

Trabajo Fin de Grado

Ingeniería de la Energía

Desarrollo de una herramienta para la evaluación económica de plantas eólicas flotantes

Autor: Juan Antonio Mariscal González

Tutor: Javier Serrano González

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

Desarrollo de una herramienta para la evaluación económica de plantas eólicas flotantes

Autor:

Juan Antonio Mariscal González

Tutor:

Javier Serrano González

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Grado: Desarrollo de una herramienta para la evaluación económica de plantas eólicas flotantes

Autor: Juan Antonio Mariscal González

Tutor: Javier Serrano González

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

Agradecer a todos aquellos que me han acompañado durante estos años de estudio, por brindarme su confianza, apoyo y cariño. En especial a mis padres y a mi hermano, los cuales hacen posible que cualquier meta propuesta sea alcanzable.

Juan Antonio Mariscal González
Grado en Ingeniería de la Energía
Sevilla, 2021

Resumen

En el siguiente trabajo de fin de grado se presenta un módulo para el análisis económico de parques eólicos flotantes. Para su elaboración se parte de un módulo de evaluación de la producción de energía en parques eólicos desarrollado en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la universidad de Sevilla, que se complementa con la implementación de un modelo de costes específicos para parques eólicos flotantes en función de sus características constructivas, lo que permitirá la evaluación económica del proyecto durante su ciclo de vida.

Abstract

The following final degree project presents a module for the economic analysis of floating wind farms. It is based on a module for the evaluation of energy production in wind farms developed in the Department of Electrical Engineering of the University of Seville, which is complemented with the implementation of a specific cost model for floating wind farms according to their construction characteristics, which will allow the economic evaluation of the project during its life cycle. -translation by google-

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Notación	xxi
1 Introducción	1
1.1 <i>Situación de la energía eólica en España</i>	1
1.2 <i>Objetivos futuros</i>	3
1.3 <i>Hoja de Ruta de desarrollo de eólica marina en España</i>	3
1.4 <i>Energía eólica marina</i>	4
2 Modelo Económico Parque Flotante	5
2.1 <i>Modelo de producción de energía</i>	5
2.1.1 Descripción estadística del viento: Distribución de Weibull	5
2.1.2 Energía del parque	6
2.2 <i>Modelo de costes</i>	7
2.2.1 Subestructura y cimentación	9
2.2.2 Ensamblaje e instalación	12
2.2.3 Puerto y puesta en escena	13
2.2.4 Infraestructura eléctrica	13
2.2.5 Ingeniería y gestión	16
2.2.6 Desarrollo	16
2.2.7 Turbinas	16
2.2.8 Inversión inicial	16
2.3 <i>Cálculo del LCOE</i>	16
3 Casos de Estudio	19
3.1 <i>Descripción del parque</i>	19
3.2 <i>Emplazamiento</i>	20
3.2.1 Emplazamiento A	21
3.2.2 Emplazamiento B	22
3.2.3 Emplazamiento C	23

3.3	<i>Resultados del caso A</i>	23
3.3.1	Recurso Eólico	23
3.3.2	Evaluación económica	25
3.4	<i>Resultados del caso B</i>	30
3.4.1	Recurso Eólico	30
3.4.2	Evaluación económica	31
3.5	<i>Resultados del caso C</i>	35
3.5.1	Recurso Eólico	35
3.5.2	Evaluación económica	36
4	Conclusiones	43
	Referencias	45
	Glosario	47
	Anexo	49

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de entrada que caracterizan el parque flotante.	7
Tabla 2. Parámetros predeterminados o calculados con los parámetros de entrada.	8
Tabla 3. Tabla de coeficientes de costes del cable submarino [14, p. 88].	14
Tabla 4. Parámetros de la turbina necesarios para los cálculos [18].	20
Tabla 5. Coordenadas del emplazamiento A en grados decimales.	21
Tabla 6. Coordenadas del emplazamiento B en grados decimales.	22
Tabla 7. Coordenadas del emplazamiento C en grados decimales.	23
Tabla 8. Parámetros de Weibull a la altura de referencia (100 m) del emplazamiento A [9].	24
Tabla 9. Resultados obtenidos del modelo de producción del emplazamiento A.	25
Tabla 10. Inversión inicial con subestructuras “spar” (Emplazamiento A).	25
Tabla 11. Inversión inicial con subestructuras semisumergibles (Emplazamiento A).	25
Tabla 12. Coste de los componentes de una única subestructuras “spar” (Profundidad A).	27
Tabla 13. Coste de los componentes de una única subestructuras semisumergible (Profundidad A).	27
Tabla 14. Costes durante su ciclo de vida con subestructuras “spar” (Emplazamiento A).	28
Tabla 15. Costes durante su ciclo de vida con subestructuras semisumergibles (Emplazamiento A).	29
Tabla 16. Costes nivelado de la energía con las dos subestructuras (Emplazamiento A).	30
Tabla 17. Parámetros de Weibull a la altura de referencia (100 m) del emplazamiento B [9].	30
Tabla 18. Resultados obtenidos del modelo de producción del emplazamiento B.	31
Tabla 19. Inversión inicial con subestructuras “spar” (Emplazamiento B).	31
Tabla 20. Inversión inicial con subestructuras semisumergibles (Emplazamiento B).	32
Tabla 21. Costes del emplazamiento B durante su ciclo de vida con subestructuras “spar”.	33
Tabla 22. Costes del emplazamiento B durante su ciclo de vida con subestructuras semisumergibles.	33
Tabla 23. Costes nivelado de la energía para las dos subestructuras.	34
Tabla 24. Parámetros de Weibull a la altura de referencia (100 m) del emplazamiento C [9].	35
Tabla 25. Resultados obtenidos del modelo de producción del emplazamiento C.	36
Tabla 26. Inversión inicial con subestructuras “spar” (Emplazamiento C).	36
Tabla 27. Inversión inicial con subestructuras semisumergibles (Emplazamiento C).	36
Tabla 28. Coste de los componentes de una única subestructuras “spar” (Profundidad C).	38

Tabla 29. Coste de los componentes de una única subestructuras semisumergible (Profundidad C).	38
Tabla 30. Costes del emplazamiento C durante su ciclo de vida con subestructuras “spar”.	39
Tabla 31. Costes del emplazamiento C durante su ciclo de vida con subestructuras semisumergibles.	39
Tabla 32. Costes nivelado de la energía con las dos subestructuras (Emplazamiento C).	41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Potencia eólica instalada. Sistema eléctrico nacional [2, p. 17].	1
Figura 2. Generación eólica en 2019. Sistema eléctrico nacional por CC. AA. (GWh) [2, p. 19].	2
Figura 3. Nueva potencia terrestre y marina instalada en Europa en 2019 [1, p. 69].	2
Figura 4. Esquema de un conjunto turbina-subestructura “spar” [12, p. 163].	10
Figura 5. Esquema de un conjunto turbina-subestructura semisumergible [12, p. 164].	11
Figura 6. Disposición eléctrica del parque [12, p. 168].	14
Figura 7. Esquema del cable de media tensión.	15
Figura 8. Curva de potencia del aerogenerador “DTU 10 MW”.	19
Figura 9. Esquema de la distribución del parque flotante.	20
Figura 10. Mapa de velocidad de viento de la isla de Gran Canaria [9].	21
Figura 11. Mapa de densidad energética de la isla de Gran Canaria [9].	21
Figura 12. Emplazamiento A [9].	22
Figura 13. Emplazamiento B [9].	22
Figura 14. Emplazamiento C [9].	23
Figura 15. Rosa de los vientos del emplazamiento A.	24
Figura 16. Distribución de Weibull del emplazamiento A.	24
Figura 17. Gráfico circular con el porcentaje que representa cada categoría sobre el total de la inversión inicial en el caso de utilizar subestructuras “spar” (Emplazamiento A).	26
Figura 18. Gráfico circular con el porcentaje que representa cada categoría sobre el total de la inversión inicial en el caso de utilizar subestructuras semisumergibles (Emplazamiento A).	26
Figura 19. Gráfico de barras de coste de ensamblaje e instalación según la subestructura.	27
Figura 20. Gráfico circular con el porcentaje de cada componente sobre el coste total una subestructura monopilar flotante o “spar” (Profundidad A).	28
Figura 21. Gráfico circular con el porcentaje de cada componente sobre el coste total una subestructura semisumergible (Profundidad A).	28
Figura 22. Gráfico circular con el porcentaje de cada categoría sobre el coste total del parque	

con subestructuras “spar” durante su ciclo de vida (Emplazamiento A).	29
Figura 23. Gráfico circular con el porcentaje de cada categoría sobre el coste total del parque con subestructuras semisumergible durante su ciclo de vida (Emplazamiento A).	29
Figura 24. Rosa de los vientos del emplazamiento B [9].	30
Figura 25. Distribución de Weibull del emplazamiento B.	31
Figura 26. Gráfico circular con el porcentaje que representa cada categoría sobre el total de la inversión inicial en el caso de utilizar subestructuras “spar” (Emplazamiento B).	32
Figura 27. Gráfico circular con el porcentaje que representa cada categoría sobre el total de la inversión inicial en el caso de utilizar subestructuras semisumergibles (Emplazamiento B).	33
Figura 28. Gráfico circular con el porcentaje de cada categoría sobre el coste total del parque con subestructuras “spar” durante su ciclo de vida (Emplazamiento B).	34
Figura 29. Gráfico circular con el porcentaje de cada categoría sobre el coste total del parque con subestructuras semisumergible durante su ciclo de vida (Emplazamiento B).	34
Figura 30. Rosa de los vientos del emplazamiento C [9].	35
Figura 31. Distribución de Weibull del emplazamiento C.	35
Figura 32. Gráfico circular con el porcentaje que representa cada categoría sobre el total de la inversión inicial en el caso de utilizar subestructuras “spar” (Emplazamiento C).	37
Figura 33. Gráfico circular con el porcentaje que representa cada categoría sobre el total de la inversión inicial en el caso de utilizar subestructuras semisumergible (Emplazamiento C).	37
Figura 34. Gráfico circular con el porcentaje de cada componente sobre el coste total una subestructura monopilar flotante o “spar” (Profundidad C).	38
Figura 35. Gráfico circular con el porcentaje de cada componente sobre el coste total una subestructura semisumergible (Profundidad C).	39
Figura 36. Gráfico circular con el porcentaje de cada categoría sobre el coste total del parque con subestructuras “spar” durante su ciclo de vida (Emplazamiento C).	40
Figura 37. Gráfico circular con el porcentaje de cada categoría sobre el coste total del parque con subestructuras semisumergible durante su ciclo de vida (Emplazamiento C).	40

Notación

\tan	Función tangente
\cos	Función coseno
\exp	Función exponencial
\ln	Logaritmo neperiano

1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se pretende analizar la situación actual de la energía eólica en España, hacer un repaso de los objetivos futuros de este sector y realizar una descripción de las características distintivas de la eólica marina.

1.1 Situación de la energía eólica en España

Según el Anuario Eólico de la AEE [1], en España a 31 de diciembre de 2019 se alcanzó una potencia eólica total instalada de más de 25.700 MW, siendo el segundo país europeo que más potencia eólica instaló en 2019. Concretamente se instalaron 2.243 MW, recuperando la dinámica instaladora de años anteriores como se puede observar en la Figura 1.

El 49,1% de esta nueva potencia corresponde a parques en Aragón (1,1 GW). El resto de potencia se reparte entre Castilla y León (461 MW), Galicia (416 MW), Andalucía (124 MW), Navarra (85 MW), Extremadura (39 MW) y Canarias (16 MW) [1, p. 10].

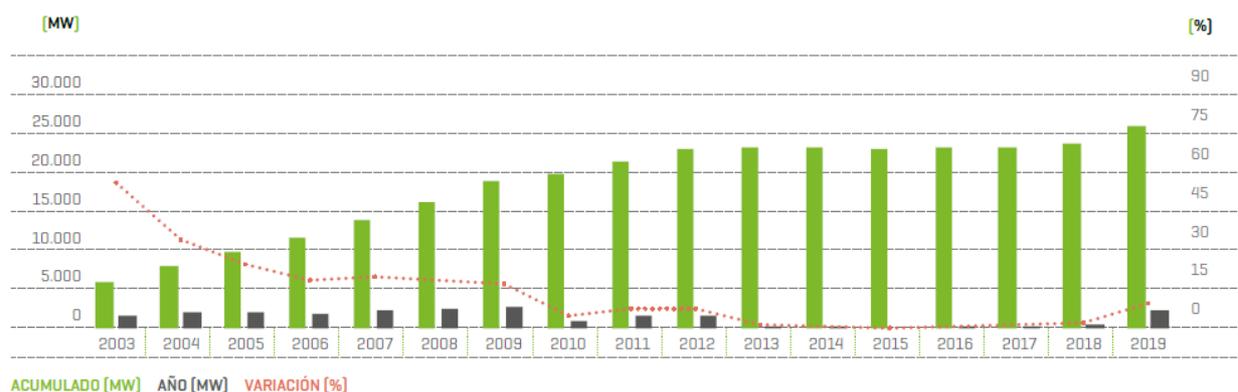


Figura 1. Potencia eólica instalada. Sistema eléctrico nacional [2, p. 17].

En el Informe de Energías Renovables de 2019 publicado por REE [2], se indica que las instalaciones de energía renovable representaron un 50,1% de la potencia total instalada durante ese año. Siendo la eólica la segunda fuente que más contribuyó en dicho porcentaje, detrás de la solar fotovoltaica que aportó un 63% de la nueva potencia. Respecto a la potencia total instalada, la eólica supuso el 23,4% de la potencia nacional.

A nivel de comunidades autónomas, la región con más potencia eólica instalada a nivel nacional es Castilla y León, seguida por Castilla-La Mancha, Galicia y Andalucía. Estas cuatro comunidades suponen casi el 70% de la potencia eólica instalada en todo el país. En el lado contrario se encuentran Baleares, Cantabria, Extremadura y País Vasco con menos del 1% de potencia instalada respecto al conjunto nacional [2, p. 16].

En el mix de generación nacional, la eólica sigue siendo la tecnología renovable más importante suponiendo el 20,8% de la producción total y un 55,4%¹ del conjunto de las renovables [2, p. 16]. En total la eólica ha producido 54.238 GWh en 2019 [2, p. 10]. Para ilustrar el reparto de la generación entre las comunidades autónomas se adjunta la Figura 2.

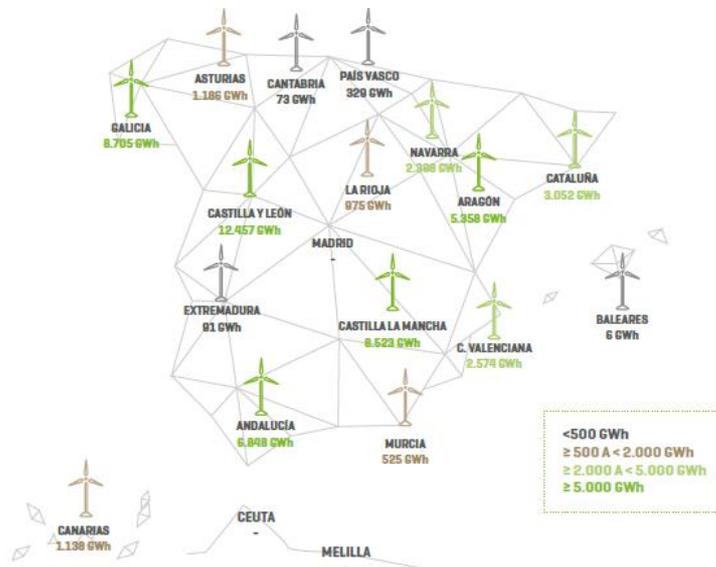


Figura 2. Generación eólica en 2019. Sistema eléctrico nacional por CC. AA. (GWh) [2, p. 19].

Por otra parte, la eólica marina apenas ha tenido desarrollo, más allá de algunos proyectos de investigación, en contraste con la eólica terrestre y con otros países europeos que si están apostando por la eólica marina [1, p. 69]. Como se puede ver en la Figura 3, Reino Unido encabezaba la lista de países con mayor potencia eólica marina instalada en 2019 antes de su salida de la UE.

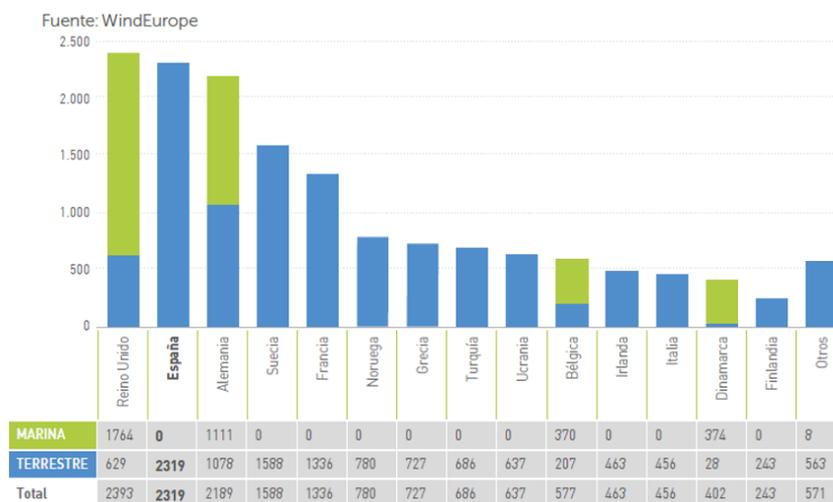


Figura 3. Nueva potencia terrestre y marina instalada en Europa en 2019 [1, p. 69].

En 2019 se presentó la puesta en marcha del primer aerogenerador marino de España, primero de todo el sur de Europa en fondo fijo. Se trata del prototipo del proyecto Elican, ubicado en el banco de ensayos de PLOCAN, Gran Canaria.

¹ Muy superior al 49,4% que represento en 2018 debido al descenso de la generación hidráulica en 2019 por ser un año seco [2].

El proyecto Elican está financiado con los fondos europeos a través del programa Horizon 2020 para la investigación, desarrollo e innovación. Trata de la implementación de un prototipo a escala real, con una turbina de 5 MW, situada a 30 m de profundidad, de la tecnología Elisa para subestructuras marinas [3].

También desde 2019, W2Power es la primera plataforma eólica flotante en aguas españolas y la primera solución flotante multiturbina en pruebas en mar abierto a nivel mundial. Permite una potencia nominal de 12 MW en una única plataforma flotante, utilizando dos turbinas comerciales en alta mar [4].

1.2 Objetivos futuros

España publicó en marzo de 2019 el borrador del Plan Nacional de Energía y Clima 2021-2030 [5], actualizado en 2020. El PNIEC es una herramienta fundamental del Marco Estratégico de Energía y Clima que pretende cumplir con los objetivos y metas de la UE para 2030 y presenta la hoja de ruta para alcanzar una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050.

Los resultados que se pretenden obtener en 2030 son los siguientes [5, p. 11]:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

A largo plazo, en 2050, se pretende alcanzar la neutralidad climática con una reducción mínima de un 90% de las emisiones brutas de gases de efecto invernadero, en consonancia con los objetivos de la UE. Además, se desea alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable en 2050.

En lo que atañe al sector de generación eléctrica y concretamente a la energía eólica, el PNIEC elabora un escenario objetivo donde se prevé que para 2030 el sector eléctrico disponga de un total de 161 GW de potencia instalada, siendo 50,3 GW de eólica terrestre y marina. Con dicha potencia eólica se generaría el 34,5% de la energía total.

1.3 Hoja de Ruta de desarrollo de eólica marina en España

Como se ha comentado antes, actualmente en España la eólica marina apenas ha tenido desarrollo más allá de algunas instalaciones experimentales. Las costas españolas presentan una plataforma continental muy estrecha, lo que significa que, en las proximidades a la costa las profundidades ya son elevadas² [6], esto limita la instalación de aerogeneradores marinos con cimentación fija ya que la tecnología actual permite su uso en emplazamientos de hasta 60 m de profundidad [7]. Por este motivo, entre otros, la eólica marina flotante se está convirtiendo en una alternativa renovable de gran potencial para España, que presenta unos 6.000 km de costa en los que existe un gran recurso eólico.

Además, la eólica flotante ha sufrido un gran avance tecnológico en los últimos años, respecto a complejidades constructivas en la instalación y en la operación y mantenimiento, debido a las condiciones a las que se exponen los elementos en los emplazamientos marítimos. Actualmente el principal obstáculo son sus costes de generación, que no obstante cada año se están reduciendo gracias al aprendizaje tecnológico [6, Para. 2].

En esta situación, España presenta un alto potencial energético, y una base sólida de empresas en la cadena de valor de la eólica [5, p. 85]. Por lo que el PNIEC, contempla que el IDAE coordine la elaboración de una “Estrategia española para el desarrollo de la eólica marina y las energías del mar” alineada con los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo, además de medidas para el desarrollo y mecanismos que permitan el despliegue de este tipo de tecnologías.

El 29 de abril de 2020 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico publicó la consulta

² El 92% de las áreas marinas en España hasta una distancia de 24 millas náuticas (44,45 km) se encuentran a más de 50 m de profundidad [6, Para. 1].

pública previa para la elaboración de la “Hoja de ruta para el desarrollo de la eólica marina y las energías del mar en España” [6, Para. 5].

1.4 Energía eólica marina

Los parques eólicos marinos presentan una serie de ventajas que los diferencian de los terrestres. En tierra, existen limitaciones a la hora de transportar los componentes que constituyen el parque, lo que supone emplear turbinas de menor dimensión, consolidándose potencias unitarias en el entorno de los 5 MW. Sin embargo, en el mar no existen tantas limitaciones para el transporte de los componentes, por lo que se pueden instalar turbinas de potencias unitarias superiores a los 10 MW.

Por otro lado, en el mar la capacidad de generación eléctrica es mucho mayor que en tierra, debido a la existencia de recurso eólico mayor y más estable. Además, la superficie del mar presenta una rugosidad superficial mucho menor en comparación a la terrestre [8].

Asimismo, también presentan algunas desventajas, como puede ser la dificultad tecnológica para su construcción, o a su operación y mantenimiento, debido a la exposición a un medio tan agresivo como el marítimo. Lo que incrementa los costes asociados a los componentes y a su construcción.

La tecnología eólica marina se puede clasificar en dos tipos, según el tipo de anclaje: aerogeneradores con cimentación fija, o sobre plataforma flotante.

Los aerogeneradores de cimentación fija se caracterizan por tener una estructura de apoyo fija sobre el fondo marino. Donde existen varios modelos: monopilote (cilindro de acero que sujeta la torre enterrado en el lecho marino), de apoyo por gravedad (plataforma de hormigón o de acero sobre el lecho marino) y, por último, “jacket” o trípode (estructura con 3 o 4 puntos de anclaje al fondo marino).

Respecto a los aerogeneradores sobre plataforma flotante, cabe destacar que estos permiten ubicar el parque más lejos de la costa en zonas más extensas y de gran profundidad, lo que reduce la contaminación acústica y visual sobre la costa, y donde existe un mayor potencial eólico. De igual modo existen varios tipos de estructuras flotantes donde se apoya la turbina: monopilar flotante o “spar”, plataforma semisumergible y plataforma de apoyo en tensión. Siendo las dos primeras objeto de análisis a lo largo del proyecto [8].

2 MODELO ECONÓMICO PARQUE FLOTANTE

El modelo económico del parque flotante se trata de una herramienta elaborada con el fin de caracterizar los costes debidos a la construcción de un parque flotante, y a su operación y mantenimiento durante su vida útil. Permitiendo, además, evaluar el coste nivelado de la energía incluyendo un modelo de producción de energía.

El modelo económico está constituido por tres bloques. El primero consiste en un modelo de producción de energía, previamente desarrollado por el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla, con el que se pretende estimar la energía anual producida por el parque, depende fundamentalmente de la potencia instalada, del aerogenerador seleccionado y del recurso eólico del emplazamiento. El segundo bloque, trata del modelo de costes del parque, en el que se caracterizan los costes correspondientes a la inversión inicial, que se dividen en seis categorías con el fin de cuantificar la contribución de cada componente del parque sobre el coste general del sistema. Depende de los parámetros de entrada que caracterizan el parque flotante: potencia instalada, potencia de la turbina, diámetro de rotor, profundidad del agua, distribución del parque, distancia al puerto, etc. Por último, el tercer bloque, consiste en el cálculo del coste nivelado de la energía, LCOE (por sus siglas en inglés – *levelized cost of energy*), para el que se añaden los costes de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del parque.

Las ecuaciones que modelan cada uno de los bloques, han sido implementadas en el software de cálculo técnico, Matlab (Versión R2020b). De modo que es posible evaluar diferentes emplazamientos o parques, que permitan un análisis más completo de los factores con mayor relevancia sobre el coste final del parque flotante.

2.1 Modelo de producción de energía

2.1.1 Descripción estadística del viento: Distribución de Weibull

Analizar la viabilidad del recurso eólico de un emplazamiento, requiere de la aplicación de técnicas estadísticas. Ya que el viento como fuente de energía, se caracteriza por su gran variabilidad y aleatoriedad. Por ello se emplean funciones que permiten describir la frecuencia de la distribución de velocidades del viento. La función densidad de probabilidad de Weibull, ecuación (2-1), sigue aproximadamente la distribución de probabilidad de la velocidad del viento. Con ella se puede estimar la probabilidad en tanto por uno, $p(v)$, o frecuencia (para un periodo suficientemente largo) con la que aparece una determinada velocidad de viento, v .

$$p(v) = \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} \cdot \exp[-(v/C)^K] \quad (2-1)$$

Donde K y C son, respectivamente, los factores de forma y escala. El factor de escala, C (m/s), toma un valor próximo a la velocidad media anual. Y el factor de forma, K (adimensional), representa la asimetría o sesgo de la función $p(v)$. Dichos parámetros de Weibull (K , C) son característicos de cada emplazamiento. En el

presente proyecto, los parámetros serán extraídos de un atlas mundial de viento [9]. A través de un archivo climático donde aparecen los parámetros de Weibull para 12 sectores (direcciones del viento) a diferentes alturas de referencia.

Como es probable que la altura de referencia a la que se han extraído los parámetros sea diferente a la altura del buje, será necesario recalcular el factor de escala con la ecuación (2-2).

$$v(z) = v(z_{ref}) \cdot \frac{\ln(\frac{z}{z_0})}{\ln(\frac{z_{ref}}{z_0})} \rightarrow \begin{cases} K \neq f(z) \\ C(z) = C(z_{ref}) \cdot \frac{\ln(\frac{z}{z_0})}{\ln(\frac{z_{ref}}{z_0})} \end{cases} \quad (2-2)$$

Donde z , es la altura del buje del aerogenerador y z_0 , es la longitud de rugosidad, que caracteriza la rugosidad del terreno. La longitud de rugosidad se define como la altura respecto al nivel del suelo, hasta la que la velocidad del viento es nula. Es decir, una longitud de rugosidad muy pequeña representa un terreno liso [10].

2.1.2 Energía del parque

Una vez calculada la función densidad de probabilidad de Weibull para velocidades de viento desde 0 a 30 m/s, y considerando un único aerogenerador y una única dirección del viento. La energía anual generada por dicha turbina se puede obtener de la ecuación (2-3), conociendo la curva de potencia de la turbina.

$$E_{AE} = T \int_{v_{ci}}^{v_{co}} P_{GEN}(v) \cdot p(v) \cdot dv \cong T \sum_i P_{GEN}(v_i) \cdot p(v_i) \cdot \Delta v \quad (2-3)$$

Donde P_{GEN} , es el valor de potencia que genera la turbina para la velocidad de viento i , y T es el número de horas anuales.

Dado que se considera una única turbina aislada, para calcular la producción total del parque será necesario multiplicar dicha producción por el número total de turbinas. Además, el efecto estela no se considera en la ecuación (2-3), por lo que a la ecuación (2-4) que modela la producción total anual del parque se le aplicará un coeficiente total de pérdidas del 15%, para considerar el efecto estela y un factor de indisponibilidad debido al tiempo de inactividad, por fallos, averías o mantenimiento.

$$E_{Total\ Anual} = N_t \cdot E_{AE} \cdot (1 - \text{Pérdidas}) \quad (2-4)$$

Adicionalmente se ha calculado el factor de capacidad y el número de horas equivalentes. Siendo el factor de capacidad el cociente entre la energía real generada por la planta eólica durante un año y la energía generada si esa misma planta hubiese estado produciendo a plena carga durante ese mismo período, ecuación (2-5).

$$FC = \frac{E_{Total\ Anual}}{T \cdot P_{Instalada}} \quad (2-5)$$

El número de horas equivalentes representa el número de horas en el que la planta trabajando a plena carga produciría la misma energía anual que la realmente generada por el parque eólico, ecuación (2-6).

$$NHE = FC \cdot T = \frac{E_{Total\ Anual}}{P_{Instalada}} \quad (2-6)$$

2.2 Modelo de costes

El presente modelo está basado en el modelo “Offshore Balance of System (BOS) Model”, desarrollado por el laboratorio estadounidense, NREL (por sus siglas en inglés – *National Renewable Energy Laboratory*) [11]. Dicho modelo tiene como objetivo la comprensión de los costes y factores asociados a la construcción de un parque eólico marino flotante a escala comercial. Se trata de un modelo empírico basado en el conocimiento y la experiencia de la industria eólica marina europea.

Muchas de las ecuaciones del modelo se desarrollaron mediante análisis de regresión, y fueron revisadas por la industria. Permiten el cálculo de parámetros técnicos, como la masa de las subestructuras o la longitud de los cables que componen la infraestructura eléctrica. Con estos parámetros, se pueden obtener los costes tras aplicar los precios de los componentes por unidad de longitud o de masa.

El modelo estadounidense divide los costes en seis categorías: subestructura y cimentación, puerto y puesta en marcha, infraestructura eléctrica, ensamblaje e instalación, ingeniería y gestión, y desarrollo. En las que no se consideran los costes asociados a la adquisición de las turbinas, ni los costes de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil de la planta.

Para evaluar la inversión inicial necesaria para la construcción del parque, se han considerado dichas categorías añadiendo los costes debidos a la adquisición de las turbinas. En los siguientes apartados, se realizará una descripción de las principales ecuaciones empleadas en el modelo de costes desarrollado para evaluar la inversión inicial. En la Tabla 2, aparecen los parámetros de entrada que dependen esencialmente de las características del parque flotante que se desea evaluar.

Tabla 1. Parámetros de entrada que caracterizan el parque flotante.

Parámetro	Unidad	Definición
D_a	km	Distancia del puerto al área de ensamblaje
D_{as}	km	Distancia del área de ensamblaje al parque
D_p	km	Distancia del puerto al parque
D_{Rotor}	m	Diámetro del rotor
N_F	-	Número total de filas
N_t	-	Número total de turbinas
N_{tf}	-	Número de turbinas por fila
P_a	m	Profundidad del agua
$P_{Instalada}$	MW	Potencia total instalada
P_t	MW	Potencia de la turbina
S_t	-	Separación entre turbinas en la misma fila
U_n	MV	Tensión nominal del cable de MT

Por otra parte, en la Tabla 2, aparecen los parámetros que proporciona el modelo estadounidense, o se calculan a partir de los parámetros de entrada que caracterizan el parque. Cabe destacar que se ha considerado un coeficiente de conversión de dólares a euros, K_d , en muchos de los parámetros y ecuaciones proporcionados por el modelo estadounidense, considerando el valor de las monedas del año en el que se realizaron los estudios.

Tabla 2. Parámetros predeterminados o calculados con los parámetros de entrada.

Parámetro	Unidad	Definición
C_a	€/m	Coste de los amarres
C_{AS}	€/t	Coste de aceros secundarios (Spar y semisumergible)
$C_{Cable\ MT}$	€/m	Costes del cable de MT
C_{CC}	€/t	Coste de la columna cónica (Spar)
C_{CR}	€/t	Coste de la columna rígida (Spar y semisumergible)
C_D	€	Coste total de desmantelamiento
C_{EC}	€/t	Coste de la estructura de celosía (Semisumergible)
C_{Lastre}	€/t	Coste del lastre (Spar)
C_{PO}	€/t	Coste de la placa de oleaje (Semisumergible)
C_{TM}	€/MW	Coste de la torre meteorológica
F_D	-	Factor de cable dinámico
fdp	-	Factor de potencia
I_b	MA	Intensidad de diseño del cable
K_c	-	Coefficiente de catenaria
K_l	-	Coefficiente de contingencia
K_d	€/€	Coefficiente de conversión de dólares a euro.
L_a	m	Longitud de amarres
$L_{Colgante}$	m	Longitud del cable colgante
L_{Fijo}	m	Longitud del cable fijo en el fondo
L_{MT}	m	Longitud del cable de MT
M_{AS}	t	Masa del acero secundario (Spar y semisumergible)
MBL	kN	Carga mínima de rotura
M_{CC}	t	Masa de la columna cónica (Spar)
M_{CR}	t	Masa de la columna rígida (Spar y semisumergible)
M_{Lastre}	t	Masa del lastre (Spar)
M_{PO}	t	Masa de la placa de oleaje (Semisumergible)
M_{EC}	t	Masa de la estructura de celosía (Semisumergible)

N_a	-	Número de amarres
S_n	MVA	Potencia aparente nominal del cable
α	°	Ángulo del sistema

2.2.1 Subestructura y cimentación

Para caracterizar el coste que supone la adquisición de las estructuras que soportarán las turbinas, se han considerado los dos tipos de subestructura flotantes que se contemplan en el modelo estadounidense “Offshore BOS”: monopilar flotante o “spar” y plataforma semisumergible [11, p. 12]. Incorporando además las ecuaciones que estiman el coste del sistema de amarre y anclaje que asegura la subestructura flotante al lecho marino, que no depende del tipo de subestructura.

Por ende, a partir de este momento los costes se pueden analizar para dos tipos de subestructuras diferentes, existiendo diferencias entre las ecuaciones que estiman los costes asociados a un tipo de subestructura u otro.

2.2.1.1 Sistema de amarre y anclaje

Para asegurar al lecho marino las subestructuras flotantes, se emplea un sistema de amarre y anclaje, compuesto por las líneas de amarre y las anclas. Este sistema de amarre se asume que es idéntico para los dos tipos de subestructuras, siendo su coste, parte del coste total que supone la adquisición de las subestructuras flotantes.

Para calcular el coste del sistema de anclaje se ha empleado otro estudio económico sobre eólica marina desarrollado por NREL [12, p. 78]. En el que se obtiene la relación entre la carga mínima de rotura del amarre y el coste del anclaje de empotramiento de arrastre, DEA (por sus siglas en inglés – *drag embedment anchor*), ecuación (2–8). Siendo este uno de los dos tipos de anclaje que contempla el modelo de costes BOS del NREL.

Del mismo estudio que se obtiene la ecuación anterior se adquiere la ecuación (2–7) que calcula la carga mínima de rotura del amarre, en función del coste del mismo. Dicho coste de las líneas de amarre, C_a , es un dato proporcionado por el modelo de costes BOS, en el que se asumen cadenas de acero y se seleccionan las de mayor diámetro (0,15 m), con un valor de 822,53 €/m [11, p. 33].

$$MBL (kN) = \frac{C_a + 87,6}{0,0591} \quad (2-7)$$

$$Coste Ancla (\text{€}) = 10,198 \cdot MBL \cdot K_d \quad (2-8)$$

Finalmente, el coste conjunto del sistema de amarre y anclaje se obtiene de la ecuación (2–9), donde se deben considerar el número de anclajes por subestructura, N_a , y la longitud de los amarres, L_a , que se supone igual a la profundidad del agua. Dado que los factores climáticos y las condiciones del lecho marino son desconocidos, el modelo BOS aconseja el uso de tres anclajes como valor predeterminado [11, p. 17]. Donde la profundidad del agua es un parámetro de entrada que depende de la ubicación del parque, dependiendo del tipo de subestructura empleada se deben tener en cuenta rangos de profundidad recomendados por el modelo.

$$Coste Amarre y Anclaje (\text{€}) = N_a \cdot (Coste Ancla + L_a \cdot C_a (\text{€/m})) \quad (2-9)$$

Para las subestructuras tipo monopilar flotante o “spar” el rango de profundidad recomendable es de 100 a 1000 m. Mientras que las subestructuras semisumergibles se recomienda un rango de 40 a 1000 m. Las subestructuras “spar” requiere de mayor profundidad mínima debido al calado de la columna lastrada que proporciona la estabilidad de la turbina, sin embargo, las estructuras semisumergibles permiten profundidades menores.

2.2.1.2 Monopilar flotante o “spar”

Para modelar el coste de las subestructuras tipo monopilar flotante o “spar”, se realiza una estimación de la masa en toneladas de cada componente que constituye la subestructura flotante, basada en un mástil alargado y flotante, Figura 4. La estimación se realiza con las ecuaciones (2–10), (2–12), (2–14) y (2–16), que dependen fundamentalmente de la profundidad y de la potencia de la turbina, en un rango recomendado de 2 a 10 MW, ya que las ecuaciones se basan en datos representativos de potencias dentro de ese rango [11, p. 14]. Una vez obtenida la masa en toneladas de cada componente se aplica el coste de cada tonelada del componente para estimar el coste final de la subestructura.

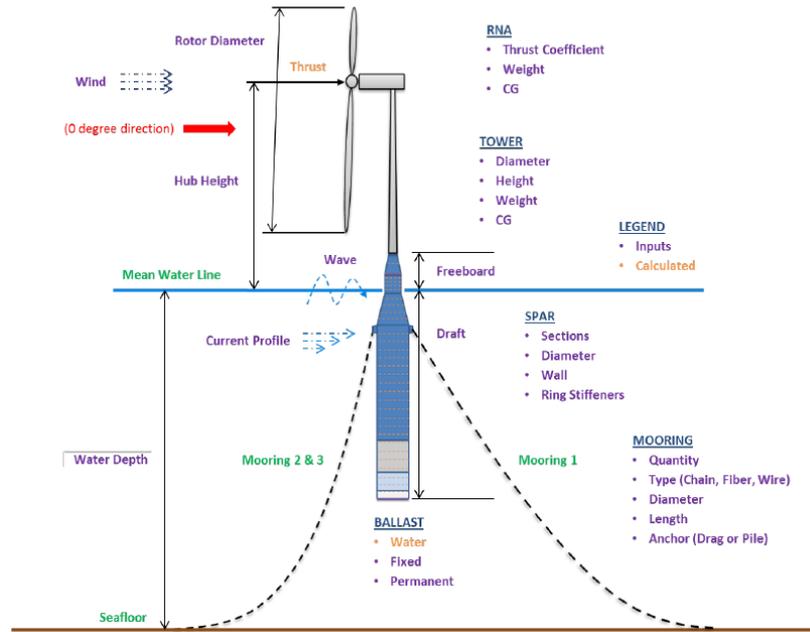


Figura 4. Esquema de un conjunto turbina-subestructura “spar”[12, p. 163].

El coste final de la subestructura está compuesto por cinco partes: El coste de los amarres y anclajes, modelados en el apartado anterior, de la columna rígida (CR), de la columna cónica (CC) y del lastre. Además de una masa secundaria de acero que incluye tanto el coste del acero estructural como el de los equipamientos de la subestructura.

La columna rígida (CR) es la parte de la subestructura que proporciona la flotabilidad, cuyo coste se estima con las ecuaciones (2–10) y (2–11), su coste por tonelada toma un valor de 2358,7 €/t [11, p. 33].

$$M_{CR}(t) = 535,93 + 17,664 \cdot P_t^2 + 0,02328 \cdot P_a \cdot \ln(P_a) \quad (2-10)$$

$$\text{Coste CR (€)} = M_{CR} \cdot C_{CR}(\text{€/t}) \quad (2-11)$$

La columna cónica (CC) es la parte de la subestructura donde se une la turbina. Su coste se estima mediante las ecuaciones (2–12) y (2–13), siendo el coste por tonelada de 3191,8 €/t [11, p. 33].

$$M_{CC}(t) = 125,81 \cdot \ln(P_t) + 58,712 \quad (2-12)$$

$$\text{Coste CC (€)} = M_{CC} \cdot C_{CC}(\text{€/t}) \quad (2-13)$$

Para mantener la subestructura en posición vertical se coloca un lastre en el extremo de la columna, cuyo coste se estima mediante las ecuaciones (2–14) y (2–15), siendo su coste por tonelada de 75,6 €/t [11, p. 33].

$$M_{Lastre}(t) = -16,5363 \cdot P_t^2 + 1261,8 \cdot P_t - 1554,6 \quad (2-14)$$

$$\text{Coste Lastre } (\text{€}) = M_{\text{Lastre}} \cdot C_{\text{Lastre}} (\text{€/t}) \quad (2-15)$$

Además, se considera un coste de acero secundario (AS), que se estima con las ecuaciones (2-16) y (2-17). En el se considera además del coste del acero estructural, el coste de los componentes secundarios de acero como las escaleras, barandillas, pasarelas y embarcaderos. Siendo el coste por tonelada de acero de 5481 €/t [11, p. 34].

$$M_{AS}(t) = \exp[3,58 + 0,196 \cdot P_t^{0,5} \cdot \ln(P_t) + 1 \cdot 10^{-5} \cdot P_a \cdot \ln(P_a)] \quad (2-16)$$

$$\text{Coste AS } (\text{€}) = M_{AS} \cdot C_{AS} (\text{€/t}) \quad (2-17)$$

Finalmente, se obtiene la expresión (2-18), donde se calcula el coste total de las subestructuras, el sistema de amarres y anclajes del parque flotante.

$$\text{Coste Subestructuras } (\text{€}) = N_t \cdot (\text{Coste CR} + \text{Coste CC} + \text{Coste Lastre} + \text{Coste Anclaje y Amarre} + \text{Coste AS}) \quad (2-18)$$

2.2.1.3 Plataforma semisumergible

La estimación del coste de las plataformas semisumergibles se realiza con ecuaciones diferentes a las subestructuras “spar”. A partir de las ecuaciones (2-19), (2-21), (2-23) y (2-25), se estima la masa en toneladas de cada componente de la subestructura, que en este caso depende únicamente de la potencia de la turbina, a diferencia de las subestructuras “spar” en la que además de la potencia de la turbina, depende de la profundidad. Las plataformas semisumergibles están formadas por tres columnas flotantes, de acero u hormigón, que se unen entre si por un sistema de celosía. Además de una placa plana que se coloca en la base de las columnas para proporcionar estabilidad, Figura 5.

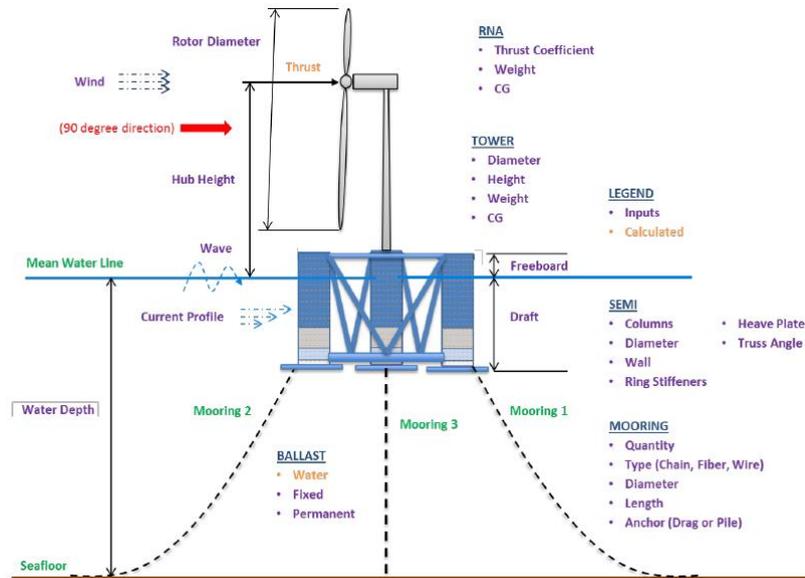


Figura 5. Esquema de un conjunto turbina-subestructura semisumergible [12, p. 164].

Al igual que en el caso anterior, el coste final, se dividen en cinco partes: El coste del sistema de amarres y anclajes (que depende de la profundidad), de la columna rígida (CR), de la estructura de celosía (EC), de placa de oleaje (PO) y por último del acero secundario (AS).

El coste de las columnas rígidas (CR) que proporcionan la flotabilidad del conjunto turbina-subestructura se estima con las ecuaciones (2-19) y (2-20). Su coste por tonelada es de 2358,7 €/t [11, p. 34].

$$M_{CR}(t) = -0,9571 \cdot P_t^2 + 40,89 \cdot P_t + 802,09 \quad (2-19)$$

$$\text{Coste CR (€)} = M_{CR} \cdot C_{CR}(\text{€/t}) \quad (2-20)$$

Como se ha comentado anteriormente, para formar la subestructura semisumergible las columnas rígidas se conectan mediante una estructura de celosía (EC), cuyo coste de estima con las ecuaciones (2-21) y (2-22), tomando un coste por tonelada de 4725 €/t [11, p. 34].

$$M_{EC}(t) = 2,7894 \cdot P_t^2 + 15,591 \cdot P_t + 266,03 \quad (2-21)$$

$$\text{Coste EC (€)} = M_{EC} \cdot C_{EC}(\text{€/t}) \quad (2-22)$$

En la base de las columnas se coloca una placa pana, denominada placa de oleaje (PO) que reduce el movimiento impartido a la subestructura por las olas y las corrientes del océano. Con las ecuaciones (2-25) y (2-26), se puede estimar su coste total usando el coste por tonelada de 4725 €/t [11, p. 34].

$$M_{PO}(t) = -0,43973 \cdot P_t^2 + 21,545 \cdot P_t + 177,42 \quad (2-23)$$

$$\text{Coste PO (€)} = M_{PO} \cdot C_{PO}(\text{€/t}) \quad (2-24)$$

Al igual que en las subestructuras “spar” en las semisumergibles también hay una masa de acero secundario, que se estiman en este caso con las ecuaciones (2-25) y (2-26), siendo el coste por tonelada el mismo que en las subestructuras “spar”, 5481 €/t [11, p. 34].

$$M_{AS}(t) = -0,153 \cdot P_t^2 + 6,54 \cdot P_t + 128,34 \quad (2-25)$$

$$\text{Coste AS (€)} = M_{AS} \cdot C_{AS}(\text{€/t}) \quad (2-26)$$

Finalmente, se obtiene la ecuación (2-27), donde se calcula el coste total de las subestructura semisumergibles y del sistema de amarre y anclaje del parque flotante.

$$\text{Coste Subestructuras (€)} = N_t \cdot (\text{Coste CR} + \text{Coste EC} + \text{Coste PO} + \text{Coste Anclaje y Amarre} + \text{Coste AS}) \quad (2-27)$$

2.2.2 Ensamblaje e instalación

Basándose en su modelo de costes BOS, del cual se extraen las mayoría de ecuaciones del presente modelo, NREL desarrolló unas expresiones para estimar todos los costes asociados a la instalación y montaje de las subestructuras y turbinas [12, p. 189]. Dichas ecuaciones dependen principalmente del tipo de subestructura, la potencia de la turbina y la distancia del parque al área de ensamblaje, y al puerto. Para el presente modelo se seleccionan las correlaciones que estiman los costes de las subestructuras flotantes, “spar” y semisumergibles, con turbinas de 10 MW, aunque permite seleccionar tres potencias: 3, 6 y 10 MW. Sin embargo, se decide seleccionar las de 10 MW, ya que la eólica marina se caracteriza por permitir la instalación de turbinas de gran tamaño y potencia.

2.2.2.1 Monopilar flotante o “spar”

A partir de la ecuación (2-28), se puede estimar el coste final del montaje e instalación asociados a la subestructura “spar”, y con la ecuación (2-29) los asociados a la turbina de 10 MW. Donde la distancia del puerto al área de ensamblaje, D_a , se anula. Ya que, debido a la poca madurez de esta tecnología, no existe una estrategia concreta para su montaje e instalación y se decide considerar que la turbina se ensambla con la subestructura en un dique seco en el puerto, y luego el conjunto turbina-subestructura es remolcado al parque donde se instala y se montan los amarres y anclajes. Al realizar esta consideración, la distancia del área de ensamblaje al parque, D_{as} , se considera igual a la distancia del puerto al parque, D_p .

Finalmente el coste total de ensamblaje e instalación resulta de la suma de los costes asociados a las subestructuras y a las turbinas.

$$\text{Coste Ensamblaje e Instalación de Subestructuras (€)} = (94577688 + 90048 \cdot D_a + 85033 \cdot D_p) \cdot \frac{N_t}{60} \cdot K_d \quad (2-28)$$

$$\text{Coste Ensamblaje e Instalación de Turbinas (€)} = (1,75 \cdot 10^8 + 73499 \cdot D_a + 290417 \cdot D_{as}) \cdot \frac{N_t}{60} \cdot K_d \quad (2-29)$$

2.2.2.2 Plataforma semisumergible

Para estimar los costes de ensamblaje e instalación de turbinas y subestructuras asociados a las subestructura semisumergibles con turbinas de 10 MW, se emplean las ecuaciones (2-30) y (2-31). Donde se considera la misma estrategia de ensamblaje e instalación que en el caso de las subestructuras “spar”. El montaje de la turbina sobre la subestructura se realiza en un dique seco en el puerto más cercano al parque, y luego el conjunto turbina-subestructura es remolcado al parque donde se instala y se acoplan los amarres y anclajes.

Finalmente el coste total resulta de la suma de los costes asociados a las subestructuras y a las turbinas.

$$\text{Coste Ensamblaje e Instalación de Subestructuras (€)} = (23658000 + 11625 \cdot P_a + 35450 \cdot D_p) \cdot \frac{N_t}{60} \cdot K_d \quad (2-30)$$

$$\text{Coste Ensamblaje e Instalación de Turbinas (€)} = (59608000 + 120833 \cdot D_p) \cdot \frac{N_t}{60} \cdot K_d \quad (2-31)$$

2.2.3 Puerto y puesta en escena

En el siguiente apartado se pretende estimar los costes postuarios, de puesta en escena y de transporte, que incluyen costes auxiliares de instalación, como los costes de almacenamiento y puesta en escena de componentes, así como los costes de transporte de los componentes y de las grúas, y las tasas portuarias. Para ello se emplean las ecuaciones desarrolladas por un estudio del NREL, basado en el modelo BOS [12, p. 186].

2.2.3.1 Monopilar flotante o “spar”

Para las subestructuras “spar” los costes asociados al puerto y a la puesta en escena se estiman con la ecuación (2-32), donde aparece nuevamente la distancia del puerto al área de ensamblaje, D_a , que como se ha comentado anteriormente, toma un valor nulo. Y la distancia del área de ensamblaje al parque, D_{as} , es igual a la distancia del puerto al parque, D_p .

$$\text{Coste Puerto y Puesta en Escena (€)} = (28101577 + 27188 \cdot D_a + 21667 \cdot D_{as}) \cdot \frac{N_t}{60} \cdot K_d \quad (2-32)$$

2.2.3.2 Plataforma semisumergible

Respecto a las subestructuras semisumergibles, los costes portuarios y de puesta en escena se estiman mediante la ecuación (2-33).

$$\text{Coste Puerto y Puesta en Escena (€)} = (15896470 + 2975 \cdot P_a + 28266 \cdot D_p) \cdot \frac{N_t}{60} \cdot K_d \quad (2-33)$$

2.2.4 Infraestructura eléctrica

El coste de la infraestructura eléctrica considera únicamente el coste de adquisición de la red interior de media tensión, es decir, el cable submarino de MT que interconecta las turbinas con la subestación marina transformadora MT/AT. El coste de la subestación marina y el cable de exportación no se consideran en el modelo ya que corren a cuenta del propietario de la red, siguiendo el enfoque de coste reducido que se contempla en el marco regulador de la energía eólica de la UE [13, p. 33]. Cabe resaltar que el coste de la infraestructura eléctrica no diferencia entre un tipo de subestructura u otro, por lo que se considera el mismo en ambas.

Antes de describir las ecuaciones, es importante destacar que el modelo considera una configuración radial de la red de MT, Figura 6, en el que varias turbinas están conectadas en serie a una misma fila o línea de CA. Con las turbinas distribuidas en forma de cuadrícula rectangular simple. Donde la distancia entre las turbinas de una misma línea, S_t (medida en número de diámetros de rotor), es un parámetro de entrada característico del parque, que afecta al cálculo de la longitud del cable de MT. Mientras que la distancia entre filas no se emplea en ninguna ecuación. Sin embargo, es importante que las distancias entre turbinas y filas tomen valores adecuados para evitar el efecto estela.

Es importante tener en cuenta que la separación entre turbinas afecta a la longitud del cable de MT que está directamente relacionado con los costes del mismo, por tanto, se debe seleccionar una separación que minimice el efecto estela, al menor coste posible.



Figura 6. Disposición eléctrica del parque [12, p. 168].

El cable submarino de MT está compuesto por dos partes diferentes, una parte fija y otra colgante. Los extremos colgantes conectan la turbina con el cable fijo en el fondo del mar, Figura 7. Para poder calcular el coste de adquisición del cable submarino de MT es necesario conocer su longitud y su precio por unidad de longitud.

El coste por unidad de longitud del cable submarino se obtiene de la ecuación (2-34), extraída de un estudio realizado por el proyecto Corewind [14, p. 88]. Donde se observa, que será necesario entrar en la Tabla 3 con la tensión nominal del cable, para obtener los coeficientes c_1 , c_2 y c_3 .

$$C_{\text{Cable MT}} (\text{€/m}) = c_1 + c_2 \cdot \exp(c_3 \cdot S_n(\text{MVA})) \quad (2-34)$$

Tabla 3. Tabla de coeficientes de costes del cable submarino [14, p. 88].

Voltage (kV)		Cost Coefficient			Range	Units	Year
Rated	Max	c_1	c_2	c_3	(MVA)		
6.6	7.2	67.63	8.24	0.44	[2.9, 7.5]	k€/km	-
11	12	49.37	16.32	0.22	[4.8, 12.5]	k€/km	-
22	24	-1.27	50.66	0.07	[9.5, 27.2]	k€/km	-
33	36	-35.29	80.17	0.04	[17.0, 44.0]	k€/km	-
66	72.5	-57.35	105.20	0.02	[34.3, 94.3]	k€/km	-
132	145	-1337.00	1125.00	3.5×10^{-3}	[121.1, 188.6]	k€/km	-

Para calcular la potencia aparente nominal del cable, ecuación (2-36), se requiere calcular la intensidad de diseño del cable, ecuación (2-35), para lo que es necesario seleccionar la tensión nominal del mismo. El factor de potencia de la ecuación (2-35) es un parámetro proporcionado por el modelo de costes BOS, toma un valor predeterminado del 95%, lo que significa que las pérdidas eléctricas de los cables son del 5% [11, p. 34].

$$I_b = N_{tf} \cdot \frac{P_t}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot f \cdot dp} \quad (2-35)$$

$$S_n(\text{MVA}) = \sqrt{3} \cdot I_b \cdot U_n \quad (2-36)$$

La tensión nominal seleccionada para el cable submarino de MT en el presente modelo es de 66 kV, cabe destacar que dicha tensión está contemplada en la normativa como AT de 2º categoría. Sin embargo, la normativa está enfocada a líneas áreas.

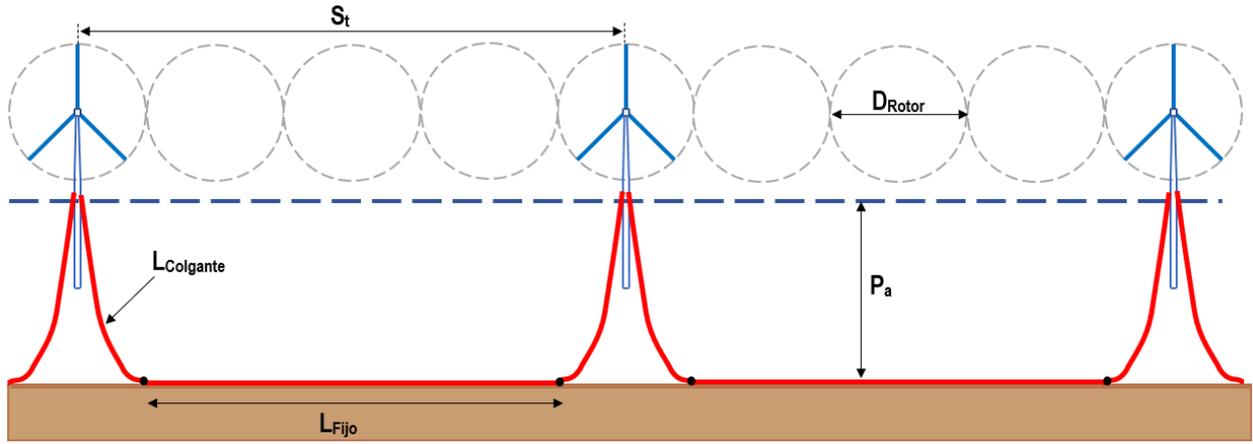


Figura 7. Esquema del cable de media tensión.

Para calcular la longitud del cable submarino de MT, se utilizan las ecuaciones del modelo BOS. Como se ha comentado anteriormente, el cable submarino está constituido por dos partes:

En primer lugar, la parte colgante, cuya longitud se estima a partir de la ecuación (2-38), es la longitud de la hipotenusa del triángulo rectángulo que se forma con la profundidad (cateto opuesto) y el fondo marino (cateto adyacente). Utilizando el ángulo, α , estimado con la ecuación (2-37), denominado ángulo del sistema. Dicha longitud se multiplica por un factor de catenaria, K_c , que toma un valor del 4%, cuya función es considerar la curvatura típica en “S” del cable, permitiendo que cuelgue flojo en el agua y reduciendo la abrasión del fondo marino que podría causar daños en el cable [11, p. 43].

$$\alpha (^{\circ}) = -0,0047 \cdot P_a + 18,743 \quad (2-37)$$

$$L_{Colgante} (m) = \frac{P_a}{\cos(\alpha)} \cdot (K_c + 1) + 190 \quad (2-38)$$

En segundo lugar, la longitud del cable fijado al fondo marino se calcula a partir de la ecuación (2-39), obtenida a partir de la separación entre turbinas (medida en número de diámetros de rotor) y el diámetros del rotor de la turbina, con la que se obtiene la distancia en metros entre las turbinas, a la cual hay que restar la longitud desde justo debajo de la turbina al punto de conexión con el cable colgante a lo largo del fondo marino, utilizando el ángulo del sistema y resolviendo el triángulo rectángulo.

$$L_{Fijo} (m) = S_t \cdot D_{Rotor} - 2 \cdot \tan(\alpha) \cdot P_a - 70 \quad (2-39)$$

La longitud del cable de MT se obtiene resolviendo la ecuación (2-40), en la que aparece un coeficiente de longitud de contingencia, con el que se agrega un 10% de longitud para garantizar que la longitud final sea correcta [11, p. 34].

$$L_{MT} (m) = (N_{tf} - 1) \cdot (2 \cdot L_{Colgante} + L_{Fijo}) \cdot (1 + K_l) \quad (2-40)$$

Por último, se obtiene la ecuación (2-41), donde se contabiliza el coste final de adquisición del cable de MT, considerando el número de filas, N_F , que constituye el parque. Además se incluye un factor de cable dinámico, F_D , que toma un valor predeterminado de 2 [11, p. 34]. El objetivo de dicho factor es considerar el sobrecooste respecto a los cables fijados al fondo marino, debido a que los cables dinámicos están diseñados para resistir las fuerzas de las corrientes oceánicas y el movimiento de las olas.

$$\text{Coste Infraestructura Eléctrica (€)} = N_F \cdot C_{Cable MT} \cdot L_{MT} \cdot F_D \quad (2-41)$$

2.2.5 Ingeniería y gestión

Los costes de ingeniería y gestión recogen los gastos generados por la contratación y gestión del personal (generentes, ingenieros y obreros) que realizan las tareas de diseños de ingeniería y de fabricación de componentes del parque. Según NREL, se puede estimar considerando que son un 4% del total de los costes de adquisición e instalación de componentes (sumatorio de costes de las subestructuras y cimentación, infraestructura eléctrica, y costes de instalación y puesta en escena), añadiendo además, 453600 € debidos a los costes de diseño de los componentes secundarios de acero y 45,36 €/kW debidos a la contratación del personal necesario [11, p. 31]. Se observa que el coste debido a la contratación del personal, depende de la potencia total instalada en kW. Y que el coste total de ingeniería y gestión del parque flotante depende del tipo de subestructura utilizada, por lo que en este caso, se obtendrá un coste para cada tipo de subestructura.

2.2.6 Desarrollo

En los costes de desarrollo se consideran dos bloques: En primer lugar, los gastos de los procesos iniciales de diseño y planificación, realizados por ingenieros de diseño y analistas financieros. Según NREL, dichos costes se consideran de 11,34 M€ [11, p. 29]. En segundo lugar, los gastos en la fabricación e instalación de torres meteorológicas, necesarias para obtener los datos necesarios para la aprobación y verificación del sitio propuesto para el proyecto. Se estiman en función de la potencia de la turbina y del número de turbinas, ecuación (2-42), considerandose el coste de la torre meteorológica de 8707,6 €/MW [11, p. 31].

$$\text{Torres Meteorológicas (€)} = N_t \cdot P_t \cdot C_{TM}(\text{€/MW}) \quad (2-42)$$

2.2.7 Turbinas

Para estimar el coste de adquisición de las turbinas, se emplea una expresión desarrollada por el artículo “A life cycle cost model for floating offshore wind farms” [15]. Donde se ha obtenido la ecuación (2-43) a través de un modelo de regresión lineal sobre un conjunto de datos de precios de aerogenerados con potencia nominal entre 2 y 10 MW. El uso de esta ecuación es compatible con el resto del modelo ya que permite el cálculo del gasto por la adquisición de turbinas de 10 MW. Hay que destacar que la ecuación únicamente es función de la potencia nominal, no depende del tipo de subestructura, por lo que el coste es igual para ambos casos.

$$\text{Coste Turbinas (M€)} = N_t \cdot (1,6 \cdot P_t - 1,9) \quad (2-43)$$

2.2.8 Inversión inicial

Tras evaluar todas las categorías del modelo, se puede obtener la inversión inicial como el sumatorio de los costes de todas las categorías, ecuación (2-44). Por lo que la inversión inicial consideraría todos los costes de adquisición e instalación de las subestructuras, sistemas de amarre y anclaje, y turbinas, así como el coste de la adquisición del cable para la infraestructura eléctrica, y los costes de desarrollo, y de ingeniería y gestión necesarios para la construcción del parque eólico flotante.

$$C_0 (\text{€}) = \sum (\text{Costes del modelo}) + \text{Coste Turbinas} \quad (2-44)$$

2.3 Cálculo del LCOE

Típicamente, para comparar el coste de la generación de energía eléctrica mediante diferentes métodos de generación se utiliza el coste nivelado de la energía (LCOE). Este parámetro es una forma de representar el precio medio al que debe venderse la energía producida durante la vida útil del parque, para compensar todos los gastos necesarios para su construcción, su mantenimiento durante la operación y su desmantelamiento cuando finalice su vida útil. Se calcula a partir de la ecuación (2-45).

$$LCOE \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) = \frac{C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_{O\&M}}{(1+r)^i} + C_D}{\sum_{i=1}^n \frac{E_{Total\ Anual}}{(1+r)^i}} \quad (2-45)$$

En el numerador aparecen todos los costes a lo largo de la vida útil del parque y en el denominador la energía anual producida durante la vida útil del parque, que se estima de 20 años. Aparecen por primera vez, los costes de operación y mantenimiento, $C_{O\&M}$, los costes de desmantelamiento, C_D , y la tasa de descuento del proyecto, r . La tasa de descuento que se aplica a un parque eólico flotante es muy elevada debido a la poca madurez de la tecnología, tomando un valor del 6,6% [16]. Respecto a los costes de operación y mantenimiento durante la vida útil del parque, se estiman a partir de la ecuación (2-46), donde aparece un coste fijo relacionado con la potencia instalada y un coste variable relacionado con la energía anual producida que toman un valor de 76,28 €/MW y 20,4 €/MWh respectivamente [17].

$$C_{O\&M}(\text{€}) = P_{Instalada} \cdot C_{O\&M}^{Fijo} \left(\frac{\text{€}}{MW} \right) + E_{Total\ Anual} \cdot C_{O\&M}^{Variable} \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) \quad (2-46)$$

En último lugar, se calculan los costes de desmantelamiento. No se han considerado descuentos sobre este gasto, debido a que no se conocen las ganancias que se podrían generar al incluir el desguace de componentes y la reventa de las materias prima. El coste de desmantelamiento se estima con la ecuación (2-47), suponiendo que los gastos generados en este proceso serán similares a los gastos debidos al ensamblaje e instalación del parque [11, p. 56].

$$C_D (\text{€}) = \frac{\text{Coste total Ensamblaje e Instalación}}{(1 + \text{Tasa de descuento})^{Vida\ Útil}} \quad (2-47)$$

Donde se considerará que la vida útil es de 20 años, y la tasa de descuento que se aplica es del 2%. Al igual que ocurre con los gastos de ensamblaje e instalación, el coste del desmantelamiento dependerá del tipo de subestructura seleccionada.

3 CASOS DE ESTUDIO

En este capítulo se va a realizar el análisis económico de un parque eólico flotante con la ayuda de la herramienta desarrollada en el capítulo anterior. El objetivo principal de dicho análisis es comparar los costes de la generación del mismo parque en diferentes localizaciones, y considerando las diferentes subestructuras flotantes modeladas, así como los costes asociados a la adquisición e instalación de los componentes, y la inversión inicial necesaria. De este modo se podrá observar como afectan los parámetros de entrada o de diseño que modelan el parque flotante y que localizaciones son más favorables para este tipo de tecnologías.

Para obtener los resultados del análisis se ha utilizado el software de cálculo técnico, Matlab (Versión R2020b). El código generado para realizar los cálculos necesarios se adjuntará como anexo al final del proyecto.

3.1 Descripción del parque

El parque eólico flotante considerado para el análisis consta de una potencia total instalada de 100 MW, formado por un total de 10 turbinas de 10 MW cada una, distribuidas en dos filas con 5 turbinas cada una. La turbina seleccionada para poder realizar los cálculos de producción de energía ha sido desarrollada por la Universidad Técnica de Dinamarca, se trata del modelo de referencia “DTU 10 MW”. La curva de potencia de la turbina empleada para el cálculo de la energía anual producida se puede ver en la Figura 8 [18].

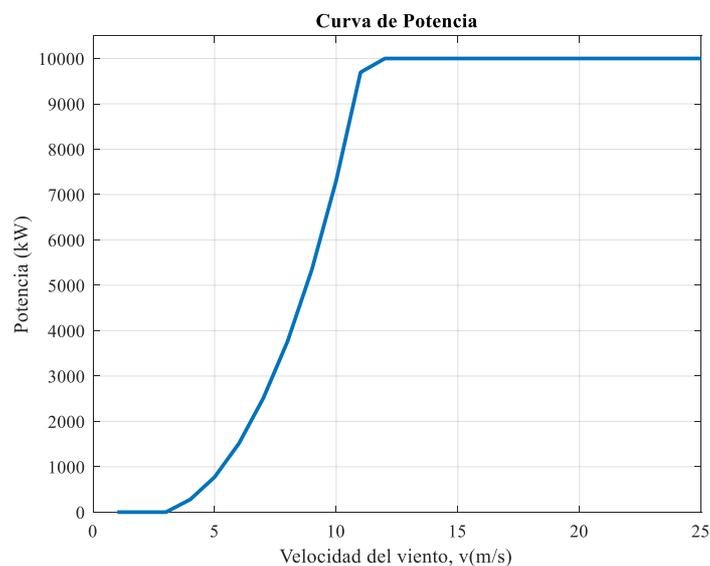


Figura 8. Curva de potencia del aerogenerador “DTU 10 MW”.

Tabla 4. Parámetros de la turbina necesarios para los cálculos [18].

Parámetros	Unidad	Valor
Altura del buje	m	119
Diámetro del rotor	m	178,3
Potencia nominal	MW	10

En cuanto a la distribución y separación entre las turbinas, la separación entre turbinas de diferentes filas se considera de 9 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento dominante. Y entre las turbinas de una misma fila de 7 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular a la dirección del viento dominante, se adjunta la Figura 9 a modo ilustrativo.

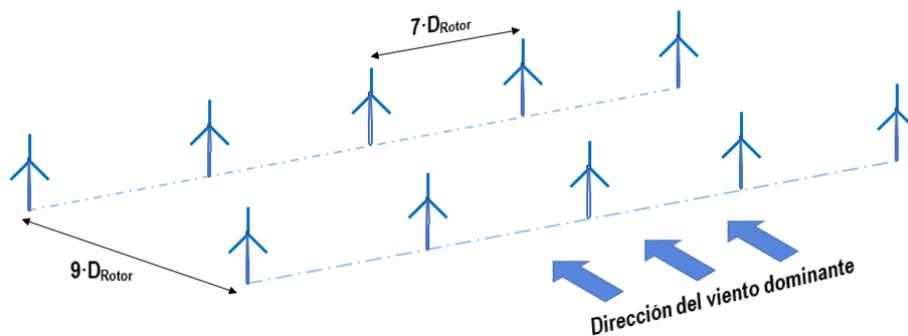


Figura 9. Esquema de la distribución del parque flotante.

3.2 Emplazamiento

Las Islas Canarias presentan una serie de condiciones que las hace un emplazamiento idóneo para la eólica marina flotante. En 2018, la generación de electricidad renovable de las islas representó un 10,5% de la generación total de electricidad, por lo que la mayor parte de la electricidad generada es de origen fósil. Este hecho provoca que el coste de la energía eléctrica en las islas sea superior al de la península.

Por otra parte, el recurso eólico marino en Canarias es de gran calidad y abundante, por lo que un método para reducir los costes de generación puede ser la instalación de eólica marina. Además, los factores de capacidad de la eólica marina superan las 4000 horas equivalentes, por tanto, es una fuente de energía renovable con gran estabilidad, esencial en sistemas eléctricos aislados como el de las islas [19, p. 17].

Por estos motivos, se decide localizar el parque en la isla de Gran Canaria. Para ilustrar el recurso eólico disponible en la isla se adjuntan las Figura 10 y Figura 11, donde se representan respectivamente la velocidad del viento y la densidad energética de la zona.

Para realizar un análisis más detallado, se decide ubicar el parque en tres emplazamientos diferentes. En los dos primeros se fija una profundidad de 500 m, cumpliendo ampliamente el rango recomendado para los dos tipos de subestructuras consideradas en el modelo. Estos dos emplazamientos se diferenciarán principalmente en la densidad energética del lugar y en la distancia del mismo hasta el puerto de Las Palmas, que será el área de ensamblaje como se ha comentado en el capítulo 2. El tercer emplazamiento estaría ubicado en una zona con alta densidad energética y una profundidad de 100 m (la profundidad mínima compatible para las dos subestructuras), a la misma distancia del puerto que el primer emplazamiento.

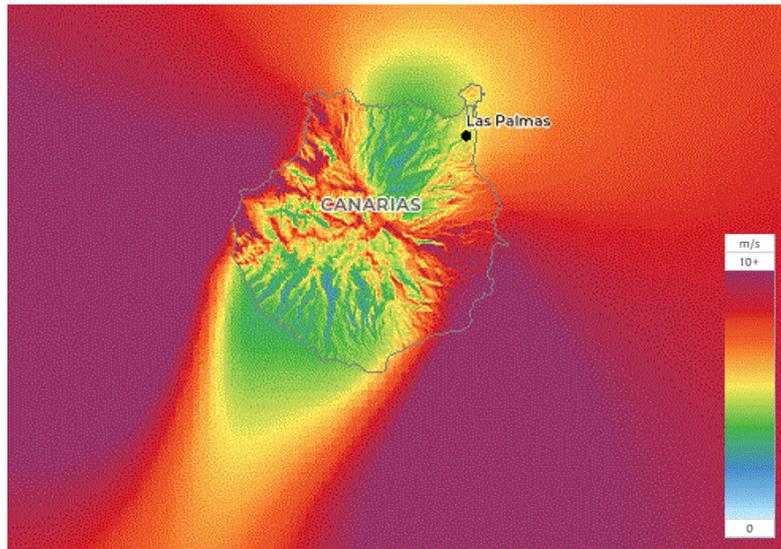


Figura 10. Mapa de velocidad de viento de la isla de Gran Canaria [9].

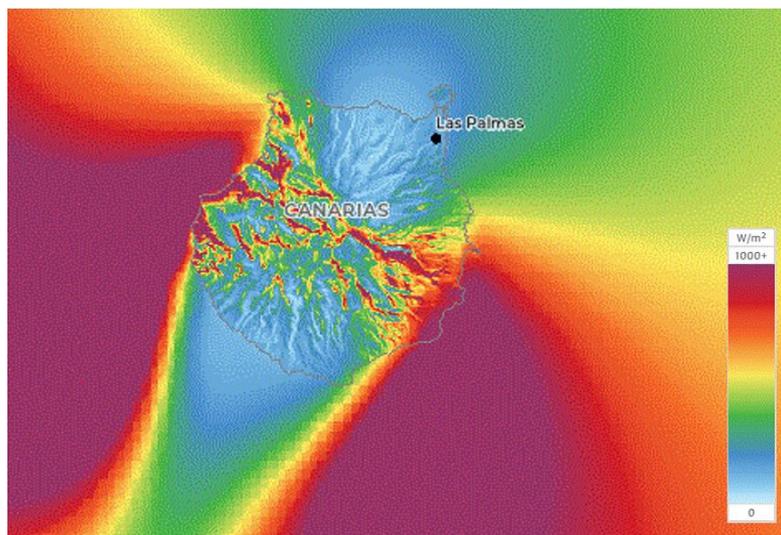


Figura 11. Mapa de densidad energética de la isla de Gran Canaria [9].

3.2.1 Emplazamiento A

Como se puede observar en las Figura 10 y Figura 11, existen dos puntos con gran potencial para la colocación del parque, específicamente las caras suroeste y sureste. Sin embargo, es importante tener en cuenta la distancia al puerto, concretamente al puerto de Las Palmas. Como se ha comentado en el capítulo 2, los costes de ensamblaje e instalación y los costes de puerto y puesta en escena dependen fundamentalmente de la distancia al puerto.

Por lo que se decide que la localización A se ubique en la cara sueste, Figura 12. A unos 50 km del puerto donde se realizará el ensamblaje del conjunto turbina-subestructura. Y a una profundidad de 500 m.

Tabla 5. Coordenadas del emplazamiento A en grados decimales.

Longitud	27,72
Latitud	-15,38

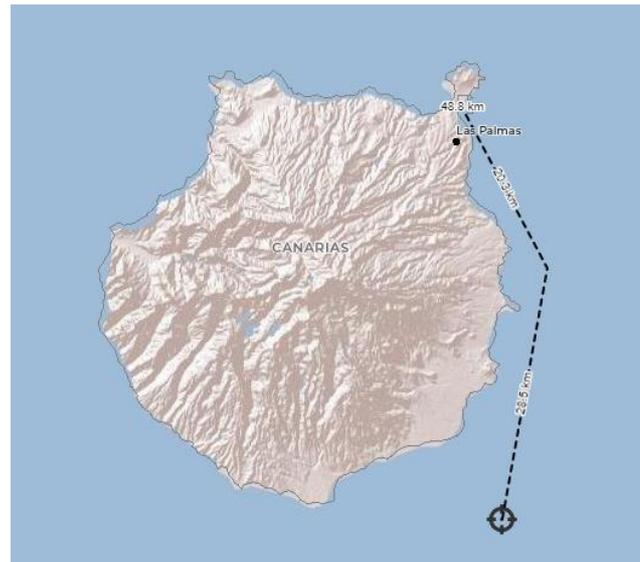


Figura 12. Emplazamiento A [9].

3.2.2 Emplazamiento B

Dada la ubicación considerada en el apartado anterior, en este caso se decide colocar el parque a una distancia menor del puerto de ensamblaje, Figura 13. Pero como se puede ver en la Figura 11, esta ubicación presenta una densidad energética algo menor que la del emplazamiento anterior.

La distancia desde el parque al puerto es de 23 km. Y al igual que en el caso interior el emplazamiento se ha seleccionado a una profundida de 500 m.

Tabla 6. Coordenadas del emplazamiento B en grados decimales.

Longitud	27,95
----------	-------

Latitud	-15,32
---------	--------



Figura 13. Emplazamiento B [9].

3.2.3 Emplazamiento C

En última instancia, se decide ubicar el parque en la zona de alta densidad energética (cara sureste), donde se ha ubicado el parque en el caso A, pero a una profundidad menor, concretamente a 100 m. Siendo esta el límite compatible para ambas subestructuras, impuesto por las subestructuras “spar”. En la Tabla 7 aparecen las coordenadas exactas de dicho emplazamiento, y en la Figura 14 se puede ver que la distancia desde el parque flotante hasta el puerto de instalación es igual a la del caso A, unos 50 km.

Tabla 7. Coordenadas del emplazamiento C en grados decimales.

Longitud	27,735
Latitud	-15,389

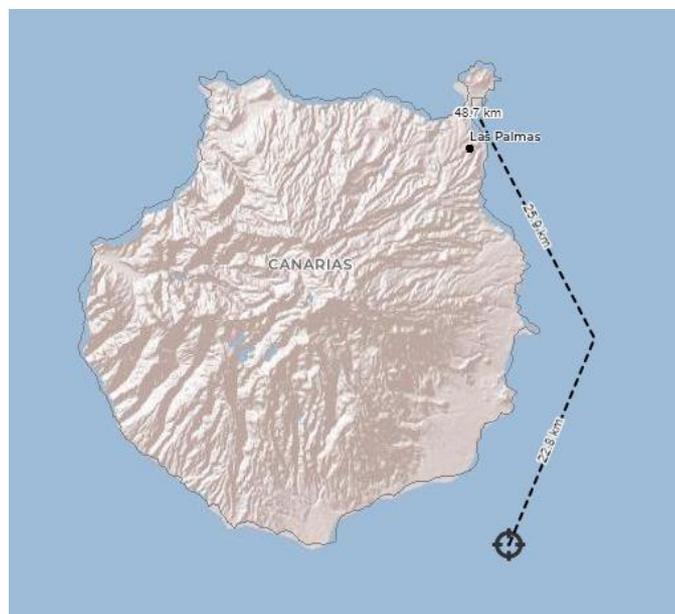


Figura 14. Emplazamiento C [9].

3.3 Resultados del caso A

En el siguiente apartado se presentarán los resultados obtenidos tras aplicar el modelo de producción de energía y el modelo de costes, así como el cálculo del coste nivelado de la energía, sobre el emplazamiento A.

3.3.1 Recurso Eólico

Para obtener la producción anual de energía eléctrica del parque, se utilizan los factores de escala y forma que proporciona el atlas eólico, “Global Wind Atlas” [9].

El atlas proporciona los factores de escala y de forma a una altura de referencia para cada dirección, considerando 12 direcciones desde la dirección 0° hasta 330° con un salto de 30° cada una, Tabla 8. Para obtener los factores de escala y de forma a la altura de referencia se hace el promedio de los factores de cada dirección considerando la probabilidad de ocurrencia de cada dirección, obteniendo finalmente los factores de escala y de forma promedios a la altura de referencia, siendo esta de 100 m. Dado que la altura de referencia es diferente a la altura del buje del aerogenerador (119 m), será necesario aplicar la ecuación (2-2), para corregir el factor de escala. Donde se considera una longitud de rugosidad, z_0 , típica de superficies de agua, tomando un valor de 0,0002 m [10]. Obteniéndose finalmente un factor de escala de 12,58 m/s y un factor de forma de 2,88.

Tabla 8. Parámetros de Weibull a la altura de referencia (100 m) del emplazamiento A [9].

	Dirección del viento											
	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
C_{ref} (m/s)	13,3	14,32	6,34	4,76	3,38	2,89	3,69	5,91	8,02	7,12	2,86	2,73
K_{ref}	2,732	3,268	2,217	1,271	1,221	1,283	1,818	1,424	1,885	1,576	1,115	1,080
f	0,15	0,64	0,08	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,02	0,01	0,01

Cabe destacar que la dirección con mayor probabilidad de ocurrencia es la de 30°, es decir, dirección noreste. Con una probabilidad de ocurrencia del 64%. Por lo que la orientación del parque será en esta dirección.

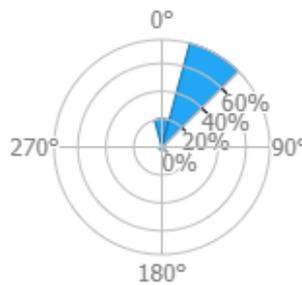


Figura 15. Rosa de los vientos del emplazamiento A.

Para obtener la energía anual producida se sigue el procedimiento descrito en el capítulo 2, en el modelo de producción de energía. Obteniéndose la distribución de Weibull de la Figura 16 y los resultados de la Tabla 9. Resultados obtenidos del modelo de producción del emplazamiento A. Tabla 9.

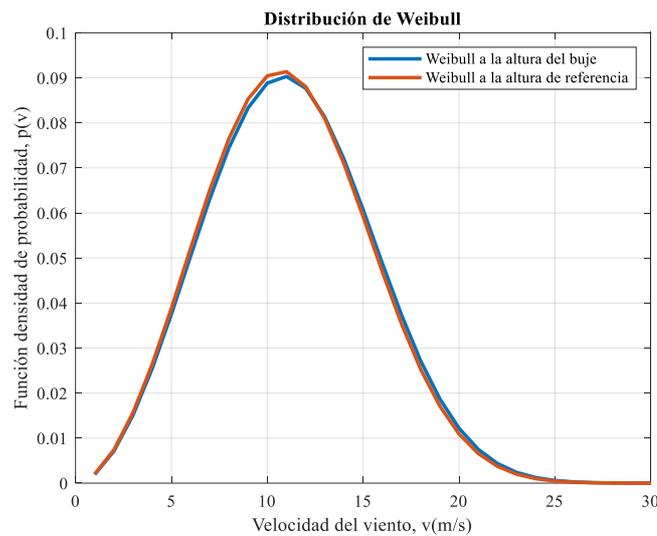


Figura 16. Distribución de Weibull del emplazamiento A.

Tabla 9. Resultados obtenidos del modelo de producción del emplazamiento A.

Parámetros	Unidad	Valor
Energía anual producida	GWh/año	531,72
FC	%	60,7
NHE	h	5317,2

3.3.2 Evaluación económica

A continuación, se muestran todos los resultados obtenidos a partir del modelo de costes. Comenzando por el desglose de todos los costes que componen la inversión inicial para la construcción del parque eólico flotante. La inversión inicial necesaria para la construcción de un parque eólico flotante con subestructuras “spar” y semisumergibles, son respectivamente, 317,3 M€ y 288,76 M€. En la Tabla 10 aparecen los resultados obtenidos tras evaluar todas las categorías consideradas en el modelo de costes para un parque flotante que utilice subestructuras “spar”. Para un parque que utilice subestructuras semisumergibles el desglose de costes aparece en la Tabla 11. En las que se observa que los costes debidos al desarrollo y a la adquisición de la infraestructura eléctrica y las turbinas, no dependen del tipo de subestructura. Al contrario del resto de costes que aparecen en las tablas.

Tabla 10. Inversión inicial con subestructuras “spar” (Emplazamiento A).

Subestructura y cimentación	99,64	M€
Ensamblaje e instalación	43,45	M€
Puerto y puesta en escena	4,4	M€
Infraestructura eléctrica	10,1	M€
Ingeniería y gestión	6,5	M€
Desarrollo	12,21	M€
Turbinas	141	M€

Tabla 11. Inversión inicial con subestructuras semisumergibles (Emplazamiento A).

Subestructura y cimentación	102,63	M€
Ensamblaje e instalación	14,6	M€
Puerto y puesta en escena	2,83	M€
Infraestructura eléctrica	10,1	M€
Ingeniería y gestión	5,41	M€
Desarrollo	12,21	M€
Turbinas	141	M€

Para examinar el porcentaje que representa cada categoría sobre el coste total de inversión inicial se adjunta la Figura 17 y Figura 18. Donde se observa que el coste de adquisición de las turbinas representa en ambos casos el mayor desembolso inicial del proyecto. Seguido del coste de adquisición de las subestructuras y el sistema de amarre y anclaje. Cabe resaltar que el porcentaje de gasto que representa cada categoría presenta un comportamiento similar en los dos casos. Sin embargo, el coste de ensamblaje e instalación es mucho mayor en caso de utilizar subestructuras “spar”.

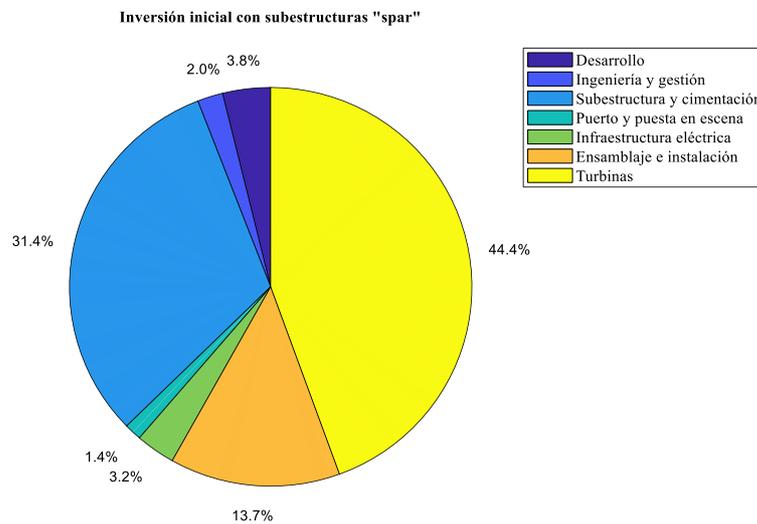


Figura 17. Gráfico circular con el porcentaje que representa cada categoría sobre el total de la inversión inicial en el caso de utilizar subestructuras “spar” (Emplazamiento A).

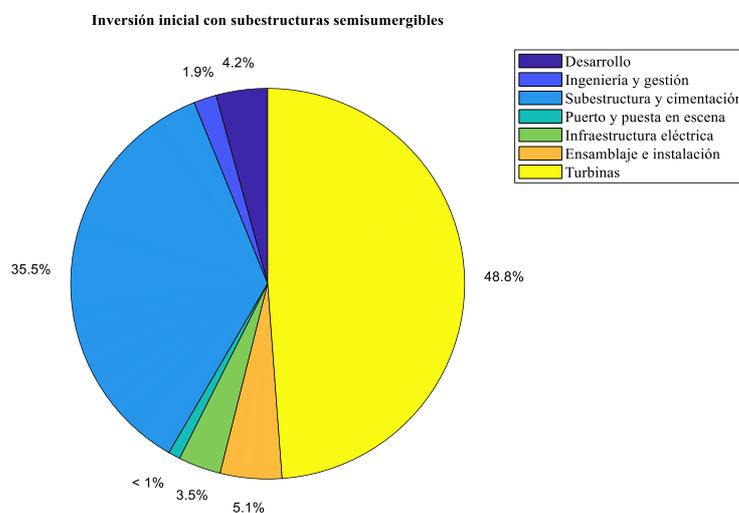


Figura 18. Gráfico circular con el porcentaje que representa cada categoría sobre el total de la inversión inicial en el caso de utilizar subestructuras semisumergibles (Emplazamiento A).

Representando los costes de ensamblaje e instalación según el tipo de subestructura empleada y dividiendo los costes debidos a la instalación de la turbina y a los ocasionados por la subestructura, se obtiene la Figura 19. Donde se observa que efectivamente, el gasto generado al emplear las subestructuras “spar” es mucho mayor al de las subestructuras semisumergible. Este comportamiento se podía apreciar en las ecuaciones (2–28), (2–29), (2–30) y (2–31), donde además se observa que cuanto mayor sea la distancia del puerto al parque, mayores serán los gastos de ensamblaje e instalación.

Examinando el comportamiento del coste de las subestructuras, se aprecia en la Figura 19 que, aunque el coste de instalación de las subestructuras “spar” sea superior al de las semisumergibles, su coste de adquisición es relativamente menor. Sin embargo, que su coste de adquisición sea menor, no es suficiente para que la inversión inicial final de un parque con subestructuras “spar” sea menor que el equivalente con subestructuras semisumergibles.

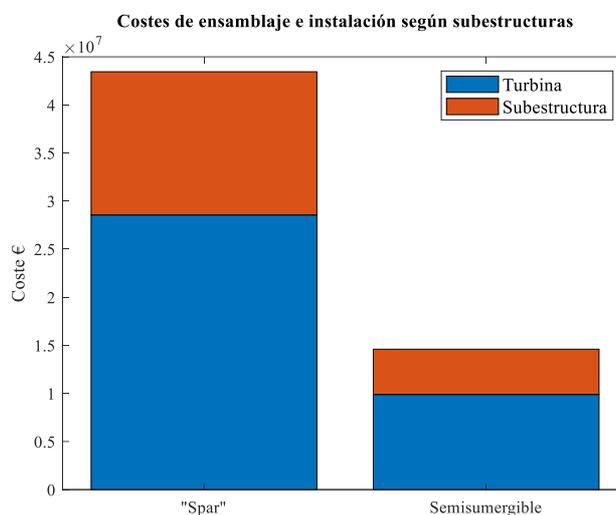


Figura 19. Gráfico de barras de coste de ensamblaje e instalación según la subestructura.

En la Tabla 12 y Tabla 13 se observa que los costes de la placa de oleaje, la estructura de celosía y en menor medida el acero secundario de las subestructuras semisumergible, encarecen su coste respecto al de la subestructura “spar”.

Tabla 12. Coste de los componentes de una única subestructuras “spar” (Profundidad A).

Columna rígida	5,6	M€
Columna cónica	1,11	M€
Lastre	0,71	M€
Sistema de amarre y anclaje	1,7	M€
Acero secundario	0,85	M€

Tabla 13. Coste de los componentes de una única subestructuras semisumergible (Profundidad A).

Columna rígida	2,63	M€
Estructura de celosía	3,31	M€
Placa de oleaje	1,65	M€
Sistema de amarre y anclaje	1,7	M€
Acero secundario	0,98	M€

Para ilustrar el porcentaje del coste total de la subestructura que supone cada componente que la conforma, se realiza el gráfico que aparece en la Figura 20 y Figura 21. Estos costes dependen únicamente de la potencia de la turbina, y de la profundidad del agua, por lo que en los dos primeros casos de estudio que se analizan en este proyecto permanecerán invariantes, ya que la profundidad del emplazamiento A es igual a la del C.

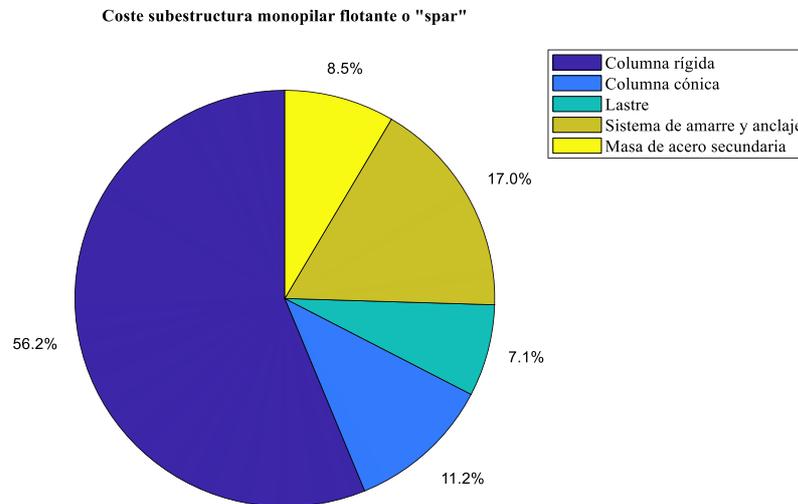


Figura 20. Gráfico circular con el porcentaje de cada componente sobre el coste total una subestructura monopilar flotante o "spar" (Profundidad A).

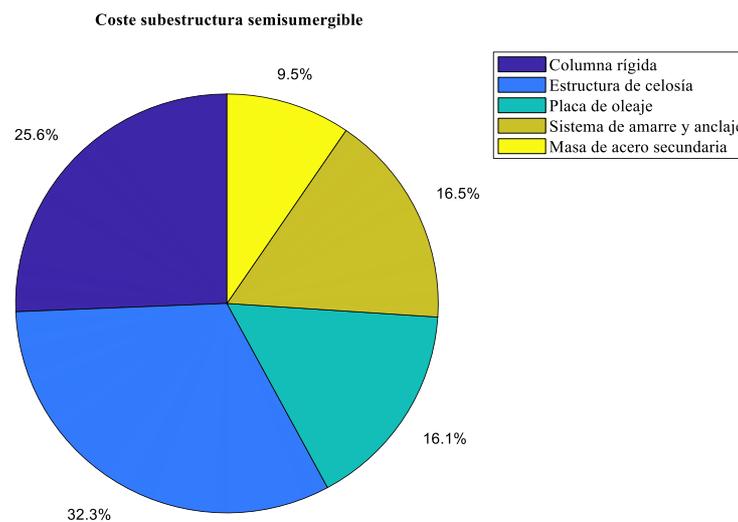


Figura 21. Gráfico circular con el porcentaje de cada componente sobre el coste total una subestructura semisumergible (Profundidad A).

En cuanto a los gastos durante el ciclo de vida del parque, se consideran además de la inversión inicial, los gastos debidos a la operación y mantenimiento durante su ciclo de vida, y el desmantelamiento del parque cuando se cumplan los 20 años de operatividad. En la Tabla 14 se adjuntan los gastos durante el ciclo de vida de un parque con subestructuras "spar" y en la Tabla 15 los de un parque con estructuras semisumergibles.

Tabla 14. Costes durante su ciclo de vida con subestructuras "spar" (Emplazamiento A).

Inversión inicial	317,3	M€
Operación y mantenimiento	118,7	M€
Desmantelamiento	29,24	M€

Tabla 15. Costes durante su ciclo de vida con subestructuras semisumergibles (Emplazamiento A).

Inversión inicial	288,76	M€
Operación y mantenimiento	118,7	M€
Desmantelamiento	9,82	M€

Aplicando el mismo procedimiento de análisis se representan los gráficos circulares de porcentajes de costes durante el ciclo de vida para ambas subestructuras, Figura 22 y Figura 23. Donde se aprecia que en el parque con subestructuras “spar” el 68,2% del gasto total es debido a la inversión inicial, muy parecido al 69,2% que representa en el caso de las subestructuras semisumergibles. En general, ambos parques presentan un comportamiento similar, salvando que los costes de ensamblaje e instalación y por tanto los de desmantelado, son superiores en el caso de utilizar subestructuras “spar”.

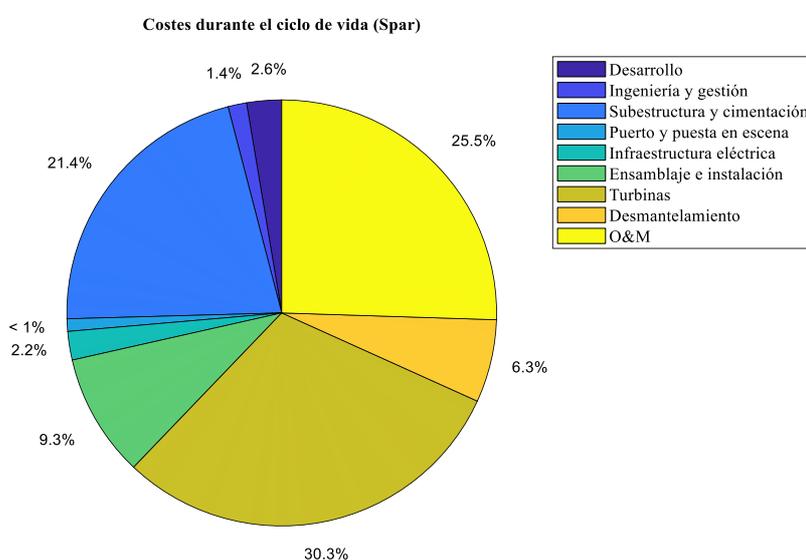


Figura 22. Gráfico circular con el porcentaje de cada categoría sobre el coste total del parque con subestructuras “spar” durante su ciclo de vida (Emplazamiento A).

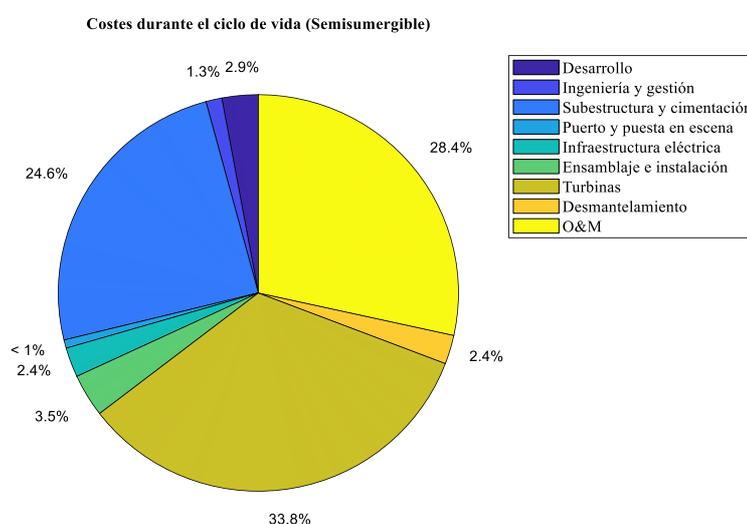


Figura 23. Gráfico circular con el porcentaje de cada categoría sobre el coste total del parque con subestructuras semisumergible durante su ciclo de vida (Emplazamiento A).

Finalmente, se obtiene el coste nivelado de la energía considerando las dos subestructuras, Tabla 16. Debido a la menor inversión inicial, y menor coste de desmantelamiento que presentan las subestructuras semisumergibles, el coste nivelado de la energía es un 10% menor, al que se obtiene empleando subestructuras “spar”.

Tabla 16. Costes nivelado de la energía con las dos subestructuras (Emplazamiento A).

LCOE (Spar)	80,03	€/MWh
LCOE (Semisumergible)	71,78	€/MWh

3.4 Resultados del caso B

En el siguiente apartado se presentarán los resultados obtenidos tras aplicar el modelo de producción de energía y el modelo de costes, así como el cálculo del coste nivelado de la energía, sobre el emplazamiento B.

3.4.1 Recurso Eólico

El procedimiento realizado para obtener la producción anual es el mismo que se ha descrito en el caso anterior y en el capítulo 2. Donde la única diferencia respecto al caso anterior son los parámetros de Weibull de referencia, ya que son característicos de cada emplazamiento, Tabla 17. Los factores de escala y forma a la altura del buje obtenidos son respectivamente 9,9 m/s y 2,94. En este caso la dirección de viento dominante es la de 0°, es decir, dirección norte, con una probabilidad de ocurrencia del 56%, a la cual se orientaría el parque flotante.

Tabla 17. Parámetros de Weibull a la altura de referencia (100 m) del emplazamiento B [9].

	Dirección del viento											
	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
C_{ref} (m/s)	10,92	7,17	3,81	3,08	3,72	3,8	5,45	9,44	10,8	2,08	6,13	11,76
K_{ref}	3,447	2,186	1,385	1,037	1,225	1,502	1,756	1,924	1,6	0,693	1,369	3,107
f	0,56	0,14	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02	0,03	0,01	0,01	0	0,16

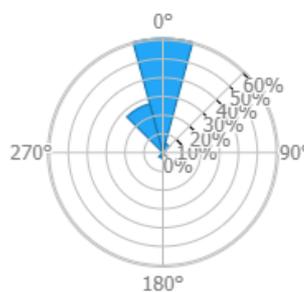


Figura 24. Rosa de los vientos del emplazamiento B [9].

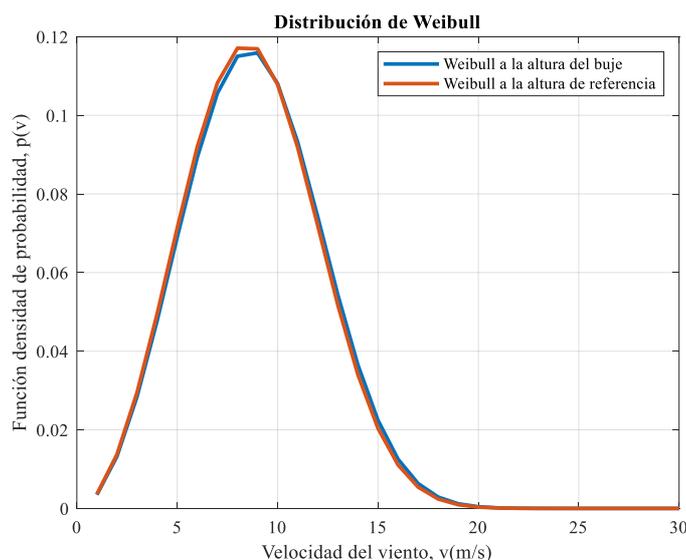


Figura 25. Distribución de Weibull del emplazamiento B.

Respecto al recurso eólico del emplazamiento B, se obtienen los resultados recogidos en la Tabla 18. Donde se observa que la energía anual producida en este nuevo emplazamiento es un 25% menor que la producida en el emplazamiento A. Asimismo, el factor de capacidad desciende del 60% en el caso A, al 45,35% en el caso B. Resultando un emplazamiento de menor calidad energética que el anterior, con un número de horas equivalentes considerablemente menor.

Tabla 18. Resultados obtenidos del modelo de producción del emplazamiento B.

Parámetros	Unidad	Valor
Energía anual producida	GWh/año	396,39
FC	%	45,25
NHE	h	3963,9

3.4.2 Evaluación económica

Respecto al caso anterior, al recalcular el modelo de costes, únicamente se ven afectados los costes que dependen de la distancia que existe desde el parque eólico flotante al puerto donde se realiza el ensamblaje del conjunto turbina-subestructura. Concretamente, los costes de ensamblaje e instalación, de puerto y puesta en escena, y de ingeniería y gestión considerándose las dos subestructuras flotantes, el resto de coste permanecen inalterados respecto al caso A. Los resultados de la inversión inicial se pueden ver desglosados en la Tabla 19 y Tabla 20. Como era de esperar, al reducirse la distancia, los costes que dependen de ella disminuyen, sin embargo, la reducción no es significativa. Obteniéndose unos costes asociados a la inversión inicial de 315,6 M€ en el caso de montar subestructuras “spar” y de 287,98 M€ con subestructuras semisumergibles. El ahorro generado por reducir la distancia, cuando se utilizan subestructuras “spar” es de 1,7 M€ y en el caso de emplear subestructuras semisumergibles, es aún menor, de 0,78 M€.

Tabla 19. Inversión inicial con subestructuras “spar” (Emplazamiento B).

Subestructura y cimentación	99,64	M€
Ensamblaje e instalación	41,92	M€

Puerto y puesta en escena	4,31	M€
Infraestructura eléctrica	10,1	M€
Ingeniería y gestión	6,44	M€
Desarrollo	12,21	M€
Turbinas	141	M€

Tabla 20. Inversión inicial con subestructuras semisumergibles (Emplazamiento B).

Subestructura y cimentación	102,63	M€
Ensamblaje e instalación	13,96	M€
Puerto y puesta en escena	2,72	M€
Infraestructura eléctrica	10,1	M€
Ingeniería y gestión	5,38	M€
Desarrollo	12,21	M€
Turbinas	141	M€

En la Figura 26 y Figura 27 se vuelve a representar el porcentaje de cada categoría sobre el coste total que corresponde a la inversión inicial, pero esta vez para el emplazamiento B. Únicamente se han visto modificados las categorías que dependen de la distancia al puerto de ensamblaje. La adquisición de la turbina es el mayor gasto, seguido de la adquisición de las subestructuras y el sistema de amarre y anclaje, y en tercer lugar los gastos de ensamblaje e instalación, en ambos casos.

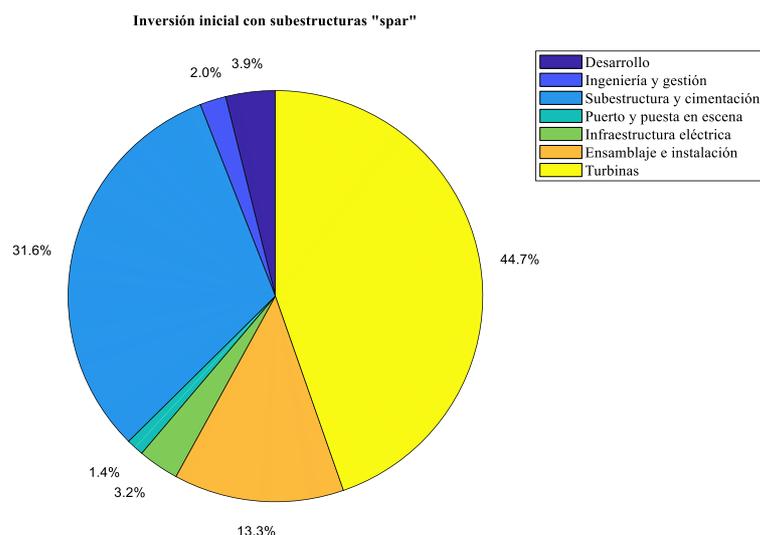


Figura 26. Gráfico circular con el porcentaje que representa cada categoría sobre el total de la inversión inicial en el caso de utilizar subestructuras "spar" (Emplazamiento B).

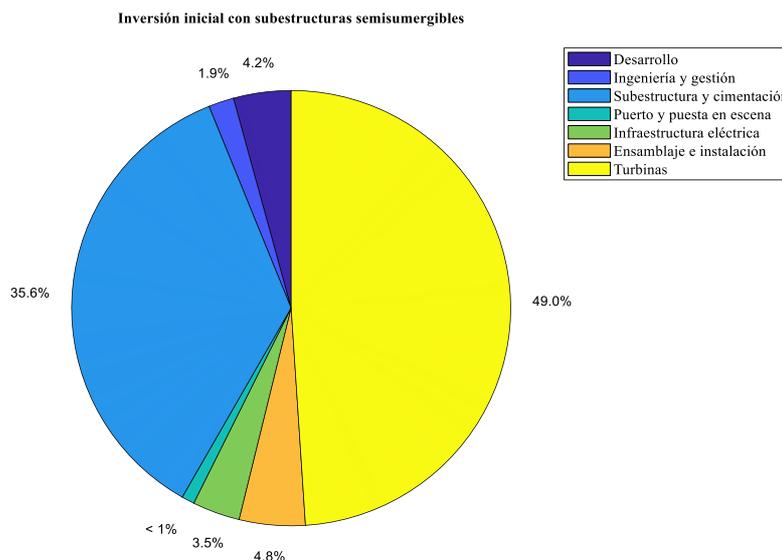


Figura 27. Gráfico circular con el porcentaje que representa cada categoría sobre el total de la inversión inicial en el caso de utilizar subestructuras semisumergibles (Emplazamiento B).

A continuación, se muestran los resultados de los gastos a lo largo de la vida útil del parque, en la Tabla 21 y Tabla 22, y en la Figura 28 y Figura 29. Como se ha comentado anteriormente, el hecho de reducir la distancia entre el parque flotante y el puerto de ensamblaje no supone una reducción considerable de los costes que dependen de ella. Sin embargo, si esta reducción de costes va acompañada de un recurso eólico de calidad similar o superior al del emplazamiento anterior, supondrían una reducción considerable del coste nivelado de la energía eléctrica producida.

Respecto al porcentaje que supone la inversión inicial sobre el coste todoal a lo largo de la vida útil del parque, en este caso, con subestructuras “spar” este gasto representa el 73% y con subestructuras semisumergibles el 74,5%.

Tabla 21. Costes del emplazamiento B durante su ciclo de vida con subestructuras “spar”.

Inversión inicial	315,6	M€
Operación y mantenimiento	88,49	M€
Desmantelamiento	28,21	M€

Tabla 22. Costes del emplazamiento B durante su ciclo de vida con subestructuras semisumergibles.

Inversión inicial	287,98	M€
Operación y mantenimiento	88,49	M€
Desmantelamiento	9,39	M€

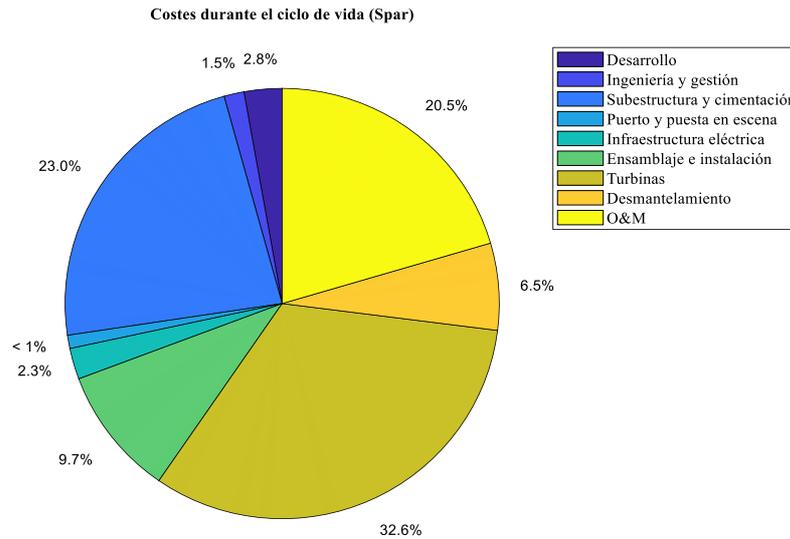


Figura 28. Gráfico circular con el porcentaje de cada categoría sobre el coste total del parque con subestructuras “spar” durante su ciclo de vida (Emplazamiento B).

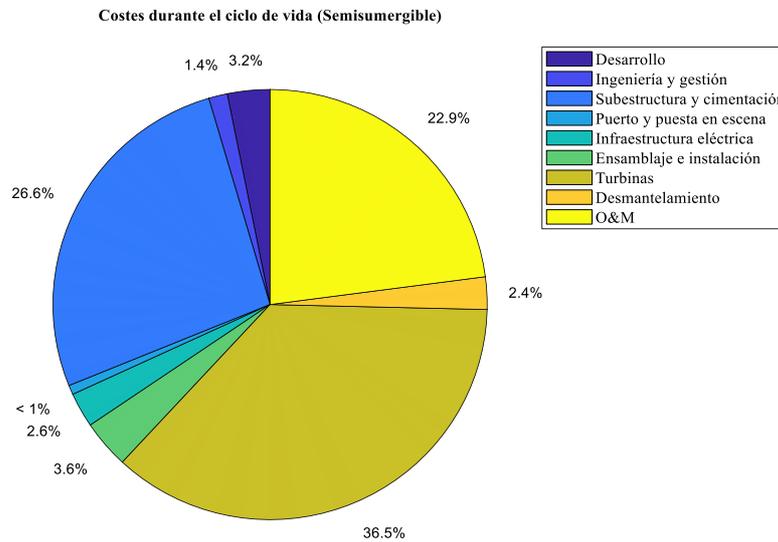


Figura 29. Gráfico circular con el porcentaje de cada categoría sobre el coste total del parque con subestructuras semisumergible durante su ciclo de vida (Emplazamiento B).

Para concluir el análisis del emplazamiento B, se adjuntan los costes nivelados de la energía considerando ambas subestructuras en la Tabla 23. Se observa que ubicar el parque en un emplazamiento eólico de menor calidad no compensa el ahorro generado por reducir la distancia entre el parque flotante y el puerto de ensamblaje. El LCOE aumenta en el emplazamiento B aproximadamente un 25% respecto al emplazamiento A, cuando se emplean subestructuras “spar”. Y cuando se emplean subestructuras semisumergibles el aumento es del 24%.

Tabla 23. Costes nivelado de la energía para las dos subestructuras.

LCOE (Spar)	99,76	€/MWh
LCOE (Semisumergible)	89,05	€/MWh

3.5 Resultados del caso C

En el siguiente apartado se presentarán los resultados obtenidos tras aplicar el modelo de producción de energía y el modelo de costes, así como el cálculo del coste nivelado de la energía, sobre el emplazamiento C.

3.5.1 Recurso Eólico

Del mismo modo que en los casos anteriores, para obtener la producción anual es necesario conocer los parámetros de Weibull que caracterizan el emplazamiento. Para ello se parte de los parámetros a la altura de referencia que aparecen en la Tabla 24. Con los que se obtienen los parámetros a la altura del buje que en este caso toman un valor de 12,68 m/s en el caso del factor de escala y de 2,95 en el caso del factor de forma. Como se puede apreciar en la Figura 31 y la Tabla 25, el recurso eólico es prácticamente idéntico al caso A.

Tabla 24. Parámetros de Weibull a la altura de referencia (100 m) del emplazamiento C [9].

	Dirección del viento											
	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
C_{ref} (m/s)	14,39	14,15	5,83	4,35	2,96	2,75	3,36	5,96	8,19	7,16	2,49	2,75
K_{ref}	3,201	3,256	2,123	1,189	1,139	1,229	1,654	1,490	1,928	1,510	1,006	1,111
f	0,18	0,62	0,07	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,02	0,01	0,01

En consonancia a lo comentado anteriormente y como se ve en la rosa de vientos, Figura 30, la orientación del parque en el emplazamiento C, coincide con la del emplazamiento A.

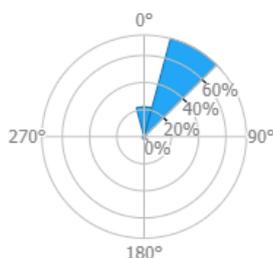


Figura 30. Rosa de los vientos del emplazamiento C [9].

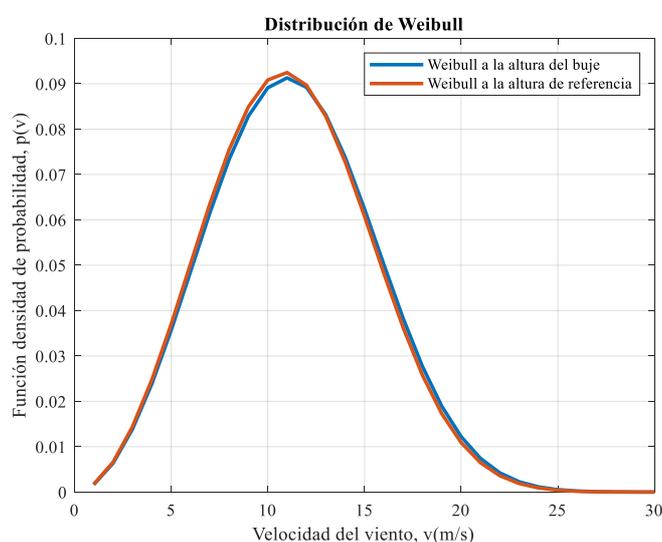


Figura 31. Distribución de Weibull del emplazamiento C.

Tabla 25. Resultados obtenidos del modelo de producción del emplazamiento C.

Parámetros	Unidad	Valor
Energía anual producida	GWh/año	538,64
FC	%	61,5
NHE	h	5386,4

3.5.2 Evaluación económica

A diferencia del caso B, en la Tabla 26 y Tabla 27, se aprecia un ahorro significativo respecto a los costes del caso A, en aquellas categorías que dependen de la profundidad del emplazamiento donde se ha ubicado el parque: Subestructura y cimentación (con ambas subestructuras), ensamblaje e instalación (solo con semisumergibles), puerto y puesta en escena (solo en semisumergibles), infraestructura eléctrica (con ambas subestructuras), e ingeniería y gestión (con ambas subestructuras).

Empleando subestructuras “spar” la inversión inicial es 302,43 M€ y con subestructuras semisumergibles de 273,43 M€, suponen un ahorro respecto al caso A, respectivamente, de 13,17 M€ y 14,03 M€.

Tabla 26. Inversión inicial con subestructuras “spar” (Emplazamiento C).

Subestructura y cimentación	88,1	M€
Ensamblaje e instalación	43,45	M€
Puerto y puesta en escena	4,4	M€
Infraestructura eléctrica	7,35	M€
Ingeniería y gestión	5,93	M€
Desarrollo	12,21	M€
Turbinas	141	M€

Tabla 27. Inversión inicial con subestructuras semisumergibles (Emplazamiento C).

Subestructura y cimentación	92,76	M€
Ensamblaje e instalación	13,89	M€
Puerto y puesta en escena	2,65	M€
Infraestructura eléctrica	7,35	M€
Ingeniería y gestión	4,87	M€
Desarrollo	12,21	M€
Turbinas	141	M€

En la Figura 32 y Figura 33 se representa el porcentaje del coste sobre el total de cada categoría involucrada en la inversión inicial considerando ambas subestructuras. El ranking de costes sigue siendo el mismo en ambos casos: El mayor coste es debido a la adquisición de las turbinas, seguido de las subestructuras y cimentación, y en tercer lugar los de ensamblaje e instalación.

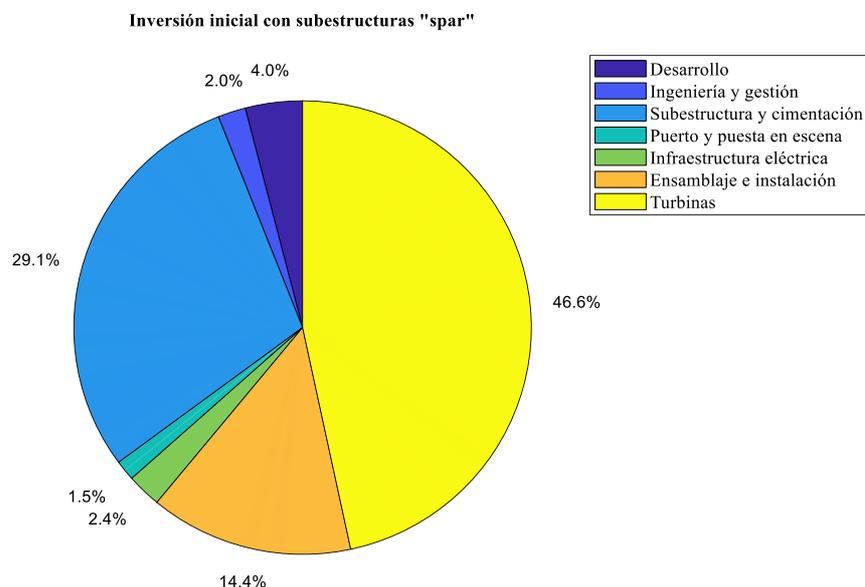


Figura 32. Gráfico circular con el porcentaje que representa cada categoría sobre el total de la inversión inicial en el caso de utilizar subestructuras “spar” (Emplazamiento C).

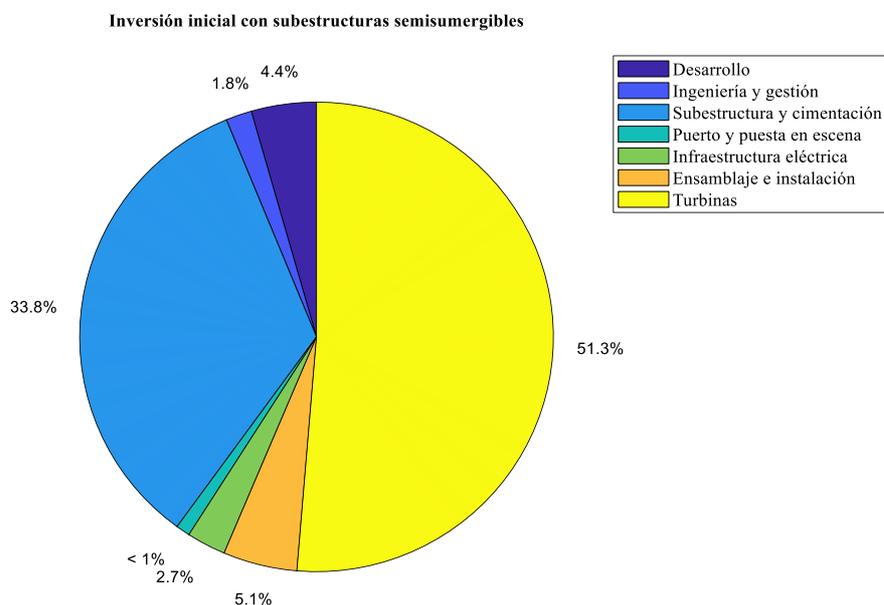


Figura 33. Gráfico circular con el porcentaje que representa cada categoría sobre el total de la inversión inicial en el caso de utilizar subestructuras semisumergible (Emplazamiento C).

Dado que los costes de los componentes que constituyen las subestructuras dependen de la profundidad del agua, se adjuntan nuevamente el desglose por componentes en la Tabla 28 y Tabla 29. Observándose que respecto al caso A, en las subestructuras semisumergibles se reduce el coste únicamente del sistema de amarre y anclaje, mientras que en las subestructura “spar” se reducen los costes de casi todos los componentes exceptuando el de la columna cónica y el lastre.

Tabla 28. Coste de los componentes de una única subestructuras "spar" (Profundidad C).

Columna rígida	5,46	M€
Columna cónica	1,11	M€
Lastre	0,71	M€
Sistema de amarre y anclaje	0,707	M€
Acero secundario	0,82	M€

Tabla 29. Coste de los componentes de una única subestructuras semisumergible (Profundidad C).

Columna rígida	2,63	M€
Estructura de celosía	3,31	M€
Placa de oleaje	1,65	M€
Sistema de amarre y anclaje	0,707	M€
Acero secundario	0,98	M€

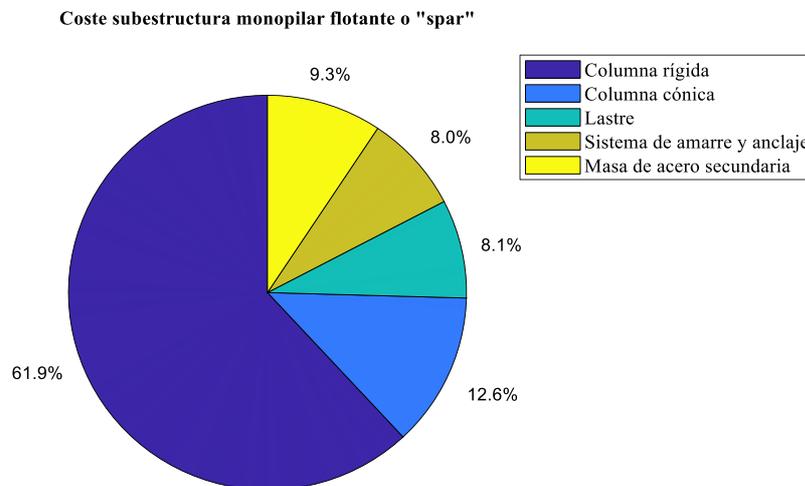


Figura 34. Gráfico circular con el porcentaje de cada componente sobre el coste total una subestructura monopilar flotante o "spar" (Profundidad C).

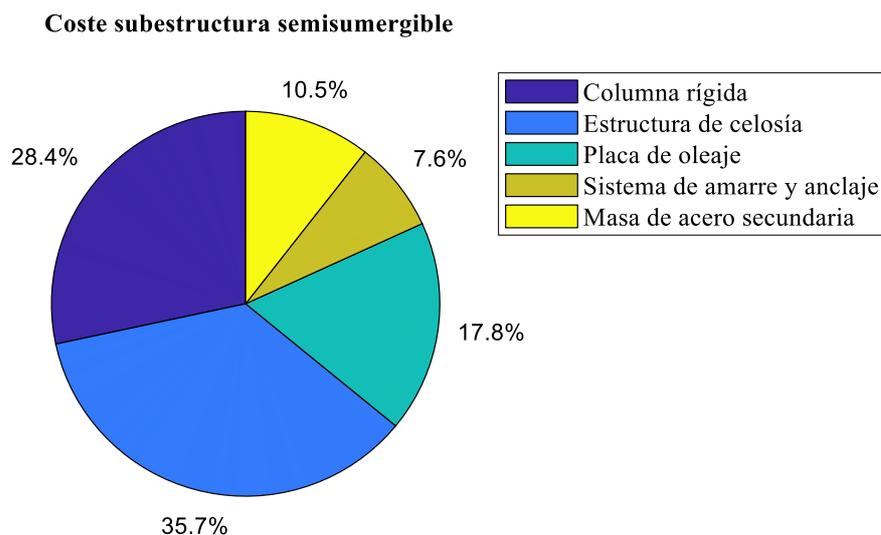


Figura 35. Gráfico circular con el porcentaje de cada componente sobre el coste total una subestructura semisumergible (Profundidad C).

A continuación, se evalúa como afecta la reducción de la profundidad sobre el coste durante el ciclo de vida del parque. Como se puede apreciar tanto en la Tabla 30 y Tabla 31 como en la Figura 36 y Figura 37, en este caso la inversión inicial supone un 66,9 % del total con subestructuras “spar” y un 68% del total con subestructuras semisumergibles. Respecto al caso A, la inversión inicial es mucho menor considerando ambas subestructuras, sin embargo, los costes de operación y mantenimiento en el caso C aumentan debido a que el término variable de los mismo esta relacionado con la producción del parque.

Tabla 30. Costes del emplazamiento C durante su ciclo de vida con subestructuras “spar”.

Inversión inicial	302,43	M€
Operación y mantenimiento	120,21	M€
Desmantelamiento	29,24	M€

Tabla 31. Costes del emplazamiento C durante su ciclo de vida con subestructuras semisumergibles.

Inversión inicial	274,73	M€
Operación y mantenimiento	120,21	M€
Desmantelamiento	9,35	M€

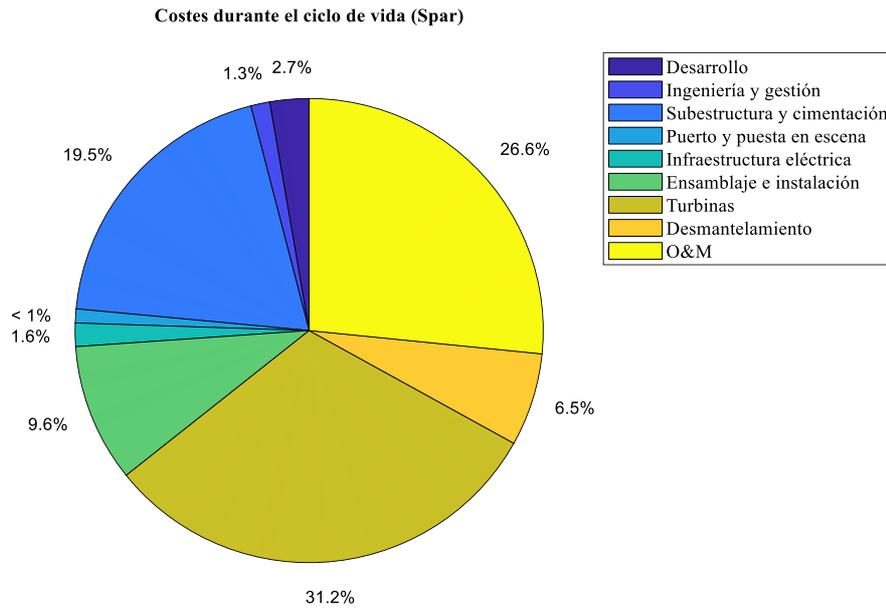


Figura 36. Gráfico circular con el porcentaje de cada categoría sobre el coste total del parque con subestructuras “spar” durante su ciclo de vida (Emplazamiento C).

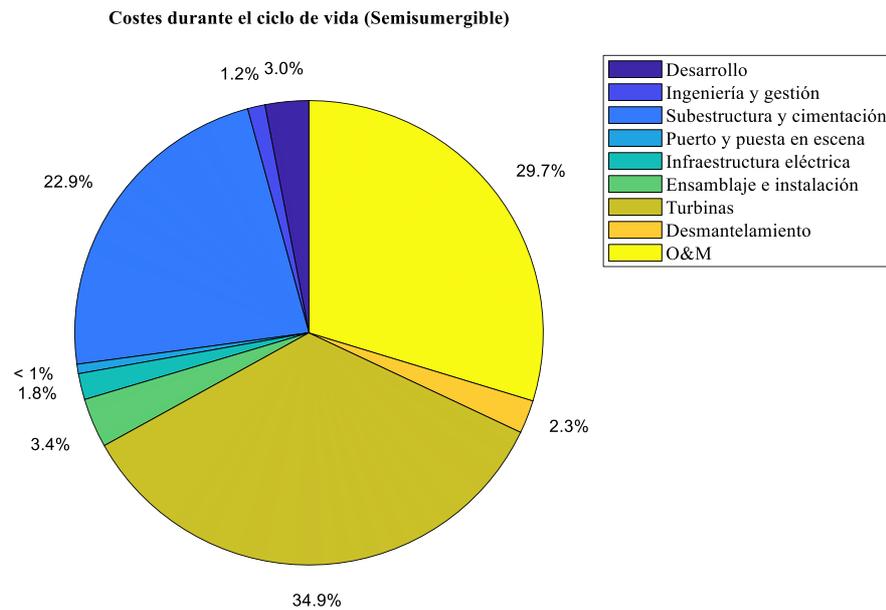


Figura 37. Gráfico circular con el porcentaje de cada categoría sobre el coste total del parque con subestructuras semisumergible durante su ciclo de vida (Emplazamiento C).

Por último, en la Tabla 32 se observa que la reducción de costes que ocasiona ubicar el parque a una profundidad de 100 m, combinada con el gran recurso eólico de la zona, provoca una reducción del coste nivelado de la energía bastante significativo para parques que emplean ambos tipos de subestructura. La reducción respecto al caso A, es de un 4 % con ambas subestructuras.

Tabla 32. Costes nivelado de la energía con las dos subestructuras (Emplazamiento C).

LCOE (Spar)	76,74	€/MWh
LCOE (Semisumergible)	68,66	€/MWh

4 CONCLUSIONES

En el presente trabajo de fin de grado se ha desarrollado una herramienta de evaluación económica para parques eólicos flotantes, considerando, por un lado, un módulo de cálculo de energía y, por otro lado, un modelo detallado de costes que tiene en consideración los principales componentes de un parque eólico marino flotante. Con la ayuda de dicha herramienta, se han evaluado los costes de un parque eólico flotante en tres situaciones diferentes.

En general, tras analizar los resultados obtenidos en los tres casos de estudio explorados, se aprecia que la inversión inicial y el coste nivelado de la energía es menor cuando se emplean subestructuras semisumergibles. Emplear subestructuras “spar” suponen un aumento del 10-11% del coste nivelado de la energía respecto al uso de subestructuras semisumergibles. Siendo la inversión inicial del parque que emplean subestructuras “spar” aproximadamente un 9% superior respecto al que ensambla subestructuras semisumergibles.

De los emplazamientos analizados, el que mejores resultados ha ofrecido es el emplazamiento C, ubicado en la cara sureste de la isla, a una profundidad de 100 m. En el caso del parque con subestructuras “spar” reducir la profundidad provoca la reducción de gastos en la adquisición de las subestructuras y el sistema de amarre y anclaje. Cuando se emplean subestructuras semisumergibles además de las categorías mencionadas anteriormente, también se reducen los costes de ensamblaje e instalación y los costes portuarios y de puesta en escena. Este hecho junto con el gran recurso energético del emplazamiento C, ocasionan que sus resultados sean los más favorables.

En contraste, el emplazamiento B presenta los resultados más desfavorables de los tres. Y es que se ha comprobado que pese a reducir la distancia entre el parque flotante y el puerto de Las Palmas, la reducción de costes asociada no es lo suficientemente grande como para compensar el descenso de la producción eléctrica que presenta esa zona.

Finalmente, se concluye que elegir un emplazamiento con una profundidad menor provoca mayor reducción en los costes que situar el parque a menor distancia del puerto de ensamblaje. Además, es importante que la zona seleccionada presente un recurso eólico de calidad y abundante para obtener unos costes de producción de energía eléctrica mucho más competitivos. Cabe resaltar que, dentro del modelo de producción de energía que se ha desarrollado para la herramienta de evaluación económica, se podrían incluir el cálculo detallado del efecto estela y el modelado de las pérdidas eléctricas para obtener un resultado de producción de energía más detallado, lo cual permitiría observar la influencia de dichos factores sobre el LCOE. Respecto al modelo de costes del parque flotante, en los costes de ensamblaje e instalación, se podrían añadir los costes debidos a la instalación de la infraestructura eléctrica, los cuales no han sido considerados en el presente proyecto.

REFERENCIAS

- [1] Asociación Empresarial Eólica, “Anuario Eólico 2020,” *Anuario Eólico 2020*, 2020, [Online]. Available: <https://www.aceolica.org/anuario/2020/>
- [2] R. E. de España, “Informe Energías Renovables 2019,” 2019, [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-de-energias-renovables/informe-2019>
- [3] PLOCAN, “Puesta en marcha del proyecto ELICAN de aerogenerador marino liderado por ESTEYCO – Plataforma Oceánica de Canarias.” <https://www.plocan.eu/puesta-en-marcha-del-proyecto-elican-de-aerogenerador-marino-liderado-por-esteyco/>
- [4] EnerOcean, “W2Power.” <https://enerocean.com/w2power-es/>
- [5] MITECO, “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,” *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Gobierno de España*, 2020, [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
- [6] IDAE, “Eólica Marina en España.” <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/eolica-marina/eolica-marina-en-espana>
- [7] Iberdrola, “Qué es la energía eólica marina.” <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/como-funciona-la-energia-eolica-marina>
- [8] IDAE, “Eólica marina.” <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/eolica-marina>
- [9] “Global Wind Atlas.” <https://globalwindatlas.info/about/introduction>
- [10] M. Villarrubia López, *Ingeniería de la Energía Eólica*, Primera Ed. 2012.
- [11] M. Maness, B. Maples, and A. Smith, “NREL Offshore Balance-of- System Model NREL Offshore Balance-of- System Model,” no. January, 2017, [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66874.pdf>
- [12] P. Beiter *et al.*, “A Spatial-Economic Cost- Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030,” *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, no. September, p. 214, 2016.
- [13] J. Serrano González and R. L. Arántegui, *The regulatory framework for wind energy in EU Member States - Part 1 of the Study on the social and economic value of wind energy*. 2015. doi: 10.2790/282003.
- [14] I. Jdr, R. Irec, C. Ul, D. Windeurope, M. Lynch, and F. Wendt, “D3 . 1 Review of the state of the art of dynamic cable system design,” no. February, 2020.
- [15] C. Maienza, A. M. Avossa, F. Ricciardelli, D. Coiro, G. Troise, and C. T. Georgakis, “A life cycle cost model for floating offshore wind farms,” *Applied Energy*, vol. 266, no. February, p. 114716, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114716.
- [16] J. Serrano González, M. Burgos Payán, J. M. Riquelme Santos, and Á. G. González Rodríguez, “Optimal Micro-Siting of Weathervaning Floating Wind Turbines,” *Energies*, vol. 14, no. 4, p. 886, 2021, doi: 10.3390/en14040886.
- [17] C. Moné, M. Hand, M. Bolinger, J. Rand, D. Heimiller, and J. Ho, “2015 Cost of Wind Energy Review,” no. September, 2017, doi: 10.2172/1366436.
- [18] P. Gómez, G. Sánchez, A. Llana, and G. Gonzalez, “Qualification of innovative floating substructures for 10MW wind turbines and water depths greater than 50m Start date 2015-06-01 Internal draft for feedback from the Consortium,” pp. 1–23, 2015.

-
- [19] Asociación Empresarial Eólica, “Elementos clave y propuestas para el desarrollo de la eólica marina en España,” 2019, [Online]. Available: <https://www.aeeolica.org/images/Posicionamientos/Elementos-clave-para-elica-marinaDIC2019.pdf>

GLOSARIO

AEE: Asociación Empresarial Eólica	1
AS: Acero Secundario	11
AT: Alta Tensión	13
BOS: Balance of System	7
CC: Columna Cónica	10
CR: Columna Rígida	10
EC: Estructura de Celosía	11
IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía	3
LCOE: Levelized Cost of Energy	5
MT: Media Tensión	13
NREL: National Renewable Energy Laboratory	7
PLOCAN: Plataforma Oceánica de Canarias	2
PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima	3
PO: Placa de Oleaje	11
REE: Red Eléctrica de España	1

ANEXO

```
%% MODELO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
%Cálculo del factor de forma (K) y de escala (C)
z_ref=100; %m
z_0=0.0002; %Longitud de rugosidad (m) "Áreas de agua"
%Valores de referencia

%EMPLAZAMIENTO A
c_sector=[13.30 14.32 6.34 4.76 3.38 2.89 3.69 5.91 8.02 7.12 2.86 2.73];
k_sector=[2.732 3.268 2.217 1.271 1.221 1.283 1.818 1.424 1.885 1.576 1.115
1.080];
windFrequencyRose=[0.15 0.64 0.08 0.02 0.01 0.01 0.01 0.01 0.02 0.03 0.02 0.01
0.01];
% %EMPLAZAMIENTO B
% c_sector=[10.92 7.17 3.81 3.08 3.72 3.80 5.45 9.44 10.80 2.08 6.13 11.76];
% k_sector=[3.447 2.186 1.385 1.037 1.225 1.502 1.756 1.924 1.600 0.693 1.369
3.107];
% windFrequencyRose=[0.56 0.14 0.03 0.02 0.01 0.01 0.02 0.03 0.01 0.01 0
0.16];
% %EMMPLAZAMIENTO C
% c_sector=[14.39 14.15 5.83 4.35 2.96 2.75 3.36 5.96 8.19 7.16 2.49 2.75];
% k_sector=[3.201 3.256 2.123 1.189 1.139 1.229 1.654 1.490 1.928 1.510 1.006
1.111];
% windFrequencyRose=[0.18 0.62 0.07 0.02 0.01 0.01 0.01 0.02 0.03 0.02 0.01
0.01];
C_z_ref=sum(c_sector.*windFrequencyRose);
K_z_ref=sum(k_sector.*windFrequencyRose);

%PARAMETROS DE ENTRADA
z=119; %m altura del buje
P_turbina=10; %MW %potencia nominal de la turbina
NL=2; %n° de líneas
NTL=5; %n° de turbinas por línea
D_rotor=178.3; %diametro del rotor en metros
Dp=50; %km %Distancia al puerto
Profundidad=500; %m

%Valores a la altura del buje
K=K_z_ref;
C=C_z_ref*log(z/z_0)/log(z_ref/z_0);
%Representación de la distribución de Weibull
clases=1:30;
f_ref=wblpdf(clases,C_z_ref,K_z_ref);
f=wblpdf(clases,C,K); %función densidad a la alt. del buje
figure(1)
plot(clases,f,'LineWidth',2)
hold on
plot(clases,f_ref,'LineWidth',2)
legend('Weibull a la altura del buje','Weibull a la altura de referencia')
xlabel('Velocidad del viento, v(m/s)')
ylabel('Función densidad de probabilidad, p(v)')
grid on
```

```

title('Distribución de Weibull')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')

%Curva de potencia del aerogenerador
Curvapotencia=readtable('PowerCurve.xlsx','ReadVariableNames',false);
%Elimino la primera columna para dejar solo la potencia
Pot=Curvapotencia(:,2:end);
%Convierto la tabla en una variable de tipo double
P=table2array(Pot);
P=transpose(P);

%Representación de la curva de potencia
figure(2)
plot(clases,P,'LineWidth',2)
hold on
xlabel('Velocidad del viento, v(m/s)')
ylabel('Potencia (kW)')
ylim([0 10500])
grid on
title('Curva de Potencia')
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')

% Energía anual producida por un aerogenerador
sumatorio=sum(P.*f,'omitnan');
E_AE=sumatorio*8760/1000; %MWh "Energía anual producida por un aerogenerador"
E_total=NL*NTL*E_AE*(1-0.15); %MWh/año, 15% de pérdidas debido a la
disponibilidad y al efecto estela
NHE=E_total/(P_turbina*NL*NTL); %nº de horas equivalente
FC=(NHE/8760)*100; %factor de capacidad

%% MODELO DE COSTES
%Parámetros generales de la turbina
Conversion_Moneda_2010=0.756; %€/€

%% SUBESTRUCTURA Y CIMENTACIÓN
%SPAR
%Eq.19 NREL (Masa de la Columna Rígida)
Spar_CR_Masa=535.93+17.664*(P_turbina)^2+0.02328*Profundidad*log(Profundidad)
; %t (toneladas)
%Eq.20 NREL (Coste de la Columna Rígida)
Spar_CR_Precio=3120*Conversion_Moneda_2010; %€/t
Spar_CR_Coste=Spar_CR_Masa*Spar_CR_Precio; %€
%Eq.21 NREL (Masa de la Columna Cónica)
Spar_CC_Masa=125.81*log(P_turbina)+58.712; %t
%Eq.22 NREL (Coste de la Columna Cónica)
Spar_CC_Precio=4222*Conversion_Moneda_2010; %€/t
Spar_CC_Coste=Spar_CC_Masa*Spar_CC_Precio; %€
%Eq.23 NREL (Masa de lastre)
Spar_Lastre_Masa=-16.5363*(P_turbina)^2+1261.8*P_turbina-1554.6; %t
%Eq.24 NREL (Coste del lastre)
Spar_Lastre_Precio=100*Conversion_Moneda_2010; %€/t
Spar_Lastre_Coste=Spar_Lastre_Masa*Spar_Lastre_Precio; %€
%Semisumergible(SS)
%Eq.25 NREL (Masa de la Columna Rígida)
SS_CR_Masa=-0.9571*(P_turbina)^2+40.89*P_turbina+802.09; %t
%Eq.26 NREL (Coste de la Columna Rígida)
SS_CR_Precio=3120*Conversion_Moneda_2010; %€/t
SS_CR_Coste=SS_CR_Masa*SS_CR_Precio; %€
%Eq.27 NREL (Masa del Estructura de celosía)
SS_EC_Masa=2.7894*(P_turbina)^2+15.591*P_turbina+266.03; %t
%Eq.28 NREL (Coste del Soporte)

```

```

SS_EC_Precio=6250*Conversion_Moneda_2010; %€/t
SS_EC_Coste=SS_EC_Masa*SS_EC_Precio; %€
%Eq.29 NREL (Masa de la Placa de Oleaje)
SS_PO_Masa=-0.43973*(P_turbina)^2+21.545*P_turbina+177.42; %t
%Eq.30 NREL (Coste de la Placa de Oleaje)
SS_PO_Precio=6250*Conversion_Moneda_2010; %€/t
SS_PO_Coste=SS_PO_Masa*SS_PO_Precio; %€
%Eq.31 NREL (Coste de los amarres y anclajes)

%SPAR
Na=3; %N° de amarres
Spar_L_Amarre=Profundidad; %m (Longitud de los amarres)
Spar_Amarre_Precio=1088; %$/m
MBL_Spar=(Spar_Amarre_Precio+87.6)/(0.0591); %kN
Spar_Ancla_Coste=10.198*MBL_Spar; %$
Spar_Amarre_y_Anclaje_Coste=Na*(Spar_L_Amarre*Spar_Amarre_Precio+Spar_Ancla_Coste)*Conversion_Moneda_2010; %€
%SS
Na=3; %N° de amarres
SS_L_Amarre=Profundidad; %m (Longitud de los amarres)
SS_Amarre_Precio=1088; %$/m
MBL_SS=(SS_Amarre_Precio+87.6)/(0.0591); %kN
SS_Ancla_Coste=10.198*MBL_SS; %$
SS_Amarre_y_Anclaje_Coste=Na*(SS_L_Amarre*SS_Amarre_Precio+SS_Ancla_Coste)*Conversion_Moneda_2010; %€
%Eq.33 NREL (Masa de componenetes de acero secundarios)
Spar_Acero_Secundario_Masa=exp(3.58+0.196*(P_turbina)^0.5*log(P_turbina)+0.001*Profundidad*log(Profundidad)); %t
%Eq.35 NREL (Masa de componenetes de acero secundarios)
SS_Acero_Secundario_Masa=-0.153*(P_turbina)^2+6.54*P_turbina+128.34; %t
%Eq.36 NREL (Coste de los componentes de acero secundarios)
Acero_Secundario_Precio=7250*Conversion_Moneda_2010; %€/t
Spar_Acero_Secundario_Coste=Spar_Acero_Secundario_Masa*Acero_Secundario_Precio; %€
SS_Acero_Secundario_Coste=SS_Acero_Secundario_Masa*Acero_Secundario_Precio; %€

%COSTE TOTAL DE SUBESTRUCTURA Y CIMENTACIÓN (considerando el n° de turbinas)
%N° de anclajes por subestructura flotante: considero 3
SUBESTRUCTURAYCIMENTACION_SPAR=(NTL*NL)*(Spar_CR_Coste+Spar_CC_Coste+Spar_Lastre_Coste+Spar_Amarre_y_Anclaje_Coste+Spar_Acero_Secundario_Coste); %€
SUBESTRUCTURAYCIMENTACION_SS=(NTL*NL)*(SS_CR_Coste+SS_EC_Coste+SS_PO_Coste+SS_Amarre_y_Anclaje_Coste+SS_Acero_Secundario_Coste); %€

%Representación de los costes de las subestructuras y cimentación según el tipo de subestructura
figure(3)
x_spar=[Spar_CR_Coste,Spar_CC_Coste,Spar_Lastre_Coste,Spar_Amarre_y_Anclaje_Coste,Spar_Acero_Secundario_Coste];
explode_spar = [0 0 0 0 0];
p_spar = pie(x_spar,explode_spar, '%.1f%');
labels_spar={'Columna rígida','Columna cónica','Lastre','Sistema de amarre y anclaje','Masa de acero secundaria'};
legend(labels_spar,'Location','bestoutside','FontSize',11)
title({'Coste subestructura monopilar flotante o "spar";'})
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')

figure(4)
x_ss=[SS_CR_Coste,SS_EC_Coste,SS_PO_Coste,SS_Amarre_y_Anclaje_Coste,SS_Acero_Secundario_Coste];
explode_ss = [0 0 0 0 0];

```

```

p_ss = pie(x_ss,explode_ss,'%1f%');
labels_ss={'Columna rígida','Estructura de celosía','Placa de
oleaje','Sistema de amarre y anclaje','Masa de acero secundaria'};
legend(labels_ss,'Location','bestoutside','FontSize',11)
title({' Coste subestructura semisumergible';''})
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')

%% INFRAESTRUCTURA ELECTRICA
%Eq.51 NREL
Angulo_Sistema=-0.0047*Profundidad+18.743; %degrees
%Eq.52 NREL
Factor_Longitud_Catenaria=0.04;
Cable_Colgante_Longitud=(Profundidad/cosd(Angulo_Sistema))*(Factor_Longitud_C
atenaria+1)+190;%m
%Eq.53 NREL
Espacio_entre_Turbinas=7;
Cable_Fijo_Longitud=(Espacio_entre_Turbinas*D_rotor)-
(2*tand(Angulo_Sistema)*Profundidad)-70;%m
%Eq.55 NREL (No se consideran interconexiones y considero los 4 tramos de
las 4 turbinas)(una fila)
Factor_Longitud_Contingencia=0.1;
Cable_Media_Tension_Longitud=4*(2*Cable_Colgante_Longitud+Cable_Fijo_Longitud
)*(1+Factor_Longitud_Contingencia);%m
%Eq.62 NREL y COREWIND
U_n=66e3; %V
P=10e6; %W
fdp=0.95;
I_b=5*P/(sqrt(3)*U_n*fdp); %A
S_nom=sqrt(3)*I_b*U_n*1e-6; %MVA
c1=-57.35;
c2=105.2;
c3=0.02;
Cable_Submarino_Precio=c1+c2*exp(c3*S_nom); %€/m %Coste del cable estático
Factor_Cable_Dinamico=2;
Cable_Media_Tension_Coste=(Cable_Media_Tension_Longitud*Cable_Submarino_Preci
o)*Factor_Cable_Dinamico; %€

% COSTE TOTAL INFRAESTRUCTURA ELECTRICA (Considerando el n° de filas)
INFRAESTRUCTURAELECTRICA=NL*Cable_Media_Tension_Coste; %€

%% ENSAMBLAJE E INSTALACIÓN
%AÑADIDO DE 'A Spatial Economic Cost Reduction..' pag 189
%SPAR
Conversion_Moneda_2016=0.904; %€/€

Da=0; %Se considera que el ensamblaje se realiza en el puerto
Das=Dp; %km %Distancia del area de ensamblaje al parque
Wd=Profundidad; %m
Cs_SPAR=94577688+90048*Da+85033*Dp; %$ Costes de instalación de la
subestructura
Ct_SPAR=1.75e8+73499*Da+290417*Das; %$ Costes de instalación de la turbina
ENSAMBLAJEEINSTALACION_SPAR=(Cs_SPAR*10/60+Ct_SPAR*10/60)*Conversion_Moneda_2
016;%€
%SS
Cs_SS=23658000+11625*Wd+35450*Dp;
Ct_SS=59608000+120833*Dp;
ENSAMBLAJEEINSTALACION_SS=(Cs_SS*10/60+Ct_SS*10/60)*Conversion_Moneda_2016;%€

%Representación de los costes de instalación

```

```

figure(5)
c_e=categorical({'Spar','Semisumergible'});
y_e=[Ct_SPAR*10/60*Conversion_Moneda_2016,Cs_SPAR*10/60*Conversion_Moneda_2016; Ct_SS*10/60*Conversion_Moneda_2016,Cs_SS*10/60*Conversion_Moneda_2016];
bar(c_e,y_e,'stacked')
legend({'Turбина','Subestructura'},'Location','northeast','FontSize',11)
title({'Costes de ensamblaje e instalación según subestructuras',''})
set(gca,'FontName','Times New Roman')
ylabel('Coste €')

%% PUERTO Y PUESTA EN ESCENA
%AÑADIDO DE 'A Spatial Economic Cost Reduction..' pag 189
Cps_SPAR=28101577+27188*Da+21667*Das; %$
Cps_SS=15896470+2975*Wd+28266*Dp; %$

% COSTE TOTAL DE PUERTO Y PUESTA EN ESCENA
PUERTOYPUESTAENESCENA_SPAR=(Cps_SPAR*10/60)*Conversion_Moneda_2016; %€
PUERTOYPUESTAENESCENA_SS=(Cps_SS*10/60)*Conversion_Moneda_2016; %€

%% INGENIERÍA Y GESTIÓN
%Eq.120 NREL
Coste_Diseño_Componentes_Secundarios_Acero=600000*Conversion_Moneda_2010; %€
Gastos_Personal_Contratado=60*Conversion_Moneda_2010; %€/kW
Factor_IyG=0.04;

% COSTE TOTAL DE INGENIERÍA Y GESTIÓN
INGENIERIAYGESTION_SPAR=(SUBESTRUCTURAYCIMENTACION_SPAR+INFRAESTRUCTURAELECTRICA+ENSAMBLAJEEINSTALACION_SPAR+PUERTOYPUESTAENESCENA_SPAR+Coste_Diseño_Componentes_Secundarios_Acero+Gastos_Personal_Contratado*100e3)*Factor_IyG; %$
INGENIERIAYGESTION_SS=(SUBESTRUCTURAYCIMENTACION_SS+INFRAESTRUCTURAELECTRICA+ENSAMBLAJEEINSTALACION_SS+PUERTOYPUESTAENESCENA_SS+Coste_Diseño_Componentes_Secundarios_Acero+Gastos_Personal_Contratado*100e3)*Factor_IyG; %$

%% DESARROLLO
%Eq.121 NREL
FEED=10e6*Conversion_Moneda_2010; %€
preFEED=5e6*Conversion_Moneda_2010; %€
Procesos_Iniciales_Diseño_Planificacion=FEED+preFEED;
%Eq. 123 NREL
Torre_meteorologica_Precio=11518*Conversion_Moneda_2010; %€/MW
Torre_meteorologica_Coste=10*P_turbina*Torre_meteorologica_Precio; %€
%Eq. 124 NREL
Desmantelamiento_SPAR=ENSAMBLAJEEINSTALACION_SPAR/(1+2/100)^20; %€
Desmantelamiento_SS=ENSAMBLAJEEINSTALACION_SS/(1+2/100)^20; %€

% COSTE TOTAL DE TOTAL DESARROLLO
DESARROLLO=Procesos_Iniciales_Diseño_Planificacion+Torre_meteorologica_Coste;

%% COSTE DE LA TURBINA
NTT=NTL*NL; %n° total de turbinas
COSTETURBINAS=(1.6*P_turbina-1.9)*NTT*1e6; %€

%% INVERSIÓN INICIAL
INVERSION_0_SPAR=SUBESTRUCTURAYCIMENTACION_SPAR+INFRAESTRUCTURAELECTRICA+ENSAMBLAJEEINSTALACION_SPAR+PUERTOYPUESTAENESCENA_SPAR+INGENIERIAYGESTION_SPAR+DESARROLLO+COSTETURBINAS;%€
INVERSION_0_SS=SUBESTRUCTURAYCIMENTACION_SS+INFRAESTRUCTURAELECTRICA+ENSAMBLAJEEINSTALACION_SS+PUERTOYPUESTAENESCENA_SS+INGENIERIAYGESTION_SS+DESARROLLO+COSTETURBINAS;%€

```

```

figure(6)
x_spar=[DESARROLLO,INGENIERIAYGESTION_SPAR,SUBESTRUCTURAYCIMENTACION_SPAR,PUE
RTOYPUESTAENESCENA_SPAR,INFRAESTRUCTURAELECTRICA,ENSAMBLAJEEINSTALACION_SPAR,
COSTETURBINAS];
explode = [0 0 0 0 0 0 0];
p_spar = pie(x_spar,explode,'%.1f%%');

labels={'Desarrollo','Ingeniería y gestión','Subestructura y
cimentación','Puerto y puesta en escena','Infraestructura
eléctrica','Ensamblaje e instalación','Turbinas'};
legend(labels,'Location','bestoutside','FontSize',11)
title({'Inversión inicial con subestructuras "spar"':''})
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')

figure(7)
x_ss=[DESARROLLO,INGENIERIAYGESTION_SS,SUBESTRUCTURAYCIMENTACION_SS,PUERTOYPU
ESTAENESCENA_SS,INFRAESTRUCTURAELECTRICA,ENSAMBLAJEEINSTALACION_SS,COSTETURBI
NAS];
explode = [0 0 0 0 0 0 0];
p_ss = pie(x_ss,explode,'%.1f%%');

labels={'Desarrollo','Ingeniería y gestión','Subestructura y
cimentación','Puerto y puesta en escena','Infraestructura
eléctrica','Ensamblaje e instalación','Turbinas'};
legend(labels,'Location','bestoutside','FontSize',11)
title({'Inversión inicial con subestructuras semisumergibles':''})
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')

%% BARRAS
figure(8)
c_t = categorical({'Semisumergible','"Spar"'});
y_t =
[DESARROLLO,INGENIERIAYGESTION_SS,SUBESTRUCTURAYCIMENTACION_SS,PUERTOYPUESTAE
NECENA_SS,INFRAESTRUCTURAELECTRICA,ENSAMBLAJEEINSTALACION_SS,COSTETURBINAS;D
ESARROLLO,INGENIERIAYGESTION_SPAR,SUBESTRUCTURAYCIMENTACION_SPAR,PUERTOYPUEST
AENESCENA_SPAR,INFRAESTRUCTURAELECTRICA,ENSAMBLAJEEINSTALACION_SPAR,COSTETURB
INAS];
bar(c_t,y_t,'stacked')
legend({'Desarrollo','Ingeniería y gestión','Subestructura y
cimentación','Puerto y puesta en escena','Infraestructura
eléctrica','Ensamblaje e instalación','Turбина'})
title({'Inversión inicial según subestructuras':''})
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')
ylabel('Coste €')

%% LCOE y O&M
Conversion_Moneda_2017=0.887; %€//$
P_install=100; %MW
r=6.6/100;
OM_Fijo=86*Conversion_Moneda_2017; %€/MW
OM_Variable=23*Conversion_Moneda_2017; %€/MWh
C_OM_Fijo=OM_Fijo*P_install; %€
C_OM_Variable=OM_Variable*E_total; %€

for i = 1:20
    CosteOM(i)=(C_OM_Fijo+C_OM_Variable)/(1+r)^i;%€
    CosteOM_20=sum(CosteOM);
end

for i = 1:20

```

```

    EP(i)=E_total/(1+r)^i;%MWh
    EP_20=sum(EP);
end

LCOE_SPAR=(INVERSION_0_SPAR+CosteOM_20+Desmantelamiento_SPAR)/EP_20; %€/MWh
LCOE_SS=(INVERSION_0_SS+CosteOM_20+Desmantelamiento_SS)/EP_20; %€/MWh

%%
figure(9)
x_spar=[DESARROLLO,INGENIERIAYGESTION_SPAR,SUBESTRUCTURAYCIMENTACION_SPAR,PUE
RTOYPUESTAENESCENA_SPAR,INFRAESTRUCTURAELECTRICA,ENSAMBLAJEEINSTALACION_SPAR,
COSTETURBINAS,Desmantelamiento_SPAR,CosteOM_20];
explode = [0 0 0 0 0 0 0 0 0];
p_spar = pie(x_spar,explode, '%.1f%%');

labels={'Desarrollo','Ingeniería y gestión','Subestructura y
cimentación','Puerto y puesta en escena','Infraestructura
eléctrica','Ensamblaje e instalación','Turbinas','Desmantelamiento','O&M'};
legend(labels,'Location','bestoutside','FontSize',11)
title({'Costes durante el ciclo de vida (Spar)';''},'FontSize',11)
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')

figure(10)
x_ss=[DESARROLLO,INGENIERIAYGESTION_SS,SUBESTRUCTURAYCIMENTACION_SS,PUERTOYPU
ESTAENESCENA_SS,INFRAESTRUCTURAELECTRICA,ENSAMBLAJEEINSTALACION_SS,COSTETURBI
NAS,Desmantelamiento_SS,CosteOM_20];
explode = [0 0 0 0 0 0 0 0 0];
p_ss = pie(x_ss,explode, '%.1f%%');

labels={'Desarrollo','Ingeniería y gestión','Subestructura y
cimentación','Puerto y puesta en escena','Infraestructura
eléctrica','Ensamblaje e instalación','Turbinas','Desmantelamiento','O&M'};
legend(labels,'Location','bestoutside','FontSize',11)
title({'Costes durante el ciclo de vida (Semisumergible)';''},'FontSize',11)
set(gca, 'FontName', 'Times New Roman')

```