

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO
DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y
VIABILIDAD ECONÓMICA.

Alumno/Alumna: Ibai Bañuelos Blanco

Director/Directora: Saroa Rozas Guinea

Curso: 2018-2019

Fecha: 22/6/2019

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO
AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

RESUMEN

El objeto del proyecto recogido en este documento es el diseño completo y la determinación de la viabilidad técnica, económica y medioambiental de un parque eólico marino. Para ello, por un lado, se llevará a cabo un análisis del recurso eólico con el fin de escoger la mejor localización para el parque, un estudio para instalar los aerogeneradores que mejor se adapten a dichas condiciones de viento y se diseñará la disposición de éstos de forma que el parque eólico sea lo más eficiente posible.

Por otro lado, se realizará el análisis económico del proyecto y un estudio del impacto ambiental que éste tendrá sobre el entorno natural y los seres vivos. De esta forma se determinará si el proyecto es viable y rentable para poder llevarlo a cabo en un futuro.

La intención del proyecto es aumentar la aportación de las energías renovables en la producción de electricidad, y de esta forma reducir el consumo de combustibles fósiles que contaminan nuestra atmósfera. Además, de esta forma también se conseguiría reducir la dependencia energética de otros países con exportadores de combustibles fósiles, aumentando así la riqueza y dependencia del propio país.

Palabras Clave: energía eólica offshore, viabilidad técnica y económica, impacto ambiental.

LABURPENA

Dokumentu honetan bildutako lanaren helburua parke eoliko baten diseinua egitea eta honen bideragarritasun tekniko, ekonomiko eta ingurumen bideragarritasuna aztertzea da. Horretarako, baliabide eolikoaren analisia egingo da lekuri aproposena aukeratzeko eta aire egoera horiei hobeto moldatzen den aerosorgailua eta hauen banaketa aukeratu dira.

Beste alde batetik, proiektuaren analisi ekonomikoa eta parke eolikoak ingurunearen eta izaki bizidunen gainean izandako inpaktua aztertuz. Era honetan, proiektua bideragarria eta errentagarria de jakingo da, etorkizunean aurrera eraman ahal izateko.

Proiektuaren helburua, elektrizitatearen sorkuntzan energia berriztagarrien parte hartzea handitzea da, gure atmosfera kutsatzen duten erregai fosilen erabilera murriztuz. Gainera, era honetan, erregai fosilak esportatzen dituzten herrialdeetatik dugun menpekotasun energetikoa ere murriztu egingo da, herrialdearen aberastasuna eta autonomia handituz.

Hitz gakoak: energia eolika offshore, bideragarritasun tekniko eta ekonomiko, ingurumen inpaktua.

ABSTRACT

This report aims to design a wind farm and analyze the technical, economic and environmental viability of it. For this purpose, is essential to analyze the wind resource in aim to choose the wind turbine which better works at that wind conditions and to select the most efficient distribution of the wind turbines.

Also, an economical study will be done, and the impact generated on que landscape and on the biodiversity will be analyzed. This way, it will be concluded if the project is viable and profitable.

The purpose of this project is to increase the electricity production by renewable energies and to decrease the consumption of fossil fuels that pollute the atmosphere. In consequence, the energetic dependence from fossil fuels exporter countries will decrease, increasing wealth and dependence on the country.

Keywords: offshore wind energy, technical and economic viability, environmental impact.

Índice del trabajo

1	INTRODUCCIÓN.....	13
2	CONTEXTO	14
3	OBJETIVO Y ALCANCE	15
4	BENEFICIOS DEL PROYECTO.....	16
5	ESTADO DEL ARTE ENERGÉTICO	17
5.1	Demanda mundial de energía primaria y electricidad	17
5.2	Demanda y producción de energía primaria y electricidad en la Union Europea.....	19
5.3	Demanda y producción de energía primaria y electricidad en España	20
5.4	Análisis energético del Reino Unido	21
5.4.1	Análisis de la energía primaria.....	21
5.4.2	Generación de energía eléctrica	22
5.4.3	Potencia instalada.....	24
6	ANÁLISIS DE EMPLAZAMIENTO.....	25
6.1	Análisis de las opciones descartadas	25
6.1.1	Primera opción	25
6.1.2	Segunda opción	28
6.2	Análisis de la opción de emplazamiento definitiva	30
6.2.1	Ubicación del parque eólico marino	30
6.2.2	Análisis del recurso eólico	31
6.2.3	Análisis del oleaje.....	38
6.2.4	Batimetría.....	40
6.2.5	Cables submarinos.....	41
6.2.6	Tráfico marino	41
6.2.7	Zonas protegidas.....	42
6.2.8	Conexión eléctrica.....	44
6.2.9	Estratigrafía	46
7	ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR	47
7.1	Perfil de velocidades del viento	47
7.2	Clase de viento	49
7.3	Descripción de los aerogeneradores a comparar.....	50

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

7.3.1	Primera opción: 6.2M152.....	50
7.3.2	Segunda opción: V164/8000	51
7.3.3	Tercera opción: SWT 6.0/154	52
7.4	Cálculo de la potencia.....	53
7.5	Límite de Betz y coeficiente de potencia (C_p).....	55
7.6	Distribución de los aerogeneradores.....	56
7.6.1	Distribución en línea	57
7.6.2	Distribución en cuadro: alineados	58
7.6.3	Distribución en cuadro: escalonados	59
7.7	Análisis del espacio necesario para instalar los aerogeneradores	60
7.7.1	Opción 1: 6.2M152	61
7.7.2	Opción 2: V164/8000	61
7.8	Cálculo de la producción anual	62
8	CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE EÓLICO MARINO.....	64
8.1	Fabricación de los aerogeneradores.....	64
8.2	Anclaje de los soportes (obra civil).....	65
8.3	Transporte de los aerogeneradores	67
8.4	Montaje de los aerogeneradores	68
8.5	Conexión a la red	68
8.6	Test de funcionamiento.....	69
8.7	Monitorización y mantenimiento.....	70
9	IMPACTO AMBIENTAL	71
9.1	Impacto biótico	71
9.1.1	Peces y bentos	71
9.1.2	Mamíferos marinos.....	71
9.1.3	Aves.....	71
9.1.4	Flora	72
9.2	Impacto abiótico.....	72
9.2.1	Impacto sobre la tierra.....	72
9.2.2	Impacto sobre el aire	72
9.2.3	Impacto sobre el agua.....	73
9.3	Impacto socioeconómico	73
10	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	75
10.1	Coste de inversión	75
10.2	Beneficio anual obtenido	77

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

10.3	Periodo de recuperación de la inversión (Pay-Back).....	78
11	PRESUPUESTO DE LA REALIZACIÓN DEL PROYECTO	80
12	CONCLUSIONES	81
13	DESCRIPCIÓN DE TAREAS.....	82
13.1	Metodología.....	82
13.2	Diagrama de Gantt	83
14	BIBLIOGRAFÍA.....	84

Índice de figuras

Figura 1: evolución del consumo de energía primaria en el Mundo (Fuente propia)	17
Figura 2: reparto de fuentes de energía primaria mundial en los últimos años (Endesa)	18
Figura 3: reparto de generación de electricidad en el Mundo según sus fuentes (Endesa)	18
Figura 4: reparto de producción y demanda de energía primaria en Europa (Fuente propia) ..	19
Figura 5: reparto de producción de electricidad en la UE según sus fuentes (Fuente propia) ..	19
Figura 6: reparto de producción y demanda de energía primaria en España (Fuente propia) ..	20
Figura 7: reparto de producción de electricidad en España según fuentes (Fuente propia)	20
Figura 8: evolución del reparto en la producción de electricidad en España (Endesa)	21
Figura 9: producción y demanda de energía primaria en Reino Unido (Fuente propia)	22
Figura 10: reparto en la producción de electricidad en Reino Unido (2017) (Fuente propia) ...	22
Figura 11: evolución del reparto en la generación de electricidad en Reino Unido (Endesa)....	23
Figura 12: evolución de las energías renovables en Reino Unido (Endesa)	23
Figura 13: evolución de la potencia instalada en Reino Unido (Endesa)	24
Figura 14: evolución de la potencia eólica instalada y la producción anual (Fuente propia)	24
Figura 15: mapa eólico de España (Enair)	25
Figura 16: primera opción de ubicación (Google Earth)	26
Figura 17: primera opción de ubicación en Malpica, Galicia (Google Earth)	26
Figura 18: rosa de los vientos en Malpica (Enair)	27
Figura 19: distribución de Weibull Malpica (Enair).....	27
Figura 20: ZEPAs y LICs en Malpica (Cener).....	28
Figura 21: ubicación de la segunda opción, costa de Malpica (Google Maps).....	28
Figura 22: área disponible en la segunda opción de emplazamiento (Google Earth)	29
Figura 23: gráfica de oleaje segunda opción (Puertos de Estado)	29
Figura 24: ubicación definitiva, bahía de Luce (Google Maps)	30
Figura 25: área disponible en la ubicación definitiva (Google Earth)	30
Figura 26: rosa de direcciones del viento (Fuente propia).....	31
Figura 27: rosa de velocidades del viento (Fuente propia)	32
Figura 28: variación de la velocidad del viento durante el año (Enair)	33
Figura 29: gráfica para obtener valores de c y k (Fuente propia)	36
Figura 30: probabilidad de Weibull (Fuente propia).....	37
Figura 31: rosa de dirección del oleaje (Puertos del Estado)	38
Figura 32: alturas máximas, medias y mínimas de oleaje (Puertos del Estado)	39
Figura 33: batimetría de la bahía de Luce (Shom)	40
Figura 34: líneas batimétricas (Shom).....	40
Figura 35: mapa de cables submarinos (Shom)	41
Figura 36: mapa de tráfico marino (Shipmap).....	42
Figura 37: mapa de zonas protegidas (Shom)	42
Figura 38: zonas protegidas en la bahía de Luce (Shom)	43
Figura 39: área disponible definitiva para instalar el parque (Google Earth).....	44
Figura 40: recorrido de cableado submarino (Google Earth)	45
Figura 41: Mapa eléctrico de Escocia (Assets).....	45
Figura 42: estratigrafía de la bahía de Luce (Shom).....	46
Figura 43: perfil de velocidades del viento según rugosidad (apuntes de clase)	47
Figura 44: variación de la velocidad del viento con la altura (Fuente propia)	48

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

Figura 45: curva de potencia del 6.2M152 (Thewindpower)	51
Figura 46: curva de potencia del V-164/8000 (Thewindpower)	51
Figura 47: curva de potencia del SWT-6.0/154 (Fuente propia).....	52
Figura 48: variación de coeficiente de potencia (apuntes de clase)	55
Figura 49: tipos de distribución de aerogeneradores (Researchgate)	57
Figura 50: efecto sombra en aerogeneradores (Asme)	58
Figura 51: alteración del perfil de velocidades del viento (Asme)	59
Figura 52: estela en aerogeneradores escalonados (Asme).....	59
Figura 53: pérdidas por estela en aerogeneradores escalonados y alineados (Researchgate)..	60
Figura 54: distribución de los aerogeneradores 6.2M152 (Fuente propia)	61
Figura 55: distribución de aerogeneradores V164/8000 (Fuente propia)	62
Figura 56: partes de un aerogenerador (Bioescuela).....	64
Figura 57: soportes flotantes (Hrudnick).....	65
Figura 58: soportes no flotantes (Hrudnick).....	66
Figura 59: trayecto en barco (Google Earth)	67
Figura 60: trayecto por tierra en camiones (Google Maps)	67
Figura 61: pérdidas en función del tipo de cableado (Hrudnick).....	68
Figura 62: anemómetro (Rumtor).....	69
Figura 63: veleta (Rumtor).....	69
Figura 64: propagación del impacto acústico (Researchgate).....	74
Figura 65: reparto de costes de fabricación de un aerogenerador marino (Fuente propia)	75
Figura 66: reparto de costes construcción de un parque eólico marino (Fuente propia)	76

Índice de tablas

Tabla 1: frecuencias del viento según dirección (Fuente propia).....	31
Tabla 2: velocidad del viento en función de la dirección (Fuente propia)	32
Tabla 3: velocidades medias del viento (Fuente propia)	33
Tabla 4: cálculo de valores de probabilidad de Weibull (Fuente propia).....	35
Tabla 5: valores de las constantes c y k (Fuente propia).....	36
Tabla 6: valores de $f'(x)$ para distintos valores de x (apuntes de clase)	37
Tabla 7: cálculo de la velocidad media (Fuente propia).....	38
Tabla 8: altura, periodo y dirección de oleaje (Puertos del Estado)	39
Tabla 9: valor de "n" para distintos tipos de terreno (apuntes de clase)	48
Tabla 10: clases de viento IEC (Planeolico)	49
Tabla 11: datos del aerogenerador Senvion 6.2M152 (Fuente propia).....	50
Tabla 12: datos del aerogenerador Vestas V164/8000 (Fuente propia).....	51
Tabla 13: datos del aerogenerador Siemens SWT6.0/154 (Fuente propia)	52
Tabla 14: cálculo de la velocidad a la altura del buje (Fuente propia).....	53
Tabla 15: cálculo de la potencia (Fuente propia).....	54
Tabla 16: datos para el cálculo de la potencia del viento (Fuente propia)	54
Tabla 17: potencia total del viento (Fuente propia)	55
Tabla 18: coeficientes de potencia (Fuente propia)	56
Tabla 19: cálculo de la energía neta anual (Fuente propia)	63
Tabla 20: consumo de electricidad per cápita en Reino Unido (ENERGÍA 2018)	63
Tabla 21: cálculo de la inversión inicial (Fuente propia).....	77
Tabla 22: energía total neta producida en un año (Fuente propia).....	77
Tabla 23: precio de la electricidad en Reino Unido 2017 (ENERGÍA 2018)	77
Tabla 24: ganancias netas anuales (Fuente propia).....	78
Tabla 25: plazo de amortización (Fuente propia)	79
Tabla 26: Presupuesto de la realización del proyecto (Fuente propia)	80

Listado de acrónimos

- [1] **UE:** Unión Europea
- [2] **tep:** Toneladas equivalentes de petróleo
- [3] **ZEPA:** Zona Especial para la Protección de las Aves
- [4] **LIC:** Lugar de interés Comunitario
- [5] **REE:** Red Eléctrica de España
- [6] **IEC:** Comisión Electrónica Internacional
- [7] **HAWT:** Horizontal Axis Wind Turbine

1 INTRODUCCIÓN

Este documento recoge el informe completo del trabajo de fin de grado titulado “Diseño de un Parque Eólico Marino de 160 MW. Impacto Ambiental y Viabilidad Económica”, desarrollado por Ibai Bañuelos Blanco y dirigido por Saroa Rozas Guinea para la Escuela De Ingeniería de Bilbao.

En primer lugar, se analiza la situación mundial y europea de los mercados energéticos, así como la producción de energía primaria y final. Este análisis se centra en la producción de energía con origen renovable, debido a su estrecha relación con el trabajo a desarrollar. A continuación, el análisis se centra en la energía eólica, tanto la terrestre como la marina, y se explica la progresión que tendrá en los próximos años, analizando de esta forma, el potencial eólico actual en Europa.

Una vez presentada la situación de la energía eólica, este proyecto se centra en la elección del emplazamiento para un nuevo parque eólico marino. Tras estudiar la posibilidad de colocar el parque eólico en la costa española, debido a diversos factores como la excesiva profundidad de las aguas o como el fuerte oleaje, se ha llegado a la conclusión de que no sería una elección viable. Por ello se han analizado diferentes lugares fuera de las costas españolas, hasta dar con uno que cumpla todos los requisitos necesarios para instalar un parque eólico marino.

Tras elegir el emplazamiento definitivo para el parque, se lleva a cabo el dimensionamiento. Para ello, se tiene en cuenta el recurso eólico de la zona, el área disponible para la instalación de los aerogeneradores y se compara la producción de electricidad con distintos modelos. Una vez definido el tipo y el número de aerogeneradores, se analiza la disposición de estos, con el fin de maximizar la producción de electricidad.

A continuación, se explican los pasos para la construcción del parque, detallando la tecnología que se utilizará para la sujeción de los aerogeneradores, el medio de transporte que será utilizado para trasladar los aerogeneradores hasta la localización del parque y la forma de conexión a la red eléctrica.

Por último, se realizará un estudio de viabilidad para este proyecto, analizando el impacto ambiental que tendrá el parque durante su construcción y su vida útil y llevando a cabo un estudio de viabilidad económica para determinar la rentabilidad del proyecto.

2 CONTEXTO

El presente trabajo de fin de grado se engloba en un contexto de crecimiento de las energías renovables, más concretamente de la energía eólica.

En los últimos años, la utilización de energías renovables ha aumentado notablemente. De esta forma, se pretende disminuir el consumo de combustibles fósiles que emiten gases de efecto invernadero y otro tipo de contaminantes a la atmósfera favoreciendo así el calentamiento global. Además, el uso de energías renovables también favorece al desarrollo tecnológico, y disminuye la dependencia energética de países exportadores de combustibles fósiles.

La energía eólica es una de las formas de energía más antiguas usadas por la humanidad. El primer uso del viento como fuente de energía data del año 3.000 a.C. en Egipto, con los primeros barcos veleros. Más adelante, en el siglo VII en la antigua Persia, se construyeron los primeros molinos que servían para moler trigo o bombear agua. Pero no es hasta el siglo XIX cuando se empiezan a implementar los molinos de viento con el fin de producir energía. Sin embargo, no hubo interés real por la energía eólica hasta los años 70, cuando la primera crisis del petróleo obligó a investigar sobre nuevas fuentes de abastecimiento de energía. A partir de los años 80, la producción de energía eólica empezó a crecer de forma exponencial, favorecida por los movimientos contra la energía nuclear. Desde entonces ha seguido creciendo, y en los próximos años se espera que este crecimiento aumente debido a los importantes avances en la tecnología offshore.

La mayor parte del recurso eólico mundial se encuentra en el mar, y es por ello por lo que los importantes avances en la tecnología marina van a suponer un notable incremento de la producción de electricidad mediante la eólica a nivel mundial. Hoy en día, se están desarrollando aerogeneradores de más de 10 MW de potencia, y una vez normalizada la fabricación y la instalación de estos, se espera que la energía eólica pueda llegar a suministrar el 10 % de la demanda mundial de electricidad en los próximos 30 años.

3 OBJETIVO Y ALCANCE

El principal objetivo del proyecto es diseñar un parque eólico marino de 160 MW y realizar un estudio de impacto ambiental y viabilidad económica de este.

Para ello, se analizarán los datos del viento en diversas localidades, eligiendo así el lugar más adecuado para la instalación del parque. Se calcularán las velocidades medias de la zona, las frecuencias de cada una, las rosas de los vientos y las distribuciones de Weibull. Una vez elegido el lugar más apropiado para el parque, éste se dimensionará comparando la producción de electricidad al utilizar distintos tipos y tamaños de aerogeneradores.

Una vez definidas todas las características del parque eólico, se llevarán a cabo varios estudios para valorar la viabilidad de la construcción de este. Principalmente, se hará un estudio del impacto ambiental y un análisis viabilidad económica.

Por último, se plantearán las conclusiones del trabajo y se describirá la metodología utilizada mediante un diagrama de Gantt.

El alcance de este Trabajo Final de Grado incluye los siguientes apartados:

- 1- Caracterización del recurso eólico de la zona
- 2- Análisis de los diferentes tipos de aerogeneradores
- 3- Elección del aerogenerador y cálculo de la producción anual de electricidad
- 4- Estudio del impacto ambiental
- 5- Viabilidad económica
- 6- Conclusiones
- 7- Descripción de tareas. Gantt

4 BENEFICIOS DEL PROYECTO

El presente Trabajo Final de Grado presenta una serie de beneficios relacionados con las fuentes de energía renovables, y más concretamente con la energía eólica marina.

En primer lugar, como ya se ha mencionado anteriormente, es una forma limpia de producir electricidad. De esta forma se reduce el consumo de combustibles fósiles que contaminan la atmosfera y favorecen el efecto invernadero.

Por otro lado, favorecen el desarrollo tecnológico y son símbolo de progreso y modernidad. La tecnología offshore lleva muy poco tiempo poniéndose en práctica, y se ha demostrado que es la mejor forma de aprovechar el recurso eólico.

Además, al instalar el parque eólico en el mar, el impacto que tiene sobre los seres vivos se disminuye notablemente, así como el impacto visual y el acústico. También es compatible con otras actividades, así como la pesca o la navegación, de forma que no afecta a la economía del país.

Comparándola con otras fuentes de energía renovables, requiere mucho menos espacio por lo que su impacto en el suelo es mínimo. Además, debido a que el recurso eólico en el mar es mayor que en tierra, la producción anual es mucho mayor con la misma potencia instalada. También hay que mencionar que, al ser una tecnología de reciente desarrollo, los rendimientos y la eficiencia de estos aerogeneradores es mucho mayor, permitiendo así sacar el máximo partido al potencial eólico de la zona.

Por último, a pesar de que la instalación de un nuevo parque eólico marino requiere una importante inversión inicial, se estima que el periodo de recuperación de esta es de unos diez años. Por lo tanto, una vez recuperada la inversión, y teniendo en cuenta que los gastos de mantenimiento son pequeños en este tipo de instalaciones, prácticamente todo el dinero obtenido al vender la electricidad generada serán beneficios.

5 ESTADO DEL ARTE ENERGÉTICO

Con el fin de contextualizar este proyecto en el entorno energético y reflejar así la importancia de un parque eólico marino en el mismo, a continuación, se presentan las evoluciones y situaciones actuales de los mercados energéticos mundial, europeo, español y de Reino Unido. Centrando este apartado en la producción de electricidad mediante energías renovables y especialmente en la energía eólica.

5.1 Demanda mundial de energía primaria y electricidad

Atendiendo al consumo mundial de energía primaria desde los años noventa hasta el 2016, basándose en los datos recogidos en el libro “ENERGÍA 2018” [1], se puede apreciar como este ha incrementado en un 50 %. Esto implica un consumo total de 13.276,2 millones de tep (toneladas equivalentes de petróleo) en 2016, que se reparten de la siguiente manera entre los diferentes continentes.

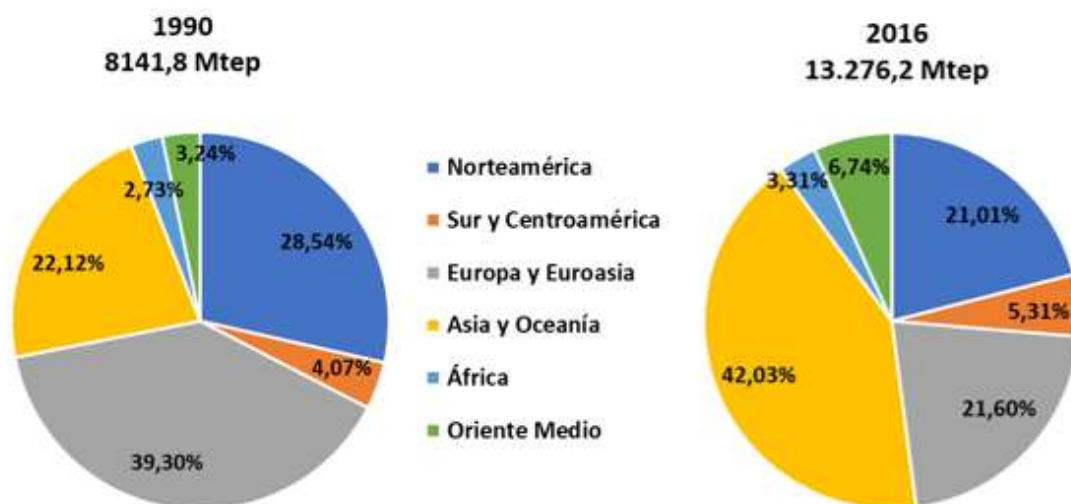


Figura 1: evolución del consumo de energía primaria en el Mundo (Fuente propia)

Si se analiza el origen de la demanda de mundial de energía primaria, se puede observar como mas del 80 % proviene de combustibles fosiles como el petroleo, el carbón o el gas natural. A una escala mucho menos, les siguen la energía hidraulica y la nuclear, y por último se encuentran todas las demás energías de origen renovable. A pesar de la pequeña contribución de las renovables a la demanda total de energía primaria, cave remarcar que están en pleno auge y que se espera un importatnte crecimiento en los proximos años. En la siguiente gráfica podemos observar la evolución del reparto de energía primaria en los últimos años, medido en millones de tep.

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

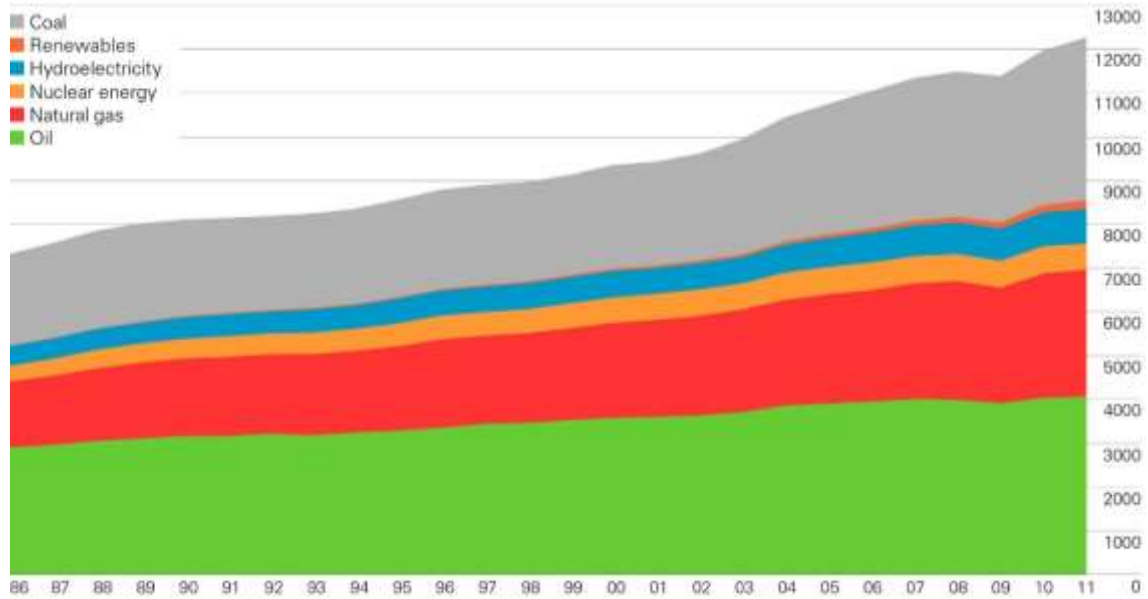


Figura 2: reparto de fuentes de energía primaria mundial en los últimos años (Endesa)

Una vez analizada la demanda y la producción de energía primaria, se va a analizar la producción de electricidad, que en 2016 fue de 24.816,4 TWh, donde se puede apreciar de forma mas notable la contribución de las energías renovables aportando el 20 % de la producción neta. Como se ve en la figura 3, obtenida de la página web de “Endesa Educa” [2], sigue siendo mayoritario el consumo de carbón para producir electricidad en las centrales térmicas, pero en comparación con la energía primaria, a la hora de producir electricidad el papel de las energías renovables cobra una importancia mucho mayor. Además, observando la proyección de la curva, se puede afirmar que en los próximos años el papel de las energías renovables cobrará mas importancia, haciendo que el consumo de combustibles fósiles disminuya, favoreciendo así la situación ambiental del planeta.

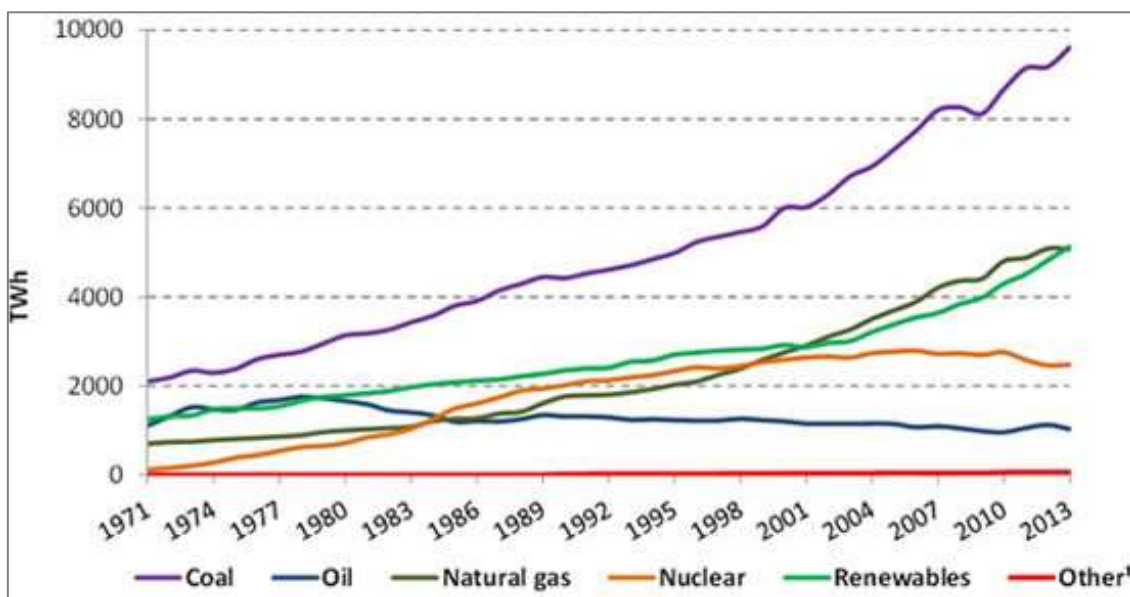


Figura 3: reparto de generación de electricidad en el Mundo según sus fuentes (Endesa)

5.2 Demanda y producción de energía primaria y electricidad en la Union Europea

En primer lugar se debe mencionar que al igual que sucede a nivel global, el consumo de energía primaria ha incrementado en los últimos años en la UE. También es remarcable el hecho de que la mayor parte de la energía primaria consumida proviene de fuentes fósiles, y que dado que en Europa no hay grandes reservas de petróleo, gas o carbón, la mayoría de ellos tienen que ser importados de otros lugares del mundo. En consecuencia, en el año 2016, la Unión Europea tenía una dependencia energética del 53,6 %, es decir, tan sólo producía 757.318 Ktep, cuando en realidad tenía una demanda de 1.640.579 Ktep. Esto se debe, como se ha mencionado previamente, a la falta de reservas de combustibles fósiles, los cuales tienen que ser importados, y por ello en la figura 4 se puede apreciar como estos componen casi el 75 % de la demanda frente a tan sólo un 33 % de la producción.

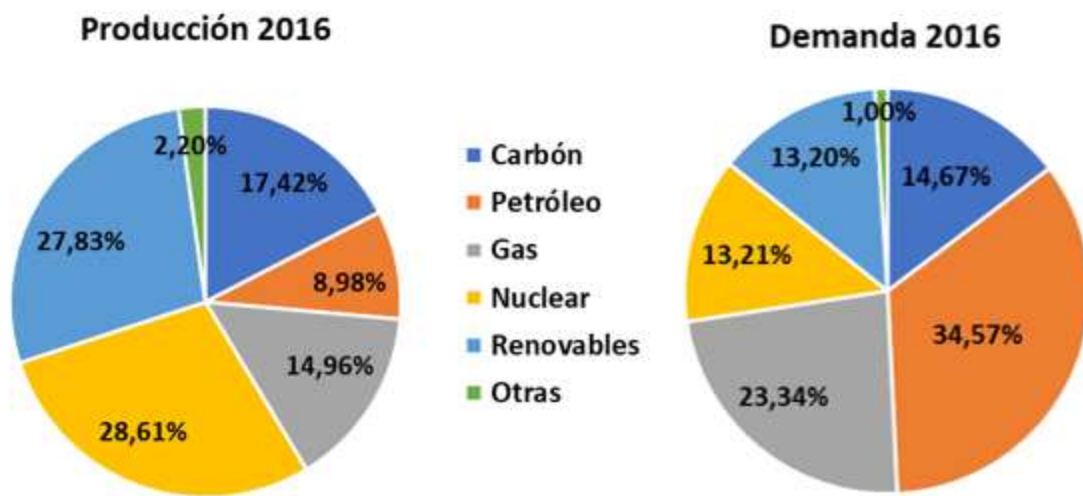


Figura 4: reparto de producción y demanda de energía primaria en Europa (Fuente propia)

En lo respectivo a la producción de electricidad, donde más relevancia tiene el proyecto a desarrollar, se puede apreciar un importante cambio con respecto a la producción mundial. En la UE la aportación de generación de electricidad mediante renovables asciende a un 30 % de un total de 3.081.526 GWh, restando importancia a los combustibles fósiles.

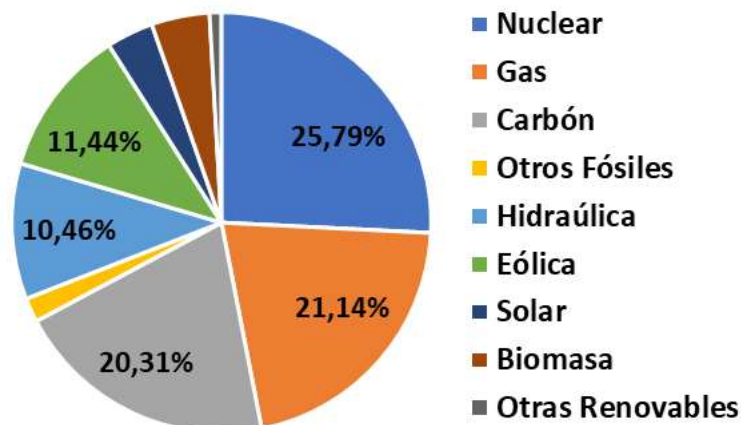


Figura 5: reparto de producción de electricidad en la UE según sus fuentes (Fuente propia)

5.3 Demanda y producción de energía primaria y electricidad en España

Teniendo en cuenta que la primera opción para ubicar el parque eólico que se desarrolla en este documento es la costa española, en este apartado se analizará la situación energética de este país con el fin de definir la importancia de nuevas instalaciones de generación de energía de origen renovable. Como se ha realizado en los apartados anteriores, en primer lugar se compararán la producción y la demanda de energía primaria en España. Como se puede apreciar en la figura 6, la aportación en la producción de energía de los combustibles fósiles en España es prácticamente despreciable, por lo que casi toda la energía primaria producida, 33.970 Ktep, proviene de la energía nuclear y las renovables. Por lo tanto, casi todos los combustibles fósiles que se consumen en el país, que suponen el 70 % de la demanda nacional (que es de 122.176 Ktep), tienen que ser importados, lo que genera una dependencia energética de otros países del 71,9 %. Por este motivo es importante invertir en energías de origen renovable, para reducir el consumo de combustibles fósiles, disminuyendo así la dependencia y favoreciendo al medio ambiente.

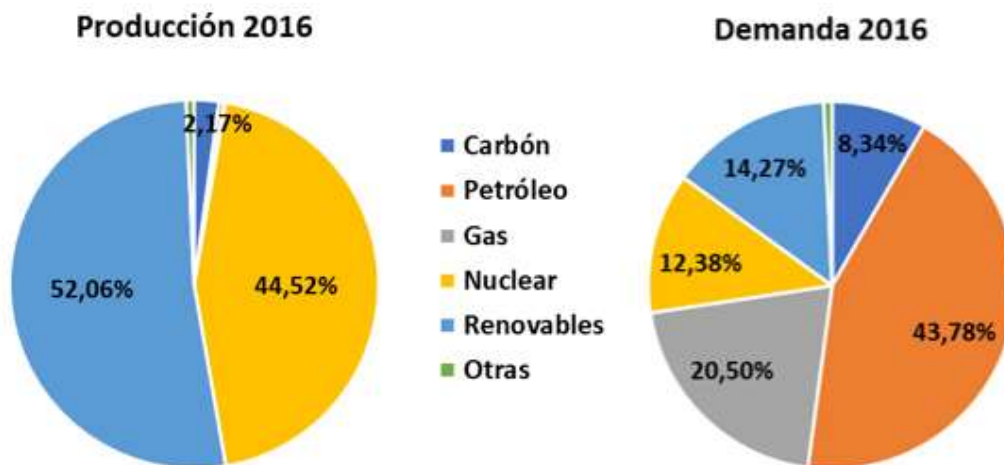


Figura 6: reparto de producción y demanda de energía primaria en España (Fuente propia)

Por otro lado, se analizará la producción de electricidad en España, que es el sector en el que contribuiría este proyecto. A pesar de que la gran mayoría sigue siendo producida por combustibles fósiles, un tercio de la electricidad producida, sobre un total de 262647 GWh, tiene origen renovable, y esta cifra aumenta cada año.

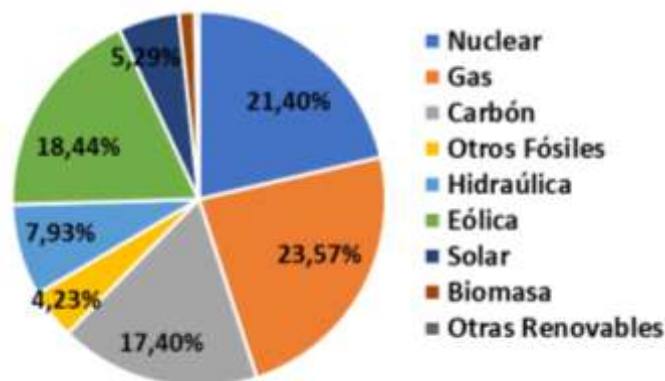


Figura 7: reparto de producción de electricidad en España según fuentes (Fuente propia)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

Centrándose en la energía eólica, se puede apreciar como el estado ha apostado fuertemente por esta tecnología, ya que en los últimos veinte años ha crecido de manera exponencial y se espera que continúe esta tendencia junto con otras renovables como la energía solar.

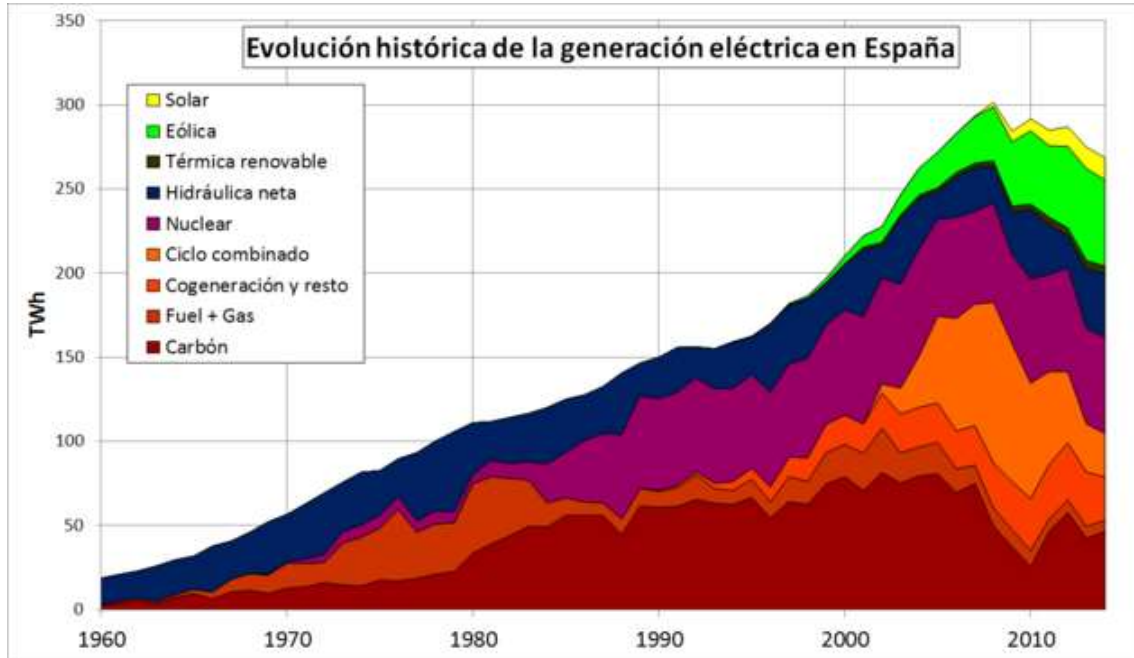


Figura 8: evolución del reparto en la producción de electricidad en España (Endesa)

5.4 Análisis energético del Reino Unido

Como se explicará posteriormente de una manera mas detallada, por motivos geográficos y de oleaje, situar el parque eólico en la costa española no es una opción del todo viable. Por lo que ha sido necesario buscar otras alternativas en Europa. De esta manera se ha llegado a la conclusión de que la costa de Reino Unido cumple todos los requisitos necesarios para la instalación del parque eólico, por lo tanto se llevará a cabo un análisis mas profundo de la situación energética en este país, dando especial importancia a la energía eólica.

5.4.1 Análisis de la energía primaria

En primer lugar, como en los casos anteriores, se hará una comparación de la producción y la demanda de energía primaria, concretando la aportación de los combustibles fósiles y la energías renovables. Cabe mencionar que el Reino Unido tiene un porcentaje de dependencia eléctrica del 35,3 %, muy inferior al de España y por debajo de la media europea también, lo que refleja el alto nivel económico y tecnológico del país. En lo referente a la producción de energía primaria, genera un total de 119.605 Ktep, mayormente provenientes de el petróleo y el gas. Con la ayuda del la energía nuclear y las renovables, Reino Unido es capaz de abastecer el 63 % de la demanda del país, que asciende en total a 189.440 Ktep. Por lo general, toda la energía

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

primaria importada proviene de combustibles fósiles, puesto que careces de reservas suficientes para abastecer a todo el país.

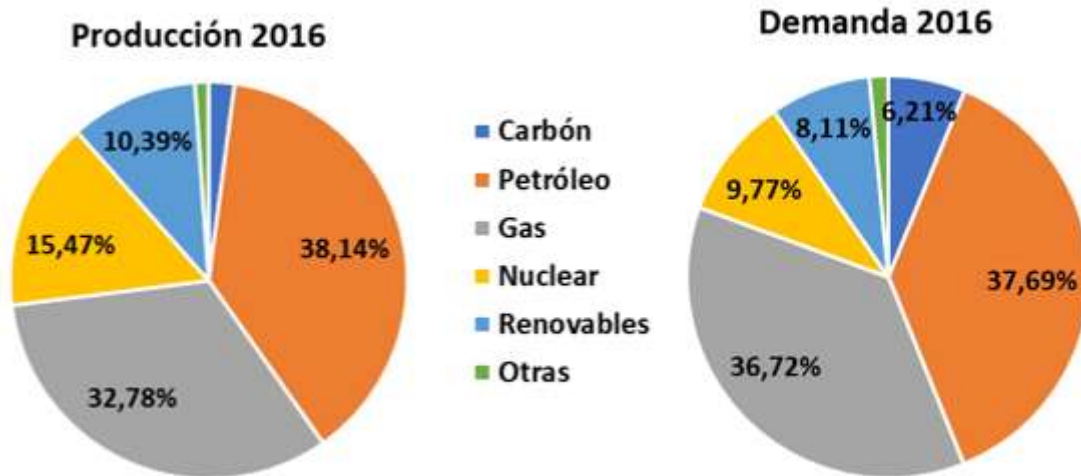


Figura 9: producción y demanda de energía primaria en Reino Unido (Fuente propia)

5.4.2 Generación de energía eléctrica

Para continuar con el análisis energético en el Reino Unido, se va a analizar el reparto de tecnologías en la producción de electricidad, donde este proyecto en concreto tiene como objetivo principal favorecer la aportación de la eólica marina en el país. Se generan un total de GWh anuales, donde la mayor parte vienen de centrales de ciclo combinado que utilizan gas como combustible y de centrales nucleares. Analizando la situación de las renovables, hoy en día cubren un 25 % de la producción estatal, de los cuales más de la mitad provienen de la energía eólica. Esto demuestra el compromiso que ha tomado el Reino Unido a favor de la energía eólica, lo que favorece y justifica la viabilidad de este proyecto.

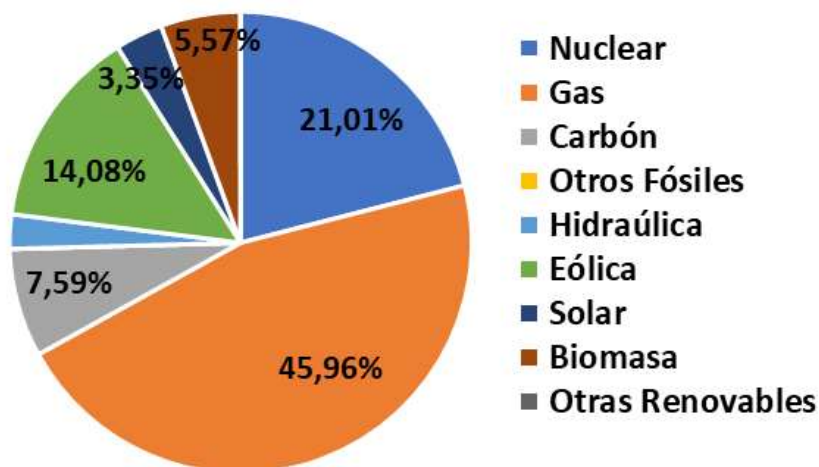


Figura 10: reparto en la producción de electricidad en Reino Unido (2017) (Fuente propia)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

En la figura 11 se puede apreciar la evolución de el suministro de energía dividido por fuentes en los últimos treinta años. Claramente se aprecia el crecimiento exponencial de la renovables, disminuyendo así el uso de combustibles fósiles.

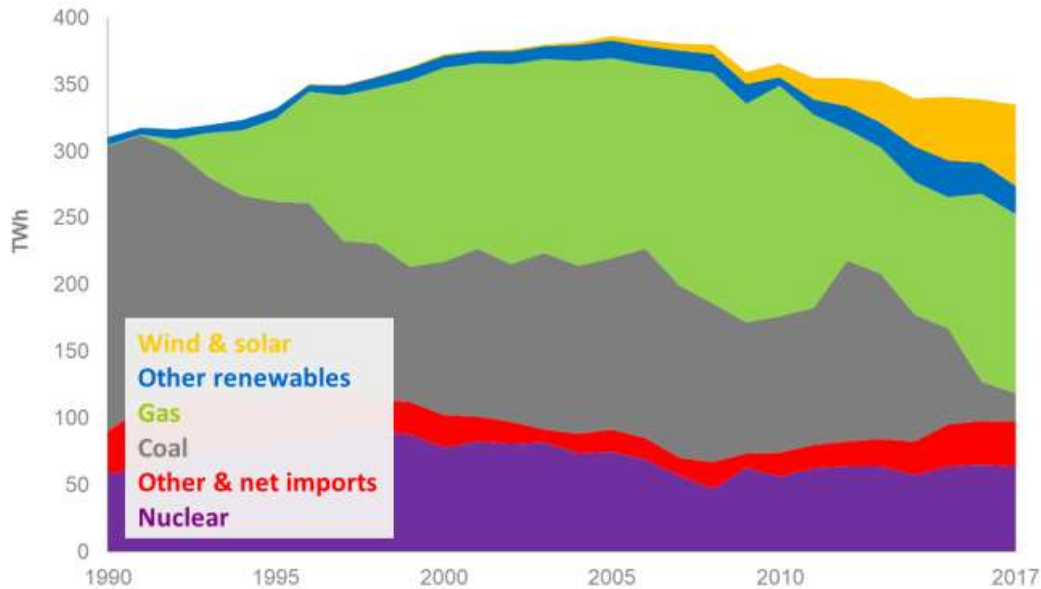


Figura 11: evolución del reparto en la generación de electricidad en Reino Unido (Endesa)

Si se analizan las energías renovables por separado, se puede observar como desde el año 2000 su presencia en el mix energético se ha multiplicado por nueve. Gran parte de este crecimiento recae sobre la energía eólica, y en los últimos años, en la eólica marina más concretamente. En esta gráfica se puede ver reflejada la importancia de la eólica marina, y la fuerte apuesta de Reino Unido por esta tecnología. A día de hoy, Reino Unido es el país con mayor potencia de eólica offshore instalada, con un total de 8.183 MW de potencia instalados.

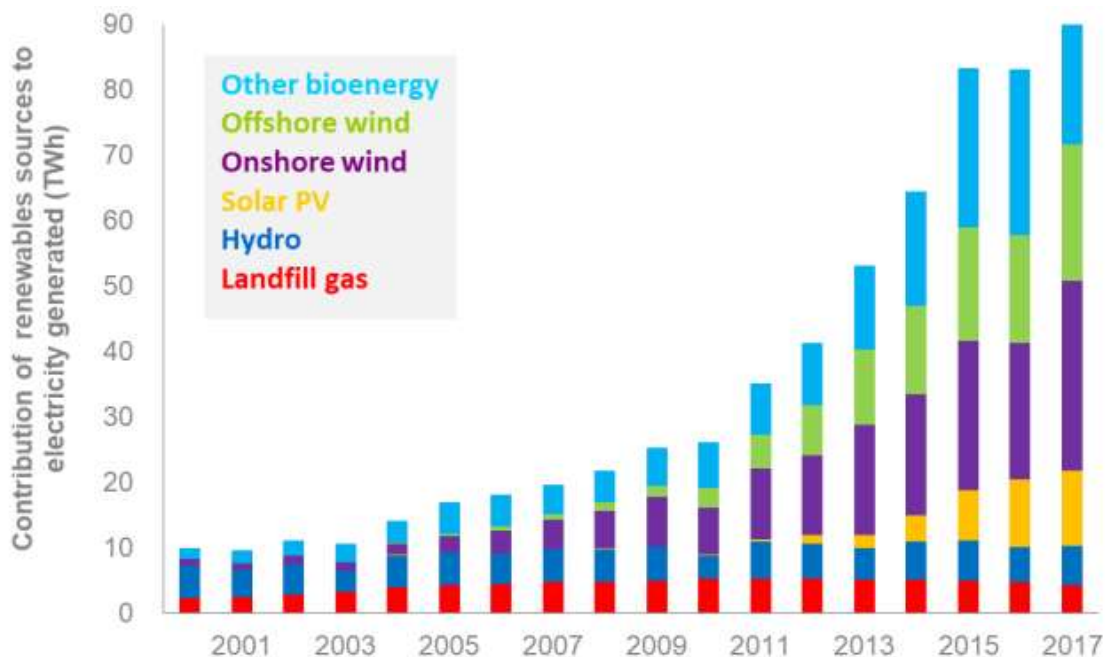


Figura 12: evolución de las energías renovables en Reino Unido (Endesa)

5.4.3 Potencia instalada

Para terminar con el análisis energético de Reino Unido, se realizará un estudio de la potencia instalada en el país y de cómo ha evolucionado la energía eólica en este aspecto. Como se muestra en la figura 13, la potencia instalada del país ha aumentado en veinte años de 73,6 GW a 103,6 GW. Esto se debe mayormente a la construcción de nuevas instalaciones de producción de energía renovables, especialmente eólicas y solares como se ha explicado en el apartado anterior.

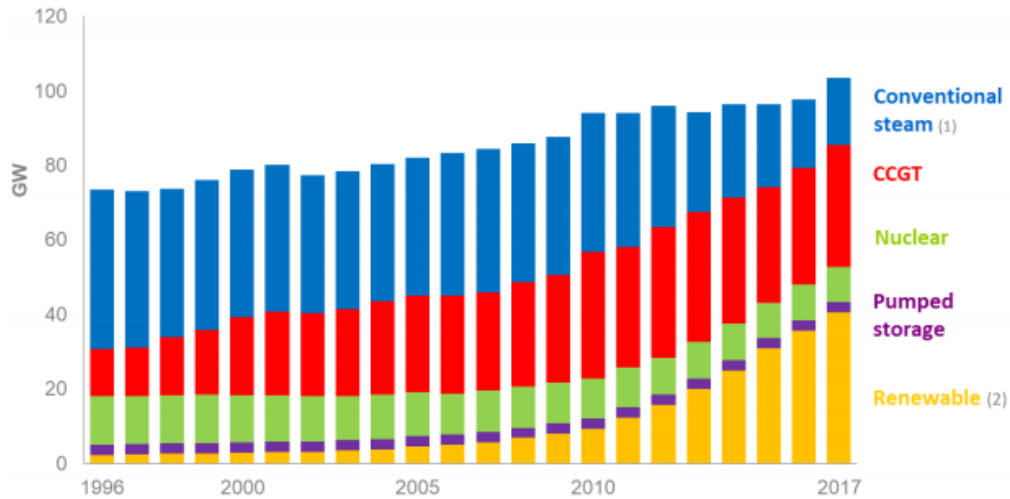


Figura 13: evolución de la potencia instalada en Reino Unido (Endesa)

Para poder ver con más claridad la evolución de la energía eólica en los últimos años y la relevancia de este proyecto ante la situación actual, se va a analizar de forma independiente el crecimiento de la potencia instalada y de la generación anual de energía proveniente de parque eólicos. Como se puede apreciar en color azul, la potencia eólica instalada ha pasado de 2.974 MW a 21.700 MW (de los cuales 8.183 MW son offshore) en tan solo diez años, y con los avances que se están realizando en la tecnología offshore, se espera un crecimiento mayor en los próximos veinte años.

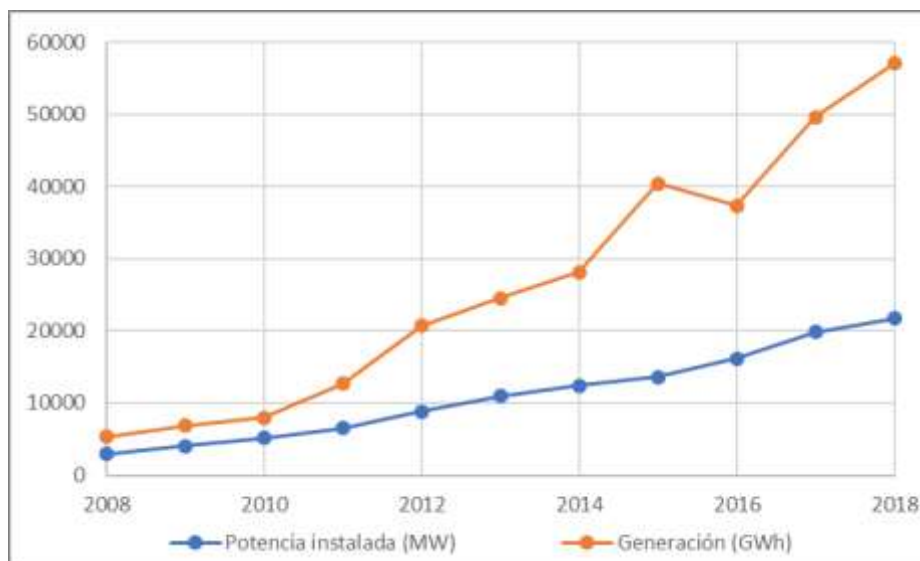


Figura 14: evolución de la potencia eólica instalada y la producción anual (Fuente propia)

6 ANÁLISIS DE EMPLAZAMIENTO

Una vez definido el contexto energético actual, se comenzará con el primer paso para el diseño de un parque eólico, la elección de su localización. Para ello se deberán llevar a cabo varios estudios que afirmen que las condiciones de la zona elegida son apropiadas para su construcción y puesta en marcha. Por lo tanto, en este apartado se desarrollarán: análisis del recurso eólico, del oleaje, la batimetría, la accesibilidad, el tráfico de barcos y la forma de conexión a la red.

Antes de comenzar con el estudio de la localización definitiva, se hará una breve descripción de las primeras opciones descartadas explicando los motivos por los que la construcción del parque en dichos lugares no era viable. Después se desarrollará de forma más extensa el emplazamiento final del parque eólico marino que se desarrolla en este proyecto.

6.1 Análisis de las opciones descartadas

6.1.1 Primera opción

La primera idea del proyecto es diseñar un parque eólico terrestre en España, para así favorecer el desarrollo de las energías renovables en el país. Tras consultar el atlas eólico se decide ubicarlo en Galicia, dado que es el lugar con mayor potencial eólico de España tal y como se muestra en la imagen.



Figura 15: mapa eólico de España (Enair)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

Una vez analizada la orografía de la zona, se encuentra un lugar cerca de la localidad de Malpica, en La Coruña, junto a la costa, en una zona sin arbolado ni obstáculos físicos que aumenten la rugosidad del terreno disminuyendo así la velocidad del viento.

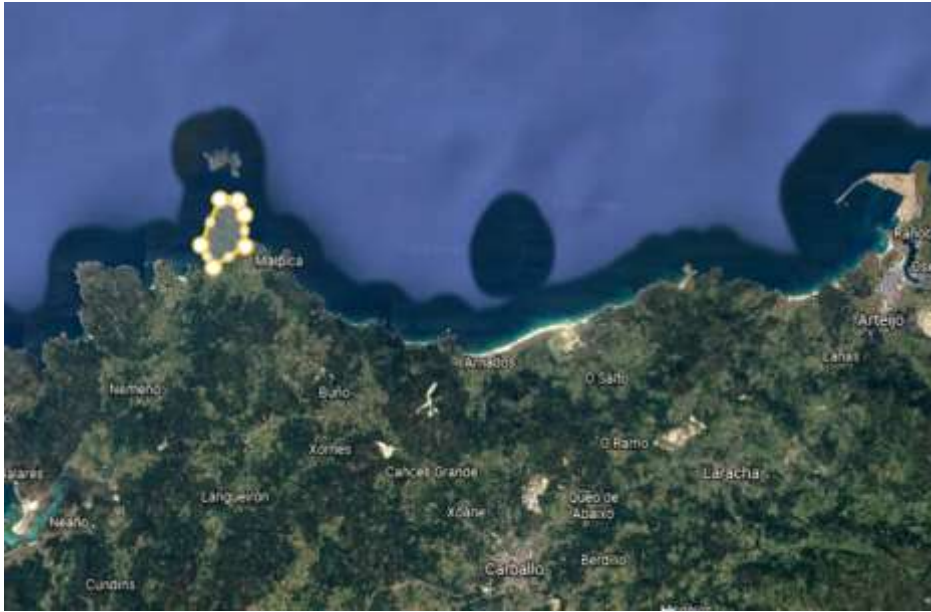


Figura 16: primera opción de ubicación (Google Earth)

Esta área tiene una superficie de 3,24 km² y tal y como se puede ver en la imagen no tiene ningún tipo de obstáculo. Es un lugar de fácil accesibilidad y su conexión a la Red Eléctrica de España (REE) sería sencilla.



Figura 17: primera opción de ubicación en Malpica, Galicia (Google Earth)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

En este lugar, la velocidad media del viento es de 8,3 m/s y su dirección queda definida por la rosa de los vientos de la figura 18. Además, en la figura 19 se muestra la distribución de Weibull con el fin de verificar que el recurso de la zona es adecuado para la instalación de un parque eólico.

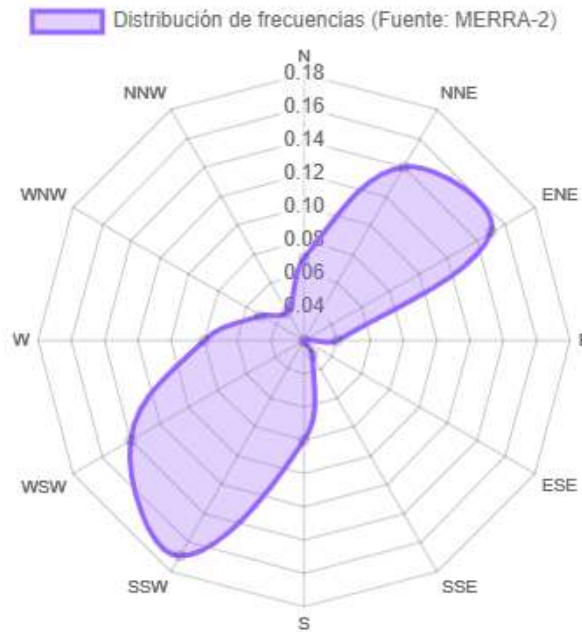


Figura 18: rosa de los vientos en Malpica (Enair)

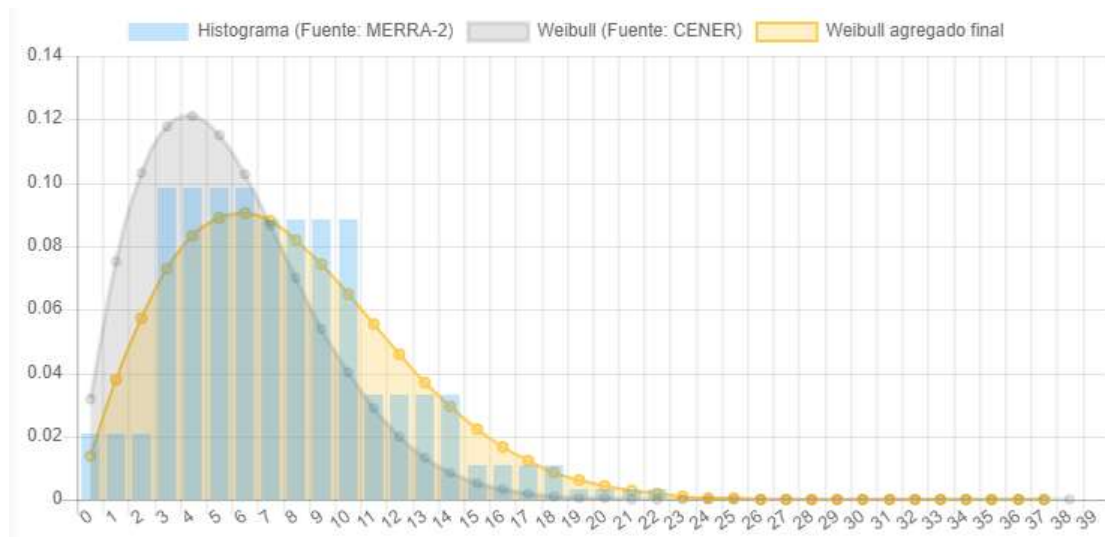


Figura 19: distribución de Weibull Malpica (Enair)

A pesar de las óptimas condiciones encontradas en esta localización, tras investigar posibles inconvenientes como actividad sísmica o proximidad a edificaciones, se ha encontrado el motivo que no permite llevar a cabo este proyecto en Malpica. La zona seleccionada, tal y como muestra el mapa interactivo de la página de “CENER” [6], se encuentra en un Lugar de Importancia Comunitaria (LIC), lo que complica la instalación del parque. Además, es una zona

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

rodeada de ZEPAs (Zona de Especial Protección para las Aves), por lo que la instalación de un parque eólico podría causar un desmesurado impacto sobre la fauna autóctona. (LIC: áreas de color verde; ZEPA: áreas de color rojo)

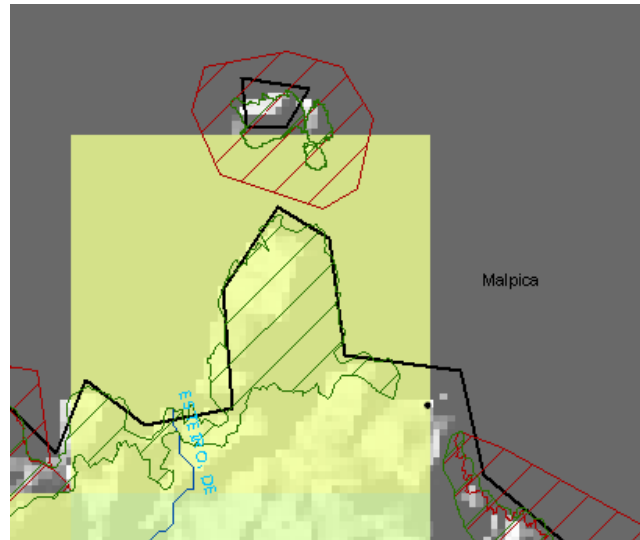


Figura 20: ZEPAs y LICs en Malpica (Cener)

6.1.2 Segunda opción

Tras descartar la opción de diseñar un parque eólico terrestre en Galicia, se analiza la opción de fomentar la tecnología offshore que se encuentra en pleno auge. En este caso se encuentran serias dificultades, puesto que el mar español tiene una gran profundidad a escasos kilómetros de la costa. Dado que la tecnología offshore flotante aún se encuentra en desarrollo se descarta, y finalmente se encuentra una zona con una batimetría aceptable para poder anclar los aerogeneradores al fondo marino. Este emplazamiento se encuentra a escasos kilómetros de la antes mencionada localidad de Malpica. Con la ventaja de alejarse de las ZEPAs parece un lugar apropiado para instalar un parque eólico offshore.



Figura 21: ubicación de la segunda opción, costa de Malpica (Google Maps)

El lugar dispone de 9,27 km², una distancia mínima a la costa de 2 km y una profundidad que oscila entre los 8 m y los 20 m. No es una zona con abundante tráfico marino y al igual que

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

en el caso anterior, la conexión a la REE sería reativamente sencilla. Los datos del viento, tanto los de dirección como de velocidad media o la distribución de Weibull son precticamente iguales al caso anterior, puesto que se encuentra a escasos kilometros de distancia como se ha mencionado anteriormente.



Figura 22: área disponible en la segunda opción de emplazamiento (Google Earth)

El mayor problema de esta segunda opción se ha encontrado al realizar un estudio sobre el oleaje, puesto que la costa oeste de La Coruña está expuesta a las fuertes corrientes del océano Atlántico. Tal y como se puede apreciar en la figura 23, según los datos obtenidos de la plataforma “Puertos del Estado” [5], las olas pueden alcanzar una altura de más de ocho metros en varias épocas del año. Esto, unido a las fuertes corrientes, podría ser un gran problema que pusiera en apuros la estabilidad de los aerogeneradores, por lo que se ha decidido descartar también la opción de instalar un parque eólico offshore en España.

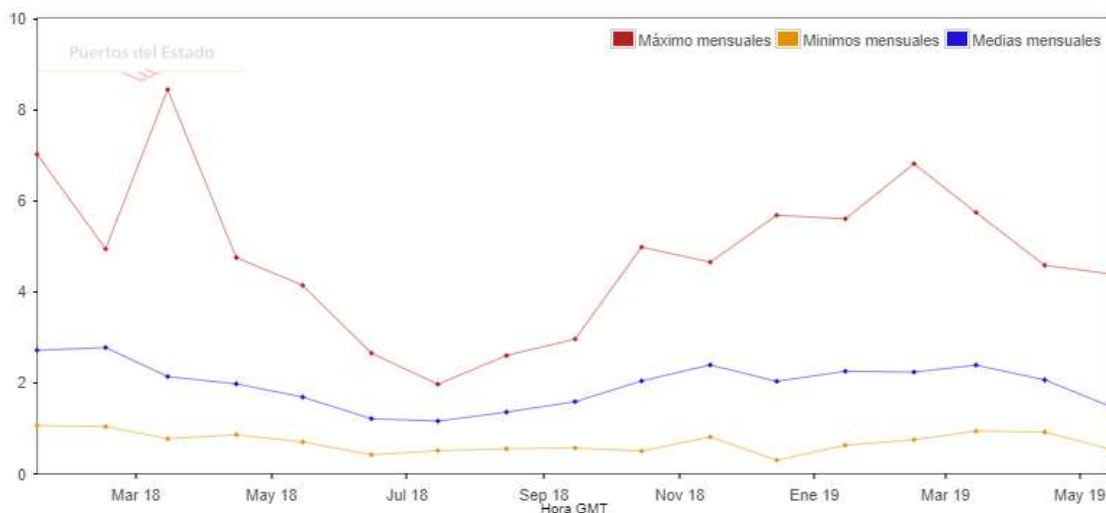


Figura 23: gráfica de oleaje segunda opción (Puertos de Estado)

6.2 Análisis de la opción de emplazamiento definitiva

Como ya se ha explicado previamente, la opción de instalar el parque eólico en España se ha descartado, por lo tanto, se han analizado diferentes lugares de Europa hasta encontrar una ubicación con potencial eólico suficiente y que cumpla todo los requisitos legales y ambientales necesarios. En este apartado se desarrollarán de forma más extensa los diferentes factores que se han tenido en cuenta para la elección del lugar, argumentando dichos factores mediante datos recogidos en diferentes plataformas de internet y cálculos elaborados partiendo de estos datos.

6.2.1 Ubicación del parque eólico marino

Tras una larga búsqueda, este lugar se ha ubicado al norte de la isla de Man, en el canal del Norte (canal que separa la parte oriental de Irlanda del Norte y el suroeste de Escocia), también conocido como estrecho de Moyle o mar de Moyle. Más concretamente, se encuentra en la bahía de Luce, tal y como se indica en la figura 24.



Figura 24: ubicación definitiva, bahía de Luce (Google Maps)

La superficie disponible tiene una extensión superior a los 100 km² por lo que es más que suficiente para instalar un parque eólico de grandes dimensiones.



Figura 25: área disponible en la ubicación definitiva (Google Earth)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

6.2.2 Análisis del recurso eólico

Uno de los aspectos más importantes a conocer para la instalación de un nuevo parque eólico es el recurso eólico de la zona. Para ello se han obtenido datos de las velocidades, frecuencias y direcciones del viento, y con ellos se han realizado los cálculos necesarios para determinar su potencial. La fuente principal para la obtención de dichos datos ha sido el atlas eólico desarrollado por la compañía "ENAIR" [3], empresa fabricante de aerogeneradores.

6.2.2.1 Rosa de los vientos

En primer lugar, se han recogido los datos de las frecuencias considerando la variación de la dirección del viento. Partiendo de estas, se ha calculado el número de hora anuales en cada dirección y se ha dibujado la rosa de los vientos (figura 26). Este gráfico nos permitirá escoger la orientación más apropiada para los aerogeneradores, con el fin de maximizar el aprovechamiento del viento.

Dirección	Horas anuales	Frecuencia (%)
N	525,6	6
NNE	350,4	4
ENE	525,6	6
E	525,6	6
ESE	525,6	6
SSE	700,8	8
S	1051,2	12
SSW	1051,2	12
SWS	1051,2	12
W	876	10
WNW	788,4	9
NNW	788,4	9
TOTAL	8760	100

Tabla 1: frecuencias del viento según dirección (Fuente propia)

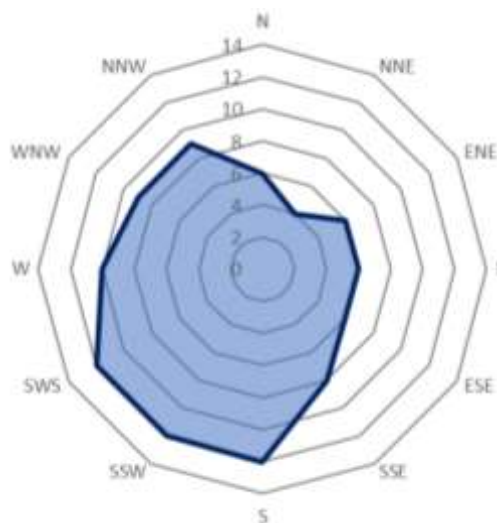


Figura 26: rosa de direcciones del viento (Fuente propia)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

Por otro lado, para posteriormente poder realizar el cálculo de la potencia de los aerogeneradores, se ha dibujado también la rosa de velocidades, en la que se indica la velocidad media del viento en cada una de las direcciones. En este caso, las velocidades han sido medidas a una altura de 10 metros, factor que tendrá importancia posteriormente a la hora de calcular la potencia eólica a la altura del buje de el aerogenerador.

Dirección	Velocidad (m/s)
N	7,2
NNE	6,2
ENE	7,5
E	7,9
ESE	8,2
SSE	8,1
S	8,7
SSW	10,3
SWS	10,8
W	9,9
WNW	8
NNW	7,5

Tabla 2: velocidad del viento en función de la dirección (Fuente propia)



Figura 27: rosa de velocidades del viento (Fuente propia)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

6.2.2.2 Velocidades medias

Por otro lado, también se han recogido las velocidades medias de cada mes y la velocidad media anual. De esta forma, se podrá analizar la variación de la producción dependiendo de la época del año, y también será de gran utilidad a la hora de elegir el tipo de aerogenerador. Ya que, la velocidad media determina la resistencia que deberá tener el aerogenerador y también se utiliza a la hora de calcular la rugosidad del terreno. Los datos recogidos en la siguiente tabla corresponden a una altura de 50 metros, pero a la hora de calcular la potencia generada habrá que tener en cuenta el cambio de la velocidad del viento con la altura. Esto cálculos se realizarán más adelante, junto con el cálculo de la potencia generada.

MES	VELOCIDAD (m/s)
enero	10,8
febrero	10,3
marzo	10
abril	8,3
mayo	7,6
junio	7
julio	7,1
agosto	7,5
septiembre	8,3
octubre	9,4
noviembre	9,7
diciembre	10,3
MEDIA ANUAL	8,858

Tabla 3: velocidades medias del viento (Fuente propia)

En el próximo gráfico se plasma la variación de la velocidad media de cada mes con respecto a la velocidad media anual. De esta forma se muestran de una forma más visual los meses con mayor potencial eólico, en los cuales el parque eólico deberá maximizar sus horas de funcionamiento y su producción de electricidad.

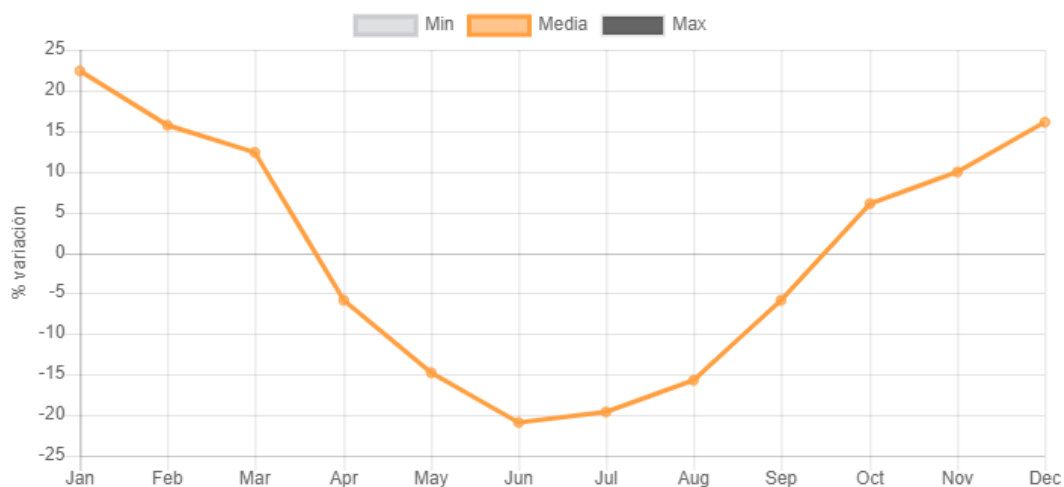


Figura 28: variación de la velocidad del viento durante el año (Enair)

6.2.2.3 Distribución de Weibull

La velocidad del viento cambia continuamente, por lo que es necesario describirla de forma estadística para poder analizarla. Es conveniente establecer un modelo de las frecuencias de velocidades que venga descrito por una función matemática continua en lugar de por una tabla de valores discretos. Por lo tanto, para ello se calculará la función de distribución de Weibull en la que se mostrará una función estadística que muestra la probabilidad de cada velocidad de viento. Dicha función es una función continua que cambia rápidamente, alcanza un valor máximo y después vuelve a cero, y viene dada por la siguiente ecuación:

$$\rho(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1)$$

Donde:

$\rho(v)$ = Probabilidad de Weibull

k = factor de forma

c = factor de escala

v = variable independiente (velocidad del viento)

Por otro lado, será necesario el cálculo de la probabilidad acumulada ($F(v)$), que se define mediante la siguiente ecuación:

$$F(v \leq v(x)) = \int_0^{v(x)} \rho(v) dv = 1 - e^{-\left(\frac{v(x)}{c}\right)^k} \quad (2)$$

La ecuación número (2), define la probabilidad de que la velocidad del viento sea menor que una determinada velocidad ($v(x)$). La función que describe la ecuación (2) crece de forma continua y tiende asintóticamente a uno. En el caso a desarrollar, como los cálculos parten de los datos de la frecuencia del viento para cada velocidad, el cálculo de la probabilidad acumulada será simplemente el sumatorio de las frecuencias (f_i) de todas las velocidades menores que $v(x)$.

$$f(v \leq v(x)) = \sum f_i \quad i \in [1, x] \quad (3)$$

Para calcular los valores de las constantes k y c que aparecen en la ecuación (1), previamente hay que crear un gráfico con puntos discretos, los cuales se asemejarán a una recta. De la ecuación de esa recta obtendremos el valor de la constante k, que será

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

la pendiente de la recta, y el valor de la constante c, que se calculará a partir del punto de corte con el eje de ordenadas.

A continuación, se definen dos expresiones que serán necesarias para dibujar el gráfico mencionado anteriormente:

$$A = \ln\left(\ln \frac{1}{1-F(v)}\right) \quad (4)$$

$$B = \ln(v) \quad (5)$$

En la tabla se muestran todos los valores calculados partiendo de las frecuencias obtenidas de la plataforma de "ENAIR" [3] para cada velocidad.

v (m/s)	fi (%)	B	F(v)	A	ρ(v)
0	1,7767	-	0	0	0
1	1,7767	0	0,035533	-3,319248593	0,040989504
2	1,7767	0,693147181	0,053300	-2,904557435	6,598368948
3	9,0835	1,098612289	0,144135	-1,860192762	8,280539673
4	9,0835	1,386294361	0,234970	-1,317364632	9,255838378
5	9,0835	1,609437912	0,325805	-0,930805837	9,616346619
6	9,0835	1,791759469	0,416640	-0,618131016	9,468529454
7	8,8335	1,945910149	0,504975	-0,352189287	8,930204043
8	8,8335	2,079441542	0,593310	-0,105689398	8,120738304
9	8,8335	2,197224577	0,681645	0,135044893	7,151300019
10	8,8335	2,302585093	0,769980	0,384982782	6,117506326
11	3,8335	2,397895273	0,808315	0,501927278	5,095182236
12	3,8335	2,48490665	0,846650	0,628625933	4,139098369
13	3,8335	2,564949357	0,884985	0,771354077	3,284108263
14	3,8335	2,63905733	0,923320	0,943171918	2,547916297
15	1,5835	2,708050201	0,939155	1,029414265	1,934703307
16	1,5835	2,772588722	0,954990	1,131682908	1,438952535
17	1,5835	2,833213344	0,970825	1,262555748	1,048994166
18	1,5835	2,890371758	0,986660	1,462557992	0,749974653
19	0,3335	2,944438979	0,989995	1,527071073	0,526123776
20	0,3335	2,995732274	0,993330	1,611462944	0,362320074
21	0,3335	3,044522438	0,996665	1,741041904	0,2450384
22	0,3335	3,091042453	1	-	0,162805739

Tabla 4: cálculo de valores de probabilidad de Weibull (Fuente propia)

Por lo tanto, para calcular los valores de k y de c, deberemos graficar los valores de A en función de los valores de B. Esto se muestra en la figura 29, de donde obtenemos la función lineal que más se aproxima a los puntos obtenidos.

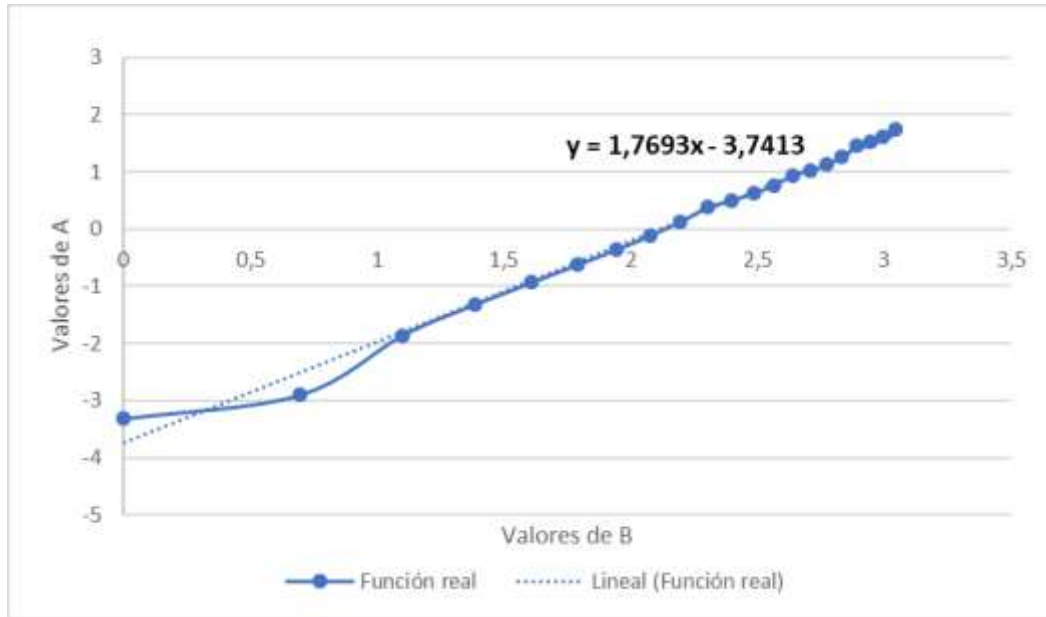


Figura 29: gráfica para obtener valores de c y k (Fuente propia)

Una vez obtenida la función, se debe comparar con la función que se define a continuación:

$$y = k \cdot x - k \cdot \ln(c) \quad (6)$$

De ahí se obtiene el valor de k y el valor de c, con los que se podrá calcular la probabilidad de la distribución de Weibull, cuyos valores se muestran en la última columna de la tabla 5.

k	1,7693
-k*Ln(c)	-3,7413
c	8,285981262
Ln(c)	2,114565082

Tabla 5: valores de las constantes c y k (Fuente propia)

Una vez obtenidos los valores de las constantes k y c, volviendo a la ecuación (1), que define la probabilidad de la distribución de Weibull, se puede crear el gráfico que nos mostrará de forma estadística la probabilidad de que se de cada velocidad del viento.

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

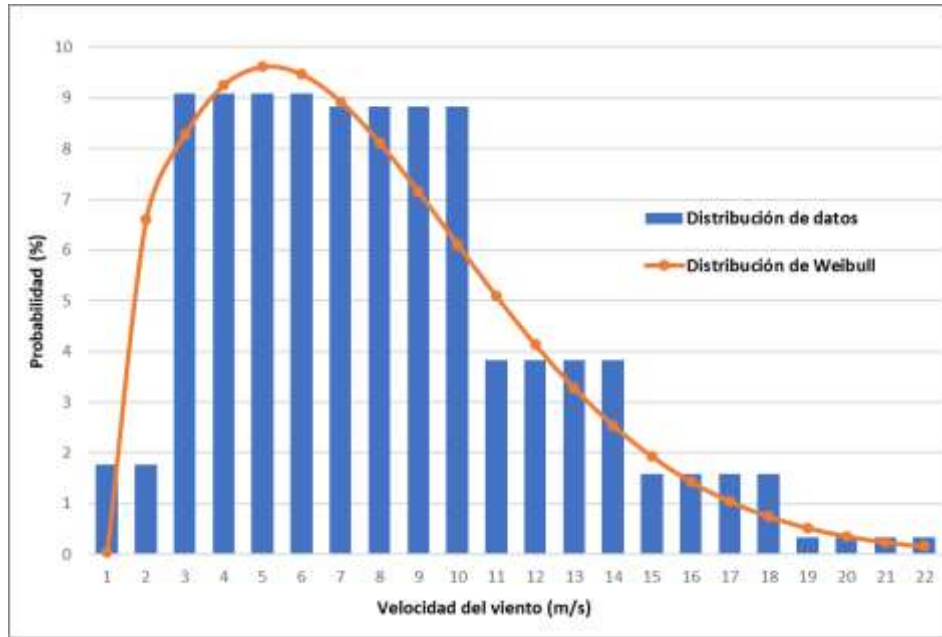


Figura 30: probabilidad de Weibull (Fuente propia)

Para el cálculo de la velocidad media se define la siguiente ecuación:

$$\langle v \rangle = \int_0^{\infty} \rho(v)dv = c \cdot \Gamma \left[1 + \frac{1}{k} \right] \quad (7)$$

Donde,

$$\left[1 + \frac{1}{k} \right] = x \quad (8)$$

y los valores de $\Gamma(x)$ están tabulados en la figura 31 que se encuentra a continuación:

x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$
1.00	1.00000	1.25	.90640	1.50	.88623	1.75	.919906
1.01	.99433	1.26	.90440	1.51	.88659	1.76	.92137
1.02	.98884	1.27	.90250	1.52	.88704	1.77	.92376
1.03	.98355	1.28	.90072	1.53	.88757	1.78	.92623
1.04	.97844	1.29	.89904	1.54	.88818	1.79	.92877
1.05	.97350	1.30	.89747	1.55	.88887	1.80	.93138
1.06	.96874	1.31	.89600	1.56	.88964	1.81	.93408
1.07	.96415	1.32	.89464	1.57	.89049	1.82	.93685
1.08	.95973	1.33	.89338	1.58	.89142	1.83	.93969
1.09	.95546	1.34	.89222	1.59	.89243	1.84	.94261
1.10	.95135	1.35	.89115	1.60	.89352	1.85	.94561
1.11	.94740	1.36	.89018	1.61	.89468	1.86	.94869
1.12	.94359	1.37	.88931	1.62	.89592	1.87	.95184
1.13	.93993	1.38	.88854	1.63	.89724	1.88	.95507
1.14	.93642	1.39	.88785	1.64	.89864	1.89	.95838
1.15	.93304	1.40	.88726	1.65	.90012	1.90	.96177
1.16	.92980	1.41	.88676	1.66	.90167	1.91	.96523
1.17	.92670	1.42	.88636	1.67	.90330	1.92	.96877
1.18	.92373	1.43	.88604	1.68	.90500	1.93	.97240
1.19	.92089	1.44	.88581	1.69	.90678	1.94	.97610
1.20	.91817	1.45	.88566	1.70	.90864	1.95	.97988
1.21	.91558	1.46	.88560	1.71	.91057	1.96	.98374
1.22	.91311	1.47	.88563	1.72	.91258	1.97	.98768
1.23	.91075	1.48	.88575	1.73	.91466	1.98	.99171
1.24	.90852	1.49	.88595	1.74	.91683	1.99	.99581
						2.00	1.000000

Tabla 6: valores de $\Gamma(x)$ para distintos valores de x (apuntes de clase)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

En la tabla 7, se muestra el valor de x , con el que se calcula el valor de $\Gamma(x)$ interpolando en la tabla 6. Una vez obtenido ese valor, volviendo a la ecuación (7), se puede obtener el valor de la velocidad media estadística, basada en la distribución de Weibull.

x	1,565
$\Gamma(x)$	0,89007
VELOCIDAD MEDIA	7,375103342

Tabla 7: cálculo de la velocidad media (Fuente propia)

6.2.3 Análisis del oleaje

Otro factor importante a tener en cuenta a la hora de instalar un parque eólico marino es el oleaje. Las olas de gran tamaño y las fuertes corrientes marinas pueden generar vibraciones severas que pongan en riesgo la estabilidad de los aerogeneradores. Por lo tanto, es necesario realizar un estudio del oleaje, recogiendo datos de la altura máxima de las olas, la frecuencia de estas y la dirección. Todos los datos que aparecen en este apartado han sido obtenidos del punto SIMAR (1066116), información facilitada por la página web de Puertos del Estado.

6.2.3.1 Rosa de oleaje

Al igual que se ha realizado con los datos del viento, con las olas también se dibujará la rosa de oleaje para así poder determinar la dirección de las olas con mayor tamaño y frecuencia. En este caso se han analizado los datos de los últimos 20 años (1998-2018) y el resultado obtenido es el siguiente:

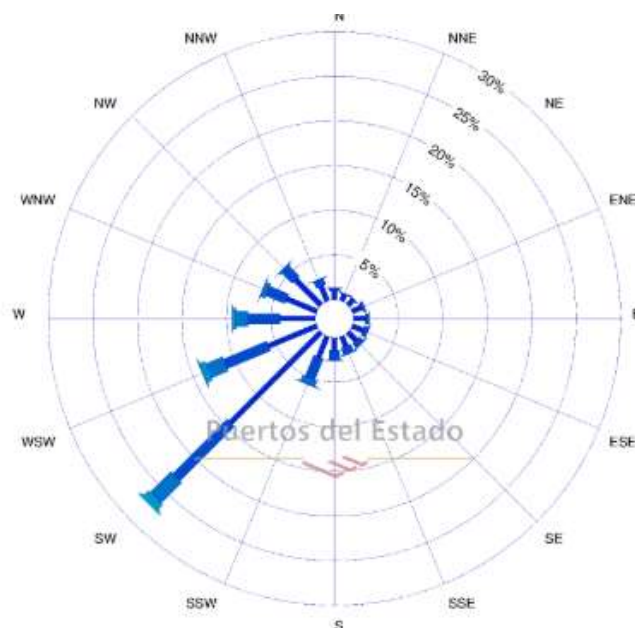


Figura 31: rosa de dirección del oleaje (Puertos del Estado)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

Por lo tanto las olas de mayor tamaño provienen del suroeste, factor que se deberá tener en cuenta a la hora de instalar los soportes para lo aerogeneradores.

6.2.3.2 Alturas máximas mensuales

Por otro lado, es importante conocer la altura máxima que pueden alcanzar las olas en este lugar, ya que, de esta forma se podrán determinar las cargas máximas que deberá soportar la estructura del aerogenerador. En este caso se han analizado los datos del último año al completo (2018) donde el máximo anual se dio en septiembre con una altura de 6,7 metros, y también se han dibujado en un gráfico las alturas máximas, medias y mínimas de los últimos 20 años (1998-2018). Haciendo un breve análisis de la variación en la altura del oleaje en los últimos 20 años, se puede apreciar un notable crecimiento a partir del año 2007, pero que parece haberse establecido y no supone ninguna situación de riesgo para el parque eólico.

Punto SIMAR / SIMAR Point1066116 Año 2018					
Mes/Month	Hs Max./Max. Hs	Tp	Dir	Día/Day	Hora/Hour
Enero/January	5.37	10.01	222	24	06
Enero/January	5.37	10.01	225	24	07
Febrero/February	3.91	8.27	245	15	12
Febrero/February	3.91	8.27	243	15	13
Marzo/March	3.20	6.83	84	02	07
Abril/April	3.07	11.01	212	17	09
Mayo/May	2.33	6.21	191	02	02
Junio/June	4.37	9.10	223	14	07
Julio/July	2.92	7.52	222	28	13
Julio/July	2.92	7.52	222	28	14
Agosto/August	2.49	7.52	226	19	05
Septiembre/September	6.70	11.01	231	19	13
Octubre/October	3.41	8.27	222	09	08
Noviembre/November	4.54	10.01	227	28	18
Diciembre/December	4.38	8.27	250	08	01

Tabla 8: altura, periodo y dirección de oleaje (Puertos del Estado)

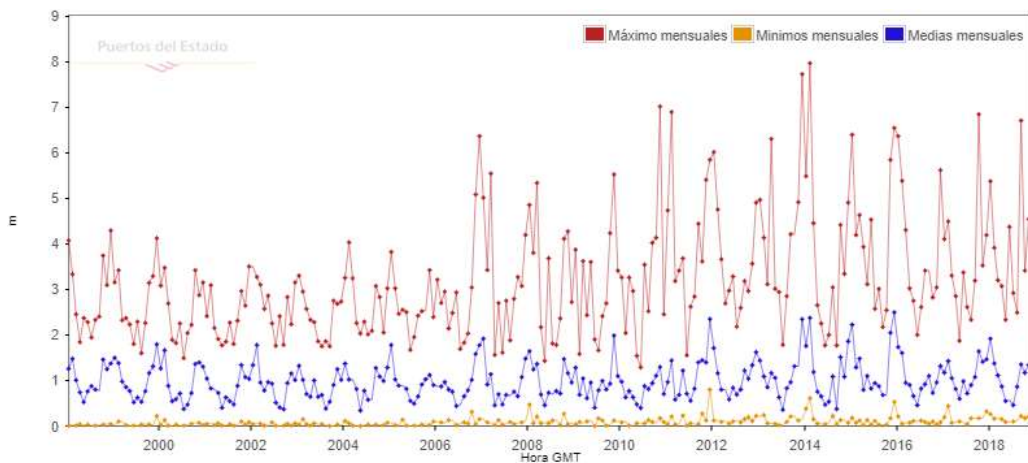


Figura 32: alturas máximas, medias y mínimas de oleaje (Puertos del Estado)

6.2.4 Batimetría

La profundidad de las aguas es otro factor de gran importancia a la hora de anclar los aerogeneradores al fondo del mar. Dado que la tecnología de amarre flotante está aún en desarrollo, es imprescindible disponer de una amplia zona con poca profundidad para facilitar el anclaje de los aerogeneradores. Como podemos ver en el mapa batimétrico, elaborado por la compañía marítima “SHOM” [11], toda el área seleccionada tiene una profundidad en torno a los 15-20 metros, lo que supone unas condiciones óptimas para instalar los soportes sin muchas dificultades.

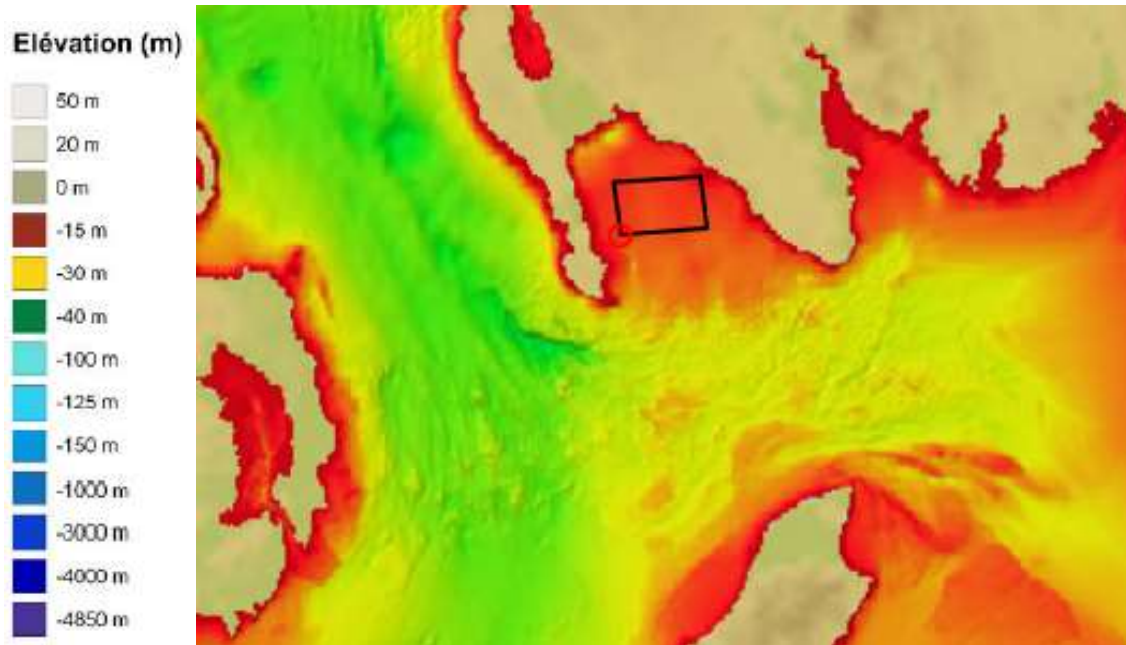


Figura 33: batimetría de la bahía de Luce (Shom)



Figura 34: líneas batimétricas (Shom)

6.2.5 Cables submarinos

A la hora de anclar los aerogeneradores al fondo marino es necesario comprobar que no se va a dañar ninguna instalación eléctrica submarina como cables eléctricos o tuberías de gas. Tal y como se muestra en la figura 35, facilitada por la web “TeleGeography” [8], donde aparecen todas as conexiones submarinas de la zona, se puede confirmar que la instalación del parque eólico no comprometerá ninguna instalación submarina.

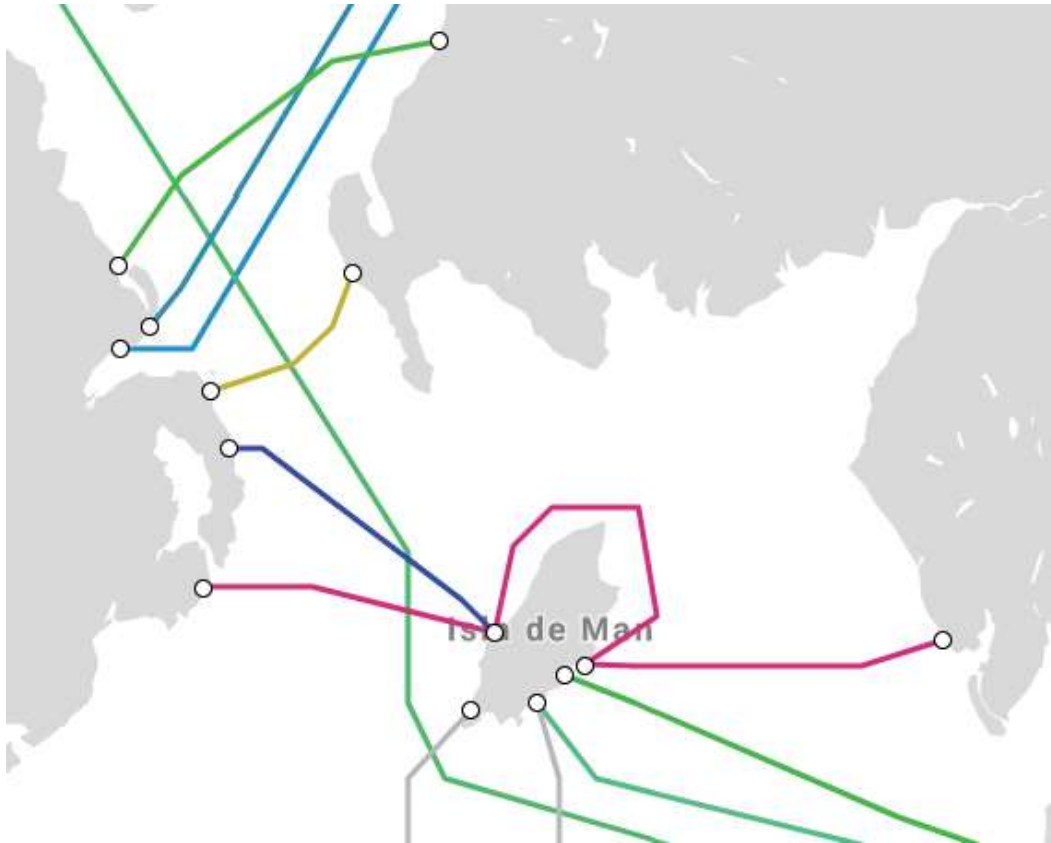


Figura 35: mapa de cables submarinos (Shom)

6.2.6 Tráfico marino

Por otra parte, también se debe comprobar que la localización del parque eólico no se encuentre en una ruta marina, entorpeciendo de esta forma, el tráfico de barcos de mercancías o de pesqueros. Para ello, en la figura 36, obtenida de la plataforma “ShipMap” [7], se muestran todos los trayectos que realizan los barcos, y se puede asegurar que la zona escogida, es una zona muy poco concurrida por los barcos. Tampoco es una zona habitual de pesca, con lo cual no supondrá ningún problema para el comercio ni la economía local y de esta forma será más sencillo obtener la aprobación de los habitantes.



Figura 36: mapa de tráfico marino (Shipmap)

6.2.7 Zonas protegidas

Para asegurar que el parque eólico no va a tener un impacto ambiental muy elevado, se han de analizar las zonas protegidas en la zona por medio del mapa interactivo de la compañía "SHOM" [11]. Tal y como se ve en la figura 37, toda la bahía pertenece a un área marina protegida (AMP o SAC en inglés), lo que podría suponer un problema a la hora de obtener la aprobación para la construcción del parque.

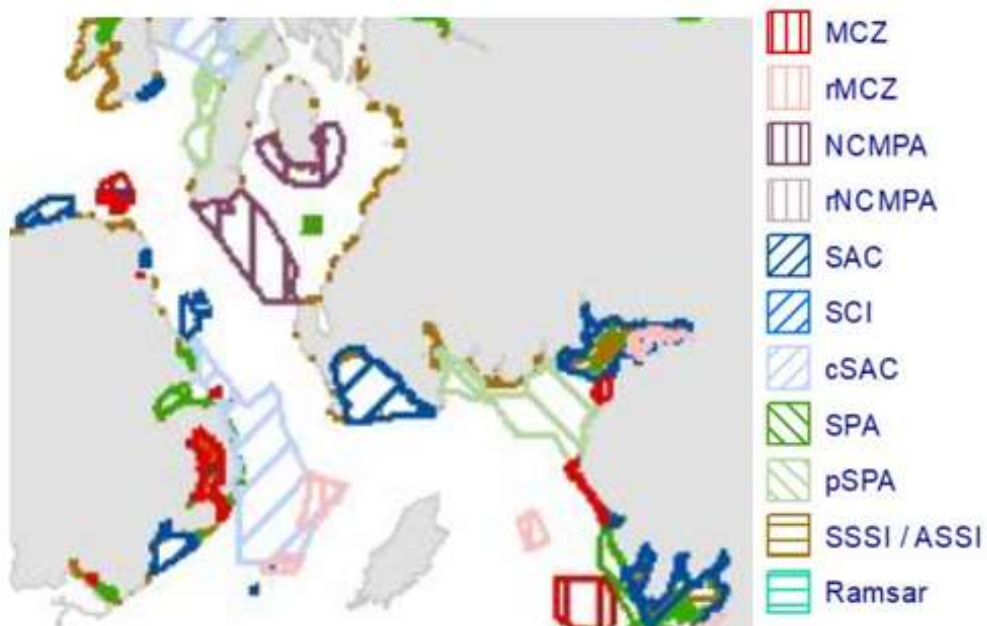


Figura 37: mapa de zonas protegidas (Shom)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

Sin embargo, es necesario realizar un análisis más exhaustivo de la AMP. Por lo tanto, se van a describir los diferentes tipos de áreas protegidas que se encuentran dentro de la bahía. En primer lugar, en lo referente a las especies de animales marinos, se encuentran varios puntos (marcados con círculos de color rojo) donde habitan las anguilas y otros puntos (marcados con círculos de color azul, donde habita un tipo de almeja conocida como almeja americana.

Sin embargo, estos lugares están localizados bastante cerca de la costa, alejados del centro de la bahía, donde previamente se ha explicado que se pretende colocar el parque. Por lo tanto, manteniendo una distancia considerable con estos puntos, el impacto del parque eólico sobre el hábitat de estas especies sería mínimo. Además, al estar prohibida la actividad humana en el recinto donde se instale el parque eólico, puede verse reducido el impacto y la contaminación humana, favoreciendo así el crecimiento de especies totalmente sedentarias como los moluscos.

Por otro lado, también se encuentran varias zonas potenciales de arrecife de coral (áreas de color blanco con puntos verdes, y áreas verdes), en las que la vida marina se ve favorecida. Al igual que se ha explicado en el apartado anterior, estas zonas se encuentran mayoritariamente en la costa, o bastante alejadas de la ubicación seleccionada para la instalación del parque. Por lo tanto, no sugieren un problema de gran importancia, y el parque eólico se podría instalar sin causar impacto sobre la vida submarina.

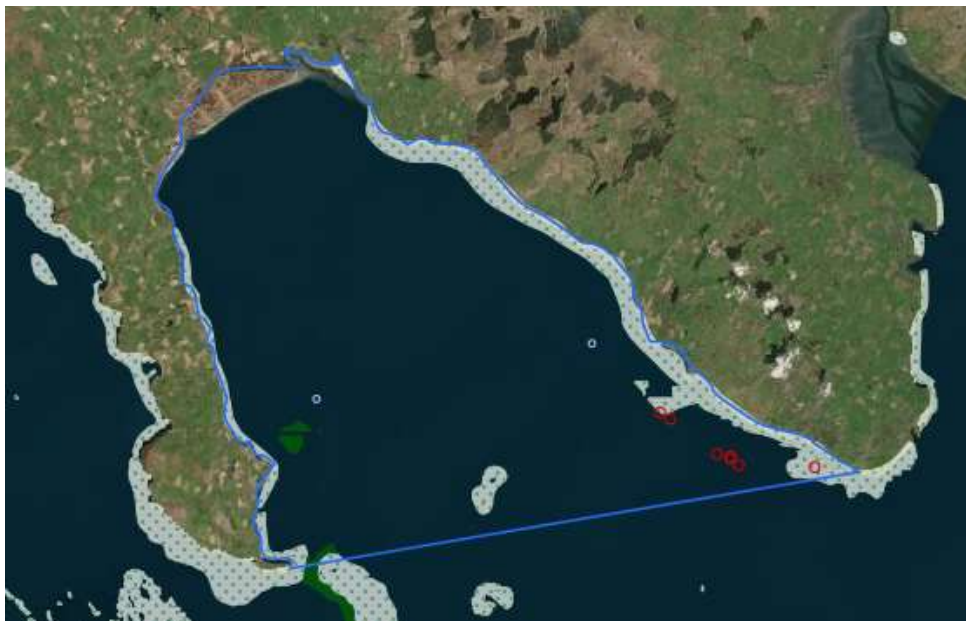


Figura 38: zonas protegidas en la bahía de Luce (Shom)

Para terminar con el análisis de las zonas protegidas, se han investigado las especies sobre las que más impacto tienen los aerogeneradores, las aves migratorias y los cetáceos. Muchas aves migratorias, se ven obligadas a cambiar sus recorridos debido a la instalación de nuevos parques eólicos, alterando así su ecosistema y su estilo de vida. Sin embargo, la zona escogida no está cerca de ninguna zona especial para la protección de las aves (ZEPA), por lo que no sería ningún problema importante. Por otro lado, los cetáceos utilizan el sonido para comunicarse y ubicarse mediante la ecolocalización. Por eso, el ruido, las vibraciones y los campos electromagnéticos que se generan alrededor de los cables de alta tensión que

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

transportan la electricidad generada, tienen un gran impacto sobre estos mamíferos. Por suerte, la zona escogida no es muy frecuentada por estos animales marinos, reduciendo así el impacto que tendrá el parque.

Debido a la cercanía de alguna de las zonas protegidas, se ha decidido reducir el área de 100 km² definida en el apartado 6.2.1, para así alejar el parque eólico lo máximo posible y proteger la fauna y la flora marinas. Por ello, se ha delimitado una nueva área de tan solo 16 km² (8 km x 2 km), de forma que los aerogeneradores queden lo más alejados posible de ambas costas, que es donde se encuentran las zonas protegidas. Con lo cual, el espacio disponible para la instalación de los aerogeneradores es el que se muestra en la figura 39.



Figura 39: área disponible definitiva para instalar el parque (Google Earth)

6.2.8 Conexión eléctrica

Otro aspecto a tener en cuenta para la elección del lugar es la conexión eléctrica para poder inyectar a la red la electricidad generada. Para ello se tratará de realizarla la conexión al punto más cercano posible, sin alterar en exceso el paisaje y de la forma más directa posible. Por lo tanto, se ha decidido instalar un cable submarino que lleve hasta la localidad de Auchenmalg, ya que, hasta allí llega la red eléctrica de media tensión. Además, en esa zona de la costa ya no hay arrecifes de coral, por lo que sacar al cableado a la superficie no será un problema.

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

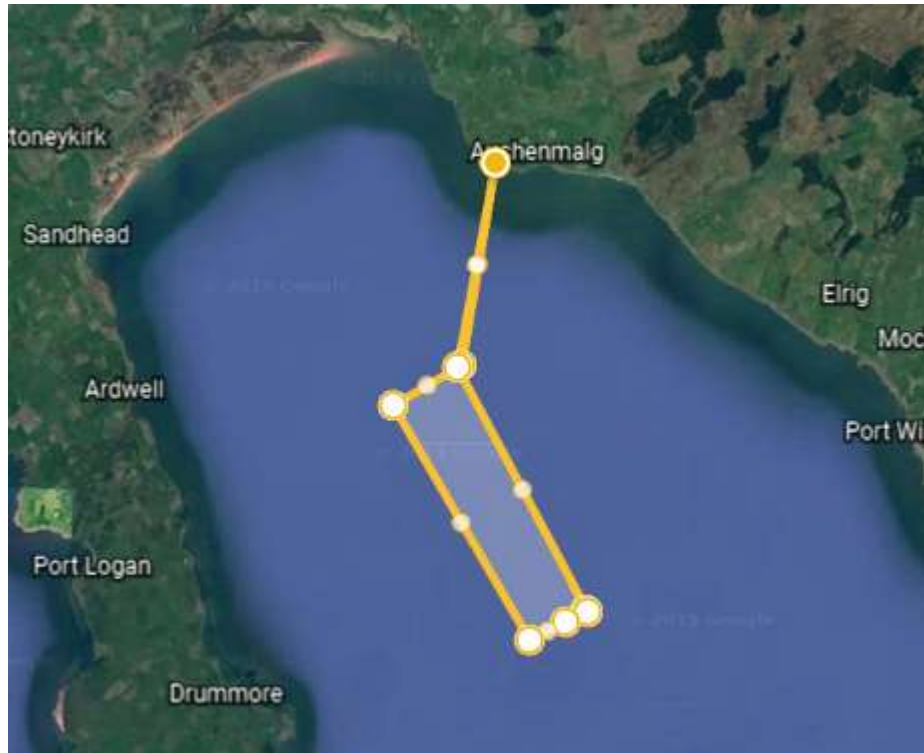


Figura 40: recorrido de cableado submarino (Google Earth)

Además, Auchenmalg se encuentra a escasos kilómetros del centro de transformación de alta tensión. Tal y como se muestra en la figura 41, obtenida de la página de la asociación “ENSG” [10], donde las líneas de color negro muestran el cableado de 132 kV y los puntos negros son los centros de transformación para alta tensión, una vez realizada la conexión a la red en Auchenmalg, se llevaría la electricidad por una red de menor tensión (15 kV) hasta la localidad de Glenluce, donde se conectaría a la red de alta tensión para distribuirla por Reino Unido.



Figura 41: Mapa eléctrico de Escocia (Assets)

6.2.9 Estratigrafía

Para terminar con el análisis de emplazamiento, es importante analizar el suelo marino, ya que, el cableado ira enterrado en él. Por lo tanto, un suelo de roca podría generar sería complicaciones y un notable incremento en los costes de la instalación. Sin embargo, en la mayor parte de la bahía se ubica un banco de arena (indicado en color amarillo), lo que facilita el hecho de soterrar el cableado hasta el puerto de Port William, abaratando así la conexión eléctrica.

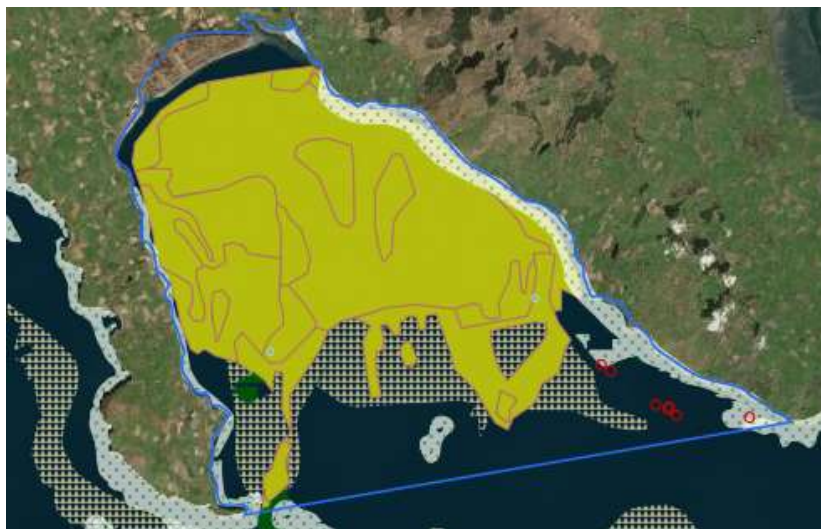


Figura 42: estratigrafía de la bahía de Luce (Shom)

7 ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Una vez determinado el emplazamiento del parque eólico marino, se comenzará con la elección del aerogenerador que mejor se adapte a las condiciones de viento de la zona. Para ello se tendrán en cuenta diferentes parámetros como el perfil de velocidades, la potencia generada, el coste, el tamaño y el número de aerogeneradores necesarios.

En primer lugar, se han buscado aerogeneradores compatibles con la tecnología offshore. Se han examinado diferentes fabricantes para realizar una comparación abarcando el mayor número de posibilidades, y también se han seleccionado aerogeneradores de diferentes potencias nominales. Por otra parte, se ha analizado la turbulencia y la velocidad del viento, para asegurarse escoger aerogeneradores capaces de soportar las condiciones climatológicas, pero tratando de evitar sobrecostes por seleccionar aerogeneradores demasiado resistentes para el viento de la zona.

7.1 Perfil de velocidades del viento

Para poder determinar de forma adecuada la altura a la que se debe colocar el buje del aerogenerador, es necesario analizar el perfil de velocidades del viento en función de la altura. Dependiendo del tipo de terreno, la altura varía de forma diferente, es decir, alcanza su velocidad máxima, donde los efectos de la rugosidad son despreciables, a alturas diferentes. En la figura 43, se muestra el perfil de velocidad para el viento en diferentes terrenos.

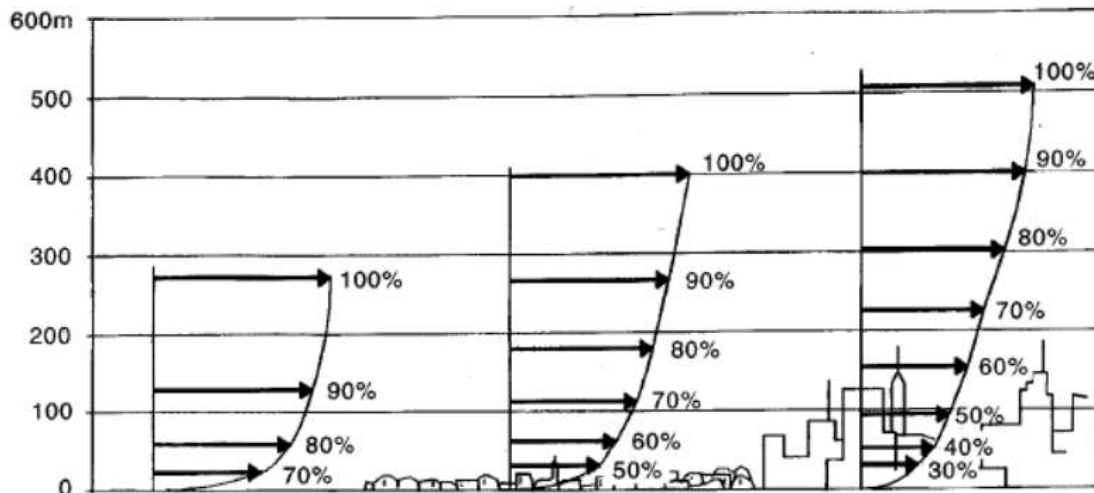


Figura 43: perfil de velocidades del viento según rugosidad (apuntes de clase)

Para determinar la distribución del viento del parque eólico a diseñar, se ha de tener en cuenta la rugosidad del terreno, que viene definida por el coeficiente "n" que varía en función de la orografía del terreno tal y como se muestra en la tabla 9.

Tipo de terreno	n
Liso (mar, arena, nieve)	0.10 – 0.13
Poco rugoso (hierba corta, cereales, regiones rurales)	0.13 – 0.20
Rugoso (bosques barrios)	0.20 – 0.27
Muy rugoso (ciudades, altos edificios)	0.27 – 0.40

Tabla 9: valor de "n" para distintos tipos de terreno (apuntes de clase)

Al tratarse de un parque eólico marino, su coeficiente de rugosidad será el mínimo posible, ya que la turbulencia generada por el mar es mínima. Por lo tanto, para el cálculo del perfil de velocidades se considerará que coeficiente de rugosidad tiene un valor de 0,1. En el próximo gráfico se muestra la variación de la velocidad en función de la altura, teniendo en cuenta que los datos analizados en el apartado 6.2.2 están recogidos a una altura de 50 metros. Los valores que aparecen en el gráfico se han obtenido de la siguiente expresión, que define la variación de la velocidad del viento en función de la altura:

$$\frac{V}{V_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^n \quad (9)$$

Donde,

V: la velocidad del viento a una altura H

V₀: la velocidad del viento a una altura de H₀ (10 m)

n : el coeficiente de rugosidad

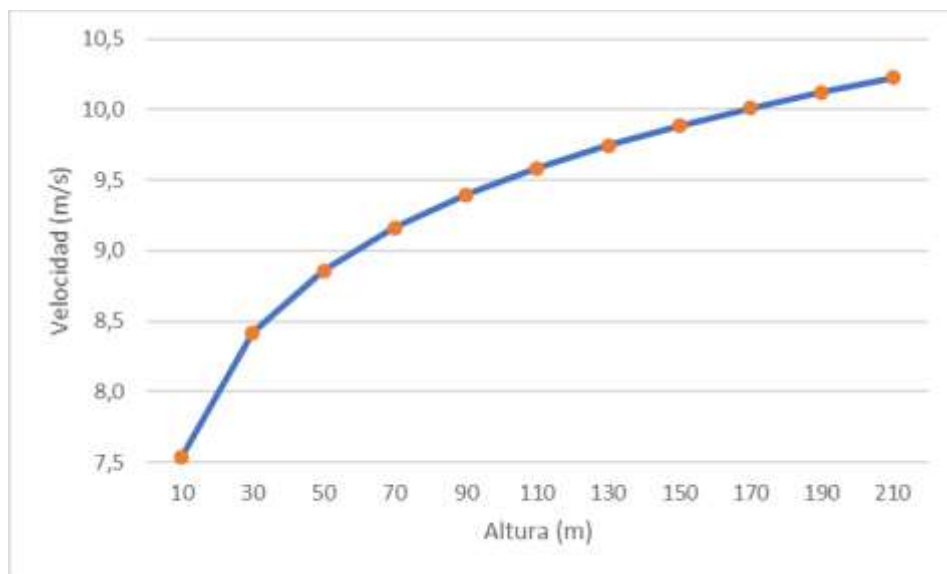


Figura 44: variación de la velocidad del viento con la altura (Fuente propia)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

Tal y como se puede apreciar en el gráfico, a partir de los 120 metros de altura, la velocidad del viento cambia de forma poco notable con la altura. En ese caso, aumentar la altura del buje podría suponer un gasto mayor que el beneficio obtenido por el ligero incremento en la producción de electricidad. Por lo tanto, se analizarán aerogeneradores que se encuentren a una altura de buje de entre 110 y 140 metros.

7.2 Clase de viento

Antes de seleccionar los aerogeneradores que se van a comparar, es importante definir la clase de viento, con el fin de seleccionar aerogeneradores fabricados para trabajar de forma óptima ante las condiciones del lugar seleccionado. La clase de viento está definida por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), y tiene como propósito principal proveer el nivel apropiado de protección contra daños de todo tipo durante la vida útil planeada del aerogenerador. Para ello considera el diseño, la instalación, el mantenimiento y la operación bajo condiciones ambientales específicas. En la tabla 10, extraída del artículo escrito por Marco A. Borja [12], se encuentra tabulados los valores determinados por la norma IEC 61400-1, en las que se definen cuatro categorías diferentes (I, II, III y IV) en función de la velocidad media del viento a la altura del buje, y dos subcategorías (A y B) en función del nivel de turbulencia.

Clases		I	II	III	IV	S Valores que deben ser especificados por el diseñador
V_{ref} (m/s)		50	42.5	37.5	30	
V_{pro} (m/s)		10	8.5	7.5	6	
A	$I_{15}(-)$	0.18	0.18	0.18	0.18	
	a(-)	2	2	2	2	
B	$I_{15}(-)$	0.16	0.16	0.16	0.16	
	a(-)	3	3	3	3	

Tabla 10: clases de viento IEC (Planeolico)

Donde,

V_{ref} : velocidad máxima en 10 minutos con periodo de retorno de 50 años (se hace una estimación de su valor de la siguiente manera: $V_{ref} = V_{pro} * 5$)

V_{pro} : velocidad promedio anual a la altura del centro del rotor

A y B : categoría para características de turbulencia alta y turbulencia baja

Tal y como se ha analizado en el apartado anterior, la velocidad entre 110 y 140 metros de altura varía de 9,5 m/s hasta 9,8, por lo que se analizaran aerogeneradores de clase I, ya que

los de clase II podrían no tener resistencia suficiente. En cuanto a la categoría de turbulencia, se estudiarán aerogeneradores de clase de turbulencia A, puesto que la rugosidad del mar es mínima.

7.3 Descripción de los aerogeneradores a comparar

Para realizar este apartado se han seleccionado aerogeneradores fabricados por distintas empresas, que varían en su altura, potencia nominal y diámetro de palas. Se hará una comparación entre tres aerogeneradores, cuyas especificaciones se han obtenido de la página “TheWindPower” [13], para así poder determinar realmente que parámetros son los más adecuados para maximizar el aprovechamiento del recurso eólico.

Antes de empezar con la descripción de las particularidades de cada modelo, se van a describir ciertas características que todos los aerogeneradores preseleccionados comparten. En primer lugar, todos ellos son aerogeneradores de eje horizontal (HAWT: Horizontal Axis Wind Turbine) puesto que son los que presentan mejores rendimientos y mayor aprovechamiento del recurso eólico debido a que alcanzan mayores velocidades de rotación. Además, tienen un rotor tripala, lo que les dota de un mayor par de arranque, y tienen una distribución de masa más adecuada, lo que los convierte más estables. En cuanto a la orientación, todos ellos funcionan a barlovento, es decir, las palas son el primer elemento del aerogenerador que se enfrentan al viento. De esta forma se suprimen las cargas que causa la estela generada por la torre cuando el aerogenerador está colocado a sotavento. Por último, todos ellos están dotados con un generador asíncrono que genera electricidad a una tensión de 690 V.

Una vez descritas las principales características que comparten los aerogeneradores preseleccionados, se hará un análisis individual de cada uno de ellos.

7.3.1 Primera opción: 6.2M152

Es un aerogenerador fabricado por la empresa alemana Senvion, y sus características aparecen detalladas en la tabla 11.

Fabricante	Senvion
Modelo	6.2M152
Potencia (kW)	6150
Diámetro (m)	152
Altura de buje (m)	95 - 124
Área de barrido (m ²)	18146
Clase de viento	I-A

Tabla 11: datos del aerogenerador Senvion 6.2M152 (Fuente propia)

Su curva de potencia, la cual se utilizará posteriormente para calcular la energía generada en un año, viene definida en la siguiente gráfica:

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

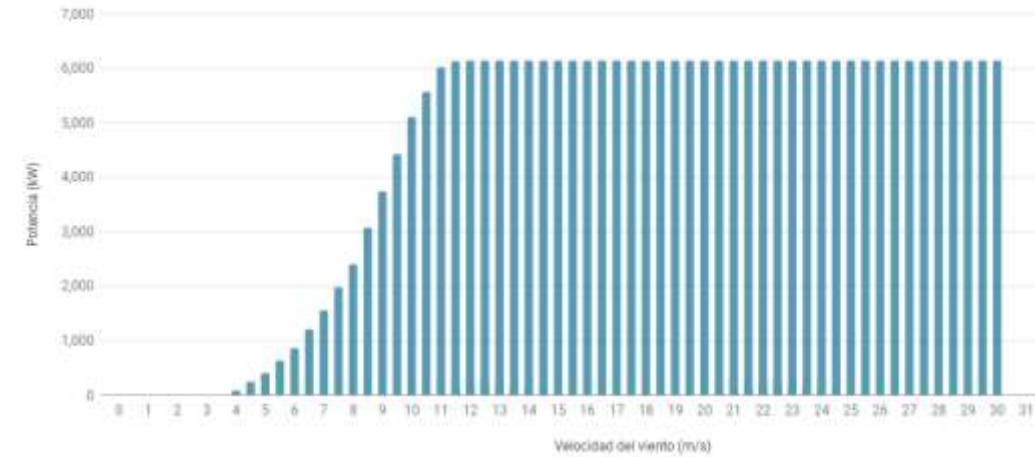


Figura 45: curva de potencia del 6.2M152 (Thewindpower)

7.3.2 Segunda opción: V164/8000

Este es un aerogenerador fabricado por la empresa danesa Vestas y que salió al mercado en el año 2014. Sus características más importantes aparecen descritas en la tabla 12:

Fabricante	Vestas
Modelo	V164/8000
Potencia (kW)	8000
Diámetro (m)	164
Altura de buje (m)	130 -150
Área de barrido (m ²)	21125
Clase de viento	I-A

Tabla 12: datos del aerogenerador Vestas V164/8000 (Fuente propia)

Su curva de potencia, la cual se utilizará posteriormente para calcular la energía generada en un año, viene definida en la siguiente gráfica:

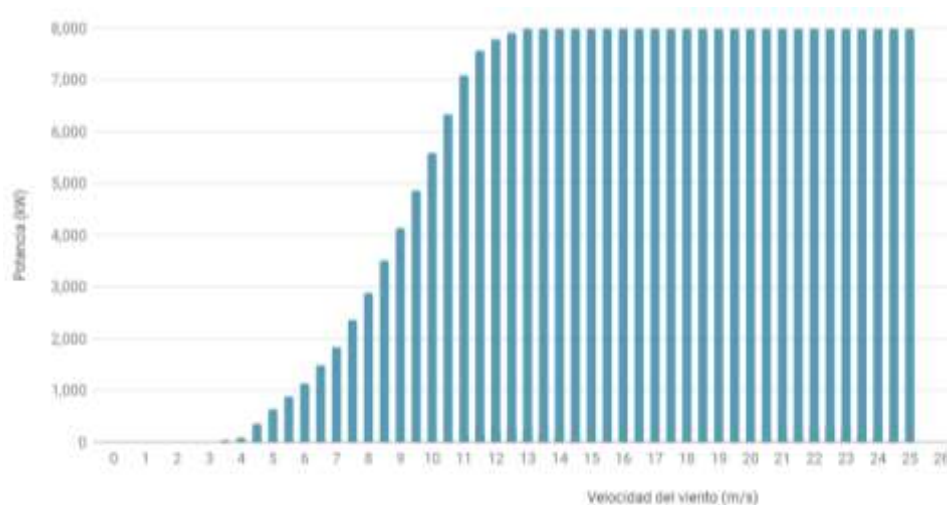


Figura 46: curva de potencia del V-164/8000 (Thewindpower)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

7.3.3 Tercera opción: SWT 6.0/154

Este último aerogenerador preseleccionado está fabricado por la empresa alemana Siemens, y salió al mercado en el año 2011. En la tabla 13 se pueden observar sus características más destacadas:

Fabricante	Siemens
Modelo	SWT 6.0/154
Potencia (kW)	6000
Diámetro (m)	154
Altura de buje (m)	100 -130
Área de barrido (m ²)	18600
Clase de viento	I-A

Tabla 13: datos del aerogenerador Siemens SWT6.0/154 (Fuente propia)

Su curva de potencia, la cual se utilizará posteriormente para calcular la energía generada en un año, viene definida en la siguiente gráfica:

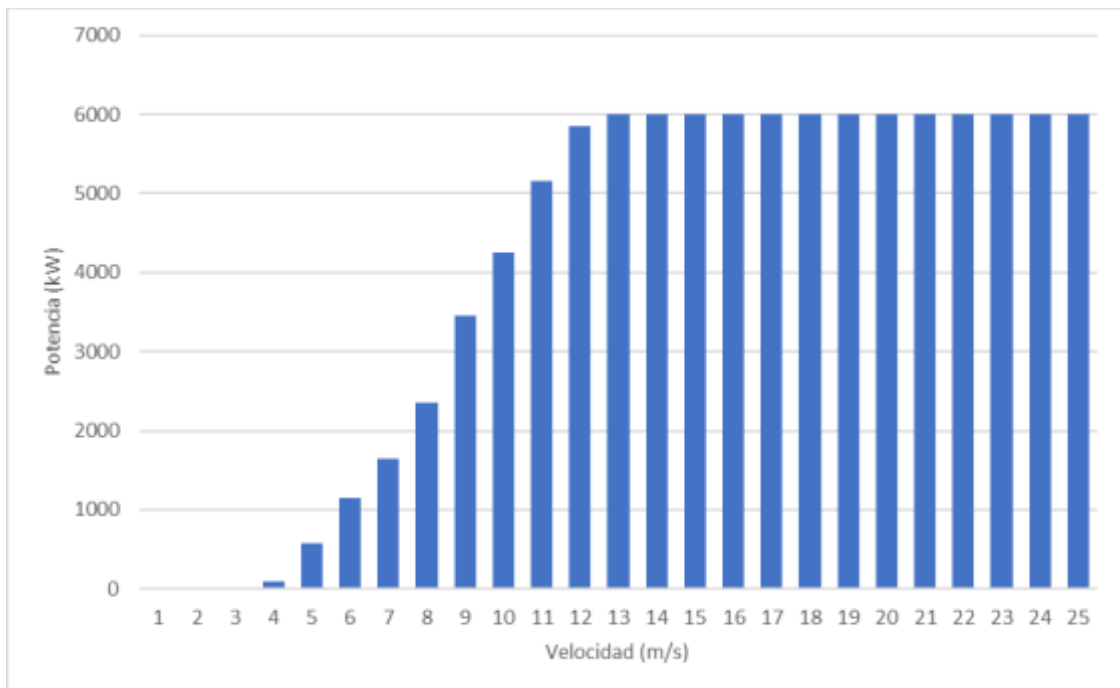


Figura 47: curva de potencia del SWT-6.0/154 (Fuente propia)

7.4 Cálculo de la potencia

Una vez definidos los tres aerogeneradores a comparar, se realizará el cálculo de la potencia y de la electricidad generada, y de esta forma se podrá tomar una decisión sobre que aerogenerador es más conveniente instalar en el parque eólico marino que se está diseñando.

Para el cálculo de la potencia equivalente anual, se tendrá en cuenta la frecuencia con la que sopla el viento en cada dirección (tabla 1 del apartado 6.2.2.1) y a que velocidad media (figura 2 del apartado 6.2.2.1), y se multiplicará por la potencia asociada a dicha velocidad, la cual se obtendrá de las curvas de potencia de cada aerogenerador preseleccionado, analizadas en el apartado 7.3. La fórmula utilizada para realizar este cálculo es la siguiente:

$$P_d = f_d * P_{v.m.} \quad (10)$$

Donde;

P_d : la potencia obtenida en cada una de las direcciones

f_d : la frecuencia con la que el viento proviene de cada dirección

$P_{v.m.}$: la potencia a la velocidad media obtenida de la curva de potencia

Una vez calculadas todas las potencias pertenecientes a cada una de las direcciones, se sumarán para así poder calcular la potencia total que tendrá el parque eólico por cada uno de los aerogeneradores instalados. Antes de mostrar los resultados obtenidos se muestran las velocidades a la altura del buje de cada aerogenerador (se han redondeado para poder compararlas con los valores de las curvas de potencia), partiendo de los datos analizados en el apartado 6.2.2.1. Es necesario recordar que los aerogeneradores de las opciones 1 y 3 tienen una altura de buje de 115 metros, y la opción dos de 140 metros.

Dirección	Velocidad (m/s)	
	115 metros	140 metros
N	9	9
NNE	8	8
ENE	9	10
E	10	10
ESE	10	10
SSE	10	10
S	11	11
SSW	13	13
SWS	14	14
W	12	13
WNW	10	10
NNW	9	10
MEDIA	10,162	10,414

Tabla 14: cálculo de la velocidad a la altura del buje (Fuente propia)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

Una vez calculadas las velocidades medias en cada dirección a la altura del buje, se realizará el cálculo de la potencia en cada dirección para cada aerogenerador. Para ello, se multiplicará la frecuencia en cada dirección con la potencia relacionada a la velocidad en cada dirección (obtenida de las curvas de potencia explicadas en el apartado 7.3), ya que los aerogeneradores tienen la capacidad de rotar sobre el eje del buje (tecnología Yaw), con el fin de maximizar su rendimiento y producción eléctrica. En la tabla 15, se muestran los resultados de la potencia por aerogenerador obtenidos tras realizar los cálculos. La potencia total (P_m), no es más que un valor medio de la potencia equivalente del aerogenerador, y se utilizará posteriormente para el cálculo del coeficiente de potencia y para el cálculo de la producción anual.

Dirección	POTENCIA (kW)		
	Opción 1	Opción 2	Opción 3
N	225,1	249,0	207,0
NNE	96,5	116,0	94,0
ENE	225,1	336,0	207,0
E	307,0	336,0	255,0
ESE	307,0	336,0	255,0
SSE	409,4	448,0	340,0
S	723,2	852,0	618,0
SSW	738,0	960,0	720,0
SWS	738,0	960,0	720,0
W	615,0	800,0	585,0
WNW	460,5	504,0	382,5
NNW	337,7	504,0	310,5
POTENCIA TOTAL (kW)	5.182,6	6.401,0	4.694,0

Tabla 15: cálculo de la potencia (Fuente propia)

Por otro lado, se procederá al cálculo de la potencia total del viento, y de esta forma se podrá calcular posteriormente el coeficiente de potencia de cada aerogenerador. Para realizar este cálculo, se utilizará la fórmula (11) descrita en el apartado 7.4, y de esta forma se obtendrá la potencia total de viento a cada altura de buje.

Los datos necesarios para este cálculo están recogidos en las siguientes tablas:

Rugosidad (n)	0,1	Área 1 (m ²)	18146
densidad (kg/m ³)	1,226	Área 2 (m ²)	21125
horas anuales	8760	Área 3 (m ²)	18600

ALTURA (m)	VELOCIDAD (m/s)
10	7,541
115	9,628
140	9,819

Tabla 16: datos para el cálculo de la potencia del viento (Fuente propia)

Y partiendo de la ecuación (12), del apartado 7.5, se obtienen los siguientes valores para la potencia total del viento en cada aerogenerador.

AEROGENERADOR	POTENCIA (Kw)
Opción 1	9926,949
Opción 2	12259158
Opción 3	10175,314

Tabla 17: potencia total del viento (Fuente propia)

7.5 Límite de Betz y coeficiente de potencia (C_p)

La ley de Betz indica la potencia máxima que se puede extraer del viento, independientemente del diseño de una turbina eólica en flujo abierto. De acuerdo con esta ley, ninguna turbina puede capturar más de $16/27$ (59,26 %) de la energía cinética del viento. Los aerogeneradores prácticos, solamente alcanzan como máximo el 80 % del límite de Betz, y tal y como se muestra en la figura 48, los que más se le aproximan son los aerogeneradores tripala, razón por la que son lo que se van a implementar en este proyecto.

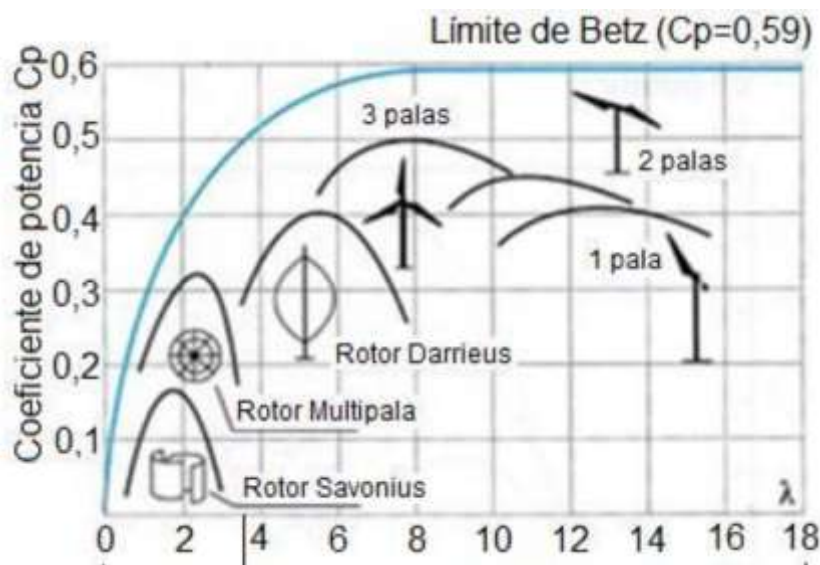


Figura 48: variación de coeficiente de potencia (apuntes de clase)

El coeficiente de potencia (C_p) se define como la división entre la potencia que es capaz de aprovechar un aerogenerador (P_m) (que viene a ser la suma de la potencia en cada una de las direcciones analizada en la tabla 15) y la potencia contenida en el viento (P). Como se muestra en la figura 48, en los aerogeneradores de tres palas puede alcanzar un valor de hasta 0.5.

$$C_p = \frac{P_a}{P} \quad (11)$$

$$P = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (W) \quad (12)$$

$$P_m = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot C_p \quad (W) \quad (13)$$

Donde,

ρ : la densidad del aire a la altura del buje (1,226 kg/m³)

A : área de barrido de las palas del aerogenerador (m²)

V : Velocidad del viento a la altura del buje (m/s)

Una vez definido el concepto de coeficiente de potencia, será utilizado para analizar los resultados de potencia obtenidos en el apartado anterior (7.4) y de esta forma poder determinar que aerogenerador consigue un mayor aprovechamiento del viento. Por lo tanto, como ya se conocen la potencia del viento (P), y la potencia que aprovecha cada aerogenerador (P_a), el cálculo del coeficiente de potencia (C_p) será simplemente la división entre ambos valores tal y como se define en la ecuación (10).

AEROGENERADOR	C _p
Opción 1	0,522
Opción 2	0,522
Opción 3	0,461

Tabla 18: coeficientes de potencia (Fuente propia)

De esta tabla se deduce que las opciones 1 y 2 obtienen un mayor aprovechamiento del viento, por lo que se puede descartar la opción de instalar la opción número 3 en este emplazamiento. Ahora se deberá examinar si para construir un parque de 160 MW de potencia, es económicamente más rentable instalar 26 aerogeneradores del tipo 1 (cada uno con una potencia de 6,15 MW) o 20 aerogeneradores del tipo 2 (cada uno con 8 MW de potencia)

7.6 Distribución de los aerogeneradores

Existen muchas formas de organizar los aerogeneradores, pero en función de la dirección predominante del viento y el número de filas, es conveniente realizar un estudio de forma que las pérdidas generadas por la estela, conocidas como efecto sombra, de los

aerogeneradores sean las mínimas. Por ello, en este apartado se compararán distintas distribuciones con el fin de determinar cuál de ellas es la más adecuada para este parque eólico offshore.

Antes de empezar con el análisis se explicarán de forma breve las distribuciones más comunes. Tal y como se muestra en la figura 49, los aerogeneradores pueden estar colocados en línea, en forma de cuadro (alineados o sin alinear), en forma de embudo, de arco o incluso de forma aleatoria. En este caso, se realizarán comparaciones entre la distribución en cuadro alineado y sin alinear y la distribución en línea.

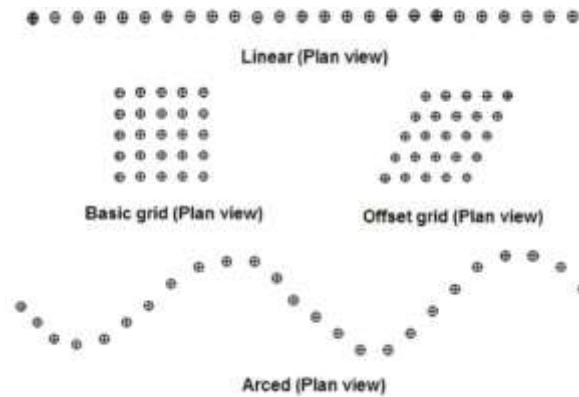


Figura 49: tipos de distribución de aerogeneradores (Researchgate)

En primer lugar, es importante entender que la estelas generadas por los aerogeneradores pueden suponer unas grandes pérdidas en la producción de electricidad. Además, también aumentan las cargas sobre los aerogenerados afectados por las estelas, lo que aumenta los costes de mantenimiento y disminuye el tiempo de vida útil del aerogenerador. Por lo tanto es importante dejar al menos una distancia de entre 3 y 5 diámetros del rotor en la dirección perpendicular a la dirección predominante del viento, y una distancia de entre 7 y 10 diámetros en la dirección predominante del viento. De esta forma se puede llegar a reducir mucho las pérdidas, consiguiendo que tan solo supongan un 5 % de la energía producida.

Una vez explicada la importancia de la distribución de aerogeneradores, se analizarán por separado las distribuciones más comunes mencionadas anteriormente, con el fin de determinar la distribución más óptima para el parque eólico.

7.6.1 Distribución en línea

Es una distribución muy común que obtiene muy buenos resultados en cuanto a minimizar las pérdidas por estela de viento, pero no siempre es aconsejable. En primer lugar, para utilizar esta distribución es necesario disponer de una larga distancia en línea recta en la que poder instalar todos los aerogeneradores del parque eólico. Esto sugiere un problema en la mayoría de los casos, puesto que, debido a la batimetría, el tráfico de barcos o la existencia de zonas protegidas, el área disponible para la instalación de aerogeneradores suele ser limitada.

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

Por otro lado, a pesar de obtener muy buenos rendimientos cuando el viento sopla en dirección perpendicular a la línea de aerogeneradores, estos caen bruscamente cuando el viento cambia de dirección, especialmente cuando sopla en la dirección paralela a la alineación de los aerogeneradores. Esto se debe a que el efecto de la estela se va sumando y en cada aerogenerador, disminuyendo la potencia total del viento al paso de cada aerogenerador y minimizando de forma notable la producción de energía.

Por lo tanto, a pesar de que, en el parque a diseñar, el viento principal viene del suroeste (como se ha analizado anteriormente), se genera mucha energía cuando procede de otras direcciones también, por lo que no sería viable disminuir de manera tan importante la producción y el rendimiento. Con lo cual, esta distribución queda descartada para este parque eólico marino.

7.6.2 Distribución en cuadro: alineados

En segundo lugar, se analizará la distribución en cuadrado, con los aerogeneradores alineados. Es una distribución muy común que generalmente obtiene rendimientos aceptables, pero al igual que la distribución en línea, tiene ciertas dificultades.

Por un lado, al estar los aerogeneradores alineados entre sí, el efecto sombra incide directamente sobre los aerogeneradores colocados viento abajo, y dicho efecto se va amplificando cuantas más filas de aerogeneradores existan. Tal y como se muestra en la figura 50, el efecto de la estela incide directamente sobre el siguiente aerogenerador, aumentando la carga generada sobre este, y disminuyendo su eficiencia.

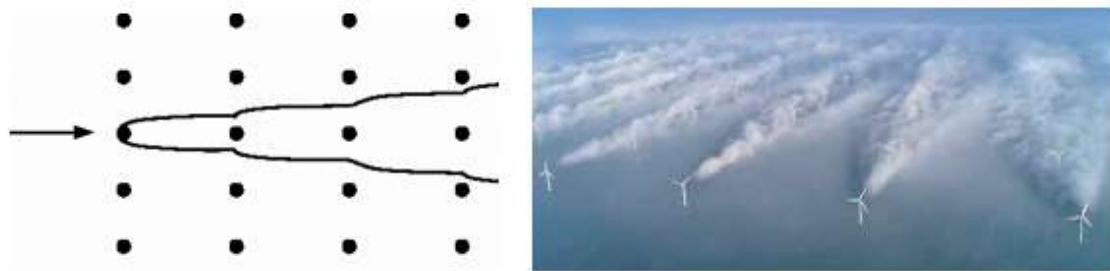


Figura 50: efecto sombra en aerogeneradores (Asme)

Por otro lado, al pasar el viento por una turbina le transfiere parte de su energía cinética a esta, alterando así el perfil de velocidades del viento. Con lo cual, al estar los aerogeneradores totalmente alineados, esa reducción en la velocidad generará que el viento llegue con menos energía a la segunda turbina, disminuyendo así su generación de energía. En la figura 51, se puede ver como varía el perfil de velocidades del viento al pasar por una turbina.

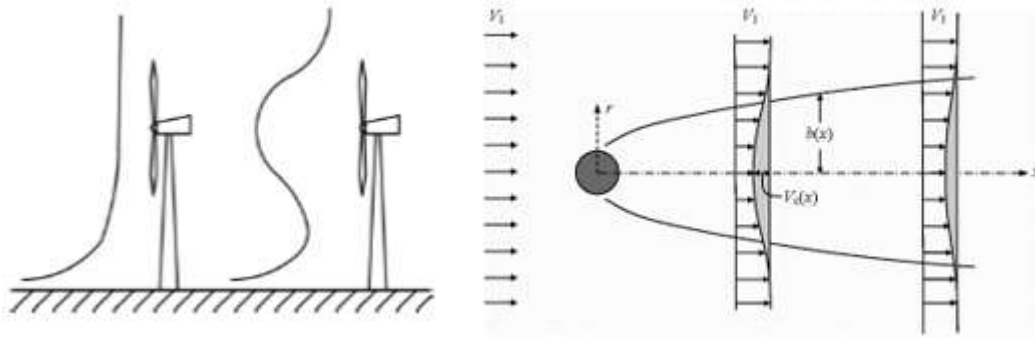


Figura 51: alteración del perfil de velocidades del viento (Asme)

Por lo tanto, la distribución en cuadrado con los aerogeneradores alineados tampoco es la forma más adecuada de sacar el máximo rendimiento al recurso eólico.

7.6.3 Distribución en cuadro: escalonados

En último lugar, se analizará la distribución en cuadrado, peor con los aerogeneradores colocados de forma escalonada. Es una distribución bastante similar a la anterior, pero los aerogeneradores no están alineados con el de delante, factor que tiene mucha relevancia a la hora de minimizar las pérdidas.

Analizando de nuevo los mayores problemas encontrados en la distribución cuadrada con aerogeneradores alineados, se puede demostrar que, al escalonar los aerogeneradores, las pérdidas por el efecto sombra disminuyen. Esto se debe a que la estela del viento no incide directamente sobre el siguiente aerogenerador tal y como se muestra en la siguiente figura:

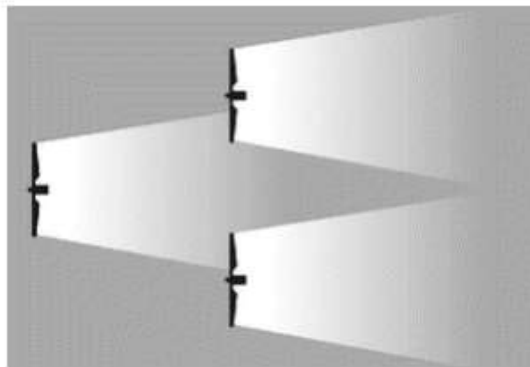


Figura 52: estela en aerogeneradores escalonados (Asme)

Lo mismo sucede con el perfil de velocidades del viento, al no estar alineados los aerogeneradores, esa importante reducción de la energía cinética del viento no incide directamente sobre el resto de los aerogeneradores, aprovechando así de forma más eficiente el recurso eólico. En la figura 53, se compara la caída del rendimiento de un parque eólico con una distribución alineada, y una distribución escalonada. Se aprecia, como se ha mencionado anteriormente, que cuanto mayor sea el número de filas, más cae el rendimiento. También se muestra de forma muy visual la ventaja de optar por una distribución escalonada, obteniendo rendimientos hasta un 20 % más altos.

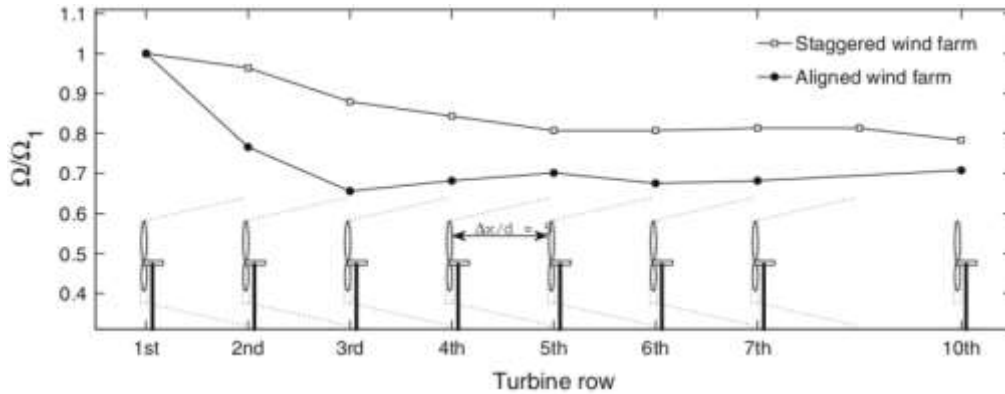


Figura 53: pérdidas por estela en aerogeneradores escalonados y alineados (Researchgate)

Por lo tanto, por todas las razones explicadas en este apartado, el parque eólico marino a desarrollar en este proyecto tendrá una distribución cuadrada con los aerogeneradores escalonados. Como se han mencionado anteriormente, el viento predominante en la zona proviene del suroeste, por lo que esta disposición se orientará en esa dirección por el fin de obtener el mayor rendimiento en las horas en las que el viento sea más frecuente y tenga una mayor velocidad. Cuando el viento provenga de otras direcciones, para que el rendimiento no decaiga, se dejará distancia suficiente entre los aerogeneradores para minimizar el efecto sombra y el cambio en el perfil de velocidades.

En resumen, el parque eólico tendrá una distribución similar a la que se muestra en la figura 52 dejando una distancia de 10 diámetros en la dirección predominante del viento, y de 5 diámetros en la dirección perpendicular a la dirección predominante del viento. De esta forma, se asegura obtener el máximo aprovechamiento del recurso eólico, y las pérdidas aerodinámicas se pueden estimar en torno al 5 % (tal y como se muestra en la figura 53).

7.7 Análisis del espacio necesario para instalar los aerogeneradores

Una vez descartada una de las tres opciones iniciales y decidida la forma de distribución que se empleará, se realizará un análisis del espacio necesario para instalar cada una de las dos opciones restantes, 6.2M152 de Senvion y V164/8000 de Vestas. Para ello se calculará el espacio necesario para construir un parque eólico marino de 160 MW, dejando las distancias necesarias entre aerogeneradores para minimizar las pérdidas. Tal y como se ha explicado en el apartado 7.2.7, el espacio disponible es de 16 km² (8 km x 2 km), y con el fin de minimizar las pérdidas, se optará por dejar una separación de 5 diámetros del rotor en la dirección perpendicular al viento predominante, y de 10 diámetros en la dirección del viento predominante. Teniendo en cuenta el área útil, y la distribución escogida en el apartado anterior (en cuadro con los aerogeneradores escalonados), lo óptimo sería colocar dos filas de aerogeneradores. Por lo tanto, se realizarán los cálculos de forma individual para cada tipo de aerogenerador con el fin de determinar el más adecuado.

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

7.7.1 Opción 1: 6.2M152

Este aerogenerador fabricado por la empresa alemana Senvion, tiene un diámetro (D) de 152 metros y una potencia nominal de 6,15 MW, por lo que sería necesario instalar 26 aerogeneradores para obtener una potencia instalada de 159,9 MW. Debido a la forma estrecha de espacio útil, se ha optado por instalar dos filas de 13 aerogeneradores, de forma que también se disminuirán los efectos de la estela. Por lo tanto, será necesaria una distancia (L) en la dirección perpendicular al viento predominante de:

$$L = 5 * D * (N - 1) = 5 * 152 * 12 = 9120 \quad (\text{m})$$

Donde N es el número de aerogeneradores por fila.

Y una distancia (d) en la dirección del viento predominante de:

$$d = 10 * D = 10 * 152 = 1520 \quad (\text{m})$$

De forma que la distribución de los aerogeneradores será la mostrada en la figura 54, pero debido a que la distancia "L" es más grande que la distancia disponible (9,12 km > 8 km), se podrían tener complicaciones a la hora de instalar los aerogeneradores necesarios para alcanzar una potencia de 160 MW. También se ha valorado la opción de colocar tres filas de aerogeneradores, para lo que sería necesario una distancia "d" de 3,04 km, con lo cual, tampoco habría espacio suficiente ya que solo se dispone de 2 km.

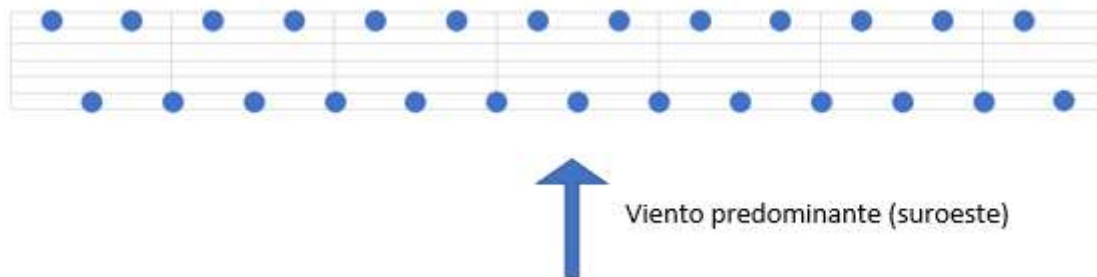


Figura 54: distribución de los aerogeneradores 6.2M152 (Fuente propia)

7.7.2 Opción 2: V164/8000

Este otro aerogenerador fabricado por la empresa danesa Vestas, tiene un diámetro (D') de 164 metros y una potencia nominal de 8 MW, por lo que sería necesario instalar 20 aerogeneradores para lograr una potencia de 160 MW. Al igual que en el caso anterior, debido a las restricciones del espacio, se optará por colocar dos filas de diez aerogeneradores intercalados, para así disminuir también las pérdidas por el efecto sombra. En este caso, la distancia "L'" será la siguiente:

$$L' = 5 * D' * (N' - 1) = 5 * 164 * 9 = 7380 \quad (\text{m})$$

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

Y la distancia “d”, en la dirección al viento predominante:

$$d' = 10 * D' = 10 * 164 = 1640 \quad (\text{m})$$

Por lo tanto, el aerogenerador V164/8000 de la empresa Vestas, sí que cumple las restricciones del espacio, y su disposición será la siguiente, con una distancia entre aerogeneradores en la dirección perpendicular al viento de 820 metros, y una distancia en la dirección del viento de 1.640 metros.

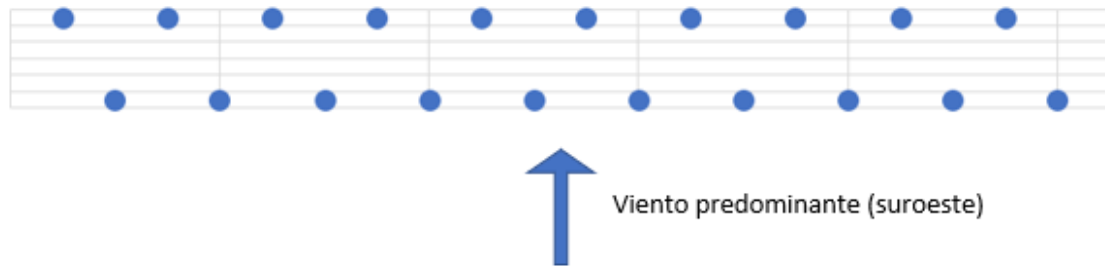


Figura 55: distribución de aerogeneradores V164/8000 (Fuente propia)

En conclusión, se puede descartar la opción uno (Senvion 6.2M152) por motivos de espacio, y se opta finalmente por la segunda opción (Vestas V164/8000), que ofrece la misma potencia con el mismo coeficiente de potencia, y requiere menor espacio, lo que favorece la preservación del ecosistema, y reduce los costes del alquiler del terreno.

7.8 Cálculo de la producción anual

Una vez determinado el modelo de aerogenerador, el número de ellos, y las cargas aerodinámicas generadas por la distribución del parque eólico (5 % de la energía total producida), se puede proceder al cálculo de la generación neta de energía anual. Volviendo a recuperar los cálculos de potencia realizados para el modelo Vestas V164/8000 en el apartado 7.4, donde se calcula la potencia media anual por cada aerogenerador, se puede cuantificar la producción neta de energía en un año. Para ello, se debe tener en cuenta que en parque eólico marino consta de 20 aerogeneradores de 8 MW, pero con una potencia media de funcionamiento (P_m) de 6,401 MW (suma de las potencias calculadas en la tabla 15) y que el año tiene 8760 horas. Por otro lado, también hay que recordar que las pérdidas debidas a el efecto sombra son de un 5 % (es decir el rendimiento es del 95 %), pero que solamente afectan a los aerogeneradores de la segunda fila, es decir a la mitad de los aerogeneradores instalados.

$$E_{1,b} = P_m \cdot 8760h \quad (14)$$

$$E_{TOT,b} = E_{1,b} \cdot 20 \quad (15)$$

$$E_{TOT,net\grave{a}} = E_{TOT,b} - 0,05 \cdot \frac{E_{TOT,b}}{2} \quad (16)$$

Donde,

$E_{1,b}$: es la energía bruta producida por cada aerogenerador en un año

$E_{TOT,b}$: es la energía bruta de todo el parque eólico marino en un año

$E_{TOT,net\grave{a}}$: es la energía neta producida por el parque en un año

P_m (MW)	E_1 (GWh)	$E_{TOT,b}$ (GWh)	$E_{TOT,net\grave{a}}$ (GWh)
6,401	56,073	1.121,46	1.093,42

Tabla 19: cálculo de la energía neta anual (Fuente propia)

Por lo tanto, el parque eólico marino a diseñar generará una energía neta total de 1.065,38 GWh cada año. Lo que significa que, basándose en los datos extraídos del libro "ENERGIA 2018", donde dice que el consumo de electricidad por habitante en Reino Unido es de 4.640 kWh (en 2016, ya que son los datos publicados más actuales), podemos realizar el cálculo de a cuantas personas sería capaz de abastecer eléctricamente este parque eólico marino.

$$Habitantes = \frac{E_{TOT,net\grave{a}}}{kWh/hab} \quad (17)$$

De la expresión (17), obtenemos que el parque eólico será capaz de abastecer a un total de 235.650 personas, hecho que ayudará a reducir el uso de combustibles fósiles y reducirá las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes.

	GWh(*)		kWh / hab (**)	
	2016	2017	2006	2016
Reino Unido	334.005	323.858	5.685	4.640

Tabla 20: consumo de electricidad per cápita en Reino Unido (ENERGÍA 2018)

8 CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE EÓLICO MARINO

Una vez definido el parque al completo, se puede empezar a describir los diferentes pasos que se deben llevar a cabo para la construcción del parque eólico marino. En este apartado se desarrollarán de uno en uno, tomando como referencia el artículo “Todo lo que Conlleva la Construcción de un Parque Eólico” de Germán Portillo [15], explicando detenidamente los factores a tener en cuenta para llevar a cabo el proceso.

8.1 Fabricación de los aerogeneradores

En primer lugar, hay que fabricar los aerogeneradores que se van a instalar. Este proceso se llevará a cabo en la localidad de Aarhus, en Dinamarca, donde la empresa Vestas tiene su fábrica principal. El reto será construir 20 aerogeneradores del modelo V164/8000, que tiene una longitud de pala de 80 metros, una torre de 140 metros y más de mil toneladas de peso.

Por un lado, se fabricará la torre que tiene forma de tubo cónico, estrechándose a medida que coge altura. La torre se fabrica en diferentes piezas más cortas, que posteriormente se montan en el mismo lugar del parque eólico, de esta forma se facilita mucho el transporte. Está fabricada de acero laminado, y pesa en torno a 500 toneladas, lo que le da rigidez y resistencia suficiente para soportar el peso del buje, la góndola y las palas.

Por otro lado, se fabrican las palas, con una longitud de 80 metros como se ha mencionado anteriormente. Estas deben tener una gran resistencia y tenacidad, pero al mismo tiempo deben pesar poco para poder ser sujetadas, por lo que se fabrican a base de fibra de vidrio y resina (epoxy). Cada pala puede pesar hasta 20 toneladas y están equipadas con el sistema Yaw, que les permite variar su orientación (haciendo girar la armazón principal) dependiendo de la procedencia del viento, para así maximizar la producción del viento. También utilizan el sistema Pitch, que ajusta el ángulo de las palas para que capten de la manera más eficiente el viento dominante. Las tres palas que tiene cada aerogenerador están amarradas al buje, fabricado de acero gris nodular, ya que necesita fuerza suficiente para sujetar las palas.

Por último, sujeta sobre el armazón principal se sitúa la góndola, donde se encuentran el resto de los elementos del aerogenerador. En total tiene un peso de 375 toneladas y en ella se encuentran el eje principal, que conecta el giro del buje con la caja de cambios, donde se multiplica la velocidad de giro hasta la necesaria para hacer funcionar al generador (utiliza un generador síncrono). También se encuentran otros elementos como el convertidor de potencia, que convierte la potencia continua generada en alterna, para así poder inyectarla a la red, o el sistema de frenado, para poder detener el aerogenerador en caso de emergencia.

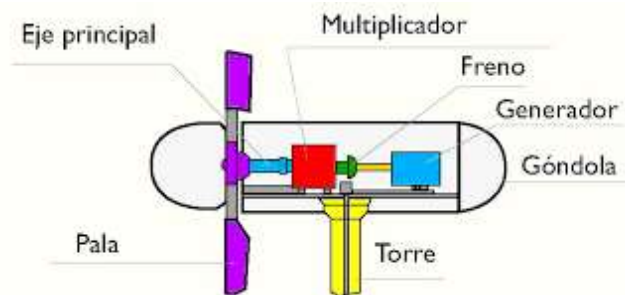


Figura 56: partes de un aerogenerador (Bioescuela)

8.2 Anclaje de los soportes (obra civil)

Un factor importante a tener en cuenta es el sistema de amarre que se va a utilizar para anclar los aerogeneradores al fondo marino. Estos requieren una tecnología diferente a la utilizada en los parques eólicos terrestres, ya que deben soportar las cargas generadas por el oleaje y las corrientes marinas, y debes ser estables ante la corrosión. Por lo tanto, en este apartado se realizará una breve descripción de las tecnologías existentes para el amarre de aerogeneradores marinos, y se determinará cual es la más apropiada para el caso a analizar.

En primer lugar, tal y como se explica en la página “Off-Shore”, desarrollada por Sebastián Francke y José Miguel Pérez-Cotapos [14], los sistemas de amarre se pueden separar en dos grupos, flotantes y no flotantes.

Los sistemas flotantes aún están en desarrollo, ya que todavía no se ha conseguido que aseguren la estabilidad de los aerogeneradores y que a su vez la inversión necesaria sea rentable. Existen tres tipos de sistemas flotantes:

- Estabilizado con lastre: el lastre se utiliza para bajar el centro de gravedad muy por debajo del centro de flotación, y de esta forma conseguir la estabilidad. Después se utilizan amarras para mantener el sistema en su lugar.
- Línea de fondeo: la turbina está sujeta con amarras ancladas al fondo marino mediante pilotes. Estas amarras están tensionadas para así minimizar el balanceo del aerogenerador.
- Flotabilidad: consiste en una plataforma flotante cerca de la superficie, atada con amarras al fondo marino.

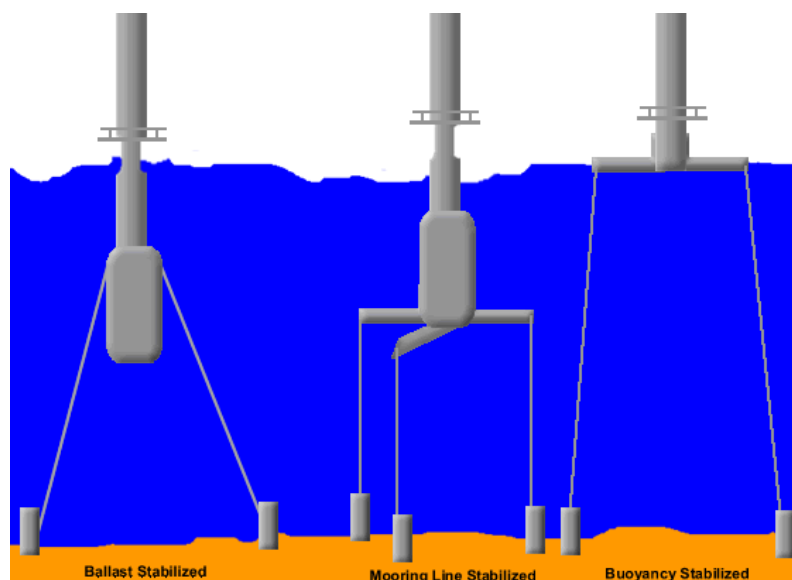


Figura 57: soportes flotantes (Hrudnick)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

Por otro lado, se encuentran las estructuras flotantes, que son las que se utilizan actualmente, pero que tienen ciertas limitaciones en aguas muy profundas. En este caso se pueden diferenciar cinco principales sistemas:

- **Monopilote:** consiste en un pilote enterrado a 10-20 metros del fondo marino. Es la instalación más simple y conveniente para aguas poco profundas, pero puede traer problemas de excavación en lugares con grandes piedras.
- **De gravedad:** consiste en una gran base de acero que descansa sobre el lecho marino, utilizando la fuerza de la gravedad para mantener su estabilidad.
- **Tripode:** consiste en tres pilares conectados a la base de forma diagonal, repartiendo así el peso del aerogenerador. No es una estructura recomendable para aguas poco profundas debido a la dificultad que supone acercarse con los barcos.
- **Jacket:** es una estructura de acero de 4 piernas conectadas con tirantes. Se utiliza especialmente en aguas intermedias.
- **Tripilote:** es una estructura de tres para de acero en la sección inferior, y un solo cilindro de acero en la parte superior. Se puede ajustar la anchura de la base y la profundidad de penetración para ajustarse a diferentes lugares.



Figura 58: soportes no flotantes (Hrudnick)

Analizando las diferentes estructuras, se descarta el uso de una tecnología flotante, puesto que aún están en desarrollo. Entre las estructuras no flotantes, se eligió la que más se ajusta a las características de nuestro emplazamiento, que tiene una profundidad media de 15 metros (apartado 6.2.4), lo que se consideran aguas poco profundas, y el fondo marino está compuesto de arena (apartado 6.2.9), lo que no supone problemas para la excavación. Por lo tanto, analizando las descripciones anteriores, se utilizará una estructura monopilote, ya que las condiciones de la zona son óptimas para su instalación.

8.3 Transporte de los aerogeneradores

Otro aspecto a tener en cuenta es el transporte de aerogeneradores, ya que puede suponer serias dificultades debido al gran tamaño de las piezas. Como se ha mencionado anteriormente, los aerogeneradores serán fabricados en la localidad de Aarhus, en la costa este de Dinamarca. Puesto que en la costa este de Dinamarca (zona más cercana a Reino Unido), no hay ningún puerto de gran tamaño, se ha optado por transportar las piezas en barco desde el puerto de Aarhus, que tiene grandes dimensiones y está equipado para acoger multitud de barcos cargueros. El trayecto en barco tendrá su fin en el puerto de Sunderland, en la costa este de Reino Unido. El trayecto realizado será el que se muestra en figura 59:

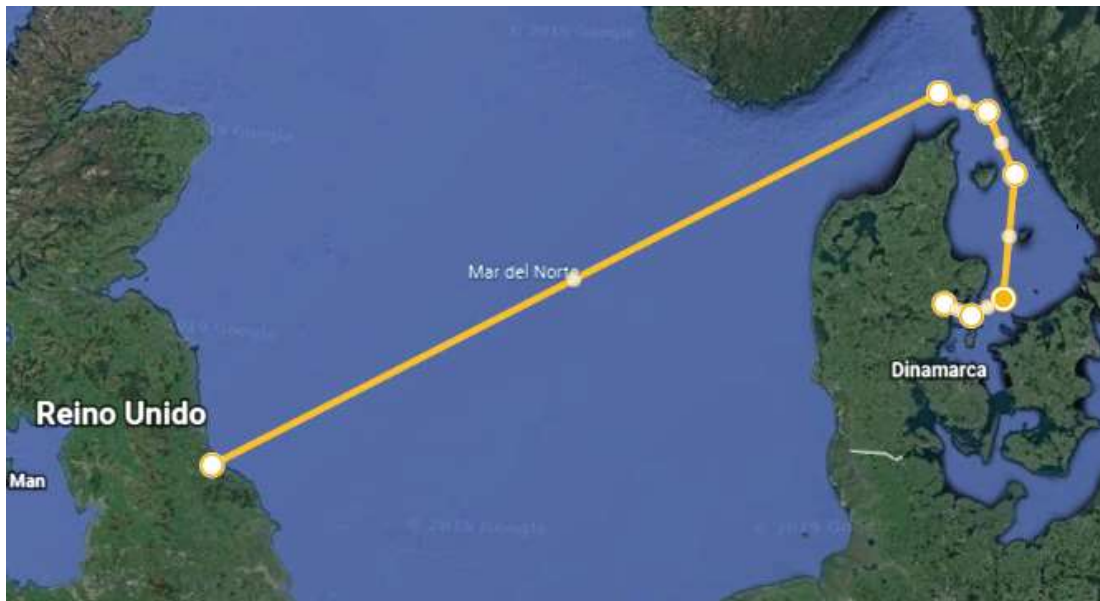


Figura 59: trayecto en barco (Google Earth)

Una vez en Sunderland, las piezas del aerogenerador se cargarán en camiones y se llevarán hasta la localidad de Glenluce, junto a la bahía de Luce, donde se instalará el parque eólico marino. Este trayecto se realizará únicamente por carretera principales de grandes dimensiones y de noche, con el fin de entorpecer el tráfico lo más mínimo posible. La ruta que se seguirá será la mostrada en la figura 60.

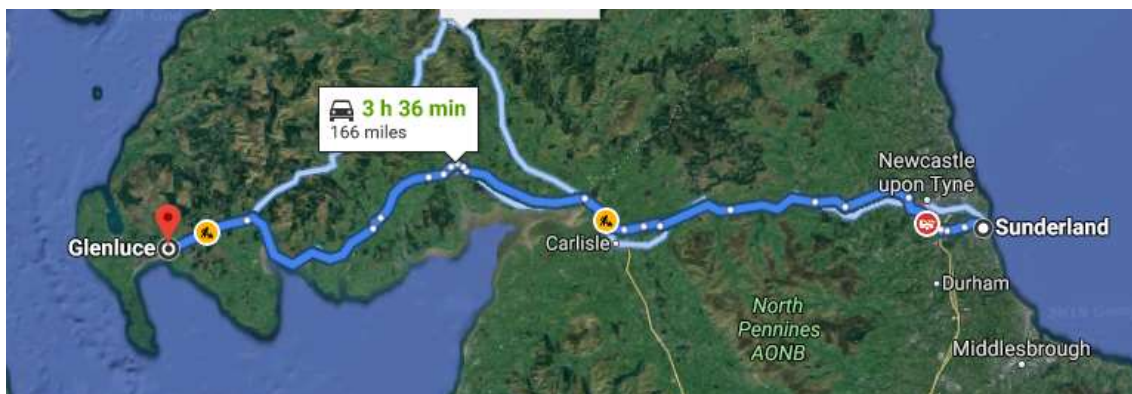


Figura 60: trayecto por tierra en camiones (Google Maps)

8.4 Montaje de los aerogeneradores

Una vez llevados los aerogeneradores a la costa de la bahía, y habiendo instalado previamente los 20 soportes monopilotes siguiendo la distribución seleccionada en el apartado 7.7.2, se procederá a el montaje de los aerogeneradores. En primer lugar, se montarán las torres, acoplándolas a los soportes mediante tornillos de gran tamaño y resistencia. Después se colocará la góndola sobre estas, con la ayuda de una grúa, y finalmente se instalará el buje donde irán ancladas las tres palas.

8.5 Conexión a la red

Con todos los aerogeneradores montados, se empezará la instalación eléctrica. Para ello previamente se construirá la subestación eléctrica en tierra, y se instalará el cable submarino que conecta el parque eólico con esta subestación. Este cable irá enterrado bajo el fondo marino, a una distancia de un metro, y deberá tener una longitud de unos 13 km que recorrerá el recorrido mostrado en la figura 40 de apartado 6.2.8. La electricidad generada, sale del parque eólico con una tensión de 690 V de corriente alterna (AC), ya que en distancias cortas genera menos pérdidas que una línea de corriente continua (DC) tal y como se muestra en la figura 61. Una vez en la costa, se transporta hasta la subestación donde hay un transformador que la convierte a una tensión de 15 kV para poder ser inyectada a una línea de baja tensión que ya hay instalada en la localidad de Auchenmalg. Después, se transporta hasta un centro de transformación (que se muestra en la figura 41 del apartado 6.2.8) de alta tensión donde se inyecta a una red de distribución de alta tensión de 132 kV.

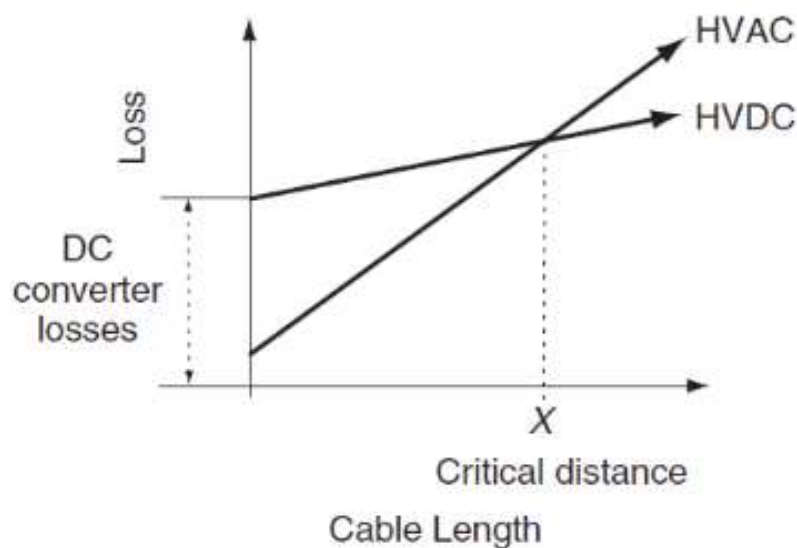


Figura 61: pérdidas en función del tipo de cableado (Hrudnick)

8.6 Test de funcionamiento

Con el parque eólico marino totalmente construido, se realizará el primer test de funcionamiento, donde se comprobará el correcto funcionamiento de todos los elementos del parque. Para ello se instalarán sistemas de captación de datos, que serán analizados con el fin de encontrar el punto de funcionamiento óptimo del parque eólico. Para ello, se instalarán diversos dispositivos que se van a explicar a continuación:

- Anemómetro: es un elemento para medir la velocidad de circulación del viento. En caso de vientos muy fuertes, este dará el aviso para la detención de los aerogeneradores.



Figura 62: anemómetro (Rumtor)

- Veleta: Sirve para determinar la dirección del viento. Su funcionamiento puede ser mecánico o digital, y ayudara a la tecnología Yaw (explicada en el apartado 8.1) a orientar de forma correcta los aerogeneradores, para maximizar su producción.



Figura 63: veleta (Rumtor)

- Termómetro: sirve para medir la temperatura y prevenir así situaciones de frío extremo donde se podrían congelar las juntas en el eje de rotación causando serios problemas.
- Velocímetro: se colocan en la punta de las palas, para así medir la velocidad lineal máxima que puede alcanzar, y poder calcular las cargas que están soportando.

- Voltímetro: se utiliza para medir el voltaje, de esta forma en caso de que suceda una subida de tensión repentina, se activarán los mecanismos de protección.
- Iluminación: es necesario que los aerogeneradores estén correctamente señalizados e iluminados de forma que puedan verse a una distancia considerable por aviones y barcos. Para ello, se colocan luces led en la punta de cada una de las palas, y también sobre la góndola. De esta forma se evitan accidentes catastróficos con aviones y barcos.

8.7 Monitorización y mantenimiento

Por último, todos los datos recogidos mediante los aparatos descritos en el apartado anterior se monitorizarán creando un histórico con ellos. De esta forma se podrá estudiar en qué condiciones funciona mejor el parque eólico marino, y medidas se deben tomar para maximizar el rendimiento de los aerogeneradores. Llevar un análisis continuo del parque también facilitará las labores de mantenimiento, y ayudará a prevenir situaciones de riesgo, abaratando de esta forma los costes de mantenimiento. Todo el sistema de protección y prevención del parque eólico estará automatizado, de esta forma, cuando cualquiera de los valores se salga del funcionamiento habitual, los mecanismos de protección se activarán al instante, reduciendo así los daños generados.

9 IMPACTO AMBIENTAL

Para poder asegurar la viabilidad del parque, es necesario realizar un análisis del impacto que este tendrá sobre el medio ambiente. Para analizar el impacto ambiental que tiene el parque eólico marino, se analizarán tres subconjuntos, tal y como se plantea en el artículo “Las Amenazas Inducidas por los Parques Eólicos” publicado en la plataforma “Adurcal” [17], con el fin de abarcar todas los seres u objetos que puedan verse afectados.

9.1 Impacto biótico

En primer lugar, se hará un estudio sobre el impacto que tiene el parque sobre los seres vivos y la biodiversidad. Para ello, se analizarán individualmente lo diferentes subgrupos que se ven afectados por la instalación de un parque eólico marino.

9.1.1 Peces y bentos

La construcción de un parque eólico marino tiene un impacto directo sobre el ecosistema de los peces y los bentos. Por un lado, se altera su hábitat, destruyendo zonas que antes eran habitables, especialmente para los bentos que habitan en el fondo marino, junto a las rocas. Por otro lado, los aerogeneradores también suponen una obstrucción para las rutas migratorias de ciertas especies de peces. Sin embargo, tal y como se ha analizado en el apartado 6.2.7, en emplazamiento escogido no es una zona con abundante vida marina. Es cierto que existen varias zonas donde habitan almejas o anguilas, pero como ya se ha explicado previamente, se han tomado las medidas necesarias, y se han respetado las distancias, para así minimizar el impacto de la instalación del parque sobre las especies marinas.

9.1.2 Mamíferos marinos

Al igual que con los peces, la instalación de los aerogeneradores puede influir en las rutas migratorias de ciertos mamíferos marinos como los delfines, las focas o las ballenas. Además, algunos de estos mamíferos utilizan la ecolocalización para comunicarse y situarse, práctica que se ve afectada por el sonido y las vibraciones subacuáticas generadas por los aerogeneradores. Al igual que pasa con los peces, no es una zona muy concurrida por esta clase de animales, por lo que los daños generados se podrían considerar despreciables.

9.1.3 Aves

Uno de los grandes problemas de los aerogeneradores es la cantidad de aves que matan al año. Por lo tanto, hay que tener este riesgo muy en cuenta a la hora de seleccionar el

emplazamiento de un parque eólico. La instalación de nuevos parques eólicos, muchas veces altera la ruta migratoria de las aves, alterando así su hábitat y obligándoles a buscar un nuevo lugar donde asentarse. Además, el vacío que crean tras su paso las palas de los aerogeneradores absorbe las aves cuando vuelan cerca de los aerogeneradores, causando su muerte. Por suerte, como se ha analizado en el apartado 6.2.7, el emplazamiento seleccionado no obstruye ninguna ruta migratoria de aves ni tampoco se encuentra cerca de ninguna ZEPA. De todas formas, es conveniente llevar un estudio de las muertes generadas, y tratar de buscar soluciones para minimizar el número.

9.1.4 Flora

Para acabar con el impacto biótico, es necesario analizar la flora submarina. Es evidente que, al instalar los soportes para los aerogeneradores, es necesario realizar alteraciones en el fondo marino repleto de flora. Por ello es necesario ser meticuloso con esta tarea, tratando de alterar el más mínimo espacio posible. También es necesario remarcar, que el impacto sobre la flora únicamente afecta en el periodo de instalación de los aerogeneradores, puesto que, una vez instalados, estos no tendrán ningún efecto directo sobre esta.

9.2 Impacto abiótico

Por otro lado, también es necesario analizar el impacto del parque sobre aspectos físicos que se encuentran en el entorno del parque eólico. Es evidente que las consecuencias de este impacto no son tan graves como el impacto biótico, pero no por ello se deben dejar de lado ya que también forman parte del ecosistema.

9.2.1 Impacto sobre la tierra

A la hora de instalar los aerogeneradores es necesario llevar a cabo una obra civil bajo el mar, lo que altera el fondo marino. En este proceso se reorganiza la disposición de fondo marino, y se contaminan las aguas. Una vez instalado el parque, la tierra sufrirá un proceso de reacondicionamiento hasta amoldarse a las estructuras de soporte, y la contaminación cesará.

9.2.2 Impacto sobre el aire

El impacto más remarcable sobre el aire es la contaminación acústica. Los aerogeneradores de grandes dimensiones pueden generar un ruido de hasta 150 dB, por lo tanto, siempre es necesario dejar la distancia suficiente hasta las infraestructuras más cercanas. Por otro lado, a pesar de ser una energía libre de emisiones de CO₂, hay que remarcar que, durante el proceso de fabricación de los aerogeneradores, el transporte, y el montaje del parque eólico, si se generan emisiones de CO₂. Sin embargo, no se debe olvidar que estas emisiones de CO₂ son prácticamente despreciables en comparación con la reducción de emisiones que supone

generar esta energía mediante aerogeneradores en vez de mediante combustibles fósiles. Por lo tanto, con el fin de cuantificar la cantidad de CO₂ que se deja de emitir, se ha comparado con las emisiones que supondría generar la misma energía utilizando gas natural, ya que es el combustible fósil más utilizado para la generación de energía. Tal y como se analiza en el artículo titulado “Gas Natural, Butano, Electricidad, Propano y Gasóleo: ¿Qué energía emite más CO₂?” publicado en la plataforma F2E [19], el gas natural emite 0,204 kgCO₂/kWh, por lo que, para generar 1.093,42 GWh, se emitirían 223.057,68 toneladas de CO₂ cada año. En conclusión, a pesar del impacto ambiental que pueda generar un parque eólico marino, también es necesario analizar los beneficios que este supone para el medio ambiente, reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero como el CO₂.

9.2.3 Impacto sobre el agua

Tal y como se ha mencionado en el apartado 9.1, los aerogeneradores tienen impacto sobre el agua también. Generan fuertes ruidos y vibraciones que afecta de forma directa a la vida marina y también pueden alterar las corrientes. Además, los cables submarinos generan fuertes campos electromagnéticos que afectan a los seres vivos, y durante el periodo de construcción se contamina el agua disminuyendo su calidad.

9.3 Impacto socioeconómico

Por último, para finalizar con el impacto ambiental, se evaluarán los efectos sobre la sociedad, y se determinará cuáles de ellos podrían afectar también a la economía del país. Para ello se tendrán en cuenta las siguientes actividades llevadas a cabo por el ser humano:

- Tráfico marítimo: los parques eólicos marinos obstruyen el paso de los barcos, y en ocasiones pueden llevar a accidentes. Por lo tanto, es necesario analizar bien el flujo de barcos en la zona antes de instalar el parque. Tal y como se ha analizado en el apartado 6.2.6, es una zona poco transitada por lo que no supondrá un gran problema la instalación del parque. Además, esas aguas tampoco están destinadas a la pesca por lo que no influirá en el sector pesquero, debilitando así la economía local.
- Aviación y telecomunicaciones: los aerogeneradores de gran tamaño, con cableas de gran tensión eléctrica, puede generar interferencias electromagnéticas que pueden suponer serios problemas para los aviones que vuelan a baja altura o también pueden influir en las telecomunicaciones crean interferencias de onda. Por lo tanto, es recomendable que no haya ningún transmisor o receptor de suma importancia en las zonas cercanas. Al tratarse de una zona poco habitada, no se encuentra ninguna de estas en los alrededores, y tampoco hay ningún tipo de aeropuerto o aeródromo al cual se le puedan generar complicaciones con la instalación del parque eólico marino.

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

- Aprobación pública: por último, es muy importante tener a la aprobación pública para poder llevar a cabo el proyecto. Por lo tanto, es necesario analizar y tratar de minimizar los factores que más afectan a la vida cotidiana de las personas.

Por un lado, está el impacto visual que suponen 20 aerogeneradores de más de 200 metros de altura. Para minimizar estos efectos, se ha buscado un lugar en una zona poco habitada, y a una distancia de más de 10 km de la costa, de forma que su presencia pase lo más desapercibida posible. Este impacto visual, también puede incidir sobre el turismo, disminuyendo el número de personas que visiten esta zona, y este factor sí que tendría una consecuencia directa con la economía local. Pero tampoco hay que dejar de lado los ingresos que generará la electricidad generada por el parque eólico, parte de los cuales se podría invertir en fomentar el turismo y subvencionar a la población local, u ofrecerles parte de los puestos de trabajo que generará la instalación del parque eólico marino.

Por otro lado, se encuentra la contaminación acústica, que puede resultar muy molesta para las personas y otros animales. Es cierto que los aerogeneradores pueden llegar a ser muy ruidosos (hasta 150 dB), pero ese ruido decrece de forma exponencial al alejarnos de los aerogeneradores. Tal y como se muestra en la figura 64, al alejarnos 400 metros del aerogenerador, el ruido cae por debajo de los 40 dB. Es cierto que, al haber 20 aerogeneradores juntos, el ruido será mucho mayor, pero a una distancia de 10 km, donde se encuentra la costa, será totalmente imperceptible.

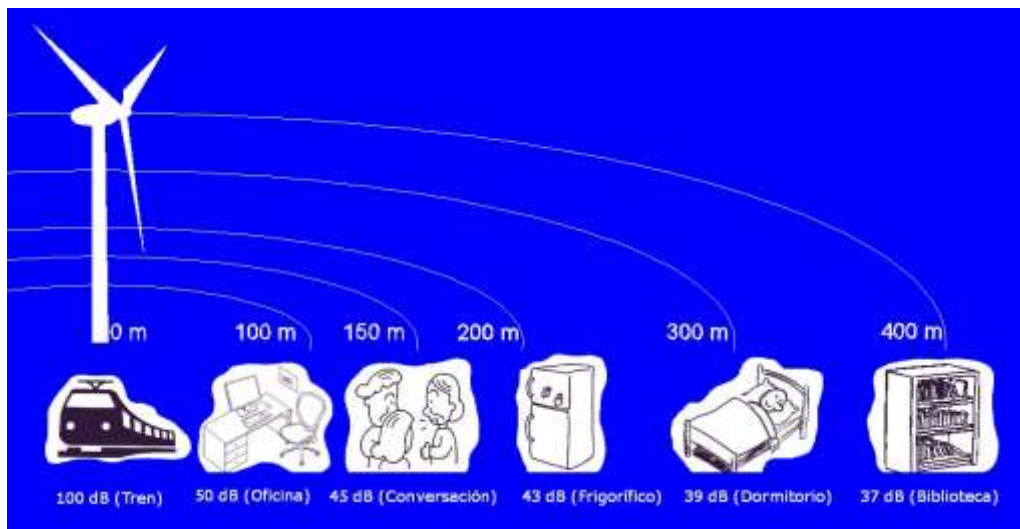


Figura 64: propagación del impacto acústico (Researchgate)

10 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para continuar analizando la viabilidad del proyecto a describir en este trabajo, se va a realizar el análisis económico, para determinar si es rentable la construcción de este parque eólico marino. Este análisis económico consiste en el cálculo de la inversión inicial, el beneficio obtenido y el cálculo del plazo de amortización teniendo en cuenta los ingresos obtenidos, y los gastos anuales necesarios para la operación y el mantenimiento del parque.

10.1 Coste de inversión

La construcción de un nuevo parque eólico marino requiera una inversión muy alta, por lo que el gasto inicial realizado de estar debidamente justificado con un proyecto viable. La inversión inicial se puede dividir en varios tipos de costes, relacionados con su objetivo. Todos los datos del reparto de costes y la cuantificación de costes para la construcción de un parque eólico marino, están basados en el artículo “Eólica” publicado en la página de la asociación “AEMER” [18].

- Costes de equipamiento: son los costes de fabricación de los aerogeneradores. Incluyen el material, el uso de la maquinaria, la electricidad y la mano de obra requeridas para su fabricación y suponen el 71 % de los costes de inversión totales. A su vez, estos costes se dividen en los diferentes elementos que constituyen un aerogenerador de la forma que se muestra en la figura 65.

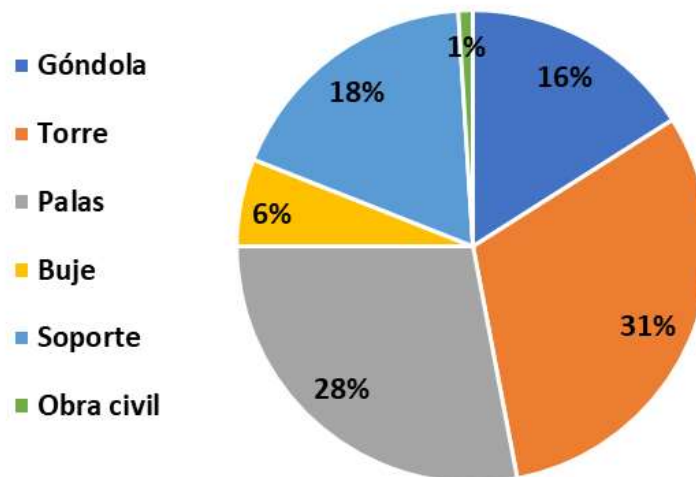


Figura 65: reparto de costes de fabricación de un aerogenerador marino (Fuente propia)

- Costes de transporte: aquí se incluyen los costes necesarios para transportar los aerogeneradores desde su punto de fabricación, en Dinamarca, hasta tu emplazamiento final en Reino Unido. Con lo cual, incluyen la contratación de barcos y camiones de gran tamaño, capaces de transportar los aerogeneradores, y también los gastos necesarios de gestión para cortar el tráfico en las carreteras.

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

- Costes de obra civil: aquí se incluyen los gastos necesarios para realizar la cimentación de los soportes de los aerogeneradores, y también el montaje de estos.
- Costes de conexión a la red: incluye la construcción de la subestación en tierra, y el cableado submarino que conecta el parque eólico con la subestación.
- Otros costes: aquí se incluyen todos los costes relacionados con permisos legales, licencias, seguros, alquiler el terreno y otros costes de menor importancia.

Es difícil cuantificar el valor de la inversión necesaria para construir un parque eólico, puesto que las empresas no hacen públicos los datos, pero basándonos en la estimación realizada por la asociación AEMER [18], se puede suponer que la distribución de los costes se realiza tal y como se muestra en la siguiente figura:

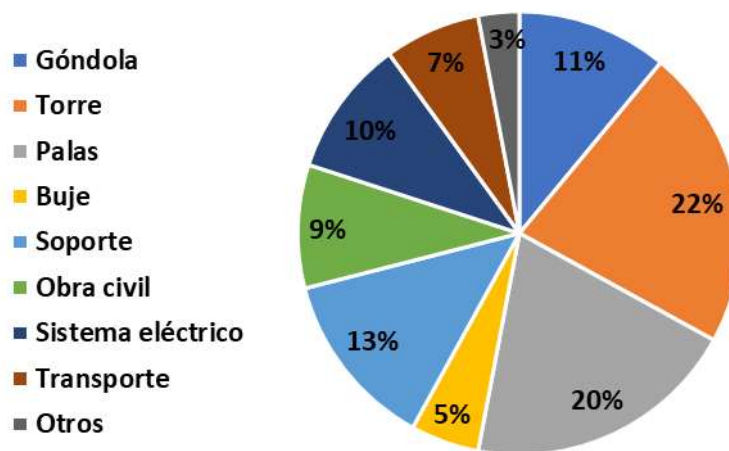


Figura 66: reparto de costes construcción de un parque eólico marino (Fuente propia)

Por la fuente "AEMER" [18], citada previamente, se conoce que el coste de fabricación de un aerogenerador terrestres es de un millón de euros por MW instalado, y que, para los aerogeneradores marinos, esta cifra asciende a 4.000.000 €/MW. Por lo tanto, partiendo de ese dato y basándose en la gráfica de la figura 66, se puede realizar un cálculo de los costes de cada tipo de inversión. En la tabla 21, se muestran los porcentaje y valores totales de cada inversión, y también la inversión inicial total necesario y el precio por cada MW instalado.

$$I_{\text{equipamiento}} = 4.000.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}} * TOT(\text{MW}) \quad (18)$$

Donde,

$I_{\text{equipamiento}}$: es la inversión total debida al equipamiento

$TOT(\text{MW})$: son los MW totales instalados en el parque eólico marino (160 MW)

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

Inversión inicial	Porcentaje	Coste (€)
Equipamiento	71%	640.000.000 €
Obra civil	9%	81.126.760 €
Transporte	7%	630.986.000 €
Sistema eléctrico	10%	90.140.000 €
Otros	3%	27.042.250 €
TOTAL		901.400.000 €
€/MW		5.633.750 €

Tabla 21: cálculo de la inversión inicial (Fuente propia)

Con lo cual, el parque eólico marino diseñado en este trabajo requiere una inversión inicial aproximada de 901.400.000 €, y el coste por MW instalado en de 5.633750 €.

10.2 Beneficio anual obtenido

Para determinar si la construcción del parque es viable, es necesario cuantificar los beneficios anuales que genera. Para ello, recuperaremos los cálculos de la producción anual realizados en el apartado 7.8, que son los que se muestran en la tabla 22.

P_m (MW)	E_1 (GWh)	$E_{TOT,b}$ (GWh)	$E_{TOT,net}$ (GWh)
6,401	56,073	1.121,46	1.093,42

Tabla 22: energía total neta producida en un año (Fuente propia)

Por otro lado, basándose en los datos extraídos del libro “ENERGÍA 2018” [1], cuantificaremos el precio de venta de la electricidad en Reino Unido en el año 2017 (que son los datos más actuales encontrados), y es el que se muestra en la tabla 23.

1er semestre 2017	Precio	Impuestos (incluidos en precio)		$\Delta\%$
		IVA	Otros	
Euros / 100 kWh				
Reino Unido	17,66	0,85	3,37	-9,5

Tabla 23: precio de la electricidad en Reino Unido 2017 (ENERGÍA 2018)

Por lo tanto, los ingresos brutos obtenidos por la venta de cada 100 kWh de energía son de 17,66 €. A esta cifra hay que restarle los costes de operación y mantenimiento anuales, ya que generan un gasto, donde también se incluyen los salarios de los operarios, y el uso de la electricidad necesaria. Consultando la fuente de la asociación AEMER, los gastos de operación y

mantenimiento se han estimado en un 2,5 % de los ingresos brutos. Una vez conocidos todos los datos necesarios, se procederá al cálculo de los ingresos netos anuales. No se tendrá en cuenta la variación del precio de la electricidad, puesto que es un valor que fluctúa de forma impredecible.

$$G_{bruta} = E_{TOT,neto} \cdot 1.000.000 * \frac{Pr_{ele}}{100} \quad (19)$$

$$G_{neta} = G_{bruta} - 0.025 * G_{bruta} \quad (20)$$

Donde,

G_{bruta} : es la ganancia bruta en un año

Pr_{ele} : es el precio de la electricidad

G_{neta} : es la ganancia neta en un año

Precio electricidad (€/kWh)	Ganancia Bruta (€)	Coste mantenimiento (€)	Ganancia neta (€)
0,1766	193.097.972 €	4.827.449 €	188.270.523 €

Tabla 24: ganancias netas anuales (Fuente propia)

10.3 Periodo de recuperación de la inversión (Pay-Back)

Para poder determinar con certeza si el proyecto es viable, se debe calcular el tiempo de recuperación de la inversión inicial, para saber a partir de qué momento el parque eólico generará un beneficio real. Por lo tanto, conociendo la inversión inicial (apartado 10.1), y suponiendo que la ganancia neta anual se mantiene relativamente constante (apartado 10.2), el cálculo del periodo de recuperación de la inversión se define media la siguiente fórmula:

$$T = \frac{I_{TOT}}{G_{neta}} \quad (21)$$

Donde,

T : tiempo de recuperación de la inversión

I_{TOT} : Inversión inicial total

G_{neta} : ganancia neta anual

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

Inversio inicial total (€)	Ganancia neta anual (€)	Tiempo de recuperación
901.400.000 €	193.097.972 €	4,67 años

Tabla 25: plazo de amortización (Fuente propia)

En conclusión, el periodo de recuperación de la inversión inicial es muy positivo, ya que en 4,67 años se recuperaría el dinero invertido y se comenzaría a ganar dinero. Sin embargo, hay que tener en cuenta que en los cálculos realizados no se tienen en cuenta posibles imprevistos, averías o roturas en las piezas, y se asume que el recurso eólico se mantendrá constante durante todo el ciclo de vida de los aerogeneradores. Por lo tanto, es probable que en la práctica el periodo de recuperación de la inversión se más largo. De todas maneras, a pesar de que se alargue el periodo de recuperación, se puede afirmar que el proyecto seguirá siendo rentable y, por lo tanto, económicamente viable.

11 PRESUPUESTO DE LA REALIZACIÓN DEL PROYECTO

Centrándose en los costes generados por la realización de este proyecto, se ha realizado un presupuesto teniendo en cuenta las horas de trabajo de trabajo del estudiante de ingeniería y de la directora del proyecto, los gastos y las amortizaciones de los elementos que han sido indispensables para la realización del mismo. En la siguiente tabla (tabla 26), se muestra el gasto dividido en subapartados y el gasto total de la realización del proyecto, asumiendo que los gastos indirectos suponen un 5 % de los gastos totales. Cabe remarcar, que la mayor parte de los costes está destinada a la mano de obra del estudiante y la directora del proyecto.

PRESUPUESTO DE LA REALIZACIÓN DEL PROYECTO				
HORAS INTERNAS				
Trabajador		Coste (€/h)	Horas	TOTAL (€)
Ingeniería doctora		35	25	875
Estudiante de ingeniería		20	180	3600
Subtotal Horas Internas				4.475 €
AMORTIZACIONES				
Elemeto	Vida Útil (años)	Coste (€)	Meses de utilización	TOTAL (€)
Ordenador portátil	10	900	5	37,50
Tablet	7	150	5	8,93
Office	1	100	5	41,67
Subtotal amortizaciones				88,1 €
GASTOS				
Concepto				TOTAL (€)
Gastos de impresión				15
Transporte				30
Subtotal gastos				45 €
Subtotal				4.608,1 €
Costes indirectos (5%)				230,4 €
TOTAL				4.838,5 €

Tabla 26: Presupuesto de la realización del proyecto (Fuente propia)

12 CONCLUSIONES

Analizando todos los cálculos y explicaciones desarrolladas en el trabajo, se concluye que el parque eólico marino estará compuesto por 20 aerogeneradores del tipo V-164/8000, fabricados por la empresa danesa Vestas, formando un total de 160 MW de potencia instalada. Dichos aerogeneradores estarán colocados en dos filas de 10, con una distancia de 1640 m (10·D) entre filas y 820 m (5·D) entre aerogeneradores de la misma fila para minimizar las pérdidas generadas por el efecto sombra.

Con una generación de electricidad anual de más de un GWh, el parque eólico marino será una importante fuente de energía que contribuirá de forma notable a la aportación de las energías renovables en el mix energético del país y de Europa. Teniendo en cuenta la importancia que tienen hoy las energías libres de emisiones de CO₂, con el fin de frenar el calentamiento global y de terminar con la dependencia de combustibles fósiles, la instalación de un parque eólico marino es un símbolo de modernidad, progreso tecnológico y compromiso con el medio ambiente.

El estudio ambiental realizado, determina que es viable instalar un parque eólico en el emplazamiento seleccionado. Se ha comprobado que los daños generados sobre el terreno, la biodiversidad y las personas es pequeño, y además se han tomado las medidas necesarias para evitar los daños más significativos.

En análisis económico realizado, determina finalmente, que es un proyecto viable. Pese a necesitarse una inversión inicial muy alta, el parque eólico marino presenta una rentabilidad muy alta, y genera grandes beneficios. Es por eso por lo que se obtiene un plazo de amortización menor de 5 años, un tiempo más que admisible para este tipo de infraestructuras.

En definitiva, tras los cálculos, análisis y estudios realizados, se puede concluir que los aspectos técnicos, ambientales y económicos del proyecto son totalmente viables.

13 DESCRIPCIÓN DE TAREAS

13.1 Metodología

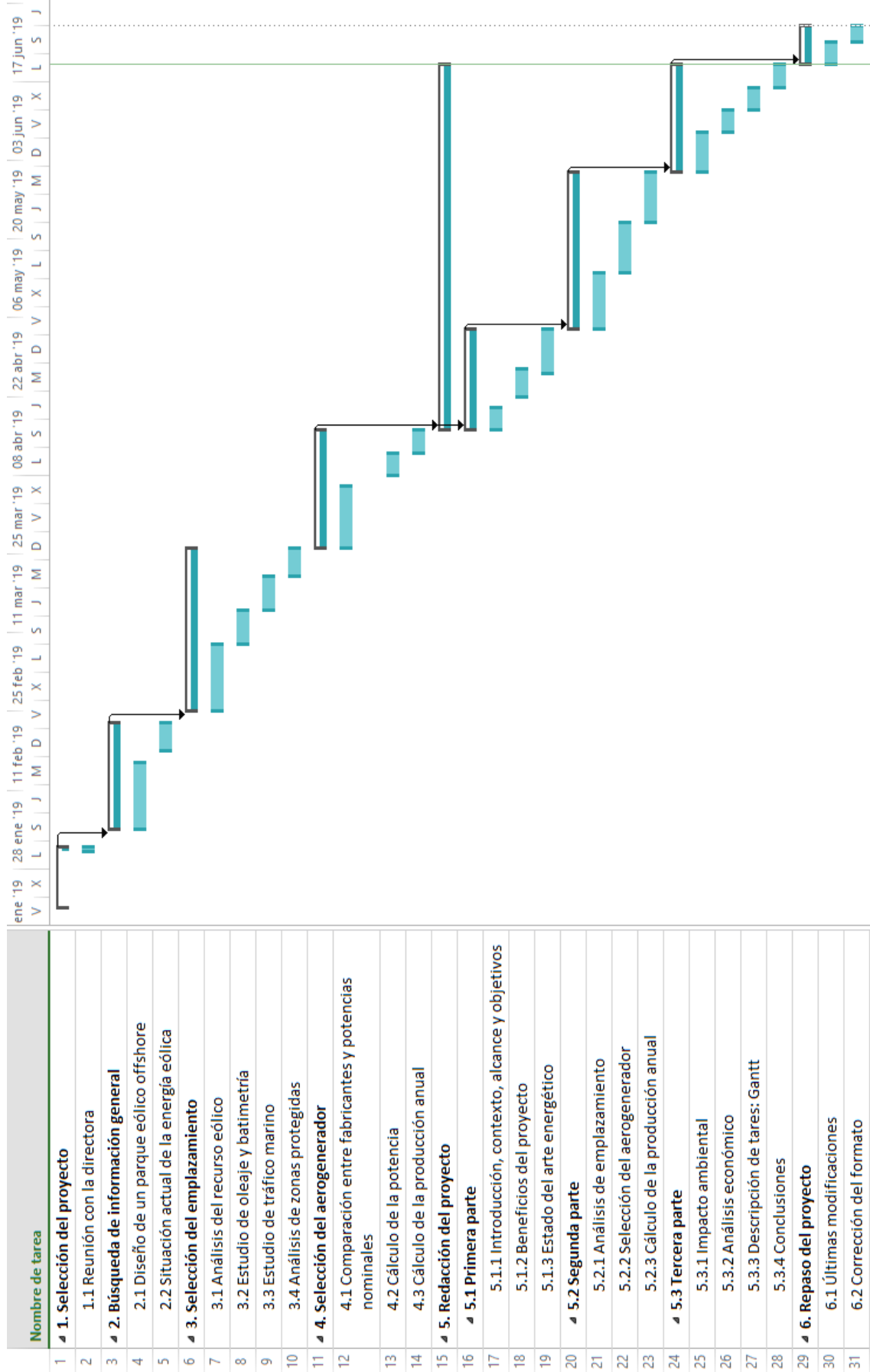
Este trabajo se ha realizado siguiendo un índice previamente elaborado que permite al autor tener una idea orientativa de los plazos a seguir. En su totalidad han sido necesarias en torno a 180 horas de trabajo, divididas entre 5 meses de trabajo. Por lo tanto, en este apartado se hará una descripción del reparto de tareas de forma cronológica.

1. **Búsqueda de información general:** tras elegir el proyecto a desarrollar, se comienza recopilando información general acerca de los parques eólicos marinos y de la situación actual de la eólica en el mundo.
2. **Selección del emplazamiento:** la primera tarea a llevar a cabo fue la selección del emplazamiento, teniendo que analizar diversos factores que posibiliten la instalación de un parque eólico marino.
3. **Selección del aerogenerador:** una vez conocido el emplazamiento del parque eólico marino, se continúa con la elección del aerogenerador que mejor se adapte a las condiciones de la zona. Para ello se preseleccionan varios aerogeneradores y se comparan diferentes aspectos.
4. **Redacción del proyecto:** habiendo determinado los datos técnicos sobre el parque eólico marino, se comienza a redactar el proyecto. En primer lugar, se describe el estado del arte energético para conocer el contexto en el que tendrá repercusión este proyecto. Después se describen los datos técnicos y cálculos realizados para dimensionar el parque eólico marino. Finalmente se calcula la potencia y producción anual del parque.
5. **Estudio de impacto ambiental:** para comenzar con el estudio de viabilidad del parque eólico marino, se realiza un análisis completo del impacto que pueda tener el parque sobre el ecosistema.
6. **Análisis económico:** para concluir con el estudio de viabilidad y con el proyecto en sí, se realiza un análisis económico que determine si es rentable llevar a cabo el proyecto descrito en este trabajo.
7. **Repaso final:** una vez terminado el proyecto, se realiza un repaso final haciendo las últimas correcciones y seleccionando el formato correcto del trabajo.

En el siguiente apartado (12.2) se muestran todas las tareas descritas y sus duraciones representadas mediante un diagrama de Gantt.

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 160 MW. IMPACTO AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA.

13.2 Diagrama de Gantt



14 BIBLIOGRAFÍA

1. ENERGÍA 2018. (2018). De ALGOR, S.L. Madrid: Foro de la Industria Nuclear Española, (04/2019)
2. El consumo energético en el mundo, Europa y España (2017). De Endesa, (04/2019). Sitio web: https://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/el-sector-electrico/consumo-energia-mundo
3. ENAIR (2019). Atlas Eólico Mundial, (06/2019). Sitio web: <https://www.enair.es/es/app>
4. IDAE (2019). (05/2019). Sitio web: <https://www.idae.es/>
5. Puertos del Estado (2019). (06/2019). Sitio web: <http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>
6. CENER. (2019). GlobalWind, (04/2019). Sitio web: <http://www.globalwindmap.com/VisorCENER/mapviewer.jsf?width=1059&height=577>
7. ShipMap (2019). (06/2019). Sitio web: <https://www.shipmap.org/>
8. TeleGeography (2018). Submarine Cable Map, (06/2019). Sitio web: <https://www.submarinecablemap.com/#/>
9. Red Eléctrica de España (2019). Mapa eléctrico, (04/2019). Sitio web: <https://www.ree.es/es>
10. ENSG (2012). Our Electricity Transmission Network, (04/2019). Sitio web: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48275/4264-ensg-summary.pdf

11. SHOM (2017). Cluster Maritime Français, (06/2019). Sitio web: <http://www.shom.fr/>
12. Marco A. Borja (2009). Clase de Viento IEC, (05/2019). Sitio web: <http://www.nacionmulticultural.unam.mx/mezinal/docs/260.pdf>
13. The Wind Power (2018). Wind Energy Market Intelligence, (06/2019). Sitio web: [https://www.thewindpower.net/turbine es 179 acciona.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_179_acciona.php)
14. Sebastián Francke y José Miguel Pérez-Cotapos (2015). Off-Shore, (06/2019). Sitio web: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/offshore/back.html>
15. Germán Portillo (2016). Todo lo que conlleva la construcción de un parque eólico, de Renovables Verdes, (06/2019). Sitio web: <https://www.renovablesverdes.com/parques-eolicos/>
16. BioEscuela (2019). Partes de un Aerogenerador, (05/2019). Sitio web: <http://bioescuela.org.ar/2-5-2-partes-de-un-aerogenerador/?i=3>
17. Adurcal (2014). Las Amenazas Inducidas por los Parque Eólicos, (06/2019). Sitio web: <http://adurcal.com/enlaces/mancomunidad/viabilidad/59.htm>
18. AEMER (2017). Eólica, (06/2019). Sitio web: <https://aemer.org/las-renovables-en-espana/eolica/>
19. F2E (2017). Gas Natural, Butano, Electricidad, Propano y Gasóleo: ¿Qué energía emite más CO₂?, (05/2019). Sitio web: <http://www.f2e.es/es/gas-natural-butano-electricidad-propano-y-gasoleo-que-energia-emite-mas-co2>