



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA  
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**EVALUACIÓN DE ESTRUCTURAS  
SOPORTE EÓLICO MARINAS EN CARGAS  
EXTREMAS**

Autor: Alonso Jiménez Falcón

Director: Juan Antonio Talavera

Madrid, agosto de 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
Evaluación de estructuras soporte eólico marinas en cargas extremas  
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2022/2023 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.: Alonso Jiménez Falcón

Fecha: 28 / 08 / 2023

*Alonsojfalcon*

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

*Juan Antonio Talavera*

Fdo.: Juan Antonio Talavera

Fecha: . 28/08/2023



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA  
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**EVALUACIÓN DE ESTRUCTURAS  
SOPORTE EÓLICO MARINAS EN CARGAS  
EXTREMAS**

Autor: Alonso Jiménez Falcón

Director: Juan Antonio Talavera

Madrid, agosto de 2023

# EVALUACIÓN DE ESTRUCTURAS SOPORTE EÓLICO MARINAS EN CARGAS EXTREMAS

**Autor: Jiménez Falcón, Alonso.**

Director: Talavera, Juan Antonio

Entidad Colaboradora: ICAI

## RESUMEN DEL PROYECTO

### *1 Introducción*

La energía eólica marina es una fuente de energía renovable que se obtiene al aprovechar la fuerza del viento que se produce en alta mar ya que este cuenta con una velocidad mayor y es más constante debido a la inexistencia de barreras. El recurso eólico que existe en el mar es mayor que en tierra ya que al tener bajo impacto visual y acústico se pueden aprovechar superficies más extensas (los parques eólicos marinos suelen tener varios cientos de megavatios de potencia instalada).

Sin embargo, para mejorar la tecnología se deben superar algunas dificultades existentes. Como el tamaño de estos parques no para de aumentar, se deben instalar más lejos de la costa en aguas más profundas para que tengan acceso a vientos constantes más fuertes. Esto dificulta las tareas de mantenimiento y de instalación. Las duras condiciones de los emplazamientos hacen necesario disponer de materiales y estructuras fiables y resistentes capaces de aguantar factores medioambientales como el viento, las olas o la sal.

El análisis y evaluación del funcionamiento de las estructuras soporte de los aerogeneradores marinos cuando están sometidos a diferentes cargas es básico para poder realizar su diseño y optimizarlo. Se suelen realizar dos tipos de análisis de cargas a la hora de estudiar un aerogenerador marino, el análisis de fatiga y el del estado último de cargas. En este trabajo se realiza un análisis del estado último de cargas de la torre de un aerogenerador de 5MW, siguiendo la normativa “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines” de DNV GL, empresa líder en certificaciones del mundo.

El proyecto se divide en tres etapas: diseño del modelo, el análisis de las cargas sobre el modelo y la optimización del mismo.

### *2 Diseño del modelo*

En la etapa de diseño del modelo que será simulado en el programa BLADED, se parte de un archivo llamado “demo\_a.prj” al cual hay que modificarle y añadirle diferentes parámetros como el perfil del viento, el estado del mar o las especificaciones de la turbina eólica.

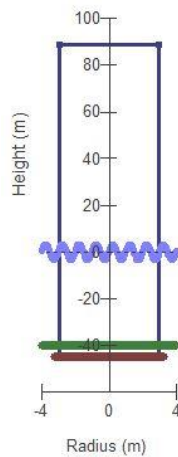
El aerogenerador se va a diseñar para que cumpla las condiciones de viento establecidas en la clase I según la IEC (International Electrotechnical Commission). Por tanto, la velocidad media del viento será de 10,6 m/s y la turbulencia del viento será de tipo B (ver tabla 1). La distribución de probabilidad de la velocidad del viento empleada es la distribución de Weibull y su factor de forma  $k$  será 1,979.

Las condiciones de oleaje que deben aplicarse para el diseño de una turbina eólica marina o un parque eólico, las condiciones extremas y las condiciones relevantes para la fatiga a

lo largo de la vida útil de la estructura deben definirse teniendo en cuenta las estadísticas a largo plazo. Las condiciones marítimas escogidas para este trabajo son:

Condiciones marítimas	
Máxima altura significativa de ola (50 años)	5,08 m
Periodo pico de ola	11,01 s
Máxima variación del nivel del mar (50 años)	3,6 m
Máxima velocidad de corriente marina (50 años)	1,3 m/s

La torre inicialmente será modelada como un cilindro hueco con diámetro interior de 5,7 metros y exterior de 5,9 metros. La altura total de la torre será de 133 metros, y la longitud de la parte sumergida será 45 metros. El anclaje se situará a 40 metros de profundidad. El material del que estará formada la torre es el acero S-275 y la masa inicialmente será 1900 toneladas.



### 3 Análisis de modelo

Para llevar a cabo el estudio de cargas últimas, DNV GL establece diferentes casos de diseño, variando diferentes condiciones como el viento, el mar, factores de seguridad, etc. En este trabajo, se van a analizar cinco casos de carga correspondientes con los modos de funcionamiento más probables o típicos del aerogenerador. Estos casos son:

1. Producción de potencia
2. Arranque
3. Parada normal
4. Parada de emergencia
5. Estacionado/inactivo

El modelo se simula mediante el software de cálculo BLADED obteniendo las cargas en la sección de la torre más desfavorable, que es el empotramiento, situado a 45 metros por debajo del nivel del mar. Los casos se simulan estableciendo como velocidad del viento la más desfavorable, que es 30 m/s (salvo para el caso estacionado que serán 40 m/s por normativa), ya que la turbina tiene su rango de operación entre 3,5 m/s y 30 m/s.

Las cargas máximas obtenidas son:

		Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
TOTAL	MÁX	1.77E+09	1.77E+09	1.77E+07	1.29E+07	2.77E+06	2.19E+07	1.77E+09	1.30E+07
	MÍN	-6.70E+07	-1.13E+08	-1.46E+07	-3.87E+06	-2.77E+06	-2.19E+07	2.51E+05	2.26E+04

Mediante la teoría de resistencia de materiales se comprueba si la torre aguanta los esfuerzos en el empotramiento, comparando el límite elástico del acero S275 mayorado con la suma de las tensiones provocadas por el momento flector Mres y el axil Fz.

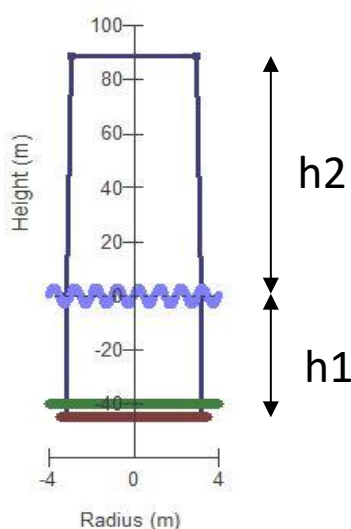
Para que la estructura soporte los casos de carga, el diámetro exterior necesario será de 6,3 metros.

#### 4 Optimización del modelo

Con la intención de adelgazar la estructura y poder ahorrar en material y costes, se realiza una optimización del modelo. Se llevan a cabo los análisis realizados anteriormente, pero esta vez sobre la sección superior a 88 metros sobre el nivel del mar con el fin de encontrar el diámetro mínimo que permita el correcto funcionamiento en todos los casos. Se obtienen las siguientes cargas máximas:

		Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
TOTAL	MÁX	4.04E+06	6.33E+07	1.77E+07	1.28E+07	1.19E+05	3.10E+06	1.19E+09	1.29E+07
	MÍN	-1.26E+06	-9.17E+06	-1.46E+07	-3.96E+05	-1.19E+05	-1.79E+06	5.44E+06	4.49E+04

De nuevo, mediante la teoría de resistencia de materiales, se calculan las tensiones y se comprueba si la estructura aguanta los esfuerzos en la parte superior. El diámetro exterior mínimo necesario para garantizar la integridad de la estructura es 6,1 metros. Por tanto, la torre tendrá un diámetro exterior de 6,3 metros desde la base hasta el nivel del mar y a partir de ese punto ira adelgazando hasta llegar a 6,1 metros en la sección superior.



#### 5 Análisis económico

Se realiza un análisis de la viabilidad económica de llevar a cabo la construcción y operación de la turbina eólica marina optimizada, para conocer si la inversión es rentable. Los valores de los ingresos, gastos, amortización e inversión inicial se muestran en la siguiente tabla.

ANÁLISIS PROYECTO	
Ingresos anuales	1,716,960.00 €
Gastos anuales	241,655.00 €
Amortización	171,143.10 €
Inversión inicial	10,581,777.40 €

Se calculan los indicadores VAN, TIR y payback.

ANÁLISIS PROYECTO	
<b>VALOR ACTUAL (VA)</b>	18,915,527.73 €
<b>TASA DE DESCUENTO</b>	7.0%
<b>VALOR ACTUAL NETO (VAN)</b>	8,333,750,33 €
<b>TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)</b>	13.1%
<b>PAYBACK</b>	8.53 years

## ***6 Conclusiones***

Con la realización del trabajo se ha podido comprender la importancia del estudio previo al diseño del aerogenerador, ya que las condiciones del emplazamiento juegan un factor clave en el diseño. Se ha estudiado el funcionamiento de la estructura en diferentes casos y se ha llegado a la conclusión de que el caso más desfavorable tiene lugar cuando el aerogenerador arranca ya que no se encuentra en posición óptima y la resistencia que genera sobre el viento sumada a la inercia de las palas que todavía no rotan hacen que la estructura soporte las mayores cargas.

Se ha comprendido que una optimización del modelo es necesaria, para mejorar el diseño y ahorrar materiales y por tanto costes en la inversión inicial.

En cuanto al análisis de la inversión, se ha podido comprobar cómo, actualmente, este tipo de inversiones son rentables, ya que se pueden obtener grandes ingresos derivados de la operación del aerogenerador. Todos los indicadores de la inversión muestran que sería beneficioso llevar a cabo el proyecto, sin embargo, también hay que tener en cuenta los riesgos asociados a la coyuntura actual, ya que la tecnología, la regulación del sector y el mercado están evolucionando a gran velocidad y hay una gran incertidumbre

# EVALUATION OF OFFSHORE WIND SUPPORT STRUCTURES UNDER EXTREME LOADS

**Author: Jiménez Falcón, Alonso.**

Supervisor: Talavera, Juan Antonio

Collaborating Entity: ICAI

## ABSTRACT

### *1 Introduction*

Offshore wind energy is a renewable energy source that is obtained by harnessing the power of the wind that is produced offshore because it has a higher speed and is more constant due to the lack of barriers. The wind resource that exists in the sea is greater than on land, since it has a low visual and acoustic impact and can take advantage of larger areas (offshore wind farms usually have several hundred megawatts of installed power).

However, to improve the technology, some existing difficulties must be overcome. As the size of these farms continues to grow, they must be installed further offshore in deeper water to have access to stronger steady winds. This makes maintenance and installation tasks more difficult. The harsh site conditions make it necessary to have reliable and resistant materials and structures capable of withstanding environmental factors such as wind, waves, and salt.

The analysis and evaluation of the performance of the support structures of offshore wind turbines when subjected to different loads is essential for their design and optimization. Two types of load analysis are usually performed when studying an offshore wind turbine, the fatigue analysis and the ultimate state of loads. In this work an analysis of the ultimate state of loads of the tower of a 5MW wind turbine is carried out, following the "Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines" of DNV GL, the world's leading certification company.

The project is divided into three stages: model design, analysis of the loads on the model and model optimization.

### *2 Model design*

In the design stage of the model that will be simulated in the BLADED program, we start from a file called "demo\_a.prj" to which we have to modify and add different parameters such as the wind profile, the sea state or the wind turbine specifications.

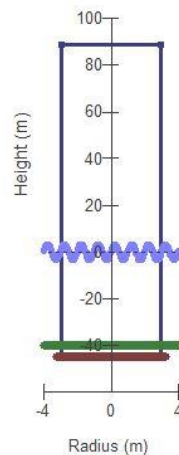
The wind turbine will be designed to meet the wind conditions established in class I according to the IEC (International Electrotechnical Commission). Therefore, the average wind speed will be 10.6 m/s and the wind turbulence will be type B (see Table 1). The probability distribution of the wind speed used is the Weibull distribution and its shape factor  $k$  will be 1.979.

The wave conditions to be applied for the design of an offshore wind turbine or wind farm, extreme conditions, and conditions relevant to fatigue throughout the life of the structure should be defined considering long-term statistics. The maritime conditions chosen for this work are:



Maritime conditions	
Maximum significant wave height (50 years)	5,08 m
Peak wave period	11,01 s
Maximum sea level variation (50 years)	3,6 m
Maximum marine current velocity (50 years)	1,3 m/s

The tower will initially be modeled as a hollow cylinder with an inner diameter of 5.7 meters and an outer diameter of 5.9 meters. The total height of the tower will be 133 meters, and the length of the submerged part will be 45 meters. The anchorage will be at a depth of 40 meters. The tower will be made of S-275 steel and the initial mass will be 1900 tons.



### 3 Model analysis

To carry out the ultimate loads study, DNV GL establishes different design cases, varying different conditions such as wind, sea, safety factors, etc. In this work, five load cases corresponding to the most probable or typical operating modes of the wind turbine will be analyzed. These cases are:

1. Power production
2. Start-up
3. Normal shutdown
4. Emergency stop
5. Stationary/inactive

The model is simulated using the BLADED calculation software, obtaining the loads in the most unfavorable tower section, which is the embedment, located 45 meters below sea level. The cases are simulated establishing as wind speed the most unfavorable one, which is 30 m/s (except for the stationary case, which will be 40 m/s according to regulations), since the turbine has its operating range between 3.5 m/s and 30 m/s.

The maximum loads obtained are:

		Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
TOTAL	MÁX	1.77E+09	1.77E+09	1.77E+07	1.29E+07	2.77E+06	2.19E+07	1.77E+09	1.30E+07
	MÍN	-6.70E+07	-1.13E+08	-1.46E+07	-3.87E+06	-2.77E+06	-2.19E+07	2.51E+05	2.26E+04

Using the theory of strength of materials, it is tested whether the tower can withstand the stresses in the embedment by comparing the increased yield strength of the steel S275 with the sum of the stresses caused by the bending moment  $M_{res}$  and the axial  $F_z$ .

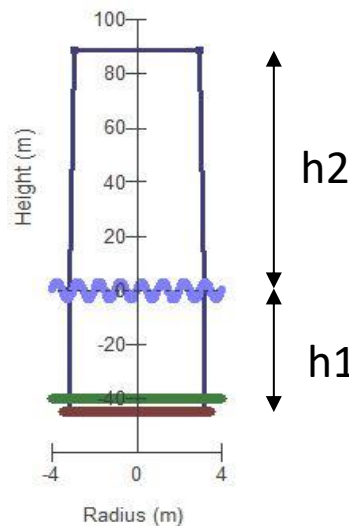
For the structure to withstand the load cases, the required external diameter will be 6.3 meters.

#### 4 Model optimization

With the intention of slimming down the structure and being able to save on material and costs, an optimization of the model is carried out. The analyses previously performed are carried out, but this time on the section above 88 meters above sea level in order to find the minimum diameter that allows the correct operation in all cases. The following maximum loads are obtained:

		Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
TOTAL	MÁX	4.04E+06	6.33E+07	1.77E+07	1.28E+07	1.19E+05	3.10E+06	1.19E+09	1.29E+07
	MÍN	-1.26E+06	-9.17E+06	-1.46E+07	-3.96E+05	-1.19E+05	-1.79E+06	5.44E+06	4.49E+04

Again, using the theory of strength of materials, the stresses are calculated, and the structure is tested to see if it can withstand the stresses at the top. The minimum outside diameter required to ensure the integrity of the structure is 6.1 meters. Therefore, the tower will have an outer diameter of 6.3 meters from the base to sea level and from that point on it will taper to 6.1 meters at the top section.



#### 5 Economic analysis

An analysis of the economic feasibility of carrying out the construction and operation of the optimized offshore wind turbine is carried out to determine whether the investment is profitable. The values of income, expenses, amortization and initial investment are shown in the following table.

PROJECT ANALYSIS	
Annual income	1,716,960.00 €
Annual expenses	241,655.00 €
Amortization	171,143.10 €
Initial investment	10,581,777.40 €

NPV, IRR and payback indicators are calculated.

PROJECT ANALYSIS	
<b>PRESENT VALUE (PV)</b>	18,915,527.73 €
<b>DISCOUNT RATE</b>	7.0%
<b>NET PRESENT VALUE (NPV)</b>	8,333,750,33 €
<b>INTERNAL RATE OF RETURN (IRR)</b>	13.1%
<b>PAYBACK</b>	8.53 years

## ***6 Conclusions***

This project has allowed us to understand the importance of the study prior to the design of the wind turbine, since the site conditions play a key factor in the design. The performance of the structure has been studied in different cases and it has been concluded that the most unfavorable case occurs when the wind turbine starts up, since it is not in an optimal position and the resistance generated by the wind, added to the inertia of the blades that are not yet rotating, make the structure bear the greatest loads.

It has been realized that an optimization of the model is necessary to improve the design and save materials and therefore costs in the initial investment.

As for the investment analysis, it has been shown that, at present, this type of investment is profitable, since it is possible to obtain large revenues from the operation of the wind turbine. All the investment indicators show that it would be beneficial to carry out the project, however, it is also necessary to consider the risks associated with the current situation, since the technology, the regulation of the sector and the market are evolving at great speed and there is great uncertainty.

# Índice

1. INTRODUCCIÓN .....	16
1.1 <i>Situación Mundial</i> .....	16
1.2 <i>Situación en España</i> .....	16
2. ESTADO DEL ARTE.....	18
2.1 <i>Análisis de cargas actuales</i> .....	18
2.2 <i>Estructuras Soporte</i> .....	19
3. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO.....	21
4. DISEÑO DEL MODELO .....	22
4.1 <i>Perfil de Viento</i> .....	22
4.2 <i>Estado del Mar</i> .....	23
4.3 <i>Diseño del aerogenerador</i> .....	23
4.3.1    Sistema de Coordenadas .....	23
4.3.2    Torre y Góndola.....	24
4.3.3    Buje.....	25
4.3.4    Palas.....	26
4.3.5    Otros parámetros.....	28
5. ANÁLISIS DEL MODELO .....	29
5.1 <i>Análisis de Cargas Últimas</i> .....	29
5.1.1    Caso 1: Producción de potencia .....	29
5.1.2    Caso 2: Arranque .....	30
5.1.3    Caso 3: Parada normal .....	30
5.1.4    Caso 4: Parada de emergencia .....	30
5.1.5    Caso 5: Estacionado/inactivo.....	31
5.2 <i>Cálculo Tensiones</i> .....	31
6 OPTIMIZACIÓN DEL MODELO.....	35
6.1 <i>Análisis de Cargas Últimas</i> .....	35
6.1.1    Caso 1: Producción de potencia .....	35
6.1.2    Caso 2: Arranque .....	36
6.1.3    Caso 3: Parada normal .....	36
6.1.4    Caso 4: Parada de emergencia .....	36
6.1.5    Caso 5: Estacionado/inactivo.....	37
6.2 <i>Cálculo de Tensiones</i> .....	37
7 PRESUPUESTO .....	41

7.1	<i>Presupuesto Modelo Base</i> .....	41
7.1.1	Materiales .....	41
7.1.2	Mano de Obra .....	41
7.1.3	Construcción e instalación .....	42
7.1.4	Equipamiento eléctrico.....	42
7.1.5	Total.....	43
7.2	<i>Presupuesto Modelo Optimizado</i> .....	44
8	<b>ANÁLISIS ECONÓMICO</b> .....	46
8.1	<i>Ingresos</i> .....	46
8.2	<i>Costes</i> .....	47
8.3	<i>Depreciación y Amortización</i> .....	47
8.4	<i>Cálculo Flujo de Caja del Proyecto</i> .....	48
8.5	<i>Análisis de la Inversión</i> .....	50
8.6	<i>Cálculo del LCOE</i> .....	50
9	<b>CONCLUSIONES</b> .....	53
	<b>REFERENCIAS</b> .....	54
	<b>ANEXO I: ESPECIFICACIONES</b> .....	55
	<b>ANEXO II: NORMATIVA CASOS DE CARGA</b> .....	58
	<b>ANEXO III: ODS</b> .....	61
	<b>ANEXO IV: IMPACTO AMBIENTAL</b> .....	62
	Hábitat y vida marinos .....	62
	Impacto visual .....	62
	Colisiones.....	63
	Ecosistemas de aves .....	63
	Contaminación .....	63

## *Índice de figuras*

Figura 1: Profundidad fondo marino en Europa. [4] .....	17
Figura 2: Eje de coordenadas de guiñada (Yaw) [5] .....	24
Figura 3: Esquema de la torre. Fuente: BLADED.....	24
Figura 4: Esquema del buje. Fuente: BLADED .....	25
Figura 5: Modelo de la pala. Fuente: BLADED.....	27
Figura 6: Esquema de la pala. [7] .....	27
Figura 7: Esquema torre modelo optimizado. Fuente: BLADED .....	39

## *Índice de tablas*

Tabla 1: Clases de viento según IEC 64100-1.....	22
Tabla 2: Condiciones marítimas .....	23
Tabla 3: Masas y dimensiones torre y góndola .....	25
Tabla 4: Centros geométricos y de masas .....	28
Tabla 5: Casos análisis estado último de cargas.....	29
Tabla 6: Resultados cargas caso 1 .....	30
Tabla 7: Resultados cargas caso 2 .....	30
Tabla 8: Resultados cargas caso 3 .....	30
Tabla 9: Resultados cargas caso 4 .....	31
Tabla 10: Resultados cargas caso 5 .....	31
Tabla 11: Resultados análisis de cargas .....	32
Tabla 12: Resultados cargas máximas y mínimas .....	32
Tabla 13: Resultados cargas optimizado caso 1 .....	35
Tabla 14: Resultados cargas optimizado caso 2 .....	36
Tabla 15: Resultados cargas optimizado caso 3 .....	36
Tabla 16: Resultados cargas optimizado caso 4 .....	36
Tabla 17: Resultados cargas optimizado caso 5 .....	37
Tabla 18: Resultados análisis de cargas optimizado .....	37
Tabla 19: Resultados cargas máximas y mínimas optimizado .....	38
Tabla 20: Coste materiales modelo base .....	41
Tabla 21: Coste mano de obra modelo base .....	42
Tabla 22: Coste construcción e instalación modelo base .....	42
Tabla 23: Coste equipamiento eléctrico modelo base .....	42
Tabla 24: Presupuesto modelo base .....	44
Tabla 25: Coste total materiales modelo optimizado .....	44
Tabla 26: Presupuesto modelo optimizado.....	45
Tabla 27: Ingresos anuales del proyecto.....	47
Tabla 28: Costes anuales del proyecto .....	47
Tabla 29: Amortización anual del proyecto .....	47
Tabla 30: Flujos de caja del proyecto optimizado .....	49

---

Tabla 31: Parámetros de inversión ..... 50



## **1. INTRODUCCIÓN**

### **1.1 SITUACIÓN MUNDIAL**

Durante la última década, se han desarrollado diferentes políticas medioambientales impulsadas por los gobiernos y por entidades supranacionales como la Unión Europea para descarbonizar la producción de energía eléctrica. Las energías renovables han ganado peso en los mixes energéticos de los países, sobre todo occidentales, ya que son una forma limpia de generar energía para abastecer a la población y a la industria. Hay numerosas empresas, desde entidades consolidadas hasta pequeñas startups, apostando e invirtiendo en nuevas formas de energía renovable.

Entre estas energías renovables se encuentran la energía eólica, solar, hidroeléctrica, undimotriz, mareomotriz, biomasa y el hidrógeno verde. Sin embargo, en este trabajo se va a estudiar la energía eólica, en concreto la eólica “offshore”. La energía eólica marina (“offshore wind power” en inglés) es un tipo de energía eólica mediante la cual se genera electricidad con turbinas eólicas instaladas en el mar.

La energía eólica marina es una fuente de energía renovable que se obtiene al aprovechar la fuerza del viento que se produce en alta mar ya que este cuenta con una velocidad mayor y es más constante debido a la inexistencia de barreras. El recurso eólico que existe en el mar es mayor que en tierra ya que al tener bajo impacto visual y acústico se pueden aprovechar superficies más extensas (los parques eólicos marinos suelen tener varios cientos de megavatios de potencia instalada). Además, el transporte de los diferentes componentes por mar es más sencillo que en tierra ya que no hay restricciones de tamaño debido al trayecto que se debe seguir desde la fábrica hasta la zona de instalación. Por eso, los aerogeneradores alcanzan en el mar potencias unitarias y tamaños mayores que en tierra. [1]

Es evidente el gran potencial de esta tecnología. Actualmente se están realizando numerosas inversiones. Según el informe de BloombergNEF, la inversión en el sector eólico marino en el primer trimestre de 2022 ascendió a 32000 millones de dólares, un 52% más que en el mismo periodo de 2021. [2]

Sin embargo, para mejorar la tecnología se deben superar algunas dificultades existentes. Como el tamaño de estos parques no para de aumentar, se deben instalar más lejos de la costa en aguas más profundas para que tengan acceso a vientos constantes más fuertes. Esto dificulta las tareas de mantenimiento y de instalación. Las duras condiciones de los emplazamientos hacen necesario disponer de materiales y estructuras fiables y resistentes capaces de aguantar factores medioambientales como el viento, las olas o la sal. El desarrollo de estas estructuras soporte y materiales es muy costoso, por tanto, la industria debe incorporar soluciones innovadoras que reduzcan los costes de producción. [3]

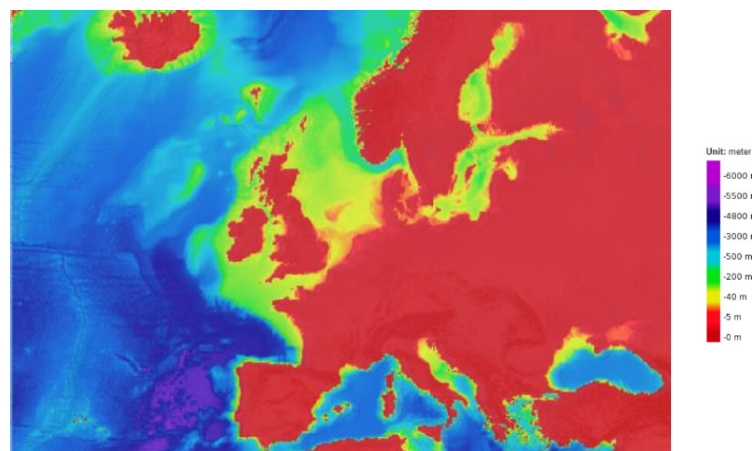
### **1.2 SITUACIÓN EN ESPAÑA**

España es un país puntero en energía eólica terrestre. Actualmente en nuestro territorio hay instalados nada menos que 1.298 parques eólicos que suman un total de 29.793 megavatios de potencia, siendo el cuarto país del mundo con más energía eólica instalada,

solo por detrás de China, Estados Unidos, Alemania e India. Sin embargo, la situación cambia cuando se habla de energía eólica offshore.

La energía eólica offshore no es instalable en cualquier parte. Para escoger un emplazamiento, no solo se debe tener en cuenta el recurso eólico disponible, sino también la profundidad de la plataforma continental, es decir, a cuántos metros se encuentra el suelo marino desde la superficie. [4]

Hasta el momento, el estado actual de la tecnología solo ha permitido (salvo excepciones) desarrollar parques eólicos en los que los aerogeneradores están anclados al fondo marino. De hecho, 99,6% de los megavatios instalados en Europa (28.210 megavatios) corresponden a este tipo de tecnología. [4]



*Figura 1: Profundidad fondo marino en Europa. [4]*

Como se puede observar en la figura 1, en España no hay apenas plataforma continental, a poco que nos alejamos de la costa la profundidad de aguas empieza a crecer abruptamente. Esto dificulta enormemente la instalación de aerogeneradores marinos anclados al fondo. Por tanto, la solución para España pasa por los anclajes de tipo flotante. Esta tecnología todavía está poco desarrollada y se necesitaran años para verla en funcionamiento, pero se están realizando grandes avances.

## **2. ESTADO DEL ARTE**

### **2.1 ANÁLISIS DE CARGAS ACTUALES**

El análisis y evaluación del funcionamiento de las estructuras soporte de los aerogeneradores marinos cuando están sometidos a diferentes cargas es básico para poder realizar su diseño y optimizarlo. Como se ha mencionado en el punto anterior, los aerogeneradores marinos pueden obtener más energía del viento, pero también están sometidos a esfuerzos mayores. Por ello, es necesario realizar análisis fiables que puedan pronosticar el funcionamiento de las estructuras y que puedan ayudar a los ingenieros a diseñar soluciones correctamente, sin comprometer la seguridad, pero tampoco el coste.

Se suelen realizar dos tipos de análisis de cargas a la hora de estudiar un aerogenerador marino, el análisis de fatiga y el del estado último de cargas. Para ambos análisis, hay que tener en cuenta una serie de cargas que son definidas en la guía para la certificación “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines” de GL (Germanischer Lloyd). Estas cargas a tener en cuenta se mencionan a continuación.

**Las cargas inerciales y gravitacionales** son cargas estáticas y dinámicas que actúan en la turbina eólica marina y son resultado de la vibración, rotación, gravedad y actividad sísmica. [5]

**Las cargas aerodinámicas** son cargas quasi-estáticas y dinámicas causadas por el flujo de viento y la interacción de este con todas las partes estáticas y móviles del aerogenerador.[5]

**Las cargas hidrodinámicas** son estacionarias y no estacionarias causadas por el flujo del agua y su interacción con la estructura soporte del aerogenerador. Estas cargas dependen de la cinemática del flujo de agua, de la densidad, de la profundidad, y de la forma de la estructura.[5]

**Las cargas por efecto del oleaje** son importantes porque el aerogenerador va a estar sometido a oleaje constantemente durante toda la vida útil. El caso más restrictivo para el análisis de la turbina eólica marina se basará en la carga extrema de olas ( $H_{max50}$ ) y viento con un periodo de recurrencia de 50 años. En algunos casos de carga, se utilizará la ola extrema con un período de recurrencia de 1 año ( $H_{max1}$ ). [5]

**Las cargas por corrientes marinas** son las producidas por las corrientes sobre las estructuras soporte. [5]

**Las cargas de olas que rompen** son las cargas creadas por el impacto de una ola cuando rompe en la estructura del aerogenerador. Deben ser considerados el nivel del agua, la altura de la ola y la cinemática de la ola que rompe. [5]

**Las cargas hidrostáticas** ya sean externas o internas, pueden producirse si una parte de la estructura soporta presión del agua sólo por un lado de su superficie. Las fuerzas hidrostáticas actúan en dirección normal a la superficie. En el caso de grandes estructuras

con espacios vacíos, las fuerzas hidrostáticas pueden tener una influencia considerable. [5]

**Las cargas generadas** por icebergs deben ser consideradas solamente en sitios muy específicos ya que en emplazamientos como España es altamente improbable que un iceberg impacte contra las estructuras soporte de un aerogenerador. [5]

**Las cargas por terremoto**, generadas como su nombre indica, por la acción de un seísmo. En aquellos emplazamientos donde la actividad sísmica sea alta habrá que tenerlas en cuenta. [5]

**Las cargas por impacto de barcos** son importantes y se deben tener en cuenta. En estos casos, se supone que toda la energía cinética del barco es absorbida por la estructura soporte. Esta energía se modela como:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot a \cdot m \cdot v_{boat}^2$$

Si se produce impacto, la energía cinética se transforma en deformación elástica de la estructura soporte:

$$E_{elástica} = \frac{1}{2} \cdot \frac{F_{impacto}^2}{k}$$

Siendo:

k la constante de elasticidad del soporte

En las condiciones del impacto, la energía cinética  $E_c$  será igual a la energía elástica  $E_{elástica}$ . [5]

## 2.2 ESTRUCTURAS SOPORTE

Las estructuras soporte de un aerogenerador marino están formadas por la torre y la cimentación.

Las torres de acero son las más comunes en la industria eólica marina debido a su bajo costo, facilidad de transporte y montaje, y resistencia a la corrosión. Sin embargo, suelen ser más pesadas y voluminosas que las torres de hormigón, lo que puede dificultar su instalación y mantenimiento.

Las torres de hormigón son más recientes en la industria, pero se están convirtiendo en una opción cada vez más popular debido a su mayor resistencia y menor peso. Sin embargo, son más costosas de fabricar y requieren una mayor preparación del terreno antes de su instalación.

Existen diferentes tipos de cimentaciones en función de la profundidad a la que se vaya a instalar el aerogenerador. Los monopilotes son un tipo de cimentación que se emplea cuando la profundidad es menor de 15 metros. Se trata de un grueso cilindro de acero que

se entierra hasta 30 metros para sujetar la torre, y requiere de un suelo arenoso-arcilloso. [6]

Las cimentaciones de gravedad son unas plataformas de hormigón o de acero de alrededor de 15 metros de diámetro que se emplean cuando la profundidad es menor o igual a 30 metros. Para instalarlas, se requiere preparación previa del terreno. [6]

Las cimentaciones de tipo jacket son para profundidades de más de 30 metros. Son unas estructuras de 3 o 4 puntos de anclaje que alcanzan los 60 metros de longitud y se emplean en suelos de diferentes tipos, pero no rocosos. [6]

Además, existen otras estructuras como las torres flotantes, que pueden ser una alternativa para áreas con aguas profundas y fuertes corrientes, ya que permiten la instalación de aerogeneradores en aguas más profundas de lo que sería posible con torres fijas.

En resumen, el estado del arte en estructuras de soporte de aerogeneradores marinos se ha desarrollado significativamente, y actualmente existen varias opciones disponibles, cada una con sus propias ventajas y desventajas.

### ***3. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO***

El proyecto consiste en estudiar la estructura soporte (torre) de un aerogenerador marino con unas características determinadas que se expondrán en el siguiente punto de este trabajo. El proyecto se divide en tres etapas: diseño del modelo, el análisis de las cargas sobre el modelo y la optimización del mismo.

En la primera etapa de diseño, se partirá de un modelo predeterminado de aerogenerador que se ira complementando con las características técnicas y condiciones medioambientales escogidas. El modelo se creará en el software de cálculo BLADED y será simulado posteriormente.

En la segunda etapa, análisis de cargas, se realizarán las simulaciones necesarias para determinar las cargas extremas que soporta la torre en el caso más desfavorable. Todos los ensayos serán realizados siguiendo la normativa de GL (Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines). Posteriormente, se calcularán los esfuerzos que sufre la torre mediante la teoría de resistencia de materiales.

En la tercera etapa, se realizará la optimización del diseño de la torre con el fin de abaratar el coste total de la estructura, teniendo en cuenta en todo momento que se deben cumplir todos los criterios de seguridad.

## 4. DISEÑO DEL MODELO

Para realizar el diseño del modelo del aerogenerador que será simulado en el programa, se parte de un archivo predeterminado proporcionado por el software llamado “demo\_a.prj”. Como se ha mencionado en el punto anterior, a este modelo hay que añadirle y modificar diferentes características y parámetros para adaptarlo y así obtener los resultados deseados.

Las modificaciones a realizar en el modelo predeterminado tienen que ver con las condiciones climáticas (viento y oleaje) y con el diseño mecánico del aerogenerador (dimensiones, materiales, peso) y serán explicadas a continuación.

El estudio del aerogenerador se realiza simulando un emplazamiento en las costas de México. Dentro de este emplazamiento se ha escogido entre dos opciones con diferentes características, una con menor profundidad del fondo y menor velocidad media del viento y otro con mayor profundidad y velocidad del viento. Se ha elegido el emplazamiento con menor profundidad y velocidad media del viento ya que, aunque se genere un poco menos de energía que en el otro emplazamiento, el coste se reduce en mayor proporción al reducirse la profundidad.

### 4.1 PERFIL DE VIENTO

Para definir el viento hay que tener en cuenta la velocidad media anual del mismo, las ráfagas y la turbulencia. Estas magnitudes conforman la clase de viento. La IEC (International Electrotechnical Commission) establece diferentes clases de viento en función de los parámetros mencionados con anterioridad. Estas clases son:

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

Tabla 1: Clases de viento según IEC 64100-1

Las condiciones de viento más extremas se dan en la clase I. En función de donde se ubique el aerogenerador, hay que diseñar sus componentes cumpliendo alguna de las clases, con el objetivo de que las estructuras aguanten y funcionen correctamente durante toda la vida útil de la turbina. En este trabajo, las condiciones de viento para las cuales se va a diseñar son las correspondientes a la Clase I, ya que se trata de un aerogenerador marino que tendrá que soportar los altos vientos y esfuerzos que se dan en la mar. Por tanto, la velocidad media del viento será 10,6 m/s y la turbulencia será de tipo B.

Según GL, en condiciones normales, la distribución de la velocidad del viento en el emplazamiento determina la frecuencia de aparición de los distintos componentes de la carga. La distribución de probabilidad de la velocidad del viento es determinada por la distribución de Weibull, y, por tanto, se necesita especificar el factor de forma que caracteriza a la distribución. El factor de forma será 1,979 para este trabajo.

## 4.2 ESTADO DEL MAR

El estado natural del mar es un proceso estocástico y sólo puede describirse utilizando la teoría estocástica. Para realizar esta descripción, se hacen las simplificaciones de que el estado del mar es estacionario y ergódico (cada secuencia o muestra de tamaño considerable es igualmente representativa del conjunto). Se supone que el estado del mar es un proceso gaussiano y puede describirse mediante la superposición de un número infinito de ondas armónicas con altura, periodo y dirección diferentes y fase aleatoria. [5]

Las condiciones de oleaje que deben aplicarse para el diseño de una turbina eólica marina o un parque eólico, las condiciones extremas y las condiciones relevantes para la fatiga a lo largo de la vida útil de la estructura deben definirse teniendo en cuenta las estadísticas a largo plazo. La magnitud básica que caracteriza el estado de la mar es la altura representativa de ola Hs. [5]

Las condiciones marítimas que se tendrán en cuenta en este trabajo se especifican en la siguiente tabla:

Condiciones marítimas	
Máxima altura significativa de ola (50 años)	5,08 m
Periodo pico de ola	11,01 s
Máxima variación del nivel del mar (50 años)	3,6 m
Máxima velocidad de corriente marina (50 años)	1,3 m/s

*Tabla 2: Condiciones marítimas*

Además, se considera una densidad del agua de mar de  $1027 \text{ kg/m}^3$ .

## 4.3 DISEÑO DEL AEROGENERADOR

El diseño abarca diferentes áreas de la ingeniería ya que el aerogenerador esta compuesto por diferentes sistemas y componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos.

### 4.3.1 Sistema de Coordenadas

El sistema de coordenadas escogido para este proyecto es el que GL define como “Yaw bearing coordinate system”, en español “Sistema de Coordenadas de Guiñada”.

Este sistema de coordenadas de la parte superior de la torre tiene su origen en la intersección del eje de la torre y el borde superior del cojinete de guiñada y gira con la góndola. [5]



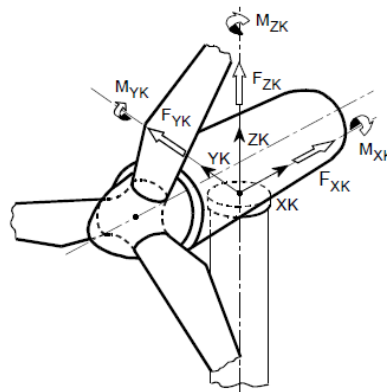


Figura 2: Eje de coordenadas de guiñada (Yaw) [5]

Siendo:

- XK la horizontal en la dirección del eje del rotor, fijo a la góndola
- ZK eje vertical perpendicular a la horizontal y longitudinal al eje de la torre
- YK paralelo a la horizontal de forma que se complete el sistema de coordenadas

Todas las dimensiones especificadas en los siguientes apartados tendrán como referencia el sistema de coordenadas de guiñada. El sistema de coordenadas se encuentra 0,2 metros por encima del final de la torre, esto es, la parte superior del cojinete de guiñada.

#### 4.3.2 Torre y Góndola

La torre inicialmente será modelada como un cilindro hueco con diámetro interior de 5,7 metros y exterior de 5,9 metros. La altura total de la torre será de 133 metros, y la longitud de la parte sumergida será 45 metros. El anclaje se situará a 40 metros de profundidad.

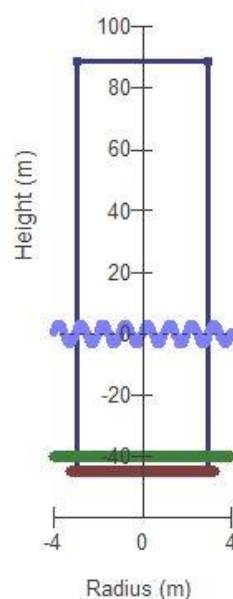


Figura 3: Esquema de la torre. Fuente: BLADED

El material del que estará formada la torre es el acero S-275 y la masa inicialmente será 1900 toneladas.

La góndola es el chasis principal del aerogenerador, se encuentra en la parte superior de la torre, y se modela como un cilindro de diámetro 8,5 metros y longitud 8 metros. El material del que estará hecha la góndola también es el acero S-275 y la masa inicial será 200 toneladas.

A continuación, se muestran los diferentes parámetros de la torre y góndola en formato de tabla.

Masas y dimensiones torre y góndola		
Masas (kg)	Torre	1900000
	Góndola	200000
Dimensiones (m)	Altura total torre	133
	Altura sumergida flotante	45
	Distancia al anclaje	40
	Diámetro exterior torre	5,9
	Diámetro interior torre	5,7
	Diámetro góndola	8,5
	Longitud góndola	8

Tabla 3: Masas y dimensiones torre y góndola

### 4.3.3 Buje

El buje es la pieza de unión entre las palas y el eje principal del aerogenerador, por tanto, es la pieza que transmite la fuerza del viento al interior de la góndola. En BLADED se modela de la siguiente manera:

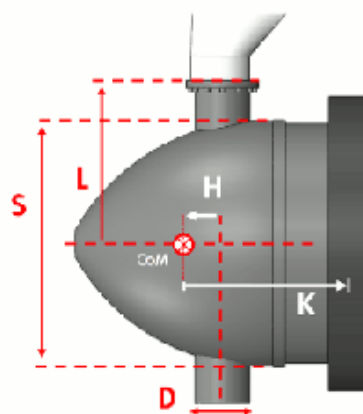


Figura 4: Esquema del buje. Fuente: BLADED

Siendo:

- S: diámetro del buje

- L: longitud de la raíz
- D: diámetro de la raíz

De las dimensiones marcadas en la figura 4, solamente será necesario conocer el diámetro del buje, que es 3 metros, ya que el resto de los parámetros serán los predeterminados por BLADED.

El buje se encontrará a una altura de 92 metros sobre el nivel del mar y su masa será 40 toneladas y el material del que estará hecho será acero S-275.

#### 4.3.4 Palas

El aerogenerador contará con 3 palas, con longitud de 61,5 metros. El diámetro del rotor aerodinámico (la superficie abarcada por las palas al rotar) es 126 metros.

$$D_{rotor\ aerodinámico} = 61,5 + 61,5 + 3 = 126\ metros$$

Es necesario conocer diferentes parámetros que caracterizan la pala de un aerogenerador. Estos son:

- **Ángulo de ataque:** es el ángulo entre la dirección del flujo de viento incidente y la cuerda de la pala.
- **Coefficiente de sustentación:** es una medida de cuánta fuerza de sustentación (la fuerza vertical que mantiene un objeto en el aire) se genera en función del ángulo de ataque de la pala en relación con el flujo de aire incidente.
- **Coefficiente de arrastre:** una medida de cuánta resistencia aerodinámica se crea en función del ángulo de ataque de la pala y la velocidad del flujo de aire incidente.
- **Ángulo de paso:** es el ángulo de inclinación de las palas de un aerogenerador con respecto al plano del rotor que se ajusta para optimizar la captura de energía del viento y controlar la producción de energía eléctrica.
- **Eje de Cabeceo:** está ubicado a lo largo del centro longitudinal de la pala y actúa como un punto de pivote para que la pala pueda ajustar su ángulo de ataque con respecto al flujo de viento incidente.
- **Eje neutro:** una línea imaginaria dentro de la estructura de la pala que no experimenta deformación ni movimiento cuando se aplica una carga. El eje pasa por el centro de masas.
- **Centro de masas:** es el punto en el que se concentra la masa total de la pala y en el cual la pala tiende a equilibrarse en términos de masa.
- **Shear centre:** es un punto en la estructura de una pala de aerogenerador en el que las fuerzas de corte no inducen torsión

Además de los conceptos anteriormente mencionados, es necesario conocer cómo se modelan las palas en BLADED.

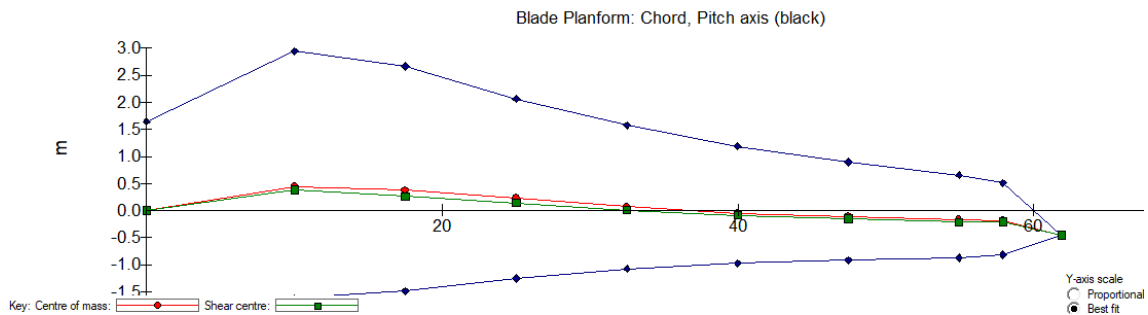


Figura 5: Modelo de la pala. Fuente: BLADED

La pala se define por puntos. En el programa se especifican los diferentes parámetros para cada punto. A mayor número de puntos mayor precisión. Los parámetros que se introducen en el programa para cada punto se explican a continuación.

- **Distancia a lo largo de la pala:** la distancia desde el comienzo de la pala hasta el punto de la pala que se esté describiendo, a lo largo del eje de la pala, que no tiene por qué ser una línea recta.
- **Distancia a lo largo del eje de paso:** es la distancia desde el comienzo de la pala hasta el punto descrito de la pala a lo largo del eje de paso nominal.
- **Cuerda:** representa la línea recta imaginaria que une los bordes de ataque y salida.
- **Torsión aerodinámica:** el ángulo local de la línea de cuerda en ese punto.
- **Espesor:** el espesor de la pala como porcentaje de la cuerda en ese punto.
- **Eje neutro (x):** la distancia del eje de paso al eje neutro en la dirección x. Sería distinto de cero si, por ejemplo, la pala estuviera precurvada.
- **Eje neutro (y):** distancia del eje de cabeceo al eje neutro en la dirección y.

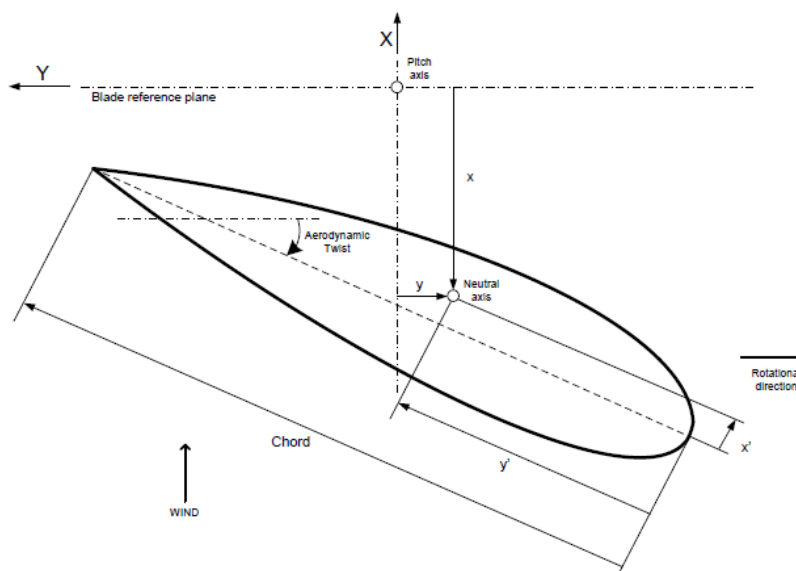


Figura 6: Esquema de la pala. [7]

#### 4.3.5 Otros parámetros

El aerogenerador tendrá una potencia de 5MW + 10% y el rango de viento operativo será entre 3,5 m/s y 30 m/s. El generador será de tipo síncrono a imanes permanentes, la transmisión directa y las revoluciones mínimas nominales y máximas serán 6 rpm, 12 rpm y 20 rpm respectivamente.

El eje principal tendrá un ángulo de inclinación de 6 grados y el ángulo de conicidad de las palas será de -3 grados. El aerogenerador contará con un sistema de control de tipo control de paso con el que las palas tendrán una velocidad máxima de giro de 8 grados por segundo y un tiempo de aceleración de 0,2 segundos.

La tensión nominal de la máquina síncrona será de 690V con factor de potencia 0,9 y rendimiento 95%. El convertidor tendrá una tensión máxima de 800V y un rendimiento del 97%.

A continuación, se adjunta tabla resumen de todos los centros geométricos y de masas de los elementos anteriormente descritos y sus coordenadas respecto del origen del sistema de guiñada.

Centros geométricos y de masas		
Elemento	Coordenada X (m)	Coordenada Z (m)
Centro geométrico del buje	-5,213	3,148
Posición cojinete anterior	-3,197	2,936
Posición cojinete posterior	0,950	2,5
Centro de masas transmisión+generador	-1,340	2,71
Centro de masas de la góndola	-1	3

Tabla 4: Centros geométricos y de masas

## 5. ANÁLISIS DEL MODELO

### 5.1 ANÁLISIS DE CARGAS ÚLTIMAS

Según la normativa de GL, se pueden llevar a cabo dos tipos de análisis de cargas en el aerogenerador, el análisis de resistencia a la fatiga y el análisis de cargas últimas. En este trabajo, se llevará a cabo el segundo tipo de análisis. Para llevar a cabo el estudio, GL establece diferentes casos de diseño, variando diferentes condiciones como el viento, el mar, factores de seguridad, etc.

En este trabajo, se van a analizar cinco casos de carga correspondientes con los modos de funcionamiento más probables o típicos del aerogenerador. Estos casos son:

1. Producción de potencia
2. Arranque
3. Parada normal
4. Parada de emergencia
5. Estacionado/inactivo

Todos ellos se analizarán empleando las condiciones de viento NWP (normal wind profile) o perfil de viento normal y NTM (normal turbulence model) o perfil de turbulencia normal, las condiciones de la mar irregulares, y los factores de seguridad parcial normal (N) y el de cargas de fatiga (\*) según indica GL. A continuación, se adjunta una tabla resumen de los diferentes casos a estudiar.

Situación de diseño	Caso	Condiciones del viento	Condiciones marítimas	Tipo análisis	Coefficientes de seguridad parciales
Producción de potencia	1	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Estado irregular con $H_s(V)$	U	*/N
Arranque	2	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Estado irregular con $H_s(V)$	U	*/N
Parada normal	3	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Estado irregular con $H_s(V)$	U	*/N
Parada de emergencia	4	NWP $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Estado irregular con $H_s(V)$	U	N
Estacionado/inactivo	5	NTM $V_{hub} \leq V_{in}$ and $V_{out} \leq V_{hub} \leq 0.8V_{ref}$	Estado irregular con $H_s(V)$	U	*/N

Tabla 5: Casos análisis estado último de cargas

#### 5.1.1 Caso 1: Producción de potencia

En este caso se analizan las fuerzas y momentos flectores en la base de la torre o anclaje, es decir, a una altura de -45 metros, ya que es en el empotramiento donde mayores resultados se obtendrán. Además, según la normativa GL, se modelará simulando además un fallo de red.

Las condiciones del mar y viento son las especificadas en los puntos 4.1 y 4.2 de este trabajo. Se simulará con la velocidad del viento más desfavorable,  $V_{hub} = 30$  m/s, que es

la que corresponde a  $V_{out}$  o velocidad a partir de la cual el aerogenerador se para por seguridad.

Los resultados obtenidos son:

	Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
MÁX	9.92E+07	4.78E+07	3.61E+06	4.15E+05	2.77E+06	2.06E+07	1.10E+08	2.80E+06
MÍN	-6.35E+07	1.03E+06	-3.61E+06	1.87E+04	-2.77E+06	-2.06E+07	6.35E+07	2.77E+06

Tabla 6: Resultados cargas caso 1

### 5.1.2 Caso 2: Arranque

En este caso se simula el funcionamiento del aerogenerador en una situación de arranque. Se obtendrán las fuerzas y momentos en la base, a -45 metros, con viento  $V_{hub} = V_{out} = 30$  m/s y con el estado del mar descrito en el punto 4.2.

Los resultados obtenidos son:

	Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
MÁX	1.77E+09	1.77E+09	1.77E+07	1.29E+07	2.01E+06	2.19E+07	1.77E+09	1.30E+07
MÍN	4.14E+07	1.57E+07	-1.46E+07	1.87E+05	-2.01E+06	-2.19E+07	4.24E+07	3.94E+05

Tabla 7: Resultados cargas caso 2

### 5.1.3 Caso 3: Parada normal

En este caso se simula el funcionamiento del aerogenerador en una situación de parada normal. Se obtendrán las fuerza y momentos en la base, a -45 metro, con viento  $V_{hub} = V_{out} = 30$  m/s y con las mismas condiciones del mar que en los apartados anteriores.

Los resultados obtenidos son:

	Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
MÁX	6.70E+07	4.64E+07	2.58E+06	4.00E+05	2.10E+06	2.06E+07	8.15E+07	2.14E+06
MÍN	-6.70E+07	-1.89E+07	-2.58E+06	-8.25E+04	-1.55E+06	-2.06E+07	6.96E+07	1.55E+06

Tabla 8: Resultados cargas caso 3

### 5.1.4 Caso 4: Parada de emergencia

Es importante simular también el funcionamiento en situaciones de emergencia ya que, aunque son poco probables, pueden ocurrir. El modo de parada de emergencia es un modo en el que entra el aerogenerador cuando se detecta un mal funcionamiento de alguno de los componentes y cuando se activa se produce una parada más abrupta que en el caso de parada normal para evitar roturas o problemas más severos.

En este caso, se simula el funcionamiento cuando existe una parada de emergencia y se obtienen las fuerzas y momentos en la base, a -45 metros, con la mar en el mismo estado que los casos anteriores y con una velocidad en el buje  $V_{hub} = V_{out} = 30$  m/s.

Los resultados obtenidos son:

	Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
MÁX	3.95E+07	5.31E+07	2.02E+06	4.00E+05	1.18E+06	2.06E+07	6.61E+07	1.24E+06
MÍN	-2.69E+07	-5.31E+07	-2.02E+06	-3.13E+05	-1.18E+06	-2.06E+07	5.95E+07	1.22E+06

Tabla 9: Resultados cargas caso 4

### 5.1.5 Caso 5: Estacionado/inactivo

En este caso se obtienen las cargas en la base, a -45 metros, del aerogenerador cuando se encuentra parado o en modo “parking”. Las condiciones del mar serán las mismas que en los casos anteriores.

Según la normativa GL, en este caso es necesario simular el funcionamiento cuando la velocidad del buje  $V_{hub}$  está fuera del intervalo de operación del aerogenerador. Como se ha visto anteriormente, el aerogenerador opera entre 3,5 m/s y 30 m/s. Por tanto, habría que simular con una velocidad  $V_{hub} \leq V_{in} = 3,5$  m/s o bien con una velocidad  $V_{out} = 30$  m/s  $\leq V_{hub} \leq 0,8 V_{ref}$ .

En este caso, se opta por simular el caso más desfavorable que será el que tenga mayor velocidad, y este es cuando  $V_{hub} = 0,8 V_{ref}$ . En la tabla 1 se puede ver que la  $V_{ref}$  es 50 m/s cuando se trata de viento clase I. Por tanto, la velocidad  $V_{hub} = 40$  m/s.

Los resultados obtenidos son:

	Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
MÁX	5.44E+06	2.05E+08	3.49E+05	5.64E+06	3.84E+04	2.05E+07	2.05E+08	5.64E+06
MÍN	-5.44E+06	-1.13E+08	-1.73E+05	-3.87E+06	-3.34E+04	-2.05E+07	2.51E+05	2.26E+04

Tabla 10: Resultados cargas caso 5

## 5.2 CÁLCULO TENSIONES

Para poder realizar el cálculo de las tensiones que soporta la base y así poder comparar con límite elástico del Acero S-275 ( $f_{yd}$ ) en primer lugar se agrupan todos los resultados y se encuentran las cargas más desfavorables.



		Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
1	MÁX	9.92E+07	4.78E+07	3.61E+06	4.15E+05	2.77E+06	2.06E+07	1.10E+08	2.80E+06
	MÍN	-6.35E+07	1.03E+06	-3.61E+06	1.87E+04	-2.77E+06	-2.06E+07	6.35E+07	2.77E+06
2	MÁX	1.77E+09	1.77E+09	1.77E+07	1.29E+07	2.01E+06	2.19E+07	1.77E+09	1.30E+07
	MÍN	4.14E+07	1.57E+07	-1.46E+07	1.87E+05	-2.01E+06	-2.19E+07	4.24E+07	3.94E+05
3	MÁX	6.70E+07	4.64E+07	2.58E+06	4.00E+05	2.10E+06	2.06E+07	8.15E+07	2.14E+06
	MÍN	-6.70E+07	-1.89E+07	-2.58E+06	-8.25E+04	-1.55E+06	-2.06E+07	6.96E+07	1.55E+06
4	MÁX	3.95E+07	5.31E+07	2.02E+06	4.00E+05	1.18E+06	2.06E+07	6.61E+07	1.24E+06
	MÍN	-2.69E+07	-5.31E+07	-2.02E+06	-3.13E+05	-1.18E+06	-2.06E+07	5.95E+07	1.22E+06
5	MÁX	5.44E+06	2.05E+08	3.49E+05	5.64E+06	3.84E+04	2.05E+07	2.05E+08	5.64E+06
	MÍN	-5.44E+06	-1.13E+08	-1.73E+05	-3.87E+06	-3.34E+04	-2.05E+07	2.51E+05	2.26E+04

Tabla 11: Resultados análisis de cargas

Ahora, se obtienen las cargas máximas y mínimas para todas las variables.

		Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
TOTAL	MÁX	1.77E+09	1.77E+09	1.77E+07	1.29E+07	2.77E+06	2.19E+07	1.77E+09	1.30E+07
	MÍN	-6.70E+07	-1.13E+08	-1.46E+07	-3.87E+06	-2.77E+06	-2.19E+07	2.51E+05	2.26E+04

Tabla 12: Resultados cargas máximas y mínimas

Para comprobar que la estructura de la torre aguanta, se calculan los esfuerzos en el empotramiento (base) mediante la teoría de resistencia de materiales. Los esfuerzos a tener en cuenta serán la fuerza axial  $F_z$  y el momento flector  $M_{res}$  que combinados en flexión compuesta tendrán que cumplir:

$$f_{yd} \geq \frac{M_{res}}{W_{xy}} + \frac{N}{A}$$

Siendo:

- $M_{res}$ : momento flector soportado por la torre ( $M_{xy}$ )
- $W_{xy}$ : módulo resistente de la torre
- $N$ : axil soportado por la torre
- $A$ : área de la sección transversal de la torre

En primer lugar, se calcula el área de la sección de la torre. Siendo el diámetro interior 5,7 metros y el exterior 5,9 metros, se tiene:

$$A = \frac{\pi \cdot (D_{ext}^2 - D_{int}^2)}{4} = \frac{\pi \cdot (5,9^2 - 5,7^2)}{4} = 1,82 \text{ m}^2$$

En segundo lugar, se calcula el módulo resistente de la torre.

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_{ext}^4 - D_{int}^4}{D_{ext}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{5,9^4 - 5,7^4}{5,9} = 2,598 \text{ m}^3$$

En tercer lugar, es necesario conocer el límite elástico mayorado del acero S-275. Según GL se debe utilizar un coeficiente de seguridad de 1,2. (ver ANEXO II)

$$f_{yk} = 275 \frac{N}{\text{mm}^2} = 2,75 \cdot 10^8 \frac{N}{\text{m}^2}$$

$$f_{yd} = \frac{f_{yk}}{1,2} = 2,29 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$$

Se comprueba:

$$f_{yd} \geq \frac{1,77 \cdot 10^9 \text{ Nm}}{2,598 \text{ m}^3} + \frac{2,19 \cdot 10^7 \text{ N}}{1,82 \text{ m}^2} = 6,93 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$$

Como se puede comprobar, la tensión resultante es mayor que el límite elástico, por tanto, no cumple, y es necesario modificar la sección de la torre aumentando el diámetro exterior.

El nuevo diámetro exterior será 6,3 metros. Por tanto, los nuevos área y módulo resistente son:

$$A = \frac{\pi \cdot (D_{ext}^2 - D_{int}^2)}{4} = \frac{\pi \cdot (6,3^2 - 5,7^2)}{4} = 5,65 \text{ m}^2$$

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_{ext}^4 - D_{int}^4}{D_{ext}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{6,3^4 - 5,7^4}{6,3} = 8,098 \text{ m}^3$$

Se comprueba:

$$f_{yd} \geq \frac{1,77 \cdot 10^9 \text{ Nm}}{8,098 \text{ m}^3} + \frac{2,19 \cdot 10^7 \text{ N}}{5,65 \text{ m}^2} = 2,22 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$$

Se comprueba como en esta ocasión si se cumple que la tensión resultante es menor que el límite elástico mayorado. Por tanto, para que la estructura soporte todos los casos de funcionamiento simulados el diámetro exterior debe ser de al menos 6,3 metros.

También es necesario comprobar si la estructura soporta las tensiones cuando el estado de cargas es el mínimo, o bien, las máximas en valor absoluto, pero de sentido opuesto al sistema de coordenadas. En este caso, se consideran el axil Fz y el momento flector My.

$$f_{yd} \geq \frac{M_y}{W_y} + \frac{N}{A}$$

El límite elástico mayorado no cambia ya que se tiene el mismo coeficiente de seguridad. Los valores del área de la sección y del módulo resistente se mantienen. Por tanto, se comprueba:

$$f_{yd} \geq \frac{1,13 \cdot 10^8 \text{ Nm}}{2,598 \text{ m}^3} + \frac{2,19 \cdot 10^7 \text{ N}}{1,82 \text{ m}^2} = 5,55 \cdot 10^7 \text{ N/m}^2$$

Como se puede comprobar, no se supera el límite elástico mayorado ni usando el diámetro exterior inicial de la torre de valor 5,9 metros.

Se calcula la nueva masa de la torre ya que será necesaria en los siguientes apartados del proyecto.

$$Volumen = A \cdot h = 5,65 \text{ m}^2 \cdot 133 = 751,45 \text{ m}^3$$

$$masa = V \cdot \rho = 751,45 \text{ m}^3 \cdot 7850 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 5898882,5 \text{ kg} = 5898,88 \text{ toneladas}$$

## 6 OPTIMIZACIÓN DEL MODELO

Como se ha observado en el apartado anterior, la torre cumple y aguanta las tensiones generadas en la base, sin embargo, esto es posible porque se incrementa el diámetro exterior y por tanto el grosor, la cantidad de material necesario y el precio.

En este punto se busca realizar una optimización del diseño, adelgazando la sección de la torre para ahorrar material, y, por tanto, coste. Para ello, se va a estudiar si es posible reducir el diámetro exterior en la sección superior de la torre, concretamente a 88 metros de altura sobre el nivel del mar, ya que la torre mide 133 metros y tiene una parte sumergida de 45 metros. Se comprobará si se puede conseguir el diámetro exterior original de 5,9 metros. Si no es así, buscará el mínimo valor posible.

En primer lugar, se realizará el mismo análisis de cargas últimas que para el modelo base y posteriormente se optimizará la sección intentando disminuir el diámetro si es posible.

### 6.1 ANÁLISIS DE CARGAS ÚLTIMAS

Con la intención de realizar la optimización del modelo, se van a analizar los mismos cinco casos de carga que en el apartado anterior, correspondientes con los modos de funcionamiento más probables o típicos del aerogenerador. A modo recordatorio, estos casos son:

1. Producción de potencia
2. Arranque
3. Parada normal
4. Parada de emergencia
5. Estacionado/inactivo

#### 6.1.1 Caso 1: Producción de potencia

En este caso se analizan las fuerzas y momentos flectores en la parte superior de la torre, es decir, a una altura de 88 metros. Además, según la normativa GL, se modelará simulando además un fallo de red.

Las condiciones del mar y viento son las especificadas en los puntos 4.1 y 4.2 de este trabajo. Se simulará con la velocidad del viento más desfavorable,  $V_{hub} = 30$  m/s, que es la que corresponde a  $V_{out}$  o velocidad a partir de la cual el aerogenerador se para por seguridad.

Los resultados obtenidos son:

	Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
MÁX	4.04E+06	5.44E+06	3.61E+06	3.16E+05	8.37E+04	1.79E+06	6.77E+06	3.27E+05
MÍN	-2.39E+05	-5.44E+06	-3.61E+06	-3.31E+04	-8.37E+04	-1.79E+06	5.44E+06	9.00E+04

Tabla 13: Resultados cargas optimizado caso 1

### 6.1.2 Caso 2: Arranque

En este caso se simula el funcionamiento del aerogenerador en una situación de arranque. Se obtendrán las fuerzas y momentos en la parte superior de la torre, a 88 metros, con viento  $V_{hub} = V_{out} = 30$  m/s y con el estado del mar descrito en el punto 4.2.

Los resultados obtenidos son

	Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
MÁX	2.21E+06	6.33E+07	1.77E+07	1.28E+07	1.19E+05	3.10E+06	1.19E+09	1.29E+07
MÍN	-1.26E+06	-6.91E+06	-1.46E+07	1.03E+05	-1.19E+05	3.10E+06	8.43E+06	2.15E+05

Tabla 14: Resultados cargas optimizado caso 2

### 6.1.3 Caso 3: Parada normal

En este caso se simula el funcionamiento del aerogenerador en una situación de parada normal. Se obtendrán las fuerza y momentos en la sección superior de la torre, a 88 metros, con viento  $V_{hub} = V_{out} = 30$  m/s y con las mismas condiciones del mar que en los apartados anteriores.

Los resultados obtenidos son:

	Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
MÁX	4.04E+06	7.98E+06	2.58E+06	3.16E+05	7.24E+04	1.79E+06	8.94E+06	3.24E+05
MÍN	-1.31E+05	-7.98E+06	-2.58E+06	-1.65E+05	-7.24E+04	-1.79E+06	7.98E+06	1.80E+05

Tabla 15: Resultados cargas optimizado caso 3

### 6.1.4 Caso 4: Parada de emergencia

Como se ha mencionado con anterioridad, el modo de parada de emergencia es un modo en el que entra el aerogenerador cuando se detecta un mal funcionamiento de alguno de los componentes y cuando se activa se produce una parada más abrupta que en el caso de parada normal para evitar roturas o problemas más severos.

En este caso, se simula el funcionamiento cuando existe una parada de emergencia y se obtienen las fuerzas y momentos en la parte superior de la torre, a 88 metros, con la mar en el mismo estado que los casos anteriores y con una velocidad en el buje  $V_{hub} = V_{out} = 30$  m/s.

Los resultados obtenidos son:

	Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
MÁX	4.04E+06	9.17E+06	2.02E+06	3.96E+05	7.24E+04	1.79E+06	1.00E+07	4.03E+05
MÍN	-1.80E+05	-9.17E+06	-2.02E+06	-3.96E+05	-7.24E+04	-1.79E+06	9.17E+06	4.03E+05

Tabla 16: Resultados cargas optimizado caso 4

### 6.1.5 Caso 5: Estacionado/inactivo

En este caso se obtienen las cargas en la parte superior de la torre, a 88 metros, del aerogenerador, cuando se encuentra parado o en modo “parking”. Las condiciones del mar serán las mismas que en los casos anteriores.

Según la normativa GL, en este caso es necesario simular el funcionamiento cuando la velocidad del buje  $V_{hub}$  está fuera del intervalo de operación del aerogenerador. Como se ha visto anteriormente, el aerogenerador opera entre 3,5 m/s y 30 m/s. Por tanto, habría que simular con una velocidad  $V_{hub} \leq V_{in} = 3,5$  m/s o bien con una velocidad  $V_{out} = 30$  m/s  $\leq V_{hub} \leq 0,8 V_{ref}$ .

En este caso, se opta por simular el caso más desfavorable que será el que tenga mayor velocidad, y este es cuando  $V_{hub} = 0,8 V_{ref}$ . En la tabla 1 se puede ver que la  $V_{ref}$  es 50 m/s cuando se trata de viento clase I. Por tanto, la velocidad  $V_{hub} = 40$  m/s.

Se obtienen los siguientes resultados:

	Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
MÁX	2.96E+05	7.61E+06	3.49E+05	1.70E+05	3.84E+04	1.72E+06	7.61E+06	1.70E+05
MÍN	-2.96E+05	-7.61E+06	-1.73E+05	4.03E+04	-3.34E+04	-1.72E+06	6.31E+06	4.49E+04

Tabla 17: Resultados cargas optimizado caso 5

## 6.2 CÁLCULO DE TENSIONES

Para poder realizar el cálculo de las tensiones que soporta la sección superior de la torre y así poder comparar con límite elástico del Acero S-275 ( $f_{yd}$ ) en primer lugar se agrupan todos los resultados y se encuentran las cargas más desfavorables.

		Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mxy (Nm)	Fxy (N)
1	MÁX	4.04E+06	5.44E+06	3.61E+06	3.16E+05	8.37E+04	1.79E+06	6.77E+06	3.27E+05
	MÍN	-2.39E+05	-5.44E+06	-3.61E+06	-3.31E+04	-8.37E+04	-1.79E+06	5.44E+06	9.00E+04
2	MÁX	2.21E+06	6.33E+07	1.77E+07	1.28E+07	1.19E+05	3.10E+06	1.19E+09	1.29E+07
	MÍN	-1.26E+06	-6.91E+06	-1.46E+07	1.03E+05	-1.19E+05	3.10E+06	8.43E+06	2.15E+05
3	MÁX	4.04E+06	7.98E+06	2.58E+06	3.16E+05	7.24E+04	1.79E+06	8.94E+06	3.24E+05
	MÍN	-1.31E+05	-7.98E+06	-2.58E+06	-1.65E+05	-7.24E+04	-1.79E+06	7.98E+06	1.80E+05
4	MÁX	4.04E+06	9.17E+06	2.02E+06	3.96E+05	7.24E+04	1.79E+06	1.00E+07	4.03E+05
	MÍN	-1.80E+05	-9.17E+06	-2.02E+06	-3.96E+05	-7.24E+04	-1.79E+06	9.17E+06	4.03E+05
5	MÁX	2.96E+05	7.61E+06	3.49E+05	1.70E+05	3.84E+04	1.72E+06	7.61E+06	1.70E+05
	MÍN	-2.96E+05	-7.61E+06	-1.73E+05	4.03E+04	-3.34E+04	-1.72E+06	6.31E+06	4.49E+04

Tabla 18: Resultados análisis de cargas optimizado

En la siguiente tabla, se resumen las cargas máximas y mínimas.

		Mx (Nm)	My (Nm)	Mz (Nm)	Fx (N)	Fy (N)	Fz (N)	Mres (Nm)	Fres (N)
TOTAL	MÁX	4.04E+06	6.33E+07	1.77E+07	1.28E+07	1.19E+05	3.10E+06	1.19E+09	1.29E+07
	MÍN	-1.26E+06	-9.17E+06	-1.46E+07	-3.96E+05	-1.19E+05	-1.79E+06	5.44E+06	4.49E+04

Tabla 19: Resultados cargas máximas y mínimas optimizado

Para comprobar que la estructura de la torre aguanta en su sección superior, se calculan los esfuerzos en la sección a 88 metros de altura sobre el nivel del mar mediante la teoría de resistencia de materiales. Los esfuerzos a tener en cuenta serán la fuerza axil  $F_z$  y el momento flector  $M_{res}$  que combinados en flexión compuesta tendrán que cumplir:

$$f_{yd} \geq \frac{M_{res}}{W_{xy}} + \frac{N}{A}$$

Siendo:

- $M_{res}$ : momento flector soportado por la torre en su sección más alta ( $M_{xy}$ )
- $W_{xy}$ : módulo resistente de la torre
- $N$ : axil soportado por la torre
- $A$ : área de la sección transversal de la torre

En primer lugar, se calcula el área de la sección de la torre. Siendo el diámetro interior 5,7 metros y el exterior 5,9 metros, se tiene:

$$A = \frac{\pi \cdot (D_{ext}^2 - D_{int}^2)}{4} = \frac{\pi \cdot (5,9^2 - 5,7^2)}{4} = 1,82 \text{ m}^2$$

En segundo lugar, se calcula el módulo resistente de la torre.

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_{ext}^4 - D_{int}^4}{D_{ext}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{5,9^4 - 5,7^4}{5,9} = 2,598 \text{ m}^3$$

En tercer lugar, es necesario conocer el límite elástico mayorado del acero S-275. Según GL se debe utilizar un coeficiente de seguridad de 1,2. (ver ANEXO II)

$$f_{yk} = 275 \frac{N}{\text{mm}^2} = 2,75 \cdot 10^8 \frac{N}{\text{m}^2}$$

$$f_{yd} = \frac{f_{yk}}{1,2} = 2,29 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$$

Se comprueba:

$$f_{yd} \geq \frac{1,19 \cdot 10^9 \text{ Nm}}{2,598 \text{ m}^3} + \frac{3,10 \cdot 10^6 \text{ N}}{1,82 \text{ m}^2} = 4,59 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$$

Como se puede comprobar, la tensión resultante es mayor que el límite elástico, por tanto, no cumple, y es necesario modificar la sección superior de la torre aumentando el diámetro exterior.

El nuevo diámetro exterior será 6,1 metros. Por tanto, los nuevos área y módulo resistente son:

$$A = \frac{\pi \cdot (D_{ext}^2 - D_{int}^2)}{4} = \frac{\pi \cdot (6,1^2 - 5,7^2)}{4} = 3,71 \text{ m}^2$$

$$W_{xy} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_{ext}^4 - D_{int}^4}{D_{ext}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{6,1^4 - 5,7^4}{6,1} = 5,29 \text{ m}^3$$

Se comprueba:

$$f_{yd} \geq \frac{1,19 \cdot 10^9 \text{ Nm}}{5,29 \text{ m}^3} + \frac{3,10 \cdot 10^6 \text{ N}}{3,71 \text{ m}^2} = 2,25 \cdot 10^8 \text{ N/m}^2$$

Se comprueba como en esta ocasión si se cumple que la tensión resultante es menor que el límite elástico mayorado. Por tanto, se podría reducir el diámetro en la sección superior, desde 6,3 metros del modelo base a 6,1 metros.

En cuanto a las cargas mínimas, se observa que los valores de momento  $M_{res}$  y fuerza axial  $F_z$  son notablemente inferiores y, por tanto, se cumplirá que la tensión resultante es inferior al límite elástico mayorado.

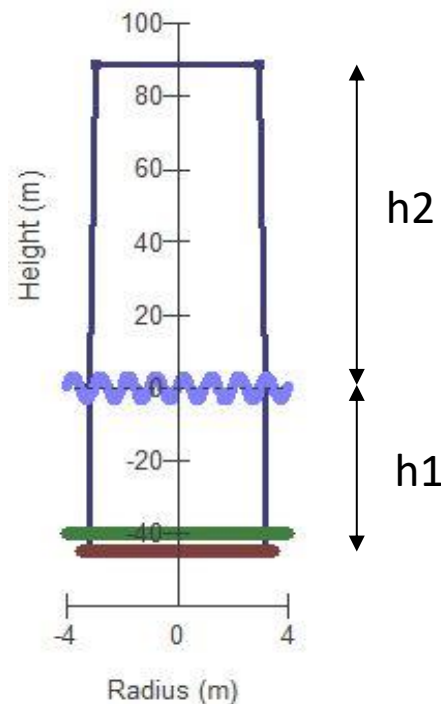


Figura 7: Esquema torre modelo optimizado. Fuente: BLADED



Se calcula la masa del modelo optimizado, para comprobar el material ahorrado. El volumen se calcula como la suma del volumen de la parte sumergida ( $V_1$ ), que tiene el mismo diámetro que el modelo base, 6,3 metros, y es un cilindro hueco, y el volumen de la parte sobre el nivel del mar ( $V_2$ ) que tiene forma de tronco de cono.

$$V_1 = A \cdot h_1 = \frac{\pi \cdot (6,3^2 - 5,7^2)}{4} \cdot 45 = 254,47 \text{ m}^3$$

El volumen del tronco de cono se calcula restando el volumen del cilindro interior al tronco de cono exterior.

$$\begin{aligned} V_{ext} &= \frac{h_2 \cdot \pi}{3} (R_{ext,inf}^2 + R_{ext,sup}^2 + R_{ext,inf} \cdot R_{ext,sup}) \\ &= \frac{88 \cdot \pi}{3} \left( \frac{6,3^2}{4} + \frac{6,1^2}{4} + \frac{6,3}{2} \cdot \frac{6,1}{2} \right) = 2657,01 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$V_{int} = A \cdot h_2 = \frac{\pi \cdot D_{int}^2}{4} \cdot h_2 = \frac{\pi \cdot 5,7^2}{4} \cdot 88 = 2245,54 \text{ m}^3$$

$$V_2 = V_{ext} - V_{int} = 2657,01 - 2245,54 = 411,47 \text{ m}^3$$

Por tanto, el volumen de la torre optimizada es:

$$V_{torre} = V_1 + V_2 = 254,47 + 411,47 = 665,94 \text{ m}^3$$

Y la masa total de la torre optimizada es:

$$masa = V \cdot \rho = 665,94 \text{ m}^3 \cdot 7850 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 5227629 \text{ kg} = 5227,63 \text{ toneladas}$$

La masa se ha reducido en 671,25 toneladas.

## 7 PRESUPUESTO

Se va a realizar un presupuesto para calcular el coste de la inversión inicial que habría que llevar a cabo para realizar el proyecto. Los diferentes gastos se pueden agrupar de la siguiente manera:

- Materiales
- Mano de obra
- Construcción e instalación
- Equipos eléctricos

En primer lugar, se realizará un presupuesto del modelo base y posteriormente un presupuesto del modelo optimizado.

### 7.1 PRESUPUESTO MODELO BASE

#### 7.1.1 *Materiales*

Para calcular el coste de los materiales necesarios, se estima que el precio del kg de acero S275 es 0,7 €/kg y el de la fibra de vidrio es 5 €/kg. Las palas tienen un peso de 12 toneladas cada una.

Materiales	
Unidades	1
Masa torre	5898882.5 kg
Masa buje	40000 kg
Masa transmisión	55000 kg
Masa góndola	200000 kg
Precio acero S275	0.6 €/kg
	3716329.5 €
Masa palas	36000 kg
Precio	5 €/kg
	180000 €
<b>Coste total materiales</b>	<b>3,896,329.50 €</b>

*Tabla 20: Coste materiales modelo base*

#### 7.1.2 *Mano de Obra*

En lo referente a la mano de obra, se estima que será necesario un equipo de 10 ingenieros, un equipo de dirección de obra de 5 personas y un equipo de operarios de construcción de 15 personas. Se estima que la fase de diseño del proyecto durará cinco meses y la fase de construcción tres meses.

Mano de obra	
Equipo ingeniería	14 personas
Salario ingeniería	38 €/h
Semanas diseño	20 semanas
	425600 €
Dirección de obra	5 personas
Salario dirección obra	28 €/h
Equipo construcción	20 personas
Salario equipo construcción	18 €/h
Semanas construcción	16 semanas
Horas trabajo por semana	40 h/semana
	4697600 €
<b>Coste total mano de obra</b>	<b>5,123,200.00 €</b>

Tabla 21: Coste mano de obra modelo base

### 7.1.3 Construcción e instalación

En este apartado se tienen en cuenta los costes de transporte hasta el emplazamiento mediante transporte terrestre y marítimo, los costes de la obra civil de cimentación, los de la instalación de la torre y ensamblaje de la góndola, buje y palas mediante barcos grúa alquilados, y otros gastos como por ejemplo permisos y cuestiones de seguridad.

Construcción e instalación	
Cimentación	120000 €
Transporte	300000 €
Instalación	700000 €
Otros	80000 €
<b>Coste total</b>	<b>1,180,000.00 €</b>

Tabla 22: Coste construcción e instalación modelo base

### 7.1.4 Equipamiento eléctrico

En este apartado se consideran los costes asociados a la compra de los diferentes equipos eléctricos que deben ir instalados en el aerogenerador y también el cableado necesario.

Equipamiento eléctrico	
Generador síncrono	110000 €
Transformador	300000 €
Convertidor	200000 €
Motores	100000 €
Cableado	40000 €
	785,000.00 €

Tabla 23: Coste equipamiento eléctrico modelo base

### 7.1.5 Total

Materiales	
Unidades	1
Masa torre	5898882.5 kg
Masa buje	40000 kg
Masa transmisión	55000 kg
Masa góndola	200000 kg
Precio acero S275	0.6 €/kg
	3716329.5 €
Masa palas	36000 kg
Precio	5 €/kg
	180000 €
Coste total materiales	3,896,329.50 €

Mano de obra	
Equipo ingeniería	14 personas
Salario ingeniería	38 €/h
Semanas diseño	20 semanas
	425600 €
Dirección de obra	5 personas
Salario dirección obra	28 €/h
Equipo construcción	20 personas
Salario equipo construcción	18 €/h
Semanas construcción	16 semanas
Horas trabajo por semana	40 h/semana
	4697600 €
Coste total mano de obra	5,123,200.00 €

Construcción e instalación	
Cimentación	100000 €
Transporte	300000 €
Instalación	700000 €
Otros	80000 €
Coste total	1,180,000.00 €

Equipamiento eléctrico	
Generador síncrono	120000 €
Transformador	300000 €
Convertidor	200000 €
Motores	125000 €
Cableado	40000 €
	785,000.00 €

Prepuestado total modelo base	10,984,529.50 €
-------------------------------	-----------------

*Tabla 24: Presupuesto modelo base*

El presupuesto total del modelo base asciende a diez millones novecientos ochenta y cuatro mil quinientos veintinueve con cincuenta euros. El valor se encuentra dentro de lo razonable ya que, actualmente, el precio de instalación por MW en eólica offshore se encuentra en 2,5 millones de euros.

## 7.2 PRESUPUESTO MODELO OPTIMIZADO

El presupuesto del modelo optimizado varía ligeramente respecto del presupuesto base ya que se produce un ahorro en la cantidad de material necesario para construir el aerogenerador. Como se indicó en el apartado anterior, la masa de la torre una vez optimizada es de 5227,63 toneladas.

El nuevo coste asociado a los materiales es:

Materiales	
Unidades	1
Masa torre	5227629 kg
Masa buje	40000 kg
Masa transmisión	55000 kg
Masa góndola	200000 kg
Precio acero S275	0.6 €/kg
	3313577.4 €
Masa palas	36000 kg
Precio	5 €/kg
	180000 €
<b>Coste total materiales</b>	<b>3,493,577.40 €</b>

*Tabla 25: Coste total materiales modelo optimizado*

El resto de los costes se mantienen constantes. Se adjunta a continuación una tabla resumen con el presupuesto del modelo optimizado.

El presupuesto del modelo optimizado asciende a diez millones quinientos ochenta y un mil setecientos setenta y siete con cuarenta euros.

Materiales	
Unidades	1
Masa torre	5227629 kg
Masa buje	40000 kg
Masa transmisión	55000 kg
Masa góndola	200000 kg
Precio acero S275	0.6 €/kg
	3313577.4 €
Masa palas	36000 kg
Precio	5 €/kg
	180000 €
Coste total materiales	3,493,577.40 €
Mano de obra	
Equipo ingeniería	14 personas
Salario ingeniería	38 €/h
Semanas diseño	20 semanas
	425600 €
Dirección de obra	5 personas
Salario dirección obra	28 €/h
Equipo construcción	20 personas
Salario equipo construcción	18 €/h
Semanas construcción	16 semanas
Horas trabajo por semana	40 h/semana
	4697600 €
Coste total mano de obra	5,123,200.00 €
Construcción e instalación	
Cimentación	100000 €
Transporte	300000 €
Instalación	700000 €
Otros	80000 €
Coste total	1,180,000.00 €
Equipamiento eléctrico	
Generador síncrono	120000 €
Transformador	300000 €
Convertidor	200000 €
Motores	125000 €
Cableado	40000 €
	785,000.00 €
<b>Prepuesto total modelo base</b>	<b>10,581,777.40 €</b>

Tabla 26: Presupuesto modelo optimizado

## 8 ANÁLISIS ECONÓMICO

Se va a realizar un análisis de la viabilidad del proyecto a nivel económico. Como se ha explicado, el proyecto consiste en el diseño del aerogenerador. Sin embargo, el análisis económico incluirá las etapas de construcción, instalación, operación y mantenimiento durante toda la vida útil del aerogenerador que se supone será de 25 años. El análisis se realizará sobre el modelo optimizado del aerogenerador.

Para entender el análisis económico hace falta conocer diferentes conceptos del ámbito de las inversiones, que son:

- **Valor actual neto (VAN):** es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Para calcularlo, se traen todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. Si el valor del VAN es mayor que cero es que se generarán beneficios y por tanto podría ser viable la inversión.
- **Tasa interna de retorno (TIR):** es un indicador de rentabilidades de proyectos o inversiones, de manera que cuanto mayor sea la TIR mayor será la rentabilidad. Se trata de la tasa que iguala la suma del valor actual de los gastos con la suma del valor actual de los ingresos previstos. Si es mayor que cero, el proyecto se acepta ya que la rentabilidad es mayor que la rentabilidad mínima, que sería cuando la TIR es cero.
- **Payback:** es el periodo de tiempo necesario para recuperar el capital inicial de una inversión.

Como se ha mostrado en el presupuesto, la inversión inicial necesaria para llevar a cabo el proyecto es de 10,58 millones de euros.

En los siguientes puntos de este apartado, se explican parámetros importantes que es necesario conocer para llevar a cabo el análisis económico, como los ingresos, los gastos, la amortización, etc.

### 8.1 INGRESOS

Para calcular correctamente los ingresos anuales, se debe conocer cuánta electricidad producirá la turbina durante un año, y el precio al que podrá ser vendida.

El primer concepto que se necesita conocer es el del factor de capacidad. Este factor es el cociente entre la energía real generada por el aerogenerador durante todo el año y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período. Normalmente un parque eólico terrestre tiene un factor de capacidad de en torno al 25% ya que el viento no sopla en todos los momentos del día, sin embargo, en el mar este factor aumenta hasta aproximadamente el 40%.

Por otro lado, se estima que el precio al que se podrá vender el kWh de electricidad generada será de 0,098 €/kWh. Por tanto, los ingresos anuales serán:

Ingresos anuales	
Potencia aerogenerador	5000 kW
horas por año	8760 h
Factor de capacidad	40 %
Energía generada	17520000 kWh
Tarifa	0.098 €/kWh
	<b>1,716,960.00 € €</b>

Tabla 27: Ingresos anuales del proyecto

## 8.2 COSTES

En lo referente a los costes anuales, se puede diferenciar entre los costes variables, asociados a la operación y mantenimiento de la turbina, y los costes fijos, asociados al seguro. Se ha estimado que los costes de operación y mantenimiento anuales serán un 2% de la inversión inicial realizada. [8]

Los costes estimados son:

Costes anuales	
Operación y mantenimiento	211655 €
Seguro	30000 €
	<b>241,655.00 €</b>

Tabla 28: Costes anuales del proyecto

## 8.3 DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN

La vida útil de los aerogeneradores oscila entre los 20 y los 25 años, aunque últimamente los aerogeneradores incluso pueden alcanzar los 30 años de vida útil. Por tanto, se va a elegir una vida útil de 25 años.

La amortización anual será calculada como el cociente entre el coste total del activo al comienzo del proyecto y la vida útil, teniendo en cuenta que el valor residual será nulo ya que se procederá al desmantelamiento una vez concluya la vida útil. El coste total del activo será la suma del coste de la estructura y de los equipos eléctricos.

Amortización anual	
Vida útil del proyecto	25 años
Aerogenerador	3,493,577.40 €
Equipamiento eléctrico	785,000.00 €
Activo total	4,278,577.40 €
Amortización anual	<b>171,143.10 €</b>

Tabla 29: Amortización anual del proyecto



## 8.4 CÁLCULO FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

Valores en miles de euros

Periodo	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Ingresos		1,716.00	1,802.49	1,893.33	1,988.76	2,088.99	2,194.27	2,304.87	2,421.03	2,543.05	2,671.22	2,805.85
Costes variables		211.67	222.33	233.54	245.31	257.67	270.66	284.30	298.63	313.68	329.49	346.10
Costes fijos		30.00	31.20	32.45	33.75	35.10	36.50	37.96	39.48	41.06	42.70	44.41
<b>EBITDA</b>		1,474.34	1,548.95	1,627.35	1,709.70	1,796.22	1,887.12	1,982.61	2,082.92	2,188.31	2,299.03	2,415.35
Depreciation (Amortización)		423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27
<b>EBIT</b>		1,051.06	1,125.68	1,204.07	1,286.43	1,372.95	1,463.84	1,559.33	1,659.65	1,765.04	1,875.76	1,992.08
Taxes		262.77	281.42	301.02	321.61	343.24	365.96	389.83	414.91	441.26	468.94	498.02
<b>NOPAT</b>		788.30	844.26	903.06	964.82	1,029.71	1,097.88	1,169.50	1,244.74	1,323.78	1,406.82	1,494.06
Depreciation (Amortización)		423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27
<b>OCF</b>		1,211.57	1,267.53	1,326.33	1,388.09	1,452.98	1,521.15	1,592.77	1,668.01	1,747.05	1,830.09	1,917.33
CAPEX	(10,581.78)											
NWC		(171.60)	(180.25)	(189.33)	(198.88)	(208.90)	(219.43)	(230.49)	(242.10)	(254.31)	(267.12)	(280.58)
<b>FC</b>	(10,581.78)	1,039.97	1,087.28	1,136.99	1,189.22	1,244.08	1,301.73	1,362.29	1,425.91	1,492.75	1,562.97	1,636.74

2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
2,947.26	3,095.81	3,251.84	3,415.73	3,587.88	3,768.71	3,958.65	4,158.17	4,367.74	4,587.87	4,819.10	5,061.99	5,317.11	5,585.09
363.54	381.86	401.11	421.32	442.56	464.86	488.29	512.90	538.75	565.90	594.43	624.39	655.85	688.91
46.18	48.03	49.95	51.95	54.03	56.19	58.44	60.77	63.21	65.73	68.36	71.10	73.94	76.90
2,537.54	2,665.91	2,800.78	2,942.45	3,091.29	3,247.66	3,411.92	3,584.49	3,765.78	3,956.24	4,156.31	4,366.50	4,587.31	4,819.28
423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27
2,114.27	2,242.64	2,377.51	2,519.18	2,668.02	2,824.39	2,988.65	3,161.22	3,342.51	3,532.97	3,733.04	3,943.23	4,164.04	4,396.01
528.57	560.66	594.38	629.80	667.01	706.10	747.16	790.31	835.63	883.24	933.26	985.81	1,041.01	1,099.00
1,585.70	1,681.98	1,783.13	1,889.39	2,001.02	2,118.29	2,241.49	2,370.92	2,506.88	2,649.72	2,799.78	2,957.42	3,123.03	3,297.01
423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27	423.27
2,008.97	2,105.25	2,206.40	2,312.66	2,424.29	2,541.56	2,664.76	2,794.19	2,930.16	3,072.99	3,223.05	3,380.70	3,546.30	3,720.28
(294.73)	(309.58)	(325.18)	(341.57)	(358.79)	(376.87)	(395.87)	(415.82)	(436.77)	(458.79)	(481.91)	(506.20)	(531.71)	(558.51)
1,714.25	1,795.67	1,881.22	1,971.09	2,065.50	2,164.69	2,268.90	2,378.37	2,493.38	2,614.21	2,741.14	2,874.50	3,014.59	3,161.77
													(0.00)

Tabla 30: Flujos de caja del proyecto optimizado

En la tabla 30 se muestran los flujos de caja del proyecto durante la vida útil del mismo. Como se puede ver, se ha dejado un fondo de maniobra anual equivalente al 10% de los ingresos anuales para satisfacer las necesidades de liquidez de la empresa a corto plazo.

## 8.5 ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN

Una vez calculados todos los flujos de caja, se procede a calcular los parámetros anteriormente explicados que determinarán la viabilidad de la inversión.

ANÁLISIS PROYECTO	
<b>VALOR ACTUAL (VA)</b>	18,915,527.73 €
<b>TASA DE DESCUENTO</b>	7.0%
<b>VALOR ACTUAL NETO (VAN)</b>	8,333,750,33 €
<b>TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)</b>	13.1%
<b>PAYBACK</b>	8.53 years

*Tabla 31: Parámetros de inversión*

En la tabla 31 se muestran los resultados de los cálculos realizados para determinar la viabilidad de la inversión. Como se puede comprobar, al tener un valor actual neto positivo y una tasa interna de retorno razonable, se puede concluir que se podría llevar a cabo la inversión y generar beneficio.

La tasa de descuento se ha establecido en 7% debido a la situación actual que experimentan los mercados y la alta inflación que experimentan los países de la eurozona y Estados Unidos.

El tiempo en el que se recuperaría el capital inicial de la inversión sería de 8 años y medio. Comparándolo con el tiempo de duración del proyecto, 25 años, el payback es muy positivo.

En cuanto a la tasa interna de retorno, es cierto que no es excesivamente alta, ya que los proyectos de este tipo actualmente presentan una tasa de retorno mayor del 20%. Sin embargo, hay que tener en cuenta dos factores. En primer lugar, el diseño se podría optimizar en mayor medida y por tanto el coste de la inversión inicial disminuiría. En segundo lugar, los tipos de interés están muy altos en este momento.

En cualquier caso, el proyecto es viable y sería recomendable llevar a cabo la inversión.

## 8.6 CÁLCULO DEL LCOE

El LCOE (levelized cost of energy) o coste normalizado de la electricidad es una medida del coste actual neto medio de la generación de electricidad para un generador a lo largo de su vida útil. Este valor representa el ingreso medio por unidad de electricidad generada que sería necesario para recuperar los costes de construcción y explotación de una central generadora, en este caso del aerogenerador, durante la vida del proyecto.

Este coste normalizado se calcula de la siguiente manera:

$$LCOE = INV_{esp} \cdot \frac{f_a}{h} + C_{om} \cdot f_{\Sigma} \cdot f_a$$

Siendo:

- $INV_{esp}$  = Inversión específica
- $C_{om}$  = Costes de operación y mantenimiento por kWh
- $h$  = horas del año de operación
- $f_a$  = factor de amortización
- $f_{\Sigma}$  = factor de acumulación

La inversión específica se calculará como el cociente entre la inversión inicial y la potencia nominal del aerogenerador:

$$INV_{esp} = \frac{10581777\text{€}}{5} = 2116355,4 \text{ €/MW}$$

Las horas de operación se pueden obtener multiplicando el factor de capacidad por las horas totales del año:

$$h = f_c \cdot \text{horas}_{año} = 0,4 \cdot 8760 = 3504 \text{ horas}$$

El coste de operación y mantenimiento por kilovatio hora será:

$$C_{om} = \frac{C_{anual\ om}}{E_{anual}} = \frac{211655\text{€}}{17520 \text{ MWh}} = 12,08 \text{ €/MWh}$$

El factor de amortización se calcula de la siguiente manera:

$$f_a = \frac{r \cdot (1 + r)^N}{(1 + r)^N - 1} = \frac{0,07 \cdot (1 + 0,07)^{25}}{(1 + 0,07)^{25} - 1} = 0,08581$$

Siendo:

- $r$ : tasa de descuento o WACC, 7%
- $N$ : vida del proyecto, 25 años.

El factor de acumulación se calcula de la siguiente forma:

$$f_{\Sigma} = \frac{k_{om} \cdot (1 - k_{om}^N)}{1 - k_{om}} = \frac{0,9813 \cdot (1 - 0,9813^{25})}{1 - 0,9813} = 19,7414$$

Siendo  $k_{om}$ :

$$k_{om} = \frac{1 + r_{om}}{1 + r} = \frac{1 + 0,05}{1 + 0,07} = 0,9813$$

Siendo:

- $r_{om}$  = la tasa nominal de incremento de los costes de operación y mantenimiento, que será de un 5%

Por tanto, el LCOE queda:

$$LCOE = INV_{esp} \cdot \frac{f_a}{h} + C_{om} \cdot f_{\Sigma} \cdot f_a =$$
$$= 2116355,4 \cdot \frac{0,08581}{3504} + 12,08 \cdot 19,7414 \cdot 0,08581 = 72,29 \text{ €/MWh}$$

Como se puede ver, el coste normalizado de la electricidad será de 72,3 euros por megavatio hora. Este valor es demasiado optimista ya que, actualmente, el LCOE de la energía eólica offshore se encuentra en torno a los 78 euros por megavatio hora.

El cálculo arroja un resultado razonable, sin embargo, es posible que sea necesario ajustar con mayor precisión los costes de operación y mantenimiento así como el valor de la inversión total que viene del cálculo del presupuesto.

## ***9 CONCLUSIONES***

Durante el desarrollo del proyecto se ha estudiado la tecnología que hay detrás de la energía eólica offshore, en concreto la mecánica, y ha quedado patente la necesidad de investigación y desarrollo de las estructuras soporte ya que, cuanto más optimizadas estén, mejores y más grandes turbinas se pueden construir reduciendo costes.

En cuanto al diseño del aerogenerador, se ha observado cómo de importante es conocer el emplazamiento donde se va a instalar, ya que se debe tener en cuenta factores como el viento, el oleaje o la profundidad del mar. También, se ha visto como las palas son una parte fundamental del diseño, ya que serán las que capten la energía del viento.

En lo referente al modelado de la torre, se ha observado que el caso de funcionamiento donde mayores esfuerzos se producen es cuando el aerogenerador está arrancando. Esto ocurre porque el aerogenerador se está orientando en la dirección del viento y las palas todavía no han alcanzado el ángulo óptimo de funcionamiento para la velocidad escogido. Esto, sumado a la gran inercia de palas y rotor, hace que la fuerza que tiene que aguantar la estructura sea muy alta.

También se ha visto como los mayores esfuerzos se generan en la base de la torre, a menos de 45 metros. Esto tiene sentido ya que la torre funciona como una viga empotrada y en ella los momentos flectores son mayores en el empotramiento. Para soportar los esfuerzos, se diseñó la torre con un diámetro exterior mayor que el original, sin embargo, el resultado es una torre demasiado grande y con mucha masa que se traduce en mayor coste de inversión.

Se ha llevado a cabo una optimización del modelo con el fin de adelgazar la torre en su sección superior. Se ha obtenido un diámetro menor posible y por tanto un nuevo diseño y un ahorro de material y costes. Sin embargo, para obtener una optimización más precisa que ahorre más material se deben estudiar más puntos de la estructura, buscando un adelgazamiento del diámetro exterior en todos ellos.

En cuanto al presupuesto, se han estimado los costes de los materiales, mano de obra, construcción e instalación y equipamiento eléctrico y se ha calculado el presupuesto total del modelo base y del optimizado. Ambos valores se encuentran dentro de lo razonable ya que, actualmente, se necesitan aproximadamente 2,5 millones de euros para instalar un MW de eólica offshore.

En el apartado de análisis económico se ha podido comprobar cómo, actualmente, este tipo de inversiones son rentables, ya que se pueden obtener grandes ingresos derivados de la operación del aerogenerador. Todos los indicadores de la inversión muestran que sería beneficioso llevar a cabo el proyecto, sin embargo, también hay que tener en cuenta los riesgos asociados a la coyuntura actual, ya que la tecnología, la regulación del sector y el mercado están evolucionando a gran velocidad y hay una gran incertidumbre.

## **REFERENCIAS**

- [1] Iberdrola 2023. Qué es la energía eólica marina.  
<https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/como-funciona-la-energia-eolica-marina>
- [2] World energy trade, 2022. La inversión mundial en energía eólica marina aumentó un 52% en el primer semestre de 2022.  
<https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/energia-eolica/inversion-mundial-en-energia-eolica-marina>
- [3] Siemens gamesa, 2023. El beneficio del potencial offshore.  
<https://www.siemensgamesa.com/es-es/descubrir/revista/transform-offshore-wind>
- [4] Xataka, 2023. España es una potencia de la energía eólica, pero tiene una gran deuda con la offshore: así aspira a corregirla.  
<https://www.xataka.com/energia/espana-potencia-energia-eolica-tiene-gran-deuda-offshore-asi-aspira-a-corregirla-1>
- [5] Germanischer Lloyd, 2012. “Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines”
- [6] Iberdrola 2023. Cimentaciones de aerogeneradores.  
<https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/cimentaciones-aerogeneradores-marinos>
- [7] User manual, May 2014. DNV GL
- [8] Danish wind industry association. 2012. <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/econ/oandm.htm>
- [9] Emberiza medioambiente, 2023. Eólica offshore y sus impactos ambientales.  
<https://www.emberizamedioambiente.es/noticia-medio-ambiente/eolica-offshore-y-sus-impactos-ambientales>
- [10] Iberdrola, 2023. Reciclaje de palas eólicas, un nuevo reto para la energía eólica. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/reciclaje-palas-eolicas>

## ***ANEXO I: ESPECIFICACIONES***

### **CONDICIONES DEL VIENTO**

- Clase IEC I
- Turbulencia: B
- Velocidad media: 10,6 m/s
- K de Weibull: 1,979
- Profundidad del emplazamiento: 40 metros

### **INFORMACIÓN GENERAL**

- Potencia eléctrica generada: 5 MW + 10%
- Diámetro del rotor aerodinámico: 126 metros
- Rango de viento operativo: 3,5 m/s – 30 m/s
- Tipo de generador: síncrono a imanes permanentes
- Tipo de transmisión: directa
- Revoluciones mínimas: 6 rpm
- Revoluciones nominales: 12 rpm
- Revoluciones máximas: 20 rpm
- Ángulo de inclinación eje principal: 6 grados
- Ángulo de conicidad de las palas: -3 grados
- Amortiguamiento de los modos de resonancia de la pala: 0,477%

### **INFORMACIÓN CONTROL DE PASO**

- Tipo de sistema de control: control de paso
- Velocidad máxima de giro de las palas: 8 grados por segundo
- Tiempo de aceleración de giro: 0,2 segundos

### **INFORMACIÓN DIMENSIONES Y COORDENADAS**

- Longitud de las palas: 61,5 metros
- Diámetro del buje: 3 metros
- Altura del buje sobre el nivel medio del mar: 92 metros
- Coordenadas del centro geométrico del buje: X=-5213 mm, Y=3148 mm
- Sistema de coordenadas: coordenadas de orientación de guiñada (Yaw)
- Origen de coordenadas: cruce del plano horizontal 200 mm sobre la torre con el eje vertical de la torre
- Posición del cojinete anterior:  $X_A=-3197$  mm,  $Z_A= 2936$  mm
- Posición del cojinete posterior:  $X_B=950$  mm,  $Z_B = 2500$  mm
- Diámetro interno del rotor en el generador: 6,8 metros
- Diámetro de la góndola: 8,5 metros
- Longitud de la góndola: 8 metros
- Diámetro interior de la torre: 5,7 metros
- Altura sumergida de la torre: 45 metros
- Altura entrada acoplamiento cables: 55 metros
- Altura total de la torre: 133 metros



## INFORMACIÓN DE MASAS Y CENTROS DE MASA

- Masa del buje: 40 toneladas
- Masas rotóricas de la transmisión y generador: 50 toneladas
- Masas no rotóricas de la transmisión y generador: 50 toneladas
- Centro de masas de la transmisión y generador: X=-1340 mm, Z=2710 mm
- Pérdidas mecánicas de la transmisión incluido el rotor generador: 4%
- Masa de la góndola: 200 toneladas
- Centro de masas de la góndola: X=-1000 mm, Z=3000 mm
- Masa total de la torre a la espera de diseño: 1900 toneladas

## INFORMACIÓN SISTEMA ELÉCTRICO

- Diámetro del entrehierro del generador: 7 metros
- Entrehierro del generador: 6 mm
- Número de polos: 360
- Longitud axial de los polos y yugos: 1300 mm
- Altura y anchura de los polos (imanes): 18 mm y 42,5 mm respectivamente
- Clase de los imanes: N3616
- Altura de los yugos rotórico y estatórico: 15 mm y 13 mm respectivamente
- Altura y anchura de las ranuras estatóricas: 83 mm y 9,26 mm respectivamente
- Número de ranuras por paso polar: 3
- Resistencia del estator: calcular  $0,077/30 \Omega$
- Impedancia síncrona: calcular  $0,035 \Omega$
- Pérdidas en el hierro: calcular 44 kW
- Rendimiento del generador: calcular 95%
- Tensión nominal: 690 V
- Factor de potencia: 0,9
- Máxima corriente del convertidor: 6 kA
- Máxima tensión del convertidor: 800 V
- Rendimiento del convertidor: 97%
- Potencia de cargas auxiliares: 10 kW

## INFORMACIÓN CONTROL DE ORIENTACIÓN

- Diámetro primitivo del sistema de orientación: 5,925 metros
- Módulo del sistema de orientación: 24 mm
- Velocidad de orientación: 0,3 grados por segundo
- Tiempo de aceleración de giro: 6 segundos
- Par nominal de cada accionamiento: 49 kNm
- Par pico de cada accionamiento: 98,1 kNm
- Relación de engranajes: 1253,6
- Z piñon: 14
- Potencia nominal del motor: 5,5 kW
- Velocidad del motor: 940 rpm
- Rendimiento del motor + reductora: 70%

## CONDICIONES MARÍTIMAS

- Máxima altura significativa de ola (50 años): 5,08 metros
- 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 metros
- Máxima velocidad de corriente marina (50 años): 1,3 m/s

## ANEXO II: NORMATIVA CASOS DE CARGA

Design situation	DLC	Wind conditions <sup>1</sup>	Marine conditions	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1. Power production	1.1	NTM $V_{in} \leq V_{imb} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$	MIS, MUL	F/U	*N
	1.2	ETM $V_{in} < V_{imb} < V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$		U	E
	1.3	ECD $V_{in} \leq V_{imb} \leq V_r$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	MIS, MUL	U	E
	1.4	NWP $V_{in} \leq V_{imb} \leq V_{out}$	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> $V_{in} \leq V_{imb} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$	Grid loss	U	N
	1.6	EOG <sub>50</sub> $V_{in} \leq V_{imb} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$		U	E
	1.7	EWS $V_{in} \leq V_{imb} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves with $H = H_s(V)$		U	E
	1.8	NWP $V_{in} \leq V_{imb} \leq V_{out}$	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 $V_{in} \leq V_{imb} \leq V_{out}$	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 $V_{in} \leq V_{imb} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_{st}$ and $H = H_{max,t}$	MIS	U	N
2. Power production plus occurrence of fault	2.1	NWP $V_{in} \leq V_{imb} \leq V_{out}$	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 $V_{in} \leq V_{imb} \leq V_{out}$	Irregular sea state with $H_s(V)$ or regular waves $H = H_s(V)$	Fault in safety system or preceding internal electrical fault	U	A

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

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					

## ANEXO III: ODS

En este anexo se analizan los objetivos de desarrollo sostenible, definidos por las Naciones Unidas, perseguidos con este proyecto.

**Objetivo 3:** Garantizar una vida sana. La implementación de soluciones que generen energía de manera limpia tiene un impacto positivo en la vida de las personas ya que se reduce la contaminación y por tanto las enfermedades derivadas de ella.



**Objetivo 7:** Energía asequible y no contaminante. La tecnología eólica y en concreto la eólica marina tiene más beneficios que perjuicios para el medio ambiente. Mediante esta tecnología se crean grandes cantidades de energía limpia, pero también hay que ser conscientes de que es muy importante que haya un control al final de la vida útil de los aerogeneradores, de manera que se puedan desmantelar y reciclar con el menor impacto medioambiental posible.

**Objetivo 8:** Promover el crecimiento económico inclusivo y sostenible, el empleo y el trabajo decente para todos. Al desarrollar el proyecto se daría trabajo a personas con perfiles muy diferentes ya que se necesitan profesionales especializados y mano de obra. Además, no solo se daría trabajo en la construcción, ya que también se necesita un personal de mantenimiento de la planta.



**Objetivo 9:** Industria, innovación e infraestructura. La inversión y desarrollo en esta tecnología tiene un gran impacto en la industria. Constantemente, empresas e investigadores están encontrando formas de crear aerogeneradores más robustos que soporten las fuerzas del mar para generar más energía y optimizar y reducir costes. Además, se está estudiando como disminuir el impacto ambiental al final de la vida útil.

**Objetivo 11:** Ciudades y comunidades sostenibles. Con el aumento de las energías renovables en los mixes energéticos de los países se está intentando descarbonizar la generación de electricidad. Esto es bueno en primer lugar, por razones de salud, y en segundo lugar, se aporta robustez al sistema al incorporar mas MW de nuevas tecnologías. Esto supone que el crecimiento de las comunidades y ciudades sea más sostenible. Con un proyecto de estas características se persigue crear una solución fiable de este tipo que contribuya a descarbonizar el mix energético.



## ***ANEXO IV: IMPACTO AMBIENTAL***

La energía eólica marina, como todas las tecnologías de generación de energía, tiene sus ventajas y sus inconvenientes. Es sabido que las principales ventajas de esta tecnología son la capacidad de generar electricidad sin emitir CO<sub>2</sub> directamente, el hecho de que existe un mayor recurso renovable en el mar, ya que el viento sopla con más fuerza y durante mayores tiempos, también que pueden instalarse aerogeneradores de mayor tamaño y que el impacto acústico y visual es menor que en tierra.

Sin embargo, en este anexo se quiere analizar de manera breve que desventajas o impacto negativo tiene esta tecnología.

Se encuentra de gran interés conocer el impacto de la tecnología por dos motivos. En primer lugar, para entender las desventajas e impactos y poder proponer soluciones y mitigarlos. En segundo lugar, para mitigar los riesgos asociados a la regulación que pueda venir por parte de las entidades supranacionales o de los países.

Los principales impactos medioambientales de esta tecnología, la energía eólica offshore, se explican a continuación.

### ***Hábitat y vida marinos***

La eólica marina tiene un impacto negativo en el ecosistema marino ya que la instalación y operación de esta tecnología produce ruidos y vibraciones, que alteran la vida de las especies. El ruido perturba la comunicación y el comportamiento de especies marinas como ballenas y delfines. Muchos animales marinos se orientan y comunican mediante sus sistemas auditivos, por tanto, la existencia de los aerogeneradores genera grandes dificultades para estas especies. Los aerogeneradores marinos también modifican las rutas de migración y también las corrientes marinas.

La operación genera sedimentos en suspensión, y esto supone una disminución de la radiación solar que llega a los fondos marinos, alterando la fauna y la flora del lugar. Por otro lado, las cimentaciones alteran el lecho marino y tienen impacto sobre las especies que habitan en el fondo del mar.

De todas formas, la prohibición de la pesca en estas aguas puede hacer que diferentes especies puedan sobrevivir y crear “santuarios” en estas zonas.

### ***Impacto visual***

En ocasiones es considerado que los aerogeneradores marinos pueden afectar negativamente el paisaje costero y marino. Esto puede tener implicaciones para el turismo y para las comunidades locales que dependen de un entorno visualmente atractivo.

El impacto visual es menor que en tierra debido a la distancia a la que se encuentran los aerogeneradores, sin embargo, también hay que destacar que son de mayor tamaño.

### ***Colisiones***

Los parques eólicos en el mar son un obstáculo fijo que deben esquivar los buques que naveguen por las aguas en las que estén instalados. Sin embargo, esto es poco probable ya que se encuentran perfectamente señalizados y los barcos actualmente cuentan con sistemas de orientación y radar de última generación.

Aun así, hay que considerar este impacto, ya que un accidente de un barco petrolero tendría consecuencias devastadoras para el medio ambiente.

### ***Ecosistemas de aves***

La eólica offshore al igual que la eólica terrestre, tiene un impacto negativo sobre la vida de aves ya que muchas tienen que modificar sus rutas de migración para evitar estrellarse contra las estructuras, y muchas otras acaban colisionando contra ellas. Es importante la utilización de mapas de sensibilidad de aves para minimizar los impactos en las mismas a la hora de situar un parque.[9]

### ***Contaminación***

Si bien es cierto que durante la vida útil de la turbina no se generan emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas directamente de la operación de la misma, hay que destacar que los aerogeneradores también tienen un impacto negativo en el medioambiente en cuanto a contaminación.

El mantenimiento debe ser realizado por barco, y estas embarcaciones también generan CO<sub>2</sub> y residuos. Por otro lado, de toda la vida de la turbina, la parte más problemática en cuanto a la contaminación es su desmantelamiento.

Según WindEurope, la agencia eólica europea, en los próximos cinco años alrededor de 14.000 palas podrían ser desmanteladas en todo el continente, lo que supondría entre 40.000 y 60.000 toneladas de residuos. Por este motivo, el reciclaje, especialmente de las palas eólicas, se vislumbra como uno de los retos fundamentales de la industria. [10]