



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica
de Ingenieros de Minas

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA. ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE EN LA COSTA GALLEGA.

León, Julio de 2016

Autor: Tania Maroñas Dosil
Tutor: José Luis Falagán Cavero

El presente proyecto ha sido realizado por D./Dña. **Tania Maroñas Dosil**, alumno/a de la **Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas** de la **Universidad de León** para la obtención del título de **Grado en Ingeniería de la Energía**.

La tutoría de este proyecto ha sido llevada a cabo por D./Dña. **José Luis Falagán Caveró**, profesor/a del **Grado en Ingeniería de la Energía**.

Visto Bueno

Fdo.: D./Dña. **Tania Maroñas Dosik**
El autor del Trabajo Fin de Grado

Fdo.: D./Dña. **José Luis Falagán Caveró**
El Tutor del Trabajo Fin de Grado

RESUMEN

El objetivo del presente estudio es la proyección de la energía eólica en España, haciendo hincapié en el análisis técnico-económico de la implantación en la costa gallega de un parque eólico marino, también llamado parque eólico Offshore.

Para llevar a cabo la elección de la zona de estudio, se debe tener en cuenta las restricciones contempladas en el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral, así como, las posibles restricciones técnicas y económicas. Por lo que a partir de estos datos se ha determinado localizar el parque en la costa de Cedeira, A Coruña.

Para poder realizar el estudio técnico de este trabajo se ha empleado los softwares Fuga y WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program). Este último permite realizar una estimación del potencial eólico de la zona, partiendo de unos parámetros que se deben introducir en él, como son, los datos del viento obtenidos a partir de un anemómetro, un mapa topográfico y la turbina que se quiere implementar en la zona de estudio.

Para obtener el mayor rendimiento posible de la zona de estudio, el parque se implementó en Fuga, consiguiendo con esto reducir al máximo el apantallamiento que producen unos aerogeneradores sobre otros.

Por último, se ha realizado un estudio económico del parque eólico offshore para comprobar la viabilidad del estudio.

ABSTRACT

The main goal of this research is to give a detailed overview of the development of the wind power Energy in Spain, focusing in the technical and economic analysis of an Offshore Wind Farm in the galician coast.

Restrictions embodied in the Ambiental Strategic Study of the Litoral, had to be considered when considering where to place the Wind Turbines, as well as the possible technical and economic restrictions. Due to these facts, the Wind Farm has been placed on the shore of Cedeira, in the province of A Coruña

The software used for the technical research of this Project are the programs Fuga and WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program). WAsP provides the chance of obtaining the wind resource in an área, through the parameters that had to be introduced in the program, such as wind information (obtained by an anemometer), a topographic map and the chosen turbine for the área.

With the aim of improving the efficiency of the target area, the Wind Farm were implemented in Fuga, reducing the screening among the wind turbines.

Last, an economic study of the offshore had been done to check the viability of the Project.

ÍNDICE

1	Introducción	1
2	Energía eólica offshore	2
2.1	Ventajas e inconvenientes.....	3
2.2	Perspectivas de futuro de la energía eólica offshore	3
2.3	Situación de la energía eólica offshore a escala internacional.....	4
2.4	Situación de la energía eólica a nivel europeo.....	6
2.5	Situación de la energía eólica offshore a nivel nacional	8
3	Marco normativo.....	11
4	Evaluación del recuso eólico y emplazamiento	14
4.1	Elección del emplazamiento.....	14
4.2	Descripción del emplazamiento	19
4.3	Obtención de los datos del recurso eólico.....	20
4.4	Orografía del emplazamiento	24
4.4.1	<i>Batimetría del emplazamiento.....</i>	<i>26</i>
4.5	Elección de aerogeneradores.....	27
4.5.1	<i>Características técnicas del aerogenerador V164- 8.0 MW Offshore.....</i>	<i>28</i>
4.6	Colocación de los aerogeneradores.....	29
4.6.1	<i>Distribución del parque.....</i>	<i>29</i>
4.6.2	<i>Distribución del parque eólico offshore.....</i>	<i>30</i>
5	Producción energética del parque.....	33
5.1	Caso 1º.....	33
5.1.1	<i>Producción energética anual del parque.....</i>	<i>35</i>
5.2	Caso 2º.....	35
5.2.1	<i>Producción energética anual del parque.....</i>	<i>37</i>
6	Fuga	37
7	Construcciones adicionales	40
7.1	Cimentaciones.....	40
7.1.1	<i>Geología del emplazamiento del parque.....</i>	<i>40</i>
7.1.2	<i>Tipo de cimentaciones</i>	<i>41</i>
7.2	Equipos de evacuación de la energía hasta la red de distribución.....	43
7.3	Sistema de comunicación SCADA.....	45
8	Montaje	45
9	Análisis económico	47
9.1	Inversión inicial.....	47
9.1.1	<i>Estudio previo.....</i>	<i>47</i>

9.1.2	<i>Aerogeneradores y plataformas flotantes</i>	48
9.1.3	<i>Instalación del parque</i>	49
9.1.4	<i>Infraestructura e instalación eléctrica</i>	49
9.1.5	<i>Otros costes</i>	51
9.1.6	<i>Inversión total del parque eólico offshore</i>	52
9.2	Gastos de explotación	53
9.2.1	<i>Operación y mantenimiento</i>	53
9.2.2	<i>Plan de vigilancia ambiental (PVI)</i>	53
9.2.3	<i>Seguros</i>	53
9.3	Ingresos.....	53
9.4	Estudio económico del parque eólico offshore	54
9.4.1	<i>Obtención del flujo neto de caja</i>	54
9.4.2	<i>VAN y TIR</i>	57
9.5	Resumen del estudio económico.....	58
10	Conclusiones	59
11	Bibliografía	61
	Anexos	63

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.- Minieólica y Repowering	1
Figura 2.1- Parque eólico offshore	2
Figura 2.1.- Parque eólico offshore	2
Figura 2.2.- Ubicación de los parques eólicos offshore instalados en la actualidad	4
Figura 2.3.- Potencia acumulada global.....	5
Figura 2.4.- Mapa de los parques eólicos offshore en China	5
Figura 2.5.- Mapa de potencial eólico y batimétrico de Estados Unidos	6
Figura 2.6.- Evolución de la potencia anual y acumulada de la energía eólica offshore en Europa.....	7
Figura 2.7.- Potencia instalada y parques eólicos offshore por países	7
Figura 2.8.- Zonificación de las áreas eólicas offshore	9
Figura 2.9.- Mapa batimétrico de España.....	10
Figura 2.10.- Mapa eólico de España.....	10
Figura 4.1.- Recurso eólico en Galicia	15
Figura 4.2.- Estudio estratégico ambiental del litoral gallego para la colocación de un parque eólico offshore.....	15
Figura 4.3.- Posibles ubicaciones en la costa gallega	16
Figura 4.4.- Mapa batimétrico de la zona A.....	17
Figura 4.5.- Valores de la batimetría en la zona A.....	17
Figura 4.6.- Mapa batimétrico de la zona B.....	18
Figura 4.7.- Valores de la batimetría en la zona B	18
Figura 4.8.- Ubicación del área de reserva.	19
Figura 4.9.- Velocidades de viento a 80 m de altura IDAE.....	20
Figura 4.10.- Rosa de los viento punto SIMAR 3032044 de Puertos del Estado.	22
Figura 4.11.- Rosa de los vientos y histograma obtenido a través de WASP.	24
Figura 4.12.- Datos de rugosidad facilitados por WASP.....	25
Figura 4.13.- Mapa de rugosidades obtenido a través de WASP.....	26
Figura 4.14.- Mapa de batimetría del Grupo de Investigación GEOMA.	27
Figura 4.15.- Información técnica del aerogenerador V164- 8.0 MW de MHI Vestas.	28
Figura 4.16.- Impacto visual producido por un parque eólico offshore.....	30
Figura 4.17.- Caso 1º, distribución del parque eólico offshore.	30

Figura 4.18.- Caso 2º, distribución del parque eólico offshore	32
Figura 5.1.- Malla AEP de la zona del parque eólico offshore	34
Figura 5.2.- Malla AEP de la zona del parque eólico offshore	36
Figura 6.1.- Producción del parque en la dirección predominante 60°	38
Figura 6.2.- Producción del parque en la dirección predominante 240°	38
Figura 6.3.- Efecto estela producido en la dirección predominante	39
Figura 6.4.- Modificación de la velocidad producido por el efecto estela	39
Figura 7.1.- Mapa geológico IGME.....	40
Figura 7.2.- Cimentación fijada al lecho marino.	41
Figura 7.3.- Cimentación flotantes.	41
Figura 7.4.- Plataforma WindFloar	42
Figura 7.5.- Comparativa entre la utilización de corriente alterna y corriente continua....	44
Figura 8.1.- Construcción de la plataforma WindFloat	45
Figura 8.2.- Montaje del aerogenerador en la plataforma WindFloat	46
Figura 8.3.- Plano del anclaje de la plataforma WindFloat.	46
Figura 9.1.- Esquema de la inversión	52

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1.- Coordenadas del paralelepípedo que delimitan el parque eólico offshore.	19
Tabla 4.2.- Información sobre el recurso eólico IDAE.	21
Tabla 4.3.- Información sobre el recurso eólico IDAE con la coeficiente de corrección del punto SIMAR.	23
Tabla 4.4.- Caso 1º, coordenadas UTM de los aerogeneradores.	31
Tabla 4.5.- Caso 2º, coordenadas UTM de los aerogeneradores.	32
Tabla 5.1.- Resultados para cada aerogenerador.	33
Tabla 5.2.- Resultado total.	34
Tabla 5.3.- Resultados obtenidos.	35
Tabla 5.4.- Resultados para cada aerogenerador.	35
Tabla 5.5.- Resultado total.	36
Tabla 5.6.- Resultados obtenidos.	37
Tabla 9.1.- Precio de venta de energía a lo largo de su vida útil.	54
Tabla 9.2.- Ingresos brutos del parque eólico.	55
Tabla 9.3.- Ingresos brutos del parque eólico.	56
Tabla 9.4.- Flujo de caja durante la vida útil del parque.	57
Tabla 9.5.- Resumen económico.	58

1 Introducción

El objetivo del presente trabajo es la proyección de la energía eólica en España, haciendo hincapié en el análisis técnico-económico de la implantación en la costa gallega de un parque eólico marino, también llamado parque eólico offshore.

Debido al cambio climático se ha comenzado la búsqueda de diversas formas de obtención de energía alternativas a las existentes, debido al grado de contaminación que estas generan. Una de ellas es la energía eólica.

La energía eólica es la energía que se obtiene del viento. Esta se produce por la conversión mediante un generador, del movimiento de las palas de un aerogenerador impulsadas por el viento en energía eléctrica.

La energía eólica tiene un futuro prometedor, sin embargo, las zonas con mayor aprovechamiento eólico ya están en uso y es difícil encontrar zonas con altas velocidades de viento sin explotar; como solución a ello se ha optado:

- *Repowering* consiste en el reemplazamiento de aerogeneradores obsoletos, es decir, aquellos con los que se obtienen potencias relativamente bajas (330-660 kW) y cuyas palas son de paso fijo, por aerogeneradores de potencias relativamente elevadas (1 -2 MW) y cuyas palas son de paso variable, es decir, modifican el ángulo que forma el perfil de la pala con la corriente de aire que incide sobre ella, aumentando de esta manera la producción anual de energía en un parque ya existente.
- *Minieólica* consiste en el aprovechamiento del viento a pequeña escala, es decir, utilizando aerogeneradores de menos de 100kW y áreas de barrido inferior a 200 m². Este tipo de tecnología se utiliza para el autoabastecimiento de hogares aislados de la red eléctrica, así como, para aplicaciones conectadas a red eléctrica de baja tensión. Actualmente, esta tecnología está implantada en Estados Unidos, China y Reino Unido así como se empieza a fomentar mediante primas (FIT) en países como Dinamarca o Polonia.
- *Parques Offshore* consiste en parques eólicos situados en el mar, estos presentan diversa ventajas frente a los parques eólicos terrestres ya que se estima que la velocidad es de 3 m/s mayor respecto a las zonas costeras, debido a la carencia de obstáculos y a que la rugosidad del suelo es mucho menor, aumentando de esta forma notoriamente la producción de electricidad.

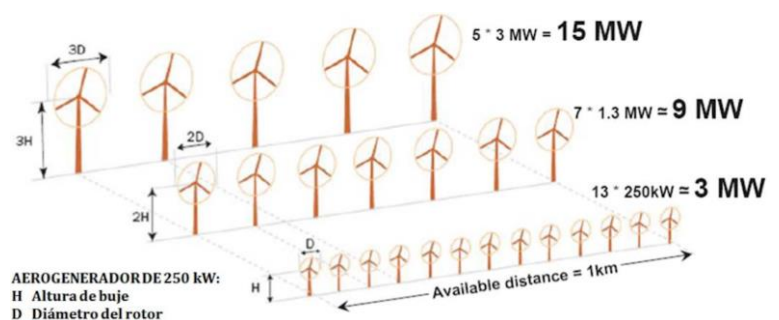


Figura 1.1.- Minieólica y Repowering

2 Energía eólica offshore

La energía eólica offshore surge debido a que las zonas con mayor potencial de aprovechamiento eólico, ya están en uso y es difícil encontrar zonas con las condiciones adecuadas (altas velocidades de viento sin explotar), así como, a la necesidad que tiene el hombre de producir energía sin emitir gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Los parques eólicos offshore consisten en parques eólicos situados en el mar.

La energía eólica es la energía que se obtiene del viento. Ésta se produce por la conversión mediante un generador, del movimiento de las palas de un aerogenerador impulsadas por el viento en energía eléctrica.

En la actualidad los aerogeneradores más utilizados son de eje horizontal, debido a que tienen un mejor aprovechamiento del viento a altas velocidades, respecto a los de eje vertical.

El mar se caracteriza por tener velocidades mayores de viento que en tierra, se estima que la velocidad es de 3 m/s mayores respecto a las zonas terrestres, así como, por la carencia de obstáculos y a que la rugosidad del suelo es mucho menor, aumentando notoriamente la producción de electricidad. Se estima que con la misma velocidad de viento se puede obtener un aprovechamiento un 30% superior que en tierra.



Figura 2.1.- Parque eólico offshore

La primera propuesta de parque eólico offshore tuvo lugar en los años setenta, aunque hasta 1991 no se instaló el primer aerogenerador marino, este se instaló en el Mar Báltico, en Nøgersund, Suecia.

Posteriormente, el precursor de esta tecnología fue Dinamarca en 1991, instalando el primer parque eólico offshore de carácter demostrativo en Vindeby, con once aerogeneradores con una potencia instalada total de 4,95 MW.

A Dinamarca le siguieron países como Holanda, Suecia e Inglaterra, con parques concebidos para la investigación y la exploración. El primer parque marítimo comercial se instaló en Middelgrunden, Copenhague, Dinamarca, en el 2001, con una potencia instalada de 40 MW.

La creación de estos parques en el Mar del Norte y Mar Báltico se vio favorecido por las batimetrías en aguas poco profundas entre 5 y 20 m así como por sus políticas energéticas.

Por último cabe destacar, los parámetros fundamentales a la hora de localizar un parque eólico offshore que son: la batimetría, el recurso eólico, las condiciones medioambientales, así como, otros parámetros dependiendo del país donde se ubique el parque. Por ejemplo, en España, hay que tener en cuenta las zonas de flora y fauna, la modificación del patrimonio subacuático, los efectos de alteración del paisaje con especial atención en zonas de interés turístico, los caladeros de pesca y marisqueo y las zonas de navegación marítima: dispositivos de separación de tráfico marítimo (DST), accesos a los puertos de interés genera o a zonas en las que existan terminales de carga.

2.1 Ventajas e inconvenientes

Las ventajas que presenta respecto a la energía eólica terrestre son:

- La rugosidad en la superficie marina es mucho más baja por lo que se obtiene un mayor aprovechamiento eólico.
- Incremento de las velocidades respecto a tierra debido a la ausencia de obstáculos.
- Menor impacto visual y acústico ya que estas sitúan alejadas de la costa y por tanto de los núcleos urbanos.
- Las áreas marinas disponen además de enormes espacios donde colocar aerogeneradores, lo que ofrece la posibilidad de instalar parques de mayor superficie que en tierra.
- Tienen una mayor vida útil, debido a la disminución de la fatiga que sufren los aerogeneradores por las turbulencias producidas por el viento.
- Generalmente cuenta con mayores horas de funcionamiento diarias que en tierra, ya que los vientos se mantiene constante, a causa a la ausencia de obstáculos.
- Con la creación de este tipo de parques, se potenciara la creación de una Red Eléctrica Europea a través del mar.

Los inconvenientes que presenta respecto a la energía eólica terrestre son:

- Al no ser una tecnología completamente madura, está limitada su instalación a zonas de grandes profundidades.
- Su colocación desentraña grandes retos a nivel de ingeniería, debido a las limitaciones de acceso y a las dificultades que acarrea trabajar en el medio marino.
- Los costes de la cimentación y las redes eléctricas de este tipo de instalación encarece en gran medida la tecnología offshore, representando los aerogeneradores aproximadamente un 40% de la inversión total del parque, el coste de la obra civil se estima que es de un 25% del total y el de las infraestructuras eléctricas es en torno a 20% en cambio frente a los 75%, 5% y 15% en tierra respectivamente.
- La inversión económica inicial es mucho más elevado.

2.2 Perspectivas de futuro de la energía eólica offshore

Según el IDAE en el Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER), se planean como prioridad para la industria nacional realizar los siguientes objetivos:

- Desarrollar aerogeneradores con potencia instalada de 10 a 20 MW, adaptándolos para su posterior implantación mar adentro.

- Desarrollar plataformas marinas experimentales para la investigación y desarrollo de subestructuras de cimentación para profundidades medias, de diseños flotantes para aguas profundas y de aerogeneradores marinos.
- Reducción de ratios de inversión y coste de explotación con el objetivo de conseguir una máxima competitiva internacional.

También se estima, que a partir del año 2017, comiencen a entrar en servicio las primeras fases de parques eólicos offshore de gran potencia en el litoral español a batimetrías menores de 50 m. Se prevé un incremento progresivo de la potencia instalada, para así en 2020 tener una potencia instalada en el litoral español de 750 MW.

2.3 Situación de la energía eólica offshore a escala internacional

En la actualidad la mayoría de los parques eólicos offshore que se encuentran en funcionamiento están emplazados en el continente europeo. La potencia eólica instalada offshore a nivel mundial ronda los 12,107 GW y una potencia similar se encuentra actualmente en desarrollo. El ranking europeo lo encabeza Reino Unido seguido por Alemania, Dinamarca, Bélgica, Holanda y Suecia. China, Japón, India y Estados Unidos están empezando a implantar esta tecnología en la actualidad, mediante la construcción y proyectos de viabilidad.

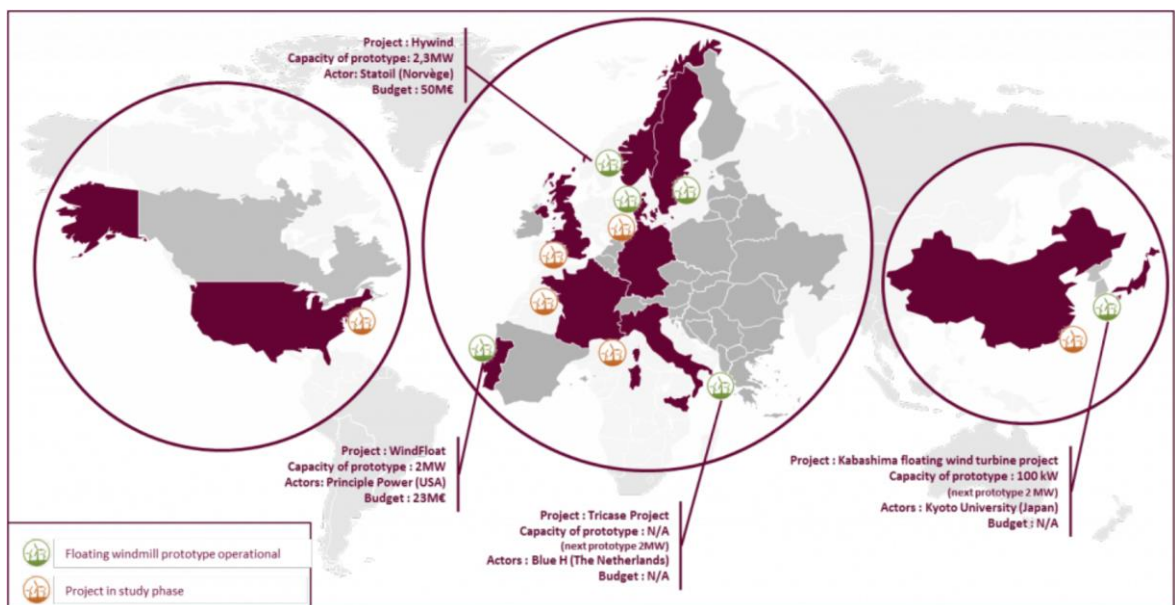


Figura 2.2.- Ubicación de los parques eólicos offshore instalados en la actualidad

En la siguiente imagen, se muestra la evolución de la energía eólica offshore a nivel de mundial, así como, la potencia que han ido acumulando los países pioneros en la instalación de esta tecnología.

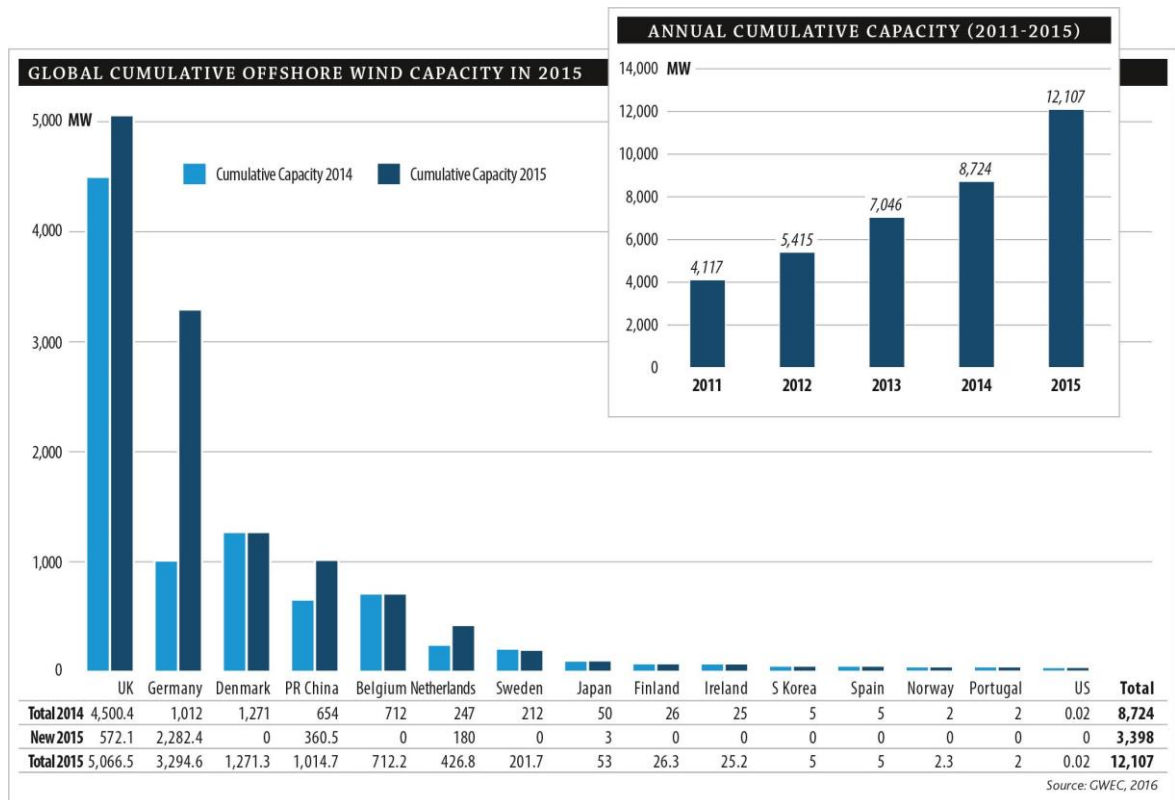


Figura 2.3.- Potencia acumulada global

En la actualidad, China cuenta una potencia instalada de origen eólico marino de 1,0147 GW, incrementando en un 57% su potencia instalada respecto al año anterior. Esta potencia se distribuye en 4 parques eólicos offshore situados a lo largo de la costa este del país como se puede observar en la siguiente imagen.

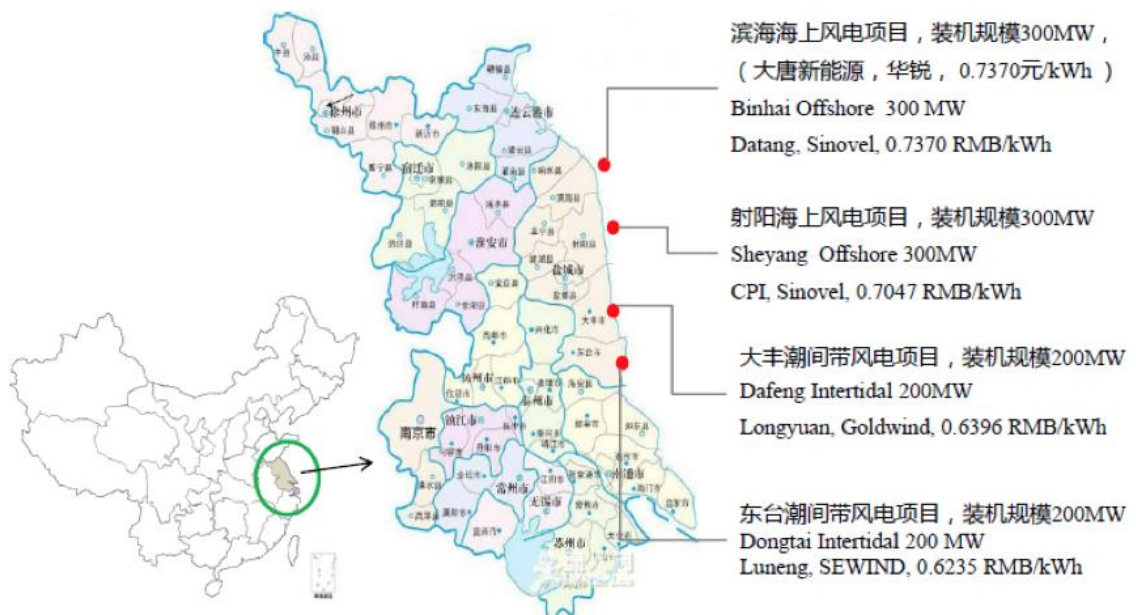


Figura 2.4.- Mapa de los parques eólicos offshore en China

Se estima que en año 2020, este país tendrá una potencia instalada de 23,5 GW a través de la tecnología offshore.

Cabe destacar también el enorme potencial eólico que tiene este país gracias a su orografía, ya que según la “Chinese Wind Energy Association” CWEA, se permitirá instalar 200 GW en batimetría menores a 25 m y 500 GW en zonas con batimetría entre 25 y 50 m.

Japón, a finales del año 2015, tiene una potencia acumulada de 53 MW a través de esta tecnología, de los cuales 2 MW pertenecen a aerogeneradores con cimentación flotante. Se prevé que a lo largo de este año se instale un total de 12 MW con el fin de conseguir en 2020 tener una potencia instalada de 1,407 GW.

En el último año 2015, India hizo importantes progresos en su potencia eólica instalada onshore, sin embargo, el desarrollo de las instalaciones offshore no ha sido muy significativo ya que solo se ha instalado una planta de 100 MW en la región de Gujarat para estudiar si sería una buena opción invertir en este tipo de tecnología. Debido a que India cuenta con más de 7600 km de costa todo apunta a que al desarrollo de la energía eólica offshore en India tiene un futuro prometedor.

Por último, otro país a destacar en la implantación de esta tecnología es Estados Unidos, aunque actualmente solo tiene instalado un pequeño parque en “Block Island” con una potencia instalada de 30 MW y un parque offshore en construcción ubicado en Massachusetts, que contará con una potencia instalada de 468 MW. La “National Renewable Energy Laboratory”(NREL) estima que en Estados Unidos se podrá instalar una potencia 4,9 GW, debido a que 66% del entorno de la costa es aprovechable con vientos entre 8,8 y 11,9 m a una altura de 50 m sobre el nivel del mar.

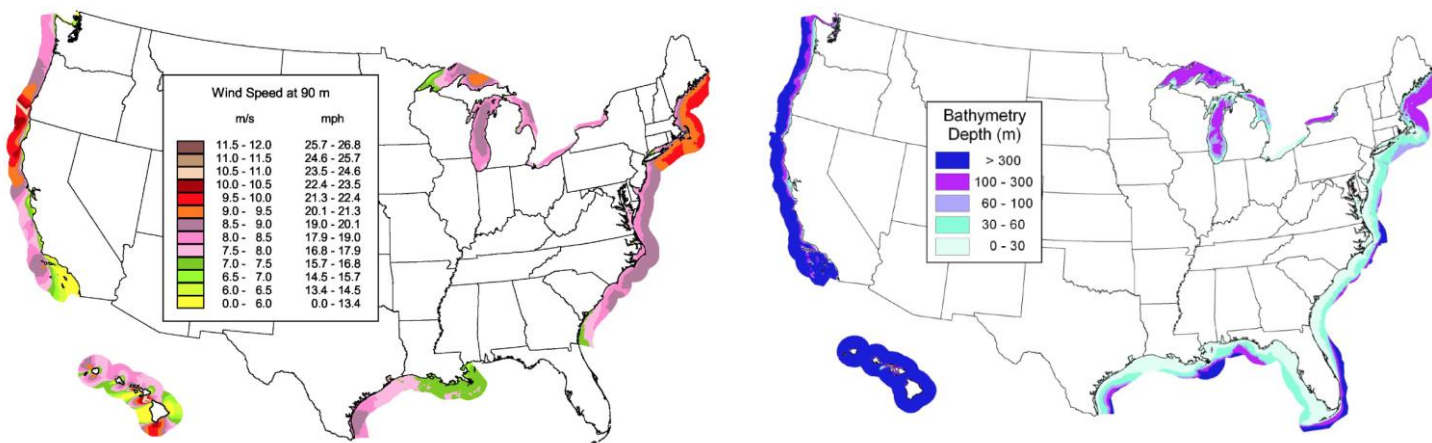


Figura 2.5.- Mapa de potencial eólico y batimétrico de Estados Unidos

2.4 Situación de la energía eólica a nivel europeo

Europa se sitúa a la cabeza en la producción de energía offshore a nivel mundial, esto se debe, en gran medida, a que fue el primer continente en apostar por esta tecnología en el año 1991 en Vindeby, Dinamarca. Este parque cuenta con una capacidad de 5 MW debido

a una batimetría muy poco pronunciada cercana a la costa, 5 m, hecho que favoreció la colocación de un total de 11 aerogeneradores con una potencia de 450 kW cada uno.

Con el desarrollo de esta tecnología, se ha ido avanzando en la investigación de diferentes tipos de cimentaciones para aguas cada vez más profundas. Actualmente, se está llevando a cabo la construcción del primer parque offshore flotante “Windfloat” situado al noroeste de la costa portuguesa, en Póvoa de Varzim, que se prevé que entrará en funcionamiento en el año 2017 y cuya profundidad media está en torno a 120 m.

El especial interés de la Unión Europea por fomentar este tipo de energía, se debe primordialmente a la política ambiental y energética, incluyendo las obligaciones de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero un 20% en 2020 por el acuerdo establecido en el protocolo de Kyoto, sin modificar el suministro de energía.

La potencia instalada en Europa durante el año 2015 fue de 3,019 GW, un 108% más que durante el año anterior. Por lo tanto, Europa acumula una potencia instalada a finales del año 2015 de 11,027 GW, con un total de 3230 aerogeneradores marinos montados en su costa. Estos aerogeneradores se sitúan en 84 parques offshore situados en 11 países europeos.

Se estima que con la capacidad instalada en la actualidad se produce 40,6 TWh/año, es decir, el 1,5% del consumo energético total de la Unión Europea.

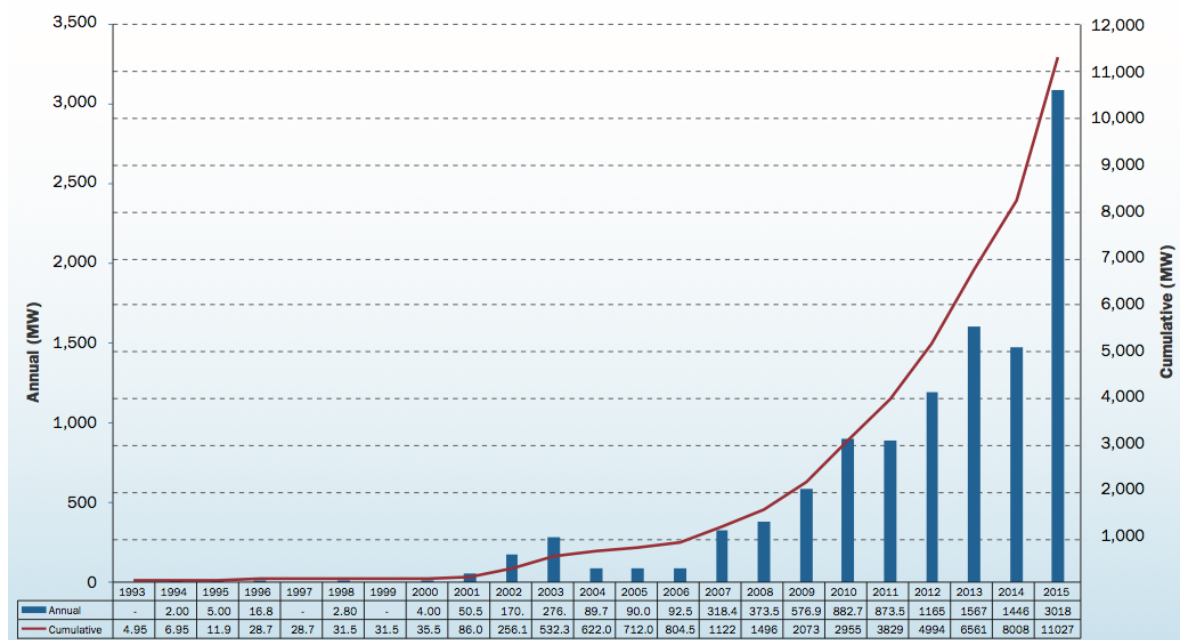


Figura 2.6.- Evolución de la potencia anual y acumulada de la energía eólica offshore en Europa

Country	BE	DE	DK	ES	FI	IE	NL	NO	PT	SE	UK	Total
No. of farms	5	18	13	1	2	1	6	1	1	5	27	80
No. of turbines	182	792	513	1	9	7	184	1	1	86	1,454	3,230
Capacity installed (MW)	712	3,295	1,271	5	26	25	427	2	2	202	5,061	11,027

Figura 2.7.- Potencia instalada y parques eólicos offshore por países

El objetivo de la Unión Europea para el año 2020 es conseguir una potencia instalada de 40 GW a través de esta tecnología.

Reino Unido, es el mayor impulsor en investigación offshore, teniendo en funcionamiento a finales de 2015, un total de 27 parques offshore con una potencia instalada de 5,0605 GW, que producen un total de 15 TWh/año. Según la “Renawable UK”, se prevé que a finales de este año, la potencia instalada aumente en torno a 1 GW, y que en 2020 la potencia instalada sea de 10 GW, llegando a producir en torno al 10% de la energía total consumida por el país.

En segundo lugar, se encuentra Alemania, con 18 parques offshore instalados en su costa, con una potencia instalada de 3,2946 GW, que han producido más de 8 TWh/año o lo que es lo mismo, el 1,4% de la energía total consumida en Alemania durante el último año. La “Renewable Energy Sources Act” (EEG) prevé que en 2020 la potencia instalada con esta tecnología sea de 6,5 GW, con el fin de conseguir que este país reduzca un 40% los gases de efecto invernadero respecto al año 1990.

Dinamarca ocupa la tercera posición, instalando 1,27 GW y se prevé según la “The Danish Wind Industry Association” (DWIA) que con la finalización de la construcción de los parques Horns Rev 3 y Krieger’s Flak, ésta última prevista para el año 2020, se incremente la potencia instalada en torno a 1,53 GW, con lo que la potencia instalada total ascendería a 2,8 GW.

En 2015, Dinamarca produjo el 42,1% de su energía eléctrica consumida a través de la energía eólica, de los cuales un 10,55% se produjo a través de la energía eólica offshore.

Cabe mencionar a Francia, aunque actualmente no tiene ningún parque eólico offshore operativo, cuenta con un total de 6 parques offshore en construcción con una potencia instalada total de 3 GW y se prevé según el “Syndicat des Energies Renouvelables” que en año 2020 tenga una potencia instalada de 6 GW.

Otros de los países de la Unión Europea que han apostado por esta tecnología son Bélgica, Holanda, Suecia, Finlandia, Irlanda, Noruega y Portugal con una potencia instalada de 712,2 MW, 436,5 MW, 201,7 MW, 26 MW, 2 MW y 2 MW, respectivamente.

Por último, cabe destacar que de toda la potencia instalada en la Unión Europea, el 69,4% se ubica en el Mar del Norte, el 17,6% en el Mar de Irlanda, el 12,9% en el Mar Báltico y 0,1% en el Océano Atlántico.

2.5 Situación de la energía eólica offshore a nivel nacional

En la actualidad no hay ningún parque eólico offshore situado en el litoral español, aunque si existen una treintena de proyectos ubicados a lo largo de la costa del país, concretamente en A Coruña, Cádiz, Huelva, Castellón, Tarragona.

El motivo principal por el que no se ha instalado ningún parque eólico de este tipo es, que a pesar de las vastas zonas disponibles aparentemente en el litoral español, las condiciones de la costa española dificultan el desarrollo de esta tecnología, debido a la escasez real de ubicaciones marinas aptas cercanas a la costa y de baja profundidad.

Esto se puede explicar, dado que en la actualidad esta tecnología está desarrollada para batimetrías inferiores a 50 m, y la mayor parte de la orografía del litoral español tiene unas batimetrías en torno a 80 m, por lo que para que se pueden instalar los parques

eólicos offshore se necesita que la tecnología avance en el desarrollo de cimentaciones flotantes tipo “WindFloat”, “Sway”, “Hywind” “Blue H”.

Cuando se empiece a instalar esta tecnología en el litoral español, probablemente los aerogeneradores superen los 4 MW, obteniendo un mejor aprovechamiento de los emplazamientos.

Para la evaluación de la superficie útil disponible de parques eólicos offshore, se tienen en cuenta diversos aspectos técnicos, económicos y medioambientales. Estos son los siguientes:

- *Consideraciones medioambientales:* zonificación del “Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español” (EEAL) para la implantación de parques eólicos offshore.

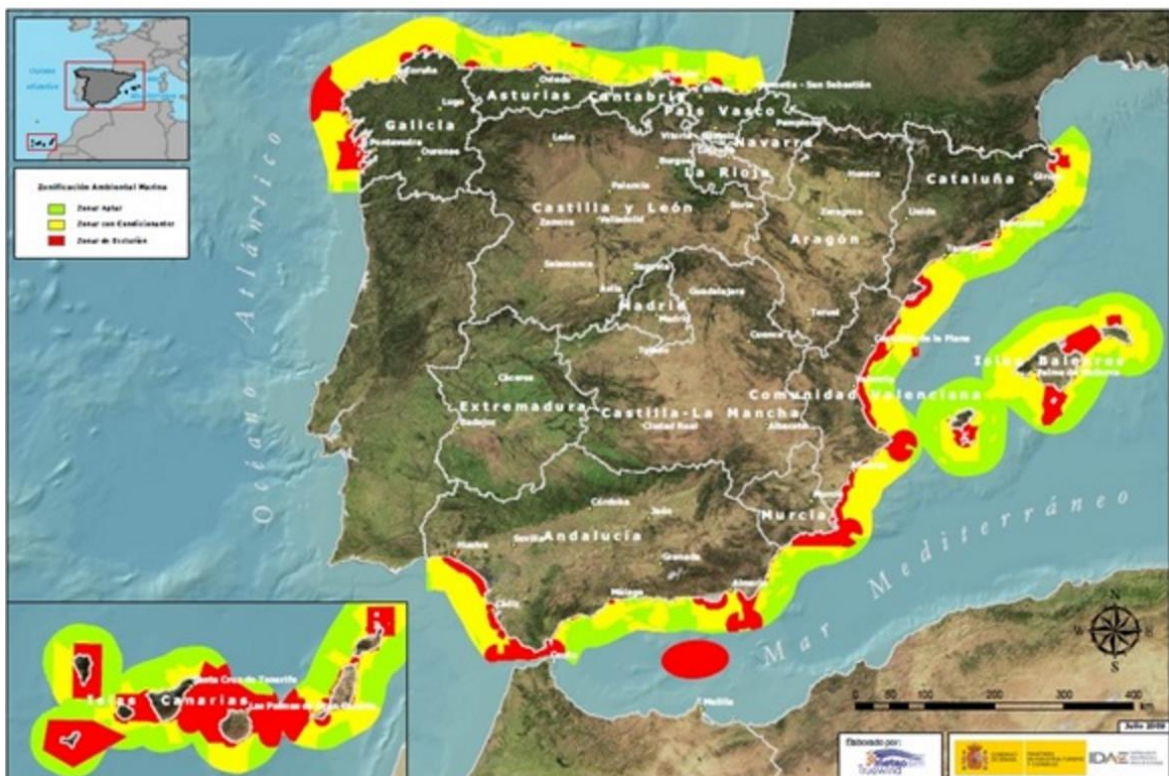


Figura 2.8.- Zonificación de las áreas eólicas offshore

Donde:

- Color verde: “zonas aptas”, en las que no se detectó incompatibilidad, en términos de planificación estratégica.
- Color amarillo: “zonas aptas pero con condicionantes”, donde el desarrollo del parque está condicionado, a falta de mayor información de detalle.
- Color rojo: “zonas de exclusión”, en las que se detectó incompatibilidad entre el desarrollo del parque (mayores de 50 MW) y los usos o actividades ya establecidas.

Este “Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español” no exige de impacto medioambiental a la hora de la creación de un proyecto eólico offshore en la zona.

- *Consideraciones técnicas:* como ya se comentó anteriormente, otro de los factores principales a la hora de la construcción de un parque eólico offshore es la batimetría, es decir, la profundidad marina, a la cual se anclan las cimentaciones de los aerogeneradores.

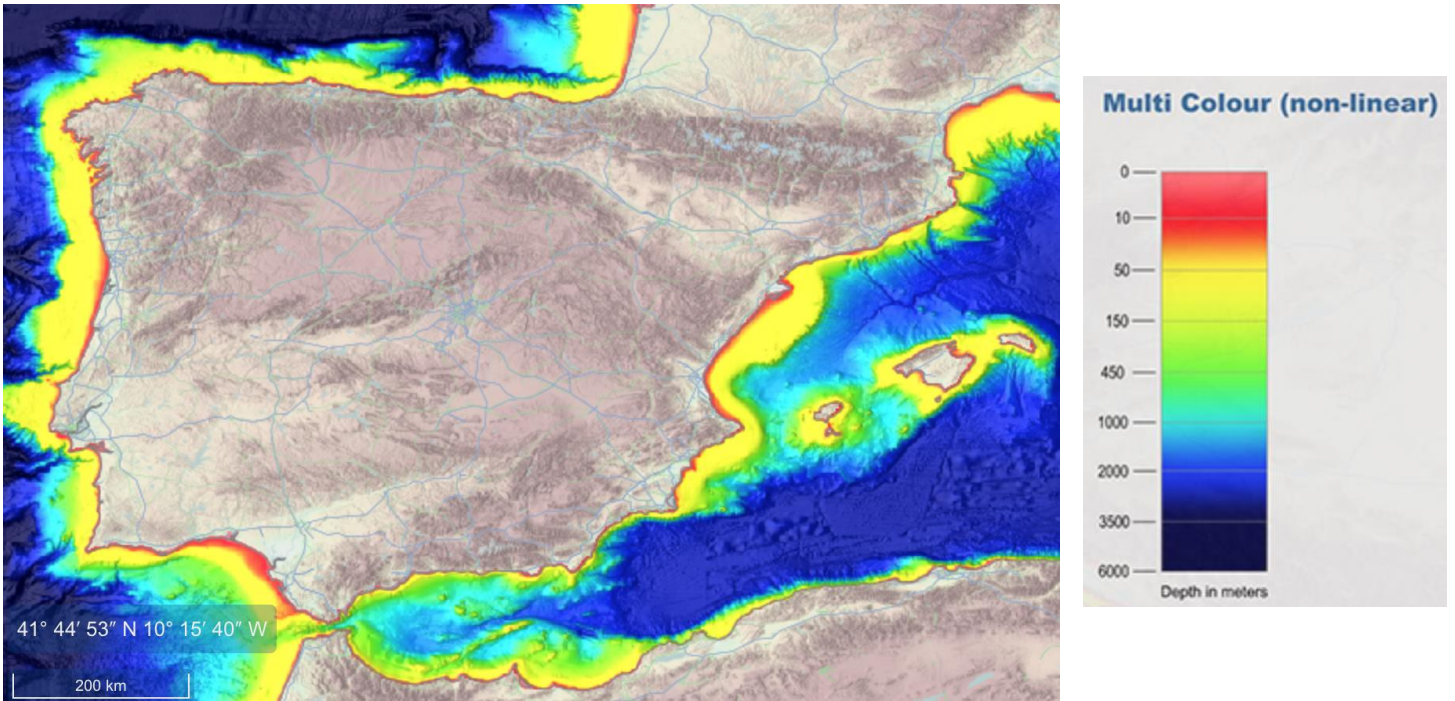


Figura 2.9.- Mapa batimétrico de España

- *Consideraciones económicas:* disponibilidad de recurso eólico con velocidades de viento medio anual superiores a 8 m/s, para que así puedan implantarse parques eólicos offshore, considerando la mayor inversión y gastos de explotación asociados frente a los parques eólicos en tierra.



Figura 2.10.- Mapa eólico de España

Por lo tanto, después de todo lo anteriormente narrado y teniendo en cuenta la evolución de la tecnología de anclaje de cimentaciones flotantes, las zonas más adecuadas del litoral español para la implantación de parques eólicos offshore son:

- En el litoral Cantábrico así como el litoral gallego, bajo la influencia de los frentes atlánticos.
- En el litoral Atlántico Sur, la costa occidental de la provincia de Cádiz.
- En el litoral Mediterráneo, desde el Estrecho de Gibraltar hasta el Cabo de Gata (Almería), la costa septentrional del Delta del Ebro (Tarragona), la costa de la provincia de Girona y la costa noreste de la Isla de Menorca.
- En el litoral de las Islas Canarias, la costa sur de las Islas de Fuerteventura, Tenerife, La Gomera, Las Palmas de Gran Canarias, así como en zonas puntuales de Lanzarote y La Palma.

3 Marco normativo

Para llevar a cabo la instalación de un parque eólico offshore es necesario llevar a cabo los trámites administrativos que se describen a continuación. Según el RD 1028/2007, los trámites administrativos corresponden a la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, así como, a las competencias que tengan atribuidas otros departamentos del Ministerio.

Toda la tramitación del proyecto se lleva a cabo por la Administración, y esta se encargará de informar a la Xunta de Galicia así como a los diferentes municipios que se vean afectados.

Por lo que en todo momento ambas instituciones deberán tener conocimiento de cada uno de los pasos que se está llevando a cabo en el desarrollo de la creación del parque, además se debe tener en cuenta su opinión y legislación, ya que es a estos a ellos a quienes afectará el desarrollo de dichas instalaciones. A estas instituciones se les permite participar en la implantación de estas instalaciones con el fin de salvaguardar los espacios físicos donde vayan a instalarse frente a posibles impactos medioambientales y racionalizar el procedimiento administrativo de aplicación.

Debido a la envergadura del proyecto, se realizara previamente un estudio, ensayos y análisis que por la inexistencia de experiencias anteriores, debe abarcar un extenso periodo de tiempo. Este se llevara a cabo según un procedimiento similar al establecido en las legislaciones de hidrocarburos y de minas en las que se reserva un territorio con un permiso de investigación que posteriormente da lugar a la concesión de explotación.

Se entenderá por parque eólico offshore o instalación de generación eólica marina todo proyecto de inversión que se materialice en la instalación integrada de uno o varios aerogeneradores, interconectados eléctricamente mediante redes propias, compartiendo una misma estructura de accesos y control, con medición de energía propia y con conexión a la red de transporte, y ubicado físicamente en el mar territorial.

Los parques eólicos offshore que se pretenda ubicar en el mar territorial, tendrán una potencia instalada mínima superior a 50 MW y, en todo caso, se regirán por lo establecido en la Ley 22/1988, de Costas, y el Reglamento General para su desarrollo y ejecución aprobado por el RD 1471/1989.

Las zonas marinas se encuentran divididas en áreas eólicas. Estas se definen como la

extensión de superficie definida entre dos paralelos y dos meridianos, cuya separación sea de un grado, que deberá coincidir con grados y minutos enteros. Las superficies para la instalación de un parque eólico marino, podrán tener la forma que se solicite, pero habrán de quedar definidas por la agrupación de cuadriláteros de diez segundos sexagesimales de lado, adosados al menos por uno de sus lados. Dichos cuadriláteros deberán coincidir con grados y minutos enteros de latitud y longitud y, en su caso, con un número de segundos que necesariamente deberá ser múltiplo de diez.

En resumen, el procedimiento que se debe llevar a cabo la para la autorización de un parque eólico offshore según el RD 1028/2007, es el siguiente:

1. Inicio del procedimiento

Presentar una solicitud ante el Ministerio de Industria, Dirección General de Política Energética y Minas.

El contenido que debe incluirse la solicitud de reserva es:

- Acreditación de la capacidad según en los términos del artículo 121 del RD 1955/2000.
- Memoria resumen explicando detalladamente las acciones que se llevaran a cabo en la superficie en la que se realizara el proyecto, con duración estimada.
 - La superficie se delimitará por las coordenadas geográficas de los vértices de la línea a poligonal que la comprenden.
 - Investigación a desarrollar en la zona, la instalación a implantar, el plan de inversiones y el plan de restauración.
- Anteproyecto, que deberá contener:
 - Instalación prevista y sus características principales.
 - Potencia del parque, aerogeneradores y ubicación estimada de los mismos.
 - Información necesaria para la realización de un EIA según RD 1302/1986.
 - Criterio para la elección del emplazamiento.
 - Descripción de los recursos eólicos según modelos fiables y bases en datos históricos.
 - Planos de la instalación.
 - Presupuesto estimado del proyecto.
 - Etc.

2. Caracterización de área eólica marina

- Se entiende por ello la recopilación de todos los informes emitidos por las Instituciones afectadas por la incidencia que un parque eólico offshore podría previsiblemente provocar en el interior del área, en función de su ubicación.
- Contendrá la estimación de la cantidad de energía máxima evacuable a través de las redes eléctricas de transporte, así como los efectos que el parque tendría sobre los elementos que componen su entorno (actividad pesquera, flora y fauna, navegación, turismo, etc.).
- La Dirección General de Política Energética y Minas procederá a consultar al operador del sistema y gestor de la red de transporte, así como a las instituciones y Administraciones previsiblemente afectadas por el mismo.
- La operadora eléctrica deberá elaborar un informe con una estimación de la capacidad de evacuación de la energía producida por el parque con un horizonte temporal de 5 años.
- La caracterización de área eólica marina se hará pública a través del BOE y en ningún caso supondrá ningún tipo de derecho para nadie.

3. Procedimiento de concurrencia

- En un periodo de tres meses, cualquier promotor interesado podrá concurrir con un proyecto de instalación de parque eólico marino en el área eólica marina que se determine.
- En el proyecto, se deberá incluir una solicitud u oferta de prima, que se expresará en €/kWh producido, con un valor no superior 2,9291, según lo establecido en el artículo 38.1 del RD 661/2007 y que se aplicará a lo largo de toda la vida útil del parque.
- Se crea un Comité formado por distintos representantes del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y una vez finalizado el periodo de recepción de solicitudes, estos se reúnen para valorar los proyectos presentados en base a unos criterios.
- El Comité de valoración podrá fijar un límite máximo de prima por encima del cual los proyectos quedarán automáticamente desestimados.
- Finalmente, se conocerá la resolución del procedimiento de concurrencia y el otorgamiento de la reserva de la zona según la notificación a los interesados y la publicación en el BOE y el DOG en este caso. Esta otorgará al promotor un derecho de acceso a la red de transporte por la potencia que le sea asignada en dicha resolución.

4. Reserva de la zona

- Desde este momento el promotor del proyecto elegido tendrá la exclusividad de la zona para llevar a cabo las operaciones de investigación del recurso eólico en la poligonal correspondiente durante un periodo de dos años, prorrogable otro año más.
- El titular de la reserva de zona estará obligado a proporcionar la información que se le solicite respecto a las características de la investigación que lleva a cabo.
- El promotor del parque deberá de llevar a cabo la evaluación de impacto ambiental EIA para la realización de las actividades de investigación según el RD 1302/1986.

5. Tramitación del procedimiento de autorización de la instalación

- El promotor entregará la solicitud de autorización de acuerdo con el artículo 122 del RD 1955/2000, cuando haya terminado su investigación sobre el recurso eólico.
- La potencia de la instalación finalmente solicitada podrá variar un 15% de la estimación inicial, debiendo ser en todo caso superior a 50 MW.
- La Dirección General de Política Energética y Minas otorgará concesión de instalación acogida al régimen regulado en el RD 661/2007, en la que se incluirá la prima concedida.

6. Evaluación de impacto ambiental

- Previo a la autorización de la instalación y a la concesión del dominio público marítimo-terrestre, el proyecto deberá someterse a la evaluación de impacto ambiental de acuerdo según el RD 1302/1986.

7. Concesión del dominio público marítimo terrestre

- Será la Dirección General de Costas la que resolverá a la vista de la declaración de impacto ambiental y de la resolución del procedimiento de autorización de la instalación efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas.
- Finalmente, será la Dirección General de la Marina Mercante la que autorizará la viabilidad desde el punto de vista de seguridad marítima, de la navegación y de la vida humana en el mar.

Además del RD 1028/2007, la instalación de parques eólicos offshore se registrará por la legislación que se cita a continuación.

- “Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos” publicado por los Ministerios de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino e Industria, Turismo y Comercio cuyo objetivo es acotar y definir las zonas aptas y las no aptas para la instalación de parques eólicos marinos.
- La Ley 27/1992 de Puertos del Estado y de la Marina Mercante, en lo referente a las zonas y tipo de navegación(artículo 7), flota civil y plataformas fijas (artículo 8) así como a las funciones (artículo 26), régimen de vertidos(artículo 60), infracciones (artículo 114,115), etc.
- La Ley 22/1988 de Costas en la que se legisla que únicamente se podrá permitir la ocupación del dominio público marítimo terrestre en aquellas actividades o instalaciones que, por su naturaleza, no puedan tener otra ubicación.
- RD 1995/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- RD 199/2004, de 29 de julio, publicado en el Diario Oficial de Galicia (DOG) por el que se regulan las competencias autonómicas en la zona de servidumbre de protección del dominio público marítimo-terrestre.
- RD 413/2014 en el que se regula y establecen los incentivos económicos a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos.
- UNE - EN 61400-3:2010 en la que se describe los requisitos de diseño para los aerogeneradores marinos.
- Norma ISO 29400:2015 en la que se describe los requisitos para la planificación y la ingeniería del puerto y las operaciones marinas.
- RD 223/2008 por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

4 Evaluación del recurso eólico y emplazamiento

4.1 Elección del emplazamiento

A la hora de elegir el emplazamiento para el parque eólico offshore se debe tener en cuenta diversos aspectos tanto económicos como técnicos y medioambientales, previamente explicados en los apartados anteriores.

Por lo que, en primer lugar se descartarán las zonas no aptas según el “Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos”. A continuación, se lleva a cabo un estudio de las zonas con mayores recursos eólicos marinos.

A partir de esto, se obtienen tres posibles zonas para su ubicación: la costa gallega, la costa norte de provincia de Girona o una pequeña área de la costa de Cádiz. Debido a que en la actualidad solo hay cinco astilleros en Europa con experiencia en estructuras de eólica offshore, y uno de ellos está situado en la provincia gallega (Navantia) se ha decidido que la zona más adecuada para situar el parque será la costa gallega, con el fin de abaratar los costes de transportes de las plataformas flotantes.

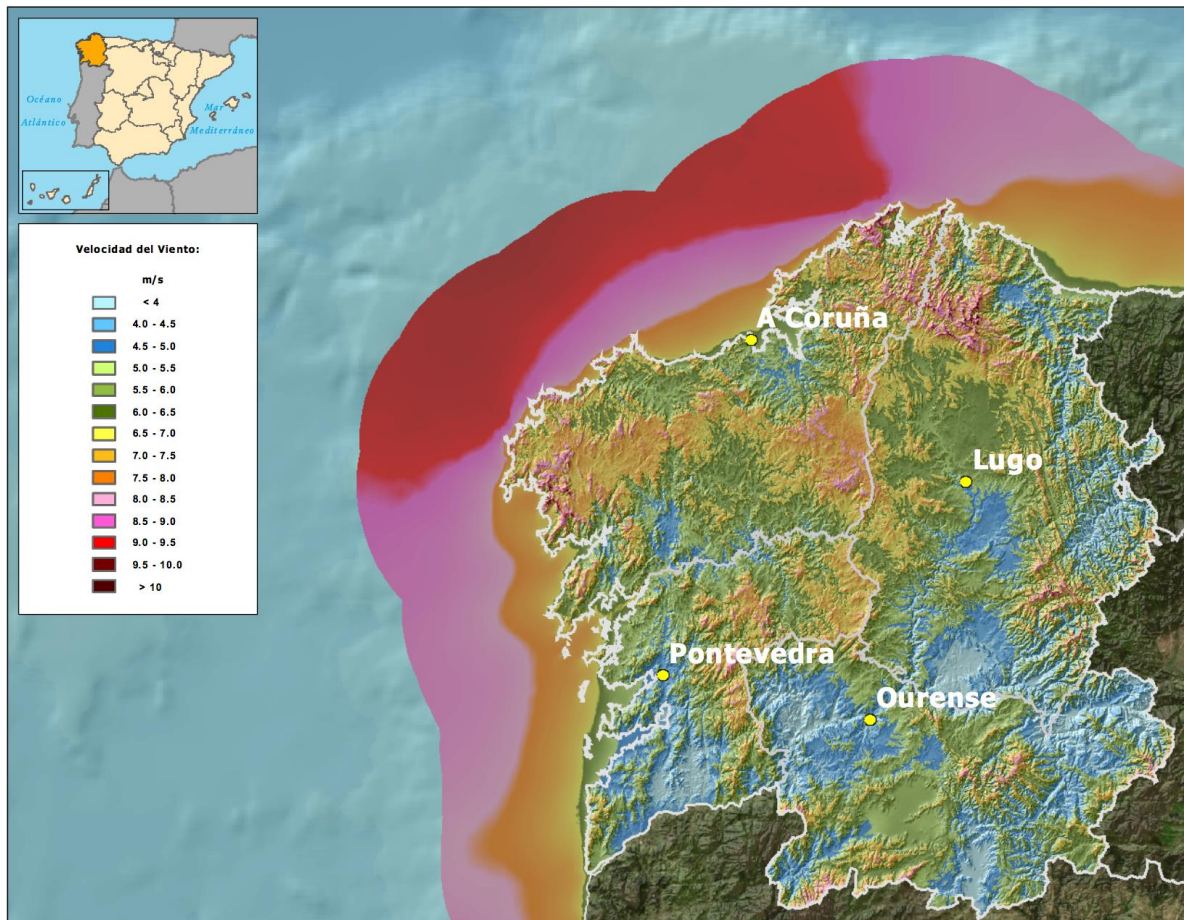


Figura 4.2.- Recurso eólico en Galicia

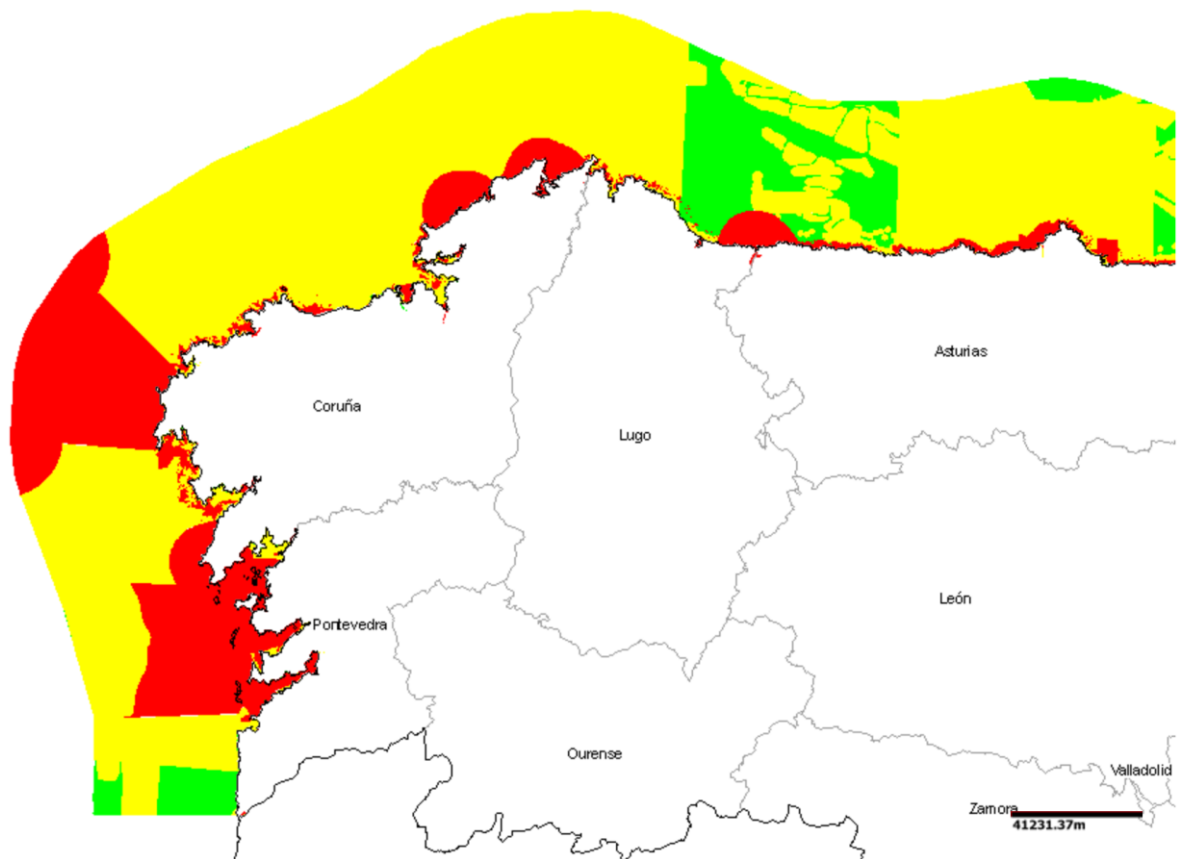


Figura 4.1.- Estudio estratégico ambiental del litoral gallego para la colocación de un parque eólico offshore

Observando las anteriores imágenes, se observa que las mejores zonas para situar el parque son:

- Zona A: abarca la zona costera comprendida entre Camariñas y Malpica.
- Zona B: abarca la zona costera comprendida entre Cedeira y Cariño.

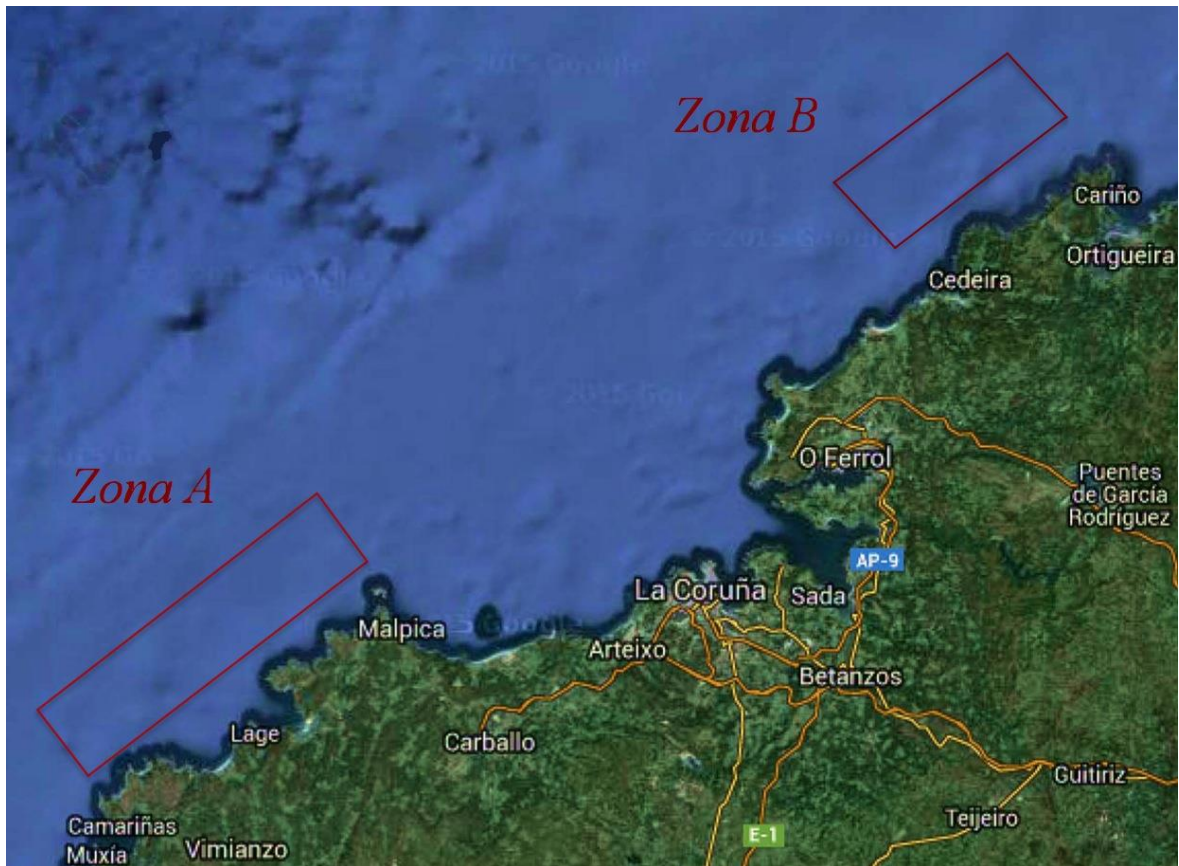


Figura 4.3.- Posibles ubicaciones en la costa gallega

En ambas zonas llevaremos a cabo un estudio tanto batimétrico como referente a los recursos pesqueros.

Los recursos pesqueros de ambas zonas son similares debido a que ambos se sitúan en zonas de pesca de bajura.

A continuación, se llevará a cabo un estudio batimétrico de ambas zonas a través de los datos facilitados por EMODnet Bathymetry (European Marine Observation and Data Network).

Como se puede observar en la siguiente imagen, la batimetría de la zona A, abarca desde los 60 m hasta los 140 m de profundidad y a medida que se va alejando de la costa va incrementando su valor.

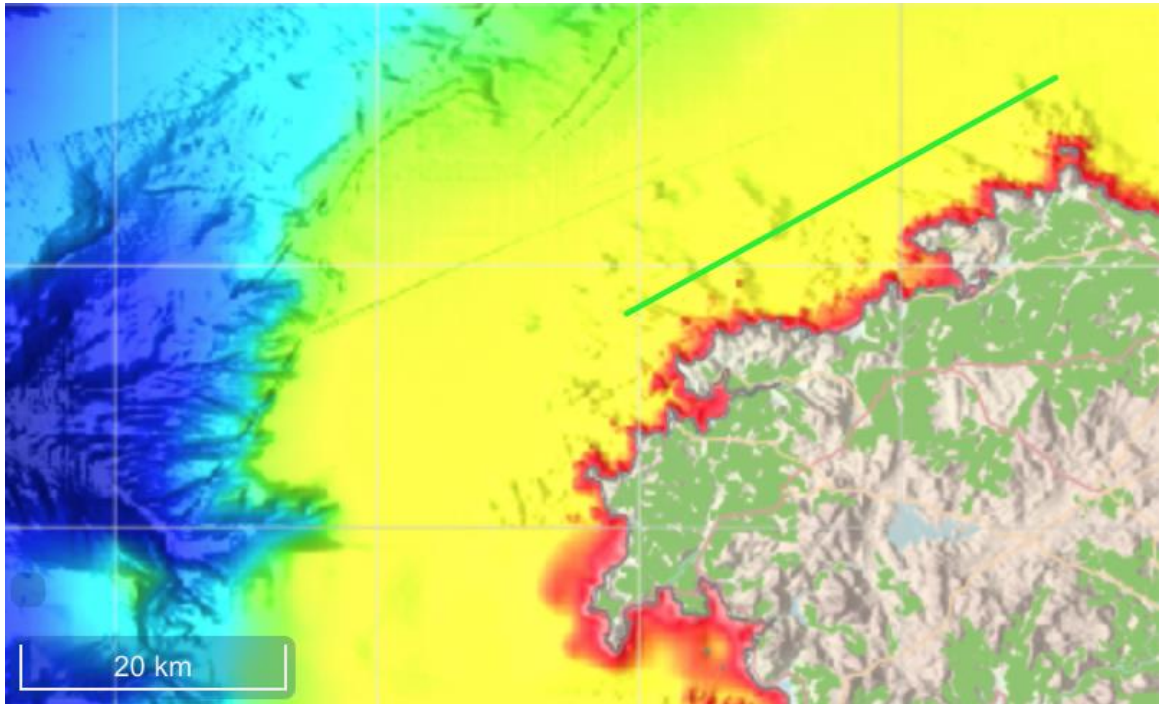


Figura 4.4.- Mapa batimétrico de la zona A.

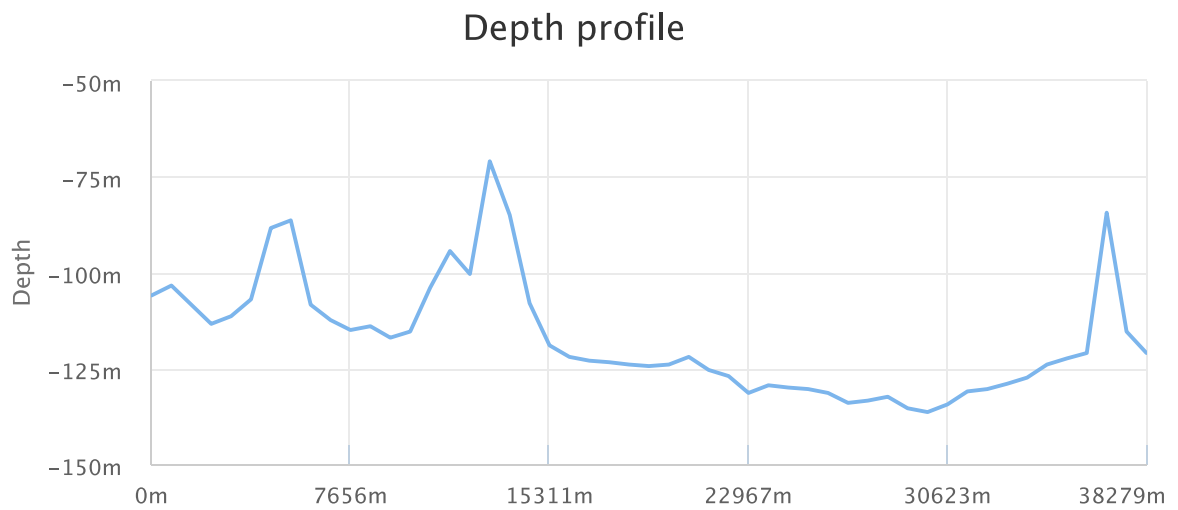


Figura 4.5.- Valores de la batimetría en la zona A

Como se puede observar en la siguiente imagen, la batimetría de la zona B, abarca desde los 50 m hasta los 120 m de profundidad y esta se va incrementando a medida que se va alejando de la costa.

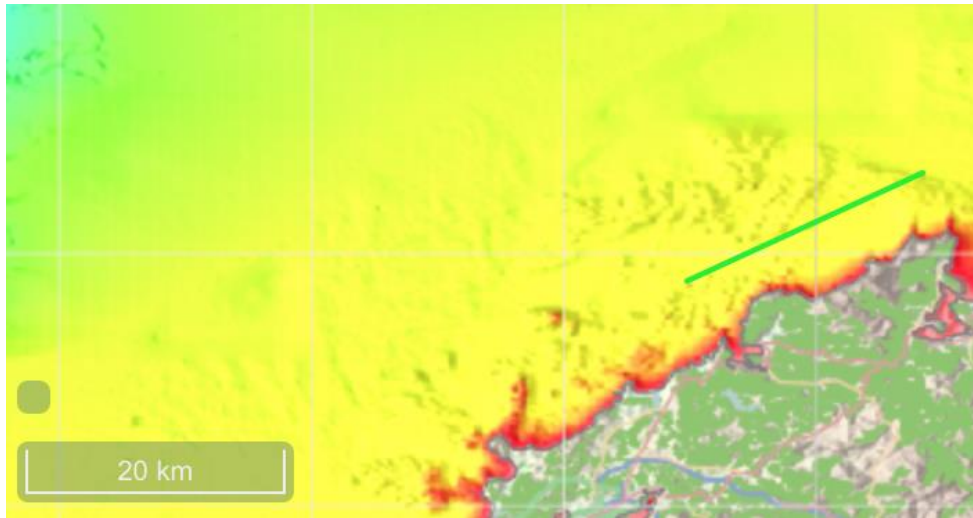


Figura 4.6.- Mapa batimétrico de la zona B

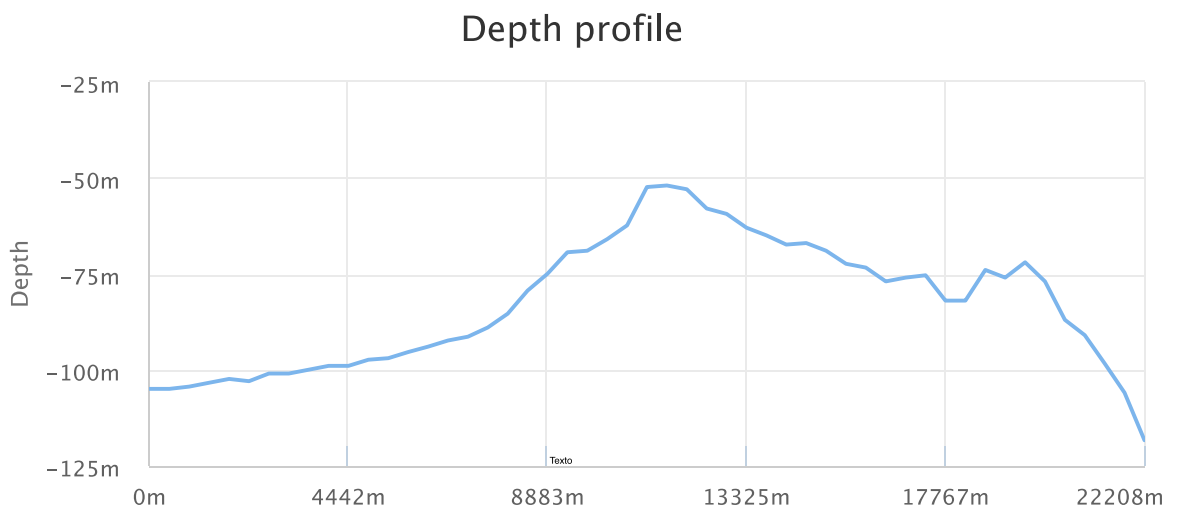


Figura 4.7.- Valores de la batimetría en la zona B

Por lo tanto, debido al estudio batimétrico, la mejor zona para la ubicación del parque eólico offshore será la zona B, que cuenta con características similares a las que tiene la costa portuguesa, en la que se encuentra la estación Povoia de Varzim. En este parque, como se comentó anteriormente se ha llevado a cabo la investigación sobre la viabilidad en cuanto a la utilización de cimentaciones tipo Windfloat, que será la que se utilice en este proyecto.

4.2 Descripción del emplazamiento

El parque eólico offshore se encuentra ubicado en la zona limítrofe del Océano Atlántico con el Mar Cantábrico, abarcando la zona costera de Cedeira hasta Cariño. Estos municipios pertenecen a la provincia de A Coruña, en la Comunidad Autónoma de Galicia.

Las coordenadas geográficas correspondientes al paralelepípedo que delimita la zona del parque son:

Tabla 4.1.- Coordenadas del paralelepípedo que delimitan el parque eólico offshore.

Punto		Coordenadas geográficas	Coordenadas UTM Huso 29
1	Latitud	43°48' N	4849930,56 m
	Longitud	8°15'12" W	560064,13 m
2	Latitud	43°54'40" N	4862459,3 m
	Longitud	8°1' 40" W	578041,2 m
3	Latitud	43°42'50" N	4840428,81 m
	Longitud	8°10'20" W	566684,54 m
4	Latitud	43°49'30" N	4852974,85 m
	Longitud	7°56'50" W	584653,4 m



Figura 4.8.- Ubicación del área de reserva.

Por último, cabe destacar que aunque la colocación del parque se llevará a cabo en el mar deberemos tener en cuenta 20 km alrededor del paralelepípedo, ya que la orografía de esta puede producir diferentes tipos de perturbaciones en el viento. La orografía de la región se caracteriza por albergar uno de los acantilados más grandes de Europa continental situándose a 620 m sobre el nivel del mar.

4.3 Obtención de los datos del recurso eólico

A continuación, se lleva a cabo un análisis detallado del recurso eólico de la zona para posteriormente introducir en el software Observed Wind Climate Wizard (OWC).

Para realizar el estudio del recurso eólico, se implementara un anemómetro a través de los datos que se obtienen del IDAE y de Puertos del Estado. En un caso real, se colocaría un anemómetro y una veleta que realizase mediciones de velocidades y direcciones de viento cada 10 min durante al menos un año.

Los datos del viento del IDAE se obtienen a través del Atlas eólico de España. En esta aplicación se muestra el potencial eólico para cada zona de España, de tres formas distintas mediante varios tipos de mallados:

- Con una malla cada 2,5 km con una rosa de vientos a 80 m de altura.
- Con una malla cada 100 m mostrando los valores estacionales a 80 m de altura.
- Con una malla cada 100 m mostrando los valores anuales a 80 m de altura.

Esta aplicación ha sido desarrollada por la compañía Meteosim Truewind, con el objetivo de proporcionar una herramienta que identifique y facilite la estimación del recurso eólico en todo el territorio nacional.

A 80 m la distribución del recurso eólico que se presenta en la zona de estudio es la siguiente:

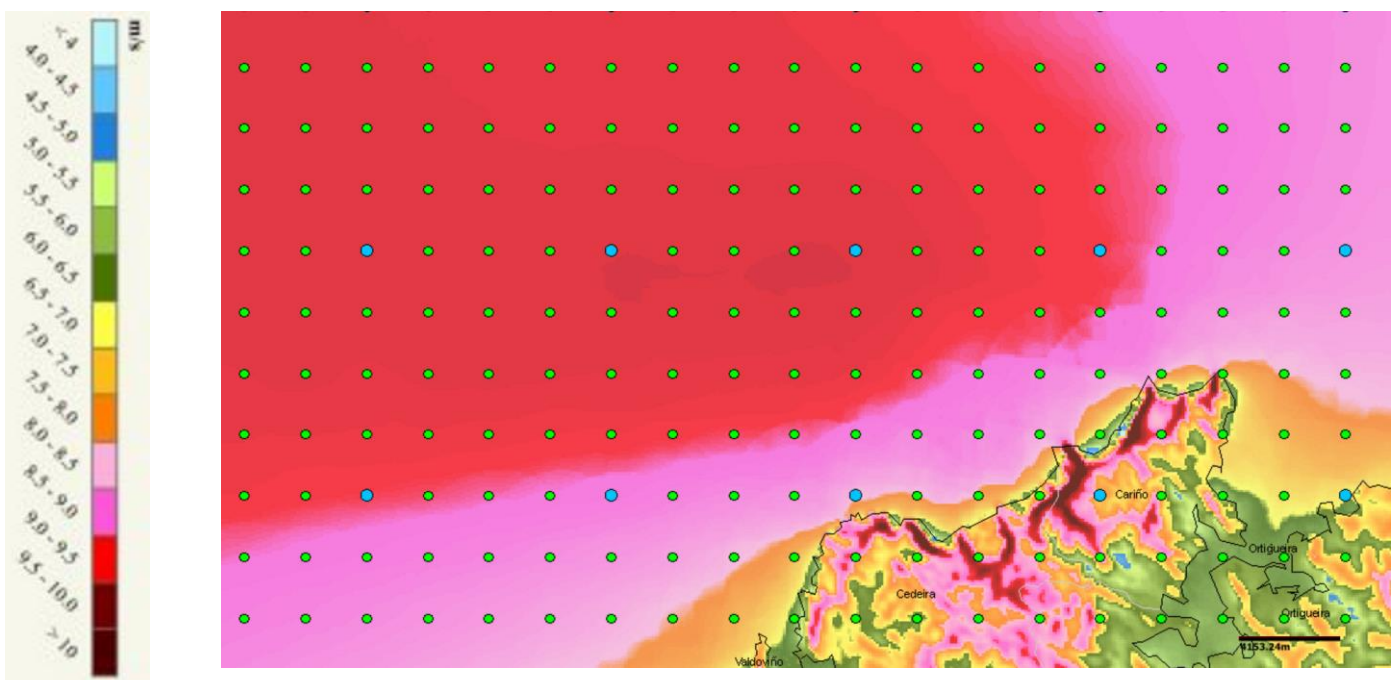


Figura 4.9.- Velocidades de viento a 80 m de altura IDAE.

Seleccionando uno de los puntos verdes que se muestra en la imagen anterior, obtenemos la tabla que se muestra a continuación.

Esta tabla da la información de la rosa de los vientos correspondiente al punto elegido para implementar el anemómetro cuyas coordenadas UTM (ETRS89 Huso 29) son:

X: 573459,55 m

Y: 4850871,11 m

Tabla 4.2.- Información sobre el recurso eólico IDAE.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	3,4	5,902	6,674	1,78
NNE	4,96	6,808	7,692	1,929
NE	7,45	7,428	8,179	2,176
ENE	17,07	10,554	11,812	2,317
E	10,91	10,675	12,02	2,166
ESE	2,31	6,049	6,695	1,85
SE	1,19	4,061	4,578	1,843
SSE	1,07	4,375	4,785	1,687
S	3,03	8,195	9,155	2,007
SSW	9,34	10,859	12,259	2,195
SW	13,12	11,35	12,954	2,085
WSW	10,75	10,184	11,439	2,299
W	6,26	8,233	9,051	2,081
WNW	3,76	7,798	8,501	1,742
NW	2,54	5,716	6,446	1,688
NNW	2,84	5,578	6,124	1,719

Con el fin de aproximar lo máximo posible los datos viento a la realidad y gracias a que se cuenta con la información de Puertos del Estado, se aplicara un coeficiente de corrección a los datos del IDAE con la información obtenida del punto SIMAR de Puertos del Estado más próximo a la zona de estudio.

En este caso, el punto SIMAR con el que obtendrá la rosa del viento es el punto SIMAR 3032044 cuyas coordenadas UTM (ETRS 89 Huso 29) son:

X: 566734.32 m

Y: 4853326.35 m

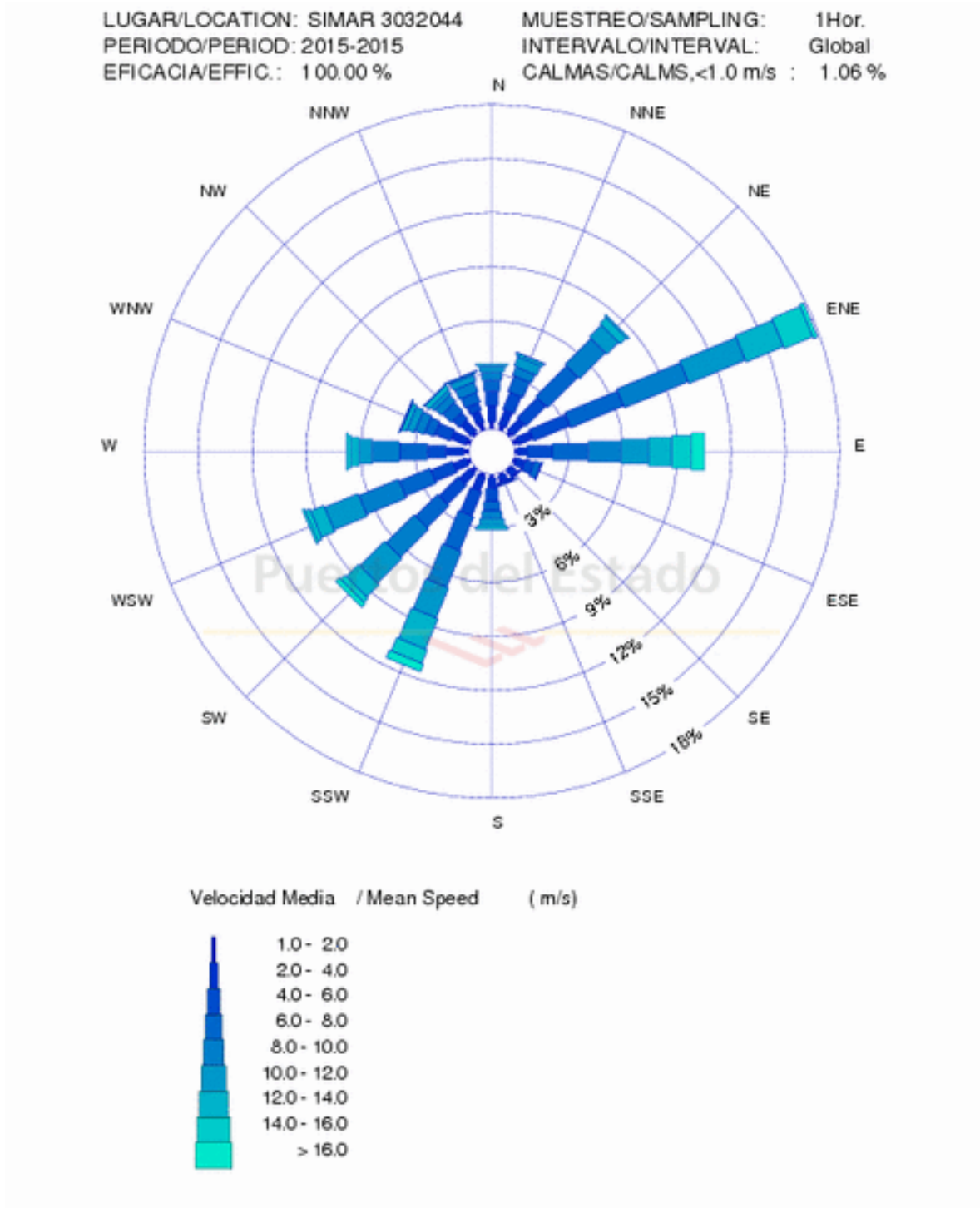


Figura 4.10.- Rosa de los viento punto SIMAR 3032044 de Puertos del Estado.

A partir de la rosa de vientos anterior, se obtiene para cada dirección un coeficiente de corrección, este se aplicará sobre el factor de Weibull C, para que así se produzca un incremento en el histograma de las velocidades, para posteriormente crear un anemómetro que tenga una mejor aproximación a los datos reales de la zona.

Tabla 4.3.- Información sobre el recurso eólico IDAE con la coeficiente de corrección del punto SIMAR.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	3,4	5,902	8,0088	1,78
NNE	4,96	6,808	9,2304	1,929
NE	7,45	7,428	9,8148	2,176
ENE	17,07	10,554	14,1744	2,317
E	10,91	10,675	14,424	2,166
ESE	2,31	6,049	8,034	1,85
SE	1,19	4,061	5,4936	1,843
SSE	1,07	4,375	5,742	1,687
S	3,03	8,195	10,986	2,007
SSW	9,34	10,859	14,7108	2,195
SW	13,12	11,35	15,5448	2,085
WSW	10,75	10,184	13,7268	2,299
W	6,26	8,233	10,8612	2,081
WNW	3,76	7,798	10,2012	1,742
NW	2,54	5,716	7,7352	1,688
NNW	2,84	5,578	7,3488	1,719

Finalmente, con esta tabla se obtendrá una lista de datos con las velocidades y direcciones del viento que semejara a los valores que se obtendrían con la colocación de un anemómetro en la zona haciendo una medición cada 10 minutos a lo largo de un año.

Para ello se debe conocer la probabilidad que hay de que el viento sople en una dirección determinada a una velocidad determinada, por lo que utilizaremos la fórmula de distribución de Weibull:

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

Introducimos para cada dirección y velocidad los valores obtenidos anteriormente para conocer de esta manera las frecuencias con las que se presenta el recurso eólico en esta zona.

Con esta información se crea un Excel similar al que daría un anemómetro real que se introduce en el programa OWC.

A partir de los datos introducidos en el programa OWC, este genera un archivo de formato .tab, que al introducir en el software WAsP nos mostrará una rosa de los vientos para cada cuadrante y un histograma para cada velocidad y cuadrante correspondiente.

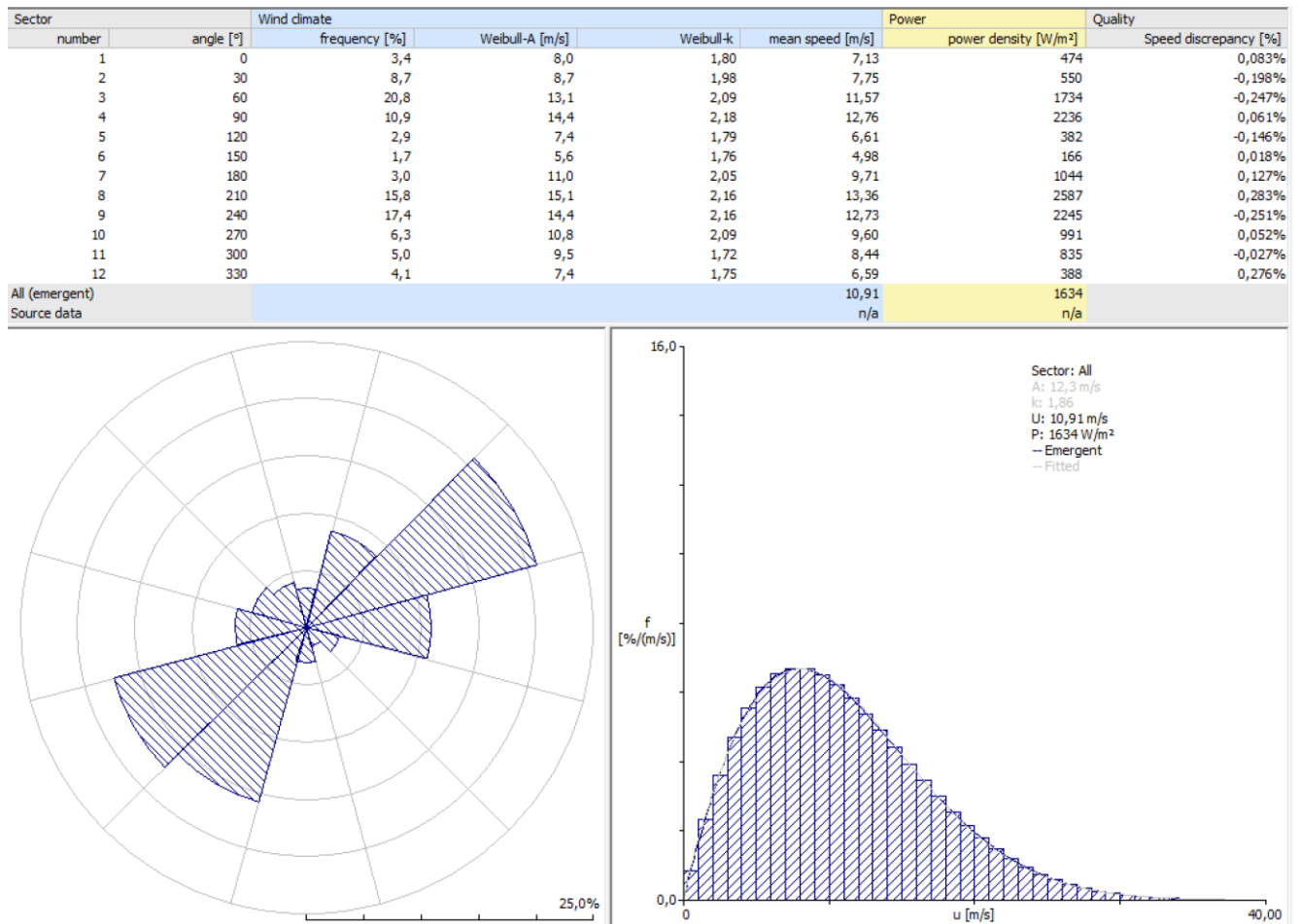


Figura 4.11.- Rosa de los vientos y histograma obtenido a través de WASP.

Como se puede observar en el lado izquierdo de la imagen anterior, las direcciones de viento predominantes en la rosa de los vientos son la noreste y la suroeste. A estas direcciones les corresponden unas velocidades medias de 11,57 y 12,73 m/s respectivamente. A la derecha de esta imagen, se muestra el histograma creado a partir de los datos del IDAE aplicando el coeficiente de corrección obtenido a través del punto SIMAR.

4.4 Orografía del emplazamiento

La orografía del emplazamiento es otro de los parámetros que se deben introducir en el modelo de cálculo de WASP, para ello se debe digitalizar un mapa topográfico en formato .dxf para posteriormente poder introducirlo en el programa WASP Map Editor. En este caso el mapa topográfico digitalizado ha sido obtenido a través del centro cartográfico de la Universidad de León.

En la figura 4.13, se muestra el mapa topográfico después de ser introducido en el programa WASP Map Editor y posteriormente convertido al formato .map para poder trabajar con él en el programa WASP.

Debido a que tanto en WAsP Map Editor como en WAsP trabajan con pantallas rectangulares, la zona que abarcará este será mayor que el área delimitada para la construcción del parque, por lo que dicho mapa tendrá las siguientes coordenadas en UTM (ETRS 89 Huso 29):

Vértice superior izquierdo:

X: 543581,9 m Y: 4873994 m

Vértice superior derecho:

X: 603604,9 m Y: 4873994 m

Vértice inferior izquierdo:

X: 543581,9 m Y: 4820430 m

Vértice inferior derecho:

X: 603604,9 m Y: 4820430 m

Como ya se mencionó anteriormente, la orografía de la región se caracteriza por albergar uno de los acantilados más grandes de Europa continental situándose a 620 m sobre el nivel del mar.

Por lo que el área que abarca el mapa topográfico será de 3207,23 km², con cotas que van desde 0 m hasta los 620 m sobre el nivel del mar correspondiente a la "Serra da Capelada" uno de los mayores acantilados de Europa.

Otro de los factores de vital importancia, que debemos añadir a la información adicional del mapa, es la rugosidad del terreno, ya que es directamente proporcional a la ralentización que experimente el viento.

Physical z_0 [m]	Terrain surface characteristics	Roughness Class z_0 specified in WAsP [m]	z_0 specified in WAsP [m]
1.5		4 (1.5 m)	1.5
> 1	tall forest		> 1
1.00	city		1.00
0.80	forest		0.80
0.50	suburbs		0.50
0.40		3 (0.40 m)	0.40
0.30	shelter belts		0.30
0.20	many trees and/or bushes		0.20
0.10	farmland with closed appearance	2 (0.10 m)	0.10
0.05	farmland with open appearance		0.05
0.03	farmland with very few buildings/trees	1 (0.03 m)	0.03
0.02	airport areas with buildings and trees		0.02
0.01	airport runway areas		0.01
0.008	mown grass		0.008
0.005	bare soil (smooth)		0.005
0.001	snow surfaces (smooth)		0.003
0.0003	sand surfaces (smooth)		0.003
0.0002	(used for water surfaces in the Atlas)	0 (0.0002 m)	0.0
0.0001	water areas (lakes, fjords, open sea)		0.0

Figura 4.12.- Datos de rugosidad facilitados por WAsP.

Como se puede observar en la tabla anterior de rugosidades que facilita el programa WASP nos encontramos con dos zonas muy diferenciadas como cabe esperar. Por una parte toda la zona del mar, que tiene una rugosidad de 0,0002 m y por otra parte la zona de la “Serra da Capelada” con una rugosidad de 0,2 m debido a la vegetación, principalmente a los arbustos. Esto se visualiza en la siguiente imagen, donde la rugosidad se delimita por la línea de color rosa que bordea la costa.

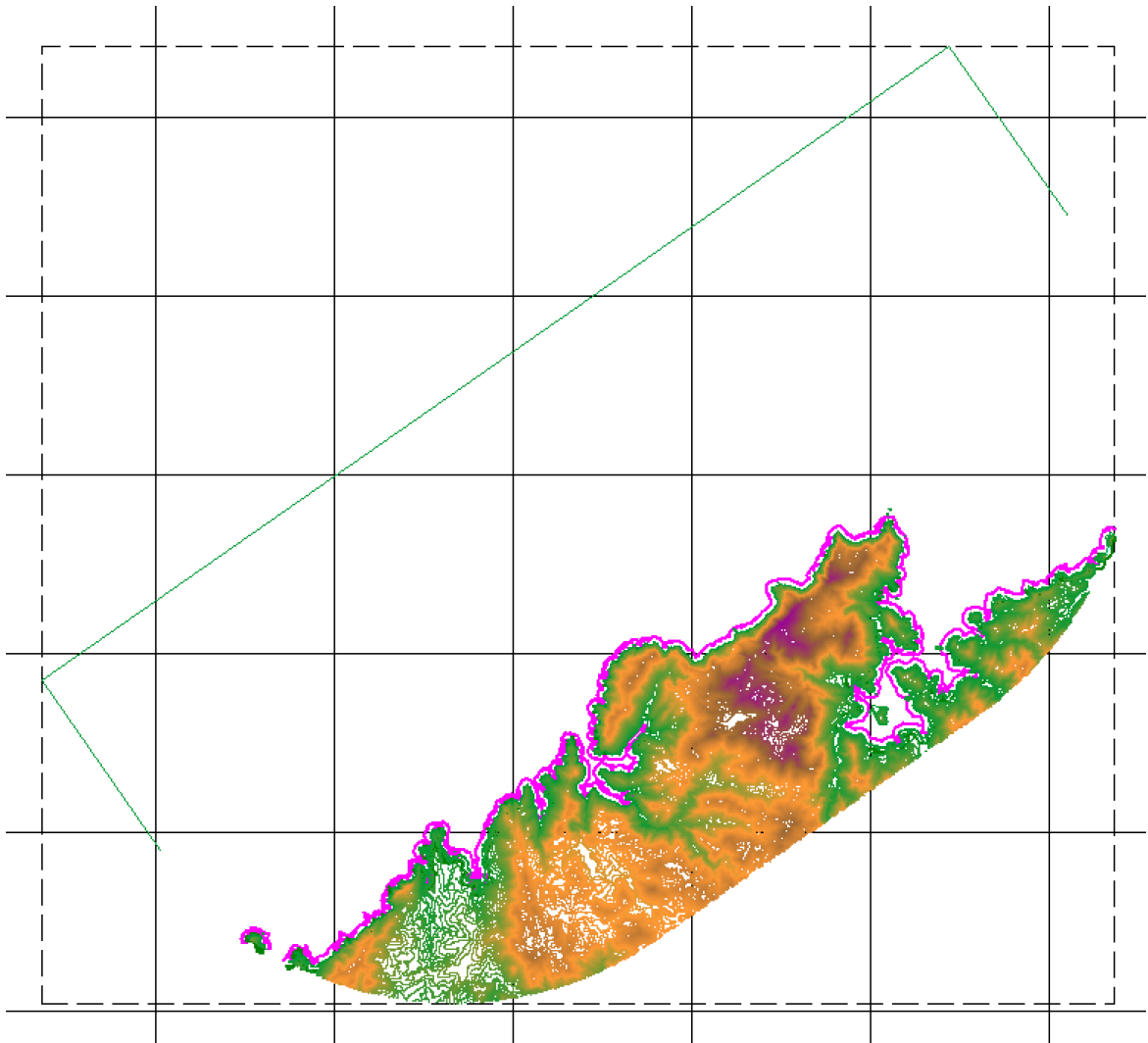


Figura 4.13.- Mapa de rugosidades obtenido a través de WASP

4.4.1 Batimetría del emplazamiento

Uno de los factores más importantes a la hora de situar la localización del parque eólico offshore es la batimetría. Como se puede observar en el siguiente mapa facilitado por el Grupo de Investigación GEOMA, las batimetrías del área que delimitan la zona de colocación del parque eólico offshore van desde los 50 m hasta los 150 m bajo el nivel del mar, ya que las curvas distan entre si 50 m.

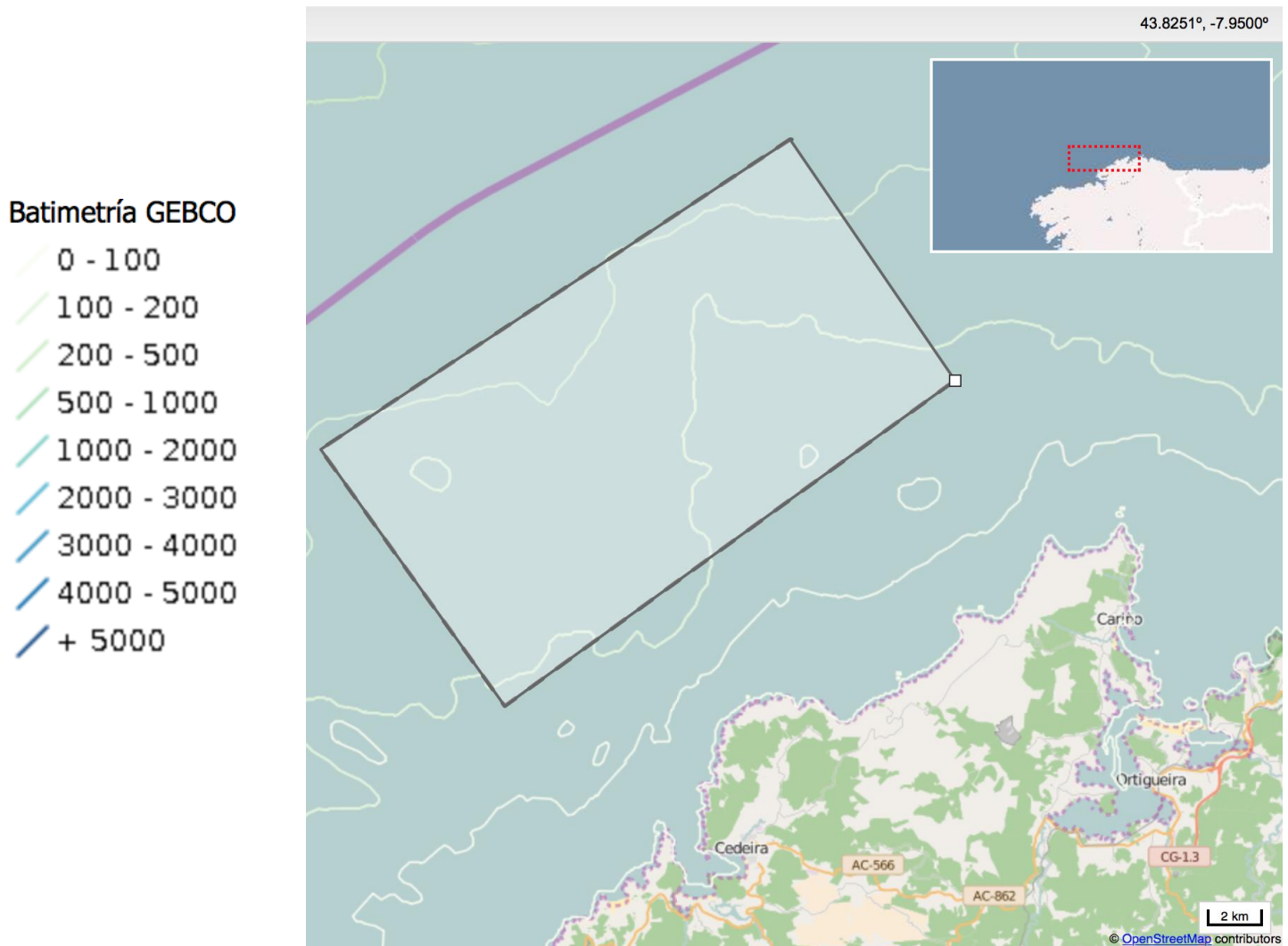


Figura 4.14.- Mapa de batimetría del Grupo de Investigación GEOMA.

4.5 Elección de aerogeneradores

A la hora de elegir aerogeneradores debemos tener en cuenta que estos se puedan instalar en parques eólicos offshore, por lo que se debe hacer una búsqueda de las principales empresas de aerogeneradores offshore, estas son: Gamesa Offshore, Adwen, MHI Vestas Offshore Wind, Siemens. Para a continuación pedir la información necesaria para introducir en el herramienta de WASP , WASP Turbine Editor. Esta es, la curva de potencia y el coeficiente de empuje.

Debido a que las empresas nombradas anteriormente se han mostrado reacias a facilitar la información necesaria para poder introducir en la herramienta de WASP Turbine Editor, este estudio de viabilidad técnico-económico se llevara a cabo con un único aerogenerador offshore, este es el modelo MHI Vestas V164 - 8.0MW 50 Hz Offshore.

4.5.1 Características técnicas del aerogenerador V164- 8.0 MW Offshore

Como ya se ha mencionado anteriormente el modelo elegido es V164 - 8.0MW Offshore fabricado por la empresa danesa MHI Vestas. Las características de este modelo son:

- Potencia: 8 MW
- Velocidad de arranque : 4 m/s
- Velocidad nominal : 13 m/s
- Velocidad de desconexión : 25 m/s
- Diámetro del rotor: 164 m
- Área del barrido del rotor: 21.124 m²
- Altura del Hub : 118 m
- Frecuencia: 50 Hz
- Sistema de control y regulación: Pitch control
- Tipo de generador: Permanent magnet
- Densidad del aire : 1,225 kg/m³
- Número de palas: 3

A continuación se muestra la curva de potencia y empuje. La curva de color rojo se corresponde con la curva de potencia, esta toma valores desde 0 a 8 MW, la curva azul se corresponde con al curva del coeficiente de empuje, esta toma valores desde 0,879 a 0,025.

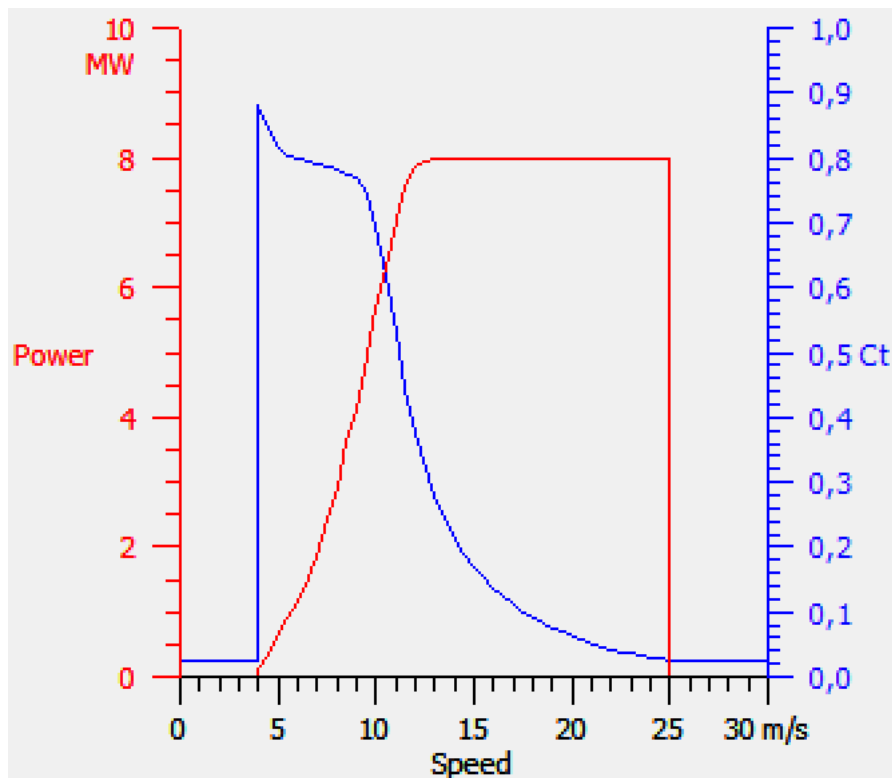


Figura 4.15.- Información técnica del aerogenerador V164- 8.0 MW de MHI Vestas.

4.6 Colocación de los aerogeneradores

A la hora de elegir el emplazamiento de los aerogeneradores en el área de estudio se debe tener en cuenta diversos efectos que inciden sobre las velocidades de viento y por consiguiente sobre la energía que producirá el parque. En un parque ubicado en tierra se debería tener en cuenta los siguientes efectos, efecto estela, efecto parque, efecto túnel, efecto colina, pero como en este caso, la ubicación será en el mar, se despreciarían los siguientes efectos, efecto colina y el efecto túnel; por lo que a continuación solo se detallarán los efectos que afectan al parque eólico offshore. Estos son:

- *Efecto estela*: es una larga cola de viento que se genera tras la turbina del aerogenerador, bastante turbulenta y ralentizada en relación con el flujo entrante. Para minimizar su efecto se respetará una distancia mínima equivalente a 3 diámetros del rotor.
- *Efecto parque*: según la distribución de los aerogeneradores unos pueden apantallar a otros. Para minimizar este efecto, como norma general, los aerogeneradores deben separarse de 5 a 9 diámetros del rotor en la dirección predominante del viento y de 3 a 5 diámetros en la dirección perpendicular.

Por lo tanto, al ser los aerogeneradores del parque de 164 m de diámetro, para minimizar los efectos previamente explicados, se debe dejar 1476 m en la dirección predominante del viento y 820 m en la dirección perpendicular.

4.6.1 Distribución del parque

El parque eólico offshore se ubicará dentro del área reservada, teniendo en cuenta el mayor aprovechamiento del recurso eólico de la zona, así como, el efecto visual que este pueda causar sobre esta.

El efecto visual que puede causar un parque eólico offshore depende de varios aspectos que son:

- La distancia a la línea de costa.
- La meteorología de la zona en un tiempo determinado.
- El diámetro de las palas del rotor.
- Número de aerogeneradores.

Por lo tanto, en este caso, la distancia a la costa se fijará en torno a 13 km. Como se puede apreciar en la siguiente imagen, el efecto visual sería prácticamente nulo en un día soleado y nulo en un día nublado.



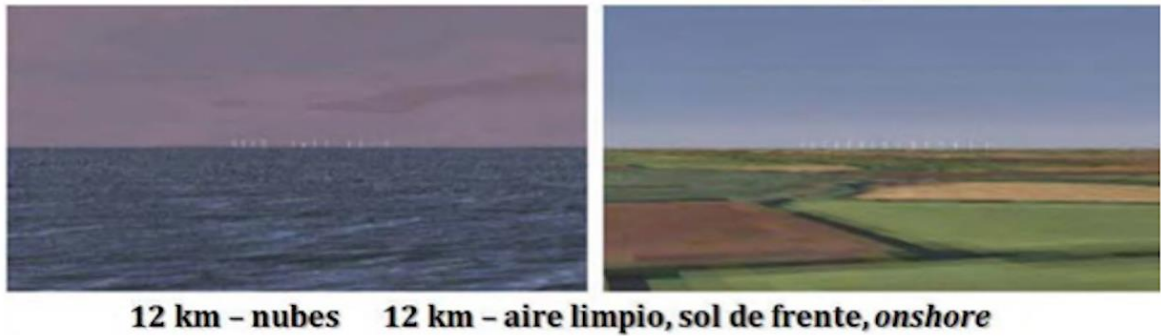


Figura 4.16.- Impacto visual producido por un parque eólico offshore.

4.6.2 Distribución del parque eólico offshore

4.6.2.1 Caso 1º

Se colocarán 16 aerogeneradores MHI Vestas V164-8MW, de manera perpendicular a la dirección predominante del viento, para así obtener el mayor aprovechamiento posible del recurso eólico. Estos se colocarán en filas, cada fila contará con 8 aerogeneradores separados entre sí 820 m. Estas filas, serán paralelas entre sí y estarán separadas 1476 m para así evitar el apantallamiento entre ambas filas. El primer aerogenerador de la primera fila se colocará en torno a 13 km de la línea de la costa, el de la segunda fila, se colocara a 13,410 km respecto a la línea de costa.

Para entender mejor la ubicación del parque, a continuación, se muestra una imagen del mismo.

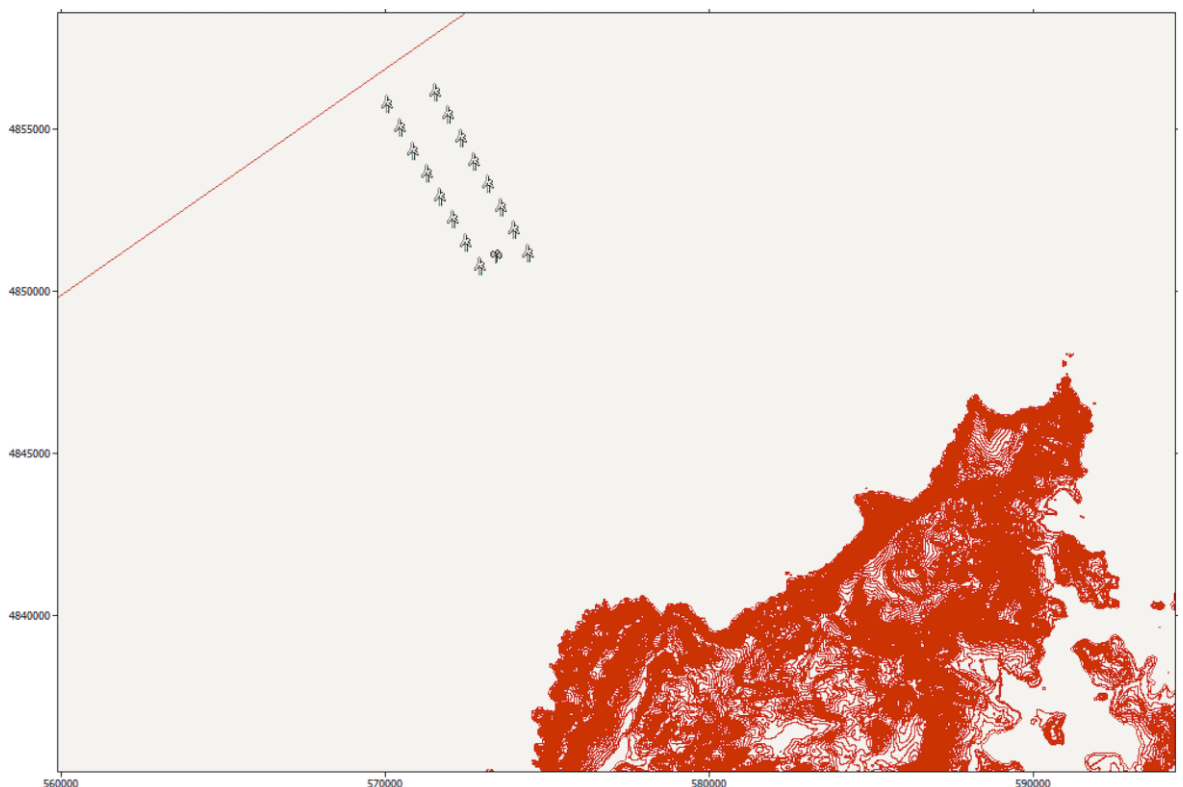


Figura 4.17.- Caso 1º, distribución del parque eólico offshore.

Las coordenadas UTM ETRS89 (Huso 29) de la ubicación de los aerogeneradores se recogen en la siguiente tabla.

Tabla 4.4.- Caso 1º, coordenadas UTM de los aerogeneradores.

Aerogenerador	X	Y
1	574439,2	4850955
2	574029,2	4851665,2
3	573619,2	4852375,3
4	573209,2	4853085,4
5	572799,2	4853795,6
6	572389,2	4854505,7
7	571979,2	4855215,9
8	571569,2	4855926
10	572955.9	4850572.0
11	572545.9	4851282.0
12	572135.9	4851992.5
13	571725.9	4852702.5
14	571315.9	4853412.5
15	570905.9	4854123.0
16	570495.9	4854833.0
17	570085.9	4855543.0

4.6.2.2 Caso 2º

Se colocarán 16 aerogeneradores MHI Vestas V164-8MW, de manera perpendicular a la dirección predominante del viento, para así obtener el mayor aprovechamiento posible del recurso eólico. Estos se colocarán en filas, cada fila contará con 8 aerogeneradores separados entre sí 820 m. Estas filas, serán paralelas entre sí y estarán separadas 1476 m para así evitar el apantallamiento entre ambas filas. El primer aerogenerador se colocará en torno a 13 km de la línea de la costa.

Para entender mejor la ubicación del parque, a continuación, se muestra una imagen del mismo.

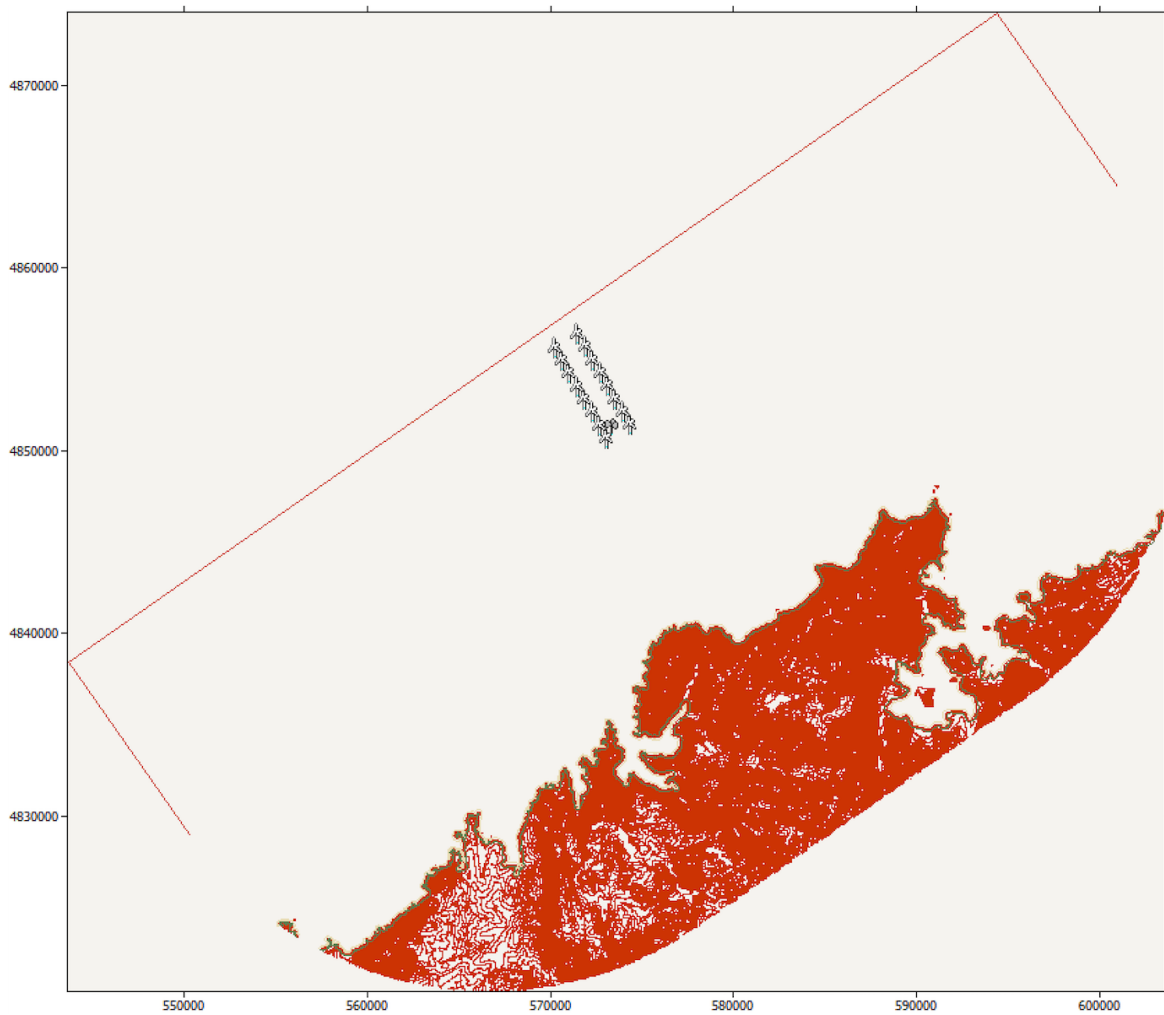


Figura 4.18.- Caso 2º, distribución del parque eólico offshore

Las coordenadas UTM ETRS89 (Huso 29) de la ubicación de los aerogeneradores se recogen en la siguiente tabla.

Tabla 4.5.- Caso 2º, coordenadas UTM de los aerogeneradores.

Aerogenerador	X	Y
1	574439,2	4850955
2	574029,2	4851665,2
3	573619,2	4852375,3
4	573209,2	4853085,4
5	572799,2	4853795,6
6	572389,2	4854505,7
7	571979,2	4855215,9
8	571569,2	4855926

10	573160,9	4850217
11	572750,9	4850927,2
12	572340,9	4851637,3
13	571931	4852347,5
14	571520,9	4853057,6
15	571110,9	4853767,7
16	570700,9	4854477,9
17	570290,9	4855188

5 Producción energética del parque

Para obtener la producción de energía anual del parque, se utilizara el programa WAsP. Tras implementar en él, todo lo descrito en los apartados anteriores, obtendremos la energía evacuada a red sin tener en cuenta las diversas pérdidas producidas por transporte, cable, efecto Joule, rendimiento del transformador, rendimiento del elevador de tensión, paradas de mantenimiento, averías, etc.

Para conocer si el parque eólico es rentable, se deben conocer las horas equivalentes, según la "Danmarks Tekniske Universitet" DTU. Se estima que un parque eólico offshore es rentable cuando tiene una media de 3500 horas equivalentes.

5.1 Caso 1º

Los resultados obtenidos con una potencia instalada de 128 MW han sido los siguientes:

Tabla 5.1.- Resultados para cada aerogenerador.

Turbine site	Height [m]	U [m/s]	E [W/m ²]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
1	118	13,40	2954	44,409	43,830	1,3
2	118	13,40	2955	44,405	43,649	1,7
3	118	13,40	2957	44,401	43,587	1,83
4	118	13,40	2956	44,399	43,580	1,84
5	118	13,40	2956	44,390	43,585	1,81
6	118	13,41	2958	44,385	43,610	1,75
7	118	13,40	2958	44,381	43,692	1,55
8	118	13,41	2958	44,375	43,915	1,04
10	118	13,41	2953	44,408	43,727	1,53
11	118	13,39	2954	44,401	43,569	1,87
12	118	13,40	2955	44,402	43,524	1,98

13	118	13,40	2956	44,396	43,512	1,99
14	118	13,40	2956	44,387	43,513	1,97
15	118	13,40	2956	44,384	43,535	1,91
16	118	13,40	2957	44,380	43,616	1,72
17	118	13,40	2965	44,369	43,883	1,1

Tabla 5.2.- Resultado total.

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	698,838	43,677	43,529	43,030
Gross AEP [GWh]	710,261	44,391	44,370	44,409
Wake loss [%]	1,61	-	-	-

En la imagen que se muestra a continuación, se puede observar la localización del parque eólico offshore con la malla AEP, es decir, la producción de energía anual. Con esta herramienta implementada dentro del programa WAsP podemos comprobar las zonas en las que se produce la mayor cantidad de energía, factor de vital importancia para la ubicación del parque.

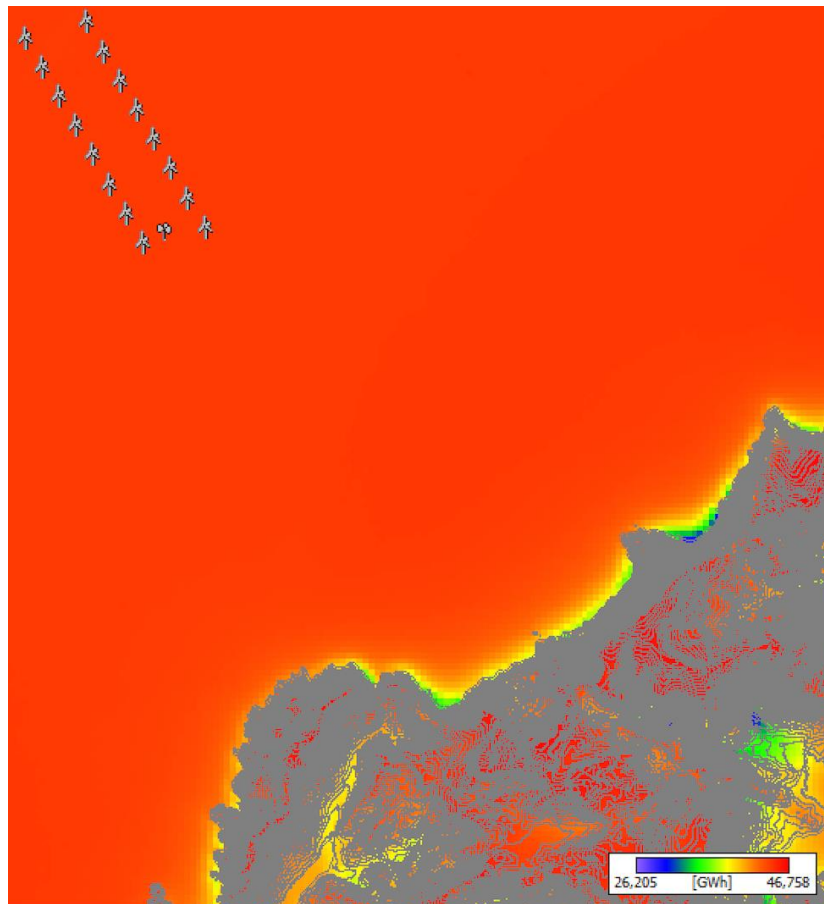


Figura 5.1.- Malla AEP de la zona del parque eólico offshore

Por lo tanto, con la instalación de 16 turbinas en el parque modelo MHI Vestas V164- 8 MW, la producción energética anual bruta será de 710,261 GWh y teniendo en cuenta que el efecto estela que se produce en la zona, genera unas pérdidas del 1,61%, obtenemos por tanto, que la producción neta anual de energía será de 698,838 GWh.

5.1.1 Producción energética anual del parque

El programa WAsP permite conocer la producción anual bruta y la producción anual neta. La diferencia entre estas dos se debe a las pérdidas ocasionadas por el efecto estela, el apantallamiento que producen unos aerogeneradores en otros. Para llevar a cabo el estudio del parque solo se tendrán en cuenta dichas pérdidas aunque en la realidad tienen lugar otras debidas a la disponibilidad de los aerogeneradores, averías y mantenimiento, pérdidas en las conducciones y las instalaciones eléctricas etc.

Por lo tanto, dividiendo la producción neta anual entre la potencia instalada se obtendrá que las horas equivalentes se corresponden con 5459,67.

Tabla 5.3.- Resultados obtenidos.

Producción neta anual [GWh/año]	698,838
Horas equivalentes	5459,69

5.2 Caso 2º

Los resultados obtenidos con una potencia instalada de 128 MW han sido los siguientes:

Tabla 5.4.- Resultados para cada aerogenerador.

Turbine site	Height [m]	U [m/s]	E [W/m ²]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
1	118	13,40	2954	44,409	43,830	1,3
2	118	13,40	2955	44,405	43,649	1,7
3	118	13,40	2957	44,401	43,587	1,83
4	118	13,40	2956	44,399	43,580	1,84
5	118	13,40	2956	44,390	43,585	1,81
6	118	13,41	2958	44,385	43,610	1,75
7	118	13,40	2958	44,381	43,692	1,55
8	118	13,41	2958	44,375	43,915	1,04
10	118	13,41	2951	44,408	43,727	1,53
11	118	13,39	2954	44,401	43,569	1,87
12	118	13,40	2955	44,402	43,524	1,98
13	118	13,40	2956	44,396	43,512	1,99

14	118	13,40	2956	44,387	43,513	1,97
15	118	13,40	2956	44,384	43,535	1,91
16	118	13,40	2957	44,380	43,616	1,72
16	118	13,40	2965	44,369	43,883	1,1

Tabla 5.5.- Resultado total.

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	698,328	43,626	43,512	43,915
Gross AEP [GWh]	710,274	44,392	44,369	44,409
Wake loss [%]	1,68	-	-	-

En la imagen que se muestra a continuación, se puede observar la localización del parque eólico offshore con la malla AEP, es decir, la producción de energía anual. Con esta herramienta implementada dentro del programa WAsP podemos comprobar las zonas en las que se produce la mayor cantidad de energía, factor de vital importancia para la ubicación del parque.

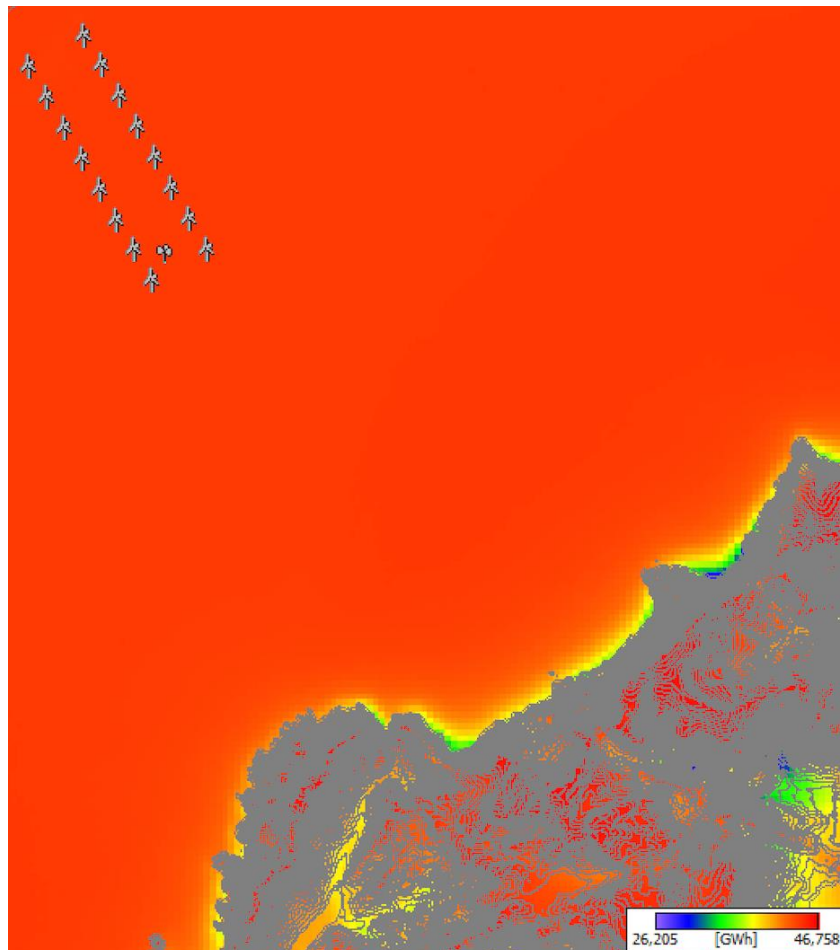


Figura 5.2.- Malla AEP de la zona del parque eólico offshore

Por lo tanto, con la instalación de 16 turbinas en el parque modelo MHI Vestas V164- 8 MW, la producción energética anual bruta será de 710,274 GWh y teniendo en cuenta que el efecto estela que se produce en la zona, genera unas pérdidas del 1,68%, obtenemos por tanto, que la producción neta anual de energía será de 698,328 GWh.

5.2.1 Producción energética anual del parque.

El programa WAsP permite conocer la producción anual bruta y la producción anual neta. La diferencia entre estas dos se debe a las pérdidas ocasionadas por el efecto estela, el apantallamiento que producen unos aerogeneradores en otros. Para llevar a cabo el estudio del parque solo se tendrán en cuenta dichas pérdidas aunque en la realidad tienen lugar otras debidas a la disponibilidad de los aerogeneradores, averías y mantenimiento, pérdidas en las conducciones y las instalaciones eléctricas etc.

Por lo tanto, dividiendo la producción neta anual entre la potencia instalada se obtendrá que las horas equivalentes se corresponden con 5455,70.

Tabla 5.6.- Resultados obtenidos.

Producción neta anual [GWh/año]	698,328
Horas equivalentes	5455,70

6 Fuga

La DTU “Danmarks Tekniske Universitet” creadora del software WAsP ha realizado un nuevo programa, Fuga, que permite la simulación del comportamiento del parque eólico offshore. El programa proporciona las pérdidas que se producen en el parque por el efecto estela en un entorno 3D así como una aproximación de la AEP “producción de energía anual”.

El objetivo de utilizar este programa ha sido poder conocer de forma detallada las perturbaciones que produce el parque sobre el viento en el segundo caso de estudio, el cual presentará los mayores apantallamientos debido a la distribución del parque.

En primer lugar, para poder utilizar el programa se debe calcular Zeta0 variable correspondiente a la capa límite atmosférica. Para conocer su valor se debe disponer previamente de la rugosidad del terreno y el parámetro de longitud de Monin-Obukhov.

Para obtener dicho parámetro se ha hecho uso del informe Monin-Obukhov Similarity Theory Applied To Offshore Wind Data realizado por Andrea Venora en Delft University of Technology. Se calcula mediante el uso de la siguiente fórmula:

$$L = \frac{-u_*^3}{k \cdot (g / T_v) \cdot F_{Hsfc}}$$

U: es la velocidad de fricción

Tv: es la temperatura absoluta

F_{Hsfc}: es el flujo de calor cinético superficial

K: Constante de von Karman

G: Es la aceleración de la gravedad

El resultado obtenido para la longitud de Monin-Obukhov ha sido 831,09 m. Dividiendo la rugosidad del terreno (en este caso el mar) entre este valor se obtiene que Zeta0 es $2,41 \times 10^{-7}$.

Ahora Fuga ya podrá llevar a cabo la simulación del parque eólico offshore. El primer resultado que proporciona es la eficiencia de las maquinas en función de la dirección del viento. Para el caso de las direcciones predominantes de viento, las cuales en el caso de estudio son 60° y 240° , se obtiene la siguiente eficiencia del parque.

Name	X [m]	Y [m]	zHub [m]	u0 [m/s]	u [m/s]	Power [kW]	Efficiency [%]
Turbine site 001	574439	4850955	118,0	13,29	13,29	8000	100,0
Turbine site 002	574029	4851665	118,0	13,29	13,30	8000	100,0
Turbine site 003	573619	4852376	118,0	13,29	13,29	8000	100,0
Turbine site 004	573209	4853086	118,0	13,29	13,30	8000	100,0
Turbine site 005	572799	4853796	118,0	13,29	13,30	8000	100,0
Turbine site 006	572389	4854506	118,0	13,29	13,30	8000	100,0
Turbine site 007	571979	4855216	118,0	13,29	13,29	8000	100,0
Turbine site 008	571569	4855926	118,0	13,29	13,29	8000	100,0
Turbine site 010	573161	4850217	118,0	13,29	12,13	7872	98,4
Turbine site 011	572751	4850927	118,0	13,29	12,15	7872	98,4
Turbine site 012	572341	4851638	118,0	13,29	12,14	7872	98,4
Turbine site 013	571931	4852348	118,0	13,29	12,16	7876	98,4
Turbine site 014	571521	4853058	118,0	13,29	12,16	7876	98,4
Turbine site 015	571111	4853768	118,0	13,29	12,16	7876	98,4
Turbine site 016	570701	4854478	118,0	13,29	12,13	7872	98,4
Turbine site 017	570291	4855188	118,0	13,29	12,13	7867	98,3
Sites	u0ave	uave	Power	Efficiency			
[-]	[m/s]	[m/s]	[kW]	[%]			
Nordes	16	13,29	12,72	126981	99,2		

Figura 6.1.- Producción del parque en la dirección predominante 60°

Name	X [m]	Y [m]	zHub [m]	u0 [m/s]	u [m/s]	Power [kW]	Efficiency [%]
Turbine site 001	574439	4850955	118,0	13,29	12,13	7867	98,3
Turbine site 002	574029	4851665	118,0	13,29	12,13	7872	98,4
Turbine site 003	573619	4852376	118,0	13,29	12,16	7876	98,4
Turbine site 004	573209	4853086	118,0	13,29	12,16	7876	98,4
Turbine site 005	572799	4853796	118,0	13,29	12,16	7876	98,4
Turbine site 006	572389	4854506	118,0	13,29	12,14	7872	98,4
Turbine site 007	571979	4855216	118,0	13,29	12,15	7872	98,4
Turbine site 008	571569	4855926	118,0	13,29	12,13	7872	98,4
Turbine site 010	573161	4850217	118,0	13,29	13,29	8000	100,0
Turbine site 011	572751	4850927	118,0	13,29	13,29	8000	100,0
Turbine site 012	572341	4851638	118,0	13,29	13,30	8000	100,0
Turbine site 013	571931	4852348	118,0	13,29	13,30	8000	100,0
Turbine site 014	571521	4853058	118,0	13,29	13,30	8000	100,0
Turbine site 015	571111	4853768	118,0	13,29	13,29	8000	100,0
Turbine site 016	570701	4854478	118,0	13,29	13,30	8000	100,0
Turbine site 017	570291	4855188	118,0	13,29	13,29	8000	100,0
Sites	u0ave	uave	Power	Efficiency			
[-]	[m/s]	[m/s]	[kW]	[%]			
Nordes	16	13,29	12,72	126981	99,2		

Figura 6.2.- Producción del parque en la dirección predominante 240°

De los anteriores resultados se puede deducir en que direcciones de viento los aerogeneradores alcanzan su máxima potencia. Los casos en los que no se alcanzan son debidos al apantallamiento que ocasionan los aerogeneradores que se encuentran delante de ellos. Esto queda demostrado porque las direcciones predominantes se encuentran en la misma dirección, con sentidos opuestos y los aerogeneradores se distribuyen en dos filas. Así, como se puede observar en las tablas anteriores cuando el viento sopla desde la dirección noreste las turbinas que alcanzan la máxima eficiencia son de la 1 a la 8 y en el caso de que el viento sople desde la dirección suroeste, la situación se invierte, y son las turbinas de la 10 a la 17 las que funcionan a máxima potencia.

Para simular las estelas, se observara únicamente una de las direcciones de viento predominantes ya que el comportamiento es análogo. Así pues para la dirección de 60° la simulación del efecto estela del parque obtenido es el siguiente.

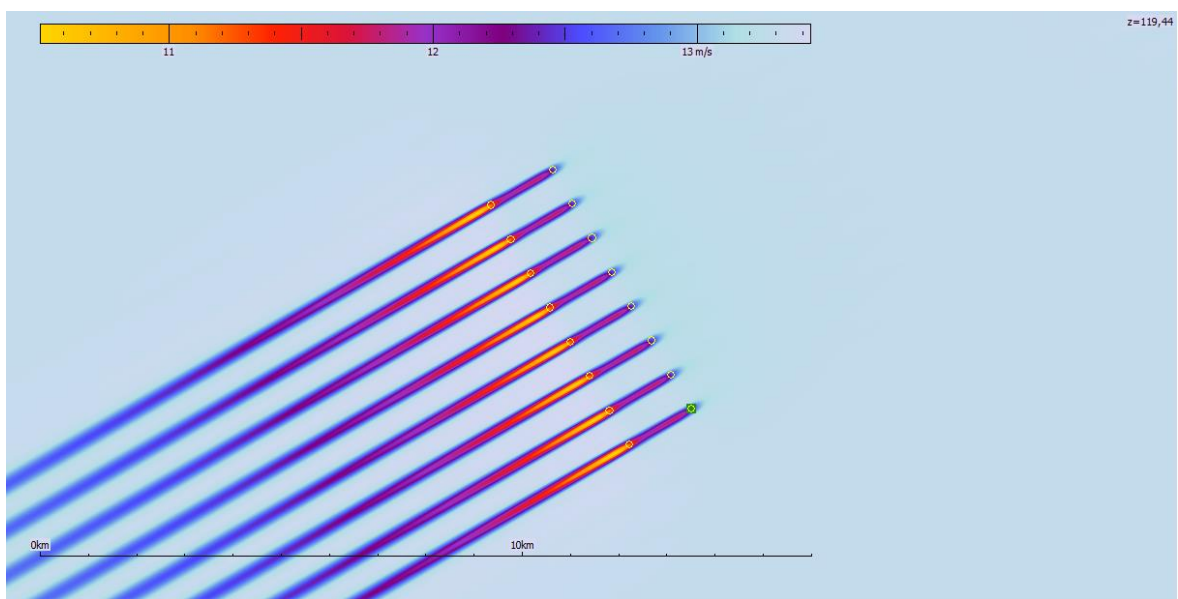


Figura 6.3.- Efecto estela producido en la dirección predominante

En la anterior imagen se observa mediante la gama de colores como detrás de los aerogeneradores se produce una caída brusca de la velocidad del viento. Una vez que ha atravesado las dos filas de turbinas la velocidad cae desde los 13 m/s hasta menos de 11 m/s y con la distancia vuelve a recuperarse ligeramente.

Si se centra la atención en estela conjunta que ocasionan los aerogeneradores 1 y 10 (los dos inferiores de la imagen anterior) se puede obtener un gráfico en el que se observa la perturbación que se produce en la velocidad del viento.

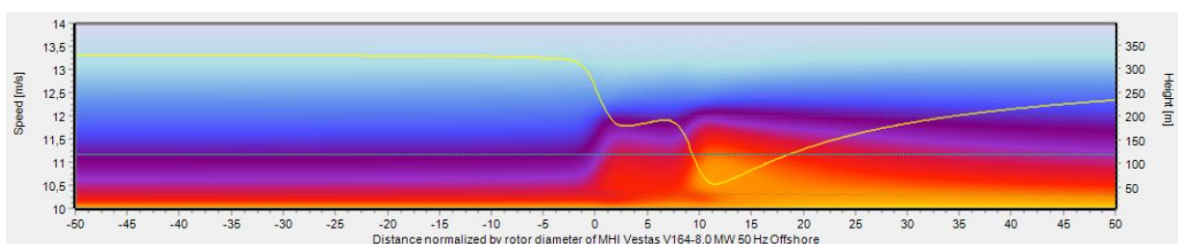


Figura 6.4.- Modificación de la velocidad producido por el efecto estela

Tomando como origen de referencia el aerogenerador 1 se puede ver como el viento al pasar a su través sufre la primera caída de velocidad, se recupera levemente y al llegar al aerogenerador número 10, situado 9 m detrás del primero, vuelve a caer bruscamente. Si se analiza globalmente el viento a su paso por el parque sufre una caída de velocidad de 3 m/s.

El principal motivo para esta distribución de aerogeneradores en el parque ha sido poder observar la caída escalonada que se produce al colocar unos inmediatamente detrás de los otros, es decir, la turbina 1 detrás de la turbina 10, la 2 detrás de la turbina 11 y así sucesivamente aunque siempre guardando la distancia de 9 veces el diámetro del rotor para que no estén los aerogeneradores totalmente desaprovechados y que la eficiencia sea próxima al 100%.

7 Construcciones adicionales

7.1 Cimentaciones

7.1.1 Geología del emplazamiento del parque

Antes de anclar el sistema de fondeo al lecho marino se deberá hacer un estudio geológico de la zona, mediante sondeos o el análisis de la diversa geología de la zona.

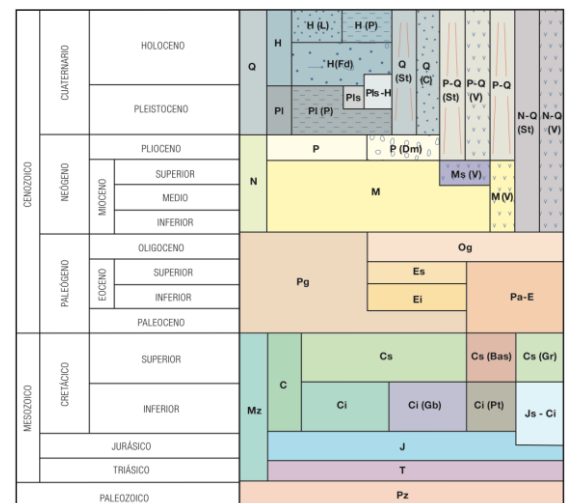
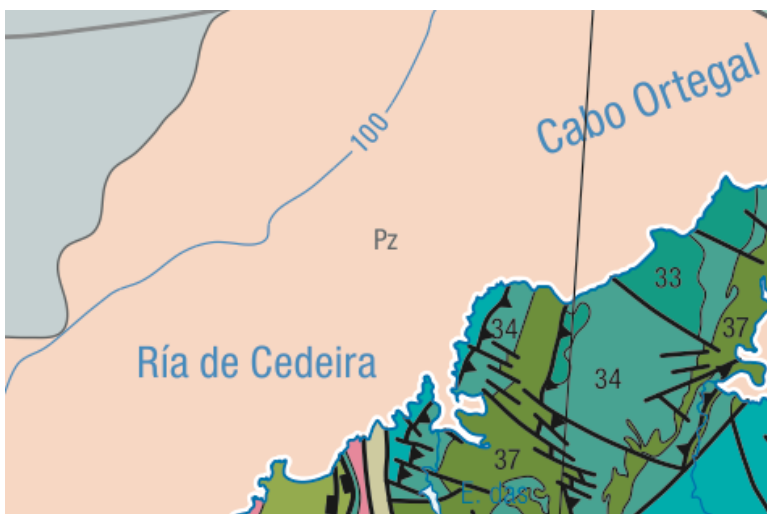


Figura 7.1.- Mapa geológico IGME.

Siendo:

Q: Arenas, limos y arcillas (Depósitos indiferenciados)

Pz: Rocas ígneas y metamórficas indiferenciadas (Macizo Varisco Ibérico), calizas y areniscas

Cómo se puede apreciar en el correspondiente mapa geológico del IGME, en la zona en la que se asienta el anclaje de las cimentaciones de los aerogeneradores que forman el parque eólico offshore, los tipos de rocas predominantes son granitoides sinorogénicos (en concreto granitos y leucogranitos de dos micas), metagabros, granulitas básicas, anfibolitas, rocas ultrabásicas, pizarras, esquistos y paragneises. Dichas rocas presentan

unas características geomecánicas tales que se las pueden considerar como terreno competente para el sistema de anclaje de las cimentaciones.

7.1.2 Tipo de cimentaciones

Uno de los principales problemas que ha surgido en el desarrollo de los parques eólicos offshore es la cimentación de los aerogeneradores en el lecho marino. Ya que esto condicionaba en gran medida la ubicación de los parques debido a las batimetrías. Los primeros aerogeneradores offshore, utilizaban una cimentación fijada al lecho marino. Este podía ser:

- *Monopilotes*: en batimetrías menores a 25 m y con aerogeneradores de pequeño y mediano tamaño.
- *Cimentación por gravedad*: en batimetrías menores de 20 m y tienen la peculiaridad de que son capaces de mantener la estabilidad ante cualquier condición, sólo mediante el peso propio de la estructura.
- *Tripode y Jacket*: estas se diferencian según el número de patas, teniendo las cimentaciones Trípode tres patas y las cimentaciones Jacket cuatro patas. Se utilizan en batimetrías entre 25 y 50 m. La limitación de batimetrías de 50 m viene impuesta por la rentabilidad del proyecto, ya que este tipo de estructura es similar a la que se utiliza en plataformas petrolíferas a mayores profundidades.

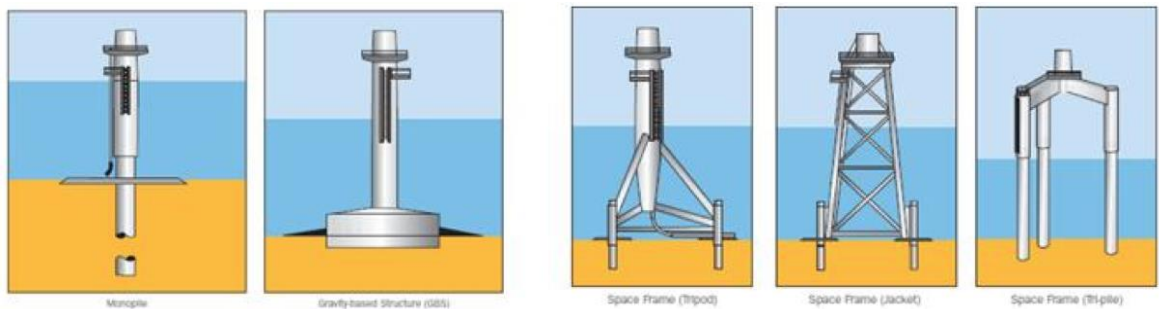


Figura 7.2.- Cimentación fijada al lecho marino.

En la actualidad, las cimentaciones de se están llevando a cabo a la hora de implementar los parques eólicos offshore son de tipo flotante, y todo hace prever que el desarrollo de esta tecnología vaya en esta dirección.

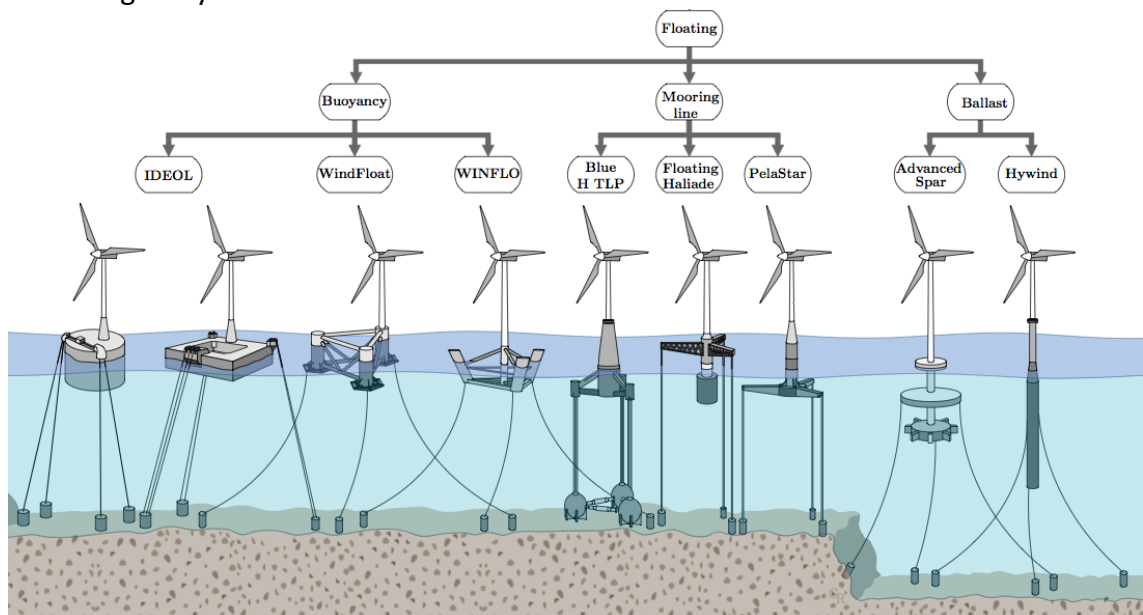


Figura 7.3.- Cimentación flotantes.

Estas se caracterizan por poderse colocar en batimetrías de hasta 150 m, este valor se podrá incrementar en el futuro, pero actualmente este tipo de cimentaciones solo han sido investigadas hasta este rango de profundidades.

Dentro de las cimentaciones flotantes y semisumergidas existen varios tipos de modelos: Windfloat, Sway, Spar, TLP, Hywind, Blue H y WindCrete.

Estas se clasifican según la manera en la que logran su estabilidad, pueden ser:

- Bouyancy Stabilized, logran su estabilidad apoyándose en la superficie plana del agua. A esta categoría pertenecen los modelos WindFloat, Damping Pool, Vertiwind, SeaReed,

-Mooring Line Stabilized, logran su estabilidad a través de unos cables que están en tensión. A esta categoría pertenecen los modelos Blue H TLP, Floating Haliade, PelaStar.

-Ballast Stabilized, logran su estabilidad mediante el peso de una subestructura que crea un momento estabilizador. A esta categoría pertenecen los modelos Hywind, Advanced Spar, Sway e WindCrete.

Como ya se ha mencionado anteriormente, debido a que se llevó la investigación de la plataforma Windfloat en la costa portuguesa y esta tiene características muy similares a la ubicación del parque eólico offshore del que vamos hacer el estudio.

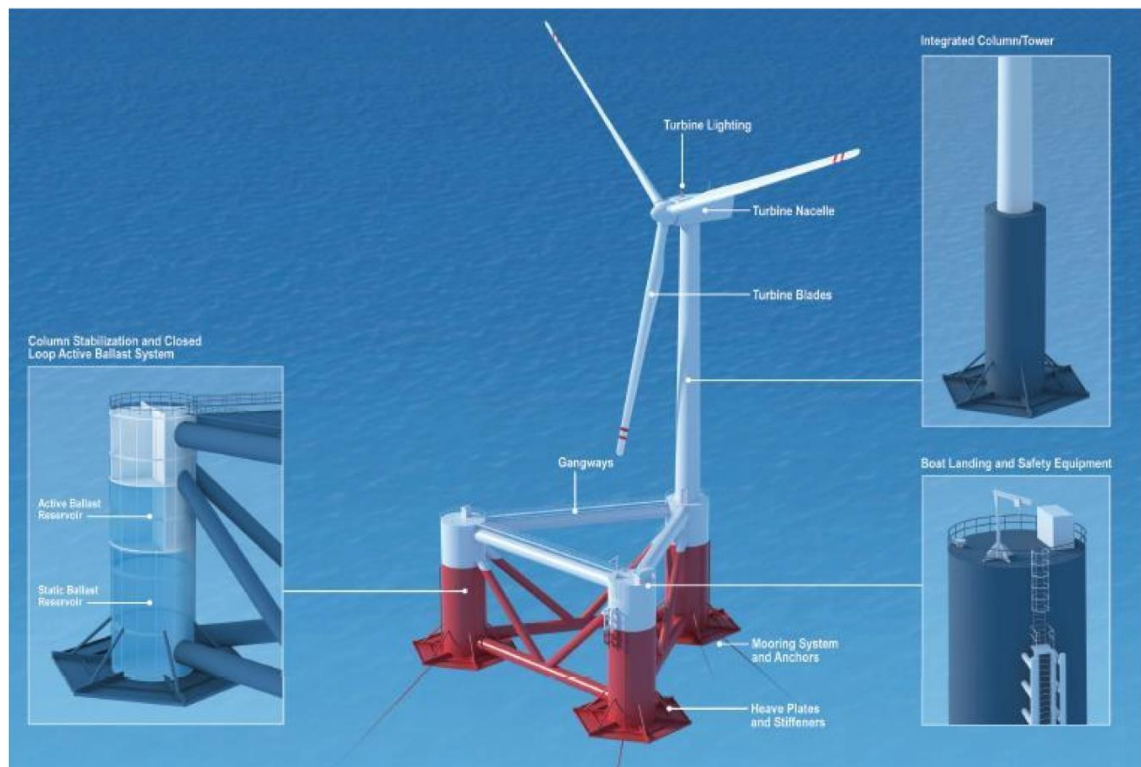


Figura 7.4.- Plataforma WindFloar .

El modelo por tanto elegido es Windfloat, este modelo ha sido desarrollado por Principle Power. Esta es una cimentación de tipo flotante con plataforma semisumergible con un calado inferior a 20 m, formada por tres cilindros metálicos unidos con una estructura metálica. Estos cilindros cuentan a la vez con unas “placas de atrapamiento de agua” situadas en la parte inferior de los mismos, asociados a un sistema de lastres estáticos y dinámicos, para así conseguir una mayor estabilidad y mejorar el rendimiento de

movimiento del sistema de agua debido a los efectos de amortiguación y arrastrado. Sobre uno de los tres cilindros va montada la torre del aerogenerador, cuya altura es de 118 m. Debido a esto, la estructura no tendrá su peso centrado, sino en uno de los tres vértices del triángulo que forma la plataforma vista desde planta.

El sistema de fondeo al lecho marino está formado por 4 cadenas y un sistema de anclas de arrastre colocados para facilitar la maniobra de puesta en funcionamiento.

Por último cabe destacar que su peso es de en torno a 1060 toneladas y que el desplazamiento total con lastre es de menos de 5500 toneladas.

7.1.2.1 Tratamiento adicional en la estructura del aerogenerador y plataforma

Al tratarse de una parque eólico situado en el mar, uno de los problemas que nos surgirán es la corrosión que se producirá debido a este mismo, con el fin de garantizar la integridad de la estructura se llevara a cabo el tratamiento de la misma.

Por lo que, el propio fabricante del aerogenerador y de la plataforma flotante, nos ofrecerá diversos tipos de tratamientos para así evitar la corrosión en ambas.

Con el fin de contrarrestar la corrosión que se pueda ocasionar y aconsejados por la experiencia del fabricante del aerogenerador y la plataforma flotante, se colocara una protección catódica mediante ánodos de sacrificio y se recubrirá la superficie con el recubrimiento de pintura anticorrosiva, así como, se tendrá especial cuidado con el sellado de la nacelle y las uniones de los tramos de la torre.

7.2 Equipos de evacuación de la energía hasta la red de distribución

La energía generada por los aerogeneradores pasa por diversas subestaciones, una ubicada en el mar y la salida de esta se unirá mediante un cable submarino a la subestación más próxima a tierra, en este caso la subestación de Capelada.

En los aerogeneradores marinos, la tensión generada por la turbina suele ser de 1 kV de corriente alterna trifásica (AC). Posteriormente, la corriente es enviada a través de un transformador anexo a la turbina o dentro de la torre, para aumentar su voltaje entre 10 kV y 30 kV. Debido a que, el parque que vamos instalar tiene una potencia instalada superior a 100 MW y existe una gran distancia entre los aerogeneradores y la subestación, aumentaremos el voltaje a 30 kV para conectarlo con la estación transformadora del parque, que elevará la tensión a 132 kV.

El cable utilizado en la red de media tensión es un cable de la marca General Cable, modelo Vulpren W.B. HEPRZ1 de 18/30 kV, con un conductor aluminio clase 2 de triple extrusión y un aislante de etileno – Propileno HEPR de Alto Módulo

Las dimensiones de la red de media tensión se detallan a continuación:

	Longitud	Sección
Tramo 1º	6,6 km	630 mm ²
Tramo 2º	3,32 km	630 mm ²
Tramo 3º	6,818 km	630 mm ²
Tramo 4º	3,538 km	630 mm ²

Los cálculos para la obtención de estas secciones se adjuntan en el Anexo de cálculos.

Las coordenadas UTM (ETRS 89 Huso 29) de la subestación marina son:

X: 574237,1 m

Y: 4850155,88 m

Para el transporte de la energía generada desde la subestación marina hasta la costa se utilizara un cableado submarino de alta tensión. Este soportara una tensión de 132 kV y tendrá una longitud de 12,403 mk.

Una vez en tierra, se realizara una línea de AT subterránea hasta las proximidades de la subestación con una longitud de 3,12 km

	Longitud	Sección
Submarino	12,405 km	500 mm ²
Subterránea	3,12 km	500 mm ²

Los cálculos para la obtención de estas secciones se adjuntan en el Anexo de cálculos.

El cable utilizado en la red de alta tensión es un cable de la marca General Cable, modelo Sillec Brand de 145 kV. Este estará enterrado en el fondo marino, para evitar por razón de seguridad, posibles daños producidos por embarcaciones de pesca, fondeos, etc. Este también será utilizado para la línea subterránea.

La subestación más cercana a nuestro parque en tierra es la subestación de a Capelada que elevara la tensión de 132 kV a 220 kV para así facilitar el transporte por la Red Eléctrica de España.

Las coordenadas UTM (ETRS 89 Huso 29) de la subestación a Capelada son:

X: 583969.79 m

Y: 4838056.72 m

Para poder evacuar la energía producida por el parque a la red, se debe conseguir un punto de conexión a red, para ello, se ha mantenido conversaciones con la autoridad competente Red Eléctrica de España "REE", para así poder inyectar la energía generada a red a través de la subestación a Capelada.

Una vez evacuada esta energía a través de la subestación a Capelada, esta se podrá verter a red y vender a través del OMIE en el mercado diario e intradiario.

Por último, cabe destacar que este parque funcionara en corriente alterna, ya que es un parque con una potencia instalada de 144 MW y situada a 15,523 km de la costa y como se puede observar en la gráfica es la opción más acertada.

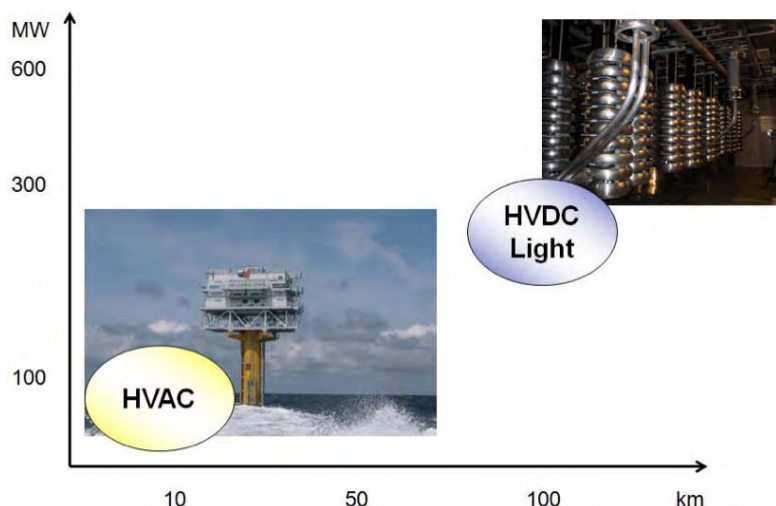


Figura 7.5.- Comparación entre la utilización de corriente alterna y corriente

7.3 Sistema de comunicación SCADA

El sistema SCADA (Supervisory Control and Data Adquisition) es un software que permite controlar y supervisar desde las oficinas de tierra el parque en tiempo real.

Este es un sistema de comunicación es de vital importancia a la hora de regular y controlar el correcto funcionamiento del parque eólico offshore. En este sistema, esta automatizado todo el control del parque mediante un ordenador central, denominado ordenador TAC, que se conecta a la estación meteorológica, a las turbinas y a la subestación, para así poder obtener toda la información relevante de los diversos componentes que forma el parque.

8 Montaje

El montaje del parque eólico offshore difiere en gran medida del que se realiza en los parques eólicos terrestres, ya que en este caso, se monta la estructura completamente en tierra y posteriormente se traslada a la ubicación del parque. Los pasos a seguir se detallaran a continuación.

En primer lugar, se lleva a cabo la fabricación de las distintas piezas que conforma el aerogenerador, así como, la diversas piezas que conforman la estructura de la plataforma. Una vez finalizado su fabricación se trasladarán a las proximidades de un dique seco del astillero de la empresa Navantia ubicado en Fene-Ferrol en la provincia de A Coruña.

Una vez almacenadas todas las piezas en las proximidades del astillero, se empezará soldando las piezas que conforman la plataforma flotante.

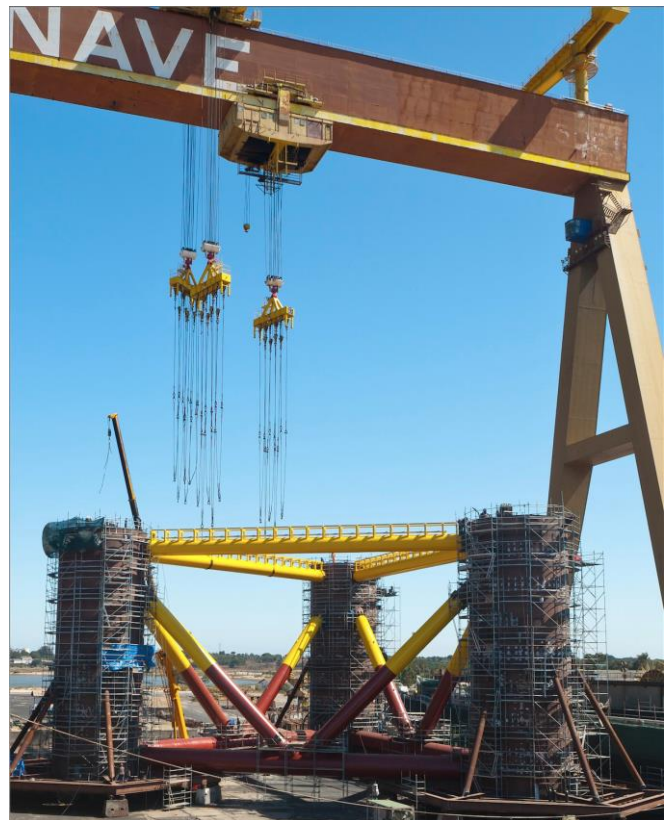
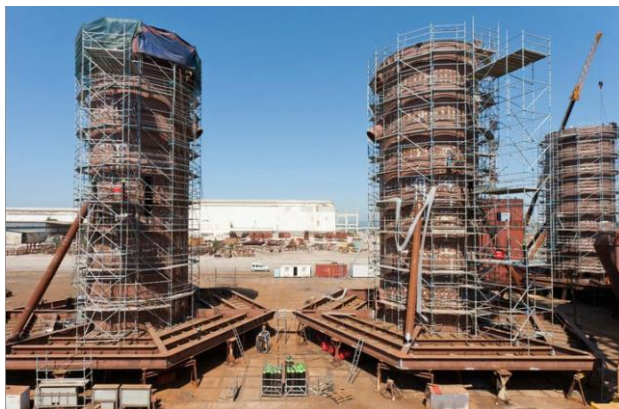


Figura 8.1.- Construcción de la plataforma WindFloat .

Una vez finalizada la estructura que conformará la plataforma, se procederá a montar el aerogenerador encima de la misma, para ello se comenzara soldando las virolas que forman la torre. A continuación, se procederá a la colocación de la nacelle. Cuando esta instalada la nacelle, se sube el buje y el cono y después se elevan las palas, horizontalmente, una a una.



Figura 8.2.- Montaje del aerogenerador en la plataforma WindFloat .

Finalizado el montaje del aerogenerador en la plataforma WindFloat, se procederá a la apertura de las esclusas para así inundar el dique seco y poder trasladar el aerogenerador a la ubicación del parque.

El traslado desde el dique seco hasta la ubicación del parque se llevara a cabo mediante varios barcos remolcadores.

Cuando se haya colocado el aerogenerador en la ubicación que le corresponde mediante diversos métodos de localización geográfica, se procede a anclar las cadenas, alambres de acero al fondo para así asegurar en todo momento su correcta ubicación así como evitar posibles pérdidas de estabilidad que produzca el escoramiento del mismo hasta tal punto que pueda llegar a hundirse.

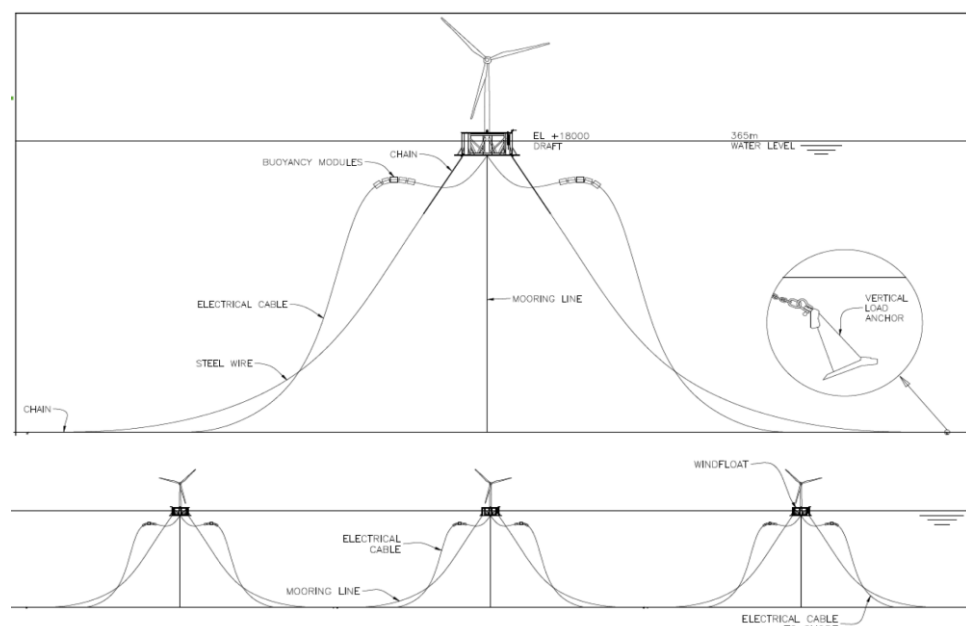


Figura 8.3.- Plano del anclaje de la plataforma WindFloat.

Este proceso se repetirá con cada uno de los aerogeneradores, así como, en la subestación.

El cableado submarino que permitirá la conexión eléctrica entre los diversos aerogeneradores que forman el parque eólico offshore, se realizará el tendido mediante la utilización de embarcaciones especiales y un equipo de ROV.

Estés cable se conectara con la subestación ubicada en el mar para transformar la tensión y así evitar, en la medida de lo posible, las pérdidas producidas por el transporte de esta mediante un cable submarino hasta la subestación ubicada en tierra.

Para la realización de la canalización del cableado de alta tensión, se contara con la ayuda de un equipo ROV que definirá el trazado óptimo por donde debe ir el cable y una draga que realizará una zanja en la cual se colocara el cable submarino. Una vez finalizado el tendido del cable, se procederá a cubrir la zanja con el material procedente de la propia draga.

Por último, cuando el cable llegue a la costa, este ira enterrado hasta las inmediaciones de la subestación A Capelada.

9 Análisis económico

9.1 Inversión inicial

La inversión inicial para la realización de la instalación del parque eólico marino, se dividirá según las fases en las que se ha desarrollado el proyecto, estas son:

- Estudio previo
- Aerogeneradores y plataforma
- Instalación del parque
- Infraestructura e instalación eléctrica
- Otros

Todos los precios de este estudio son estimaciones debido a que se ha contacto con diversas empresas para llevar a cabo un presupuesto real pero se han negado a facilitar los datos.

9.1.1 Estudio previo

El estudio previo abarca todas las tareas requeridas para llevar a cabo el estudio de la zona de ubicación del parque: estudio geológico, estudio batimétrico, estudio del recurso eólico y estudio de impacto ambiental, así como, las tareas desarrolladas para poder llevar a cabo el proyecto, reglamentos, certificados, costes de reserva de la zona. A continuación, se muestra el coste de todas las actividades recogidas en el estudio previo

Estudio geológico	120.000 €
Estudio batimétrico	60.000€
Estudio de impacto ambiental	400.000 €

Estudio del recurso eólico	400.000 €
Proyecto	100.000 €
Reglamentos y certificados	200.000 €
Costes de reserva de la zona	300.000 €
Total	1.580.000 €

9.1.2 Aerogeneradores y plataformas flotantes

Este coste depende en gran medida de la potencia instalada por cada aerogenerador así como, el peso del mismo, ya que este influiría en el tamaño de la plataforma WindFloat. A continuación, se muestra el coste de todos los aerogeneradores y diversos tipos de plataformas así como el transporte de los mismos hasta la ubicación real del parque eólico offshore.

Aerogeneradores	128.000.000 €
Instalación sobre plataforma	84.000 €
Plataforma WindFloat	46.600.000 €
Plataforma subestación	6.000.000 €
Pintura	800.000 €
Protección catódica	2.500.000 €
Sistema de señales	100.000 €
Sistema contra incendios	1.000.000 €
Sistema de emergencia	1.000.000 €
Remolcadores	300.000 €
Total	186.384.000 €

Estos precios se desglosarán a continuación

9.1.2.1 Aerogeneradores

El precio en el mercado de un aerogenerador depende de la potencia instalada y de la altura de buje, en este caso al tratarse de aerogeneradores de 164 m de diámetro y una potencia instalada de 8 MW por aerogenerador, se estima que el precio por MW instalado se corresponderá con 1.000.000 €/MW

Aerogenerador	128.000.000 €
Instalación sobre plataforma	84.000 €

9.1.2.2 Plataforma de la subestación

El precio de la plataforma de la subestación depende principalmente de las toneladas de aceros necesarias para su fabricación así como los costes de montaje del mismo.

Plataforma subestación		
	Coste montaje	4.000.000 €
	Coste material	1.000.000 €
	Integración de equipos	1.000.000 €
Total plataforma subestación		6.000.000 €

9.1.2.3 Plataforma WindFloat

El precio de la plataforma WindFloat depende principalmente de las toneladas de aceros necesarias para su fabricación así como los costes de montaje del mismo.

Plataformas WindFloat		
	Coste montaje	32.000.000 €
	Coste material	10.000.000 €
	Integración de equipos	7.600.000 €
Total plataformas		46.600.000 €

9.1.2.4 Remolcadores

Se estima que los remolcadores que se encargan de trasladar las diversas plataformas desde el dique seco hasta la ubicación del parque, trabajaran durante 10 días con un coste de 30.000 €/día.

9.1.3 Instalación del parque

En este apartado se incluirán todos los gastos de montaje del parque en el mar, es decir, los gastos de alquiler de diversos equipos, los sistemas de anclaje de las plataformas.

Alquiler de equipos	56.950.000 €
Sistema de anclaje	15.000.000 €
Total	71.950.000 €

Estos precios se desglosarán a continuación

9.1.3.1 Alquiler

El alquiler de todos los equipos para 360 días incluyendo la maquinaria necesaria para llevar a cabo la obra civil asciende a 56.950.000 €.

9.1.3.2 Sistema de anclaje

El sistema de anclaje incluye anclaje de las cadenas de las plataformas, cimentación de la plataforma, el coste total de esta obra asciende a 15.000.000 €.

9.1.4 Infraestructura e instalación eléctrica

La infraestructura e instalación eléctrica incluye la las líneas submarina enterrada de media tensión de 30 kV, la subestación flotante 30/132 kV, la línea submarina enterrada

de alta tensión de 132 kV y la línea subterránea de 132 kV que unirá el parque eólico marino con la subestación a Capelada.

Línea submarina de MT	1.744.380 €
Subestación	3.700.000 €
Línea submarina de AT	4.205.625 €
Línea subterránea de AT	758.505 €
Ingeniería eléctrica	100.000 €
Total	8.764.132 €

Estos precios se desglosarán a continuación

9.1.4.1 Línea submarina de media tensión

Dentro de este apartado, se debe tener en cuenta el entubado del cable, el tendido del cable y el coste del mismo.

La línea de media tensión tendrá una longitud total 20,276 km y el cable tiene una sección de 630 mm². Según los datos facilitados por la empresa, este cable tendrá un coste de 16 €/m, este precio tan relativamente bajo se debe a que la empresa aplica un coeficiente a partir de una cierta longitud

Cable	973.000 €
Entubado	101.380 €
Tendido del cable	670.000 €
Total	1.744.380 €

9.1.4.2 Subestación transformadores de 132/220 kV

En este apartado solo se tendrá en cuenta la subestación y la conexión de la misma, ya que la estructura sobre la que se encuentra fue calculada en el apartado 9.1.2.2.

Subestación	3.500.000 €
Conexiones	200.000 €
Total	3.700.000 €

9.1.4.3 Línea submarina de alta tensión

Dentro de este apartado, se debe tener en cuenta el coste de la zanja que se realizara para el posterior enterramiento del cable, el tendido del cable y el coste del mismo.

La línea de alta tensión tendrá una longitud total 12,405 km y el cable tiene una sección de 500 mm². Según los datos por la empresa facilitados por la empresa este cable tendrá un coste de 40 €/m, este precio tan relativamente bajo se debe a que la empresa aplica un coeficiente a partir de una cierta longitud.

Cable	1.488.600 €
Entubado	62.025 €
Tendido del cable	415.000 €
Costes referentes a la zanja	2.240.000 €
Total	4.205.625 €

9.1.4.4 Línea subterránea de alta tensión

Dentro de este apartado, se debe tener en cuenta el entubado del cable, el tendido del cable y el coste del mismo.

La línea de alta tensión tendrá una longitud total 3,12 km y el cable tiene una sección de 500 mm². Según los datos por la empresa facilitados por la empresa este cable tendrá un coste de 40 €/m, este precio tan relativamente bajo se debe a que la empresa aplica un coeficiente a partir de una cierta longitud.

Cable	373.800 €
Enterramiento	15.575 €
Zanja	369.130 €
Total	758.505 €

9.1.5 Otros costes

Dentro de este apartado se abarca los costes de seguridad y salud, sistema de control SCADA, gastos generales y beneficio industrial.

Seguridad y salud	40.000 €
Sistema de control SCADA	100.000 €
Gastos generales	33.736.202,8 €
Beneficio industrial	15.570.555,1€
Total	49.446.757,9 €

Estos precio se desglosarán a continuación

9.1.5.1 Seguridad y salud

Dentro de este apartado se abarca el precio estimado para llevar a cabo el estudio de seguridad y salud, este se estima que se realizara en 2 semanas con un coste total 40.000 €.

9.1.5.2 Sistema de control SCADA

El sistema de control SCADA que permite la supervisión y control del parque desde tierra tendrá un coste anual de 100.000 €

9.1.5.3 Gastos generales y de beneficio industrial

Dentro de este apartado se tiene en cuenta los gastos de oficinas generales pero no obra, personal administrativo pero no en la obra, gastos fiscales, gastos financieros, tasas administrativas, etc. Según la Orden FOM/1824/2014, el presupuesto de contrata se obtiene incrementando el presupuesto material en los conceptos de gastos generales 13% y beneficio industrial 6% del contratista.

9.1.6 Inversión total del parque eólico offshore

A continuación se muestra un resumen de los principales gastos de inversión del parque eólico offshore.

Estudio previo	1.580.000€
Aerogeneradores y plataformas	186.384.000 €
Instalación del parque	71.950.000 €
Infraestructura e instalación eléctrica	8.764.132 €
Otros costes	49.446.757,9 €
Total	308.814.677 €

A partir de estos datos, se ha realizado un gráfico en el que se puede observar a simple vista el dinero invertido en cada partida, con el objetivo de comprobar que las estimaciones que se han realizado son correctas. En un parque eólico offshore los aerogeneradores abarcan en torno al 40 % de la inversión cobrando gran importancia la instalación y la obra civil

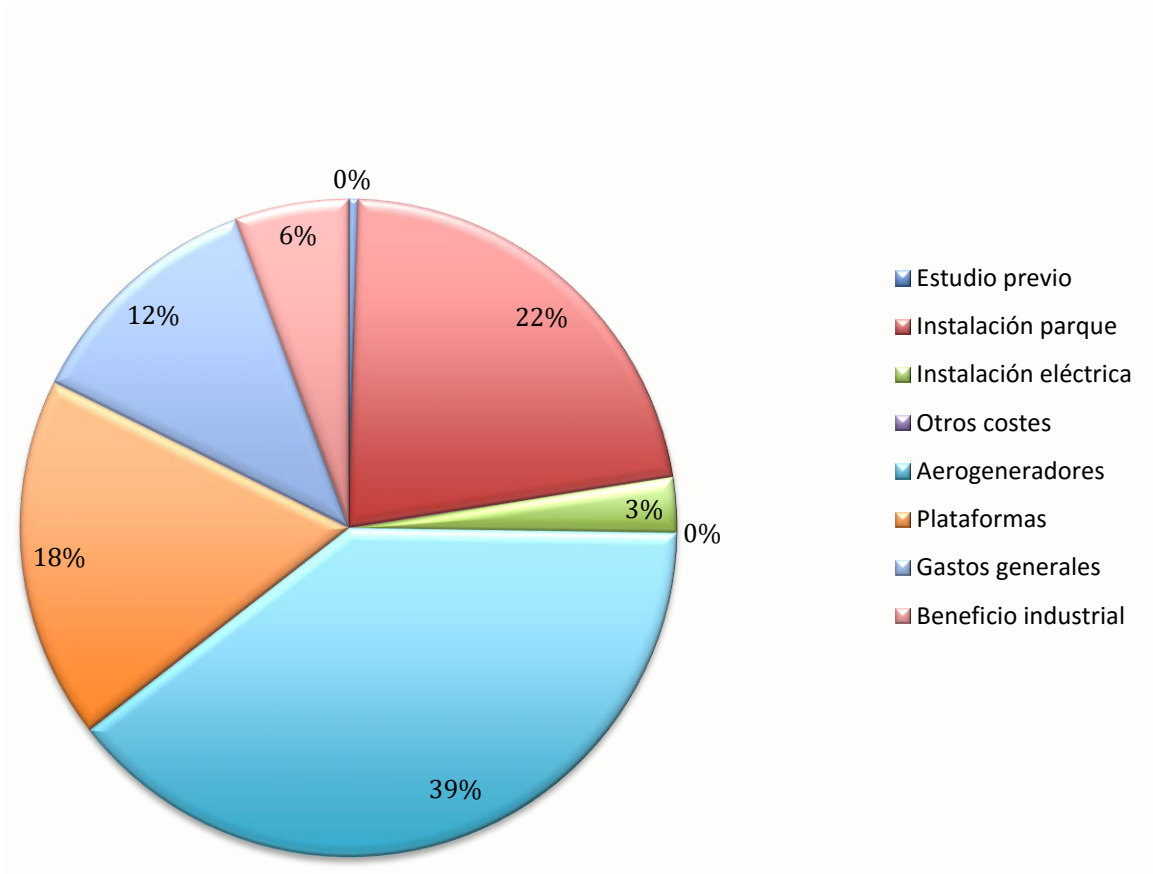


Figura 9.1.- Esquema de la inversión

9.2 Gastos de explotación

Engloba todos los gastos que se van a producir el parque durante el tiempo que este en activo, es decir, durante su vida útil. En este caso serán 25 años.

9.2.1 Operación y mantenimiento

Debido a la vida con la cuenta un aerogenerador estos requieren de un mantenimiento para que su funcionamiento sea lo más similar posible a lo largo de los años, minimizando el número de horas de parada por fallos o averías. A causa del envejecimiento de las máquinas el mantenimiento con el tiempo tendrá un coste mayor.

Para realizar este estudio se utilizarán los valores que se muestran a continuación:

- 1 - 2 años: 8 % de los ingresos por energía producida
- 3 - 7 años: 9 % de los ingresos por energía producida
- 8 - 12 años: 10 % de los ingresos por energía producida
- 13 - 18 años: 11 % de los ingresos por energía producida
- 18 - 25 años: 12 % de los ingresos por energía producida

9.2.2 Plan de vigilancia ambiental (PVI)

El coste necesario para llevar a cabo las medidas correctoras recogidas en la evaluación de impacto ambiental se estiman en torno al 2,5 % del presupuesto destinado a la realización de dicho estudio, es decir 1.000 €/aerogenerador

9.2.3 Seguros

Con el fin de asegurar el dinero invertido en el proyecto durante la explotación del mismo, se contratará un seguro para cubrir los gastos en casos de accidentes e incidencias ocurridos durante el funcionamiento del parque, según los datos facilitados por la Asociación Empresarial Eólica, se estima en torno a 4.800 €/MW. Por lo tanto, el precio anual del seguro será de 614.400 €/año.

9.3 Ingresos

Para llevar a cabo este apartado se deberá realizar un estudio del mercado eléctrico a través del último año. Los datos serán facilitados por el Operador del Mercado Ibérico de Energía OMIE. De acuerdo con el Real Decreto 413/2014 la retribución específica, es decir, las primas, serán sacadas a subasta en función del tipo de tecnología de régimen especial. Por tanto, en principio, no se dispondrá de ningún tipo de subvención pública, solo se contará con el precio del pool energético.

A partir de la media aritmética de los datos obtenidos en el OMIE, obtenemos un precio de venta de la energía, el cual en este caso, se corresponderá con 50,27 €/MWh.

Para realizar este estudio económico se tendrá en cuenta que el valor del IPC tendrá un valor de 1,5 % todos los periodos. Se escoge dicho valor debido que es la previsión del valor del IPC con el que se estima que cerrara el próximo año 2017.

9.4 Estudio económico del parque eólico offshore

En este estudio se llevará a cabo un análisis económico tanto de los ingresos como de los costes de explotación teniendo en cuenta todos los gastos de explotación. Se supondrá que la vida útil del parque será en torno a 25 años y que este se llevara a cabo con capital propio.

El motivo principal por el que se lleva a cabo este análisis económico es para calcular la rentabilidad del proyecto así como para saber si es viable o no económicamente.

Para llevar a cabo este análisis se utilizarán dos de los parámetros más conocidos en este tipo de análisis de viabilidad, que son el VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno).

9.4.1 Obtención del flujo neto de caja

En primer lugar se calculara el precio de venta de la energía a lo largo de 25 años suponiendo un IPC de 1,5% anual y partiendo que la energía actualmente tiene un coste de 50.27€/MWh.

Tabla 9.1.- Precio de venta de energía a lo largo de su vida útil

Año de vida	Año	Precio	IPC	Precio capitalizado
0	2016	50,27 €	0,015	50,27 €
1	2017	50,27 €	0,015	51,02 €
2	2018	50,27 €	0,015	51,79 €
3	2019	50,27 €	0,015	52,57 €
4	2020	50,27 €	0,015	53,35 €
5	2021	50,27 €	0,015	54,16 €
6	2022	50,27 €	0,015	54,97 €
7	2023	50,27 €	0,015	55,79 €
8	2024	50,27 €	0,015	56,63 €
9	2025	50,27 €	0,015	57,48 €
10	2026	50,27 €	0,015	58,34 €
11	2027	50,27 €	0,015	59,22 €
12	2028	50,27 €	0,015	60,10 €
13	2029	50,27 €	0,015	61,01 €
14	2030	50,27 €	0,015	61,92 €
15	2031	50,27 €	0,015	62,85 €
16	2032	50,27 €	0,015	63,79 €
17	2033	50,27 €	0,015	64,75 €
18	2034	50,27 €	0,015	65,72 €
19	2035	50,27 €	0,015	66,71 €
20	2036	50,27 €	0,015	67,71 €
21	2037	50,27 €	0,015	68,72 €
22	2038	50,27 €	0,015	69,75 €
23	2039	50,27 €	0,015	70,80 €
24	2040	50,27 €	0,015	71,86 €
25	2041	50,27 €	0,015	72,94 €

Partiendo del precio capitalizado obtendremos los ingresos brutos, teniendo en cuenta que el parque producirá anualmente un total de 698,838 GWh/año.

Tabla 9.2.- Ingresos brutos del parque eólico.

Año de vida	Año	Energía producida (MWh/año)	Ingresos brutos
0	2016	698838	35.130.586,26 €
1	2017	698838	35.657.545,05 €
2	2018	698838	36.192.408,23 €
3	2019	698838	36.735.294,35 €
4	2020	698838	37.286.323,77 €
5	2021	698838	37.845.618,62 €
6	2022	698838	38.413.302,90 €
7	2023	698838	38.989.502,45 €
8	2024	698838	39.574.344,98 €
9	2025	698838	40.167.960,16 €
10	2026	698838	40.770.479,56 €
11	2027	698838	41.382.036,76 €
12	2028	698838	42.002.767,31 €
13	2029	698838	42.632.808,82 €
14	2030	698838	43.272.300,95 €
15	2031	698838	43.921.385,46 €
16	2032	698838	44.580.206,24 €
17	2033	698838	45.248.909,34 €
18	2034	698838	45.927.642,98 €
19	2035	698838	46.616.557,62 €
20	2036	698838	47.315.805,99 €
21	2037	698838	48.025.543,08 €
22	2038	698838	48.745.926,22 €
23	2039	698838	49.477.115,12 €
24	2040	698838	50.219.271,84 €
25	2041	698838	50.972.560,92 €

Posteriormente, se calculara los gastos de explotación del parque. Estos gastos son los producidos por la operación y mantenimiento, la póliza de seguro del parque y el plan de vigilancia ambiental.

Tabla 9.3.- Ingresos brutos del parque eólico.

Año de vida	Año	PVI	Seguro	Operación y mantenimiento	Gastos totales
0	2016	16.000,00 €	614.400,00 €	0,00 €	630.400,00 €
1	2017	16.240,00 €	623.616,00 €	2.852.603,60 €	3.492.459,60 €
2	2018	16.483,60 €	632.970,24 €	2.895.392,66 €	3.544.846,50 €
3	2019	16.730,85 €	642.464,79 €	3.306.176,49 €	3.965.372,14 €
4	2020	16.981,82 €	652.101,77 €	3.355.769,14 €	4.024.852,72 €
5	2021	17.236,54 €	661.883,29 €	3.406.105,68 €	4.085.225,51 €
6	2022	17.495,09 €	671.811,54 €	3.457.197,26 €	4.146.503,89 €
7	2023	17.757,52 €	681.888,71 €	3.509.055,22 €	4.208.701,45 €
8	2024	18.023,88 €	692.117,05 €	3.957.434,50 €	4.667.575,43 €
9	2025	18.294,24 €	702.498,80 €	4.016.796,02 €	4.737.589,06 €
10	2026	18.568,65 €	713.036,28 €	4.077.047,96 €	4.808.652,89 €
11	2027	18.847,18 €	723.731,83 €	4.138.203,68 €	4.880.782,69 €
12	2028	19.129,89 €	734.587,80 €	4.200.276,73 €	4.953.994,43 €
13	2029	19.416,84 €	745.606,62 €	4.689.608,97 €	5.454.632,43 €
14	2030	19.708,09 €	756.790,72 €	4.759.953,10 €	5.536.451,92 €
15	2031	20.003,71 €	768.142,58 €	4.831.352,40 €	5.619.498,70 €
16	2032	20.303,77 €	779.664,72 €	4.903.822,69 €	5.703.791,18 €
17	2033	20.608,33 €	791.359,69 €	4.977.380,03 €	5.789.348,04 €
18	2034	20.917,45 €	803.230,09 €	5.052.040,73 €	5.876.188,26 €
19	2035	21.231,21 €	815.278,54 €	5.593.986,91 €	6.430.496,66 €
20	2036	21.549,68 €	827.507,72 €	5.677.896,72 €	6.526.954,11 €
21	2037	21.872,93 €	839.920,33 €	5.763.065,17 €	6.624.858,43 €
22	2038	22.201,02 €	852.519,14 €	5.849.511,15 €	6.724.231,30 €
23	2039	22.534,03 €	865.306,92 €	5.937.253,81 €	6.825.094,77 €
24	2040	22.872,04 €	878.286,53 €	6.026.312,62 €	6.927.471,19 €
25	2041	23.215,13 €	891.460,83 €	6.116.707,31 €	7.031.383,26 €

Finalmente, con los ingresos anuales brutos que se perciben por inyectar la energía a la red y los gastos de explotación, se obtendrá el flujo neto de caja que tendrá el parque, es decir, volumen de recursos que el proyecto genera a lo largo del horizonte de estudio.

Tabla 9.4.- Flujo de caja durante la vida útil del parque.

Año	Eproducida (MWh/año)	Ingresos Brutos	Gastos de explotación	Ingresos Netos	Flujo de caja
2016	698838	35.130.586,26 €	630.400,00 €	34.500.186,26 €	274.311.290,74 €
2017	698838	35.657.545,05 €	3.492.459,60 €	32.165.085,45 €	242.146.205,29 €
2018	698838	36.192.408,23 €	3.544.846,50 €	32.647.561,73 €	209.498.643,56 €
2019	698838	36.735.294,35 €	3.965.372,14 €	32.769.922,21 €	176.728.721,35 €
2020	698838	37.286.323,77 €	4.024.852,72 €	33.261.471,05 €	143.467.250,30 €
2021	698838	37.845.618,62 €	4.085.225,51 €	33.760.393,11 €	109.706.857,19 €
2022	698838	38.413.302,90 €	4.146.503,89 €	34.266.799,01 €	75.440.058,18 €
2023	698838	38.989.502,45 €	4.208.701,45 €	34.780.800,99 €	40.659.257,18 €
2024	698838	39.574.344,98 €	4.667.575,43 €	34.906.769,56 €	5.752.487,62 €
2025	698838	40.167.960,16 €	4.737.589,06 €	35.430.371,10 €	29.677.883,48 €
2026	698838	40.770.479,56 €	4.808.652,89 €	35.961.826,67 €	65.639.710,15 €
2027	698838	41.382.036,76 €	4.880.782,69 €	36.501.254,07 €	102.140.964,22 €
2028	698838	42.002.767,31 €	4.953.994,43 €	37.048.772,88 €	139.189.737,10 €
2029	698838	42.632.808,82 €	5.454.632,43 €	37.178.176,39 €	176.367.913,49 €
2030	698838	43.272.300,95 €	5.536.451,92 €	37.735.849,03 €	214.103.762,52 €
2031	698838	43.921.385,46 €	5.619.498,70 €	38.301.886,77 €	252.405.649,28 €
2032	698838	44.580.206,24 €	5.703.791,18 €	38.876.415,07 €	291.282.064,35 €
2033	698838	45.248.909,34 €	5.789.348,04 €	39.459.561,29 €	330.741.625,65 €
2034	698838	45.927.642,98 €	5.876.188,26 €	40.051.454,71 €	370.793.080,36 €
2035	698838	46.616.557,62 €	6.430.496,66 €	40.186.060,96 €	410.979.141,32 €
2036	698838	47.315.805,99 €	6.526.954,11 €	40.788.851,87 €	451.767.993,19 €
2037	698838	48.025.543,08 €	6.624.858,43 €	41.400.684,65 €	493.168.677,84 €
2038	698838	48.745.926,22 €	6.724.231,30 €	42.021.694,92 €	535.190.372,76 €
2039	698838	49.477.115,12 €	6.825.094,77 €	42.652.020,34 €	577.842.393,11 €
2040	698838	50.219.271,84 €	6.927.471,19 €	43.291.800,65 €	621.134.193,76 €
2041	698838	50.972.560,92 €	7.031.383,26 €	43.941.177,66 €	665.075.371,42 €
			Total	973.886.848,42 €	

9.4.2 VAN y TIR

Como ya se explicó anteriormente, a través de él VAN y el TIR se realizar un análisis de rentabilidad del proyecto. Estos dos métodos son criterios financieros que tienen en cuenta la cronología de los flujos netos de caja, es decir, dependen del tiempo.

El VAN se calcula mediante la siguiente formula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+k)^t} - \text{Inversión inicial}$$

Siendo:

FNC_t : flujo neto de caja en un momento determinado t

K: tasa de valoración del proyecto, es decir, la rentabilidad exigida.

En este caso, se estima que la tasa de valoración es de en torno al 7%.

Teniendo en cuenta una inversión inicial de 308.814.677 €

Por lo que introduciendo estos datos en el software Wolfram Mathematica obtenemos un VAN con un valor de 144.834.017,57 €

El TIR se calcula mediante la siguiente formula:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+r)^t} = \text{Inversión inicial}$$

Siendo:

FNC_t : flujo neto de caja en un momento determinado t

r : tasa de rendimiento del proyecto

Por lo tanto, el valor del TIR calculado a través del software Wolfram Mathematica tiene un valor de 12,05 %

9.5 Resumen del estudio económico

Como se puede observar en la tabla que se muestra a continuación, el parque se amortizaría en un periodo en torno a 9 años, esto demuestra la viabilidad del proyecto, pese alto coste de inversión inicial. Cabe destacar que la realización del VAN y el TIR son una forma fehaciente de comprobar la rentabilidad del proyecto.

Tabla 9.5.- Resumen económico

	Requisitos de rentabilidad	Caso de estudio	¿Es viable?
VAN	$VAN > 0$	144.834.017,57 €	Si
TIR	$TIR > 7\%$	12,05 %	Si

10 Conclusiones

- ✓ En primer lugar, partiendo de la base que la energía eólica offshore reduce drásticamente los gases de efecto invernadero, cabe destacar, que la persona que invierta en ella tendrá un mayor beneficio económico comparado con formas convencionales de generación de energía.
- ✓ El potencial de explotación de esta tecnología es enorme, pese a su elevado coste inicial. De cualquier manera, las continuas mejoras que van surgiendo como el desarrollo de las plataformas flotantes, reducen este margen de coste. Se trata de un gran filón en bruto, complementario a las plataformas eólicas terrestres, que actualmente están siendo explotadas casi en su totalidad.
- ✓ Llama la atención la ausencia de primas económicas que proponen impulsar esta tecnología, a pesar de ser uno de los países con mayor potencial eólico marino. Esto se traduce en que desde el inicio del desarrollo de la tecnología eólica en tierra, pasó de ser el segundo mayor productor, a bajar al quinto puesto del ranking mundial. Como ejemplo de esta decadencia, cabe destacar que en el año 2015 no se instaló ni un solo MW de origen eólico.
- ✓ Otro dato reseñable desde mi punto de vista, es que, a pesar de que el Gobierno de España realizó en 2007 el “Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la Instalación de Parques Eólicos Marinos”, que supuso una inversión muy importante de capital público, este estudio es inaccesible debido al cambio de Ministerio. Este estudio, pretendía fomentar el desarrollo de la energía eólica marina, pero quizás debido a crisis y al alto coste que suponía iniciar proyectos de este tipo, junto con la ausencia total de primas promovidas por el Estado, supuso el abandono del proyecto.
- ✓ Me ha resultado especialmente importante un hecho, que me ha condicionado el presente proyecto en gran medida: tanto para el software especializado de parques eólicos offshore, como la información necesaria de los distintos materiales, procesos, etc...existe un gran celo y una hermeticidad enorme a la hora de compartir los datos, dificultando en gran medida realizar proyectos teóricos de este tipo. En última instancia acaban compartiendo la información, pero generalmente después de superar una serie de barreras burocráticas que ralentizan el proceso.
- ✓ Dado que la energía eólica es una energía que depende exclusivamente de la climatología, no se pueden prever datos reales de funcionamiento, con lo que se dificultan por un lado el estudio de viabilidad económica, como la complejidad a la hora de introducir este tipo de energía en el mercado eléctrico. Esta afirmación se basa en el hecho de que al tratarse de una fuente de energía renovable, debería ser las primeras en entrar en el mercado, después de la energía de base, llegando a casarse a coste 0 € en algún momento del año, ya que el “combustible” necesario para la generación de energía no supone ningún coste. Por lo que se deberá fomentar las diversas formas de almacenamiento de energía, para así posteriormente poderla inyectarla en el mercado en las horas de mayor demanda de energía y evitar el uso de otro tipo de tecnología no renovable con muy altos costes.
- ✓ Socialmente esta tecnología también tiene una gran proyección, dado que si existieran determinadas ayudas por parte del Estado, la tecnología se desarrollaría

creando un gran número de puestos de trabajo y reduciendo en gran medida la tasa de paro, principalmente gente con cualificación universitaria.

- ✓ El resultado obtenido referente al tiempo de retorno simple es relativamente pequeño, pero con la evolución de esta tecnología se irá reduciendo en gran medida, debido a los avances a nivel ingeniería que supondrá la colocación de parques eólicos marinos flotantes, y la eliminación de las dificultades que conlleva.
- ✓ Por último, pero no menos importante, mencionar que el fomento de esta tecnología es complementaria al Repowering y la instalación de energía minieólica, y deberían estar amparados bajo una misma normativa, que garantice unas primas mínimas, tanto la energía eólico como el resto de energías renovables, ya que lo que buscamos avanzar energéticamente es a un pool energético equilibrado, en el que cada vez tengan más peso las renovables y podamos prescindir, poco a poco , de los combustibles fósiles para la obtención de energía eléctrica.

11 Bibliografía

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

AEE: Asociación Empresarial Eólica

Detailed appraisal of the offshore wind industry in China, Carbon trust

CWEA: Chinese Wind Energy Association

FOWIN: Facilitating Offshore Wind In India

MNRE: Ministry of New and Renewable Energy Government of India

EIA: U.S. Energy Information Administration

NREL: National Renewable Energy Laboratory

Offshorewind: <https://www.offshorewind.biz>

4coffshore: www.4coffshore.com

GWEA: Global Wind Energy Council

EWEA: The European Wind Energy Association

Renewable UK

BWEA: Germany Wind Energy Association

EGG: Renewable Energy Sources Act

DWIA: Danish Wind Industry Association

ENS: Danish Energy Agency

ENER: Syndicat des énergies renouvelables

Estudio Estratégico Ambiental del litoral español

EMODnet: European Marine Observation on Data Network

INEGA: Instituto Enerxético de Galicia

BOE: Boletín Oficial del Estado

Normas UNE e ISO

Google Earth

Grupo de Investigación GEOMA

Puertos del Estado

Servicio de Cartografía de la Universidad de León

MHI Vestas Offshore Wind A/S

Calculadora de Monin-Obukhov:

http://www.shodor.org/os411/courses/_master/tools/calculators/moninobukhov/

Monin-Obukhov Similarity Theory Applied to Offshore Wind Data, ANDREA VENORA

Propuesta para una metodología para la implementación de parques eólicos offshore,

MARIA DOLORES ESTEBAN PÉREZ

Principle Power, INC.

General Cable

REE: Red Eléctrica de España,

Centro de Investigación Submarinas S.L.

Apuntes de energía eólica. Universidad de León

Apuntes Wind Energy Danmarks Tekniske Universitet DTU

Programas utilizados para la realización de presente estudio:

Software WASP 11 Wind Atlas Analysis and Application Program

Software Fuga

Software Wolfram Mathematica

Agradecimientos

A la DTU, en especial a Heidi Serny Jacobsen, por facilitarme las licencias de los software Fuga y WASP.

A mi tutor, por resolverme todos los quebraderos de cabeza que se ha producido durante la ejecución de este estudio.

A María Isabel de Mena de General Cable, por hacer el estudio económico un poco verídico.

Anexos

Dimensionamiento de las líneas eléctricas

Dimensionamiento de la línea de media tensión

Para poder estimar el precio de la red de media tensión se ha llevado a cabo el dimensionamiento aproximado de la línea teniendo en cuenta los precios facilitados por la empresa General cable. Para llevar a cabo los cálculos no se han tenido en cuenta los factores de corrección, pero en caso de que este trabajo hubiese sido un proyecto y no un estudio de viabilidad técnico- económico se deberían haber aplicado dichos factores. El cable seleccionado ha sido el modelo VULPREN W.B. HEPRZ1 H16 / H25. Sus tablas de características se adjunta al final del anexo.

Tramo 1º

Esta línea de 30 kV evacua la energía producida por 4 aerogeneradores de 8 MW, cuyo factor de potencia es 0,95.

Cálculo de la intensidad nominal de la línea de media tensión:

$$J_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_{U-\varphi}} = \frac{32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30000 \cdot 0,95} = 648,25_{-18,19} A$$

A partir de este dato, buscamos en el catálogo la intensidad máxima admisible que puede soportar en cable y a partir de esto sacamos la sección que necesitamos para la línea, en este caso, 630 mm².

Ahora se comprobaba que la línea cumple con la condición de tener una caída de tensión inferior al 7% debido a que es una línea de alta tensión y es la caída de tensión máxima permitida o recomendada según la normativa vigente.

Partiremos de los siguientes datos:

La resistencia

$$R = \frac{\rho_{Al}}{S_{Al}} \cdot L = \frac{28,28}{630} \cdot 6,6 = 0,296 \Omega$$

Siendo:

R Resistencia del conductor

ρ_{Al} Resistividad del aluminio

S_{Al} Sección del aluminio en el cable.

L: Longitud de la línea.

El resto de los valores que necesitamos para el cálculo de la sección se obtendrán a través del catálogo del cable, en este caso:

La reactancia:

$$X = 0,095 \Omega/\text{km} \quad \text{es decir } X = 0,627 \Omega$$

La susceptancia:

$$C = 0,478 \mu\text{F}/\text{km}$$

$$B = 2\pi \cdot f \cdot C \cdot L = 9,91 \cdot 10^{-4} \text{ S}$$

La conductancia:

$$G = B \cdot \text{tg } \varphi = 4,956 \cdot 10^{-6} \text{ S}$$

La $\text{tg } \varphi$ es el factor de pérdidas del aislamiento, en este caso, el aislamiento es HEPR y como se puede observar en la tabla tiene un valor de $50 \cdot 10^{-4}$

Material	Permitividad	Factor de pérdidas	Resistividad a 20°C y en c.c.	Rigidez dieléctrica (perforación)
	ϵ_r	$\text{tg } d \cdot 10^{-4}$	W cm	KV/mm
XLPE	2,5	10	10^{17}	40
HEPR	3	50	10^{16}	30
HDPE	2,35	5	10^{17}	40

A partir de estos parámetros se calcula la caída de tensión que soportara la línea.

$$U_1 = 30000 \text{ V}$$

$$u_1 = \frac{30000}{\sqrt{3}} = 17320,51 \text{ V}$$

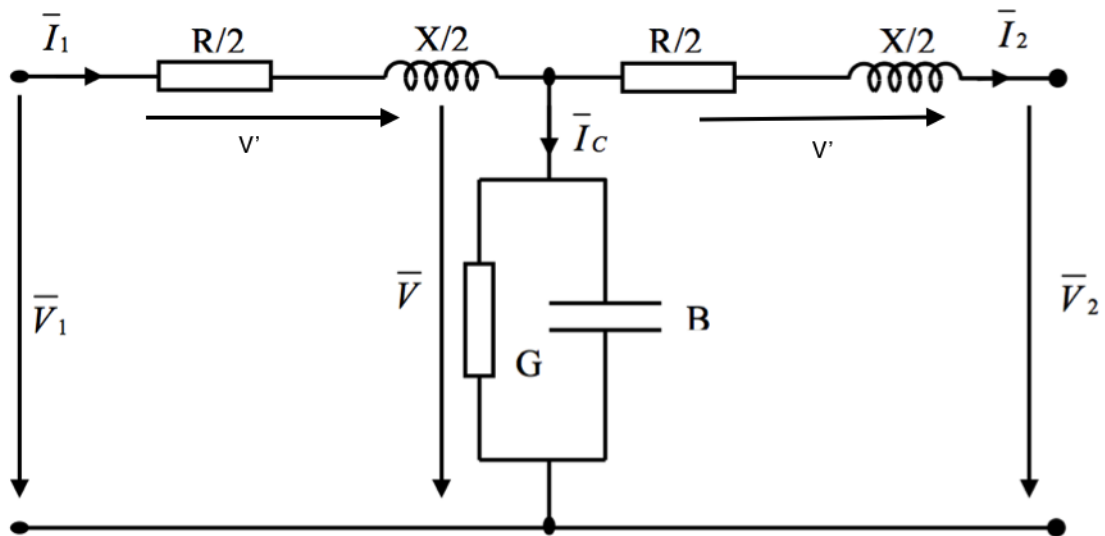
$$P_1 = 4 \cdot 8 \cdot 10^6 = 32 \cdot 10^6 \text{ W}$$

$$I_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_{U-\varphi}} = \frac{32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30000 \cdot 0,95} = 648,25_{-18,19} \text{ A}$$

$$Z = R + X_j = 0,296 + 0,627 j = 0,693_{64,73} \Omega$$

$$Y = G + B_j = 4,956 \cdot 10^{-6} + 9,91 \cdot 10^{-4} j = 9,91 \cdot 10^{-4}_{89,71} \text{ S}$$

Se propone a continuación el cálculo de la tensión al final de la línea y la corriente absorbida por la misma por el modelo T:



$$u'_1 = \frac{Z}{2} \cdot I_1 = 224,62_{46,54} \text{ V}$$

$$u = u_1 - u'_1 = 17166,7_{-0,54} \text{ V}$$

$$I_c = u \cdot y = 17,01_{89,17} \text{ A}$$

$$I_2 = I_1 - I_c = 653,52_{-19,61} \text{ A}$$

$$u'_2 = \frac{Z}{2} \cdot I_2 = 226,45_{45,11} \text{ V}$$

$$u_2 = u - u'_2 = 17009,2_{-1,085} \text{ V}$$

La caída de tensión será:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (|u_1| - |u_2|) = 539,2 \text{ V}$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_1} \cdot 100 = 1,8 \% < 7\% \quad \text{Cumple}$$

Tramo 2º

Esta línea de 30 kV evacua la energía producida por 4 aerogeneradores de 8 MW, cuyo factor de potencia es 0,95.

Cálculo de la intensidad nominal de la línea de media tensión:

$$J_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_{U-\varphi}} = \frac{32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30000 \cdot 0,95} = 648,25_{-18,19} A$$

A partir de este dato, buscamos en el catálogo la intensidad máxima admisible que puede soportar en cable y a partir de esto sacamos la sección que necesitamos para la línea, en este caso, 630 mm².

Ahora se comprobaba que la línea cumple con la condición de tener una caída de tensión inferior al 7% debido a que es una línea de alta tensión y es la caída de tensión máxima permitida o recomendada según la normativa vigente.

Partiremos de los siguientes datos:

La resistencia

$$R = \frac{\rho_{Al}}{S_{Al}} \cdot L = \frac{28,28}{630} \cdot 3,32 = 0,15 \Omega$$

Siendo:

- R Resistencia del conductor.
- ρ_{Al} Resistividad del aluminio
- S_{Al} Sección del aluminio en el cable.
- L: Longitud de la línea.

El resto de los valores que necesitamos para el cálculo de la sección se obtendrán a través del catálogo del cable, en este caso:

La reactancia:

$$X = 0,095 \Omega/\text{km} \quad \text{es decir } X = 0,3154 \Omega$$

La susceptancia:

$$C = 0,478 \mu\text{F}/\text{km}$$

$$B = 2 \pi \cdot f \cdot C \cdot L = 4,99 \cdot 10^{-4} \text{ S}$$

La conductancia:

$$G = B \cdot \text{tg } \varphi = 2,49 \cdot 10^{-6} \text{ S}$$

La $\text{tg } \varphi$ es el factor de pérdidas del aislamiento, en este caso, el aislamiento es HEPR y como se puede observar en la tabla tiene un valor de $50 \cdot 10^{-4}$

Material	Permitividad	Factor de pérdidas	Resistividad a 20°C y en c.c.	Rigidez dieléctrica (perforación)
	ϵ_r	$\text{tg } \delta \cdot 10^{-4}$	W cm	KV/mm
XLPE	2,5	10	10^{17}	40
HEPR	3	50	10^{16}	30
HDPE	2,35	5	10^{17}	40

A partir de estos parámetros se calcula la caída de tensión que soportara la línea.

$$U_1 = 30000 \text{ V}$$

$$u_1 = \frac{30000}{\sqrt{3}} = 17320,51 \text{ V}$$

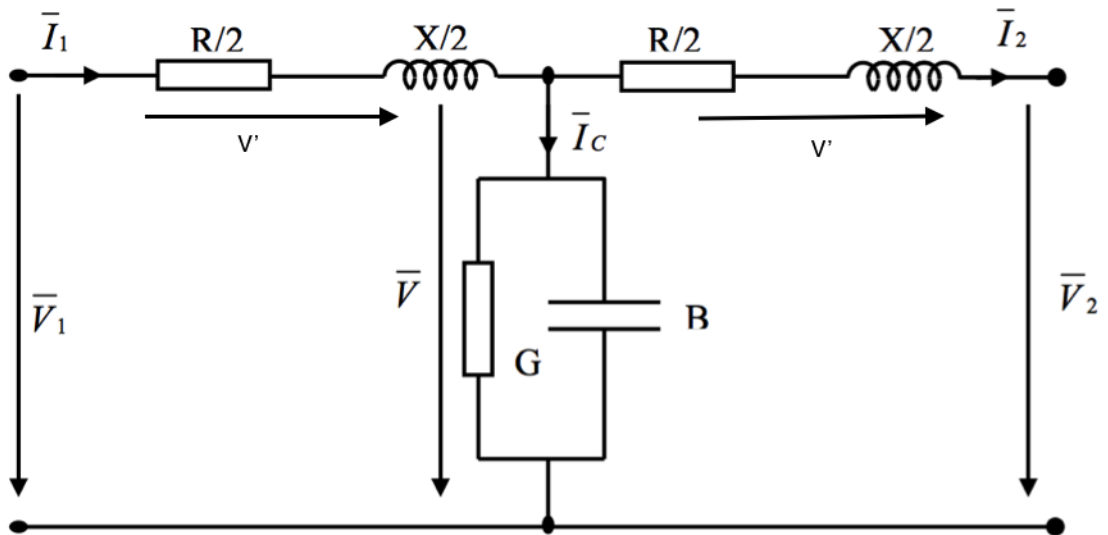
$$P_1 = 4 \cdot 8 \cdot 10^6 = 32 \cdot 10^6 \text{ W}$$

$$I_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi} = \frac{32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30000 \cdot 0,95} = 648,25 \text{ A}$$

$$Z = R + X_j = 0,15 + 0,3154 j = 0,349 \angle 64,56^\circ \Omega$$

$$Y = G + B_j = 2,49 \cdot 10^{-6} + 4,99 \cdot 10^{-4} j = 4,99 \cdot 10^{-4} \angle 89,71^\circ \text{ S}$$

Se propone a continuación el cálculo de la tensión al final de la línea y la corriente absorbida por la misma por el modelo T:



$$u'_1 = \frac{Z}{2} \cdot I_1 = 113,12_{46,37} \text{ V}$$

$$u = u_1 - u'_1 = 17242,65_{-0,27} \text{ V}$$

$$I_c = u \cdot y = 8,6_{89,44} \text{ A}$$

$$I_2 = I_1 - I_c = 650,91_{-18,91} \text{ A}$$

$$u'_2 = \frac{Z}{2} \cdot I_2 = 113,58_{45,65} \text{ V}$$

$$u_2 = u - u'_2 = 17163,83_{-0,54} \text{ V}$$

La caída de tensión será:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (|u_1| - |u_2|) = 271,38 \text{ V}$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_1} \cdot 100 = 0,9 \% < 7\%$$

Cumple

Tramo 3º

Esta línea de 30 kV evacua la energía producida por 4 aerogeneradores de 8 MW, cuyo factor de potencia es 0,95.

Cálculo de la intensidad nominal de la línea de media tensión:

$$J_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_{U-\varphi}} = \frac{32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30000 \cdot 0,95} = 648,25_{-18,19} A$$

A partir de este dato, buscamos en el catálogo la intensidad máxima admisible que puede soportar en cable y a partir de esto sacamos la sección que necesitamos para la línea, en este caso, 630 mm².

Ahora se comprobará que la línea cumple con la condición de tener una caída de tensión inferior al 7% debido a que es una línea de alta tensión y es la caída de tensión máxima permitida o recomendada según la normativa vigente.

Partiremos de los siguientes datos:

La resistencia

$$R = \frac{\rho_{Al}}{S_{Al}} \cdot L = \frac{28,28}{630} \cdot 6,818 = 0,306 \Omega$$

Siendo:

- R Resistencia del conductor.
- ρ_{Al} Resistividad del aluminio
- S_{Al} Sección del aluminio en el cable.
- L: Longitud de la línea.

El resto de los valores que necesitamos para el cálculo de la sección se obtendrán a través del catálogo del cable, en este caso:

La reactancia:

$$X = 0,095 \Omega/\text{km} \quad \text{es decir } X = 0,64771 \Omega$$

La susceptancia:

$$C = 0,478 \mu F/\text{km}$$

$$B = 2 \pi \cdot f \cdot C \cdot L = 1,024 \cdot 10^{-3} S$$

La conductancia:

$$G = B \cdot \operatorname{tg} \varphi = 5,12 \cdot 10^{-6} \text{ S}$$

La $\operatorname{tg} \varphi$ es el factor de pérdidas del aislamiento, en este caso, el aislamiento es HEPR y como se puede observar en la tabla tiene un valor de $50 \cdot 10^{-4}$

Material	Permitividad	Factor de pérdidas	Resistividad a 20°C y en c.c.	Rigidez dieléctrica (perforación)
	ϵ_r	$\operatorname{tg} d \cdot 10^{-4}$	W cm	KV/mm
XLPE	2,5	10	10^{17}	40
HEPR	3	50	10^{16}	30
HDPE	2,35	5	10^{17}	40

A partir de estos parámetros se calcula la caída de tensión que soportara la línea.

$$U_1 = 30000 \text{ V}$$

$$u_1 = \frac{30000}{\sqrt{3}} = 17320,51 \text{ V}$$

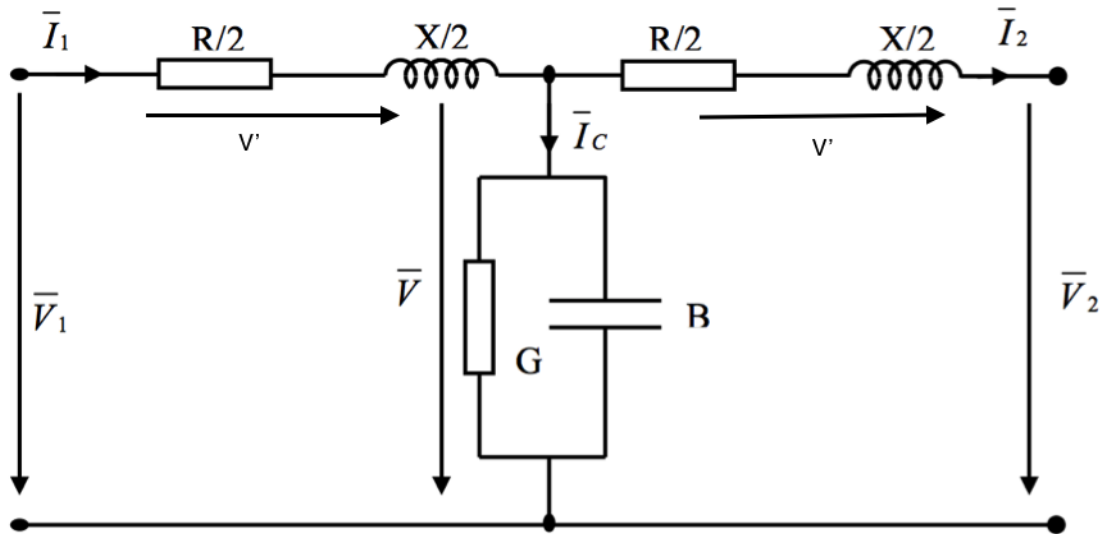
$$P_1 = 4 \cdot 8 \cdot 10^6 = 32 \cdot 10^6 \text{ W}$$

$$J_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi} = \frac{32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30000 \cdot 0,95} = 648,25 \text{ A}$$

$$Z = R + X_j = 0,306 + 0,64771j = 0,716 \angle 64,71^\circ \Omega$$

$$Y = G + B_j = 5,12 \cdot 10^{-6} + 1,024 \cdot 10^{-3} j = 1,024 \cdot 10^{-3} \angle 89,71^\circ \text{ S}$$

Se propone a continuación el cálculo de la tensión al final de la línea y la corriente absorbida por la misma por el modelo T:



$$u'_1 = \frac{Z}{2} \cdot J_1 = 232,07_{46,52} \text{ V}$$

$$u = u_1 - u'_1 = 17161,65_{-0,56} \text{ V}$$

$$J_c = u \cdot y = 17,57_{89,15} \text{ A}$$

$$J_2 = J_1 - J_c = 653,7_{-19,66} \text{ A}$$

$$u'_2 = \frac{Z}{2} \cdot J_2 = 234,03_{45,05} \text{ V}$$

$$u_2 = u - u'_2 = 16998,76_{-1,12} \text{ V}$$

La caída de tensión será:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (|u_1| - |u_2|) = 557,27 \text{ V}$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{u_1} \cdot 100 = 1,86 \% < 7\% \quad \text{Cumple}$$

Tramo 4º

Esta línea de 30 kV evacua la energía producida por 4 aerogeneradores de 8 MW, cuyo factor de potencia es 0,95.

Cálculo de la intensidad nominal de la línea de media tensión:

$$J_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_{U-\varphi}} = \frac{32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30000 \cdot 0,95_{0-18,19}} = 648,25_{-18,19} \text{ A}$$

A partir de este dato, buscamos en el catálogo la intensidad máxima admisible que puede soportar en cable y a partir de esto sacamos la sección que necesitamos para la línea, en este caso, 630 mm².

Ahora se comprobara que la línea cumple con la condición de tener una caída de tensión inferior al 7% debido a que es una línea de alta tensión y es la caída de tensión máxima permitida o recomendada según la normativa vigente.

Partiremos de los siguientes datos:

La resistencia

$$R = \frac{\rho_{Al}}{S_{Al}} \cdot L = \frac{28,28}{630} \cdot 3,538 = 0,159 \Omega$$

Siendo:

- R Resistencia del conductor.
- ρ_{Al} Resistividad del aluminio
- S_{Al} Sección del aluminio en el cable.
- L: Longitud de la línea.

El resto de los valores que necesitamos para el cálculo de la sección se obtendrán a través del catálogo del cable, en este caso:

La reactancia:

$$X = 0,095 \Omega/\text{km} \quad \text{es decir } X = 0,33611 \Omega$$

La susceptancia:

$$C = 0,478 \mu\text{F}/\text{km}$$

$$B = 2 \pi \cdot f \cdot C \cdot L = 5,31 \cdot 10^{-4} \text{ S}$$

La conductancia:

$$G = B \cdot \operatorname{tg} \varphi = 2,655 \cdot 10^{-6} \text{ S}$$

La $\operatorname{tg} \varphi$ es el factor de pérdidas del aislamiento, en este caso, el aislamiento es HEPR y como se puede observar en la tabla tiene un valor de $50 \cdot 10^{-4}$

Material	Permitividad	Factor de pérdidas	Resistividad a 20°C y en c.c.	Rigidez dieléctrica (perforación)
	ϵ_r	$\operatorname{tg} d \cdot 10^{-4}$	W cm	KV/mm
XLPE	2,5	10	10^{17}	40
HEPR	3	50	10^{16}	30
HDPE	2,35	5	10^{17}	40

A partir de estos parámetros se calcula la caída de tensión que soportara la línea.

$$U_1 = 30000 \text{ V}$$

$$u_1 = \frac{30000}{\sqrt{3}} = 17320,51 \text{ V}$$

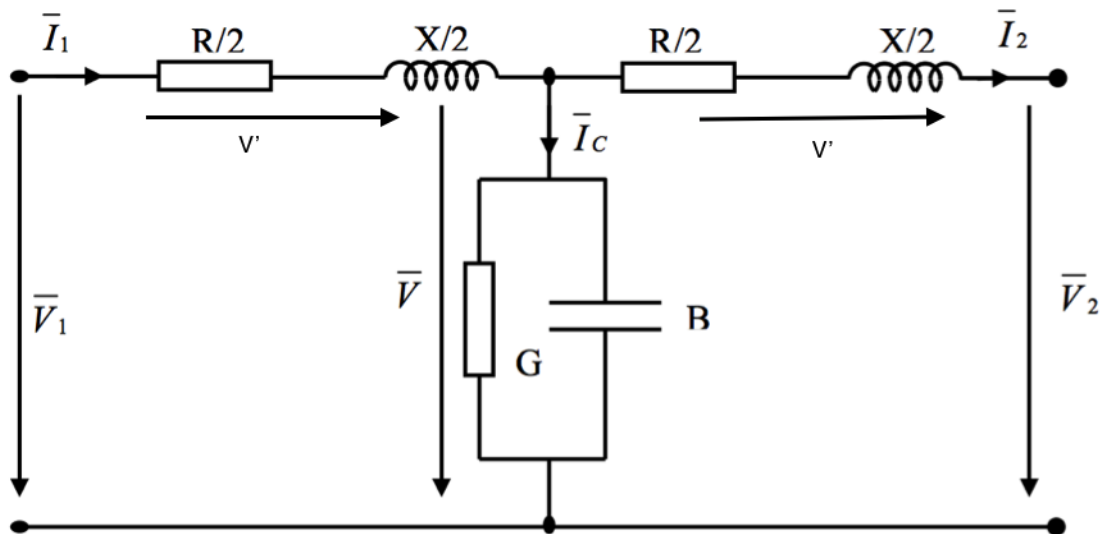
$$P_1 = 4 \cdot 8 \cdot 10^6 = 32 \cdot 10^6 \text{ W}$$

$$I_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi} = \frac{32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30000 \cdot 0,95} = 648,25 \text{ A}$$

$$Z = R + X_j = 0,159 + 0,33622 j = 0,3718 \text{ } \Omega$$

$$Y = G + B_j = 5,31 \cdot 10^{-4} + 2,655 \cdot 10^{-6} j = 5,31 \cdot 10^{-4} \text{ S}$$

Se propone a continuación el cálculo de la tensión al final de la línea y la corriente absorbida por la misma por el modelo T:



$$u'_1 = \frac{Z}{2} \cdot J_1 = 120,51_{46,49} \text{ V}$$

$$u = u_1 - u'_1 = 17237,76_{-0,29} \text{ V}$$

$$J_c = u \cdot y = 9,15_{-5,06 \cdot 10^{-4}} \text{ A}$$

$$J_2 = J_1 - J_c = 639,56_{-18,45} \text{ A}$$

$$u'_2 = \frac{Z}{2} \cdot J_2 = 118,89_{46,23} \text{ V}$$

$$u_2 = u - u'_2 = 17156,17_{-0,58} \text{ V}$$

La caída de tensión será:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (|u_1| - |u_2|) = 284,65 \text{ V}$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_1} \cdot 100 = 0,95 \% < 7 \% \quad \text{Cumple}$$

Dimensionamiento de la línea de alta tensión

Para poder estimar el precio de la red de alta tensión se ha llevado a cabo el dimensionamiento aproximado de la línea teniendo en cuenta los precios facilitados por la empresa General cable. Para llevar a cabo los cálculos no se han tenido en cuenta los factores de corrección, pero en caso de que este trabajo hubiese sido un proyecto y no un estudio de viabilidad técnico-económico se deberían haber aplicado dichos factores. El cable seleccionado ha sido el modelo Silec Bran, pantalla de aluminio soldado, con conductor de aluminio clase 2. Sus tablas de características se adjunta al final del anexo.

Tramo de la línea de alta tensión

A partir de la corriente que entra en la subestación, calcularemos la intensidad nominal de la línea de alta tensión, a la salida de la misma mediante un cambio de base:

$$J_{salida} = \frac{J_{entrada} \cdot P_{antigua}}{P_{nueva}} = \frac{2593,01 \cdot 30 \cdot 10^3}{132 \cdot 10^3} = 589,32_{-18,19}A$$

A partir de este dato, buscamos en el catálogo la intensidad máxima admisible que puede soportar en cable y a partir de esto sacamos la sección que necesitamos para la línea, en este caso, 500 mm².

Ahora se comprobara que la línea cumple con la condición de tener una caída de tensión inferior al 7% debido a que es una línea de alta tensión y es la caída de tensión máxima permitida o recomendada según la normativa vigente.

Partiremos de los siguientes datos:

La resistencia:

$$R = \frac{\rho_{Al}}{S_{Al}} \cdot L = \frac{28,28}{500} \cdot (12,405 + 3,12) = 0,878 \Omega$$

Siendo:

- R Resistencia del conductor.
- ρ_{Al} Resistividad del aluminio
- S_{Al} Sección del aluminio en el cable.
- L: Longitud de la línea.

El resto de los valores que necesitamos para el cálculo de la sección se obtendrán a través del catalogo del cable, en este caso:

La reactancia:

$$X = 0,06215 \Omega/\text{km} \text{ es decir } X = 0,96 \Omega$$

La susceptancia:

$$C = 0,22 \mu\text{F}/\text{km}$$

$$B = 2 \pi \cdot f \cdot C \cdot L = 1,07 \cdot 10^{-3} \text{ S}$$

La conductancia:

$$G = B \cdot \text{tg } \varphi = 1,07 \cdot 10^{-6} \text{ S}$$

La $\text{tg } \varphi$ es el factor de pérdidas del aislamiento, en este caso, el aislamiento es XLPE y como se puede observar en la tabla tiene un valor de $10 \cdot 10^{-4}$

Material	Permitividad	Factor de pérdidas	Resistividad a 20°C y en c.c.	Rigidez dieléctrica (perforación)
	ϵ_r	$\text{tg } d \cdot 10^{-4}$	W·cm	KV/mm
XLPE	2,5	10	10^{17}	40
HEPR	3	50	10^{16}	30
HDPE	2,35	5	10^{17}	40

A partir de estos parámetros se calcula la caída de tensión que soportara la línea.

$$U_1 = 132000 \text{ V}$$

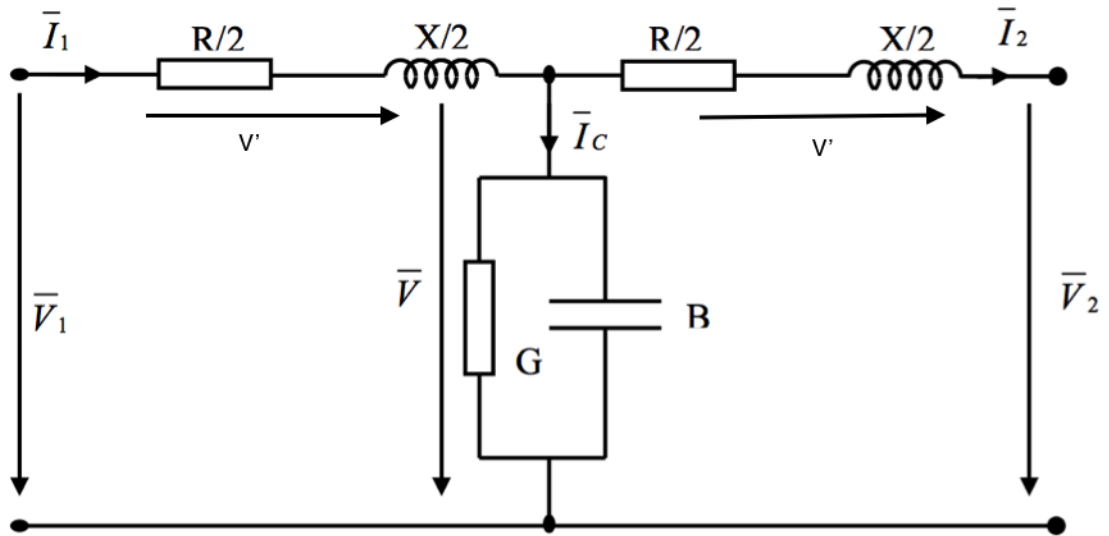
$$u_1 = \frac{132000}{\sqrt{3}} = 76210,23 \text{ V}$$

$$P_1 = 16 \cdot 8 \cdot 10^6 = 128 \cdot 10^6 \text{ W}$$

$$Z = R + X_j = 0,878 + 0,96 j = 1,3_{47,55} \Omega$$

$$Y = G + B_j = 1,07 \cdot 10^{-6} + 1,07 \cdot 10^{-3} j = 1,07 \cdot 10^{-3}_{0,057} \text{ S}$$

Se propone a continuación el cálculo de la tensión al final de la línea y la corriente absorbida por la misma por el modelo T:



$$u'_1 = \frac{Z}{2} \cdot I_1 = 383,06_{29,36} \text{ V}$$

$$u = u_1 - u'_1 = 75876,61_{-0,14} \text{ V}$$

$$I_c = u \cdot y = 81,19_{-0,084} \text{ A}$$

$$I_2 = I_1 - I_c = 513,37_{-21,01} \text{ A}$$

$$u'_2 = \frac{Z}{2} \cdot I_2 = 333,69_{26,54} \text{ V}$$

$$u_2 = u - u'_2 = 75578,6_{-0,25} \text{ V}$$

La caída de tensión será:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (|u_1| - |u_2|) = 1094,02 \text{ V}$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{u_1} \cdot 100 = 0,83 \% < 7 \%$$

Cumple

Características cable de media tensión

VULPREN W.B. HEPRZ1 H16 / H25



ENERGÍA 12/20 kV 18/30 kV
ENERGIA



CABLES DE M.T. NORMA IBERDROLA E HIDROCANTÁBRICO. CABOS DE M.T. NORMA IBERDROLA E HIDROCANTÁBRICO

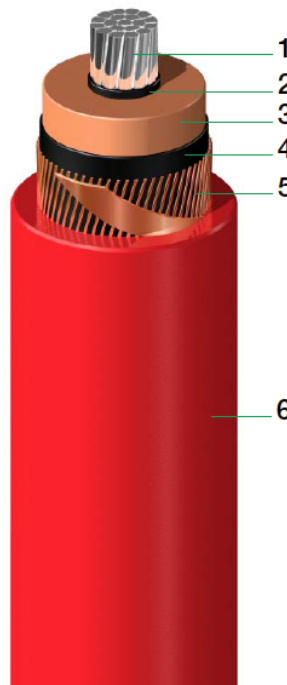
NORMAS / NORMAS:

IBERDROLA NI 56.43.01
Red de IBERDROLA, HIDROCANTÁBRICO / Rede de IBERDROLA, HIDROCANTÁBRICO
Emisión de halógenos / Emissão de halogéneos UNE-EN 50267-2-1.

CONSTRUCCIÓN:

- 1.- **CONDUCTOR:**
Aluminio clase 2.
- TRIPLE EXTRUSIÓN
- 2.- **SEMICONDUCTOR INTERIOR:**
Compuesto semiconductor extruido.
- 3.- **AISLAMIENTO:**
Etileno – Propileno HEPR de Alto Módulo.
- 4.- **SEMICONDUCTOR EXTERIOR:**
Compuesto semiconductor extruido.
- 5.- **PANTALLA:**
Hilos de cobre.
- 6.- **CUBIERTA:**
Polioléfina (Z1)

Temperatura máxima servicio permanente 105°C



CONSTITUIÇÃO:

- 1.- **CONDUTOR:**
Alumínio classe 2.
- TRIPLA EXTRUSÃO
- 2.- **SEMICONDUCTOR INTERIOR:**
Composto semiconductor extruido.
- 3.- **ISOLAMENTO:**
Etileno – Propileno HEPR de Alto Módulo.
- 4.- **SEMICONDUCTOR EXTERIOR:**
Composto semiconductor extruido.
- 5.- **BLINDAGEM:**
Fios de Cobre.
- 6.- **BAINHA EXTERIOR:**
Polioléfina (Z1)

Temperatura máxima de serviço permanente 105°C

APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES:

Cables para distribución de energía para instalaciones de media tensión al aire, entubados, enterrados.

Cubierta resistente a la abrasión y al desgarro. Mayor facilidad de deslizamiento.

Proceso de reticulación: Las tres capas extruidas (semiconductores y aislamiento) se extruyen simultáneamente en cabezal triple. El tubo se mantiene bajo presión controlada de gas inerte (N₂), para prevenir la formación de vacuolas. El perfil de temperaturas del tubo se controla cuidadosamente para asegurar el correcto grado de reticulación en el núcleo del cable.

Cable cero halógenos.

APLICAÇÕES E CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS:

Cabos para distribuição de energia para instalações de média tensão ao ar, entubados ou enterrados.

Bainha exterior resistente à abrasão e à rotura. Maior facilidade de deslizamento.

Processo de reticulação: As três camadas extrudidas (semicondutores e isolamento) são aplicadas simultaneamente em cabeça de extrusão tripla. O tubo mantém-se sob pressão controlada de gás inerte (N₂), para prevenir a formação de vacúolos. O perfil de temperaturas do tubo é cuidadosamente controlado para assegurar o correcto grau de reticulação no núcleo do cabo.

Cabo zero halogéneos.

VULPREN W.B. HEPRZ1 H16 / H25



ENERGÍA 18/30 kV
ENERGIA

18/30 KV ALUMINIO (PANTALLA H16, SECCIONES 120 Y SUPERIORES H25).
ALUMÍNIO (BLINDAGEM H16, SECÇÕES 120 E SUPERIORES H25)

CÓDIGO	SECCIÓN	DIÁMETRO SOBRE CUERDA	DIÁMETRO SOBRE AISLAMIENTO	DIÁMETRO EXTERIOR APROXIMADO	PESO TOTAL APROXIMADO	REACTANCIA XL TRESBOJILLO	CAPACIDAD C	RADIO DE CURVATURA	
								DURANTE INSTALACIÓN	POSICIÓN FINAL
CÓDIGO	SECÇÃO	DIÁMETRO SOBRE O CONDUTOR	DIÁMETRO SOBRE O ISOLAMENTO	DIÁMETRO EXTERIOR APROXIMADO	PESO TOTAL APROXIMADO	REACTANCIA XL EM TREVO	CAPACIDADE C	RAIO DE CURVATURA	
	mm ²	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	μF/km	DURANTE INSTALAÇÃO	APÓS INSTALAÇÃO
1311114	50*	7,8	24,8	32,6	1095	0,154	0,150	980	490
1311115	70	9,4	22,8	31,1	1040	0,138	0,198	935	470
1311116	95	11,1	24,5	32,9	1175	0,129	0,220	990	495
1311117	120	12,8	26,2	35,3	1395	0,126	0,242	1065	535
1311118	150*	13,9	27,3	36,2	1495	0,121	0,257	1090	545
1311119	185	15,5	28,9	38,1	1665	0,117	0,278	1145	575
1311120	240*	18,0	31,4	40,3	1905	0,111	0,310	1210	605
1311122	400*	22,9	36,9	45,8	2510	0,103	0,380	1375	690
1311123	500	26,2	40,2	49,1	2920	0,099	0,422	1475	740
1311124	630	30,7	44,6	53,8	3510	0,095	0,478	1615	810

(*) Secciones incluidas en norma IBERDROLA. / (*) Secções incluídas na norma IBERDROLA.

Capacidad y reactancia corresponden al valor del circuito monofásico equivalente. / A capacidade e a reactância correspondem ao valor do circuito monofásico equivalente.

Radio de curvatura durante instalación = 30 x diámetro exterior. / Raio de curvatura durante a instalação = 30 x diámetro exterior.

Tolerancia de fabricación en diámetro exterior -0/+5%. / Tolerância de fabrico no diámetro exterior -0/+5%.

Radio de curvatura en posición final = 15 x diámetro exterior. / Raio de curvatura após instalação = 15 x diámetro exterior.

VULPREN W.B. HEPRZ1 H16 / H25



ENERGÍA 12/20 kV 18/30 kV
ENERGIA

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN SERVICIO CONTÍNUO (NORMA IBERDROLA NI 56.43.01).
INTENSIDADE MÁXIMA ADMISSÍVEL EM SERVIÇO CONTÍNUO (NORMA IBERDROLA NI 56.43.01).

ALUMINIO / ALUMÍNIO

SECCIÓN	AL AIRE	ENTERRADO
SECÇÃO	AO AR	ENTERRADO
50	184	172
70	225	212
95	274	254
120	318	290
150	360	325
185	415	369
240	492	429
300	569	486
400	666	557
500	781	637
630	920	730

Características cable de alta tensión



PANTALLA DE ALUMINIO SOLDADO

[Diseñada y probada de acuerdo con las Normas IEC 60840 e IEC 62067]





PANTALLA DE ALUMINIO SOLDADO



Um = 145 kV

Secciones mm ²	Diámetro exterior mm	Peso (kg/km)	Rdc a 20°C Resistencia conductor (Ω/km)	Rac a 90°C Resistencia conductor (Ω/km)	Capacidad (µF/km)	CORRIENTE ADMISIBLE (A) a tierra en un punto				CORRIENTE ADMISIBLE (A) a tierra en ambos extremos			
						Directamente enterrados	Enterrados en tubos	Al aire (tresbolillo) Expuestos a radiación solar(*)	Al aire (en plano) Expuestos a radiación solar (*)	Directamente enterrados	Enterrados en tubos	Al aire (tresbolillo) Expuestos a radiación solar (*)	Al aire (en plano) Expuestos a radiación solar (*)
240	64,0	4,4	0,0754	0,0973	0,17	519	537	563	578	482	434	536	542
300	67,0	5,2	0,0601	0,0782	0,18	583	606	641	657	534	473	604	608
400	70,0	6,1	0,0470	0,0619	0,19	659	689	737	753	591	513	683	684
500	75,5	8,3	0,0366	0,0493	0,22	744	783	849	864	657	561	777	774
630	78,5	9,8	0,0283	0,0395	0,23	836	888	973	987	721	604	874	864
800	83,5	11,8	0,0221	0,0324	0,25	924	990	1.092	1.103	781	648	967	949
1.000	90,0	14,4	0,0176	0,0236	0,27	1.083	1.157	1.319	1.320	845	706	1.095	1.053
1.200	96,0	16,5	0,0151	0,0206	0,29	1.153	1.236	1.423	1.416	874	736	1.155	1.105
1.600	101,3	20,5	0,0113	0,0161	0,31	1.290	1.463	1.631	1.537	940	755	1.279	1.149
2.000	108,5	24,8	0,0090	0,0136	0,33	1.386	1.599	1.979	1.752	975	790	1.365	1.282



Um = 145 kV

Secciones mm ²	Diámetro exterior mm	Peso (kg/km)	Rdc a 20°C Resistencia conductor (Ω/km)	Rac a 90°C Resistencia conductor (Ω/km)	Capacidad (µF/km)	CORRIENTE ADMISIBLE (A) a tierra en un punto				CORRIENTE ADMISIBLE (A) a tierra en ambos extremos			
						Directamente enterrados	Enterrados en tubos	Al aire (tresbolillo) Expuestos a radiación solar(*)	Al aire (en plano) Expuestos a radiación solar (*)	Directamente enterrados	Enterrados en tubos	Al aire (tresbolillo) Expuestos a radiación solar (*)	Al aire (en plano) Expuestos a radiación solar (*)
240	63	2,9	0,1250	0,1609	0,17	406	418	441	454	388	364	427	436
300	66	3,3	0,1000	0,1290	0,18	458	472	503	517	433	400	484	492
400	69	3,7	0,0778	0,1008	0,20	522	540	583	599	486	442	555	562
500	74,5	5,2	0,0605	0,0789	0,21	595	616	674	691	547	488	636	641
630	77,5	5,8	0,0469	0,0617	0,23	677	705	783	800	611	534	728	729
800	82,5	6,7	0,0367	0,0495	0,25	762	796	895	913	675	583	822	819
1.000	89	7,9	0,0291	0,0404	0,27	849	892	1.020	1.036	738	630	922	912
1.200	95	8,8	0,0247	0,0353	0,28	908	957	1.103	1.116	773	662	983	968
1.600	100,3	10,4	0,0186	0,0241	0,31	1.090	1.189	1.362	1.305	853	706	1.134	1.040
2.000	107,5	12,2	0,0149	0,0195	0,33	1.205	1.322	1.548	1.535	906	751	1.247	1.190

[*] Sin exposición a la radiación solar directa, se considera la corriente un 20 % más elevada.



Vestas

V164
8.0 MW

Wind. It means the world to us.™

V164-8.0 MW

some impressive data

POWER REGULATION

pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power	8.0 MW
Cut-in wind speed	4 m/s
Operational rotor speed	4.8 - 12.1 rpm
Nominal rotor speed	10.5 rpm
Operational temperature range	-10 - +25°C
Extreme temperature range	-15 - +35°C

DESIGN PARAMETERS

Wind class	IEC S
Annual avg. Wind speed	11 m/s
Weibull shape parameter	k 2.2
Weibull scale parameter	12.4 m/s
Turbulence intensity	IEC B
1 year mean wind speed V1 (10 min avg.)	40 m/s
50 year mean wind speed V50 (10 min avg.)	50 m/s
Max inflow angle (vertical)	0°
Structural design lifetime	25 years

ROTOR

Rotor diameter	164 m
Swept area	21,124 m ²

ELECTRICAL

Frequency	50 Hz
Converter type	Full scale converter
Generator type	Permanent magnet
Nominal voltage	30 - 35 and 66 kV

TOWER

Type	Tubular steel tower
Hub heights	Site specific

BLADE DIMENSIONS

Length	80 m
Max. chord	5.4 m

NACELLE DIMENSIONS (INCL. HUB AND COOLERS)

Height	8 m
Length	20 m
Width	7.5 m

WEIGHTS

Nacelle, including hub	390 ± 10% tonnes
Blade	35 tonnes
Tower	Site dependent

POWER CURVE FOR V164-8.0 MW

