



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE INSTALACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN FUNCIÓN DE LA BATIMETRÍA Y LA DISTANCIA A LA COSTA EN GALICIA Y CÁDIZ

AUTOR: CARLOS MAGRASÓ SANTA

TUTOR: JOSÉ FELIPE VILLANUEVA LÓPEZ

COTUTORA: ISABEL MARTÓN LLUCH

Curso Académico: 2018-19

AGRADECIMIENTOS

A mis tutores Jose Felipe e Isabel, por la paciencia y tiempo de dedicación.

A Arnau y Alex, por ser ellos.

A Eloy, por su apoyo incondicional.

RESUMEN

En los últimos años, la industria eólica marina se ha posicionado a la cabeza del desarrollo de las energías renovables. Europa se ha situado a la vanguardia con la conexión de un gran número de instalaciones en el ámbito geográfico de los mares del Norte y de Irlanda. Ello es debido a la existencia de un recurso eólico óptimo en áreas oceánicas con una batimetría excepcionalmente reducida, lo cual minimiza los costes y da lugar a una gran rentabilidad.

El presente Trabajo persigue concluir si es viable construir un parque eólico marino en España, comparable a aquellos que están encabezando el desarrollo de la industria en otros países europeos. Para lograrlo, se ha analizado la costa española para estudiar ubicaciones similares al mar del Norte en términos de batimetría y distancia a costa. A continuación, se ha planteado el parque en distintas ubicaciones alternativas en la costa de Galicia y de Cádiz. En ambas ubicaciones se ha realizado un estudio de viabilidad económica.

Palabras clave: viabilidad, eólica marina, *offshore*, España, Galicia, Cádiz

RESUM

En els últims anys, la indústria eòlica marina s'ha posicionat al capdavant del desenvolupament de les energies renovables. Europa s'ha situat a l'avantguarda amb la connexió d'un gran número d'instal·lacions en l'àmbit geogràfic dels mars del Nord i d'Irlanda. Això es deu a l'existència d'un recurs eòlic òptim en àrees oceàniques amb una batimetria excepcionalment reduïda, cosa que minimitza la despesa i dona lloc a una gran rendibilitat.

El present Treball busca concloure si és viable construir un parc eòlic marí a Espanya, comparable a aquells que estan encapçalant el desenvolupament de la indústria a altres països europeus. Per a aconseguir-ho, s'ha analitzat la costa espanyola per tal d'estudiar ubicacions similars al mar del Nord en termes de batimetria i distància a costa. Tot seguit s'ha plantejat el parc a diferents ubicacions alternatives a la costa de Galícia i Cadis. En ambdues ubicacions s'ha dut a terme un estudi de viabilitat econòmica.

Paraules clau: viabilitat, eòlica marina, *offshore*, Espanya, Galícia, Cadis

ABSTRACT

During latest years, the offshore wind industry has risen to the top of the development of renewable energies. Europe has achieved a leading role with the connexion of a large number of wind farms along the North Sea and the Irish Sea. This is due to the existence of an optimal wind resource in oceanic areas with an extraordinarily reduced bathymetry, which reduces costs and leads to a great cost effectiveness.

The following Project pursues the aim of concluding if it is viable to build an offshore wind farm in Spain, comparable to those which are leading the development of the industry in other European countries. Because of that, Spanish shore has been analysed with the objective of studying locations similar to North Sea regarding bathymetry and distance to shore. In addition, the farm has been planned in different alternative places of the shore of Galicia and Cádiz. An economical viability study has been developed for both locations.

Key words: viability, offshore wind power, Spain, Galicia, Cádiz

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- Memoria
- Presupuesto
- Anejos

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. Justificación	2
2. Objetivo y alcance	5
3. Antecedentes	6
3.1. A nivel mundial.....	6
3.2. A nivel europeo	8
3.3. En España	9
4. Teoría del recurso eólico.....	11
4.1. El viento como fenómeno natural.....	11
4.2. Variables de medida.....	11
4.3. El perfil de velocidades y la rugosidad del terreno	11
4.4. Distribución de Weibull.....	12
4.5. Potencia del viento disponible y extraíble	13
4.6. Curvas de potencia.....	14
5. Introducción a la tecnología eólica	16
5.1. Clasificación de aerogeneradores	16
5.2. Componentes de un aerogenerador	17
5.3. Cimentaciones marinas	18
5.4. Tipología de plantas	20
6. Selección del parque modelo	21
7. Estudio de alternativas.....	24
7.1. Planteamiento del estudio	24
7.2. Caso 1	25

7.2.1. Descripción de restricciones	25
7.2.2. PER 2011-2020	26
7.2.3. Estudio de la batimetría de la costa española	26
7.2.4. Selección ubicación	29
7.2.5. Selección del parque modelo	32
7.2.6. Planteamiento del parque.....	34
7.2.7. Cálculo de la energía generada	36
7.3. Caso 2A.....	37
7.4. Caso 2B.....	39
7.4.1. Selección de alternativas.....	39
7.4.2. Planteamiento del parque.....	45
7.4.3. Cálculo de la energía generada	46
7.5. Caso 3A.....	47
7.5.1. Selección de alternativas.....	47
7.5.2. Planteamiento del parque.....	51
7.5.3. Cálculo de la energía generada	52
7.6. Caso 3B.....	53
8. Viabilidad económica	55
8.1. Ingresos	55
8.1.1. Precio de la electricidad	55
8.1.2. Retribuciones	55
8.1.3. Penalizaciones	57
8.1.4. Tarifa de exportación	57
8.1.5. Ingresos por venta de electricidad	57
8.2. Costes	58
8.2.1. Costes de inversión	58
8.2.2. Costes de operación y mantenimiento	63
8.3. Simulación de flujos de caja	63
8.3.1. Rentabilidad del caso 1	65
8.3.2. Rentabilidad del caso 2B	65
8.3.3. Rentabilidad del caso 3A	66
8.3.4. Comparativa	67
8.4. Análisis de sensibilidad.....	68

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

8.4.1. Caso 2B.....	68
8.4.2. Caso 3A.....	69
9. Conclusiones.....	70
10. Bibliografía	72

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

Presupuesto	77
-------------------	----

ÍNDICE DE LOS ANEJOS

Anejo 1	88
Anejo 2	91
Anejo 3	92
Anejo 4	102

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución de la población mundial. Fuente: [1]	2
Figura 2. Comparativa ACV principales fuentes energía. Fuente: [7]	4
Figura 3. Potencia de nueva instalación offshore y onshore a nivel mundial. Fuente: [8]	6
Figura 4. Potencia acumulada offshore y onshore a nivel mundial. Fuente: [8]	7
Figura 5. Predicciones potencia nueva instalación offshore y onshore a nivel mundial. Fuente: [8]	7
Figura 6. Predicciones crecimiento offshore Asia y Estados Unidos. Fuente: [8]	8
Figura 7. Potencia offshore Europa nueva instalación por países. Fuente: [9].....	8
Figura 8. Aumento potencia nominal aerogeneradores offshore anualmente. Fuente: [9]	9
Figura 9. Batimetría continente europeo. Fuente: [12]	10
Figura 10. Valores para la rugosidad en función del terreno. Fuente: [16]	12
Figura 11. Histogramas de recurso eólico. Fuente: [17]	13
Figura 12. Variación curva de frecuencia de velocidades en función de A y k. Fuente: [17].....	13
Figura 13. Ejemplo curva de potencia. Fuente: elaboración propia a partir de [18]	14
Figura 14. Aerogeneradores a barlovento, a sotavento, Savonius y Darrieus. Fuente: [17]	17
Figura 15. Perfil pala de un aerogenerador y tipos de buje. Fuente: [17]	17
Figura 16. Tipos de tecnología flotante para aerogeneradores. Fuente: [19]	19
Figura 17. Ubicación geográfica de los 10 parques offshore más potentes del mundo. Fuente: elaboración propia	22
Figura 18. Profundidad fondo marino ámbito geográfico mar del Norte. Fuente: elaboración propia a partir de [12]	22
Figura 19. Alternativas caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]	27
Figura 20. Alternativas caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]	27
Figura 21. Alternativas caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]	28
Figura 22. Alternativas caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]	28
Figura 23. Alternativas caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]	28
Figura 24. Alternativas PER 2011-20 descartadas por motivo medioambiental. Fuente: elaboración propia a partir de [12]	29
Figura 25. Alternativas caso 1 descartadas por tráfico marítimo. Fuente: elaboración propia a partir de [12]	29
Figura 26. Afección tráfico caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]	30
Figura 27. Afección tráfico caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]	30
Figura 28. Disponibilidad recurso eólico España. Fuente: [21]	31

Figura 29. Layout parque Gwynt y Môr (Reino Unido). Fuente: [24].....	33
Figura 30. Rosa de los vientos de frecuencias caso 1. Fuente: [21].....	34
Figura 31. Delimitación superficie caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12].....	35
Figura 32. Disposición aerogeneradores caso 1. Fuente: elaboración propia.....	36
Figura 33. Esquema selección caso 2A. Fuente: elaboración propia.....	38
Figura 34. Alternativa descartada caso 2A. Fuente: elaboración propia a partir de [12].....	39
Figura 35. Esquema selección caso 2B. Fuente: elaboración propia.....	40
Figura 36. Disponibilidad recurso eólico España. Fuente: elaboración propia a partir de [21]..	40
Figura 37. Alternativas descartadas caso 2B por motivo medioambiental. Fuente: elaboración propia a partir de [12] y [21].....	42
Figura 38. Alternativa descartada caso 2B por tráfico marítimo. Fuente: elaboración propia a partir de [12].....	42
Figura 39. Alternativa descartada Islas Canarias caso 2B. Fuente: elaboración propia a partir de [12] y [21].....	44
Figura 40. Alternativa descartada caso 2B por motivo medioambiental. Fuente: elaboración propia a partir de [12] y [21].....	44
Figura 41. Selección superficie Galicia caso 2B. Fuente: elaboración propia a partir de [12]....	45
Figura 42. Rosa de los vientos de frecuencias caso 2B. Fuente: [21].....	45
Figura 43. Disposición aerogeneradores caso 2B. Fuente: elaboración propia.....	46
Figura 44. Esquema selección caso 3A. Fuente: elaboración propia.....	48
Figura 45. Alternativas caso 3A. Fuente: elaboración propia a partir de [12] y [21].....	50
Figura 46. Rosa de los vientos de frecuencias caso 3A. Fuente: [21].....	51
Figura 47. Selección superficie caso 3A. Fuente: elaboración propia a partir de [12].....	52
Figura 48. Disposición aerogeneradores caso 3A. Fuente: elaboración propia.....	52
Figura 49. Esquema selección caso 3B. Fuente: elaboración propia.....	54
Figura 50. Alternativas descartadas caso 3B. Fuente: elaboración propia a partir de [12].....	54
Figura 51. Código de instalación tipo según clasificación. Fuente: RD 413/2014.....	56
Figura 52. Retribución a la inversión. Fuente: RD 413/2014.....	56
Figura 53. Retribución a la operación. Fuente: IET/1045/2014.....	57
Figura 54. Proporción costes iniciales para los distintos casos. Fuente: elaboración propia.....	62
Figura 55. Flujo caja caso 1. Fuente: RETScreen.....	65
Figura 56. Flujo caja caso 2B. Fuente: RETScreen.....	66
Figura 57. Flujos caja caso 3A. Fuente: RETScreen.....	67
Figura 58. Análisis sensibilidad caso 2B. Fuente: RETScreen.....	68

Figura 59. Análisis sensibilidad caso 2B. Fuente: RETScreen	68
Figura 60. Análisis sensibilidad caso 2B. Fuente: RETScreen	69
Figura 61. Análisis sensibilidad caso 2B. Fuente: RETScreen	69
Figura 62. Análisis sensibilidad caso 3A. Fuente: RETScreen	69
Figura 63. Análisis sensibilidad caso 3A. Fuente: RETScreen	69

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Los 10 parques eólicos marinos con mayor capacidad del planeta. Fuente: [20].....	21
Tabla 2. Caracterización 10 parques offshore más grandes del mundo. Fuente: 4COffshore y Thewindpower	23
Tabla 3. Resumen planteamiento estudio de alternativas. Fuente: elaboración propia.....	25
Tabla 4. Comparativa alternativas ubicación caso 1. Fuente: elaboración propia	31
Tabla 5. Ubicación caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12] y [21]	32
Tabla 6. Caracterización parques offshore. Fuente: 4COffshore y Thewindpower	33
Tabla 7. Resumen cálculo energía caso 1. Fuente: elaboración propia	37
Tabla 8. Cálculo potencia eólica media Cabo de Trafalgar. Fuente: elaboración propia a partir de [21]	41
Tabla 9. Comparativa profundidad alternativas caso 2B. Fuente: elaboración propia.....	43
Tabla 10. Resumen cálculo energía caso 2B. Fuente: elaboración propia.....	47
Tabla 11. Selección alternativas caso 3A. Fuente: elaboración propia.....	49
Tabla 12. Resumen cálculo energía caso 3A. Fuente: elaboración propia.....	53
Tabla 13. Precio de la electricidad 2018. Fuente: elaboración propia.....	55
Tabla 14. Valor tarifa exportación. Fuente: elaboración propia.....	57
Tabla 15. Ingresos por venta de electricidad. Fuente: elaboración propia.....	58
Tabla 16. Estimación costes diseño, ingeniería y proyecto. Fuente: elaboración propia	58
Tabla 17. Estimación costes aerogeneradores. Fuente: elaboración propia	59
Tabla 18. Estimación costes export cable. Fuente: elaboración propia.....	59
Tabla 19. Estimación costes inner arrays. Fuente: elaboración propia	59
Tabla 20. Estimación costes subestación eléctrica offshore. Fuente: elaboración propia	60
Tabla 21. Estimación costes subestación eléctrica onshore. Fuente: elaboración propia	60
Tabla 22. Estimación costes anclaje monopila. Fuente: elaboración propia	60
Tabla 23. Estimación costes plataforma flotante. Fuente: elaboración propia	61
Tabla 24. Resumen costes de inversión. Fuente: elaboración propia	62
Tabla 25. Estimación costes operación y mantenimiento. Fuente: elaboración propia.....	63
Tabla 26. Resumen parámetros financieros para RETScreen. Fuente: elaboración propia.....	64
Tabla 27. Comparativa rentabilidad casos de estudio. Fuente: elaboración propia	67

MEMORIA

1. JUSTIFICACIÓN

Según datos de la ONU [1], en 2015 la población mundial era de 7.383.009.000 personas. En 2050, se espera que ese dato supere los nueve mil millones, y los once mil millones en 2090. Dichas perspectivas se reflejan en la Figura 1.



Figura 1. Evolución de la población mundial. Fuente: [1]

Estas cifras describen una situación de aumento constante de la población global. En otras palabras: unas necesidades humanas siempre crecientes en un planeta con recursos limitados. En este contexto se plantea el reto del desarrollo sostenible, el cual pretende garantizar las condiciones de vida en la Tierra a largo plazo, satisfaciendo las presentes necesidades sin comprometer a las futuras generaciones.

Esta necesidad se convierte, en el ámbito energético, en una transición energética que priorice las energías limpias y/o renovables en detrimento de aquellas basadas en los combustibles fósiles. Así, esta necesidad de cambio se ha incorporado a la agenda internacional, como así reflejan numerosos ejemplos:

- **Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) [2].** Es una lista de 17 puntos clave que pretenden marcar el camino de un desarrollo sostenible. Cabe destacar el objetivo número siete: “energía asequible y no contaminante”. Este objetivo plantea el impulso de las energías renovables, así como otras metas, como la eficiencia energética.
- **Protocolo de Kioto [3].** Se trata de un compromiso internacional promovido por la ONU relativo a la reducción de emisiones contaminantes. Aunque el primer período del Protocolo de Kioto finalizó en el año 2012, se encuentra en vigor el segundo período, que finaliza en 2020 y marca una reducción del 18 % respecto a niveles de 1990. Una de las medidas más eficaces para lograr dicho objetivo pasa por la

descarbonización de la generación de energía, apostando así por las energías renovables.

- **Acuerdo de París [4].** Se trata de un acuerdo firmado en 2015 por 195 países, por el cual se comprometen a limitar el calentamiento global a un máximo de 1,5°C respecto a los niveles preindustriales. También es en este caso las energías renovables son clave, pues las emisiones de efecto invernadero de las fuentes convencionales son la principal causa del aumento global de la temperatura.
- **Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo [5].** Se trata de una directiva europea desarrollada para satisfacer los compromisos del Protocolo de Kioto. Establece medidas para un mayor uso de las fuentes renovables en los estados miembro, así como el ahorro energético y la eficiencia energética.
- **Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 [6].** Se trata de la trasposición a nivel español de la anterior Directiva europea. Establece unos objetivos para el año 2020 relativos al despliegue de las energías renovables en España, como parte fundamental de las políticas energéticas y medioambientales necesarias para mitigar el cambio climático.

En definitiva, las energías renovables van a jugar un papel fundamental en las próximas décadas. Como es sabido, su principal ventaja es la capacidad de generar energía eléctrica a partir de fuentes de energía inagotables (energía solar, viento, oleaje, potencial hidráulico...). Además, muchas de estas energías no se basan en la combustión, evitando la emisión de gases de efecto invernadero.

En particular, la energía eólica se encuentra en una posición privilegiada para conseguir este cometido, y más teniendo en cuenta un Análisis de Ciclo de Vida (ACV), como muestra la Figura 2.

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz







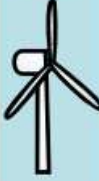

Sistemas energéticos	Lignito	Petróleo	Carbón	Nuclear	Solar Foto-voltaico	Gas Natural	Eólico	Mini-hidráulica
Impactos ambientales								
Calentamiento Global	135,00	97,00	109,00	2,05	15,40	95,80	2,85	0,41
Disminución								
Capa de Ozono	0,32	53,10	1,95	4,12	3,66	0,86	1,61	0,05
Acidificación	920,00	261,00	265,00	3,33	97,00	30,50	3,49	0,46
Eutrofización	9,83	9,76	11,60	0,28	1,97	6,97	0,27	0,06
Metales pesados	62,90	244,00	728,00	25,00	167,00	46,60	40,70	2,58
Sustancias								
Cancerígenas	25,70	540,00	84,30	2,05	75,70	22,10	9,99	0,76
Niebla de Invierno	519,00	135,00	124,00	1,50	53,30	3,08	1,48	0,15
Niebla Fotoquímica	0,49	36,90	3,05	0,32	3,03	3,47	1,25	0,06
Radiaciones								
Ionizantes	0,02	0,02	0,05	2,19	0,12	0,00	0,01	0,00
Residuos	50,90	0,62	12,90	0,28	1,84	0,58	0,29	0,52
Residuos								
Radiactivos	5,28	7,11	10,60	565,00	34,90	1,34	1,83	0,32
Agotamiento								
Recursos								
Energéticos	5,71	13,60	5,47	65,70	7,06	55,80	0,91	0,07
Total	1735,16	1398,11	1355,92	671,82	460,98	267,11	64,67	5,43

Figura 2. Comparativa ACV principales fuentes energía. Fuente: [7]

Más todavía, la eólica marina tiene grandes expectativas para el futuro frente a la terrestre. En general, la productividad eléctrica que se puede alcanzar en el mar es mayor, debido a la existencia de un recurso eólico más potente que en tierra firme. De hecho, la tecnología asociada empieza a madurar, como se verá más adelante, lo que permitirá aumentar la rentabilidad de este tipo de instalaciones, facilitando su ejecución.

Por otro lado, los emplazamientos terrestres con mayor potencial eólico ya se encuentran ocupados, pues fue donde se construyeron los primeros parques. Mientras tanto, en el mar existen zonas con gran potencial sin aprovechar, pues la industria es relativamente joven, así como la tecnología.

2. OBJETIVO Y ALCANCE

El objetivo del presente Trabajo Final de Grado es estudiar la viabilidad de un hipotético parque eólico marino situado en la costa española, de similares características a aquellos que dominan la industria eólica *offshore* a nivel mundial.

En primer lugar, se expondrá la situación de la eólica marina a nivel mundial, poniendo el foco en las instalaciones más potentes y avanzadas existentes en la actualidad. También se hará una breve introducción a la teoría del recurso eólico, así como a la tecnología eólica actual. A continuación, se estudiará la costa española con el objetivo de seleccionar la ubicación más idónea para el hipotético parque, a través de un estudio que conducirá a distintas alternativas.

Después de este proceso, será necesario calcular la potencia generada en cada una de las distintas alternativas. A partir de dicho momento, ya se estará en disposición de conseguir el objetivo último del presente Trabajo Final de Grado: analizar la viabilidad económica.

3. ANTECEDENTES

En el presente capítulo, el objetivo es describir brevemente el estado de la industria *offshore* a través de sus principales indicadores de desarrollo. Con ello se persigue enmarcar el Trabajo y contextualizar el posterior estudio llevado a cabo.

3.1. A NIVEL MUNDIAL

Según datos de [8], durante el año 2018 se instaló, a nivel mundial, una potencia eólica de 51,3 GW, de los cuales 4,5 GW fueron *offshore* (un 8 %). De esta forma, y al cierre de 2018, la eólica *offshore* representaba un 4 % del total eólico (*offshore* más *onshore*).

Como se aprecia, las instalaciones *offshore* crecen a una tasa mayor que el total en servicio (8 % en nuevas instalaciones frente al 4 % acumulado). A partir de estos datos, es fácil predecir una tendencia alcista en los próximos años, por la cual las instalaciones marinas ganarán terreno a las terrestres. Esta tendencia se confirma si se presta atención a los datos de años anteriores, como muestran las Figuras 3 y 4.

Historic development of new installations
GW

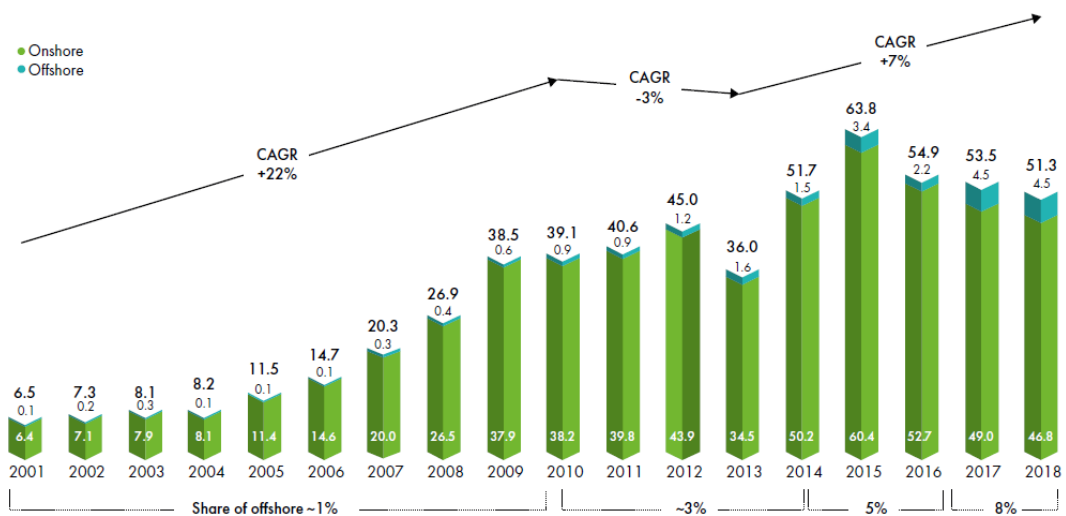


Figura 3. Potencia de nueva instalación *offshore* y *onshore* a nivel mundial. Fuente: [8]

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

Historic development of total installations
GW

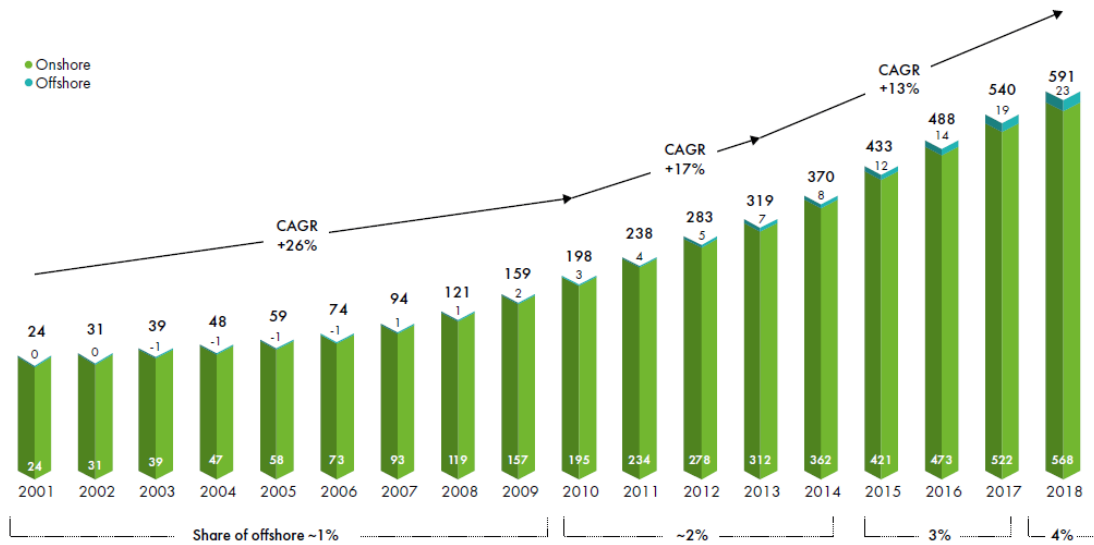


Figura 4. Potencia acumulada *offshore* y *onshore* a nivel mundial. Fuente: [8]

De hecho, las predicciones afirman que la *offshore* llegará a representar la décima parte (10 %) del total eólico en el año 2023, como se desprende de la Figura 5.

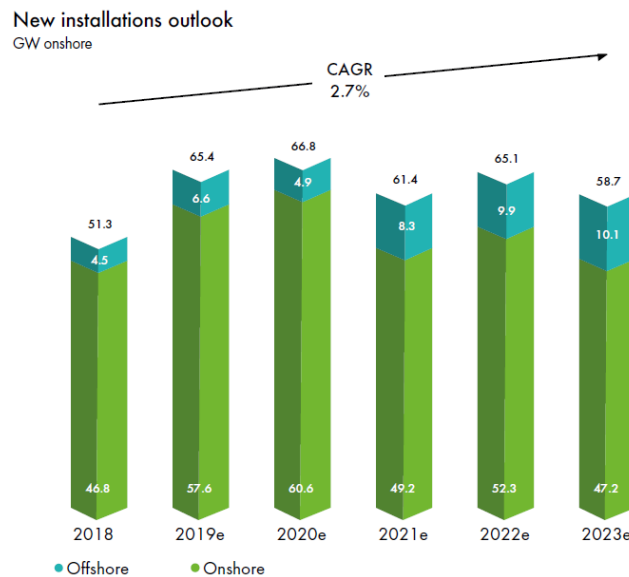


Figura 5. Predicciones potencia nueva instalación *offshore* y *onshore* a nivel mundial. Fuente: [8]

Por lo que respecta a países, el grueso de los parques marinos de nueva instalación se está desplazando desde Europa (Reino Unido y Alemania principalmente) hacia nuevas potencias emergentes en el mercado *offshore*. Así, en 2018, China lideró el crecimiento de la industria por primera vez, conectando 1,8 GW.

De hecho, desde el *Global Wind Energy Council* (GWEC) [8] se prevé que Asia (con China) lidere el crecimiento de la eólica marina en los próximos años. Sin embargo, también se apunta hacia los primeros indicios de interés por la industria en India e incluso los Estados Unidos, donde se espera que las primeras instalaciones a gran escala se conecten hacia 2022 y 2023. Todo ello se resume en la Figura 6.

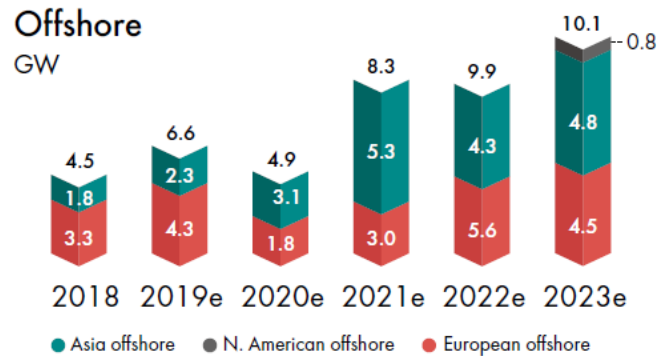
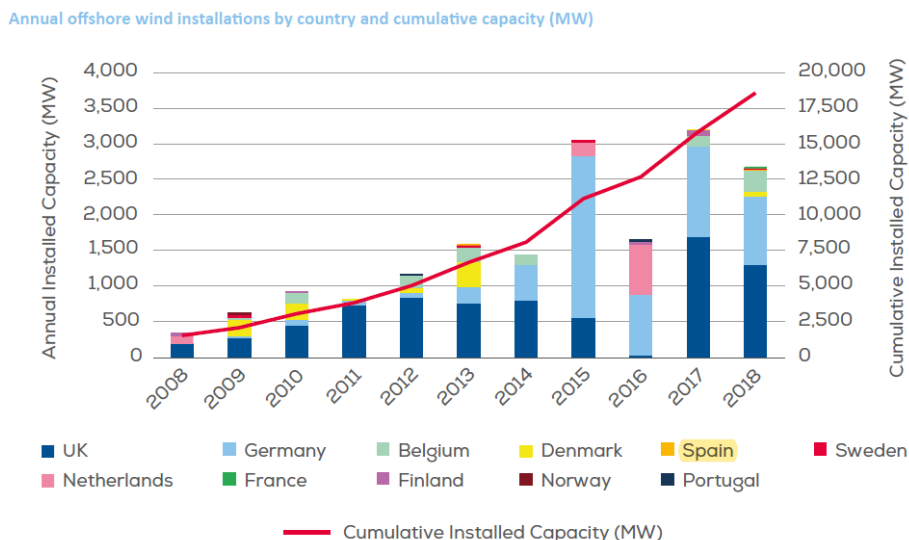


Figura 6. Predicciones crecimiento *offshore* Asia y Estados Unidos. Fuente: [8]

Las razones que explican este crecimiento de la eólica marina son diversas. En general, el gran interés que esta tecnología ha despertado en gobiernos e industria está acelerando su desarrollo tecnológico, el cual se traduce en mayor eficiencia y menor coste. Las grandes potencias de la industria están presentando aerogeneradores cada vez más potentes. GE presentó en 2017 su nuevo modelo de 12 MW, que empezará a comercializarse en 2024/2025, mientras que MHI Vestas presentó en 2018 su modelo de 10 MW. Por su parte, Siemens-Gamesa espera poner en funcionamiento su turbina de 10 MW en 2022.

3.2. A NIVEL EUROPEO

El continente europeo ha sido pionero en el desarrollo de la eólica marina. Sin embargo, tal y como se ha esbozado en el apartado anterior, durante los próximos años cederá el testigo a otras potencias emergentes en la industria, tanto en Asia como en América.



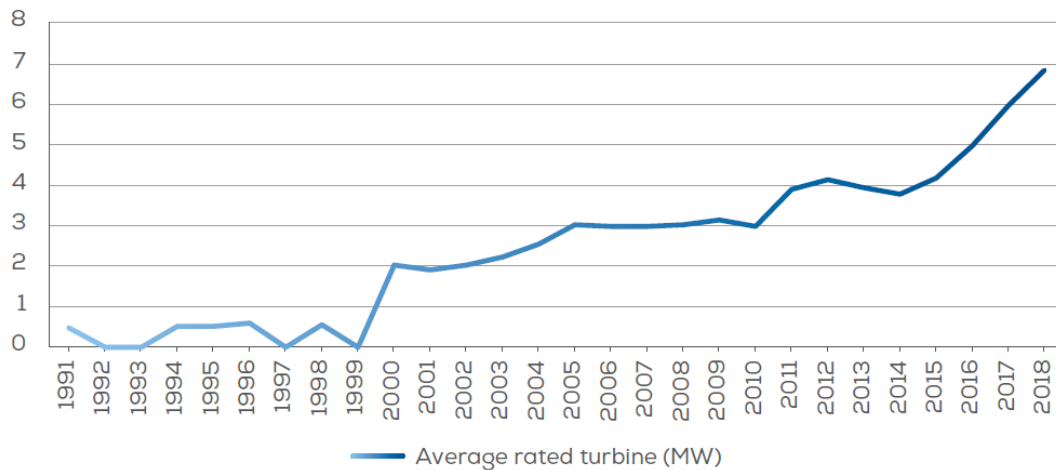
Source: WindEurope

Figura 7. Potencia *offshore* Europa nueva instalación por países. Fuente: [9]

Sea como sea, y atendiendo a [9], a cierre de 2018, Europa disponía de 18.499 MW de potencia *offshore*, de los cuales 2.649 MW se conectaron ese mismo año (Figura 7). Por países, el Reino Unido encabeza la lista, con un 44 % del total instalado. Le sigue Alemania (34 %), Dinamarca (7 %), Bélgica (6,4 %) y los Países Bajos (6 %). Las previsiones indican que 2019 será un año de récord para la industria eólica del viejo continente, con hasta 1 GW de potencia de nueva instalación.

En términos tecnológicos, como bien apunta *WindEurope* en [9], se puede apreciar un rápido avance que concuerda con el impulso recibido por parte de la industria y las instituciones. Así, en las nuevas instalaciones del año 2018, la potencia media del aerogenerador instalado fue de 6,8 MW, un 15 % más que en 2017 (Figura 8). Igualmente, durante 2018 se ha conectado la turbina más potente hasta la fecha (MHI Vestas V164-8,8 MW), o la instalación más distante a la costa (103 km). Incluso se ha llevado a cabo una prueba piloto con plataformas flotantes que ha permitido alcanzar una profundidad máxima de 77 m, el doble que cualquier aerogenerador anclado al fondo.

Yearly average of newly installed offshore wind turbine rated capacity (MW)



Source: WindEurope

Figura 8. Aumento potencia nominal aerogeneradores *offshore* anualmente. Fuente: [9]

En cualquier caso, el aumento de la potencia conectada no se nutre sólo de nuevas instalaciones. También se están llevando a cabo mejoras en turbinas existentes, permitiendo aumentar la potencia generada por las mismas, como ocurrió por ejemplo en Suecia.

3.3. EN ESPAÑA

Como indica la Asociación Empresarial Eólica [10], la eólica *offshore* se encuentra en un estado de desarrollo muy incipiente. Mientras la eólica terrestre representa la 2ª tecnología del *mix* energético (19 %), España todavía no dispone de ninguna instalación *offshore* a gran escala.

El principal escollo que encuentra la industria en España es la batimetría. Como se explica en [11], la ausencia de plataforma continental (tanto a nivel insular como peninsular) hace que la profundidad descienda muy rápidamente con la distancia a costa (Figura 9). Así, las tecnologías de anclaje fijo al fondo marino están limitadas a unos 30 o 50 metros de profundidad como

máximo, por razones técnicas y económicas. Por tanto, las posibles instalaciones marinas se verían abocadas a utilizar sistemas flotantes, mucho más caros.

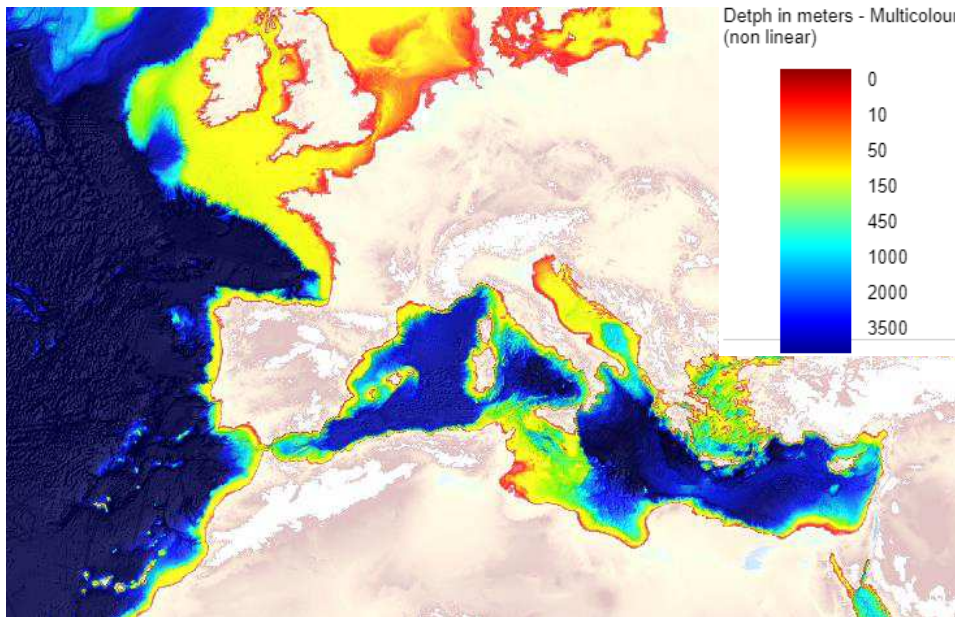


Figura 9. Batimetría continente europeo. Fuente: [12]

No obstante, existen otros motivos de distinta índole. Por ejemplo, en España todavía existen emplazamientos terrestres con gran potencial eólico sin explotar. Además, dada la edad media de los parques terrestres españoles, es probable que pronto se empiece a aplicar la repotenciación a las ubicaciones con mayor potencial de mejora.

En definitiva, el despegue de la eólica marina en costas españolas deberá esperar a que la tecnología flotante madure y se haga más competitiva económicamente. Mientras tanto, los ensayos e investigaciones a pequeña escala empiezan a aflorar en la industria eólica española. De hecho, en la actualidad ya existen dos aerogeneradores *offshore* conectados a la red eléctrica, que juntos suponen una potencia instalada de 10 MW. Ambas turbinas se encuentran en Las Palmas de Gran Canaria.

Así, como se explica en [11], uno de los aerogeneradores fue instalado en el año 2018 en el marco del proyecto Elican y financiado por la Unión Europea. Se trata de un prototipo pionero en la tecnología de autoizado, pues dispone de una torre telescópica. Este diseño permitió transportar el prototipo mediante una estructura flotante hasta su ubicación *offshore*, para después desplegar y elevar la torre. El objetivo de este diseño es simplificar el montaje, pues toda operación necesaria puede realizarse en el puerto en lugar de en plena mar, incluso el montaje de las palas. Además, su estructura está construida íntegramente en hormigón, un material con mejor comportamiento frente al ambiente marino.

Por su parte, la segunda turbina existente en España consiste en un prototipo que instaló la compañía Gamesa en el año 2013 [13]. Aunque está instalada en el muelle del puerto de Arinaga y no en el fondo marino, se puede considerar como *offshore* porque aprovecha el recurso eólico propio del mar.

4. TEORÍA DEL RECURSO EÓLICO

A lo largo del presente capítulo se explicarán los fundamentos relativos al recurso eólico, los cuales permiten describir su naturaleza y cuantificar su potencial.

4.1. EL VIENTO COMO FENÓMENO NATURAL

El viento es el fenómeno consistente en el desplazamiento de las masas de aire y, como se expone en [14], encuentra dos causas principales. La primera de ellas son las diferencias de presiones existentes en la atmósfera, que a su vez se originan por diferencias de temperatura. La segunda reside en la fuerza de Coriolis, causada por el movimiento rotacional de la Tierra, y determinante del sentido de giro de los ciclones y anticiclones.

4.2. VARIABLES DE MEDIDA

Las dos magnitudes principales que describen el viento son su velocidad y su dirección. Esta última configura las conocidas como “rosas de los vientos”, que expresan distintas variables en función de la dirección: frecuencia de ocurrencia, velocidad, potencia, energía, turbulencia...

4.3. EL PERFIL DE VELOCIDADES Y LA RUGOSIDAD DEL TERRENO

Como es sabido, la velocidad del viento tiende a aumentar con la altura. De esta manera, se configura un perfil de velocidades tal que la velocidad es nula en la superficie límite formada por el terreno. No en vano, existen ciertos efectos relativos a la interacción del viento con los obstáculos:

- **Efecto colina:** la velocidad es mayor en la cima de una colina.
- **Efecto casa aislada:** se crea una “burbuja de turbulencias” detrás del obstáculo, de forma que el viento debe recorrer cierta distancia hasta recomponerse.
- **Efecto estela, efecto sombra o efecto parque.** Es el traslado del efecto anterior a un parque eólico. Así, aquella turbina que se encuentra detrás de otra aprovecha peor el recurso eólico. Esto es debido a que la primera turbina genera una turbulencia o estela tras de sí, de forma que el viento necesita cierta distancia para recomponerse.

Analíticamente, el perfil se ajusta a una variación logarítmica, como recoge [15]:

$$V_z = V_{\text{ref}} \cdot \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_{\text{ref}}/z_0)} \quad (1)$$

donde V_x representa la velocidad y z_x la altura para distintas cotas Z y referencia. Por su parte, z_0 representa el efecto de la rugosidad del terreno. Dicho valor varía en función de si la orografía del área en cuestión es poco rugosa (mar abierto), o bien muy rugosa (ciudad con edificios). De hecho, dicho valor se puede estimar a través de la Figura 10.

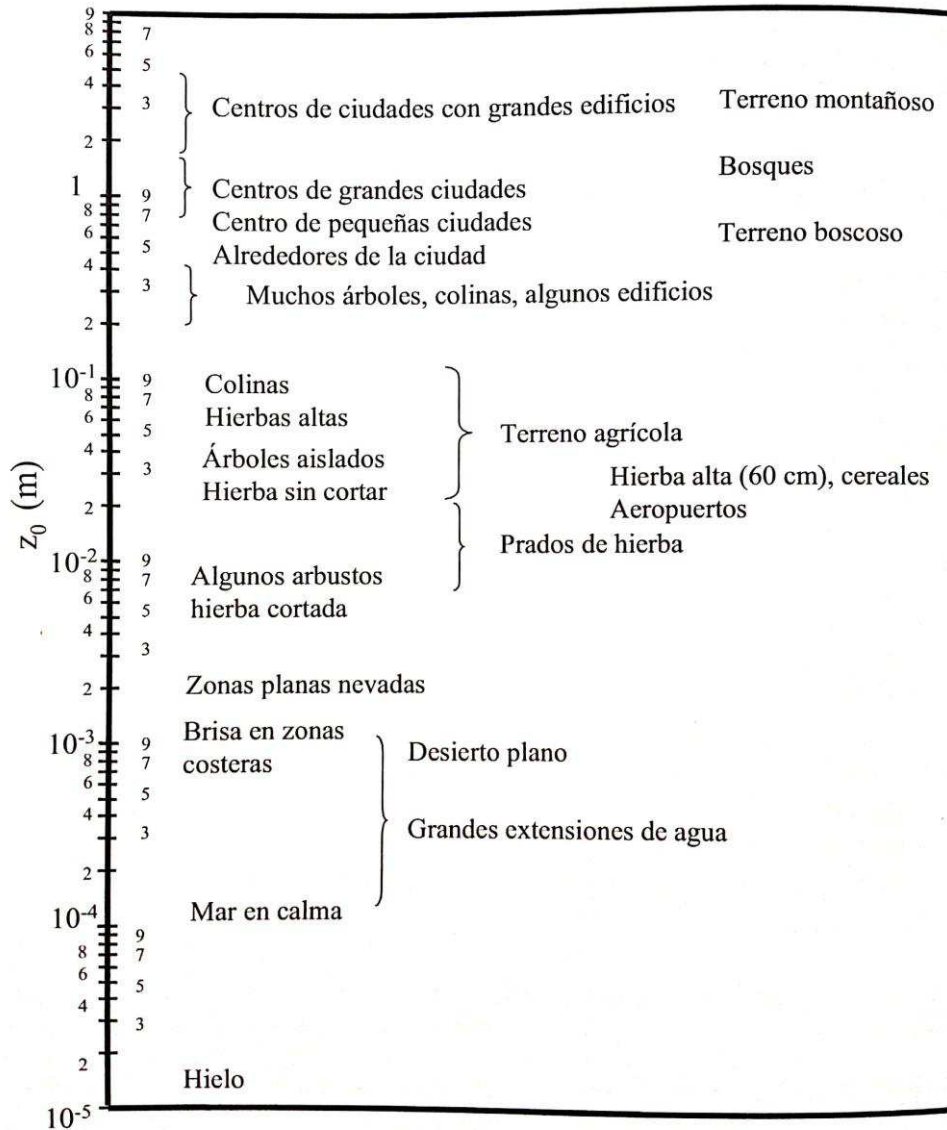


Figura 10. Valores para la rugosidad en función del terreno. Fuente: [16]

4.4. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

En el ámbito de la tecnología eólica, para calcular la productividad energética en un emplazamiento, no es suficiente con lo visto hasta el momento. Para ello se construyen unos histogramas, como el que se presenta en la Figura 11 (izquierda), que introducen la variable de la frecuencia de ocurrencia. En él se expresa, para cada valor de velocidad, la probabilidad de la velocidad real medida supere a la primera, para un período de tiempo determinado.

Dicho histograma representa la distribución de probabilidad de forma acumulada. Sin embargo, en el ámbito eólico suele ser más útil el histograma de densidad de probabilidad, conocido como “curva de frecuencia de velocidades”, presentado en la Figura 11 (derecha).

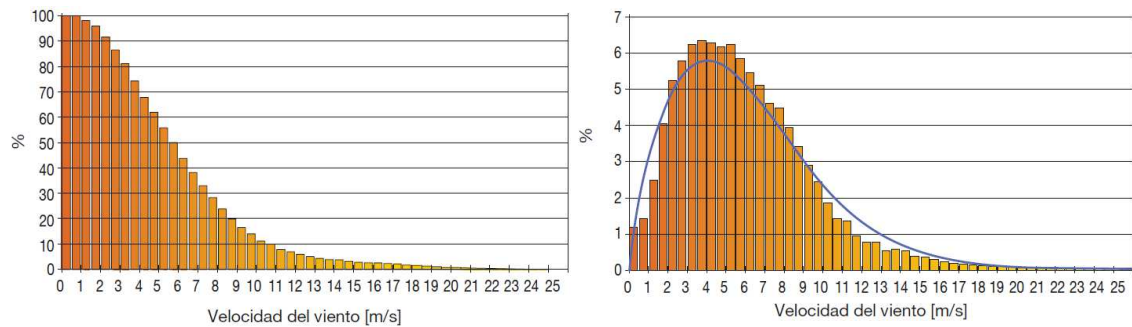


Figura 11. Histogramas de recurso eólico. Fuente: [17]

Esta última representación es de vital importancia, pues permite su ajuste a través del modelo matemático de Weibull, que en [17] se expresa como:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right] \quad (2)$$

donde aparecen los siguientes parámetros:

- A es el factor de escala (dimensiones de velocidad), y está relacionado con la velocidad media del viento. Cuanto mayor es A, más se amplía el rango de velocidades.
- k es el factor de forma (adimensional), y explica la simetría de la distribución. Así, a mayor valor de k, mayor simetría de la distribución, aproximándose a una Gauss, como se puede apreciar en la Figura 12.

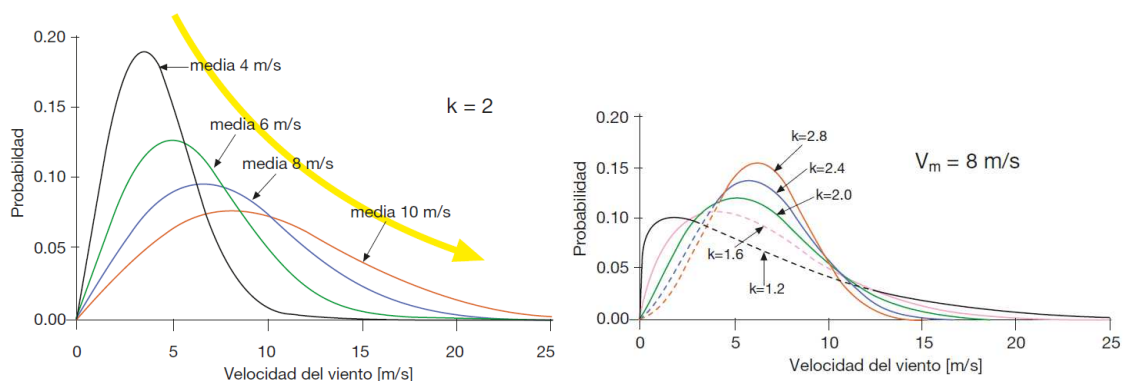


Figura 12. Variación curva de frecuencia de velocidades en función de A y k. Fuente: [17]

4.5. POTENCIA DEL VIENTO DISPONIBLE Y EXTRAÍBLE

La energía disponible en el viento es energía cinética. Si se desarrolla como en [14]:

$$E_{disponible} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot L \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v \cdot t \cdot v^2 \quad (3)$$

donde se ha utilizado que el volumen de control V es un cilindro de área A y longitud L, que en este caso se asimila al área barrida por las áreas del aerogenerador. Por tanto, la expresión para la potencia queda:

$$P_{disponible} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (4)$$

siendo ésta la potencia disponible en el viento.

Sin embargo, no toda la energía disponible en el viento es aprovechable, como demostró Albert Betz en 1919 [14]. Según su teoría, un hipotético rotor necesitaría parar por completo al aire para extraer la totalidad de la energía eólica. Sin embargo, esto produciría que el flujo dejase de entrar al rotor, de forma que no se podría captar más energía. En definitiva, se debe alcanzar un equilibrio en el que la velocidad del flujo se reduzca, pero no completamente, para que siga entrando al rotor suficiente fluido para seguir captando energía.

Esta solución de compromiso establece que, en el caso óptimo, sólo alrededor del 59 % de la energía disponible en el viento sería extraíble. Es el que se conoce como Límite de Betz, y se expresa a través del coeficiente de potencia C_p :

$$C_p = P_{extraíble} / P_{disponible} \quad (5)$$

Así, en un caso ideal, C_p alcanzaría un máximo de 0,59259. No obstante, en la práctica, las limitaciones técnicas de los aerogeneradores (pérdidas mecánicas o eléctricas) hacen que dicho valor nunca supere el 0,50 [14].

En definitiva, se concluye que la potencia extraíble del viento es:

$$P_{extraíble} = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (6)$$

4.6. CURVAS DE POTENCIA

En la práctica, a la hora de calcular la potencia generada por una turbina eólica, se recurre a la curva de potencia. Se trata de una especificación propia de cada aerogenerador que el fabricante suele facilitar. En ella se especifica la potencia eléctrica generada por la máquina en función de la velocidad del viento incidente. La Figura 13 sería un ejemplo de curva de potencia.

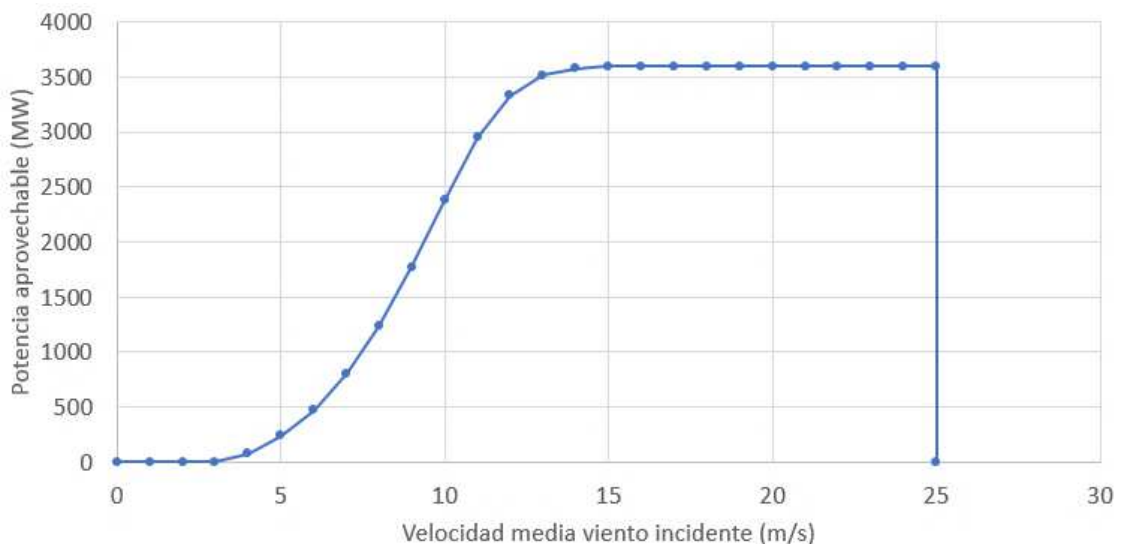


Figura 13. Ejemplo curva de potencia. Fuente: elaboración propia a partir de [18]

En una curva de potencia se definen siempre una serie de parámetros, a saber:

- **Potencia nominal:** la máxima que entrega el aerogenerador. En este caso, se leen 3,6 MW.

- **Velocidad inicial:** aquella a partir de la cual el aerogenerador comienza a producir energía. En este modelo, son 3 m/s.
- **Velocidad nominal:** aquella a partir de la cual el aerogenerador empieza a entregar su potencia nominal. Para este ejemplo, coincide con 15 m/s.
- **Velocidad de parada:** aquella a partir de la cual el sistema de frenado actúa para evitar daños en el aerogenerador, de forma que la energía generada es nula. En este modelo coincide con 25 m/s.

Como ya se ha mencionado, esta curva expresa directamente la potencia extraíble para el aerogenerador dado. De esta manera, esta gráfica y la distribución Weibull del emplazamiento son información más que suficiente para obtener una estimación de la potencia generada. De hecho, este será el método utilizado en próximos apartados a lo largo del Trabajo, evitando cualquier desarrollo analítico como los presentados previamente.

5. INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA EÓLICA

A continuación, en el capítulo 5, se ofrece una visión general relativa a la tecnología eólica. Para ello, se hace hincapié en la morfología del aerogenerador, sus tipologías y sus métodos de anclaje a tierra firme.

5.1. CLASIFICACIÓN DE AEROGENERADORES

Según la orientación del eje, se pueden clasificar los aerogeneradores como en [17]:

- Aerogeneradores de eje vertical:
 - **Tipo Savonius.** Consta de dos (o cuatro) chapas verticales sin perfil de ala que aprovechan su resistencia al viento para hacer girar el eje (Figura 14 centro).
 - **Tipo Darrieus.** Aerogenerador formado por superficies con perfil de ala diseñadas para funcionar por sustentación (Figura 14 derecha).
 - **Tipo Darrieus-Savonius.** Son aquellos aerogeneradores Darrieus que llevan incorporado otro tipo Savonius que proporciona el par necesario para el arranque.
- Aerogenerador de eje horizontal:
 - **A barlovento.** La vena fluida contacta antes con el rotor y después con la torre (Figura 14 izquierda).
 - **A sotavento.** El viento encuentra primero a la torre (Figura 14 izquierda).

Cabe destacar que la tecnología de eje vertical representa un 1 % respecto al 99 % restante dominado por la de eje horizontal.

Por su parte, y dentro de los aerogeneradores de eje horizontal, se puede establecer una subclasificación según el número de palas:

- **Tripala.** Representan el 99 %.
- **Bipala.**
- **Monopala con contrapeso.** En desuso.
- **Multipala.** Utilizado en microeólica (uso doméstico), como los clásicos molinos americanos.



Figura 14. Aerogeneradores a barlovento, a sotavento, Savonius y Darrieus. Fuente: [17]

5.2. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

A continuación, se expone una pequeña introducción a los elementos que incorpora cualquier aerogenerador según [17]. Se toma como referencia el de tipo horizontal por ser el más común.

- **Palas.** Son una parte muy crítica de la máquina. Por una parte, su perfil se debe diseñar cuidadosamente para maximizar la eficiencia aerodinámica (Figura 15 izquierda). Por otra parte, están sometidas a la fuerza del viento, que además es variable por motivo de las turbulencias y por la variación de altura durante la rotación. Así, se fabrican con materiales ligeros como fibra de vidrio, aluminio o incluso fibra de carbono. También incorporan conductores tanto internos como externos para evitar la primera causa de avería: los relámpagos.
- **Buje.** Juntamente con las palas, conforma el rotor de la máquina. Se trata de la pieza que une las palas al eje principal, y está fabricado de acero o fundición. Los hay de distintos tipos: rígidos, basculantes o abisagrados (Figura 15 derecha). Los primeros no permiten a la pala cambiar su ángulo respecto al eje del rotor, y son los utilizados en máquinas de tres o más palas. Los segundos sí permiten cierto cabeceo del conjunto de las palas, y son útiles en los aerogeneradores de dos palas. Finalmente, los abisagrados unen las palas al rotor mediante bisagras, y se aplican en aerogeneradores a sotavento.

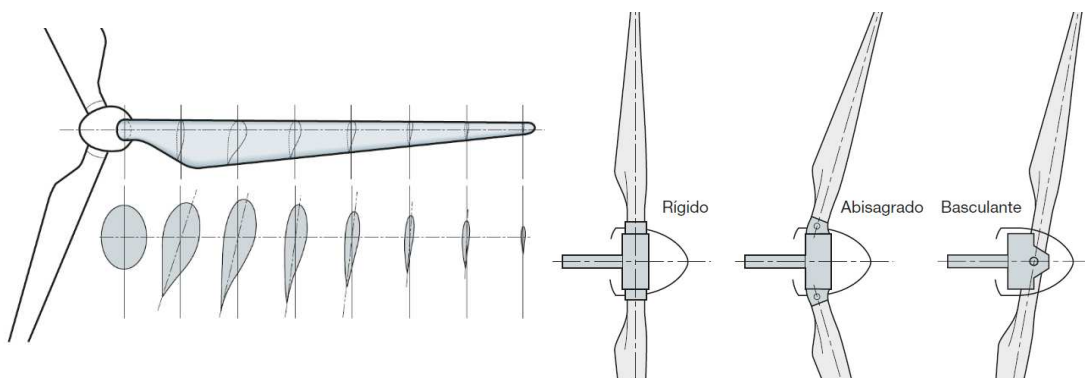


Figura 15. Perfil pala de un aerogenerador y tipos de buje. Fuente: [17]

- **Multiplicador.** Es el sistema mecánico que multiplica la velocidad de rotación del eje del rotor. Ello permite adaptarla al valor requerido por el generador eléctrico. Se utilizan engranajes epicicloidales o de ejes paralelos.

- **Frenos mecánicos.** Se trata de frenos de disco o de fricción que actúan directamente sobre el eje del rotor. Complementan al freno aerodinámico, que consiste en la variación del ángulo de paso de la pala para aumentar su resistencia aerodinámica.
- **Generador eléctrico.** Puede tratarse de un generador asíncrono (motor trifásico funcionando como generador), o bien síncrono (alternador). En este último caso la corriente generada es continua, por lo que se requiere electrónica de potencia para corregir la señal. No obstante, ello puede aprovecharse para independizar la frecuencia de la corriente vertida a la red de la velocidad de rotación, la cual puede variar con la variación de la velocidad del viento.
- **Transformador.** Su ubicación varía entre el interior de la góndola o la base de la torre. Convierte la tensión de salida del generador (baja tensión) a media tensión para su adaptación a la red de distribución.
- **Sistema de orientación.** Este sistema no es necesario en los aerogeneradores a sotavento, pues la turbina se orienta autónomamente por efecto del viento. No obstante, en los de barlovento incorporan una aleta posterior (pequeño y mediano tamaño) o bien un sistema activo de orientación (gran tamaño).
- **Torre.** Hasta los años 80 se construían de celosía, pero en la actualidad han sido sustituidas por las tubulares. Si bien es cierto que estas últimas generan mayor estela y turbulencia de la vena fluida, las torres de celosía dificultan el acceso a la cabina del rotor, además de requerir un mayor mantenimiento.
- **Sistema de control y seccionamiento.** Se trata de un PLC programado para regular el arranque y parada de la máquina para garantizar su integridad y la seguridad.
- **Otros sistemas:** refrigeración, lubricación, luces de señalización, sensores...

5.3. CIMENTACIONES MARINAS

En tierra firme, los aerogeneradores se fijan al suelo a través de su base, mediante unos pedestales de hormigón enterrados a cierta profundidad. Sin embargo, la eólica *offshore* requiere de cimentaciones especiales, las cuales son responsables del encarecimiento de sus costes y que se resumen a continuación:

- **Monopila.** Se trata de una estructura tubular que conecta la base del aerogenerador hasta bases de cemento colocadas en el fondo. Es la cimentación más económica, aunque su aplicación está limitada a bajas profundidades (menos de 50 metros), pues en otro caso el diámetro de la cimentación en la base sería inadmisibile.
- **Trípode.** Se trata de estructuras a base de elementos soldados que reparten el apoyo entre tres puntos, utilizando normalmente varillas ancladas al fondo o bien anclas de ventosa. Permite alcanzar mayores profundidades que la monopila.
- **Plataforma flotante.** Es la tecnología más vanguardista. Permite colocar aerogeneradores a grandes profundidades (más allá de 50 metros). Aunque hay distintos tipos, todas ellas se basan en una plataforma flotante amarrada al fondo marino. Los tipos son:

- **Plataforma semisumergible:** una estructura de planta triangular con tres columnas flotantes con lastre en su fondo (Figura 16 arriba izquierda).
- **Estructura TLB (*Taut Line Buoy*):** simplemente se dispone una boya en la base de la torre (Figura 16 arriba centro).
- **Boya tipo “spar”:** un cilindro flotante cuya altura es mucho mayor que su diámetro. Se sitúa un gran lastre en el extremo inferior del cilindro, de forma que baja el centro de gravedad (Figura 16 arriba derecha).
- **Boya tipo “pillbox”:** un cilindro flotante cuyo diámetro es mucho mayor que su altura. Queda estabilizada por su gran inercia de flotación (Figura 16 abajo izquierda).
- **Estructura TLP (*Tension Leg Platform*):** se trata de una boya diseñada para flotar en exceso. Por este motivo, las líneas de amarre al fondo se encuentran tensionadas, lo cual dota de estabilidad al sistema (Figura 16 abajo derecha).

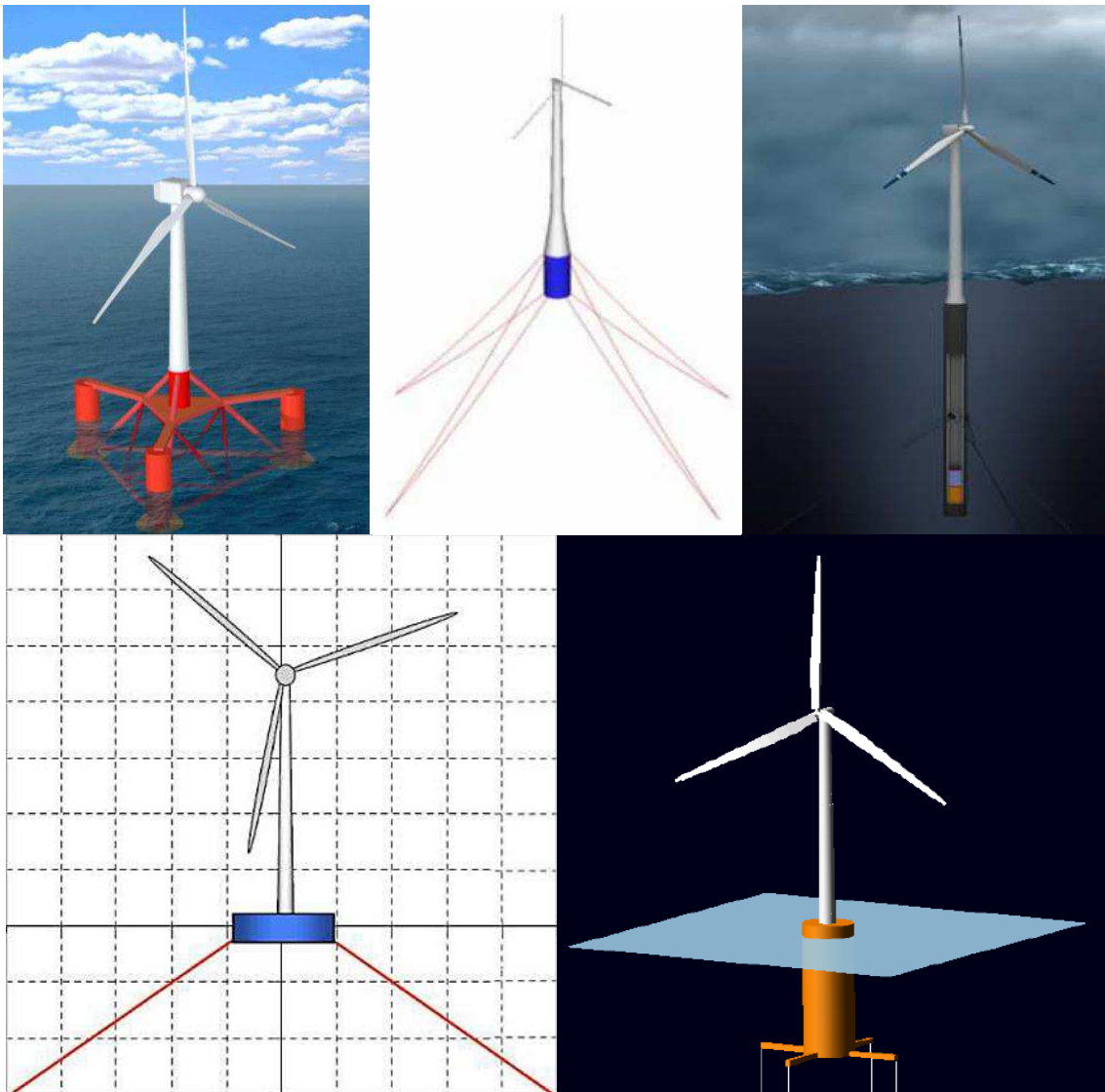


Figura 16. Tipos de tecnología flotante para aerogeneradores. Fuente: [19]

5.4. TIPOLOGÍA DE PLANTAS

Por una parte, existen aplicaciones tanto de un sólo aerogenerador, como de múltiples. En el primer caso, se hablaría de eólica “doméstica”, mientras que el segundo se trataría de parques eólicos. Además, en ocasiones las plantas no están conectadas a la red; este caso es especialmente útil para consumos alejados de la red de distribución, donde el coste de la conexión resulta más caro.

Cabe destacar que, en el caso de los parques eólicos, los aerogeneradores deben guardar una distancia mínima entre ellos. El objetivo es minimizar la pérdida energética y las turbulencias derivadas del “efecto estela”, explicado en el Apartado 4.3. de este mismo Trabajo. Así, se consideran distancias de entre 8 y 12 diámetros de rotor en la dirección paralela a la predominante del viento; y de entre 2 y 4 para la perpendicular [17].

Por otra parte, y en relación con lo anterior, existen distintos patrones de distribución de los aerogeneradores [14]. En general, interesa distribuirlos en filas perpendiculares a la dirección predominante del viento, formando una cuadrícula, lo cual minimiza el efecto sombra entre ellos. No obstante, en ubicaciones con varias direcciones del viento, se puede recurrir a distribuciones en tresbolillo.

Existen algunos parámetros característicos de los parques eólicos que se deben conocer. Por una parte, se habla del número de horas equivalente (NHE), magnitud que expresa el aprovechamiento del parque y se define como la relación entre energía neta generada y potencia instalada. Por su parte, existe el factor de carga, el cual se obtiene dividiendo el NHE entre las 8760 horas de un año.

6. SELECCIÓN DEL PARQUE MODELO

El objetivo de este capítulo es seleccionar un rango de parques eólicos marinos existentes en la actualidad para tomarlos como referencia a la hora de buscar alternativas en la costa española.

Llegado este momento, es importante recordar que el objetivo del Trabajo es establecer una comparativa del parque proyectado en España con respecto a otro que pertenezca a la “punta de lanza” de la industria eólica marina. En otras palabras: el parque en proyecto no parte de un papel en blanco. Es necesario conocer a grandes rasgos los parques *offshore* con los que se quiere establecer la comparativa. Además, es necesario hacerlo antes de iniciar la búsqueda de una situación óptima en la costa española.

El motivo es sencillo: es necesario garantizar que las características de la ubicación seleccionada tengan precedentes. La tecnología actual permitiría situarlo a grandes profundidades (más incluso que 50 m, a través de plataformas flotantes), a cualquier distancia de la costa, y también de cualquier tamaño. Sin embargo, podría no existir ningún parque de similares características con el que establecer la comparativa.

En definitiva, se debe seleccionar un rango de parques marinos que sean suficientemente representativos de la industria *offshore*, para así garantizar que se puede establecer una comparativa. Para ello, una primera aproximación es atender a las diez instalaciones con mayor capacidad de todo el planeta, a fecha de septiembre de 2018, como recoge la Tabla 1.

1. Walney Extension (UK) 659 MW	6. Race Bank (UK) 573 MW
2. London Array (UK) 630 MW	7. Greater Gabbard (UK) 504 MW
3. Gemini (NL) 600 MW	8. Dudgeon (UK) 402 MW
4. Gode I and II (DE) 582 MW	9. Veja Mate (DE) 402 MW
5. Gwynt y Môr (UK) 576 MW	10. Rampion (UK) 400 MW

Tabla 1. Los 10 parques eólicos marinos con mayor capacidad del planeta. Fuente: [20]

Una vez determinado el rango de parques *offshore* a los que se pretende asimilar el parque en proyecto, es momento de estudiar sus ubicaciones. El primer detalle que salta a la vista es la ubicación de los parques. Todos ellos tienen en común el hecho de estar situados en el entorno geográfico definido por el mar de Irlanda, el canal de la Mancha y el mar del Norte, como muestra la Figura 17. Después de una rápida consulta a cualquier atlas marino, se llega al principal motivo: una batimetría óptima para maximizar el perfil de velocidades. Así, como se observa en la Figura 18, en el mar del Norte se encuentran unas profundidades medias especialmente reducidas, incluso a distancias respecto a la costa más que considerables. Idéntica situación afecta al mar de Irlanda y al canal de la Mancha.

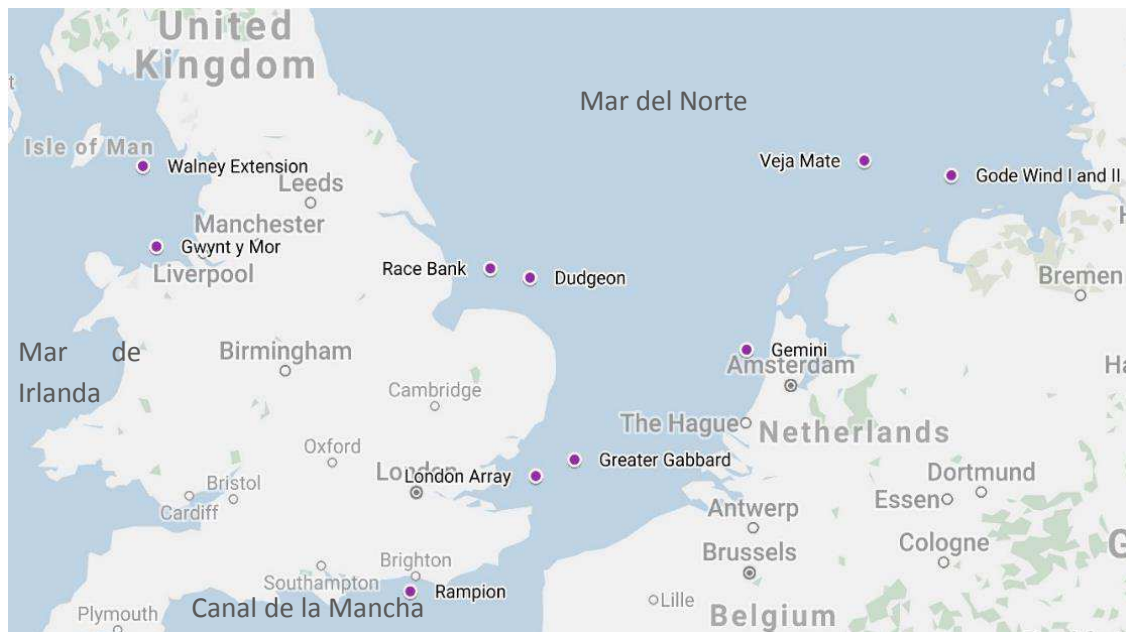


Figura 17. Ubicación geográfica de los 10 parques offshore más potentes del mundo. Fuente: elaboración propia

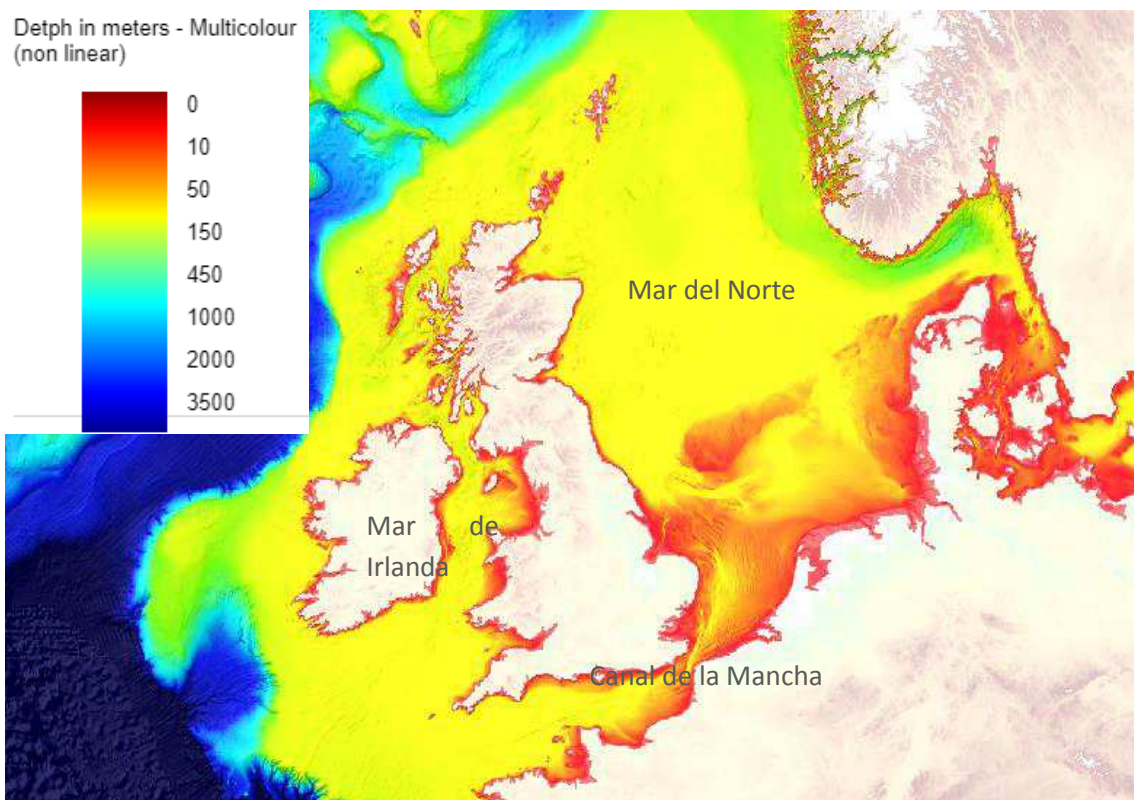


Figura 18. Profundidad fondo marino ámbito geográfico mar del Norte. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

Esta circunstancia beneficia el desarrollo de parques eólicos marinos, pues siempre se busca minimizar la profundidad; por el contrario, grandes profundidades suponen cimentaciones más complejas, incrementando el coste del parque.

Una vez realizada esta primera caracterización, se procede a recopilar información más detallada acerca de la ubicación de estos diez parques (Tabla 2).

Parque	Profundidad media (m)	Distancia a costa (km)	Extensión (km ²)
Walney Extension	-20/-37	20	149
London Array	-25	22	107
Gemini	-30	75	70
Gode I and II	-28/-34	41	70
Gwynt y Môr	-20	17	68
Race Bank	-15	32	74
Greater Gabbard	-20/-32	34	146
Dudgeon	-20	32	55
Veja Mate	-40	115	51
Rampion	-30	19	79

Tabla 2. Caracterización 10 parques *offshore* más grandes del mundo. Fuente: 4COffshore y Thewindpower

Como se puede observar, estos datos vuelven a poner de manifiesto lo resaltado anteriormente: estos parques aprovechan la existencia de profundidades muy reducidas a grandes distancias de la costa. Así, consiguen situarse en ubicaciones con óptimo recurso eólico sin que la profundidad sea una restricción, minimizando así los costes de construcción.

Más aún, los datos ofrecidos por *WindEurope* en [9] confirman que la información recopilada en la figura anterior es suficientemente representativa. Así, el citado informe estima que las instalaciones eólicas marinas bajo construcción en 2018 se sitúan en una profundidad media de 27,1 m y una distancia a costa media de 33 km. Como se puede observar, estos datos concuerdan con los tabulados en la figura anterior.

7. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

A lo largo de este capítulo se lleva a cabo la selección de alternativas viables para la construcción de un parque eólico marino en la costa española. Para ello, se hace una caracterización del litoral peninsular e insular, para posteriormente seleccionar la zona más adecuada, estudiar su potencial eólico y calcular la energía generada por el hipotético parque. Ello se realizará a través de cinco iteraciones, siguiendo el razonamiento que se explica en los próximos párrafos.

7.1. PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

A continuación, se explica el enfoque que va a tomar el estudio de alternativas. Se describe el razonamiento que conduce a la obtención de cinco casos distintos: caso 1, caso 2A, caso 2B, caso 3A y caso 3B.

Desde el punto de vista de la rentabilidad económica, y considerando cada variable de forma individual e independiente del resto, se parte de las siguientes premisas:

1. **Un aumento de la batimetría supone un aumento del coste.** Esto es debido a que, a mayor profundidad, mayor complejidad y longitud adquieren las cimentaciones (usualmente monopila) que anclan los aerogeneradores desde la superficie hasta el fondo marino. Además, para grandes profundidades (más de 50 metros), se hace uso de la tecnología flotante, de mayor coste.
2. **Un aumento de la distancia a costa supone un aumento del coste.** Los parques marinos necesitan una conexión eléctrica a costa a través de cable submarino. Por tanto, a mayor distancia a costa, mayor longitud adquieren los conductores, encareciéndose la instalación.
3. **Un aumento del recurso eólico supone un aumento de los ingresos.** En otras palabras, a mayor potencia extraíble del viento, mayor producción eléctrica.

A partir de aquí, se plantea el estudio de los diversos casos. Dichos escenarios nacen por comparación con respecto al caso 1. A su vez, dicho caso se define a partir de la similitud con los 10 mejores parques *offshore* existentes. Así, en cada caso se modifica una, y sólo una de las variables “batimetría” y “distancia a costa” simultáneamente, como describe la Tabla 3.

Casos de estudio	Variables de estudio		
	desde el punto de vista económico		
	Batimetría	Distancia a costa	Recurso eólico
	Mejor cuanto menor	Mejor cuanto menor	Mejor cuanto mayor
Caso 1	<i>Dada</i>	<i>Dada</i>	<i>A determinar</i>
Caso 2A	<i>Menor que 1</i>	<i>Igual que 1</i>	
Caso 2B	<i>Mayor que 1</i>	<i>Igual que 1</i>	<i>Necesario mayor</i>
Caso 3A	<i>Igual que 1</i>	<i>Menor que 1</i>	
Caso 3B	<i>Igual que 1</i>	<i>Mayor que 1</i>	<i>Necesario mayor</i>

Tabla 3. Resumen planteamiento estudio de alternativas. Fuente: elaboración propia

El escenario económico al que conduce cada caso se resume a continuación:

- **Caso 2A.** Los costes se reducen al reducirse la profundidad.
- **Caso 2B.** Los costes aumentan al aumentar la profundidad. Por tanto, el recurso eólico debe ser mejor para poder compensar el aumento de costes con una mayor producción.
- **Caso 3A.** Los costes se reducen al reducirse la distancia a costa.
- **Caso 3B.** Los costes aumentan al aumentar la distancia a costa. Por tanto, el recurso eólico debe ser mejor para poder compensar el aumento de costes con una mayor producción.

7.2. CASO 1

7.2.1. Descripción de restricciones

A la hora de buscar una ubicación para este caso 1, se van a contemplar diversas restricciones.

En primer lugar, y como ya se ha comentado en el Apartado 7.1, el caso 1 se basa en la búsqueda en la costa española de un emplazamiento similar al que ocupan los parques eólicos tomados como referencia. Por ello, se buscarán zonas con una batimetría y distancia a costa que se muevan dentro del rango presentado en la Tabla 1 anterior.

En segundo lugar, la ubicación escogida debe ser apta para el aprovechamiento de su recurso eólico. Esto implica verificar que la zona está libre de protección debido a motivos medioambientales, pero también que ninguna ruta marítima discurre por ella.

7.2.2. PER 2011-2020

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 [6] (en adelante, PER) es un documento de carácter técnico aprobado por el Consejo de Ministros en 2011. Su propósito es permitir a España alcanzar los requisitos ambientales fijados por la Unión Europea; en particular, la necesidad de que al menos el 20 % del consumo final bruto de energía proceda de fuentes renovables en el año 2020.

Así, el PER 2011-2020 [6] proporciona un listado con las zonas marinas con mayor potencial para la instalación de tecnología *offshore*. Se trata de una selección de zonas que aseguran un recurso eólico adecuado para facilitar la viabilidad económica del hipotético parque.

Estas zonas son, según el citado documento: <<en el litoral Cantábrico: costas de la provincia de La Coruña, bajo la influencia de los frentes atlánticos. En el litoral Atlántico Sur: costas occidentales de la provincia de Cádiz (Bahía de Cádiz, Cabo de Trafalgar y Estrecho de Gibraltar hasta Punta Tarifa). En el litoral mediterráneo: costas orientales de la provincia de Cádiz; costas de la provincia de Almería (Cabo de Gata y costas de Punta Entinas y Punta de los Baños); costas septentrionales del Delta del Ebro en la provincia de Tarragona; costas de la provincia de Gerona (Cabo de Creus e Islas Medas); y costas nororientales de la Isla de Menorca. 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>>.

De esta manera, se trata de unas prescripciones a tener en cuenta a la hora de ubicar el parque en proyecto.

7.2.3. Estudio de la batimetría de la costa española

Se ha realizado un estudio de la costa española, tanto peninsular como insular, siguiendo las restricciones expuestas más arriba. Para ello, se ha hecho uso de la herramienta online del Atlas Europeo del Mar (más conocido en inglés como *European Atlas of the Seas*), proporcionada por Asuntos Marítimos de la Unión Europea [12]. En el mismo, se marca la batimetría con una escala de colores, así como las zonas protegidas por la Red Natura 2000 a través de un rayado de color rojo.

A continuación, se presenta una primera selección de las distintas zonas que pueden ser interesantes de la costa española:

- **Cabo de Matxitxako (Bilbao).** Se localiza una zona de batimetría entre 5 y 50 metros de profundidad, en una extensión total de 33,2 km² y a una distancia de la costa mínima de 6 kilómetros (Figura 19 izquierda).
- **Costa de Pechón (Cantabria).** Se localiza una zona de batimetría favorable (11 a 50 metros de profundidad), con una extensión de 24,7 km² y una distancia mínima a costa de 5 kilómetros (Figura 19 derecha).

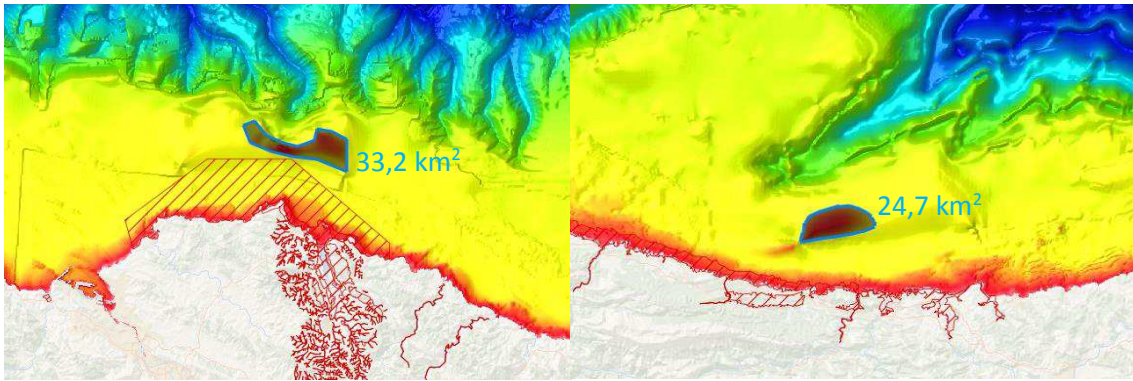


Figura 19. Alternativas caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

- **Golfo de Cádiz (Huelva).** Se trata de una zona recomendada en el PER 2011-2020 [6]. Como se puede observar, dispone de una batimetría excepcional respecto a lo habitual en la costa española. Sin embargo, su amplia mayoría se encuentra dentro de un área protegida por el MAGRAMA por su valor medioambiental. De esta manera, para este estudio se ha seleccionado una superficie de 716,9 km² muy próxima a la costa, que presenta una batimetría máxima de 22 m (Figura 20 izquierda).
- **Costa de Cádiz (Cádiz).** Otra zona señalada en el PER 2011-2020 [6] por su potencial. Se ha seleccionado una superficie de 365,6 km², con una distancia mínima a costa de 6 kilómetros, y una batimetría de entre 10 y 50 metros (Figura 20 derecha).

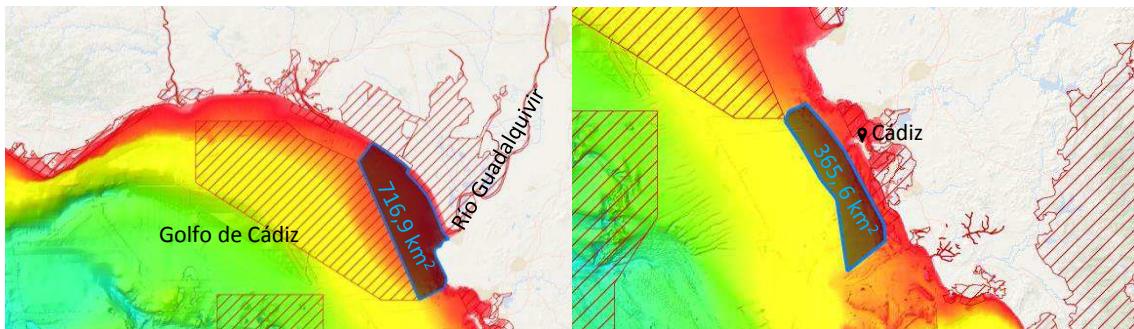


Figura 20. Alternativas caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

- **Cabo de Trafalgar (Cádiz).** Otra de las zonas marcadas en el PER 2011-2020 [6] por su potencial para la industria. Destaca por su batimetría única en la costa peninsular, con profundidades de menos de 25 metros incluso en su punto más alejado a la costa (27 kilómetros). El área seleccionada en nuestro estudio tiene una batimetría de 6 a 43 metros, y una superficie de 566,7 km², más que suficiente para un parque como el proyectado (Figura 21 izquierda).
- **Estrecho de Gibraltar (Cádiz).** Nuevamente es una zona recomendada por el PER 2011-2020 [6]. Se ha seleccionado un área de 39 km², con una batimetría que va desde 18 hasta 45 metros (Figura 21 derecha).

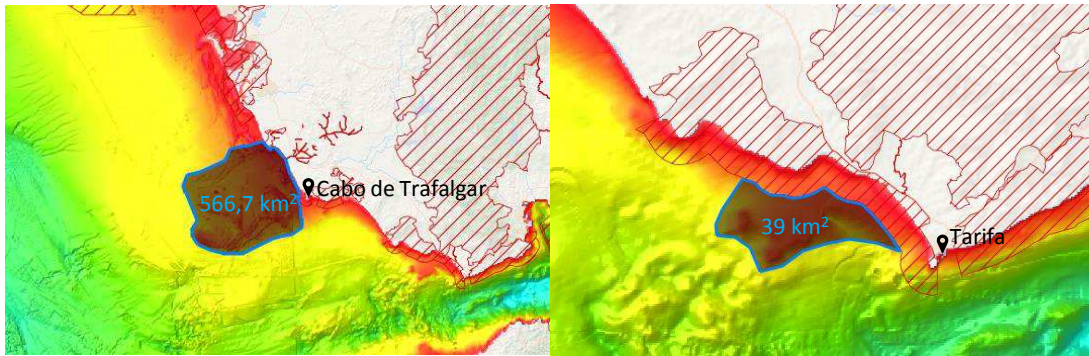


Figura 21. Alternativas caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

- **Costa de Marbella (Málaga).** Aunque dispone de una buena batimetría, se encuentra parcialmente protegida por su valor medioambiental. Aun así, se ha delimitado una superficie de 50 km² con una batimetría máxima de 50 m (Figura 22 izquierda).
- **Porto Cristo, Mallorca (Islas Baleares).** Se trata de una de las pocas zonas de la isla que, contando con una batimetría adecuada a nuestro proyecto, no se encuentra acogida a la Red Natura 2000. Es una superficie de 45,2 km² con una batimetría máxima de 50 metros (Figura 22 derecha).

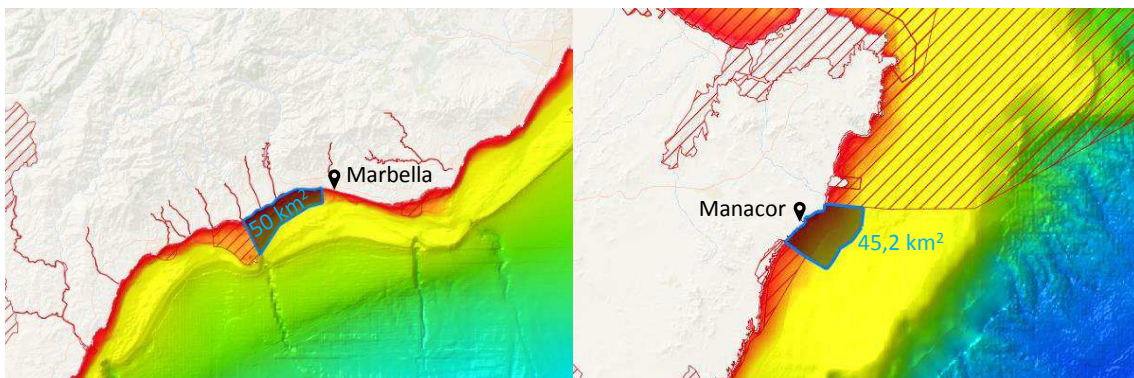


Figura 22. Alternativas caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

- **Bahía de Palma, Mallorca (Islas Baleares).** Otra zona con batimetría adecuada, disponiéndose 135,4 km² con una batimetría máxima de 50 metros (Figura 23).

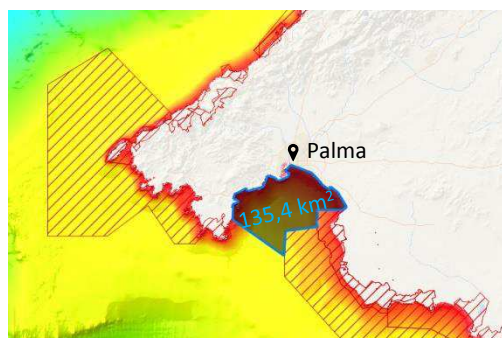


Figura 23. Alternativas caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

Antes de concluir este apartado, cabe destacar que el PER 2011-2020 [6] incluye otras zonas que se han descartado desde el inicio en este estudio. Algunos ejemplos podrían ser el Delta del Ebro (Tarragona), Cabo de Creus (Girona) o Islas Medes (Girona), los cuales presentan una profundidad relativamente pequeña respecto a la media de la costa española. Sin embargo, son zonas no aptas para la instalación de parques marinos a pesar de estar recomendados en el PER 2011-2020 [6], pues se encuentran protegidas medioambientalmente en su totalidad, como demuestra la Figura 24.

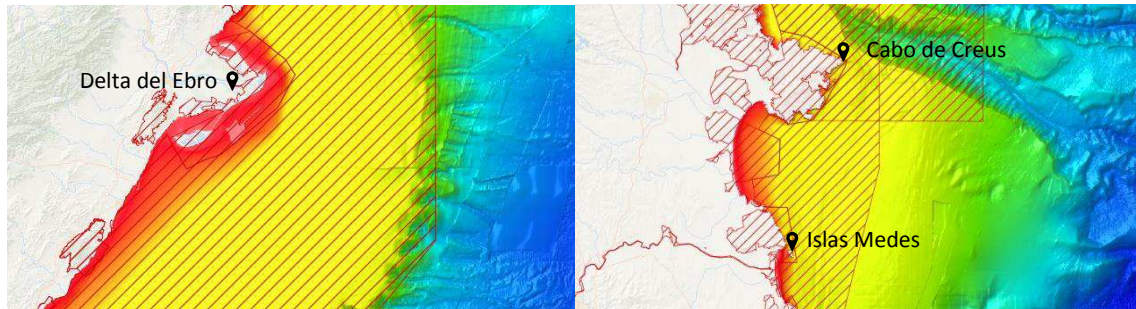


Figura 24. Alternativas PER 2011-20 descartadas por motivo medioambiental. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

7.2.4. Selección ubicación

A continuación, se va a comparar las distintas opciones planteadas. Se estudiarán ahora las rutas marítimas, pues pueden obligar a reducir la superficie inicialmente disponible, o incluso a descartar por completo alguna alternativa. Además, también se atenderá a la disponibilidad de recurso eólico para seleccionar la zona definitiva donde se ubicará el parque.

En primer lugar, quedan descartadas las alternativas de Cabo de Matxitxako (Bilbao), costa de Marbella (Málaga) y Bahía de Palma, Mallorca (Islas Baleares). El motivo es que las superficies seleccionadas se encuentran totalmente atravesadas por tráfico marino, como se puede observar en la Figura 25.

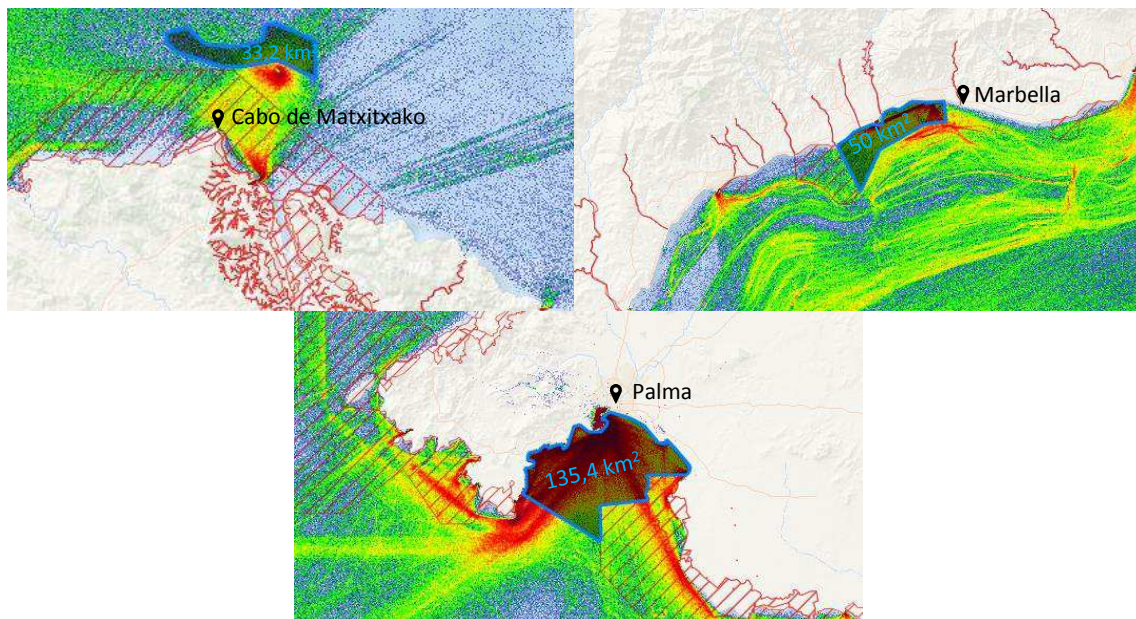


Figura 25. Alternativas caso 1 descartadas por tráfico marítimo. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

Por su parte, otras ubicaciones se ven también afectadas por el tráfico marítimo, viendo reducida la superficie libre. Es el caso del Golfo de Cádiz (Huelva) y la costa de Cádiz (Cádiz), como se muestra en las Figuras 26 y 27, respectivamente.

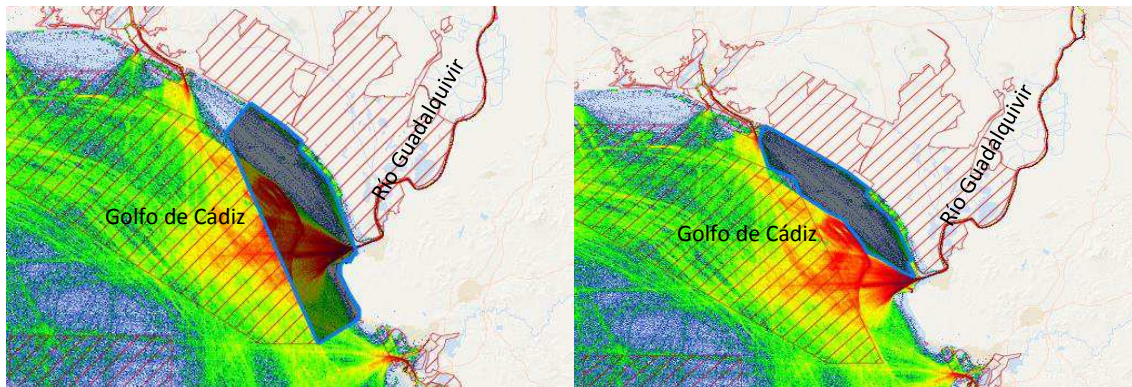


Figura 26. Afeción tráfico caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

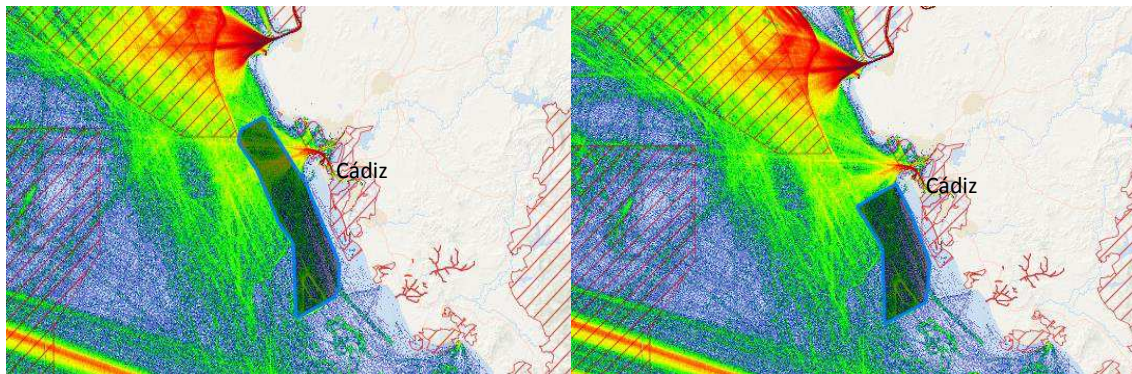


Figura 27. Afeción tráfico caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

Llegado este punto, se están barajando un total de seis ubicaciones: costa de Pechón, Golfo de Cádiz, costa de Cádiz, Cabo de Trafalgar, estrecho de Gibraltar y Porto Cristo. No obstante, se debe recordar que la ubicación debe recrear las condiciones del mar del Norte, donde se encuentran la mayoría de los diez parques que se toman como referencia en este estudio.

Por ello, se procede a seleccionar la ubicación más idónea discriminando según superficie disponible, batimetría y recurso eólico, como se observa en la Tabla 4.

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

	Superficie disponible (mejor cuanto mayor) en km ²	Batimetría mínima (mejor cuanto menor) en m	Batimetría máxima (mejor cuanto menor) en m	Rango recurso eólico* (mejor cuanto mayor) en W/m ²
Costa de Pechón	24,7	11	50	375-450
Golfo de Cádiz	380,9	0	22	225-250
Costa de Cádiz	284,5	5	47	400-650
Cabo de Trafalgar	566,7	6	43	650-800
Estrecho de Gibraltar	39	18	45	800-900
Porto Cristo	45,2	15	50	200-275

**Recurso eólico a 100 metros de altura, expresado como mínimo-máximo en la totalidad de la superficie computada. Fuente: [21].*

Tabla 4. Comparativa alternativas ubicación caso 1. Fuente: elaboración propia

La primera conclusión que se extrae es que las mayores potencias eólicas se dan en el ámbito del estrecho de Gibraltar (litoral atlántico sur, costas occidentales de Cádiz). Ello mismo se corrobora si se atiende al mapa de recurso eólico, donde se aprecia como una de las zonas con mayor potencial del país, junto con el resto de las propuestas del PER 2011-2020 [6] (Figura 28).

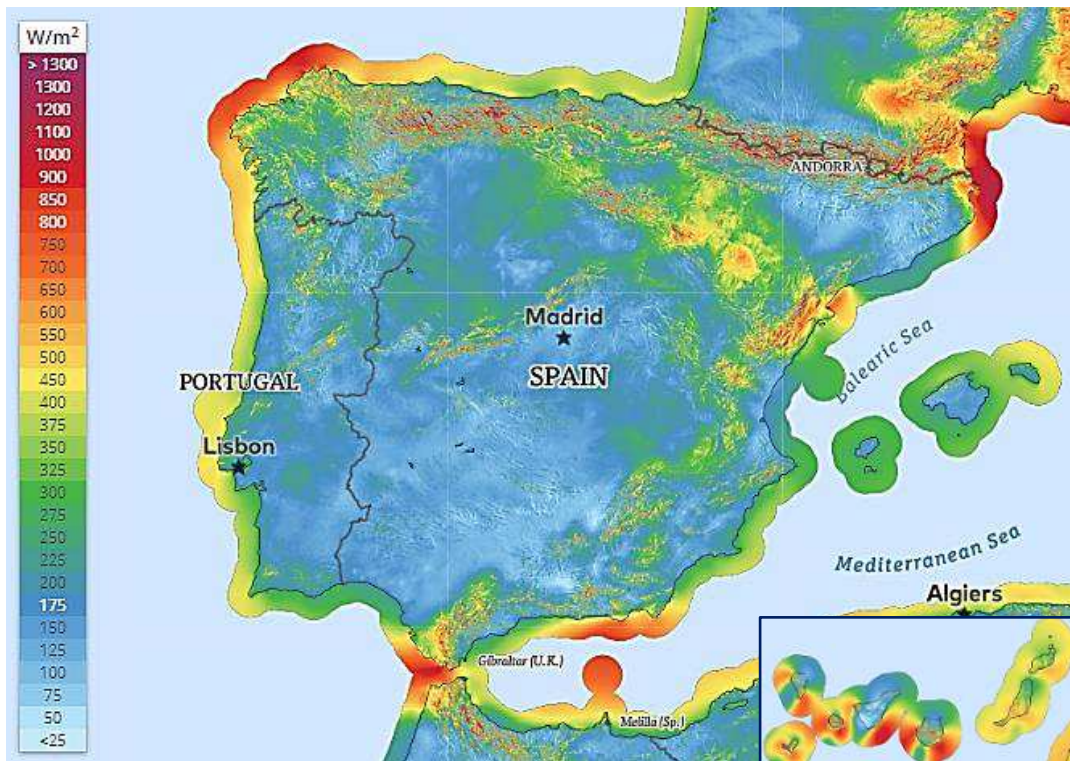


Figura 28. Disponibilidad recurso eólico España. Fuente: [21]

Aunque se observan otras zonas con gran potencial eólico, todas ellas ya están descartadas para el presente estudio por diferentes motivos. Por ejemplo, el litoral de La Coruña o las Islas Canarias no son válidos por su elevada profundidad, que requeriría tecnología flotante, alejándose de las características buscadas para este estudio. Igualmente, el litoral mediterráneo (costa de Almería) fue valorado en Punta de Baños, pero descartado posteriormente por su incompatibilidad con el tráfico marítimo. Igualmente, el Delta del Ebro está protegido medioambientalmente, y el litoral gironés tampoco se ajusta a las características buscadas.

Una vez realizada la aclaración, se centra el estudio en las tres opciones con mejor potencial hasta el momento: Estrecho de Gibraltar, Cabo de Trafalgar, y costa de Cádiz. La ubicación del Estrecho de Gibraltar tiene el mejor recurso eólico (desde 800 hasta 900 W/m²). Sin embargo, la extensión cuya batimetría es válida para el estudio es de tan solo 39 km². Esta superficie es insuficiente para el parque proyectado, pues el parque más pequeño de los 10 tomados como modelo ocupa 51 km² (véase Tabla 1). Por tanto, esta alternativa queda descartada.

Por tanto, la elección definitiva recae sobre la zona situada en el Cabo de Trafalgar. Es la segunda con mejor recurso eólico (650-800 W/m²), tiene una batimetría bastante atractiva, y una superficie más que suficiente, como se resume en la Tabla 5.

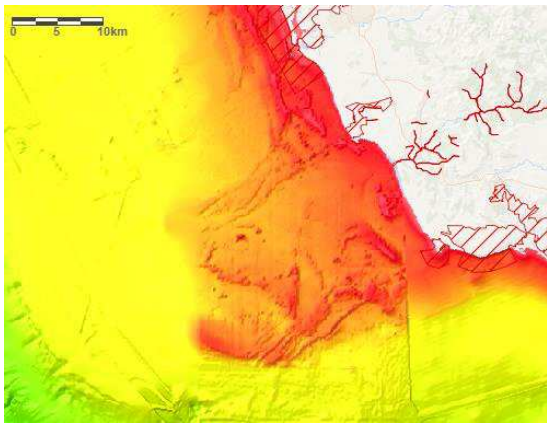
Cabo de Trafalgar (Cádiz)	
	Recurso eólico: 650-800 W/m ²
	Batimetría: 6-43 m
	Latitud: 36,18 / Longitud: -6,19
	Superficie: 566,7 km ²

Tabla 5. Ubicación caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12] y [21]

7.2.5. Selección del parque modelo

En el apartado anterior se ha escogido la ubicación definitiva en la costa española para el parque en proyecto. Concretamente, la zona elegida corresponde al ámbito del Cabo de Trafalgar, en la provincia de Cádiz. La distancia a costa del punto más alejado es de 28,1 km; la batimetría oscila entre 6 y 43 metros. La superficie disponible no es una restricción.

Teniendo en cuenta estos datos, debe elegirse uno de los diez parques propuestos como modelo, cuyas características se recopilaron anteriormente en la Tabla 1. Se debe escoger aquel parque que más se parezca a la ubicación del Cabo de Trafalgar. Como en todos los casos la batimetría está dentro del intervalo (-6, -43) metros y la extensión no es una restricción, se pone el foco de atención en la distancia a costa. Así, se descartan aquellos cuya distancia a la costa es mucho mayor que en el Cabo de Trafalgar. Quedan como alternativas los casos recogidos en la Tabla 6.

Parque	Profundidad media (m)	Distancia a costa (km)	Extensión (km ²)
Walney Extension	-20/-37	20	149
London Array	-25	22	107
Gwynt y Môr	-20	17	68
Rampion	-30	19	79

Tabla 6. Caracterización parques *offshore*. Fuente: 4COffshore y Thewindpower

De entre ellos, se elige finalmente el parque *Gwynt y Môr*. La elección se debe a que se adapta mejor a la zona del Cabo de Trafalgar, por tener la menor distancia a costa. Según informan [22] y [23], el parque eólico marino *Gwynt y Môr* se encuentra ubicado en el mar de Irlanda, en la costa de la región norte de Gales, en el Reino Unido. Su entrada en servicio tuvo lugar en 2015, momento en el que quedaron conectadas a la red sus 160 turbinas de 3,6 kW cada una (modelo SWT-3.6-107 de Siemens). Dichas turbinas se extienden a lo largo de una superficie de 68 km², y juntas proporcionan una capacidad instalada de 576 MW (Figura 29). La batimetría de la zona oscila entre los 12 y los 28 metros, por lo que los aerogeneradores se encuentran anclados al fondo marino a través de monopila.

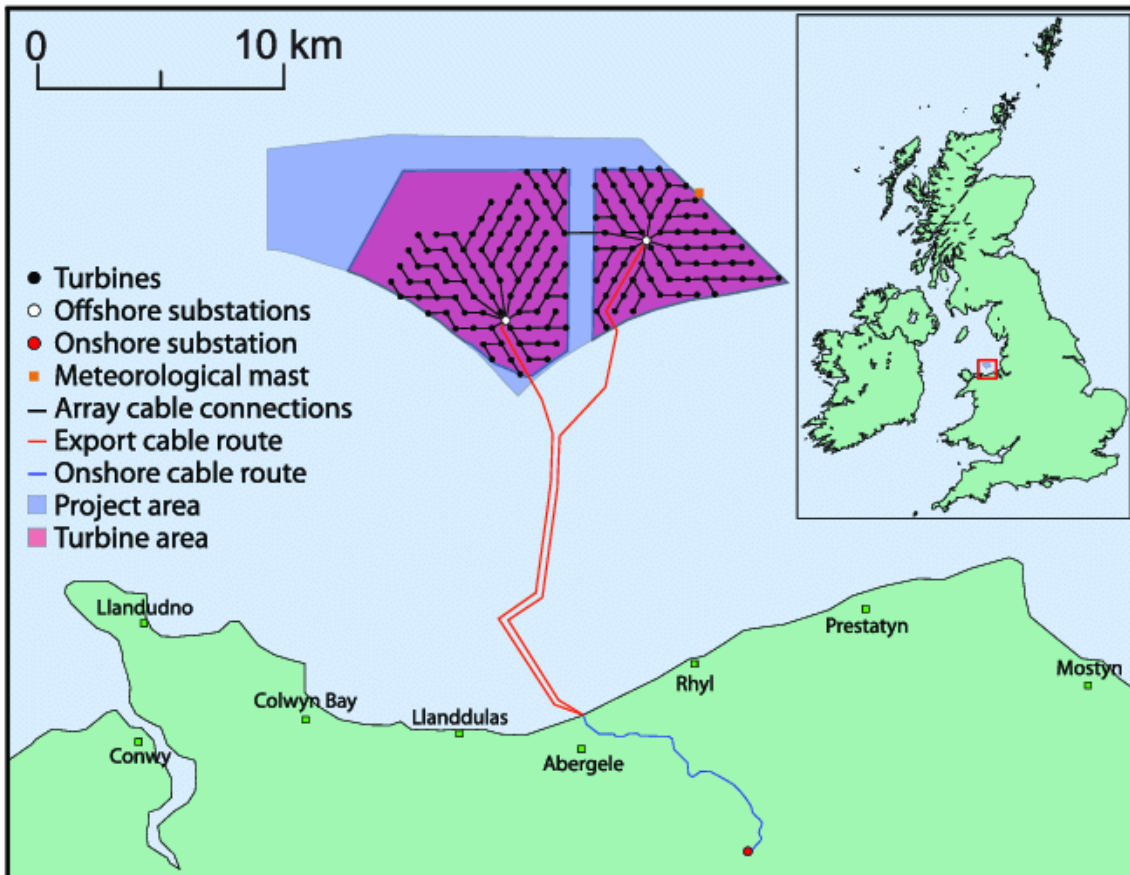


Figura 29. Layout parque *Gwynt y Môr* (Reino Unido). Fuente: [24]

7.2.6. Planteamiento del parque

En este apartado, el objetivo es definir los límites del parque en proyecto dentro del ámbito del Cabo de Trafalgar, así como situar los aerogeneradores del mismo. Aunque se dispone de una superficie de casi 600 km², no se va a ocupar toda. Por ello, es necesario situar el parque en la región más favorable.

En primer lugar, se recuerda que el parque escogido como modelo, el *Gwynt* y *Môr* del mar de Irlanda, dispone de 160 aerogeneradores. Sin embargo, con el objetivo de simplificar, en este caso y en el resto se van a proyectar en España parques de sólo 16 aerogeneradores. Ello equivale a una décima parte de la capacidad total, unos 57,6 MW.

Volviendo al hilo de este apartado, se van a tener en cuenta distintos factores que condicionan la colocación de los aerogeneradores.

- **Recurso eólico.** Dentro del potencial eólico de la zona seleccionada, la distribución del mismo no es uniforme. Así, se puede generalizar diciendo que cuanto más al sur, mayor recurso eólico.
- **Patrón de distribución de los aerogeneradores.** Como ya se comentó en el Apartado 5.4, la colocación de las torres depende de la dirección predominante. Si se atiende a la rosa de los vientos de frecuencias para el emplazamiento seleccionado (Figura 30), se observa que el viento sopla predominantemente desde el este. Por ello, se descartará una distribución en tresbolillo, situando las turbinas en filas perpendiculares a la dirección este, formando una cuadrícula.

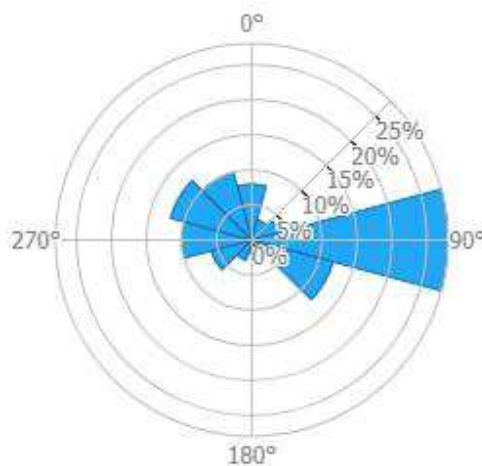


Figura 30. Rosa de los vientos de frecuencias caso 1. Fuente: [21]

- **Separación entre aerogeneradores.** Como se introdujo en el Apartado 5.4, se debe guardar una mínima distancia entre aerogeneradores para minimizar las pérdidas aerodinámicas. Por ello, y dada la gran disponibilidad de terreno, se opta por una separación de 10 diámetros. Así, teniendo en cuenta que el modelo SWT-3.6-107 de Siemens utilizado en el parque *Gwynt* y *Môr* tiene un diámetro de rotor de 107 metros, se obtiene una separación entre turbinas de 1070 metros.
- **Distancia mínima a costa.** Viene fijada por el parque modelo, el *Gwynt* y *Môr*, siendo ésta de 17 kilómetros.

Por tanto, y a modo de resumen, la solución de colocación deberá tener en cuenta las siguientes restricciones:

- Cuanto más al sur, mejor.
- Distancia entre aerogeneradores de 1070 metros.
- Disponer filas perpendiculares a la dirección predominante (este) formando una cuadrícula.
- Distancia mínima a costa de 17 kilómetros.

De esta manera, se ha dispuesto una cuadrícula formada por dos filas verticales de 8 turbinas cada una. Dichas filas se han dispuesto en dirección perpendicular a la dirección predominante del viento (este). Respetando la distancia de 1070 metros entre aerogeneradores contiguos, resulta una superficie rectangular de 7490 metros en dirección vertical y 1070 metros en horizontal, como muestran las Figuras 31 y 32. Además, la superficie se ha dispuesto lo más al sur que permite la restricción de batimetría y la de distancia a costa.

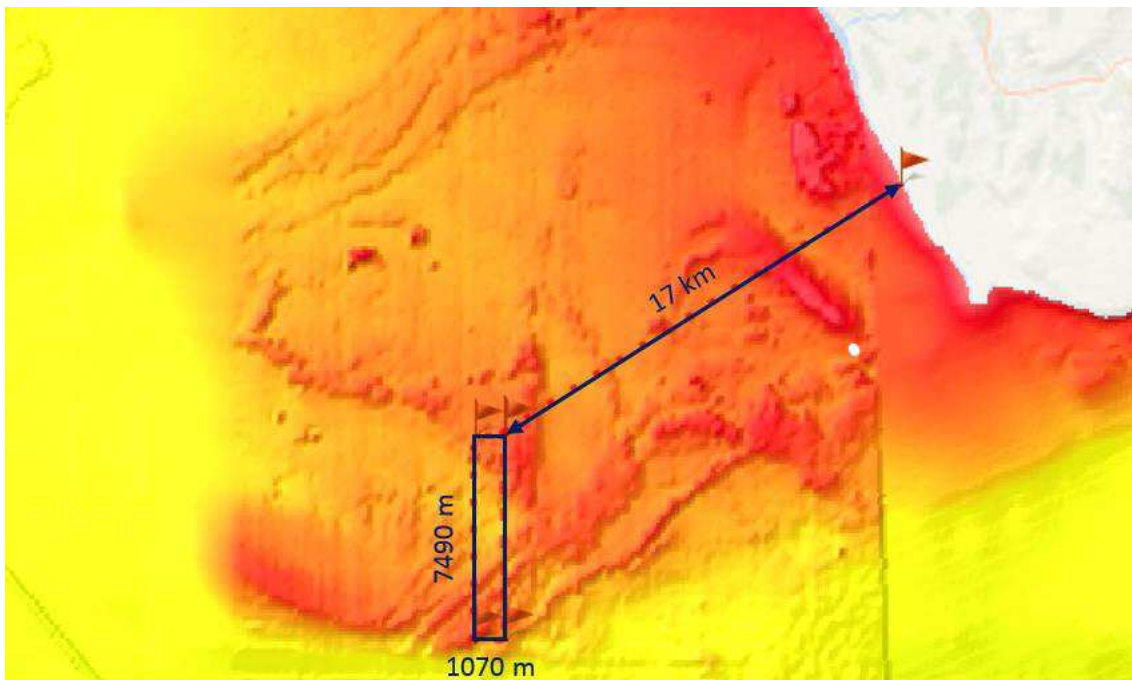


Figura 31. Delimitación superficie caso 1. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

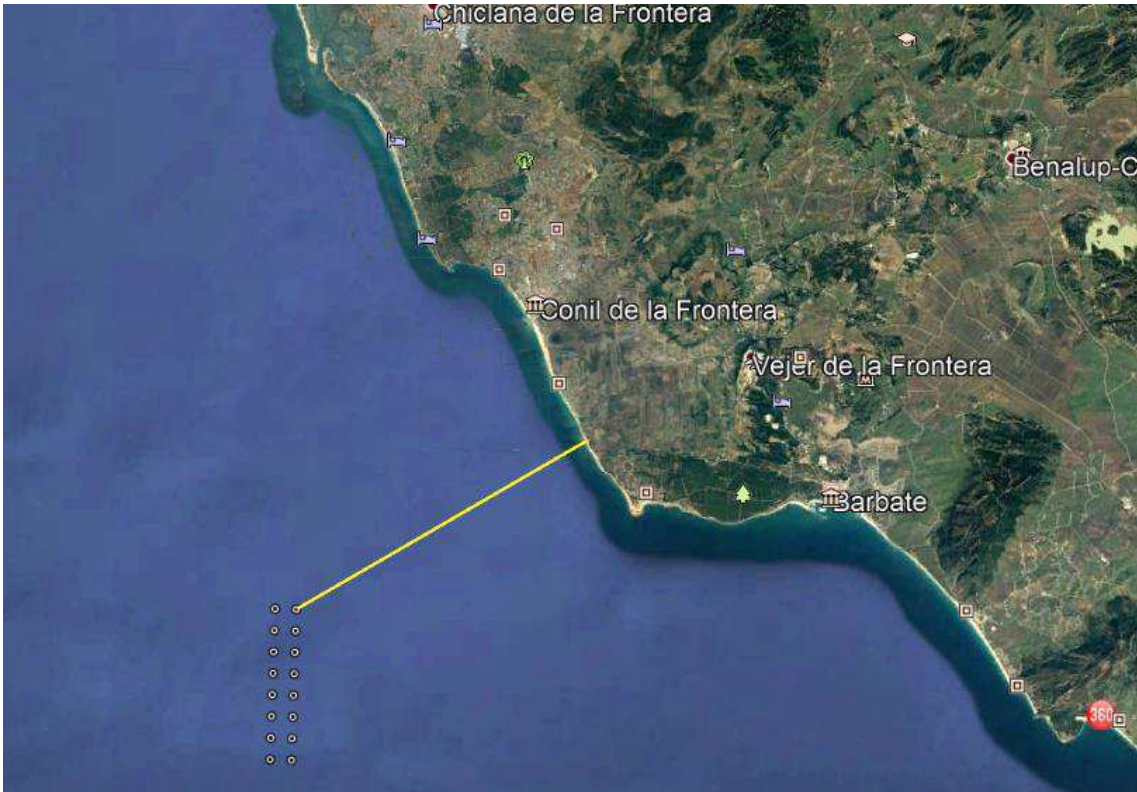


Figura 32. Disposición aerogeneradores caso 1. Fuente: elaboración propia

Las coordenadas concretas de situación de cada aerogenerador se pueden consultar en el Anejo 1.

7.2.7. Cálculo de la energía generada

A continuación, se procede a calcular la energía generada por el parque planteado en la ubicación escogida.

Como ya se avanzó en el Apartado 4.6, este cálculo se llevará a cabo sin recurrir a ningún desarrollo analítico teórico, sino a través de dos fuentes de información:

- La curva de frecuencias de velocidades para las coordenadas de cada aerogenerador, a través de los valores A y k de Weibull.
- La curva de potencia del aerogenerador, obtenida de [18] y detallada en el Anejo 2.

Así, se tiene un valor de energía generada para cada aerogenerador, que a su vez es la suma de la energía generada en cada una de las 12 direcciones en que se divide la rosa de los vientos. En la Tabla 7 se resumen los valores más representativos del cálculo, mientras que los datos utilizados se detallan con mayor énfasis en el Anejo 3.

Caso 1 (Cabo de Trafalgar) – Energía generada			
Aerogenerador	Energía bruta (MWh)	Aerogenerador	Energía bruta (MWh)
1	13124,02	2	13124,02
3	13448,93	4	13569,90
5	13569,90	6	13582,19
7	13582,19	8	13582,19
9	13124,02	10	13124,02
11	13448,93	12	13569,90
13	13569,90	14	13582,19
15	13582,19	16	13582,19
Energía bruta del parque (MWh)	215166,67	Energía neta del parque (MWh)	182891,67
NHE (h)	3175,20	Factor de carga	0,3625

Tabla 7. Resumen cálculo energía caso 1. Fuente: elaboración propia

Los datos eólicos se han obtenido de [21], y se han tomado para una rugosidad de 0 metros y una altura de 100 metros. Dicha rugosidad es la que se corresponde con el mar abierto, como se estudió en el Apartado 4.3. Por otro lado, se toma la altura de 100 metros porque la altura de buje de los aerogeneradores utilizados es de 98 metros [22]. Se supone que la diferencia de la velocidad del viento entre 98 y 100 metros es despreciable, lo cual es bastante razonable atendiendo al perfil de velocidades propio de un terreno de tal rugosidad.

Cabe destacar que la diferencia entre energía bruta y neta radica en el rendimiento de parque. Dicho rendimiento representa las pérdidas aerodinámicas debido al efecto parque, como se explicó en el Apartado 4.1. Para este caso y para el todo el estudio se ha estimado en 0,85, por ser una cifra conservadora si se tienen en cuenta valores orientativos como los recopilados en [16].

7.3. CASO 2A

Recordando el planteamiento del estudio, para este caso se busca emplazar un parque que cumpla con las siguientes restricciones:

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

- Distancia a costa igual que en caso 1 (17 km).
- Batimetría menor que en caso 1 (12-28 m).
- Recurso eólico: maximizar.

El estudio de alternativas se esquematiza a través de la Figura 33.

		ALTERNATIVAS
NIVEL 0	Distancia a costa 17 km y batimetría menor del rango 12-28 m	1
NIVEL 1	Suficiente extensión superficial	1
NIVEL 2	Sin protección medioambiental	0
NIVEL 3	Libre de rutas marítimas	0

Figura 33. Esquema selección caso 2A. Fuente: elaboración propia

Como se constata en la figura anterior, este caso de estudio no ha dado lugar a ninguna alternativa viable. Ello se debe fundamentalmente a la característica orográfica del fondo marino español. Como ya se ha comentado en más de una ocasión, la plataforma continental peninsular e insular es muy reducida, y la profundidad desciende muy rápidamente con la distancia. Así, se llegan a alcanzar grandes profundidades a pocos kilómetros de la costa. De hecho, el Cabo de Trafalgar, utilizado en el caso 1, ya destacaba por disponer de una batimetría muy poco profunda a gran distancia de la costa (20 metros de profundidad a 28 kilómetros de la costa). En definitiva, constituye una rareza y todo un caso excepcional.

Por ello, no ha sido posible conseguir el objetivo propuesto en este caso de estudio, que consistía en mejorar el emplazamiento del Cabo de Trafalgar, encontrando una alternativa con menor profundidad a misma distancia a costa. Solamente se ha encontrado una zona apta en el entorno del Golfo de Cádiz, la cual ha quedado descartada por motivos de protección medioambiental. Además, dicha extensión se encuentra justo en la desembocadura del río Guadalquivir, de forma que obstaculizaría el tráfico marítimo proveniente del mismo.

Dicha zona se describe a través de la Figura 34.

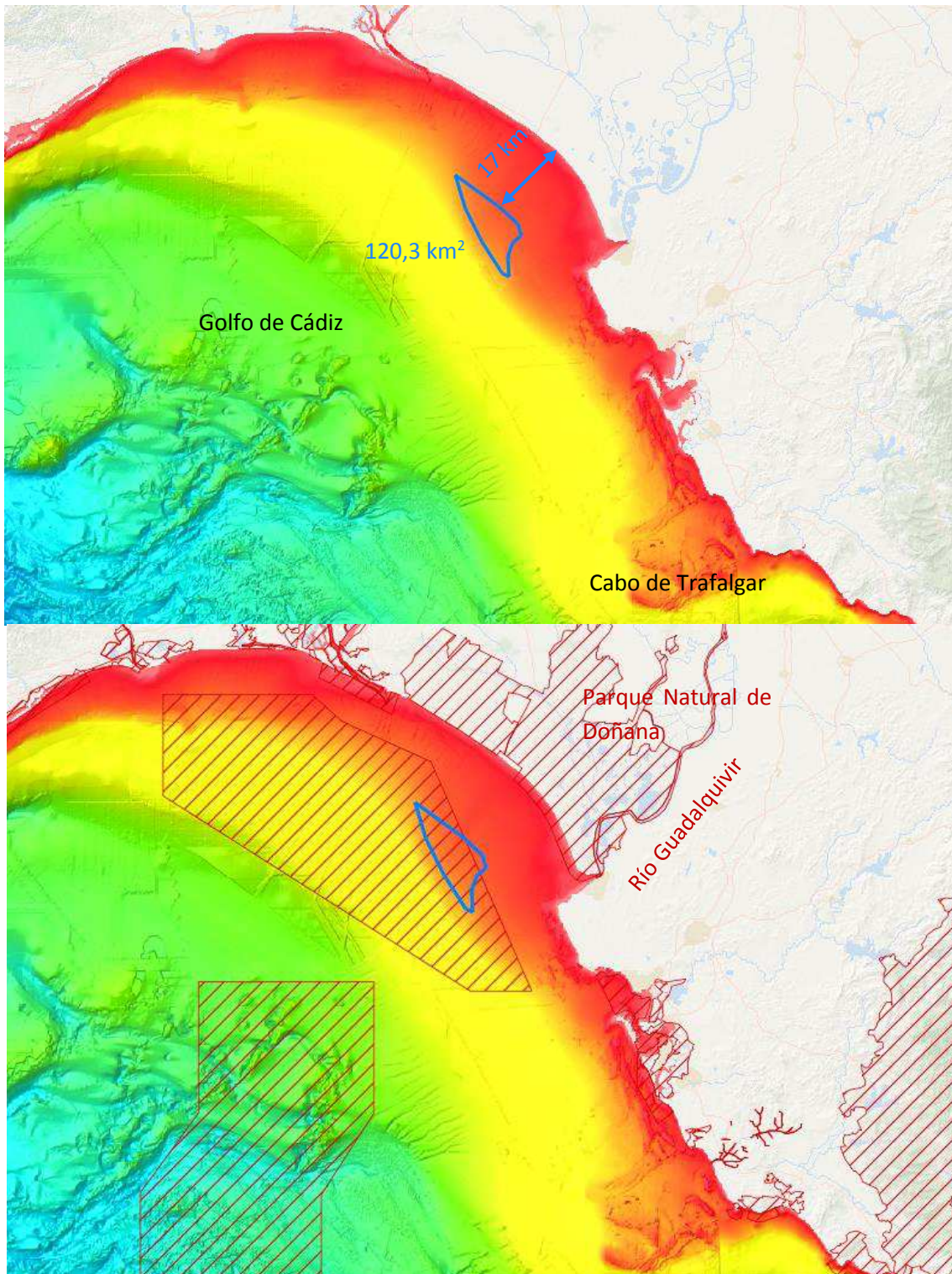


Figura 34. Alternativa descartada caso 2A. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

7.4. CASO 2B

7.4.1. Selección de alternativas

Para este caso, las condiciones que impone el estudio son las siguientes:

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

- Distancia a costa igual que en caso 1 (17 km).
- Batimetría mayor que en caso 1 (12-28 metros).
- Recurso eólico mayor que en el caso 1.

El estudio de alternativas llevado a cabo se resume en la Figura 35.

		ALTERNATIVAS
NIVEL 0	Distancia a costa 17 km y batimetría mayor del rango 12-28 m	∞
NIVEL 1	Suficiente extensión superficial	∞
NIVEL 2	Recurso eólico mejor que en el Caso 1	5
NIVEL 3	Sin protección medioambiental	4
NIVEL 4	Libre de rutas marítimas	3

Figura 35. Esquema selección caso 2B. Fuente: elaboración propia

Como ya se ha comentado, mientras que en el caso 2A fue complicado encontrar zonas con una batimetría poco profunda, prácticamente la totalidad de la costa española tiene una profundidad de más de 28 metros en la cota de 17 kilómetros de distancia respecto a tierra firme. Por ello, tanto el nivel 0 como el nivel 1 de la selección no conducen a ninguna conclusión de interés, pudiéndose considerar el número de alternativas como virtualmente infinitas.

Por ese motivo, y atendiendo ya al nivel 2 del proceso de elección, se deben descartar aquellas localizaciones cuyo recurso eólico no mejore al ya existente en el caso 1, sito en el Cabo de Trafalgar. La justificación es sencilla: el parque se va a situar a una profundidad mayor, por lo que el aumento del coste que ello supone debe compensarse con una mayor producción de energía eléctrica. De esta manera, en la Figura 36 se representa en una escala de colores la disponibilidad de recurso eólico en la costa española, con la ayuda del *Global Wind Atlas* [21]:

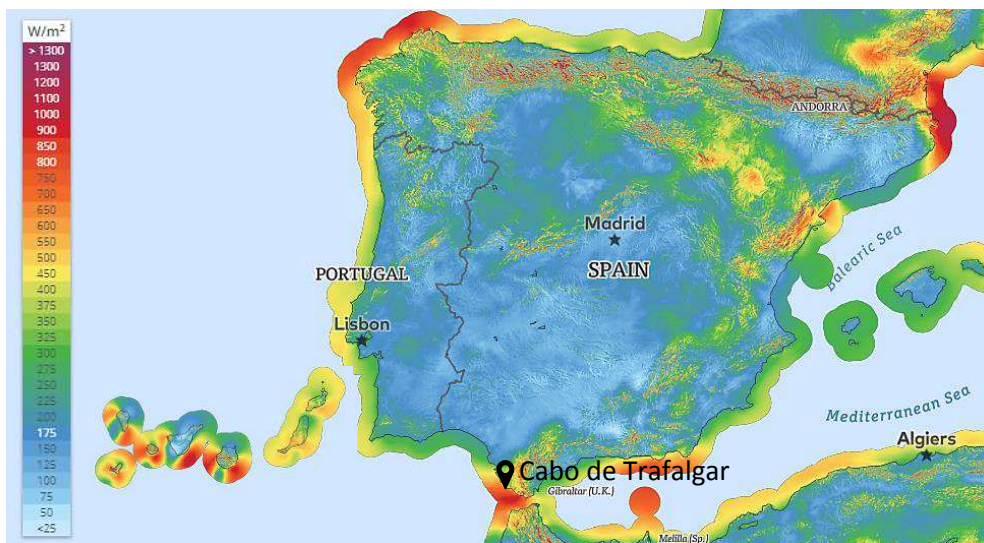


Figura 36. Disponibilidad recurso eólico España. Fuente: elaboración propia a partir de [21]

En la anterior figura, la capa de densidad de potencia eólica media permite comparar el potencial de la geografía española a través de una escala de colores. Así, se puede comprobar que el Cabo de Trafalgar se encuentra en una de las zonas más recomendadas desde el punto de vista de la disponibilidad del recurso. De hecho, atendiendo a la capa de densidad del atlas mencionado, se puede calcular un valor de referencia para el Cabo de Trafalgar, resultando en 872,875 W/m², como se observa en la Tabla 8.

Aerogenerador	1	2	3	4	5	6	7	8
Valor (W/m²)	844	856	866	873	877	881	892	901
Aerogenerador	9	10	11	12	13	14	15	16
Valor (W/m²)	843	853	865	871	876	879	890	899
	Valor medio (W/m²):				872,875			

Tabla 8. Cálculo potencia eólica media Cabo de Trafalgar. Fuente: elaboración propia a partir de [21]

Por tanto, en base a este mapa, y con el objetivo de encontrar mejores recursos eólicos que el del caso 1, se debe prestar atención a las siguientes zonas:

- Estrecho de Gibraltar.
- Entorno de Punta Entinas-Sabinar y Punta de Baños (Almería).
- Costa del norte de Girona, casi en la frontera francesa, en el entorno de Cabo de Creus e Illes Medes.
- Entorno del Delta del Ebro (Tarragona).
- Toda la costa de A Coruña (Galicia).
- Islas Canarias.

Precisamente, estos emplazamientos ya se remarcaron en apartados anteriores por ser recomendados en el PER 2011-2020 [6], con motivo de su potencial eólico. Así, ahora se está en disposición de abordar el nivel 2 de la selección, comparando respecto al valor de referencia obtenido para el Cabo de Trafalgar.

En primer lugar, de las zonas mencionadas unas líneas más arriba, se debe descartar el entorno del Delta del Ebro (Tarragona). El motivo es que el recurso eólico no es superior al del Cabo de Trafalgar. Por tanto, en el nivel 2 de la selección se encuentran todavía 5 alternativas.

Continuando con el estudio, y en lo relativo a la protección medioambiental, se procede a descartar el entorno de Punta Entinas-Sabinar y Punta de los Baños (Almería). El Lugar de Importancia Comunitaria (por sus siglas en inglés, SCI) del Seco de los Olivos impide el aprovechamiento del mejor potencial eólico de la zona, dejando únicamente como alternativa una zona frente a La Rábida (Granada), donde el recurso eólico queda muy alejado del *target* (Figura 37). Por lo tanto, al nivel 3 quedan 4 alternativas.

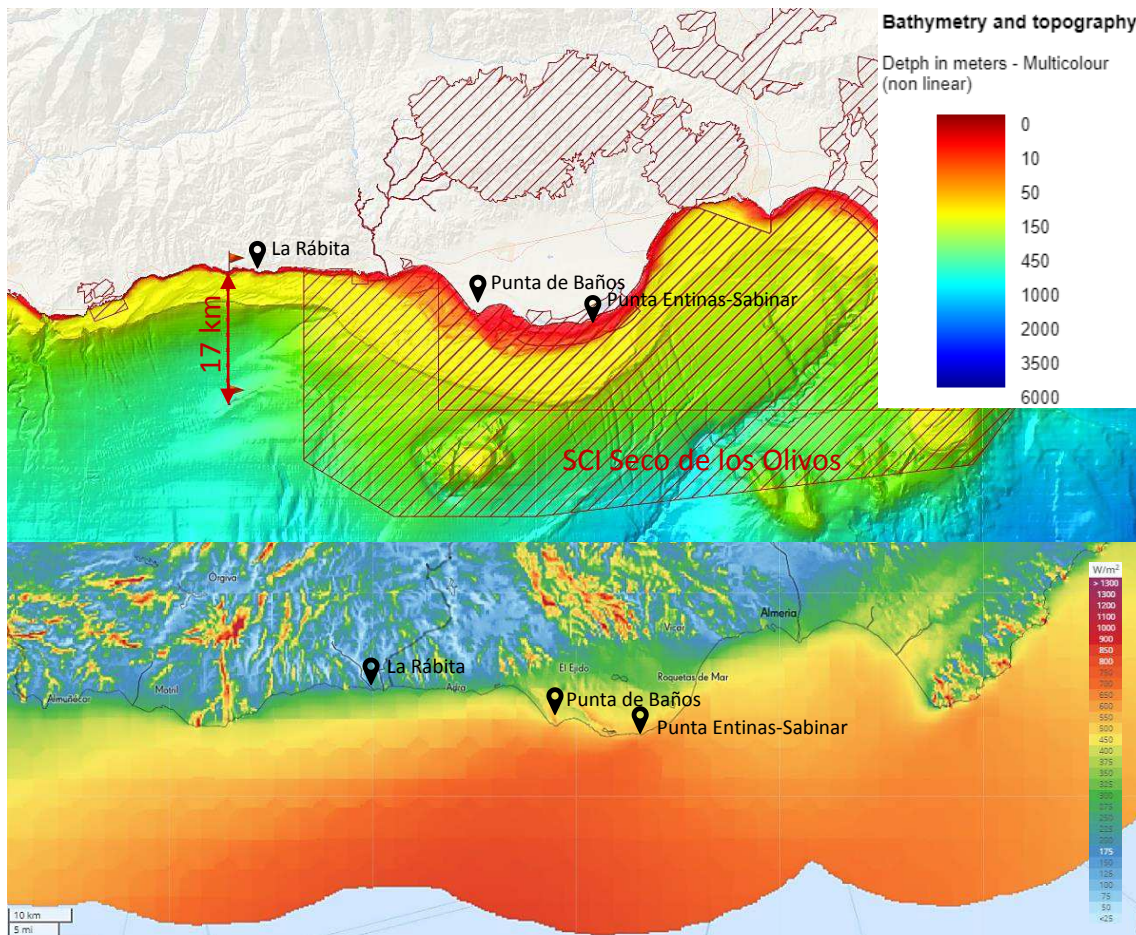


Figura 37. Alternativas descartadas caso 2B por motivo medioambiental. Fuente: elaboración propia a partir de [12] y [21]

Una vez estudiada la influencia del tráfico marítimo (nivel 4), se debe descartar la alternativa del Estrecho de Gibraltar. La Figura 38 muestra que cualquier superficie a 17 kilómetros de distancia de la línea de costa queda anulada por el denso tráfico marítimo de la zona. Es cierto que quedan sin tráfico con un recurso eólico muy potente (900 W/m^2), pero todas ellas a menor distancia que 17 kilómetros, por lo que quedan fuera del alcance de este caso.

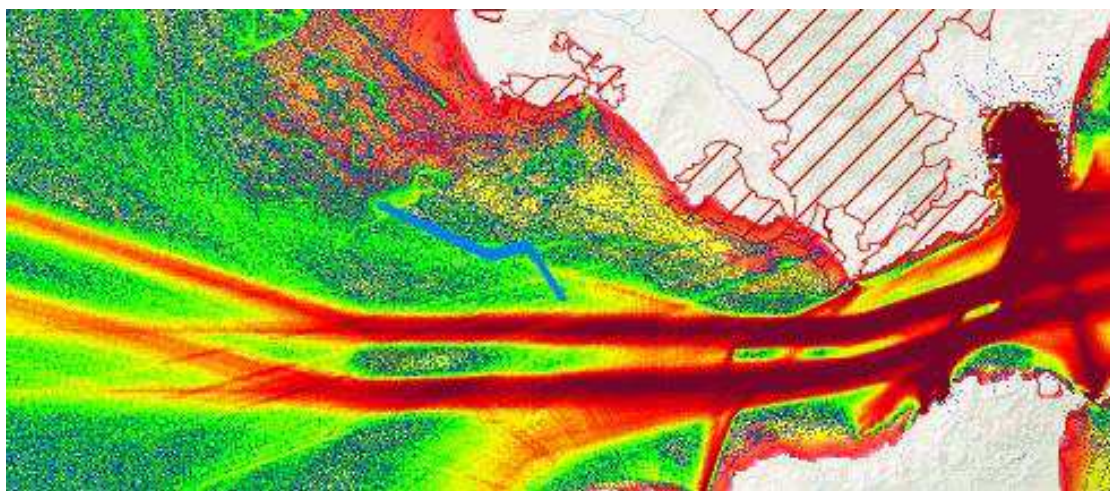


Figura 38. Alternativa descartada caso 2B por tráfico marítimo. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

En definitiva, y después del proceso de selección, se tienen 3 alternativas que en principio son válidas para el emplazamiento del parque. Ellas son: costa del norte de Girona; costa de A Coruña; e Islas Canarias. De entre las tres, se debe seleccionar sólo una, por lo que se deben descartar dos.

Para ello, se comparará la profundidad que presentan dichas ubicaciones para una distancia a costa de 17 kilómetros, con el fin de explorar si se llega a alguna conclusión sustancial. Dicha comparativa se puede consultar en la Tabla 9.

Costa norte Girona	Costa A Coruña	Islas Canarias
100-170 metros	130-170 metros	>1000 metros

Tabla 9. Comparativa profundidad alternativas caso 2B. Fuente: elaboración propia

Como se puede observar, las zonas aptas para este caso situadas en las Islas Canarias tienen una profundidad de un orden de magnitud superior a las otras dos, del orden de los 2000 metros. Teniendo en cuenta que, según [9], la profundidad máxima lograda en Europa para turbinas *offshore* era de 77 metros a fecha de 2018, se puede entender que la alternativa de las Islas Canarias es inasumible incluso a medio-largo plazo. Es cierto que las otras dos alternativas también superan esa cifra de 77 metros, pero en menor medida.

Por tanto, se descarta la alternativa de las Islas Canarias. Puede parecer contradictorio, pues este archipiélago siempre es muy señalado como idóneo para el despliegue de la eólica marina; de hecho, como ya se comentó en el apartado de antecedentes, es en Las Palmas de Gran Canaria donde se encuentran las dos únicas turbinas *offshore* conectadas en territorio español.

En efecto, como se constata en la siguiente Figura 39, este archipiélago es muy atractivo por contar con vientos muy potentes muy cerca de la costa, lo cual puede facilitar su aprovechamiento a bajo coste. Sin embargo, la orografía del fondo marino es muy desfavorable para las restricciones del presente estudio, que obligan a situarlo a 17 kilómetros de costa. Como se puede observar en la misma Figura 39, la batimetría a dicha distancia hace inviable el planteamiento de turbinas en plataforma flotante ancladas al fondo.

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

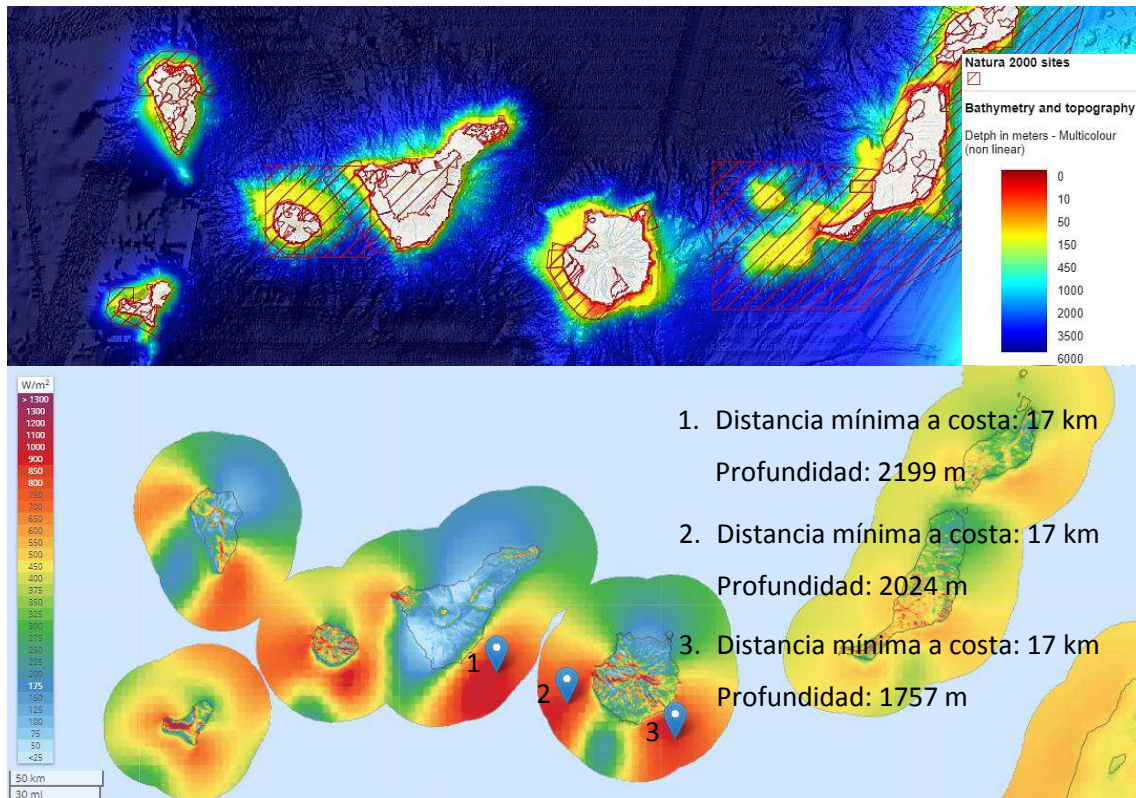


Figura 39. Alternativa descartada Islas Canarias caso 2B. Fuente: elaboración propia a partir de [12] y [21]

Por otro lado, la alternativa de Girona tiene un problema derivado de la existencia de la Zona de Especial Protección (por sus siglas en inglés, SPA) “Espacio marino de l’Empordà”. Aunque se podrían situar las turbinas fuera de esta área protegida (y por tanto superó el nivel 3 de la selección), el cable submarino que las uniría con la línea de costa se vería obligado a atravesar dicha zona, como ilustra la Figura 40:

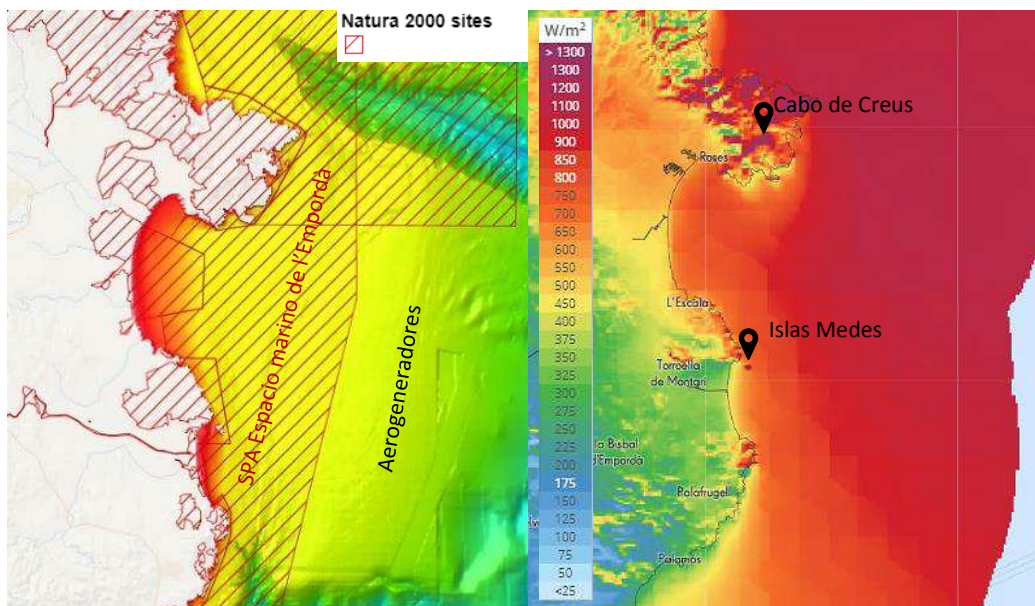


Figura 40. Alternativa descartada caso 2B por motivo medioambiental. Fuente: elaboración propia a partir de [12] y [21]

En definitiva, y después del proceso de selección, se elige como única alternativa restante la de la costa de A Coruña (Galicia). Aunque dicho ámbito geográfico posee zonas muy amplias con un magnífico recurso eólico, la restricción de la distancia a costa reduce mucho las posibilidades. Además, la existencia de un denso tráfico marítimo también complica la selección, como ilustra la Figura 41.

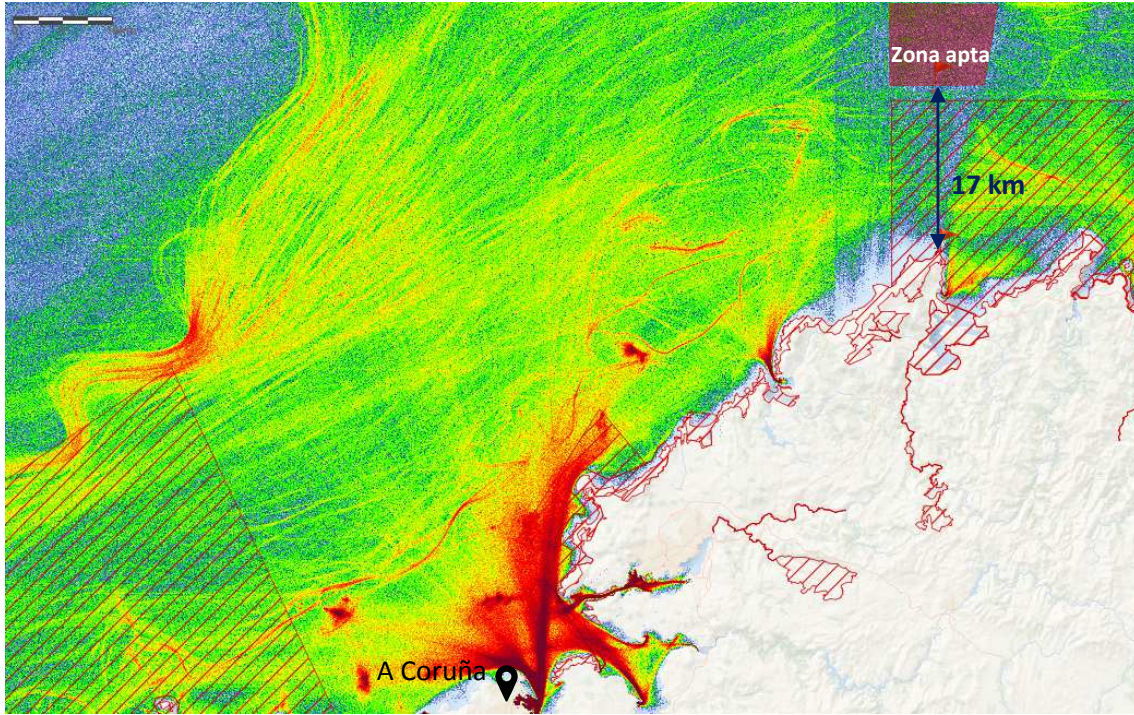


Figura 41. Selección superficie Galicia caso 2B. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

7.4.2. Planteamiento del parque

Se va a plantear el *layout* del parque de 16 aerogeneradores en la zona delimitada, igual que se hizo en el caso 1. Para ello, se tendrán en cuenta una serie de factores.

- **Patrón de distribución de los aerogeneradores.** Para la zona seleccionada, la rosa de los vientos de frecuencias presenta más de una dirección predominante, como se puede constatar en la Figura 42. Por ello, se elige una distribución al tresbolillo, utilizando filas de aerogeneradores perpendiculares a la dirección con mayor ocurrencia, que es la de 240°.

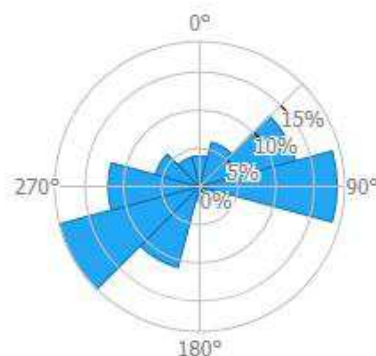


Figura 42. Rosa de los vientos de frecuencias caso 2B. Fuente: [21]

- **Separación entre aerogeneradores.** Tal y como se vio en el caso 1, la separación entre aerogeneradores volverá a ser de 1070 metros, tanto entre filas como entre aerogeneradores en una misma fila.
- **Distancia mínima a costa.** Por restricción del caso 2B, debe ser exactamente igual a 17 kilómetros, lo cual ya se ha tenido en cuenta.

Teniendo en cuenta todas los condicionantes, se han dispuesto los 16 aerogeneradores, como se muestra en la Figura 43. El parque resultante se sitúa en un rango de profundidades desde 161 hasta 193 metros. Se pueden consultar las coordenadas detalladas de cada aerogenerador en el Anejo 1.



Figura 43. Disposición aerogeneradores caso 2B. Fuente: elaboración propia

7.4.3. Cálculo de la energía generada

Repitiendo el proceso seguido en el caso 1, se ha obtenido la energía generada a partir de la curva de potencia del aerogenerador y los valores de Weibull A y k. Se puede consultar el cálculo con mayor detalle en el Anejo 3, mientras que se presenta un resumen a continuación, en la Tabla 10. El razonamiento para escoger los datos es el mismo que en el caso 1.

Caso 2B (Galicia) – Energía generada			
Aerogenerador	Energía bruta (MWh)	Aerogenerador	Energía bruta (MWh)
1	14577,19	2	14766,73
3	14582,24	4	14582,24
5	14622,55	6	14842,46
7	14622,55	8	14842,46
9	14362,75	10	14186,21
11	14366,57	12	14622,55
13	14622,55	14	14622,55
15	14622,55	16	14622,55
Energía bruta del parque (MWh)	233466,71	Energía neta del parque (MWh)	198446,70
NHE (h)	3445,25	Factor de carga	0,39

Tabla 10. Resumen cálculo energía caso 2B. Fuente: elaboración propia

7.5. CASO 3A

7.5.1. Selección de alternativas

De la misma manera como en los casos anteriores, se resumen las restricciones impuestas para definir este escenario:

- Distancia a costa menor que en caso 1 (17 km).
- Batimetría igual que en caso 1 (12-28 metros).
- Recurso eólico: maximizar.

El estudio de alternativas se esquematiza a través de la siguiente Figura 44:

		ALTERNATIVAS
NIVEL 0	Distancia a costa menor de 17 km y batimetría 12-28 m	∞
NIVEL 1	Suficiente extensión superficial	20
NIVEL 2	Sin protección medioambiental	8
NIVEL 3	Libre de rutas marítimas	4

Figura 44. Esquema selección caso 3A. Fuente: elaboración propia

En este caso, vuelve a ocurrir lo mismo que en el caso 2B: los dos primeros niveles del proceso selectivo no son concluyentes de ninguna forma.

En este caso, igual que ocurría en el caso 2B, el primer nivel (nivel 0) del proceso selectivo no es concluyente de ninguna forma. El motivo vuelve a ser el mismo que en el caso anterior: la orografía de la plataforma continental española. Como ya se comentó en su momento, a 17 kilómetros de la costa, la profundidad siempre suele ser muy grande y, en particular, mayor de 28 metros. Por ello, es lógico que en la mayoría de los casos la batimetría se mueva entre los 12 y los 28 metros dentro del rango [0, 17] kilómetros, pues se tiende a los 0 metros en la línea de costa, por definición.

Por tanto, las alternativas para el nivel 0 son virtualmente infinitas. Sin embargo, en el siguiente nivel (nivel 1), se conservan únicamente aquellas ubicaciones que garantizan una extensión mínima de 68 km² (que es precisamente la que ocupa el *Gwynt* y *Môr*, parque de referencia o modelo). Así, las alternativas se reducen drásticamente a sólo 20, lo cual es fácil de entender con lo que ya se ha explicado a lo largo del trabajo: como la profundidad aumenta muy rápido con la distancia a costa, es difícil encontrar grandes superficies no disjuntas que se mantengan dentro del rango [12, 28] metros de profundidad.

A partir de aquí, resta aplicar las restricciones habituales. Como en el presente caso las alternativas son más numerosas que en los anteriores, se resumen en la siguiente Tabla 11:

Ámbito	Nº	Alternativas que cumplen Niveles 0 y 1 para el Caso 3.1	N2?	N3?	Motivo
	1	Litoral de Mataró (Barcelona)	NO		SCI Costes del Maresme
	2	Litoral de Vilanova i la Geltrú (Barcelona)	NO		SPA-SCI Costes del Garraf
	3	Delta del Ebre (Tarragona)	NO		SPA-SCI Delta de l'Ebre
	4	Desembocadura río Mijares (Castellón)	SÍ	NO	Intercepta puerto de Borriana
	5	Litoral de Sagunt (Valencia)	SÍ	NO	Intercepta puerto de Sagunt
	6	Litoral desde Sagunt hasta València (Valencia)	SÍ	SÍ	
	7	Litoral desde desembocadura Xúquer hasta Gandia (Valencia)	SÍ	SÍ	
	8	Litoral desde Gandia hasta Dénia (Valencia y Alicante)	SÍ	NO	Intercepta ruta marítima Gandia-Dénia
Península	9	Santa Pola (Alicante)	NO		SPA-SCI Espacio marino de Tabarca
	10	Cabo de Palos (Murcia)	NO		SCI Franja litoral sumergida de la Región de Murcia
	11	Punta Entinas-Sabinar y Punta de los Baños (Almería)	NO		SCI Sur de Almería - Seco de los olivos
	12	Estrecho Gibraltar (Cádiz)	NO		SPA-SCI Estrecho
	13	Cabo de Trafalgar (Cádiz)	SÍ	SÍ	
	14	Golfo de Cádiz (Cádiz)	SÍ	SÍ	
	15	Costa de Gijón (Asturias)	SÍ	NO	Intercepta puerto de Gijón
	16	Costas de las Marismas de Santoña (Cantabria)	SÍ	NO	Trafico marítimo en el entorno
Baleares	17	Bahía de Alcudia (Islas Baleares)	NO		SCI Badies de Pollença i Alcúdia
	18	Bahía de Palma de Mallorca (Islas Baleares)	SÍ	NO	Intercepta puerto de Palma
Canarias	19	Desde El Pajar hasta Meloneras, Gran Canaria (Las Palmas)	NO		SCI Franja marina de Mogán
	20	Desde Faro del Tostón hasta Isla de Lobos, Fuerteventura (Las Palmas)	NO		SPA Espacio marino de La Bocayna

Tabla 11. Selección alternativas caso 3A. Fuente: elaboración propia

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

Como se puede observar, el número de alternativas es mayor en aquellas zonas litorales donde la pendiente del fondo marino es más “suave” (litoral catalán, valenciano y andaluz). Sin embargo, hay menos opciones allá donde la costa presenta un perfil escarpado y accidentado (Galicia, litoral cantábrico y territorios insulares). Todo ello es coherente con lo expuesto con anterioridad.

Por tanto, hay cuatro alternativas viables para plantear el parque: 5, 6, 12 y 13. Para escoger una de las cuatro, se seguirá un criterio de rentabilidad económica. Los factores que pueden reducir el coste son la batimetría y la distancia a costa. Así, la primera es idéntica por exigencia del proceso selectivo, mientras que la segunda no presenta diferencias apreciables entre una u otra alternativa. Por tanto, sencillamente se escogerá aquella ubicación con mayor disponibilidad eólica.

En definitiva, y a través de la información brindada de nuevo por el *Global Wind Atlas* [21], se concluye que la mejor candidata es la alternativa 13, del Cabo de Trafalgar (Cádiz). Como se puede observar en la siguiente Figura 45, dicha alternativa es la que mejor recurso eólico ofrece.

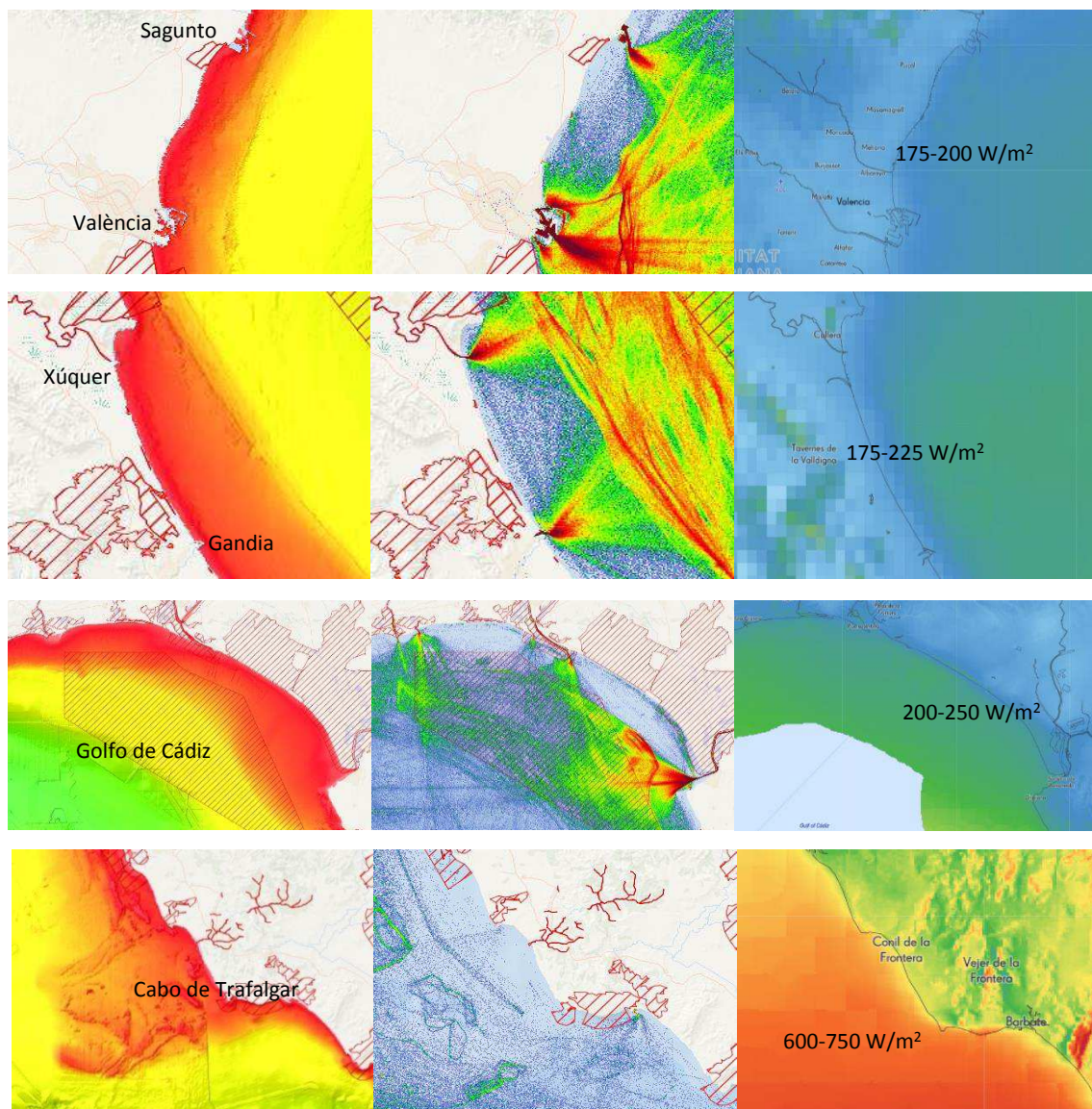


Figura 45. Alternativas caso 3A. Fuente: elaboración propia a partir de [12] y [21]

7.5.2. Planteamiento del parque

En este caso, la geografía escogida coincide con la del caso 1. Sin embargo, para este caso se va a utilizar una superficie distinta, que está más cerca de la costa.

Asimismo, igual que en los casos anteriores, la superficie definitiva deberá cumplir con las restricciones de distancia a costa y batimetría propias del caso 3A, al mismo tiempo que considera los siguientes factores:

- **Recurso eólico.** La disponibilidad aumenta cuanto más al sur, por lo que se escogerá una superficie lo más al sur posible.
- **Patrón de distribución de los aerogeneradores.** La rosa de los vientos de frecuencias en una amplia zona alrededor del emplazamiento marca como dirección predominante la componente este (Figura 46), como ya se vio en el caso 1. En consecuencia, se utilizará una distribución en cuadrícula, con filas de aerogeneradores perpendiculares a la horizontal.

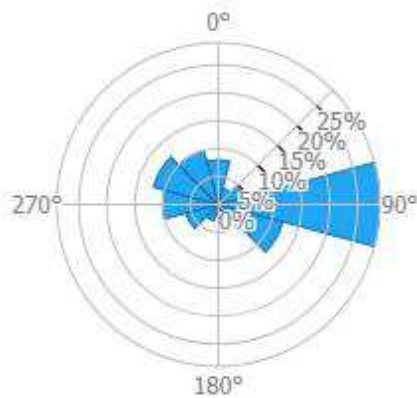


Figura 46. Rosa de los vientos de frecuencias caso 3A. Fuente: [21]

- **Separación entre aerogeneradores.** Por el mismo razonamiento que en los casos anteriores, será de 1070 metros.
- **Distancia mínima a costa.** Por restricción del caso 3A, debe ser menor de 17 kilómetros.

Por tanto, se procede a seleccionar una superficie que cumple con dichas condiciones. Ocupa 8,0143 km² al estar dimensionada para situar dos filas de 8 aerogeneradores cada una. La distancia mínima a costa es de 8,5 kilómetros aproximadamente, mientras que la batimetría se mantiene en el rango entre 25 y 28 metros de profundidad. Todo ello se observa en la Figura 47.

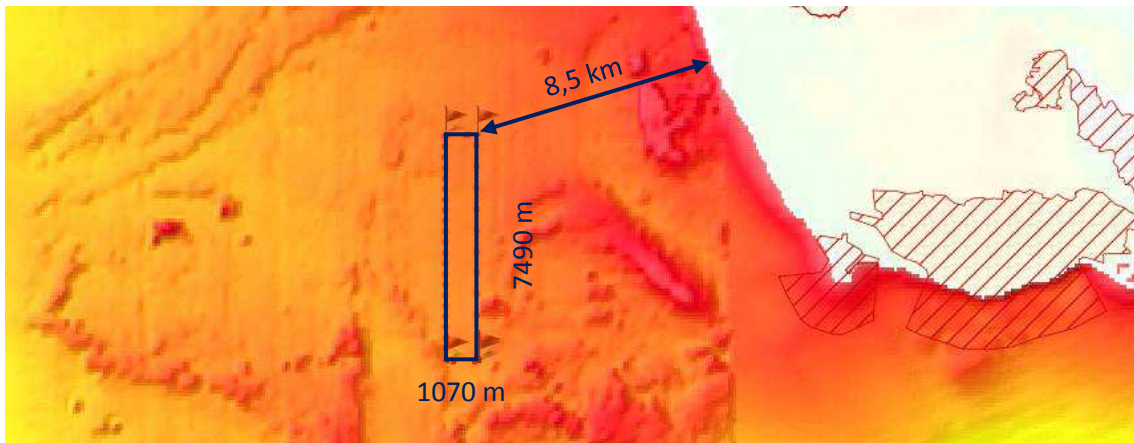


Figura 47. Selección superficie caso 3A. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

En la siguiente figura, se puede observar la distribución de los 16 aerogeneradores del caso 3A, pero también el parque propuesto en el caso 1, en una zona un poco más alejada de la costa (Figura 48). Las coordenadas exactas se pueden consultar en el Anejo 1.



Figura 48. Disposición aerogeneradores caso 3A. Fuente: elaboración propia

7.5.3. Cálculo de la energía generada

A continuación, se presenta la energía generada por cada aerogenerador, así como la energía total bruta y neta, además del número de horas equivalentes y del factor de carga (Tabla 12). El cálculo se puede consultar con mayor detalle en el Anejo 3. El razonamiento para elegir los datos eólicos ha sido el mismo que el utilizado en los casos anteriores.

Caso 3A (Cabo de Trafalgar) – Energía generada			
Aerogenerador	Energía bruta (MWh)	Aerogenerador	Energía bruta (MWh)
1	12790,35	2	13307,48
3	13307,48	4	13092,66
5	13092,66	6	13171,43
7	12901,08	8	12901,08
9	12674,01	10	13099,69
11	13099,69	12	12884,87
13	12963,63	14	12963,63
15	12901,08	16	12901,08
Energía bruta del parque (MWh)	208051,91	Energía neta del parque (MWh)	176844,13
NHE (h)	3070,21	Factor de carga	0,35

Tabla 12. Resumen cálculo energía caso 3A. Fuente: elaboración propia

7.6. CASO 3B

En este último caso, se debe cumplir lo siguiente:

- Distancia a costa mayor que en caso 1 (17 km).
- Batimetría igual que en caso 1 (12-28 metros).
- Recurso eólico mayor que en el caso 1.

El estudio de alternativas llevado a cabo es el siguiente (Figura 49):

		ALTERNATIVAS
NIVEL 0	Distancia a costa mayor de 17 km y batimetría 12-28 m	2
NIVEL 1	Suficiente extensión superficial	0
NIVEL 2	Recurso eólico mejor que en el Caso 1	0
NIVEL 3	Sin protección medioambiental	0
NIVEL 4	Libre de rutas marítimas	0

Figura 49. Esquema selección caso 3B. Fuente: elaboración propia

Nuevamente, como ya ocurrió en el caso 2A, la orografía del fondo marino de España no da lugar a ninguna alternativa. En el estudio de alternativas representado en la anterior Figura 48, se anotan dos alternativas para el nivel 0, correspondientes a las costas de las Islas Columbretes y la Isla de Alborán. Sin embargo, no son más que dos casos anecdóticos, pues la extensión superficial es ínfima y además ambos entornos están protegidos por su valor medioambiental, como demuestra la Figura 50.

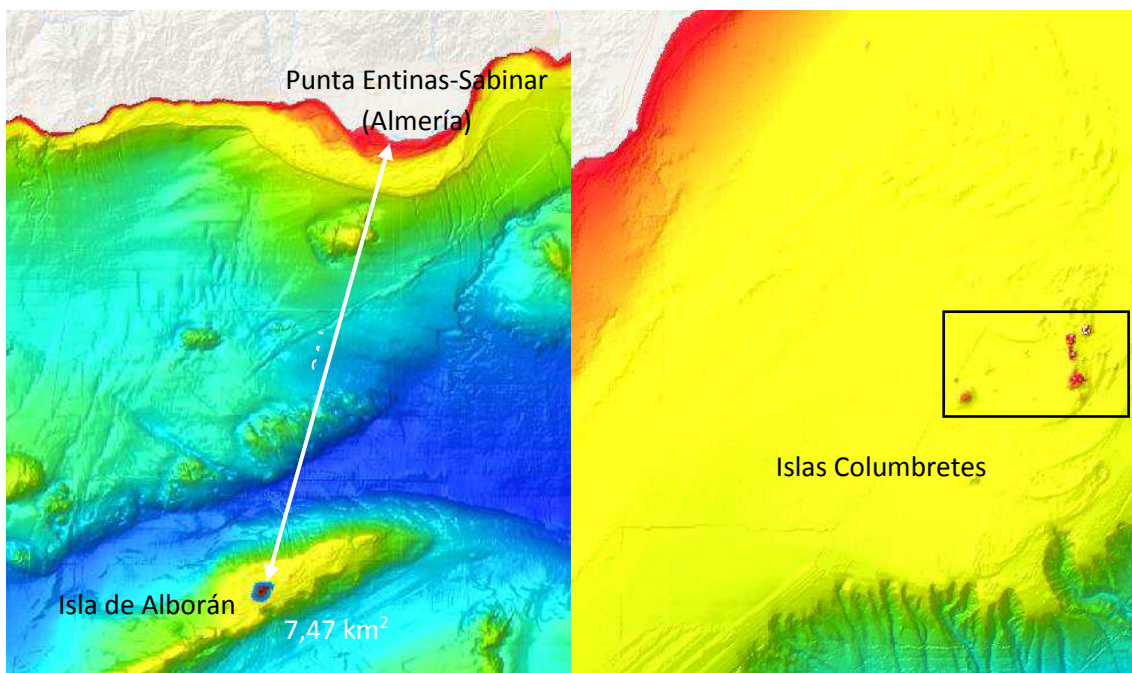


Figura 50. Alternativas descartadas caso 3B. Fuente: elaboración propia a partir de [12]

8. VIABILIDAD ECONÓMICA

El objetivo del presente capítulo es estudiar la viabilidad económica de los parques proyectados en el capítulo anterior. Con este ánimo, primero se estiman los ingresos y los costes asociados a cada proyecto, y después se proyectan como flujos de caja a lo largo de la vida útil del proyecto. A partir de aquí, se extraen unas conclusiones que aconsejarán la construcción o no del parque.

8.1. INGRESOS

En primer lugar, se van a considerar los ingresos, los cuales provienen íntegramente de la venta de la electricidad generada por la instalación. Para ello, es necesario obtener la tarifa de exportación.

- Por una parte, se debe conocer la energía eléctrica final generada por el parque, la cual ya se calculó en apartados previos.
- Por otra parte, se debe obtener el resto de parámetros que configuran la tarifa de exportación: precio de la electricidad, retribuciones y penalizaciones.

8.1.1. Precio de la electricidad

El precio de la electricidad es el importe que recibe el productor a cambio de vender la energía que genera. Como dicho precio es diferente cada hora, se tomará como valor válido la media aritmética correspondiente al pasado año 2018. Así, y calculado como muestra la Tabla 13, resulta en 57,29 €/MWh.

Precio medio aritmético mes a mes (€/MWh) año 2018. Fuente datos: OMIE					
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
<i>49,98</i>	<i>54,88</i>	<i>40,18</i>	<i>42,67</i>	<i>54,92</i>	<i>58,46</i>
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
<i>61,88</i>	<i>64,33</i>	<i>71,27</i>	<i>65,08</i>	<i>61,97</i>	<i>61,81</i>
Promedio año 2018: 57,29 €/MWh					

Tabla 13. Precio de la electricidad 2018. Fuente: elaboración propia

8.1.2. Retribuciones

En la actualidad, la participación de las instalaciones de renovables en el mercado eléctrico se rige a través del Real Decreto 413/2014. En él, se establecen una serie de retribuciones que

sirven de incentivo para las plantas de energías renovables, y que sustituyen a las antiguas “primas” propias de la anterior regulación.

Así, el productor de renovables en el *pool eléctrico* español recibe, además del precio de la electricidad, las siguientes retribuciones:

- **Retribución a la inversión (R_{inv}).** Este término modifica los ingresos en función de la potencia instalada, por lo que sus unidades son €/MW.
- **Retribución a la operación (R_o).** Este parámetro modula los ingresos según la producción eléctrica de la instalación, por lo que se expresa en €/MWh.

Por una parte, los valores de la retribución a la inversión son actualizados de forma trienal. Por ello, se recurre a la orden ministerial ETU/130/2017, la cual fija dichos valores para el trienio comprendido entre 2017 y 2019.

Los valores se encuentran tabulados según la clasificación de instalaciones establecida en RD 413/2014. En principio, se debería atender al subgrupo b.2.2, propio de la eólica *offshore*. Sin embargo, no existen valores tabulados para dicho grupo, por lo que se atenderá a los ofrecidos para el subgrupo b.2.1, propios de la eólica *onshore*, resultando $R_{inv} = 109698$ €/MW, como demuestran las Figuras 51 y 52.

Clasificación de las instalaciones tipo según el RD 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2012	IT-00662
b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2013	IT-00663
b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2014	IT-00664
b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2015	IT-00665
b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2016	IT-00666

Figura 51. Código de instalación tipo según clasificación. Fuente: RD 413/2014

Código de identificación ¹	Vida Útil Regulatoria (años) ¹	Coeficiente de ajuste $C_{1,a}$	Retribución a la Inversión 2017-2019 R_{inv} (€/MW)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual 2017-2019 N_h (h). ¹	Umbral de funcionamiento anual 2017-2019 U_f (h). ¹	Porcentajes aplicables a N_h y U_f anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses(%)		
						3 meses ¹	6 meses ¹	9 meses ¹
IT-00661	20	0,8428	119.999	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00662	20	0,8358	115.644	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00663	20	0,8293	111.754	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00664	20	0,8283	111.132	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00665	20	0,8283	111.062	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00666	20	0,8251	109.698	1.050	630	15%	30%	45%

Figura 52. Retribución a la inversión. Fuente: RD 413/2014

Por su parte, los valores de la retribución a la operación son actualizados periódicamente. Aunque la última actualización hasta la fecha se realizó a través de la Orden TEC/427/2019, en ella no se hace referencia a las instalaciones del tipo que ocupa el presente Trabajo. Por ello, se recurre a la actualización anterior, en la Orden IET/1045/2014, la cual fijó los tipos hasta el primer semestre de 2018. En ella se comprueba que $R_o = 0$ €/MWh, lo que queda demostrado a través de la siguiente Figura 53.

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste $C_{1,a}$	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
								3 meses	6 meses	9 meses
IT-00665	20	0,7615	101.240	0,000	-	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00666	20	0,7626	101.381	0,000	-	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00667	20	1,0000	795.549	0,000	-	500	300	15%	30%	45%

Figura 53. Retribución a la operación. Fuente: IET/1045/2014

8.1.3. Penalizaciones

En el Anejo III del Real Decreto 413/2014 se recoge una penalización al productor en relación con el factor de potencia. En otras palabras, dicho parámetro debe mantenerse entre el 0,98 inductivo y el 0,98 capacitivo, so pena de 0,261 c€/kWh en caso contrario.

En el ámbito de este Trabajo, todos los casos disponen del mismo tipo de aerogenerador, el SWT-3.6-107. Aunque su ficha técnica no hace especial mención al control de potencia reactiva, sí indica que cumple los requisitos de red habituales. Por tanto, se va a suponer que el factor de potencia está controlado y, por tanto, la penalización va a ser de 0 €/kWh en todo momento.

8.1.4. Tarifa de exportación

La tarifa de exportación es el valor final que percibe el productor por la energía que vende. Se expresa en euros por unidad de energía, y es el resultado de combinar tanto el precio de la electricidad como las retribuciones y penalizaciones. Se puede resumir a través de la siguiente fórmula:

$$\text{Tarifa de exportación} = \text{Precio} + R_{inv} \cdot \frac{\text{Potencia}}{\text{Energía}} + R_0 - \text{Penalización} \quad (7)$$

Se procede a particularizar la expresión anterior para los tres casos en consideración en este estudio de viabilidad económica (Tabla 14). Realmente todos los valores son constantes, a excepción de la energía generada.

	Caso 1	Caso 2B	Caso 3A
Energía generada (MWh)	182891,66	198446,70	176844,13
Tarifa de exportación (€/MWh)	91,84	89,13	93,02

Tabla 14. Valor tarifa exportación. Fuente: elaboración propia

8.1.5. Ingresos por venta de electricidad

Se obtienen a través del producto entre la energía producida y la tarifa de exportación. Se expresan en base a un período anual, como muestra la Tabla 15.

	Caso 1	Caso 2B	Caso 3A
Energía generada (MWh)	182891,66	198446,70	176844,13
Tarifa de exportación (€/MWh)	91,84	89,13	93,02
Ingresos anuales (millones de €)	16,80	17,69	16,45

Tabla 15. Ingresos por venta de electricidad. Fuente: elaboración propia

8.2. COSTES

Una vez obtenidos los ingresos para cada uno de los casos, en los siguientes párrafos se calcularán los distintos costes.

8.2.1. Costes de inversión

Los costes de inversión o iniciales son aquellos necesarios para poner en marcha el parque eólico. Estos costes no son periódicos, pues tienen lugar solamente al principio del proyecto. Incluye desde la redacción del proyecto de ingeniería (diseño, estudios de impacto ambiental, estudio financiero, etcétera) hasta la adquisición y montaje de la infraestructura (turbinas, red eléctrica, cimentaciones, etcétera).

Para el estudio, los costes de inversión se han desglosado y estimado tal y como se explica a continuación. Nótese que se utiliza la notación k€ y M€, que representa miles y millones de euros, respectivamente. También se indica el año correspondiente a cada valor, para poder calcular la diferencia del valor de la moneda. Ello se ha hecho de acuerdo con los valores de la tasa de inflación del Instituto Nacional de Estadística (INE).

- **Diseño, ingeniería y proyecto.** Costea informes de todo tipo (geofísicos, meteorológicos, financieros, estudio de impacto ambiental...), así como servicios de ingeniería y otros (marketing...). Se ha estimado como muestra la Tabla 16.

Datos para estimación del coste. Fuente: [25]		Valor tomado			
[7-365] k€ ₂₀₁₆ por MW de capacidad instalada		186 k€ ₂₀₁₆ /MW			
Caso 1 (M€ ₂₀₁₉)		Caso 2B (M€ ₂₀₁₉)		Caso 3A (M€ ₂₀₁₉)	
57,6 MW	11,21	57,6 MW	11,21	57,6 MW	11,21

Tabla 16. Estimación costes diseño, ingeniería y proyecto. Fuente: elaboración propia

- **Aerogeneradores.** Abarca tanto el coste de adquisición de la turbina eólica, como su transporte en barco, su montaje y su instalación eléctrica. Se calcula como indica la Tabla 17.

Datos para estimación del coste. Fuente: [25]		Valor tomado. Fuente: [25]			
Se conoce función de ajuste para el coste de adquisición. Dicho coste supone el 85 % del total.		Coste total [GBP] = $(1/0,85) \cdot (-255016 + 2E6 \cdot \ln [\text{capacidad en MW}])$			
Caso 1 (M€ ₂₀₁₉)		Caso 2B (M€ ₂₀₁₉)		Caso 3A (M€ ₂₀₁₉)	
3,6 MW; 16 uds.	50,69	3,6 MW; 16 uds.	50,69	3,6 MW; 16 uds.	50,69

Tabla 17. Estimación costes aerogeneradores. Fuente: elaboración propia

- **Export cable.** Se refiere al costo de adquisición e instalación del cable que conecta las turbinas con tierra firme. Su estimación se resume en la Tabla 18.

Datos para estimación del coste. Fuente: [25]		Valor tomado. Fuente: [25]			
C. adquisición: ajuste lineal tabla precios función de capacidad (MVA)		C. adq. [€ ₂₀₁₆ /m] = $3,3565 \cdot [\text{cap. en MVA}] + 83,872$			
C. instalación: [62-705] € ₂₀₁₆ /m		384 € ₂₀₁₆ /m			
Caso 1 (M€ ₂₀₁₉)		Caso 2B (M€ ₂₀₁₉)		Caso 3A (M€ ₂₀₁₉)	
Adq. 57,6 MVA	4,93	Adq. 57,6 MVA	4,93	Adq. 57,6 MVA	2,46
Inst. 17000 m	6,83	Inst. 17000 m	6,83	Inst. 8500 m	3,41

Tabla 18. Estimación costes export cable. Fuente: elaboración propia

- **Inner arrays.** Hace referencia al costo de adquisición e instalación de los cables que conducen la energía generada por cada turbina hasta la línea de exportación (*export cable*). Su cálculo se resume en la siguiente Tabla 19.

Datos para estimación del coste. Fuente: [25]		Valor tomado			
C. adquisición: [128-616] € ₂₀₁₆ /m		372 € ₂₀₁₆ /m			
C. instalación: [59-331] € ₂₀₁₆ /m		195 € ₂₀₁₆ /m			
Caso 1 (M€ ₂₀₁₉)		Caso 2B (M€ ₂₀₁₉)		Caso 3A (M€ ₂₀₁₉)	
Adq. 16050 m	6,25	Adq. 16050 m	6,25	Adq. 16050 m	6,25
Inst. 16050 m	3,27	Inst. 16050 m	3,27	Inst. 16050 m	3,27

Tabla 19. Estimación costes inner arrays. Fuente: elaboración propia

- **Subestación eléctrica offshore.** Expresa el coste de la subestación eléctrica que suele colocarse habitualmente en el emplazamiento de los aerogeneradores. Se ha obtenido según se indica en la Tabla 20.

Datos para estimación del coste [25]		Valor tomado. Fuente: [25]			
Función de ajuste		Coste [k€ ₂₀₁₆] = 539 · [Potencia en MW] ^{0,678}			
Caso 1 (M€ ₂₀₁₉)		Caso 2B (M€ ₂₀₁₉)		Caso 3A (M€ ₂₀₁₉)	
57,6 MW	8,80	57,6 MW	8,80	57,6 MW	8,80

Tabla 20. Estimación costes subestación eléctrica *offshore*. Fuente: elaboración propia

- **Subestación eléctrica *onshore*.** Considera los costes de la subestación eléctrica situada en tierra firme, previa a la conexión a red. Su obtención ha sido como se indica en la Tabla 21.

Datos para estimación del coste [25]		Valor tomado			
[47-177] k€ ₂₀₁₆ por MW capacidad		112 k€ ₂₀₁₆ /MW			
Caso 1 (M€ ₂₀₁₉)		Caso 2B (M€ ₂₀₁₉)		Caso 3A (M€ ₂₀₁₉)	
57,6 MW	6,75	57,6 MW	6,75	57,6 MW	6,75

Tabla 21. Estimación costes subestación eléctrica *onshore*. Fuente: elaboración propia

- **Anclaje monopila.** Engloba el conjunto de costes derivados de la cimentación propia de los casos 1 y 3A (Cabo de Trafalgar), donde las turbinas están ancladas directamente al fondo marino mediante cimentación monopila. Su obtención se describe en la siguiente Tabla 22.

Datos para estimación del coste [25]		Valor tomado			
Prof. < 20 m ↔ 581 k€ ₂₀₁₆ /MW Prof. [20-29] m ↔ 729 k€ ₂₀₁₆ /MW		655 k€ ₂₀₁₆ /MW			
Caso 1 (M€ ₂₀₁₉)		Caso 2B (M€ ₂₀₁₉)		Caso 3A (M€ ₂₀₁₉)	
[12-28] m; 57,6 MW	39,46	n/a	0	[12-28] m; 57,6 MW	39,46

Tabla 22. Estimación costes anclaje monopila. Fuente: elaboración propia

- **Plataforma flotante.** Refleja el coste de las plataformas flotantes empleadas para el caso 2B (Galicia). Incluye tanto el coste de adquisición de las plataformas como el de las líneas de fondeo, así como su instalación. Se ha obtenido como muestra la Tabla 23.

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

Datos para estimación del coste. Fuente: [26]		Valor tomado. Fuente: [26]			
<u>Plataforma con subestación</u> : 5,89 M€ ₂₀₁₀ /ud.		5,89 M€ ₂₀₁₀ /plataforma			
<u>Plataforma sin subestación</u> : 3,74 M€ ₂₀₁₀ /ud.		3,74 M€ ₂₀₁₀ /plataforma			
<u>Adquisición líneas fondeo</u> : regresión lineal sobre tabla precios en función de profundidad		Coste [k€ ₂₀₁₀ /línea] = 0,2391 · [prof. en m] + 140,67			
<u>Instalación líneas fondeo</u> : 250 k€ ₂₀₁₀ /plataforma		250 k€ ₂₀₁₀ /plataforma			
Caso 1 (M€ ₂₀₁₉)		Caso 2B (M€ ₂₀₁₉)		Caso 3A (M€ ₂₀₁₉)	
n/a	0	<u>Plat. con subestación</u> : 1 ud.	6,57	n/a	0
n/a	0	<u>Plat. sin subestación</u> : 15 uds.	62,55	n/a	0
n/a	0	<u>L. fondeo</u> : 64 uds.*; [162-194] m	13,01**	n/a	0
n/a	0	<u>Inst. líneas fondeo</u> : 16 plataformas	4,46	n/a	0
*Se consideran 4 líneas de fondeo por plataforma [26].					
**Se ha calculado particularizando la ecuación de la regresión lineal para la profundidad de cada uno de los 16 aerogeneradores.					

Tabla 23. Estimación costes plataforma flotante. Fuente: elaboración propia

Una vez desglosado el cálculo de todos los costes de inversión, la siguiente Tabla 24 recoge los valores finales obtenidos para cada caso.

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

Coste	Valor (M€ ₂₀₁₉)		
	Caso 1	Caso 2B	Caso 3A
Diseño, ingeniería y proyecto	11,21	11,21	11,21
Aerogeneradores	50,69	50,69	50,69
<i>Export cable</i>	11,76	11,76	5,87
<i>Inner arrays</i>	9,52	9,52	9,52
Subestación <i>offshore</i>	8,8	8,8	8,8
Subestación <i>onshore</i>	6,75	6,75	6,75
Anclaje monopila	39,46	0	39,46
Plataforma flotante	0	86,59	0
Total costes de inversión:	138,19	185,32	132,3

Tabla 24. Resumen costes de inversión. Fuente: elaboración propia

A primera vista, se debe tener en cuenta que la mayoría de costes son constantes. Ello es debido a que los tres casos tienen la misma capacidad (57,6 MW) y el mismo número de aerogeneradores. Así, costes como la ingeniería, los aerogeneradores o las subestaciones son independientes del emplazamiento seleccionado. Sin embargo, el coste de la línea de exportación (*export cable*) es sensiblemente menor para el caso 3A por estar más cercano a la costa (8,5 km frente a 17 km). De igual modo, el caso 2B utiliza plataformas flotantes, lo cual también supone un mayor coste comparado con la solución monopila (caso 1 y caso 3A).

A partir de la información anterior, la Figura 54 presenta una comparativa del *share* de costes iniciales (de inversión) para los tres casos.

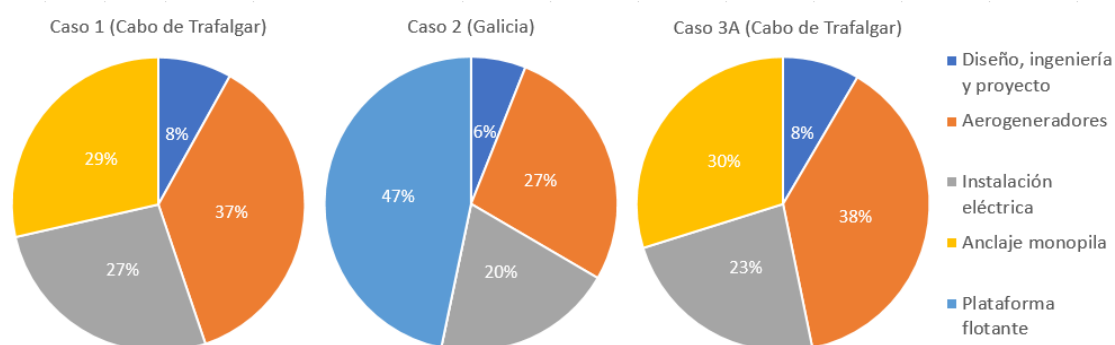


Figura 54. Proporción costes iniciales para los distintos casos. Fuente: elaboración propia

8.2.2. Costes de operación y mantenimiento

Los costes de operación y mantenimiento (habitualmente abreviados como O&M). Abarcan tanto el propio mantenimiento como las reparaciones y los repuestos, pero también otros gastos administrativos (por ejemplo, seguros). Son gastos de naturaleza periódica, pues no ocurren sólo al principio del proyecto, sino que se distribuyen anualmente a lo largo de la vida del parque.

Los costes de operación y mantenimiento no se han desglosado. La Tabla 25 muestra cómo se han estimado, así como los valores finales para cada caso de estudio.

Datos para estimación del coste [25]		Valor tomado			
[10-31] € ₂₀₁₆ por MWh producido suponiendo factor de carga 0,35		20,5 € ₂₀₁₆ /MWh			
Caso 1 (M€ ₂₀₁₉)		Caso 2B (M€ ₂₀₁₉)		Caso 3A (M€ ₂₀₁₉)	
182892 MWh	3,92	198447 MWh	4,26	176844 MWh	3,79

Tabla 25. Estimación costes operación y mantenimiento. Fuente: elaboración propia

Se observan unas ligeras variaciones entre un caso y otro. Ello se debe a que, para dichos costes, se ha aceptado que dependen de la energía generada, lo cual es bastante razonable. Por ejemplo, aquellos aerogeneradores que produzcan mayor cantidad de energía anualmente son susceptibles de sufrir mayor desgaste, al tener un mayor factor de carga. Por tanto, requerirán reparaciones y repuestos antes que otro aerogenerador con menos uso, así como un mantenimiento más frecuente.

8.3. SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CAJA

A continuación, se procede a ejecutar la simulación de flujos de caja para cada uno de los tres casos en consideración. Ello consiste en distribuir a lo largo del tiempo de vida del proyecto los ingresos y los costes del mismo, de forma que se tiene un balance acumulado de pérdidas y ganancias. Así, se llega a comprobar si se produce retorno de la inversión, cuándo se produce, y en qué magnitud. Para ello, se recurrirá a la ayuda del software RETScreen 4, el cual es distribuido por el Gobierno de Canadá y es de acceso libre.

Previamente, se debe definir el contexto de financiación que se va a suponer para el estudio. Ello se hará teniendo en cuenta la situación macroeconómica actual, pero situándose del lado conservador. Así, teniendo en cuenta la inflación anual en España en los últimos años [27] y su tendencia alcista, se toma un 1,8 %. Por su parte, la tasa de descuento representa las pérdidas asociadas a la inversión derivadas de la pérdida de valor del dinero invertido y los intereses que se dejan de ganar por no estar depositado en una entidad bancaria. Así, se considera una tasa de descuento (inflación más tipo interés depósito) también del 1,8 %, debido a que la tasa de interés para los depósitos en la zona euro se encuentra estancada alrededor del 0 % desde hace años [28].

Además, se supone que, de la inversión total, un 75 % proviene de fuente de financiación (entidad bancaria), mientras que el 25 % es capital. Dicha financiación se supone a un plazo de 15 años y con un tipo de interés fijo. Se utiliza para dicho valor un 5 %, teniendo en cuenta los valores de los últimos años [29]. Hay que destacar también que se considerará un tiempo de vida del proyecto de 20 años. Más aún, se van a contemplar un 5 % de contingencias, tanto para los costes iniciales (de inversión) como para los periódicos (O&M).

A continuación, la Tabla 26 recoge todos los valores especificados.

Parámetros financieros para RETScreen	
Tasa de inflación	1,8 %
Tasa de descuento	1,8 %
Relación de deuda (financiación proveniente préstamo / total inversión)	75 %
Duración de la deuda	15 años
Tasa de interés de la deuda (fijo)	5 %
Tiempo de vida del proyecto	20 años
Contingencias	5 %

Tabla 26. Resumen parámetros financieros para RETScreen. Fuente: elaboración propia

Por otro lado, las variables que se van a utilizar para evaluar la rentabilidad de la inversión son las habituales en este tipo de estudios: el VAN y el TIR. En primer lugar, el valor actual neto (VAN) de una inversión representa los beneficios que va a generar la inversión, expresados según el valor del dinero en el momento presente. En otras palabras, expresa los beneficios obtenidos al final del proyecto con el valor que tendrían si se produjeran hoy. Por su parte, la tasa interna de retorno (TIR) es un porcentaje que representa los intereses que debería generar un hipotético depósito bancario para igualar al retorno de la inversión. Visto de otra forma, representa el interés que debería ofrecer la entidad bancaria, para que resultase igual de ventajoso alojar dicho dinero en un depósito en lugar de invertirlo en el proyecto.

En este sentido, el TIR se relaciona íntimamente con la tasa de descuento, definida previamente. Se dice que el TIR es aquel valor de la tasa de descuento que hace nulo el VAN. Ello sucede porque, en tal situación, el proyecto genera un TIR que sólo sirve para compensar las pérdidas por inflación y los intereses no cobrados, de forma que el balance neto del proyecto es de cero, arrojando un VAN nulo.

Por ello, se buscará en todo momento que el TIR supere el 1,8 % de la tasa de descuento. En general, mayores valores del VAN y TIR reflejan una inversión más provechosa.

8.3.1. Rentabilidad del caso 1

Teniendo en cuenta los parámetros financieros comentados, así como los costes e ingresos descritos anteriormente, se obtiene el siguiente flujo de caja para el caso 1, en Cabo de Trafalgar (Figura 55).

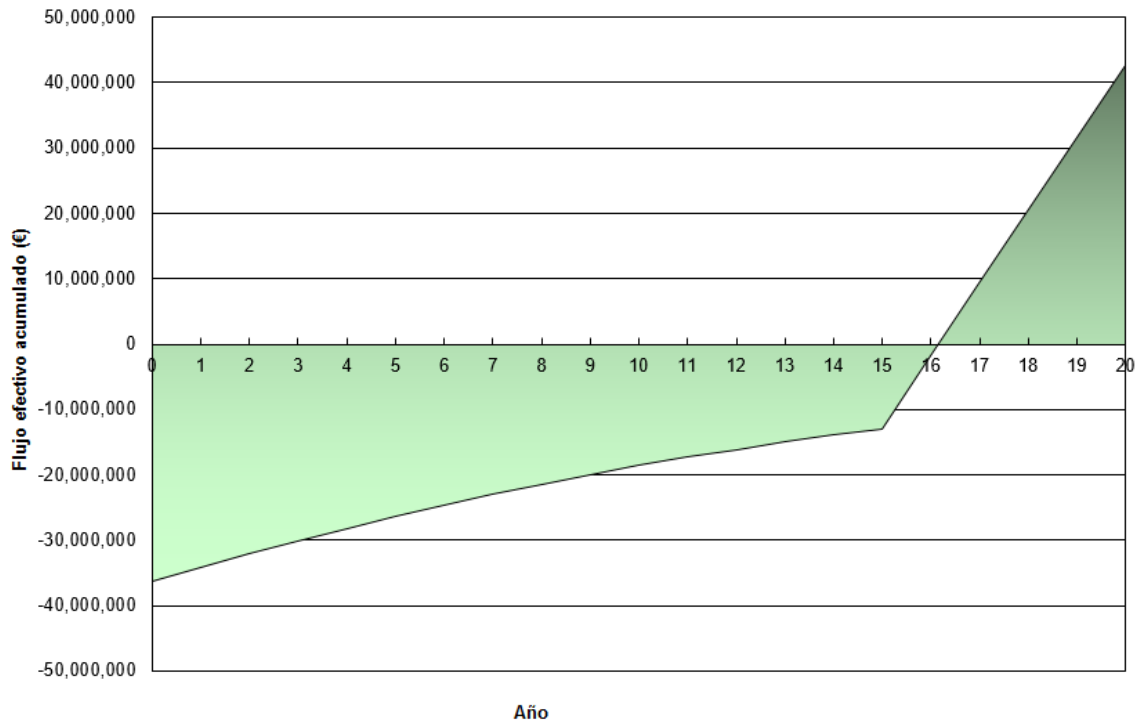


Figura 55. Flujo caja caso 1. Fuente: RETScreen

Como se puede observar, la devolución de la financiación a la entidad bancaria durante sus 15 años de duración mengua la generación de beneficios. A partir del final del año 15, la financiación se ha devuelto en su totalidad, por lo que el balance empieza a ser más positivo. De hecho, a principios del año 17 se empieza a recuperar la inversión.

El balance detallado de los flujos de caja para cada año se puede consultar en el Anejo 4. Sea como sea, se obtiene un VAN positivo de 24.672.115 €, y un TIR positivo del 5,8 %.

8.3.2. Rentabilidad del caso 2B

Siguiendo el mismo proceso para el caso 2B (Galicia), se obtiene el siguiente resultado (Figura 56):

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

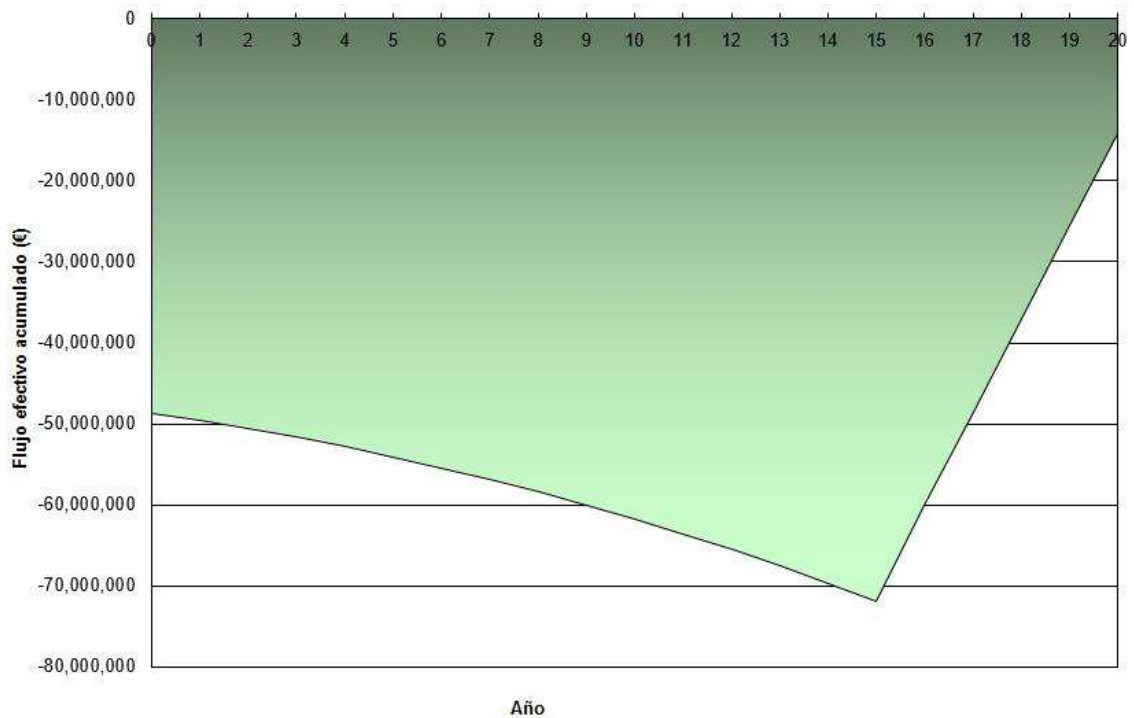


Figura 56. Flujo caja caso 2B. Fuente: RETScreen

Como el gráfico refleja, no se llega a producir el retorno de la inversión, por lo que el proyecto no resultaría rentable. Sólo se llegan a producir beneficios a partir del final del año 15 por el fin del pago de la financiación, pero dichos beneficios no compensan a los gastos acumulados durante los años anteriores.

Se puede consultar el balance año a año en el Anejo 4. En cualquier caso, el VAN es evidentemente negativo (pérdidas de -26.623.270 € en dinero actual). El TIR también lo es, situándose en el -1,5 %.

8.3.3. Rentabilidad del caso 3A

El gráfico del flujo de cajas para el caso 3A (Cabo de Trafalgar a 8500 metros de costa) se describe a través de la Figura 57.

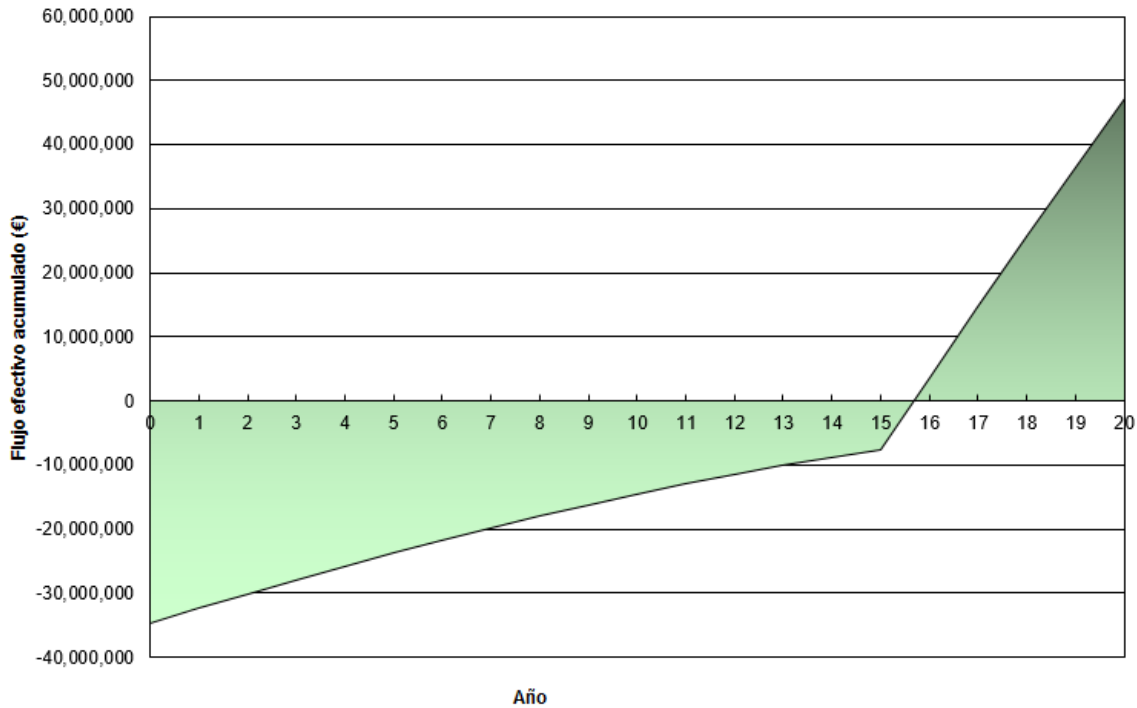


Figura 57. Flujos caja caso 3A. Fuente: RETScreen

Se observa un resultado bastante similar al caso 1. Los beneficios son escasos hasta el final del año 15 debido a la devolución de la financiación. Sin embargo, a partir de ese momento, se tarda menos de un año en recuperar la inversión.

En este caso, se ha calculado un VAN positivo de 29.001.014 € en dinero actual, mientras que el TIR es del 6,7 %.

8.3.4. Comparativa

A la vista de los resultados, se puede comparar la rentabilidad de cada caso a través de la Tabla 27.

	Caso 1	Caso 2B	Caso 3A
VAN (€)	+24.672.115	-26.623.270	+29.001.014
TIR (%)	+5,8	-1,5	+6,7

Tabla 27. Comparativa rentabilidad casos de estudio. Fuente: elaboración propia

Como se puede observar, tanto el caso 1 como el caso 3A (ambos situados en el Cabo de Trafalgar) son proyectos rentables. No obstante, el caso 3A resulta más interesante, pues el beneficio obtenido al final de la vida del proyecto sería de 29 M€₂₀₁₉, ligeramente superior al del caso 1, situado en 24,67 M€₂₀₁₉.

Por otro lado, el caso 2B (situado en Galicia) no sería un proyecto rentable según este estudio, pues no se llegaría a recuperar la inversión; de hecho, se debería asumir unas pérdidas de 26,62 M€₂₀₁₉.

El razonamiento de las causas detrás de estos resultados se comentará más adelante, en las conclusiones del Trabajo.

8.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

La parte final del estudio de la viabilidad económica consistirá en diversos análisis de sensibilidad. Dicha técnica consiste en estudiar cómo cambia la rentabilidad del proyecto cuando se simulan modificaciones ligeras en distintas variables. Ello permitirá identificar cuáles son los factores cuya modificación podría dar lugar a cambios importantes en la viabilidad.

El enfoque de esta parte se ha realizado de la siguiente forma. Por una parte, se estudiará el caso menos rentable, para concluir si es posible alcanzar su viabilidad y qué debería cambiar para ello. Por otra parte, se hará lo propio en el caso más rentable para discernir si es muy arriesgado.

8.4.1. Caso 2B

El caso 2B (Galicia) es el menos rentable de todos.

En general, el análisis de sensibilidad demuestra que es muy complicado alcanzar ni tan siquiera el retorno de la inversión. En este sentido, sucede lo siguiente:

- Se requerirían reducciones muy importantes en los costes, o aumentos muy grandes en los ingresos.
- No bastaría con modificar sólo una variable, sino que sería necesario el efecto agregado de dos de ellas.

Por ejemplo, como muestra la Figura 58, sería necesario reducir los costes iniciales un 5 % y al mismo tiempo que la tarifa de exportación a la red aumentase un 5 % para poder acercarse a un VAN de cero (ni pérdidas ni ganancias). Igualmente, se deduce que los costes de O&M son mucho menos sensibles para la rentabilidad que los iniciales (Figura 59).

Tarifa de exportación de electricidad		Costos iniciales				€
		184,856,700	189,721,350	194,586,000	199,450,650	204,315,300
€/MWh		-5%	-3%	0%	3%	5%
84.67	-5%	-29,765,107	-35,566,151	-41,367,195	-47,168,239	-52,969,283
86.90	-3%	-22,393,144	-28,194,188	-33,995,232	-39,796,277	-45,597,321
89.13	0%	-15,021,182	-20,822,226	-26,623,270	-32,424,314	-38,225,358
91.36	3%	-7,649,219	-13,450,263	-19,251,308	-25,052,352	-30,853,396
93.59	5%	-277,257	-6,078,301	-11,879,345	-17,680,389	-23,481,434

Figura 58. Análisis sensibilidad caso 2B. Fuente: RETScreen

Tarifa de exportación de electricidad		Operación y Mantenimiento				€
		4,249,350	4,361,175	4,473,000	4,584,825	4,696,650
€/MWh		-5%	-3%	0%	3%	5%
84.67	-5%	-36,894,195	-39,130,695	-41,367,195	-43,603,695	-45,840,195
86.90	-3%	-29,522,232	-31,758,732	-33,995,232	-36,231,732	-38,468,232
89.13	0%	-22,150,270	-24,386,770	-26,623,270	-28,859,770	-31,096,270
91.36	3%	-14,778,308	-17,014,808	-19,251,308	-21,487,808	-23,724,308
93.59	5%	-7,406,345	-9,642,845	-11,879,345	-14,115,845	-16,352,345

Figura 59. Análisis sensibilidad caso 2B. Fuente: RETScreen

Por otro lado, y con relación a las condiciones de la deuda, podría ser beneficioso acortar el período de devolución de la misma (Figura 60), aunque por sí sola no es determinante. Igualmente, el tipo de interés tampoco es determinante (Figura 61).

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

Duración de deuda		Costos iniciales				€
año		179,019,120	186,802,560	194,586,000	202,369,440	210,152,880
		-8%	-4%	0%	4%	8%
14	-8%	3,109,937	-5,686,088	-14,482,112	-23,278,136	-32,074,161
14	-4%	-2,658,471	-11,705,296	-20,752,121	-29,798,946	-38,845,770
15	0%	-8,059,929	-17,341,599	-26,623,270	-35,904,941	-45,186,611
16	4%	-3,665,874	-12,756,499	-21,847,123	-30,937,748	-40,028,373
16	8%	-8,848,703	-18,164,668	-27,480,633	-36,796,599	-46,112,564

Figura 60. Análisis sensibilidad caso 2B. Fuente: RETScreen

Duración de deuda		Tasa de interés de la deuda				%
año		4.60%	4.80%	5.00%	5.20%	5.40%
		-8%	-4%	0%	4%	8%
14	-8%	-10,180,505	-12,324,443	-14,482,112	-16,653,426	-18,838,299
14	-4%	-16,137,963	-18,437,417	-20,752,121	-23,081,974	-25,426,874
15	0%	-21,698,298	-24,152,376	-26,623,270	-29,110,865	-31,615,043
16	4%	-16,898,230	-19,363,964	-21,847,123	-24,347,582	-26,865,213
16	8%	-22,220,634	-24,841,101	-27,480,633	-30,139,086	-32,816,313

Figura 61. Análisis sensibilidad caso 2B. Fuente: RETScreen

La conclusión común que se puede obtener a la luz de estos resultados es que la rentabilidad es fuertemente sensible a variaciones en los costes iniciales, que se convertirían así en un factor clave.

8.4.2. Caso 3A

El caso 3A (Cabo de Trafalgar) es el más rentable de los tres. En este caso, el análisis de sensibilidad sirve para identificar posibles situaciones desfavorables que podrían suponer un gran riesgo para la inversión. Para ello, se va a considerar en todo caso un rango de variación del $\pm 5\%$.

En este sentido, el escenario más desfavorable sería el de un aumento de los costes iniciales además de una reducción de la tarifa de exportación (Figura 62).

Tarifa de exportación de electricidad		Costos iniciales				€
€/MWh		131,969,250	135,442,125	138,915,000	142,387,875	145,860,750
		-5%	-3%	0%	3%	5%
88.37	-5%	23,571,463	19,430,096	15,288,729	11,147,362	7,005,995
90.69	-3%	30,427,605	26,286,238	22,144,871	18,003,504	13,862,137
93.02	0%	37,283,748	33,142,381	29,001,014	24,859,647	20,718,280
95.35	3%	44,139,890	39,998,523	35,857,156	31,715,789	27,574,422
97.67	5%	50,996,033	46,854,665	42,713,298	38,571,931	34,430,564

Figura 62. Análisis sensibilidad caso 3A. Fuente: RETScreen

La siguiente coyuntura más perjudicial para la inversión, sería aquella en la que tanto los costes iniciales como los de O&M aumentasen (Figura 63).

Operación y Mantenimiento		Costos iniciales				€
€		131,969,250	135,442,125	138,915,000	142,387,875	145,860,750
		-5%	-3%	0%	3%	5%
3,780,525	-5%	41,263,248	37,121,881	32,980,514	28,839,147	24,697,780
3,880,013	-3%	39,273,498	35,132,131	30,990,764	26,849,397	22,708,030
3,979,500	0%	37,283,748	33,142,381	29,001,014	24,859,647	20,718,280
4,078,988	3%	35,293,998	31,152,631	27,011,264	22,869,897	18,728,530
4,178,475	5%	33,304,248	29,162,881	25,021,514	20,880,147	16,738,780

Figura 63. Análisis sensibilidad caso 3A. Fuente: RETScreen

No obstante, en general, se puede considerar que la inversión es bastante segura.

9. CONCLUSIONES

A lo largo del presente Trabajo se ha estudiado la viabilidad de ubicar un parque eólico marino en la costa española, al mismo nivel que las instalaciones más vanguardistas que existen en la actualidad en otras geografías.

A tal efecto, primero se ha justificado el estudio describiendo la necesidad global de transición energética y reducción de las emisiones de efecto invernadero, para continuar describiendo la situación de la industria eólica marina y sus perspectivas de desarrollo. Después se han explicado los fundamentos básicos relativos al recurso eólico y a la tecnología eólica.

Llegado este punto, se ha comenzado el estudio de alternativas seleccionando un rango de instalaciones *offshore* existentes en el mundo a tomar como referencia o modelo a seguir. A partir de aquí, se ha estudiado la costa española con el ánimo de seleccionar ubicaciones aptas para el desarrollo de instalaciones como los ejemplos estudiados. Una vez hecho esto, se ha caracterizado el recurso eólico de estas zonas, se han dispuesto los aerogeneradores sobre el terreno y se ha calculado la energía que generarían los parques en tales ubicaciones. Ello se ha hecho a través de cinco iteraciones que han conformado los cinco casos alrededor de los que se estructura el estudio de alternativas.

Una vez extraídas las tres alternativas resultantes (dos en Cádiz y una en Galicia), se han estimado los ingresos y costes asociados a sendos parques y se han simulado a lo largo de la vida de los proyectos. Ello ha permitido extraer información relativa a la rentabilidad que aconseja o desaconseja la ejecución de los mismos. En concreto, se ha concluido que los parques proyectados en Cádiz (casos 1 y 3A) serían inversiones rentables. Mientras tanto, el proyecto situado en Galicia (caso 2B) sería desaconsejable, pues ni tan sólo se recuperaría la inversión dentro del tiempo de vida considerado.

En primer lugar, parece claro que los costes iniciales o de inversión son determinantes. Como ya se ha comprobado en el estudio de sensibilidad, dichos costes son críticos debido a su poder para influir en la rentabilidad del proyecto en su conjunto.

En este sentido, los costes de inversión en el caso gallego son responsables de su nula rentabilidad, a pesar de ser precisamente el que mayor energía genera. Ello es debido a la utilización de tecnología flotante, que ha costado más del doble que la cimentación terrestre utilizada en los otros dos proyectos. Este hecho concuerda con las conclusiones de los principales representantes de la industria, que marcan la reducción de costes en la tecnología flotante como un reto a abordar en el futuro. La consecución de este hito abrirá las puertas al aprovechamiento de zonas con un potencial eólico excelente, como el caso estudiado, pero que son inabordables con tecnología terrestre.

Por otro lado, los dos casos situados en Cádiz (caso 1 y caso 2B) son bastante similares. El segundo de ellos está más cercano a la costa, por lo que reduce los costes de inversión relativos

a la instalación eléctrica; sin embargo, también presenta una menor productividad, menguando la cantidad de energía eléctrica generada. Sea como sea, se demuestra que la reducción de los costes de inversión compensa a la reducción de ingresos, puesto que el caso 2B ofrece mayores beneficios que el caso 1.

En cualquier caso, independientemente del beneficio económico, se encuentra el beneficio medioambiental. Dicho aspecto está llamado a cobrar todavía más importancia durante los próximos años debido al contexto global de lucha contra el cambio climático que ya se ha descrito durante los apartados introductorios. Así, se ha podido estimar que un parque como el proyectado evita la emisión de los gases de efecto invernadero equivalentes a 87.311,8 toneladas de CO₂. Ello supone contrarrestar las emisiones de cerca de 16.000 turismos y camiones ligeros en las carreteras. Estos datos corresponden al parque menos productivo de los tres (caso 3A), y han sido calculados mediante RETScreen. Para ello se ha supuesto que dicha energía sería generada alternativamente mediante la combustión de gas natural, y se ha considerado una eficiencia de producción eléctrica del 40 % para este combustible.

En este sentido, cabe preguntarse sobre la idoneidad de emplazar un parque eólico marino en España. Como se ha destacado repetidamente a la hora de elegir los emplazamientos, la costa española no favorece la ubicación de este tipo de instalaciones. Ello es debido al rápido aumento de la profundidad con respecto a la distancia a la costa, lo que dificulta el aprovechamiento de las zonas con mayor potencial. En el mejor de los casos, se requiere tecnología flotante, lo que dispara los costes de inversión; en otras ocasiones, directamente la profundidad es inasumible por la tecnología.

Sea como sea, el país dispone de zonas con un alto potencial de producción eléctrica, mejores incluso que las seleccionadas para el estudio. Es el caso de las Islas Canarias o la costa del norte de Girona, las cuales han sido consideradas durante la selección de alternativas, pero finalmente descartadas. El motivo reside en que el estudio partía de unas condiciones de batimetría y distancia a costa muy concretas, tomadas a partir del parque modelo, el *Gwynt y Môr* de Reino Unido. Ello no significa que sean zonas a descartar; más bien pueden jugar un papel importante en el futuro, a medida que la tecnología amplíe los horizontes de la industria.

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] NACIONES UNIDAS. *World Population Prospects*. <<https://population.un.org/wpp/>> [consulta: 15 junio 2019]
- [2] NACIONES UNIDAS. *Objetivos y metas de desarrollo sostenible*. <<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>> [consulta: 15 junio 2019]
- [3] CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. *What is the Kyoto protocol?* <<https://unfccc.int/process-and-meetings/the-kyoto-protocol/what-is-the-kyoto-protocol/what-is-the-kyoto-protocol>> [consulta: 15 junio 2019]
- [4] COMISIÓN EUROPEA. *Acuerdo de París*. <https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es> [consulta: 15 junio 2019]
- [5] UNIÓN 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*. <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=ES>> [consulta: 15 junio 2019]
- [6] INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. *Plan de Energías Renovables 2011-2020*. <https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf> [consulta: 15 junio 2019]
- [7] AYUNTAMIENTO DE JAÉN. *El impacto ambiental de las distintas fuentes energéticas de generación eléctrica*. <http://www.aytojaen.es/portal/RecursosWeb/DOCUMENTOS/1/0_1150_1.pdf> [consulta: abril 2019]
- [8] GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (2019). *Global Wind Report 2018*. <<https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf>> [consulta: abril 2019]
- [9] WINDEUROPE (2019). *Offshore wind in Europe. Key trends and statistics 2018*. <<https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2018.pdf>> [consulta: abril 2019]
- [10] ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA (2019). *Anuario eólico 2019*. <<https://www.aeeolica.org/images/Publicaciones/Anuario-Elico-2019.pdf>> [consulta: abril 2019]

- [11] ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA (2018). *Evolución y perspectivas de la eólica offshore en España*. <https://www.aeelica.org/images/AEE_Opina/181001-CUADERNOS-DE-ENERGIA_Evolucion-y-perspectivas-de-la-eolica-offshore-en-Espana_JV-Marquez.pdf> [consulta: abril 2019]
- [12] COMISIÓN EUROPEA. *European Atlas of the Seas*. <https://ec.europa.eu/maritimeaffairs/atlas/maritime_atlas/> [consulta: junio 2019]
- [13] EUROPA PRESS (2013). *El aerogenerador offshore de Arinaga bate el récord de generación eléctrica*. <<https://www.europapress.es/islas-canarias/noticia-aerogenerador-offshore-arinaga-gran-canaria-bate-record-nacional-generacion-electrica-11805-mwh-20131108125048.html>> [consulta: 15 junio 2019]
- [14] CUCÓ PARDILLOS, S. (2017). *Manual de energía eólica. Desarrollo de proyectos e instalaciones*. València: Editorial UPV
- [15] GUEVARA DÍAZ, JOSÉ M. (2013). "Cuantificación del perfil del viento hasta 100 m de altura desde la superficie y su incidencia en la climatología eólica" en *Terra Nueva Etapa* volumen XXIX, Nº 46, julio-diciembre 2013, pp. 81-101. <<http://www.redalyc.org/pdf/721/72130181006.pdf>> [consulta: 25 agosto 2019]
- [16] ESPERT ALEMANY, V. (2008). *Apuntes de energía eólica*. València: Editorial UPV
- [17] ASEA BROWN BOVERI, S.A. (2012). *Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 12. Plantas eólicas*.
- [18] THE WIND POWER. *Siemens SWT-3.6-107 – Fabricantes y aerogeneradores*. <https://www.thewindpower.net/turbine_es_20_siemens_swt-3.6-107.php> [consulta: junio 2019]
- [19] FERREÑO GONZÁLEZ, S. et al. (2011). *Estudio, caracterización y comparación de tipologías de plataformas para soporte de aerogeneradores en alta mar*. <http://www.gii.udc.es/img/gii/files/Tipologias_Soportes_Aerogeneradores-Ferreno_Castro_Diaz_Fraguela.pdf> [consulta: julio 2019]
- [20] FORBES. *The world's largest offshore wind farms* <<https://www.forbes.com/sites/niallmccarthy/2018/09/07/the-worlds-largest-offshore-wind-farms-infographic/#60f605447e4e>> [consulta: 16 junio 2019]
- [21] TECHNICAL UNIVERSITY OF DENMARK. *Global Wind Atlas 2.0*. <<https://globalwindatlas.info/>> [consulta: junio 2019]
- [22] THE WIND POWER. *Gwynt y Môr (Reino Unido) – Parques eólicos*. <https://www.thewindpower.net/windfarm_es_7389_gwynt-y-mor.php> [consulta: 15 julio 2019]
- [23] 4COFFSHORE. *Gwynt y Môr*. <<https://www.4coffshore.com/windfarms/gwynt-y-m%C3%B4r-united-kingdom-uk09.html>> [consulta: 15 julio 2019]
- [24] RESEARCHGATE. *Layout of the British Gwynt y Môr OWF*. <https://www.researchgate.net/figure/Layout-of-the-British-Gwynt-y-Mor-OWF-Reproduced-from-12_fig1_305844942> [consulta: 9 mayo 2019]
- [25] GONZÁLEZ-RODRÍGUEZ, Á. (2017) *Review of offshore wind farm cost components*. Elsevier Inc.

[26] COUÑAGO LORENZO, B. *et al.* (2010) *Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español.*

[27] INVERTIR EN BOLSA. *Datos históricos del IPC en España.*
<<https://www.invertiren bolsa.info/Historico-IPC-Espana/datos-historicos-del-ipc-en-espana.html>> [consulta: 27 junio 2019]

[28] FINANCIAL MARKETING CONSULTING. *Los tipos de interés en España 2018/2019.*
<<https://atrapacredito.com/evolucion-tipos-de-interes-espana>> [consulta: 27 junio 2019]

[29] BANCO DE ESPAÑA. *Tabla tipos de interés legal.*
<https://clientebancario.bde.es/pcb/es/menu-horizontal/productoservici/relacionados/tiposinteres/guia-textual/tiposinteresrefe/Tabla_tipos_de_interes_legal.html> [consulta: 27 junio 2019]

PRESUPUESTO

CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS

Moneda: €

Código	Magnitud	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
1 CAPÍTULO 1. Justificación y contextualización del estudio					
1.1 RECOPIACIÓN Y ESTUDIO INFORMACIÓN					
1.1.01	h	Graduado GITI	13,5	12	162
1.1.02		Costes directos complementarios	0,03	162	4,86
		Coste total			166,86
1.2 REDACCIÓN TÉCNICA					
1.2.01	h	Graduado GITI	25	12	300
1.2.02		Costes directos complementarios	0,03	300	9
		Coste total			309
1.3 RECURSOS UTILIZADOS					
1.3.01	kWh	Electricidad	4,12	0,12	0,49
1.3.02		Costes directos complementarios	0,03	0,49	0,01
		Coste total			0,50
1.4 REUNIÓN TUTORIZACIÓN					
1.4.01	h	Graduado GITI	1,5	12	18
1.4.02	h	Profesor ayudante doctor UPV	4	14,62	58,48
1.4.03	h	Profesora asociada UPV	4	5,54	22,16
1.4.04		Costes directos complementarios	0,03	98,64	2,96
		Coste total			101,60

CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS

Moneda: €

Código	Magnitud	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
2 CAPÍTULO 2. Estudio de alternativas					
2.1 BÚSQUEDA DE INFORMACIÓN					
2.1.01	h	Graduado GITI	27	12	324
2.1.02		Costes directos complementarios	0,03	324	9,72
		Coste total			333,72
2.2 REDACCIÓN TÉCNICA					
2.2.01	h	Graduado GITI	70	12	840
2.2.02		Costes directos complementarios	0,03	840	25,20
		Coste total			865,20
2.3 RECURSOS UTILIZADOS					
2.3.01	kWh	Electricidad	10,28	0,12	1,23
2.3.02		Costes directos complementarios	0,03	1,23	0,04
		Coste total			1,27
2.4 REUNIONES TUTORIZACIÓN					
2.4.01	h	Graduado GITI	3	12	36
2.4.02	h	Profesor ayudante doctor UPV	8	14,62	116,96
2.4.03	h	Profesora asociada	8	5,54	44,32
2.4.04		Costes directos complementarios	0,03	197,28	5,92
		Coste total			203,20

CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS

Moneda: €

Código	Magnitud	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
3 CAPÍTULO 3. Cálculo energía generada 3 casos estudio					
3.1 RECOPIACIÓN Y TRATAMIENTO DATOS RECURSO EÓLICO					
3.1.01	h	Graduado GITI	30	12	360
3.1.02		Costes directos complementarios	0,03	360	10,80
		Coste total			370,80
3.2 CÁLCULOS EFECTUADOS					
3.2.01	h	Graduado GITI	30	12	360
3.2.02		Costes directos complementarios	0,03	360	10,80
		Coste total			370,80
3.3 REDACCIÓN TÉCNICA					
3.3.01	h	Graduado GITI	32,5	12	390
3.3.02		Costes directos complementarios	0,03	390	11,70
		Coste total			401,70
3.4 RECURSOS UTILIZADOS					
3.4.01	kWh	Electricidad	9,67	0,12	1,16
3.4.02	año	Licencia anual Office 365 personal	1	69	69
3.4.03		Costes directos complementarios	0,03	70,16	2,10
		Coste total			71,26
3.5 REUNIÓN TUTORIZACIÓN					
3.5.01	h	Graduado GITI	1,5	12	18
3.5.02	h	Profesor ayudante doctor UPV	4	14,62	58,48
3.5.03	h	Profesora asociada	4	5,54	22,16
3.5.04		Costes directos complementarios	0,03	98,64	2,96
		Coste total			101,60

CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS

Moneda: €

Código	Magnitud	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
4 CAPÍTULO 4. Estudio de viabilidad económica (tres casos estudio)					
4.1 RECOPIACIÓN Y TRATAMIENTO DATOS ECONÓMICOS					
4.1.01	h	Graduado GITI	45	12	540
4.1.02		Costes directos complementarios	0,03	540	16,20
		Coste total			556,20
4.2 CÁLCULOS EFECTUADOS RETSCREEN					
4.2.01	h	Graduado GITI	20	12	240
4.2.02		Costes directos complementarios	0,03	240	7,20
		Coste total			247,20
4.3 REDACCIÓN TÉCNICA					
4.3.01	h	Graduado GITI	50	12	600
4.3.02		Costes directos complementarios	0,03	600	18
		Coste total			618
4.4 RECURSOS UTILIZADOS					
4.4.01	kWh	Electricidad	12,34	0,12	1,48
4.4.02		Costes directos complementarios	0,03	1,48	0,04
		Coste total			1,52
4.5 REUNIONES TUTORIZACIÓN					
4.5.01	h	Graduado GITI	5	12	60
4.5.02	h	Profesor ayudante doctor UPV	13	14,62	190,06
4.5.03	h	Profesora asociada	13	5,54	72,02
4.5.04		Costes directos complementarios	0,03	322,08	9,66
		Coste total			331,74

CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS

Moneda: €

Código	Magnitud	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
5					
CAPÍTULO 5. Presupuesto					
5.1					
ELABORACIÓN PRESUPUESTO					
5.1.01	h	Graduado GITI	6	12	72
5.1.02		Costes directos complementarios	0,03	72	2,16
		Coste total			74,16
5.2					
RECURSOS UTILIZADOS					
5.2.01	kWh	Electricidad	0,62	0,12	0,07
5.2.02		Costes directos complementarios	0,03	0,07	0
		Coste total			0,07

PRESUPUESTO PARCIAL

Moneda: €

Código	Descripción	Importe	Proporción
1	CAPÍTULO 1. Justificación y contextualización del estudio		
1.1	RECOPIACIÓN Y ESTUDIO INFORMACIÓN	166,86	28,87 %
1.2	REDACCIÓN TÉCNICA	309	53,46 %
1.3	RECURSOS UTILIZADOS	0,50	0,09 %
1.4	REUNIÓN TUTORIZACIÓN	101,60	17,58 %
	Total capítulo 1	577,96	11,27 %
2	CAPÍTULO 2. Estudio de alternativas		
2.1	BÚSQUEDA DE INFORMACIÓN	333,72	23,78 %
2.2	REDACCIÓN TÉCNICA	865,20	61,65 %
2.3	RECURSOS UTILIZADOS	1,27	0,09 %
2.4	REUNIONES TUTORIZACIÓN	203,20	14,48 %
	Total capítulo 2	1403,39	27,38 %
3	CAPÍTULO 3. Cálculo energía generada 3 casos estudio		
3.1	RECOPIACIÓN Y TRATAMIENTO DATOS RECURSO EÓLICO	370,80	28,17 %
3.2	CÁLCULOS EFECTUADOS	370,80	28,17 %
3.3	REDACCIÓN TÉCNICA	401,70	30,52 %
3.4	RECURSOS UTILIZADOS	71,26	5,41 %
3.5	REUNIÓN TUTORIZACIÓN	101,60	7,72 %
	Total capítulo 3	1316,16	25,67 %
4	CAPÍTULO 4. Estudio de viabilidad económica (tres casos estudio)		
4.1	RECOPIACIÓN TRATAMIENTO DATOS ECONÓMICOS	556,20	31,70 %
4.2	CÁLCULOS EFECTUADOS RETSCREEN	247,20	14,09 %
4.3	REDACCIÓN TÉCNICA	618	35,22 %
4.4	RECURSOS UTILIZADOS	1,52	0,07 %
4.5	REUNIONES TUTORIZACIÓN	331,74	18,91 %
	Total capítulo 4	1754,66	34,23 %
5	CAPÍTULO 5. Presupuesto		
5.1	ELABORACIÓN PRESUPUESTO	74,16	99,91 %
5.2	RECURSOS UTILIZADOS	0,07	0,09 %
	Total capítulo 5	74,23	1,45 %

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN, DE CONTRATA Y DE BASE DE LICITACIÓN

Moneda: €

Código	Descripción	Cantidad	Importe
	Presupuesto de ejecución material		5126,40
	Gastos generales	12 %	615,17
	Beneficio industrial	6 %	307,58
	Presupuesto de ejecución por contrata		6049,15
	I.V.A.	21 %	1270,32
	Presupuesto base de licitación		7319,47

ANEJOS

ANEJO 1

Aerogen.	Grados decimales		Mercator Transversal Universal		
	Latitud (º)	Longitud (º)	X (m) (easting)	Y (m) (northing)	Zona
Caso 1 – Cabo de Trafalgar (Cádiz)					
1	36,1389	-6,2228	749896,89	4002927,09	29S
2	36,1293	-6,2231	749896,89	4001857,09	29S
3	36,1196	-6,2234	749896,89	4000787,09	29S
4	36,1100	-6,2238	749896,89	3999717,09	29S
5	36,1003	-6,2241	749896,89	3998647,09	29S
6	36,0907	-6,2245	749896,89	3997577,09	29S
7	36,0811	-6,2248	749896,89	3996507,09	29S
8	36,0714	-6,2251	749896,89	3995437,09	29S
9	36,1392	-6,2346	748826,89	4002927,09	29S
10	36,1295	-6,2350	748826,89	4001857,09	29S
11	36,1199	-6,2353	748826,89	4000787,09	29S
12	36,1103	-6,2357	748826,89	3999717,09	29S
13	36,1006	-6,2360	748826,89	3998647,09	29S
14	36,0910	-6,2363	748826,89	3997577,09	29S
15	36,0814	-6,2367	748826,89	3996507,09	29S
16	36,0717	-6,2370	748826,89	3995437,09	29S

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

Aerogen.	Grados decimales		Mercator Transversal Universal		
	Latitud (º)	Longitud (º)	X (m) (easting)	Y (m) (northing)	Zona
Caso 2B – Costa de A Coruña (A Coruña)					
1	43,9251	-7,8749	590321,16	4864167,18	29T
2	43,9335	-7,8814	589786,16	4865093,82	29T
3	43,9419	-7,8879	589251,16	4866020,46	29T
4	43,9503	-7,8944	588716,16	4866947,10	29T
5	43,9587	-7,9009	588181,16	4867873,74	29T
6	43,9671	-7,9074	587646,16	4868800,38	29T
7	43,9755	-7,9139	587111,16	4869727,02	29T
8	43,9839	-7,9204	586576,16	4870653,66	29T
9	43,9340	-7,8665	590980,30	4865165,50	29T
10	43,9424	-7,8730	590445,30	4866092,14	29T
11	43,9508	-7,8795	589910,30	4867018,78	29T
12	43,9592	-7,8860	589375,30	4867945,42	29T
13	43,9676	-7,8925	588840,30	4868872,06	29T
14	43,9760	-7,8990	588305,30	4869798,70	29T
15	43,9844	-7,9055	587770,30	4870725,34	29T
16	43,9928	-7,9121	587235,30	4871651,98	29T

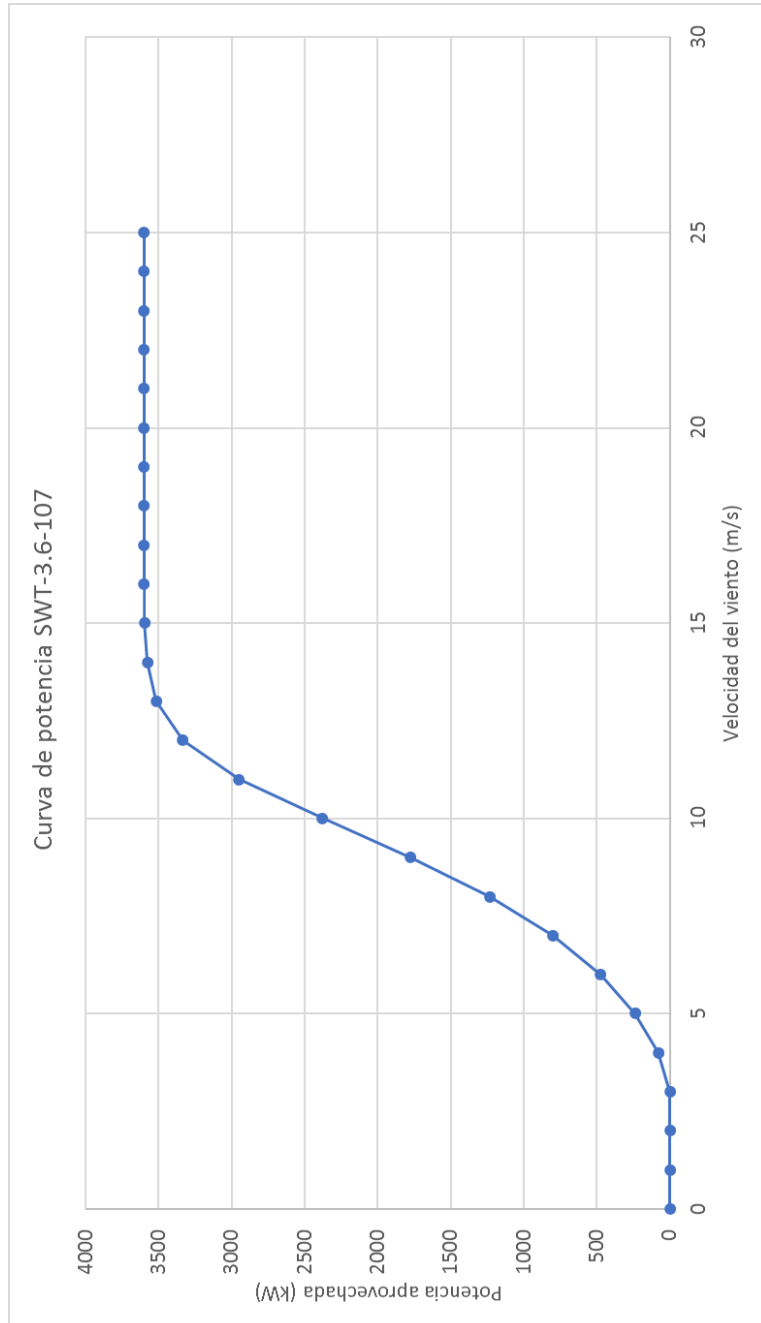
Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

Aerogen.	Grados decimales		Mercator Transversal Universal		
	Latitud (º)	Longitud (º)	X (m) (easting)	Y (m) (northing)	Zona
Caso 3A – Cabo de Trafalgar (Cádiz)					
1	36,2156	-6,1673	754636,90	4011587,26	29S
2	36,2060	-6,1677	754636,90	4010517,26	29S
3	36,1964	-6,1680	754636,90	4009447,26	29S
4	36,1867	-6,1684	754636,90	4008377,26	29S
5	36,1771	-6,1687	754636,90	4007307,26	29S
6	36,1675	-6,1691	754636,90	4006237,26	29S
7	36,1578	-6,1694	754636,90	4005167,26	29S
8	36,1482	-6,1698	754636,90	4004097,26	29S
9	36,2159	-6,1792	753566,90	4011587,26	29S
10	36,2063	-6,1796	753566,90	4010517,26	29S
11	36,1966	-6,1799	753566,90	4009447,26	29S
12	36,1870	-6,1803	753566,90	4008377,26	29S
13	36,1774	-6,1806	753566,90	4007307,26	29S
14	36,1677	-6,1810	753566,90	4006237,26	29S
15	36,1581	-6,1813	753566,90	4005167,26	29S
16	36,1485	-6,1816	753566,90	4004097,26	29S

ANEJO 2

Curva de potencia	
v (m/s)	Potencia (kW)
0	0
1	0
2	0
3	0
4	80
5	238
6	474
7	802
8	1234
9	1773
10	2379
11	2948
12	3334
13	3515
14	3577
15	3594
16	3599
17	3600
18	3600
19	3600
20	3600
21	3600
22	3600
23	3600
24	3600
25	3600

Siemens SWT-3.6-107



ANEJO 3

A continuación, se presentan los cálculos de la energía de forma detallada.

El cálculo se divide en 12 sectores, correspondientes a 12 sectores de 30º en que queda dividida la rosa de los vientos, empezando desde la dirección norte (0º) y avanzando en sentido horario.

Los datos eólicos son los siguientes:

- **A (S_i) y k (S_i).** Son los factores A (en m/s) y k de Weibull. Son únicos para cada aerogenerador y, a su vez, para cada sector del 1 al 12.
- **Frec (S_i).** Es la frecuencia de ocurrencia de cada uno de los 12 sectores (en %).

Los parámetros calculados son los siguientes:

- **Energía total bruta del sector i-ésimo, E_{tb} (S_i).** Es el sumatorio, para cada velocidad i-ésima del viento, del producto formado por la probabilidad de ocurrencia del viento para dicha velocidad i-ésima, la potencia generada según curva de potencia, y las horas que tiene un año. Se expresa en MWh. Analíticamente:

$$E_{tb}(S_i) = \sum_{v_0}^{v_n} Prob(v_i, S_i) \cdot Pot_{curva}(v_i) \cdot 8760 h \quad (8)$$

Siendo $prob(v_i, S_i)$ la probabilidad de ocurrencia de la velocidad i-ésima v_i , la cual se extrae a partir de la Weibull del sector i-ésimo en cuestión S_i , mediante A y k.

- **Energía total bruta ponderada del sector i-ésimo, E_{tbp} (S_i).** Es el producto de multiplicar la energía total bruta del sector, por la frecuencia de ocurrencia de dicho sector i-ésimo. Se expresa en MWh. Analíticamente:

$$E_{tbp}(S_i) = E_{tb}(S_i) \cdot frec(S_i) \quad (9)$$

- **Energía bruta aerogenerador, E_b (A_i).** Es la suma de todas las energías totales brutas ponderadas de cada uno de los doce sectores de cada aerogenerador. Se expresa en MWh. Analíticamente:

$$E_b(A_i) = \sum_{S_1}^{S_{12}} E_{tbp}(S_i) \quad (10)$$

- **Energía bruta parque, E_b (Parque i).** Es la suma de la energía bruta de aerogenerador para los 16 aerogeneradores de un parque. Se expresa en MWh. Analíticamente.

$$E_b(Parque i) = \sum_{A_1}^{A_{16}} E_b(A_i) \quad (11)$$

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

- **Energía neta parque, E_n (Parque i).** Es el resultado de multiplicar la energía bruta de parque por el rendimiento 0,85, que contempla las pérdidas aerodinámicas por efecto sombra. Se expresa en MWh.

El formato en el que se presentan los resultados numéricos intermedios y finales es el siguiente:

Parámetro	Dato S1	Dato S2	Dato S3	Dato S4	Dato S5	Dato S6
	Dato S7	Dato S8	Dato S9	Dato S10	Dato S11	Dato S12

A continuación, se exponen los datos con su valor numérico:

Parque caso 1 (Cabo de Trafalgar, Cádiz)						
Aerogenerador 1						
A (S _i)	6,82	6,89	5,53	12,89	13,8	6,43
	7,4	9,05	8,93	7,42	7,15	7,19
k (S _i)	2,533	2,115	2,115	2,58	2,9	2,072
	1,967	2,174	1,975	1,74	2,42	2,674
Frec (S _i)	9	4	3	25	11	1
	2	4	6	10	13	12
E _{tb} (S _i)	6635,715	7296,931	3980,831	21059,950	23176,462	6185,895
	8775,319	12777,273	12431,265	9072,673	7650,198	7541,498
E _{tbp} (S _i)	597,214	291,877	119,425	5264,988	2549,411	61,859
	175,506	511,091	745,876	907,267	994,526	904,980
E _b	13124,020					
Aerogenerador 2						
A (S _i)	6,82	6,89	5,53	12,89	13,8	6,43
	7,4	9,05	8,93	7,42	7,15	7,19
k (S _i)	2,533	2,115	2,115	2,58	2,9	2,072
	1,967	2,174	1,975	1,74	2,42	2,674
Frec (S _i)	9	4	3	25	11	1
	2	4	6	10	13	12
E _{tb} (S _i)	6635,715	7296,931	3980,831	21059,950	23176,462	6185,895
	8775,319	12777,273	12431,265	9072,673	7650,198	7541,498
E _{tbp} (S _i)	597,214	291,877	119,425	5264,988	2549,411	61,859
	175,506	511,091	745,876	907,267	994,526	904,980
E _b	13124,020					
Aerogenerador 3						
A (S _i)	6,89	6,63	5,61	14,2	13,19	6,07
	7,61	8,96	8,79	7,43	7,13	7,19
k (S _i)	2,58	1,959	2,107	2,756	2,771	2,139
	2,01	2,092	1,896	1,729	2,42	2,701
Frec (S _i)	8	4	3	26	10	1
	2	4	6	10	13	12
E _{tb} (S _i)	6782,179	6860,497	4170,832	23235,092	22006,564	5195,742
	9259,187	12537,124	12096,897	9107,673	7595,175	7520,436
E _{tbp} (S _i)	542,574	274,420	125,125	6041,124	2200,656	51,957
	185,184	501,485	725,814	910,767	987,373	902,452
E _b	13448,932					
Aerogenerador 4						
A (S _i)	6,89	6,63	5,61	14,2	13,19	6,07
	7,61	8,96	8,79	7,43	7,13	7,19
k (S _i)	2,58	1,959	2,107	2,756	2,771	2,139
	2,01	2,092	1,896	1,729	2,42	2,701
Frec (S _i)	8	4	3	26	10	1
	2	4	7	10	13	12
E _{tb} (S _i)	6782,179	6860,497	4170,832	23235,092	22006,564	5195,742
	9259,187	12537,124	12096,897	9107,673	7595,175	7520,436
E _{tbp} (S _i)	542,574	274,420	125,125	6041,124	2200,656	51,957
	185,184	501,485	846,783	910,767	987,373	902,452
E _b	13569,901					
Aerogenerador 5						
A (S _i)	6,89	6,63	5,61	14,2	13,19	6,07
	7,61	8,96	8,79	7,43	7,13	7,19
k (S _i)	2,58	1,959	2,107	2,756	2,771	2,139

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

	2,01	2,092	1,896	1,729	2,42	2,701
Frec (S_i)	8	4	3	26	10	1
	2	4	7	10	13	12
E_{tb} (S_i)	6782,179	6860,497	4170,832	23235,092	22006,564	5195,742
	9259,187	12537,124	12096,897	9107,673	7595,175	7520,436
E_{tbp} (S_i)	542,574	274,420	125,125	6041,124	2200,656	51,957
	185,184	501,485	846,783	910,767	987,373	902,452
E_b	13569,901					
Aerogenerador 6						
A (S_i)	6,89	6,63	5,61	14,2	13,19	6,07
	7,61	8,96	8,79	7,43	7,13	7,19
k (S_i)	2,58	1,959	2,107	2,756	2,771	2,139
	2,01	2,092	1,896	1,729	2,42	2,701
Frec (S_i)	8	4	3	27	9	1
	2	4	7	10	13	12
E_{tb} (S_i)	6782,179	6860,497	4170,832	23235,092	22006,564	5195,742
	9259,187	12537,124	12096,897	9107,673	7595,175	7520,436
E_{tbp} (S_i)	542,574	274,420	125,125	6273,475	1980,591	51,957
	185,184	501,485	846,783	910,767	987,373	902,452
E_b	13582,186					
Aerogenerador 7						
A (S_i)	6,89	6,63	5,61	14,2	13,19	6,07
	7,61	8,96	8,79	7,43	7,13	7,19
k (S_i)	2,58	1,959	2,107	2,756	2,771	2,139
	2,01	2,092	1,896	1,729	2,42	2,701
Frec (S_i)	8	4	3	27	9	1
	2	4	7	10	13	12
E_{tb} (S_i)	6782,179	6860,497	4170,832	23235,092	22006,564	5195,742
	9259,187	12537,124	12096,897	9107,673	7595,175	7520,436
E_{tbp} (S_i)	542,574	274,420	125,125	6273,475	1980,591	51,957
	185,184	501,485	846,783	910,767	987,373	902,452
E_b	13582,186					
Aerogenerador 8						
A (S_i)	6,89	6,63	5,61	14,2	13,19	6,07
	7,61	8,96	8,79	7,43	7,13	7,19
k (S_i)	2,58	1,959	2,107	2,756	2,771	2,139
	2,01	2,092	1,896	1,729	2,42	2,701
Frec (S_i)	8	4	3	27	9	1
	2	4	7	10	13	12
E_{tb} (S_i)	6782,179	6860,497	4170,832	23235,092	22006,564	5195,742
	9259,187	12537,124	12096,897	9107,673	7595,175	7520,436
E_{tbp} (S_i)	542,574	274,420	125,125	6273,475	1980,591	51,957
	185,184	501,485	846,783	910,767	987,373	902,452
E_b	13582,186					
Aerogenerador 9						
A (S_i)	6,82	6,89	5,53	12,89	13,8	6,43
	7,4	9,05	8,93	7,42	7,15	7,19
k (S_i)	2,533	2,115	2,115	2,58	2,9	2,072
	1,967	2,174	1,975	1,74	2,42	2,674
Frec (S_i)	9	4	3	25	11	1
	2	4	6	10	13	12
E_{tb} (S_i)	6635,715	7296,931	3980,831	21059,950	23176,462	6185,895
	8775,319	12777,273	12431,265	9072,673	7650,198	7541,498
E_{tbp} (S_i)	597,214	291,877	119,425	5264,988	2549,411	61,859
	175,506	511,091	745,876	907,267	994,526	904,980
E_b	13124,020					
Aerogenerador 10						
A (S_i)	6,82	6,89	5,53	12,89	13,8	6,43
	7,4	9,05	8,93	7,42	7,15	7,19
k (S_i)	2,533	2,115	2,115	2,58	2,9	2,072
	1,967	2,174	1,975	1,74	2,42	2,674
Frec (S_i)	9	4	3	25	11	1
	2	4	6	10	13	12
E_{tb} (S_i)	6635,715	7296,931	3980,831	21059,950	23176,462	6185,895
	8775,319	12777,273	12431,265	9072,673	7650,198	7541,498
E_{tbp} (S_i)	597,214	291,877	119,425	5264,988	2549,411	61,859
	175,506	511,091	745,876	907,267	994,526	904,980
E_b	13124,020					

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

Aerogenerador 11						
A (S _i)	6,89	6,63	5,61	14,2	13,19	6,07
	7,61	8,96	8,79	7,43	7,13	7,19
k (S _i)	2,58	1,959	2,107	2,756	2,771	2,139
	2,01	2,092	1,896	1,729	2,42	2,701
Frec (S _i)	8	4	3	26	10	1
	2	4	6	10	13	12
E _{tb} (S _i)	6782,179	6860,497	4170,832	23235,092	22006,564	5195,742
	9259,187	12537,124	12096,897	9107,673	7595,175	7520,436
E _{tbp} (S _i)	542,574	274,420	125,125	6041,124	2200,656	51,957
	185,184	501,485	725,814	910,767	987,373	902,452
E _b	13448,932					
Aerogenerador 12						
A (S _i)	6,89	6,63	5,61	14,2	13,19	6,07
	7,61	8,96	8,79	7,43	7,13	7,19
k (S _i)	2,58	1,959	2,107	2,756	2,771	2,139
	2,01	2,092	1,896	1,729	2,42	2,701
Frec (S _i)	8	4	3	26	10	1
	2	4	7	10	13	12
E _{tb} (S _i)	6782,179	6860,497	4170,832	23235,092	22006,564	5195,742
	9259,187	12537,124	12096,897	9107,673	7595,175	7520,436
E _{tbp} (S _i)	542,574	274,420	125,125	6041,124	2200,656	51,957
	185,184	501,485	846,783	910,767	987,373	902,452
E _b	13569,901					
Aerogenerador 13						
A (S _i)	6,89	6,63	5,61	14,2	13,19	6,07
	7,61	8,96	8,79	7,43	7,13	7,19
k (S _i)	2,58	1,959	2,107	2,756	2,771	2,139
	2,01	2,092	1,896	1,729	2,42	2,701
Frec (S _i)	8	4	3	26	10	1
	2	4	7	10	13	12
E _{tb} (S _i)	6782,179	6860,497	4170,832	23235,092	22006,564	5195,742
	9259,187	12537,124	12096,897	9107,673	7595,175	7520,436
E _{tbp} (S _i)	542,574	274,420	125,125	6041,124	2200,656	51,957
	185,184	501,485	846,783	910,767	987,373	902,452
E _b	13569,901					
Aerogenerador 14						
A (S _i)	6,89	6,63	5,61	14,2	13,19	6,07
	7,61	8,96	8,79	7,43	7,13	7,19
k (S _i)	2,58	1,959	2,107	2,756	2,771	2,139
	2,01	2,092	1,896	1,729	2,42	2,701
Frec (S _i)	8	4	3	27	9	1
	2	4	7	10	13	12
E _{tb} (S _i)	6782,179	6860,497	4170,832	23235,092	22006,564	5195,742
	9259,187	12537,124	12096,897	9107,673	7595,175	7520,436
E _{tbp} (S _i)	542,574	274,420	125,125	6273,475	1980,591	51,957
	185,184	501,485	846,783	910,767	987,373	902,452
E _b	13582,186					
Aerogenerador 15						
A (S _i)	6,89	6,63	5,61	14,2	13,19	6,07
	7,61	8,96	8,79	7,43	7,13	7,19
k (S _i)	2,58	1,959	2,107	2,756	2,771	2,139
	2,01	2,092	1,896	1,729	2,42	2,701
Frec (S _i)	8	4	3	27	9	1
	2	4	7	10	13	12
E _{tb} (S _i)	6782,179	6860,497	4170,832	23235,092	22006,564	5195,742
	9259,187	12537,124	12096,897	9107,673	7595,175	7520,436
E _{tbp} (S _i)	542,574	274,420	125,125	6273,475	1980,591	51,957
	185,184	501,485	846,783	910,767	987,373	902,452
E _b	13582,186					
Aerogenerador 16						
A (S _i)	6,89	6,63	5,61	14,2	13,19	6,07
	7,61	8,96	8,79	7,43	7,13	7,19
k (S _i)	2,58	1,959	2,107	2,756	2,771	2,139
	2,01	2,092	1,896	1,729	2,42	2,701
Frec (S _i)	8	4	3	27	9	1
	2	4	7	10	13	12
E _{tb} (S _i)	6782,179	6860,497	4170,832	23235,092	22006,564	5195,742

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

	9259,187	12537,124	12096,897	9107,673	7595,175	7520,436
E_{tb} (Si)	542,574	274,420	125,125	6273,475	1980,591	51,957
	185,184	501,485	846,783	910,767	987,373	902,452
E_b	13582,186					
Energía bruta parque caso 1	215166,664	Energía neta parque caso 1		182891,664		

Parque caso 2B (Costa de A Coruña, A Coruña)						
Aerogenerador 1						
A (Si)	6,27	6,19	8,95	10,75	7,72	5,32
	5,56	13,36	13,32	9,44	7,29	5,97
k (Si)	1,896	1,861	2,646	2,971	2,197	1,85
	1,834	2,498	2,291	1,967	1,791	1,85
$Frec$ (Si)	4	6	13	18	4	1
	2	11	19	12	6	4
E_{tb} (Si)	6084,064	5956,144	12637,569	17654,379	9390,589	3985,266
	4545,765	21444,063	20661,434	13533,519	8710,366	5455,801
E_{tbp} (Si)	243,363	357,369	1642,884	3177,788	375,624	39,853
	90,915	2358,847	3925,673	1624,022	522,622	218,232
E_b	14577,191					
Aerogenerador 2						
A (Si)	6,35	6,35	9,24	11,03	7,82	5,37
	6,03	13,54	13,19	9,14	7,37	5,97
k (Si)	1,893	1,9	2,721	3,061	2,225	1,92
	1,971	2,471	2,248	1,9	1,807	1,818
$Frec$ (Si)	4	6	13	18	4	1
	2	11	19	12	6	4
E_{tb} (Si)	6283,065	6270,696	13467,930	18449,671	9635,954	3958,722
	5373,221	21566,436	20351,928	12851,137	8880,361	5519,395
E_{tbp} (Si)	251,323	376,242	1750,831	3320,941	385,438	39,587
	107,464	2372,308	3866,866	1542,136	532,822	220,776
E_b	14766,734					
Aerogenerador 3						
A (Si)	6,35	6,35	9,24	11,03	7,82	5,37
	6,03	13,54	13,19	9,14	7,37	5,97
k (Si)	1,893	1,9	2,721	3,061	2,225	1,92
	1,971	2,471	2,248	1,9	1,807	1,818
$Frec$ (Si)	4	6	13	17	4	1
	2	11	19	12	6	4
E_{tb} (Si)	6283,065	6270,696	13467,930	18449,671	9635,954	3958,722
	5373,221	21566,436	20351,928	12851,137	8880,361	5519,395
E_{tbp} (Si)	251,323	376,242	1750,831	3136,444	385,438	39,587
	107,464	2372,308	3866,866	1542,136	532,822	220,776
E_b	14582,237					
Aerogenerador 4						
A (Si)	6,35	6,35	9,24	11,03	7,82	5,37
	6,03	13,54	13,19	9,14	7,37	5,97
k (Si)	1,893	1,9	2,721	3,061	2,225	1,92
	1,971	2,471	2,248	1,9	1,807	1,818
$Frec$ (Si)	4	6	13	17	4	1
	2	11	19	12	6	4
E_{tb} (Si)	6283,065	6270,696	13467,930	18449,671	9635,954	3958,722
	5373,221	21566,436	20351,928	12851,137	8880,361	5519,395
E_{tbp} (Si)	251,323	376,242	1750,831	3136,444	385,438	39,587
	107,464	2372,308	3866,866	1542,136	532,822	220,776
E_b	14582,237					
Aerogenerador 5						
A (Si)	6,64	6,52	9,28	10,79	8,13	5,94
	6,49	13,84	13,41	9,19	7,61	6,3
k (Si)	2,029	1,912	2,779	2,959	2,225	1,975
	2,08	2,498	2,307	1,869	1,85	1,857
$Frec$ (Si)	4	6	13	17	4	2
	2	10	19	12	6	4
E_{tb} (Si)	6778,479	6665,025	13602,554	17736,262	10454,755	5152,343
	6324,405	21990,218	20820,496	12933,285	9404,792	6227,322
E_{tbp} (Si)	271,139	399,902	1768,332	3015,164	418,190	103,047
	126,488	2199,022	3955,894	1551,994	564,287	249,093

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

E_b	14622,553					
Aerogenerador 6						
A (S_i)	6,64	6,52	9,28	10,79	8,13	5,94
	6,49	13,84	13,41	9,19	7,61	6,3
k (S_i)	2,029	1,912	2,779	2,959	2,225	1,975
	2,08	2,498	2,307	1,869	1,85	1,857
Frec (S_i)	4	6	13	17	4	2
	2	11	19	12	6	4
E_{tb} (S_i)	6778,479	6665,025	13602,554	17736,262	10454,755	5152,343
	6324,405	21990,218	20820,496	12933,285	9404,792	6227,322
E_{tbp} (S_i)	271,139	399,902	1768,332	3015,164	418,190	103,047
	126,488	2418,924	3955,894	1551,994	564,287	249,093
E_b	14842,45526					
Aerogenerador 7						
A (S_i)	6,64	6,52	9,28	10,79	8,13	5,94
	6,49	13,84	13,41	9,19	7,61	6,3
k (S_i)	2,029	1,912	2,779	2,959	2,225	1,975
	2,08	2,498	2,307	1,869	1,85	1,857
Frec (S_i)	4	6	13	17	4	2
	2	10	19	12	6	4
E_{tb} (S_i)	6778,479	6665,025	13602,554	17736,262	10454,755	5152,343
	6324,405	21990,218	20820,496	12933,285	9404,792	6227,322
E_{tbp} (S_i)	271,139	399,902	1768,332	3015,164	418,190	103,047
	126,488	2199,022	3955,894	1551,994	564,287	249,093
E_b	14622,553					
Aerogenerador 8						
A (S_i)	6,64	6,52	9,28	10,79	8,13	5,94
	6,49	13,84	13,41	9,19	7,61	6,3
k (S_i)	2,029	1,912	2,779	2,959	2,225	1,975
	2,08	2,498	2,307	1,869	1,85	1,857
Frec (S_i)	4	6	13	17	4	2
	2	11	19	12	6	4
E_{tb} (S_i)	6778,479	6665,025	13602,554	17736,262	10454,755	5152,343
	6324,405	21990,218	20820,496	12933,285	9404,792	6227,322
E_{tbp} (S_i)	271,139	399,902	1768,332	3015,164	418,190	103,047
	126,488	2418,924	3955,894	1551,994	564,287	249,093
E_b	14842,45526					
Aerogenerador 9						
A (S_i)	6,27	6,19	8,95	10,75	7,72	5,32
	5,56	13,36	13,32	9,44	7,29	5,97
k (S_i)	1,896	1,861	2,646	2,971	2,197	1,85
	1,834	2,498	2,291	1,967	1,791	1,85
Frec (S_i)	4	6	13	18	4	1
	2	10	19	12	6	4
E_{tb} (S_i)	6084,064	5956,144	12637,569	17654,379	9390,589	3985,266
	4545,765	21444,063	20661,434	13533,519	8710,366	5455,801
E_{tbp} (S_i)	243,363	357,369	1642,884	3177,788	375,624	39,853
	90,915	2144,406	3925,673	1624,022	522,622	218,232
E_b	14362,750					
Aerogenerador 10						
A (S_i)	6,27	6,19	8,95	10,75	7,72	5,32
	5,56	13,36	13,32	9,44	7,29	5,97
k (S_i)	1,896	1,861	2,646	2,971	2,197	1,85
	1,834	2,498	2,291	1,967	1,791	1,85
Frec (S_i)	4	6	13	17	4	1
	2	10	19	12	6	4
E_{tb} (S_i)	6084,064	5956,144	12637,569	17654,379	9390,589	3985,266
	4545,765	21444,063	20661,434	13533,519	8710,366	5455,801
E_{tbp} (S_i)	243,363	357,369	1642,884	3001,244	375,624	39,853
	90,915	2144,406	3925,673	1624,022	522,622	218,232
E_b	14186,206					
Aerogenerador 11						
A (S_i)	6,35	6,35	9,24	11,03	7,82	5,37
	6,03	13,54	13,19	9,14	7,37	5,97
k (S_i)	1,893	1,9	2,721	3,061	2,225	1,92
	1,971	2,471	2,248	1,9	1,807	1,818
Frec (S_i)	4	6	13	17	4	1
	2	10	19	12	6	4

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

E _{tb} (S _i)	6283,065	6270,696	13467,930	18449,671	9635,954	3958,722
	5373,221	21566,436	20351,928	12851,137	8880,361	5519,395
E _{tbp} (S _i)	251,323	376,242	1750,831	3136,444	385,438	39,587
	107,464	2156,644	3866,866	1542,136	532,822	220,776
E _b	14366,573					
Aerogenerador 12						
A (S _i)	6,64	6,52	9,28	10,79	8,13	5,94
	6,49	13,84	13,41	9,19	7,61	6,3
k (S _i)	2,029	1,912	2,779	2,959	2,225	1,975
	2,08	2,498	2,307	1,869	1,85	1,857
Frec (S _i)	4	6	13	17	4	2
	2	10	19	12	6	4
E _{tb} (S _i)	6778,479	6665,025	13602,554	17736,262	10454,755	5152,343
	6324,405	21990,218	20820,496	12933,285	9404,792	6227,322
E _{tbp} (S _i)	271,139	399,902	1768,332	3015,164	418,190	103,047
	126,488	2199,022	3955,894	1551,994	564,287	249,093
E _b	14622,553					
Aerogenerador 13						
A (S _i)	6,64	6,52	9,28	10,79	8,13	5,94
	6,49	13,84	13,41	9,19	7,61	6,3
k (S _i)	2,029	1,912	2,779	2,959	2,225	1,975
	2,08	2,498	2,307	1,869	1,85	1,857
Frec (S _i)	4	6	13	17	4	2
	2	10	19	12	6	4
E _{tb} (S _i)	6778,479	6665,025	13602,554	17736,262	10454,755	5152,343
	6324,405	21990,218	20820,496	12933,285	9404,792	6227,322
E _{tbp} (S _i)	271,139	399,902	1768,332	3015,164	418,190	103,047
	126,488	2199,022	3955,894	1551,994	564,287	249,093
E _b	14622,553					
Aerogenerador 14						
A (S _i)	6,64	6,52	9,28	10,79	8,13	5,94
	6,49	13,84	13,41	9,19	7,61	6,3
k (S _i)	2,029	1,912	2,779	2,959	2,225	1,975
	2,08	2,498	2,307	1,869	1,85	1,857
Frec (S _i)	4	6	13	17	4	2
	2	10	19	12	6	4
E _{tb} (S _i)	6778,479	6665,025	13602,554	17736,262	10454,755	5152,343
	6324,405	21990,218	20820,496	12933,285	9404,792	6227,322
E _{tbp} (S _i)	271,139	399,902	1768,332	3015,164	418,190	103,047
	126,488	2199,022	3955,894	1551,994	564,287	249,093
E _b	14622,553					
Aerogenerador 15						
A (S _i)	6,64	6,52	9,28	10,79	8,13	5,94
	6,49	13,84	13,41	9,19	7,61	6,3
k (S _i)	2,029	1,912	2,779	2,959	2,225	1,975
	2,08	2,498	2,307	1,869	1,85	1,857
Frec (S _i)	4	6	13	17	4	2
	2	10	19	12	6	4
E _{tb} (S _i)	6778,479	6665,025	13602,554	17736,262	10454,755	5152,343
	6324,405	21990,218	20820,496	12933,285	9404,792	6227,322
E _{tbp} (S _i)	271,139	399,902	1768,332	3015,164	418,190	103,047
	126,488	2199,022	3955,894	1551,994	564,287	249,093
E _b	14622,553					
Aerogenerador 16						
A (S _i)	6,64	6,52	9,28	10,79	8,13	5,94
	6,49	13,84	13,41	9,19	7,61	6,3
k (S _i)	2,029	1,912	2,779	2,959	2,225	1,975
	2,08	2,498	2,307	1,869	1,85	1,857
Frec (S _i)	4	6	13	17	4	2
	2	10	19	12	6	4
E _{tb} (S _i)	6778,479	6665,025	13602,554	17736,262	10454,755	5152,343
	6324,405	21990,218	20820,496	12933,285	9404,792	6227,322
E _{tbp} (S _i)	271,139	399,902	1768,332	3015,164	418,190	103,047
	126,488	2199,022	3955,894	1551,994	564,287	249,093
E _b	14622,553					
Energía bruta parque caso 2B		233466,711	Energía neta parque caso 2B		198446,704	

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

Parque caso 3A (Cabo de Trafalgar, Cádiz)						
Aerogenerador 1						
A (S _i)	6,93	7,59	5,69	11,51	13,66	5,94
	6,96	8,53	8,65	7,43	7,14	6,98
k (S _i)	2,697	2,564	2,146	2,557	2,822	1,838
	1,783	2,154	1,963	1,756	2,439	2,584
Frec (S _i)	9	4	4	26	13	2
	2	3	6	10	12	10
E _{tb} (S _i)	6789,521	8768,878	4292,222	18660,913	22787,732	5409,182
	7939,087	11499,556	11793,336	9078,065	7604,577	7027,014
E _{tbp} (S _i)	611,057	350,755	171,689	4851,837	2962,405	108,184
	158,782	344,987	707,600	907,806	912,549	702,701
E _b	12790,353					
Aerogenerador 2						
A (S _i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1
k (S _i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S _i)	9	4	4	26	13	2
	2	3	6	10	12	11
E _{tb} (S _i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E _{tbp} (S _i)	602,652	288,208	156,117	5402,672	2792,698	111,049
	176,713	366,434	742,108	916,012	945,222	807,599
E _b	13307,483					
Aerogenerador 3						
A (S _i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1
k (S _i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S _i)	9	4	4	26	13	2
	2	3	6	10	12	11
E _{tb} (S _i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E _{tbp} (S _i)	602,652	288,208	156,117	5402,672	2792,698	111,049
	176,713	366,434	742,108	916,012	945,222	807,599
E _b	13307,483					
Aerogenerador 4						
A (S _i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1
k (S _i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S _i)	9	4	4	26	12	2
	2	3	6	10	12	11
E _{tb} (S _i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E _{tbp} (S _i)	602,652	288,208	156,117	5402,672	2577,875	111,049
	176,713	366,434	742,108	916,012	945,222	807,599
E _b	13092,660					
Aerogenerador 5						
A (S _i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1
k (S _i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S _i)	9	4	4	26	12	2
	2	3	6	10	12	11
E _{tb} (S _i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E _{tbp} (S _i)	602,652	288,208	156,117	5402,672	2577,875	111,049
	176,713	366,434	742,108	916,012	945,222	807,599
E _b	13092,660					
Aerogenerador 6						
A (S _i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1
k (S _i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S _i)	9	4	4	26	12	2
	2	3	6	10	13	11

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

E _{tb} (S _i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E _{tbp} (S _i)	602,652	288,208	156,117	5402,672	2577,875	111,049
	176,713	366,434	742,108	916,012	1023,990	807,599
E _b	13171,429					
Aerogenerador 7						
A (S _i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1
k (S _i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S _i)	9	4	4	26	11	1
	2	3	6	10	13	11
E _{tb} (S _i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E _{tbp} (S _i)	602,652	288,208	156,117	5402,672	2363,052	55,525
	176,713	366,434	742,108	916,012	1023,990	807,599
E _b	12901,081					
Aerogenerador 8						
A (S _i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1
k (S _i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S _i)	9	4	4	26	11	1
	2	3	6	10	13	11
E _{tb} (S _i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E _{tbp} (S _i)	602,652	288,208	156,117	5402,672	2363,052	55,525
	176,713	366,434	742,108	916,012	1023,990	807,599
E _b	12901,081					
Aerogenerador 9						
A (S _i)	6,93	7,59	5,69	11,51	13,66	5,94
	6,96	8,53	8,65	7,43	7,14	6,98
k (S _i)	2,697	2,564	2,146	2,557	2,822	1,838
	1,783	2,154	1,963	1,756	2,439	2,584
Frec (S _i)	9	4	4	25	13	2
	2	3	6	10	12	11
E _{tb} (S _i)	6789,521	8768,878	4292,222	18660,913	22787,732	5409,182
	7939,087	11499,556	11793,336	9078,065	7604,577	7027,014
E _{tbp} (S _i)	611,057	350,755	171,689	4665,228	2962,405	108,184
	158,782	344,987	707,600	907,806	912,549	772,972
E _b	12674,014					
Aerogenerador 10						
A (S _i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1
k (S _i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S _i)	9	4	4	25	13	2
	2	3	6	10	12	11
E _{tb} (S _i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E _{tbp} (S _i)	602,652	288,208	156,117	5194,877	2792,698	111,049
	176,713	366,434	742,108	916,012	945,222	807,599
E _b	13099,688					
Aerogenerador 11						
A (S _i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1
k (S _i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S _i)	9	4	4	25	13	2
	2	3	6	10	12	11
E _{tb} (S _i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E _{tbp} (S _i)	602,652	288,208	156,117	5194,877	2792,698	111,049
	176,713	366,434	742,108	916,012	945,222	807,599
E _b	13099,688					
Aerogenerador 12						
A (S _i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

k (S_i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S_i)	9	4	4	25	12	2
	2	3	6	10	12	11
E_{tb} (S_i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E_{tbp} (S_i)	602,652	288,208	156,117	5194,877	2577,875	111,049
	176,713	366,434	742,108	916,012	945,222	807,599
E_b	12884,865					
Aerogenerador 13						
A (S_i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1
k (S_i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S_i)	9	4	4	25	12	2
	2	3	6	10	13	11
E_{tb} (S_i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E_{tbp} (S_i)	602,652	288,208	156,117	5194,877	2577,875	111,049
	176,713	366,434	742,108	916,012	1023,990	807,599
E_b	12963,634					
Aerogenerador 14						
A (S_i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1
k (S_i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S_i)	9	4	4	25	12	2
	2	3	6	10	13	11
E_{tb} (S_i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E_{tbp} (S_i)	602,652	288,208	156,117	5194,877	2577,875	111,049
	176,713	366,434	742,108	916,012	1023,990	807,599
E_b	12963,634					
Aerogenerador 15						
A (S_i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1
k (S_i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S_i)	9	4	4	26	11	1
	2	3	6	10	13	11
E_{tb} (S_i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E_{tbp} (S_i)	602,652	288,208	156,117	5402,672	2363,052	55,525
	176,713	366,434	742,108	916,012	1023,990	807,599
E_b	12901,081					
Aerogenerador 16						
A (S_i)	6,86	6,87	5,5	12,78	13,07	6,14
	7,39	8,82	8,9	7,46	7,25	7,1
k (S_i)	2,584	2,146	2,123	2,537	2,639	2,021
	1,889	2,146	1,99	1,744	2,475	2,607
Frec (S_i)	9	4	4	26	11	1
	2	3	6	10	13	11
E_{tb} (S_i)	6696,129	7205,212	3902,933	20779,508	21482,292	5552,458
	8835,649	12214,456	12368,462	9160,116	7876,849	7341,806
E_{tbp} (S_i)	602,652	288,208	156,117	5402,672	2363,052	55,525
	176,713	366,434	742,108	916,012	1023,990	807,599
E_b	12901,081					
Energía bruta parque caso 3A	208051,914		Energía neta parque caso 3A		176844,127	

ANEJO 4

Flujos de caja – Caso 1 (Cabo de Trafalgar, Cádiz)		
Año	Resultado año (€)	Acumulado (€)
0	-36.274.875	-36.274.875
1	2.121.967	-34.152.908
2	2.046.545	-32.106.363
3	1.969.766	-30.136.597
4	1.891.605	-28.244.992
5	1.812.037	-26.432.955
6	1.731.037	-24.701.918
7	1.648.578	-23.053.340
8	1.564.636	-21.488.704
9	1.479.182	-20.009.522
10	1.392.190	-18.617.332
11	1.303.633	-17.313.699
12	1.213.481	-16.100.218
13	1.121.707	-14.978.511
14	1.028.281	-13.950.230
15	933.173	-13.017.058
16	11.320.766	-1.696.292
17	11.222.203	9.525.912
18	11.121.867	20.647.779
19	11.019.724	31.667.503
20	10.915.742	42.583.245

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

Flujos de caja – Caso 2B (Costa de A Coruña)		
Año	Resultado año (€)	Acumulado (€)
0	-48.646.500	-48.646.500
1	-926.043	-49.572.543
2	-1.008.006	-50.580.549
3	-1.091.445	-51.671.994
4	-1.176.385	-52.848.379
5	-1.262.855	-54.111.233
6	-1.350.880	-55.462.114
7	-1.440.491	-56.902.604
8	-1.531.714	-58.434.318
9	-1.624.579	-60.058.898
10	-1.719.116	-61.778.014
11	-1.815.355	-63.593.369
12	-1.913.326	-65.506.695
13	-2.013.060	-67.519.755
14	-2.114.590	-69.634.345
15	-2.217.947	-71.852.291
16	11.736.981	-60.115.310
17	11.629.870	-48.485.441
18	11.520.830	-36.964.611
19	11.409.828	-25.554.783
20	11.296.828	-14.257.955

Estudio de alternativas de instalación de un parque eólico marino en función de la batimetría y la distancia a la costa en Galicia y Cádiz

Flujos de caja – Caso 3A (Cabo de Trafalgar, Cádiz)		
Año	Resultado año (€)	Acumulado (€)
0	-34.728.750	-34.728.750
1	2.361.332	-32.367.418
2	2.288.412	-30.079.006
3	2.214.179	-27.864.827
4	2.138.610	-25.726.217
5	2.061.680	-23.664.537
6	1.983.366	-21.681.171
7	1.903.643	-19.777.528
8	1.822.484	-17.955.044
9	1.739.864	-16.215.180
10	1.655.757	-14.559.423
11	1.570.137	-12.989.286
12	1.482.975	-11.506.311
13	1.394.244	-10.112.067
14	1.303.916	-8.808.151
15	1.211.962	-7.596.189
16	11.155.895	3.559.706
17	11.060.601	14.620.307
18	10.963.592	25.583.898
19	10.864.836	36.448.734
20	10.764.303	47.213.038