



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

# DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 50 MW. VIABILIDAD ECONÓMICA E IMPACTO AMBIENTAL.

AUTOR: PABLO ESCRICHE FORTEA

TUTOR: JOSÉ FELIPE VILLANUEVA LÓPEZ

Curso Académico: 2016-17



## **RESUMEN**

Mediante la realización de este trabajo se ha llevado a cabo el estudio de viabilidad para la instalación de un parque eólico marino de 50 MW en la costa de la Comunidad Valenciana. Así pues, se ha estudiado la zona idónea para la colocación de los aerogeneradores offshore, recopilando datos por estaciones del Atlas Eólico del IDAE y de la página de Puertos del Estado. Para ello se ha utilizado diferentes datos como velocidad del viento, así como su densidad, dirección, tráfico marítimo, etc. También se han tenido en cuenta distintas alternativas del diseño del parque para una mejor producción. Una vez estimada la producción generada, se ha llevado a cabo el estudio de la viabilidad económica mediante el programa RETScreen, con el fin de valorar su rentabilidad en términos financieros. Por último, se ha realizado un estudio de impacto ambiental, acatándose a la normativa vigente con el objetivo de minimizar en todo lo posible dicho impacto.

Palabras clave: parque eólico marino, offshore, viabilidad económica, estudio de impacto ambiental, Comunidad Valenciana.

## **RESUM**

Per mitjà de la realització d'aquest treball s'ha dut a terme l'estudi de viabilitat per la instal·lació d'un parc eòlic marí de 50 MW en la costa de la Comunitat Valenciana. Per tant, s'ha estudiat la zona idònia per la col·locació dels aerogeneradors offshore, recopilant dades per estacions de l'Atlas Eòlic del IDAE i de la pàgina de ports de l'Estat. Per a això s'han utilitzat diferents dades com la velocitat del vent, així com la seua densitat, la seua direcció, tràfic marítim, etc. També s'han tingut en compte diverses alternatives del diseny del parc per una millor producció. Una volta estimada la producció generada, s'ha dut a terme l'estudi de la viabilitat econòmica mitjançant el programa RETScreen, amb la finalitat de valorar la seua rentabilitat en termes financers. Per últim, s'ha realitzat un estudi d'impact ambiental, segons la normativa vigent amb l'objectiu de minimitzar tot el possible el referit impacte.

Paraules clau: parc eòlic marí, offshore, viabilitat econòmica, estudi d'impact ambiental, Comunitat Valenciana.

## **ABSTRACT**

By the realization of this essay, the placement of a 50 MW sea wind farm in the coast of the Comunidad Valenciana is intended. Therefore, the ideal zone for the placement of the offshore wind turbines has been studied, gathering data from stations of the IDAE's Atlas Eólico and the Puertos del Estado webpage. For instance, the speed of the wind, as well as its, density, direction, maritime traffic, etc. They have also been taken into account several alternatives of the design of the farm for a better production. Once the production outcome has been estimated, an economic viability study is carried out through the use of the software RETScreen with the purpose of checking its profitability and other financial aspects. Finally, a study of the environmental impact has been developed, abided by the current legislation with the objective of minimizing that impact as much as possible.

Key words: sea wind farm, offshore, economic viability, study of the environmental impact, Comunidad Valenciana.



## DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- Memoria
- Presupuesto

## ÍNDICE DE LA MEMORIA

1 Objeto del TFG.....	3
2 Justificación y motivación.....	3
3 Alcance .....	3
4 Normativa aplicable.....	4
4.1 Normativa europea .....	4
4.2 Normativa estatal.....	4
4.3 Normativa autonómica.....	5
5 Antecedentes.....	6
5.1 Eólica marina europea.....	6
5.2 Eólica marina española.....	10
5.3 Eólica en la Comunidad Valenciana.....	11
5.4 Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER) .....	12
6 Descripción del recurso eólico.....	13
6.1 Introducción .....	13
6.2 Zonificación .....	13
6.3 Velocidades medias.....	16
6.4 Densidad de potencia.....	17
6.5 Rugosidad .....	18
6.6 Tráfico marítimo .....	19
6.7 Batimetría.....	21
6.8 Boya .....	22
6.8.1 Histogramas.....	23
6.8.2 Rosa de los vientos .....	24
6.8.3 Rosa de corrientes.....	26
6.8.4 Rosa de oleaje.....	27
6.8.5 Velocidades máximas .....	28
6.8.6 Perfil de velocidades del viento.....	28

7	Estimación de la energía producida .....	30
7.1	Tipo del aerogenerador .....	30
7.2	Aerogeneradores comerciales.....	30
7.3	Clase del aerogenerador.....	33
7.4	Tipos de anclaje .....	34
7.5	Energía producida.....	36
7.6	Requisitos de potencia .....	40
7.7	Diseño parque de aerogeneradores.....	40
7.7.1	Efecto sombra.....	40
7.7.2	Distancias entre aerogeneradores .....	41
7.7.3	Alternativas de colocación .....	42
7.8	Pérdidas en la energía producida.....	50
8	Viabilidad económica .....	50
8.1	Precio Electricidad .....	50
8.1.1	Orden IET/1045/2014.....	51
8.1.2	RD 413/2014.....	52
8.1.3	Precio de la electricidad .....	52
8.1.4	Tarifa de exportación .....	53
8.2	Costes .....	54
8.2.1	Coste de inversión .....	54
8.2.2	Costes operativos .....	55
8.3	Estudio financiero.....	56
8.4	Análisis de sensibilidad .....	57
8.5	Regulación <b>CO<sub>2</sub></b> .....	58
9	Impacto ambiental .....	59
9.1	Metodología .....	59
9.2	Descripción del proceso .....	59
9.3	Registro ambiental en la Comunidad Valenciana.....	61
9.3.1	Temperaturas y precipitaciones.....	61
9.3.2	Sismología.....	62
9.3.3	Temperatura del agua y composición .....	63
9.3.4	Vegetación marina.....	63
9.3.5	Aves .....	64
9.3.6	Mamíferos .....	64

9.3.7 Reptiles .....	65
9.3.8 Peces.....	65
9.3.9 Ecosistemas de la zona .....	65
9.3.10 Corredores biológicos.....	66
9.3.11 Pesca.....	66
9.3.12 Población .....	66
9.4 Identificación de impactos .....	66
9.4.1 Medio inerte.....	66
9.4.2 Medio Biótico .....	69
9.4.3 Medio socioeconómico .....	70
9.5 Valoración de impactos. Matriz de Leopold.....	71
9.5.1 Cálculo de índice de incidencia .....	71
9.6 Medidas preventivas .....	74
9.6.1 Lecho marino .....	74
9.6.2 Animales marinos .....	74
9.6.3 Aves .....	74
9.7 Medidas correctoras.....	74
9.7.1 Ruido.....	74
9.7.2 Emisiones.....	75
9.8 Medidas compensatorias .....	75
9.8.1 Lecho marino .....	75
9.9 Emisiones de <b>CO2</b> .....	75
9.10 Retorno social.....	75
10 Conclusiones.....	76
11 Bibliografía.....	77

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Potencia eólica instalada en el mundo hasta 2010. Fuente: EWEA y GWEC .....	6
Figura 2. Potencia offshore en Europa. Fuente: WindEurope .....	7
Figura 3. Potencia instalada por países en Europa. Fuente: WindEurope .....	7
Figura 4. Potencia instalada por mares. Fuente: WindEurope .....	8
Figura 5. Potencia instalada para 2020. Fuente: WindEurope.....	8
Figura 6. Potencia instalada para 2020. Fuente: WindEurope.....	9
Figura 7. Profundidad y distancia de parques en países europeos. Fuente: WindEurope .....	9
Figura 8. Aerogenerador puerto de Arinaga. Fuente: Google.....	11
Figura 9. Parques onshore Comunidad Valenciana. Fuente: AEE .....	12
Figura 10. Áreas eólicas. Fuente: IDAE .....	13
Figura 11. Zonificación costas. Fuente: Atlas eólico IDAE .....	14
Figura 12. Zonificación costas (aumentado). Fuente: Atlas eólico IDAE .....	15
Figura 13. Primer emplazamiento parque. Fuente: Elaboración propia.....	15
Figura 14. Velocidades medias anuales. Fuente: Atlas eólico IDAE .....	16
Figura 15. Velocidades medias estacionales. Fuente: Atlas eólico IDAE.....	17
Figura 16. Densidad de potencia España. Fuente: Atlas eólico IDAE .....	17
Figura 17. Densidad de potencia CV. Fuente: Atlas eólico IDAE .....	18
Figura 18. Rugosidad en la costa. Fuente: atlas eólico IDAE .....	18
Figura 19. Rugosidad del terreno. Fuente: teoría de Fernando Martínez .....	19
Figura 20. Tráfico marítimo CV. Fuente: www.Marinetraffic-com .....	20
Figura 21. Tráfico marítimo con parque. Fuente: elaboración propia .....	21
Figura 22. Batimetría. Fuente: emodnet .....	22
Figura 23. Zona del parque con boya. Fuente: elaboración propia .....	22
Figura 24. Histograma año 2016. Fuente: Puertos del Estado.....	23
Figura 25. Histogramas por estaciones. Fuente: Puertos del Estado.....	24
Figura 26. Rosa de los vientos año 2016. Fuente: Puertos del Estado.....	25
Figura 27. Rosas de los vientos por estaciones. Fuente: Puertos del Estado.....	26
Figura 28. Rosa de corrientes. Fuente: Puertos del Estado .....	27
Figura 29. Rosa de oleaje. Fuente: Puertos del Estado .....	27
Figura 30. Perfil de velocidades. Fuente: elaboración propia.....	29
Figura 31. Gradiente de velocidad del viento. Fuente: Google.....	29
Figura 32. Curvas de potencia. Fuente: catálogos de las distintas marcas .....	32
Figura 33. Tipos de anclaje. Fuente: www.ogj.com. ....	34
Figura 34. Plataforma TLP. Fuente: www.seaplace.es .....	35
Figura 35. Plataforma semisumergida. Fuente: www.seaplace.es .....	35
Figura 36. Plataforma Spar. Fuente: www.seaplace.es.....	36
Figura 37. Nodos del emplazamiento. Fuente: elaboración propia.....	38
Figura 38. Efecto sombra. Fuente: www.cubasolar.cu .....	41
Figura 39. Perfil de velocidad turbulento. Fuente: elaboración propia. ....	41
Figura 40. Distancias entre aerogeneradores. Fuente: elaboración propia.....	42
Figura 41. Distribución en cuadrícula.....	42
Figura 42. Distribución en tresbolillo. ....	42
Figura 43. Distribución en arco. ....	43
Figura 44. Emplazamiento dos primeras alternativas. Fuente: elaboración propia .....	43

Figura 45. Primera alternativa (cuadrícula). Fuente: elaboración propia .....	45
Figura 46. Distribución alternativa 2. Fuente: elaboración propia .....	47
Figura 47. Emplazamiento alternativo 3. Fuente: elaboración propia.....	47
Figura 48. Distribución alternativa 3. Fuente: elaboración propia .....	49
Figura 49. Clasificación instalaciones. Fuente: RD 661/2007.....	50
Figura 50. Precio medio electricidad. Fuente: OMIE.....	53
Figura 51. Costes de inversión. Fuente: PER 2011-2020 .....	54
Figura 52. Costes operativos PER 2011-2020. Fuente: PER 2011-2020 .....	55
Figura 53. Flujo de caja acumulado. Fuente: RETScreen.....	57
Figura 54. Mapa sísmico España. Fuente: instituto Geográfico Nacional (IGN).....	63
Figura 55. Emisiones de CO2. Fuente: International Chamber of Shipping (ICS).....	68
Figura 56. Impacto visual. Fuente: agencia andaluza de la energía.....	70
Figura 57. Leyenda matriz Leopold. Fuente: elaboración propia.....	72

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parques offshore en Europa. Fuente:4c-offshore .....	10
Tabla 2. Velocidades máximas. Fuente: Puertos del Estado.....	28
Tabla 3. Gama de aerogeneradores. Fuente: sitios webs de los fabricantes.....	30
Tabla 4. Clases de aerogeneradores. Fuente: IEC 61400-1 .....	33
Tabla 5. Elección de anclajes. Fuente: elaboración propia .....	36
Tabla 6. Energía producida 80 y 90 m. Fuente: elaboración propia .....	39
Tabla 7. NHE 80 y 90 m. Fuente: elaboración propia .....	39
Tabla 8. Fc 80 y 90 m. Fuente: elaboración propia .....	40
Tabla 9. Resultados alternativa 1. Fuente: elaboración propia .....	44
Tabla 10. NHE y Fc alternativa 1. Fuente: elaboración propia .....	45
Tabla 11. Resultados alternativa 2. Fuente: elaboración propia .....	46
Tabla 12. NHE y Fc alternativa 2. Fuente: elaboración propia .....	47
Tabla 13. Resultados alternativa 3. Fuente: elaboración propia .....	48
Tabla 14. NHE y Fc alternativa 3. Fuente: elaboración propia .....	49
Tabla 15. Tarifa regulada. Fuente: RD 661/2007 .....	51
Tabla 16. Código instalación. Fuente: IET/1045/2014 .....	51
Tabla 17. Retribución a la inversión y retribución a la operación. Fuente: IET/1045/2014.....	52
Tabla 18. Precio medio electricidad. Fuente: OMIE.....	52
Tabla 19. Costes de inversión parque del estudio. Fuente: elaboración propia.....	54
Tabla 20. Costes operativos proyecto de estudio. Fuente: elaboración propia .....	55
Tabla 21. TIR con umbral del 10 %. Fuente: RETScreen .....	57
Tabla 22. VAN. Fuente: RETScreen.....	58
Tabla 23. TIR con umbral del 7.5 %. Fuente: RETScreen .....	58
Tabla 24. TIR con umbral del 5 %. Fuente: RETScreen. ....	58
Tabla 25. Especificaciones parque offshore. Fuente: elaboración propia .....	60
Tabla 26. Temperaturas y precipitaciones. Fuente: aemet.....	62
Tabla 27. Atributos matriz Leopold. Fuente: elaboración propia .....	71
Tabla 28. Calificación del impacto. Fuente: libro evaluación del impacto ambiental.....	72
Tabla 29. Matriz de Leopold. Fuente: elaboración propia .....	73

# **MEMORIA**

## 1 Objeto del TFG

El objetivo de este trabajo es el diseño de un parque eólico marino de 50 MW con su viabilidad económica e Impacto Ambiental en una zona delimitada en la costa de la provincia de Valencia. Para ello se va a llevar a cabo un análisis de los distintos factores claves para el emplazamiento de este parque, tales como la velocidad del viento, densidad, dirección, batimetría de la zona y el tráfico marino diferenciando en cada estación del año. Se estimará la energía producida por cada generador para poder calcular el número mínimo necesario para cubrir con la potencia requerida y se contemplarán distintas alternativas de colocación de los aerogeneradores.

Con la energía total producida por el parque, se realizará un estudio de viabilidad económica para ver su rentabilidad. Finalmente se realizará el estudio de impacto ambiental con el fin de preservar el medio ambiente de la zona del parque eólico marino.

## 2 Justificación y motivación

Las energías renovables tienen grandes ventajas respecto de las fuentes de energía tradicionales. Una de las más importantes es que son inagotables en contraposición a las fuentes convencionales, ya que existe una gran preocupación por la escasez de combustibles fósiles. Otra ventaja es la escasa contaminación que supone para el medio ambiente ya que en su producción o utilización no se produce combustión ni genera residuos de carácter contaminante.

Actualmente la política mundial se está decantando por la utilización de estas energías renovables, como ha quedado reflejado en el Protocolo de Kioto (1997) y el Acuerdo de París (2016) para una considerable disminución del CO<sub>2</sub>. Estos acuerdos internacionales se ven reflejados a nivel nacional en el Plan de Energías Renovables (2011-2020) de aplicación actual.

La utilización de energías renovables es obligatoria y fomentar su uso en la medida de lo posible, disminuyendo progresivamente el uso de energías no renovables y contaminantes para el medio ambiente.

## 3 Alcance

Respecto al alcance del trabajo, se tiene el estudio del recurso eólico (apartado 6), la elección del aerogenerador (apartado 7.2) más adecuado con sus respectivas alternativas en cuanto a colocación, obteniendo una energía producida estimada (apartado 7) y con ella, se elabora un estudio de viabilidad económica (apartado 8) para ver si saldría rentable su puesta en marcha, así como un estudio de impacto ambiental (apartado 9).

## 4 Normativa aplicable

### 4.1 Normativa europea

**Directiva 2009/28/CE**, del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

**Directiva 2009/72/CE**, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

**Directiva 2011/92/UE**, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.

**Directiva 2012/27/UE**, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

### 4.2 Normativa estatal

**Ley 22/1988**, de 28 de julio, de Costas.

**Real Decreto 1471/1989**, de 1 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento general para desarrollo y ejecución de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.

**Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

**Real Decreto 1028/2007**, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

Impone que las instalaciones de generación eléctrica de origen eólico marino deberán tener una potencia mínima instalada mayor de 50 MW excepto si se tratan de plantas de carácter experimental de menos de 10 MW. Estas instalaciones se registrarán por la ley de Costas y el Reglamento general de esta ley.

**Ley 21/2013**, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.

**Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

**Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

**Orden IET/1045/2014**, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.

**RD 947/2015**, de 16 de octubre, por el que se establece convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa y eólica en el sistema eléctrico peninsular.

**Orden IET/2209/2015**, de 21 octubre, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 octubre 2015, por el que se aprueba el documento de Planificación Energética. Plan Desarrollo de Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.

**Real Decreto 1074/2015**, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.

**Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos.**

Determina que el parque debe estar a más de 8 km de la costa y establece una zonificación de las aguas clasificándolas en zonas aptas, aptas con condicionantes medioambientales y de exclusión.

### **4.3 Normativa autonómica**

**Ley 16/2008**, de 22 de diciembre, de Medidas Fiscales, de Gestión Administrativa y Financiera, y de Organización de la Generalitat.

**Ley 14/2005**, de 23 de diciembre, de medidas fiscales, de gestión administrativa y financiera, y de organización de la Generalitat.

**Ley 8/2001**, de 26 de noviembre, de Creación de la Agencia Valenciana de la Energía.

**Resolución de 25 de febrero de 2003** del conseller de Industria, Comercio y Energía, sobre convocatoria para el desarrollo y ejecución del Plan Eólico de la Comunidad Valenciana.

## 5 Antecedentes

En cuanto al sector eólico mundial desde 2001 la potencia instalada ha crecido anualmente un 23%, lo que equivale a una potencia total instalada de 197 GW en 2010, de la que Europa constituye el 43% del total mundial (Figura 1). En España se ha instalado 20.7 GW, lo que equivale al 11% mundial, siendo todo eólica onshore.

Sin embargo, la energía eólica solamente aporta el 1.6% de la electricidad total mundial. No ocurre lo mismo en España, representando en 2010 la energía eólica un 16% de la energía total generada (Figura 1).

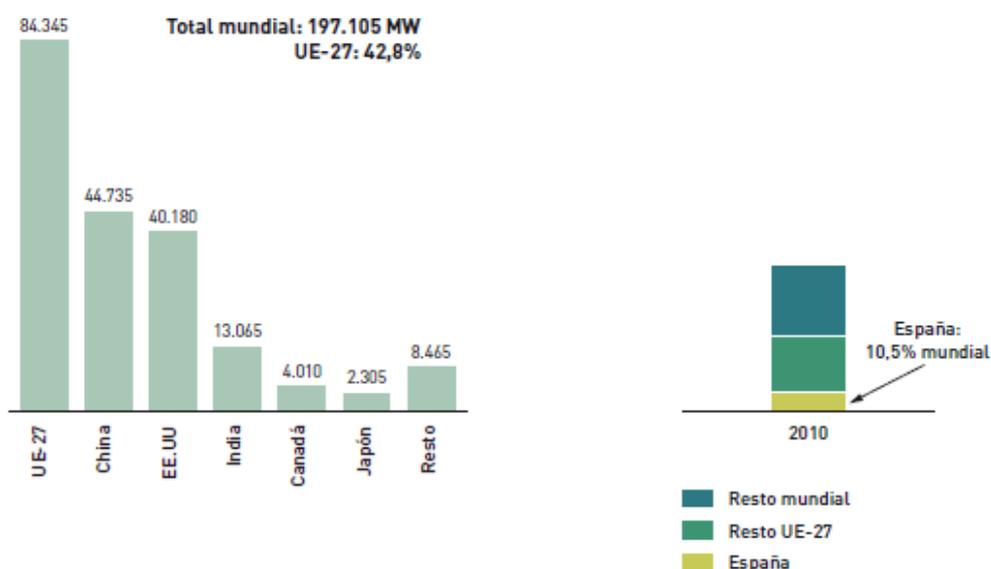


Figura 1. Potencia eólica instalada en el mundo hasta 2010. Fuente: EWEA y GWEC

Con estos datos, España ocupa el cuarto lugar como potencia eólica mundial, por detrás de China, Estados Unidos y Alemania.

Los objetivos para la Unión Europea (1) es conseguir para 2020 una potencia eólica instalada de 222 GW.

### 5.1 Eólica marina europea

A finales de 2010 había en uso 45 parques eólicos marinos instalados con 3000 MW en total, situados en el norte de Europa. La energía eólica marina representa un 1.5% de la eólica mundial. Desde 2010 se ha incrementado notablemente la instalación de la eólica marina, llegando a 12000 MW de potencia

instalada en toda Europa. Al final de 2016 se alcanzó 12631 MW, con 3589 turbinas, repartidas en 81 parques eólicos offshore en 10 países europeos (Figura 2).

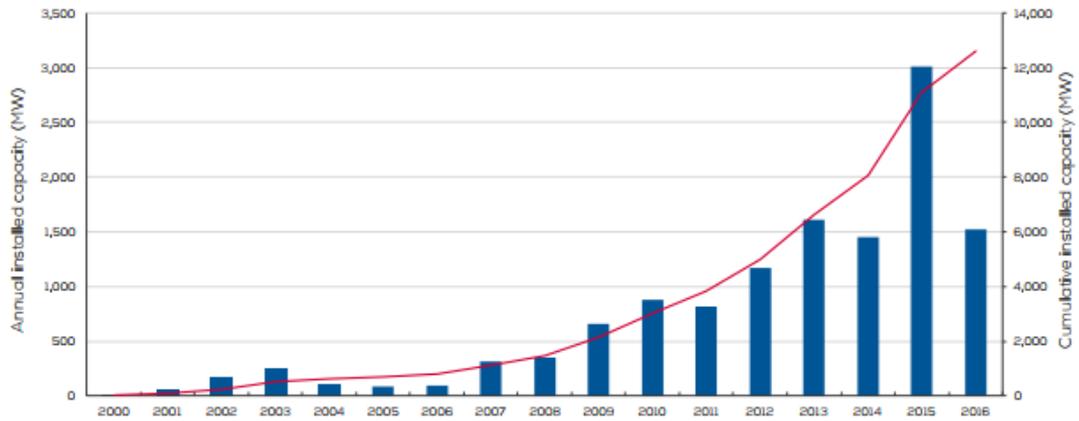


Figura 2. Potencia offshore en Europa. Fuente: WindEurope

Dentro de Europa hay dos países que destacan sobre el resto: uno es el Reino Unido con el 40.8% de potencia instalada y Alemania, con el 32.5%. También cabe destacar a Dinamarca y Holanda con el 10.1% y 8.8% respectivamente (Figura 3).

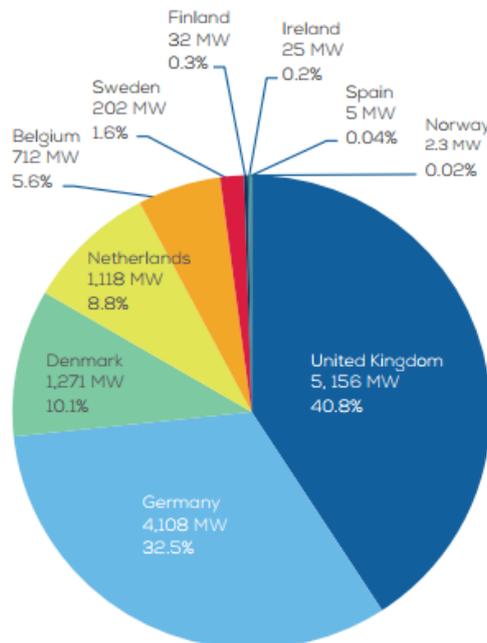


Figura 3. Potencia instalada por países en Europa. Fuente: WindEurope

Desde el punto de vista de su situación, se observa que gran parte de la energía eólica offshore se encuentra en el mar del Norte con el 72% del total de Europa, mientras que en el Océano Atlántico solo un 0.04% (Figura 4).

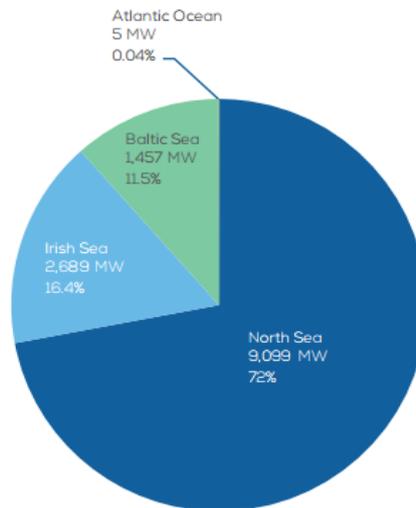


Figura 4. Potencia instalada por mares. Fuente: WindEurope

De acuerdo con las estadísticas de The European Wind Energy Association (EWEA,2017), en 2020 la potencia total instalada en Europa de eólica offshore será de 24.6 GW, siendo su distribución por países (Figura 5) y mares de la siguiente manera (Figura 6):

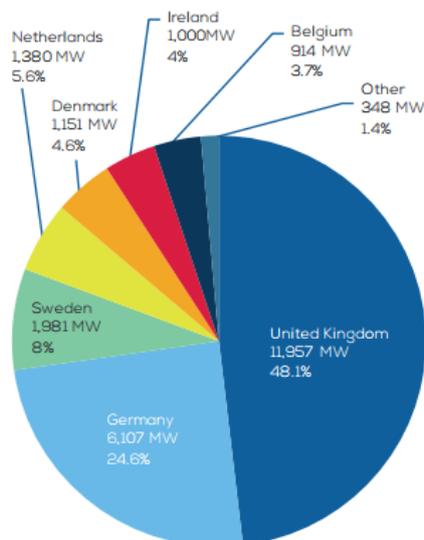


Figura 5. Potencia instalada para 2020. Fuente: WindEurope

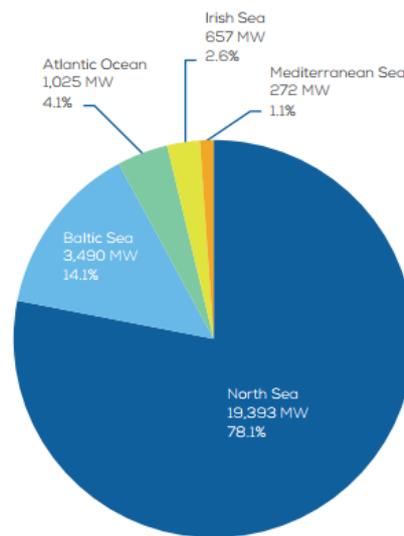


Figura 6. Potencia instalada para 2020. Fuente: WindEurope

Cabe destacar que la gran mayoría de parques eólicos se encuentran en tales mares debido a la relación que guardan entre profundidad y distancia a la costa. La profundidad del mar del Norte, del mar de Irlanda y del mar Báltico son como máximo de 45 metros a distancias incluso de 80-100 km a la costa. Fijándose en la Figura 7 se observa que en el Reino Unido la profundidad media ronda los 20 metros. En los demás mares de Europa, como es el Mediterráneo, o el Océano Atlántico la profundidad aumenta considerablemente a escasos kilómetros de la costa, suponiendo una complejidad muy elevada. En lugares de escasa profundidad se usan las cimentaciones fijas, de mucho menor coste que las plataformas flotantes.

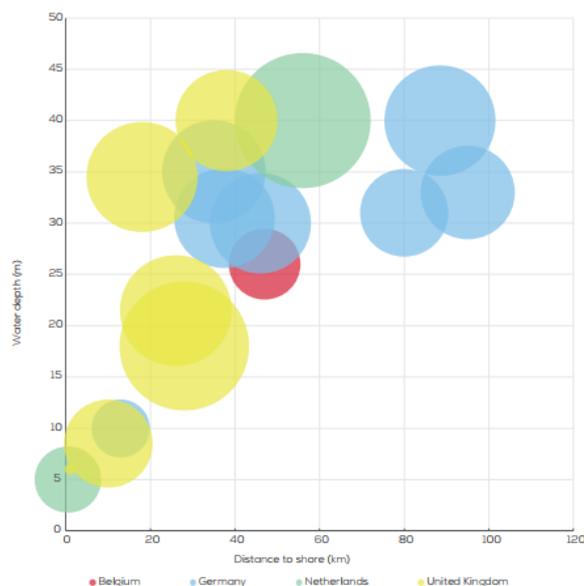


Figura 7. Profundidad y distancia de parques en países europeos. Fuente: WindEurope

Profundizando más en los parques offshore que hay en Europa se ha realizado la tabla 1, la cual recoge los parques de mayores potencias, que a su vez son los mayores parques del mundo.

Un aspecto clave, como se ha explicado antes y como se puede observar en dicha tabla, es la profundidad, siendo esta no superior a 45 metros. Cabe destacar que en el puesto número uno, que todavía se encuentra en fase de construcción, las profundidades son mayores debido al gran avance tecnológico que se está dando en este campo. Otro punto que destacar es la potencia de cada aerogenerador, siendo la gran mayoría de 3.6-5 MW, puesto que su construcción es más sencilla al ser de menor tamaño y la cimentación o plataforma que las sujete es de menor tamaño. Otro punto clave en esa potencia por turbina se debe a que, si hay un fallo en un aerogenerador, la potencia que pierde el parque en total es menor que si la turbina fuera de 8 MW. También observar que la altura del buje no supera los 90 metros, al contrario que en onshore ya que al haber colinas, montañas, árboles o edificios la góndola tiende a estar más elevada para salvar esos obstáculos. En el mar al no haber ninguno de ellos no hay porque elevar más de 90 metros la góndola.

En cambio, para el parque eólico en construcción, tanto la potencia de cada turbina como la altura del buje son mayores, especialmente en la altura de la torre. Y esto es debido a que la tecnología permite aumentar estos rangos y aprovechar una posible mayor velocidad.

*Tabla 1. Parques offshore en Europa. Fuente:4c-offshore*

Nombre del parque	País	Potencia instalada (MW)	Potencia turbina (MW)	Número turbinas	Altura buje (m)	Distancia costa (Km)	Prof (m)	Año
<b>Hornsea</b>	Reino Unido	1200	7	175	190	120	22-73	En const.
<b>London Array</b>	Reino Unido	630	3.6	175	87	25	5-25	2012
<b>Gwynt y Môr</b>	Reino Unido	576	3.6	160	85	17	12-33	2015
<b>Greater Gabbard</b>	Reino Unido	504	3.6	140	78	33	20-32	2012
<b>Anholt</b>	Dinamarca	400	3.6	111	82	19	12-19	2013
<b>BARD Offshore 1</b>	Alemania	400	5	80	90	108	39-41	2013

## 5.2 Eólica marina española

España cuenta con casi 8.000 kilómetros de costa siendo sus aguas bastante profundas a pocos kilómetros de la costa, por eso los métodos utilizados hasta ahora en los parques eólicos marinos no son viables (cimentaciones por gravedad, monopilote y trípode o jacket). En las costas españolas los 50 metros de profundidad se alcanzan a escasos kilómetros de la costa.

Gracias a los avances tecnológicos los aerogeneradores pueden ubicarse en lugares más hondos, con profundidades mayores a 50 metros, aprovechando el potencial del Atlántico, pero sobre todo el del Mediterráneo, con sistemas de fijación flotante. Esta solución es perfecta para España y según la Asociación Eólica Europea (1) las zonas con más potencial son el delta del Ebro, la costa de Galicia o el Cabo de Creus.

España no cuenta con ningún parque eólico marino, sin embargo, en la figura 8 se puede observar que cuenta con 5 MW de energía offshore. Esta se debe a un aerogenerador colocado en tierra, en el puerto de Arinaga, en Gran Canaria, el cual se considera offshore ya que aprovecha el viento del mar.



*Figura 8. Aerogenerador puerto de Arinaga. Fuente: Google*

### **5.3 Eólica en la Comunidad Valenciana**

Como se ha dicho en el punto anterior, España no cuenta con eólica offshore, pero si con una gran eólica onshore. En el caso de la Comunidad Valenciana cuenta con una energía instalada de 1190 MW, distribuidos en 38 parques eólicos terrestres (Figura 9). La potencia unitaria está entre 0.8-2.5 MW. El parque con más aerogeneradores se encuentra en el término municipal de Ayora (Valencia) con 52 turbinas de 0.85 MW.

La comunidad Valenciana ocupa el séptimo lugar en cuanto a MW instalados. Los seis primeros son Castilla-León con 5560 MW, Castilla-La Mancha con 3806 MW, Andalucía con 3337 MW, Galicia con 3314 MW, Aragón con 1893 MW y Cataluña con 1267MW.

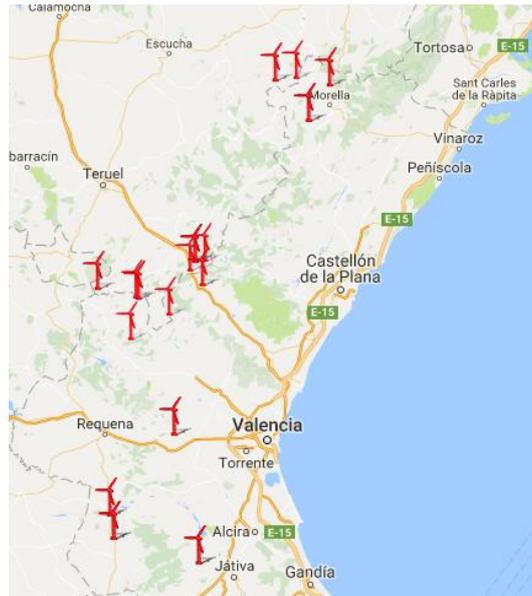


Figura 9. Parques onshore Comunidad Valenciana. Fuente: AEE

## 5.4 Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER)

Durante el 2010 en España se realizó un estudio abarcando las energías renovables más importantes, entre ellas: biocarburante, biogás, biomasa, energías del mar, eólica, geotérmica, hidroeléctrica, residuos, solar fotovoltaica, solar térmica y solar termoeléctrica. Con esos datos obtenidos se propusieron unas metas para el 2020 con un considerable aumento de las energías renovables.

Se propuso el Plan de Energía Renovables (2) que tiene como propósito que para el 2020 al menos el 20 % del consumo final bruto de energía en España provenga del uso de fuente renovables.

## 6 Descripción del recurso eólico

### 6.1 Introducción

En primer lugar, se va a proceder a situar y estudiar la zona donde irá colocado el parque. Mediante el *Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos* (11) y específicamente en la zona de la Comunidad Valenciana.

Posteriormente se hace un estudio acerca de las velocidades y densidad del viento a determinadas alturas por cada estación. A continuación, especial atención al tráfico marítimo, siendo las zonas con vías marítimas rápidamente excluyentes. Finalmente, la batimetría es un punto muy importante ya que España posee unas grandes profundidades a escasos kilómetros de la costa.

### 6.2 Zonificación

Las zonas que se han establecido para la colocación de parque eólicos marinos se recogen en el *Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos* (11) (Figura 10).

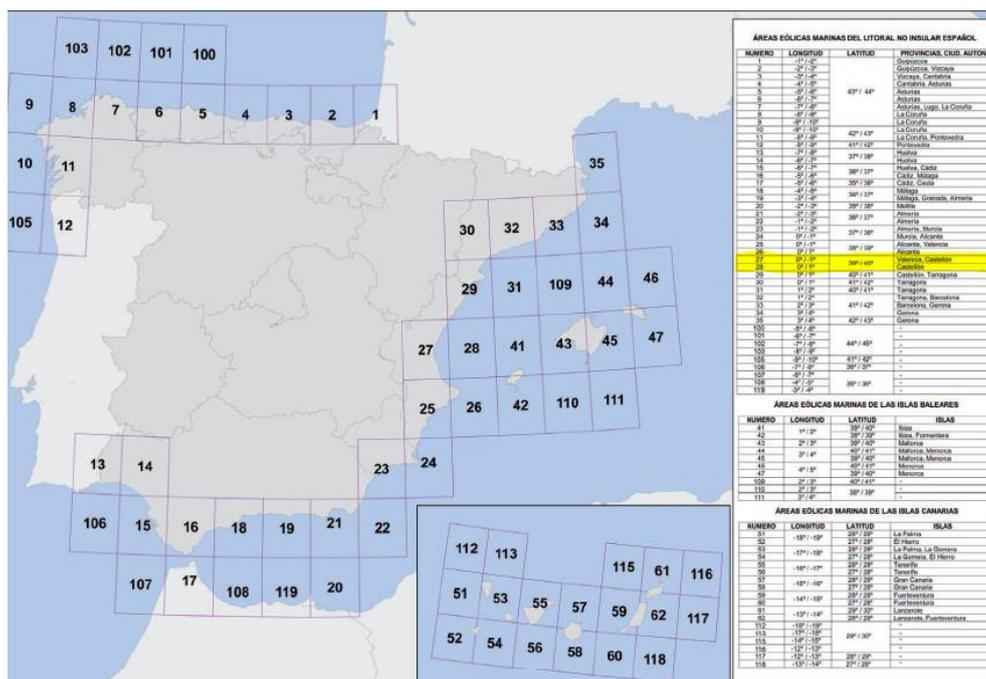


Figura 10. Áreas eólicas. Fuente: IDAE

Mediante esta figura se puede hacer una primera aproximación en donde estará ubicado el parque eólico, cogiendo las zonas 27 y 28 como posibles destinos. Las coordenadas de las dos zonas (Longitud: 0°/1° latitud: 39°/40°).

Con la figura 11 se puede ver que zonas son aptas y cuáles no, se observan tres tipos de zonas:

Zonas aptas: son aquellas donde está permitido la colocación del parque ya que no hay riesgo de daño para el medio ambiente.

Zonas con condicionantes: aquellas que están sujetas a algunas restricciones debido que hay riesgo de daño.

Zonas de exclusión: son las que está totalmente prohibido la colocación de ningún parque eólico debido a su alto riesgo de daño para el medio ambiente.

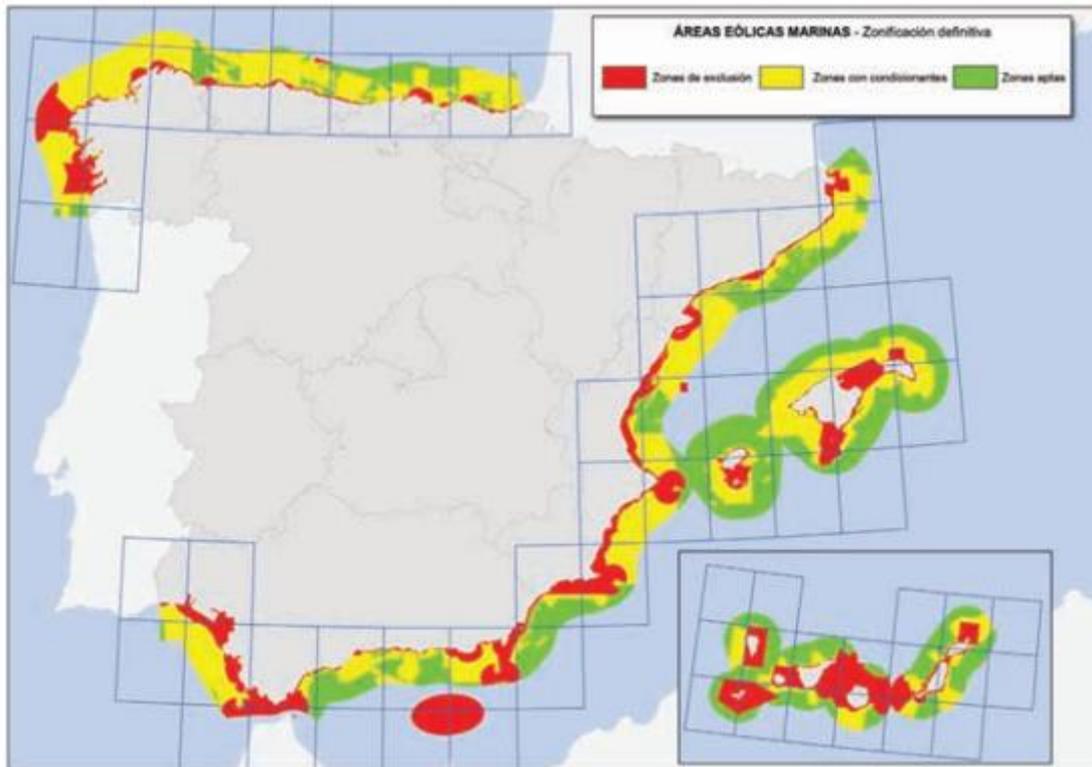


Figura 11. Zonificación costas. Fuente: Atlas eólico IDAE

A la vista de esta figura 11, la zona 27 vista en el anterior mapa queda descartada, ya que está ocupada por zonas amarillas y rojas siendo así imposible para la colocación de un parque. Se va a optar por la zona 28 ya que si tiene unas buenas dimensiones.

En la figura 12 se observa que la zona apta está comprendida entre la provincia de Valencia y Castellón. Se ha elegido un posible emplazamiento para el parque, el cual en la figura 13 se ve con mayor exactitud. En toda la Comunidad Valenciana ésta es, salvo una pequeña zona en la provincia de Alicante, la única zona apta.

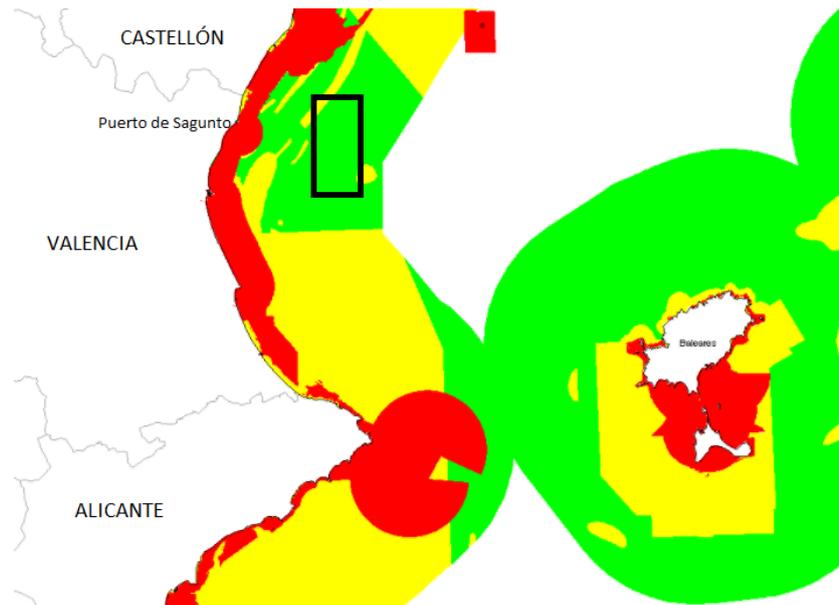


Figura 12. Zonificación costas (aumentado). Fuente: Atlas eólico IDAE

Las dimensiones de esta primera zona son 525 km<sup>2</sup>. La distancia a la costa oscila entre 18-24 km, lo cual es aceptable ya que desde la costa apenas se verán (apartado 9.4.3.1). El coger una zona tan grande es debido a que cuando se miren velocidades de viento, tráfico marino y batimetría se verá reducida.



Figura 13. Primer emplazamiento parque. Fuente: Elaboración propia

### 6.3 Velocidades medias

Saber la velocidad del viento en la zona donde se va a instalar el parque es un punto muy importante dentro del estudio, así pues, el Atlas eólico (3) proporciona estos datos de velocidades medias anuales y por estaciones a 80 metros de altura. La Comunidad Valenciana, junto con las Islas Baleares y gran parte de Cataluña, son las comunidades autónomas con costas con los índices más bajos de velocidades de viento. La media en las costas españolas alcanza 8 m/s e incluso 10 m/s en zonas como el Estrecho, Galicia o las Islas Canarias.

Mediante la figura 14 se observan las velocidades medias anuales en la Comunidad Valenciana, siendo la velocidad predominante de entre 5.5-6.5 m/s. En la parte sur de Alicante las velocidades son mayores, del orden de 7.5 m/s, pero como se vio en el apartado 6.3 esa zona es no apta para la instalación de un parque eólico marino.

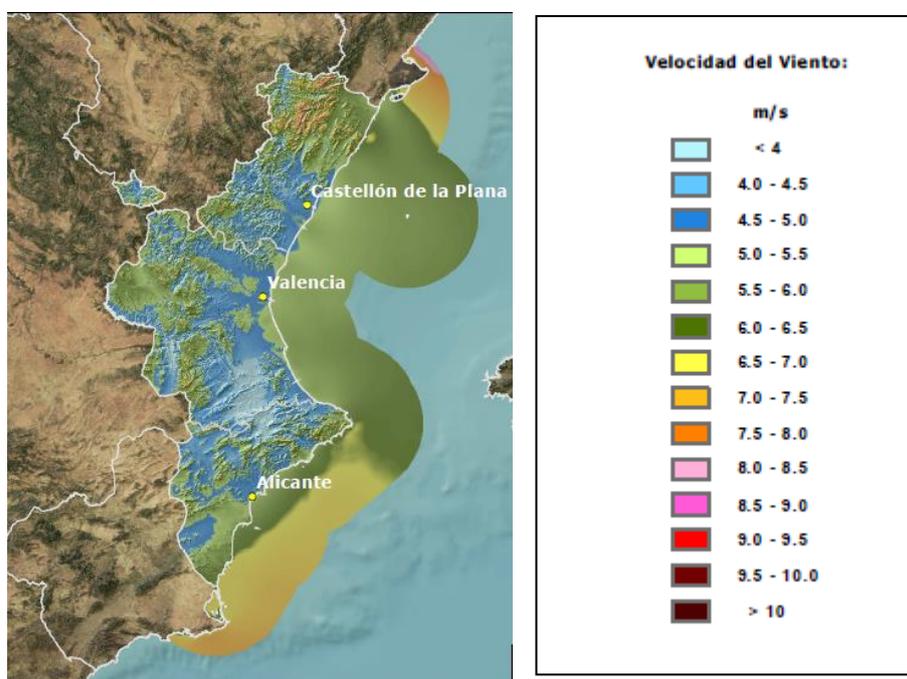


Figura 14. Velocidades medias anuales. Fuente: Atlas eólico IDAE

Para una mayor información acerca de las velocidades medias se ha estudiado también las velocidades por estaciones. En cuanto a la zona donde se va a colocar el parque, zona entre la provincia de Valencia y Castellón, las velocidades medias estacionales a 80 metros son muy similares en las estaciones de primavera, otoño e invierno, del orden de 6-6.5 m/s. El cambio más significativo lo sufre en la estación de verano, donde esta velocidad cae hasta los 4.5 m/s, velocidades realmente pequeñas para la instalación de un parque eólico (Figura 15).

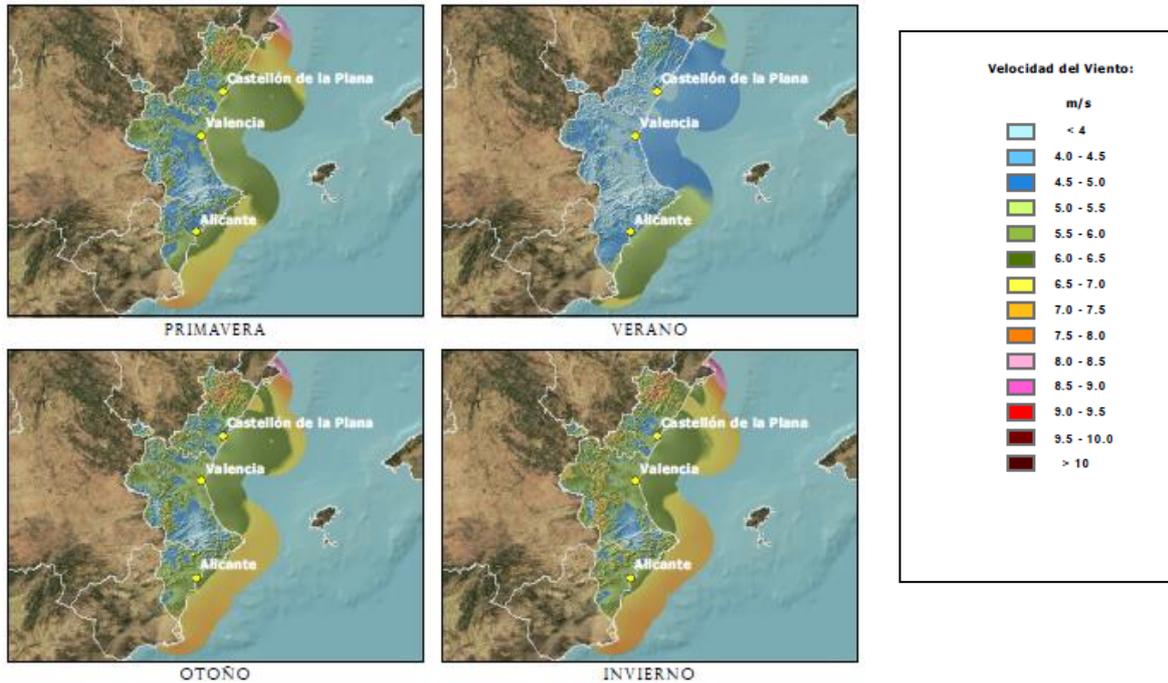


Figura 15. Velocidades medias estacionales. Fuente: Atlas eólico IDAE

## 6.4 Densidad de potencia

La densidad de potencia del viento es la cantidad de potencia por unidad de superficie que hay en una zona. Las zonas donde esta densidad sea mayor serán más propensas a albergar un parque eólico, ya que a más densidad de potencia más energía generada habrá.

Mediante la figura 16 se puede observar la densidad de potencia media anual a 80 metros de altura en España y en la Comunidad Valenciana. Al igual que ocurría con las velocidades medias anuales, las mayores densidades de potencia se encuentran en Galicia, casi la totalidad de las costas de Andalucía y las Islas Canarias, con valores de 600-800 W/m<sup>2</sup>.

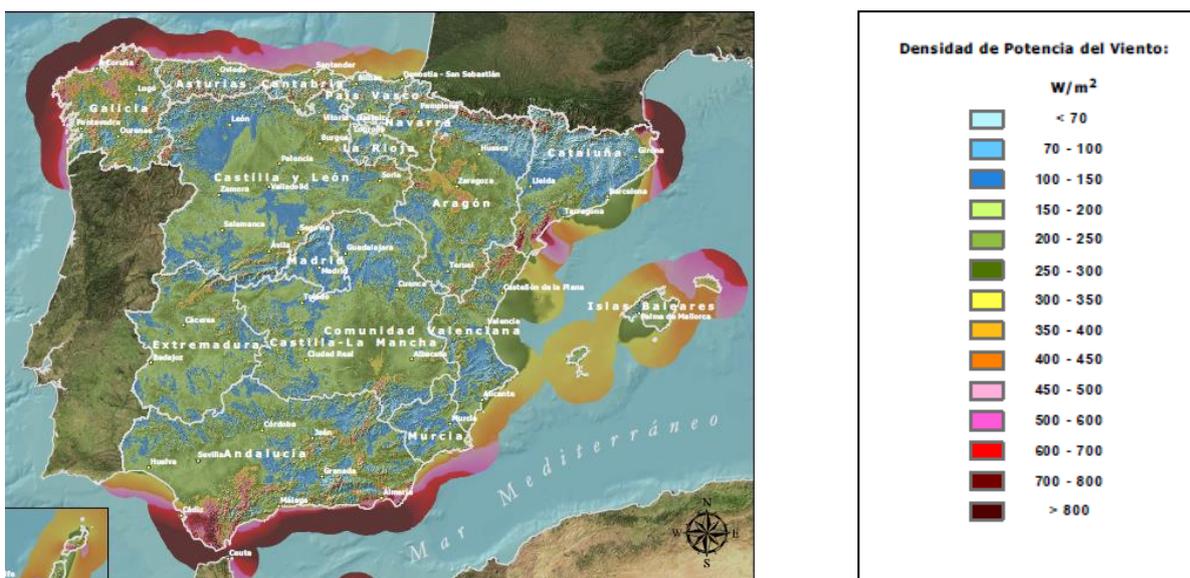


Figura 16. Densidad de potencia España. Fuente: Atlas eólico IDAE

La Comunidad Valenciana junto con las localidades de Barcelona y Tarragona poseen las mínimas densidades de potencia de toda la península (Figura 17), con unos valores de 250-300  $W/m^2$ , menos de la mitad que las zonas con densidades elevadas. Son valores bajos que van a dificultar una buena producción de energía.

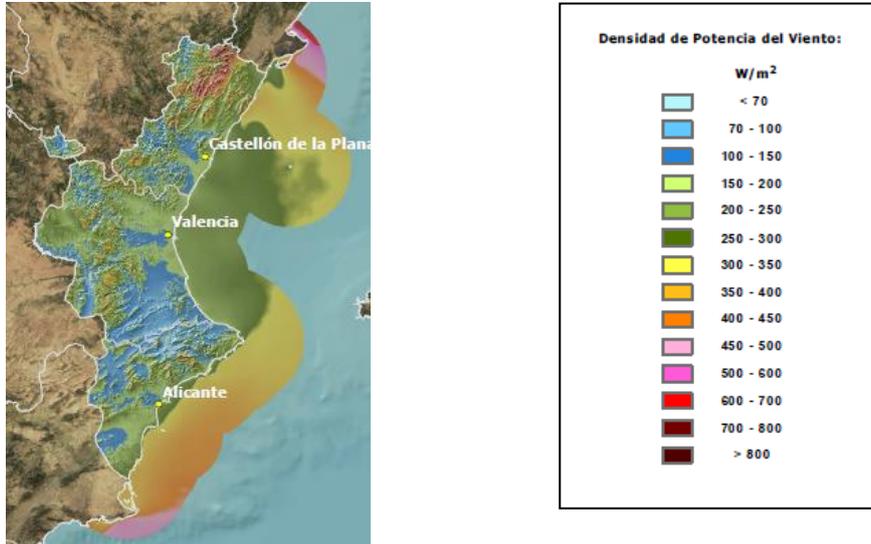


Figura 17. Densidad de potencia CV. Fuente: Atlas eólico IDAE

## 6.5 Rugosidad

El viento cuanto más próximo está a tierra, sufre una fricción y con ello una pérdida de su velocidad. A más rugosidad del terreno menor será la velocidad del viento.

Evidentemente, los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento. Las superficies de agua tienen por tanto menos influencia sobre el viento.

Con esta información y la figura 18 se observa que la rugosidad en el mar es prácticamente nula, por ello que las alturas de bujes no sean tan elevadas como en tierra.

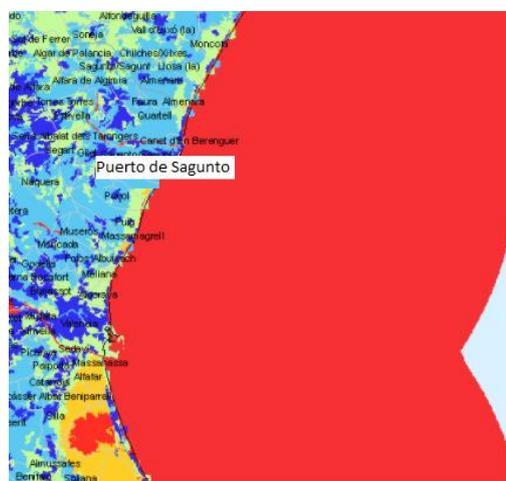


Figura 18. Rugosidad en la costa. Fuente: atlas eólico IDAE

En la figura 19 se da los valores de las distintas rugosidades dependiendo de donde se encuentre el parque eólico. Así pues, en el mar la rugosidad toma un valor de 0.0001 m.

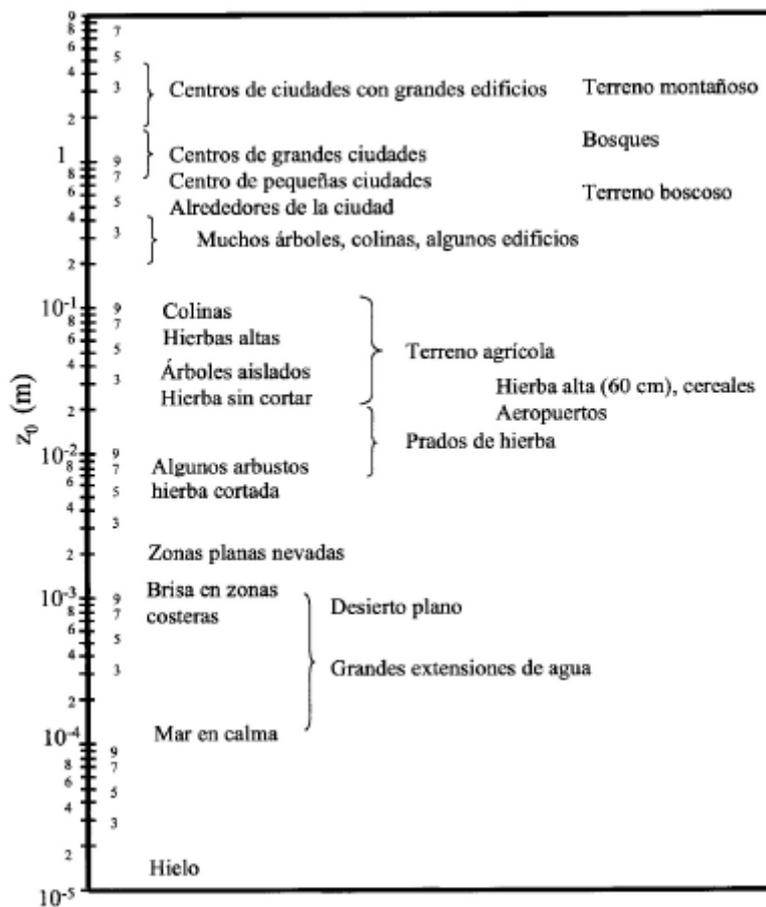


Figura 19. Rugosidad del terreno. Fuente: teoría de Fernando Martínez

## 6.6 Tráfico marítimo

Otro de los puntos con más importancia a la hora de realizar un parque eólico marino es el tráfico marino que, junto con la batimetría, se convierten en determinantes. Los buques mercantes y demás embarcaciones marinas tienen bien marcadas sus rutas y difícilmente son modificables.

En la figura 20 se observa la gran cantidad de tráfico marino que hay en la provincia de Valencia, cabe destacar que esto ocurre en la mayoría del mar Mediterráneo, siendo la zona que se ha elegido para el parque de menor concurrencia. No obstante, la zona original del parque se va a ver disminuida debido a este tráfico tan denso.

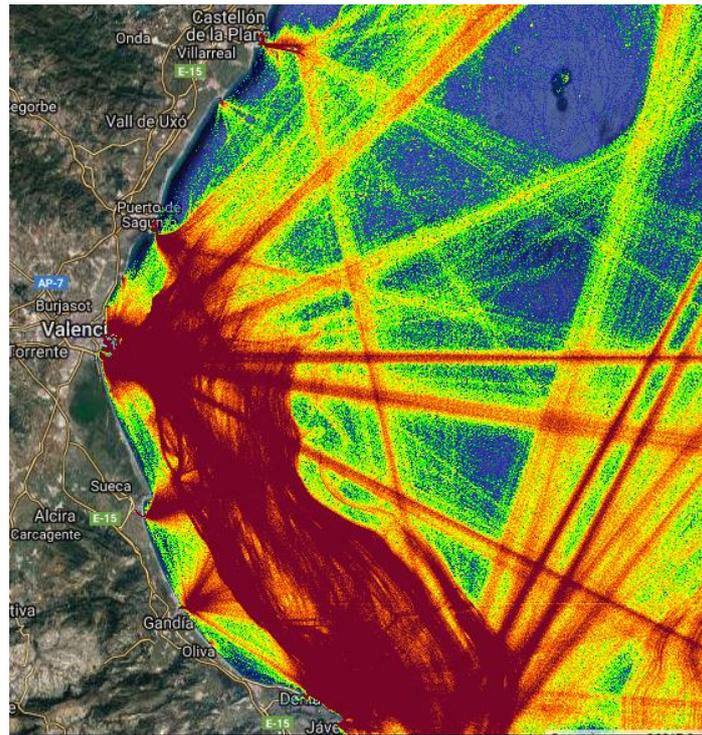


Figura 20. Tráfico marítimo CV. Fuente: [www.Marinetraffic-com](http://www.Marinetraffic-com)

Centrándonos en la zona de la localidad del Puerto de Sagunto, se encuentra una zona con buena disposición, ya que no hay tráfico y las zonas colindantes están mucho menos saturadas que en la localidad de Valencia y Alicante. La zona del triángulo rojo (figura 21) será la elegida para la colocación del parque, siempre y cuando la batimetría lo permita. Mediante el mapa interactivo de marinetraffic (4) se han conseguido las coordenadas de las tres puntas de este triángulo. La esquina inferior izquierda ocupa las coordenadas  $39.5^{\circ}, 0.04^{\circ}$ ; la esquina inferior derecha ocupas las coordenadas  $39.58^{\circ}, 0.17^{\circ}$ ; y la esquina superior  $39.68^{\circ}, 0.15^{\circ}$ . El área de este triángulo y futuro emplazamiento del parque offshore es de  $95.08 \text{ km}^2$ , siendo un espacio más que suficiente para la colocación de los aerogeneradores de un parque de 50 MW.

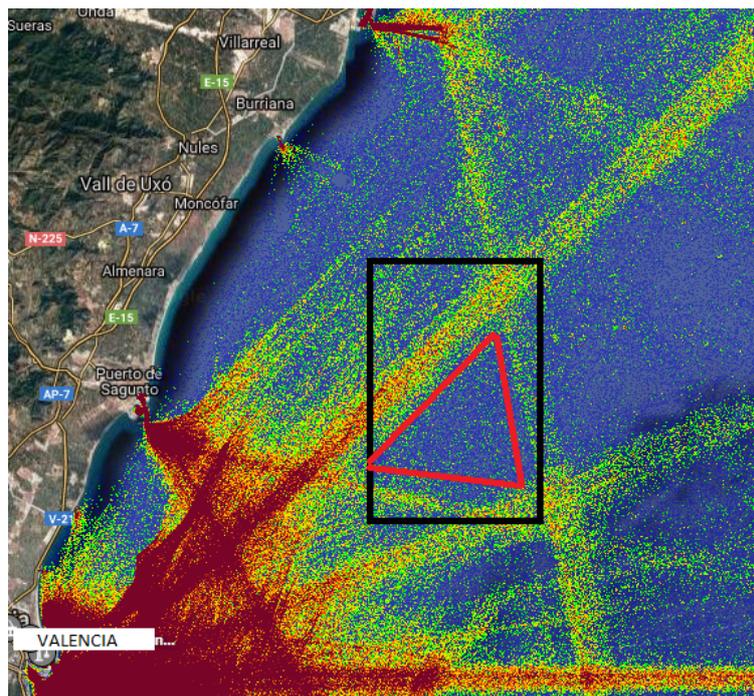


Figura 21. Tráfico marítimo con parque. Fuente: elaboración propia

## 6.7 Batimetría

Se ha comentado anteriormente la importancia de la profundidad para los parques marinos, siendo lo más factible profundidades no superiores a 50 m. Con esa profundidad la colocación de un aerogenerador con cimentación es posible, pero con más profundidad empieza a acarrear problemas. No obstante, la tecnología ha aumentado mucho en este sector y las plataformas flotantes ya no son una opción descartable.

En España este avance en las plataformas flotantes supone un aliciente a la hora de la construcción de nuevos parques marinos, ya que la plataforma continental es pequeña, alcanzando profundidades de 1000 m a escasos kilómetros de la costa. Sin embargo, la Comunidad de Valencia posee las mayores distancias desde las costas hasta encontrar profundidades adecuadas, del orden de 50-100 metros, para instalar los aerogeneradores (figura 22).

Para el parque que se está estudiando no hay problemas de profundidades elevadas, ya que están sobre los 45-80 metros. Siendo válida la zona en rojo de la figura 21 del apartado anterior.



## 6.8.1 Histogramas

Uno de los datos que nos proporcionan las boyas del Estado, son los histogramas del viento medio. Este en concreto (figura 24) es del año 2016, y relaciona la frecuencia en tanto por ciento con la velocidad media del viento. La velocidad que con más frecuencia se va a dar es la de 3-4 m/s, con una frecuencia del 18 %, siendo unas velocidades medias bastante bajas. Es interesante ver como a partir de 8 m/s la frecuencia de que se produzca tal velocidad es muy pequeña, 3%.

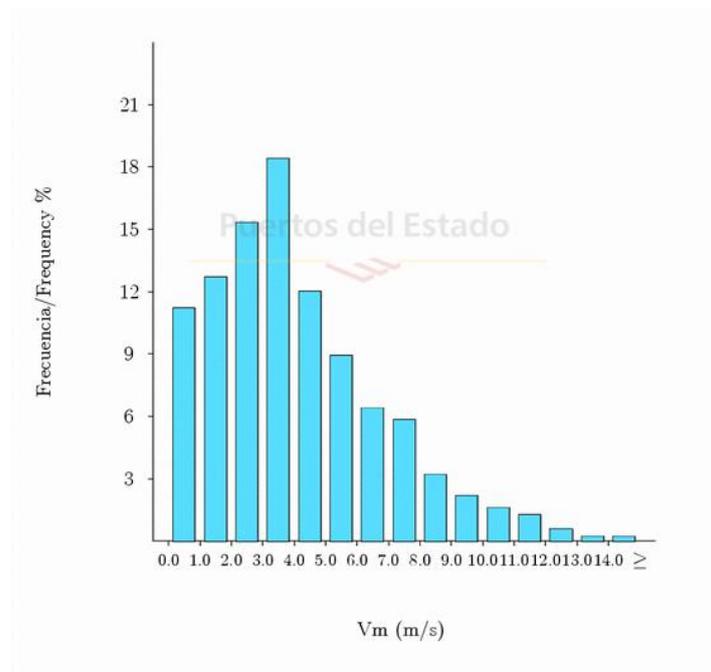


Figura 24. Histograma año 2016. Fuente: Puertos del Estado

Abarcando los histogramas por estaciones (Figura 25), el cupo informativo es mucho mayor. También es del año 2016, pero dependiendo de la estación se observan cambios significativos.

- Primavera: el viento predominante es de 3 m/s con una frecuencia del 18 %, similar a los datos por año. Los vientos de 2 y 4 m/s poseen una frecuencia del 15 %, siendo estos tres los que más se van a dar. Vientos de 7 m/s rondan el 9 %, pero los vientos de 8 m/s son caen hasta un 3 %.
- Verano: aquí se obtiene la mayor frecuencia (22 %) para una velocidad de viento, en este caso 3 m/s, pero eso no quiere decir que sea la mejor época, todo lo contrario, ya que las demás velocidades de viento, sobre todo a partir de 5 m/s, apenas superan el 5 % de frecuencia.
- Otoño: la velocidad predominante sigue siendo de 3 m/s, pero si que se observa que las demás velocidades son más constantes, poseen mayores frecuencias. Las velocidades del 7 m/s tienen frecuencias de más del 6 %. La velocidad de 8 m/s tiene mejor frecuencia que en primavera (5 %).
- Invierno: esta es la estación donde mejores datos se obtienen, predomina la velocidad de las anteriores estaciones, pero con un cambio significativo, las demás velocidades obtienen un aumento de la frecuencia, hasta incluso vientos de 11 m/s al 4 %.

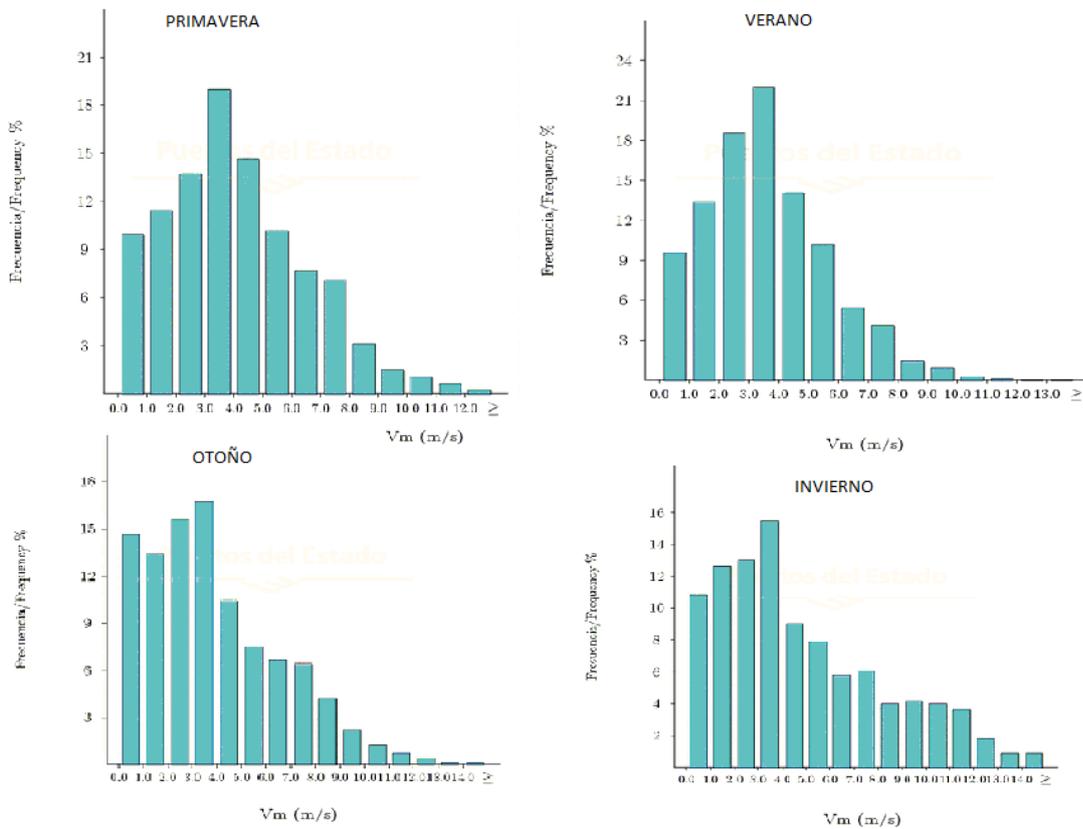


Figura 25. Histogramas por estaciones. Fuente: Puertos del Estado

### 6.8.2 Rosa de los vientos

Otro aspecto muy importante es la dirección del viento, muy necesaria para una correcta colocación de los aerogeneradores y futuras composiciones en su colocación. La góndola de estos molinos puede girar 360°, por lo que no es la razón principal por la que saber de dónde viene el viento, pero si es muy importante para su colocación, cuando hay un grupo de aerogeneradores.

La figura 26 recoge las frecuencias y direcciones del viento en el año 2016. Las tres direcciones predominantes con unas frecuencias que rondan el 8 % son: Noreste, Sursureste, Oeste-suroeste. Son tres direcciones muy dispares, sin embargo, a la vista de la rosa de los vientos, los vientos de mayor velocidad (>8 m/s) proceden de la dirección Oeste-suroeste.

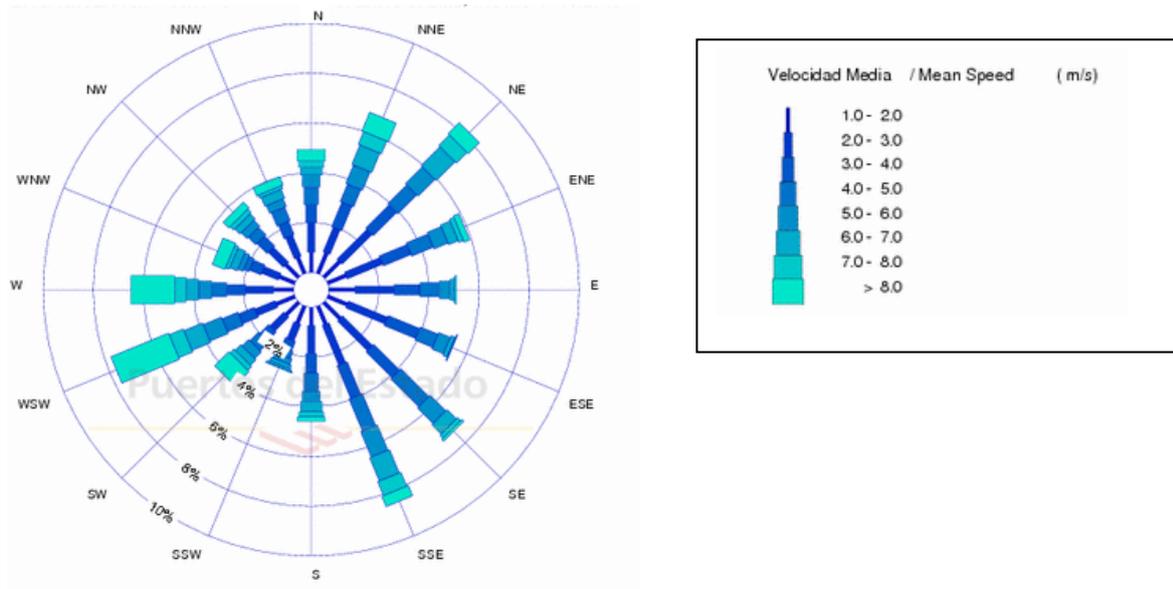


Figura 26. Rosa de los vientos año 2016. Fuente: Puertos del Estado

Para disponer de más información, las rosas de los vientos por estación (Figura 27) es un punto muy a tener en cuenta, ya que, junto con los histogramas por estaciones, los datos que se obtengan serán de gran ayuda. De nuevo la época de verano es la menos prolífera para un parque eólico.

- Primavera: predominan los vientos de dirección Noreste y Sursureste con frecuencias del 10 %, pero observando la leyenda de la figura 26, los vientos son de escasa velocidad. En esta estación hay vientos de todas las componentes.
- Verano: hay dos predominantes, que son Sursureste y Sureste con frecuencias del 12 %, también con velocidades pequeñas. Sin embargo, hay un cambio, ya que todo el viento viene de la dirección Este, quedando todas las componentes Oeste a cero.
- Otoño: hay vientos de prácticamente todas direcciones, con frecuencias entre el 6 y el 8 %. Siendo de las direcciones Oeste y Oeste suroeste las de mayor velocidad, con vientos de más de 8 m/s.
- Invierno: hay claramente una dirección predominante, la Oeste suroeste con 15 % de frecuencia. Además, son velocidades de más de 8 m/s. Sin embargo, las demás direcciones apenas tienen más del 5 % de frecuencia y en el Este siendo nulas, al contrario que en verano.

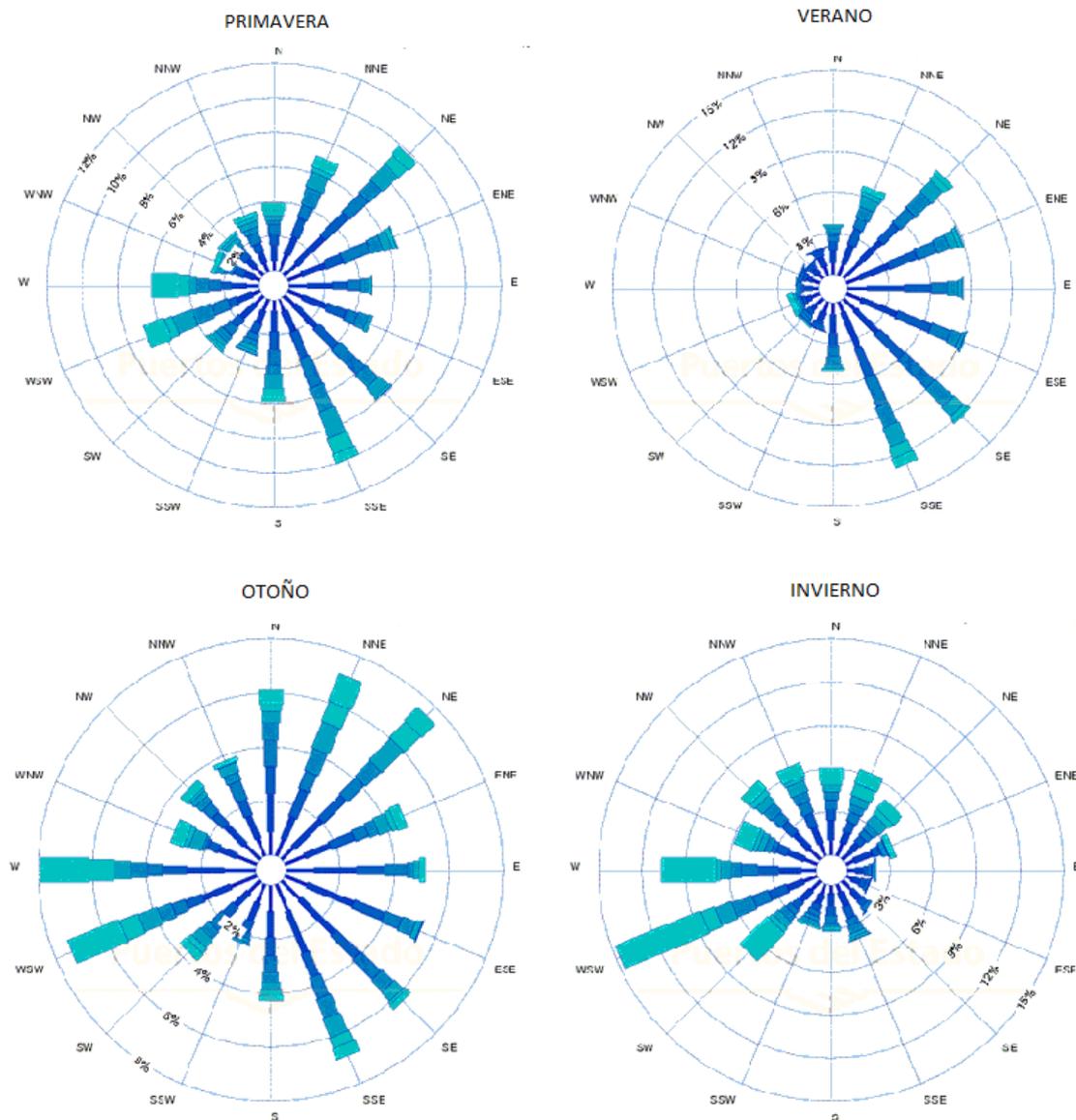


Figura 27. Rosas de los vientos por estaciones. Fuente: Puertos del Estado

### 6.8.3 Rosa de corrientes

Otro punto a tener en cuenta para la colocación de un parque offshore son las corrientes, ya que si fueran demasiado grandes daría problemas a las cimentaciones y al proceso de colocación. Como se trata de un parque en el Mar Mediterráneo, las corrientes no son un problema, pero si conviene estudiarlas.

A la vista de la figura 28, las corrientes son comunes en todas direcciones excepto en la dirección Sureste. Estas corrientes están rondando la frecuencia del 6 % con valores medios de 5 y 10 cm.

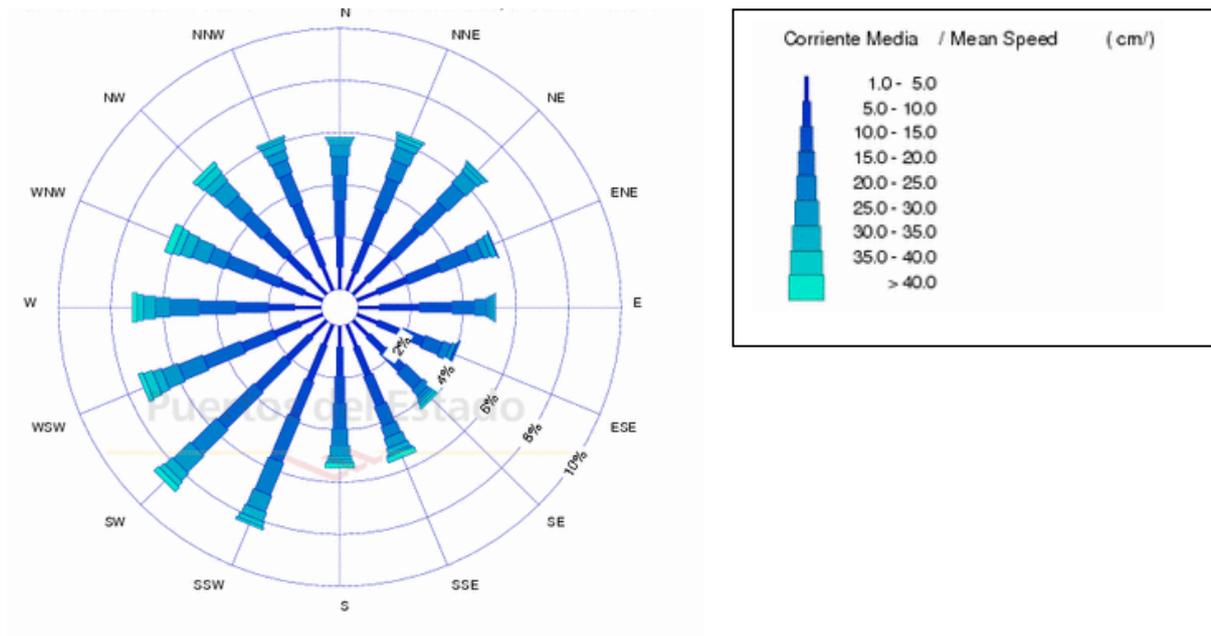


Figura 28. Rosa de corrientes. Fuente: Puertos del Estado

### 6.8.4 Rosa de oleaje

Junto con las corrientes, el oleaje es un punto importante en la construcción de un parque offshore. Aunque con la tecnología de la que se dispone está preparada para aguantar oleajes elevados, siempre será mejor zonas donde haya pocas olas ya que el aerogenerador será más barato y sobre todo la instalación será mucho más fácil.

Para el caso de este trabajo al ser en el Mediterráneo el oleaje no es para nada un problema, ya que es un mar muy tranquilo y no se considera factor de riesgo. En la siguiente figura se muestra el oleaje que hay en el futuro emplazamiento del parque, y predominan tres direcciones, sin embargo, viendo la leyenda, son olas de alrededor de 1 metro por lo que no es para nada un problema tanto para la instalación como para el propio molino.

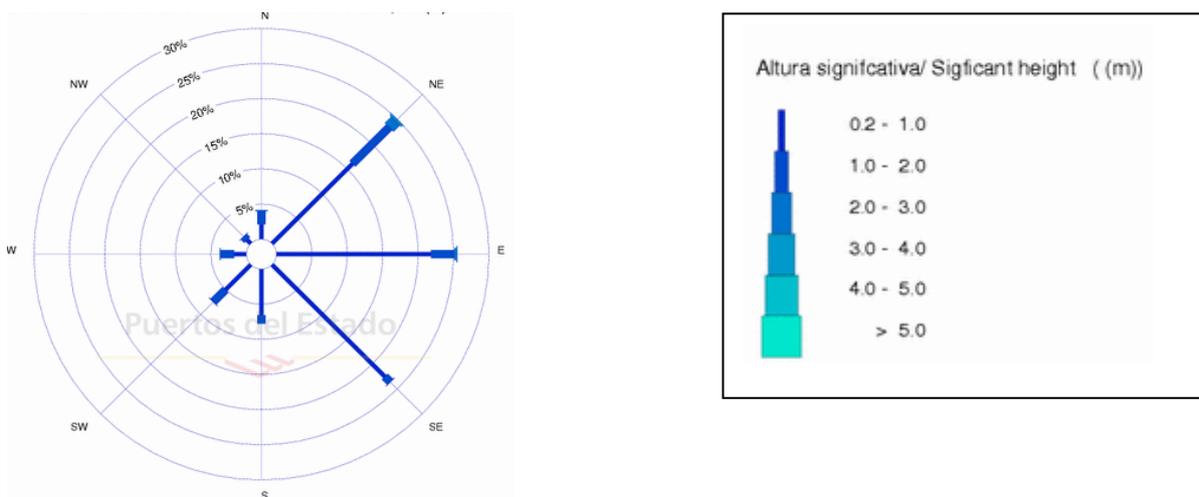


Figura 29. Rosa de oleaje. Fuente: Puertos del Estado

### 6.8.5 Velocidades máximas

En la siguiente tabla se dan las velocidades máximas por meses en el año 2016, datos tomados por la boya. Como se ha ido viendo en los apartados anteriores, invierno es la mejor estación en cuanto a velocidades y frecuencias de vientos, así se puede ver aquí siendo la velocidad máxima, de 16.2 m/s en el mes de diciembre y en contrapunto, las menores velocidades máximas se hallan en los meses de verano del orden de 10 m/s.

Tabla 2. Velocidades máximas. Fuente: Puertos del Estado.

<b>Vm:</b> Intensidad del Viento Medio/ <i>Mean Wind Speed</i>	<b>m/s</b>			
<b>Dir:</b> Direccion media de procedencia/ <i>Mean Direction, "coming from"</i>	<b>0= Norte/North; 90= Este/East</b>			
<b>Boya de Valencia Año 2016</b>				
<b>Mes/Month</b>	<b>Vm Max./Max. Vm</b>	<b>Dir</b>	<b>Dia/Day</b>	<b>Hora/Hour</b>
Enero/January	15.9	250	07	22
Febrero/February	15.7	250	09	14
Marzo/March	11.9	250	04	22
Abril/April	12.9	30	05	16
Mayo/May	12.9	33	22	22
Junio/June	9.4	289	15	22
Julio/July	11.0	154	30	17
Agosto/August	9.6	143	03	18
Septiembre/September	11.9	264	14	00
Octubre/October	11.2	158	23	22
Noviembre/November	14.1	259	09	10
Diciembre/December	16.2	06	19	12

Generado por/Generated by Puertos del Estado      Fecha/Date 25 Jul 2017

### 6.8.6 Perfil de velocidades del viento

Para saber a que altura colocar la góndola del aerogenerador es necesario conocer el gráfico del perfil de velocidades del viento que relaciona la altura con la velocidad del viento. Para obtener este perfil es necesario utilizar la siguiente expresión (1):

$$U = u \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z'}\right)}{\ln\left(\frac{z_0}{z'}\right)} \quad (1)$$

Significado:

$U$  (m/s): velocidad del viento.

$u$  (m/s): velocidad media de la zona (en el emplazamiento del parque aproximadamente 6 m/s ver figura 14).

$z$  (m): altura.

$z'$  (m): rugosidad (apartado 6.6).

$z_0$  (m): altura de medición de la velocidad utilizada (80 m).

Al representar gráficamente esta fórmula se consigue el siguiente perfil de velocidades (Figura 30).

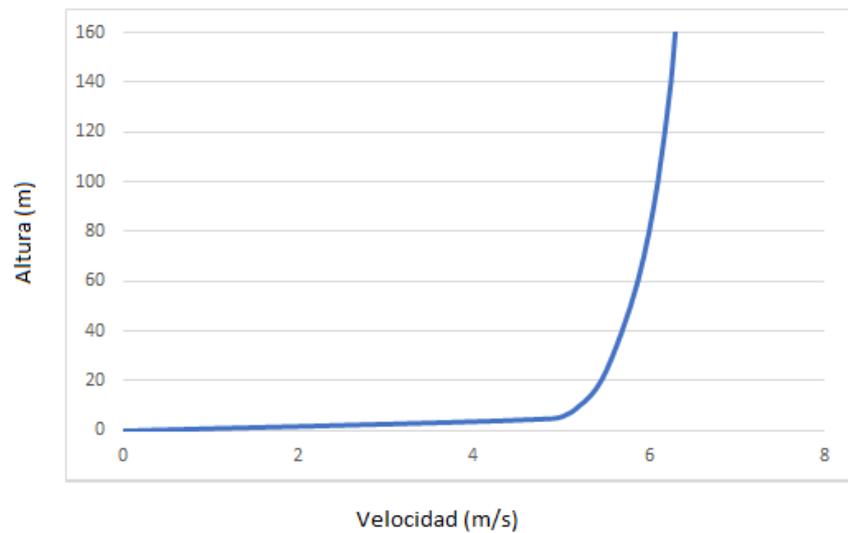


Figura 30. Perfil de velocidades. Fuente: elaboración propia

El emplazamiento es en el mar, y como tal la rugosidad es prácticamente cero, por lo que la velocidad apenas varía con la altura.

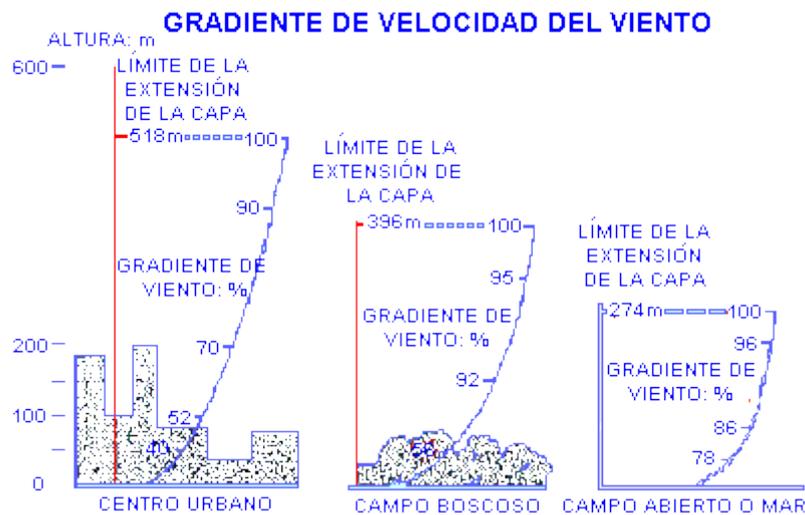


Figura 31. Gradiente de velocidad del viento. Fuente: Google

En la figura 31 se puede observar como varía la velocidad en función de la altura dependiendo del emplazamiento, por ejemplo para el centro urbano, las máximas velocidades se encuentran a 518 m de altura y en contraposición, en campo abierto o mar, es a 274 m.

Es por ello que no se necesitan de grandes alturas de buje ya que no aportarían grandes cambios en las velocidades de viento.

## 7 Estimación de la energía producida

A través de este apartado se va hacer una lista con algunos de los aerogeneradores offshore que hay actualmente en el mercado, para su posterior estudio y estimación de la energía que puede llegar a producir.

### 7.1 Tipo del aerogenerador

Los aerogeneradores más utilizados en turbinas eólicas rápidas para la producción de energía eléctrica son los que poseen un rotor tripala.

Presentan como principal ventaja la de un giro más suave y continuo debido a las propiedades de su momento de inercia, así se minimiza los esfuerzos sobre la estructura. Además, gira a menor velocidad que los rotores mono y bipala, reduciéndose los esfuerzos de la fuerza centrífuga, el nivel de vibraciones y la producción de ruido.

### 7.2 Aerogeneradores comerciales

Una vez sabida la tipología de la turbina, se procede a la búsqueda de modelos de los distintos productores de aerogeneradores. En la tabla 3 se muestran los principales modelos del mercado con las características más importantes en términos de potencia, diámetro y velocidades nominales.

Tabla 3. Gama de aerogeneradores. Fuente: sitios webs de los fabricantes

Marca	Modelo	Potencia (MW)	Altura Buje (m)	Diámetro rotor (m)	V min (de arranque) (m/s)	V max (de parada) (m/s)	V nominal (m/s)	IEC
Gamesa	G132-5.0	5	80-100	132	2	27	13	S
Senvion	6.2M126	6.2	95-120	126	3.5	25	14	S
Vestas	V117-4.2	4.2	91.5	117	3	25	14	IB
Hyundai	HQ5500/140	5.5	90	140	3.5	25	12	III <sub>s</sub>
Senvion	3.6M114	3.6	90	114	3	22	13	S
Siemens	SWT-4.0	4	90	120	3.5	32	13	IA

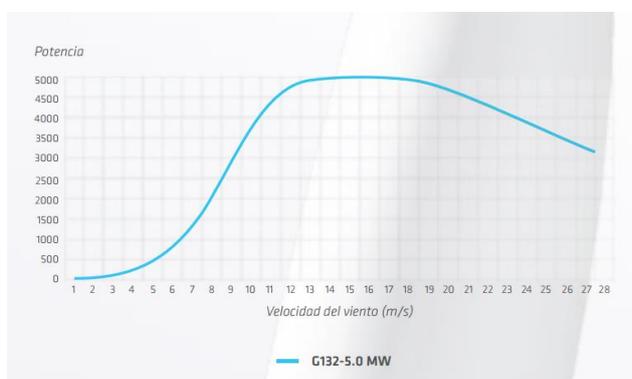
Estos son los modelos más utilizados en los parques marinos de hoy en día. La potencia es del orden de 3 a 6 MW, y se opta por estos tamaños ya que los aerogeneradores de esas potencias son de menor tamaño que otros de 8 MW pero no son tan pequeños como los de 2 MW, cuya generación de energía sería mucho menor. También señalar que, si se produjera una rotura o algún tipo de fallo de un aerogenerador, al no ser de una potencia muy elevada, las pérdidas no serían tan grandes. Por tanto, los aerogeneradores de 5 MW son los más equilibrados y usados en la actualidad.

Respecto a la altura del buje, los aerogeneradores onshore necesitan una distancia mayor respecto al suelo, debido a que en tierra la rugosidad no es cercana a cero como en el mar y también que suelen tener obstáculos que dificultan la correcta captación del viento. Por tanto, las alturas de buje de los molinos offshore son de menor altura, ya que como se vio en la gráfica del perfil de velocidades, llegado a un punto, la altura no es tan determinante como en tierra.

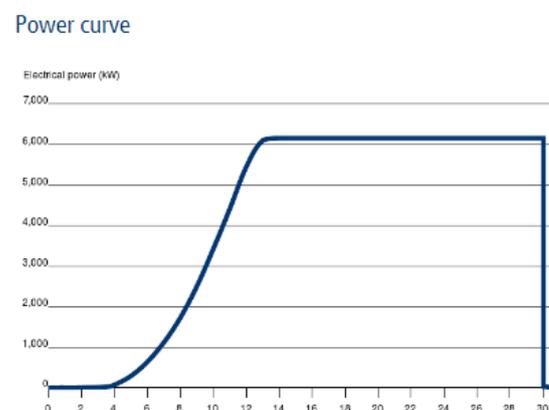
En cuanto a la velocidad de arranque y parada, lo ideal es que tenga un gran rango para así aprovechar las máximas variaciones del viento. Sin embargo, la velocidad de arranque tiene más importancia y es aconsejable que tenga un valor cuanto más pequeño mejor. Esto se traduce en la velocidad nominal de cada aerogenerador, que observando la tabla es de un valor similar para todos los modelos.

Por último, la clase de aerogeneradores que interesan para un parque offshore son los de clase S (especial), capaces de aguantar condiciones extremas de vientos y meteorológicas. Este punto se tratará con más profundidad posteriormente.

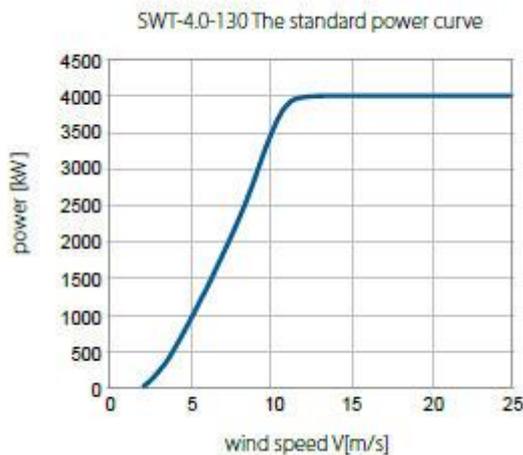
Se dispone de curvas de potencia de los aerogeneradores siendo las siguientes alguna de ellas (Figura 32):



Gamesa G132-5.0



Senvion 6.2M126



Siemens SWT-4.0-130

Figura 32. Curvas de potencia. Fuente: catálogos de las distintas marcas

A la vista de estas curvas de potencia de los tres principales modelos se observa que la gráfica llega a su punto de máxima potencia cuando alcanza la velocidad nominal, pero como se dijo anteriormente, en estos modelos es muy parecida de unos a otros. Sin embargo, lo más significativo de estas gráficas es que en los modelos de Siemens y Senvion, la curva de potencia sigue uniforme hasta su parada (velocidad de parada) y en cambio, en el modelo de Gamesa, al alcanzar los 19 m/s empieza a descender progresivamente hasta su parada. Esto tiene una ventaja y un inconveniente, la primera es que al haber elevadas rachas de viento la potencia se va disminuyendo para que el impacto acústico sea menor, ya que a esas velocidades se produce bastante ruido, y el inconveniente es que si la zona tiene elevada velocidad de viento no se estará aprovechando toda la potencia que puede entregar el aerogenerador. En lo referente a la zona que se ha estudiado en los apartados anteriores, al tratarse de una zona con velocidades no muy elevadas y una velocidad media por debajo de 7 m/s, el más interesante sería el Gamesa ya que se ayudaría a reducir el impacto acústico.

Las potencias de los modelos de Senvion, Siemens y Vestas son o muy elevadas o muy pequeñas para lo que se necesita en el parque eólico de estudio. Los más interesantes son el modelo de Gamesa con 5 MW y el modelo de Hyundai de 5.5 MW.

La altura del buje es del mismo orden en los modelos, aunque en el modelo Senvion de 6.2 MW es muy alta pero no sería una razón para desecharlo. Lo mismo ocurre con el diámetro del rotor, son todos muy parecidos por lo que no hay ninguno que sea de un orden para no estudiarlo. Se optará por lo tanto por unos aerogeneradores de altura intermedia (80-90 m.)

La velocidad de arranque y parada, debido a la zona de estudio de este proyecto, es importante que cuanto menor sea la velocidad de arranque mejor, no así con la velocidad de parada. Por esa razón, el aerogenerador Gamesa es el más indicado ya que su velocidad de arranque de 2 m/s es como mínimo 1 m/s menor que sus competidores.

Por último, la clase necesaria debe ser la S y lo cumplen tres modelos, sin embargo, los Senvion estaban descartados por sus potencias.

En resumen, el aerogenerador que se va a elegir para constituir el parque eólico marino será el Gamesa G132-5.0.

### 7.3 Clase del aerogenerador

Los aerogeneradores disponen de diferentes clases dependiendo de la zona en la que se vayan a colocar y en concreto de la velocidad del viento, rachas concentradas (tornados), lluvias torrenciales, olas, mareas y en general por condiciones meteorológicas que se puede encontrar en cada zona.

Los detalles al concreto se recogen en el IEC 61400-1 (6) y a su vez para las turbinas eólicas marinas en el IEC 61400-3. En la tabla 4 se recogen las distintas clases.

Tabla 4. Clases de aerogeneradores. Fuente: IEC 61400-1

Clase de la Turbina Eólica	I	II	III	S
$R_{\text{referencia}}$ (m/s)	50	42.5	37.5	Valores especificados por el diseñador
A $I_{\text{ref}}$	0.16			
B $I_{\text{ref}}$	0.14			
C $I_{\text{ref}}$	0.12			

Significado:

R es la velocidad máxima en 10 minutos.

A, B y C categorías para características de turbulencia alta, media y baja, respectivamente.

$I_{\text{ref}}$  valor característico de la intensidad de turbulencia a 15 m/s.

En el IEC 61400-1 se proporcionan también unas velocidades medias para cada tipo de clase, siendo las siguientes:

Clase I : 10 m/s

Clase II : 8.5 m/s

Clase III : 7.5 m/s

En el caso de nuestra zona, si se tratara de un emplazamiento terrestre bastaría con la clase III, pero al ser en zona marina tendremos que elegir la clase S. Esta clase es la necesaria para un aerogenerador offshore, ya que es el más resistente de todas las clases. A prueba de olas, mareas y rachas más continuas de viento.

## 7.4 Tipos de anclaje

En el apartado 6.8 se habla acerca de la batimetría siendo la profundidad del emplazamiento de 45-80 m. En alguna zona del parque podrían colocarse aerogeneradores sin estructuras flotantes, pero para una mayor seguridad se va a optar por la colocación de estructuras flotantes.

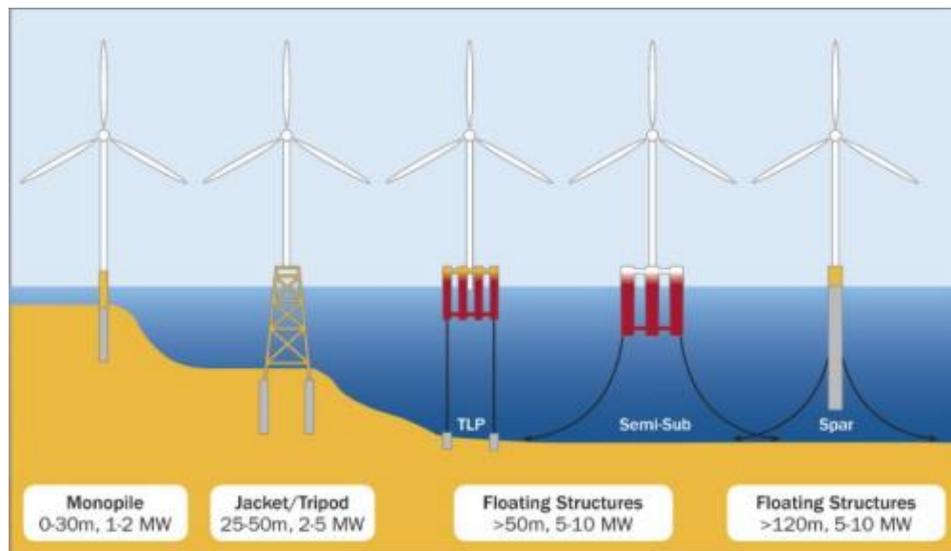


Figura 33. Tipos de anclaje. Fuente: [www.ogj.com](http://www.ogj.com).

En la figura 33 se observa que el tipo de anclaje idóneo para el parque sería el TLP (Tension Leg Platform) o la semi sumergida, ya que son para profundidades a partir de 50 metros. Tanto los tipos monopilote y en trípode serían insuficientes por su corta profundidad, mientras que tipo Spar es una estructura más indicada para profundidades mayores a la de 80 metros del parque de estudio.

**A continuación se presentan los diferentes tipos de anclaje posibles.**

### TLP (Tension Leg Platform)

Este tipo de anclajes son utilizados para profundidades no mucho mayor de 50 metros por lo que es interesante para este proyecto.

Se trata de una estructura que combina una plataforma flotante con unos anclajes verticales fijos. Las líneas de sujeción de este tipo de anclajes son tubos de acero colocados verticalmente y se denominan tendones. Para su colocación es necesario hacerlo en el mismo sitio donde se vaya a colocar el aerogenerador. Siendo esta colocación de gran complejidad debido al tensionado de los anclajes verticales.

Sin embargo, estas plataformas tienen problemas en cuanto a las variaciones de tensión en los cables de sujeción causados por las mareas y corrientes marinas y también, la frecuencia de acoplamiento del amarre con el mástil, son inconvenientes.

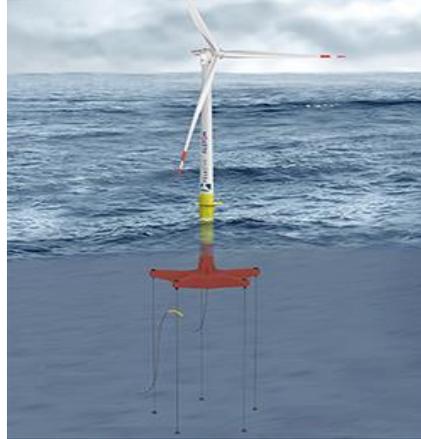


Figura 34. Plataforma TLP. Fuente: [www.seaplace.es](http://www.seaplace.es)

### **Semisumergible**

Se compone de una o varias cubiertas sobre estructuras flotantes. Este tipo son utilizadas en profundidades mayores que las TLP pero menores que la Spar. También resultan interesantes para el parque de este proyecto.

Su base es triangular o cuadrada y se puede montar el aerogenerador en tierra y llevar hasta su emplazamiento remolcándola. Esto es una grandísima ventaja ya que las labores de montaje en alta mar resultan muy complicadas.

Los anclajes al lecho marino son muelles que restauran la posición cuando se produce oleaje y demás inclemencias. Este anclaje es totalmente distinto a los del TLP. También su estructura cuenta con unas bombas en cada tubo cilíndrico de su base que compensa los esfuerzos.



Figura 35. Plataforma semisumergida. Fuente: [www.seaplace.es](http://www.seaplace.es)

### **Spar**

Este tipo de anclaje se compone por un cilindro de grandes dimensiones en el cual, encima, va colocado el aerogenerador. Tiene problemas en cuanto al balanceo debido a su reducido diámetro. Por tanto, los cables sufrirán una gran tensión y desgaste para contrarrestar esa deficiencia del balanceo. Estos cables son similares a los del semisumergible.

Otro punto en contra es la imposibilidad de su montaje en tierra, siendo necesario su ensamblaje en alta mar. Esto siempre es un gran inconveniente por la dificultad que suscita.

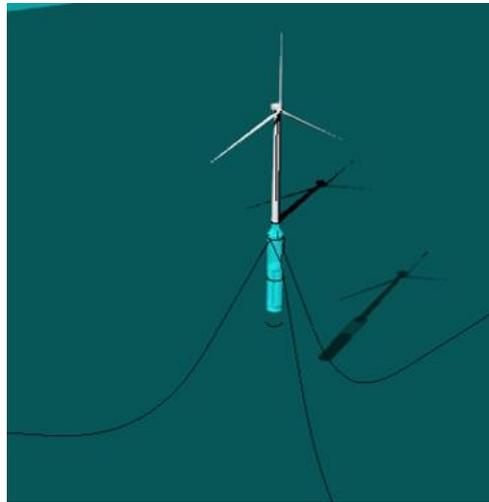


Figura 36. Plataforma Spar. Fuente: [www.seaplace.es](http://www.seaplace.es)

En resumen, la plataforma elegida para el parque eólico marino de este proyecto será la semisumergida. Esta tabla complementa y recoge lo anteriormente desarrollado:

Tabla 5. Elección de anclajes. Fuente: elaboración propia

	Spar	TLP	Semisumergida
<b>Estabilidad</b>	√	√√	√
<b>Construcción</b>		√	√
<b>Instalación</b>		√	√√
<b>Operación</b>		√	√
<b>Profundidad</b>	√		
<b>Anclaje</b>	√		√

## 7.5 Energía producida

Una vez elegido el aerogenerador más adecuado a la zona escogida, se a estudiar la energía que se produciría en diferentes nodos de la zona y con ello se concretará mejor la zona de instalación. Para ello se estudiará la densidad de probabilidad de producirse las distintas velocidades posibles durante el año, la cual seguirá una distribución de Weibull. A partir del Atlas eólico (3) se obtiene la K y la C de Weibull, pero a una altura de 80 m.

En primer lugar, se estudiará la energía producida por un solo aerogenerador a 80 m y a 90 m. Para esta última altura es necesario una corrección de los coeficientes de Weibull, ya que los coeficientes que se disponen son para una altura de 80 metros. Dicha corrección se hará mediante las siguientes fórmulas (2), (3) y (4):

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(C)}{1 - 0.088 \ln(\frac{z'}{10})} \quad (2)$$

$$C' = C \cdot \left(\frac{z'}{z}\right)^\alpha \quad (3)$$

$$K' = \frac{K \cdot (1 - 0.088 \ln(\frac{z}{10}))}{1 - 0.088 \ln(\frac{z'}{10})} \quad (4)$$

Significado:

$C'$  (m/s): coeficiente de escala corregido.

$z'$ (m): altura corregida. 90 metros.

$z$  (m): altura inicial. 80 metros.

$K'$ : coeficiente de forma corregido.

Una vez corregidos, la siguiente expresión (5):

$$Prob = \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K} \quad (5)$$

permite obtener la probabilidad de que una velocidad del viento se repita, y en ella se podrán utilizar tanto la  $K$  y la  $C$  normales como corregidas. En el Atlas Eólico (3) se proporcionan para cada nodo su  $K$  su  $C$  y su  $v$ , teniendo así una probabilidad de cada nodo.

En cuanto a la  $K$ , en tanto mayor sea su valor obtendrá un rango de velocidades menor. Y respecto de la  $C$ , a mayor valor significará que se darán velocidades del viento mayores.

Una vez calculada todas las probabilidades, tanto para la altura de 80 metros como para la de 90 metros, se puede calcular la energía generada por estación como (6):

$$Energía\ generada = \sum_{i=1}^{28} Potencia(v_i) \cdot Probabilidad(v_i) \cdot t \quad (6)$$

$v_i$  (m/s): velocidad de la gráfica de la curva de potencia.

Potencia: potencia del aerogenerador de la curva de potencia para cada velocidad (referencia la as figuras de curvas de potencia).

Probabilidad: probabilidad para cada velocidad (referencia las ecuaciones).

t: 8760/4. Dividido entre 4 por cada estación del año.

Se va a calcular la energía generada por estación por lo que el tiempo son 8760 horas que son las que hay en un año, dividido entre 4.

También se va a calcular el número de horas equivalente y el factor de carga. Este primero es las horas que el aerogenerador entrega su potencia nominal para tal energía, y con este dato se obtiene el segundo, que es la fracción de tiempo a su potencia nominal. Así pues, la elección del aerogenerador de 80 metros o 90 metros se basará en el que tenga un mayor valor de NHE y  $F_c$  (7), (8).

$$NHE = \frac{\text{Energía generada por estación}}{\text{Potencia nominal}} \quad (7)$$

$$F_c = \frac{NHE}{8760/4} \quad (8)$$

En la figura 37 se ven los nodos que están dentro de la zona de estudio (3):

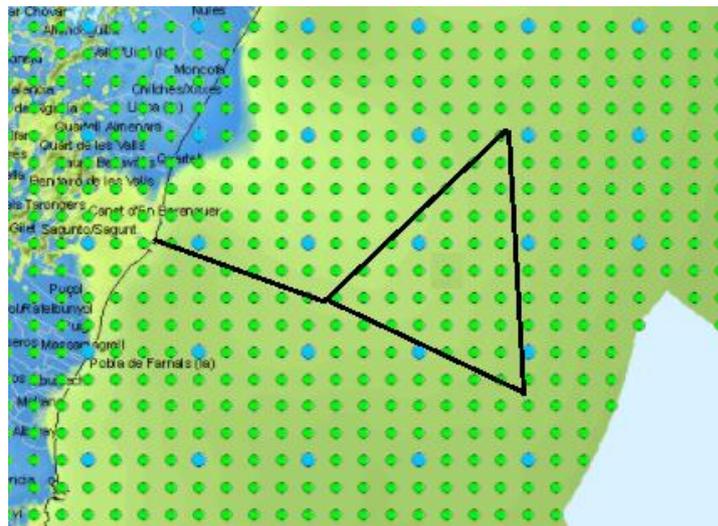


Figura 37. Nodos del emplazamiento. Fuente: elaboración propia

A continuación, se presentan los cálculos (Tabla 6) realizados para diferentes estaciones y altura siendo una media de los cálculos en todos los nodos:

Tabla 6. Energía producida 80 y 90 m. Fuente: elaboración propia

Gamesa G132-5.0	Energía producida (MWh/periodo)				
	Primavera	Verano	Otoño	Invierno	En un año
<b>80 m</b>	3941.84	2574.55	4175.41	4137.09	14828.89
<b>90 m</b>	4080.8	2730.13	4329.98	4275.57	15416.48

Con el aerogenerador Gamesa de 80 metros de altura, se obtiene una energía producida al año un tanto menor, exactamente 588 MWh/año menos, por lo que resulta más interesante la opción del aerogenerador de 90 metros de altura. Esta diferencia si se tratara de un parque onshore sería muchísimo más grande, por el perfil de velocidades, pero al tratarse de mar abierto no es un valor tan desmesurado, aunque si perceptible.

Como se ha tratado en apartados anteriores, en los histogramas y rosas de los vientos por estaciones se veía que en verano eran la estación menos propicia para la producción de energía y así se ve en esta tabla, ya que en verano es un 40 % menos respecto de las estaciones de otoño e invierno que son las que mejores condiciones poseen.

La tabla 7 muestra el número de horas equivalente de cada estación y del total anual:

Tabla 7. NHE 80 y 90 m. Fuente: elaboración propia

Gamesa G132-5.0	NHE (horas)				
	Primavera	Verano	Otoño	Invierno	En un año
<b>80 m</b>	788.37	514.9	835.08	827.41	2965.77
<b>90 m</b>	816.16	546.02	865.9	855.11	3083.3

Los valores aceptables para que un aerogenerador, o parque, sea rentable y produzca energía regularmente es que el valor de NHE sea superior a 2500 horas/año. Así pues, a la vista de los resultados obtenidos, las dos configuraciones de alturas serán óptimas, pero de nuevo la altura de 90 metros es superior, por lo que sería la elegida.

En cuanto al valor por estaciones, se observa que otoño y muy de cerca, invierno, son las estaciones más prolíferas y las que más horas se obtiene energía. En contraposición, verano sigue siendo la estación con peores resultados bajando 200 horas respecto de la mayor.

Por último, se obtiene la tabla 8 de los resultados del factor de forma,  $F_c$ , por estaciones y el total anual:

Tabla 8.  $F_c$  80 y 90 m. Fuente: elaboración propia

Gamesa G132-5.0	$F_c$				
	Primavera	Verano	Otoño	Invierno	En un año
80 m	0.36	0.23	0.38	0.37	0.34
90 m	0.37	0.25	0.4	0.39	0.35

Respecto de los valores del factor de forma  $F_c$ , un resultado óptimo es a partir de 0.25-0.3, por tanto, volvería a tener sentido ese valor. Como es de esperar para la altura de 90 m es mayor, pero apenas se podrían diferenciar. Como se ha comentado, estas pequeñas diferencias se deben a su emplazamiento, en mar abierto.

Y en cuanto a las estaciones, el valor obtenido en verano es bajo en cuanto al valor óptimo que se requiere. Sin embargo, las demás estaciones están en un rango de valores muy aceptables, siendo en otoño la mejor estación con un valor de 0.4.

## 7.6 Requisitos de potencia

Según dicta el Plan de Energías Renovables del IDAE (2) la potencia mínima a instalar en un parque offshore debe ser al menos de 50 MW.

Debido a estos requisitos y a la vista de que en la estación de verano en muchas ocasiones no se alcanzan mínimos óptimos, como en la NHE y en el  $F_c$ , y valores muy inferiores de energía producida, se va a optar por la colocación de 12 aerogeneradores de 5 MW cada uno. Quedando así un parque de 60 MW que cubra tanto el mínimo exigido por las instituciones pertinentes como la potencia que se ha propuesto para el parque eólico marino de este proyecto.

## 7.7 Diseño parque de aerogeneradores

### 7.7.1 Efecto sombra

El viento al incidir sobre el rotor pierde energía, por lo que si detrás de ese aerogenerador hay otro, la energía disponible será mucho menor y eso se traducirá en una pérdida de generación eléctrica. Tales espaciamentos disponen la geometría del parque y pérdidas que se puedan ocasionar.

Esas pérdidas se ven influidas por el denominado efecto sombra que un aerogenerador induce sobre el que va detrás de él. Éstas reciben el nombre de pérdidas aerodinámicas del parque.

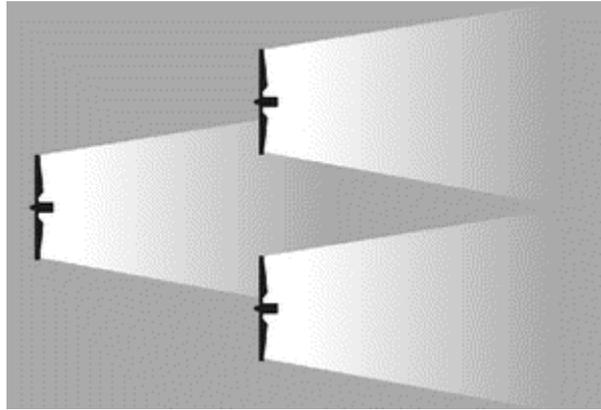


Figura 38. Efecto sombra. Fuente: [www.cubasolar.cu](http://www.cubasolar.cu)

Otra razón por la que al pasar el viento por la turbina del aerogenerador pierde energía es debido al perfil de velocidades, el cual si no tiene una distancia mínima para recuperarse se desestabiliza y sufre turbulencias, lo que conluye en una pérdida de velocidad.

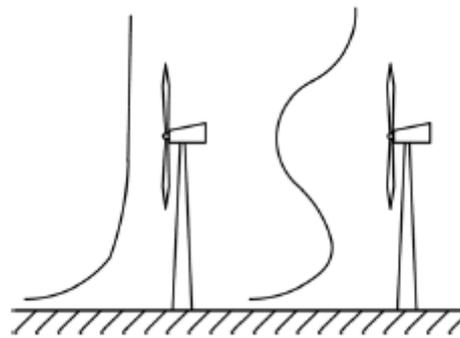


Figura 39. Perfil de velocidad turbulento. Fuente: elaboración propia.

Con esta figura se observa como el perfil de velocidades del primer aerogenerador es como el estudiado en su correspondiente apartado, incidiendo la máxima velocidad a la altura del rotor, sin embargo, al no guardarse la distancia mínima, el segundo aerogenerador no recibe toda la velocidad que debería estando a esa altura.

### 7.7.2 Distancias entre aerogeneradores

Por el efecto sombra y las turbulencias en el perfil de velocidades es necesario una correcta distancia entre aerogeneradores.

En el IDAE se proporcionan unas distancias a modo orientativo, luego depende del espacio que se disponga o si el parque es onshore u offshore. En la siguiente figura se muestran estas distancias orientativas:

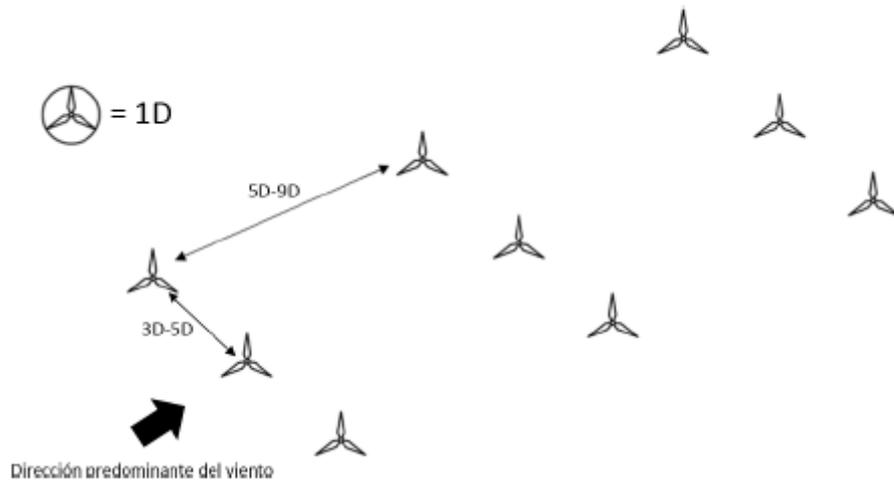


Figura 40. Distancias entre aerogeneradores. Fuente: elaboración propia.

En el caso de los parques eólicos marinos las turbulencias y la inestabilidad son mayores, por ese motivo es recomendable escoger las distancias mayores.

En el apartado 6.6 se calcula el área total del emplazamiento siendo esta de  $95.08 \text{ km}^2$ , la cual es un área muy grande. Realizando cálculos con los 12 aerogeneradores formando una cuadrícula y cogiendo una distancia de  $10D$  en todas direcciones, el área que ocuparían sería de  $36 \text{ km}^2$ , por tanto se optará por la elección de esa distancia. Así, se evitará con total certeza los problemas anteriormente desarrollados derivados del distanciamiento entre los aerogeneradores.

### 7.7.3 Alternativas de colocación

Una vez es sabida la distancia que habrá entre los aerogeneradores se aborda la posible colocación que tendrán unos entre otros. Hay unos tipos de distribuciones habituales que son en forma de cuadrícula, en tresbolillo y en arco.

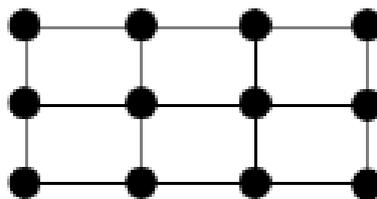


Figura 41. Distribución en cuadrícula.

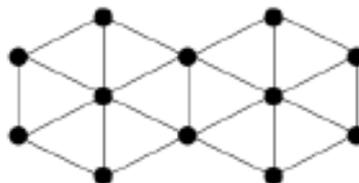


Figura 42. Distribución en tresbolillo.

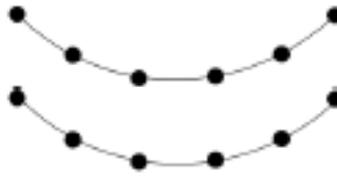


Figura 43. Distribución en arco.

Para estas distribuciones hay algunas diferencias, por ejemplo, la distribución en cuadrícula tiene un uso predominante para vientos de una única dirección bien definida. También la distribución en arco se suele utilizar cuando el viento es de una dirección dominante. En cambio, la distribución en tresbolillo, es utilizada en zonas donde el viento no tiene una dirección fija y tiene que poder aprovecharlo de la dirección que sea.

Para el presente trabajo se han usado las distribuciones en cuadrícula y en tresbolillo, y sabiendo el área anteriormente mencionada de los 12 aerogeneradores se procede a estudiar las distintas alternativas.

Las dos primeras alternativas, se van a colocar en la zona que se delimita en la figura 44:



Figura 44. Emplazamiento dos primeras alternativas. Fuente: elaboración propia

### **Primera alternativa**

A continuación se presenta la posición de cada aerogenerador y la producción de energía para cada estación del año. Distribución en cuadrícula y con una separación de 10D.

Tabla 9. Resultados alternativa 1. Fuente: elaboración propia

Aerogenerador	Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)	Producción (MWh/periodo)				
			Verano	Otoño	Primavera	Invierno	Al año
1	758248	4390264	2605,06	4248,95	4008,79	4190,23	15053,02
2	759568	4390264	2609,76	4255,08	4008,35	4191,92	15065,11
3	760888	4390264	2641,71	4271,88	4033,19	4217,87	15164,65
4	762208	4390264	2641,71	4271,88	4033,19	4217,87	15164,65
5	763528	4390264	2659,87	4287,90	4045,15	4231,18	15224,09
6	764848	4390264	2676,65	4297,08	4058,77	4244,42	15276,93
7	758248	4391584	2573,02	4228,92	4019,59	4173,74	14995,26
8	759568	4391584	2593,57	4243,57	4001,81	4186,45	15025,40
9	760888	4391584	2614,12	4258,15	4010,46	4199,08	15081,81
10	762208	4391584	2633,67	4265,80	4025,34	4211,63	15136,44
11	763528	4391584	2642,21	4273,44	4035,65	4223,20	15174,50
12	764848	4391584	2670,92	4287,90	4045,97	4235,57	15240,36
		TOTAL	31562,26	51190,55	48326,25	50523,15	181602,21

Para la realización de la tabla 10 se han usado doce puntos exactos con sus coordenadas. Se ha usado el modelo de Gamesa de 90 metros por lo que se ha tenido que corregir tanto la K como la C. Cuando en el apartado 7.5, que trataba sobre la energía producida, los resultados obtenidos eran del orden de 15100 MWh/año. Si es cierto que en la tabla 10 se observan resultados menores por lo que dentro de la gran zona de la que se disponía, habrá otras zonas donde los resultados de energía producida serán mayores. Esto se abarcará para la alternativa tres.

En cuanto a las estaciones, otoño sigue predominando en cuanto a producción de energía, muy seguida de la estación invernal y la primaveral, todas ellas entre 48000-51000 MWh/año. En cambio, en verano

esta producción cae como era de esperar, obteniendo 31562.26 MWh/año, muy por debajo de lo obtenido en las otras estaciones.

El total obtenido en todo el año es de 181602.21 MWh/año.

También se han estudiado los parámetros de NHE y  $F_c$  (tabla 10) que se van a comparar con el genérico obtenido en el apartado 7.5. El valor del NHE es del orden de 3000 horas y el  $F_c$  es del mismo valor, 0.35, que el aerogenerador del apartado 7.5 estudiado a 90 metros.

En lo que a estaciones se refiere, siguen la misma dinámica. Verano es la que peor resultado obtiene y otoño e invierno resultan ser las de mayor valor.

Tabla 10. NHE y  $F_c$  alternativa 1. Fuente: elaboración propia

	Verano	Otoño	Primavera	Invierno	Al año
NHE	526.04	853.18	805.44	842.05	3026.7
$F_c$	0.24	0.39	0.37	0.38	0.35

La figura 45 muestra el esquema del parque eólico.

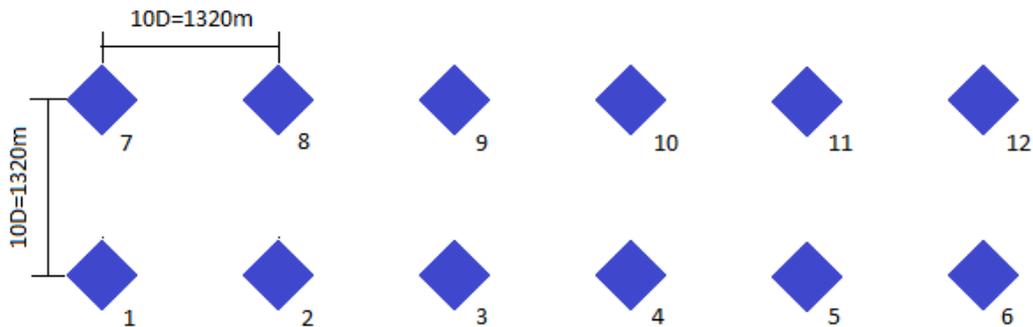


Figura 45. Primera alternativa (cuadrícula). Fuente: elaboración propia

## Segunda alternativa

Distribución en tresbolillo en horizontal.

Aerogenerador	Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)	Produccion (MWh/periodo)				
			Verano	Otoño	Primavera	Invierno	Al año
1	758248	4390264	2605,06	4248,95	4008,79	4190,23	15053,02
2	760148	4390264	2641,71	4271,88	4033,19	4217,87	15164,65
3	762048	4390264	2633,67	4265,80	4025,34	4211,63	15136,44
4	763948	4390264	2642,21	4273,44	4035,65	4223,20	15174,50
5	759198	4391214	2592,53	4242,06	4001,81	4180,10	15016,50
6	761098	4391214	2614,12	4258,15	4010,46	4199,08	15081,81
7	762998	4391214	2642,21	4273,44	4034,83	4217,87	15168,34
8	764898	4391214	2670,92	4287,90	4045,97	4235,57	15240,36
9	758248	4392164	2564,07	4224,14	4020,42	4169,00	14977,63
10	760148	4392164	2584,61	4238,12	4015,05	4187,30	15025,07
11	762048	4392164	2633,67	4265,80	4025,34	4211,63	15136,44
12	763948	4392164	2670,92	4287,90	4045,97	4235,57	15240,36
		TOTAL	31495,70	51137,58	48302,80	50479,04	181415,11

Tabla 11. Resultados alternativa 2. Fuente: elaboración propia

En cuanto a la distribución en tresbolillo, los resultados son prácticamente idénticos (Tabla 11). Si es cierto que las coordenadas de los 12 aerogeneradores no son las mismas, pero sí que es la misma zona de colocación del parque, por lo que datos de C, K y velocidad del viento son muy similares.

Esta distribución sería la más recomendable, aunque la producción de energía baje 187.1 MWh/año, ya que debido a las múltiples direcciones que adquiere el viento la zona delimitada, con esta distribución habría un mayor aprovechamiento de la energía del viento.

A la vista de la tabla 12, con relación a la tabla 11 de NHE y Fc de la alternativa 2, sucede lo mismo que para los resultados de la tabla anterior de energía producida. Tanto el número de horas equivalentes como el factor de forma son prácticamente idénticos que los resultados de la tabla 9 de la alternativa 1.

Tabla 12. NHE y  $F_c$  alternativa 2. Fuente: elaboración propia

	Verano	Otoño	Primavera	Invierno	Al año
NHE	524.93	852.29	805.05	841.32	3023.59
$F_c$	0.24	0.39	0.37	0.38	0.35

En la figura 46 se observa la distribución en tresbolillo, que como se ha explicado anteriormente, es muy apta para la zona de colocación del parque eólico marino.

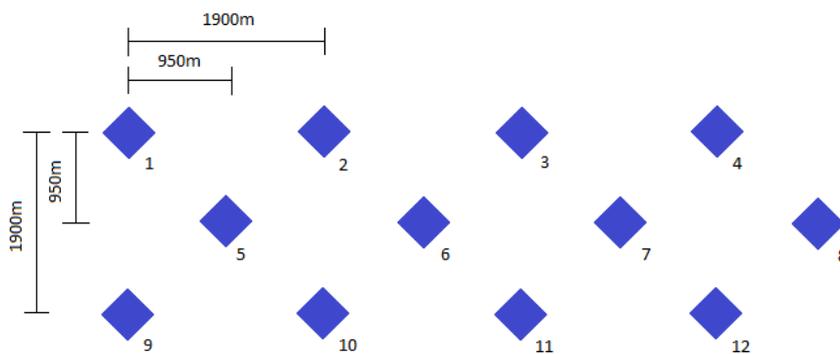


Figura 46. Distribución alternativa 2. Fuente: elaboración propia

Para realizar un estudio más completo de dónde colocar este parque offshore, se va a ensayar con otra zona más en mar abierto, que con certeza eso significará un aumento de la velocidad del viento. Se va a seguir con la distribución tresbolillo, debido a su polivalencia.

La figura 47 muestra la zona de emplazamiento del parque de la alternativa 3:



Figura 47. Emplazamiento alternativo 3. Fuente: elaboración propia

### **Alternativa 3**

Distribución en tresbolillo vertical.

*Tabla 13. Resultados alternativa 3. Fuente: elaboración propia*

Aerogenerador	Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)	Producción (MWh/periodo)				
			Verano	Otoño	Primavera	Invierno	Al año
1	768449	4398264	2678,61	4281,88	4031,96	4229,89	15222,34
2	770349	4398264	2706,90	4299,38	4054,14	4255,43	15315,86
3	769399	4397314	2697,46	4296,87	4035,46	4242,69	15272,48
4	768449	4396364	2697,00	4290,19	4024,36	4231,77	15243,32
5	770349	4396364	2345,83	4314,29	4051,90	4261,17	14973,20
6	769399	4395414	2564,07	4224,14	4020,42	4169,00	14977,63
7	768449	4394464	2819,47	4296,67	4033,56	4241,08	15390,78
8	770349	4394464	2738,60	4326,74	4052,54	4274,72	15392,61
9	769399	4393514	2725,43	4314,99	4049,71	4258,68	15348,81
10	768449	4392564	2710,30	4304,69	4064,20	4257,29	15336,47
11	770349	4392564	2741,48	4334,15	4066,67	4276,31	15418,62
12	769399	4391614	2642,21	4273,44	4034,83	4217,87	15168,34
		TOTAL	32067,37	51557,43	48519,75	50915,92	183060,47

A la vista de los resultados con el nuevo emplazamiento (Tabla 13), como se ha comentado en apartados anteriores, los valores de energía producida han sufrido un incremento. Se ha pasado de los 181415 MWh/año de la alternativa 2 (tresbolillo horizontal), a los 183060.47 MWh/año de esta nueva alternativa. Supone un incremento de 1645 MWh/año.

En cuanto a resultados por estaciones, la dinámica sigue siendo la misma y no varía para un emplazamiento u otro.

La tabla 14 muestra los resultados de NHE y  $F_c$ . Para la alternativa 2 el valor del número de horas equivalentes es 3023.6 horas, con esta nueva alternativa asciende a 3051.01 horas, lo que supone un incremento de 27.41 horas. También el factor de forma ha aumentado de 0.35 a 0.36.

Tabla 14. NHE y  $F_c$  alternativa 3. Fuente: elaboración propia

	Verano	Otoño	Primavera	Invierno	Al año
<b>NHE</b>	534.46	859.29	808.66	848.6	3051.01
<b><math>F_c</math></b>	0.24	0.39	0.37	0.39	0.36

La figura 48 muestra la nueva distribución de la alternativa 3:

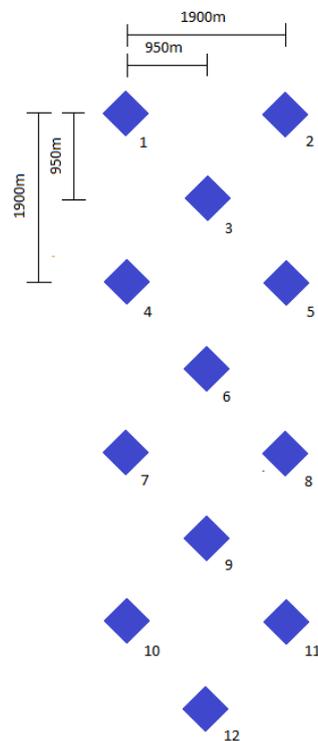


Figura 48. Distribución alternativa 3. Fuente: elaboración propia

Por tanto, la alternativa 3 es la opción más interesante para llevarse adelante. Esta es donde los resultados obtenidos han sido mayores por tanto no cabe duda de que es la elegida. Con esta alternativa 3 se va a aplicar un estudio de viabilidad económica.

## 7.8 Pérdidas en la energía producida

En los valores obtenidos de energía producida no se han tenido en cuenta diversos factores que suponen una pérdida de esta energía.

Un factor a tener en cuenta es la disponibilidad de los aerogeneradores, es decir, en un parque no siempre van a estar funcionando todos los molinos al mismo tiempo, ya que pueden sufrir averías, daños por causas meteorológicas y demás contratiempos.

También debido al efecto sombra puede acarrear una disminución de la energía producida, por lo que hay que tener en cuenta este efecto. Y pérdidas en la línea eléctrica.

Se va a aplicar unas pérdidas del 15 % al valor anual de la energía producida. El valor obtenido en el apartado 7.7.3 ha sido de 183060.47 MWh/año y aplicando ese porcentaje se queda un valor corregido de 155601.4 MWh/año.

Con este nuevo valor de energía producida se calcula el número de horas equivalentes y el factor de forma siendo estas finalmente de:

$$\text{NHE} = 2593.36 \text{ horas}$$

$$\text{Fc} = 0.3$$

## 8 Viabilidad económica

### 8.1 Precio Electricidad

En cuanto al precio de la electricidad se hace uso del RD 661/2007 que regula la tarifa aplicada en la venta de energía, en el cual hay dos variantes:

-Una tarifa regulada, con un valor fijo.

-Un precio de mercado más prima, sin embargo, en 2014 se dejó de utilizar, siendo ahora un añadido al precio de mercado una cantidad que va aumentando dependiendo de los MW que se instalen.

En la figura 49 y tabla 15, dan la información acerca del grupo en el que se encuentran los parques eólicos marinos y la tarifa regulada dependiendo del grupo al que pertenezcan.

2.º Grupo b.2. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.2.1. Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.

Subgrupo b.2.2. Instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial.

*Figura 49. Clasificación instalaciones. Fuente: RD 661/2007*

Por tanto, la instalación pertenece al grupo b.2.1, ya que aunque correspondería el grupo b.2.2, en la tabla 15 no tiene en cuenta las instalaciones marinas en el mar.

Tabla 15. Tarifa regulada. Fuente: RD 661/2007

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P ≤ 100 kW	primeros 30 años	44,0381			
		100 kW < P ≤ 10 MW	primeros 30 años	41,7500			
		10 < P ≤ 50 MW	primeros 30 años	22,9764			
	b.1.2		primeros 25 años	26,9375	0		
			a partir de entonces	21,5498	0		
b.2	b.2.1		primeros 20 años	7,3228	0		
			a partir de entonces	6,1200	0		
b.3			primeros 20 años	6,8900	0		
			a partir de entonces	6,5100	0		
b.4			primeros 25 años	7,8000	0		
			a partir de entonces	7,0200	0		
b.5			primeros 25 años	*	0		
			a partir de entonces	**	0		

### 8.1.1 Orden IET/1045/2014

Para calcular la retribución económica hay que buscar en la Orden IET/1045/2014 diversos datos a través de diferentes tablas.

En la tabla 16 buscaremos el grupo b.2.2, sin embargo, como ocurría en la tabla 15, al no haber ninguna instalación eólica marina en España no aparece en esta tabla. Por tanto, se seguirá la elección con el b.2.1 que se refiere a las instalaciones eólicas terrestres.

Una vez escogido el grupo y subgrupo, se elige el rango de potencia, en el caso del estudio de este TFG es más de 5 MW.

Tabla 16. Código instalación. Fuente: IET/1045/2014

Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2014	IT-00664
b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2015	IT-00665
b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2016	IT-00666
b.3.	-	-	-	-	2011	IT-00667

Con el código obtenido en la anterior tabla, IT-00666, se va a otra tabla en la que se obtiene el valor de la retribución a la inversión y la retribución de la operación.

Tabla 17. Retribución a la inversión y retribución a la operación. Fuente: IET/1045/2014

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste $C_{1,2}$	Retribución a la Inversión $R_{inv}$ 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación $R_0$ (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de $R_0$ (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo $N_h$ (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento $U_f$ (*) Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a $N_h$ y $U_f$ anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
								3 meses	6 meses	9 meses
IT-00665	20	0,7615	101.240	0,000	-	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00666	20	0,7626	101.381	0,000	-	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00667	20	1,0000	785.549	-	-	500	200	15%	30%	45%
IT-00668	20	0,5652	187.040	-	-	2.550	765	15%	30%	45%

Siendo los valores de:  $R_{inv} = 101381 \text{ €/MW}$

$$R_0 = 0 \text{ €/MWh}$$

### 8.1.2 RD 413/2014

En este Real Decreto aparece el factor de potencia y tiene que encontrarse en el rango de 0.98 inductivo y 0.98 capacitivo. Si esto no se cumpliera, tendría que aplicarse una penalización de 0.261 c€/kWh. En el caso de estudio, el aerogenerador elegido cumple con ese rango, por lo que no se aplicaría ninguna sanción.

### 8.1.3 Precio de la electricidad

Para calcular la tarifa de exportación de la electricidad es necesario también saber el precio medio anual de esta (Tabla 18). El precio de este último año 2016 es de 39.67 €/MWh (7).

Tabla 18. Precio medio electricidad. Fuente: OMIE

	Precio Medio Mensual (€/MWh)		Energía Adquirida (GWh)	
	2016	2015	2016	2015
Ene	36,53	51,60	15.561	15.445
Feb	27,50	42,57	16.003	13.966
Mar	27,80	43,13	15.291	13.743
Abr	24,11	45,34	13.653	12.815
May	25,77	45,12	13.981	14.107
Jun	38,90	54,73	14.325	15.172
Jul	40,53	59,55	15.979	16.952
Ago	41,16	55,59	15.669	14.892
Sep	43,59	51,88	15.382	13.667
Oct	52,83	49,90	14.719	14.410
Nov	56,13	51,20	16.390	15.041
Dic	60,49	52,61	17.018	15.759
<b>Año</b>	<b>39,67</b>	<b>50,32</b>	<b>183.970</b>	<b>175.968</b>

En la figura 50 se puede observar como el precio de la electricidad ha bajado considerablemente con respecto a 2015. A excepción de meses como octubre, noviembre y diciembre, el resto del año la diferencia es más notable.

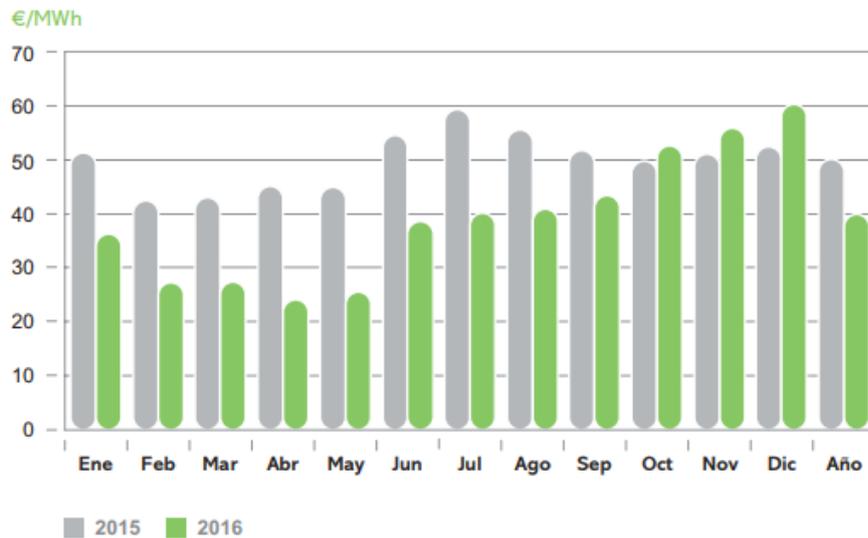


Figura 50. Precio medio electricidad. Fuente: OMIE

### 8.1.4 Tarifa de exportación

Con los datos recogidos en los anteriores apartados, se va a calcular la tarifa de exportación de la electricidad con la fórmula 9:

$$Tarifa\ exportación = \frac{R_{esp} + P_{elect} \cdot Energía - Penalización \cdot Energía}{Energía} \quad (9)$$

Siendo:

$$R_{esp} = R_{inv} \cdot Potencia\ parque + R_0 \cdot Energía\ generada$$

$$R_{esp} = 6082860 \text{ €}$$

Quedando entonces una tarifa de exportación de la electricidad de **78.76 €/MWh**.

## 8.2 Costes

### 8.2.1 Coste de inversión

Para obtener los costes de inversión, se va a hacer mediante las directrices del PER 2011-2020. Sin embargo, éste solo tiene en cuenta las plataformas fijas, como puede ser monopilote o trípode, y en el caso de este proyecto son plataformas flotantes. Este tipo de plataformas son más caras por lo que la inversión es mayor. Se propone como solución suponer una plataforma fija donde se ha aumentado la distancia a la que se encuentra el parque, solo al coger los datos en las gráficas en el Total que se encuentra en función de la distancia, y así compensar el precio de las plataformas flotantes.

En la figura 51 se muestran los costes de inversión para plataformas marinas desglosados por componentes:

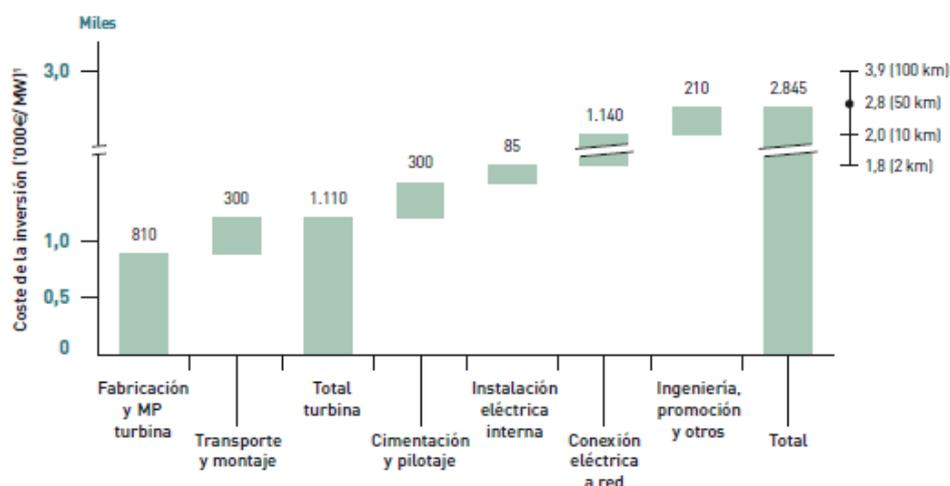


Figura 51. Costes de inversión. Fuente: PER 2011-2020

Partiendo de esta figura 51, se estiman los gastos de inversión que tendrá el parque eólico offshore de estudio de este proyecto. En la tabla 19 se muestran los valores de las distintas partes de los costes de inversión totales.

Tabla 19. Costes de inversión parque del estudio. Fuente: elaboración propia

<b>Aerogeneradores</b>	<b>55.000.000 €</b>
<b>Cimentación y pilotaje</b>	35.000.000 €
<b>Instalación eléctrica interna</b>	10.000.000 €
<b>Conexión eléctrica a red</b>	30.000.000 €
<b>Ingeniería, promoción y otros</b>	11.750.000 €
<b>TOTAL</b>	<b>141.750.000 €</b>

Para la inversión requerida se estima necesario una financiación mínima del 90%

### 8.2.2 Costes operativos

Estos costes hacen referencia a los costes operación que se realizarán en el parque. Estos costes incluyen costes de mantenimiento de los aerogeneradores, de sus plataformas y sujeciones, de los barcos necesarios y la contratación de seguros.

El PER 2011-2020 (2) evalúa que para una instalación eólica con un número de horas equivalentes NHE=3300 horas, el coste operativo aproximado medio es de 6.300.000 €. Lo más importante y con mayor carga de operación es el alquiler de barcos y la posesión de seguros.

Mediante la figura 52 se estima el valor de 6.300.000 € aplicando 3.2 c€/MW y por partes queda como en la tabla 20:

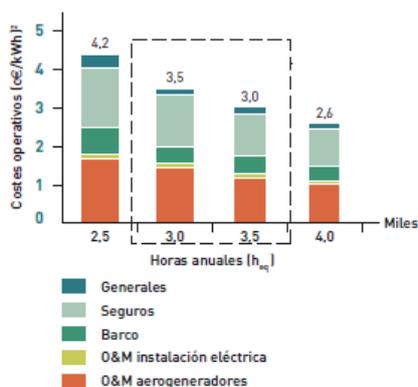


Figura 52. Costes operativos PER 2011-2020. Fuente: PER 2011-2020

Tabla 20. Costes operativos proyecto de estudio. Fuente: elaboración propia

<b>O&amp;M aerogeneradores</b>	<b>2.500.000 €</b>
<b>O&amp;M instalación eléctrica</b>	300.000 €
<b>Barcos</b>	600.000 €
<b>Seguros</b>	2.500.000 €
<b>Generales</b>	400.000 €

### 8.3 Estudio financiero

Para el estudio financiero nos hemos apoyado en el software para el cálculo del VAN, TIR y flujos de caja. Para ellos se han empleado los siguientes datos:

Relación de la deuda: 90 %

Deuda: 127.575.000 €

Capital: 14.175.000 €

Tasa de interés de la deuda: 3 %

Duración de la deuda: 20 años

Pagos de la deuda: 8.575.044 €

Mediante la fórmula 10 se obtienes el pago de la deuda:

$$Deuda = cuota\ anual \cdot \frac{1 - \left(1 + \frac{interés}{100}\right)^{-años\ en\ deuda}}{\frac{interés}{100}} \quad (10)$$

Los costes anuales se obtienen de la suma del pago de la deuda, y del coste de operación y mantenimiento (6.300.000 €), obteniéndose unos costes anuales de 14.875.044 €.

En el apartado de ahorros y rentas anuales, estos se componen por la renta de exportación de la electricidad (12.167.775 €) y por la renta por reducción de GEI (390.234 €), siendo un ahorro anual de 12.558.009 €. Estos ahorros se pueden calcular mediante la fórmula 11.

$$Ahorros\ anuales = (Tasa\ de\ exportación + renta\ de\ GEI) \cdot Producción\ anual \quad (11)$$

Mediante los datos anteriormente obtenidos se concluye el apartado de la viabilidad financiera con la figura 53.

El TIR es la tasa interna de retorno, es un indicador de rentabilidad de una inversión siendo a mayor TIR mayor rentabilidad. El VAN es el valor actual neto, es una herramienta de rentabilidad absoluta neta, y en él ya se descuenta la inversión inicial.

Los datos de este análisis son que el TIR es de -17.7 %, un dato negativo por lo que no es rentable y, además, el valor del VAN también es negativo, -24.173.041 €, siendo no rentable el parque.

La figura 53 representa el flujo de caja para los próximos 20 años en función de los datos suministrados. Se observa que en toda su evolución son datos negativos, y para una instalación rentable al cabo de no muchos años debería de dar beneficios y obtenerse datos positivos hacia el final de periodo. Es cierto que, a partir del año 15, la progresión es ascendente, sin embargo, el dinero que tiene que recuperar es muy grande por lo que los años que tendría que estar en funcionamiento serían demasiados.

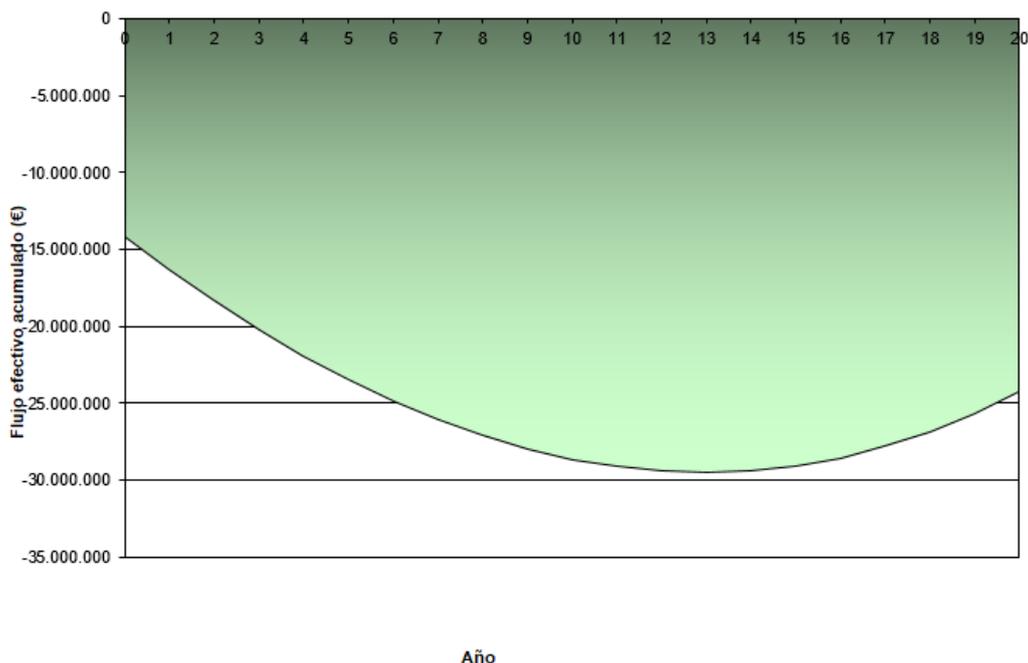


Figura 53. Flujo de caja acumulado. Fuente: RETScreen

### 8.4 Análisis de sensibilidad

Mediante el RETScreen, se ha realizado un análisis de sensibilidad para lo cual se han estudiado diferentes casos en función del umbral de rentabilidad obteniéndose tablas con valores que dan información acerca de cuándo sería rentable el proyecto.

Para un primer dato de umbral del 10 %, variando costos iniciales y la tarifa de explotación hasta un máximo de un 50%, a la vista de la tabla 21 solamente saldría rentable el proyecto según TIR si los costes iniciales se redujeran un 50 % y la tarifa de exportación aumentara un 50 %. En la situación normal, se tiene un porcentaje negativo del 17.7 %.

En cuanto al VAN, no va a depender de la variación del umbral, y a la vista de la tabla 22, solo saldría rentable si hubiera una disminución en los costes iniciales o si hubiera un aumento en la tarifa de exportación.

Tabla 21. TIR con umbral del 10 %. Fuente: RETScreen

Tarifa de exportación de electricidad		Costos iniciales				€
		70.875.000	106.312.500	141.750.000	177.187.500	212.625.000
€/MWh		-50%	-25%	0%	25%	50%
39,00	-50%	negativo	negativo	negativo	negativo	negativo
58,50	-25%	-17,2%	negativo	negativo	negativo	negativo
78,00	0%	0,5%	-7,5%	-17,7%	negativo	negativo
97,50	25%	7,8%	0,5%	-5,0%	-10,4%	-17,9%
117,00	50%	13,4%	5,6%	0,4%	-3,7%	-7,6%

Tabla 22. VAN. Fuente: RETScreen

Tarifa de exportación de electricidad		Costos iniciales				€
		70.875.000	106.312.500	141.750.000	177.187.500	212.625.000
€/MWh		-50%	-25%	0%	25%	50%
39,00	-50%	-59.044.825	-89.304.576	-119.564.326	-149.824.076	-180.083.826
58,50	-25%	-11.349.183	-41.608.933	-71.868.683	-102.128.433	-132.388.184
78,00	0%	36.346.459	6.086.709	<b>-24.173.041</b>	-54.432.791	-84.692.541
97,50	25%	84.042.102	53.782.352	23.522.602	-6.737.149	-36.996.899
117,00	50%	131.737.744	101.477.994	71.218.244	40.958.494	10.698.744

Ahora se va a probar con un umbral del 7.5 %. Viendo la tabla 23, hay otra opción de que sea rentable que es manteniendo la reducción al 50 % y dos opciones en la tarifa de exportación.

Tabla 23. TIR con umbral del 7.5 %. Fuente: RETScreen

Tarifa de exportación de electricidad		Costos iniciales				€
		70.875.000	106.312.500	141.750.000	177.187.500	212.625.000
€/MWh		-50%	-25%	0%	25%	50%
39,00	-50%	negativo	negativo	negativo	negativo	negativo
58,50	-25%	-17,2%	negativo	negativo	negativo	negativo
78,00	0%	0,5%	-7,5%	<b>-17,7%</b>	negativo	negativo
97,50	25%	7,8%	0,5%	-5,0%	-10,4%	-17,9%
117,00	50%	13,4%	5,6%	0,4%	-3,7%	-7,6%

Para ya terminar, se prueba con un umbral del 5 % (Tabla 24). Pues siendo así, se podría reducir el coste inicial un 25 % y no un 50 % pero con la condición de que saldría rentable si la tarifa de exportación aumentara un 50 %.

Tabla 24. TIR con umbral del 5 %. Fuente: RETScreen.

Tarifa de exportación de electricidad		Costos iniciales				€
		70.875.000	106.312.500	141.750.000	177.187.500	212.625.000
€/MWh		-50%	-25%	0%	25%	50%
39,00	-50%	negativo	negativo	negativo	negativo	negativo
58,50	-25%	-17,2%	negativo	negativo	negativo	negativo
78,00	0%	0,5%	-7,5%	<b>-17,7%</b>	negativo	negativo
97,50	25%	7,8%	0,5%	-5,0%	-10,4%	-17,9%
117,00	50%	13,4%	5,6%	0,4%	-3,7%	-7,6%

## 8.5 Regulación CO<sub>2</sub>

A partir de los cálculos realizados, la reducción neta de GEI es de 65.039 tCO<sub>2</sub>/año y de 1.300.779 tCO<sub>2</sub> en 20 años. El precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> es de 6 €/tCO<sub>2</sub> (Sendeco2,2017). Con ese precio y las toneladas al año de CO<sub>2</sub>, sale un ahorro de 390.234 € al año.

Sin embargo, este ahorro en el precio total de la instalación no es influyente. El VAN sin el ahorro del CO<sub>2</sub> es de -29.036.214 € y teniendo en cuenta la venta de CO<sub>2</sub> es de -24.173.041 €.

## 9 Impacto ambiental

### 9.1 Metodología

Con el estudio de impacto ambiental se pretende identificar los efectos que la instalación de este parque eólico pueda causar sobre el medio ambiente. La ley que rige este proceso es la Ley 21/2013, de 9 de diciembre. El esquema que debe llevar el estudio es el siguiente:

- Descripción del proceso y los actos que conlleva.

Se basa en una descripción detallada del proceso de construcción y explotación, y todo lo que puedan causar tales procesos al medio ambiente.

- Inventario ambiental.

Se pretende hacer una descripción exacta de los elementos que se encuentran en la zona relacionados directamente con el medio ambiente, y relacionarlos entre si. También evaluar cómo evolucionará esa zona con el paso del tiempo.

- Impactos.

Estudiar y evaluar los desperfectos que puedan causar los impactos negativos, dándole a cada uno una puntuación. Con todos estos impactos ya puntuados se hace una lista por orden jerárquico.

- Medidas de protección y corrección.

Con los impactos ya estudiados y definidos, es necesario la creación de medidas protectoras, preventivas y correctoras para preservar el medio ambiente. Es importante estudiar estas medidas de protección ya que pueden acarrear más problemas y generar impactos directos e indirectos.

- Vigilar el medio ambiente.

Es el encargado de asegurarse que todo se cumple según se ha proyectado y que tanto los impactos no van a más o surgen nuevos, como que se produce un exhaustivo cumplimiento de las medidas de protección y corrección.

### 9.2 Descripción del proceso

Como se ha expuesto en el apartado anterior lo primero en un estudio de impacto ambiental es la descripción del proceso, por tanto, en la tabla 25 se hace un breve resumen del proyecto:

Tabla 25. Especificaciones parque offshore. Fuente: elaboración propia

<b>Potencia del parque</b>	60 MW
<b>Número de aerogeneradores</b>	12
<b>Cimentación</b>	Flotante
<b>Anclaje</b>	Anclas
<b>Distancia a la costa</b>	25 km
<b>Profundidades</b>	45-80 m
<b>Instalación eléctrica</b>	Cableado enterrado a 2 m de profundidad

A su vez, es necesario documentar los procesos de construcción y explotación:

**Etapa de construcción:** Se basa en el proyecto previo, preparación de la zona de instalación, colocación de la plataforma semisumergible con el aerogenerador ya previamente colocado en un astillero, y la puesta en marcha del cableado eléctrico. Labores que deben de tenerse en cuenta:

- Suspensión de sedimentos: generados en la etapa de muestreo del fondo marino, denominados estudios geomorfológicos.
- Dragados: este proceso de extracción de arena del lecho marino producirá cambios en él.
- Ruido: se genera debido a los barcos y demás máquinas utilizadas para el montaje de los aerogeneradores.
- Vibraciones: son causadas principalmente durante la fase de colocación de los anclajes al suelo marino de las plataformas semisumergibles.
- Utilización de máquinas y embarcaciones: además del ruido, al clavar el ancla en el fondo marino esto produce daños.
- Vertidos: principalmente provenientes de las embarcaciones de las labores de montaje.
- Colocación de cables: las zanjas o surcos que se tengan que hacer, producirán un cambio significativo en el lecho marino.

Etapa de explotación: en esta etapa se va a llevar a cabo la puesta en funcionamiento de los aerogeneradores, su mantenimiento ante cualquier imprevisto y control de la estación transformadora. Labores a tener en cuenta:

- Cimentación y anclajes: esto supondrá una erosión continuada en el lecho marino.
- Vertidos: producidos por las embarcaciones de mantenimiento.
- Presencia de las instalaciones.
- Emisiones: producidas también por las embarcaciones de mantenimiento.
- Contaminación electromagnética: los cables por donde se transporta la electricidad producen campos electromagnéticos.
- Ruidos: causados por las palas de los aerogeneradores y esporádicamente con las embarcaciones o maquinaria de mantenimiento.
- Contaminación lumínica: por las señales de luz que poseen los aerogeneradores y embarcaciones.

## **9.3 Registro ambiental en la Comunidad Valenciana**

### **9.3.1 Temperaturas y precipitaciones**

El clima en la Comunidad Valenciana es un clima mediterráneo. Hay diversas variaciones en cuanto al clima en lo que es la comunidad autónoma, sin embargo, en la zona de Sagunto se trata de un clima mediterráneo típico. Este se extiende por toda la costa, lugar donde se encuentran las grandes ciudades, y se caracteriza por unos inviernos muy poco fríos debido a la acción del mar, unos veranos largos y calurosos con máximas de 40 °C y primaveras y otoños variables tanto en temperaturas como en precipitaciones. Estas precipitaciones se concentran en primavera y otoño, con una peculiaridad, la gota fría.

La tabla 26 recoge temperaturas y precipitaciones anualmente (9).

Tabla 26. Temperaturas y precipitaciones. Fuente: aemet

Mes	Temperaturas (°C)	Precipitaciones (mm)
Enero	11.8	37
Febrero	12.5	36
Marzo	14.4	33
Abril	16.2	38
Mayo	19	39
Junio	22.9	22
Julio	25.6	8
Agosto	26.1	20
Septiembre	23.5	70
Octubre	19.7	77
Noviembre	15.3	47
Diciembre	12.6	48

La media de temperatura al año es de 18.3 °C y la de precipitaciones de 475 mm.

### 9.3.2 Sismología

España no se considera un país con peligro de terremotos, pero si que es cierto que hay zonas que son más propensas. La zona de Murcia y Andalucía son las más castigadas por este fenómeno.

En cuanto a la Comunidad Valenciana, en la siguiente figura se puede observar que hay un pequeño peligro de terremoto, si es cierto que la provincia de Alicante es la más castigada por los terremotos. En la zona de estudio (Figura 54) del parque offshore, se aprecian pequeños puntos, son leves temblores que con muy poca frecuencia sacuden la zona. Son generados por la colisión de dos grandes estructuras corticales: la cordillera Ibérica y la cordillera Costero Catalana.

Otro dato negativo en cuanto a la sismicidad es la plataforma Castor, situada entre las provincias de Castellón y Tarragona, genera movimientos debido a las presiones que genera. Ahora mismo esta plataforma se encuentra parada, debido a estos sismos, por tanto, no es problema para el proyecto que se está realizando.



Figura 54. Mapa sísmico España. Fuente: instituto Geográfico Nacional (IGN)

### 9.3.3 Temperatura del agua y composición

La temperatura del agua en invierno registra sus valores más bajos, siendo en febrero el más frío con 13 °C, mientras que los más altos se dan en la estación de verano, concretamente en el mes de agosto con una temperatura media de 26 °C. La temperatura media anual es de 18.5 °C.

En cuanto a su composición, su salinidad es de 37 g/l y su concentración de oxígeno es de 7 mg/l. El nivel de pH es 7.

### 9.3.4 Vegetación marina

Dentro del Estudio de Impacto Ambiental lo relacionado con la vegetación y flora de la zona es de especial importancia. Y esto es porque un cambio en esta vegetación marina acarrearía un cambio significativo en la zona, tanto para los animales como para el equilibrio de las aguas.

Cabe destacar que la vegetación no es la misma en la costa que en la zona de instalación del parque, debido mayormente a la profundidad, sin embargo, al haber un cableado eléctrico que modificará el lecho marino, se consideran todas las especies. (10) Y son las siguientes:

- Acetabularia acetabulum.
- Amphiroa rigida.
- Bryopsis dúplex.
- Caulerpa prolifera.
- Cladophora pellucida.
- Codium bursa.
- Corallina mediterránea.
- Cymodocea nodosa
- Cystoserua spinosa
- Dictyopteris polypodioides
- Dictyota dichotoma
- Flabellia petiolata
- Halimeda tuna
- Haliptilon virgatum
- Halopithys incurva
- Herposiphonia secunda
- Jania rubens
- Lithophyllum incrustans
- Lithophyllum tortuosum
- Mesophyllum lichenoides

- Nitophyllum punctatum
- Peyssonnelia squamaria
- Phyllophora crispa
- Polysiphonia sertularioides
- Posidonia oceánica
- Rytiphalea tinctoria
- Scinaia complanata
- Ulva compressa
- Ulva intestinalis
- Ulva rígida
- Valonia macrophysa
- Wrangelia penicillata

### 9.3.5 Aves

En las instalaciones eólicas las aves son probablemente la especie más castigada, debido a la gran altura de los aerogeneradores y grandes dimensiones de sus palas. Las aves chocan con ellos incrementándose en las horas de poca luz. Debido a esta situación, en las zonas próximas a reservas naturales de especies voladoras está prohibido la implantación de estos parques. Para la información necesaria se ha consultado la base de datos digital de la Conselleria de Infraestructuras, Territorio y Medio Ambiente. (10)

Las distintas aves que se pueden encontrar son las siguientes:

- Aeshna mixta (libélula)
- Alcedo atthis (martín pescador común)
- Ardea cinérea (garza real)
- Ardea purpurea (garza imperial)
- Athene noctua (mochuelo europeo)
- Buteo buteo (águila ratonera)
- Caprimulgus europaeus (chotacabras europeo)
- Cettia cetti (ruiseñor bastardo)
- Charadrius alexandrinus (frailecillo blanco)
- Cisticola juncidis (buitrón)
- Delichon urbicum (avión común)
- Gallinula chloropus (polla común)
- Himantopus himantopus (cigüeñuela común)
- Hirundo rustica (golondrina común)
- Larus michahellis (gaviota patiamarilla)
- Larus ridibundus (gaviota reidora)
- Merops apiaster (abejaruco común)
- Motacilla alba (lavandera blanca)
- Parus ater (carbonero garrapinos)
- Saxicola torquatus (tarabilla común)
- Upupa epops (abubilla)

### 9.3.6 Mamíferos

Consultando en la misma página del apartado anterior, se pueden encontrar los mamíferos que habitan esa zona, no son muchos debido a que, al ser un mar, tanto la extensión como las rutas que puedan tomar son de menor tamaño que en los océanos.

Son los siguientes:

- Balaenoptera physalus (ballena de aleta)
- Delphinus delphis (delfín común oceánico)
- Globicephala melas (calderón común)
- Grampus griseus (delfín gris)
- Physeter macrocephalus (cachalote)
- Stenella coeruleoalba (delfín listado)

- *Ziphius cavirostris* (ballenato de Cuvier)

### 9.3.7 Reptiles

En cuanto a los reptiles, habrá que tener un especial cuidado con la especie *Caretta Caretta* debido a su condición de peligro de extinción.

Son los siguientes:

- *Caretta caretta* (tortuga boba)
- *Emys orbicularis* (galápago europeo)
- *Mauremys leprosa* (galápago leproso)
- *Pelophylax perezi* (rana común)
- *Trachemys scripta* (tortuga pintada)

### 9.3.8 Peces

La zona de instalación del parque goza de una gran cantidad de peces en sus aguas, así pues, algunas de las especies son las siguientes:

- |   |  |
|---|--|
| - <i>Aidablennius sphyinx</i> (dormilaga de roca) | - <i>Coryphaena hippurus</i> (dorado)                |
| - <i>Anguilla anguilla</i> (anguila común)        | - <i>Coscinasterias tenuispina</i> (estrella de mar) |
| - <i>Aphanius iberus</i> (fartet)                 | - <i>Cyprinus carpio</i> (carpa común)               |
| - <i>Arbacia lixula</i> (erizo de mar)            | - <i>Dasyatis pastinaca</i> (raya látigo)            |
| - <i>Atherina boyeri</i> (pejerrey mediterráneo)  | - <i>Dentex dentex</i> (dentón común)                |
| - <i>Barbus guiraonis</i> (barbor mediterráneo)   | - <i>Dicentrarchus labrax</i> (lubina)               |
| - <i>Belone belone</i> (aguja)                    | - <i>Diplodus annularis</i> (raspallón)              |
| - <i>Carassius auratus</i> (carpín dorado)        | - <i>Euthynnus alletteratus</i> (bacoreta)           |
| - <i>Chromis chromis</i> (castañuela)             | - <i>Gobius paganellus</i> (bobi)                    |
| - <i>Cobitis palúdica</i> (colmilleja)            | - <i>Hexaplex trunculus</i> (caracola)               |
| - <i>Conger conger</i> (congrío común)            | - <i>Labrus viridis</i> (tordo verde)                |
| - <i>Coris julis</i> (julia)                      | - <i>Lichia amia</i> (palometón)                     |
| -   | - <i>Lithognathus mormyrus</i> (pez herrera)         |
|   | - <i>Liza aurata</i> (lisa dorada)                   |

### 9.3.9 Ecosistemas de la zona

La Comunidad Valenciana tiene un litoral en cuanto a diversidad, ya que se puede encontrar acantilados, playas vírgenes, bahías, dunas y deltas de ríos. Más concretamente para la zona de estudio, se caracteriza por sus playas y zonas bajas y extensas de arena.

Próximo a la zona del parque, se encuentran las Islas Columbretes, es un archipiélago formado por 4 grupos de islas volcánicas y que tiene el título de reserva natural. En estas islas se pueden encontrar

especies en peligro de extinción, siendo algunas de ellas el halcón de Eleonor y la gaviota de Audouin. También esa zona es rica en pesca.

### **9.3.10 Corredores biológicos**

Estos son los caminos o rutas que usan los animales para desplazarse de un lugar a otro. Son tremendamente importantes ya que de ellos dependen las especies animales para reproducirse, comer o simplemente moverse libremente.

En la Comunidad Valenciana se aprobó el Decreto 1/2011, de 13 de enero, por el cual se obliga al mantenimiento y cuidado de estos corredores ya existentes.

La zona de estudio no tiene ninguna ruta migratoria por tanto no se considera un corredor biológico.

### **9.3.11 Pesca**

En relación con la actividad pesquera del municipio de Sagunto y alrededores, es bastante baja, de un 0.35 % del total de la Comunidad Valenciana. La cofradía de pescadores de la ciudad de Sagunto cuenta con 25 barcos de trasmallo y 1 de arrastre.

Históricamente, esta ciudad y sus localidades costeras han gozado de una gran tradición pesquera, pero debido a la contaminación, construcción de puertos y con ello un cambio en las corrientes y lechos marinos, y la pesca industrial, el número de pescadores y demás trabajos relacionados con la pesca han descendido en picado.

### **9.3.12 Población**

Sagunto es la capital de la comarca del Campo de Murviedro y cuenta con 64439 habitantes, ocupando el décimo puesto como municipio más poblado de la Comunidad Valenciana.

La particularidad de esta población es la de tener dos núcleos principales: Sagunto, que cuenta con 23033 habitantes, y el resto, se encuentran en el núcleo de Puerto de Sagunto (41406 habitantes).

## **9.4 Identificación de impactos**

### **9.4.1 Medio inerte**

#### **9.4.1.1 Agua**

- **Hidrografía**

En la etapa de construcción las mareas y corrientes se podrán ver afectadas por los dragados y voladuras necesarias para la aclimatación del suelo, para los anclajes de la plataforma y las zanjas de la red eléctrica.

En la fase de explotación este efecto será menor ya que los trabajos anteriormente dichos no son necesarios, y lo único que provocará algún cambio será el propio aerogenerador con la plataforma.

- Calidad del agua

Con las labores de construcción se va a perder calidad del agua, al distribuir y suspender las partículas de sedimento de un lugar a otro. Esto provocará turbidez. Otro aspecto que puede dañar la calidad del agua son los vertidos provenientes de las embarcaciones tanto de construcción como de mantenimiento.

- Temperatura y campo electromagnético

En este aspecto, la temperatura del agua se podría ver afectada por alguna labor de soldadura tanto en la fase de construcción como en la de explotación, pero no es de gran relevancia.

En cuanto a la generación de un campo electromagnético, los cables soterrados crean este campo que podría ser perjudicial para la fauna marina de la zona. Se tendría que realizar un estudio en la zona acerca de esta generación de campos electromagnéticos.

#### 9.4.1.2 Aire

- Ruido

En la etapa de construcción se va a recoger la mayor cantidad de ruido, debido a la maquinaria necesaria para instalar los aerogeneradores, maquinas dragadoras y el ruido de las explosiones de las voladuras para el cableado eléctrico.

En la etapa de explotación el ruido predominante será el generado por las palas de los aerogeneradores al girar, también de algún buque o labor de mantenimiento, pero en menor medida. El valor de ruido que genera el aerogenerador colocado es de 100 dB.

Este apartado es delicado ya que, sobre todo las aves, se podrían ver muy afectadas por este inusual ruido, haciendo que cambien sus rutas migratorias o desconcertándolas y provocar un choque contra el aerogenerador. Dentro del agua este ruido no será tan perceptible, pero si que podría resultar molesto para la vida de continuo en tal zona.

- Emisiones contaminantes

Es cierto que la energía eólica provoca cero emisiones de  $CO_2$ , sin embargo, tanto en la etapa de construcción como de explotación hay embarcaciones las cuales, si que emiten gases contaminantes, como por ejemplo  $CO_2$ ,  $SO_2$  y  $NO_2$ .

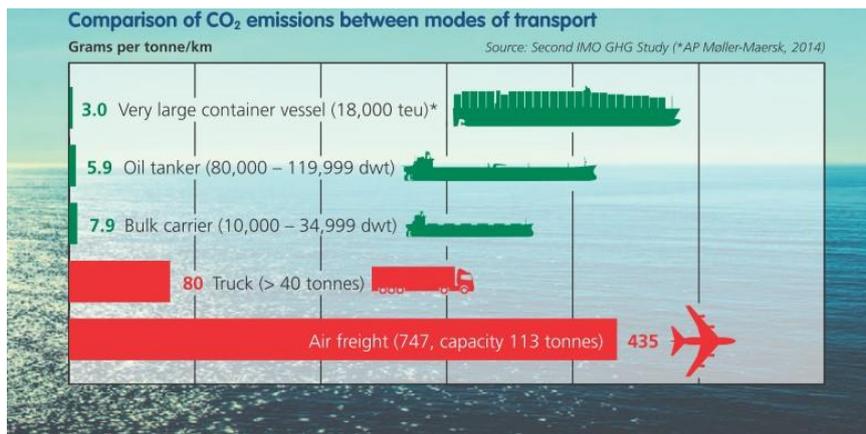


Figura 55. Emisiones de CO2. Fuente: International Chamber of Shipping (ICS)

A la vista de la figura 55 queda muy claro que el problema de emisiones gaseosas no va a ser un problema relevante.

#### 9.4.1.3 Lecho marino

- Topografía

El relieve del lecho marino se va a ver afectado por las labores de construcción, tanto por los anclajes de las plataformas como por las zanjas del cableado eléctrico.

- Calidad del lecho marino

La calidad del suelo se verá afectada debido a las labores de trabajo que producirán movimientos de sedimentos y destrucción de hábitats originales.

#### 9.4.1.4 Procesos

- Erosión

La erosión se va a producir principalmente en la etapa de construcción, la colocación de los anclajes al lecho marino provocará cambios en él y en la creación de las zanjas para el cableado eléctrico. Estos procesos provocarán un cambio en el fondo marino pudiendo destruir plantas submarinas o hábitats de alguna especie marina, sobre todo moluscos que se trasladan por el suelo.

- Movimiento del aire

En la etapa de explotación el movimiento de las palas de los aerogeneradores provocará corrientes de aire que podrán ser perjudiciales para alguna especie de ave si se encuentra cerca del giro de dichas palas.

## **9.4.2 Medio Biótico**

### **9.4.2.1 Peces, mamíferos y reptiles**

En cuanto a los animales que habitan en el agua, estos se verán afectados mayormente en la etapa de construcción. En esta etapa todo el trasiego de embarcaciones, las operaciones con las máquinas, las voladuras en el lecho marino y vertidos provocarán un grave trastorno en las especies que habiten en esa zona. También todo el ruido que se produce con estas operaciones será un aspecto muy negativo en la vida de estos animales.

Todo esto puede causar desde el abandono de su hábitat, teniendo que buscar otro lugar donde vivir, cazar o reproducirse, lo que no es favorable para algunas especies muy delicadas, e incluso podría llegar a provocar la muerte de alguna especie por toda esta alteración.

### **9.4.2.2 Aves**

Para las aves, no será tan problemática la etapa de construcción, sino que será la etapa de explotación la que más problemas va a acarrear. En ella, el movimiento de las aspas de los aerogeneradores son tremendamente peligrosas para las aves, ya que pueden provocar un cambio en sus rutas, por el mero hecho de que hay una barrera en su camino o incluso podrían chocar llegando a morir. El ruido que provocan estos aerogeneradores también supondrá un escollo para las aves ya que intentaran esquivar esa zona.

Otro punto a tener en cuenta podría ser que con la falta de peces al cambiar de hábitat, las aves no pudieran cazar en esas aguas teniendo que cambiar su zona de caza.

### **9.4.2.3 Bentos**

Los organismos que habitan el fondo de los ecosistemas acuáticos se verán afectados en la etapa de construcción por todo el movimiento de sedimentos y posible destrucción de alguna parte del lecho, causando graves trastornos en estos organismos.

### **9.4.2.4 Vegetación**

En la zona de instalación del parque hay profundidades de hasta 80 metros por lo que alguna especie marina de alga o tipo de vegetación existirá, siendo estas dañadas al realizar los anclajes de las plataformas y zanjas del cableado. Esta vegetación se verá más afectada cuanto más próximo esté a la costa, en la parte por donde pase el cableado eléctrico.

## 9.4.3 Medio socioeconómico

### 9.4.3.1 Paisaje

Los aerogeneradores provocan un impacto visual notable, más acrecentado en tierra ya que son más accesibles y quedan más a la vista. En el caso de este proyecto, la eólica offshore también provoca un impacto visual, pero en menor medida.

Como se observa en la figura 56, en el caso de este proyecto el impacto visual sería prácticamente nulo, estando el parque de estudio a 25 km de a costa, ya que al sobrepasar los 22 km es casi inapreciable su visibilidad.



Figura 56. Impacto visual. Fuente: agencia andaluza de la energía

- Contaminación lumínica

En este aspecto si que podría ser más visible desde la costa. Estos aerogeneradores tienen unas señales luminosas en lo alto para señalar en la noche de su presencia tanto a barcos como aviones.

### 9.4.3.2 Navegación

Como se vio en el apartado de tráfico marítimo, la zona del parque está libre de rutas por lo que no sería un impedimento en cuanto a la navegación. El único problema sería en la navegación de embarcaciones privadas, que tendrían que cambiar su ruta.

### 9.4.3.3 Pesca

Al verse modificado el tráfico marítimo y por razones de seguridad, los barcos pesqueros no podrán usar la zona del parque eólico, por tanto tendrán que rodear la zona. También es posible que al haber trabajado sobre la zona, los peces y demás animales se vayan de allí y esa zona quede sin posibilidad de pescar.

#### 9.4.3.4 Turismo

En este aspecto hay dos posibilidades, que los turistas aprecien el parque eólico y sea un aliciente para la zona, donde se podría visitar el parque más de cerca para observar y apreciar sus grandes dimensiones, o en contraposición, aquellos turistas que no les guste la idea de ver contaminado el mar en su ser original.

#### 9.4.3.5 Empleo

En la etapa de construcción se generarán muchos puestos de empleo debido a las grandes dimensiones que se manejan, además sería un proyecto largo por lo que los trabajadores se instalarán en la ciudad o municipios cercanos. También para las labores de mantenimiento harían falta personas encargadas de ello.

### 9.5 Valoración de impactos. Matriz de Leopold

Para la valoración de impactos se utiliza un método cualitativo llamado matriz de Leopold, creado en 1971. Con este método se identifica el impacto inicial de un proyecto en un entorno natural.

#### 9.5.1 Cálculo de índice de incidencia

Todas las acciones provocan un impacto, y ello se mide mediante los atributos de la tabla 27:

Tabla 27. Atributos matriz Leopold. Fuente: elaboración propia

ATRIBUTO	CARÁCTER DEL ATRIBUTO	CÓDIGO VALOR
<b>Signo del efecto</b>	Benéfico	+
	Perjudicial	-
	Indeterminado	x
<b>Inmediatez</b>	Directo	3
	Indirecto	1
<b>Acumulación</b>	Simple	1
	Acumulativo	3
<b>Momento</b>	A corto plazo	3
	A medio plazo	2
	A largo plazo	1
<b>Persistencia</b>	Temporal	1
	Permanente	3
<b>Reversibilidad</b>	A corto plazo	1
	A medio plazo	2
	A largo plazo o irreversible	3
<b>Recuperabilidad</b>	Fácil	1
	Media	2
	Difícil	3
<b>Continuidad</b>	Continuo	3
	Discontinuo	1
<b>Periodicidad</b>	Periódico	3
	Irregular	1

El índice de incidencia será un valor comprendido entre 0 y 1 y su fórmula es:

$$I_{estandarizada} = \frac{I - I_{min}}{I_{max} - I_{min}}$$

- $I_{max}$ : la suma de los valores más grandes de cada atributo.  $I_{max} = 24$

- $I_{min}$ : la suma de los valores más pequeños de cada atributo.  $I_{min} = 8$

Los índices de incidencia se les otorga una calificación (tabla 28)

Tabla 28. Calificación del impacto. Fuente: libro evaluación del impacto ambiental

CALIFICACIÓN DEL IMPACTO			
I=0.66-1	I=0.37-0.65	I=0.16-0.36	I=0-0.15
CRÍTICO	SEVERO	MODERADO	COMPATIBLE
No se puede recuperar.	Se recupera, pero con muchas dificultades.	Se recupera incluso sin medidas correctoras.	Se recupera fácilmente.

Se ha creado una leyenda por colores para facilitar el entendimiento de la matriz de Leopold (Figura 57):



Figura 57. Leyenda matriz Leopold. Fuente: elaboración propia

A la vista de la matriz ya completada, se concluye que la fase de cimentación y cableado eléctrico son las más perjudiciales y los aspectos ambientales más dañados son las aves y animales marinos, el ruido y el paisaje.

No hay ningún efecto crítico por lo que mediante medidas correctoras los impactos severos podrían corregirse. Estos impactos severos recaen sobre los animales marinos en la etapa de construcción y encima de las aves en la etapa de explotación.

Tabla 29. Matriz de Leopold. Fuente: elaboración propia

		Actividades/Acciones del proyecto											Sumatorio ponderando el tiempo de cada fase		
		Fase de construcción				Explotación			Desmantelamiento						
		Colocación sistema anclaje	Transporte partes al astillero por medio terrestre	Montaje plataforma y aerogenerador	Transporte del conjunto al mar	Instalación eléctrica	Funcionamiento aerogeneradores	Mantenimiento y sistemas de control	Transporte para mantenimiento	Retirada de aerogeneradores	Desarme de la red eléctrica	Desmonte del sistema de anclaje		Restauración del medio	
Factores ambientales	Agua	Calidad	-0,13				-0,25				-0,25	-0,13		-0,04	
		Corrientes	-0,06				-0,19	-0,13			-0,19	-0,06		-0,15	
		Temperatura													
	Aire	Calidad	-0,28	-0,19	-0,19	-0,28	-0,28		-0,13	-0,28	-0,28	-0,28		-0,31	
		Ruido	-0,31	-0,25	-0,25	-0,25	-0,31	-0,44		-0,25	-0,25	-0,31	-0,31	-0,78	
	Fondo marino	Calidad													
		Topografía													
	Procesos	Erosión	-0,50				-0,50				-0,50	-0,50		-0,20	
		Movimientos de aire						-0,44						-0,35	
	Fauna	Peces y mamíferos	-0,50				-0,50	-0,31			-0,50	-0,50	+0,38	-0,41	
		Aves	-0,25			-0,25	-0,25	-0,50		-0,25	-0,25	-0,25	+0,38	-0,51	
		Bentos	-0,31				-0,31				-0,31	-0,31	+0,38	-0,09	
		Especies amenazadas	-0,50				-0,50	-0,31			-0,50	-0,50	+0,38	-0,16	
	Flora	Vegetación					-0,50				-0,50		+0,44	-0,06	
	Factor estético y humano	Paisaje diurno	-0,25	-0,25	-0,31	-0,25	-0,31	-0,50	-0,25	-0,25		-0,31	-0,25	+0,38	-0,96
		Paisaje nocturno						-0,50						-0,40	
	Usos del suelo	Navegación				-0,13	-0,25				-0,13	-0,25		-0,08	
		Pesca				-0,13	-0,25				-0,13	-0,25		-0,08	
Sumatorio por fases		-3,09	-0,69	-0,75	-1,28	-4,41	-2,81	-0,25	-0,63	-1,03	-4,41	-3,09	2,31		

## **9.6 Medidas preventivas**

### **9.6.1 Lecho marino**

Para que el impacto en el lecho marino sea menor, se podrían tomar soluciones como por ejemplo, al realizar voladuras, que sean estrictamente necesarias y sin más cantidad de pólvora de la que se necesita, en los procesos de dragado hacerlo en las zonas delimitadas y dejando tiempo para que los sedimentos se posen de nuevo. Otra medida sería la colocación de anclas que provoquen el menor impacto, con tamaños más reducidos.

### **9.6.2 Animales marinos**

En apartados anteriores se ha hecho una lista con las especies animales que habitan por la costa de Valencia y Castellón, pero a la hora de realizar los procesos de construcción se tendría que estudiar la zona de emplazamiento del parque para ver en ese momento con que especies de animales se encontrarían los trabajadores.

Los procesos que más les afectarán serán los de anclaje de las plataformas y las zanjas del cableado eléctrico. También especial atención a los posibles vertidos que pudieran arrojar las embarcaciones al mar, ya que, al estar en una zona delimitada, estos residuos se concentrarían y serían aún más perjudiciales.

Se tendrá que tener especial cuidado con alguna posible ruta migratoria o zona de reproducción para interferir lo menos posible en el curso natural.

### **9.6.3 Aves**

Como se ha comentado anteriormente, las aves son las más perjudicadas en la etapa de explotación, por tanto las medidas que se tomen van a ser duraderas en el tiempo. Revisar las rutas migratorias y de reproducción.

En este aspecto no se puede hacer mucho más, ya que no se pueden pintar las palas de los aerogeneradores de colores más vistosos o poner señales acústicas. La separación estudiada en apartados anteriores es grande por lo que pueden volar sin peligro.

## **9.7 Medidas correctoras**

### **9.7.1 Ruido**

El ruido va a estar presente en todas las etapas del parque, y es algo inevitable.

Una de las primeras acciones que se deben tomar es la revisión de toda la maquinaria para comprobar que funciona correctamente y sus niveles de ruido son los establecidos por los fabricantes. También, para molestar lo menos posible, que el trabajo se haga en horas que los animales no duerman o se estén reproduciendo.

El ruido que generan los aerogeneradores no se puede mitigar, pero los nuevos modelos, como el que se ha instalado, poseen un control de ruido para proteger el medio ambiente lo máximo posible.

Hay técnicas para evitar que el ruido y vibraciones submarinas se propaguen más de lo querido. Este proceso se basa en crear capas de burbujas, como si fueran cortinas, con el fin de absorber ese ruido y esas vibraciones.

### **9.7.2 Emisiones**

Como medida correctora es la revisión periódica de la maquinaria y embarcaciones que desarrollen todos los trabajos del parque.

## **9.8 Medidas compensatorias**

### **9.8.1 Lecho marino**

El cambio del lecho marino va a ser inevitable, por lo que una medida compensatoria sería restaurar las zonas donde se han hecho las zanjas para perder el menor hábitat posible.

## **9.9 Emisiones de $CO_2$**

Las emisiones de  $CO_2$  de los aerogeneradores son nulas, por tanto todas las emisiones producidas en la etapa de construcción debido a las embarcaciones, se verán compensadas por todos los años que se estará generando electricidad sin contaminar el aire con una sola partícula de  $CO_2$ .

El factor de emisión de GEI facilitado por RETScreen es de 0.462 t $CO_2$ /MWh. Si se compara la generación de energía producida por este parque como si fuera una central térmica, expulsando  $CO_2$ , la multiplicación del factor GEI por 155601.4 MWh, resulta 65.039 toneladas de  $CO_2$  al año que no serán expulsadas a la atmósfera.

## **9.10 Retorno social**

La construcción de un parque de estas dimensiones genera una gran cantidad de empleos, y no solo directos, sino también indirectos, que ayudarán a las ciudades próximas. También destacar que es una obra larga, no es cuestión de meses, por lo que dará estabilidad a la zona y generará riqueza.

Otro aspecto es la conciencia que generaría en la zona, ya que el hecho de tener un parque de energía renovable y no contaminante serviría para una concienciación del medio ambiente y el progresivo alejamiento de los combustibles fósiles.

## 10 Conclusiones

Una vez finalizado el proyecto se llegan a las siguientes conclusiones:

- en primer lugar, España no es un lugar muy apto para los parques marinos offshore, y la Comunidad Valenciana no es el lugar más propenso. Las zonas aptas son muy limitadas, por lo que encontrar un lugar idóneo es complicado, las velocidades medias medidas en la zona de instalación del parque son muy bajas, siendo en verano casi el mínimo para el funcionamiento del aerogenerador. El tráfico marítimo acota aún más esas zonas aptas y junto con la batimetría, dificulta en gran medida la colocación de un parque marino. En este caso, la profundidad es aceptable pero mucho mayor que en los países con grandes parques offshore. El viento tiene varias componentes predominantes por lo que es otro punto en contra, aunque si que es cierto que en cuanto a corrientes y oleaje, el Mar Mediterráneo es apto para la colocación de aerogeneradores marinos. En la zona de estudio la densidad de potencia obtenida es baja en comparación con otras zonas del litoral español.
- En cuanto a la energía producida, los valores de NHE y Fc son aptos pero muy ajustados al mínimo para un parque eólico offshore. Con las pruebas de las distintas alternativas se consigue una potencia de 183060.47 MWh/año, sin pérdidas, siendo una cantidad de energía muy por debajo de los parques del norte de Europa.
- Al realizarse el estudio de la viabilidad económica nuevamente la conclusión es la no rentabilidad de este proyecto. Los costes de inversión en este tipo de instalaciones offshore son más elevados que en los onshore, así, aquí la inversión inicial asciende a 141.750.000 €. Debido a la poca producción de energía, esta inversión no sale rentable y en todos los años de vida del parque hay pérdidas. Sólo se podría ver rentable este proyecto si la tarifa de exportación de la electricidad subiera o si el coste de inversión inicial fuera menor en un elevado porcentaje, y ambas cosas son realmente improbables.
- Relativo al Estudio de Impacto Ambiental, la zona del litoral de la Comunidad Valenciana es rica en flora y fauna, con gran cantidad de espacios protegidos por ser una zona de paso migratorio. La temperatura del agua y su calma hace del Mar Mediterráneo un lugar idóneo para la proliferación de especies marinas, siendo esto un problema a la hora de la instalación de estas dimensiones. Con las medidas expuestas en este proyecto, los daños sobre todos los seres vivos de la zona serían controlados y no supondrían un factor clave para la no construcción del parque.

## 11 Bibliografía

- (1): The European Wind Energy Association, [www.ewea.org](http://www.ewea.org), [consulta] julio 2017.
- (2): Plan de Energías Renovables 2011-2020 del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (PER 2011-2020), [consulta] julio 2017.
- (3): Atlas eólico del IDAE, [www.atlaseolico.idae.es/meteosim/](http://www.atlaseolico.idae.es/meteosim/), [consulta] julio 2017.
- (4): Marine Traffic: Inteligencia global de rastreo de buques, mapas de densidad, [www.marinetraffic.com](http://www.marinetraffic.com), [consulta] julio 2017.
- (5): Puertos del Estado, oceanografía, [www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx](http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx), [consulta] julio 2017.
- (6): norma internacional IEC 61400.
- (7): OMIE, informe anual, memoria 2016, [www.omie.es/inicio/publicaciones/informe-anual](http://www.omie.es/inicio/publicaciones/informe-anual) [consulta] julio 2017.
- (8): Sendeco2, precios, [www.sendeco2.com/es/precios-co2](http://www.sendeco2.com/es/precios-co2), [consulta] julio 2017.
- (9): Agencia estatal de meteorología, servicios climáticos, datos climatológicos, [www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos](http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos), [consulta] julio 2017.
- (10): Conselleria de Infraestructuras, Territorio y Medio Ambiente, banco de Datos de Biodiversidad de la Comunidad Valenciana, [www.bdb.cma.gva.es](http://www.bdb.cma.gva.es), [consulta] julio 2017.
- (11): Ministerios de Industria, Turismo y Comercio, de Medio Ambiente, y de Agricultura, Pesca y Alimentación, Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos, 2009.



# **PRESUPUESTO**

## Presupuesto: Índice

Presupuesto desglosado	81
Presupuesto por capítulos	84
Resumen	85

## PRESUPUESTO DESGLOSADO

Nº de Orden	Nº de Precio		Descripción	Rend.	Precio (€/unidad)	Importe (€)
1			PLATAFORMA Y AEROGENERADOR			
1.1	P1.1	Ud	Ensamblaje plataforma generador			
			COSTES DIRECTOS			
	1	Ud	Gamesa G132-5.0	1	5.000.000	5.000.000
	2	Ud	Plataforma	1	2.500.000	2.500.000
	3	h	Operario especialista metal	35	21,8	763
	4	h	Jefe de obra	20	24	480
	5	h	Operario base	210	16	3.360
	6	día	Maquinaria	5	7.200	36.000
	%		Costes Directos Complementarios	2		150.812
			TOTAL COSTES DIRECTOS			7.691.415
			COSTES INDIRECTOS			
	%		Costes indirectos	3		230742,4518
			<b>Total</b>			<b>7.922.157,51 €</b>
1.2	P1.2	Ud	Colocación en el agua			
			COSTES DIRECTOS			
	7	día	Barco especial remolcador	1	7.800	7.800
	%		Costes Directos Complementarios	2		156
			TOTAL COSTES DIRECTOS			7.956
			COSTES INDIRECTOS			
	%		Costes indirectos	3		238,68
			<b>Total</b>			<b>8.194,68 €</b>
2			PLATAFORMA Y ANCLAJE			
2.1	P2.1	Ud	Sistema de anclaje al lecho marino			
			COSTES DIRECTOS			
	8	Ud	Maquinaria perforadora	1	10.000	10.000
	9	Ud	Pilotes	1	130.000	130.000
	10	h	Operario especialista	10	18	180
	5	h	Operario base	18	16	288
	12	día	Barco con grua	1	55.000	55.000
	%		Costes Directos Complementarios	2		3909,36
			TOTAL COSTES DIRECTOS			199.377
			COSTES INDIRECTOS			

	%		Costes indirectos	3		5981,3208
			<b>Total</b>			<b>205.358,68 €</b>
2.2	P2.2	Ud	Sistema de sujeción. Cadenas de los pilotes a la plataforma. 4 por plataforma.			
<b>COSTES DIRECTOS</b>						
	13	m	Cadenas	4.000	240	960.000
	10	h	Operario especialista	10	18	180
	5	h	Operario base	18	16	288
	12	día	Barco con grua	1	55.000	55.000
	%		Costes Directos Complementarios	2		20309,36
			<b>TOTAL COSTES DIRECTOS</b>			<b>1.035.777</b>
<b>COSTES INDIRECTOS</b>						
	%		Costes indirectos	3		31073,3208
			<b>Total</b>			<b>1.066.850,68 €</b>
<b>3 PARTE ELÉCTRICA</b>						
3.1	P3.1	Ud	Cable enterrado			
<b>COSTES DIRECTOS</b>						
	14	h	Operario eléctrico	5	20	100
	15	h	Operario eléctrico base	10	14	140
	16	m	Cable	1	350	350
	17	m	Protector cable	1	40	40
	18	día	Barco especial	1	60.000	60.000
	%		Costes Directos Complementarios	2		1212,6
			<b>TOTAL COSTES DIRECTOS</b>			<b>61842,6</b>
<b>COSTES INDIRECTOS</b>						
	%		Costes indirectos	3		1855,278
			<b>Total</b>			<b>63.697,88 €</b>
3.2	P3.2	Ud	Subestación eléctrica			
<b>COSTES DIRECTOS</b>						
	14	h	Operario eléctrico	8	20	160
	15	h	Operario eléctrico base	14	14	196
	19	Ud	Subestación eléctrica	1	7.000.000	7.000.000
	2	Ud	Plataforma	1	2.500.000	2.500.000
	12	día	Barco con grua	2	55.000	110.000
	%		Costes Directos Complementarios	2		192207,12
			<b>TOTAL COSTES DIRECTOS</b>			<b>9802563,12</b>
<b>COSTES INDIRECTOS</b>						
	%		Costes indirectos	3		294076,8936

			<b>Total</b>			<b>10.096.640,01 €</b>
<b>4</b>			<b>ESTUDIOS</b>			
4.1	P4.1	Ud	Estudio técnico			
			<b>COSTES DIRECTOS</b>			
	20	Ud	Ingeniero Industrial	5	50	250
	21	Ud	Ensayo batimétrico	1	15.000	15.000
	22	Ud	Análisis del viento	1	12.000	12.000
	%		Costes Directos Complementarios	2		545
			<b>TOTAL COSTES DIRECTOS</b>			<b>27795</b>
			<b>COSTES INDIRECTOS</b>			
	%		Costes indirectos	3		833,85
			<b>Total</b>			<b>28.628,85 €</b>
4.2	P4.2	Ud	Estudio económico			
			<b>COSTES DIRECTOS</b>			
	20	Ud	Ingeniero Industrial	2	50	100
	23	Ud	Economista	2	45	90
	24	Ud	Análisis del mercado actual	1	12.000	12.000
	%		Costes Directos Complementarios	2		243,8
			<b>TOTAL COSTES DIRECTOS</b>			<b>12433,8</b>
			<b>COSTES INDIRECTOS</b>			
	%		Costes indirectos	3		373,014
			<b>Total</b>			<b>12.806,81 €</b>
4.3	P4.3	Ud	Estudio ambiental			
			<b>COSTES DIRECTOS</b>			
	20	Ud	Ingeniero Industrial	2	50	100
	25	Ud	Ingeniero Agrónomo	2	50	100
	26	Ud	Análisis ambiental	1	15.000	15.000
	%		Costes Directos Complementarios	2		304
			<b>TOTAL COSTES DIRECTOS</b>			<b>15504</b>
			<b>COSTES INDIRECTOS</b>			
	%		Costes indirectos	3		465,12
			<b>Total</b>			<b>15.969,12 €</b>

## PRESUPUESTO POR CAPÍTULOS

Nº de Orden	Descripción	Cantidad	Precio (€/unidad)	Importe (€)
1	PLATAFORMA Y AEROGENERADOR			
1.1	Ud Ensamblaje plataforma generador	12	7.922.157,51 €	95.065.890,14 €
1.2	Ud Colocación en el agua	12	8.194,68 €	98.336,16 €
		TOTAL		95.164.226,30 €
2	PLATAFORMA Y ANCLAJE			
2.1	Ud Sistema de anclaje al lecho marino	13	205.358,68 €	2.669.662,85 €
2.2	Ud Sistema de sujeción. Cadenas de los pilotes a la plataforma. 4 por plataforma.	13	1.066.850,68 €	13.869.058,85 €
		TOTAL		16.538.721,70 €
3	PARTE ELÉCTRICA			
3.1	Ud Cable enterrado	500	63.697,88 €	31.848.939,00 €
3.2	Ud Subestación eléctrica	1	10.096.640,01 €	10.096.640,01 €
		TOTAL		41.945.579,01 €
4	ESTUDIOS			
4.1	Ud Estudio técnico	1	28.628,85 €	28.628,85 €
4.2	Ud Estudio económico	1	12.806,81 €	12.806,81 €
4.3	Ud Estudio ambiental	1	15.969,12 €	15.969,12 €
		TOTAL		57.404,78 €

## RESUMEN

1	PLATAFORMA Y AEROGENERADOR	95.164.226,30 €
2	PLATAFORMA Y ANCLAJE	16.538.721,70 €
3	PARTE ELÉCTRICA	41.945.579,01 €
4	ESTUDIOS	57.404,78 €
	TOTAL	153.705.931,80 €
	Gastos generales (13%)	19.981.771,13 €
	Beneficio industrial (6%)	9.222.355,91 €
	Presupuesto de ejecución por contrata	182.910.058,84 €
	IVA 21%	38.411.112,36 €
	Presupuesto total	<b>221.321.171,20 €</b>