



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

DISEÑO Y ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE UN PARQUE EÓLICO MARINO DE 50 MW EN LAS ISLAS CANARIAS

AUTOR: HUGO MARTÍNEZ LÓPEZ

TUTOR: SERGIO GALLARDO BERMELL

Curso Académico: 2019-2020

Resumen

En este TFG se propone realizar el estudio y diseño de un parque eólico offshore en la costa de las islas canarias, dado que la tecnología marina tiene un futuro prometedor y las islas presentan buenas condiciones para su desarrollo.

Canarias, en concreto, se ha propuesto llegar al 45% de producción total de su energía en 2025 mediante el uso de energías renovables. Sin embargo, uno de los principales problemas que se plantea es la falta de espacio para la ubicación de parques terrestres debido a su condición insular y a que gran parte de sus suelos son espacios naturales protegidos. La eólica offshore, por tanto, ofrece una solución a esta cuestión.

En el TFG se seleccionará el emplazamiento del parque teniendo en cuenta la normativa estatal y autonómica en cuanto a la instalación de parques eólicos, así como el potencial eólico en la ubicación. Se analizarán las posibles opciones atendiendo a las condiciones particulares de la batimetría en las islas y considerando otras restricciones como el tráfico marítimo, las zonas de pesca, las zonas medioambientales protegidas, etc. El TFG se complementa con un estudio de viabilidad económica con el fin de valorar su rentabilidad, el impacto ambiental y el presupuesto asociado.

Resum

En aquest TFG es proposa realitzar l'estudi i disseny d'un parc eòlic offshore en la costa de les illes canàries, atés que la tecnologia marina té un futur prometedor i les illes presenten bones condicions per al seu desenvolupament.

Canàries, en concret, s'ha proposat arribar al 45% de producció total de la seua energia en 2025 mitjançant l'ús d'energies renovables. No obstant això, un dels principals problemes que es planteja és la falta d'espai per a la ubicació de parcs terrestres a causa de la seua condició insular i al fet que gran part dels seus sòls són espais naturals protegits. L'eòlica *offshore, per tant, ofereix una solució a aquesta qüestió.

En el TFG se seleccionarà l'emplaçament del parc tenint en compte la normativa estatal i autonòmica quant a la instal·lació de parcs eòlics, així com el potencial eòlic en la ubicació. S'analitzaran les possibles opcions ateses les condicions particulars de la *batimetria a les illes i considerant altres restriccions com el trànsit marítim, les zones de pesca, les zones mediambientals protegides, etc. El *TFG es complementa amb un estudi de viabilitat econòmica amb la finalitat de valorar la seua rendibilitat, l'impacte ambiental i el pressupost associat.

Abstract

At This TFG proposes to carry out the study and design of an offshore wind farm off the coast of the Canary Islands, given that marine technology has a promising future and the islands present good conditions for its development.

The Canary Islands, in particular, have proposed to reach 45% of their total energy production by 2025 through the use of renewable energies. However, one of the main problems is the lack of space for land-based parks due to their island status and the fact that much of their land is protected natural areas. Offshore wind power therefore offers a solution to this issue.

In the TFG the location of the park will be selected taking into account the state and regional regulations regarding the installation of wind farms, as well as the wind potential in the location. The possible options will be analysed taking into account the particular conditions of the bathymetry on the islands and considering other restrictions such as maritime traffic, fishing areas, protected environmental areas, etc. The TFG is complemented with an economic feasibility study in order to assess its profitability, environmental impact and associated budget.



ÍNDICE

1. OBJETO DEL TFG.	11
2. JUSTIFICACIÓN.	11
3. NORMATIVA APLICABLE.	12
3.1. NORMATIVA EUROPEA.....	12
3.2. NORMATIVA NACIONAL	12
3.3. NORMATIVA CANARIAS	13
4. EÓLICA MARINA CONTEXTO Y FUNDAMENTOS.	14
4.1. INTRODUCCIÓN DE LA EÓLICA MARINA.....	14
4.2. EÓLICA MARINA EN EL MUNDO	14
4.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS EN EUROPA	18
4.4. EÓLICA MARINA EN ESPAÑA Y CANARIAS	20
4.5. CIMENTACIONES DE LA EÓLICA MARINA	22
4.6. COSTES DE INVERSIÓN EN LA EÓLICA MARINA.....	25
5. ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN Y DISEÑO DEL PARQUE	26
5.1. EVALUACIÓN DE ZONAS APTAS	26
5.1.1. <i>El Hierro</i>	27
5.1.2. <i>La Palma</i>	28
5.1.3. <i>La Gomera</i>	29
5.1.4. <i>Tenerife</i>	30
5.1.5. <i>Gran Canaria</i>	31
5.1.6. <i>Fuerteventura</i>	32
5.1.7. <i>Lanzarote</i>	33
5.2. RECURSO EÓLICO	34
5.2.1. <i>Rugosidad del terreno</i>	35
5.2.2. <i>Distribución de Weibull</i>	36
5.2.3. <i>Rosa de los vientos</i>	37
5.3. ELECCIÓN DE AEROGENERADORES	39
5.4. CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA	43
5.5. PRODUCCIÓN NETA DE ENERGÍA	46
5.6. ENERGÍA NETA ZONA SELECCIONADA	49
6. ANÁLISIS ECONÓMICO.	57
6.1. INGRESOS.....	57
6.1.1. <i>Precio de la electricidad</i>	57
6.1.2. <i>Retribuciones</i>	58
6.1.3. <i>Penalizaciones</i>	59
6.1.4. <i>Tarifa de Exportación</i>	60
6.2. COSTES	61
6.2.1. <i>Costes de Inversión</i>	61
6.2.2. <i>Costes de operación y mantenimiento</i>	63
7. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	65

7.1.	ANÁLISIS DE VIABILIDAD	65
7.1.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	66
8.	IMPACTO AMBIENTAL	69
8.1.	OBJETO Y DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	69
8.2.	INVENTARIO AMBIENTAL.....	70
8.2.1.	Climatología	70
8.2.2.	Sismología	71
8.2.3.	Medio marino	71
8.2.4.	Flora y Fauna marina.....	72
8.2.5.	Población.....	73
8.3.	IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS	74
8.3.1.	Impacto en la calidad del agua.....	74
8.3.2.	Impacto en el fondo marino.....	74
8.3.3.	Impacto en la flora y la fauna.....	74
8.3.4.	Impacto visual y acústico	75
8.3.5.	Impacto en pesca y navegación	76
8.3.6.	Impacto en la población y el turismo	76
8.4.	VALORACIÓN DE IMPACTOS.....	77
8.5.	MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTORAS.....	80
8.5.1.	Lecho marino	80
8.5.2.	Fauna marina	80
8.5.3.	Impacto visual y acústico	80
8.5.4.	Emisión de gases y sustancias contaminantes	80
9.	CONCLUSIONES	82
10.	REFERENCIAS.....	84



ÍNDICE FIGURAS

FIGURA 1. POTENCIA EÓLICA OFF-SHORE INSTALADA ANUALMENTE EN GW. FUENTE GWEC.....	15
FIGURA 2. POTENCIA EÓLICA MARINA ANUAL INSTALADA Y POTENCIA TOTAL INSTALADA. FUENTE WIND EUROPE.....	15
FIGURA 3. LOCALIZACIÓN PARQUES EÓLICOS OFF-SHORE DE MAYOR POTENCIA. FUENTE: GOOGLE MAPS Y ELABORACIÓN PROPIA.	18
FIGURA 4. RECURSO EÓLICO Y BATIMETRÍA DE EUROPA. FUENTES: GLOBAL WIND Y EMODNET.....	19
FIGURA 5. POTENCIA INSTALADA EN EUROPA SEGÚN UBICACIÓN. FUENTE: WIND EUROPE.	19
FIGURA 6. PROTOTIPO ESTEYCO CON CIMENTACIÓN FIJA. FUENTE: INGENIERÍA EN LA RED.	21
FIGURA 7. PROTOTIPO WIND2POWER INSTALADO EN GRAN CANARIA. FUENTE: WIP10PLUS.	21
FIGURA 8. MONOPILOTE, GBS, TRÍPODE, JACKET. FUENTE: RESEARCHGATE.	23
FIGURA 9. PLATAFORMAS FLOTANTES. FUENTE: WORLD ENERGY TRADE.....	24
FIGURA 10. NÚMERO DE CIMENTACIONES MARINAS CONECTADAS A LA RED. FUENTE: WIND EUROPE.....	24
FIGURA 11. DENSIDAD DE POTENCIA (W/m^2) EN LAS ISLAS CANARIAS A 100 M DE ALTURA. FUENTE: GLOBAL WIND ATLAS.	27
FIGURA 12. FILTROS ISLA DE EL HIERRO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	27
FIGURA 13. FILTROS ISLA DE LA PALMA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	28
FIGURA 14. FILTROS ISLA DE LA GOMERA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	29
FIGURA 15. FILTROS ISLA DE TENERIFE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	30
FIGURA 16. FILTROS ISLA DE GRAN CANARIA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	31
FIGURA 17. FILTROS ISLA DE FUERTEVENTURA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	32
FIGURA 18. FILTROS ISLA DE LANZAROTE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	33
FIGURA 19. PERFIL DE VELOCIDAD DEL VIENTO CON LA ALTURA EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD DE RUGOSIDAD DEL TERRENO. FUENTE: GLOBALWINDATLAS	35
FIGURA 20. DISTRIBUCIÓN GENERAL DE WEIBULL (ARRIBA) Y DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL VARIANDO K (ABAJO). FUENTES: RESEARCHGATE Y HOMERENERGY.	36
FIGURA 21. ROSA DE LOS VIENTOS DE CADA VARIABLE MEDIDA ZONA 11 GRAN CANARIA. FUENTE: GLOBAL WIND ATLAS... 38	38
FIGURA 22. ROSA DE LOS VIENTOS VELOCIDAD MEDIA ZONA 10 GRAN CANARIA. FUENTE: PUERTOS DEL ESTADO	38
FIGURA 23. CURVAS DE POTENCIA AEROGENERADORES SELECCIONADOS. FUENTE ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE THE WIND POWER.....	41
FIGURA 24. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL PARA CADA ZONA EN DIRECCIÓN NE. FUENTE ELABORACIÓN PROPIA.....	45
FIGURA 25. EVOLUCIÓN DEL FACTOR DE CARGA EN LA EÓLICA. FUENTE: CORNWALL INSIGHT.	48
FIGURA 26. ROSA DE LOS VIENTOS DE FRECUENCIA Y POTENCIA DEL HORNSEA 1 (ARRIBA) Y DE LA ZONA 11 (ABAJO). FUENTE: GLOBAL WIND ATLAS.	49
FIGURA 27. DISMINUCIÓN DEL RECURSO EÓLICO POR EL EFECTO PARQUE. FUENTE: TEXAS TECH UNIVERSITY'S WIND SCIENCE AND ENGINEERING CENTER.....	50
FIGURA 28. RECOMENDACIÓN DE SEPARACIÓN ENTRE AEROGENERADORES. FUENTE: A REVIEW ON THE INCLUSION OF WIND GENERATION IN POWER SYSTEM STUDIES RESEARCHGATE.....	51
FIGURA 29. ÁREA DEL PARQUE EN LA ZONA ELEGIDA. FUENTE: GOOGLE EARTH.....	52
FIGURA 30. POSIBLES POSICIONES DE LOS AEROGENERADORES CON LAS ESPECIFICACIONES ESCOGIDAS. FUENTE ELABORACIÓN PROPIA.	53
FIGURA 31. VARIANTES DE LAS POSICIONES DE LOS AEROGENERADORES EN EL PARQUE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	53
FIGURA 32. PLATAFORMAS SEMI-SUMERGIBLES COMPARTIENDO PUNTOS DE ANCLAJE. FUENTE: COUÑAGO LORENZO, 2010	55
FIGURA 33. LOCALIZACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MARINO DE 50 MW. FUENTE ELABORACIÓN PROPIA.	56
FIGURA 34. PRECIO DE LA ELECTRICIDAD (POOL) EN €/MWH HISTÓRICO. FUENTE: OMIE.	57
FIGURA 35. FLUJO DE CAJA ACUMULADO PARQUE 50 MW. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	66
FIGURA 36. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD I. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	67
FIGURA 37. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD II. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	67
FIGURA 38. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD III. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	68
FIGURA 39. ACTIVIDAD SÍSMICA GRAN CANARIA Y TENERIFE. FUENTE: INSTITUTO GEOGRÁFICO NACIONAL	71

FIGURA 40. OLEAJE PUNTO SIMAR SURESTE GRAN CANARIA. FUENTE PUERTOS DEL ESTADO.	72
FIGURA 41. CORRIENTES MARINAS DEL OCEANO ATLÁNTICO. FUENTE SOCIEDAD METEOROLÓGICA AMERICANA.	72
FIGURA 42. IMPACTO VISUAL AEROGENERADORES EN FUNCIÓN DE SU DISTANCIA A COSTA. FUENTE ANTONIO NAREJOS.	75
FIGURA 43. RUIDO DE LOS COMPONENTES DE UNA TURBINA EÓLICA. FUENTE ANTHONY L. ROGERS	76

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. POTENCIAS Y PARQUES INSTALADOS EN EUROPA. FUENTE WINDEUROPE	16
TABLA 2. POTENCIA INSTALADA EN FUNCIÓN DE LA POBLACIÓN. ELABORACIÓN PROPIA. FUENTE:.....	16
TABLA 3. PARQUES EÓLICOS MARINOS DE MAYOR POTENCIA. FUENTE WIKIPEDIA	18
TABLA 4. INVERSIÓN EUROPEA EN PARQUES EÓLICOS MARINOS. FUENTE: WIND EUROPE	25
TABLA 5. CRIBADO DE ZONAS APTAS PARA LA LOCALIZACIÓN DEL PARQUE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	34
TABLA 6. CLASES DE TURBINA NORMA IEC. FUENTE: INTERNATIONAL ELECTROTECHNIC COMISSION.....	39
TABLA 7. FICHA TÉCNICA AEROGENERADORES SELECCIONADOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	40
TABLA 8. VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD MEDIA DE CADA ZONA. FUENTE: GLOBAL WIND ATLAS.....	43
TABLA 9. ENERGÍA ANUAL GENERADA POR UN AEROGENERADOR EN MWH. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	44
TABLA 10. CORRECCIÓN DE LOS COEFICIENTES DE WEIBULL POR ALTURA EN LA ZONA 10. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. ..	44
TABLA 11. COEFICIENTES DE WEIBULL EN LA DIRECCIÓN 2 (NNE-NE). FUENTE: GLOBAL WIND ATLAS.....	45
TABLA 12. FRECUENCIAS DEL VIENTO SEGÚN DIRECCIONES. FUENTE: WIND GLOBAL ATLAS.	46
TABLA 13. ENERGÍA BRUTA TOTAL DEL PARQUE EN MWH SEGÚN ZONA Y AEROGENERADOR. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	46
TABLA 14. ENERGÍA NETA ANUAL EN MWH, NHE Y FC PARA CADA ZONA CON CADA AEROGENERADOR. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	47
TABLA 15. ENERGÍA NETA TOTAL DEL PARQUE EN UN AÑO (MWH) CON LA DISPOSICIÓN 1. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.54	
TABLA 16. ENERGÍA NETA TOTAL DEL PARQUE EN UN AÑO (MWH) CON LA DISPOSICIÓN 2. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.54	
TABLA 17. ENERGÍA NETA TOTAL DEL PARQUE EN UN AÑO (MWH) CON LA DISPOSICIÓN 3. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.54	
TABLA 18. VALORES DE PARÁMETROS RETRIBUTIVOS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. FUENTE ORDEN IET/1459/2014	59
TABLA 19. TABLA DE ESPECIFICACIONES DEL GENERADOR Y DE LA ELECTRÓNICA DE POTENCIA. FUENTE AMSC.	60
TABLA 20. TARIFA DE EXPORTACIÓN E INGRESOS ANUALES. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	61
TABLA 21. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	69
TABLA 22. TEMPERATURA Y PRECIPITACIONES DE VECINDARIO, GRAN CANARIA. FUENTE: CLIMATEDATA.ORG	70
TABLA 23. PONDERACIÓN DE ATRIBUTOS. FUENTE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL 2013.....	77
TABLA 24. MATRIZ DE LEOPOLD. FUENTE ELABORACIÓN PROPIA.	78

1. OBJETO DEL TFG.

El objeto del presente Trabajo Fin de Grado es analizar diferentes alternativas para el diseño de un parque eólico marino en las Islas Canarias. Para alcanzar este objetivo general se establecen los siguientes objetivos específicos:

Analizar la situación energética a nivel global, qué problemas se plantean y en qué medida la energía eólica está contribuyendo a la transición energética hacia energías limpias.

Contextualizar la energía eólica marina en el mundo, su potencia instalada, qué impacto se espera de esta tecnología en el futuro a nivel global y en particular a nivel nacional.

Introducir la tecnología usada en la energía en la eólica off-shore y los fundamentos del recurso eólico.

Filtrar las zonas adecuadas para la instalación del parque eólico marino en función de la batimetría, el tráfico marítimo y criterios medioambientales, atendiendo al recurso eólico de las Islas Canarias.

Calcular la energía generada en cada una de las zonas seleccionadas en función de diferentes factores como el tipo de aerogenerador o la posición de estos en distintas configuraciones.

Realizar un estudio de viabilidad económica para determinar la rentabilidad del proyecto.

Ejecutar un estudio del impacto ambiental en la zona seleccionada.

2. JUSTIFICACIÓN.

En el acuerdo de París 2015 se introdujeron las medidas a adoptar a partir de 2020 con el objetivo de contener el incremento de temperatura de la Tierra, entre otros.

En España, el Plan Integrado de Energías y Clima 2021-2030 define objetivos para la integración de energías renovables, así como la eficiencia energética y la reducción de emisión de gases con efecto invernadero basados en los objetivos de Unión Europea para 2030 que son:

- 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros.

La energía eólica marina puede suponer, por tanto, una ayuda significativa a la consecución de estos objetivos. En este contexto, la evaluación de zonas del litoral es esencial para determinar la potencialidad y viabilidad de los parques eólicos off-shore. Debido a que, en España este aprovechamiento no está convenientemente desarrollado, los trabajos encaminados a evaluar y categorizar las zonas marinas en función de su viabilidad técnica, medioambiental y económica están plenamente justificados.

3. NORMATIVA APLICABLE.

3.1. 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 2012/27/CE** 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/CE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

3.2. Normativa Nacional

- **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.
- **Ley 22/1988**, de 28 de julio, de Costas
- **Real Decreto 876/2014**, de 10 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento General de Costas.
- **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- **Real Decreto-ley 9/2013**, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- **Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020** aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011, estableciendo objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009.
- **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 tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Orden IET/2209/2015**, de 21 de octubre, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, por el que se aprueba el documento de Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.

3.3. Normativa Canarias

- **DECRETO 32/2006**, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.

4. EÓLICA MARINA CONTEXTO Y FUNDAMENTOS.

4.1. Introducción de la eólica marina

La energía eólica marina se basa en aprovechar la energía del viento en el mar para generar energía eléctrica. Su uso ha crecido notablemente en los últimos años debido a que presenta importantes ventajas frente a la eólica terrestre como, por ejemplo (EOI, 2015):

- El recurso eólico en el mar es de un orden de entre el 30% y el 50% superior al recurso eólico terrestre.
- El régimen de viento es laminar y con una velocidad más constante lo que provoca menos turbulencias, prolongando la vida útil del aerogenerador, además de mejorar el aprovechamiento del propio recurso.
- Al estar alejados de la costa disminuye tanto el impacto visual como el acústico y permite extender grandes áreas de parques eólicos marinos con grandes potencias instaladas.

Sin embargo, también hay que tener en cuenta algunos inconvenientes que afectan la tecnología off-shore. El aspecto económico es el que más destaca, ya que supone un coste superior debido a la cimentación de los aerogeneradores en el lecho marino, el despliegue de las redes eléctricas en el medio marino y el mantenimiento de los aerogeneradores a varios kilómetros de la costa en mares con vientos y oleajes generalmente fuertes.

A pesar de ello, el avance de la tecnología en este sector está consiguiendo una reducción de sus costes (EOI, 2015) que la está haciendo más competitiva y atractiva para futuras inversiones.

4.2. Eólica marina en el mundo

La energía eólica off-shore es una tecnología relativamente nueva y ha experimentado un crecimiento notable en los últimos años. Según datos del Consejo Global de la Energía Eólica (GWEC, 2019), en 2019 se alcanzó el récord de potencia eólica off-shore instalada en un año con 6,1 GW (Figura 1) sumando, en total, 29 GW de potencia eólica marina instalada en todo el mundo.

La potencia instalada en 2019 supone un crecimiento del 35,5% respecto al año anterior (2018) en el que se instalaron 4,3 GW como se observa en la Figura 1. Cabe destacar el crecimiento de la eólica off-shore respecto de la terrestre ya que en 2018 la potencia eólica marina supuso un 8% del total de la potencia eólica instalada mientras que en 2019 aumentó hasta el 10%. Además, la GWEC espera que el crecimiento de la eólica off-shore se acelere en los próximos cinco años y se instalen 50 GW de potencia eólica más para 2024 (en 2019 se instalaron 6,1 GW).

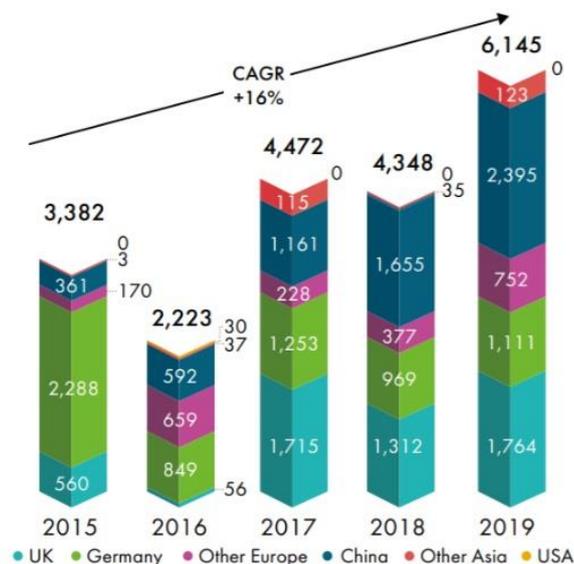


Figura 1. Potencia eólica off-shore instalada anualmente en GW. Fuente GWEC

El continente asiático apuesta por la eólica marina, según apunta la GWEC, y en particular China, que ha sido el país con más potencia eólica off-shore instalada durante el 2019 con 2,4 GW (Figura 1). Además, la GWEC indica que existen mercados clave en Asia como son Taiwán, Vietnam, Japón, India y Corea del Sur. Estos países junto a China, según predicciones BAU (Business-As-Usual) de la GWEC, supondría un total de 100 GW de potencia instalada para 2030. Estados Unidos está dando los primeros pasos en el sector y se espera que para 2030 haya instalado 10 GW de potencia eólica off-shore.

En cuanto al continente europeo, según el informe de 2019 de la GWEC, contribuyó con el 59% del total de la potencia eólica marina instalada a nivel mundial en el pasado año. El anuario estadístico de 2019 de WindEurope informa que se instalaron 3,623 GW de potencia off-shore en 2019 (Figura 2), para una potencia total instalada y conectada a la red de 22 GW. Los países que más capacidad han incorporado este último año han sido Reino Unido (1764 MW), Alemania (1111 MW), Dinamarca (374 MW) y Bélgica (370 MW).

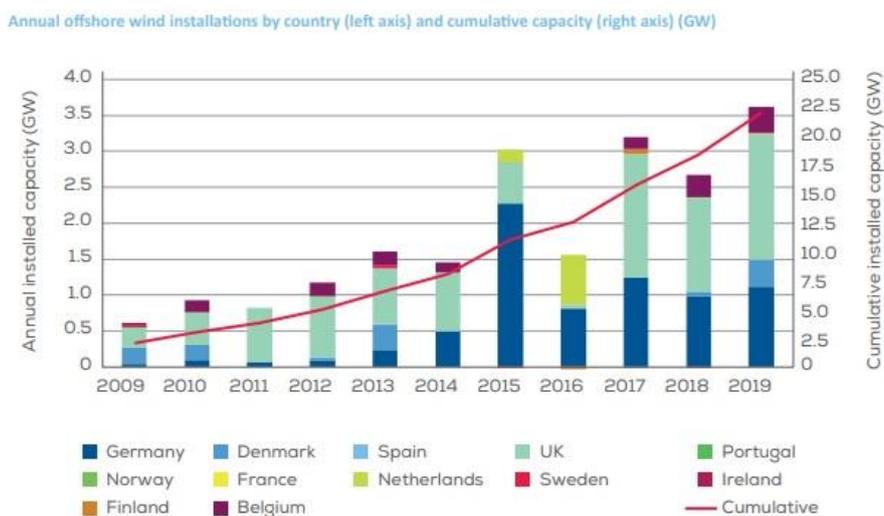


Figura 2. Potencia eólica marina anual instalada y potencia total instalada. Fuente WindEurope.

En relación con la potencia total instalada, Reino Unido sigue a la cabeza y acumula el 45% de toda la potencia eólica off-shore de Europa, le siguen Alemania (34%), Dinamarca (8%), Bélgica (7%) y Países Bajos (5%), tal y como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Potencias y parques instalados en Europa. Fuente WindEurope

COUNTRY	NO. OF WIND FARMS CONNECTED ¹	CUMULATIVE CAPACITY (MW)	NO. OF TURBINES CONNECTED	NET CAPACITY CONNECTED IN 2019 (MW)	NO. OF TURBINES CONNECTED IN 2019
UK	40	9,945	2,225	1,760	252
Germany	28	7,445	1,469	1,111	160
Denmark	14	1,703	559	374	45
Belgium	8	1,556	318	370	44
Netherlands	6	1,118	365	0	0
Sweden	5	192	80	0	0
Finland	3	70.7	19	0	0
Ireland	1	25.2	7	0	0
Spain	2	5	2	0	0
Portugal	1	8.4	1	8	1
Norway	1	2.3	1	0	0
France	1	2	1	0	0
Total	110	22,072	5,047	3,623	502

Estos datos muestran el volumen total de potencia instalada por país, pero es interesante destacar el nivel integración que esta tecnología tiene en cada región. Por ello, se analiza la potencia instalada (MW) en relación con la población (millones de habitantes).

Tabla 2. Potencia instalada en función de la población. Elaboración propia. Fuente WindEurope

PAÍS	POTENCIA INSTALADA (MW)	HABITANTES (millones-hab)	RATIO (MW/millones-hab)
Dinamarca	1703	5,80	293,62
Reino Unido	9945	66,65	149,21
Bélgica	1556	11,45	135,90
Alemania	7445	83,02	89,68
Países Bajos	1118	17,28	64,70

Se observa en la Tabla 2 que Dinamarca tiene una fuerte integración de la energía eólica marina ya que prácticamente dobla (293,62 MW/millones-hab) al segundo país con mayor ratio de potencia instalada por millón de habitantes que es Reino Unido (149,21 MW/millones-hab). Destaca el papel de Bélgica en la tecnología off-shore ya que posee tan solo 66 km de costa (Países Bajos 451 km, Alemania 2389 km, Dinamarca 7314 km) y, sin embargo, es el tercer país con mayor potencia instalada por millón de habitantes.

En cuanto al desarrollo de la tecnología off-shore a nivel europeo, se hace evidente tal y como expone WindEurope (WindEurope, 2020) en algunos aspectos como:

- El aumento de la potencia media de los aerogeneradores instalados, de 1 MW respecto a 2018 situándose en 7,8 MW de media por turbina. En 2019 además, se instaló en el puerto de Rotterdam el GE Haliade-X 12 MW un prototipo off-shore que es actualmente el de mayor potencia en funcionamiento. Siemens Gamesa ha lanzado en 2020 su nuevo modelo de 14 MW de potencia nominal con capacidad para alcanzar los 15 MW. Se espera que el prototipo esté en funcionamiento en 2021 y se comercialice en 2024.
- La potencia total de los parques, prácticamente se ha doblado en una década. Si en 2010 la potencia media se situaba en 313 MW, en 2019 los proyectos en construcción han alcanzado los 621 MW de potencia media por parque. Reino Unido cuenta con el parque eólico marino con mayor potencia instalada, el Hornsea 1 con 1218 MW.
- La distancia media a la costa del parque, en 2018 era de 35 km, en 2019 ha aumentado hasta casi doblarse con una media de 59 km de separación a la costa. Existen ya dos parques que se encuentran a más de 100 km de la costa. Esto conlleva la ausencia de impacto visual o acústico a la población.
- La reducción del coste de la energía generada, la ha situado como una tecnología competitiva (40-50 €/MWh) frente a otras fuentes de energía.

4.3. Características de los parques eólicos marinos en Europa

La potencia media de los parques eólicos off-shore actualmente en construcción es de 621 MW según WindEurope (WindEurope, 2020) y la tendencia indica que seguirá creciendo. Por tanto, se analizan los parques de mayor potencia, ya que serán los más parecidos a los futuros proyectos eólicos off-shore.

Los parques eólicos off-shore de mayor potencia (más de 500 MW) se encuentran en Europa, concretamente en Reino Unido. Solo Alemania y Países Bajos tienen un parque que supera esa potencia. En la Tabla 3 se listan estos parques con su ubicación, potencia, número de turbinas, tipo y año de instalación.

Tabla 3. Parques eólicos marinos de mayor potencia. Fuente Wikipedia

Nombre del parque	Localización	Capacidad MW	Turbinas y modelo	Puesta en Marcha
Hornsea 1		1218	174 x Siemens SWT-7.0-154	2019
Walney Extension		659	40 x MHI-Vestas 8.25 MW 47 x Siemens Gamesa 7 MW	2018
London Array		630	175 x Siemens SWT-3.6-120	2013
Gemini Wind Farm		600	150 x Siemens SWT-4.0	2017
Beatrice		588	84 x Siemens SWT-7.0-154	2019
Gode Wind (phases 1+2)		582	97 x Siemens SWT-6.0-154	2017
Gwynt y Môr		576	160 x Siemens SWT-3.6-107	2015
Race Bank		573	91 x Siemens SWT-6.0-154	2018

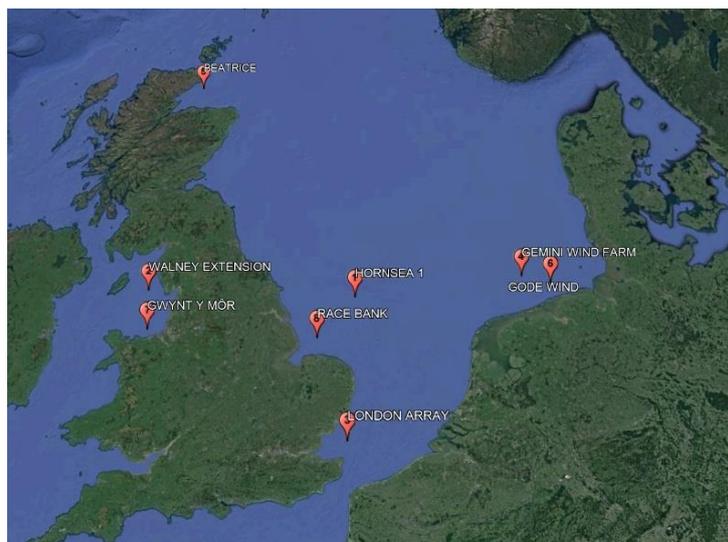


Figura 3. Localización parques eólicos off-shore de mayor potencia. Fuente: Google maps y elaboración propia.

El desarrollo de estos parques eólicos marinos ha sido fruto de dos factores que hacen viables los proyectos. En primer lugar, el recurso eólico suficiente para que la inversión adicional que supone realizarlo off-shore sea rentable, y segundo, una adecuada batimetría (profundidad del mar) que permita instalar los aerogeneradores, ya que con la tecnología actual de cimentaciones fijas al fondo marino se establece un límite técnico de unos 60 m de profundidad.

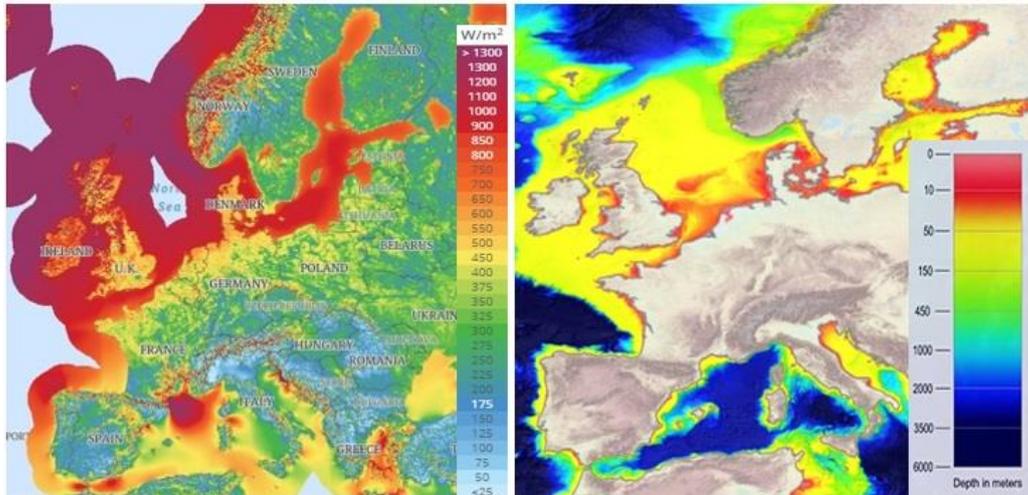


Figura 4. Recurso eólico y batimetría de Europa. Fuentes: Global Wind y EMODnet.

Analizando el recurso eólico europeo a partir de la densidad eólica (W/m^2) en la Figura 4, se aprecia como existe un gran potencial en la vertiente atlántica de Irlanda y Reino Unido, en los mares del Norte, Báltico y de Noruega, y en zonas concretas de la costa atlántica francesa, española y portuguesa.

Como se observa en la Figura 4, parte de la costa atlántica de Irlanda y Reino Unido, el mar Báltico y fundamentalmente el mar del Norte, tienen una batimetría ideal para la implementación de la eólica off-shore, con profundidades que no superan los 100 m y en grandes zonas con menos de 50 m. Estos dos factores son determinantes para que el 99% de los parques eólicos marinos de Europa se sitúen en esas tres zonas (Figura 5).



Figura 5. Potencia instalada en Europa según ubicación. Fuente: Wind Europe.

La costa atlántica francesa, española y portuguesa tienen potencial eólico aprovechable, pero como se aprecia en la Figura 4, la batimetría es limitante para las cimentaciones fijas más extendidas en el mercado off-shore (WindEurope, 2020). A pesar de ello, Francia tiene proyectos ambiciosos para el desarrollo de la eólica marina, en uno de ellos participa la empresa española Iberdrola. Se trata del parque de Saint-Breuc de 496 MW en las costas de la Bretaña francesa que espera estar en funcionamiento en 2023 según señala la propia compañía (Iberdrola, 2020). Además, tiene cuatro proyectos de eólica flotante que sumarán 84 MW de potencia y esperan realizar su puesta en marcha entre 2021-2022 (WindEurope, 2020). Portugal ha instalado en junio de 2020 la última de las tres turbinas de 8,4 MW del proyecto *WindFloat Atlantic* (Richard, 2020) que se encuentran sobre plataformas semi-sumergibles en una zona con una profundidad de 100 m.

4.4. Eólica marina en España y Canarias

España está desarrollada en la eólica terrestre. Cuenta con 25,7 GW de potencia instalada representando la segunda fuente de generación eléctrica del país con un 21% de cobertura de la demanda según la Asociación Empresarial Eólica (AEE, 2020). El sector de la eólica marina no está tan avanzado como el terrestre a pesar de los casi 8000 km de costa. Como se ha comentado anteriormente, la batimetría es el principal impedimento para su desarrollo. Sin embargo, España puede ser un mercado importante tanto para la construcción de parques eólico-flotantes, como para la producción de plataformas eólicas flotantes debido a su notable recurso eólico y a su potente industria naval (AEE, 2019).

En cuanto a potencia eólica off-shore instalada en España, solo existe un aerogenerador marino localizado en la costa de Arinaga en Gran Canaria instalado en 2018.

ELISA/ELICAN fue el proyecto mediante el cual se instaló una turbina Siemens Gamesa de 5 MW. A nivel económico y técnico hubo factores claves que favorecieron su viabilidad (ESTEYCO, 2017). La construcción y ensamblaje fueron realizadas en puerto y luego fue transportada hasta su ubicación final en la PLOCAN (Plataforma Oceánica de Canarias). Esto hizo que se prescindiese de grandes buques grúa para su construcción en su emplazamiento marino, reduciendo considerablemente el presupuesto. También su diseño de torre telescópica, como se observa en la Figura 6, permitió modificar el centro de gravedad durante el traslado para estabilizar la estructura, por lo que la plataforma de transporte requirió menor tamaño.

Otro de los puntos importantes fue la utilización de hormigón estructural en partes fundamentales como la torre y el anclaje, sustancialmente más barato que el acero, material dominante del mercado en este sector, con lo que se redujo en un 30% el presupuesto.

Este prototipo marino, fue financiado con fondos europeos del programa Horizonte 2020 e involucró, además de a ESTEYCO, a otros tres socios punteros en sus respectivos ámbitos: GAMESA, ALE Heavy-Lift y DEWI-UL.

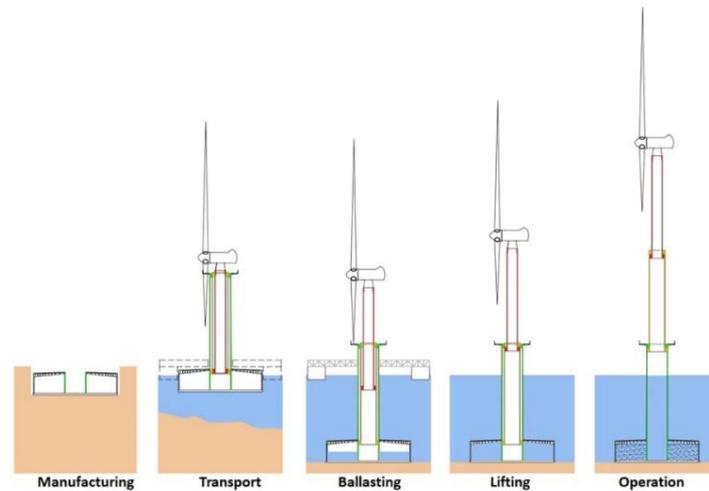


Figura 6. Prototipo ESTEYCO con cimentación fija. Fuente: ingeniería en la red.

En las Islas Canarias se localiza alguno de los principales proyectos de eólica off-shore (AEE, 2019). Uno de los proyectos más ambiciosos es el acuerdo del Gobierno de Canarias con la empresa petrolera noruega EQUINOR (Esteller, 2019) que invertirá en los próximos años un total de 860 millones de euros para la construcción de un parque eólico marino flotante de 200 MW que se espera esté en funcionamiento en 2024 según especifica el propio Gobierno de Canarias. Las Islas Canarias se han convertido para algunas empresas en un lugar donde ensayar sus nuevas tecnologías en este sector (Gobierno de Canarias, 2019).

Otro de los proyectos desarrollados en las Islas Canarias destacado por WindEurope, probado con éxito de junio a octubre de 2019, es el Wind2Power desarrollado por Wip10+. Este es un proyecto a escala 1:6 (Figura 7) consistente en una plataforma flotante de energía eólica totalmente integrada. A escala real se espera que la plataforma albergue dos turbinas de 6 MW cada una (WIP10+, 2016-2019).

El proyecto aborda la necesidad de reducción de costes en energía eólica off-shore proporcionando una plataforma semi-sumergible ligera, pero con capacidad de albergar las dos turbinas de 6 MW para un total de 12 MW por plataforma.



Figura 7. Prototipo Wind2Power instalado en Gran Canaria. Fuente: Wip10plus.

4.5. Cimentaciones de la eólica marina

Dentro de la eólica off-shore se distinguen dos tipos de tecnologías según su tipo de anclaje al fondo marino. La tecnología más extendida actualmente y de menor coste es la cimentación fija al lecho marino. Esta tecnología, sin embargo, a más de 60 m de profundidad encarece mucho el presupuesto y aumenta la complejidad del proyecto. Es por ello por lo que, están en desarrollo las plataformas flotantes para poder construir parques eólicos más alejados de la costa donde las profundidades sean mayores.

Cimentaciones fijas

- Monopilote [<30 m]: La cimentación monopilote es una construcción simple (Danish Wind Industry Association, 2003). La cimentación consta de un pilote de acero u hormigón con un diámetro de entre 3,5 y 4,5 m. El pilote está anclado a unos 10 a 20 m en el lecho marino, dependiendo del tipo de subsuelo.
- GBS [<45 m]: Las GBS (*Gravity-Based Structures*), consisten en una gran plataforma de hormigón o acero de 15 m de diámetro y 1000 toneladas que consigue fijarlo en el lecho marino (M. Dolores Esteban, 2019). Se transporta flotando y una vez en la posición deseada se lastra hasta hundirlo.
- Trípode [20–60 m]: La cimentación en trípode se inspira en las ligeras y rentables plataformas de acero con tres patas para campos petrolíferos marinos (Danish Wind Industry Association, 2003).
Desde el pilote de acero bajo la torre de la turbina parte una estructura de acero que transfiere los esfuerzos de la torre a tres pilotes de acero. Los tres pilotes están anclados de 10 a 20 m en el lecho marino. El modelo de tres patas es apropiado para grandes profundidades. Al mismo tiempo, sólo necesita una preparación mínima del emplazamiento antes de la instalación.
- Jacket [30-60 m]: A partir de los 30 o 35 m de profundidad, se requieren estructuras de soporte y sujeción más complejas. Los instaladores se decantan en la mayoría de los casos por los *jackets*, cimentaciones con una armadura de celosía que incorporan tres o cuatro puntos de anclaje al fondo marino, de forma que aportan más seguridad a la fijación de las torres (Iberdrola, 2020). En la parte superior, los *jackets* están rematados por una pieza de transición que los une con el fuste de la turbina, mientras que las patas se fijan al lecho marino mediante pilotes.

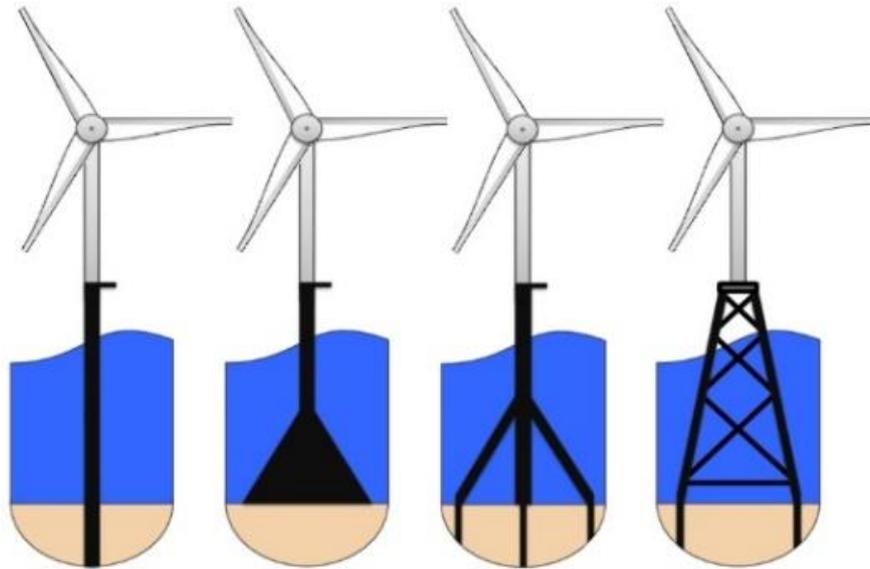


Figura 8. Monopilote, GBS, Trípod, Jacket. Fuente: ResearchGate.

Plataformas flotantes

Las plataformas flotantes aportan beneficios ambientales a diferencia de los diseños fijos al fondo oceánico debido a la actividad menos invasiva en el lecho marino (Energías Renovables Marinas, 2018).

Existen algunas estructuras flotantes instaladas en entornos operativos adversos. Además, los conceptos principales para la energía eólica marina flotante son bien conocidos en el sector del petróleo y el gas, donde se despliegan plataformas flotantes comercialmente a gran escala.

Sin embargo, los diseños de plataforma para energía eólica marina requieren una adaptación a diferentes características dinámicas y un patrón de carga distinto. Las principales tecnologías son:

- Semi-sumergibles: estructuras flotantes lastradas para equilibrar el conjunto plataforma aerogenerador.
- SPAR: consta de un cilindro de grandes dimensiones sumergido, que consigue descender el centro de gravedad de la estructura para equilibrarla.
- TLP (Tension Leg Platform): es una estructura flotante amarrada verticalmente. La plataforma está amarrada permanentemente por medio de correas o tendones agrupados en cada una de las esquinas de la estructura.



Figura 9. Plataformas flotantes. Fuente: World Energy Trade

En la actualidad (WindEurope, 2020), los monopilotes son la tecnología más usada en el sector. En Europa representan el 81% de todos los aerogeneradores marinos instalados. Le sigue la tecnología *Jacket* con un 8,9%, los GBS con el 5,7% y el trípode con el 2,4%. Como se aprecia la tecnología flotante instalada aún es poco significativa, pero se espera que en los próximos años represente una importante cuota de mercado (WindEurope, 2020).

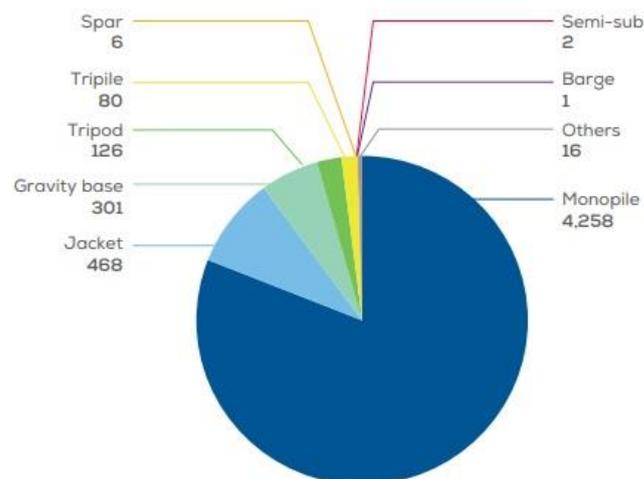


Figura 10. Número de cimentaciones marinas conectadas a la red. Fuente: Wind Europe

4.6. Costes de inversión en la eólica marina

Uno de los principales problemas que presenta la eólica off-shore son los costes asociados a su instalación y mantenimiento. Mientras que los costes en tierra están estandarizados y la tecnología ha ido desarrollando mejoras en la optimización de montaje, transporte, sistemas integrados y distribución en red entre otros, la tecnología off-shore es relativamente reciente. Sin embargo, esto conlleva a que exista un notable potencial de reducción de gastos.

Los proyectos off-shore que han llegado a la decisión final de inversión (*Final Inversion Decision, FID*) en 2019, han encarecido el coste medio de capital por MW instalado en 2019 (WindEurope, 2020). En 2018 se estimó el coste en una media de 2,3 M€ por MW instalado, pero en 2019 se ha frenado esta caída de precio. Por ejemplo, el parque eólico marino de Saint Nazaire en Francia, de 480 MW de potencia total, ha tenido un coste de 5 millones €/MW como se aprecia en la Tabla 4.

Tabla 4. Inversión europea en parques eólicos marinos. Fuente: Wind Europe

Investment in European offshore wind farms in 2019

COUNTRY	WIND FARM	CAPACITY (MW)	INVESTMENT (€bn)	COST (€/MW)	EXPECTED COMMISSIONING DATE
UK	Neart na Gaoithe	450	2.3	5.1	2023
Netherlands	Fryslan	383	0.8	2.0	2021
France	Saint-Nazaire	480	2.4	5.0	2023
Norway	Hywind Tampen	88	0.5	5.5	2022

Sin embargo, este incremento se debe a varios factores como indica WindEurope. En primer lugar, a las condiciones específicas de los parques. El parque eólico de Saint-Nazaire es el primero off-shore instalado en Francia, ha sido retrasado desde 2015 por permisos, requerimientos técnicos y definición de tarifas que ha perjudicado el ahorro correspondiente con otros proyectos similares. Por otro lado, el Neart na Goithe que será instalado en Escocia se realizará en aguas más profundas y con tecnología *Jacket* que es sustancialmente más cara que el monopilote. A pesar de este incremento en 2019, se espera una reducción de costes para los próximos años en general (WindEurope, 2020).

5. ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN Y DISEÑO DEL PARQUE

5.1. Evaluación de zonas aptas

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER 2011-2020) recoge las zonas óptimas para la ubicación de parques eólicos off-shore en las costas españolas en función de su potencial eólico. Las zonas de Canarias que consideran adecuadas quedan descritas en el correspondiente documento: *“En el litoral del archipiélago canario: en general, en las costas sudorientales y noroccidentales de las Islas de Fuerteventura, Gran Canaria, Tenerife, La Gomera, y zonas puntuales en Lanzarote y La Palma”*, PER 2011-2020.

En el presente TFG se evalúan estas zonas en función de diferentes factores, para analizar la su idoneidad. Primero se analiza el recurso eólico para concretar su potencial en W/m^2 . A continuación, utilizando el Atlas Europeo del Mar (European Commission, 2020) se superponen tres filtros para determinar qué zonas son factibles para la ubicación del parque en cada una de las islas objeto de estudio. Los filtros son los siguientes:

- **Batimetría:** Las Islas Canarias por su condición geográfica no tienen plataforma continental y la profundidad aumenta a pocos kilómetros de la costa. Esto hace que sea difícil la instalación con cimentación fija para los aerogeneradores. Teniendo en cuenta esto, en este TFG se selecciona una profundidad máxima de 150 m. En busca de una solución a este problema, La Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) se encuentra al frente del proyecto para el desarrollo de tecnología offshore flotante para aguas profundas (100-600 m) llamado FLOTANT (PLOCAN, 2019).
- **Tráfico marítimo:** Canarias por su condición de insularidad depende del transporte marítimo. Se evitarán tanto rutas de embarcaciones de mercancías como de pasajeros, y se intentará evitar rutas frecuentadas por embarcaciones de recreo privadas o de turismo.
- **Red Natura 2000:** es una red ecológica europea que conserva el hábitat natural y los ecosistemas de la flora y fauna de los territorios europeos. Canarias goza de una gran diversidad de espacios marinos y esto hace que haya grandes zonas restringidas por esta red.

En primer lugar, se analizan las zonas con potencial eólico aprovechable en la Figura 11. En aplicaciones de energía eólica terrestre se considera un recurso aprovechable cuando se supera los $250 W/m^2$ de densidad de potencia y para el entorno marino se considera una zona apta cuando supera los $400 W/m^2$ (IDAE, 2011).

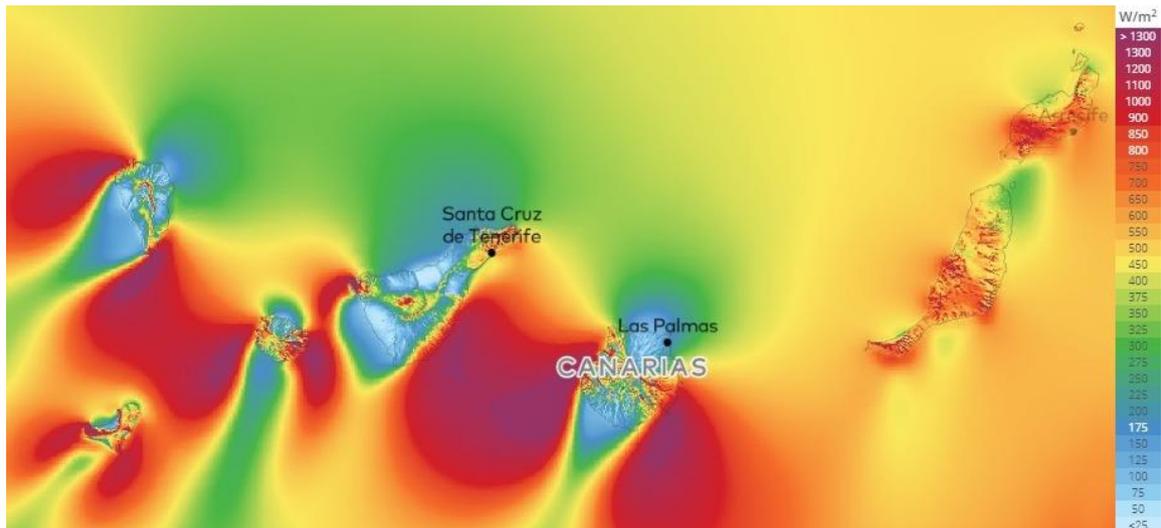


Figura 11. Densidad de potencia (W/m^2) en las Islas Canarias a 100 m de altura. Fuente: Global Wind Atlas.

Con los datos de *Global Wind Atlas* (Global Wind Atlas, 2020) se aprecia como prácticamente todas las islas tienen un recurso eólico aprovechable ($>400 W/m^2$) en alguna ubicación. A continuación, se analiza cada isla independientemente.

5.1.1. El Hierro

Es la isla menos poblada del archipiélago con 11.200 habitantes. Es una isla con una gran integración de energías renovables. Ha sido capaz de cubrir su demanda durante 24 días ininterrumpidamente con energía eólica e hidráulica. El Hierro tiene instalada una potencia eléctrica total de 38,7 MW (Gobierno de Canarias, 2018).

En el Atlas Eólico (Figura 11) se aprecian dos zonas con notable potencial eólico: una se encuentra al este de la isla [1] ($900-1100 W/m^2$) y otra en la zona suroeste [2] ($800-900 W/m^2$).

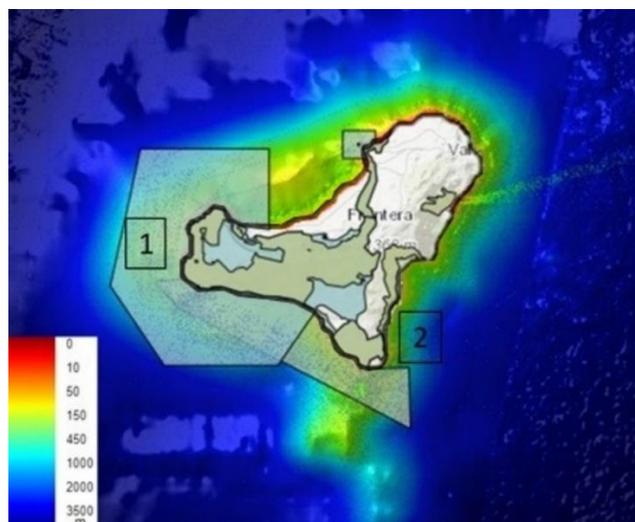


Figura 12. Filtros isla de El Hierro. Fuente: elaboración propia.

Como se aprecia en la Figura 12, la costa suroeste queda descartada por batimetría ya que en apenas 5 km se alcanzan los 1000 m de profundidad. En el este de la isla tampoco es viable debido a que la zona está protegida por la Red Natura 2000.

En general, en El Hierro la instalación de parques eólicos marinos con las restricciones aplicadas no resulta factible.

5.1.2. La Palma

Tiene una población total de 85.000 habitantes con un total de 118 MW de potencia eléctrica instalada (Gobierno de Canarias, 2018). Es una isla de gran relieve con una altitud máxima de 2426 m y es la que más precipitaciones registra del archipiélago con una media de 737 mm anuales (Cabildo de La Palma, s.f.). Esto hace que tenga un gran potencial para la instalación de energía hidráulica.

Se observa (Figura 11) que el potencial eólico aprovechable se encuentra en dos zonas, una al noroeste de la isla [3] (1000-1300) W/m² y otra al sureste de la isla [4] con alto potencial eólico (>1300) W/m².

La zona noroeste [3] se encuentra protegida por la Red Natura 2000 y la zona exterior al área delimitada por esta red cuenta con profundidades cercanas a los 1000 m de profundidad.

La zona sureste [4] dispone de un excelente potencial eólico, pero con la tecnología actual no es posible seleccionarla, ya que 2 km de la costa se encuentran profundidades de 500 m.

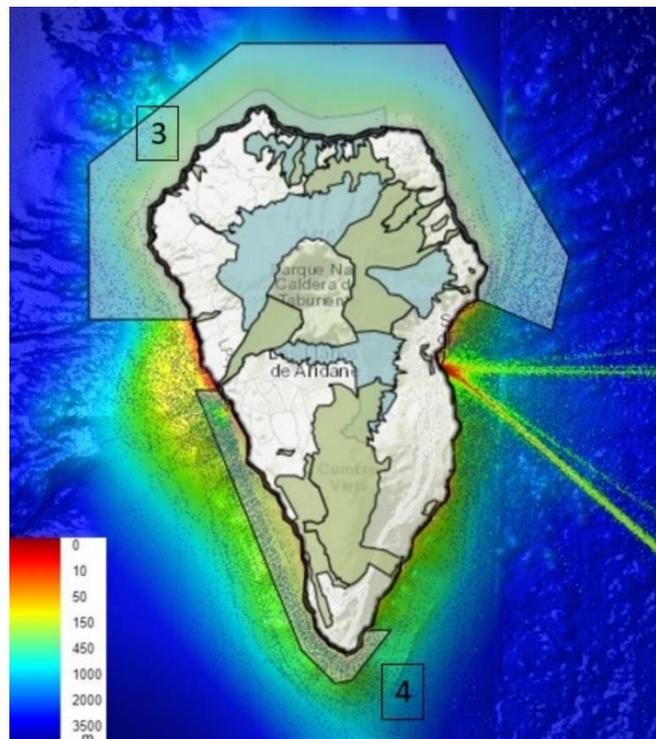


Figura 13. Filtros isla de La Palma. Fuente: elaboración propia

5.1.3. La Gomera

La Gomera es la segunda isla con menor superficie del archipiélago. Su población es de 22.100 habitantes. Tiene una potencia eléctrica instalada de 21,6 MW (Gobierno de Canarias, 2018). El mayor problema que muestra para la instalación de un parque eólico marino es la integración en red, ya que la red eléctrica canaria, y en especial la de La Gomera, tiene serias carencias en parte debido a su reducida población y su abrupto relieve.

En cualquier caso, se analiza el Atlas Europeo del Mar para ver si existe una zona adecuada para la ubicación del parque eólico marino.

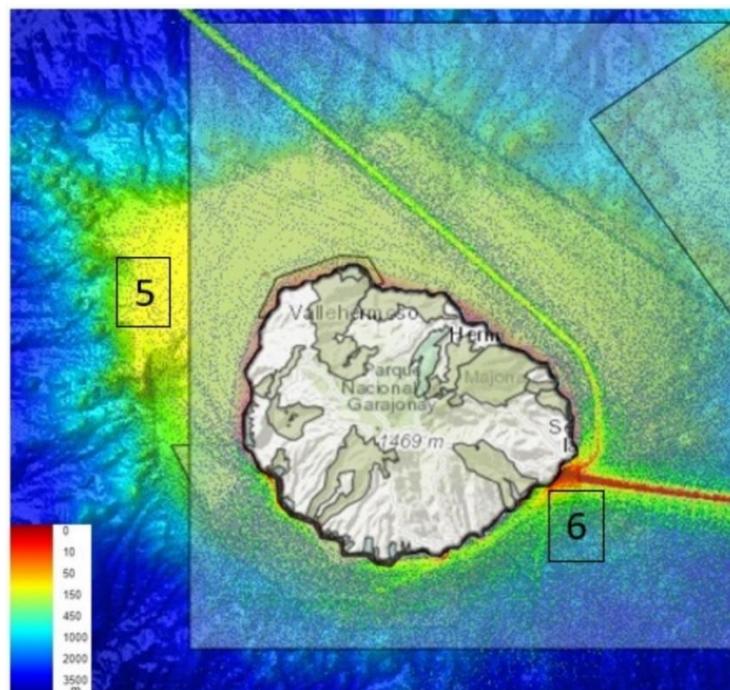


Figura 14. Filtros isla de La Gomera. Fuente: elaboración propia.

La Gomera tiene en una gran parte de la costa norte una batimetría inferior a los 150 m. Las zonas seleccionadas, a partir de la Figura 11, son: Noroeste de la isla [5] con un potencial de 900-1000 W/m² y el suroeste [6] con un potencial mayor que 1300 W/m².

Se considera que la zona del suroeste [6] se debe descartar por los tres filtros impuestos, ya que se encuentra en un espacio de la Red Natura 2000, cercano al puerto principal de la isla y la batimetría no cumple con las especificaciones.

La zona del noreste [5] no pertenece a la Red Natura 2000, el tráfico marítimo es prácticamente nulo y cuenta con una batimetría adecuada con zonas con profundidades menores a 150 m.

Por todo lo expuesto, se propondrá la zona [5] para el posterior estudio.

5.1.4. Tenerife

Es la isla más grande del archipiélago y tiene una población de 950.000 habitantes. Según el anuario energético de Canarias de 2018, tiene una potencia instalada de 1418 MW. Su fuente renovable más representativa es la energía eólica con 187 MW de potencia instalada. Como la mayoría de las islas, tiene una gran dependencia de los combustibles fósiles (78,7% del total de la energía primaria) (Gobierno de Canarias, 2018).

Se estudia las posibles ubicaciones de un parque eólico marino en Tenerife mediante del Atlas Europeo del Mar.

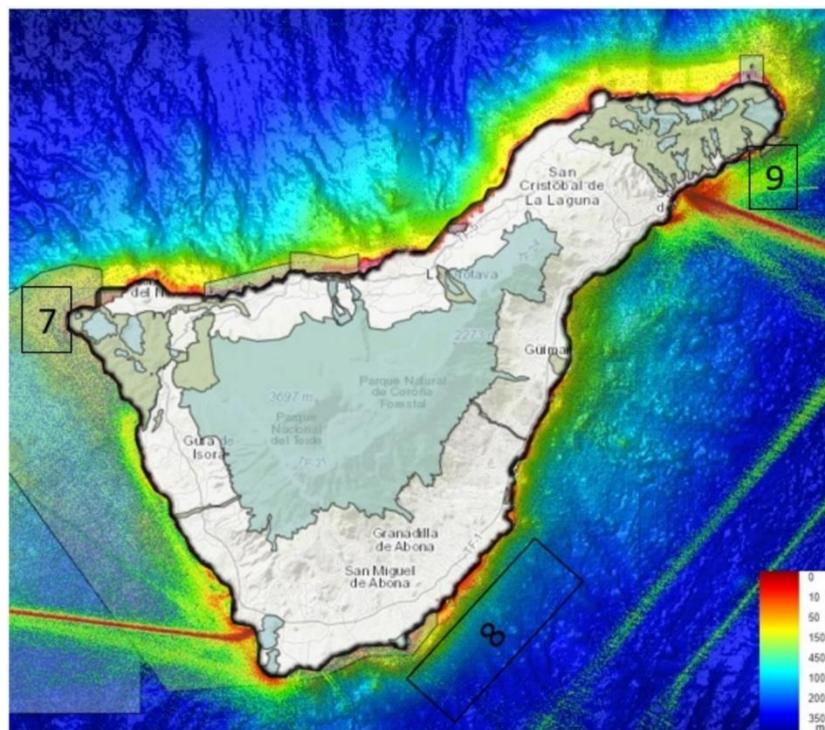


Figura 15. Filtros isla de Tenerife. Fuente: elaboración propia.

Se observan en la Figura 11 tres zonas con potencial eólico suficiente para la ubicación del parque off-shore. La primera se encuentra en la punta oeste de la isla [7] (1000-1100 MW/m²). La segunda es una amplia zona que recorre la costa sur [8] (1200-1300 MW/m²), donde se concentra la mayoría de los parques eólicos terrestres de la isla. Por último, la zona del noreste [9] con una densidad de potencia eólica entre 600 y 700 MW/m².

La zona del oeste [7] está delimitada por la Red Natura 2000 por lo que no es una zona seleccionable. La zona de la costa sur [8] es una zona viable en cuanto a tráfico marítimo y no está afectada por la Red Natura 2000. Aunque su batimetría no es la idónea (a partir de los 2 km de la costa la profundidad supera los 200 m) podría ubicarse el parque en esta zona, pero causaría un gran impacto visual por su cercanía a la costa. La ubicación [9] queda descartada

porque está afectada por tráfico marítimo intenso debido a la cercanía del puerto de Santa Cruz de Tenerife.

En general, Tenerife y las islas occidentales presentan peores condiciones que las islas orientales para la construcción de parques eólicos off-shore debido a la batimetría, a pesar de su óptimo recurso eólico.

5.1.5. Gran Canaria

Es la segunda isla más grande en población, con 866.000 habitantes. La potencia eléctrica instalada según el anuario energético de canarias de 2018 es de 1220 MW. Tiene un aerogenerador marino de 5 MW instalado en la costa suroeste. Además, dispone de un prototipo de plataforma eólica flotante que alberga dos aerogeneradores. La isla presenta buenas características para la instalación de parques off-shore.

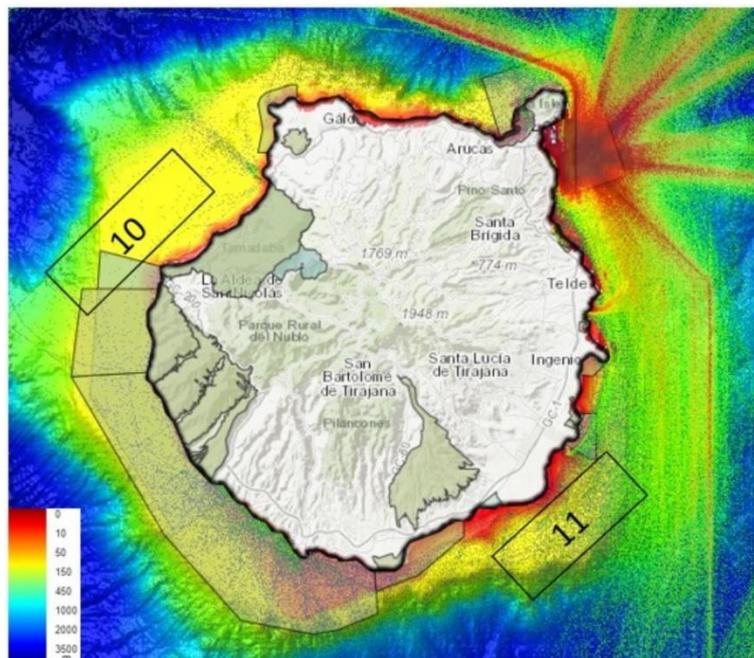


Figura 16. Filtros isla de Gran Canaria. Fuente: elaboración propia.

Se consideran dos zonas observando la Figura 11: la primera en la costa oeste de Gran Canaria [10] ($1000-1300 \text{ W/m}^2$) y la segunda en la costa sureste [11] ($1100-1400 \text{ W/m}^2$), descartando la costa este por el intenso tráfico marítimo. Estas zonas presentan el mayor potencial eólico de todas las Islas Canarias.

La zona de la costa oeste [10] posee una excelente batimetría según los requisitos exigidos (<150 m) ya que se mantiene a una profundidad prácticamente constante a lo largo de aproximadamente 12 km desde la costa. La zona situada más hacia el suroeste se ve afectada por la Red Natura 2000, pero en general, existen grandes zonas sin restricciones. En cuanto al tráfico marítimo, no hay interferencias destacables. Por tanto, se considera esta zona [10] para su posterior estudio técnico.

La zona del sureste [11] de la isla, es donde se encuentran ubicados el aerogenerador marino de 5 MW y el prototipo de plataforma flotante. Es también una zona viable para la ubicación de un parque eólico marino, ya que la batimetría cumple con los requisitos y no supera los 200 m hasta una distancia a costa de 10 km. No se encuentra ninguna zona delimitada por la Red Natura 2000 y el tráfico marítimo en general no presenta grandes inconvenientes.

En resumen, ambas zonas [10],[11] serán consideradas para el posterior estudio técnico por sus óptimas condiciones.

5.1.6. Fuerteventura

Esta isla oriental de tan sólo 122.000 habitantes es la segunda isla con mayor extensión del archipiélago. Tiene una densidad de población baja y su población está concentrada en la costa. Dispone de una gran zona marina protegida. La potencia eléctrica instalada es de 227,8 MW (Gobierno de Canarias, 2018).

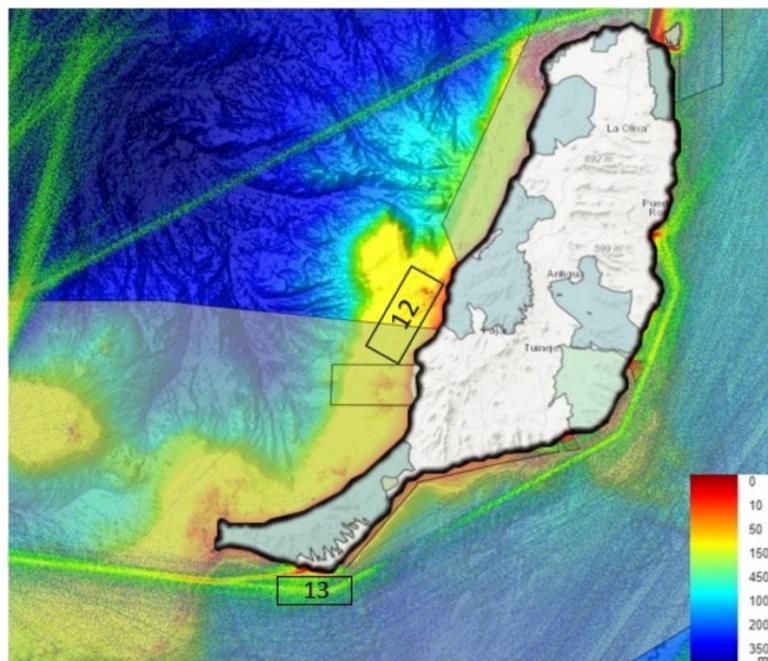


Figura 17. Filtros isla de Fuerteventura. Fuente: elaboración propia.

Se han seleccionado las dos zonas de mayor potencial eólico observando la Figura 11, aunque existe un potencial eólico considerable en toda la isla. La primera zona se encuentra en la costa oeste [12] (600-700 W/m²). La segunda zona se sitúa al sur de la isla [13] (600-800 W/m²).

La zona del sur [13] queda descartada por estar en la extensa Red Natura 2000 de Fuerteventura y por el tráfico marítimo de la zona.

La zona [12] es prácticamente una de las pocas áreas no protegida medioambientalmente en la isla. Cuenta con una excelente batimetría ya que no se superan los 100 m de profundidad en 10 km de separación a la costa. Se estudiará esta zona [12] aunque presenta igual que La Gomera problemas con la red eléctrica. Un problema añadido es que, como se puede apreciar en la densidad de tráfico marítimo, la población se concentra en la costa este y la zona [12] está en la costa oeste.

5.1.7. Lanzarote

La isla cuenta con una población de 150.000 habitantes, pero es importante comentar que 2019 recibió un total de 2,9 millones de turistas (Statista, 2020). Tiene una potencia eléctrica instalada de 265,7 MW según el anuario energético del Gobierno de Canarias (Gobierno de Canarias, 2018).

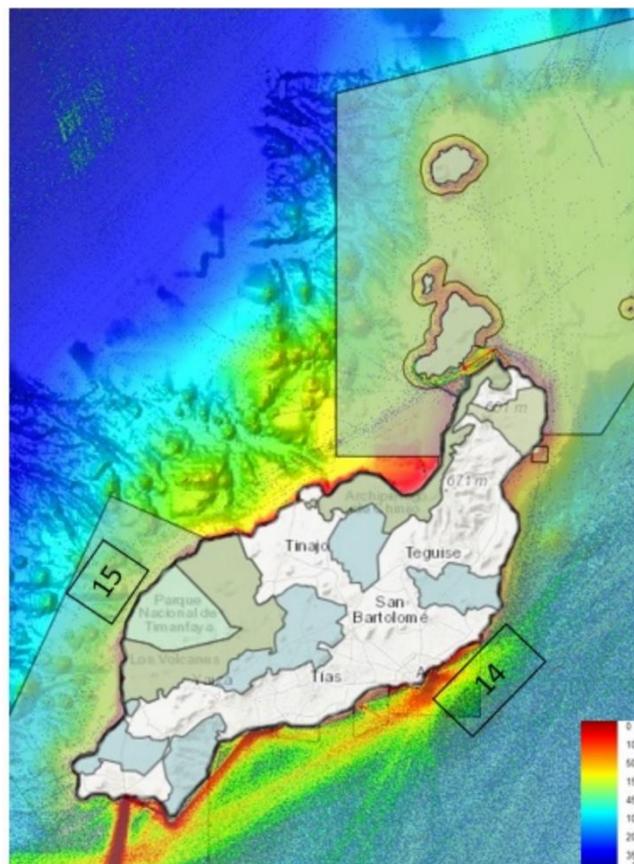


Figura 18. Filtros isla de Lanzarote. Fuente: elaboración propia.

Se localizan las dos zonas con mayor recurso eólico de la isla (Figura 11): la primera [14] al oeste, cercana a la capital (600-700 W/m²), la segunda [15], al este de la isla (600-750 W/m²).

Lanzarote tiene la mayor parte de sus espacios marinos protegidos, por tanto, ambas zonas quedan excluidas por la Red Natura 2000. Además, la zona [14] también está restringida por tráfico marítimo intenso.

En resumen, se han seleccionado cuatro zonas para su posterior estudio energético y económico, dos zonas en Gran Canaria, una en La Gomera y otra en Fuerteventura. Como se aprecia en la Tabla 5, uno de los limitantes de la eólica marina en Canarias es la batimetría.

Tabla 5. Cribado de zonas aptas para la localización del parque. Fuente: elaboración propia.

ZONA	ISLA	DENSIDAD DE POTENCIA (W/m ²)	BATIMETRÍA	TRÁFICO MARÍTIMO	RED NATURA 2000
1	El Hierro	900-1100	NO APTA	APTA	NO APTA
2	El Hierro	800-900	NO APTA	APTA	APTA
3	La Palma	1000-1300	NO APTA	APTA	NO APTA
4	La Palma	>1300	NO APTA	APTA	APTA
5	La Gomera	900-1000	APTA	APTA	APTA
6	La Gomera	>1300	NO APTA	NO APTA	NO APTA
7	Tenerife	1000-1100	APTA	APTA	NO APTA
8	Tenerife	1200-1300	NO APTA	APTA	APTA
9	Tenerife	600-700	NO APTA	NO APTA	APTA
10	Gran Canaria	1100-1300	APTA	APTA	APTA
11	Gran Canaria	1100-1400	APTA	APTA	APTA
12	Fuerteventura	600-700	APTA	APTA	APTA
13	Fuerteventura	600-800	NO APTA	NO APTA	NO APTA
14	Lanzarote	600-700	NO APTA	NO APTA	NO APTA
15	Lanzarote	600-750	NO APTA	APTA	NO APTA

5.2. Recurso eólico

El viento, como expone Winddenmark, es un fenómeno físico que depende de las diferencias de presiones entre capas de la atmósfera producidas por el calentamiento irregular de la Tierra por el sol (las zonas del Ecuador se calientan más que las zonas polares). Esto hace que el aire caliente ascienda y se desplace hacia zonas más frías. Este efecto debería producir un movimiento cíclico desde el ecuador hasta los polos. Sin embargo, la rotación de la Tierra induce la fuerza de Coriolis y provoca alrededor de los paralelos 30º sur y norte, una zona de altas presiones que impide el desplazamiento del flujo de aire hacia los polos. En estas condiciones, el viento desciende hacia la zona de bajas presiones dirigiéndose hacia el paralelo 0º.

Canarias se sitúa entre los 28º y los 29º de latitud norte, por lo que se ve favorecido por una zona de altas presiones en el paralelo 30º norte que corresponde con el anticiclón de las Azores, el cual provoca corrientes de aire hacia zonas de bajas presiones del Ecuador y causa los llamados vientos Alisios que se dan prácticamente todo el año. Estos vientos junto con el relieve

abrupto de las islas son los responsables de que Canarias tenga un clima tropical a pesar de su situación geográfica (Hernández-Guanir, 1977).

5.2.1. Rugosidad del terreno

Para el cálculo de la velocidad del viento en capas bajas de la atmósfera hay que tener en cuenta que el recurso eólico se ve influenciado por la superficie terrestre debido a la fricción (rugosidad del terreno). Cuanto mayor sea esta rugosidad más se ralentizará la velocidad del viento. En energía eólica se distinguen distintas clases en relación con la rugosidad del terreno. Las clases más altas (A y B) se corresponden con una mayor rugosidad del terreno (Figura 19).

La velocidad del viento a cierta altura viene dada por la expresión [1] (DTU Wind Energy) que modifica la velocidad de referencia en función de la rugosidad del terreno.

$$V = V_{ref} \frac{\ln(Z/Z_0)}{\ln(Z_{ref}/Z_0)} \quad (1)$$

Siendo:

- V = velocidad a una altura Z del suelo.
- V_{ref} = velocidad conocida a una altura Z_{ref} .
- Z = altura sobre el suelo deseada.
- Z_0 = longitud de rugosidad del terreno.
- Z_{ref} = altura sobre el suelo a la que conocemos V_{ref} .

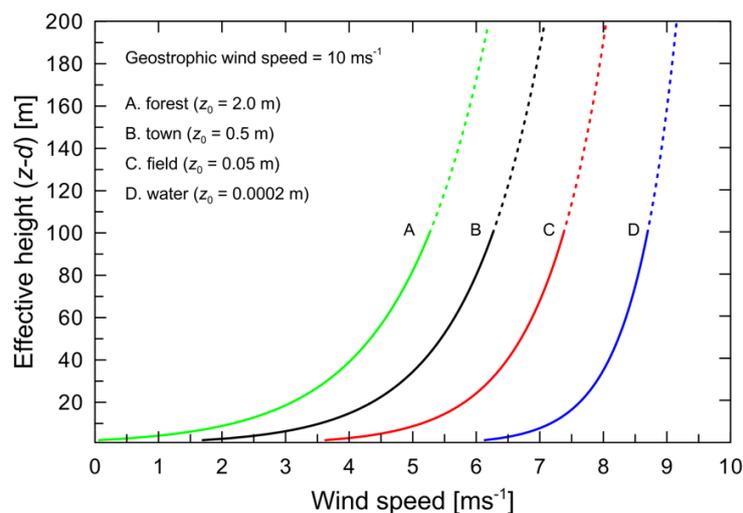


Figura 19. Perfil de velocidad del viento con la altura en función de la longitud de rugosidad del terreno. Fuente: GlobalWindAtlas

En la Figura 19 se muestra una de las ventajas que ofrece la eólica marina respecto a la terrestre y es que posee una rugosidad del terreno muy baja (0,0002 m). Esto produce que la velocidad apenas varíe con la altura lo que conlleva vientos más estables y menos turbulencias.

5.2.2. Distribución de Weibull

Otro modelo importante dentro de la industria eólica que ayuda a la correcta elección de la turbina y la optimización del aprovechamiento del recurso eólico es la distribución de Weibull.

Esta distribución describe la variación del viento a lo largo de un periodo de tiempo en relación con su velocidad. Permite conocer con qué probabilidad se da un viento de cierta velocidad media.

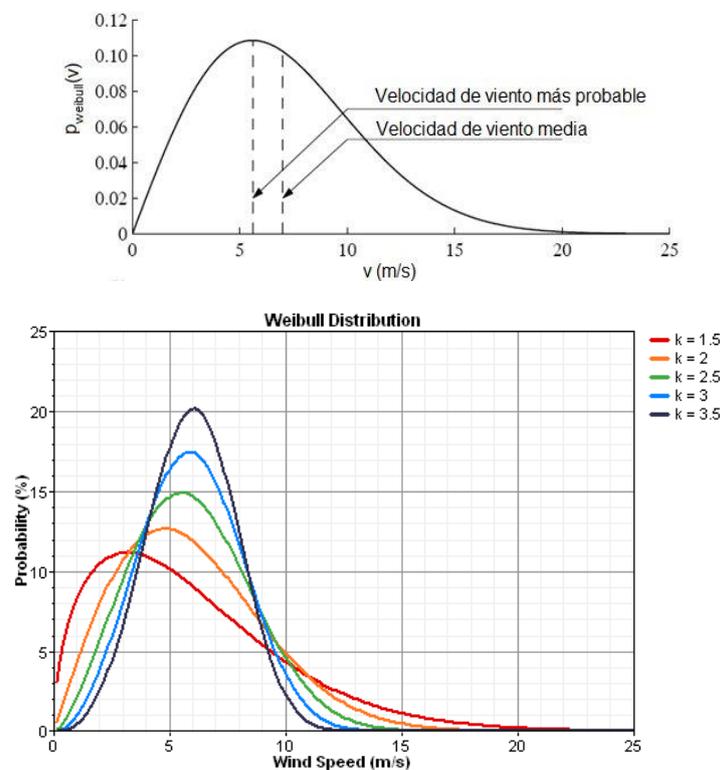


Figura 20. Distribución general de Weibull (arriba) y distribución de Weibull variando k (abajo). Fuentes: ResearchGate y HomerEnergy.

La fórmula de la función de Weibull es la siguiente (DTU Wind Energy):

$$f(v) = \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} \quad (2)$$

- k = factor de forma de la distribución de Weibull. Es adimensional y a medida que aumenta, la distribución se vuelve más simétrica como se aprecia en la Figura 20.

- C = parámetro de escala de Weibull. Se modifica en función de la velocidad media del viento y sus unidades son (m/s).
- V = velocidad media del viento (m/s).

Este valor está referenciado para una altura determinada, por ejemplo, se seleccionan los datos de k , C y velocidad a una altura de 100 m. Sin embargo, la altura del buje del aerogenerador cambia en función del fabricante y de las características del proyecto. Por ello, si el cambio de altura es significativo (>10 m) hay que ajustar estos coeficientes a la altura deseada. Las expresiones para este ajuste (Pardillos, 2017) en función de la altura (Z) son las siguientes:

$$C(Z) = C_{ref} \left(\frac{Z}{Z_{ref}} \right)^\alpha \quad (3)$$

$$k(Z) = \frac{k_{ref} \left[1 - 0.088 \ln \left(\frac{Z_{ref}}{Z} \right) \right]}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{Z}{10} \right)} \quad (4)$$

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(C_{ref})}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{Z_{ref}}{10} \right)} \quad (5)$$

- C_{ref} = C referida a la altura de la que ha sido extraído su valor.
- K_{ref} = K referida a la altura de la que ha sido extraído su valor.
- Z y Z_{ref} = Altura a la que se pretende obtener los nuevos valores (Z), y altura de referencia para obtener los valores de C y k iniciales (Z_{ref}).

5.2.3. Rosa de los vientos

Para analizar datos de frecuencia, velocidad, potencia, turbulencias en función de la dirección del viento, existe una herramienta denominada rosa de los vientos, que muestra gráficamente estas variables (Pardillos, 2017). Es un gráfico circular de sectores dividido generalmente en 12 direcciones que corresponden a sectores de 30° cada una, siendo la dirección norte 0°, aunque también puede dividirse en 8, 16 y hasta 32 direcciones. *Global Wind Atlas* muestra las rosas de los vientos para el estudio de diferentes factores del recurso eólico en función de la dirección del viento para una zona seleccionada tal y como se muestra en la Figura 21.



Figura 21. Rosa de los vientos de cada variable medida zona 11 Gran Canaria. Fuente: Global Wind Atlas.

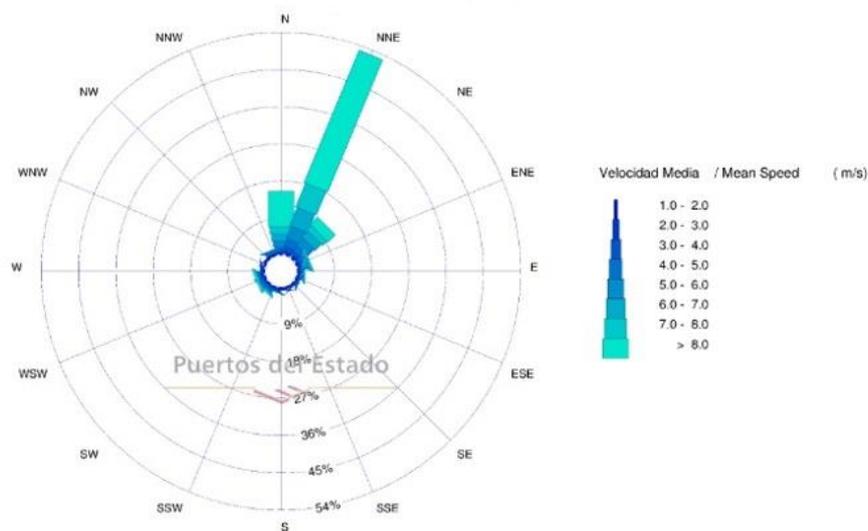


Figura 22. Rosa de los vientos velocidad media zona 10 Gran Canaria. Fuente: Puertos del Estado

La página de Puertos del Estado también ofrece datos de la velocidad media de una zona concreta en función de su dirección (Figura 22). En este caso se distinguen hasta 16 direcciones y se genera a partir de series históricas temporales con datos en intervalos de una hora.

En resumen, la rosa de los vientos da información importante de las principales características del recurso eólico en función de su dirección. Además, es clave en la orientación de las turbinas para optimizar el aprovechamiento de la energía eólica.

5.3. Elección de aerogeneradores

Los aerogeneradores del parque eólico se eligen en función del recurso eólico, el emplazamiento, el fabricante, la potencia, el rendimiento, el coste... entre otros (Garrido, 2020).

Además, los aerogeneradores se dividen en clases en función de diferentes características. Esta clasificación queda recogida en la IEC 61400 (Comisión Electrotécnica Internacional) y asegura que las turbinas estén correctamente diseñadas para las condiciones de viento medias y extremas durante sus años de servicio.

Tabla 6. Clases de turbina norma IEC. Fuente: International Electrotechnic Commission.

Turbine Class	Annual average wind speed, <i>m/s</i>	Extreme 50- year gust, <i>m/s</i>	Turbulence classes	
			<i>a</i> %	<i>b</i> %
IEC I High Wind	10.0	70.0	18.0	16.0
IEC II Medium Wind	8.5	59.5	18.0	16.0
IEC III Low Wind	7.5	52.5	18.0	16.0
IV	6.0	42.0	-	-

Existen cuatro clases como se aprecia en la Tabla 6, siendo la primera la adecuada para los vientos más fuertes y la cuarta la reservada para los vientos menos intensos. Un aerogenerador de clase I puede operar en entornos donde se exija clase II, III, IV. Sin embargo, nunca se puede instalar un aerogenerador de una clase inferior a la exigida. Se establece una clase especial, S, en la que el aerogenerador se diseña para condiciones concretas del emplazamiento. Las condiciones que especifican cada clase son:

- La velocidad media del viento, que varía según clases entre los 10 m/s (Clase I) y los 6 m/s (Clase IV).
- La ráfaga de viento máxima que es capaz de soportar en 50 años el propio aerogenerador. En la clase I son capaces de soportar hasta 70 m/s (250 km/h) mientras que en la clase IV, 42 m/s (150 km/h).
- La intensidad de turbulencia soportada, es decir, la desviación estadística que sufre el viento de su valor medio en un intervalo de tiempo. Generalmente, este intervalo es de diez minutos. Esto es fundamental ya que las turbulencias son las que cargan a fatiga la mayoría de los componentes del aerogenerador. La subclase “a” soporta mayor intensidad de turbulencia que la subclase “b”.

En este TFG se seleccionan tres aerogeneradores de distintas potencias y diferentes fabricantes cuyos datos se encuentran en la base de datos TheWindPower (TheWindPower, 2020). En la Tabla 7 se muestran los principales detalles técnicos de cada aerogenerador.

Tabla 7. Ficha técnica aerogeneradores seleccionados. Fuente: Elaboración propia.

Fabricante	Aerogenerador		
	Windtec	Multibrid	Senvion
Modelo	SeaTitan	M5000	6,3 M152
Potencia (MW)	10	5	6,33
Vmin (m/s)	3,5	4	3,5
Vmed (m/s)	11,5	13	12
Vcorte (m/s)	25	25	25
Área de barrido (m ²)	10569	18146	28353
Diámetro del rotor (m)	190	116	152
Altura de góndola (m)	125	90-102	97-124
Clase	lb	lb	S

Estos aerogeneradores se han escogido de acuerdo con dos requisitos: la compatibilidad *off-shore* y que su clase sea I o S, ya que existen zonas seleccionadas con velocidades medias superiores a los 10 m/s que impiden seleccionar un aerogenerador de clase menor.

De acuerdo con la potencia del aerogenerador, el número de unidades necesarias para cada alternativa sea diferente.

- Windtec SeaTitan 10 MW: serán necesarios 5 aerogeneradores y la potencia del parque será de 50000 kW.
- Multibrid M5000 5MW: serán necesarios 10 aerogeneradores y la potencia del parque será de 50000 kW.
- Senvion S6,3 M152 6.33 MW: serán necesarios 8 aerogeneradores y la potencia del parque será de 50640 kW.

La góndola, donde está situado el buje en los dos aerogeneradores de menor potencia, puede situarse a 100 m. Sin embargo, el aerogenerador de 10 MW tiene una altura de góndola de 125 m. Por tanto, para el cálculo de la energía hay que modificar los valores extraídos de Global Wind Atlas, ya que están referidos a 100 m.

Otro factor clave en la elección del aerogenerador es la curva de potencia. Normalmente, el fabricante proporciona la curva de potencia del aerogenerador. En la base de datos de TheWindPower se pueden consultar la curva de potencia de cada aerogenerador (Figura 23).

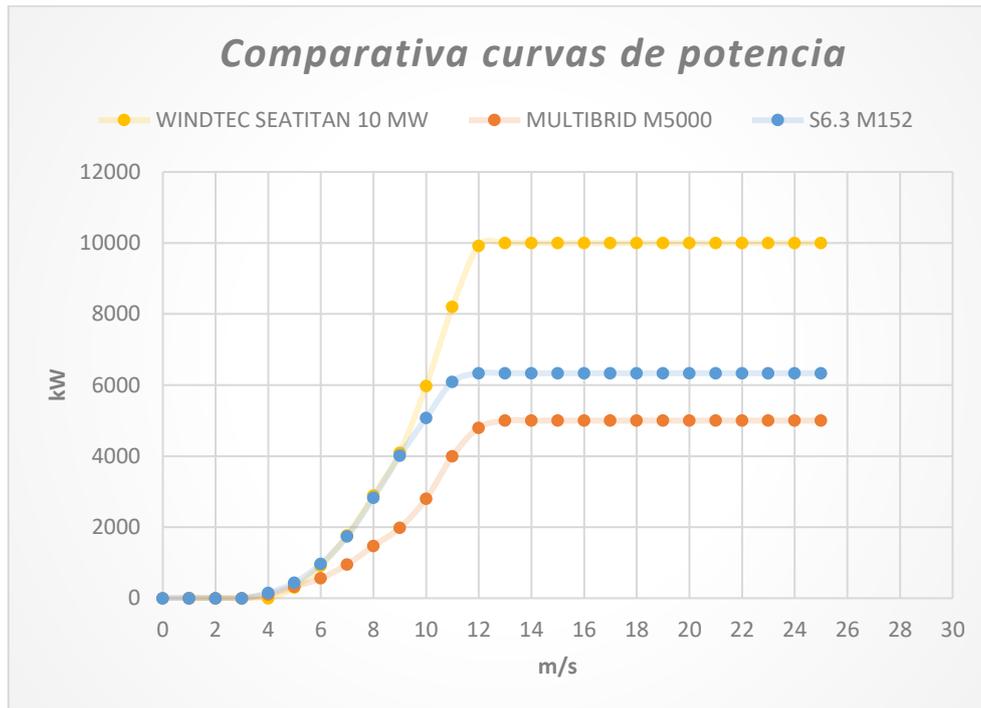


Figura 23. Curvas de potencia aerogeneradores seleccionados. Fuente elaboración propia a partir de The Wind Power.

La potencia que extrae del viento el aerogenerador viene dada por una expresión íntegramente relacionada con la fórmula de la energía cinética (Pardillos, 2017).

$$= \frac{1}{2} masa \cdot v^2 = \frac{1}{2} \forall \cdot \rho \cdot v^2 = \frac{1}{2} A \cdot v \cdot \rho \cdot v^2 = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \quad (6)$$

siendo P la potencia (W), ρ la densidad del aire (kg/m^3), \forall el volumen de control, A el área de barrido de las palas del aerogenerador (m^2) y v la velocidad (m/s).

A la expresión (6) hay que añadirle un término, ya que la Ley de Betz establece que como máximo se puede aprovechar el 59% de la energía cinética total del viento. El 100% significaría una velocidad de salida del aerogenerador nula, al haber extraído éste toda su energía, lo que provocaría el cese del flujo de entrada de aire al aerogenerador. Por tanto, a la ecuación anterior hay que aplicarle un coeficiente (de potencia) C_p que se corresponde con:

$$C_p = \frac{P_{extraída}}{P_{disponible}} \quad (7)$$

Este coeficiente, según estableció Betz, tiene un como límite 0,593. En los aerogeneradores comerciales, C_p está generalmente por debajo de 0,4. Si bien es importante optimizar C_p para maximizar el rendimiento del aerogenerador, prevalece disminuir el coste de la producción de la energía eléctrica a lograr C_p muy elevados que encarezcan el coste de los aerogeneradores (Danish Wind Industry Association, 2003).

En resumen, el cálculo de la energía que produce el aerogenerador viene dado por la expresión 8 (Pardillos, 2017).

$$P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot A \cdot \rho \cdot v^3 \quad (8)$$

En cuanto a las velocidades de viento a las cuales el aerogenerador entrega una potencia determinada, hay tres valores como se muestra en la Tabla 7 y se aprecia en la Figura 23.

- Velocidad mínima (m/s): es la menor velocidad del viento a partir del cual el aerogenerador empieza a entregar potencia. En los aerogeneradores seleccionados estas velocidades son 3,5 y 4 m/s.
- Velocidad media o nominal (m/s): es la velocidad del viento a partir de la cual el aerogenerador comienza a entregar su potencia nominal (10 MW, 6,33 MW o 5 MW en los aerogeneradores seleccionados).
- Velocidad de corte (m/s): es la velocidad del viento a la cual el rotor se detiene por riesgo de daño del propio aerogenerador y del entorno. En los aerogeneradores seleccionados la velocidad de corte es de 25 m/s.

5.4. Cálculo de la energía generada

En este apartado se procede al cálculo de la energía bruta de cada zona seleccionada con cada aerogenerador.

Los datos adquiridos sobre el recurso eólico de cada zona pertenecen a la base de datos de GlobalWindAtlas. Estos datos son los coeficientes de Weibull (C y k) y la frecuencia del viento. Todos ellos vienen referenciados a doce direcciones de viento. Los valores que aporta GlobalWindAtlas sobre el recurso eólico de una zona son relativos a un intervalo de probabilidad, ya que el histórico de datos anuales arroja un intervalo de posibles valores de velocidades medias anuales en cada punto de la zona. El 100% representa el recurso eólico mínimo que existe en la zona, es decir, si la velocidad media del 100% de la zona es 9 m/s quiere decir que, en esta zona en concreto, la velocidad media en cualquier punto de esa zona siempre será mayor o igual a 9 m/s. El 10%, por otro lado, es una representación cercana al recurso eólico máximo de la zona, en la que en el 10% de la superficie de esa zona se tendrán esos valores, GlobalWindAtlas ofrece, precisamente, los coeficientes de Weibull para el 10%, por tanto, la energía estimada es una aproximación al alza del recurso eólico de esa zona. En la Tabla 8 se muestra la diferencia entre las velocidades con las que se ofrecen datos de la distribución de Weibull (10%) y los datos de velocidades medias más conservadores (100%)

Tabla 8. Variación de la velocidad media de cada zona. Fuente: Global Wind Atlas.

	Vmed 10% (m/s)	Vmed 100% (m/s)	Variación (%)
Zona 5	9,97	9,61	3,61
Zona 10	10,45	10,3	1,44
Zona 11	11,46	11,38	0,70
Zona 12	8,79	8,66	1,48

Como se puede apreciar, la variación más notable se corresponde con la zona 5 en la isla de La Gomera (3,61%). El resto no supera una variación del 1,5%, con lo que el resultado de energía eléctrica generada presenta ligeras variaciones escogiendo los datos del 10%.

Para calcular la energía bruta (E_B) generada por un aerogenerador en un año en una determinada dirección se utiliza la expresión 9 (Pardillos, 2017):

$$E_B = P_i \cdot W_i \cdot h \cdot f \quad (9)$$

- P_i es la energía que entrega el aerogenerador a una determinada velocidad "i". Los valores están definidos por la curva de potencia (W). El valor de la velocidad "i" varía entre 0 m/s y 25 m/s. Esta última correspondiente a la velocidad de corte del aerogenerador. La potencia es mayor que 0 a partir de la velocidad mínima de funcionamiento (en los aerogeneradores utilizados comprendidas entre 3,5 m/s y 4 m/s).
- W_i es el coeficiente de Weibull determinado por la expresión (2), para cada una de las velocidades "i" mencionadas. En el caso del aerogenerador de mayor tamaño (125 m)

se ajusta el coeficiente por su altura, ya que es superior a la de los datos que ofrece Global Wind Atlas, recogidos a 100 m.

- h es 8760 horas resultantes de multiplicar las 24 h de un día por los 365 días de un año natural.
- f es la frecuencia con la que se da el viento en cada una de las 12 direcciones en las que divide la rosa de los vientos GlobalWindAtlas (la suma de las 12 frecuencias es la unidad).

Para el cálculo de la energía bruta generada en un año (E_{BTOTAL}) por el aerogenerador, se suma la E_B en cada una de las 12 direcciones y se obtiene la E_{BTOTAL} . En la Tabla 8 se muestra la energía bruta, E_{BTOTAL} , en MWh producida por cada aerogenerador.

Tabla 9. Energía anual generada por un aerogenerador en MWh. Fuente: elaboración propia.

Zona	Isla	Aerogenerador		
		Multibrid M5000	S6.3 M152	Windtec SeaTitan 10 MW
5	La Gomera	24642,64	35823,58	59759,87
10	Gran Canaria	26639,46	37525,43	61960,98
11	Gran Canaria	30423,79	41668,67	68073,19
12	Fuerteventura	20287,7	30796,81	52353,62

Para el modelo Windtec SeaTitan se han corregido los coeficientes C y k de Weibull con las expresiones [3], [4] y [5] como se muestra en la Tabla 9.

Tabla 10. Corrección de los coeficientes de Weibull por altura en la zona 10. Fuente: elaboración propia.

Dirección	C (100 m)	C (125 m)	k (100 m)	k (125 m)
1	7,64	8,06	1,69	1,76
2	13,6	14,14	3,51	3,65
3	10,73	11,23	2,33	2,42
4	2,66	2,88	1,19	1,24
5	1,66	1,82	0,67	0,69
6	1,84	2,01	0,85	0,88
7	8,59	9,04	2,01	2,09
8	7,16	7,57	1,57	1,63
9	3,58	3,85	0,85	0,88
10	2,69	2,91	0,92	0,96
11	2,31	2,51	1,02	1,06
12	2,69	2,91	0,70	0,73

Al aumentar estos coeficientes, la energía bruta generada por el aerogenerador también experimenta un incremento. Con la altura mejora el recurso eólico, por ello, al elevar la altura

del buje, la energía generada es mayor. Sin embargo, aerogeneradores más grandes conllevan una mayor complejidad técnica del diseño que suele incrementar el coste.

La distribución de Weibull permite analizar la frecuencia de las velocidades medias del viento. En la Figura 24 se muestran los parámetros C y K de Weibull para las cuatro zonas estudiadas.

La distribución de Weibull difiere para cada dirección de viento, por ello en la Figura 24 se representa la distribución de Weibull para la dirección predominante que sopla entre nortee-noreste y noreste (NNE-NE) aproximadamente 30º en sentido horario (N=0º).

En el Global Wind Atlas se muestran datos en 12 direcciones, en este caso la NNE-NE se relaciona a la dirección 2. En la Tabla 11 se muestran los coeficientes de Weibull de cada una de las zonas en la propia dirección 2.

Tabla 11. Coeficientes de Weibull en la dirección 2 (NNE-NE). Fuente: Global Wind Atlas.

Coeficiente	Zona			
	12	11	10	5
C	11,19	13,88	13,6	12,55
k	3,459	3,229	3,51	4,17

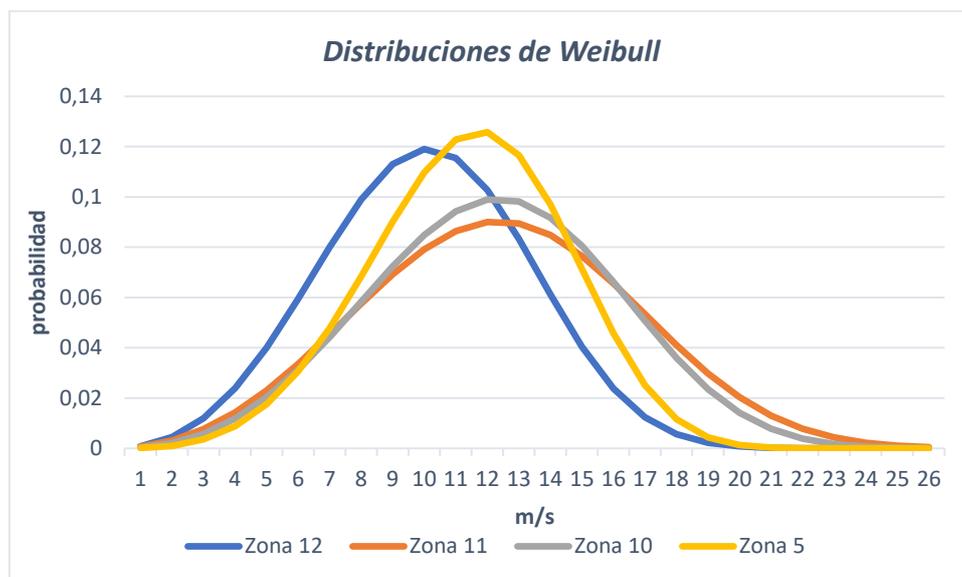


Figura 24. Distribución de Weibull para cada zona en dirección NE. Fuente elaboración propia.

En la Figura 24 se muestran las distintas distribuciones de Weibull para cada zona apta seleccionada. Si se analiza, por ejemplo, la distribución de Weibull de la zona 5 (amarilla), el máximo de la distribución se encuentra para 12 m/s con una probabilidad de 0,126, esto quiere decir que en esa zona la velocidad del viento el 12,6% del año es de 12 m/s. Cada velocidad tiene asociada una probabilidad que permite conocer el recurso eólico de la zona.

La dirección del viento predominante NNE-NE tiene lugar con una frecuencia elevada y coincide, a su vez, con la dirección de viento de mayor velocidad media, como se concluye de los datos de *Global Wind Atlas* y se muestra en la Tabla 12.

Tabla 12. Frecuencias del viento según direcciones. Fuente: Wind Global Atlas.

FRECUENCIA												
ZONA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	0,05	0,53	0,26	0,01	0	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
10	0,02	0,63	0,19	0,01	0,01	0,01	0,04	0,05	0,02	0,01	0,01	0,01
11	0,27	0,56	0,06	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,01	0,11	0,01
12	0,3	0,41	0,06	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,03	0,06

Teniendo en cuenta estos datos, en la Tabla 13 se muestra la energía bruta anual del parque ($E_{BTOTALPARQUE}$), en función de la zona y el aerogenerador. Con estos datos se selecciona la zona de mayor recurso eólico y el aerogenerador que más energía bruta produce anualmente (MWh).

Tabla 13. Energía bruta total del parque en MWh según zona y aerogenerador. Fuente: elaboración propia.

Zona	5	10	11	12
Isla	La Gomera	Gran Canaria	Gran Canaria	Fuerteventura
Multibrid M5000	246426,42	266394,57	304237,37	202877,04
S6.3 M152	286588,61	300203,45	333349,37	246374,46
Windtec SeaTitan 10 MW	298799,37	309804,92	340365,96	261768,11

Como se aprecia en la Tabla 13, la zona de mejor recurso eólico es la zona 11, situada en la costa sureste de Gran Canaria. Respecto al aerogenerador, el modelo Windtec SeaTitan 10 MW es el que más energía bruta total por parque genera (340,365 GWh).

5.5. Producción neta de energía

Al calcular la energía bruta se tiene en cuenta la distribución de las velocidades del viento en cada zona, la rugosidad del terreno (en el mar es despreciable) y la curva de potencia que ofrece el fabricante. Sin embargo, para calcular la energía neta generada es necesario aplicar diversos coeficientes que configuran las pérdidas que se producen a partir de la energía bruta (Pardillos, 2017).

- Pérdida por ajuste de la curva de potencia. Los cálculos están basados en la producción energética de los aerogeneradores en función de los valores que aporta el fabricante. Sin embargo, los valores reales suelen ser un poco menores, con un coeficiente aproximado de pérdidas del 0,98.
- Pérdida por disponibilidad. Están referidas a las pérdidas provocadas por el paro del aerogenerador ya sea por vientos extremos o por averías. En general, se aproxima un coeficiente de 0,98.

- Pérdidas por transformación y transporte. La energía eléctrica sufre pérdidas al elevar su tensión para el transporte. También existen pérdidas en el transporte y distribución. Se estima un coeficiente de pérdidas del 0,97.
- Pérdidas por mantenimiento de la subestación. Aunque el aerogenerador pueda estar funcionando, una avería o el trabajo de mantenimiento en la subestación conlleva la detención de los aerogeneradores del parque. Se estima este coeficiente en 0,999.

Además de estas pérdidas, el rendimiento global del parque eólico disminuye cada año de funcionamiento. En un artículo científico sobre la pérdida del rendimiento de los parques eólicos con el tiempo (Iain Staffell, 2014), se estiman unas pérdidas de rendimiento de entre el 1,4% y el 1,8%. Teniendo en cuenta que el parque se encuentra en el medio marino (ambiente con condiciones ambientales severas), se escogen unas pérdidas del 1,8% obteniendo un factor de 0,982.

Si se multiplican todos los coeficientes, se obtiene el coeficiente global de pérdidas:

$$Pérdidas = 0,98 \cdot 0,98 \cdot 0,97 \cdot 0,999 \cdot 0,982 \cdot 0,9 = 0,82$$

Con este valor se realiza el cálculo de la energía neta anual en MWh. Además, se obtiene el número de horas equivalente y el factor de carga para cada zona y con cada aerogenerador. Los valores se listan en la Tabla 14. Las expresiones para su cálculo están expresadas a continuación (Pardillos, 2017).

Tabla 14. Energía neta anual en MWh, NHE y f_c para cada zona con cada aerogenerador. Fuente: elaboración propia

Aerogenerador	zona	ISLA	Energía neta anual parque(MWh)	NHE (h)	f_c
MULTIBRID M5000	5	LA GOMERA	201823,24	4036,46	0,46
S6.3 M152			234716,07	4634,99	0,53
WINDTEC SEATITAN			244716,68	4894,33	0,56
MULTIBRID M5001	10	GRAN CANARIA	218177,15	4363,54	0,50
S6.3 M152			245866,63	4855,19	0,55
WINDTEC SEATITAN			253730,23	5074,60	0,58
MULTIBRID M5001	11	GRAN CANARIA	249170,81	4983,42	0,57
S6.3 M152			273013,13	5391,25	0,62
WINDTEC SEATITAN			278759,72	5575,19	0,64
MULTIBRID M5002	12	FUERTEVENTURA	166156,30	3323,13	0,38
S6.3 M152			201780,68	3984,61	0,45
WINDTEC SEATITAN			214388,08	4287,76	0,49

- NHE es el número de horas equivalente (h). Se refiere al número de horas que debe estar en funcionamiento el parque a su potencia nominal para generar la energía neta anual total. Se define con la siguiente expresión:

$$NHE = \frac{\text{Energía Neta Total anual del parque}}{\text{Potencia Nominal parque}} \quad (10)$$

- El factor de carga (f_c) establece el porcentaje de tiempo que trabaja el aerogenerador en un periodo de tiempo concreto. En este caso, el periodo de tiempo es de un año y, por tanto, se contabilizan 8760 horas ($24h \cdot 365$ días). Su valor se define en la siguiente expresión:

$$f_c = \frac{NHE}{8760} \quad (11)$$

Los valores del factor de carga suelen estar entre 0,2 y 0,4 en eólica terrestre (Nhede, 2020), mientras que en la eólica marina son algo más elevados. En la Figura 25 se aprecia cómo ha evolucionado el factor de carga de ambas tecnologías eólicas en los últimos años.

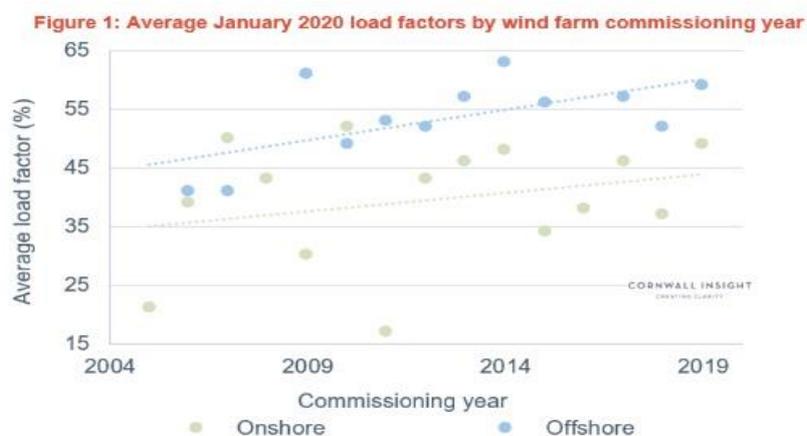


Figura 25. Evolución del factor de carga en la eólica. Fuente: Cornwall Insight.

Se aprecia una línea de tendencia en la Figura 25 hacia factores de carga más elevados con el paso de los años y se espera que en eólica off-shore se puedan alcanzar factores de carga del 70% (Nhede, 2020).

En este trabajo, los factores de carga obtenidos son elevados. Las razones para ello se deben a la frecuencia y la dirección del viento. En las Islas Canarias, los vientos son muy frecuentes en la dirección NNE-NE. Además, los vientos de mayor velocidad media se producen en esta dirección. En la Figura 26 se muestra la rosa de los vientos de frecuencia y de potencia del parque eólico marino *Hornsea 1*, el más grande del mundo actualmente (1218 MW), en comparación con la rosa de los vientos de la zona 11 seleccionada para la localización del parque.

En el caso de Hornsean1, la máxima frecuencia de viento en una dirección es del 14% (Figura 26). Al observar la rosa de los vientos de potencia, se aprecia como las direcciones de mayor potencia corresponden con vientos frecuentes. Sin embargo, existe un porcentaje notable de vientos que se dan en una dirección de baja potencia, lo que provoca un menor aprovechamiento del recurso eólico que reduce el factor de carga del parque.

Si se atiende a la rosa de los vientos de la zona 11 (sureste de Gran Canaria) Figura 26, se observa como el viento que se da con mayor frecuencia, se produce casi el 60% del año (Tabla 12, 56%). Del mismo modo, la dirección del viento con mayor potencia coincide con la dirección de

màxima frecuencia. Esta combinaci3n junto con el aerogenerador alineado correctamente en esta direcci3n son los responsables de los elevados factores de carga.

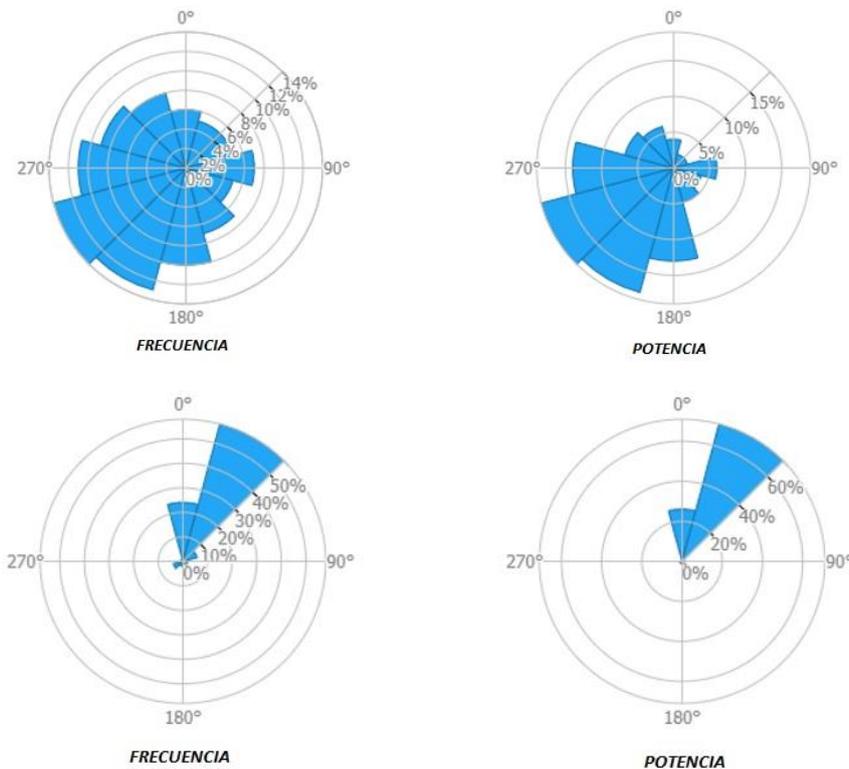


Figura 26. Rosa de los vientos de frecuencia y potencia del Hornsea 1 (arriba) y de la Zona 11 (abajo). Fuente: Global Wind Atlas.

5.6. Energía Neta zona seleccionada

Para el cálculo final de energía neta en la zona seleccionada hay que analizar las pérdidas por efecto parque (Pardillos, 2017) con la distribución real de los aerogeneradores.

Las pérdidas por efecto parque se deben a la situación relativa de los aerogeneradores. Normalmente, se disponen alineados en filas según la direcci3n predominante del viento. La primera fila recibe un mayor recurso e3lico que la segunda y así sucesivamente. Esta pérdida de potencia se origina por la estela y la turbulencia que generan las aspas del aerogenerador, afectando a los aerogeneradores de la misma fila y de filas posteriores.

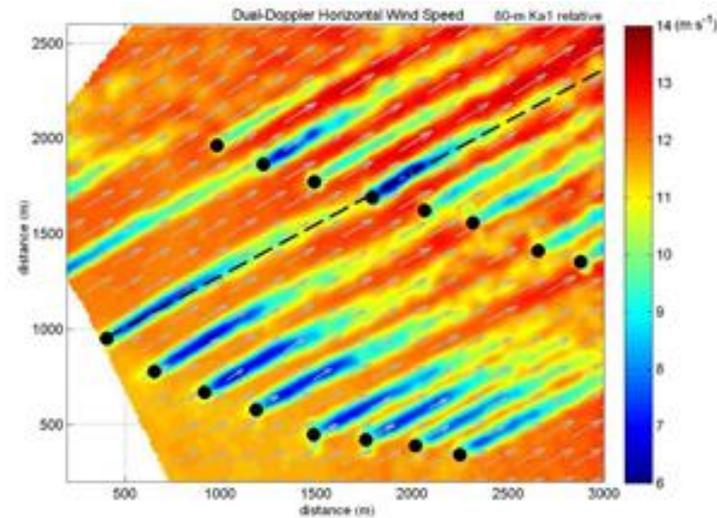


Figura 27. Disminución del recurso eólico por el efecto parque. Fuente: Texas Tech University's Wind Science and Engineering Center.

Como se aprecia en la Figura 27, el flujo de aire se frena a la salida del aerogenerador, aumentando la turbulencia. Para reducir este efecto, se suele tomar una distancia entre filas de entre 6 y 8 veces el diámetro del rotor. Existe del mismo, modo pérdidas entre turbinas de una misma fila. Para cuantificar estas pérdidas y obtener la energía neta total del parque, se debe calcular el rendimiento del parque ($\eta_{PARQUEi}$) para cada aerogenerador i , en función de factores de orientación respecto de la dirección principal del viento y de separación entre aerogeneradores. Para ello, se ha seguido el procedimiento especificado en el Boletín Oficial de Canarias (BOC 089/2007).

Los factores que cuantifican el rendimiento del parque se muestran en la expresión 10:

$$\eta_{PARQUEi} = \alpha_{\phi i} \cdot \alpha_{Di} \cdot \alpha_{di} \quad (12)$$

- α_{ϕ} Es relativo a la orientación del aerogenerador con respecto a la dirección predominante del viento. Vale la unidad cuando la orientación del rotor está desalineada hasta $22,5^{\circ}$ respecto de la dirección principal del viento. Por tanto, en este caso será $\alpha_{\phi} = 1$, ya que el rotor de los aerogeneradores está orientado en la dirección predominante del viento NNE-NE.
- α_D Este factor afecta a los aerogeneradores alineados en la fila paralela a la dirección del viento predominante. El primer aerogenerador de cada fila no se ve afectado por este parámetro, el resto se rige por la siguiente expresión.

$$\alpha_D = \begin{cases} 0 & \text{sí } D < 5 \\ 0,018D + 0,87 & \text{sí } 5 \leq D \leq 6 \\ 0,010D + 0,92 & \text{sí } 7 \leq D \leq 8 \\ 1 & \text{sí } D > 8 \end{cases} \quad (13)$$

$$\alpha_D = \begin{cases} 0 & \text{sí } D < 5 \\ 0,018D + 0,87 & \text{sí } 5 \leq D \leq 6 \\ 0,010D + 0,92 & \text{sí } 7 \leq D \leq 8 \\ 1 & \text{sí } D > 8 \end{cases} \quad (14)$$

- α_d Este factor afecta a los aerogeneradores alineados en la misma fila perpendicular a la dirección principal del viento. Su expresión es la siguiente.

$$\alpha_d = \begin{cases} 0 & \text{sí } d < 2 \\ 0,026d + 0,9070 & \text{sí } 2 \leq d \leq 3 \\ 0,015d + 0,9400 & \text{sí } 3 \leq d \leq 4 \\ 1 & \text{sí } d > 4 \end{cases} \quad (15)$$

Cada aerogenerador del parque, en el peor de los casos, tendrá un coeficiente $\alpha_\varphi = 1$ ($\varphi = 0^\circ$, $\varphi = 22,5^\circ$), $\alpha_D = 0,96$ ($D=5$), $\alpha_d=0,959$ ($d=2$), (el valor de D y d esta normalizado al diámetro del rotor del aerogenerador seleccionado para el parque). Se escogerán los valores en función de la distancia a la que se sitúen los aerogeneradores.

Las Islas Canarias están limitadas por su batimetría, esto implica una carencia de grandes superficies para la ubicación de los parques en comparación a otras zonas del norte de Europa (Mar del Norte) con grandes superficies. Por lo tanto, las distancias entre aerogeneradores se reducirán en la medida de lo posible.

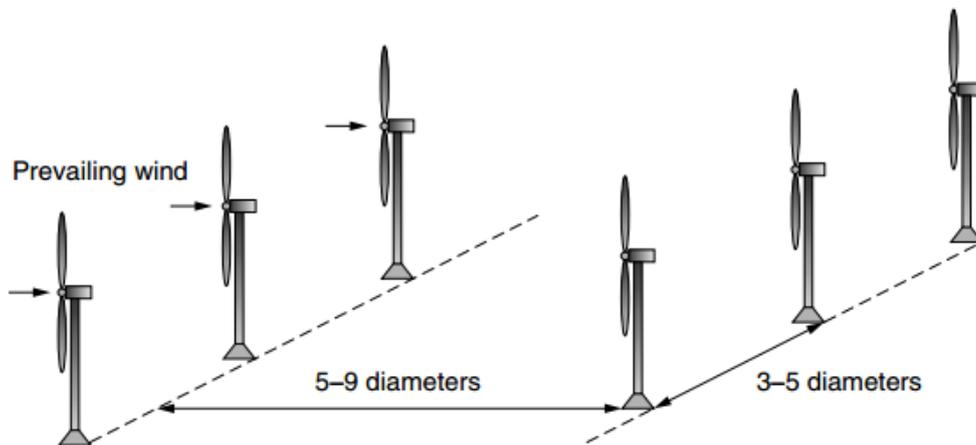


Figura 28. Recomendación de separación entre aerogeneradores. Fuente: A review on the inclusion of wind generation in power system studies Researchgate.

En la Figura 28 se muestra una estimación de las recomendaciones de separación entre aerogeneradores para disminuir las pérdidas por efecto parque. El IDAE recomienda 3 diámetros de separación entre aerogeneradores de una misma línea perpendicular al viento, y de siete diámetros en los que se alinean en una fila con dirección paralela al viento. En este TFG, la separación entre aerogeneradores será de 2 diámetros y de 5 diámetros respectivamente.

El área escogida donde se situará el parque está situada a 8 km de la costa, al sureste de Gran Canaria. Tiene una superficie de 6,21 km² y 11,8 km de perímetro. En la Figura 29 se muestran las líneas perpendiculares a la dirección principal del viento 30º (N=0º), en las que se disponen los aerogeneradores, así como las paralelas al viento.



Figura 29. Área del parque en la zona elegida. Fuente: Google Earth

La distancia a costa es de 8 km indicada por las líneas de color rojo exteriores al polígono que unen la costa con el área delimitada, como se aprecia en la Figura 29 y la profundidad está señalada con iconos verdes en la Figura 27. La profundidad máxima es de 150 m.

La distancia entre generadores de una misma columna (líneas perpendiculares a la dirección del viento) es de $2d = 380$ m. La separación entre aerogeneradores de la misma fila (líneas paralelas a la dirección del viento) es de $5D = 950$ m. Además, como indica el BOC, estas distancias hay que disponerlas de igual forma entre los aerogeneradores y el perímetro de la superficie del parque como se aprecia en la Figura 30. El rotor de los aerogeneradores está orientado hacia la dirección del viento predominante NNE-NE y se numeran las posibles posiciones del 1 al 7.

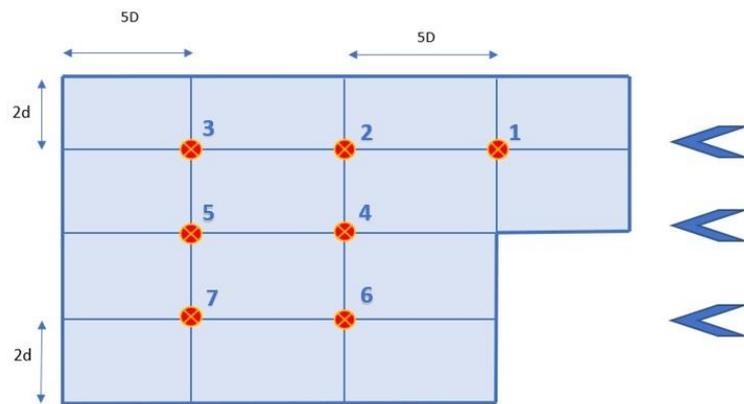


Figura 30. Posibles posiciones de los aerogeneradores con las especificaciones escogidas. Fuente elaboración propia.

Del área total disponible, con la disposición que se muestra en la Figura 30, finalmente queda una superficie de 5,046 km² y un perímetro de 10,64 km.

A continuación, se proponen distintas opciones de colocación de los 5 aerogeneradores Windtec SeaTitan de 10 MW para maximizar la energía del parque. Se realizan 3 posibles alternativas atendiendo a las características del parque en la Figura 31.

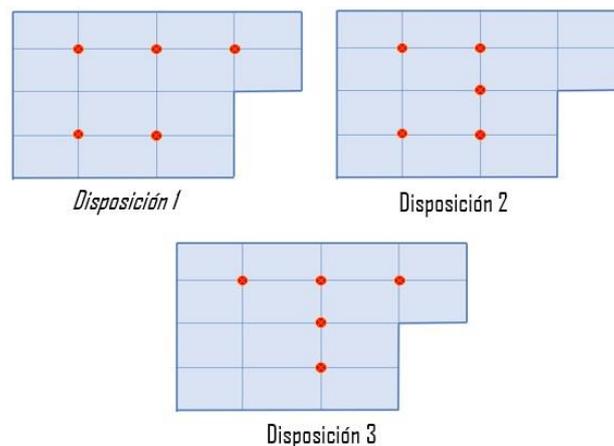


Figura 31. Variantes de las posiciones de los aerogeneradores en el parque. Fuente: elaboración propia.

Para el cálculo del rendimiento de cada variante se utilizan las expresiones (13), (14) y (15). En el caso de [10], se utiliza siempre $\alpha_{\varphi} = 1$, ya que todos los aerogeneradores están orientados según la dirección principal del viento. Para el cálculo del valor de α_D , se tiene en cuenta su posición en la fila paralela a la dirección del viento. Si es el último de una fila, el valor de α_D está elevado al número de aerogeneradores que tiene delante (el máximo será 2). Para el cálculo de α_d se opera tal y como aparece en la expresión (15). El coeficiente de pérdidas que no está relacionado con el efecto parque, queda definido en la producción neta de energía y se fija en 0,91. A continuación se muestra el resultado para cada zona.

Tabla 15. Energía Neta total del parque en un año (MWh) con la disposición 1. Fuente: elaboración propia.

Disposición 1							
Aero generador	Energía Bruta MWh	Pérdidas Generales	α_d	α_D	η_{Parque}	η_{General}	Energía neta
1	68073,19	0,91	1	1	1	0,91	61946,60
2	68073,19	0,91	1	0,96	0,96	0,8736	59468,74
3	68073,19	0,91	1	0,92	0,92	0,8372	56990,87
6	68073,19	0,91	1	1	1	0,91	61946,60
7	68073,19	0,91	1	0,96	0,96	0,8736	59468,74
TOTAL MWh							299821,558

Tabla 16. Energía Neta total del parque en un año (MWh) con la disposición 2. Fuente: elaboración propia.

Disposición 2							
Aero generador	Energía Bruta MWh	Pérdidas Generales	α_d	α_D	η_{Parque}	η_{General}	Energía neta
2	68073,19	0,91	0,959	1	0,959	0,87269	59406,79
3	68073,19	0,91	1	0,96	0,96	0,8736	59468,74
4	68073,19	0,91	0,959	1	0,959	0,87269	59406,79
6	68073,19	0,91	0,959	1	0,959	0,87269	59406,79
7	68073,19	0,91	1	0,96	0,96	0,8736	59468,74
TOTAL MWh							297157,8541

Tabla 17. Energía Neta total del parque en un año (MWh) con la disposición 3. Fuente: elaboración propia.

Disposición 3							
Aero generador	Energía Bruta MWh	Pérdidas Generales	α_d	α_D	η_{Parque}	η_{General}	Energía neta
1	68073,19	0,91	1	1	1	0,91	61946,60
2	68073,19	0,91	0,959	0,96	0,92064	0,8377824	57030,52
3	68073,19	0,91	1	0,96	0,96	0,8736	59468,74
4	68073,19	0,91	0,959	1	0,959	0,87269	59406,79
6	68073,19	0,91	0,959	1	0,959	0,87269	59406,79
TOTAL MWh							297259,4465

Al obtener los tres resultados y comparar la energía neta total generada por el parque, se decide por configurarlos en la disposición 1 tal y como se muestra en la Figura 30, ya que genera un total de 298,821 GWh.

Para este trabajo, y para la disposición seleccionada, se escoge una cimentación flotante debido a que la profundidad donde se ubican los aerogeneradores se encuentra entre 80 y 100 m (Google Earth). La plataforma flotante seleccionada será la semi-sumergible con un sistema de fondeo de catenaria fijados con pilotes de succión, elegida a partir del estudio de las distintas plataformas flotantes en el artículo "Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español" (Couñago Lorenzo, Barturen Antépara, & Díaz Huertas, 2010). Cada aerogenerador tiene su propia plataforma y el sistema de amarre consiste en cuatro líneas de fondeo por plataforma, fijadas por un pilote de succión en cada línea. Para disminuir el número de anclajes las líneas de fondeo de dos plataformas comparten amarre tal y como se muestra en la Figura 31.

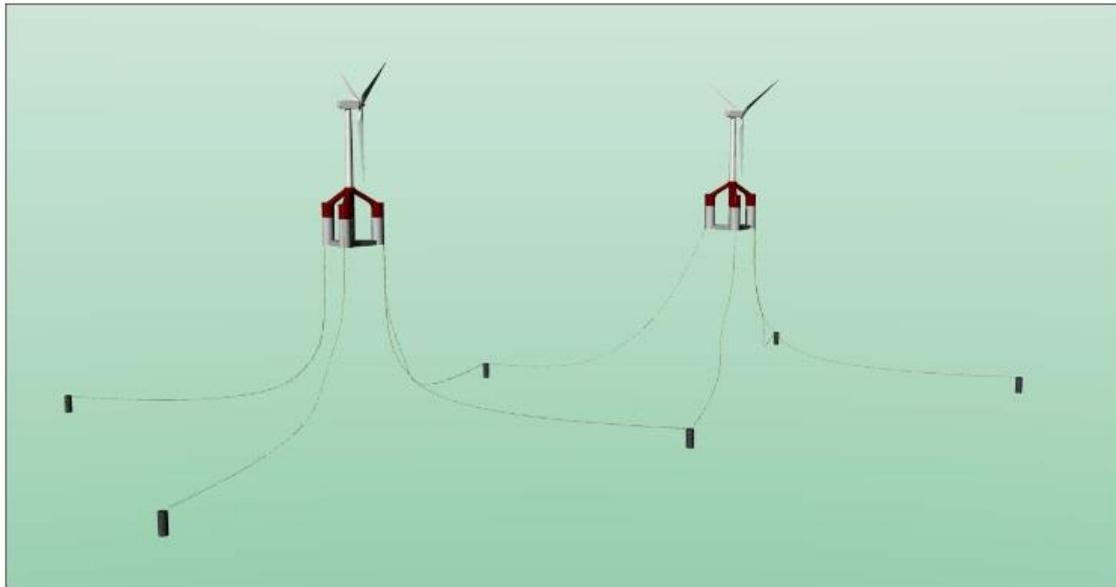


Figura 32. Plataformas semi-sumergibles compartiendo puntos de anclaje. Fuente: Couñago Lorenzo, 2010

Con este tipo de anclaje los aerogeneradores 1,2,3 y 6,7 (Figura 30) comparten puntos de anclaje entre ellos respectivamente, quedando 20 líneas de fondeo (4 para cada aerogenerador) y 14 pilotes de succión (los aerogeneradores 1,3,6 y 7 comparten dos puntos de anclaje y el aerogenerador 2 los cuatro puntos de anclaje).

En resumen, previo al análisis económico del proyecto, se ha realizado un cribado de las zonas aptas para la ubicación de un parque eólico marino de 50 MW en función de la batimetría, el tráfico marítimo y la Red Natura 2000.

Se han obtenido cuatro zonas aptas para su localización de las que se ha calculado el recurso eólico a través de los datos de Global Wind Atlas. A partir de ahí se han elegido tres aerogeneradores de distintas potencias y con cuyas curvas de potencia se ha calculado la energía bruta total de cada zona apta.

Una vez escogida la zona y el aerogenerador en función de la energía bruta generada, se ha procedido al cálculo de la energía neta a partir de unos coeficientes de pérdidas generales y se han calculado las pérdidas por efecto parque en tres configuraciones distintas.

Por último, se ha escogido el tipo de cimentación. En la Figura 33 se muestra la ubicación final del parque y su disposición.



Figura 33. Localización del parque eólico marino de 50 MW. Fuente elaboración propia.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO.

Para el análisis económico del proyecto con la alternativa planteada, se procede al cálculo de los ingresos y los costes del proyecto.

6.1. INGRESOS

Se calcula los ingresos procedentes de la generación de energía eléctrica a partir de la tasa de exportación de energía. Para ello se tiene en cuenta una serie de factores.

- Precio de venta de la electricidad.
- Retribuciones por generación de energías renovables.
- Penalización en función del factor de potencia.

6.1.1. Precio de la electricidad

El precio de la electricidad fluctúa cada hora, por tanto, la retribución por venta de la energía eléctrica no es constante. Para poder aproximar el precio se observa, en la Figura 34, la evolución del precio pool (€/MWh) en España durante los últimos 13 años.

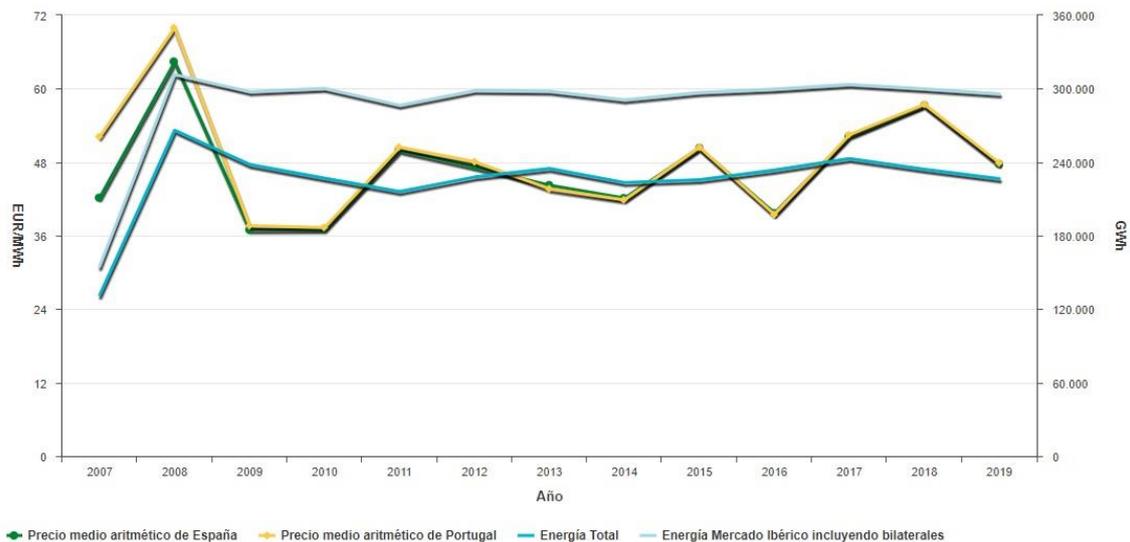


Figura 34. Precio de la electricidad (pool) en €/MWh histórico. Fuente: Omie.

El precio pool de la electricidad en los últimos cinco años se ha situado entre 39,67 €/MWh (2016) y 57,29 €/MWh (2018). En el último año (2019) ha experimentado una disminución del precio de venta respecto al máximo de 2018 y al inicio del año 2020 el precio se situaba en 41,1

€/MWh. Para referenciar la situación excepcional acontecida por la crisis de la COVID-19 en abril de ese mismo año el precio cayó hasta los 17,65 €/MWh. Sin embargo, para la realización de este trabajo se fija el precio en el ingreso medio del último año (2019) situado en 47,68 €/MWh.

6.1.2. Retribuciones

La generación de energía eléctrica a partir de la eólica queda definida en el Real Decreto 413/2014 que regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Para caracterizar cada instalación a especificaciones de su tecnología, las instalaciones quedan divididas en el RD 413/2014 en grupos y subgrupos. La energía eólica queda establecida en el grupo b.2, se distinguen dos subgrupos uno para la eólica terrestre (b.2.1) y otro para la eólica marina (b.2.2).

En consonancia con ese marco regulatorio, las instalaciones pueden recibir retribuciones específicas añadidas a la propia retribución por el precio de venta de la energía eléctrica. Estas retribuciones específicas están compuestas por dos términos:

- Retribución a la inversión (R_{INV}): Esta retribución específica va acorde a cada tipo de instalación (eólica, fotovoltaica, cogeneración...). Es un complemento para cubrir los costes de inversión que no se puedan recuperar por la venta de energía eléctrica. Depende de la potencia de la instalación (MW).
- Retribución a la operación (R_O): Esta retribución específica también depende del tipo de instalación. Es un complemento que cubre la diferencia entre costes de explotación y los ingresos por venta de energía eléctrica. Depende de la energía producida por la instalación (MWh)

El valor de cada retribución está recogido en el RD 413/2014 para cada tipo de instalación. En las Islas Canarias, sin embargo, por resolución del Director General de Política Energética y Minas, los parámetros de retribución específica vienen determinados por el anexo II de la Orden IET/1459/2014. Estos parámetros de retribución específica se fijan para cada periodo regulatorio. Estos periodos tienen una duración de 6 años y cada periodo se divide en semiperiodos de 3 años. La Orden TED/171/2020 que actualiza los parámetros retributivos de las instalaciones de producción eléctrica de fuentes renovables, cogeneración y residuos para el subperiodo regulatorio 2020-2022, establece que los parámetros retributivos de las instalaciones eólicas en territorio no peninsular serán los correspondientes al periodo regulatorio anterior, recogidos como se mencionó en el anexo II de la Orden IET/1459/2014.

Tabla 18. Valores de parámetros retributivos para la generación de energía eléctrica. Fuente Orden IET/1459/2014

1.3 Los valores de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo con año de autorización de explotación definitiva 2016, de aplicación en el primer semiperíodo regulatorio, con los siguientes:

Subsistema eléctrico / Isla	Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Valor estándar de la inversión inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación (€/MWh)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual (h)	Retribución a la Inversión Rinv 2016 (€/MW)	Incentivo a la inversión por reducción de costes de generación Iinv (€/MWh)
<i>Instalaciones eólicas</i>									
Gran Canaria.	IT-03117	20	1.402.000	3.000	29,66	1.500	900	94.224	6,94
Tenerife.	IT-03118	20	1.402.000	2.700	31,26	1.350	810	103.115	6,15
Lanzarote.	IT-03119	20	1.402.000	2.850	30,42	1.425	855	98.675	7,47
Fuerteventura.	IT-03120	20	1.402.000	3.200	28,76	1.600	960	88.301	7,89
La Palma.	IT-03121	20	1.450.000	3.400	28,06	1.700	1.020	87.451	7,48
La Gomera.	IT-03122	20	1.450.000	4.500	24,93	2.250	1.350	54.866	9,90
El Hierro.	IT-03123	20	1.450.000	3.250	28,66	1.625	975	91.917	11,47

El valor de retribución de inversión para las instalaciones eólicas en Gran Canaria es el que se muestra en la Tabla 18, $R_{INV} = 94.224 \text{ €/MW}$.

El parámetro de retribución a la operación (R_O) se sustituye en la Orden IET/1459/2014 por un incentivo a la inversión (I_{INV}) por reducción de costes de generación que depende, del mismo modo, de la energía producida (MWh). El valor del incentivo a la inversión en Gran Canaria es $I_{INV} = 6,94 \text{ €/MWh}$.

Es importante destacar el umbral de funcionamiento del parque en relación con el número de horas equivalente que pueden ser retribuidas. En la alternativa seleccionada, la energía neta producida por el parque anualmente es la que se muestra en la Tabla 15 con un total de 299,82 GWh. Con la expresión (10), referente al número de horas equivalente (NHE), se estiman las horas equivalentes en 5996 h. Este valor es elevado, como se comentó, debido a que la dirección del viento de mayor frecuencia y la dirección del viento de mayor potencia son la misma (NNE-NE).

Para el parámetro retributivo I_{INV} el número de horas equivalentes que pueden obtener bonificación son 3000 h. Por tanto, en el cálculo de la tarifa de exportación se tendrá en cuenta un máximo de 3000 h para el incentivo a la inversión. Esto conlleva que, del total de la energía generada se retribuye con el incentivo de inversión solo 150 GWh de los 299,82 GWh totales.

6.1.3. Penalizaciones

En el Anexo III del Real Decreto 413/2014 se define una penalización por incumplimiento del factor de potencia. Si el factor de potencia de la energía eléctrica generada no se encuentra entre el 0,98 capacitivo y el 0,98 inductivo, se aplica una penalización de 0,261 c€/kWh.

En la ficha técnica del Windtec SeaTitan 10 MW se muestran las características del generador y de la electrónica de potencia. En la Tabla 19 se aprecia el factor de potencia del generador eléctrico de la turbina.

Tabla 19. Tabla de especificaciones del generador y de la electrónica de potencia. Fuente AMSC.

GENERATOR AND POWER ELECTRONICS

Generator type:	HTS synchronous
Rated driving power:	12,000 kVA
Rated generator speed:	10 rpm
Number of poles:	multi-pole
Cooling:	cryogenic and water cooling
Converter type:	IGBT, 4-quadrant
Generator rated power	0.95 inductive to 0.95 capacitive at 690V ph-ph

Como se advierte el factor de potencia no cumple con el intervalo especificado en el RD 413/2014, se aplica por lo cual una penalización al respecto.

6.1.4. Tarifa de Exportación

Finalmente, para calcular los ingresos totales que recibe el productor de energía eléctrica se calcula una tasa de exportación que tiene en cuenta el precio de la electricidad, las retribuciones y las penalizaciones. Para obtener el resultado de esta tarifa de exportación (T_{EXP}) se tiene la siguiente expresión:

$$T_{EXP} = \text{Precio electricidad} + \frac{R_{INV} \cdot \text{Potencia parque}}{\text{Energía producida}} + I_{INV} - \text{Penalizaciones} \quad (16)$$

En el cálculo de la tarifa de exportación de la expresión 12 hay que tener en cuenta la potencia del parque de 50 MW y la energía total producida en un año, que en la alternativa planteada es, de 299,82 GWh.

Además, debido a la fluctuación del precio de venta de la electricidad que supone el principal ingreso para el productor de energía, se calcula una tarifa de exportación en un intervalo de variación de su precio de venta de $\pm 10\%$. Con ello se busca aproximar el intervalo de posibles ingresos que generará el parque. En la Tabla 20 se muestran los resultados de ingresos anuales totales. Se calcula teniendo en cuenta el I_{INV} solo para 3000 horas equivalentes, mientras que el resto de las horas equivalentes se calcula sin esta retribución específica (2996 h).

Tabla 20. Tarifa de exportación e ingresos anuales. Fuente: elaboración propia.

	Variación (%) precio de venta electricidad		
	-10%	0%	10%
Precio electricidad (€/MWh)	42,912	47,68	52,448
Retribución a la inversión (€/MW)	94224	94224	94224
Incentivo a la inversión (€/MWh)	6,94	6,94	6,94
Penalización (€/MWh)	2,61	2,61	2,61
TOTAL (€/MWh)	62,95	67,72	72,49
Ingreso con Incentivo a la inversión (millones de €)	9,44	10,16	10,87
Ingreso sin incentivo a la inversión (millones de €)	8,39	9,11	9,82
TOTAL (millones de €)	17,83	19,27	20,69

6.2. COSTES

Para definir los costes del parque eólico de 50 MW, se tienen en cuenta:

- Costes de inversión: son todos los costes previos a la puesta en marcha del propio parque.
- Costes de operación y mantenimiento, conocidos como O&M (operation and maintenance), relativos al coste que supone mantener el parque en correcto funcionamiento.

6.2.1. Costes de Inversión

Los costes de inversión son aquellos costes relativos a la instalación del parque eólico desde la tramitación de permisos para la realización del proyecto, hasta la puesta en marcha del propio parque. Suponen el mayor desembolso en porcentaje del coste total del parque.

Para el cálculo de los costes de inversión, se definen distintos apartados para cada parte del proyecto. El valor de los costes está extraído del artículo "Review of off-shore Wind farm cost components" (Gonzalez-Rodriguez, 2017) y del "Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español" (Couñago Lorenzo, Barturen Antépara, & Díaz Huertas, 2010).

Para cuantificar estos costes se definen miles de euros como k€. Algunos costes quedan definidos en intervalos de valores, en cuyos casos se selecciona el valor medio del intervalo. También se tiene en cuenta para definir gastos, que el estudio técnico financiero (B. Couñago, 2010) detalla los costes de un parque eólico de 100 MW con aerogeneradores de 5MW. Por tanto, los costes extraídos de este estudio serán calculados linealmente en función de la potencia total del parque (50 MW) y de la potencia de los aerogeneradores seleccionados en

este trabajo (10 MW). Teniendo en cuenta estas especificaciones, los costes quedan clasificados en:

- Costes de diseño y gestión de proyecto y sistemas SCADA: relativo a la realización de seguros, costes de financiación, licencias, ingeniería de diseño y construcción. El SCADA consiste en el sistema de supervisión, control y adquisición de datos.

- Diseño y gestión de proyecto: [7-365 k€/MW].
- SCADA: [45-56 k€/Turbina].

- Costes de aerogenerador: representa el coste de cada aerogenerador. El coste total se reparte entre el coste de adquisición (85%), el envío (5%) y la instalación eléctrica interna (10%) aunque pueden variar los porcentajes en función del proyecto. Se calcula su valor con la siguiente expresión (Gonzalez-Rodriguez, 2017):

- Coste Aerogenerador(€) = $1374 \cdot \text{Capacidad}(\text{MW})^{0.87}$ (17)
- Grúas para montaje de aerogeneradores: 130.000 €

- Costes de plataformas: en este trabajo se seleccionan plataformas semi-sumergibles adecuadas a la batimetría del área seleccionada que se encuentra entre 80 m y 100 m de profundidad (Couñago Lorenzo, Barturen Antépara, & Díaz Huertas, 2010). Se necesita una plataforma para cada aerogenerador y una de ellas debe llevar una subestación.

- Plataforma semi-sumergible con subestación: 5.891.760 €
- Plataforma semi-sumergible sin subestación: 3.740.800 €

- Costes de cables de conexión y estaciones de transformación: cada aerogenerador está conectado a la plataforma con subestación. Esta plataforma conecta con una estación subtransformadora que eleva la tensión para transportarla hasta la costa. Los costes se dividen en:

- Cable 10 MW conexión aerogeneradores a plataforma con subestación: 160 €/m.
- Instalación cable 10 MW: 200 €/m.
- Cable submarino 132 kV: [518-805 €/m].
- Instalación cable submarino 132 kV: [62-331 k€/m].
- Subestación eléctrica off-shore 33/132 kV: 7.647.000 €
- Subestación eléctrica on-shore: 5.600.000 €.
- Conexión a red eléctrica de Gran Canaria (CRE):

$$\text{CRE}(\text{k€}) = 8,047 \cdot P(\text{MW})^{1,66} \quad (18)$$

- Costes sistema de fondeo: en este trabajo se establece una cimentación por plataforma flotante semi-sumergible, que consta de cuatro cadenas de anclaje (d=70 mm) con pilotes de succión para cada plataforma. La longitud necesaria de las cadenas de anclaje se obtiene de la expresión (Couñago Lorenzo, Barturen Antépara, & Díaz Huertas, 2010):

$$L(m) = 0,8871 \cdot \text{Profundidad}(m) + 521,96 \quad (19)$$

Una vez obtenida la longitud de la línea para calcular el coste de las cadenas se siguen las siguientes expresiones:

$$\text{Peso Cadena}(kg) = L(m) \cdot d(mm)^2 \cdot K \quad (20)$$

$$K=0,0219$$

$$\text{Coste Cadena}(€) = \text{Peso Cadena}(kg) \cdot 2,6(€/kg) \quad (21)$$

Con estas expresiones se calculan los costes relativos a las líneas de fondeo, los costes desglosados son los siguientes:

- Cadenas anclaje plataforma 100 m de profundidad: 681.522 €/Plataforma
 - Cadenas anclaje plataforma 80 m de profundidad: 661.721 €/Plataforma
 - Flete de barco cadenero (10 días por plataforma): 50.000 €/día
 - Pilote de succión: 130.000 €/unidad
 - Instalación pilote de succión: 200.000 €/unidad.
-
- Costes del estudio previo a la realización del proyecto:
 - Estudio de impacto ambiental: 1.500.000 €
 - Reglamentos y certificados: 1.000.000 €
 - Investigación meteorológica del emplazamiento: 1.000.000 €

6.2.2. Costes de operación y mantenimiento

Los costes de operación y mantenimiento (O&M) son los referidos al gasto de conservar el parque eólico en correcto funcionamiento. Estos gastos se pueden dividir en (GL Garrad Hassan, 2013):

- Logística en costa: referida a la actividad portuaria y las oficinas del puerto.
- Logística offshore: consta del equipo, la planificación y los recursos para el traslado de personas y material al parque.
- Oficinas de administración y operaciones: gestión del software de control y supervisión de los aerogeneradores, así como gestión administrativa de salarios, salud, seguridad...
- Mantenimiento de las turbinas: referidos tanto a los técnicos como al material necesario para el mantenimiento de las turbinas.
- Cable de conexión submarino: equipo técnico y material para supervisar y reparar la conexión eléctrica a costa, así como las subestaciones transformadoras off-shore y on-shore.

- Mantenimiento de las conexiones entre aerogeneradores: el equipo necesario para conservar el correcto funcionamiento del cableado que permite unificar el transporte de la energía eléctrica desde los aerogeneradores a la estación subtransformadora off-shore.
- Mantenimiento de las plataformas y las líneas de fondeo: equipo especializado y material para mantener la estabilidad de las plataformas semi-sumergibles y el anclaje de las líneas de fondeo.

En estos costes de operación y mantenimiento, los principales gastos son los referidos al mantenimiento de conexiones entre aerogeneradores y al de las plataformas y líneas de fondeo.

En el caso de estudio, el parque cuenta con cinco aerogeneradores y se encuentran a 12 km del puerto lo que reduce los costes de operación y mantenimiento significativamente (GL Garrad Hassan, 2013) por su cercanía al puerto y su reducido número de aerogeneradores.

Por otro lado, el alto factor de carga supone un aumento general de los costes. En resumen, en valoración a estos dos factores, se escogen costes de operación y mantenimiento por valor de 20 €/MWh anuales (Gonzalez-Rodriguez, 2017) para el cálculo de los costes de operación y mantenimiento.

7. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

7.1. Análisis de viabilidad

Una vez caracterizados los costes de inversión y O&M, así como la tarifa de exportación de la electricidad, se procede a la evaluación económica del proyecto para analizar su viabilidad.

Mediante el software RetScreen Expert se realiza este estudio de viabilidad a partir del contexto económico elegido, así como los gastos e ingresos del proyecto. Esta simulación permite conocer los datos de balance de pérdidas y ganancias, la viabilidad financiera (VAN, TIR) y el flujo de caja del proyecto.

En primer lugar, se define el contexto económico aproximado en el que se desarrolla el proyecto.

- Tasa de inflación 2%
- Tasa de descuento 5%
- Tiempo de vida del proyecto 25 años
- Relación de la deuda 80%
- Tasa de interés de la deuda 3%
- Duración de la deuda 25 años
- Tasa escalamiento exportación electricidad 1%

En cuanto a los gastos e ingresos, para considerar el estudio de viabilidad se reducirá el factor de carga del parque del 68% obtenido al 60%, para ser más conservadores en la generación de energía eléctrica total y atendiendo al problema de almacenamiento de energía eléctrica de la Islas Canarias (EFE, 2019).

Este cambio supone un cambio en la energía total generada, así como en la tarifa de exportación de electricidad calculada con (12). A pesar de reducir el factor de carga, se mantiene el mismo valor para el coste de O&M. A continuación, se listan los valores utilizados para el análisis de viabilidad económica.

- Potencia del parque 50 MW
- Factor de carga 60%
- Electricidad exportada a red 262.800 MWh
- Tarifa de exportación de electricidad 66,95 €/MWh
- Costes iniciales 187.163.695 €
- Coste O&M 20 €/MWh

Por último, previo al análisis de resultados, mencionar los ingresos por reducción de gases de efecto invernadero. Estos ingresos son beneficios que obtienen las empresas que no generan emisiones vendiendo su derecho de emisión de CO₂ a otras empresas que, superan el límite impuesto para la reducción de emisiones de gases contaminantes. Si se observa el precio de venta por tonelada de CO₂ desde 2008 (Sendeco2, 2020), se aprecia que tanto en 2019 como en

2020 el precio ha sido superior a la media de los últimos diez años, a pesar de esto se escoge el precio medio en €/tCO₂ del período entre 2008 y 2020, con un valor de 13,55 €/tCO₂.

Con todos estos datos el software de RetScreen Expert calcula el flujo de caja acumulado como se muestra en la Figura 35.

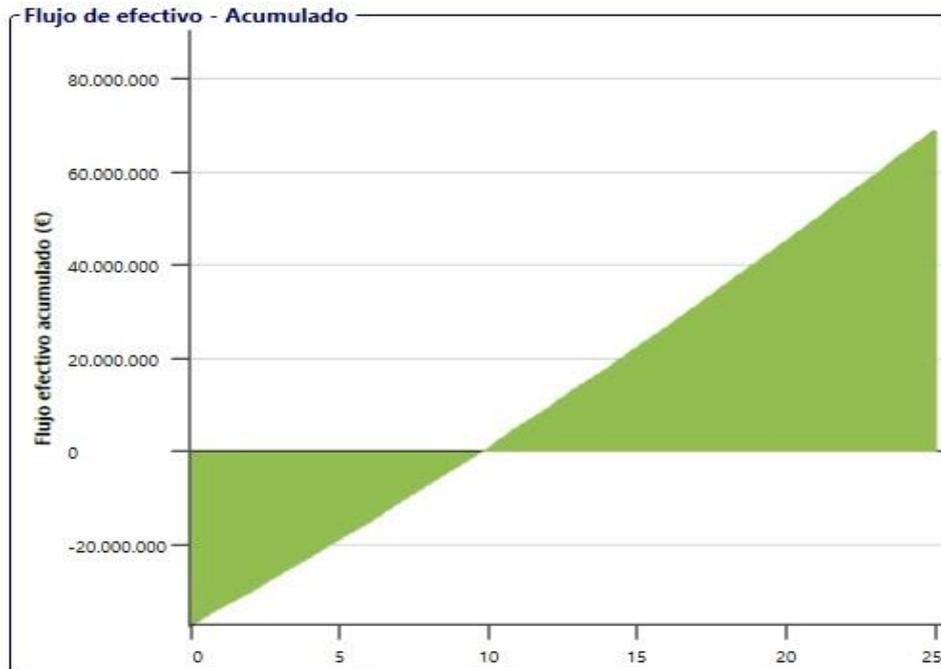


Figura 35. Flujo de caja acumulado parque 50 MW. Fuente: elaboración propia

En este caso estudiado el flujo de caja es positivo y el repago de capital se produce a los 9,1 años. En cuanto al Valor Actual Neto (VAN), que se corresponde con el beneficio neto que genera el proyecto, su valor es de 77.773.812 €.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) se corresponde con la rentabilidad de la inversión, un TIR mayor se corresponde con una inversión de mayor beneficio. Está directamente relacionado con la tasa de descuento, ya que el TIR se puede representar como la tasa de descuento que hace el VAN nulo. En el caso estudiado el TIR es 10,6%, superior a la tasa de descuento escogida, por tanto, el beneficio neto es positivo como se indicó.

7.1. Análisis de sensibilidad

Una vez simulado el flujo de caja y analizada su rentabilidad se procede al análisis de sensibilidad del proyecto con el software RetScreen. Este análisis consiste en la variación de diferentes parámetros económicos tanto de los ingresos como de los gastos para estudiar cómo se modifica la viabilidad del proyecto y considerar los posibles riesgos que conlleva la ejecución del proyecto.

Los costes iniciales son susceptibles al cambio, ya que durante la fase de construcción del parque cualquier contingencia o retraso puede aumentar de forma considerable el costo. Del mismo modo hay que considerar la curva de aprendizaje del proyecto tanto individual como organizacional, que permite disminuir costos en tareas repetitivas o que requieran experiencia previa (José Grajales, 2014).

También hay que tener en cuenta la tarifa de exportación. Una disminución del precio de venta de la electricidad afecta directamente a la rentabilidad del proyecto ya que supone la fuente principal de ingresos. En cuanto la situación económica, en relación con la tasa de interés de la deuda y la tasa de inflación, se proponen sin variaciones para la vida del proyecto.

En primer lugar, se analiza el valor de la TIR comparando una variación del 15% de costes iniciales y de la tarifa de exportación en la misma medida. La TIR, con los datos propuestos era del 10,6%, por ello se escoge este valor como umbral y cualquier TIR por debajo de ese valor se destaca coloreado para referenciar un beneficio neto menor del proyecto.

		Costos iniciales				
Tarifa de exportación de electricidad		159.089.141	173.126.418	187.163.695	201.200.972	215.238.249
€/MWh		-15,0%	-7,5%	0,0%	7,5%	15,0%
56,91	-15,0%	7,2%	3,8%	0,5%	-3,3%	-8,5%
61,93	-7,5%	12,2%	9,0%	6,1%	3,3%	0,4%
66,95	0,0%	16,8%	13,5%	10,6%	7,9%	5,3%
71,97	7,5%	21,2%	17,6%	14,6%	11,8%	9,3%
76,99	15,0%	25,5%	21,6%	18,3%	15,4%	12,8%

Figura 36. Análisis de sensibilidad I. Fuente: elaboración propia

Como se observa en la Figura 36 la única TIR negativa se corresponde con una reducción del 15% de la tarifa de exportación (56,91 €/MWh) a partir de un aumento del coste inicial del 7,5% o superior.

Del mismo modo se observa la importancia de la tarifa de exportación, ya que a partir del aumento del precio de venta del 7,5% de esta, provoca un aumento del valor original de la TIR que, solo se encuentra por debajo del umbral de 10,6% cuando los costes iniciales se encarecen en un 15%.

		Costos iniciales				
Operación y Mantenimiento		159.089.141	173.126.418	187.163.695	201.200.972	215.238.249
€		-15,0%	-7,5%	0,0%	7,5%	15,0%
4.467.600	-15,0%	19,6%	16,2%	13,2%	10,5%	8,0%
4.861.800	-7,5%	18,2%	14,9%	11,9%	9,2%	6,7%
5.256.000	0,0%	16,8%	13,5%	10,6%	7,9%	5,3%
5.650.200	7,5%	15,4%	12,1%	9,2%	6,4%	3,8%
6.044.400	15,0%	13,9%	10,7%	7,7%	4,9%	2,1%

Figura 37. Análisis de sensibilidad II. Fuente: elaboración propia

Como se muestra en la Figura 37, en la que se relaciona los costes iniciales con los de O&M, el aumento del coste inicial a partir del 7,5% supone una bajada de la TIR sobre el valor inicial, independientemente de que los gastos de O&M disminuyan un 15%. Además, cualquier

reducción de los costes iniciales proporcional a la subida de gastos por O&M supone un incremento del beneficio del proyecto.

Tarifa de exportación de electricidad		Operación y Mantenimiento					€
		4.467.600	4.861.800	5.256.000	5.650.200	6.044.400	
€/MWh		-15,0%	-7,5%	0,0%	7,5%	15,0%	
56,91	-15,0%	4,4%	2,6%	0,5%	-2,2%	-6,0%	
61,93	-7,5%	9,1%	7,6%	6,1%	4,4%	2,5%	
66,95	0,0%	13,2%	11,9%	10,6%	9,2%	7,7%	
71,97	7,5%	17,0%	15,8%	14,6%	13,3%	12,0%	
76,99	15,0%	20,7%	19,5%	18,3%	17,1%	15,9%	

Figura 38. Análisis de sensibilidad III. Fuente: elaboración propia

En este tercer análisis entre O&M y la tarifa de exportación se vuelve a apreciar la relevancia de las variaciones en la tarifa de exportación, ya que la reducción del 7,5% de su valor supone un empeoramiento de la TIR, incluso si los costes de operación y mantenimiento disminuyen un 15%. En el caso de la disminución del 15% de la tarifa de exportación, se obtienen valores de TIR negativos aproximadamente al aumentar los costes de O&M un 3,5%.

En general, las áreas económicas más sensibles en este proyecto son las relativas a la tarifa de exportación de la electricidad y a los costes iniciales.

La tarifa de exportación consta fundamentalmente del precio de la electricidad y de la retribución a la inversión. El precio de venta ha fluctuado en los últimos diez años entre los 40 €/MWh y los 60 €/MWh, y para este trabajo se ha escogido 47,68 €/MWh (valor medio 2019). Por tanto, si se mantiene esta tendencia no parece existir un gran riesgo económico en este ámbito. En cuanto a la retribución a la inversión, dependerá de la integración y el apoyo a las energías renovables que decida realizar España en los próximos años, aunque parece evidente debido a la transición energética que se está produciendo a nivel mundial.

En cuanto a los costes iniciales, debido a la vanguardia tecnológica que supone la eólica off-shore flotante, es posible que exista un potencial notable de reducción de gastos ya que se encuentra en plena etapa de desarrollo. Por tanto, no parece que estos costes vayan a incrementarse.

8. IMPACTO AMBIENTAL.

Para este TFG se realiza un estudio de impacto ambiental para valorar los efectos que pueda tener sobre el medioambiente y proponer medidas correctoras para ellos, tal y como se indica en la Ley 21/2013 (BOE 2013).

Se detallan en esta ley unos contenidos mínimos que debe tratar el estudio, que son:

- Objeto y descripción del proyecto.
- Inventario ambiental, y descripción de los procesos e interacciones ecológicas o ambientales claves.
- Identificación y valoración de impactos.
- Establecimiento de medidas preventivas, correctoras y compensatorias para reducir, eliminar o compensar los efectos ambientales significativos.

8.1. Objeto y descripción del proyecto

El parque eólico marino está situado en las Islas Canarias (España), en concreto, en la isla de Gran Canaria en su costa sureste frente a los municipios de Santa Lucía de Tirajana y San Bartolomé de Tirajana. A continuación, se detallan los aspectos más importantes del proyecto en la Tabla 21.

Tabla 21. Descripción del proyecto. Fuente: elaboración propia.

Potencia del parque	50 MW
Nº de aerogeneradores	5
Diámetro rotor	190 m
Altura buje	125 m
Cimentación	Plataforma semi-sumergible
Anclaje	Pilotes de succión
Distancia a costa	8 km
Puerto más cercano	12 km
Área ocupada	5,046 km
Perímetro	10,64 km
Profundidad	80-100 m

Respecto a las fases en las que se divide el proyecto, se encuentran tres etapas claras definidas a continuación.

Fase de construcción

- Acondicionamiento del terreno para instalación de cable submarino de alta tensión y conexiones entre aerogeneradores.
- Transporte de aerogeneradores y construcción de plataformas en el astillero.
- Transporte de las plataformas y aerogeneradores a la ubicación final.
- Anclaje de los pilotes de succión
- Instalación de subestación eléctrica, conexión entre aerogeneradores y conexión a tierra del cable de alta tensión.

Fase de explotación

- Operación de los aerogeneradores.
- Supervisión y mantenimiento del parque en general.

Fase de desmantelamiento

- Desmontaje de los aerogeneradores, plataformas y subestación eléctrica.
- Desmantelamiento del cableado eléctrico.
- Rehabilitación de la zona.

8.2. Inventario ambiental

8.2.1. Climatología

En primer lugar, se analiza el clima de la zona del parque. Está situado en la costa sureste de la isla de Gran Canaria. La población más cercana al parque es la ciudad de Vecindario. Por tanto, se analiza el clima de esta población.

El clima de Vecindario está considerado árido cálido (Clasificación climática de Köppen), la temperatura media a lo largo del año es de 20,3°C (Climate-Data.Org, 2020) y las precipitaciones son muy escasas, de tan solo 150 mm al año.

Tabla 22. Temperatura y precipitaciones de Vecindario, Gran Canaria. Fuente: Climatedata.org

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	17.2	17.5	18.3	18.7	19.9	21.4	23.3	23.9	23.6	22.4	20.3	18
Temperatura mín. (°C)	14.1	14.4	14.5	15	16.2	17.5	19	19.4	19.9	18.4	17.3	14.7
Temperatura máx. (°C)	20.4	20.7	22.1	22.5	23.6	25.3	27.6	28.5	27.4	26.4	23.3	21.4
Precipitación (mm)	23	19	13	6	2	0	0	0	5	16	30	36

8.2.2. Sismología

La sismología en Canarias es fundamentalmente de origen volcánico, provocada por el ascenso del magma desde el manto superior. En Gran Canaria no hay prácticamente actividad sísmica y no hay un foco de epicentros, aunque se suelen producir en la zona marina cerca del litoral (Centro Geográfico Nacional, 2015).

En la Figura 39 se aprecia que la zona de mayor actividad sísmica se encuentra entre Tenerife y Gran Canaria, más cercana al litoral tinerfeño. Además, se observa una reducida concentración de terremotos en la zona del sureste de Gran Canaria.

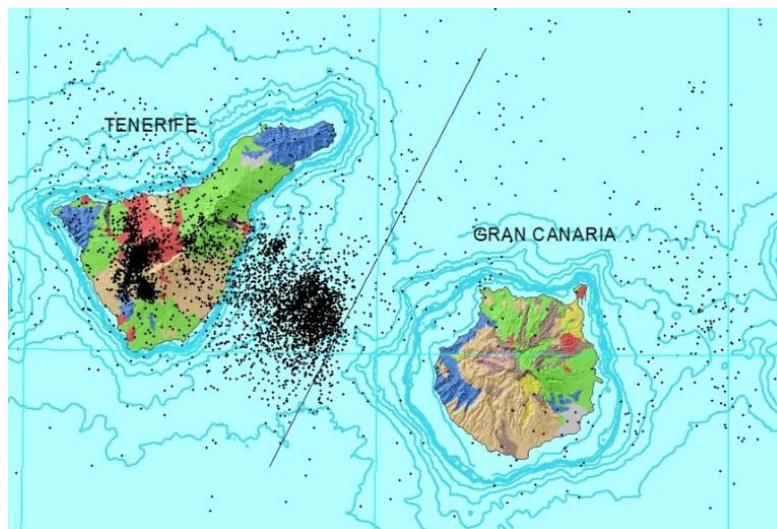


Figura 39. Actividad sísmica Gran Canaria y Tenerife. Fuente: Instituto Geográfico Nacional

8.2.3. Medio marino

Las Islas Canarias se encuentran en el margen centro-oriental del océano Atlántico y forman parte de la denominada Macaronesia formada por Canarias, Azores, Cabo Verde y Madeira.

Las corrientes marinas que afectan a las islas proceden de latitudes septentrionales y generan un ambiente marino más frío del normal a esas latitudes, con temperaturas superficiales de entre 17 y 26°C (Pérez, 1997).

Se muestra en la Figura 40 el oleaje medio mensual en metros (m) desde el 2006 hasta el 2019 con los datos de los puntos SIMAR (Puertos del Estado, 2020). Como se observa, el oleaje no supera los 2,25 m. Se trata de un valor relativamente bajo teniendo en cuenta, por ejemplo, otro punto SIMAR situado cerca del parque eólico marino británico Wanley Extension donde el intervalo de oleaje histórico se halla entre 3,50 m y 7,96 m.

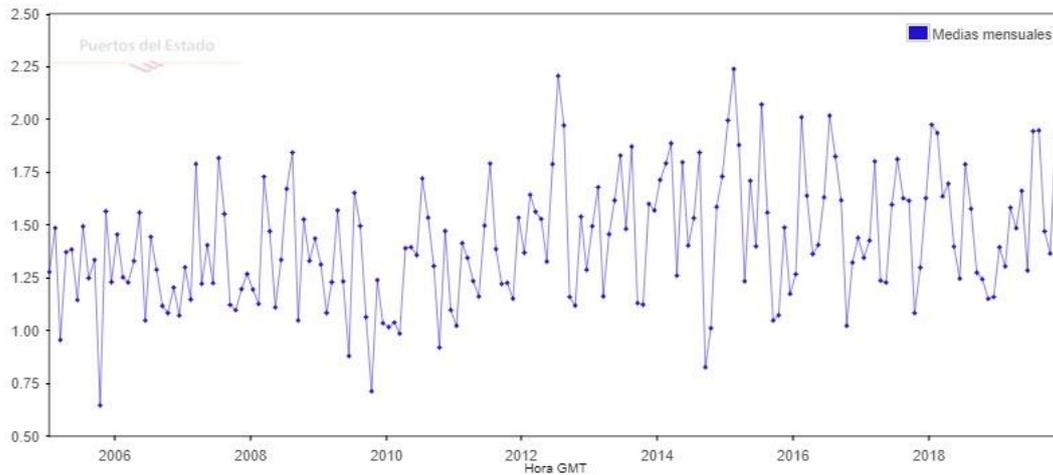


Figura 40. Oleaje punto SIMAR Sureste Gran Canaria. Fuente Puertos del Estado.

8.2.4. Flora y Fauna marina

La flora y fauna marina viene determinada por las corrientes procedentes de zonas septentrionales que arrastran organismos del Atlántico occidental y norte, así como del mar Mediterráneo. También destaca el efecto de los vientos alisios en las costas africanas que provoca el ascenso de aguas profundas frías con alto contenido en nutrientes a la superficie en un fenómeno conocido como afloramiento (Plataforma Oceánica de Canarias, 2020). En determinadas épocas del año, estas aguas ricas, se desplazan a las islas más orientales del archipiélago.

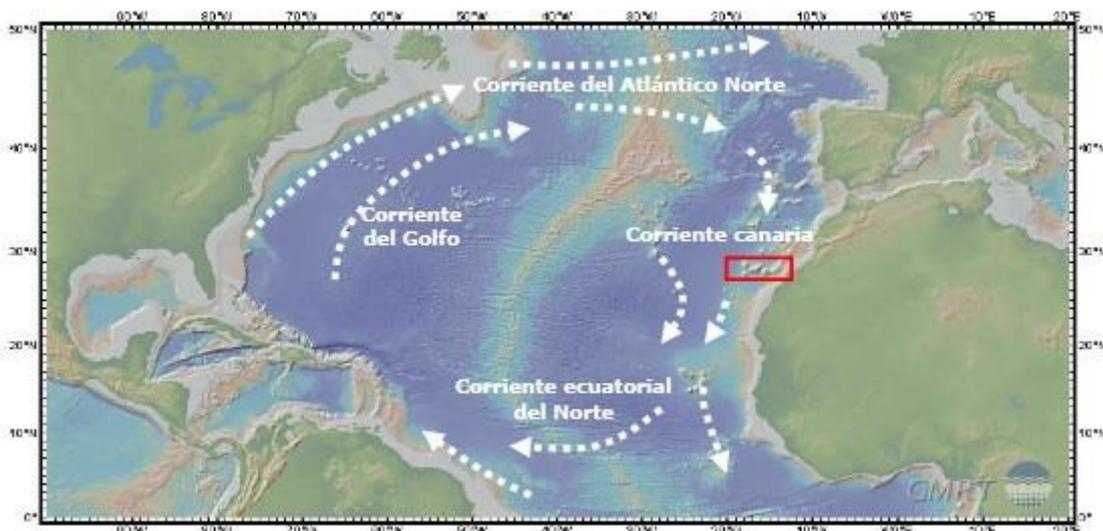


Figura 41. Corrientes marinas del océano Atlántico. Fuente Sociedad Meteorológica Americana.

Con estas características se pueden encontrar especies tropicales o subtropicales, aunque la mayoría de las especies procedan del Atlántico nororiental y del Mar Mediterráneo. Además,

existen endemismos canarios macaronésicos que provocan en el océano de las islas una biocenosis única y de gran biodiversidad (Pérez, 1997).

En relación con la flora y fauna del fondo marino, la cimentación del parque se encuentra en una zona comprendida entre los 80 m y los 100 m de profundidad. Esto se corresponde con el medio Bentónico en la zona denominada Circalitoral, abarcando desde los 50 m hasta los 200 m de profundidad (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2014). La flora y fauna que aparecen son (GEVIC, 2020),(María Fernanda Marrero Escudero, 2014):

Algas		Invertebrados	
Peyssonelia sp.		Eunicella filiformis	
Halopteris filicina		Alcyonium palmatum	
Phymatolithon calcareum		Venus casina	
Laminaria ochroleuca		Lanice conchilega	
Phyllophora crispa		Pennatula rubra	
Arthrocladia villosa		Spatangus purpureus	
Peces			
Romeros	Centrolabrus trutta	Galludo	Squalus megalop
Verrugatos	Umbria spp	Chucho amarillo	Dasyatis pastinaca
Catalufas	<i>Heteropriacanthus cruentatus</i>	Sierra, corrigüelo	Sarda sarda
Alfonsinos	Apogon imberbes	Vaquita	Serranus scriba
Anguila jardinera	Heteroconger longissimus	Marlín azul picudo	Makaira nigricans
Sargos	Diplodus sargus	Boga	Lacepède
Viejas	Sparisoma cretense	Sama dorada	Boops boops
Sardina	Sardina pilchardus	Estornino	Dentex dentex
Sardinela	Sardinella aurita, S. maderensis	Jurel	Scomber japonicus
			Trachurus spp
Aves		Anfibios	
Gaviota argéntea	Larus argentatus atlantis	Tortuga boba	Caretta caretta
Pardela cenicienta	Calonectris diomedea boreales	Mamíferos	
Petrel de Bulwer	Bulweria bulwerii	Delfín común	Delphinus delphis
Águila pescadora o 'guincho'	Pandion haliaetus	Delfín mular	Tursiops truncatus
Charrán común	Sterna hirundo	Zifio de Cuvier	Ziphius cavirostris

8.2.5. Población

La isla de Gran Canaria tiene una población de 865.756 habitantes, siendo la segunda con más población del archipiélago. En cuanto a extensión, la superficie de la isla es de 1560 km², siendo la tercera en tamaño. Su capital, Las Palmas de Gran Canaria, posee casi el 44% de la población de la isla con 379.925 habitantes. En el resto de la isla no se encuentran grandes núcleos de

población. Arinaga, la ciudad más cercana a la ubicación del parque y en cuyo puerto se construyó el prototipo ELISA/ELICAN, tiene una población de 10.035 habitantes.

8.3. Identificación de Impactos

8.3.1. Impacto en la calidad del agua

Tanto la construcción como el desmantelamiento provocan impactos en la calidad del agua. En primer lugar, por la necesidad de utilización de buques para la instalación del cableado submarino, el transporte de aerogeneradores y plataformas. Todas estas acciones conllevan riesgos de vertidos de combustible o aceites al mar. Además, tanto la instalación de las líneas eléctricas como la de los pilotes supone remover los sedimentos del fondo marino lo que provoca la aparición de partículas en suspensión. Esto provoca turbidez en el agua y además disminuye la penetración de luz en el agua, provocando que aquellos organismos que realicen la fotosíntesis no consigan la luz necesaria.

8.3.2. Impacto en el fondo marino

Con la instalación del cableado submarino y la colocación del anclaje de la plataforma por medio de los pilotes de succión, el fondo marino se ve afectado. Al remover el fondo se destruye el hábitat de muchas especies. Sin embargo, el sistema de plataforma flotante con anclaje conlleva un menor impacto en el lecho marino que aquellas de cimentación fijas al fondo que son más intrusivas.

8.3.3. Impacto en la flora y la fauna

En cuanto a la flora y la fauna, como se ha comentado anteriormente, remover el fondo marino destruye el hábitat de muchas especies de algas e invertebrados que habitan en el lecho marino y pueden ser alimento de otros animales. Además, en la fase de construcción, el constante movimiento de los buques puede provocar trastornos para algunas especies en el ecosistema de la zona. Pero, el mayor impacto es el que se le provoca a las aves (Atienza, 2008). Esto es debido a dos factores:

- Colisiones: muchas aves son incapaces de evitar las aspas del aerogenerador y colisionan contra estas con una gran mortalidad. De noche muchas aves nocturnas se ven atraídas por las luces de los aerogeneradores lo que supone un problema. También se producen lesiones por las turbulencias que genera el rotor.
- Efecto barrera: los aerogeneradores pueden suponer un impedimento para una ruta migratoria, o para una zona que sea utilizada para la alimentación.

8.3.4. Impacto visual y acústico

El impacto visual se produce por la altura de los aerogeneradores, su rotor de grandes dimensiones y las luces nocturnas de localización para barcos y aviones. Sin embargo, se hace más evidente en la eólica terrestre y es una de las ventajas que ofrece la eólica off-shore, ya que los parques se encuentran alejados de la costa y su visibilidad desde tierra puede ser mínima. En la Figura 42 se aprecia la diferencia visual según la distancia. El parque se instala a 8 km de la costa, por lo que tiene un impacto intermedio. A pesar de esto, el parque se encuentra a 20 km de la zona turística más cercana (Maspalomas) que podría ser la más afectada por este impacto visual.



Figura 42. Impacto visual aerogeneradores en función de su distancia a costa. Fuente Antonio Narejos.

En cuanto al impacto acústico del aerogenerador (Anthony L. Rogers, 2004), este genera ruido mecánico producido por los componentes en movimiento del aerogenerador y los relativos al convertidor, la caja de cambios, equipos auxiliares, etc. Además, se genera ruido aerodinámico provocado por el flujo de aire a través de las palas del aerogenerador. El ruido total aproximado provocado por el aerogenerador es de 102,2 dB, aunque varía en función de la velocidad del viento. En la Figura 43 se muestra el ruido descompuesto de cada parte de la turbina y el rotor.

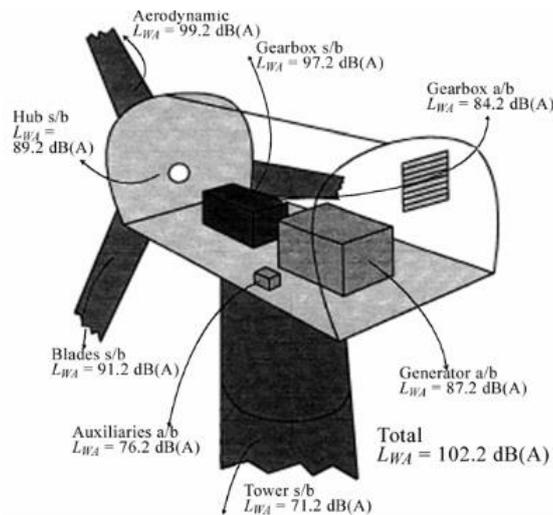


Figura 43. Ruido de los componentes de una turbina eólica. Fuente Anthony L. Rogers

A pesar de que el ruido es significativo, a 600 m del aerogenerador el impacto acústico que produce es prácticamente nulo. Por tanto, al ubicar el parque a 8 km de la costa, se puede considerar que para la población no supone un impacto negativo. Sin embargo, sí que puede suponer un problema para algunas aves marinas del entorno. En la fase de instalación del parque hay que tener en cuenta que el ruido será mayor debido a las labores de construcción.

8.3.5. Impacto en pesca y navegación

En el estudio previo para la selección de las zonas aptas se ha analizado el tráfico marítimo para no influir en las rutas principales de navegación de la zona. La ubicación se ha seleccionado teniendo en cuenta este factor. Por este motivo no se produce un impacto negativo sobre la navegación. En cuanto a la pesca, el parque está situado en una zona donde no se realiza pesca comercial ni acuicultura, por tanto, no supone un impacto negativo para la pesca.

8.3.6. Impacto en la población y el turismo

Para la población de la zona supone oportunidades de trabajo tanto directas, referidas a los trabajadores del propio parque, como indirectas, en relación con trabajadores que puedan pertenecer a una empresa subcontratada o la propia hostelería de la zona que puede aumentar su demanda.

En el puerto de Arinaga, la construcción de las plataformas y la gestión de la operación y el mantenimiento del parque puede ayudar a mejorar la rentabilidad y la visión de la población local del puerto, que estuvo cuestionado previa a su construcción debido a un informe de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC) llamado "Análisis coste-Beneficio del Puerto de Arinaga", cuyos resultados mostraban que el proyecto del puerto no era viable económicamente (Belda, 2018).

En cuanto al turismo, esta zona sureste de la costa no tiene prácticamente turismo. Sin embargo, en la parte sur de la isla a 25 km del puerto de Arinaga, se encuentra Maspalomas, el núcleo turístico más importante de la isla (PROMOTOUR TURISMO DE CANARIAS, 2017). Con la afluencia de un gran número de turistas a esta zona, Arinaga puede convertirse en una atracción turística de paso para aquellos turistas que sientan interés por una obra civil vanguardista como es un parque eólico marino flotante, que sería visible desde esa localidad.

8.4. Valoración de impactos

En este apartado se procede a la valoración de los impactos ambientales mediante la matriz de Leopold, para cuantificar el impacto que sufre cada factor ambiental y así proponer medidas correctoras para la mitigación de los impactos ambientales más significativos.

La matriz de Leopold se utiliza para valorar el impacto ambiental. Es una tabla que relaciona las acciones que se realizan en el proyecto y los factores ambientales, cuantificando en qué medida una acción supone un impacto sobre un factor concreto. La matriz original tiene 100 acciones y 88 factores ambientales. Para este trabajo se adaptará esta matriz para medir el impacto generado. En la Tabla 23 se detalla la forma de considerar el efecto que tiene una acción.

Tabla 23. Ponderación de atributos. Fuente Evaluación de Impacto Ambiental 2013.

ATRIBUTO	DEFINICIÓN	CARÁCTER	CÓDIGO VALOR
Signo del efecto	Indica si el impacto es benéfico o perjudicial	Benéfico	+
		Perjudicial	-
		Indeterminado	x
Inmediatez	El efecto se puede dar inmediatamente o con el paso del tiempo	Directo	3
		Indirecto	1
Acumulación	Aumenta el efecto si la acción se mantiene en el tiempo	Simple	1
		Acumulativo	3
Sinergia	Varias acciones juntas ocasiona mayor impacto que la suma de las acciones por separado	Leve	1
		Media	2
		Fuerte	3
Momento	Lo que tarda en manifestarse el efecto, corto plazo (menos de 1 año), medio plazo (entre 1 y 5 años) o largo plazo (más de 5 años)	A corto plazo	3
		A medio plazo	2
		A largo plazo	1
Persistencia	Indica la permanencia del impacto	Temporal	1
		Permanente	3
Reversibilidad	Capacidad del medio ambiente de asimilar la acción	A corto plazo	1
		A medio plazo	2
		Irreversible	3
Recuperabilidad	Capacidad de eliminar el efecto causado	Fácil	1
		Media	2
		Difícil	3
Continuidad	Como se muestra el efecto si intermitentemente o constante	Continuo	3
		Discontinuo	1
Periodicidad	Si el efecto se produce cíclicamente o extraordinariamente	Periódico	3
		Irregular	1

Con esta tabla se calculan los valores para medir el denominado Índice de Incidencia de Impactos que cuantifica la relación de impacto entre una acción y un factor ambiental determinado.

Para calcular este índice se procede con las siguientes expresiones:

$$I = \sum \text{Atributos} \quad (18)$$

$$I_{\text{ESTANDARIZADO}} = \frac{I - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} \quad (19)$$

- I_{\max} : Suma de atributos con sus valores máximos, $I_{\max}=27$
- I_{\min} : Suma de atributos con sus valores mínimos, $I_{\min}=9$

Tabla 24. Matriz de Leopold. Fuente elaboración propia.

		Fase de construcción					Fase de explotación		Fase de desmantelamiento		
		Acondicionamiento del terreno para instalación de cables submarinos	Transporte de aerogeneradores al puerto y construcción de plataformas en el astillero	Transporte de las plataformas y los aerogeneradores a la ubicación específica	Anclaje pilotes de succión	Instalación de subestación eléctrica, conexión entre aerogeneradores y conexión a tierra del cable de alta tensión	Operación de los aerogeneradores	Supervisión y mantenimiento del parque	Desmontaje de los aerogeneradores, plataformas y subestación eléctrica	Desmantelamiento del cableado eléctrico	Rehabilitación de la zona
Agua	Calidad	-0,38	-0,11	-0,11	-0,44	-0,38		-0,11	-0,22	-0,38	
	Turbidez	-0,44			-0,5	-0,5					
Fondo marino	Topografía	-0,33			-0,33	-0,33			-0,38	-0,38	0,61
	Algas e invertebrados	-0,38			0,61	0,61			-0,38	-0,38	0,5
Fauna	Peces	-0,27	-0,22	-0,22	-0,33	-0,33		-0,16	-0,22	-0,27	0,5
	Aves		-0,16				-0,77	-0,16			0,33
	Anfibios		-0,44	-0,5	-0,38	-0,44			0,33	-0,16	0,5
	Mamíferos	-0,27	-0,33	-0,44	0,33	-0,33	0,16	0,27	0,33	0,33	0,5
Aire	Calidad		-0,22	-0,22	-0,27	-0,27			-0,22	-0,22	0,16
	Ruido		-0,22	-0,22	-0,44	-0,38	-0,5		-0,22	-0,27	0,5
Impacto visual	Diurno	-0,27	-0,22	-0,22	-0,27	-0,27	-0,61		-0,22	-0,27	0,61
	Nocturno						-0,55				0,55
Factor humano	Navegación	-0,16	-0,22	-0,22	-0,16	-0,16		-0,27	-0,16	-0,22	
	Pesca	-0,33	-0,16	-0,16	-0,33	-0,33		-0,16			0,22

En la Tabla 24 se muestra el impacto de cada acción en cada factor ambiental. Los impactos ambientales más perjudiciales se producen en:

- En la turbidez del agua provocada por remover los sedimentos del fondo marino durante el anclaje de las líneas de fondeo y la instalación del cableado submarino
- En el fondo marino, fundamentalmente en algas e invertebrados, por la instalación de los pilotes de succión en el anclaje y del cableado eléctrico submarino, ya que en las zonas afectadas se produce una destrucción del hábitat del fondo marino que puede afectar indirectamente a más especies.
- En las aves marinas que, durante el funcionamiento de los aerogeneradores, pueden ser golpeadas por las palas del rotor, se puede influir en su flujo migratorio o se puede alterar su zona de alimentación.

-
- El ruido de los aerogeneradores que puede alterar el comportamiento de algunos mamíferos o aves.
 - El impacto visual, tanto diurno como nocturno, ya que se verán los aerogeneradores desde la costa por el día, y de noche las luces de posición del aerogenerador para ser vistos por barcos y aviones.

8.5. Medidas preventivas y correctoras

8.5.1. Lecho marino

En relación con el lecho marino, en este trabajo se han tomado medidas preventivas como el uso de la cimentación flotante que es menos invasiva en el fondo marino que la cimentación fija. También se consigue reducir el número de anclajes al fondo marino por aerogenerador compartiendo puntos de anclaje. Con ello, además se logra remover y dragar menos el fondo marino contribuyendo a una menor turbidez del agua.

8.5.2. Fauna marina

Respecto a la fauna marina se deben considerar rutas migratorias anuales de mamíferos o peces para que la construcción del parque influya lo menos posible en ellas. Del mismo modo, se debe atender a periodos donde pueda existir afloramiento que provoque el desplazamiento de aguas ricas en nutrientes a zonas de Gran Canaria y que atrae a mayor cantidad de especies para su alimentación.

En cuanto a las aves, debido al problema evidente de mortalidad de las aves con los aerogeneradores (Atienza, 2008), se pueden instalar en los aerogeneradores instrumentos que emitan ultrasonidos para evitar que las aves frecuenten el área del parque eólico. También es importante conocer las rutas migratorias de aves para influir lo menos posible en ellas.

8.5.3. Impacto visual y acústico

El impacto visual es uno de los más importantes y tiene pocas medidas físicas que hagan disminuir el propio efecto. Sin embargo, se puede promover la importancia de las energías limpias en las Islas Canarias (gran dependencia actual de combustibles fósiles) para que socialmente parques de este tipo sean aceptados y no sean considerados como un impacto visual muy negativo.

En cuanto al impacto acústico, es importante el mantenimiento de los aerogeneradores para reducir ruidos de fricción mecánica por desgaste del propio aerogenerador. También se está extendiendo el uso de perfiles de aspas con dientes serrados en la salida del flujo de aire que reduce considerablemente el ruido sin perder prácticamente rendimiento (Ecoticias, 2020).

8.5.4. Emisión de gases y sustancias contaminantes

La energía eólica no emite gases contaminantes durante la operación. Sin embargo, durante su construcción en general y con la utilización de buques se emiten gases contaminantes que constituyen un impacto ambiental negativo. Por ello, la optimización de los procesos de construcción y de los trayectos necesarios de los buques involucrados contribuye a disminuir estas emisiones. También es importante asegurar que no se viertan sustancias contaminantes

al mar ya que esto provoca daños severos en el medio. Esto se puede conseguir revisando y asegurando que los buques se encuentran en buen estado y que tienen toda la electrónica necesaria a bordo que les permita evitar colisiones con el muelle, animales u otros barcos.

En cualquier caso, se han calculado las toneladas de CO₂ (RetScreen) que emite otra fuente convencional de energía para generar la misma energía eléctrica en comparación con la eólica y, comparándola el Gas Natural, se reducen las emisiones en un total de 92.283 tCO₂.

9. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha estudiado la viabilidad para la ubicación de un parque eólico marino de 50 MW en el litoral de las Islas Canarias. Esto se debe al gran recurso eólico que poseen las islas y motivado por la búsqueda del Gobierno de Canarias en conseguir lo antes posible una transición energética hacia fuentes de energía limpia, para así disminuir la fuerte dependencia de los combustibles fósiles que poseen las islas.

Para el estudio se ha presentado también la necesidad de una transición energética a nivel mundial que permita reducir emisiones contaminantes y de efecto invernadero. Además, se ha contextualizado la situación de la eólica marina a nivel global y más concretamente a nivel europeo y nacional, así como el prometedor futuro de esta tecnología debido a las ventajas que presenta frente a la eólica convencional terrestre.

En la elección de posibles zonas de ubicación del parque eólico off-shore, se ha tenido en cuenta la batimetría, el tráfico marítimo y la Red Natura 2000. Al estudiar cada isla bajo estos criterios, la batimetría se presenta como el principal reto al que enfrentarse, ya que las Islas Canarias no gozan de plataforma continental y se alcanzan profundidades de más 500 m a pocos kilómetros de la costa. También cabe destacar, las grandes áreas protegidas por la Red Natura 2000 en el litoral canario, que protegen la gran biodiversidad marina de las islas, en las que no es posible ubicar el parque marino.

Una vez seleccionadas las zonas aptas (4 en este caso) se ha procedido al cálculo de la energía bruta de las zonas con tres aerogeneradores de distintas potencias que conforman el parque de 50 MW y se ha seleccionado la zona 11 correspondiente a la costa sureste de Gran Canaria con el aerogenerador de 10 MW Windtec SeaTitan. A partir de su selección se ha calculado la energía neta producida en la zona, con diferentes configuraciones de los aerogeneradores en el área delimitada para, posteriormente, realizar el estudio de viabilidad económica del parque. Además, con la zona delimitada y la batimetría del lugar se decide por la utilización de cimentación flotante para los aerogeneradores.

A partir del software RetScreen se realiza una simulación del flujo de caja, de la TIR y del VAN a partir del cálculo de los costes de inversión, de operación y mantenimiento del parque, así como los ingresos por la venta de electricidad. Si se analizan los resultados se aprecia que el proyecto es viable con una TIR de 10,6 % y un retorno de capital a los 9,1 años. Los costes iniciales y la tarifa de exportación de electricidad son los elementos claves para la viabilidad del proyecto, ya que una bajada del precio de venta de la electricidad o un sobre coste en la inversión inicial pueden suponer un riesgo importante para la viabilidad del proyecto. A pesar de esto, la energía eólica marina y en especial la flotante parece tener un rango importante de reducción de costes por ser una tecnología relativamente reciente.

Después, se ha analizado el impacto ambiental del parque eólico marino, y en general, ha supuesto un menor impacto en la mayoría de los aspectos en la relación a la eólica terrestre. El impacto acústico y visual es menor que en tierra, uno de los mayores impactos de la eólica es en relación con las aves y queda minimizado, ya que los aerogeneradores se encuentran lejos de la costa y, por tanto, solo es frecuentado por algunas aves marinas en busca de alimento. Además, el uso de plataformas flotantes reduce el impacto negativo en el fondo marino de los parques más extendidos de cimentación fija.

Por último, hay que destacar la reducción de emisiones de CO₂ que se eleva a 92.283 toneladas anuales en comparación con el Gas Natural y que se aproxima a las emisiones anuales de 20.000 turismos.

Sin duda, la eólica marina, parece una tecnología que puede suponer una gran ayuda para la necesaria transición energética del archipiélago canario y que puede suponer una ayuda a su desarrollo social y económico.

10. REFERENCIAS

- AEE. (2019). Elementos clave y propuestas para el desarrollo de la eólica marina en España. Asociación Empresarial Eólica.
- AEE. (2020). Anuario Eólico 2020. Toda la información del sector en el año 2019. Asociación Empresarial Eólica.
- Cabildo de La Palma. (s.f.). *Eficiencia Energética Isla de La Palma*. Obtenido de <http://www.energia.lapalma.es/>
- Centro Geográfico Nacional. (2015). Sismicidad y geología tectónica en las Islas Canarias. (I. G. Nacional, Ed.) Madrid, España.
- Climate-Data.Org. (2020). *CLIMATE-DATA.ORG*. Obtenido de <https://es.climate-data.org/>
- Couñago Lorenzo, B., Barturen Antépara, R., & Díaz Huertas, I. (Noviembre de 2010). Estudio técnico financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español. *Ingeniería Naval, LXXIX*.
- Danish Wind Industry Association. (2003). *Winddenmark*. Obtenido de <https://winddenmark.dk/>
- EFE. (Octubre de 2019). Canarias pide ayuda del Estado para almacenar las energías renovables. *La Provincia Diario de Las Palmas*.
- Energías Renovables Marinas. (28 de octubre de 2018). Plataformas flotantes españolas en la eólica marina. *Energías renovables Marinas*.
- EOI. (Enero de 2015). Comparativa de eólica terrestre y marina. Situación en el mundo y posibilidades en España. *Blog Escuela de Organización Industrial*.
- Esteller, R. (junio de 2019). Canarias autoriza a Equinor a instalar el primer parque eólico marino de España. *elEconomista*.
- ESTEYCO. (2017). *ESTEYCO*. Obtenido de Torre telescópica de hormigón prefabricado auto-instalable y cimentación por gravedad. tecnología elisa.
- European Commission. (2020). *European Atlas of the Seas*. Obtenido de https://ec.europa.eu/maritimeaffairs/atlas/maritime_atlas/
- Garrido, S. G. (s.f.). Elección de un aerogenerador. *Renovetec*.
- GL Garrad Hassan. (2013). *A Guide to UK Offshore Wind*. Scottish Enterprise and The Crown State.
- Global Wind Atlas. (2020). *Global Wind Atlas*. Obtenido de <https://globalwindatlas.info/>
- Gobierno de Canarias. (2018). *ANUARIO ENERGÉTICO DE CANARIAS*. Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial.
- Gonzalez-Rodriguez, A. G. (2017). Review of offshore wind farm cost components. *Energy for Sustainable Development*.

- GWEC. (2019). *Global Wind Report 2019*. Global Wind Energy Council.
- Hernández-Guanir, P. (1977). *Natura y cultura de las Islas Canarias*. Santa Cruz de Tenerife: El autor.
- Iain Staffell, R. G. (junio de 2014). How does wind farm performance decline with age? *Renewable Energy*.
- Iberdrola. (2020). *¿Cómo se sustentan los aerogeneradores en el mar?* Iberdrola. Obtenido de Iberdrola cimentaciones de aerogeneradores.
- Iberdrola. (2020). Saint Brieuc: el primer gran proyecto de energía eólica marina de Iberdrola en la Bretaña francesa.
- IDAE. (2011). *Análisis del recurso. Atlas eólico de España estudio técnico per 2011-2020*. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- José Grajales, F. A. (2014). *Las curvas de aprendizaje en los procesos de construcción*. Guanajuato: Ciencias de la Ingeniería y Tecnología, Handbook ECORFAN.
- M. Dolores Esteban, J.-S. L.-G. (24 de enero de 2019). Gravity-Based Foundations in the Offshore. *Journal of Marine Science and Engineering*.
- Nhede, N. (2020). Highest offshore wind load factors recorded since 2015. *Smart Energy International*.
- Pardillos, S. C. (2017). *Manual de energía eólica, desarrollo de proyectos e instalaciones*. Valencia: Universitat Politècnica de València.
- Pérez, R. H. (1997). El medio marino de las Islas Canarias. (G. d. Canarias, Ed.) *Revista de Medio Ambiente*.
- Plataforma Oceánica de Canarias. (2020). *Plataforma de divulgación de PLOCAN*. (I. C. Singular, Editor) Obtenido de <http://divulgacion.plocan.eu/>
- PLOCAN. (15 de abril de 2019). Plataforma Oceánica de Canarias. PLOCAN lidera el proyecto europeo FLOTANT de tecnología eólica offshore flotante.
- Puertos del Estado. (2020). *Ministerio de Transportes Movilidad y Agenda Urbana*. Obtenido de <http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>
- Richard, C. (julio de 2020). WindFloat Atlantic fully operational. *Wind Power Monthly*.
- Sendeco2. (2020). *SENDECO2*. Obtenido de <https://www.sendeco2.com/es/>
- Statista. (2020). Evolución anual del número de turistas que visitaron la isla de Lanzarote (Canarias) de 2013 a 2019.
- TheWindPower. (2020). *The Wind Power, Wind Energy Market Intelligence*. Obtenido de https://www.thewindpower.net/index_es.php
- WindEurope. (Febrero de 2020). Offshore Wind, Key trends and statistics 2019. *Wind Europe*.
- WIP10+. (2016-2019). *wip10+*. Obtenido de <http://wip10plus.eu/>

PRESUPUESTO

Código	Unidad	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)
1		Diseño y gestión de proyecto y sistemas SCADA			
1.1	MW	Diseño y gestión de proyecto	50	186.000	9.300.000
1.2	Ud.	SCADA aerogenerador	5	50.500	252.500
				TOTAL 1	9.552.500
2		Aerogeneradores			
2.1	Ud.	Aerogenerador 10 MW	5	10.185.602	50.928.013
2.2	Ud.	Grúas montaje aerogeneradores	1	130.000	130.000
				TOTAL 2	51.058.013
3		Plataformas semi-sumergibles			
3.1	Ud.	Construcción plataforma con subestación transformadora	1	11.783.520	11.783.520
3.2	Ud.	Construcción plataforma sin subestación transformadora	4	7.480.000	29.920.000
3.3	Ud.	Ingeniería por plataforma	5	38.200	191.000
3.4	Ud.	Remolcadores de puerto	1	90.000	90.000
				TOTAL 3	41.984.520
4		Cableado eléctrico y transformadores			
4.1	m	Cables 10 MW de conexión aerogeneradores a estación subtransformadora.	850	160	136.000
4.2	m	Cable submarino 132 kV desde estación subtransformadora	8.000	600	4.800.000
4.3	m	Instalación cable 10 MW	850	200	170.000
4.4	m	Instalación cable 132 kV	8000	500	4.000.000
4.5	Ud	Subestación eléctrica off-shore 33/132 kV	1	7.647.000	7.647.000

4.6	Ud	Subestación eléctrica on-shore	1	5.600.00	5.600.000
4.7	Ud	Conexión a red eléctrica en tierra	1	5.320.000	5.320.000
4.8	Ud.	Transporte de cables	1	2.500.000	2.500.000
4.9	Ud.	Ingeniería y transporte de subestación offshore	1	80.000	80.000
				TOTAL 4	30.253.000

5 Sistema de Fondeo

5.1	Ud.	Anclaje por cadenas de plataforma 100 m profundidad	3	681.522	2.044.567
5.2	Ud.	Anclaje por cadenas de plataforma 80 m profundidad	2	661.721	1.323.443
5.3	Días.	Flete de cadenero	50	50.000	2.500.000
5.4	Ud.	Pilote de Succión	14	130.000	1.820.000
5.5	Ud.	Instalación pilotes de succión	14	200.000	2.800.000
5.6	Ud.	Ingeniería líneas de fondeo y pilotes de succión	1	155.000	155.000
				TOTAL 5	10.643.010

6 Estudios previos

6.1	Ud.	Impacto ambiental	1	1.500.000	1.500.000
6.2	Ud.	Reglamentos y certificados	1	1.000.000	1.000.000
6.3	Ud.	Investigación meteorológica	1	1.000.000	1.000.000
				TOTAL 6	3.500.000

RESUMEN PRESUPUESTO

1	Diseño y gestión de proyecto y sistemas SCADA	9.552.500 €
2	Aerogeneradores	51.058.013 €
3	Plataformas semi-sumergibles	41.984.520 €
4	Cableado eléctrico y transformadores	30.253.000 €
5	Sistema de Fondeo	10.643.010 €
6	Estudios previos	3.500.000 €
	Presupuesto de ejecución material (PEM)	146.991.043 €
	Gastos generales (13%)	19.108.835,59 €
	Beneficio industrial (6%)	8.819.462,58 €
	Presupuesto de ejecución por contrata (PEC)	174.919.341,17 €
	Impuesto General Islas Canarias IGIC (7%)	12.244.353,87 €
<hr/>		
	PRESUPUESTO TOTAL	187.163.695,04 €

PRESUPUESTO TFG

Código	Unidad	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)
1		Búsqueda de información			
1.1	h	Graduado GITI	126	12	1512
1.2	h	Profesor/a Titular de Universidad	5	28	140
		PDI			
		Costes directos complementarios	0,03	1652	49,56
		Coste total			1701,56
2		Redacción de proyecto			
2.1	h	Graduado GITI	162	12	1944
		Costes directos complementarios	0,03	1944	58,32
		Coste total			2002,32
3		Realización de cálculos			
3.1	h	Graduado GITI	36	12	432
3.2	h	Profesor/a Titular de Universidad	2	28	56
		PDI			
		Costes directos complementarios	0,03	488	14,64
		Coste total			502,64
4		Reuniones y contacto por email			
4.1	h	Graduado GITI	10	12	120
4.2	h	Profesor/a Titular de Universidad	10	28	280
		PDI			
		Costes directos complementarios	0,03	500	15
		Coste total			515
5		Correcciones del proyecto			
5.1	h	Profesor/a Titular de Universidad	20	28	560
		PDI			
		Costes directos complementarios	0,03	560	16,8
		Coste total			576,8
6		Material utilizado			
6.1	Ud.	Ordenador portátil	1	600	600
6.2	Ud.	Monitor auxiliar	1	200	200
6.3	Ud.	Conexión a internet mensual	4	20	80
		Costes directos complementarios	0,03	880	26,4
		Coste total			906,4

RESUMEN PRESUPUESTO

1	Búsqueda de información	1701,56 €
2	Redacción del proyecto	2002,32 €
3	Realización de cálculos	502,64 €
4	Reuniones y contacto por email	515 €
5	Correcciones del proyecto	576,8 €
6	Material utilizado	906,4 €
	Presupuesto de ejecución material (PEM)	6204,72
	Gastos generales (13%)	806,61 €
	Beneficio industrial (6%)	372,28 €
	Presupuesto de ejecución por contrata (PEC)	7383,61€
	IVA (21%)	1550,56 €
	PRESUPUESTO TOTAL	8934,17 €
