significativo en las últimas décadas, convirtiéndose en una de las fuentes de energía renovable más accesibles y ampliamente desplegadas en todo el mundo. Sin embargo, su eficiencia y rentabilidad varían según las condiciones geográficas y climáticas, así como por los avances tecnológicos en el campo de la energía fotovoltaica. Comparar el análisis técnico-económico de la generación eólica marina con la solar proporciona una visión integral de las fortalezas y limitaciones de cada tecnología.

En resumen, la realización de este trabajo de fin de máster representa una oportunidad única para profundizar en el análisis y la comparación de dos tecnologías de generación de energía renovable de gran importancia en el panorama energético actual, con el objetivo último de avanzar hacia un sistema energético más limpio, eficiente y sostenible.

### 1.2 METODOLOGÍA DEL PROYECTO

Con la finalidad de conseguir los objetivos mencionados anteriormente, la metodología que se sigue en el proyecto es la siguiente:

Tabla 1: Metodología de proyecto

Tarea	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
Dimensionamiento de la planta (Análisis técnico)						
Análisis del contexto del proyecto						
Desarrollo del modelo financiero						

Ejecución y valoración de los casos estudio						
Redacción de la memoria						
Revisión de la bibliografía e investigación						

### 1.3 RECURSOS PARA EMPLEAR

Para el proyecto descrito en los anteriores apartados se emplea, en primer lugar, Bladed Educational, herramienta de simulación clave para optimizar la turbina en cada fase de su diseño, ya que es un programa dedicado al dimensionamiento y comprensión de las turbinas eólicas para optimizar el diseño y reducir los riesgos. Además, Microsoft Word para la redacción de la memoria, Excel para el desarrollo del modelo y Power Point para la creación de la presentación final. Además, se usan fuentes de información como Google o Microsoft Edge. Lo más importante sin embargo es la colaboración con otros compañeros que realizaban TFMs de dimensionamiento de un parque eólico marino, distribuyendo mejor la carga de trabajo y pudiendo ser de gran apoyo a la hora de desarrollar el proyecto.

## 2. CONTEXTO DEL PROYECTO

### 2.1 CONTEXTO POLÍTICO

En los últimos años, el panorama político ha sido testigo de una serie de transformaciones significativas y desafíos cruciales, que van desde el inicio de la pandemia hasta la actualidad, tanto a nivel nacional como internacional. La crisis sanitaria global ha generado una respuesta sin precedentes por parte de los gobiernos, quienes se vieron obligados a implementar medidas extraordinarias para contener la propagación del virus y mitigar sus impactos económicos. A pesar de que la pandemia parece estar llegando a su fin en algunos lugares, temas como la deuda pública y la inflación continúan ocupando un lugar central en el ámbito económico.

En paralelo, el escenario post-pandémico está marcado por crecientes tensiones geopolíticas entre potencias mundiales como Estados Unidos, Rusia y China, y sus respectivas posturas en cuestiones que van desde el comercio hasta los derechos humanos y la seguridad territorial. Específicamente, el conflicto entre Rusia y Ucrania ha tenido un impacto significativo en la producción y los costos energéticos para la Unión Europea (UE) desde la anexión de Crimea por parte de Rusia en 2014, que culminó en la invasión rusa a Ucrania en febrero de 2022.

La dependencia energética de la UE respecto a Rusia ha resultado ser un punto crítico durante este conflicto, especialmente debido a las interrupciones en el suministro de gas a través de Ucrania, lo que ha provocado una crisis en términos de seguridad energética y presiones económicas en muchos países miembros. Como respuesta, se ha visto una creciente tendencia hacia la diversificación de las fuentes de energía y las rutas de suministro, así como una mayor inversión en energías renovables como la solar y la eólica, como alternativas a los combustibles fósiles y al gas natural ruso.

Por otro lado, la urgencia de abordar el cambio climático ha llevado a un enfoque renovado en la transición hacia una economía neutra en carbono para el año 2050 a nivel mundial. Esta transición está impulsando la expansión de las energías renovables, que se están convirtiendo en piezas fundamentales en la descarbonización de sectores clave como la industria y el transporte. Esto, a su

vez, está generando una necesidad de aumentar significativamente la capacidad de generación de energía limpia y la infraestructura de almacenamiento.

En el caso específico de España, el país se encuentra en un momento de crisis social y política, con tres elecciones generales en los últimos cinco años, una creciente polarización política y tensiones territoriales, especialmente en Cataluña. Sin embargo, el contexto político español también ha estado marcado por avances significativos en el ámbito energético y ambiental, con una mayor atención a la transición energética y el fomento de las energías renovables. El país ha destinado importantes inversiones en proyectos renovables y en incentivos para la instalación de infraestructuras solares y eólicas, aprovechando las condiciones climáticas favorables y reduciendo su dependencia de los combustibles fósiles.

En resumen, la tendencia global hacia una transición hacia un futuro energético sostenible y próspero está cada vez más arraigada en las políticas gubernamentales. Las energías renovables están emergiendo como actores principales en el panorama energético y político, con un papel crucial en la construcción de un futuro más limpio y sostenible para las próximas generaciones.

## 2.2 SITUACION DEL MERCADO ELÉCTRICO

El mercado eléctrico en España ha sido altamente volátil en los últimos años, influenciado por una serie de factores tanto locales como globales, incluidos la pandemia y las tensiones geopolíticas entre Rusia y Ucrania.

El impacto del COVID-19 fue significativo, con la demanda eléctrica disminuyendo drásticamente debido a las medidas de confinamiento y la desaceleración económica. Esto llevó a una caída en los ingresos de las empresas eléctricas, que a su vez aumentaron los precios para compensar las pérdidas. La reducción en la demanda y los precios eléctricos se observó durante los primeros meses de la pandemia, seguido de un ajuste posterior a medida que se levantaron las restricciones.

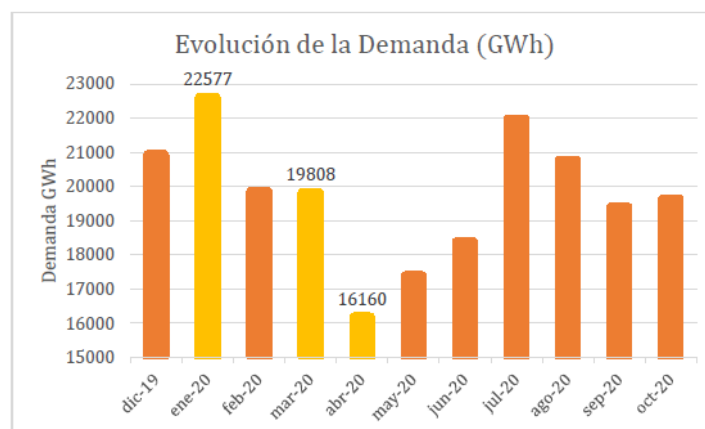


Figura 1: Evolución de la demanda (GWh) COVID

El año 2021 marcó un punto de inflexión, con un aumento significativo en los precios del mercado eléctrico. La recuperación económica mundial después de la pandemia y el aumento de la demanda contribuyeron a esta alza, junto con la escasez de generación renovable y los mayores costos de



emisión de carbono. Por estos motivos, se alcanzaron precios de la energía de 209 €/MWh en octubre y de hasta 252 €/MWh en el mes de diciembre.

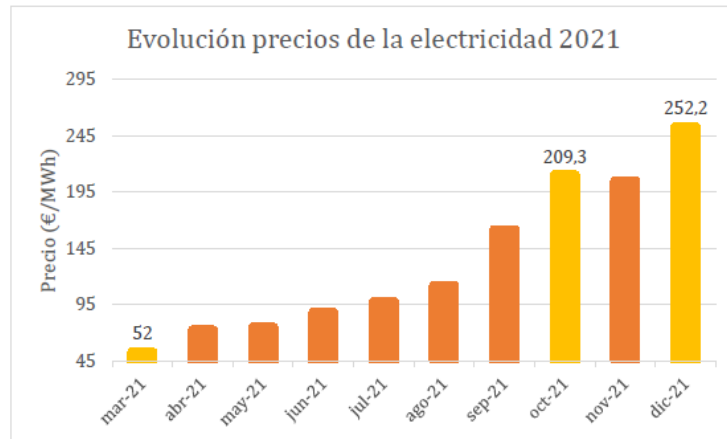


Figura 2: Evolución precios de la electricidad 2021

El año 2022 presentó nuevos desafíos con el conflicto entre Rusia y Ucrania, que tuvo un impacto directo en el suministro de gas natural y, por ende, en los precios de la electricidad en toda Europa. Las sanciones y la escasez de gas natural aumentaron aún más los precios de la electricidad, alcanzando niveles históricos, con un precio medio de la electricidad de 203€/MWh, como se observa en la siguiente figura.

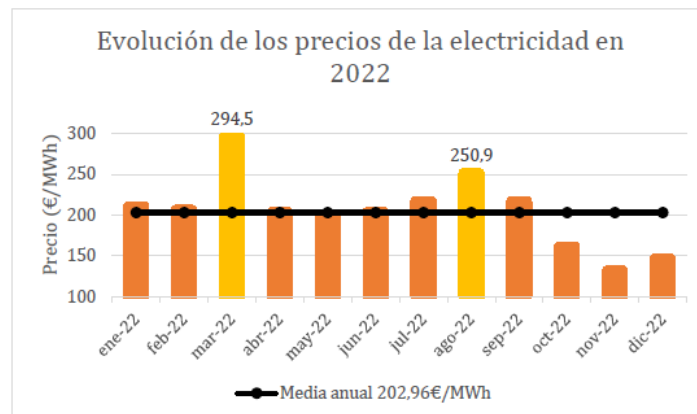


Figura 3: Evolución precios de la electricidad 2022

En 2023, aunque los precios se estabilizaron en cierta medida, seguían siendo elevados en comparación con los años anteriores a la pandemia. La disminución en los precios del gas natural y el aumento de la producción de energías renovables contribuyeron a esta estabilización, alcanzando valores que oscilan entre los 80-85 €/MWh.

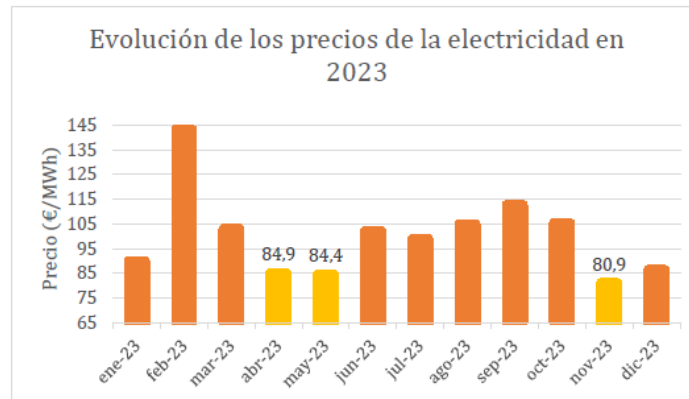


Figura 4: Evolución precios de la electricidad 2023

Para abordar la volatilidad del mercado, la Unión Europea aprobó una reforma del mercado eléctrico, con el objetivo de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y estabilizar los precios. Aunque se observó una tendencia a la baja en los precios en 2023 y se alcanzó cierta estabilidad gradualmente, la Unión Europea ha tomado medidas ante la crisis energética experimentada en 2022, marcada por fuertes incrementos en los precios de la energía. Estas medidas se centran en soluciones a largo plazo para reducir la dependencia de los combustibles fósiles en el precio de la electricidad, con el objetivo de evitar futuras perturbaciones. En resumen, las nuevas normativas tienen como objetivo:

- Brindar mayor protección a los consumidores, ofreciendo una amplia gama de contratos de precio fijo o mayor flexibilidad en la elección de precios dinámicos.
- Garantizar estabilidad y competitividad para las empresas a través de acuerdos de compra de energía a largo plazo (PPA), lo que proporciona ingresos más predecibles para los productores de energía.
- Fomentar la producción de electricidad ecológica facilitando la integración de las energías renovables en el sistema, con la implementación de obligaciones de transparencia para los operadores de redes eléctricas.

En resumen, se espera que esta reforma tenga un impacto positivo a largo plazo en el mercado eléctrico español, promoviendo la producción de energías renovables y mejorando la eficiencia del mercado, lo que posiciona a España como un actor relevante en el panorama energético europeo.

### 2.3 DESARROLLO DE LA EÓLICA OFFSHORE Y CARACTERÍSTICAS GLOBALES DEL SECTOR

La industria de la energía eólica offshore está experimentando un rápido avance, marcando una competencia entre los principales fabricantes de turbinas eólicas para desarrollar unidades de mayor tamaño y potencia. Este impulso se debe al incremento en las proyecciones de instalación de parques eólicos marinos en todo el mundo. El pionero "Vindeby Offshore Wind Farm", que contaba con aerogeneradores de 450 kW cada uno, marcó el comienzo, pero hoy en día, los aerogeneradores alcanzan entre 8 y 9,5 MW de potencia unitaria, con prototipos que superan los 15 MW, esperando su despliegue a partir de 2025.

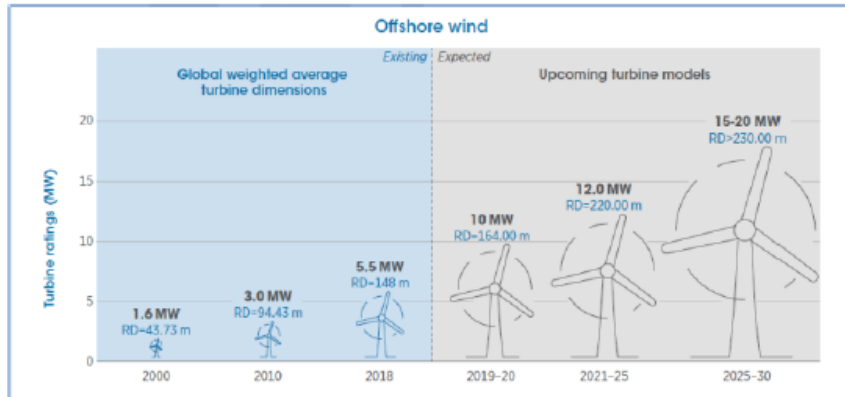


Figura 5: Evolución del tamaño medio de los aerogeneradores marinos. Fuente: GE Renewable Energy, IRENA, MHI Vestas

Este salto en la potencia no solo se observa en la industria offshore, sino también en la terrestre, como lo ejemplifica el V172-7.2 MW de Vestas. Sin embargo, estos avances no solo responden a la necesidad de mayor capacidad, sino también a las economías de escala que ofrece la eólica offshore. Reducir el número de aerogeneradores necesarios para generar la misma potencia disminuye los costos de instalación, plataformas y mantenimiento, este último siendo especialmente importante en entornos marinos. Además, el crecimiento en la potencia de los aerogeneradores está acompañado por el desarrollo de modelos específicos para este entorno, por lo que este progreso tecnológico ha contribuido al aumento del tamaño medio de los parques eólicos marinos en la última década.

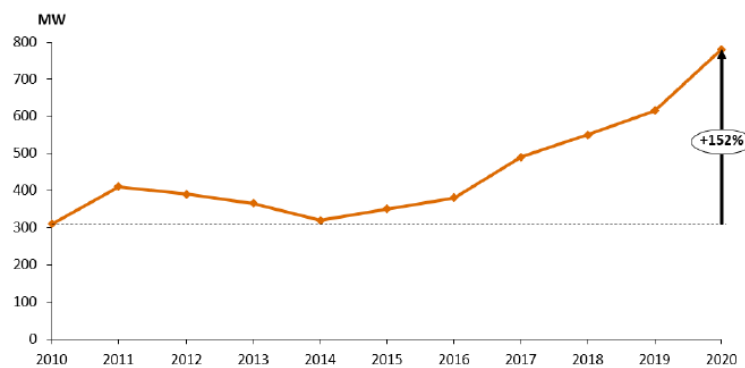


Figura 6: Media anual de nuevos parques eólicos marinos comerciales. Fuente: WindEurope

A nivel global, Europa, especialmente los países del Mar del Norte, ha liderado el desarrollo de la energía eólica offshore debido a condiciones favorables y menor profundidad marina, facilitando la instalación de parques con cimentación fija. Sin embargo, se espera que la eólica offshore flotante abra nuevas oportunidades en áreas con aguas más profundas. A continuación, se muestra unos gráficos representando la potencia instalada por países durante las últimas décadas:

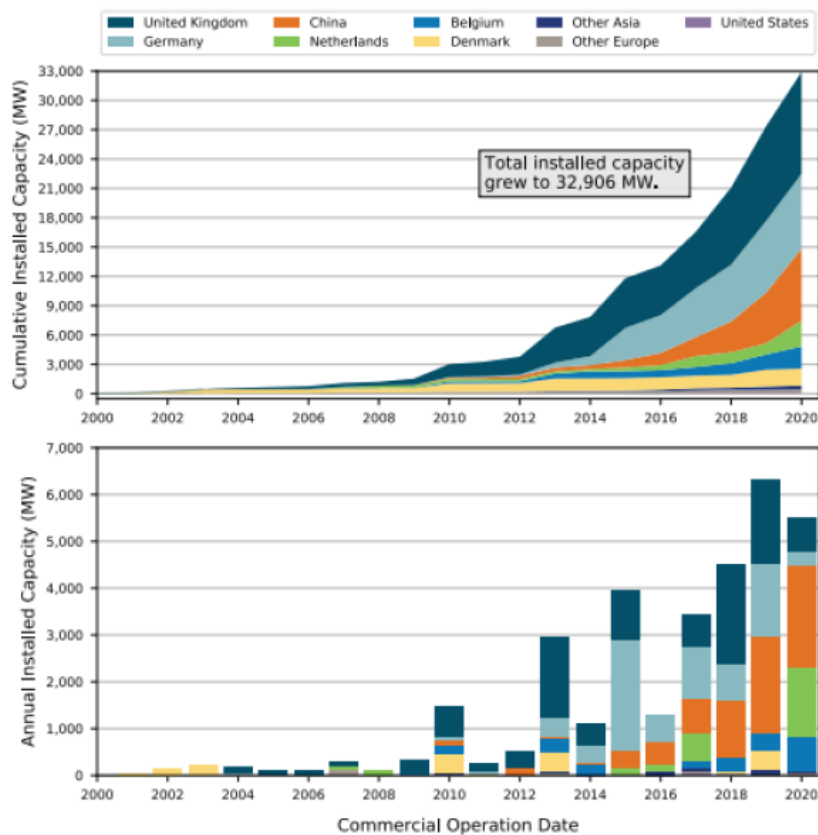


Figura 7: Evolución de la instalación de eólica offshore a nivel global (2000-2020). Fuente: Offshore Wind Market Report: 2021 Edition

El crecimiento futuro de la eólica offshore se ve impulsado por tres factores principales: la expansión continua en Europa, el rápido desarrollo en Asia, con China a la cabeza, y la creciente apuesta de Estados Unidos, especialmente bajo la administración de Joe Biden. Como se puede observar, China ha experimentado un crecimiento significativo desde 2018 y se ha convertido en un actor clave en la industria, con un gran número de proyectos en construcción. No solo hay que tener en cuenta los MW ya instalados, sino que, si se tienen en cuenta los proyectos que se encuentran en construcción, tomando como referencia el dato del Offshore Wind Market Report 2021, se puede concluir que China es el país con más potencial en el panorama actual superando los 16 MW en construcción.

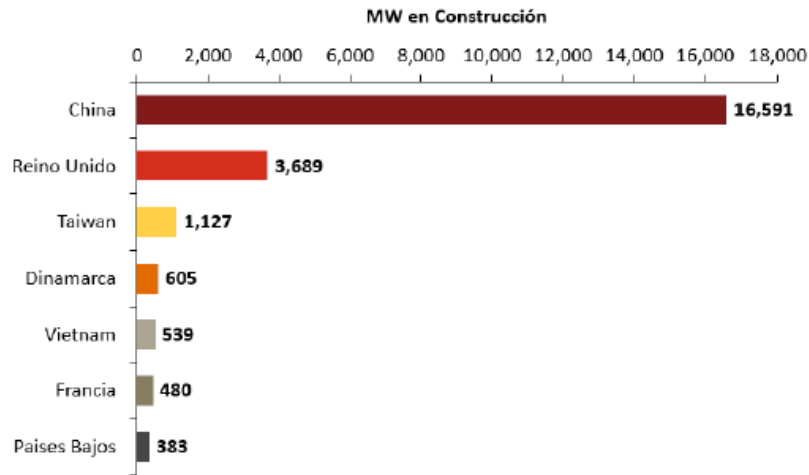


Figura 8: MW en Construcción en el año 2020 por países. Fuente Offshore Wind Market Report 2021 Edition.

Este crecimiento se explica tras la aparición de fabricantes locales (Mingyang, Goldwind, Envision, Shangai Electric, Windey, CRRC, Sany), con modelos de alta potencia, que únicamente comercializan para el mercado asiático, surgen como futura competencia para el mercado global liderado por Siemens Gamesa y Vestas.

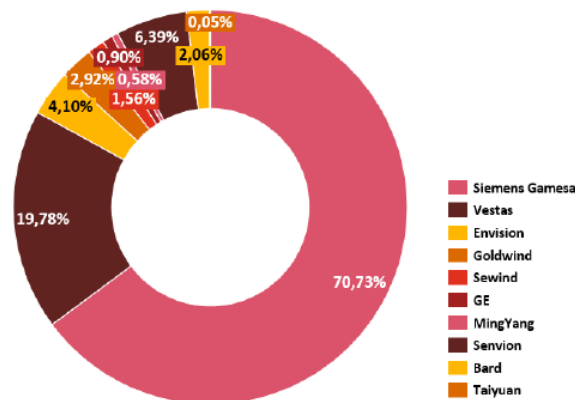


Figura 9: Cuota de mercado de los fabricantes a final del año 2018. Fuente: Offshore Wind Outlook 2019

Adicionalmente, en cuanto a los promotores de proyectos, empresas como Ørsted, RWE Renewables, Vattenfall y Iberdrola Renovables lideran la carga a nivel global, con esta última mostrando un fuerte compromiso tanto en Europa como a nivel internacional.

### 3. ESTADO DEL ARTE

#### 3.1 TIPOS DE AEROGENERADOR

Los aerogeneradores se categorizan en diversos tipos según distintos criterios. En relación con la potencia que suministran, se distinguen en tres grupos: baja potencia, que abarca hasta los 50 kW y se emplea típicamente para aplicaciones aisladas o mecánicas; media potencia, con un rango

alrededor de los 150 kW, conectada a la red eléctrica en lugar de a baterías; y alta potencia, esencial para la generación de energía comercial en el mercado eléctrico, capaz de producir grandes cantidades de energía.

Por otro lado, según la posición de su eje, pueden ser de eje vertical o horizontal. Los de eje vertical tienen su eje dispuesto verticalmente, lo que les permite captar el viento desde cualquier dirección sin necesidad de un sistema de orientación. Destacan cuatro tipos principales dentro de este grupo:

- con rotor Savonius:



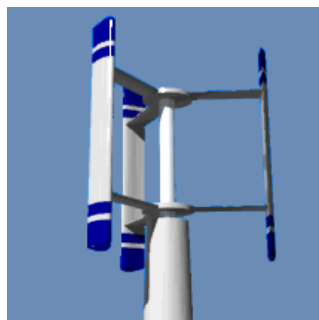
*Figura 10: Aerogenerador de eje vertical con rotor Savonius*

- con rotor Darrieus:



*Figura 11: Aerogenerador de eje vertical con rotor Darrieus*

- con rotor Giromill:



*Figura 12: Aerogenerador de eje vertical con rotor Giromill*

- con rotor Windside:



*Figura 13: Aerogenerador de eje vertical con rotor Windside*

En contraste, los de eje horizontal son los más comunes y tienen su eje en posición vertical con las palas perpendiculares a este. Requieren un sistema de orientación ya que no pueden captar el viento desde cualquier dirección.



*Figura 14: Aerogenerador de eje horizontal*

Además, según la orientación al viento, se dividen en orientación a sotavento, con el rotor orientado en sentido contrario al viento y generalmente sin necesidad de un sistema de orientación adicional; y orientación a barlovento, con el rotor orientado hacia el viento, siempre requiriendo un sistema de orientación. La mayoría de los aerogeneradores modernos se orientan a barlovento.

Finalmente, según su localización, pueden estar en tierra (onshore) o en el mar (offshore). Los aerogeneradores onshore son más comunes debido a su menor costo y facilidad de implementación en áreas despobladas. Por otro lado, los aerogeneradores offshore, aunque más costosos y complejos de instalar, pueden generar más energía debido a los vientos más constantes y veloces en el mar, además de permitir la construcción de infraestructuras de mayor tamaño para aumentar la producción de energía.

### 3.2 PARTES DE LA TURBINA

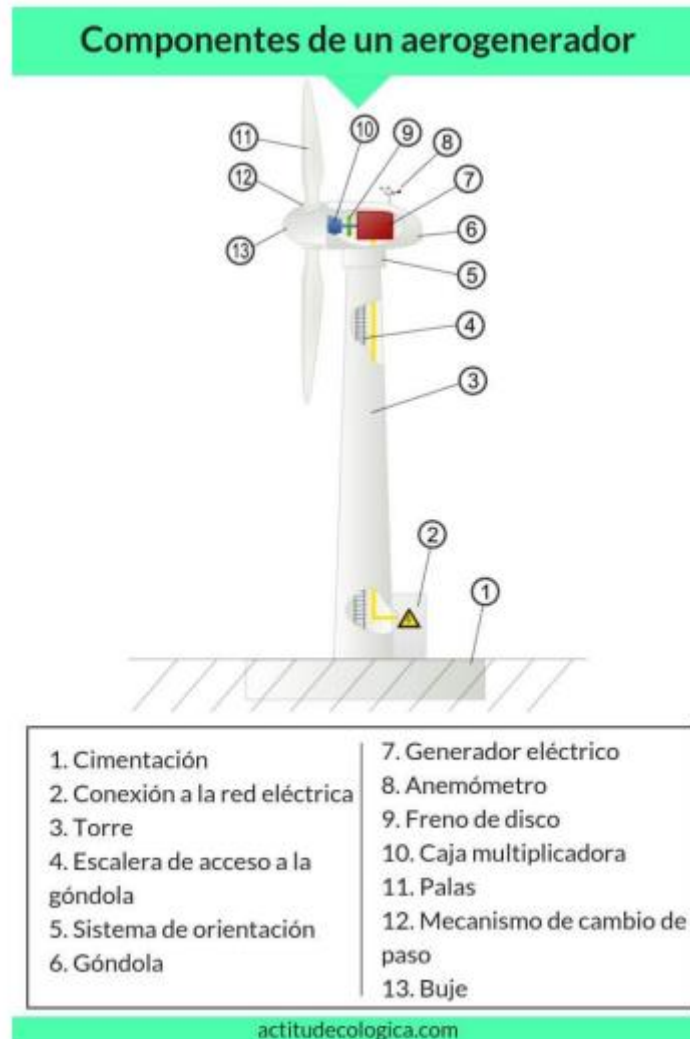


Figura 15: Componentes de un aerogenerador

#### Cimentación

La cimentación del aerogenerador es esencial para asegurar su anclaje al terreno, proporcionando estabilidad y resistencia. Estas cimentaciones son de gran tamaño y profundidad, diseñadas específicamente para garantizar un anclaje seguro. Para proyectos offshore, como las turbinas eólicas marinas, se utilizan diferentes tipos de cimentaciones:

- **Monopilotes:** Se trata de gruesos cilindros de acero que se entierran hasta 30 metros de profundidad y son adecuados para profundidades menores a 15 metros.
- **Sistema de gravedad:** Estas cimentaciones pueden ser de hormigón o de acero y se utilizan para profundidades menores o iguales a 30 metros. Proporcionan estabilidad mediante su peso.



- **Sistema jacket:** Este sistema cuenta con varios puntos de anclaje y puede alcanzar más de 50 metros de longitud. Se utiliza en profundidades elevadas de más de 30 metros, ofreciendo una gran estabilidad y resistencia.

Por esto mismo, la cimentación del aerogenerador, ya sea en tierra o en el mar, juega un papel crucial en su seguridad y funcionamiento. Se selecciona cuidadosamente el tipo de cimentación según las características del sitio y las condiciones específicas del proyecto.

### Torre

La torre, como componente esencial del aerogenerador, cumple la función de sostener tanto la góndola como el rotor. Su altura es crucial, ya que, a mayor área barrida por las palas, mayor es la energía producida. Por esta razón, las torres deben ser altas para dar cabida a palas de gran tamaño. Se pueden encontrar tres tipos principales de torres:

- **Torres de acero tubular:** Fabricadas con secciones de acero soldadas, estas torres ofrecen resistencia y durabilidad. Son comunes en proyectos de aerogeneradores terrestres y su montaje suele realizarse mediante secciones prefabricadas.
- **Torres de hormigón armado:** Construidas con hormigón reforzado, estas torres son sólidas y robustas. Son adecuadas para aerogeneradores de gran tamaño y su construcción puede requerir más tiempo y recursos que las torres de acero.
- **Torres de celosía:** Formadas por una estructura reticular de elementos entrelazados, estas torres son una opción ligera y económica. Son utilizadas en aerogeneradores de menor tamaño y en sitios donde el acceso es limitado.

A modo de resumen, la torre del aerogenerador desempeña un papel vital al sostener la góndola y el rotor, permitiendo así la captura eficiente de la energía eólica. La elección del tipo de torre depende de factores como el tamaño del aerogenerador, las condiciones del sitio y los recursos disponibles para la construcción.

### Palas

Las palas son elementos críticos del aerogenerador, encargadas de capturar la energía del viento y convertirla en movimiento rotativo. Su diseño se asemeja al de las alas de un avión, empleando perfiles aerodinámicos para maximizar la fuerza de sustentación y, por ende, la velocidad de rotación, aumentando así la potencia generada por la máquina eléctrica.

La potencia del aerogenerador no está directamente relacionada con el número de palas, sino con el área barrida por estas. Por lo tanto, palas de mayor tamaño producen más potencia, aunque requieren un mayor par de arranque. El modelo tripala es el más común debido a un equilibrio entre potencia y requerimientos de arranque.

En cuanto a los materiales, las palas pueden fabricarse con aleaciones de acero y aluminio, fibra de vidrio reforzada con resina de poliéster, materiales compuestos, fibra de vidrio reforzada con resina epoxy, fibra de carbono o una combinación de estos. La fibra de vidrio reforzada con resina de poliéster es el material más utilizado, y también es el seleccionado para las palas del proyecto.

### Buje

El buje es un componente crucial del aerogenerador, encargado de conectar las palas con el eje

principal de transmisión. Esta conexión es sólida y rígida, tanto con el eje como con las palas, especialmente en el caso de un aerogenerador tripala. Dentro del buje se encuentra un mecanismo que facilita el cambio de orientación de las palas para optimizar su captura de viento. Además, el buje transmite el movimiento rotativo generado por las palas al eje de transmisión, contribuyendo así a la producción de energía eléctrica de manera eficiente y confiable. Su diseño resistente y su mantenimiento adecuado son esenciales para asegurar el funcionamiento óptimo del aerogenerador a lo largo del tiempo.

### Góndola

La góndola, como estructura crucial del aerogenerador, actúa como una armadura que conecta el buje con la torre y alberga los componentes esenciales para la producción de energía eléctrica. En su interior se encuentran diversos elementos, como el sistema de transmisión, la multiplicadora, el generador, el freno de disco y el sistema de orientación.

El sistema de transmisión enlaza el buje con el generador, generalmente dividido en un eje de baja velocidad conectado al buje y un eje de alta velocidad unido al generador. La multiplicadora, en algunos casos necesaria para aumentar la velocidad de rotación, no será requerida en este proyecto debido al uso de un generador síncrono de imanes permanentes, capaz de trabajar eficientemente a bajas velocidades sin necesidad de multiplicadora.

El generador, vital en la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica, será un generador síncrono de imanes permanentes de velocidad variable. Este generador elimina la necesidad de multiplicadora y sus costosos mantenimientos periódicos, reduciendo así los riesgos ambientales y de seguridad, lo cual es especialmente crucial para una turbina marina.

El freno de disco, situado en los ejes de alta y baja velocidad, interviene para detener la rotación de las palas en condiciones de viento peligrosas. Mientras tanto, el sistema de orientación asegura que la turbina esté alineada con la dirección del viento, a menudo utilizando varios motores para esta tarea en aerogeneradores de gran tamaño.

En resumen, la góndola es el núcleo donde convergen los componentes clave del aerogenerador, facilitando la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica utilizable de manera eficiente y segura.

## **4. LEGISLACIÓN DE LA EÓLICA OFFSHORE EN ESPAÑA**

Para poder analizar la ubicación de la planta, hace falta tener en consideración la legislación de la eólica offshore en España, que se remonta al año 2000, cuando comenzaron a proyectarse los primeros parques eólicos marinos.

A modo esquemático, este ha sido el proceso sufrido a lo largo de los años:

- **Inicios y primeros proyectos (2000-2007)**
  - Año 2000: Comienzo de los primeros proyectos por parte de EHN (actualmente Acciona Energía) y NEK UMWeltechnik.

- Desarrollo de proyectos: Se vendieron los derechos de los primeros proyectos a Elecnor junto a Endesa Cogeneración y Renovables, y más tarde, Capital Energy inició estudios de viabilidad para dichos proyectos de eólica marina.
- **Real Decreto 1028/2007**  
Estableció el procedimiento administrativo para la tramitación de solicitudes de autorización de instalaciones de generación de energía eléctrica en el mar territorial.
  - Objetivo: Regular los procedimientos, condiciones y criterios necesarios para obtener las autorizaciones y concesiones administrativas.
  - Enfoque Medioambiental: Incluyó evaluaciones de impacto ambiental y la necesidad de estudios sobre las condiciones del lecho marino.
  - Desafíos: El procedimiento era largo y complejo, y hubo un gran rechazo social, además de altos costos y condiciones geológicas desfavorables.
- **Rechazo y dificultades (2008-2009)**  
Hubo numerosas noticias sobre el rechazo a los proyectos de parques eólicos marinos propuestos por empresas como Iberdrola y Capital Energy. La crisis económica desvió la atención hacia otros temas y se frenó el desarrollo de la eólica marina debido a los altos costos.
- **Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español (2009)**  
Publicación del “Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español”, realizado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Ministerio de Medio Ambiente y el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.
  - Contenido: Definió las zonas del litoral español que reunían las condiciones medioambientales necesarias para la localización de parques eólicos marinos.
  - Importancia: Identificó la energía eólica marina como clave para los objetivos de descarbonización y renovables de la Unión Europea.

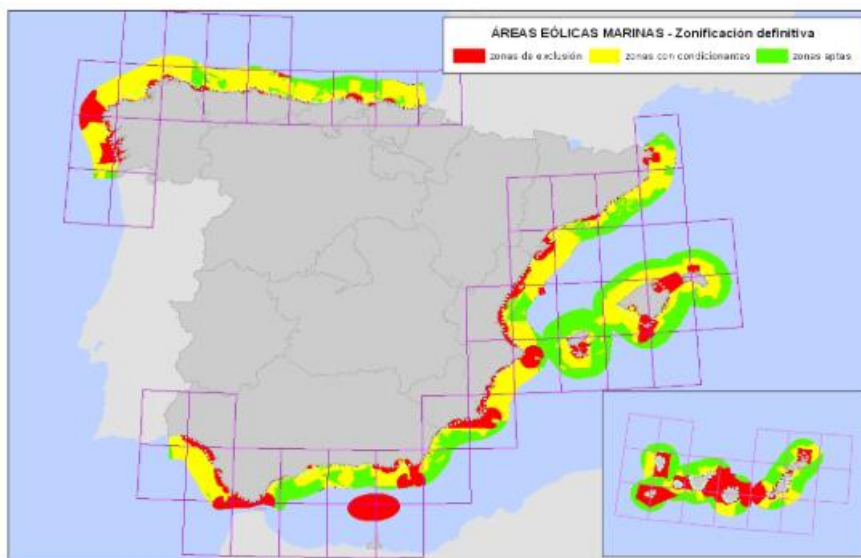


Figura 16: Zonas definitivas establecidas en el Estudio Estratégico Ambiental

- **Evolución y nuevas tecnologías (2010-2020)**

- Introducción de Soluciones Flotantes: La viabilidad de la instalación de parques eólicos marinos mejoró considerablemente con la introducción de tecnologías flotantes, que permiten instalar aerogeneradores en aguas más profundas y con menos impacto en el lecho marino.
- **Legislación reciente y planes futuros (2021-Actualidad)**
  - Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM): Desarrollo de los POEM para regular el uso del espacio marítimo, incluyendo la eólica marina.
  - Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) (2021-2030): El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España surgió de una obligación de la Unión Europea, que determina la política energética y climática de sus estados miembros.

#### 4.1 PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030 (PNIEC)

Este plan responde a los acuerdos del Acuerdo de París de 2015, ratificado en 2016. El PNIEC de España refleja el compromiso del país con estos objetivos y se enfoca en cinco dimensiones: descarbonización, eficiencia energética, seguridad energética, mercado interior de la energía e investigación, innovación y competitividad. Además, se alinea con otras estrategias nacionales como la Estrategia de Transición Justa y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.

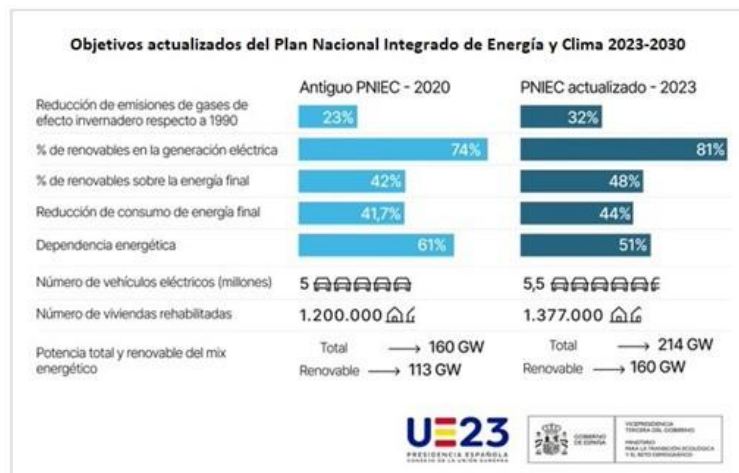


Figura 17: Objetivos actualizados del PNIEC 2023-2030. Fuente: Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico

Como se puede observar en la figura anterior, el plan sufrió una actualización en 2023, mediante la cual, uno de los aspectos más importantes es el aumento en el porcentaje de la tecnología renovable dentro del mix eléctrico nacional, ya que aumenta de un 74% a un 81%. Si observamos por tecnología, se observa el siguiente aumento considerable:

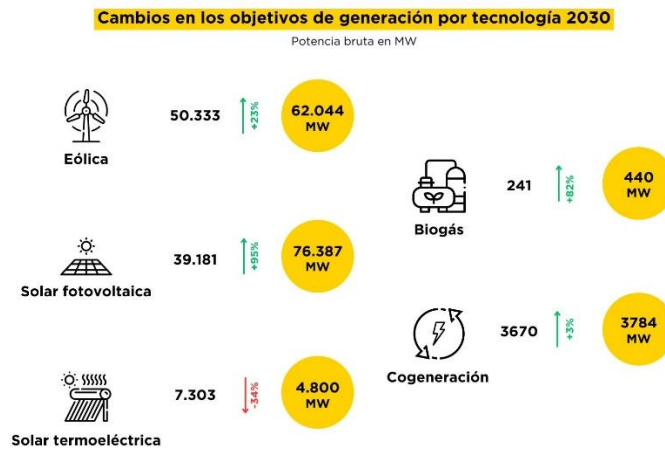


Figura 18: Cambios en los objetivos del PNIEC por tecnología 2023

**PARQUE DE GENERACIÓN EN EL ESCENARIO PNIEC 2023-2030 (MW)**

Parque de generación del Escenario PNIEC 2023-2030. Potencia bruta (MW)				
Años	2019	2020	2025	2030
Eólica	25.583	26.754	42.144	62.044
Solar fotovoltaica	8.306	11.004	56.737	76.387
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	2.300	4.800
Hidráulica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1.009	1.409
Carbón	10.159	10.159	0	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	600	609	470	342
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento*	6.413	6.413	8.828	18.543
<b>Total</b>	<b>111.100</b>	<b>115.015</b>	<b>166.939</b>	<b>213.963</b>

\*Incluyendo el almacenamiento de solar termoeléctrica llega a 22 GW.

Figura 19: Tabla del mix energético en el escenario previsto en el PNIEC

En el marco de la planificación energética, no se asigna una categoría separada para la energía eólica marina, sino que se incluye junto con la eólica terrestre. Sin embargo, se menciona la energía eólica marina en varias instancias:

- Se propone integrarla en las iniciativas de investigación y desarrollo para combatir el cambio climático y promover la transición energética.
- Se destaca la importancia de impulsar avances técnicos para reducir los costos de esta tecnología, especialmente en sistemas flotantes y de baja intrusión en el medio marino, ampliando así las áreas aptas para parques eólicos marinos.
- Se reconoce la necesidad de ajustar los mecanismos de apoyo público a las características de esta tecnología, que aún no es competitiva en términos de costos de generación, pero que puede ofrecer un valor diferencial en el futuro.
- Se propone un calendario de subastas específico para proyectos de demostración, con la intención de adaptar los mecanismos de apoyo según la competitividad de la tecnología, fomentando además la colaboración con sectores estratégicos como el portuario, construcción naval e ingeniería civil.

- Se plantea la elaboración de una Hoja de Ruta y estrategia para el desarrollo de la eólica marina.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es el aumento tanto en el empleo como en las ayudas a las renovables acordado en dicho plan. Se estima una movilización de 294.000 millones de euros en ayudas repartidos de la siguiente manera, 40% a energías renovables, 29% a ahorro y eficiencia energética, 18% en redes energéticas y un 12% en la electrificación de la economía. En cuanto al empleo, se espera que se creen entre 430.000 y 522.000 puestos de trabajo y que el PIB crezca un 2,5% adicional.

#### **4.2 HOJA DE RUTA DE LA EÓLICA MARINA Y DE LAS ENERGÍAS DEL MAR**

La hoja de ruta para el desarrollo de la eólica marina y las energías del mar presenta una estrategia integral para aprovechar el potencial de estas fuentes energéticas emergentes.

En primer lugar, se destaca la necesidad de integrar la investigación y el desarrollo en estas áreas dentro de los esfuerzos más amplios orientados a abordar el cambio climático y facilitar la transición hacia un sistema energético más sostenible. Esto implica asignar recursos específicos para el estudio y la innovación en tecnologías relacionadas con la eólica marina y otras formas de energía marina, como las corrientes oceánicas y las mareas.

Además, se reconoce la importancia de impulsar avances técnicos que permitan reducir los costos asociados con la implementación de estas tecnologías. Se hace especial énfasis en el desarrollo de sistemas de eólica flotante y soluciones que minimicen el impacto ambiental en el medio marino, ampliando así las áreas potenciales para la instalación de parques eólicos marinos. Este enfoque no solo busca hacer estas tecnologías más competitivas en términos de costos, sino también más sostenibles desde un punto de vista ambiental.

Adicionalmente, se plantea la necesidad de adaptar los mecanismos de apoyo público a las peculiaridades de estas tecnologías en desarrollo. Dado que aún no han alcanzado su fase de madurez tecnológica, es crucial brindar incentivos y subsidios que ayuden a superar las barreras iniciales y promuevan la inversión en proyectos de eólica marina y energías del mar.

En cuanto a la implementación práctica, se propone un calendario de subastas específico que permita la instalación de proyectos de demostración en una primera fase. Estos proyectos piloto no solo servirán para validar la viabilidad técnica y económica de estas tecnologías, sino también para generar datos y lecciones que faciliten su escalabilidad a gran escala en el futuro.

Por último, se destaca la importancia de fomentar la colaboración y las sinergias con otros sectores estratégicos, como el portuario, la construcción naval y la ingeniería civil. Estas alianzas pueden contribuir no solo a impulsar la competitividad de la industria de la eólica marina y las energías del mar, sino también a generar empleo y promover el desarrollo económico en las regiones costeras.

En resumen, la hoja de ruta para la eólica marina y las energías del mar establece un marco integral que aborda tanto los desafíos técnicos y económicos como las oportunidades de colaboración y desarrollo asociadas con estas tecnologías emergentes. Su implementación exitosa podría desempeñar un papel fundamental en la transición hacia un futuro energético más limpio y sostenible.

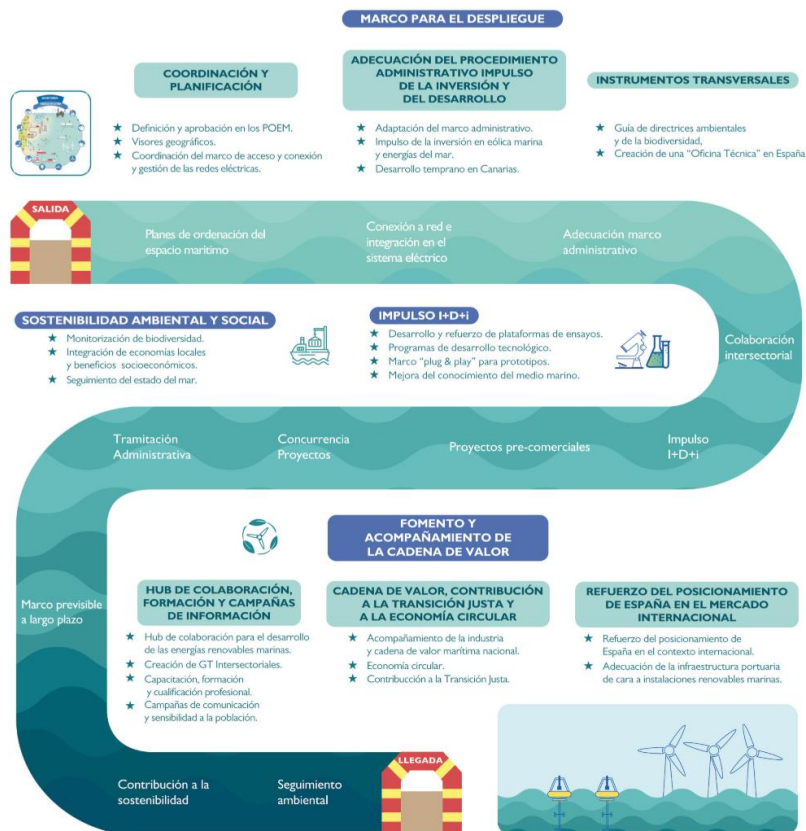


Figura 20: Itinerario Hoja de Ruta Eólica Marina y Energías del Mar. Fuente: MITECO-IDAE

### 4.3 PLANES DE ORDENACIÓN DEL ESPACIO MARÍTIMO (POEM)

Los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) representan una herramienta fundamental en la gestión y planificación sostenible de las actividades humanas en las zonas costeras y marinas. Estos planes establecen un marco integral para la gestión integrada de usos y recursos en el medio marino, con el objetivo de garantizar su protección y uso sostenible.

En primer lugar, los POEM reconocen la importancia de identificar y evaluar los diversos usos y actividades que tienen lugar en el espacio marítimo, desde la pesca y el turismo hasta la energía renovable y la conservación de la biodiversidad. Esta evaluación permite identificar posibles conflictos entre usos y áreas sensibles que requieren una protección especial.

Además, los POEM establecen objetivos y directrices para la asignación y regulación de actividades en el espacio marítimo, con el fin de promover la compatibilidad entre los diferentes usos y minimizar los impactos negativos en el medio ambiente marino. Esto puede incluir la delimitación de zonas para usos específicos, la definición de criterios ambientales y la elaboración de medidas de gestión adaptativas.

En cuanto a su implementación práctica, los POEM implican la participación activa de diferentes partes interesadas, incluidos el gobierno, la industria, las comunidades locales y las organizaciones de conservación. Este enfoque participativo garantiza que los planes reflejen una amplia gama de intereses y preocupaciones, así como un compromiso compartido con la gestión sostenible del espacio marítimo.

Por último, los POEM se conciben como documentos vivos y adaptables que requieren una revisión y actualización periódica en respuesta a los cambios en las condiciones ambientales, sociales y económicas. Esta flexibilidad garantiza que los planes puedan ajustarse y evolucionar con el tiempo, manteniendo su relevancia y eficacia a lo largo del tiempo.

En resumen, los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo representan una herramienta integral para la gestión sostenible de las actividades humanas en el medio marino, promoviendo la protección de los ecosistemas marinos y el uso racional de sus recursos. Su implementación efectiva es fundamental para garantizar un futuro sostenible para nuestras costas y océanos.

## 5. CIRCUITOS ELÉCTRICOS DEL AEROGENERADOR

Para poder gestionar la energía eléctrica transformada a partir de la cinética del viento, se necesitan diversos circuitos eléctricos para primeramente transportar a través de líneas submarinas de media tensión de 20 kV hasta la costa. Una vez ahí, la electricidad viaja en tierra hasta una subestación donde se pasa de los 20 kV a los 400 kV para poder ser distribuida por la red eléctrica.

### 5.1 SISTEMA DE PASO

El sistema de paso en los aerogeneradores es un mecanismo de protección eléctrica diseñado para desconectar automáticamente la turbina del sistema eléctrico en caso de una situación anormal que pueda representar un riesgo para la seguridad de la instalación o de la red eléctrica. Su función es garantizar la integridad y la operación segura del aerogenerador.

En este proyecto, se emplea un generador síncrono de imanes permanentes con velocidad variable. En consecuencia, el aerogenerador opera en dos zonas distintas dependiendo de la velocidad del generador:

- Velocidades inferiores a la nominal: En esta fase, el control de par del generador regula el par para mantener los puntos de operación de la turbina en niveles óptimos. La potencia generada por el generador sigue la siguiente fórmula:  $P=M \times W$  Donde:
  - $M$  representa el par.
  - $W$  representa la velocidad de rotación.

Cuando las velocidades del viento son inferiores a la nominal, el control de par entra en acción para gestionar la operación del sistema.

- Velocidad nominal: A velocidades de viento superiores a la nominal, el generador funciona a su velocidad y par nominales. En esta situación, el control de potencia toma el control, garantizando que la potencia generada se mantenga constante en su punto más óptimo, incluso si la velocidad del viento aumenta.

#### 5.1.1 TIPOS DE CONTROL DE POTENCIA

Hay dos tipos principales de control de potencia utilizados en los aerogeneradores:

1. **Regulación por pérdida aerodinámica (control stall):** Este método es común en muchos aerogeneradores modernos. En este enfoque, las palas del aerogenerador están fijadas en un ángulo constante al rotor. Cuando la velocidad del viento excede un cierto umbral, el ángulo



de ataque de las palas aumenta, lo que provoca una turbulencia en la parte posterior de las palas y una disminución en la sustentación. Esto se logra mediante la torsión de las palas a lo largo de su eje longitudinal.

2. **Regulación por cambio del ángulo de paso (control de paso):** En este método, las palas del aerogenerador pueden rotar alrededor de su eje longitudinal. Cuando el viento alcanza velocidades altas, las palas se ajustan para reducir la energía cinética que reciben. En velocidades de viento superiores a la nominal, las palas se colocan en una posición casi paralela al viento para reducir las cargas aerodinámicas. Este control requiere una inversión económica mayor y un diseño más complejo, pero permite maximizar la producción de energía en condiciones de viento elevadas.

El aerogenerador del proyecto, al ser un aerogenerador offshore diseñado para producir grandes cantidades de energía, utiliza el control de paso para evitar pérdidas de potencia en condiciones de viento elevadas. Aunque este control requiere una inversión inicial y un diseño más avanzado, ofrece ventajas significativas en términos de maximización de la potencia generada.

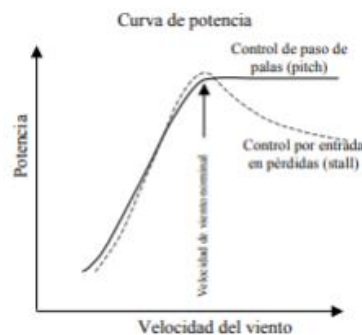


Figura 21: Curvas de potencia para el control de paso y control stall

### 5.1.2 CONTROL DE PASO

El aerogenerador del proyecto está equipado con un sistema de control de paso para regular su funcionamiento. Este sistema será activado por motores eléctricos asíncronos de jaula de ardilla y estará respaldado por un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI) para garantizar la energía en caso de interrupción.

El control de paso puede ser de tipo colectivo o independiente. En el enfoque colectivo, un solo mecanismo controla todas las palas, mientras que, en el enfoque independiente, cada pala tiene su propio mecanismo de control. Aunque la opción independiente puede ser más costosa, se ha elegido por razones de seguridad. Si uno de los mecanismos falla, las otras palas pueden posicionarse igualmente en una posición de bandera para detener el aerogenerador. Además, tiene una mayor flexibilidad en el mantenimiento, y una mejor capacidad de ajuste individual, aumentando la eficiencia final del aerogenerador.

Se ha seleccionado un motor de inducción trifásico totalmente cerrado de jaula de ardilla de 400 V y 50 HZ de la marca ABB, modelo M2BAX 200 MLB 2. La elección de un motor de inducción trifásico de jaula de ardilla se basa en su robustez, fiabilidad y amplia disponibilidad en el mercado.

Tabla 2: Motor M2BAX 200 MLB 2 ABB

Voltaje	400 V
Frecuencia	50 Hz
Potencia	37 kW
Factor de potencia	0,89
Velocidad nominal	2951 rpm
Intensidad nominal	64,2 A
Eficiencia	93,70%
Par nominal	119 Nm

El control de paso seguirá un esquema de control proporcional-integral (PI). Esta elección se debe a su capacidad para eliminar el error en estado estable. Aunque la versión educativa del software de simulación no permite la implementación de controles proporcional-integral-derivativo (PID), los valores específicos del control de paso se detallan en el apartado "Modelo de simulación".

## 5.2 SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN INTERRUPTIDA DEL SISTEMA DE PASO

El Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI) es una pieza crucial en la infraestructura de un aerogenerador, asegurando un suministro eléctrico constante y confiable incluso en condiciones adversas. Su principal función es mantener activos los sistemas críticos del aerogenerador, especialmente aquellos relacionados con el control de paso de las palas, ante posibles interrupciones en la red eléctrica principal.

Existen diferentes tipos de SAI, cada uno con sus propias características y aplicaciones:

- SAI Offline

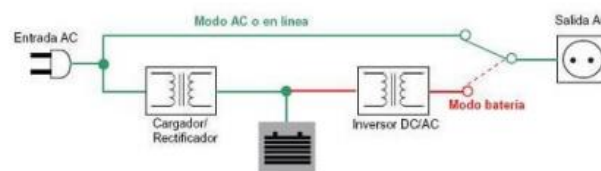


Figura 22: Funcionamiento SAI Offline

- SAI Interactivo Inline

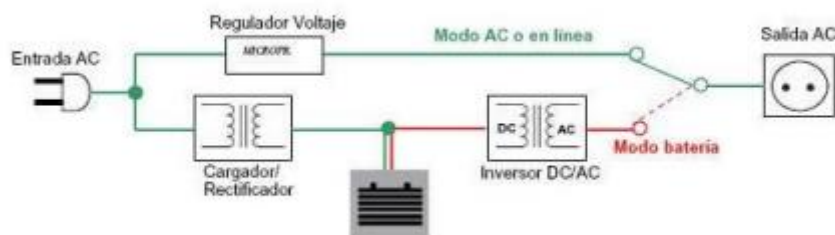


Figura 23: Funcionamiento SAI Interactivo Inline

- SAI Online

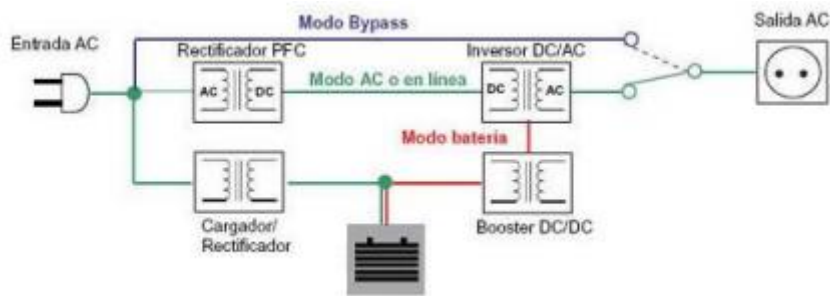


Figura 24: Funcionamiento SAI Online

Los Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (SAI) difieren en su respuesta ante cortes de energía. El SAI Offline se activa solo durante interrupciones, con una rápida conmutación. El SAI Interactivo Inline agrega un regulador de voltaje, mientras que el SAI Online siempre suministra energía, garantizando una corriente estable sin interrupciones. En este caso, se ha seleccionado el SAI Online debido a su capacidad para proporcionar energía de manera continua, independientemente de la presencia de fallos en la red eléctrica. Este tipo de SAI garantiza un suministro eléctrico estable y continuo, lo que es fundamental para mantener el funcionamiento óptimo del sistema de paso del aerogenerador y, por ende, maximizar su producción de energía.

Para poder determinar la potencia aparente que debe ser capaz de suministrar este dispositivo, es necesario tener en cuenta que la potencia nominal del motor de inducción del control de paso y su factor de potencia previamente descritos:

Siendo:

- S = Potencia Aparente
- P= Potencia Activa = 37 kW
- $\cos \phi$  = factor de potencia = 0,89

Además, se emplea un factor de seguridad del 20% para poder prevenir cualquier situación en la que se pueda superar la potencia nominal, siendo la potencia mínima resultante:

$$S = \frac{P}{\cos \phi} * f_{seguridad} = 49,89 \text{ kVA}$$

El modelo específico elegido para este proyecto es el SLC ADAPT de la marca Salicru, con una potencia de módulos de 50 kVA. Dado que se utiliza un sistema de control de paso independiente con un accionamiento por pala, se requieren 3 dispositivos SAI para cubrir todas las necesidades de energía del aerogenerador. Esta elección se basa en la fiabilidad, capacidad y rendimiento de este modelo en particular, así como en su compatibilidad con los requisitos específicos del proyecto.

### 5.3 GENERADOR

El generador es un componente esencial ya que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. Cuando el viento mueve las palas del aerogenerador, estas giran y transmiten ese movimiento a través de un eje al generador. A grandes rasgos, se distinguen 2 tipos de aerogeneradores en las turbinas eólicas, que a su vez se clasifican en subgrupos:

### 5.3.1 TIPOS DE GENERADORES ASÍNCRONOS (DE INDUCCIÓN)

- ✓ Jaula de Ardilla: Comunes en turbinas eólicas más pequeñas y algunas medianas. Son robustos y tienen un costo relativamente bajo. Operan a velocidad variable, lo que es ventajoso en aplicaciones eólicas donde la velocidad del viento varía constantemente.
- ✓ Doblemente Alimentados (DFIG): Utilizados en turbinas de mayor escala. Permiten el control de la velocidad y la potencia reactiva, proporcionando eficiencia y flexibilidad en la operación. Este tipo de generador puede operar a velocidades variables alrededor de la velocidad sincrónica, lo que mejora la captura de energía en condiciones de viento fluctuante.

### SÍNCRONOS

- ✓ Convencionales: Pueden ser de polos salientes o rotor cilíndrico. Son menos comunes en aplicaciones eólicas modernas debido a la necesidad de sistemas de control más complejos y mayores costos de mantenimiento.
- Imanes Permanentes (PMSG): Estos generadores usan imanes permanentes en lugar de bobinas electromagnéticas para crear el campo magnético necesario para la generación de electricidad. Son muy populares en turbinas eólicas modernas, especialmente en diseños de turbinas sin multiplicadora (direct drive). Ofrecen alta eficiencia y fiabilidad debido a la ausencia de escobillas y anillos rozantes, y pueden operar eficientemente a bajas velocidades.

De esta forma, el generador empleado en el proyecto es de imanes permanentes, debido a las condiciones a las que se somete la turbina eólica offshore y la necesidad de reducir el mantenimiento.

### 5.3.2 ESPECIFICACIONES GENERADOR DEL PROYECTO

Los datos iniciales del generador son:

Tabla 3: Especificaciones iniciales del generador

Tensión nominal	690 V
Potencia nominal	5,5 MW*
Factor de potencia	0,9
Revoluciones mínimas	6 rpm
Revoluciones nominales	12 rpm
Revoluciones máximas	20 rpm
Diámetro interior del rotor del generador	6800 mm
Diámetro del entrehierro	7000 mm
Entrehierro	6 mm
Número de polos	360
Longitud axial de los polos y yugos	1300 mm
Altura de los imanes	18 mm
Anchura de los imanes	42,5 mm
Clase de los imanes	N3616
Altura del yugo rotórico	15 mm
Altura del yugo estático	13 mm
Altura ranuras estáticas	83 mm
Anchura ranuras estáticas	9,26 mm
Número de ranuras por paso polar	3
Máxima corriente del convertidor	6000A
Máxima tensión del convertidor	800V

\*La potencia nominal del generador es de 5MW, pero debe ser capaz de aportar un 10% más de potencia eléctrica en régimen permanente.

A partir de los datos del generador, se obtienen parámetros importantes, detallados en el anexo de cálculos posteriormente.

- Diámetro exterior del rotor: 6994 mm
- Masa del rotor: 21784,8 kg
- Diámetro interior del estator: 7003 mm
- Diámetro exterior del estator: 7195 mm
- Masa del estator: 21848,99 kg
- Pérdidas mecánicas del tren de potencia: 175070 Nm
- Pérdidas eléctricas del tren de potencia: 275 kW

Además, se obtienen los valores de las frecuencias, valores nominales de par e intensidad, y el paso polar (distancia entre cada polo de los imanes):

$$f_{min} = \frac{rev_{min} * pares_{polos}}{60 \frac{s}{min}} = \frac{6 * 180}{60} = 18 Hz$$

$$f_{nominal} = \frac{rev_{nom} * pares_{polos}}{60 \frac{s}{min}} = \frac{12 * 180}{60} = 36 Hz$$

$$f_{max} = \frac{rev_{max} * pares_{polos}}{60 \frac{s}{min}} = \frac{20 * 180}{60} = 60 Hz$$

$$I_{nom} = \frac{P_{nom}}{\sqrt{3} * U_{nom} * \cos \varphi} = \frac{5,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 690 * 0,9} = 5113,41 A$$

$$M_{nom} = \frac{P_{nom}}{\omega_{mec}} = \frac{5,5 * 10^6}{\frac{2 * \pi}{60} * 12} = 4376760,94 Nm$$

$$\tau_p = \frac{\pi * D}{2 * pares_{polos}} = \frac{\pi * 6958}{2 * 180} = 60,72 mm$$

Siendo D:

$$D = D_{ext rotor} - 2 * Altura_{imanes} = 6994 - 2 * 18 = 6958 mm$$

### 5.3.3 CONTROL DE PAR DEL GENERADOR

El control de par (o torque) en un aerogenerador es una parte fundamental para optimizar la producción de energía y proteger el equipo y para ello se emplean los ejes dq, y su funcionamiento es el siguiente:

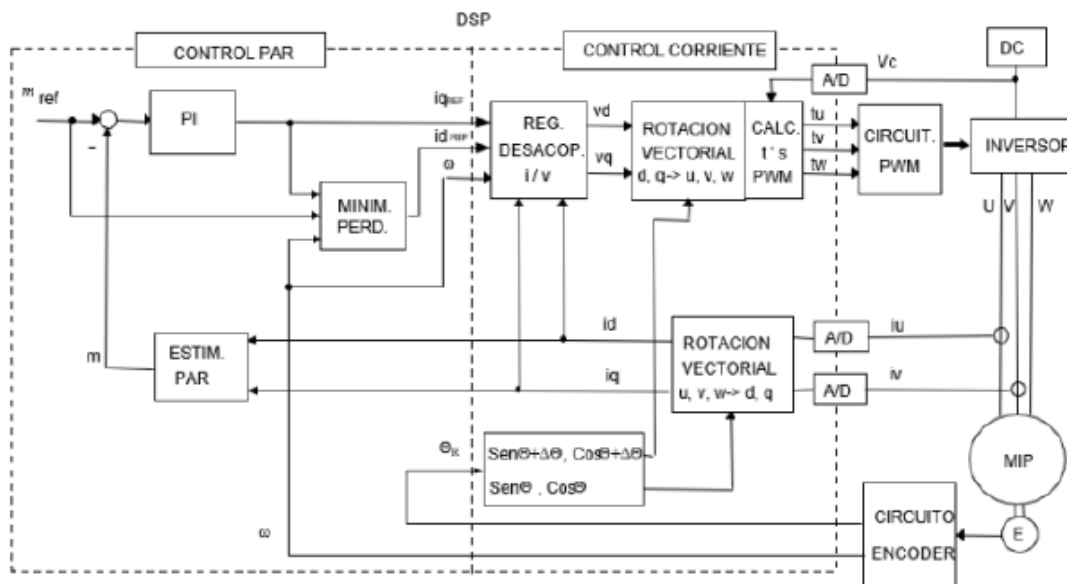


Figura 25: Control vectorial de máquina síncrona de imanes permanentes

El primer lazo en el sistema de control vectorial regula el par del generador, ajustando las corrientes en los ejes dq. El controlador ajusta las corrientes en los ejes d y q para controlar directamente el flujo magnético y el par del generador. Posteriormente, el siguiente paso es el cálculo de las tensiones en

los ejes dq correspondientes, para finalmente transformarlas a RST mediante una rotación vectorial inversa.

El funcionamiento y control de un aerogenerador se divide en dos zonas principales según la velocidad del viento. Cada zona utiliza diferentes métodos de control para optimizar la captura de energía y proteger el sistema:

- **Bajas Velocidades:** El control de par se encarga de maximizar la energía capturada al ajustar las corrientes en los ejes dq, transformándolas para obtener las tensiones adecuadas y alimentar el generador.
- **Altas Velocidades:** El control de paso toma el relevo, ajustando el ángulo de las palas para limitar la energía capturada y proteger el aerogenerador.

#### **5.4 CONVERTIDOR DE POTENCIA**

El convertidor de potencia de un aerogenerador gestiona y transforma la energía eléctrica generada antes de entregarla a la red eléctrica o sistemas de almacenamiento. Convierte la corriente alterna (AC) del generador a corriente continua (DC) y luego de nuevo a corriente alterna (AC) con las características adecuadas para la red eléctrica. Esto incluye ajustar la frecuencia y el voltaje de la electricidad para que coincidan con los estándares de la red eléctrica, gestionar la cantidad de energía entregada a la red para maximizar la eficiencia y la estabilidad del sistema, y proporcionar funciones de protección contra sobrecargas, cortocircuitos y otras condiciones anómalas.

El generador utilizado en el proyecto es un generador síncrono de imanes permanentes de velocidad variable, con revoluciones mínimas de 6 rpm y máximas de 20 rpm, siendo 12 rpm la velocidad nominal. Dado que la rotación es variable, también lo son la tensión producida y su frecuencia. Por lo tanto, se requiere un convertidor de potencia que transforme la corriente alterna producida por el generador en corriente continua mediante un rectificador, para finalmente transformar esa corriente continua en alterna a 690V y 50Hz mediante un inversor, permitiendo su conexión a la red de alterna para su posterior transporte y distribución. Según las especificaciones del proyecto, la tensión de salida a la red es de 690V, con una máxima intensidad del convertidor de 6000 A y 800V de máxima tensión. Por ello, el convertidor elegido es el ACS880-87LC-6604A/6144<sup>a</sup>-7, de la marca ABB.

## 6. MODELO DE SIMULACIÓN

Para poder llevar a cabo el análisis del aerogenerador, se utiliza una versión educacional de un programa denominado Bladed. De esta forma, se emplea la herramienta Bladed 4.6.0.73 Educational, destinada al uso académico con ciertas limitaciones con respecto a la completa, empleada en el sector industrial.

Bladed es un software de simulación y análisis desarrollado por DNV GL para el diseño y análisis de aerogeneradores, permitiendo modelar, simular y optimizar el rendimiento de las turbinas eólicas en diferentes condiciones ambientales y operativas. A continuación, se describirán las interfaces del programa mediante las cuales se podrán introducir todos los datos necesarios para poder realizar dicho análisis del aerogenerador:

En primer lugar, se encuentra el menú de modelado, a partir del cual se subdivide en los distintos componentes del aerogenerador y condiciones ambientales para proceder con el dimensionamiento.

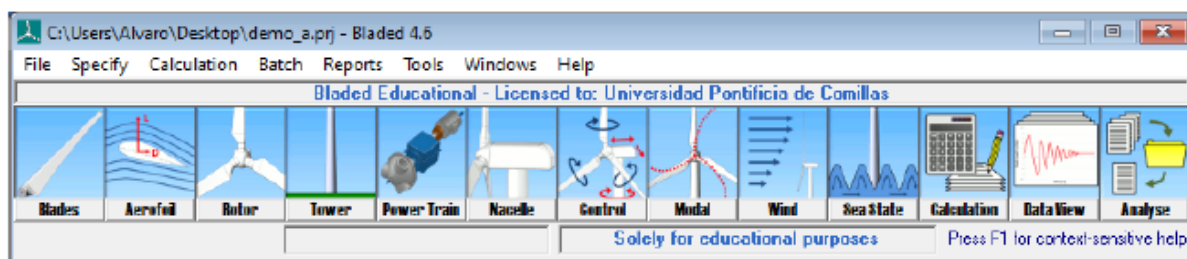


Figura 26: Menú principal Bladed

Aparte de tener en cuenta todas las pestañas disponibles para el propio aerogenerador como Blades, Aerofoil, Rotor, Tower, Power Train, Nacelle, Control y Modal, también se pueden introducir los datos de las condiciones de viento y mareas, en los submenús denominados Wind y Sea State. Además, otros apartados importantes a la hora de utilizar la herramienta correctamente, son la pestaña Analyse, que permite analizar resultados obtenidos, Data View que permite acceder a simulaciones anteriores y en la parte superior, la opción de Calculation, abre el menú de cálculos del siguiente apartado.

Este menú, el de Calculation, se muestra a continuación, ya que el resto serán explicados a medida que se avance en el dimensionamiento, y como se puede observar, se divide en dos partes.

Una primera parte denominada Main calculations, es donde se definen y se ejecutan las simulaciones principales. Aquí se configuran los parámetros y condiciones para los cálculos iniciales.



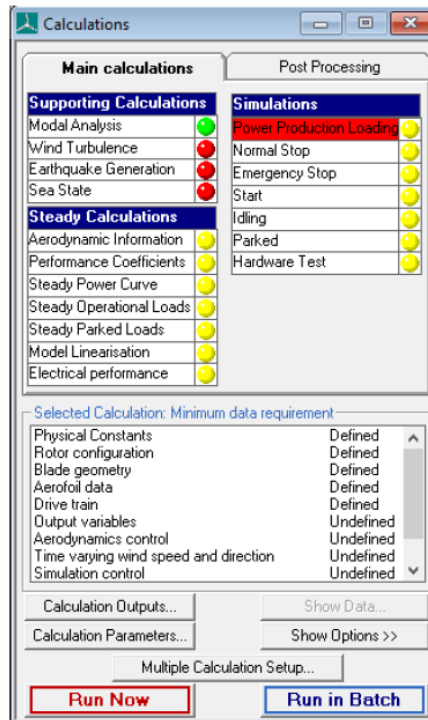


Figura 27: Pestaña para cálculos principales Bladed

Y una segunda, denominada Post Processing que se utiliza para el análisis y visualización de los resultados obtenidos de las simulaciones. Aquí se pueden realizar diversas operaciones para interpretar y presentar los datos de manera útil y comprensible.

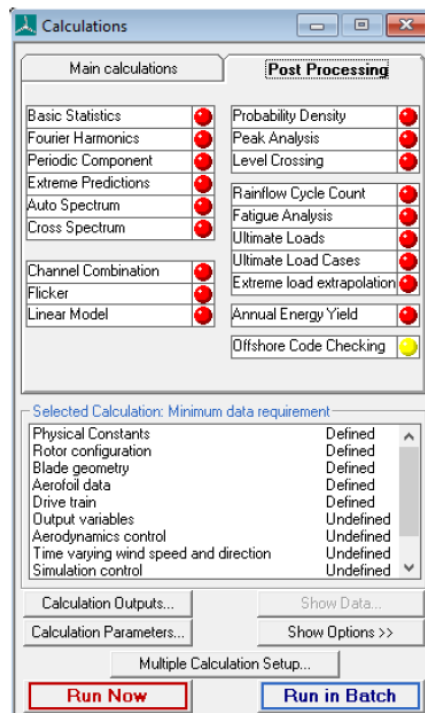


Figura 28: Pestaña Post Processing Bladed

## 6.1 SISTEMA DE COORDENADAS

A pesar de que, generalmente sea posible la libre elección del sistema de coordenadas, para poder definirlo correctamente se emplea el sistema de coordenadas de orientación (Yaw Bearing Coordinate System) según GL.

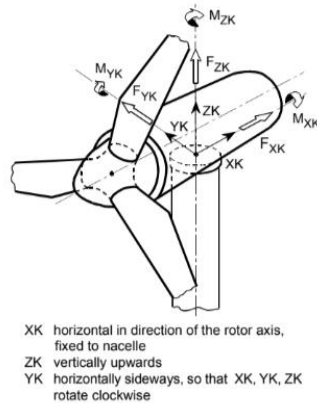


Figura 29: Sistema de coordenadas de orientación. Fuente: *Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines, GL 2012*

Se trata de la parte superior de la torre, en la intersección del eje de la torre con un plano horizontal localizado 200mm sobre la misma y gira con la góndola como se observa en la imagen superior. A partir del mismo, se define la localización de los diferentes componentes del aerogenerador en el anexo de especificaciones previas.

## 6.2 MODELADO DEL AEROGENERADOR

Una vez definido el sistema de coordenadas, se procede a modelar el aerogenerador. En este apartado se expone la manera de introducir los datos de los elementos que conforman en su conjunto el aerogenerador, partiendo de las especificaciones previas proporcionadas en el Anexo I.

### 6.2.1 PALAS

Una parte crucial en el modelo inicial del aerogenerador marino es el diseño de las palas. Las palas empleadas en el diseño se determinan a partir de datos de un modelo real preexistente, denominado LZ62-5.0 desarrollado por WINDnovation Engineering Solutions GmbH.

Para proceder con el diseño de la pala, se entra en la ventana de Blades y posteriormente, en la primera pestaña, denominada Blade information, para introducir los datos proporcionados por el fabricante.

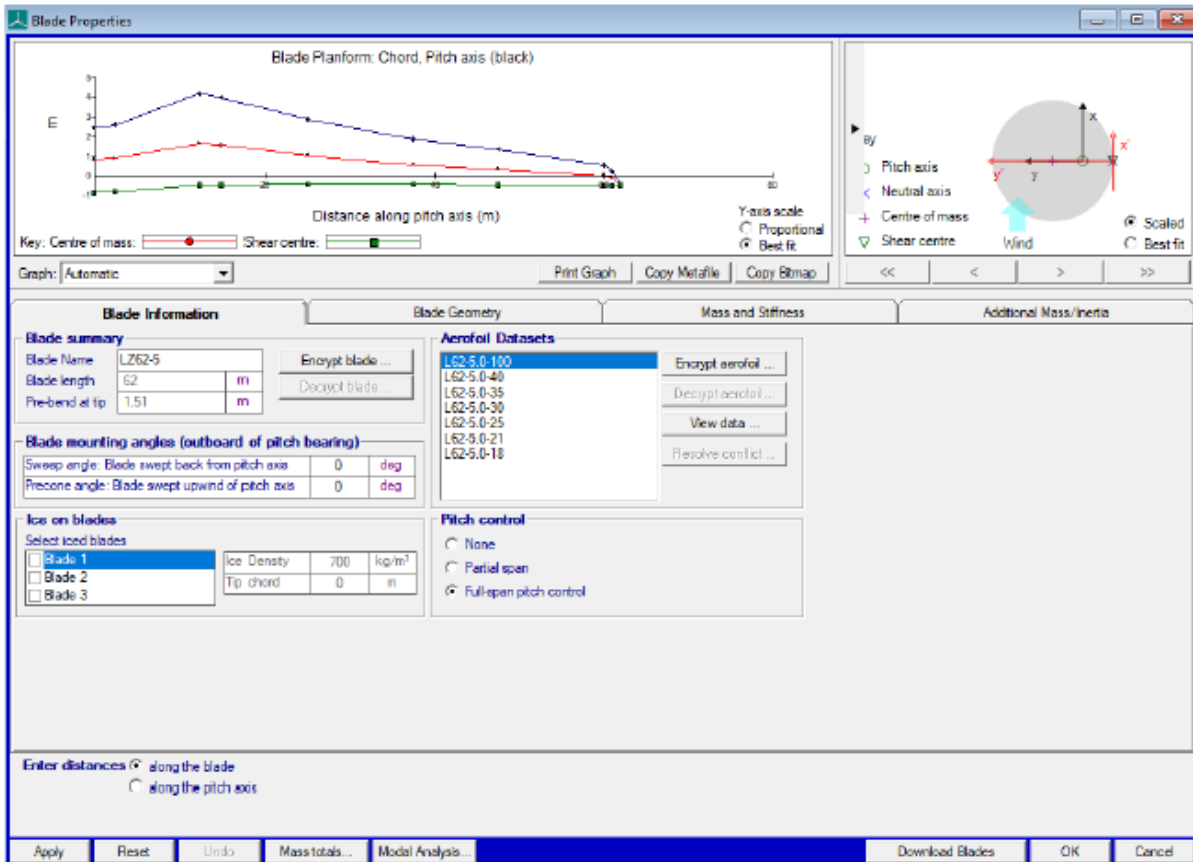


Figura 30: Propiedades de la pala en Bladed

El aerogenerador marino tiene 3 palas, todas con un diseño idéntico. Es necesario dividir la pala en tantos puntos como se requiera para obtener la precisión deseada (la precisión aumenta con el número de puntos). Estos puntos representan secciones, y el conjunto de todas las secciones define la pala completa. En este proyecto, la pala se define en diez puntos a lo largo de su eje longitudinal debido a limitaciones del software. A continuación, se muestran ejemplos de secciones de la pala del modelo inicial, siguiendo un orden desde la raíz hasta el extremo de la pala.

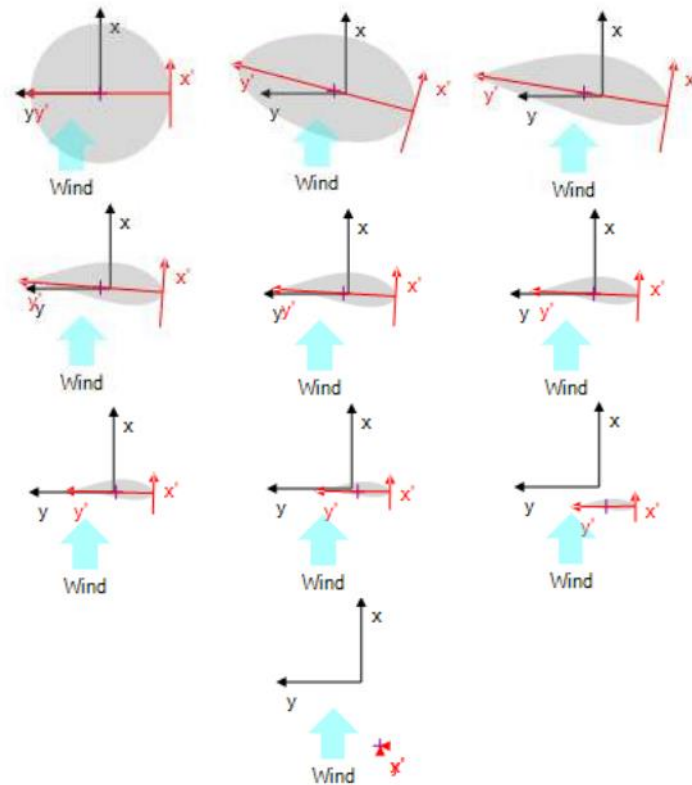


Figura 31: Secciones de la pala en el modelo inicial

Como se puede observar, es considerablemente distinta la sección de la raíz y el extremo de la pala. A continuación, se muestra una imagen sobre la sección de la pala.

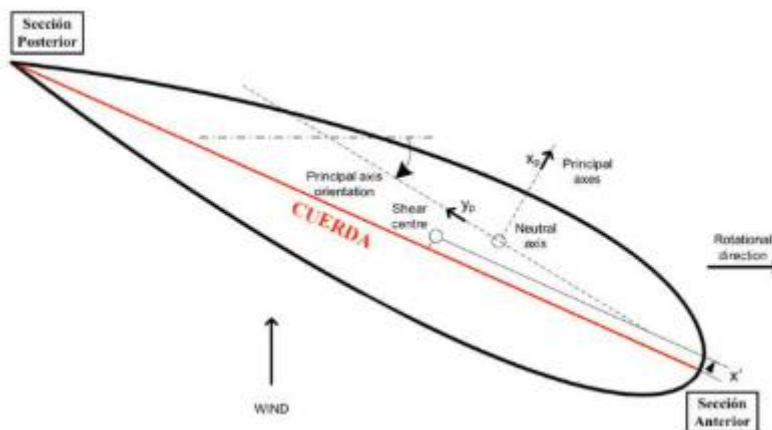


Figura 32: Sección de la pala

La siguiente pestaña, Blade Geometry, muestra el diseño de la pala, su geometría y el centro de masas de cada uno de los puntos.

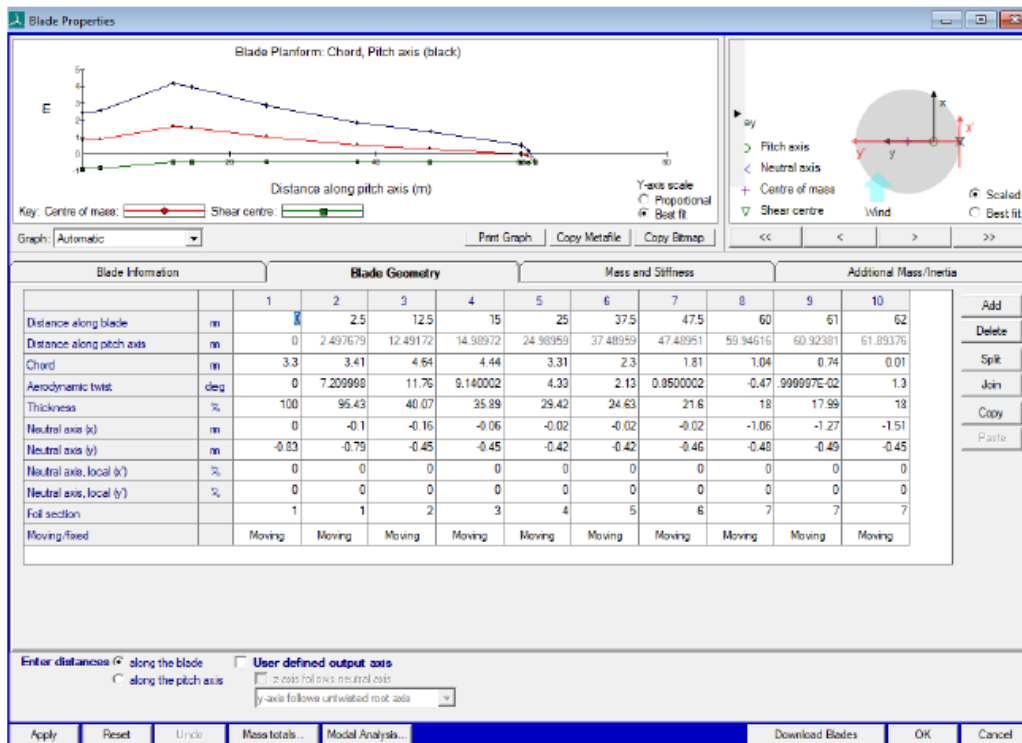


Figura 33: Geometría de la pala en Bladed

En la anterior imagen se muestran los siguientes aspectos a cumplimentar:

- **Distance along blade:** Distancia medida a lo largo de la longitud de la pala desde la raíz hasta la punta.
- **Distance along pitch axis:** Distancia medida a lo largo del eje de paso, que es el eje alrededor del cual la pala puede rotar para ajustar su ángulo de ataque.
- **Chord:** Longitud de la cuerda de la pala, que es la distancia recta entre el borde de ataque y el borde de salida de la sección de la pala.
- **Aerodynamic twist:** Variación del ángulo de ataque a lo largo de la pala para optimizar la eficiencia aerodinámica.
- **Thickness:** Espesor de la sección de la pala, generalmente medido en porcentaje de la longitud de la cuerda.
- **Neutral axis (x):** Posición del eje neutro en la dirección x en el plano de la sección de la pala, donde no hay tensión ni compresión.
- **Neutral axis (y):** Posición del eje neutro en la dirección y en el plano de la sección de la pala.
- **Neutral axis, local (x'):** Posición del eje neutro en la dirección x' en un sistema de coordenadas local de la sección de la pala.
- **Neutral axis, local (y'):** Posición del eje neutro en la dirección y' en un sistema de coordenadas local de la sección de la pala.
- **Foil section:** Perfil aerodinámico de la sección transversal de la pala.
- **Moving/fixe:** Indica si la pala está en movimiento (ajustando su ángulo de ataque) o fija en una posición. Al utilizarse un control de paso, todas las secciones tienen el valor Moving.

Posteriormente, se pasa a la tercera ventana que es Mass and Stiffness, que permite introducir las distintas masas y rigidez de las distintas secciones de la pala. Los valores introducidos, descritos a continuación, se encuentran en la hoja de características.

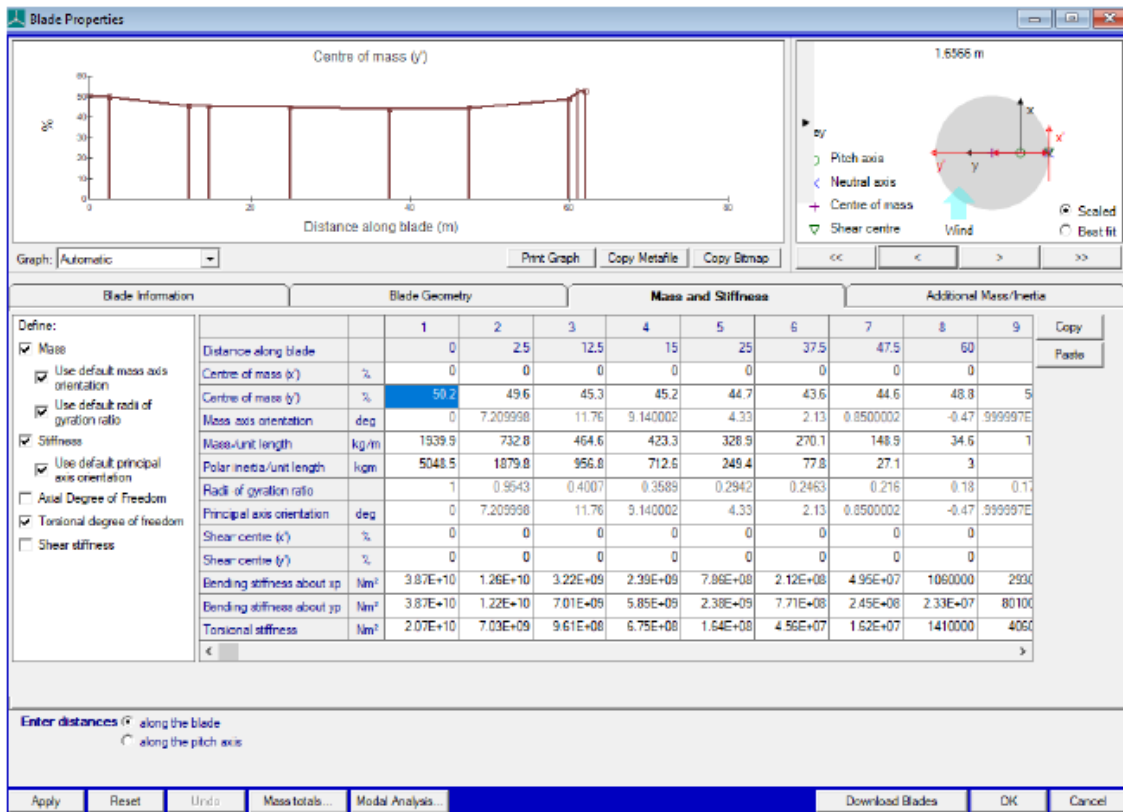


Figura 34: Masa y rigidez de la pala en Bladed

- **Distance along blade:** Distancia medida a lo largo de la longitud de la pala, desde la raíz hasta la punta.
- **Centre of mass (x')**: Posición del centro de masa en la dirección  $x'$  en un sistema de coordenadas local de la sección de la pala.
- **Centre of mass (y')**: Posición del centro de masa en la dirección  $y'$  en un sistema de coordenadas local de la sección de la pala.
- **Mass axis orientation:** Orientación del eje de masa de la pala.
- **Mass/unit length:** Masa de la pala por unidad de longitud.
- **Polar inertia/unit length:** Inercia polar de la pala por unidad de longitud, medida alrededor del eje de rotación.
- **Radius of gyration ratio:** Relación del radio de giro, que es una medida de cómo la masa está distribuida en relación al eje de rotación.
- **Principal axis orientation:** Orientación de los ejes principales de inercia de la pala.
- **Shear centre (x')**: Posición del centro de cortante en la dirección  $x'$  en un sistema de coordenadas local de la sección de la pala.
- **Shear centre (y')**: Posición del centro de cortante en la dirección  $y'$  en un sistema de coordenadas local de la sección de la pala.

- **Bending stiffness about xp:** Rigidez a la flexión de la pala en torno al eje x' local.
- **Bending stiffness about yp:** Rigidez a la flexión de la pala en torno al eje y' local.
- **Torsional stiffness:** Rigidez torsional de la pala, que indica la resistencia a la torsión.

Por último, el programa ofrece una pestaña que no será utilizada a lo largo del proyecto.

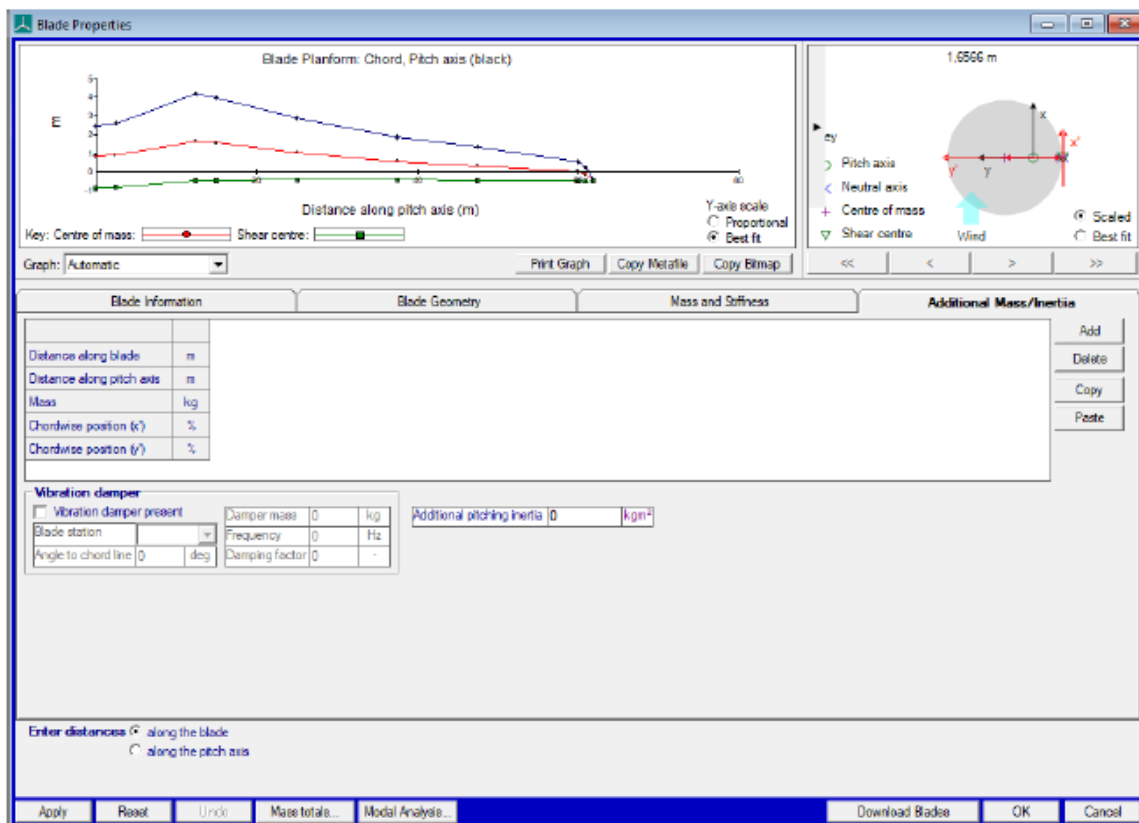
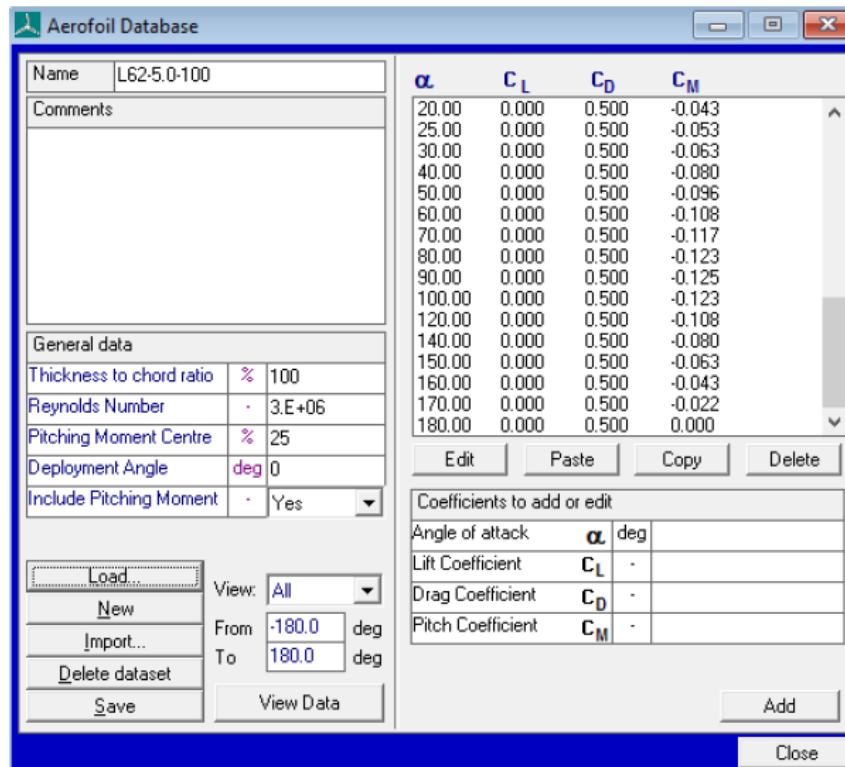


Figura 35: Información adicional de masa e inercia en Bladed

## 6.2.2 AEROFOIL

Tras dimensionar la sección correspondiente a las palas del aerogenerador, se define el perfil aerodinámico en el siguiente cuadro de la página principal del software denominado Aerofoil. En este caso se introducen los datos proporcionados por el fabricante para un determinado espesor respecto de la cuerda, para que el resultado final en uno de los casos sea el siguiente, teniendo que incluir los datos correspondientes de los mismos parámetros en los otros casos.



The screenshot shows the 'Aerofoil Database' window. On the left, there is a form for 'Name' (LG2-5.0-100) and 'Comments'. Below that is a 'General data' section with fields for Thickness to chord ratio (100%), Reynolds Number (3.E+06), Pitching Moment Centre (25%), Deployment Angle (0 deg), and Include Pitching Moment (Yes). At the bottom left are buttons for 'Load...', 'New', 'Import...', 'Delete dataset', and 'Save'. In the center, there are 'View' options: 'View: All', 'From: -180.0 deg', and 'To: 180.0 deg', along with a 'View Data' button. On the right, a table displays aerodynamic coefficients for various angles of attack (α) from 20.00 to 180.00 degrees. Below the table are buttons for 'Edit', 'Paste', 'Copy', and 'Delete'. At the bottom right, there is a section for 'Coefficients to add or edit' with fields for Angle of attack (α), Lift Coefficient (C<sub>L</sub>), Drag Coefficient (C<sub>D</sub>), and Pitch Coefficient (C<sub>M</sub>), and an 'Add' button. A 'Close' button is at the very bottom right.

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

Figura 36: Base de datos de la aerodinámica en Bladed

Para este apartado hay que tener en cuenta los siguientes conceptos:

- **Número de Reynolds:** Un valor adimensional que caracteriza el movimiento del aire alrededor de las palas. El flujo es turbulento cuando  $Re \geq 4000$ .
- **Centro del momento de paso aerodinámico:** Punto donde se mide el momento de paso en un perfil aerodinámico, como porcentaje de la cuerda. Es el punto donde el coeficiente del momento de cabeceo es constante.
- **Espesor relativo:** Espesor de la pala en relación a su cuerda, expresado en porcentaje.
- **Ángulo de ataque ( $\alpha$ ):** Ángulo entre la línea de referencia de un cuerpo (como la cuerda de un perfil aerodinámico) y el flujo de aire relativo. Es crucial en el diseño de palas.
- **Coefficiente de sustentación ( $C_L$ ):** Número adimensional que relaciona la sustentación con la densidad del fluido, la velocidad del fluido y un área de referencia.
- **Coefficiente de arrastre ( $C_D$ ):** Parámetro adimensional que mide el arrastre de un objeto en un fluido en movimiento.
- **Coefficiente de paso ( $C_M$ ):** Número adimensional que indica la magnitud del momento de paso aerodinámico en relación con la presión dinámica, el área de la pala y la longitud de la cuerda.

### 6.2.3 ROTOR

Se continúa con el dimensionamiento del rotor, turbina y buje en la ventana denominada Rotor. En este caso hay dos secciones, una para introducir los datos de la turbina y el rotor, y otra para el buje.

1. Dimensionamiento del rotor y la turbina:



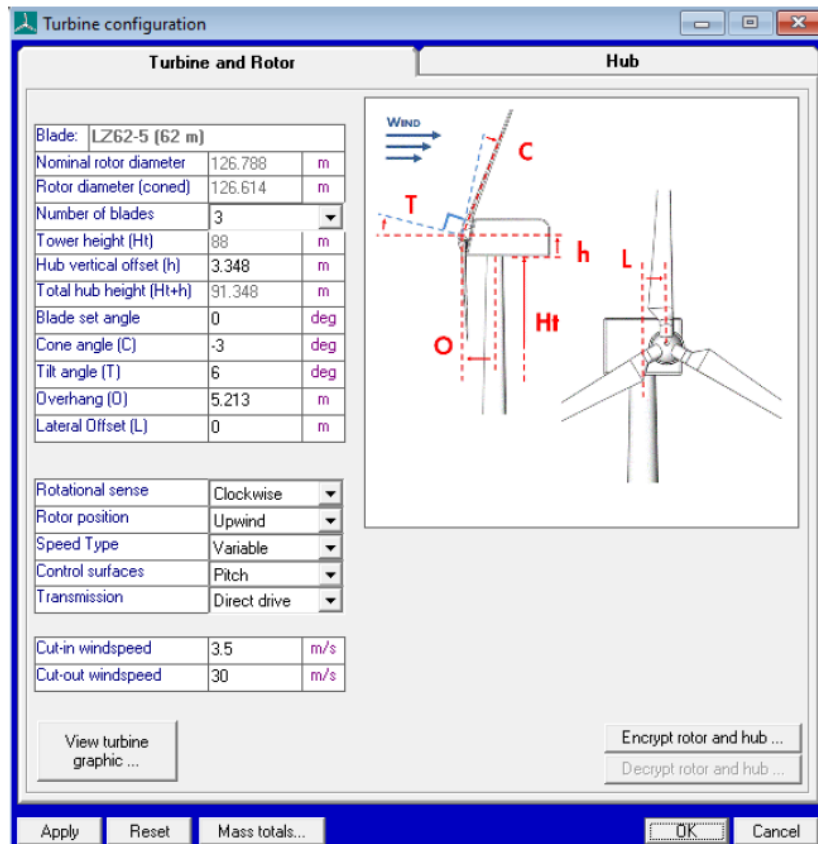


Figura 37: Dimensionamiento del rotor y la turbina en Bladed

Para este apartado hay que tener en cuenta los siguientes conceptos:

- **Blade:** Longitud de las palas.
- **Nominal rotor diameter:** Diámetro del área cubierta por las palas en su giro, calculado automáticamente.
- **Rotor diameter (coned):** Diámetro del área cubierta por las palas considerando el ángulo de conicidad.
- **Number of blades:** Número de palas.
- **Tower height:** Altura de la torre, definida en el menú de parámetros.
- **Hub vertical offset:** Distancia vertical entre el cojinete del sistema de guiñada y el buje.
- **Total hub height:** Altura del buje respecto al nivel del mar, calculada automáticamente.
- **Blade set angle:** Ángulo de montaje de las palas sobre el buje.
- **Cone angle:** Ángulo entre el eje de la pala y el plano del rotor.
- **Tilt angle:** Ángulo entre el eje del buje y la horizontal.
- **Overhang:** Distancia horizontal entre el centro del rotor y el eje central de la torre.
- **Lateral offset:** Distancia horizontal entre el eje del rotor y los ejes de la torre.
- **Rotational sense:** Sentido de giro de las palas, horario en este caso.
- **Rotor position:** Orientación de la turbina hacia el viento, a barlovento.
- **Speed type:** Tipo de velocidad del aerogenerador, fija o variable; en este modelo, variable.
- **Control surfaces:** Tipo de control de potencia, en este caso control de paso (pitch control).

- **Transmission:** Transmisión directa del generador ya que no se dispone de multiplicadora.
- **Cut-in windspeed:** Velocidad del viento a la que arranca el aerogenerador.
- **Cut-out windspeed:** Velocidad del viento a la que se detiene el aerogenerador.

Además, en este apartado se puede seleccionar el botón de View turbine graphic, para poder visualizar en 3D un ejemplo del aerogenerador.

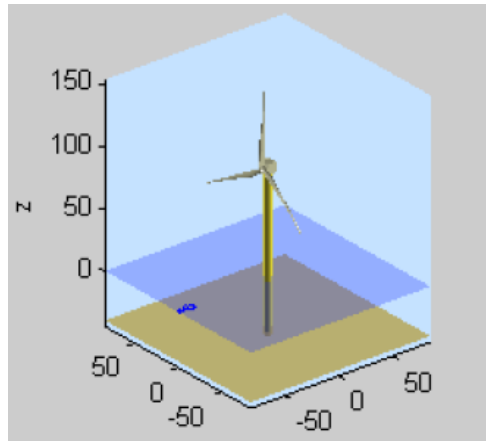
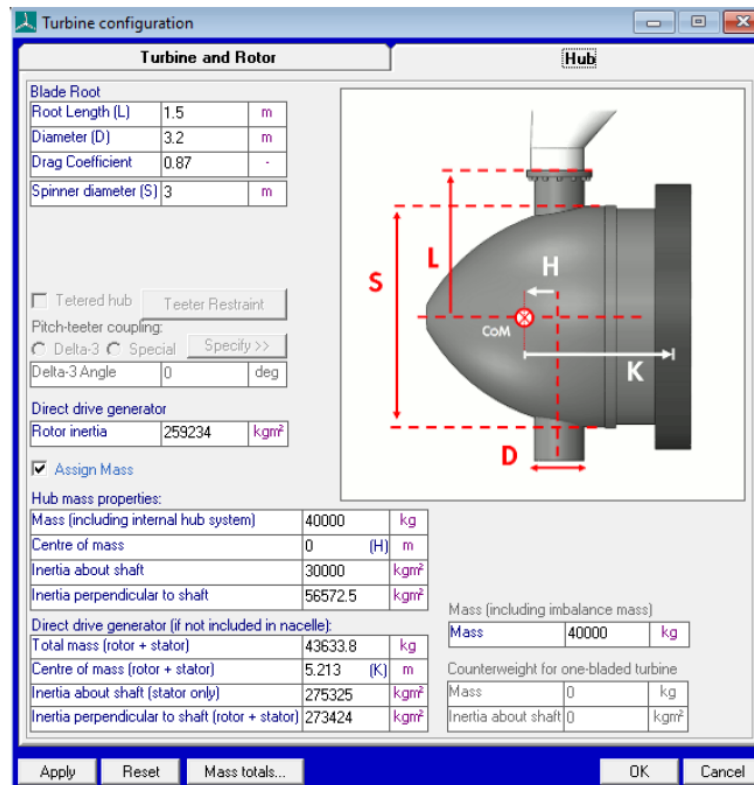


Figura 38: Imagen 3D del aerogenerador diseñado en Bladed

## 2. Dimensionamiento del buje:



**Turbine configuration**

**Turbine and Rotor**

**Blade Root**

Root Length (L)	1.5	m
Diameter (D)	3.2	m
Drag Coefficient	0.87	-
Spinner diameter (S)	3	m

Tetered hub Teeter Restraint

Pitch-teeter coupling:  
 Delta-3  Special Specify >>

Delta-3 Angle: 0 deg

**Direct drive generator**

Rotor inertia: 259234 kgm<sup>2</sup>

Assign Mass

**Hub mass properties:**

Mass (including internal hub system)	40000	kg
Centre of mass	0 (H)	m
Inertia about shaft	30000	kgm <sup>2</sup>
Inertia perpendicular to shaft	56572.5	kgm <sup>2</sup>

**Direct drive generator (if not included in nacelle):**

Total mass (rotor + stator)	43633.8	kg
Centre of mass (rotor + stator)	5.213 (K)	m
Inertia about shaft (stator only)	275325	kgm <sup>2</sup>
Inertia perpendicular to shaft (rotor + stator)	273424	kgm <sup>2</sup>

**Mass (including imbalance mass)**

Mass	40000	kg
------	-------	----

**Counterweight for one-bladed turbine**

Mass	0	kg
Inertia about shaft	0	kgm <sup>2</sup>

Buttons: Apply, Reset, Mass totals..., OK, Cancel

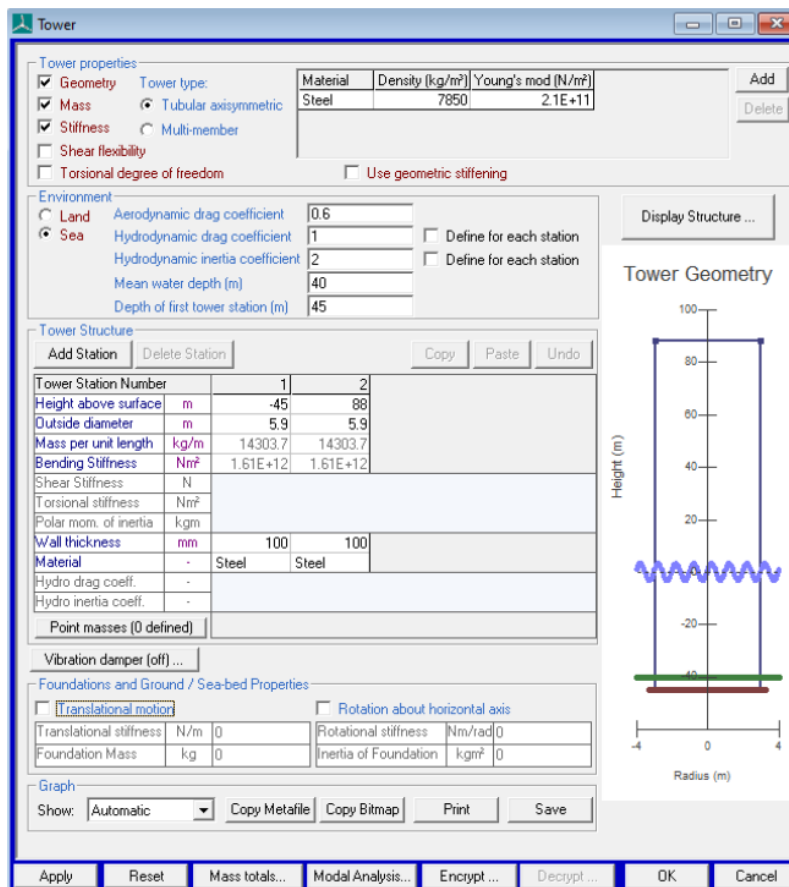
Figura 39: Dimensionamiento del buje en Bladed

En este caso, los datos introducidos son los siguientes:

- **Root Length:** Longitud de la raíz, igual a la mitad del diámetro del buje.
- **Diameter:** Diámetro del tubo cilíndrico que forma la sección de la raíz de la pala.
- **Drag coefficient:** Coeficiente de arrastre.
- **Spinner diameter:** Diámetro del buje.
- **Rotor inertia:** Inercia del rotor.
- **Mass (including internal hub system):** Masa del buje según especificaciones previas.
- **Centre of mass:** Distancia horizontal entre el eje de la pala y el centro de masas del buje.
- **Inertia about shaft:** Inercia del buje alrededor de su eje de rotación.
- **Inertia perpendicular to shaft:** Inercia del buje sobre su eje transversal.
- **Total mass (rotor + stator):** Suma de las masas del rotor y el estátor.
- **Centre of mass (rotor + stator):** Distancia entre el centro de masas del buje y el del rotor y estátor.
- **Inertia about shaft (stator only):** Inercia del estátor alrededor de su eje de rotación.
- **Inertia perpendicular to shaft (rotor + stator):** Inercia del rotor y estátor perpendicular a su eje de rotación.

#### 6.2.4 TORRE

Para continuar, se introducen los datos de la torre. En este caso, el menú sería el siguiente:



The screenshot shows the 'Tower' software interface with the following sections:

- Tower properties:**
  - Geometry Tower type:  Tubular axisymmetric  Multi-member
  - Mass
  - Stiffness
  - Shear flexibility
  - Torsional degree of freedom
  - Use geometric stiffening
- Environment:**
  - Land
  - Sea
  - Aerodynamic drag coefficient: 0.6
  - Hydrodynamic drag coefficient: 1
  - Hydrodynamic inertia coefficient: 2
  - Mean water depth (m): 40
  - Depth of first tower station (m): 45
- Tower Structure:**

Tower Station Number	1	2
Height above surface (m)	-45	88
Outside diameter (m)	5.9	5.9
Mass per unit length (kg/m)	14303.7	14303.7
Bending Stiffness (Nm <sup>2</sup> )	1.61E+12	1.61E+12
Shear Stiffness (N)		
Torsional stiffness (Nm <sup>2</sup> )		
Polar mom. of inertia (kgm)		
Wall thickness (mm)	100	100
Material	Steel	Steel
Hydro drag coeff.	-	-
Hydro inertia coeff.	-	-
- Foundations and Ground / Sea-bed Properties:**
  - Translational motion
  - Rotation about horizontal axis
  - Translational stiffness (N/m): 0
  - Rotational stiffness (Nm/rad): 0
  - Foundation Mass (kg): 0
  - Inertia of Foundation (kgm<sup>2</sup>): 0
- Graph:**
  - Show: Automatic
  - Buttons: Copy Metafile, Copy Bitmap, Print, Save

The 'Tower Geometry' graph shows a vertical tower with a diameter of 5.9m, extending from a height of -45m to 88m above the surface. The radius is 2.95m.

Figura 40: Dimensionamiento de la torre en Bladed

Se elige Acero S-275 con recubrimiento catódico para evitar la posible oxidación, con diseño tubular y sección circular hueca.

En cuanto a las propiedades:

1. Environment: Aerogenerador en entorno marino.
  - **Aerodynamic drag coefficient**: Coeficiente aerodinámico de arrastre.
  - **Hydrodynamic drag coefficient**: Coeficiente hidrodinámico de arrastre.
  - **Hydrodynamic inertia coefficient**: Coeficiente hidrodinámico de inercia.
  - **Mean water depth**: Profundidad media del agua.
2. Tower Structure:
  - **Height above surface**: Altura sobre la superficie del mar.
  - **Outside diameter**: Diámetro exterior de la torre.
  - **Mass per unit length**: Masa por unidad de longitud.
  - **Bending stiffness**: Rigidez a la flexión.
  - **Wall thickness**: Espesor del muro.

### 6.2.5 TREN DE POTENCIA

En este apartado también se encuentran diferentes pestañas destinadas al dimensionamiento de la transmisión, pérdidas y generador.

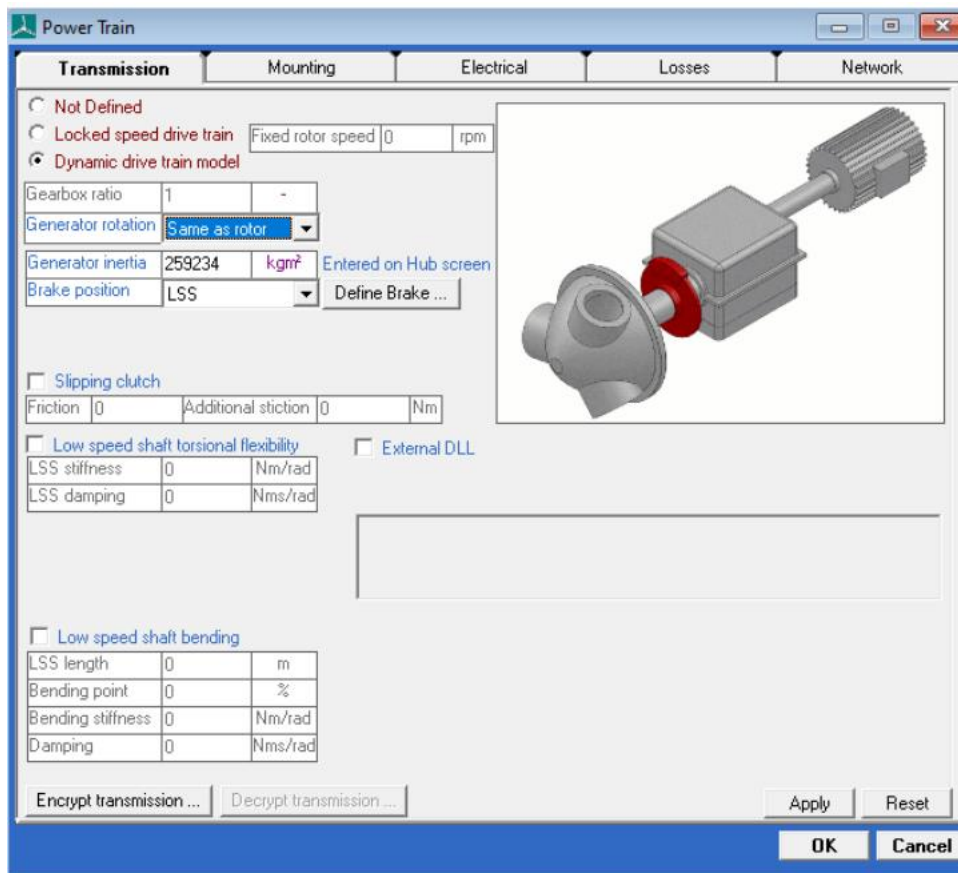


Figura 41: Dimensionamiento del tren de potencia en Bladed

En este caso, se observa el dimensionamiento de la transmisión, que como ya se ha comentado anteriormente, no dispone de multiplicadora, por lo que la relación de transmisión es 1 (por defecto aparece de esta manera). Además, se introducen los siguientes parámetros:

- **Generator rotation:** En este caso se indica el sentido de giro, mismo que el del rotor.
- **Generator inertia:** La inercia del generador es la misma que la introducida en el menú del buje.
- **Brake position:** En este caso, la posición de los frenos no es relevante, ya que no hay multiplicadora por lo que el lado de alta y el de baja no varía, sin embargo en Bladed se indica que es el lado de baja ya que el programa lo requiere.

En la siguiente pestaña, la de Mounting, no se introduce ningún valor, pero se muestra cómo sería el panel en caso de requerir su introducción.

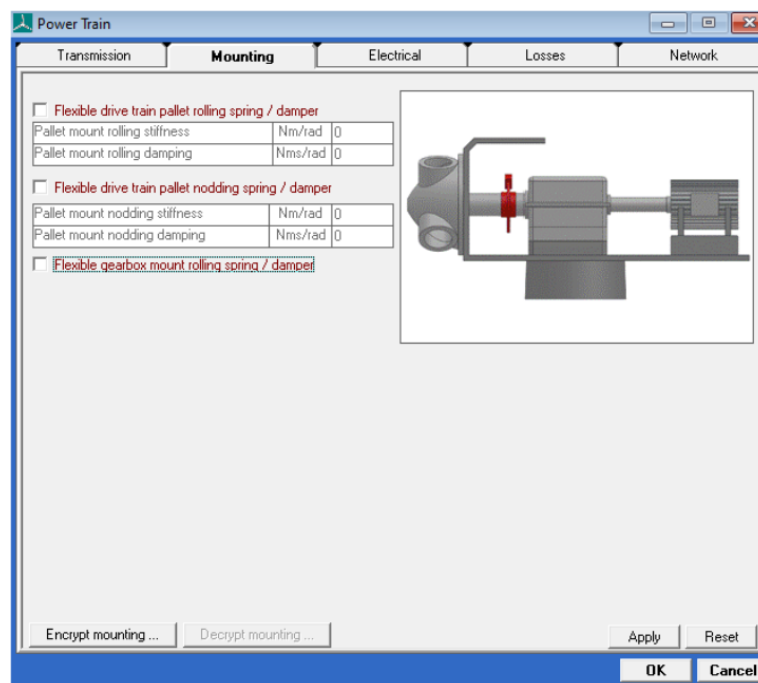


Figura 42: Pestaña de montaje del tren de potencia en Bladed

Tras la pestaña de Mounting, se encuentra la pestaña Electrical, destinada a cumplimentar los parámetros eléctricos referentes al generador.

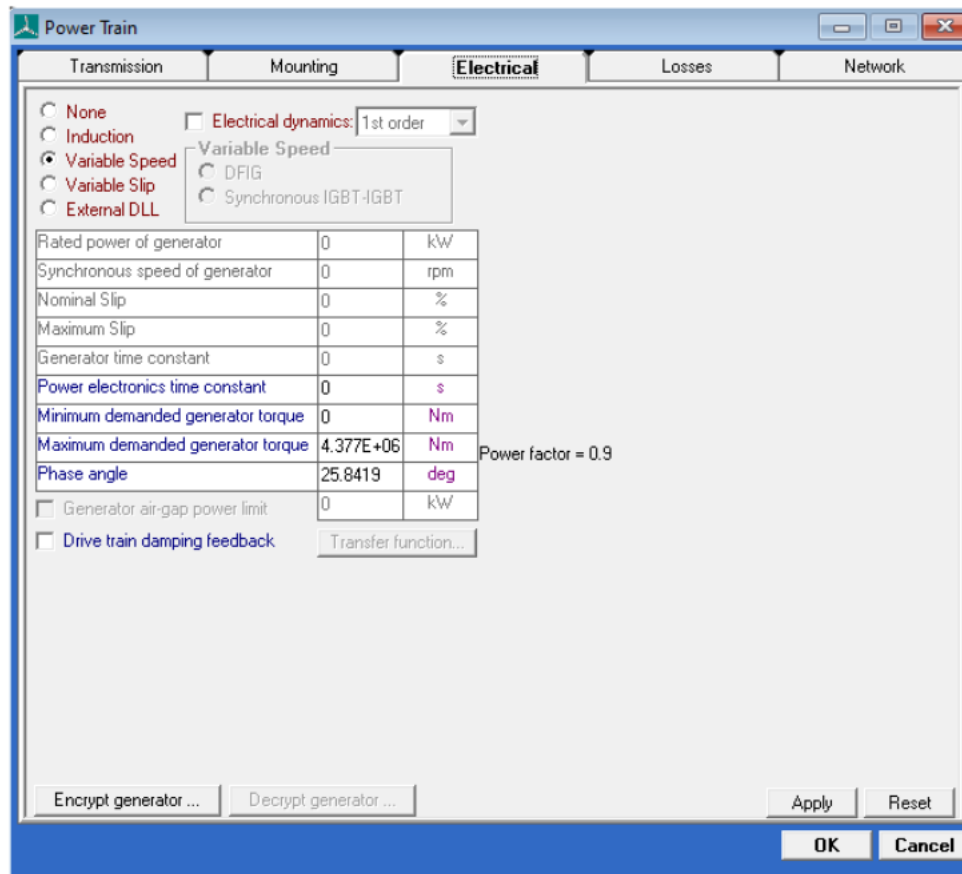


Figura 43: Parámetros eléctricos del generador en Bladed

Para este apartado se ha tenido en cuenta que es un generador de velocidad variable y se han introducido los siguientes aspectos:

- **Power electronics time constant:** Define la rapidez con la que la electrónica de potencia del generador responde a los cambios en el sistema, y al ser modelado como un sistema de primer orden, se fija esta constante a 0 para que responda instantáneamente.
- **Minimum demanded generator torque:** Establece el par mínimo requerido para que no se produzcan operativas ineficientes o daños potenciales al equipo.
- **Maximum demanded generator torque:** Limita el par máximo requerido por unas razones similares al anterior, pero además para optimizar su rendimiento.
- **Phase angle:** La diferencia de fase entre la tensión y la corriente se define tras el factor de potencia del generador, que en este caso es 0.9, por lo que su ángulo de fase es 25,84°. Afecta directamente a la eficiencia y estabilidad del sistema eléctrico.

En la siguiente pestaña denominada Losses, se determinan tanto las pérdidas mecánicas como las eléctricas como se puede observar a continuación. Además, hay una pestaña extra, Network, que no se muestra debido a que se considera la red eléctrica predeterminada por Bladed.

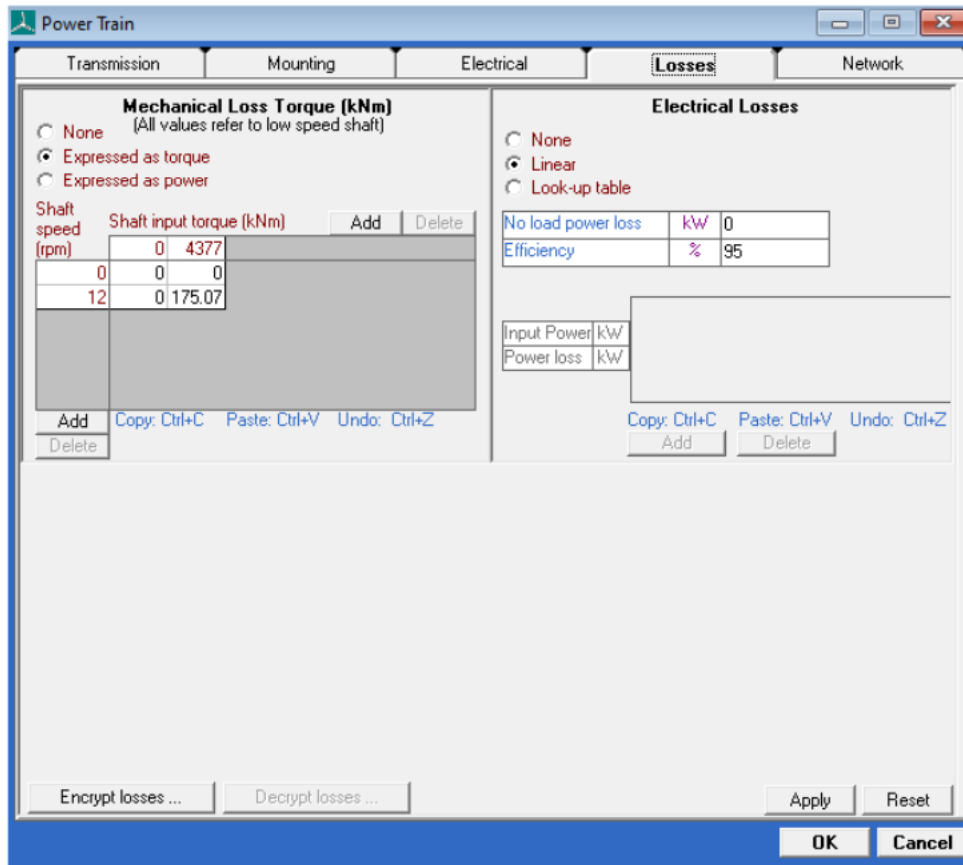


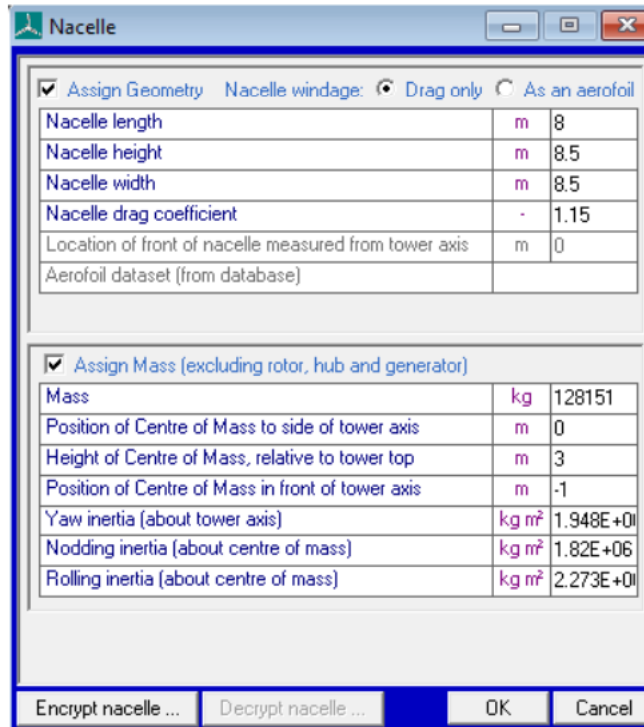
Figura 44: Pérdidas eléctricas y mecánicas en Bladed

Para este caso se define lo siguiente:

- **Mechanical Loss Torque (Par de pérdidas mecánicas):** Representa las pérdidas de torque debido a fricción y resistencias mecánicas. Es importante para mejorar la precisión de las simulaciones y la eficiencia del sistema.
- **Electrical Losses (Pérdidas eléctricas):** Representa las pérdidas de energía en forma de calor debido a la resistencia eléctrica y otros factores en los componentes eléctricos. Afecta la eficiencia y el rendimiento del generador, siendo crucial para el diseño y la optimización del sistema. En este caso, el rendimiento del generador es del 95%.

### 6.2.6 GÓNDOLA

EL siguiente elemento del aerogenerador a dimensionar es la góndola. Es un elemento que se aproxima a un cilindro de altura 8m y diámetro 8,5m. El resultado de los parámetros a introducir es el siguiente:



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	-	1.15	
Location of front of nacelle measured from tower axis	m	0	
Aerofoil dataset (from database)			

Assign Mass (excluding rotor, hub and generator)			
Mass	kg	128151	
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>	1.948E+01	
Nodding inertia (about centre of mass)	kg m <sup>2</sup>	1.82E+06	
Rolling inertia (about centre of mass)	kg m <sup>2</sup>	2.273E+01	

Figura 45: Dimensionamiento de la góndola en Bladed

De esta forma, los parámetros que se tienen en cuenta para dimensionar la góndola son:

- **Nacelle length:** Longitud de la góndola.
- **Nacelle height:** Altura de la góndola.
- **Nacelle width:** Ancho de la góndola.
- **Nacelle drag coefficient:** Coeficiente de arrastre de la góndola.
- **Position of Centre of Mass to side of tower axis:** Posición del centro de masa lateralmente respecto al eje de la torre.
- **Height of Centre of Mass, relative to tower top:** Altura del centro de masa en relación con la parte superior de la torre.
- **Position of Centre of Mass in front of tower axis:** Posición del centro de masa delante del eje de la torre.
- **Yaw inertia (about tower axis):** Inercia de guiñada respecto al eje de la torre.
- **Nodding inertia (about centre of mass):** Inercia de cabeceo respecto al centro de masa.
- **Rolling inertia (about centre of mass):** Inercia de la góndola respecto al eje x según el sistema de coordenadas de orientación.

## 6.2.7 CONTROL

La siguiente ventana es la que se encarga de configurar y gestionar los parámetros y estrategias de control del aerogenerador para que opere a máxima eficiencia.



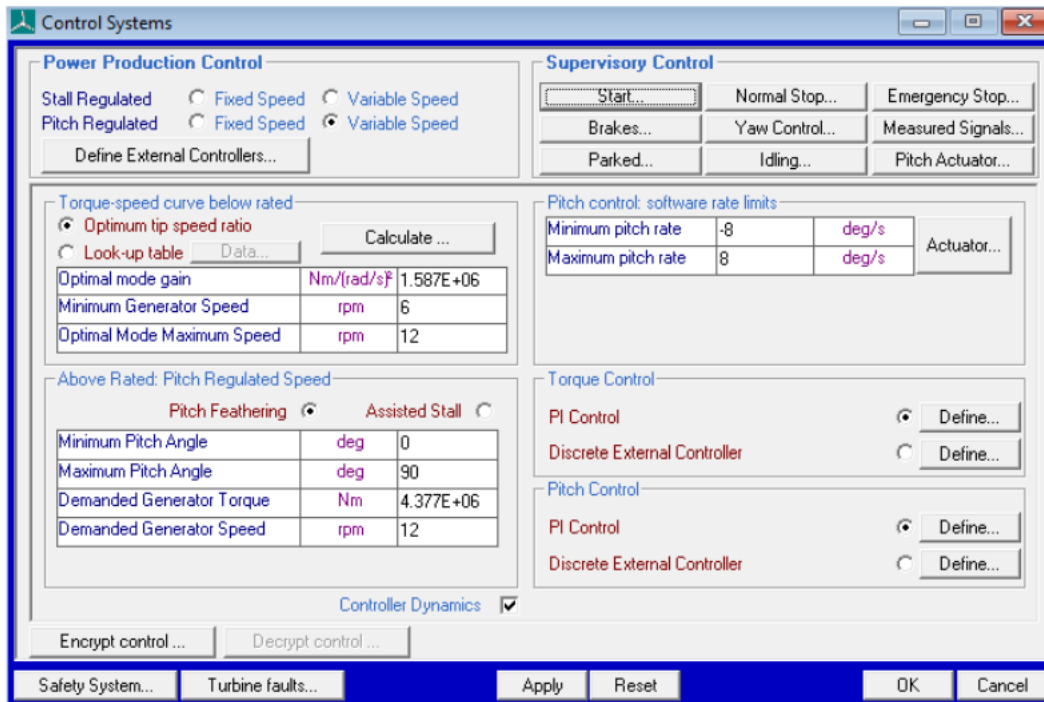


Figura 46: Configuración y gestión de los parámetros y estrategias de control del aerogenerador para operación a máxima eficiencia

Como se puede observar, hay unos encabezados de contenido para los diferentes parámetros que se van a definir en esta sección:

1. **Power Production Control:** Para poder ajustar y optimizar la producción de energía del aerogenerador. En este caso se selecciona velocidad variable, como ya se ha expuesto con anterioridad.
2. **Torque-speed curve below rated:** Se refiere a la curva de par y velocidad por debajo de la capacidad nominal (rated) de un aerogenerador. Esta curva es importante porque muestra cómo varían el par y la velocidad del rotor cuando la velocidad del viento es menor que la óptima para alcanzar la máxima potencia nominal del generador.
  - **Optimum tip speed ratio:** Relación ideal entre la velocidad de la punta de las palas del rotor y la velocidad del viento para maximizar la eficiencia. Su valor es  $\lambda = 8,27$  y se obtiene en el Anexo II de cálculos, en el apartado del Control.
  - **Optimal mode gain:** Ajuste óptimo aplicado a los modos de control para maximizar la producción de energía manteniendo la estabilidad.
  - **Minimum Generator Speed:** Velocidad mínima segura a la cual puede operar el generador.
  - **Optimal Mode Maximum Speed:** Velocidad máxima permitida para el modo de control optimizado, garantizando eficiencia y seguridad.
3. **Above Rated: Pitch Regulated Speed:** Se refiere a la velocidad de operación del aerogenerador cuando la velocidad del rotor supera la velocidad nominal establecida.
  - **Minimum Pitch Angle:** Menor ángulo al que pueden orientarse las palas para controlar la captura de energía del viento.

- **Maximum Pitch Angle:** Mayor ángulo al que pueden orientarse las palas para proteger el aerogenerador en condiciones de viento fuerte.
  - **Demanded Generator Torque:** Torque requerido para cumplir con la producción de energía especificada.
  - **Demanded Generator Speed:** Velocidad de rotación requerida para mantener la producción de energía deseada.
4. **Pitch control: software rate limits:** Determinan la velocidad máxima a la que las palas del rotor pueden ajustarse (cambiar su ángulo de paso) en respuesta a cambios en las condiciones del viento o para cumplir con los requisitos de operación del aerogenerador. Estos son valores que se obtienen del reglamento de GL.
- **Minimum pitch rate:** Velocidad más lenta para cambiar el ángulo de las palas del rotor.
  - **Maximum pitch rate:** Velocidad más rápida para cambiar el ángulo de las palas del rotor.
5. **Torque Control:** Se refiere al ajuste del par generado por el aerogenerador para optimizar su eficiencia y cumplir con los requisitos de carga y rendimiento del sistema eléctrico. Se selecciona el control PI y se despliega la siguiente ventana, en la que es importante destacar que el valor de la desaturación es 0 al tratarse de este tipo de control.

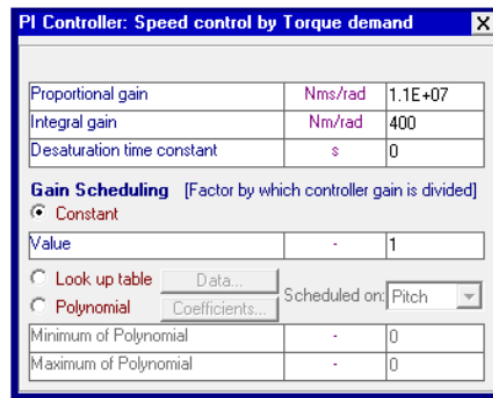


Figura 47: Controlador PI: Control de velocidad por demanda de par

6. **Pitch Control:** Ajusta el ángulo de las palas para optimizar la captura de energía del viento y mantener la estabilidad del aerogenerador.

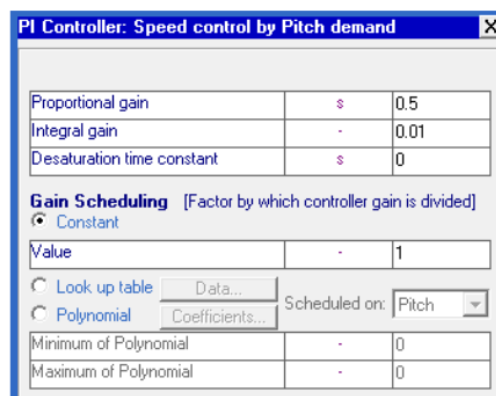


Figura 48: Controlador PI: Control de velocidad por demanda de paso

### 6.2.8 MODOS DE RESONANCIA

Se utiliza para analizar y configurar los modos de vibración estructural del aerogenerador. Permite determinar las frecuencias naturales y formas modales del sistema, optimizar el diseño para minimizar resonancias no deseadas, y verificar la capacidad del aerogenerador para soportar cargas dinámicas como las causadas por vientos turbulentos.

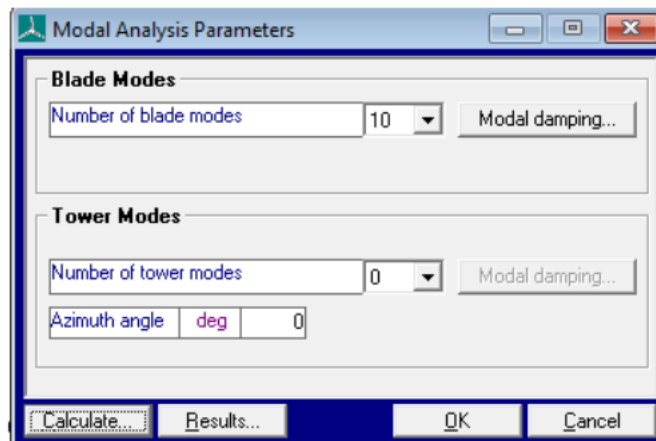
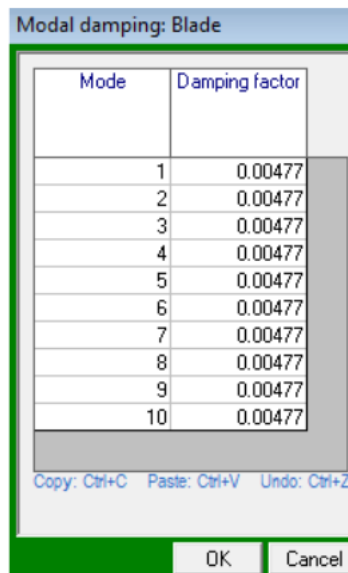


Figura 49: Parámetros del análisis de modos de resonancia

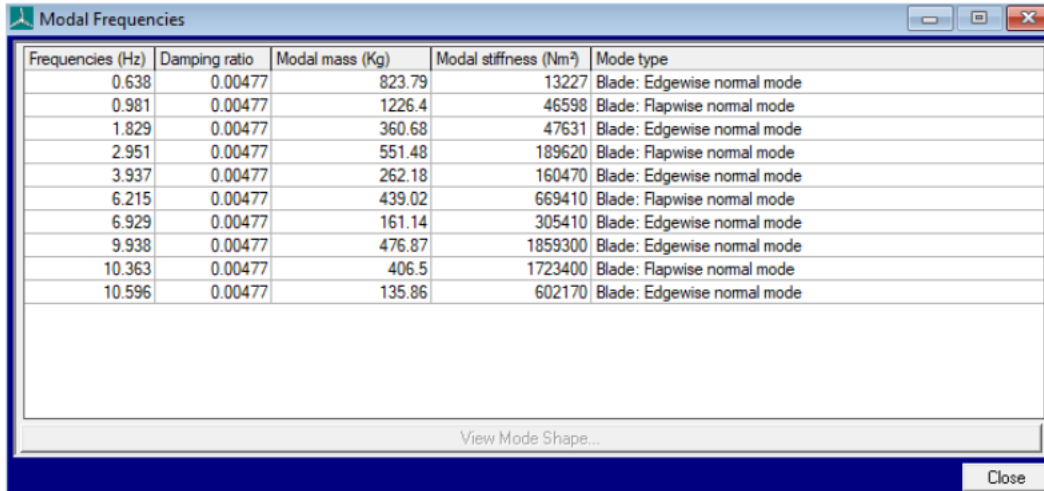
Para cada uno de los modos de resonancia se utiliza el factor de amortiguamiento de las palas proporcionado en las especificaciones previas, cuyo valor es de 0,477% en todos los modos.



Mode	Damping factor
1	0.00477
2	0.00477
3	0.00477
4	0.00477
5	0.00477
6	0.00477
7	0.00477
8	0.00477
9	0.00477
10	0.00477

Figura 50: Factor de amortiguamiento de las palas

De esta manera, se realiza el cálculo, presionando en el botón “calculate” de la ventana Modal Analysis Parameters.



Frequencies (Hz)	Damping ratio	Modal mass (Kg)	Modal stiffness (Nm <sup>2</sup> )	Mode type
0.638	0.00477	823.79	13227	Blade: Edgewise normal mode
0.981	0.00477	1226.4	46598	Blade: Flapwise normal mode
1.829	0.00477	360.68	47631	Blade: Edgewise normal mode
2.951	0.00477	551.48	189620	Blade: Flapwise normal mode
3.937	0.00477	262.18	160470	Blade: Edgewise normal mode
6.215	0.00477	439.02	669410	Blade: Flapwise normal mode
6.929	0.00477	161.14	305410	Blade: Edgewise normal mode
9.938	0.00477	476.87	1859300	Blade: Edgewise normal mode
10.363	0.00477	406.5	1723400	Blade: Flapwise normal mode
10.596	0.00477	135.86	602170	Blade: Edgewise normal mode

View Mode Shape... Close

Figura 51: Frecuencias modales

A partir del dimensionamiento de las diferentes secciones del aerogenerador, quedaría definir tanto el viento como el oleaje, en las dos últimas pestañas del menú principal de Bladed. En este caso, como para cada uno de los estudios de casos de carga de diseño se va a tener que modificar estos parámetros, no se muestra como quedaría el dimensionamiento de estos.

## 7. ESTUDIO DE LOS CASOS DE CARGA DE DISEÑO

Una vez se ha llevado a cabo el dimensionamiento del aerogenerador, hay que realizar un estudio del funcionamiento del mismo para una serie de condiciones y escenarios que se presentan en el manual GL. Se trata de completar una serie de simulaciones dependiendo del escenario que se quiera evaluar para poder comprobar que se cumplen con los requisitos establecidos para su correcto funcionamiento, evaluar y garantizar la seguridad, confiabilidad y rendimiento bajo las diversas condiciones de operación y carga.

A modo resumen, se encuentran los siguientes casos de carga de diseño objeto de estudio:

Los DLCs de producción normal:

- **DLC 1.1:** Carga operativa normal con viento constante y turbulento.
- **DLC 1.2:** Carga operativa normal con ráfagas de viento.
- **DLC 1.3:** Carga operativa con viento en rampa (incremento/decremento gradual de la velocidad del viento).
- **DLC 1.4:** Carga operativa con cambios rápidos de dirección del viento.
- **DLC 1.5:** Cargas de operación normal con vientos en condiciones turbulentas.
- **DLC 1.6:** Cargas de operación normal con ráfagas de viento extremas y turbulentas.
- **DLC 1.7:** Cargas de operación normal con cambios rápidos y extremos en la dirección del viento.
- **DLC 1.10:** Cargas de operación normal con variaciones extremas de velocidad del viento y turbulencia combinada con fallos del sistema de control.

Los DLCs de producción con ocurrencia de falta:

- **DLC 2.1:** Parada de emergencia del aerogenerador desde diferentes velocidades del viento.
- **DLC 2.2:** Arranque y parada normal del aerogenerador.

Los DLCs de arranque:

- **DLC 3.1:** Fallo de la regulación del paso de las palas.
- **DLC 3.2:** Fallo de la regulación del generador durante la operación normal.

Los DLCs de parada:

- **DLC 4.1:** Condiciones de funcionamiento en turbina estacionada con viento constante.
- **DLC 4.2:** Condiciones de funcionamiento en turbina estacionada con ráfagas de viento.

Los DLCs de parada de emergencia:

- **DLC 5.1:** Condiciones de puesta en marcha y parada de emergencia con fallos del sistema de control.

Los DLCs de turbina parada:

- **DLC 6.1:** Condiciones de transporte, montaje y mantenimiento del aerogenerador.
- **DLC 6.2:** Condiciones de instalación del aerogenerador.
- **DLC 6.3:** Condiciones de mantenimiento con la turbina operativa.

- **DLC 6.4:** Condiciones de mantenimiento con la turbina parada.

Los DLCs de turbina parada con ocurrencia en falta:

- **DLC 7.1:** Condiciones de funcionamiento durante ciclones o tifones.
- **DLC 7.2:** Cargas durante eventos sísmicos.

Los DLCs de transporte, instalación, mantenimiento y reparación:

- **DLC 8.2:** Delinea las condiciones para el bloqueo del aerogenerador.
- **DLC 8.4:** Requiere considerar en el análisis de carga de fatiga y carga última los períodos prolongados en los cuales un aerogenerador offshore no esté completamente montado o conectado a la red eléctrica.

Tabla 4: DLCs de producción normal y ocurrencia de falta

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 $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_r$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H - H_s(V)$	MIS, MUL	U	E
	1.4	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H - H_s(V)$	External electrical influence / grid loss	F/U	*/N
	1.5	EOG <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>30</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 $H_s$ and $H - H_{max}$	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

Tabla 5: DLCs de arranque, parada, parada de emergencia, aerogenerador parado, parado con ocurrencia en falta, y transporte, instalación, mantenimiento y reparación

Design situation	DLC	Wind conditions <sup>1</sup>	Marine conditions	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
3. Start-up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{cut}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		F/U	*N
	3.2	EOG <sub>1</sub> $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{cut}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		U	N
4. Normal shut-down	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{cut}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$		F/U	*N
5. Emergency shut-down	5.1	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{cut}$	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 $V_{hub} = V_T$	Irregular sea state with $H_{sT}$	Extreme oblique inflow MIS, MUL	U	E
	6.4	NTM $V_{hub} \leq V_{in}$ and $V_{cut} \leq V_{hub} \leq 0.8 V_{ref}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	MIS, MUL	F/U	*N
	6.5	EWM $V_{hub} = V_{ref}$	Irregular sea state with $H_{sT}$	Ice formation on structure based on icing events	U	E
7. Parked plus fault conditions	7.1	EWM $V_{hub} = V_{ref}$ 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 $V_{in} = \max(EOG_i)$ based on $V_{Tij}$	$H = H_{sT}$	To be specified by the manufacturer	U	T
	8.2	EWM $V_{hub} = V_{ref}$ Steady wind model	$H = H_s(V)$	Locked state	U	A
	8.3	EWM $V_{hub} = V_T$ Turbulent wind model	Irregular sea state with $H_{sT}$ 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

Meaning of the abbreviations in Table 4.4.1 and 4.4.2:	$H_{max}(V)$ maximum wave height corresponding to $V_{hub}$ (see Section 4.4.2.3.1 and 4.4.3.2)
DLC design load case	
ECD extreme coherent gust with direction change (see Section 4.2.2.4.4)	$H_{s1}$ significant wave height with a recurrence period of 1 year (see Section 4.2.3.1.3)
EOG extreme operating gust (see Section 4.2.2.4.3)	$H_{s50}$ significant wave height with a recurrence period of 50 years (see Section 4.2.3.1.3)
ETM extreme turbulence model (see Section 4.2.2.4.1)	$H_{max1}$ maximum wave height with a recurrence period of 1 year (see Section 4.4.2.3.1 and 4.2.3.1.4)
EWM extreme wind speed model (see Section 4.2.2.4.2)	
EWS extreme wind shear (see Section 4.2.2.4.5)	$H_{max50}$ design wave height with a recurrence period of 50 years (see Section 4.4.2.3.1 and Section 4.2.3.1.4)
NTM normal turbulence model (see Section 4.2.2.3.4)	
NWP normal wind profile model (see Section 4.2.2.3.2)	F fatigue strength
MIS wind, wave and current misalignment to be considered	U ultimate strength
MUL multidirectionality of metocean conditions to be considered	N normal
	E extreme
$H_s(V)$ significant wave height corresponding to $V_{hub}$ (see Section 4.4.3.2 and 4.2.3.1.3)	A abnormal
	T transport, installation and maintenance

Además, hay que tener en consideración el factor de seguridad parcial que en cada una de las diferentes situaciones tendrá un valor u otro respecto a la siguiente tabla:

Tabla 6: Factor de seguridad parcial

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

Para poder terminar de definir todos los parámetros antes de realizar las simulaciones de los diferentes casos de cargas de diseño, es necesario determinar las condiciones de viento y las condiciones marinas, entre las que se encuentra las corrientes y el oleaje.

### 7.1 CONDICIONES DE VIENTO

En primer lugar, hay que destacar que la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), establece estándares internacionales para catalogar cada clase de viento en función de las velocidades que debe resistir y se encuentran en la siguiente tabla.

Tabla 7: Parámetros básicos para turbinas de viento

Parámetro	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV	Clase S
Velocidad de referencia, $U_{ref}$ (m/s)	50.00	42.50	37.50	30.0	
Velocidad anual promedio, $U_{ave}$ (m/s)	10.00	8.50	7.50	6.00	Valores a ser especificados por el diseñador
A Alta Intensidad de turbulencia a 15m/s $I_{15}$	0.18	0.18	0.18	0.18	
Turbulencia Parámetro de la pendiente $a$	2.00	2.00	2.00	2.00	
B Baja Intensidad de turbulencia a 15m/s $I_{15}$	0.16	0.16	0.16	0.18	
Turbulencia Parámetro de la pendiente $a$	3.00	3.00	3.00	3.00	
50 year return gust speed, $1.4U_{ref}$ (m/s)	70.0	59.5	52.5	42.0	
1 year return gust speed, $1.05U_{ref}$ (m/s)	52.5	44.6	39.4	31.5	

Como cabe esperar, el viento es una de las variables que más afectan a la hora de diseñar un aerogenerador, y, en este caso al ser offshore, los vientos pueden llegar a ser muy elevados, por lo que se establece el uso de viento de Clase I (indicado también en las especificaciones previas). Por lo tanto, hay que tener en cuenta diversos escenarios proporcionados en la normativa GL, entre los que se encuentran los 7 modelos que son de obligado cumplimiento:

- Normal Wind Profile model (NWP)

Es un método estándar para describir cómo cambia la velocidad del viento verticalmente sobre un sitio específico, utilizando la teoría de la capa límite atmosférica para estimar cómo la velocidad del viento aumenta con la altura sobre el terreno.

Se calcula siguiendo la siguiente fórmula:

$$V(z) = V_{hub} * \left( \frac{z}{Z_{hub}} \right)^{\alpha}$$

Siendo,

- $V(z)$  la velocidad a determinar sobre una altura concreta.
- $V_{hub}$  es la velocidad media del viento a la altura del buje durante 10 minutos.
- $Z$  es la altura del punto sobre el nivel del mar.
- $Z_{hub}$  es la altura del buje sobre el nivel del mar, siendo en el proyecto 92 m.



- $\alpha$  es el exponente de la ley potencial, que proporciona una relación estadística del tipo  $M=Cm^p$ . En este caso es 0,14 para todas las velocidades del viento.

- **Modelo Normal de Turbulencia (NTM)**

Describe las fluctuaciones típicas de la velocidad del viento en un sitio específico, midiendo la intensidad de estas variaciones alrededor de su valor medio. El valor característico para la desviación estándar de la componente de velocidad del viento longitudinal a la altura del buje se obtiene de la siguiente expresión:

$$\sigma = I_{15} * \frac{15 \left(\frac{m}{s}\right) + a * V_{hub}}{a + 1}$$

Siendo,

- $\sigma$  la desviación estándar a calcular.
- $I_{15}$  es la intensidad de la turbulencia del viento a una velocidad de 15 m/s, determinado por la clase del viento seleccionada. Al tratarse de clase de turbulencia B, el valor que corresponde según la tabla es de 0,16 m/s.
- $a$  es el flujo axial de inducción del aerogenerador y se calcula a su vez de la siguiente forma:  
 $a = \frac{U_1 - U_2}{U_1}$  y en este caso es 3 debido a ser tipo de turbulencia clase B.
- $U_1$ , la velocidad del viento en un punto alejado del aerogenerador.
- $U_2$ , la velocidad del viento en el rotor.

- **Extreme Turbulence Model (ETM)**

Al igual que anteriormente, se basa en los estándares definidos por la International Electrotechnical Commission (IEC) en la norma IEC 61400-1. Esta norma proporciona directrices para el diseño y la certificación de aerogeneradores, incluyendo la evaluación de su comportamiento bajo condiciones extremas de turbulencia. En este caso, se emplea una fórmula similar a la de NTM, quedando:

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

Donde,

- $\sigma_{ETM}$  es la desviación estándar de la velocidad longitudinal del aire en el modelo de turbulencia extremo a la altura del buje
- $V_{ave}$  es la velocidad media del viento anual a la altura del buje. En el proyecto es de 10,6 m/s como indican las especificaciones previas.

Se emplean los mismos valores de  $I_{15} = 0,16$  y de  $a=3$  que en el caso anterior.

- **Extreme Wind speed Model (EWM)**

En este caso, se analiza eventos de viento extremo, como pueden ser ráfagas fuertes o vientos prolongados a velocidades elevadas. El rango operativo de la turbina, abarca velocidades de viento desde 3,5 m/s a 30 m/s y se emplearán para los DLCs con la turbina parada, en situaciones de viento estable y turbulento.

- Viento Extremo Turbulento

Para poder modelar este escenario, es necesario obtener el valor promedio de 10 minutos de la velocidad del viento en función de una altura  $z$  para una frecuencia de 50 años o de 1 año mediante las siguientes expresiones:

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

$$V_1(z) = 0,8 * V_{50}(z)$$

Como se indica en el manual GL, el valor de la velocidad de referencia del viento, para la turbina del Proyecto, es 50 m/s.

- Viento Extremo Estático o Estable

Para el modelo de viento extremo estable, la velocidad del viento extrema esperada (promediada durante 3 segundos) para 50 años ( $V_{e50}$ ) y para un año ( $V_{e1}$ ) debe basarse en la velocidad de referencia  $V_{ref}$ . Las velocidades del viento  $V_{e50}$  y  $V_{e1}$  se pueden calcular como una función de la altura utilizando las siguientes ecuaciones:

$$V_{e50}(z) = 1,25 * V_{ref} * \left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^{0,14}$$

$$V_{e1}(z) = 0,8 * V_{e50}(z)$$

- Extreme Operating Gust (EOG)

El propósito del modelo de carga es evaluar la respuesta del aerogenerador a ráfagas de viento extremas durante su operación normal y de esta forma, garantizar la seguridad operativa y la integridad estructural.

La magnitud de la ráfaga a la altura del buje  $V_{gust}$  vendrá dada para las clases estándar de aerogeneradores por la siguiente relación:

$$V_{gust} = \min \left\{ 1,35 * (V_{e1} - V_{hub}); 3,3 * \left( \frac{\sigma_1}{1 + 0,1 * \frac{D}{\lambda}} \right) \right\}$$

Donde:

- $\sigma_1$  se obtiene de la ecuación de NTM
- $\lambda$  es el parámetro de escala de turbulencia, acorde a la siguiente ecuación:

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0,7z & z \leq 60m \\ 42m & z \geq 60m \end{cases}$$

- $D$  es el diámetro del rotor

Aparte de definir la magnitud de la ráfaga, se calcula la velocidad con la siguiente expresión:

$$V(z,t) = \begin{cases} V(z) - 0,37 V_{gust} \sin(3\pi t / T) (1 - \cos(2\pi t / T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & \text{otherwise} \end{cases}$$

Considerando  $T = 10,5$  s

- Extreme Coherent gust with Direction change (ECD)

El ECD se utiliza para analizar cómo la turbina eólica responde a ráfagas de viento que cambian de velocidad y dirección de manera coherente. Esto incluye evaluar las tensiones y deformaciones en las palas del rotor, la torre y otros componentes estructurales.

Para ello se emplea la siguiente fórmula:

$$V(z, t) = \begin{cases} V(z) & \text{for } t \leq 0 \\ V(z) + 0,5V_{cg} (1 - \cos(\pi t / T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & \text{for } t \geq T \end{cases}$$

Donde se emplea una  $V_{cg}$  de 15 m/s y  $T = 10$ s (tiempo de subida) y la velocidad del viento  $V_z$  viene dada por el modelo de perfil de viento normal.

- Extreme Wind Shear (EWS)

Este modelo se enfoca en las variaciones significativas y repentinas de la velocidad del viento, y a partir de las cuales se puede ver cómo responde la turbina a dichos gradientes.

Se contabiliza utilizando los siguientes transitorios de velocidad del viento:

- Vertical transitoria (positiva y negativa):

$$V(z, t) = \begin{cases} V_{hub} \left( \frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \pm \left( \frac{z - z_{hub}}{D} \right) \left( 2,5 + 0,2\beta\sigma_1 \left( \frac{D}{\Lambda_1} \right)^{1/4} \right) (1 - \cos(2\pi t / T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left( \frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & \text{otherwise} \end{cases}$$

- Horizontal transitoria:

$$V(y, z, t) = \begin{cases} V_{hub} \left( \frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \pm \left( \frac{y}{D} \right) \left( 2,5 + 0,2\beta\sigma_1 \left( \frac{D}{\Lambda_1} \right)^{1/4} \right) (1 - \cos(2\pi t / T)) & \text{for } 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left( \frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & \text{otherwise} \end{cases}$$

Nota: el signo de la cizalladura horizontal del viento transitorio se elegirá de forma que se produzca la peor carga transitoria. No se aplican simultáneamente.

## 7.2 CONDICIONES MARINAS

Para definir las condiciones marinas en el proyecto, se han seguido las indicaciones que se reflejan en el manual de DNV GL, de la misma forma que para el viento, por lo que se expone brevemente los aspectos más destacados de cada componente.

### 7.2.1 CORRIENTES

La corriente marina puede generarse por diferentes mecanismos. Las principales categorías de corrientes son:

- corriente cercana a la superficie (corriente generada por el viento, fuerza cortante)
- corriente generada por la marea
- corriente generada barométricamente
- corriente generada por el viento, localmente o en conexión con grandes regiones acuáticas
- corriente generada por las olas (generada por la fuerza de las olas que rompen en la costa)

Las dos principales categorías de corrientes que influyen en las estructuras fijas instaladas en aguas poco profundas son las inducidas por el viento y las generadas por las olas.

Las corrientes pueden estimarse utilizando datos estadísticos combinados con modelos de flujo o mediciones específicas del lugar. Si se utilizan mediciones, las corrientes de marea pueden estimarse sobre la base de mediciones de la corriente y del nivel del agua durante 1 mes como mínimo. Para la extrapolación de la corriente de 50 años a partir de mediciones, se utilizará al menos 1 año de datos.

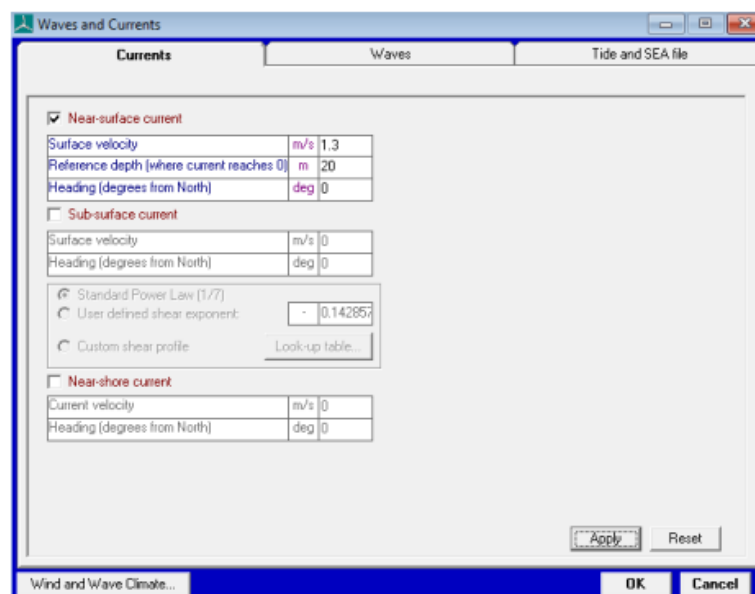


Figura 52: Menú de corrientes en Bladed

### 7.2.2 OLEAJE

La altura de la ola es la magnitud básica a la hora de dimensionar y analizar la severidad del estado del mar. Las condiciones de oleaje a considerar durante el diseño de aerogeneradores marinos se detallan según el tipo de análisis a realizar. Para el análisis de cargas últimas, se debe considerar la onda extrema (un evento de tormenta con un período de retorno de 50 años) y la carga extrema durante la operación. Para el análisis de fatiga, se utilizan series de ondas fluctuantes con variación estocástica normal.

Para ello, se emplea la altura significativa de la ola como parámetro fundamental, y se calcula de la siguiente forma:

$$H_s = 4 * \sqrt{m_0}$$

Donde:

- $H_s$  es la altura significativa de la ola
- $m_0$  es la varianza del espectro de ola, y se calcula con la siguiente fórmula de los momentos n-ésimo orden de los espectros:

$$m_n = \int_0^{\infty} \omega^n * S_{\xi} * d\omega$$

Para mayor información, se dispone del manual donde se detallan todos los cálculos necesarios para poder evaluar cada uno de los escenarios necesarios para cumplir con los requisitos.

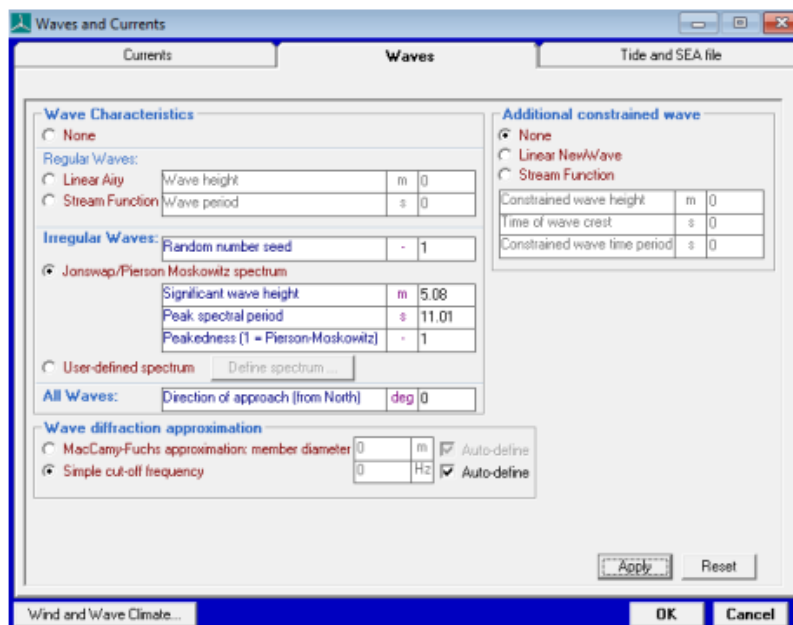


Figura 53: Menú de olas en Bladed

En el caso de estudio actual, además hay que tener en cuenta la marea presente en la zona en la que se localiza el aerogenerador, que en este caso se supone de 3,6m de altura con respecto al nivel del mar según las especificaciones previas.

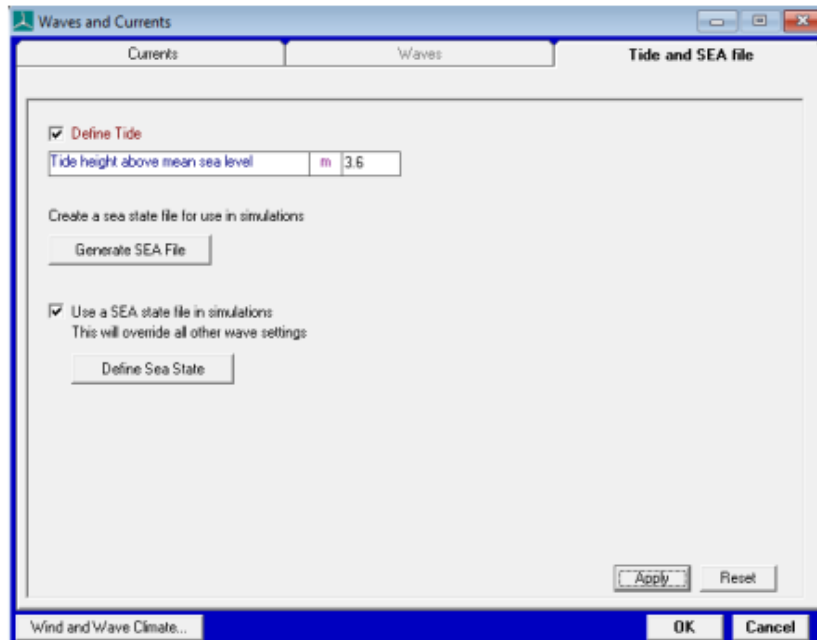


Figura 54: Menú de mareas en Bladed

### 7.3 OTRAS CONDICIONES AMBIENTALES

Además de las condiciones más influyentes como son el estado del viento y del mar, hay que destacar otras que también deben considerarse para poder realizar un estudio completo y preciso de la viabilidad técnica de un proyecto de un aerogenerador marino.

- **Hielo marino:** No aplica en el estudio actual ya que se considera que las condiciones de temperatura del emplazamiento no lo permiten. Es decir, es una temperatura lo suficientemente alta como para que no aparezca este fenómeno.
- **Gradientes de temperatura:** En un rango en torno a 20°C - 50°C.
- **Humedad relativa:** hasta el 100%.
- **Contenido atmosférico:** equivalente a una atmósfera marina no contaminada.
- **Densidad del aire:** 1,225 kg/m<sup>3</sup>.
- **Densidad del agua:** 1,028 kg/m<sup>3</sup>.
- **Salinidad del agua:** 3,5%

Aparte de estas condiciones, que son las tenidas en cuenta, hay que destacar que el programa tiene diversas limitaciones por ser de origen académico, pero que si se requiere hacer un estudio más detallado y preciso se deberían tener en cuenta. Entre estas condiciones se encuentran los terremotos, impacto de barco, efectos de la temperatura, vibraciones transversales debido tanto al viento, olas o corrientes, carga dinámica del hielo marino...etc.

## 8. RESULTADOS SIMULACIONES

Como ya se ha comentado anteriormente, para el alcance del proyecto únicamente se va a tener en cuenta el análisis último de cargas, en el que se determinarán los esfuerzos que debe resistir el aerogenerador para cumplir con la normativa vigente según el manual de DNV GL.

En este caso, se va a mostrar una tabla resumen con los valores máximos y otra con los mínimos para poder obtener ambos sentidos de la fuerza o momento.

Para el análisis de máximos, se obtienen los siguientes resultados para cada uno de los casos:

Tabla 8: Resultados. Cargas Máximas DLC

	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Fxy [N]	Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Mxy [Nm]
DLC 1.1	1,47E+06	2,11E+06	2,07E+07	2,24E+06	7,35E+07	8,69E+07	8,89E+06	1,17E+08
DLC 1.2	7,22E+05	2,11E+06	2,07E+07	2,22E+06	7,29E+07	9,05E+07	8,01E+06	1,16E+08
DLC 1.3	9,12E+05	2,15E+06	2,07E+07	2,24E+06	8,14E+07	1,13E+08	2,56E+06	1,19E+08
DLC 1.4	1,17E+06	2,77E+06	2,06E+07	2,80E+06	9,92E+07	1,02E+08	3,61E+06	1,10E+08
DLC 1.5	8,58E+05	2,11E+06	2,07E+07	2,11E+06	7,10E+07	1,10E+08	3,31E+06	1,12E+08
DLC 1.6	8,56E+05	2,17E+06	2,07E+07	2,22E+06	8,20E+07	1,09E+08	3,31E+06	1,18E+08
DLC 1.7	6,39E+06	3,85E+04	2,05E+07	6,39E+06	5,43E+06	2,25E+08	3,51E+05	2,25E+08
DLC 1.10	8,11E+05	<b>5,14E+06</b>	2,07E+07	5,15E+06	1,75E+08	1,05E+08	8,89E+06	1,80E+08
DLC 2.1	9,41E+06	2,83E+06	2,15E+07	9,82E+06	1,05E+08	1,30E+09	1,71E+07	1,30E+09
DLC 2.2	6,35E+06	2,93E+05	2,10E+07	6,35E+06	4,17E+07	2,55E+08	9,37E+06	2,55E+08
DLC 3.1	1,29E+07	2,01E+06	2,19E+07	1,30E+07	<b>1,77E+09</b>	1,77E+09	1,77E+07	1,77E+09
DLC 3.2	1,37E+07	2,01E+06	2,20E+07	1,38E+07	7,28E+07	1,88E+09	1,88E+07	1,88E+09
DLC 4.1	7,66E+05	2,10E+06	2,07E+07	2,17E+06	6,76E+07	9,71E+07	2,58E+06	1,18E+08
DLC 5.1	7,66E+05	1,58E+06	2,07E+07	1,75E+06	5,09E+07	9,71E+07	2,02E+06	1,10E+08
DLC 6.1	8,02E+06	6,23E+04	2,05E+07	8,02E+06	8,37E+06	3,03E+08	5,48E+05	3,03E+08
DLC 6.2	3,02E+06	6,23E+04	1,42E+07	3,02E+06	5,57E+06	4,18E+07	5,48E+05	4,18E+07
DLC 6.3	5,35E+06	8,10E+05	2,06E+07	5,37E+06	9,79E+07	1,65E+08	2,18E+06	1,78E+08
DLC 6.4	5,64E+06	3,84E+04	2,05E+07	5,64E+06	5,44E+06	2,05E+08	3,49E+05	2,05E+08
DLC 6.5	6,53E+06	6,17E+04	2,05E+07	6,53E+06	8,28E+06	2,52E+08	5,49E+05	2,52E+08
DLC 7.1	3,64E+06	1,61E+04	2,04E+07	3,64E+06	2,03E+06	1,49E+08	1,83E+05	1,49E+08
DLC 7.2	3,27E+06	3,84E+04	2,05E+07	3,27E+06	5,44E+06	1,26E+08	3,49E+05	1,26E+08
DLC 8.2	<b>3,01E+07</b>	2,87E+05	<b>2,33E+07</b>	<b>3,01E+07</b>	4,20E+07	<b>3,84E+09</b>	<b>5,01E+07</b>	<b>3,84E+09</b>
DLC 8.3	6,39E+06	3,85E+04	2,05E+07	6,39E+06	5,43E+06	2,25E+08	3,51E+05	2,25E+08
DLC 8.4	6,39E+06	3,85E+04	2,05E+07	6,39E+06	5,43E+06	2,25E+08	3,51E+05	2,25E+08
<b>MAX</b>	3,01E+07	5,14E+06	2,33E+07	3,01E+07	1,77E+09	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09

Lo más destacable en cuanto a las fuerzas máximas es la fuerza Fx que es particularmente elevada, cuya causa se puede deber a las cargas de viento o de operación del rotor. Además, la fuerza vertical Fz también es significativa ya que representa el peso del rotor y los componentes además de las cargas aerodinámicas verticales. Al venir representados los valores del DLC 8.2, con alta velocidad del viento (40 m/s) en el que presenta un bloqueo del aerogenerador, se observan tanto los momentos como las fuerzas bastante elevadas. Se concluye que hay una necesidad de diseño estructural robusto que pueda soportar dichas cargas y momentos para así, poder garantizar la estabilidad y la integridad del aerogenerador durante su operatividad normal y en operación bajo condiciones extremas.

En el caso de signo negativo, en este caso denominados mínimos, se obtiene:

Tabla 9: Resultados. Cargas Mínimas DLC

	Tower Fx [N]	Tower Fy [N]	Tower Fz [N]	Tower Fxy [N]	Tower Mx [Nm]	Tower My [Nm]	Tower Mz [Nm]	Tower Mxy [Nm]
DLC 1.1	5,53E+04	-4,70E+05	-1,44E+07	8,66E+04	-3,70E+06	-1,21E+07	-8,89E+06	3,33E+06
DLC 1.2	7,95E+04	-6,39E+05	-1,44E+07	1,03E+05	-1,92E+06	-1,15E+07	-8,01E+06	3,34E+06
DLC 1.3	1,66E+05	-5,20E+05	-1,44E+07	1,88E+05	3,73E+06	-1,09E+07	-2,45E+06	4,00E+06
DLC 1.4	-3,31E+04	-6,88E+05	-1,44E+07	9,00E+04	-2,72E+06	-5,48E+06	-3,61E+06	2,78E+06
DLC 1.5	4,64E+04	-3,53E+05	-1,43E+07	7,83E+04	-5,33E+04	-6,21E+06	-3,31E+06	2,23E+06
DLC 1.6	1,32E+05	-4,70E+05	-1,43E+07	1,49E+05	3,65E+06	-6,21E+06	-3,31E+06	4,21E+06
DLC 1.7	4,64E+04	-3,53E+05	-1,43E+07	7,83E+04	-5,33E+04	-6,21E+06	-3,31E+06	2,23E+06
DLC 1.10	3,72E+04	<b>-5,14E+06</b>	-2,07E+07	3,94E+04	<b>-1,19E+08</b>	-1,21E+07	-8,89E+06	7,18E+05
DLC 2.1	7,67E+05	-6,84E+05	-1,52E+07	8,01E+05	-6,72E+05	-5,33E+06	-1,45E+07	6,62E+06
DLC 2.2	-4,75E+06	-2,93E+05	-2,10E+07	<b>7,49E+02</b>	-2,35E+07	<b>-2,27E+08</b>	-9,37E+06	2,72E+05
DLC 3.1	2,50E+04	-4,05E+05	-1,56E+07	2,54E+04	-1,26E+06	-8,01E+06	-1,46E+07	<b>1,42E+05</b>
DLC 3.2	2,50E+04	-4,06E+05	-1,57E+07	2,54E+04	-1,41E+06	-8,01E+06	-1,61E+07	2,17E+05
DLC 4.1	-3,26E+05	-4,41E+05	-1,43E+07	1,80E+05	-1,24E+06	-3,64E+07	-2,58E+06	7,98E+06
DLC 5.1	-6,56E+05	-2,92E+05	-1,43E+07	3,67E+05	-2,11E+06	-6,67E+07	-2,02E+06	9,17E+06
DLC 6.1	<b>-5,47E+06</b>	-6,23E+04	-2,05E+07	7,67E+03	-7,97E+06	-1,59E+08	-2,54E+05	2,05E+06
DLC 6.2	<b>-5,47E+06</b>	-6,23E+04	-2,05E+07	7,67E+03	-7,97E+06	-1,59E+08	-2,54E+05	2,05E+06
DLC 6.3	-4,15E+06	-8,10E+05	-2,06E+07	1,77E+05	4,08E+05	-1,46E+08	7,23E+05	8,45E+06
DLC 6.4	-3,87E+06	-3,34E+04	-2,05E+07	5,99E+03	-5,44E+06	-1,13E+08	-1,73E+05	2,51E+05
DLC 6.5	-4,34E+06	-6,17E+04	-2,05E+07	1,15E+04	-8,00E+06	-1,23E+08	-2,56E+05	1,07E+06
DLC 7.1	-2,08E+06	-1,61E+04	-2,04E+07	2,69E+03	-7,37E+05	-4,15E+07	1,81E+05	5,91E+05
DLC 7.2	-2,04E+06	-3,34E+04	-2,05E+07	1,54E+03	-5,44E+06	-5,40E+07	-1,73E+05	4,44E+05
DLC 8.2	2,33E+07	-2,87E+05	<b>-2,33E+07</b>	2,33E+07	-4,84E+06	6,21E+07	<b>-4,96E+07</b>	6,21E+07
DLC 8.3	-4,53E+06	-3,37E+04	-2,05E+07	5,51E+03	-5,43E+06	-1,46E+08	-1,70E+05	3,24E+05
DLC 8.4	-4,53E+06	-3,37E+04	-2,05E+07	5,51E+03	-5,43E+06	-1,46E+08	-1,70E+05	3,24E+05
MAX	-5,47E+06	-5,14E+06	-2,33E+07	7,49E+02	-1,19E+08	-2,27E+08	-4,96E+07	1,42E+05

Los signos negativos de la tabla únicamente representan que se producen en el sentido opuesto al convencional o al especificado. La fuerza Fz es la más grande en cuanto a módulo, lo cual, de la misma forma que para la anterior tabla es esperado ya que, representa los pesos de los componentes del mismo. El torque o momento representado en el eje y puede sugerir que hay grandes esfuerzos debido a la actividad del viento y rotación del rotor. Aquí se observa como los datos máximos no se concentran en un único DLC como en el caso anterior, pero se representan valores significativamente altos, lo que corrobora la conclusión anterior acerca de la robustez de la instalación para poder garantizar el correcto funcionamiento del aerogenerador bajo las condiciones descritas. Finalmente, se recoge los resultados de las cargas en la torre para los DLCs siguiendo el formato de DNV GL indicando el caso concreto en el que ocurre.

Tabla 10: Resultado final análisis DLC

	Caso de carga DLC	Factor de seguridad	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Fxy (N)	Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Mxy(Nm)
Fx (N)	Máx	DLC 8.2	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,01E+07	4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09
	Mín	DLC 2.2	-4,75E+06	-2,93E+05	-2,10E+07	7,49E+02	-2,35E+07	-2,27E+08	-9,37E+06	2,72E+05
Fy (N)	Máx	DLC 1.10	8,11E+05	5,14E+06	2,07E+07	5,15E+06	1,75E+08	1,05E+08	8,89E+06	1,80E+08
	Mín	DLC 1.10	3,72E+04	-5,14E+06	-2,07E+07	3,94E+04	-1,19E+08	-1,21E+07	-8,89E+06	7,18E+05
Fz (N)	Máx	DLC 8.2	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,01E+07	4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09
	Mín	DLC 8.2	2,33E+07	-2,87E+05	-2,33E+07	2,33E+07	-4,84E+06	6,21E+07	-4,96E+07	6,21E+07
Fxy (N)	Máx	DLC 8.2	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,01E+07	4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09
	Mín	DLC 2.2	-4,75E+06	-2,93E+05	-2,10E+07	7,49E+02	-2,35E+07	-2,27E+08	-9,37E+06	2,72E+05
Mx (Nm)	Máx	DLC 3.1	1,29E+07	2,01E+06	2,19E+07	1,30E+07	1,77E+09	1,77E+09	1,77E+07	1,77E+09
	Mín	DLC 1.10	3,72E+04	-5,14E+06	-2,07E+07	3,94E+04	-1,19E+08	-1,21E+07	-8,89E+06	7,18E+05
My (Nm)	Máx	DLC 8.2	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,01E+07	4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09
	Mín	DLC 2.2	-4,75E+06	-2,93E+05	-2,10E+07	7,49E+02	-2,35E+07	-2,27E+08	-9,37E+06	2,72E+05
Mz (Nm)	Máx	DLC 8.2	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,01E+07	4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09
	Mín	DLC 8.2	2,33E+07	-2,87E+05	-2,33E+07	2,33E+07	-4,84E+06	6,21E+07	-4,96E+07	6,21E+07
Mxy(Nm)	Máx	DLC 8.2	3,01E+07	2,87E+05	2,33E+07	3,01E+07	4,20E+07	3,84E+09	5,01E+07	3,84E+09
	Mín	DLC 3.1	2,50E+04	-4,05E+05	-1,56E+07	2,54E+04	-1,26E+06	-8,01E+06	-1,46E+07	1,42E+05



El objetivo final de realizar este análisis es ver cómo pueden afectar las diferentes cargas a la estructura del aerogenerador y a su funcionamiento, por lo que a continuación se expone la localización del estado de cargas. Para simplificar los términos, se trata de conseguir ubicar las zonas más afectadas por las fuerzas estudiadas anteriormente, que en este caso se trata de 85m, 0m y -45m sobre el nivel del mar, y vienen representados en la siguiente imagen.

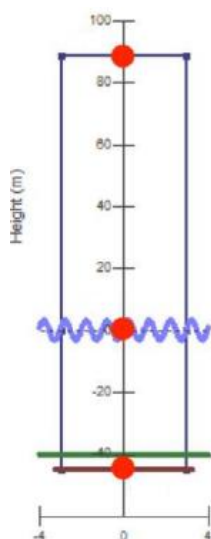


Figura 55: Puntos de análisis de la torre

Según los puntos marcados en la figura, se obtienen los más restrictivos y más delicados en cuanto a las cargas sufridas, y se observa que, en la totalidad de variables, el máximo se produce en la parte inferior del aerogenerador, quedando los esfuerzos máximos:

Tabla 11: Localización de Cargas Máximas

Variable	DLC	Fuerza/Carga	Localización
Fx	DLC 8.2	3,01E+07 N	-45 m
Fy	DLC 1.10	5,14E+06 N	-45 m
Fz	DLC 8.2	2,33E+07 N	-45 m
Fxy	DLC 8.2	3,01E+07 N	-45 m
Mx	DLC 3.1	1,77E+09 Nm	-45 m
My	DLC 8.2	3,84E+09 Nm	-45 m
Mz	DLC 8.2	5,01E+07 Nm	-45 m
Mxy	DLC 8.2	3,84E+09 Nm	-45 m

Y las cargas o esfuerzos mínimos (en cuanto a sentido contrario):

Tabla 12: Localización de Cargas Mínimas

Variable	DLC	Fuerza/Carga	Localización
Fx	DLC 2.2	-4,75E+06 N	-45 m
Fy	DLC 1.10	-5,14E+06 N	-45 m
Fz	DLC 8.2	-2,33E+07 N	-45 m
Fxy	DLC 2.2	7,49E+02 N	-45 m

Mx	DLC 1.10	-1,19E+08 Nm	-45 m
My	DLC 2.2	-2,27E+08 Nm	-45 m
Mz	DLC 8.2	-4,96E+07 Nm	-45 m
Mxy	DLC 3.1	1,42E+05 Nm	-45 m

Es un resultado que concuerda con lo esperado ya que, es la estructura de soporte la que más sufre debido a factores como las cargas hidrodinámicas, las fuerzas sufridas por vibraciones y movimientos marinos, la corrosión y corrientes submarinas.

### 8.1 ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA SIN OPTIMIZAR

Después de realizar el cálculo detallado en el Anexo X. Cálculos Estructurales Estado Último de Cargas, se detalla las dimensiones de la torre resultante.

Tabla 13: Dimensiones iniciales de la torre

Variable	Valor
$D_{int}$	5,7 m
$D_{ext}$	130 m
$H_{torre}$	6,8 m
Sección Transversal	10,8 m <sup>2</sup>
Masa Final	7.600.000,00 Kg

Como se puede observar, la torre tiene un espesor notablemente superior, lo que conlleva a una masa 4 veces más elevada que la inicial. Por esta razón, se plantea una optimización de la masa de la torre, teniendo que evaluar si es posible reducir el diámetro exterior de la misma en los otros dos puntos en los que podemos calcular los esfuerzos, es decir, a nivel del mar y en el punto más elevado del aerogenerador, a 85 m sobre el nivel del mar.

### 8.2 OPTIMIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE LA TORRE

Como se ha definido en el punto anterior, se ha detectado la posibilidad de llevar a cabo una optimización de la estructura de la torre del aerogenerador para reducir los costes de material que, tras realizar el análisis de cargas, se ha visto aumentado significativamente. Por esta razón, se calculan de nuevo las cargas en cada uno de los puntos que se van a analizar, especificados previamente, al nivel del mar (0m) y en la parte superior (85m). No se tiene en cuenta el punto sumergido, ya que se ha realizado el análisis de las cargas en ese punto y se ha tenido que aumentar el diámetro para que pudiese soportar todos los esfuerzos.

Este dimensionamiento se lleva a cabo con la idea de poder obtener una estructura que vaya disminuyendo su sección a medida que la altura aumenta, y de esta forma poder reducir considerablemente los gastos de material y, por lo tanto, obtener una rentabilidad mayor en el proyecto final.

De esta forma, se comienza analizando los esfuerzos que se producen en cada uno de los puntos.

Tabla 14: Resultados. Cargas Máximas DLC (0m)

		Tower Fx (N)	Tower Fy (N)	Tower Fz (N)	Tower Fxy (N)	Tower Mx (Nm)	Tower My (Nm)	Tower Mz (Nm)	Tower Mxy (Nm)
DLC 1.1		1,47E+06	4,70E+05	1,44E+07	8,25E+05	2,00E+07	5,56E+07	8,89E+06	6,89E+07
DLC 1.2		7,22E+05	6,39E+05	1,44E+07	8,37E+05	1,82E+07	5,80E+07	8,01E+06	7,07E+07
DLC 1.3		9,12E+05	5,20E+05	1,44E+07	9,18E+05	2,76E+07	7,16E+07	2,56E+06	7,18E+07
DLC 1.4		1,17E+06	6,88E+05	1,44E+07	1,33E+06	1,08E+07	1,02E+08	3,61E+06	1,03E+08
DLC 1.5		8,58E+05	4,45E+05	1,43E+07	8,67E+05	1,24E+07	7,09E+07	3,31E+06	7,11E+07
DLC 1.6		8,56E+05	4,70E+05	1,43E+07	2,22E+06	1,26E+07	7,08E+07	3,31E+06	1,18E+08
DLC 1.7		6,39E+06	5,43E+06	1,11E+07	1,11E+07	6,39E+06	3,85E+04	2,05E+07	3,51E+05
DLC 1.10		8,11E+05	1,53E+06	1,44E+07	1,56E+06	1,99E+07	6,86E+07	8,89E+06	6,89E+07
DLC 2.1		9,41E+06	6,84E+05	1,52E+07	9,43E+06	1,28E+07	8,77E+08	1,71E+07	8,77E+08
DLC 2.2		2,04E+06	2,93E+05	1,47E+07	2,04E+06	2,85E+07	1,82E+08	9,37E+06	1,82E+08
DLC 3.1		1,29E+07	4,05E+05	1,56E+07	1,29E+07	1,25E+07	1,19E+09	1,77E+07	1,19E+09
DLC 3.2		1,37E+07	4,06E+05	1,57E+07	1,37E+07	1,58E+07	1,27E+09	1,88E+07	1,27E+09
DLC 4.1		7,66E+05	4,41E+05	1,43E+07	8,73E+05	1,03E+07	6,28E+07	2,58E+06	6,30E+07
DLC 5.1		7,66E+05	2,92E+05	1,43E+07	8,20E+05	1,03E+07	6,67E+07	2,02E+06	6,70E+07
DLC 6.1		3,02E+06	6,23E+04	1,42E+07	3,02E+06	5,57E+06	4,18E+07	5,48E+05	4,18E+07
DLC 6.2		3,02E+06	6,23E+04	1,42E+07	3,02E+06	5,57E+06	4,18E+07	5,48E+05	4,18E+07
DLC 6.3		1,45E+06	8,10E+05	1,43E+07	1,53E+06	6,14E+07	1,53E+07	2,18E+06	6,25E+07
DLC 6.4		1,74E+06	3,84E+04	1,42E+07	1,74E+06	3,71E+06	2,39E+07	3,49E+05	2,39E+07
DLC 6.5		2,25E+06	6,17E+04	1,42E+07	2,25E+06	5,51E+06	4,18E+07	5,49E+05	4,18E+07
DLC 7.1		1,17E+06	1,61E+04	1,41E+07	1,17E+06	1,31E+06	2,53E+07	1,83E+05	2,53E+07
DLC 7.2		9,09E+05	3,84E+04	1,42E+07	9,09E+05	3,71E+06	2,39E+07	3,49E+05	2,39E+07
DLC 8.2		2,76E+07	2,87E+05	1,70E+07	2,76E+07	2,91E+07	2,53E+09	5,01E+07	2,53E+09
DLC 8.3		1,97E+06	3,85E+04	1,42E+07	1,97E+06	3,70E+06	2,39E+07	3,51E+05	2,39E+07
DLC 8.4		1,97E+06	3,85E+04	1,42E+07	1,97E+06	3,70E+06	2,39E+07	3,51E+05	2,39E+07
MAX		2,76E+07	5,43E+06	1,70E+07	2,76E+07	6,14E+07	2,53E+09	5,01E+07	2,53E+09

Tabla 15: Resultados. Cargas Mínimas DLC (0m)

		Tower Fx (N)	Tower Fy (N)	Tower Fz (N)	Tower Fxy (N)	Tower Mx (Nm)	Tower My (Nm)	Tower Mz (Nm)	Tower Mxy (Nm)
DLC 1.1		-6,73E+05	-4,45E+05	-1,43E+07	3,39E+04	-6,73E+05	-1,52E+06	-1,52E+06	1,09E+04
DLC 1.2		2,12E+04	-6,39E+05	-1,44E+07	2,87E+04	-1,92E+06	-3,26E+06	-8,01E+06	2,15E+04
DLC 1.3		-2,30E+05	-5,20E+05	-1,44E+07	4,72E+04	-3,24E+05	-2,47E+07	-2,45E+06	4,32E+05
DLC 1.4		1,87E+04	-6,88E+05	-1,44E+07	6,15E+05	-2,72E+06	-5,82E+05	-3,61E+06	1,24E+06
DLC 1.5		5,14E+04	-4,45E+05	-1,43E+07	5,47E+04	-5,69E+05	8,58E+05	-3,31E+06	9,28E+05
DLC 1.6		4,89E+04	-4,70E+05	-1,43E+07	5,22E+04	-5,31E+05	7,62E+05	-3,31E+06	9,05E+05
DLC 1.7		7,83E+04	-5,33E+04	-6,21E+06	2,23E+06	4,64E+04	-3,53E+05	-1,43E+07	-3,31E+06
DLC 1.10		3,72E+04	-5,56E+05	-1,43E+07	3,94E+04	-8,28E+05	6,29E+05	-2,93E+04	7,18E+05
DLC 2.1		1,77E+04	-6,84E+05	-1,52E+07	6,14E+05	-9,57E+05	-6,80E+05	-1,45E+07	1,17E+06
DLC 2.2		-1,41E+06	-2,93E+05	-1,47E+07	7,49E+02	-1,52E+07	-8,92E+07	-9,37E+06	2,72E+05
DLC 3.1		3,24E+03	-4,05E+05	-1,56E+07	4,89E+03	-5,27E+05	-7,91E+06	-1,46E+07	2,38E+05
DLC 3.2		3,24E+03	-4,06E+05	-1,57E+07	4,89E+03	-5,13E+05	-7,91E+06	-1,61E+07	2,38E+05
DLC 4.1		-3,09E+05	-4,41E+05	-1,43E+07	2,73E+05	-1,24E+06	-3,64E+07	-2,58E+06	1,52E+07
DLC 5.1		-6,43E+05	-2,92E+05	-1,43E+07	2,73E+05	-2,11E+06	-6,67E+07	-2,02E+06	1,75E+07
DLC 6.1		-1,23E+06	-6,23E+04	-1,42E+07	7,67E+03	-5,41E+06	4,61E+06	-2,54E+05	4,91E+06
DLC 6.2		-1,23E+06	-6,23E+04	-1,42E+07	7,67E+03	-5,41E+06	4,61E+06	-2,54E+05	4,91E+06
DLC 6.3		-1,01E+06	-8,10E+05	-1,43E+07	2,46E+05	2,03E+07	-1,53E+07	7,23E+05	2,22E+07
DLC 6.4		-7,67E+05	-3,34E+04	-1,42E+07	5,99E+03	-3,71E+06	8,48E+04	-1,73E+05	1,01E+06
DLC 6.5		-8,44E+05	-6,17E+04	-1,42E+07	1,29E+04	-5,43E+06	4,63E+06	-2,56E+05	4,92E+06
DLC 7.1		-7,76E+04	-1,61E+04	-1,41E+07	4,36E+03	-5,49E+05	1,97E+07	1,81E+05	1,97E+07
DLC 7.2		-2,48E+05	-3,34E+04	-1,42E+07	1,54E+03	-3,71E+06	8,15E+04	-1,73E+05	1,01E+06
DLC 8.2		2,51E+07	-2,87E+05	-1,70E+07	2,51E+07	1,17E+06	2,36E+09	-4,96E+07	2,36E+09
DLC 8.3		-1,21E+06	-3,37E+04	-1,42E+07	1,17E+04	-3,70E+06	8,48E+04	-1,70E+05	1,03E+06
DLC 8.4		-1,21E+06	-3,37E+04	-1,42E+07	1,17E+04	-3,70E+06	8,48E+04	-1,70E+05	1,03E+06
MIN		-1,41E+06	-8,10E+05	-1,70E+07	7,49E+02	-1,52E+07	-8,92E+07	-4,96E+07	-3,31E+06

Tabla 16: Resultados. Cargas Máximas DLC (85m)

		Tower Fx (N)	Tower Fy (N)	Tower Fz (N)	Tower Fxy (N)	Tower Mx (Nm)	Tower My (Nm)	Tower Mz (Nm)	Tower Mxy (Nm)
DLC 1.1		6,79E+05	1,74E+05	1,90E+06	7,97E+05	4,89E+06	1,21E+07	8,89E+06	1,28E+07
DLC 1.2		7,04E+05	1,55E+05	1,89E+06	8,37E+05	4,71E+06	1,15E+07	8,01E+06	7,07E+07
DLC 1.3		1,72E+05	8,51E+03	1,79E+06	1,72E+05	7,68E+05	5,36E+06	2,65E+05	7,00E+06
DLC 1.4		1,16E+06	8,37E+04	1,89E+06	1,16E+06	4,04E+06	7,90E+06	3,61E+06	7,91E+06
DLC 1.5		8,31E+05	9,40E+04	1,85E+06	8,31E+05	4,08E+06	7,91E+06	3,31E+06	7,91E+06
DLC 1.6		8,31E+05	9,40E+04	1,85E+06	2,22E+06	4,08E+06	7,91E+06	3,31E+06	1,18E+08
DLC 1.7		6,39E+05	5,43E+05	1,11E+06	1,11E+07	6,39E+05	3,85E+04	2,05E+07	3,51E+05
DLC 1.10		7,97E+05	1,74E+05	1,90E+06	7,97E+05	4,89E+06	1,21E+07	8,89E+06	1,28E+07
DLC 2.1		9,33E+06	1,21E+05	2,73E+06	9,33E+06	4,04E+06	5,78E+07	1,71E+07	5,78E+07
DLC 2.2		2,03E+06	2,93E+05	2,16E+06	2,03E+06	4,58E+06	1,77E+07	9,37E+06	1,82E+07
DLC 3.1		1,28E+07	1,19E+05	3,10E+06	1,29E+07	2,21E+06	6,33E+07	1,77E+07	1,19E+09
DLC 3.2		1,36E+07	1,66E+05	3,18E+06	1,36E+07	2,33E+06	6,46E+07	1,88E+07	6,46E+07
DLC 4.1		7,52E+05	7,24E+04	1,85E+06	7,52E+05	4,04E+06	8,80E+06	2,58E+06	9,68E+06
DLC 5.1		7,52E+05	7,24E+04	1,85E+06	7,52E+05	4,04E+06	1,00E+07	2,02E+06	1,08E+07
DLC 6.1		2,53E+05	6,23E+04	1,70E+06	2,53E+05	3,47E+05	7,31E+06	5,48E+05	7,32E+06
DLC 6.2		2,53E+05	6,23E+04	1,70E+06	2,53E+05	3,47E+05	7,31E+06	5,48E+05	7,32E+06
DLC 6.3		3,70E+04	5,05E+05	1,83E+06	5,05E+05	1,61E+06	9,36E+06	2,18E+06	9,45E+06
DLC 6.4		1,70E+05	3,84E+04	1,72E+06	1,70E+05	2,96E+05	7,61E+06	3,49E+05	7,61E+06
DLC 6.5		2,53E+05	6,17E+04	1,70E+06	2,53E+05	3,57E+05	7,32E+06	5,49E+05	7,32E+06
DLC 7.1		1,45E+05	1,61E+04	1,60E+06	1,46E+05	1,80E+05	6,29E+06	1,83E+05	6,30E+06
DLC 7.2		1,70E+05	3,84E+04	1,72E+06	1,70E+05	2,96E+05	7,61E+06	3,49E+05	7,61E+06
DLC 8.2		2,66E+07	2,87E+05	4,52E+06	2,66E+07	5,91E+06	1,81E+08	5,01E+07	1,81E+08
DLC 8.3		1,70E+05	3,85E+04	1,72E+06	1,70E+05	2,84E+05	7,61E+06	3,51E+05	7,61E+06
DLC 8.4		1,70E+05	3,85E+04	1,72E+06	1,70E+05	2,84E+05	7,61E+06	3,51E+05	7,61E+06
MAX		2,66E+07	5,43E+05	4,52E+06	2,66E+07	5,91E+06	1,81E+08	5,01E+07	1,19E+09

Tabla 17: Resultados. Cargas Mínimas DLC (85m)

		Tower Fx (N)	Tower Fy (N)	Tower Fz (N)	Tower Fxy (N)	Tower Mx (Nm)	Tower My (Nm)	Tower Mz (Nm)	Tower Mxy (Nm)
DLC 1.1		5,53E+04	-1,74E+05	-1,90E+06	7,20E+04	1,39E+05	-1,21E+07	-8,89E+06	3,33E+06
DLC 1.2		5,86E+04	-1,55E+05	-1,89E+06	5,87E+04	1,91E+05	-1,15E+07	-8,01E+06	3,34E+06
DLC 1.3		-1,72E+05	-2,12E+05	-1,88E+06	3,60E+03	1,92E+05	-1,09E+07	-2,45E+06	4,00E+06
DLC 1.4		-3,31E+04	-8,37E+04	-1,89E+06	9,00E+04	-2,39E+05	-7,90E+06	-3,61E+06	5,44E+06
DLC 1.5		4,64E+04	-9,40E+04	-1,85E+06	7,83E+04	-2,05E+04	-7,91E+06	-3,31E+06	2,23E+06
DLC 1.6		9,63E+04	-9,40E+04	-1,85E+06	9,63E+04	1,99E+05	-7,91E+06	-3,31E+06	4,21E+06
DLC 1.7		7,83E+04	-5,33E+04	-6,21E+05	2,23E+06	4,64E+04	-3,53E+05	-1,43E+07	3,31E+06
DLC 1.10		5,53E+04	-1,74E+05	-1,90E+06	8,66E+04	1,99E+05	-1,21E+07	-8,89E+06	3,33E+06
DLC 2.1		8,23E+04	-1,21E+05	-2,73E+06	8,23E+04	-6,72E+05	-7,93E+06	-1,45E+07	6,62E+06
DLC 2.2		-9,21E+05	-2,93E+05	-2,16E+06	7,60E+02	-8,99E+05	-1,77E+07	-9,37E+06	1,17E+06
DLC 3.1		2,11E+03	-1,19E+05	-3,10E+06	2,14E+03	-1,26E+06	-8,24E+06	-1,46E+07	1,42E+05
DLC 3.2		2,11E+03	-1,66E+05	-3,18E+06	2,14E+03	-1,41E+06	-8,24E+06	-1,61E+07	2,17E+05
DLC 4.1		-3,26E+05	-7,24E+04	-1,85E+06	1,03E+05	-1,31E+05	-8,80E+06	-2,58E+06	7,98E+06
DLC 5.1		-6,56E+05	-7,24E+04	-1,85E+06	1,03E+05	-1,00E+07	-1,00E+07	-2,02E+06	8,47E+06
DLC 6.1		6,39E+04	-6,23E+04	-1,70E+06	6,90E+04	-3,37E+05	-7,31E+06	-2,54E+05	5,25E+06
DLC 6.2		6,39E+04	-6,23E+04	-1,70E+06	6,90E+04	-3,37E+05	-7,31E+06	-2,54E+05	5,25E+06
DLC 6.3		-3,70E+04	-5,05E+05	-1,83E+06	1,77E+05	4,08E+05	-9,36E+06	7,23E+05	8,45E+06
DLC 6.4		4,03E+04	-3,34E+04	-1,72E+06	4,49E+04	-2,96E+05	-7,61E+06	-1,73E+05	6,31E+06
DLC 6.5		6,39E+04	-6,17E+04	-1,70E+06	6,90E+04	-3,50E+05	-7,32E+06	-2,56E+05	5,25E+06
DLC 7.1		1,45E+05	-1,61E+04	-1,60E+06	1,45E+05	-1,80E+05	-6,29E+06	1,81E+05	6,20E+06
DLC 7.2		4,03E+04	-3,34E+04	-1,72E+06	4,49E+04	-2,96E+05	-7,61E+06	-1,73E+05	6,31E+06
DLC 8.2		2,50E+07	-2,87E+05	-4,52E+06	2,50E+07	-4,84E+06	6,21E+07	-4,96E+07	6,21E+07
DLC 8.3		4,03E+04	-3,37E+04	-1,72E+06	4,49E+04	-2,84E+05	-7,61E+06	-1,70E+05	6,31E+06
DLC 8.4		4,03E+04	-3,37E+04	-1,72E+06	4,49E+04	-2,84E+05	-7,61E+06	-1,70E+05	6,31E+06
MIN		-9,21E+05	-5,05E+05	-4,52E+06	7,60E+02	-4,84E+06	-1,77E+07	-4,96E+07	1,42E+05

A partir de estos datos, se llevan a cabo los cálculos en el anexo de optimización, en el que se obtienen los siguientes resultados que se exponen a continuación. Para todos los casos, se cumple que el límite elástico mayorado es superior a la suma de esfuerzos debido al momento flector y de tracción.

### Para la sección a nivel del mar (0m)

Tabla 18: Comparación optimización estado de tensiones (0m)

Variable	Sin optimizar	Optimizado
Resultante	$1,64 * 10^8 N/m^2$	$2,49 * 10^8 N/m^2$
D <sub>ext</sub>	6,8 m	6,45 m

### Para la sección en la parte superior (85m)

Tabla 19: Comparación optimización estado de tensiones (85m)

Variable	Sin optimizar	Optimizado
Resultante	$7,68 * 10^7 N/m^2$	$2,27 * 10^8 N/m^2$
D <sub>ext</sub>	6,8 m	6,1 m

De esta forma, el dimensionamiento final del aerogenerador sería:

Tabla 20: Dimensiones optimizadas de la torre

Variable	Zona sumergida (-45m)	Zona nivel del mar (0m)	Zona parte superior (85m)
D <sub>int</sub>	5,7 m	5,7 m	5,7 m
D <sub>ext</sub>	6,8 m	6,45 m	6,1 m
Sección	10,8 m <sup>2</sup>	7,16 m <sup>2</sup>	3,71 m <sup>2</sup>

Toda esta reducción en el diámetro exterior, y por consiguiente en el área del aerogenerador, supone una disminución de la masa final total del mismo, siendo aproximadamente 5.000.000 kg en vez de los 7.600.000 kg que se obtuvieron después de aumentar el diámetro por restricciones técnicas en el análisis último de cargas en la parte inferior del aerogenerador. Para obtener el valor de la masa final, se supone que el dimensionado de la torre se produce de manera lineal, reduciendo el diámetro progresivamente para que se cumplan las especificaciones indicadas anteriormente.

Por lo que los diámetros que se tienen en cuenta son:

- (-45m) D<sub>ext</sub> sección 1: 6,8m
- (-22,5m) D<sub>ext</sub> sección 1-2: 6,64m
- (0m) D<sub>ext</sub> sección 2: 6,45m
- (42,5m) D<sub>ext</sub> sección 2-3: 6,27m
- (85 m) D<sub>ext</sub> sección 3: 6,1m

Por lo que el diámetro medio es:  $D_{medio} = \frac{6,8+6,64+6,45+6,27+6,1}{5} = 6,45 \text{ m}$

De esta forma, la reducción de masa que se ha indicado previamente se calcula viendo la reducción, en porcentaje, del volumen de la torre, para que, de la misma forma, se aplique el porcentaje a la masa.

Área optimizada:  $\frac{\pi}{4} * (6,45^2 - 5,7^2) = 7,15 \text{ m}^2$

Reducción del volumen:  $\frac{10,8-7,15}{10,8} = 0,34$

De esta manera, se aplica el porcentaje (66%) a la masa inicial indicada antes de optimizar, de 7.600.000 kg, resultando una masa final de **5.015.000 kg**.

## 9. PRESUPUESTO

Para el detalle del presupuesto del proyecto, se describen las fórmulas empleadas en el anexo de cálculo del presupuesto del proyecto. A continuación, se exponen los resultados a modo de tabla del coste de instalación de un aerogenerador marino.

Tabla 21: Costes Totales del Aerogenerador

Costes Totales	
Palas	567.593,39 €
Buje	138.833,34 €
Control de Potencia	149.900,43 €
Sistema de Transmisión	95.205,49 €
Generador	895.597,50 €
Control de velocidad variable	322.583,34 €
Sistema de orientación	93.062,09 €
Mainframe	64.547,11 €
Conexiones eléctricas	163.333,34 €
Sistema de refrigeración	50.000,00 €
Spinner	10.084,49 €
Góndola	50.253,34 €
Torre	932.172,08 €
Cimentaciones	1.225.000,00 €
Sistema de seguridad y supervisión	44.916,66 €
Interfaz eléctrica y conexiones	353.004,16 €
<b>Coste del Aerogenerador</b>	<b>5.156.086,76 €</b>
Transporte Offshore	985.541,67 €
Instalación y montaje Offshore	89.654,73 €
Marinización	468.226,14 €
Puerto y equipo de montaje	83.333,33 €
Conexión eléctrica Offshore	976.789,33 €
Permisos e impacto ambiental	149.584,60 €
Garantía	523.478,65 €
<b>Inversión total</b>	<b>8.432.695,21 €</b>

## 10. CONCLUSIONES

Previamente a realizar un análisis más en profundidad del presupuesto final del proyecto, teniendo en cuenta ciertas consideraciones, se plantean una serie de conclusiones que son relevantes en el estado actual del proyecto. En concreto, se centra este apartado en analizar el programa de dimensionamiento empleado y discutir los resultados obtenidos durante el proceso.

La primera conclusión que hay que destacar es que se trata de una energía renovable en pleno crecimiento y progreso tanto en la tecnología y materiales que se emplean como en la reducción tanto de costes como de impacto ambiental. La energía eólica offshore está en rápida expansión a nivel global, especialmente en Europa, Asia y América del Norte. Los proyectos están aumentando en número y escala, con importantes inversiones en nuevos desarrollos. Se precisa de avances tecnológicos que se están llevando a cabo, como la mejora de rendimiento y potencia de las turbinas, y uso de distintas cimentaciones, como puede ser realizar parques eólicos flotantes. A medida que se resuelvan los desafíos de integración y se superen las barreras económicas, se espera que esta tecnología juegue un papel crucial en la transición hacia una energía más limpia y sostenible.

Más concretamente en relación con el proyecto desarrollado, cabe destacar el uso del programa Bladed a la hora de dimensionar el aerogenerador, en versión educativa, lo que ha supuesto algunas limitaciones a la hora de tomar decisiones y poder realizar un análisis más detallado. Entre las mejoras que supondría poder contar con la versión completa, sería no limitar las simulaciones a 60 segundos, poder realizar simulaciones teniendo en cuenta la actividad sísmica y no limitar los puntos de la pala a 10. De todas formas, es una manera bastante precisa de poder realizar estimaciones sobre el funcionamiento del aerogenerador bajo determinadas condiciones.

En cuanto a los resultados obtenidos, se deben destacar ciertos puntos:

1. Se ha realizado el estudio de viabilidad técnica del aerogenerador básico descrito en las especificaciones previas y se ha determinado que para poder soportar los esfuerzos a los que se encuentra sometido el aerogenerador, hace falta aumentar el diámetro exterior, y por consiguiente, la masa del mismo. Se pasa de tener una turbina de 1.900.000 kg a una de 7.600.000 kg.
2. Se sigue el reglamento DNV GL y se obtiene que el caso más crítico es el DLC 8.2 y, por lo tanto, se determina que el sistema de paso es un elemento muy importante y fundamental para el correcto funcionamiento del aerogenerador. Además, el punto más delicado es el que se encuentra sumergido a 45 metros sobre el nivel del mar.
3. A raíz de los resultados obtenidos en el primer análisis, se procede a realizar la optimización ante la detección de una posible reducción tanto en masa como en precio. Solo se realiza el análisis último de cargas y no el de fatiga, porque es lo que determina el estudio que se quiere llevar a cabo.
4. Otra de las conclusiones que se deben tener en consideración es que las cargas máximas son más elevadas que las mínimas, por lo que se ha seguido ese análisis en cada uno de los puntos a estudiar.
5. A medida que se iba aumentando en la altura de la torre, se podía ir reduciendo el diámetro exterior y por consiguiente la masa de la misma, pudiendo optimizar la torre hasta reducirse un 34% del volumen o masa, teniendo un aerogenerador final de 5.015.000 kg

# PARTE II



## 11. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA VS EÓLICA OFFSHORE

A continuación, se completa el análisis seguido a lo largo del proyecto con una comparativa entre dos de las tecnologías de origen renovable más comunes en el panorama mundial, pero, sobre todo, que más importancia tienen dentro del sistema eléctrico español. Es cierto que, se va a comparar únicamente un tipo de tecnología eólica como es la offshore, pero tras realizar la primera parte del proyecto sobre dicha tecnología, encuentro muy interesante poder analizar en profundidad las rentabilidades de ambos proyectos, suponiendo dos plantas con características técnicas muy similares. Para poder realizar un análisis completo y eficaz, se suponen 25 años de vida útil para ambos proyectos, con un inicio de COD (comercial operation date), inicio de operación en 2026.

### 11.1 DECISIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA DE LAS PLANTAS

La dimensión de la planta es un aspecto fundamental en el proceso de construcción tanto del parque solar como del eólico marino, y de análisis tanto técnico como financiero de ambas instalaciones. Las empresas o los fondos de inversión prestan especial atención a este parámetro. Como se menciona en el apartado anterior, los caminos burocráticos y legales pueden variar según la potencia instalada. Asimismo, las posibilidades de financiación o levantamiento de capital y cierres de contratos de PPA con comercializadoras se ven fuertemente influenciadas por dicho parámetro por los riesgos financieros que implican una potencia instalada u otra.

Dados los beneficios de invertir en plantas de gran tamaño por su mayor rentabilidad, mayor estabilidad frente a fluctuaciones en el mercado y menores costes por la distribución de los costes fijos, se busca una potencia instalada considerablemente grande para el proyecto que se plantea, teniendo en cuenta las restricciones administrativas pertinentes.

Las plantas solares de 50 MW o más están sujetas a un estudio de impacto ambiental. Este estudio es necesario para evaluar aspectos como el impacto ambiental, paisajístico o sobre la fauna y la flora que puede tener la planta solar en el terreno seleccionado.

A continuación, se incluye una tabla resumen con los aspectos más relevantes descritos en este punto para la tecnología solar:

Tabla 22: Procedimiento para instalar una planta fotovoltaica

Proceso Legal/Burocrático	Planta Superior a 50MW	Planta Inferior a 50 MW	Organismo Encargado
Autorización administrativa previa	Obligatorio	Obligatorio	MITECO
Estudio de impacto ambiental (EIA)	Obligatorio	No obligatorio	MITECO
Licencia de obras	Obligatorio	Obligatorio <sup>2</sup>	Ayuntamiento donde se ubique la planta
Autorización de conexión de la red	Obligatorio	Obligatorio	Red Eléctrica de España
Registro de la instalación	Obligatorio	Obligatorio	Agencia Estatal de la Energía
Conexión a la red	Obligatorio	Obligatorio	Red Eléctrica de España

Asimismo, para la instalación de una planta eólica marina, también existen limitaciones burocráticas para potencias superiores a 50MW, reflejadas en el BOE: “La construcción o ampliación de las instalaciones eléctricas de generación eólicas marinas de potencia superior a 50 MW requerirán, además de las resoluciones administrativas a que se refiere el artículo 115 del Real Decreto

1955/2000, de 1 de diciembre, y los títulos de ocupación del dominio público marítimo-terrestre regulados en la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, la resolución administrativa que resuelve previamente el procedimiento de concurrencia y otorga al solicitante la reserva de zona”.

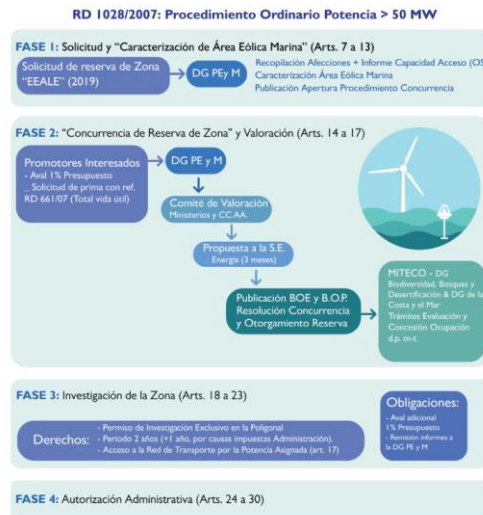


Figura 56: Procedimiento instalación eólica marina > 50MW

Por esta razón, en búsqueda de la mayor potencia instalada sin sobrepasar los 50MW y el actual estudio que baraja la posibilidad de obligar a las plantas solares de 49,99MW a someterse a una EIA, se determina que el tamaño final de la planta solar que se estudia en el proyecto sea de 49MW de potencia instalada.

## 11.2 ESTUDIO FINANCIERO PLANTA EÓLICA OFFSHORE

Se parte del primer estudio realizado en la parte I donde se recoge el presupuesto de un aerogenerador marino, pero en este caso hay que dimensionar los 50MW que hemos definido como potencia a instalar para poder tener una mayor facilidad en cuanto a los permisos, como se ha visto en el apartado anterior.

Como es de esperar, el coste de instalación de 10 aerogeneradores es más elevado que el de un único aerogenerador, pero no necesariamente es equivalente al coste de uno de ellos multiplicado por 10. Por esto mismo, se supone que el coste del aerogenerador indicado en el presupuesto hay que tenerlo en cuenta para cada uno de los aerogeneradores ya que depende de la masa de este y materiales, por lo que sí sería 10 veces superior, pasando de 5M€ a 50M€. Adicionalmente, se supone un aumento del 50% para el montaje, marinización y conexión eléctrica, y del 20% en el resto de los parámetros como serían transporte, permisos y garantías para ajustar al máximo el presupuesto de los 10 aerogeneradores.

De esta forma, el presupuesto final sería el siguiente.

- 10 aerogeneradores: 51.560.867,64 €
- Componentes en la instalación: 4.392.331,20 €

Por lo que finalmente, de manera desglosada quedaría con los siguientes costes.

Tabla 23: Costes inversión de la instalación eólica marina

<b>Costes Totales</b>	
Coste del Aerogenerador	5.156.086,76 €
<b>Coste 10 Aerogeneradores</b>	<b>51.560.867,64 €</b>
Transporte Offshore	1.182.650,00 €
Instalación y montaje Offshore	134.482,10 €
Marinización	702.339,21 €
Puerto y equipo de montaje	100.000,00 €
Conexión eléctrica Offshore	1.465.184,00 €
Permisos e impacto ambiental	179.501,52 €
Garantía	628.174,38 €
<b>Inversión total</b>	<b>55.953.198,84 €</b>

Estos son los costes de inversión inicial, también denominados comúnmente CAPEX, que representa el coste inicial asociado a la inversión del proyecto. Para ello se tienen en cuenta los costes de la instalación y los costes de construcción del proyecto.

Además, para el análisis financiero de la planta eólica offshore hay que tener en cuenta también los costes asociados al mantenimiento y correcto funcionamiento de la instalación, comúnmente denominado OPEX, o costes de operación.

Tabla 24: Costes de operación y mantenimiento de la instalación eólica marina

<b>OPEX</b>	
Conservación Mensual	13.211,00 €
Limpieza Mensual	6.368,90 €
Formación y Seguimiento de Seguridad Mensual	1.351,40 €
Coste de Inspección y Control Mensual	340,80 €
<b>O&amp;M</b>	<b>255.265,20 €</b>
<b>Coste Anual Seguro</b>	<b>20.761,80 €</b>
<b>Barco Mantenimiento</b>	<b>619.516,40 €</b>
<b>Costes Anuales Totales</b>	<b>895.543,40 €</b>

En este caso, se recogen los gastos asociados a la operación y mantenimiento, desglosados en la parte superior, teniendo en cuenta la conservación, limpieza, formación de seguridad y la inspección y control de la instalación eólica. Además, se añaden los gastos del seguro anual y del barco para el mantenimiento, cuyos costes se han repartido de la siguiente forma:

- Para el seguro, se supone un 0,05% del coste de los aerogeneradores, ya que es un valor elevado y estaría dentro de los estándares actuales de precios indicados para este tipo de costes asociados.
- Para el barco de mantenimiento, se suponen las siguientes hipótesis razonables tanto para este proyecto como para uno genérico. Lo primero de todo, es considerar 30 días de mantenimiento al año para poder asegurar el correcto funcionamiento de la planta. Se tienen en cuenta 3 barcos de mantenimiento y que a instalación se encuentra a 5km de la

costa. De esta forma, se realizarían 8 viajes al día y con un consumo de un barco típico de unos 6.000 l/h con un precio del Fueloil de 0,4 €/l a una velocidad media de 14 km/h.

Adicionalmente al CAPEX y OPEX, hay que tener en cuenta la depreciación, que es una partida contable que refleja la pérdida de valor de un activo tangible a lo largo del tiempo y que se registra con la intención de reflejar el valor real de una propiedad. Para tenerlo en cuenta en el modelo financiero, hay que calcularlo de la siguiente forma:

$$\text{Depreciación} = \frac{\text{CAPEX}}{n^{\circ} \text{ años vida útil}} = \frac{55.953.198,84 \text{ €}}{25} = 2.238.127,95 \text{ €}$$

Como se puede observar, se ha calculado una depreciación lineal, sin considerar una depreciación acelerada por simplificación de los cálculos y del proceso, por lo que significa que se deprecia de la misma manera año a año a lo largo de su vida útil.

Por esta razón, se tiene la tabla resumen correspondiente a la depreciación.

Tabla 25: Depreciación y amortización de la instalación eólica marina

<b>Depreciación y Amortización</b>	
Periodo de depreciación	25 años
Coste de inversión inicial	55.953.198,84 €
<b>Depreciación anual</b>	<b>2.238.127,95 €</b>

Una vez ya se han expuesto los costes asociados a la hora de instalar y mantener la planta, también hay que presentar los ingresos que suponen tener la planta en funcionamiento. Para ello, hay que representar por un lado la producción anual de la misma y por otro el precio medio de la energía para cada periodo de la vida útil de la planta.

Se comienza exponiendo la producción anual de la planta. Para poder realizar este análisis hay que tener en cuenta el factor de capacidad de esta, que supone el porcentaje de horas a las que se puede suponer que la instalación estará funcionando a potencia nominal, en este caso 5MW por aerogenerador, lo que supone 50MW para el complejo entero. En cuanto a valores razonables para este parámetro, se considera 40%, ya que para casos de aerogeneradores en tierra se han visto factores de capacidad en torno a 30% y en el mar hay menos probabilidades de fallo de viento o apantallamiento de este. Por lo tanto, teniendo en cuenta las 8760 horas al año, los 50MW de potencia de la planta y un factor de capacidad de 40%, se obtiene que la producción anual teórica es de 175.200 MWh. Sin embargo, esta producción no es la real, debido a que la planta cuenta con pérdidas adicionales, consideradas un 2% y que la instalación tiene una disponibilidad del 99%. Con todos estos valores, se obtiene una producción anual de 174.990 MWh para el primer año, disminuyendo progresivamente hasta 169.959 MWh para 2051 que sería el año 25 del proyecto.

Para poder analizar esta producción a modo de ingresos, hay que realizar un análisis del precio pool del mercado en España para los años en los que el proyecto estará en operación, es decir del 2026 al 2051. Recopilando datos de diferentes años, en concreto del 2015 al 2019, ya que a partir del 2020 se produjeron precios anómalos por el COVID o el conflicto entre Rusia y Ucrania, se obtienen los siguientes precios por trimestres.

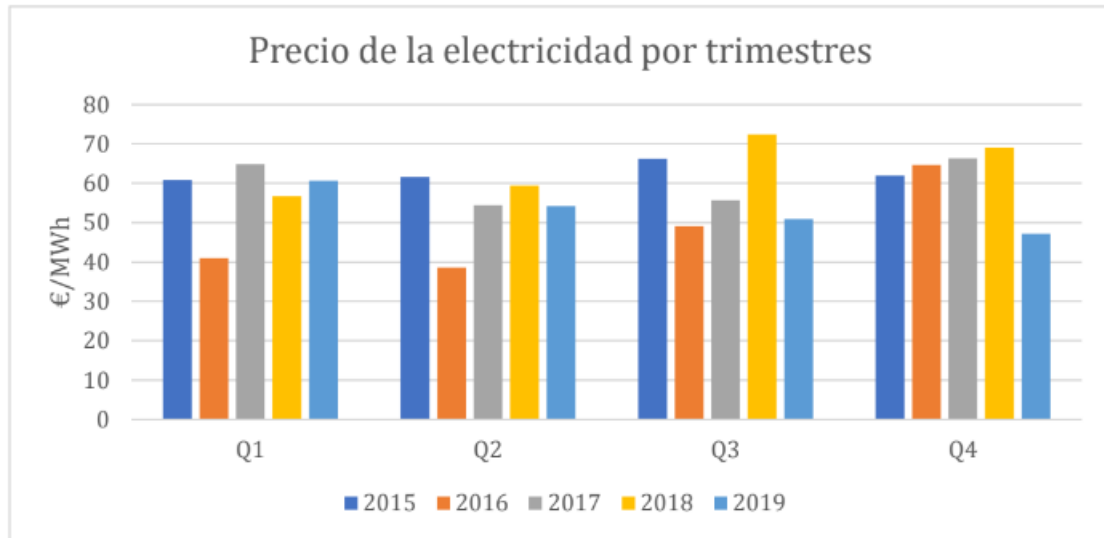


Figura 57: Precio de la electricidad por trimestres 2015-2019

A partir de estos datos, se pueden deducir dos conclusiones, la primera y más visual, los precios medios, tanto trimestrales como en general, y también, la ponderación de cada uno de los trimestres de cara a poder traducirlo en cada uno de los años futuros, siendo:

Tabla 26: Media por trimestres y total del precio entre 2015 y 2019 y la ponderación trimestral

	Q1 (Ene-Mar)	Q2 (Abr-Jun)	Q3 (Jul-Sep)	Q4 (Oct-Dic)
<b>Media trimestral</b>	56,83 €/MWh	53,63 €/MWh	58,86 €/MWh	61,86 €/MWh
<b>Ponderación</b>	0,98	0,93	1,02	1,07
<b>Media total</b>	57,80 €/MWh			

Para poder estimar los precios que habrá a lo largo de la vida útil del proyecto, se establece el siguiente procedimiento para realizarlo de la manera más precisa posible. En 2023, se obtuvo un precio medio de 87,3 €/MWh, mientras que en 2024 se prevee un precio en torno a los 80 €/MWh. Además, de la información publicada por parte del Gobierno y de Red Eléctrica de España, se puede observar la proyección que tienen en el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima), donde se recoge la visión de que el precio bajará hasta 28,5 €/MWh para 2030. Por otro lado, se tiene una visión menos optimista o bajista por parte del mercado de futuros donde se estima un precio alrededor de los 45 €/MWh para el año mencionado. De esta forma, se realiza un supuesto en el que se combinen ambas visiones, resultando en los siguientes precios, estableciendo una caída lineal desde el precio previsto para 2024 de 80,4 €/MWh hasta los 41 €/MWh (un posible valor viendo las diferentes tendencias por cada parte) para 2030, y finalizando con los 28,5 €/MWh en 2040 en vez de 2030 como se establece en el PNIEC. Para poder tener una idea más visual, se expone un gráfico a continuación.

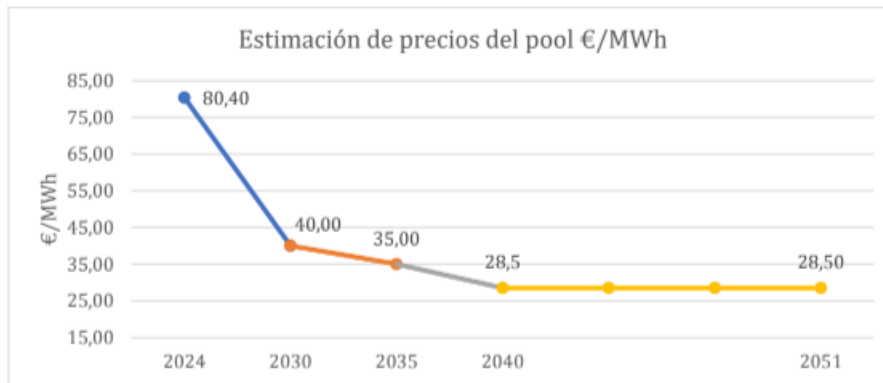


Figura 58: Estimación de los precios del pool hasta el final de la vida útil del proyecto

### 11.2.1 ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO EÓLICO MARINO

Para poder analizar la rentabilidad del proyecto, se debe tener en cuenta que la planta eólica genera unos ingresos correspondientes a la producción y la venta de energía. Estos ingresos no son los que la planta recibe finalmente, puesto que hay que tener en cuenta los gastos de inversión inicial, CAPEX y los gastos de operación OPEX. Tras descontar esto, se obtiene lo que se denomina EBITDA, siglas en inglés para definir los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización. A partir de este punto, se va sustrayendo cada uno de los componentes mencionados anteriormente, de manera progresiva. Si al EBITDA se le resta la depreciación anual, se obtiene el BAI, beneficios antes de impuestos, y por lo tanto, si se resta los impuestos al BAI se calcula el beneficio neto que tendría la planta una vez tenido en cuenta todos los gastos, intereses y depreciación correspondiente. Para ello, se tiene que definir el impuesto que se debe imputar para este tipo de proyectos, que es el de sociedades cuyo valor se define en 25%.

Otros conceptos que se definen en el modelo financiero es el Flujo de Caja Operativo, que se obtiene partiendo del beneficio neto y sumándole la amortización y depreciación correspondiente. Este es un parámetro de relevancia debido a que refleja el dinero en efectivo que genera la planta al estar en funcionamiento a lo largo de su vida útil. En caso de que hubiera financiación, se deberían incluir los intereses financieros correspondientes, pero en este caso al ser cero no se incluyen.

Una vez que ya se tienen los valores anuales correspondientes para cada uno de los pasos que se han descrito, se deben calcular los parámetros financieros relevantes a la hora de plantear la rentabilidad de un proyecto de esta naturaleza, que son el VAN y la TIR. El primero se refiere al valor actual neto, que representa el valor presente de los flujos de caja netos, mientras que el segundo es la tasa interna de retorno, empleada para calcular el porcentaje de ganancias o pérdidas obtenidas con el proyecto.

Para el cálculo del VAN, hay que tener en cuenta la tasa de descuento que se debe emplear, denominada WACC, coste medio ponderado del capital y se calcula con la siguiente fórmula:

$$WACC = \frac{E}{E + D} * Ke + \frac{D}{E + D} * Kd * (1 - T)$$

Donde:

- E es el capital social.

- D es la deuda.
- T es el impuesto de sociedades.
- Ke es el coste del capital social.
- Kd es el coste de la deuda.

Evaluando cada una de las variables, se llega a la conclusión que únicamente hay que calcular la parte correspondiente al coste de capital social ya que no se dispone de deuda. Por esto mismo, es el porcentaje de rentabilidad que los inversores esperan recibir a la hora de invertir en el proyecto. Teniendo en cuenta este tipo de oportunidades, los accionistas suelen fijar este valor en torno al 5%.

Más adelante se expondrá a modo de anexo el modelo financiero completo, pero se incluye a continuación un pantallazo de este para que se pueda ver el procedimiento seguido.

	2025	2026				2027			
		Q1-26	Q2-26	Q3-26	Q4-26	Q1-27	Q2-27	Q3-27	Q4-27
Producción neta (MWh)	0	50808,00	40296,00	38544,00	45552,00	50747,0304	40247,6448	38497,7472	45497,3376
Distribución de producción	-	29%	23%	22%	26%	29%	23%	22%	26%
Degradación paneles	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disponibilidad de la planta	-	-	99,00%	-	-	-	99,00%	-	-
Pérdidas adicionales	-	-	2,00%	-	-	-	2,00%	-	-
Horas equivalentes	3504	-	3500	-	-	-	3496	-	-
<b>Producción real trimestral (MWh)</b>	<b>0,00</b>	<b>50747,03</b>	<b>40247,64</b>	<b>38497,75</b>	<b>45497,34</b>	<b>50686,13</b>	<b>40199,35</b>	<b>38451,55</b>	<b>45442,74</b>
<b>Producción real anual (MWh)</b>	<b>0,00</b>	<b>174989,76</b>				<b>174779,77</b>			
<b>Ingresos totales anuales (€)</b>	<b>0,00 €</b>	<b>11.781.894,45 €</b>				<b>10.618.971,26 €</b>			
<b>Ingresos totales trimestrales (€)</b>	<b>0,00 €</b>	<b>3.356.784,04 €</b>	<b>2.512.065,24 €</b>	<b>2.637.334,48 €</b>	<b>3.275.710,69 €</b>	<b>3.025.455,15 €</b>	<b>2.264.113,69 €</b>	<b>2.377.018,33 €</b>	<b>2.952.384,09 €</b>
Ingresos PPA (€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Precio	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos Pool (€)	0,00 €	3.356.784,04 €	2.512.065,24 €	2.637.334,48 €	3.275.710,69 €	3.025.455,15 €	2.264.113,69 €	2.377.018,33 €	2.952.384,09 €
Precio Pool (€/MWh)	73,83 €/MWh	66,15 €/MWh	62,42 €/MWh	68,51 €/MWh	72,00 €/MWh	59,69 €/MWh	56,32 €/MWh	61,82 €/MWh	64,97 €/MWh
<b>OPEX anual (€)</b>	<b>0,00 €</b>	<b>895.543,40 €</b>				<b>895.543,40 €</b>			
<b>OPEX trimestral (€)</b>	<b>-</b>	<b>223.885,85 €</b>	<b>223.885,85 €</b>	<b>223.885,85 €</b>	<b>223.885,85 €</b>	<b>223.885,85 €</b>	<b>223.885,85 €</b>	<b>223.885,85 €</b>	<b>223.885,85 €</b>
Conservación Mensual	0,00 €	39.633,00 €	39.633,00 €	39.633,00 €	39.633,00 €	39.633,00 €	39.633,00 €	39.633,00 €	39.633,00 €
Limpieza Mensual	0,00 €	19.106,70 €	19.106,70 €	19.106,70 €	19.106,70 €	19.106,70 €	19.106,70 €	19.106,70 €	19.106,70 €
Formación y Seguimiento de Seguridad Mensual	0,00 €	4.054,20 €	4.054,20 €	4.054,20 €	4.054,20 €	4.054,20 €	4.054,20 €	4.054,20 €	4.054,20 €
Coste de Inspección y Control Mensual	0,00 €	1.022,40 €	1.022,40 €	1.022,40 €	1.022,40 €	1.022,40 €	1.022,40 €	1.022,40 €	1.022,40 €
Coste Anual Seguro	0,00 €	5.190,45 €	5.190,45 €	5.190,45 €	5.190,45 €	5.190,45 €	5.190,45 €	5.190,45 €	5.190,45 €
Barco Mantenimiento	0,00 €	154.879,10 €	154.879,10 €	154.879,10 €	154.879,10 €	154.879,10 €	154.879,10 €	154.879,10 €	154.879,10 €
<b>EBITDA trimestral (€)</b>	<b>-</b>	<b>3.132.898,19 €</b>	<b>2.288.179,39 €</b>	<b>2.413.448,63 €</b>	<b>3.051.624,84 €</b>	<b>2.801.569,30 €</b>	<b>2.040.227,84 €</b>	<b>2.153.132,48 €</b>	<b>2.728.498,24 €</b>
<b>EBITDA anual (€)</b>	<b>0,00 €</b>	<b>10.886.351,05 €</b>				<b>9.723.427,85 €</b>			
<b>Depreciación y Amortización</b>	<b>0,00 €</b>	<b>2.238.127,95 €</b>				<b>2.238.127,95 €</b>			
<b>BAI</b>	<b>0,00 €</b>	<b>8.648.223,09 €</b>				<b>7.485.299,90 €</b>			
<b>Impuestos</b>	<b>0,00 €</b>	<b>2.162.055,77 €</b>				<b>1.871.324,88 €</b>			
25%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Beneficio Neto</b>	<b>0,00 €</b>	<b>6.486.167,32 €</b>				<b>5.613.974,93 €</b>			
<b>Flujo Operativo de Caja</b>	<b>-</b>	<b>8.724.295,27 €</b>				<b>7.852.102,88 €</b>			
<b>Inversión inicial</b>	<b>-55.953.198,84 €</b>	<b>8.724.295,27 €</b>				<b>7.852.102,88 €</b>			
Flujo de Caja de los accionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento del efectivo	-	-	15,59%	-	-	-	14,03%	-	-
<b>TIR</b>	<b>8,20%</b>	<b>8,20%</b>				<b>8,20%</b>			
<b>VAN</b>	<b>14.768.946,79 €</b>	<b>14.768.946,79 €</b>				<b>14.768.946,79 €</b>			

Figura 59: Modelo financiero proyecto eólica marina

Una vez definido el modelo financiero se obtienen los valores que se observan en la imagen anterior. La Tasa Interna de Retorno es del 8,20% y el Valor Neto Actual obtenido es de 14.768.946,79 €.

A partir de estos valores, se determina la rentabilidad del proyecto, a partir de las siguientes conclusiones:

- TIR superior al coste de capital social establecido anteriormente, por lo que el VAN es positivo y supone unas ganancias para los inversores.
- Es un muy buen punto de partida para el análisis de la rentabilidad de un proyecto de energía renovable, ya que también se pueden emplear más estructuras como el uso de acuerdos de compraventa de energía (PPAs) donde no estás expuesto a los precios del pool futuros, o mediante financiación previa.

### 11.3 ESTUDIO FINANCIERO PLANTA FOTOVOLTAICA

Como ya se ha visto anteriormente para el estudio financiero de la planta eólica marina, hay que seguir un proceso muy concreto para poder definir el modelo y determinar la rentabilidad de la planta, en este caso fotovoltaica. Como no se ha realizado ningún análisis de presupuesto para este tipo de planta en el proyecto actual, se definen los componentes más importantes y que se deben tener en cuenta en la construcción y operación.

De igual manera que para la planta eólica marina, se debe analizar el CAPEX, OPEX y los costes de O&M, para poder proceder con el modelo financiero.

Los costes de inversión inicial, también denominados comúnmente CAPEX, que representa el coste inicial asociado a la inversión del proyecto, tienen en cuenta los costes de la instalación y los costes de construcción del proyecto. Para el caso de la instalación solar, en este apartado entraría la parte de la instalación eléctrica y los costes de construcción.

Referente a la instalación eléctrica, se subdivide en los siguientes componentes:

- **Módulos fotovoltaicos:** Se escogen los módulos **Jinko Tiger NEO 565W Bifacial**, debido a que se ha realizado un análisis de los principales fabricantes de paneles solares y se ha observado como en todos los casos el rango de precios oscila entre 0,23€/W y 0,28€/W, pero con la opción bifacial del mismo se obtiene una mayor ganancia de potencia, y por consiguiente una mayor eficiencia. De los modelos con la característica descrita, el seleccionado es el que mayor eficiencia presenta, un 25,15%. Se muestra una tabla resumen con las diferentes opciones que presenta Jinko.

Tabla 27: Benchmark de módulos fotovoltaicos

Modelo	Precio (€/W)	Eficiencia	Tecnología	Degradación anual
Jinko Tiger NEO 565W	0,23	21,87%	Monocristalino y célula partida	0,40% (30 años)
Jinko Tiger NEO 570W	0,26	22,07%	Monocristalino, célula partida y PERC	0,40% (30 años)
Jinko Tiger NEO 565W Bifacial	0,27	25,15%	Monocristalino, célula partida y bifacial	0,40% (30 años)

A pesar de ser el módulo fotovoltaico más caro, es el que mayor eficiencia presenta y el óptimo para la instalación a evaluar.

- **Inversores:** Dentro de los inversores que se pueden emplear debido a las características del proyecto, se escoge dentro de las marcas fabricantes más importantes del mercado como Huawei Solar, SMA, ABB o Sungrow. Se obtiene la siguiente tabla resumen con los inversores de potencia apropiada.

Tabla 28: Benchmark de inversores

Fabricante	Precio/ud (€)	Número de uds necesarias	Coste total (€)	Eficiencia	Garantía	Rango de Temperaturas
Sungrow	158.000	16	2.528.000	98,8%	10 años	-35°C, 60°C
ABB	250.000	10	2.500.000	98,6%	10 años	-40°C, 60°C
SMA	192.000	11	2.112.000	98,7%	10 años	-40°C, 60°C



Teniendo en cuenta el coste total que supondría la implantación de los inversores, se escoge el **SMA Sunny Central 4600 UP-US**.

- Centro de transformación: A partir de los datos de los paneles solares y los inversores seleccionados anteriormente, se escoge un centro de transformación que sea compatible y que pueda conectar al sistema de distribución. En este caso se escoge el del fabricante Ingeteam, denominado Ingecon Sun FSK de potencia nominal 4600 kVA.
- Estructura fija paneles.
- Sistema de cableado y seguridad eléctrica.
- Línea de evacuación.
- Coste de interconexión.

Referente a los costes de construcción, se tienen en cuenta los de obra civil, impuesto de construcción (ICIO), trámites legales, tasas y permisos y coste de avales.

Todo queda resumido en la siguiente tabla.

Tabla 29: Costes de inversión de la instalación fotovoltaica

CAPEX			
	Observaciones	€/kW	€
<b>Instalación eléctrica</b>			
Módulos fotovoltaicos	Jinko Tiger NEO 565W Bifacial Nº de unidades: 86,726	270,00	13.230.000,00 €
Estructura fija paneles	SolarPlak	86,73	4.249.574,00 €
Inversores	SMA Sunny Central 4600 UP-US. Nº de unidades: 11	-	2.120.000,00 €
Centros de Transformación	Ingecon Sun FSK	20,00	980.000,00 €
Sistema de cableado y seguridad eléctrica	-	36,73	1.800.000,00 €
Línea de Evacuación	75000€/km nºkm: 9	-	675.000,00 €
Coste de Interconexión	-	3,00	147.000,00 €
<b>Coste total instalación eléctrica</b>			<b>23.201.574,00 €</b>
<b>Costes de construcción</b>			
Obra civil	-	45,00	2.205.000,00 €
Impuesto de construcción (ICIO)	3.75% del CAPEX	-	973.701,53 €
Trámites legales, tasas y permisos	-	10,20	500.000,00 €
Coste de avales	3% del aval	1,2	58.800,00 €
<b>Coste total de construcción</b>			<b>3.737.501,52 €</b>
Due Diligence		1,00	49.000,00 €
<b>Total CAPEX</b>			<b>26.939.075,52 €</b>

Además, para el análisis financiero de la planta fotovoltaica hay que tener en cuenta también los costes asociados al mantenimiento y correcto funcionamiento de la instalación, comúnmente denominado OPEX, o costes de operación. En este caso, los costes asociados vienen determinados por el arrendamiento del terreno y la propia operación y mantenimiento de la instalación.

Tabla 30: Costes de operación y mantenimiento de la instalación fotovoltaica

<b>OPEX</b>	
<b>Tamaño Planta</b>	<b>49000 kW</b>
<b>Arrendamiento del terreno</b>	
Espacio ocupado por MW instalado	2 ha/MW
Superficie total del terreno	100 ha
Coste de arrendamiento por hectárea	1300 €/ha
<b>Coste total arrendamiento</b>	<b>127.400,00 €</b>
<b>O&amp;M</b> uds	
Costes O&M	5,00 €/kW
Seguro	0,50%
Costes variables y seguridad	1,50 €/kW
Impuesto de generación	7%
Tasa agente de mercado	0,000174 €/kWh

Como se puede observar en la imagen, se supone un espacio ocupado de 2ha/MW que conlleva 100 ha para el proyecto completo y se tiene en cuenta un coste de 1300€/ha para su cálculo. Además, para los proyectos de esta naturaleza, los costes de O&M son del orden de 4-6 €/kW, por lo que se supone un término medio de 5€/kW. En cuanto al seguro, según informes de empresas del sector energético como EDP, se estima el coste entorno al 0,5% y 1%, y en este caso, al ser un proyecto de dimensiones relativamente bajas, se estima un seguro de 0,5%. Dentro de este mismo informe, se reflejan los costes variables y de seguridad en 1,5 €/kW. Para poder calcular el impuesto de generación, se toma como referencia el de 2023, situado en 7% y para la tasa de agente de mercado, siendo superior a 1MW, la tasa impuesta en 2023 era de 0,000174 €/MWh.

Tabla 31: Depreciación y amortización de la instalación fotovoltaica

<b>Depreciación y Amortización</b>	
Periodo de depreciación	25 años
Coste de inversión inicial	26.939.075,52 €
<b>Depreciación anual</b>	<b>1.077.563,02 €</b>

Adicionalmente al CAPEX y OPEX, hay que tener en cuenta la depreciación, que es una partida contable que refleja la pérdida de valor de un activo tangible a lo largo del tiempo y que se registra con la intención de reflejar el valor real de una propiedad. Para tenerlo en cuenta en el modelo financiero, hay que calcularlo de la siguiente forma:

$$Depreciación = \frac{CAPEX}{n^{\circ} \text{ años vida útil}} = \frac{26.993.075,52 \text{ €}}{25} = 1.077.563,02 \text{ €}$$

Como se puede observar, se ha calculado una depreciación lineal, sin considerar una depreciación acelerada por simplificación de los cálculos y del proceso, por lo que significa que se deprecia de la misma manera año a año a lo largo de su vida útil.

Una vez ya se han expuesto los costes asociados a la hora de instalar y mantener la planta, también hay que presentar los ingresos que suponen tener la planta en funcionamiento. Para ello, hay que representar por un lado la producción anual de la misma y por otro el precio medio de la energía para cada periodo de la vida útil de la planta.

Se comienza exponiendo la producción anual de la planta. Para ello se emplea un programa denominado PVGIS y que es una herramienta de la Comisión Europea, en el que, introduciendo los valores de la planta, se obtiene una producción mensual de la misma. Sin embargo, siempre es conveniente observar si los valores obtenidos por la herramienta son coherentes, por lo que se estudia la producción teórica de la planta para poder ver el orden de magnitud correspondiente.

$$\text{Producción anual} = 49000 \text{ kW} * 4 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 * \text{día}} * 25,15\% * 2500 * 86\%$$

Con esto, se obtiene una producción anual de 105.982 MWh.

Siguiendo el programa de PVGIS, se obtiene lo siguiente considerando unas pérdidas del sistema de 14%.

Tabla 32: Producción mensual de la planta fotovoltaica

Mes	Producción kWh
Enero	5562067,85
Febrero	5769728,17
Marzo	7076203,44
Abril	7532057,08
Mayo	8316390,64
Junio	8262400,07
Julio	8720331,61
Agosto	8576053,1
Septiembre	7538630,66
Octubre	6813077,72
Noviembre	5505096,43
Diciembre	5328683,08

Como se puede observar, la producción detallada mediante PVGIS es menor que la teórica, ya que se obtiene una producción anual del orden de 85.000 MWh, ya que no emplea simplificaciones en el cálculo de la irradiación ni en el de las horas de operación. Sin embargo, esta producción no es la real, debido a que la planta cuenta con pérdidas adicionales, consideradas un 2% y que la instalación tiene una disponibilidad del 99%. Además, se considera una degradación de los paneles de 1% durante el primer año y de 0,4% durante el resto de la vida útil del proyecto. Con todos estos valores, se obtiene una producción anual de 84.048,71 MWh para el primer año, disminuyendo progresivamente hasta 74.079,89 MWh para 2051 que sería el año 25 del proyecto.

Para poder analizar esta producción a modo de ingresos, hay que realizar un análisis del precio pool del mercado en España para los años en los que el proyecto estará en operación, es decir del 2026 al 2051. En este caso, se emplea el mismo que para el proyecto eólico marino, puesto que el mercado en el que se vende la energía es único para ambos proyectos.

### 11.3.1 ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO

De la misma forma que para la rentabilidad del proyecto eólico marino, para poder analizar la rentabilidad del proyecto, se debe tener en cuenta que la planta fotovoltaica genera unos ingresos correspondientes a la producción y la venta de energía. Estos ingresos no son los que la planta recibe finalmente, puesto que hay que tener en cuenta los gastos de inversión inicial, CAPEX y los gastos de operación OPEX. Tras descontar esto, se obtiene lo que se denomina EBITDA, siglas en inglés para definir los ingresos antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización. A partir de este punto, se va sustrayendo cada uno de los componentes mencionados anteriormente, de manera progresiva. Si al EBITDA se le resta la depreciación anual, se obtiene el BAI, beneficios antes de impuestos, y, por lo tanto, si se resta los impuestos al BAI se calcula el beneficio neto que tendría la planta una vez tenido en cuenta todos los gastos, intereses y depreciación correspondiente. Para ello, se tiene que definir el impuesto que se debe imputar para este tipo de proyectos, que es el de sociedades cuyo valor se define en 25%.

Otros conceptos que se definen en el modelo financiero es el Flujo de Caja Operativo, que se obtiene partiendo del beneficio neto y sumándole la amortización y depreciación correspondiente. Este es un parámetro de relevancia debido a que refleja el dinero en efectivo que genera la planta al estar en funcionamiento a lo largo de su vida útil. En caso de que hubiera financiación, se deberían incluir los intereses financieros correspondientes, pero en este caso al ser cero no se incluyen.

Una vez que ya se tienen los valores anuales correspondientes para cada uno de los pasos que se han descrito, se deben calcular los parámetros financieros relevantes a la hora de plantear la rentabilidad de un proyecto de esta naturaleza, que son el VAN y la TIR. El primero se refiere al valor actual neto, que representa el valor presente de los flujos de caja netos, mientras que el segundo es la tasa interna de retorno, empleada para calcular el porcentaje de ganancias o pérdidas obtenidas con el proyecto.

Para el cálculo del VAN, hay que tener en cuenta la tasa de descuento que se debe emplear, denominada WACC, coste medio ponderado del capital y se calcula con la siguiente fórmula, con las variables explicadas anteriormente para el proyecto eólico marino:

$$WACC = \frac{E}{E + D} * Ke + \frac{D}{D + E} * Kd * (1 - T)$$

Evaluando cada una de las variables, se llega a la conclusión que únicamente hay que calcular la parte correspondiente al coste de capital social ya que no se dispone de deuda. Por esto mismo, es el porcentaje de rentabilidad que los inversores esperan recibir a la hora de invertir en el proyecto. Teniendo en cuenta este tipo de oportunidades, los accionistas suelen fijar este valor en torno al 5%.

Más adelante se expondrá a modo de anexo el modelo financiero completo, pero se incluye a continuación un pantallazo de este para que se pueda ver el procedimiento seguido.

	2025	2026				2027			
		Q1-26	Q2-26	Q3-26	Q4-26	Q1-27	Q2-27	Q3-27	Q4-27
Producción neta (MWh)	0	18408,00	24110,85	24835,02	17646,86	18201,82987	23840,80629	24556,8632	17449,21243
Distribución de producción	-	22%	28%	29%	21%	22%	28%	29%	21%
Degradación paneles	-	-	1,00%	-	-	-	0,40%	-	-
Disponibilidad de la planta	-	-	99,00%	-	-	-	99,00%	-	-
Pérdidas adicionales	-	-	2,00%	-	-	-	2,00%	-	-
Horas equivalentes	1735	-	1715	-	-	-	1706	-	-
<b>Producción real trimestral (MWh)</b>	<b>0,00</b>	<b>18201,83</b>	<b>23840,81</b>	<b>24556,86</b>	<b>17449,21</b>	<b>18107,18</b>	<b>23716,83</b>	<b>24429,17</b>	<b>17358,48</b>
<b>Producción real anual (MWh)</b>	<b>0,00</b>	<b>84040,71</b>				<b>83611,66</b>			
<b>Ingresos totales anuales (€)</b>	<b>0,00 €</b>	<b>5.630.635,95 €</b>				<b>5.054.544,33 €</b>			
<b>Ingresos totales trimestrales (€)</b>	<b>0,00 €</b>	<b>1.204.003,69 €</b>	<b>1.488.028,95 €</b>	<b>1.682.297,45 €</b>	<b>1.256.305,86 €</b>	<b>1.080.817,53 €</b>	<b>1.335.783,09 €</b>	<b>1.510.175,25 €</b>	<b>1.127.768,46 €</b>
Ingresos PPA (€)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Precio	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos Pool (€)	0,00 €	1.204.003,69 €	1.488.028,95 €	1.682.297,45 €	1.256.305,86 €	1.080.817,53 €	1.335.783,09 €	1.510.175,25 €	1.127.768,46 €
Precio Pool (€/MWh)	73,83 €/MWh	66,15 €/MWh	62,42 €/MWh	68,51 €/MWh	72,00 €/MWh	59,69 €/MWh	56,32 €/MWh	61,82 €/MWh	64,97 €/MWh
<b>OPEX anual (€)</b>	<b>127.400,00 €</b>	<b>968.364,37 €</b>				<b>946.961,91 €</b>			
<b>OPEX trimestral (€)</b>	<b>-</b>	<b>232.596,22 €</b>	<b>253.459,17 €</b>	<b>267.182,56 €</b>	<b>236.126,42 €</b>	<b>223.956,72 €</b>	<b>242.780,39 €</b>	<b>255.111,79 €</b>	<b>227.113,01 €</b>
Arrendamiento	127.400,00 €	31.850,00 €	31.850,00 €	31.850,00 €	31.850,00 €	31.850,00 €	31.850,00 €	31.850,00 €	31.850,00 €
Costes O&M	0,00 €	61.250,00 €	61.250,00 €	61.250,00 €	61.250,00 €	61.250,00 €	61.250,00 €	61.250,00 €	61.250,00 €
Seguro	0,00 €	33.673,84 €	33.673,84 €	33.673,84 €	33.673,84 €	33.673,84 €	33.673,84 €	33.673,84 €	33.673,84 €
Costes variables y seguridad	0,00 €	18.375,00 €	18.375,00 €	18.375,00 €	18.375,00 €	18.375,00 €	18.375,00 €	18.375,00 €	18.375,00 €
Impuesto de generación	0,00 €	84.280,26 €	104.162,03 €	117.760,82 €	87.941,41 €	75.657,23 €	93.504,82 €	105.712,27 €	78.943,79 €
Tasa agente de mercado	0,00 €	3.167,12 €	4.148,30 €	4.272,89 €	3.036,16 €	3.150,65 €	4.126,73 €	4.250,68 €	3.020,37 €
<b>EBITDA trimestral (€)</b>	<b>-</b>	<b>971.407,47 €</b>	<b>1.234.569,78 €</b>	<b>1.415.114,89 €</b>	<b>1.020.179,44 €</b>	<b>856.860,81 €</b>	<b>1.093.002,70 €</b>	<b>1.255.063,46 €</b>	<b>900.655,45 €</b>
<b>EBITDA anual (€)</b>	<b>-127.400,00 €</b>	<b>4.641.271,58 €</b>				<b>4.105.582,42 €</b>			
<b>Depreciación y Amortización</b>	<b>0,00 €</b>	<b>1.077.563,02 €</b>				<b>1.077.563,02 €</b>			
<b>BAI</b>	<b>-127.400,00 €</b>	<b>3.563.708,56 €</b>				<b>3.028.019,40 €</b>			
<b>Impuestos 25%</b>	<b>0,00 €</b>	<b>763.527,14 €</b>				<b>757.004,85 €</b>			
<b>Beneficio Neto</b>	<b>-127.400,00 €</b>	<b>2.800.181,42 €</b>				<b>2.271.014,55 €</b>			
<b>Flujo Operativo de Caja</b>		<b>3.877.744,44 €</b>				<b>3.348.577,57 €</b>			
<b>Inversión Inicial</b>		<b>3.877.744,44 €</b>				<b>3.348.577,57 €</b>			
Flujo de Caja de los accionistas	-26.811.675,52 €	3.877.744,44 €				3.348.577,57 €			
Rendimiento del efectivo		14,46%				12,49%			
<b>TIR</b>	<b>6,06%</b>								
<b>VAN</b>	<b>2.201.500,77 €</b>								

Figura 60: Modelo financiero proyecto fotovoltaico

Una vez definido el modelo financiero se obtienen los valores que se observan en la imagen anterior. La Tasa Interna de Retorno es del 6,06% y el Valor Neto Actual obtenido es de 2.201.500,77 €.

A partir de estos valores, se determina la rentabilidad del proyecto, a partir de las siguientes conclusiones:

- TIR superior al coste de capital social establecido anteriormente, por lo que el VAN es positivo y supone unas ganancias para los inversores.
- Es un muy buen punto de partida para el análisis de la rentabilidad de un proyecto de energía renovable, ya que también se pueden emplear más estructuras como el uso de acuerdos de compraventa de energía (PPAs) donde no estás expuesto a los precios del pool futuros, o mediante financiación previa.

## 12. CONCLUSIONES II

A continuación, se presentan las conclusiones para el análisis de rentabilidades del proyecto, donde se realizan tres puntos de vista concretos. El primero, analizar la rentabilidad absoluta o VAN, luego la relativa o TIR y por último la inversión inicial de ambos proyectos. Una vez se han desarrollado cada uno de esos aspectos, se lleva a cabo la relación riesgo-rentabilidad, muy importante a la hora de tomar la decisión de elegir un proyecto u otro.

Desde el punto de vista financiero, el proyecto eólico marino presenta un beneficio final bastante más elevado, ya que el VAN es del orden de 14,7M€ mientras que para el fotovoltaico es de 2,2M€. Esto no quiere decir que el proyecto fotovoltaico no sea rentable, porque como ya se ha visto anteriormente, es superior a 0, por lo que supondrá beneficios para el accionista.

Desde el punto de vista del retorno de la inversión, también se indica que el proyecto más atractivo es el eólico marino, puesto que la TIR de 8,2% es superior a 6,06% que presenta el fotovoltaico. Ambos proyectos son rentables, pero se puede considerar un retorno del 6% en el fotovoltaico algo modesto, por lo que el margen de beneficio es limitado con relación a otras inversiones potenciales, que se sitúan entre el 5%-10%. En cuanto al proyecto eólico marino, generalmente los proyectos de esta naturaleza presentan una TIR del orden de 7%-12%. Esto nos indica que ambos proyectos se encuentran dentro del umbral de retorno previsto para las tecnologías.

Desde el punto de vista de la inversión inicial, se puede ver claramente como el coste de instalación de una fotovoltaica es mucho menor que una instalación en el océano, por lo que el inversor puede considerar más atractivo invertir menor dinero, y considerar el proyecto fotovoltaico como el más indicado para sus intereses.

Tras analizar los diferentes puntos de vista, podemos observar como depende de la intención del inversor el elegir un proyecto u otro, puesto que si se busca maximizar beneficios se tomaría el proyecto eólico marino, y si lo que se busca es tener un menor riesgo, pues se invertirá en el proyecto fotovoltaico que supone una inversión de capital menor. Si bien ambas instalaciones son rentables, el proyecto de energía eólica marina destaca por su capacidad de generar un valor neto mucho mayor (VAN) y por ofrecer un retorno anual más alto (TIR). La inversión inicial mayor es compensada por una rentabilidad significativamente superior, lo que hace de la eólica marina una opción más atractiva en términos de rentabilidad financiera a largo plazo. Sin embargo, la elección final puede depender de factores adicionales como la aversión al riesgo, la disponibilidad de capital, y los objetivos estratégicos del inversor.

Además, a modo de conclusión, hay que destacar que no se están considerando otras formas de financiación, como pueden ser el uso de herramientas financieras como PPA o realizar un levantamiento de deuda. De igual manera, no se considera ninguna ayuda por parte del Gobierno, como pueden ser los incentivos para instalar generación renovable, tarifas de alimentación o incentivos fiscales. Estos incentivos son fundamentales para reducir el coste inicial y el riesgo de inversión en proyectos renovables, haciendo que tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica marina sean más competitivas frente a fuentes de energía convencionales.

## BIBLIOGRAFÍA

1. <https://www.bbvaopenmind.com/tecnologia/innovacion/historia-de-la-energia-eolica-del-origen-a-la-ii-guerra-mundial/>, Historia de la energía eólica: del origen a la II Guerra Mundial.
2. <https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/energia-eolica/>, Energía eólica. Qué es, cómo funciona, ventajas y desventajas.
3. <http://www.mantenimientodeaerogeneradores.com/index.php/clasificacion-deaerogeneradores> , Tipos de aerogeneradores.
4. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/cimentaciones-aerogeneradores-marinos>, Página web de Iberdrola. Cimentaciones marinas.
5. “Wind Energy Handbook”, Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins y Ervin Bossanyi.
6. <https://www.sai-online.es/content/que-es-un-sai-y-para-que-sirve>, Definición de SAI y tipos.
7. <https://diccionarioactual.com/convertidor-electrico/>, Convertidor de potencia.
8. “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines”, GL Renewables, Edición 2012.
9. “Wind Turbine Design Cost and Scaling Model”, Technical Report NREL/TP-500-40566, December 2006, L. Fingersh, M. Hand and A. Laxson.
10. <https://www.omie.es/>, Página web de OMIE.
11. <https://www.esios.ree.es/es/generacion-y-consumo>, Página web de esios de REE.
12. <https://economipedia.com/dg>, VAN, TIR y Payback.
13. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>, Naciones Unidas, Objetivos de Desarrollo Sostenible.
14. “Bladed Educational Introductory Guide”, DNV GL – Energy, octubre 2014.
15. “User Manual Bladed, Version 4.6”, DNV GL – Energy, mayo 2014.
16. “Theory Manual Bladed, Version 4.6”, DNV GL – Energy, mayo 2014.
17. Real Decreto 79/201, Boletín Oficial del Estado del sábado 23 de febrero de 2019. Disposiciones generales, Medio Marino. Ministerio para la Transición Ecológica.
18. “Análisis de cargas sobre el soporte de un aerogenerador marino”, Javier Unceta Pajares, Junio 2018.
19. <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/plan-nacional-integrado-energia-clima.html>, Ministerio de Transición Ecológica (MITECO). “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030”.
20. <https://www.plena-energia.com/post/impacto-guerra-en-ucrania-energia> “Impacto de la guerra en Ucrania en los precios de la energía: perspectiva de futuro y soluciones”, Plena Energía.
21. <https://www.iberdrola.com/innovacion> “Características de los paneles solares actuales”, Iberdrola.
22. Estudio de Viabilidad de las Organizaciones: “Análisis de la viabilidad económico-financiera de una instalación fotovoltaica”. Enrique Domínguez Domínguez.
23. “Análisis de la inversión en una planta fotovoltaica actual. Opciones reales”. José Miguel León Blanco.
24. <https://www.pwc.es/>, “Perspectivas del mercado energético español 2023-2030” PriceWaterHouseCoopers (PwC).
25. <https://www.ey.com/>, “Análisis del mercado fotovoltaico en España”, Ernest & Young (EY).
26. <https://www.blackrock.com/institutions/en-us/insights/private-markets-outlook>, Blackrock Investment Institute: “2024 Private Markets Outlook”.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Evolución de la demanda (GWh) COVID .....	7
Figura 2: Evolución precios de la electricidad 2021.....	8
Figura 3: Evolución precios de la electricidad 2022.....	8
Figura 4: Evolución precios de la electricidad 2023.....	9
Figura 5: Evolución del tamaño medio de los aerogeneradores marinos. Fuente: GE Renewable Energy, IRENA, MHI Vestas .....	10
Figura 6: Media anual de nuevos parques eólicos marinos comerciales. Fuente: WindEurope .....	10
Figura 7: Evolución de la instalación de eólica offshore a nivel global (2000-2020). Fuente: Offshore Wind Market Report: 2021 Edition.....	11
Figura 8: MW en Construcción en el año 2020 por países. Fuente Offshore Wind Market Report 2021 Edition.....	12
Figura 9:Cuota de mercado de los fabricantes a final del año 2018. Fuente: Offshore Wind Outlook 2019 .....	12
Figura 10: Aerogenerador de eje vertical con rotor Savonius .....	13
Figura 11: Aerogenerador de eje vertical con rotor Darrieus.....	13
Figura 12: Aerogenerador de eje vertical con rotor Giromill.....	13
Figura 13: Aerogenerador de eje vertical con rotor Windside .....	14
Figura 14: Aerogenerador de eje horizontal.....	14
Figura 15: Componentes de un aerogenerador.....	15
Figura 16: Zonas definitivas establecidas en el Estudio Estratégico Ambiental .....	18
Figura 17: Objetivos actualizados del PNIEC 2023-2030. Fuente: Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico .....	19
Figura 18: Cambios en los objetivos del PNIEC por tecnología 2023.....	20
Figura 19: Tabla del mix energético en el escenario previsto en el PNIEC .....	20
Figura 20: Itinerario Hoja de Ruta Eólica Marina y Energías del Mar. Fuente: MITECO-IDAE.....	22
Figura 21: Curvas de potencia para el control de paso y control stall.....	24
Figura 22: Funcionamiento SAI Offline .....	25
Figura 23: Funcionamiento SAI Interactivo Inline.....	25
Figura 24: Funcionamiento SAI Online.....	26
Figura 25: Control vectorial de máquina síncrona de imanes permanentes.....	29
Figura 26: Menú principal Bladed .....	31
Figura 27: Pestaña para cálculos principales Bladed .....	32
Figura 28: Pestaña Post Processing Bladed.....	32
Figura 29: Sistema de coordenadas de orientación. Fuente: Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines, GL 2012.....	33
Figura 30: Propiedades de la pala en Bladed.....	34
Figura 31: Secciones de la pala en el modelo inicial.....	35
Figura 32: Sección de la pala.....	35
Figura 33: Geometría de la pala en Bladed.....	36
Figura 34: Masa y rigidez de la pala en Bladed .....	37
Figura 35: Información adicional de masa e inercia en Bladed .....	38
Figura 36: Base de datos de la aerodinámica en Bladed .....	39
Figura 37: Dimensionamiento del rotor y la turbina en Bladed .....	40



Figura 38: Imagen 3D del aerogenerador diseñado en Bladed .....	41
Figura 39: Dimensionamiento del buje en Bladed.....	41
Figura 40: Dimensionamiento de la torre en Bladed .....	42
Figura 41: Dimensionamiento del tren de potencia en Bladed .....	43
Figura 42: Pestaña de montaje del tren de potencia en Bladed.....	44
Figura 43: Parámetros eléctricos del generador en Bladed.....	45
Figura 44: Pérdidas eléctricas y mecánicas en Bladed.....	46
Figura 45: Dimensionamiento de la góndola en Bladed .....	47
Figura 46: Configuración y gestión de los parámetros y estrategias de control del aerogenerador para operación a máxima eficiencia .....	48
Figura 47: Controlador PI: Control de velocidad por demanda de par.....	49
Figura 48: Controlador PI: Control de velocidad por demanda de paso .....	49
Figura 49: Parámetros del análisis de modos de resonancia.....	50
Figura 50: Factor de amortiguamiento de las palas.....	50
Figura 51: Frecuencias modales.....	51
Figura 52: Menú de corrientes en Bladed.....	59
Figura 53: Menú de olas en Bladed.....	60
Figura 54: Menú de mareas en Bladed .....	61
Figura 55: Puntos de análisis de la torre.....	64
Figura 56: Procedimiento instalación eólica marina > 50MW .....	73
Figura 57: Precio de la electricidad por trimestres 2015-2019.....	76
Figura 58: Estimación de los precios del pool hasta el final de la vida útil del proyecto.....	77
Figura 59: Modelo financiero proyecto eólica marina.....	78
Figura 60: Modelo financiero proyecto fotovoltaico .....	84
Figura 61: Objetivos de desarrollo sostenible .....	106
Figura 62: Ficha técnica motor M2BAX 200 MLB 2.....	107
Figura 63: SAI del sistema de paso.....	108
Figura 64: Convertidor de potencia ACS880-87LC-6604A/6144 <sup>a</sup> -7, de la marca ABB.....	109
Figura 65: Características Acero S-275.....	110

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Metodología de proyecto.....	5
Tabla 2: Motor M2BAX 200 MLB 2 ABB .....	25
Tabla 3: Especificaciones iniciales del generador .....	28
Tabla 4: DLCs de producción normal y ocurrencia de falta .....	53
Tabla 5: DLCs de arranque, parada, parada de emergencia, aerogenerador parado, parado con ocurrencia en falta, y transporte, instalación, mantenimiento y reparación.....	54
Tabla 6: Factor de seguridad parcial .....	55
Tabla 7: Parámetros básicos para turbinas de viento.....	55
Tabla 8: Resultados. Cargas Máximas DLC.....	62
Tabla 9: Resultados. Cargas Mínimas DLC .....	63
Tabla 10: Resultado final análisis DLC.....	63
Tabla 11: Localización de Cargas Máximas .....	64
Tabla 12: Localización de Cargas Mínimas.....	64
Tabla 13: Dimensiones iniciales de la torre .....	65
Tabla 14: Resultados. Cargas Máximas DLC (0m) .....	66
Tabla 15: Resultados. Cargas Mínimas DLC (0m).....	66
Tabla 16: Resultados. Cargas Máximas DLC (85m) .....	67
Tabla 17: Resultados. Cargas Mínimas DLC (85m).....	67
Tabla 18: Comparación optimización estado de tensiones (0m).....	68
Tabla 19: Comparación optimización estado de tensiones (85m).....	68
Tabla 20: Dimensiones optimizadas de la torre.....	68
Tabla 21: Costes Totales del Aerogenerador .....	69
Tabla 22: Procedimiento para instalar una planta fotovoltaica .....	72
Tabla 23: Costes inversión de la instalación eólica marina.....	74
Tabla 24: Costes de operación y mantenimiento de la instalación eólica marina .....	74
Tabla 25: Depreciación y amortización de la instalación eólica marina .....	75
Tabla 26: Media por trimestres y total del precio entre 2015 y 2019 y la ponderación trimestral .....	76
Tabla 27: Benchmark de módulos fotovoltaicos.....	79
Tabla 28: Benchmark de inversores.....	79
Tabla 29: Costes de inversión de la instalación fotovoltaica .....	80
Tabla 30: Costes de operación y mantenimiento de la instalación fotovoltaica .....	81
Tabla 31: Depreciación y amortización de la instalación fotovoltaica.....	81
Tabla 32: Producción mensual de la planta fotovoltaica .....	82
Tabla 33: Fuerzas máximas DLC.....	91
Tabla 34: Momentos máximos DLC .....	91
Tabla 35: Fuerzas mínimas DLC.....	93
Tabla 36: Momentos mínimos DLC.....	93
Tabla 37: Fuerzas más desfavorables (0m) .....	94
Tabla 38: Momentos más desfavorables (0m) .....	94
Tabla 39: Fuerzas más desfavorables (85m).....	95
Tabla 40: Momentos más desfavorables (85m) .....	95

# ANEXOS

## ANEXO 1. CÁLCULOS ESTRUCTURALES ESTADO ÚLTIMO DE CARGAS

Para poder analizar el estado de tensiones, previamente hay que saber el límite elástico del Acero S-275 mayorado, teniendo en cuenta el mayor esfuerzo resultante. En este caso, es necesario realizar una división en el análisis diferenciando entre cargas máximas (signo positivo) y cargas mínimas (signo negativo).

La expresión que se emplea para calcular el límite elástico mayorado en ambos casos es:

$$f_{y,d} = \frac{f_{y,k}}{CS}$$

Donde,

$f_{y,d}$  = límite elástico mayorado

$f_{y,k}$  = límite elástico del acero S-275 = 275 N/mm<sup>2</sup>

CS = coeficiente de seguridad (varía según el manual GL dependiendo del DLC que suponga la máxima o mínima carga)

### Cargas máximas

Como se ha visto en el resultado de las simulaciones, las cargas son:

Tabla 33: Fuerzas máximas DLC

Variable	DLC	Fuerza
Fx	DLC 8.2	3,01E+07 N
Fy	DLC 1.10	5,14E+06 N
Fz	DLC 8.2	2,33E+07 N
Fxy	DLC 8.2	3,01E+07 N

Tabla 34: Momentos máximos DLC

Variable	DLC	Momento
Mx	DLC 3.1	1,77E+09 Nm
My	DLC 8.2	3,84E+09 Nm
Mz	DLC 8.2	5,01E+07 Nm
Mxy	DLC 8.2	3,84E+09 Nm

Se puede observar claramente como los esfuerzos máximos se producen tanto en My como Mxy y se producen a la hora de simular el DLC 8.2, por lo que según el reglamento DNV GL, el coeficiente de seguridad a emplear en este caso es 1,1.

De esta forma:  $f_{y,d} = \frac{f_{y,k}}{CS} = \frac{2,75 \cdot 10^8 \frac{N}{m^2}}{1,1} = 2,5 \cdot 10^8 \frac{N}{m^2}$

Para poder determinar que la estructura soporta los esfuerzos calculados, se debe cumplir la siguiente expresión para cada uno de los momentos (Mx, My, Mz y Mxy):

$$f_{y,d} \geq \frac{N}{A} + \frac{M}{W}$$

Esta expresión se puede dividir en dos partes, una de esfuerzo axil , que es la que contiene la fuerza y una de momento flector, quedando:

- Esfuerzo de tracción  $\frac{N}{A}$
- Esfuerzo del momento flector  $\frac{M}{W}$

Donde,

A es el área de la sección donde se produce el esfuerzo

W es el módulo resistente de la sección y se calcula con la siguiente fórmula:

$$W = \frac{\pi}{32} * \frac{D_{ext}^4 - D_{int}^4}{D_{ext}} = 3,2 \text{ m}^3$$

Para el cálculo del esfuerzo a tracción, también llamado axil, el estado de fuerzas representado en la tabla anterior, muestra como el valor a tener en cuenta a la hora de realizar el cálculo es el Fz.

En cuanto al esfuerzo del momento flector, a pesar de tener que realizarse para todos los momentos, se puede observar como el más restrictivo o limitante es el momento Mxy, por lo que se calcula para ese caso crítico y se puede suponer que cumple para el resto de casos.

Por esto, se toman los valores:

$$Fz = 2,33E+07 \text{ N}$$

$$A = 2,26 \text{ m}^2$$

$$Mxy = 3,84E+09 \text{ Nm}$$

$$Wxy = 3,2 \text{ m}^3$$

Por lo que, ya se puede comprobar si cumple o no con lo establecido anteriormente.

$$f_{y,d} \geq \frac{2,33 * 10^7}{2,26} + \frac{3,84 * 10^9}{3,2} = 1,21 * 10^9 \text{ N/m}^2$$

Como  $f_{y,d} = 2,5 * 10^8$ , menor que el calculado anteriormente, **no cumple** y es necesario aumentar la sección y modificar el módulo resistente para que pueda soportar los esfuerzos necesarios.

Para ello, se propone aumentar el diámetro exterior de la torre, siendo las dimensiones a tener en cuenta:

- Diámetro interior 5,7 m
- Diámetro exterior 6,8 m

Con esto, se modifica el módulo resistente Wxy que pasa a ser 15,6 m<sup>3</sup> y el área A a 10,8 m<sup>2</sup>. Realizando el cálculo anterior para comprobar el cumplimiento, se obtiene:

$$f_{y,d} \geq \frac{2,33 * 10^7}{10,8} + \frac{3,84 * 10^9}{15,6} = 2,48 * 10^8 \text{ N/m}^2$$

De esta manera, se puede concluir que para que se cumpla el reglamento, en cuanto a las cargas máximas, la torre del aerogenerador debe tener las dimensiones descritas anteriormente.

### Cargas mínimas

De igual forma que para el anterior caso, se tienen en cuenta las cargas de las simulaciones.

Tabla 35: Fuerzas mínimas DLC

Variable	DLC	Fuerza
Fx	DLC 2.2	-4,75E+06 N
Fy	DLC 1.10	-5,14E+06 N
Fz	DLC 8.2	-2,33E+07 N
Fxy	DLC 2.2	7,49E+02 N

Tabla 36: Momentos mínimos DLC

Variable	DLC	Fuerza/Carga
Mx	DLC 1.10	-1,19E+08 Nm
My	DLC 2.2	-2,27E+08 Nm
Mz	DLC 8.2	-4,96E+07 Nm
Mxy	DLC 3.1	1,42E+05 Nm

A partir de estos valores, se sigue el mismo procedimiento que el descrito para analizar las cargas máximas, por lo que no se va a exponer en tanto detalle. Simplemente cabe destacar que se realiza el análisis con los valores iniciales de la torre.

Lo primero que hay que tener en cuenta es que, en este caso, el módulo de seguridad es diferente ya que el DLC en el que se produce el mayor esfuerzo es el DLC 3.1, por lo que en este caso se empleará el coeficiente de 1,2 según el reglamento DNV GL para el Mxy.

$$\text{De esta forma: } f_{y,d} = \frac{f_{y,k}}{c_s} = \frac{2,75 \cdot 10^8 \frac{N}{m^2}}{1,2} = 2,29 \cdot 10^8 \frac{N}{m^2}$$

Tratando los valores en módulo, debido a que el signo no indica más que el sentido de la fuerza, se obtiene:

$$F_z = 2,33E+07 \text{ N}$$

$$A = 2,26 \text{ m}^2$$

$$M_x = 1,19E+08 \text{ Nm}$$

$$W_x = 3,2 \text{ m}^3$$

Por lo que el resultado final indica que:

$$f_{y,d} \geq \frac{2,33 \cdot 10^7}{2,26} + \frac{1,19 \cdot 10^8}{3,2} = 3,21 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$$

Se concluye que **cumple**.

## ANEXO 2. CÁLCULOS OPTIMIZACIÓN ESTRUCTURA DE LA TORRE

Tras haber realizado el análisis para garantizar la seguridad del aerogenerador ante los esfuerzos más elevados que se producían en el punto más sumergido, hay que buscar la forma de optimizar el resto de la estructura para así, reducir la masa y el presupuesto final del proyecto, que será más atractivo para posibles inversores y se obtendrá una rentabilidad mayor.

Para ello, se decide comprobar en cada uno de los puntos restantes, es decir, el que se encuentra al nivel del mar y, el punto más elevado del aerogenerador. Para realizar el cálculo de la optimización, en ambas secciones se sigue el mismo procedimiento, descrito a continuación. En primer lugar, se comprueba si la sección actual resiste la tensión en los puntos especificados, para que, en caso de cumplir, se proceda a optimizar la estructura en función del diámetro exterior. Hay que destacar, que se supone únicamente las cargas máximas, ya que en módulo son superiores y, por lo tanto, más restrictivas, como ya se ha podido observar en el cálculo del análisis inicial sin optimización. Y el coeficiente de seguridad a emplear, como ya se ha visto anteriormente es 1,1, para poder mayorar el límite elástico del acero,  $275 \frac{N}{mm^2}$  para obtener el límite elástico mayorado  $f_{y,d} = 2,5 * 10^8 \frac{N}{m^2}$ .

### Optimización estructura a nivel del mar (0m)

En este caso, las fuerzas y momentos resultantes a partir del cálculo de Bladed son:

Tabla 37: Fuerzas más desfavorables (0m)

Variable	Fuerza
Fx	2,76E+07 N
Fy	5,43E+06 N
Fz	1,70E+07 N
Fxy	2,76E+07 N

Tabla 38: Momentos más desfavorables (0m)

Variable	Fuerza/Carga
Mx	6,14E+07 Nm
My	2,53E+09 Nm
Mz	5,01E+07 Nm
Mxy	2,53E+09 Nm

Como se ha descrito, se lleva a cabo el proceso anterior, calculado si la estructura sin optimizar cumple en el punto seleccionado, y a partir de ahí proceder con la optimización del diámetro exterior.

$$W = \pi \cdot 32 \cdot D_{ext}^4 - D_{int}^4 = \pi \cdot 32 \cdot 6,84^4 - 5,746,8^4 = 15,6 \text{ m}^3 \quad W = \frac{\pi}{32} * \frac{D_{ext}^4 - D_{int}^4}{D_{ext}} = 15,6 \text{ m}^3$$

$$A = \frac{\pi}{4} * (D_{ext}^2 - D_{int}^2) = 10,8 \text{ m}^2$$

Se comprueba que el límite elástico mayorado sea mayor siguiendo la expresión:

$$f_{y,d} \geq \frac{1,7 * 10^7}{10,8} + \frac{2,53 * 10^9}{15,6} = 1,64 * 10^8 \text{ N/m}^2$$

Y se observa como **cumple**, por lo que se puede optimizar el diámetro exterior de tal forma que se aproxime más el valor al del límite elástico mayorado. Para ello, se despeja el valor de la expresión anterior manteniendo como incógnita el  $D_{ext}$ .

$$2,5 * 10^8 \geq \frac{1,7 * 10^7}{\frac{\pi}{4} * (D_{ext}^2 - 5,7^2)} + \frac{2,53 * 10^9}{32 * \frac{D_{ext}^4 - 5,7^4}{D_{ext}}}$$

Se obtiene que el diámetro óptimo en este caso es de 6,45 m.

Por lo tanto, el diámetro pasa de ser 6,8 a 6,45, lo que supone una reducción de la sección a 7,16 m<sup>2</sup>, implicando que se reduce la sección un 33,73%.

#### Optimización estructura en el punto más elevado (85m)

En este caso, las fuerzas y momentos resultantes a partir del cálculo de Bladed son:

Tabla 39: Fuerzas más desfavorables (85m)

Variable	Fuerza
Fx	2,66E+07 N
Fy	5,43E+05 N
Fz	4,52E+06 N
Fxy	2,66E+07 N

Tabla 40: Momentos más desfavorables (85m)

Variable	Fuerza/Carga
Mx	5,91E+06 Nm
My	1,81E+08 Nm
Mz	5,01E+07 Nm
Mxy	1,19E+09 Nm

De la misma manera que para optimizar el punto del aerogenerador que se encuentra a nivel del mar, para este que se sitúa a 85m sobre el nivel del mar, también se sigue el mismo proceso.

$$f_{y,d} \geq \frac{4,52 * 10^6}{10,8} + \frac{1,19 * 10^9}{15,6} = 7,68 * 10^7 N/m^2$$

También, se determina que es una sección que requiere optimización y se procede a realizar el mismo cálculo que para la anterior sección.

$$2,5 * 10^8 \geq \frac{4,52 * 10^6}{\frac{\pi}{4} * (D_{ext}^2 - 5,7^2)} + \frac{1,19 * 10^9}{32 * \frac{D_{ext}^4 - 5,7^4}{D_{ext}}}$$

Tras despejar la ecuación, el valor final para el diámetro exterior es de 6,1 m, lo que supone que el área final será de 3,71 m<sup>2</sup> suponiendo una reducción del 65,71% de la sección en ese punto.



## ANEXO 3. CÁLCULOS PRESUPUESTO DEL PROYECTO

Se emplean las fórmulas que se indican en el modelo NREL (National Renewable Energy Laboratory), que se encuentran en el documento “Wind Turbine Design Cost and Scaling Model”. Se va a seguir el mismo procedimiento que se describe en dicho documento, por lo que se va a resumir para cada uno de los componentes del aerogenerador la fórmula empleada para llegar al resultado final descrito en el apartado 9. Presupuesto.

Hay que destacar que el precio que se calcula en cada uno de los componentes en el documento anterior es en dólares, por lo que se va a aplicar la conversión al tipo de cambio actual que ronda la relación 1€ - 1,1\$.

### PALAS

Los costes de las palas se elaboraron utilizando el informe de escalado de costes de palas de TPI. Este estudio investigó los efectos del escalado de materiales, mano de obra, beneficios y gastos generales, otros costes como herramientas y transporte.

En este caso, se sigue la relación que describe el informe, en el que se detalla que:

$$Coste = \frac{Coste\ del\ material + Coste\ de\ mano\ de\ obra}{1 - 0,28}$$

La fórmula empleada resultante, multiplicado por 3 al haber 3 palas es:

$$Coste = 3 * \frac{(0,4019 * R^3 - 21051) * BCE + 2,7445 * R^{2,5025} * GDPE}{1 - 0,28}$$

Donde,

- R es el radio del rotor, 63m
- BCE es el parámetro de coste de material (Blade material cost escalator), se supone unitario
- GDPE es el parámetro de coste de mano de obra (Labor cost escalator), se supone unitario

### BUJE

El desarrollo de una fórmula de escalado para cubos comenzó con el estudio de diseño de rotores WindPACT. A estos datos se añadieron otros procedentes de sitios web de la industria y de informes de proyectos de LWST. Se desarrolló una curva de escala revisada utilizando la masa del cubo en función de la masa de una sola pala. La fórmula revisada es:

$$Coste = 4,25 * Masa\ Buje$$

$$Masa = 0,954 * \frac{Masa\ de\ la\ pala}{Pala} + 5680,3$$

Sin embargo, en nuestro proyecto no es necesario emplear la fórmula de la masa, puesto que en las especificaciones previas se nos indica que la masa del buje es de 40.000 kg.

### MECANISMOS DEL PITCH DE CONTROL DE POTENCIA Y COJINETES

En este caso, el modelo de los mecanismos de paso se inició con los datos del estudio de diseño del rotor WindPACT y se completó con otros datos disponibles del sector y con datos de los informes de LWST.

Para calcular el coste, se emplea la siguiente fórmula, ya teniendo en cuenta las tres palas:

$$\text{Coste} = 2,28 * (0,2106 * D^{2,6578})$$

Donde D es el diámetro del rotor, 126 m.

### SPINNER (CONO DE OJIVA)

El spinner (cono de ojiva) no se calculó de forma independiente en el estudio del rotor de WindPACT, por lo que se derivó una nueva fórmula, principalmente a partir de los datos de los informes del tren motriz y LWST de WindPACT, aumentados con los datos de la turbina de investigación avanzada del Centro Nacional de Tecnología Eólica (National Wind Technology Center).

Sigue la siguiente estructura:

$$\text{Masa} = 18,5 * D - 520,5$$

$$\text{Coste} = 5,57 * \text{Masa}$$

Donde D es el diámetro del rotor, 126 m.

### EJE DE BAJA VELOCIDAD

$$\text{Coste} = 0,01 * D^{2,887}$$

Donde D es el diámetro del rotor, 126 m.

### COJINETES PRINCIPALES

En la página 19 del informe original del estudio de diseño del rotor WindPACT se indicaba incorrectamente la masa y el coste del cojinete principal WindPACT. Este error se corrigió y volvió a publicarse en abril de 2006. Para este cálculo se utilizó la fórmula que figura en el informe revisado. Es una función del diámetro del rotor, y es:

$$\text{Masa del cojinete} = \left( D * \frac{8}{600} - 0,033 \right) * 0,0092 * D^{2,5}$$

$$\text{Coste} = 2 * \text{Masa del cojinete} * 17,6$$

Donde D es el diámetro del rotor, 126 m.

### SISTEMA DE TRANSMISIÓN

En el caso del sistema de transmisión del proyecto, como es transmisión directa no supone ningún coste ya que no tiene dicho sistema de reductora.

### FRENO MECÁNICO, ACOPLAMIENTO DE ALTA VELOCIDAD y COMPONENTES ASOCIADOS

$$\text{Coste} = 1,9894 * PE - 0,1141$$

Donde PE es la potencia eléctrica del generador, en este caso 5.000 kW.

### GENERADOR

Existen diferentes expresiones para calcular el coste del generador, pero al ser de transmisión directa, se calcula siguiendo la siguiente fórmula:

$$\text{Coste} = PE * 219,33$$

Donde PE es la potencia eléctrica del generador, 5.000 kW.

### SISTEMAS ELECTRÓNICOS DE CONTROL DE VELOCIDAD VARIABLE

Se supone que todos los diseños de este modelo tienen un convertidor de potencia capaz de gestionar la potencia de salida total. Esto permite tanto el funcionamiento a velocidad variable como el "funcionamiento a baja tensión" cuando se programa correctamente. Todos los convertidores se calculan en función de la potencia nominal de la máquina. Es posible aplicar una serie de enfoques alternativos a los convertidores de potencia, pero requieren un estudio y modelado adicionales antes de incorporarlos a esta herramienta.

La fórmula empleada para calcular su coste en el proyecto en concreto es:

$$\text{Coste} = PE * 79$$

Donde PE es la potencia eléctrica del generador, 5.000 kW.

### SISTEMA DE ORIENTACIÓN Y COJINETES

Los costes de los rodamientos de guiñada se calcularon utilizando la fórmula original desarrollada en el estudio de los rotores WindPACT; se basaron en los presupuestos de Avon Bearing. Estos cálculos se realizaron en función del diámetro del rotor. El coste total del sistema de guiñada es el doble del coste de los rodamientos.

Por lo tanto, la fórmula final es:

$$\text{Coste} = 2 * (0,0339 * D^{2,964})$$

Donde D es el diámetro del rotor, 126 m.

### MAINFRAME (ARMADURA PRINCIPAL)

De la misma forma que para algún elemento descrito anteriormente, para el mainframe existen numerosas maneras de calcular su coste dependiendo del tipo de transmisión, todas ellas en función del diámetro del rotor, que para el proyecto es transmisión directa, por lo que la manera de calcularlo es:

$$\text{Coste} = 627,28 * D^{0,85}$$

Donde D es el diámetro del rotor, 126 m.

### CONEXIONES ELÉCTRICAS

Las conexiones eléctricas, incluidos los conmutadores y el cableado de la torre, se tomaron del estudio del rotor de WindPACT y se calculan a 40 \$/kW de potencia nominal de la máquina. No se ha realizado ningún ajuste en estos datos.

Por lo tanto, la expresión resultante es:

$$\text{Coste} = PE * 40$$

Donde PE es la potencia eléctrica del generador, 5.000 kW.

### CUBIERTA DE LA GÓNDOLA

$$\text{Coste} = 11,537 * PE + 3849,7$$

Donde PE es la potencia eléctrica del generador, 5.000 kW.

### SISTEMAS HIDRÁULICOS Y DE REFRIGERACIÓN

Para calcular el coste de los sistemas mencionados, únicamente hay que multiplicar la potencia eléctrica por 12 \$/kW.

$$\text{Coste} = 12 * PE$$

Donde PE es la potencia eléctrica del generador, 5.000 kW.

### CONTROL, SISTEMA DE SEGURIDAD y SISTEMA DE SUPERVISIÓN

En este caso, la forma de calcular el coste para estos sistemas ha sido modificada a lo largo de los años, y tras conversaciones entre personas del sector, se ha determinado que una buena manera de tener en cuenta este coste, independientemente del tamaño o potencia del aerogenerador, es suponer un coste de 55.000 \$.

## TORRE

Según se indica en el documento, los costes de la torre se calculan dependiendo de la masa, por lo que la expresión final es:

En caso de no saber cual es la masa, se aplicaría la siguiente fórmula para calcularla:

$$Masa = 0,2694 * area * altura + 1779$$

Sin embargo, en el proyecto ya se conoce la masa de la estructura, por lo que la expresión a emplear es:

$$Coste = Coste\ del\ acero * Masa$$

En 2002, el coste del acero era de 1,50 \$/kg, como se indica en el documento, sin embargo, hoy en día, es más coherente utilizar 1,00 \$/kg.

## CIMENTACIONES PARA SOPORTE OFFSHORE

Las turbinas terrestres suelen instalarse sobre cimientos de hormigón. Las turbinas marinas deben fijarse a una forma de cimentación que se extienda desde el lecho marino hasta el nivel del mar para que la torre pueda colocarse encima. Estos cimientos pueden adoptar varias formas, pero el más utilizado es un pilote hincado (un pilote de acero clavado en el lecho marino) que sobresale por encima de la línea de flotación. La torre del aerogenerador se atornilla a la parte superior de esta estructura. El coste de instalación de este tipo de pilotes suele ser mucho mayor que el de los cimientos de hormigón utilizados para las turbinas terrestres. Los costes de este modelo proceden de un estudio de la Universidad de Massachusetts, y es el siguiente:

$$Coste = 300 * PE$$

Donde PE es la potencia eléctrica del generador, 5.000 kW.

## TRANSPORTE OFFSHORE

El transporte de una turbina eólica marina consta de dos elementos. El primero consiste en llevar los componentes de la turbina a la zona portuaria de montaje. El segundo es llevar la turbina montada al lugar de instalación. Este segundo elemento de coste se incluye en los costes de instalación en alta mar, que se describirán más adelante. Los costes de las turbinas de 3 a 5 MW registran un aumento significativo con respecto a las máquinas más pequeñas debido a las primas que supone el traslado de estructuras tan grandes por carretera o ferrocarril hasta los emplazamientos de los parques eólicos en las llanuras centrales. Estos costes pueden reducirse significativamente situando las instalaciones de fabricación cerca del puerto y de las zonas de montaje. Para las estimaciones de este modelo se han utilizado las fórmulas de escalado desarrolladas en los estudios WindPACT.

$$Coste = PE * \underbrace{(1,581 * 10^{-5} * PE^2 - 0,0375 * PE + 54,7)}_{\text{Factor de coste de transporte}}$$

Factor de coste de transporte

### PUERTO Y EQUIPO DE MONTAJE

Como se trata de instalaciones en el mar, primero los componentes deben llegar al puerto, y se requieren barcos especiales y contenedores capaces de transportar este tipo de mercancías. Es cierto, que los costes en el caso de tecnología offshore no están claramente definidos, pero se estiman con la siguiente fórmula:

$$\text{Coste} = 20 * PE$$

Donde PE es la potencia eléctrica del generador, en este caso 5.000 kW.

### INSTALACIÓN Y MONTAJE DE ELEMENTOS

$$\text{Coste} = 100 * PE$$

Donde PE es la potencia eléctrica del generador, 5.000 kW.

### PREPARACIÓN DE LOS COMPONENTES PARA AMBIENTE MARINO (MARINIZATION)

El componente de marinización abarca la preparación especial de todos los componentes para aumentar su capacidad de supervivencia en las condiciones extremas de un entorno oceánico en alta mar. Estos preparativos incluyen pinturas y revestimientos especiales, juntas mejoradas para cajas de engranajes, generadores, componentes eléctricos y conexiones eléctricas. Se calcula como un porcentaje de todos los costes de la turbina desde la torre hacia arriba. El porcentaje utilizado en el modelo actual se ha obtenido a partir de datos publicados en diversas revistas europeas. Estas cifras sugieren factores de marinización de entre el 10% y el 15%.

En este caso se supone un coste igual al 13,5% de los costes de la turbina y torre.

### CONEXIÓN ELÉCTRICA OFFSHORE

Como son instalaciones que se encuentran en el lecho marino, se requiere una conexión eléctrica específica para cada uno de los proyectos y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Coste} = 260 * PE$$

Donde PE es la potencia eléctrica del generador, 5.000 kW.

### PERMISOS OFFSHORE, INGENIERÍA Y EVALUACIÓN DE LA ZONA

La concesión de permisos, el desarrollo de planes de ingeniería detallados y la medición de las condiciones del viento para un emplazamiento en alta mar son más complicados y requieren más tiempo que para un emplazamiento en tierra.

La fórmula es la siguiente:  $\text{Coste} = 37 * PE$

### SEGURO O GARANTÍA OFFSHORE

Las turbinas marinas operan en un entorno extremo. Debido a ello y a su ubicación remota, muchos fabricantes creen que ofrecer una garantía adecuada representará un riesgo mayor que en el caso de las instalaciones en tierra. Por esta razón, se supone un coste del 15% de la torre y la turbina.

### OPERACIÓN y MANTENIMIENTO OFFSHORE (O&M)

$$O\&M\ Coste = 0,02 * AEP$$

Donde AEP es la energía anual producida medida en kWh.

## **ANEXO 4. ESPECIFICACIONES INICIALES AEROGENERADOR MARINO**

### **Condiciones de Viento**

- Clase IEC: I
- Turbulencia: B (según GL)
- Condiciones de viento (emplazamiento A): 10,6 m/s de velocidad media, K Weibull 1,979
- Profundidad emplazamiento A: 40 m
- Rango de viento operativo: 3,5m/s-30m/s

### **Especificaciones Generales**

- Potencia eléctrica generada: 5 MW+10%
- Diámetro rotor aerodinámico: 126 m
- 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

### **Control de Paso**

- Clase sistema de control: control de paso
- Velocidad máxima giro palas: 8 grados/segundo
- Tiempo de aceleración giro: 0,2 segundos.

### **Dimensiones y Masas**

- 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:  $X_A = -3197$ ;  $Z_A = 2936$ mm
- Posición del cojinete posterior:  $X_B = 950$ ;  $Z_B = 2500$ mm
- Diámetro interno del rotor en el generador: 6800 mm
- Masas rotóricas de la transmisión más generador:  $5 \text{ E}4$  kg
- Masas no rotóricas de transmisión+generador:  $5,5 \text{ E}4$  kg
- Centro de masas de la transmisión más generador:  $X = -1340$ ,  $Z = 2710$ mm
- Pérdidas mecánicas de la transmisión (incluido rotor generador): 4%
- Dimensiones de la góndola: cilindro con diámetro 8,5 m, longitud 8m
- Masa global de la góndola (no incluido rotor aerodinámico):  $2 \text{ E}5$  kg
- Centro de masas de la góndola:  $X = -1000$ ;  $Z = +3000$ mm
- 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:  $1,9 \text{ E}6$  kg

### **Sistema Eléctrico**

- 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  $7,7 \text{ E}-2/30$  ohmios
- Impedancia síncrona: calcular  $3,5 \text{ E}-2$  ohmios
- Pérdidas en el hierro: calcular  $4,4 \text{ E}4$  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

### **Control de Orientación (Yaw)**

- 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

## ANEXO 5. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son una serie de metas globales compuestas por 17 objetivos, establecidos por la Asamblea General de las Naciones Unidas en 2015, con el propósito de asegurar un futuro próspero para el planeta hacia el año 2030.

Este proyecto, centrado en la infraestructura renovable, en particular sobre la energía eólica marina y la energía solar, puede contribuir significativamente a varios de los ODS, destacando:

- Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante. La adopción de energía solar y eólica como fuente limpia y renovable reduce la dependencia de los combustibles fósiles y, por ende, promueve la generación de energía asequible y no contaminante.
- Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico. La expansión de la industria eólica y concretamente la marina, ofrece oportunidades de empleo y crecimiento económico tanto para pequeñas empresas como para grandes corporaciones. La construcción y operación de una planta como la propuesta en este proyecto generaría empleo y fomentaría el crecimiento económico a nivel local y regional.
- Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles. La implementación de un parque eólico marino ayuda a reducir la contaminación del aire en la región circundante, lo que contribuye a la creación de comunidades más sostenibles y habitables.
- Objetivo 13: Acción por el clima. El uso de energía de origen renovable contribuye directamente a la mitigación del cambio climático al reducir la demanda de energía derivada de combustibles fósiles. Por lo tanto, tanto una planta eólica como solar juega un papel importante en la lucha contra el cambio climático y la consecución de este objetivo.

En resumen, el análisis y desarrollo de una planta solar como el proyecto propuesto no solo presenta una oportunidad de inversión atractiva, sino que también contribuye al avance de los Objetivos de Desarrollo Sostenible mencionados anteriormente.



Figura 61: Objetivos de desarrollo sostenible

## ANEXO 6. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

### MOTOR DE INDUCCIÓN DE JAULA DE ARDILLA

#### Technical data

#### IE3 General performance cast iron motors, 3000 r/min

IP 55 - IC 411 - Insulation class F, temperature rise class B

IE3 efficiency class according to IEC 60034-30-1; 2014

Output kW	Motor type	Product code	Speed r/min	Efficiency IEC 60034-30-1; 2014			Power factor Cosφ	Current Torque					Moment of inertia J × 1/4 GD <sup>2</sup> /kgm <sup>2</sup>	Weight kg	Sound pressure Level L <sub>wa</sub> dB	
				Full load 100%	3/4 load 75%	1/2 load 50%		I <sub>L</sub> A	I <sub>L</sub> /I <sub>N</sub>	T <sub>N</sub> Nm	I <sub>L</sub> /I <sub>N</sub>	T <sub>L</sub> /T <sub>N</sub>				
3000 r/min = 2 poles				400 V 50 Hz			GENIEC-design									
0.37	M2BAX 71 MC	3GBA071300**D	2819	76.5	76.0	73.4	0.80	0.86	6.6	1.3	2.7	3.2	0.000350	9	50	
0.55	M2BAX 71 MB	3GBA071300**D	2816	78.4	78.1	75.9	0.80	1.27	6.1	1.9	2.7	3.2	0.00040	10	49	
0.75	M2BAX 80 MC	3GBA081300**D	2891	80.7	81.0	78.9	0.80	1.60	7.5	2.5	2.9	3.7	0.000810	15	56	
1.1	M2BAX 80 MD	3GBA081340**D	2860	82.7	83.3	82.8	0.84	2.29	7.6	3.7	3.2	3.6	0.00102	17	60	
1.5	M2BAX 90 SB	3GBA091120**D	2912	84.2	84.0	82.5	0.83	3.04	8.0	5.0	2.8	3.9	0.00234	22	54	
2.2	M2BAX 90 SLA	3GBA091010**D	2908	85.9	85.6	83.9	0.81	4.54	8.2	7.3	3.2	3.9	0.00300	25	67	
3	M2BAX 100 LKA	3GBA101610**D	2910	87.1	86.0	86.0	0.91	5.38	8.3	9.6	3.0	3.8	0.00691	47	60	
4	M2BAX 112 MB	3GBA111320**D	2904	88.1	89.0	89.2	0.90	7.20	8.5	13.2	2.8	3.7	0.00711	46	64	
5.5	M2BAX 132SMA 2	3GBA131210**D	2934	89.2	89.8	89	0.82	10.6	8.9	17.9	2.4	4.1	0.0136	66	65	
7.5	M2BAX 132SMC 2	3GBA131250**D	2901	90.1	91.1	91.2	0.91	13.1	7.3	24.7	2.2	3.7	0.0200	83	71	
11	M2BAX 160MLA 2	3GBA161410**D	2943	91.2	92.0	91.6	0.91	19.1	7.2	35.6	2.6	3.6	0.0570	118	69	
15	M2BAX 160MLB 2	3GBA161420**D	2947	91.9	92.2	91.8	0.88	26.5	6.2	48.5	3.2	4.2	0.0630	126	69	
18.5	M2BAX 160MLC 2	3GBA161430**D	2949	92.4	93.0	92.6	0.90	32.0	9.0	58.8	3.3	3.9	0.0760	144	73	
22	M2BAX 180MLA 2	3GBA181410**D	2966	92.7	93.1	92.7	0.90	37.7	7.8	71.0	3.4	3.8	0.110	181	73	
30	M2BAX 200MLA 2	3GBA201410**D	2967	93.3	93.8	93.6	0.88	52.4	7.5	96.9	2.5	3.1	0.182	230	73	
37	M2BAX 200MLB 2	3GBA201420**D	2960	93.7	94.2	94.1	0.89	64.2	8.2	119.5	3.1	3.4	0.222	257	73	
45	M2BAX 225SMA 2	3GBA221210**D	2968	94.0	94.0	93.0	0.87	79.6	7.3	144.8	3.2	3.1	0.296	287	76	
55	M2BAX 250SMA 2	3GBA251210**D	2968	94.3	93.7	93.6	0.89	94.8	6.8	177.0	2.4	3.0	0.426	344	76	
75	M2BAX 280SMB 2	3GBA281220**M	2978	94.7	94.6	93.6	0.88	130	7.0	240.0	2.3	3.0	0.900	590	74	
90	M2BAX 280SMC 2	3GBA281230**M	2975	95.0	95.0	94.2	0.88	156	6.4	299.0	2.1	2.8	0.990	618	74	
110	M2BAX 315SMB 2	3GBA311220**M	2982	95.2	94.9	93.9	0.87	192	7.0	352.0	1.8	2.7	1.30	801	78	
132	M2BAX 315SMC 2	3GBA311230**M	2982	95.4	95.4	94.6	0.87	229	6.8	422.0	2.0	2.8	1.50	852	78	
160	M2BAX 315MCD 2	3GBA311240**M	2983	95.6	95.0	94.9	0.87	270	7.4	512.0	2.2	2.8	1.70	909	78	
200	1) M2BAX 315MLA 2	3GBA311410**M	2983	95.8	95.0	95.5	0.88	342	7.5	640.0	2.3	3.1	2.10	1051	81	
250	M2BAX 355SMA 2	3GBA351210**M	2985	95.8	95.6	94.6	0.89	423	7.7	800.0	2.1	3.3	3.00	1412	83	
315	M2BAX 355SMB 2	3GBA351220**M	2980	95.8	95.7	95.0	0.89	529	7.0	1009.0	2.1	3.0	3.40	1495	83	
365	M2BAX 355SMC 2	3GBA351230**M	2984	95.8	95.8	95.0	0.88	605	7.2	1190.0	2.2	3.0	3.60	1565	83	

<sup>1)</sup> Temperature rise class F

Figura 62: Ficha técnica motor M2BAX 200 MLB 2

**SAI DEL SISTEMA DE PASO**

MODELO		SLC ADAPT	
Potencia módulos		30 kVA	50 kVA
TECNOLOGÍA		On-line doble conversión, PWM de tres niveles, control DSP	
ENTRADA	Tensión AC	3 x 380 / 400 / 415 V (3F + N)	
	Margen de tensión	-43% +20% <sup>(1)</sup>	
	Frecuencia	50 / 60 Hz	
	Margen de frecuencia	40 - 70 Hz	
	Distorsión armónica total (THDi)	<3%	
	Factor de potencia	>0,99	
SALIDA	Tensión nominal	3 x 380 / 400 / 415 V (3F + N)	
	Precisión	±1% (régimen estático) / ±1,5% (régimen dinámico)	
	Frecuencia	50 / 60 Hz	
	Distorsión armónica total (THDv)	≤1%	
	Factor de potencia	0,9	
	Factor de cresta	3:1	
	Eficiencia total en modo On-line	>95%	>96%
	Eficiencia total en modo baterías	>95%	>96%
	Eficiencia total en Eco-mode	99%	
	Sobrecarga admisible	125% durante 10 min / 150% durante 1 min	
BYPASS ESTÁTICO	Tipo	Estático a tiristores	
	Tensión	3 x 380 / 400 / 415 V (3F + N)	
BYPASS MANUAL	Tipo	Sin interrupción	
BATERÍAS	Tipo	SLA sin mantenimiento, NiCd	
	Regulación tensión de carga	Batt-watch	
	Potencia máxima del cargador	20% de la potencia total del sistema	
COMUNICACIÓN	Display	10,4"	
	Puertos	RS-232, RS-485, relés y USB	
	Slots libres	1 x SNMP / 1 x relés extendido	
GENERALES	Temperatura de trabajo	0° C + +40° C	
	Humedad relativa	Hasta 95%, sin condensar	
	Altitud de trabajo	2.400 m.s.n.m. <sup>(2)</sup>	
	Ruido acústico a 1 metro	<65 dB(A)	<72 dB(A)
SISTEMAS	Nº máximo módulos x sistema	6 ó 10	10
	Potencia máxima por sistema (kVA)	180	500
	Nº máximo sistemas en paralelo	3	
NORMATIVA	Seguridad	EN 60950-1; EN-IEC 62040-1	
	Compatibilidad electromagnética (CEM)	EN-IEC 62040-2	
	Funcionamiento	VFI-SS-111 según EN-IEC 62040-3	
	Gestión de Calidad y Ambiental	ISO 9001 e ISO 14001	

Datos sujetos a verificación sin previo aviso.

(1) Según porcentaje de carga. (2) Reducción de potencia para altitudes superiores, hasta un máximo de 5000 m.s.n.m.

Figura 63: SAI del sistema de paso

## CONVERTIDOR DE POTENCIA

Converter model	ACS880-77LC in-line configuration	ACS880-87LC back-to-back configuration
Converter type	Full power converter for permanent magnet and asynchronous generators	
Generator power range	0.8 to 4.6 MW	1.5 to 8 Mw
Cooling	Liquid cooling with totally enclosed cabinet	
Control principle	Direct torque control (DTC)	
<b>Electrical data</b>		
Rated grid voltage	525 to 690 V AC, 3-phase, ±10%	
Rated generator voltage	0 to 750 V AC	
Nominal grid frequency	50/60 Hz	
Efficiency at converter's rated point, typical value	97%	
Generator-side converter du/dt, measured value	1.25 kV/µs	
Grid harmonics		
Total harmonic current distortion, measured value	2.5%	
<b>Environmental limits</b>		
Ambient temperature	Transport -40 to +70 °C Storage -40 to +70 °C Operation -30 to +50 °C	
Coolant inlet temperature	+5 to +50 °C	+5 to +45 °C
Altitude	0 to 1000 m	
Degree of protection	Totally enclosed cabinet IP54 / UL type 12	
Cabling connections	Bottom	
Cooling connections	Left or right side	
Cabinet configuration	In-line, back-to-back or several separate	
<b>Control</b>		
Fieldbus interface	EtherCAT, PROFINET IO, PROFIBUS-DP, CANopen, Modbus, ControlNet, InterBus-S, DeviceNet	
Interface for PC browser	Standard Ethernet	
<b>Grid code compliance</b>		
Grid codes	Supports wind turbines to comply with the most stringent grid code requirements.	
<b>Product compliance</b>		
Product markings	CE, GL2010, North American	
EMC	EN 61800-3/ A11 (2000), EN 61800-3 (2004) 2nd environment, unrestricted distribution, category C3	
Quality assurance system	ISO 9001	
Environmental system	ISO 14001	
<b>Options</b>		
Sub-converter configuration	Available from 0.8 MW	Available from 1.5 Mw
Cooling method	Liquid or combined cooling	
Reconfiguration	Online	
Energy storage	Integrated	
Generator side protection	Output contactors	
High coolant inlet temperature	Up to +55 °C	
High altitude	Up to 4000 m	
Product approvals	UL61800-5-1, CSA C22.2 No 274, DNVGL-SE-0441	

Figura 64: Convertidor de potencia ACS880-87LC-6604A/6144A-7, de la marca ABB

In-line configuration, ACS880-77LC, 690 V								
Converter type <sup>1)</sup>	Typical generator rating	Rated generator apparent power	Rated grid apparent power	Module setup: no. of inverter units + no. of IGBT supply units	Cabinet width	Cabinet depth	Cabinet weight	Cooling flow rate
	(kW)	(kVA)	(kVA)	INU + ISU	(mm)	(mm)	(kg)	(l/min)
ACS880-77LC-860A/800A-7	800	1028	956	1 + 1	1400	600	1200	90
ACS880-77LC-1686A/1568A-7	1500	2014	1874	2 + 2	2300	600	2000	135
ACS880-77LC-2503A/2328A-7	2300	2991	2782	3 + 3	2900	600	2600	175
<b>Twin cabinet versions</b>								
ACS880-77LC-1720A/1600A-7	1600	2056	1912	2 x (1 + 1)	2 x 1400	2 x 600	2 x 1200	2 x 90
ACS880-77LC-3372A/3136A-7	3000	4029	3748	2 x (2 + 2)	2 x 2300	2 x 600	2 x 2000	2 x 135
ACS880-77LC-5006A/4656A-7	4600	5982	5564	2 x (3 + 3)	2 x 2900	2 x 600	2 x 2600	2 x 175

Back-to-back configuration, ACS880-87LC, 690 V								
Converter type <sup>1)</sup>	Typical generator rating	Rated generator apparent power	Rated grid apparent power	Module setup: no. of inverter units + no. of IGBT supply units	Cabinet width	Cabinet depth	Cabinet weight	Cooling flow rate
	(kW)	(kVA)	(kVA)	INU + ISU	(mm)	(mm)	(kg)	(l/min)
ACS880-87LC-1686A/1568A-7	1500	2014	1874	2 + 2	1250	1200	1800	135
ACS880-87LC-2503A/2328A-7	2300	2991	2782	3 + 3	1450	1200	2300	175
ACS880-87LC-3302A/3072A-7	3000	3947	3671	4 + 4	2300	1200	2800	235
ACS880-87LC-4000A/3800A-7	3800	4780	4541	5 + 5	2500	1200	3500	280
ACS880-87LC-4000A/4134A-7	4000	4780	4941	5 + 6	2700	1200	4500	300
<b>Twin cabinet versions</b>								
ACS880-87LC-5006A/4656A-7	4600	5982	5564	2 x (3 + 3)	2 x 1450	2 x 1200	2 x 2300	2 x 175
ACS880-87LC-6604A/6144A-7	6000	7893	7343	2 x (4 + 4)	2 x 2300	2 x 1200	2 x 2800	2 x 235
ACS880-87LC-8000A/7600A-7	7600	9561	9083	2 x (5 + 5)	2 x 2500	2 x 1200	2 x 3500	2 x 280
ACS880-87LC-8000A/8268A-7	8000	9561	9881	2 x (5 + 6)	2 x 2700	2 x 1200	2 x 4500	2 x 300

Standard cabinet height is 2000 mm. Please see dimensions drawings for exact measurements.  
Ratings shown here are subject to change depending on the selected options.

<sup>1)</sup> Converter type code shows generator and grid side nominal current ratings. For example for ACS880-77LC-860A/800A-7 the generator side current is 860 A and the grid side current is 800 A.

## ACERO S-275

CTE DB SE-A (aceros en chapas y perfiles) Designación	espesor nominal t (mm)			
	Tensión de límite elástico $f_y$ (N/mm <sup>2</sup> )			Tensión de rotura $f_u$ (N/mm <sup>2</sup> )
	t ≤ 16	16 < t ≤ 40	40 < t ≤ 63	3 ≤ t ≤ 100
S235	235	225	215	360
S275	275	265	255	410
S355	355	345	335	470
S450	450	430	410	550

EAE (Aceros laminados en caliente) Designación	espesor t ≤ 40 mm		40 mm < espesor t ≤ 80 mm	
	Límite elástico	Tensión de rotura	Límite elástico	Tensión de rotura
	$f_y$ (N/mm <sup>2</sup> )	$f_u$ (N/mm <sup>2</sup> )	$f_y$ (N/mm <sup>2</sup> )	$f_u$ (N/mm <sup>2</sup> )
S 235	235	360 < $f_u$ < 510	215	360 < $f_u$ < 510
S 275	275	430 < $f_u$ < 580	255	410 < $f_u$ < 560
S 355	355	490 < $f_u$ < 680	335	470 < $f_u$ < 630

Las siguientes son características comunes a todos los aceros:

Módulo de Elasticidad	Módulo de Rigidez	Coefficiente de Poisson	Coefficiente de dilatación térmica	Densidad
E (N/mm <sup>2</sup> )	G (N/mm <sup>2</sup> )	$\nu$	$\alpha$ (°C) <sup>-1</sup>	$\rho$ (Kg/m <sup>3</sup> )
210.000	81.000	0,3	1,2·10 <sup>-5</sup>	7.850

Figura 65: Características Acero S-275

## ANEXO 7. MODELO FINANCIERO PROYECTO EÓLICO MARINO

	2025	2026	2027	2028	2029
Producción eólica (MWh)	0	598830	420680	398440	463280
Distribución y operación	-	-2%	-2%	-2%	-2%
Distribución de gastos	-	99,00%	99,00%	99,00%	99,00%
Reversión de gastos	-	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Producción neta (MWh)	0,00	607473	422784	388075	454074
Producción neta (MWh) (M)	0,00	174859%	388075%	454074%	453517%
Ingresos totales sin I+D+i (€)	0,00€	11.701.584,45€	10.616.872,86€	9.645.822,11€	8.501.445,04€
Ingresos totales (€)	0,00€	3.358.794,64€	2.512.095,24€	2.284.112,86€	2.078.763,61€
Ingresos I+D+i (€)	-	-	-	-	-
Ingresos PPA (€)	-	-	-	-	-
Coste de energía (€)	0,00€	3.358.794,64€	2.512.095,24€	2.284.112,86€	2.078.763,61€
Precio PPA (€/MWh)	-	66,13€/MWh	60,15€/MWh	58,20€/MWh	55,13€/MWh
Precio PPA (€/MWh) (M)	-	738364MWh	66226MWh	68182MWh	64974MWh
Coste de energía (€/MWh)	-	5,54€/MWh	5,95€/MWh	6,20€/MWh	6,58€/MWh
Coste de energía (€/MWh) (M)	-	2933884MWh	2298834MWh	2128834MWh	2023834MWh
Comercialización	0,00€	38633,00€	38633,00€	38633,00€	38633,00€
Limpieza Mensual	0,00€	19106,70€	19106,70€	19106,70€	19106,70€
Formación y Seguimiento de Seguridad Mensual	0,00€	4084,20€	4084,20€	4084,20€	4084,20€
Control de Calidad Mensual	0,00€	1022,40€	1022,40€	1022,40€	1022,40€
Coste de mantenimiento	0,00€	15429,10€	15429,10€	15429,10€	15429,10€
Coste de mantenimiento (M)	-	1329210€	1249316€	1249316€	1249316€
EBITDA Mensual (€)	0,00€	2.284.112,86€	2.078.763,61€	1.880.437,26€	1.682.982,90€
EBITDA Mensual (€) (M)	-	10.616.872,86€	9.726.472,86€	8.658.272,11€	7.666.864,6€
Depreciación y amortización	0,00€	2.284.112,86€	2.284.112,86€	2.284.112,86€	2.284.112,86€
Depreciación y amortización (M)	-	6863220,00€	7.482.260,90€	8.262.550,79€	8.977.638,6€
Impuestos	0,00€	2.102.050,77€	1.871.332,89€	1.691.297,89€	1.521.042,07€
Impuestos (M)	-	6.604.542,30€	6.015.932,93€	5.275.529,72€	4.726.825,81€
EBE Mensual	0,00€	6.604,54€	6.604,54€	6.604,54€	6.604,54€
EBE Mensual (M)	-	8.724.286,27€	7.852.109,84€	6.891.091,02€	6.133.864,97€
Flujo Operativo Caja	0,00€	6.604,54€	6.604,54€	6.604,54€	6.604,54€
Flujo Operativo Caja (M)	-	8.724.286,27€	7.852.109,84€	6.891.091,02€	6.133.864,97€
Incremento del efectivo	45.951.180,04€	6.672.286,27€	7.852.109,84€	6.891.091,02€	6.133.864,97€
Incremento del efectivo (M)	-	15,59%	14,03%	12,48%	10,59%
IR	8,20%				
IR (M)	14.778.946,73€				



