



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales
ICADE

**VIENTOS DE CAMBIO EN GRAN
CANARIA: ANÁLISIS ECONÓMICO
Y EVALUACIÓN DEL IMPACTO
SOCIOECONÓMICO DE UN
PROYECTO DE ENERGÍA EÓLICA
MARINA FLOTANTE**

Autor: Álvaro Pérez Plantalamor

Director: Francisco Borrás Pala

MADRID | Junio 2024

RESUMEN

La energía eólica marina flotante se presenta como una solución potencial a los problemas energéticos de las Islas Canarias. Este proyecto de 135 MW, ubicado en la costa de Gran Canaria, será capaz de abastecer aproximadamente a 70.000 hogares canarios. Además, contribuirá a la reducción del precio de la energía en el sistema eléctrico, generando un ahorro significativo para los consumidores. Sin embargo, la construcción y operación de este parque enfrentan grandes desafíos técnicos en un entorno adverso, lo que resulta en costos elevados. A pesar de ello, la alta generación de electricidad, favorecida por las condiciones de viento en alta mar, asegura la rentabilidad del proyecto. Al considerar varios escenarios, se observa que el Valor Actual Neto de la inversión es positivo en todos ellos, confirmando así el atractivo retorno financiero a largo plazo. Además de la rentabilidad económica, este proyecto tiene un impacto socioeconómico muy positivo tanto en las Islas Canarias como en el resto de España, generando un elevado valor añadido y numerosos puestos de trabajo desde la fase de diseño hasta el desmantelamiento del parque, extendiéndose todo este proceso durante aproximadamente 40 años.

***Palabras Clave:** Energía eólica marina flotante, Islas Canarias, Rentabilidad del proyecto, Impacto socioeconómico*

ABSTRACT

Floating offshore wind energy emerges as a potential solution to the energy issues of the Canary Islands. This 135 MW project, located off the coast of Gran Canaria, will be capable of supplying power to approximately 70,000 homes. In addition, it will contribute to reducing energy prices within the electrical system, generating significant savings for consumers. However, the construction and operation of this park faces significant technical challenges in an adverse environment, resulting in elevated costs. Despite this, the high electricity generation, enhanced by the offshore wind conditions, ensures the profitability of the project. When considering various scenarios, the Net Present Value of the investment is positive in all cases, thereby confirming the attractive long-term financial return. In addition to economic profitability, this project has a highly positive socioeconomic impact both in the Canary Islands and across the rest of Spain, generating substantial added value and numerous jobs from the design phase to the decommissioning of the park, with the entire process extending over approximately 40 years.

***Key Words:** Floating offshore wind energy, Canary Islands, Project profitability, Socioeconomic impact*

Índice del Trabajo

1. Introducción	4
1.1 Justificación.....	4
1.2 Objetivos	4
1.3 Metodología y Estructura	5
2. Ubicación y Descripción del Parque.....	7
2.1 Turbina	8
2.2 Subestructura y Sistema de Fondeo.....	10
2.3 Sistema Eléctrico.....	11
2.4 Disposición Final.....	13
3. Coste Estimado del Proyecto	14
3.1 Coste de Desarrollo (DEVEX)	14
3.2 Coste de Ejecución (CAPEX)	15
3.3 Coste de Operación (OPEX)	16
3.4 Coste de Desmantelamiento (DECEX)	17
3.5 Resumen del Coste Estimado del Proyecto	18
4. Valoración Estimada de Ingresos	21
4.1 Electricidad Generada	21
4.2 Esquema de Remuneración	22
4.3 Ingresos Estimados.....	25
5. Valor Actual Neto del Proyecto.....	26
6. Impacto Socioeconómico.....	30
6.1 Metodología y Obtención de Resultados.....	31
6.2 Impacto Económico.....	36
6.3 Impacto Social.....	41
7. Conclusiones.....	46
Declaración Uso de Inteligencia Artificial.....	49
Bibliografía.....	50
Anexo I. Selección de la Ubicación	55
Anexo II. Coste de Ejecución (CAPEX).....	59

Índice de Figuras

Figura 1: Mapa de la isla de Gran Canaria y la ubicación del proyecto (en verde) (Fuente: Elaboración Propia)	8
Figura 2: Turbina eólica SG 14-236 DD (Fuente: Siemens Gamesa Renewable Energy, 2023).....	9
Figura 3: Subestructura flotante WindFloat T (Fuente: Principle Power, 2024).....	11
Figura 4: Esquema del sistema eléctrico de un parque eólico marino (Fuente: Vacchelli AG, 2024)	12
Figura 5: Disposición final del parque (Fuente: Elaboración Propia).....	13
Figura 6: Distribución por actividades del coste estimado del proyecto (Fuente: Elaboración Propia)	20
Figura 7: Funcionamiento del mecanismo CfD (Fuente: Consejo Europeo, 2024)	23
Figura 8: Valor añadido del proyecto durante las fases de diseño, construcción, instalación y desmantelamiento, desglosado por categoría de impacto (Fuente: Elaboración Propia)	39
Figura 9: Valor añadido del proyecto durante la fase de operación y mantenimiento, desglosado por categoría de impacto (Fuente: Elaboración Propia)	40
Figura 10: Puestos de trabajo generados a nivel local y regional durante la fase de operación y mantenimiento del proyecto (Fuente: Elaboración Propia)	44
Figura 11: Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina en la Demarcación marina canaria (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023).....	57
Figura 12: Ubicación del proyecto (en verde) y del área definida en el POEM en la costa sureste de Gran Canaria (en azul) (Fuente: Elaboración Propia)	58

Índice de Tablas

Tabla 1: Coste estimado del proyecto (Fuente: Elaboración Propia)	19
Tabla 2: Precio de venta de la electricidad en tres escenarios: pesimista, neutro y optimista (Fuente: Elaboración Propia).....	24
Tabla 3: Ingresos estimados del proyecto en tres escenarios: pesimista, neutro y optimista (Fuente: elaboración Propia)	25
Tabla 4: Flujo de caja del proyecto en tres escenarios: pesimista, neutro y optimista (Fuente: Elaboración Propia).....	28
Tabla 5: Valor Actual Neto (VAN) del proyecto en tres escenarios: pesimista, neutro y optimista (Fuente: Elaboración Propia).....	29
Tabla 6: Coste de desarrollo (DEVEX) del proyecto desglosado (Fuente: Elaboración Propia)	32
Tabla 7: Coste de la partida “Turbina y Torre” del proyecto desglosado (Fuente: Elaboración Propia)	33
Tabla 8: Coste de la partida "Instalación y Puesta en Marcha" del proyecto desglosado (Fuente: Elaboración Propia).....	33
Tabla 9: Coste de operación (OPEX) del proyecto desglosado (Fuente: Elaboración Propia)	33
Tabla 10: Salario medio anual por profesión (Fuente: Elaboración Propia).....	33
Tabla 11: Porcentajes preliminares de contenido local y regional sobre el coste asociado (Fuente: Schallenberg-Rodriguez & Inchausti-Sintes, 2021).....	34
Tabla 12: Porcentajes de contenido local y regional sobre el coste asociado (Fuente: Elaboración Propia)	35
Tabla 13: Distribución a nivel local y regional del coste estimado del proyecto (Fuente: Elaboración Propia)	36
Tabla 14: Valor añadido del proyecto desglosado a nivel local y regional (Fuente: Elaboración Propia)	38
Tabla 15: Puestos de trabajo generados desglosado a nivel local y regional durante las fases de diseño, construcción, instalación y desmantelamiento del proyecto (Fuente: Elaboración Propia)	42

1. INTRODUCCIÓN

1.1 JUSTIFICACIÓN

La transición energética hacia fuentes de energía renovables es un imperativo global para mitigar los efectos del cambio climático. Dentro de este contexto, actualmente la energía eólica marina representa una de las alternativas más prometedoras, especialmente en regiones insulares donde la intermitencia de otras fuentes renovables y la limitación de espacio terrestre presentan grandes retos.

Las Islas Canarias, debido a sus condiciones meteoceánicas, presentan un potencial notable para el desarrollo de instalaciones de energía eólica marina. La constancia y la intensidad del viento no solo garantizan una producción energética eficiente, sino que también ofrecen una oportunidad para el desarrollo económico. Además, la implementación de estas instalaciones puede ser clave para incrementar la autonomía energética del archipiélago y garantizar la sostenibilidad a largo plazo.

Desde un punto de vista personal y profesional, la experiencia del autor trabajando en el sector de la energía eólica marina le ha permitido entender los beneficios y desafíos específicos de esta industria. A través de este Trabajo de Fin de Grado, el autor pretende explorar la viabilidad económica de un proyecto situado en las Islas Canarias, así como analizar el impacto socioeconómico de este.

En resumen, la elección de este tema se justifica tanto por el potencial significativo de la energía eólica marina en el archipiélago y la necesidad de entender su viabilidad e impacto a nivel local y regional, como por el compromiso profesional del autor con el avance de soluciones energéticas renovables y sostenibles.

1.2 OBJETIVOS

El objetivo general de este Trabajo de Fin de Grado es evaluar la viabilidad económica y el impacto socioeconómico de la implementación de un parque eólico marino flotante en las Islas Canarias, llevando a cabo una revisión y análisis detallado que incluya la

ubicación y descripción del parque, los costes asociados, los ingresos estimados, el valor actual neto y el impacto socioeconómico del proyecto.

A continuación, se detallan los objetivos específicos del presente trabajo:

- Justificar la ubicación seleccionada para el desarrollo del parque eólico marino flotante, así como describir los componentes principales de este.
- Estimar los costes totales del proyecto, incluyendo todo el ciclo de vida del parque, es decir, desde el diseño hasta el desmantelamiento. Igualmente, identificar las principales actividades que gobiernan los costes.
- Proyectar los ingresos generados por la venta de la electricidad producida por el parque eólico a lo largo de su vida útil, considerando diferentes escenarios de precios de energía.
- Calcular el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto.
- Estudiar el impacto del parque en la economía local y regional, analizando el valor añadido del proyecto y la creación de empleo que supone, de forma directa, indirecta e inducida.

Además, este Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo transversal promover el conocimiento de la energía eólica marina flotante y su potencial para contribuir a los objetivos de sostenibilidad y a la economía local y regional de los proyectos desarrollados.

1.3 METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA

Para llevar a cabo este trabajo se utiliza una metodología deductiva. Esto significa que se comienza analizando las teorías existentes e ideas generales y luego se aplican al caso concreto y particular del proyecto.

Así, se elige esta metodología porque permite tomar como referencia una base teórica amplia y aplicarla al caso específico de este trabajo. Este enfoque estructurado y lógico ayuda a obtener conclusiones coherentes alineadas con los objetivos. Además, esta metodología resulta útil porque puede ser fácilmente replicada en otros estudios similares.

De esta forma, siguiendo esta metodología deductiva, el trabajo se estructura en los siguientes apartados:

- I. En primer lugar, se detalla la elección del emplazamiento del proyecto y se justifica su idoneidad para la instalación de este, teniendo en cuenta distintos requisitos legales y técnicos. Seguidamente, se explica la composición del parque y se justifica la selección de los elementos principales, incluyendo la turbina, la subestructura, el sistema de fondeo y el sistema eléctrico. Igualmente, se presenta la disposición final de la instalación y su ubicación.
- II. Tras la justificación técnica del parque, se estima el coste asociado a este durante todo su ciclo de vida. Se incluye el gasto de desarrollo y diseño, de construcción y adquisición, de instalación y puesta en marcha, de operación y mantenimiento, y, por último, de desmantelamiento del proyecto. A continuación, se realiza una estimación de ingresos del proyecto por la venta de la electricidad generada anualmente y según el esquema de remuneración empleado en los proyectos de energía eólica marina de otros países. Así, se presenta esta evaluación en tres escenarios en función del precio de la energía.
- III. Posteriormente, analizando los gastos e ingresos del parque eólico marino y su distribución a lo largo del ciclo de vida del proyecto, se evalúa, de forma simplificada, el Valor Actual Neto (VAN) del mismo.
- IV. Después de haber analizado la viabilidad económica de la instalación, se presenta su impacto socioeconómico en las Islas Canarias y en el resto de España. En este apartado se incluye, por un lado, el valor añadido generado por el proyecto a nivel local y regional, y por otro lado, la creación de nuevos puestos de trabajo asociados a las diferentes actividades.
- V. Por último, se presentan las principales conclusiones derivadas del trabajo, respondiendo a los objetivos de este. Igualmente, se incluyen las limitaciones a estos resultados y las posibles futuras vías de investigación.

2. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

2.1 EMPLAZAMIENTO

En primer lugar, este apartado aborda uno de los aspectos más importantes para el éxito de los proyectos de energía eólica marina: la ubicación de este. La identificación del emplazamiento no solo determina la viabilidad técnica y económica del proyecto, sino que también influye en su impacto ambiental y social.

De esta forma, para seleccionar una ubicación óptima para un parque eólico marino se deben tener en cuenta tanto factores ambientales, principalmente la constancia y velocidad del viento, como consideraciones técnicas, destacando la profundidad del mar, la distancia a la costa y el acceso a la infraestructura necesaria para la construcción y operación del parque. Igualmente, se deben tener en cuenta las restricciones medioambientales, comprobando que el desarrollo energético no interfiere con la biodiversidad marina, especialmente en áreas protegidas y sensibles. Además, es primordial considerar el impacto socioeconómico en el entorno, asegurando que el proyecto no comprometa el bienestar de las poblaciones cercanas y, al mismo tiempo, produzca un impacto positivo general, por ejemplo, en el desarrollo del empleo.

Por lo tanto, de cara a escoger el emplazamiento del proyecto, se ha seguido el proceso que se detalla en el Anexo I. Así, en la Figura 1 se aprecia en detalle la ubicación del proyecto y la isla de Gran Canaria, representados los principales núcleos de población.

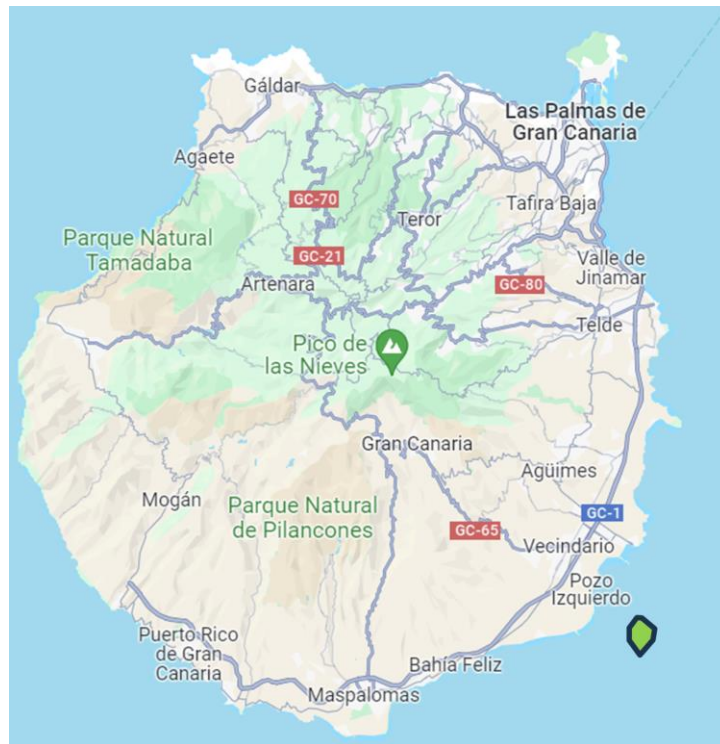


Figura 1: Mapa de la isla de Gran Canaria y la ubicación del proyecto (en verde) (Fuente: Elaboración Propia)

Una vez seleccionada la ubicación del parque, se describe su composición. El objetivo es identificar los principales elementos que forman parte del proyecto. Dado que el objeto de estudio de este trabajo no es diseñar el proyecto desde el punto de vista técnico, en este apartado se definen y describen los distintos elementos del parque de una manera breve para entender mejor su funcionamiento y composición.

2.2 TURBINA

Las turbinas eólicas son el componente principal de un parque eólico y su función es convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica, que luego será transportada e inyectada en la red eléctrica. Las turbinas que operan en parques marinos son sistemas mucho más complejos que las utilizadas en tierra y están diseñadas para operar en condiciones severas, propias de zonas situadas mar adentro y sin ninguna protección orográfica. Además, debido a la mayor velocidad de viento en alta mar, estas estructuras están sometidas a mayores fuerzas y, por lo tanto, tienen que estar perfectamente concebidas para poder soportarlas.

Dentro del sector de fabricantes de turbinas eólicas “offshore”¹ se encuentran diversas empresas, entre las que destacan las siguientes: Vestas, Siemens Gamesa, Goldwind, General Electric y Mingyang. Así, dado que nuestro proyecto se sitúa en España y como Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) es una empresa hispano-alemana, el proyecto usará una turbina eólica de este fabricante.

Como el objetivo principal de un parque eólico es maximizar la producción de energía eléctrica, se emplea la turbina con mayor capacidad para optimizar la generación. De esta forma, se usa la turbina SG 14-236 DD, que tiene una capacidad de hasta 15 MW y es la más potente que han diseñado hasta la fecha. Cada una de las palas de esta turbina tiene 115 metros de longitud, es decir, cada pala es ligeramente más larga que un campo de fútbol. En la Figura 2 se muestra una representación de esta inmensa turbina (Siemens Gamesa Renewable Energy, 2023).



Figura 2: Turbina eólica SG 14-236 DD (Fuente: Siemens Gamesa Renewable Energy, 2023)

Así, teniendo en cuenta el área del polígono de la ubicación del proyecto y los distintos requisitos técnicos para optimizar la disposición de los aerogeneradores y maximizar la producción, se asume que el proyecto consta de 9 turbinas eólicas SG 14-236 DD. De esta forma, el parque tiene una capacidad total de 135 MW. Además, se confirma que es viable inyectar esta energía eléctrica a la red, ya que la subestación a la que se conecta el proyecto, Barranco de Tirajana III, tiene suficiente capacidad disponible.

¹ Marinas, en inglés (traducción del autor)

2.3 SUBESTRUCTURA Y SISTEMA DE FONDEO

Las subestructuras son plataformas que sustentan las turbinas eólicas y les permiten erigirse por encima del nivel del mar. Estas subestructuras deben cumplir con requerimientos de diseño muy estrictos, puesto que no solamente tienen que soportar el peso y las fuerzas inducidas por las turbinas, sino que también tienen que resistir las severas condiciones meteoceánicas. Además, la integridad de las subestructuras y su seguridad operacional son aspectos críticos, ya que cualquier fallo o accidente puede tener consecuencias catastróficas. También cabe mencionar que la instalación y mantenimiento de estas estructuras presenta grandes desafíos logísticos debido a las operaciones marítimas asociadas y a la flota de barcos involucrada, llegando a ser bastante costosa.

Las subestructuras pueden ser de tipo fijo, las cuales van directamente embebidas en el fondo marino, o de tipo flotante, que permiten a las turbinas flotar en la superficie y van ancladas al fondo marino mediante líneas de fondeo. La diferencia respecto al uso de unas u otras es principalmente la profundidad del mar, ya que se considera que en aguas con profundidades superiores a 65 metros las estructuras fijas dejan de ser eficientes técnico-económicamente y las subestructuras flotantes son la solución óptima (Alberte & Fernández, 2022). De esta forma, considerando que el proyecto se sitúa en un área con profundidades entre los 75 y 300 metros, se emplean subestructuras flotantes.

Actualmente, se puede observar una tendencia en el mercado hacia las plataformas semisumergibles, lo cual se constata en que dos de los tres parques pre-comerciales eólicos marinos flotantes que llevan en operación más de 2 años emplean este tipo de subestructuras, garantizando su viabilidad técnica. Estos proyectos, concretamente *WindFloat Atlantic* y *Kincardine Offshore Wind Farm*, emplean la subestructura flotante diseñada por Principle Power, denominada WindFloat T (Principle Power, 2024). De esta forma, dada la contrastada trayectoria de esta subestructura, el proyecto utiliza estas plataformas semisumergibles, que se ilustran en la Figura 3.



Figura 3: Subestructura flotante WindFloat T (Fuente: Principle Power, 2024)

Como se ha mencionado anteriormente, estas subestructuras van ancladas al fondo marino a través de un sistema de fondeo, compuesto por las líneas de amarre, las anclas y diversos componentes adicionales que mejoran su funcionamiento. Así, dada la profundidad del emplazamiento y el uso de una subestructura semisumergible, se emplean 3 líneas de fondeo con anclas de arrastre (DEA, *Drag Embedded Anchor* por sus siglas en inglés) por cada plataforma. Las líneas de fondeo se componen de una parte superior e inferior de catenaria y una parte central de fibra sintética, principalmente poliéster.

2.4 SISTEMA ELÉCTRICO

En un parque eólico marino flotante, el sistema eléctrico es un componente esencial que garantiza la correcta transmisión de la electricidad generada por las turbinas eólicas hasta los puntos de consumo. Este sistema comprende varios elementos, desde los cables de interconexión entre las subestructuras hasta la subestación en tierra. Así, la Figura 4 muestra los distintos componentes del sistema eléctrico.

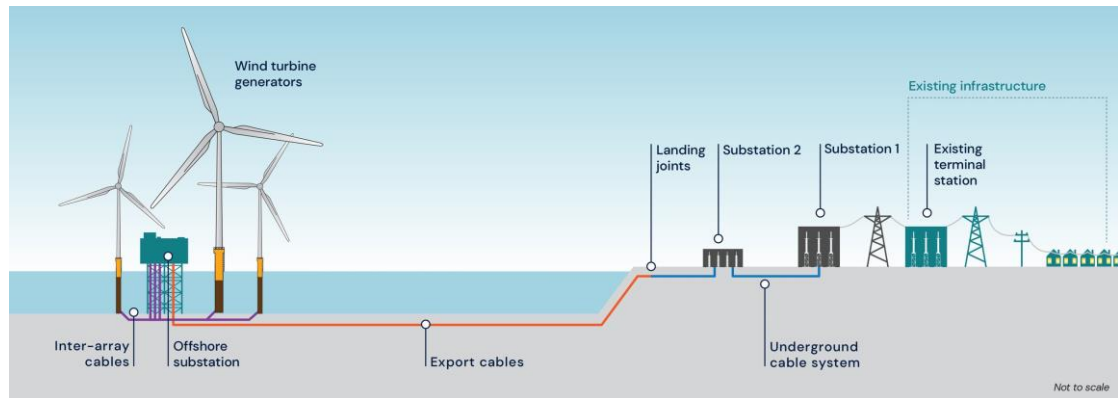


Figura 4: Esquema del sistema eléctrico de un parque eólico marino (Fuente: Vacchelli AG, 2024)

En primer lugar, están los cables de interconexión de las turbinas, que son el elemento del sistema eléctrico de un parque eólico marino en el que comienza la transmisión de la energía generada. Estos cables conectan diversas turbinas situadas en una misma fila para acabar en una subestación eléctrica marina o en una directamente situada en tierra, actuando entonces también como cables de exportación, que es el caso del presente proyecto.

El siguiente elemento que se muestra en la Figura 4, es la subestación marina. Debido al limitado tamaño del proyecto, no se requiere la instalación de una subestación marina, que aumentaría significativamente los costes del sistema eléctrico del parque. Así, la transmisión de la electricidad se realiza directamente a través de 3 cables de interconexión entre las turbinas, empleándose estos como cables de exportación y conectando cada uno 3 plataformas.

Una vez los cables de exportación llegan a tierra, el cable submarino se conecta a sistemas de transición que adaptan la infraestructura marina a las especificaciones de la red eléctrica terrestre. Finalmente, la subestación eléctrica en tierra es el último elemento principal del sistema eléctrico del parque.

En conclusión, el sistema eléctrico que se encuentra dentro del alcance de este proyecto se compone de 3 cables de interconexión entre las turbinas, que actúan como cables de exportación, y de la conexión a la red en tierra, que abarca desde el punto de transición mar-tierra hasta la entrada a la subestación eléctrica.

2.5 DISPOSICIÓN FINAL

El parque eólico marino se sitúa dentro del emplazamiento definido en el Apartado 2. Así, considerando que se emplean los elementos definidos a lo largo de este apartado, principalmente el uso de 9 turbinas de 15MW conectadas mediante 3 cables de exportación, el proyecto tiene la siguiente disposición final, representada a modo ilustrativo en la Figura 5. Cabe mencionar que se ha tenido en cuenta la separación óptima entre aerogeneradores y la orientación del parque para obtener la mayor producción de energía, al tiempo que se mantienen las condiciones de seguridad.



Figura 5: Disposición final del parque (Fuente: Elaboración Propia)

3. COSTE ESTIMADO DEL PROYECTO

La energía eólica marina es una de las formas de generación eléctrica con mayor potencial de crecimiento y expansión debido a su capacidad de generar energía de manera prácticamente constante y con alto potencial. Sin embargo, el éxito de estos parques eólicos marinos conlleva una serie de retos técnicos y económicos, donde el análisis detallado de los costes de ejecución y operación del proyecto es crítico.

Las principales barreras para la instalación de plataformas eólicas flotantes radican en el elevado gasto de capital, CAPEX², y los gastos de operación y mantenimiento asociados a estas, OPEX³ (Díaz et al., 2022). De esta forma, es importante realizar una estimación del coste del proyecto de energía eólica marina para tener claro el punto de partida sobre el que se debe rentabilizar la inversión. Así, a continuación se detallan el DEVEX⁴, el CAPEX, el OPEX y el DECEX⁵ asociados al proyecto objeto de estudio de este trabajo, que, como se ha mencionado anteriormente, cuenta con una capacidad total de 135 MW.

3.1 COSTE DE DESARROLLO (DEVEX)

El primer gasto asociado a un proyecto de energía eólica marina es el DEVEX, es decir, el gasto de desarrollo. El DEVEX incluye todas las actividades preliminares que son esenciales para llevar el proyecto desde su concepción hasta la fase de construcción e instalación, realizando todos los estudios necesarios para garantizar la viabilidad técnica y económica de este

En primer lugar, con el objetivo de asegurar la viabilidad técnica del proyecto y analizar su impacto ambiental, se deben llevar a cabo una serie de estudios, destacando: Estudio de Impacto Ambiental (EIA), análisis de las condiciones meteoceánicas, diversos estudios medioambientales, estudios geofísicos y geotécnicos del suelo, estudios hidrográficos, entre otros. Estas actividades son cruciales para asegurar que el emplazamiento elegido

² Gasto de capital, *capital expenditure* en inglés (traducción del autor)

³ Gasto operativo, *operational expenditure* en inglés (traducción del autor)

⁴ Gasto de desarrollo, *development expenditure* en inglés (traducción del autor)

⁵ Gasto de desmantelamiento, *decommissioning expenditure* en inglés (traducción del autor)

no solo es viable desde el punto de vista técnico, sino también sostenible y aceptable desde un contexto de impacto ambiental y social.

Además, durante esta fase se desarrollan diversos trabajos de ingeniería básica sobre los distintos elementos que conforman el parque. Los resultados y decisiones derivadas de estos estudios tendrán una influencia significativa en los posteriores costes de capital, CAPEX, y de operación, OPEX, del proyecto.

Por último, dentro de este coste se incluye la gestión del proyecto, que engloba la solicitud y obtención de todos los permisos, licencias y autorizaciones necesarias ante las autoridades competentes.

Así, considerando todas las actividades mencionadas en el párrafo anterior, se estima que el gasto de desarrollo es de 175.000 €/MW (BVG Associates, 2023). De esta forma, dado que el proyecto tiene una capacidad de 135 MW, el coste total en DEVEX asciende 23.625.000 €.

3.2 COSTE DE EJECUCIÓN (CAPEX)

El coste de ejecución de un proyecto supone la partida más importante a asumir por el desarrollador del parque eólico marino. Además, es importante comprender que los requisitos de capital necesarios para un proyecto de energía eólica marina flotante son significativamente mayores que los de los proyectos que no son flotantes, es decir, fijos, debido a los retos técnicos únicos asociados a esta tecnología. Por otro lado, cabe destacar que este elevado gasto se desembolsa al principio del proyecto y, por lo tanto, requiere de una gran financiación inicial, hasta que se recupera durante la fase de operación por la producción y venta de la electricidad generada.

El CAPEX abarca el diseño, la ingeniería, la fabricación, el transporte y la instalación de los distintos componentes que conforman el parque eólico marino, entre los que se incluyen la turbina (incorporando la torre), la subestructura flotante, el sistema de fondeo y el sistema eléctrico. Igualmente, esta partida incorpora los costes de la infraestructura subyacente necesaria para llevar a cabo todas las operaciones.

Con el objetivo de abordar la estimación de este coste de una manera más sencilla, se divide este análisis en dos conceptos: la producción y adquisición de los elementos, y la

instalación y puesta en marcha de estos. Cabe mencionar que esta estimación está basada en diferentes informes de autores y entidades de prestigio, dada la imposibilidad de obtener una cotización real en el mercado debido a la confidencialidad existente en torno a esta nueva y disruptiva tecnología. Además, el coste real de ejecución del proyecto dependerá en gran medida de la estrategia de suministro e industrialización seguida, por lo tanto, es importante matizar que las cantidades aquí presentadas son una estimación, sin considerar ninguna estrategia en particular.

En el Anexo II se detalla el desglose de la estimación del CAPEX del proyecto. En conclusión, el gasto de ejecución, incluyendo la producción y adquisición de los componentes y la instalación y puesta en marcha de estos, asciende a 543.347.895 €.

3.3 COSTE DE OPERACIÓN (OPEX)

Como se mencionaba en la introducción de este apartado, los costes asociados a la operación y mantenimiento de un parque eólico marino flotante tienen una gran repercusión en el coste total del proyecto, debido a que presentan desafíos únicos. La operación de instalaciones situadas en un entorno tan adverso por las condiciones meteoceánicas hace que se deban llevar a cabo múltiples actividades para asegurar su correcto funcionamiento durante toda su vida útil. No obstante, al contrario que con el CAPEX, estos gastos se van desembolsando durante todo el ciclo de operación del parque, por lo que no necesitan de una elevada financiación inicial.

Así, con el principal objetivo de garantizar el adecuado funcionamiento de la instalación, esta partida engloba los gastos asociados a las tareas de mantenimiento del aerogenerador, la plataforma, el sistema de fondeo y el sistema eléctrico; así como las tarifas de las aseguradoras, el coste relativo a la gestión y control del parque, y las tasas portuarias. Además, dentro del OPEX se incluye una provisión para posibles reparaciones adicionales debido al fallo de componentes principales.

De esa forma, para analizar el OPEX asociado al proyecto, se ha empleado una herramienta desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, *National Renewable Energy Laboratory* por sus siglas en inglés). Esta herramienta,

WOMBAT⁶, permite calcular los costes asociados a los fallos de los componentes, las tareas de mantenimiento y operación, y la movilización de equipos (Hammond & Cooperman, 2022). Así, tomando como base las hipótesis y asunciones presentadas por el propio NREL para el cálculo del coste de la energía eólica en 2022, se concluye que el gasto en operación y mantenimiento anual del proyecto es de 10.947.555 €/año (Stehly et al., 2023).

Dado que la vida útil de un parque de energía eólica marina flotante, situado en una región con condiciones metoceánicas similares a las del emplazamiento del proyecto, se extiende durante 30 años (Parc Tramuntana, 2021), el OPEX del proyecto durante toda su vida útil asciende a 328.426.650 €.

3.4 COSTE DE DESMANTELAMIENTO (DECEX)

El desarrollo de un proyecto de energía eólica marina no termina con el último día de operación del parque, sino que se extiende hasta su desmantelamiento y la posterior recuperación del entorno marino. La etapa de desmantelamiento se considera una fase crítica debido a su complejidad y, aunque se vaya a producir al final de la vida útil de la instalación, debe tenerse en cuenta en la planificación del proyecto y la estimación del coste de este. Durante esta etapa se lleva a cabo un proceso de logística inversa respecto a la fase de instalación y es importante minimizar el impacto ambiental en el ecosistema.

De esta forma, debido al lejano horizonte temporal de estas actividades, es muy difícil valorar el coste asociado al desmantelamiento. No obstante, se puede estimar que el gasto asociado al DECEX es igual a 137.500 €/MW (Díaz & Guedes, 2023). Así, teniendo en cuenta que la potencia instalada del proyecto es de 135 MW, el coste de desmantelamiento del parque eólico marino es de 18.562.500 €.

⁶ *Windfarm Operations and Maintenance cost-Benefit Analysis Tool*, en inglés. Herramienta de análisis coste-beneficio de la explotación y mantenimiento de parques eólicos, en español (traducción del autor)

3.5 RESUMEN DEL COSTE ESTIMADO DEL PROYECTO

La estimación presentada del coste del parque eólico marino flotante se clasifica, según la AACE Internacional, que es la Asociación para el Avance de la Ingeniería de Costes (*Association for the Advancement of Cost Engineering*, en inglés), de Clase 5. Esto indica que el proyecto está definido entre un 0% y un 2%, es decir, que se ha realizado una selección y revisión de conceptos, pero sin llevar a cabo ningún estudio de viabilidad específico. De esta forma, la incertidumbre asociada a esta estimación es relativamente elevada (Bredehoeft et al., 2020).

De esta forma, con el objetivo de reducir la incertidumbre en el rango superior y con el objetivo de mitigar el impacto de situaciones inesperadas y/o impredecibles, en el coste estimado se incluye una contingencia por valor del 10% del coste de ejecución o CAPEX, siguiendo las referencias para proyectos de energía eólica marina (Alsubal et al., 2021).

A continuación, en la Tabla 1 se presenta resumido el coste total estimado del proyecto, incluyendo el desglose de todas las partidas mencionadas en los apartados anteriores. Así, se constata que el coste total del parque eólico marino flotante de 135 MW ubicado en la costa de Gran Canaria asciende a 968.296.835 €, es decir, aproximadamente 7,2 M€/MW. Cabe remarcar que esta cifra incluye el coste de desarrollo, ejecución, operación y desmantelamiento de la instalación.

	Coste Parametrizado	Coste Unitario	Unidades	Coste total
Coste de Desarrollo (DEVEX)	175.000 €/MW ⁷			23.625.000 €
Coste de Ejecución (CAPEX)				543.347.895 €
Producción y Adquisición				489.012.015 €
<i>Turbina y Torre</i>	1.512.238 €/MW			204.152.130 €
<i>Subestructura Flotante</i>	1.587.176 €/MW			214.268.760 €
<i>Líneas de Fondeo</i>	1.600 €/m/ud. ⁸	480.000 €/ud.	27	12.960.000 €
<i>Anclas de Arrastre</i>		114.000 €/ud.	27	3.078.000 €
<i>Conexión a la Red en Tierra</i>	259.375 €/MW			35.015.625 €
<i>Cables de Exportación</i>	651.250 €/km/ud. ⁹	6.512.500 €/ud.	3	19.537.500 €
Instalación y Puesta en Marcha	402.488 €/MW			54.335.880 €
Coste de Operación (OPEX)	81.093 €/MW/año	10.947.555 €/año	30	328.426.650 €
Coste de Desmantelamiento (DECEX)	137.500 €/MW			18.562.500 €
Contingencia	10% del CAPEX			54.334.790 €

COSTE TOTAL ESTIMADO DEL PROYECTO
--

968.296.835 €

Tabla 1: Coste estimado del proyecto (Fuente: Elaboración Propia)

Además, como se muestra en la Figura 6 y como se ha mencionado en la introducción de este apartado (véase Apartado 3), el CAPEX (que incluye la producción y adquisición, y la instalación y puesta en marcha) y el OPEX son los principales elementos que impactan en el coste total del proyecto. Destaca el elevado coste de operación del proyecto, representando este aproximadamente un tercio del total, lo cual se justifica por las exigentes tareas de operación y mantenimiento que se tienen que llevar a cabo en un entorno tan extremo como el de alta mar y el equipamiento necesario.

⁷ El coste parametrizado en función de la potencia instalada considera los 135 MW del proyecto

⁸ E coste parametrizado en función de la profundidad asume una profundidad del emplazamiento de 300 metros

⁹ El coste parametrizado en función de la distancia a tierra considera 10 kilómetros entre la instalación y la llegada a tierra

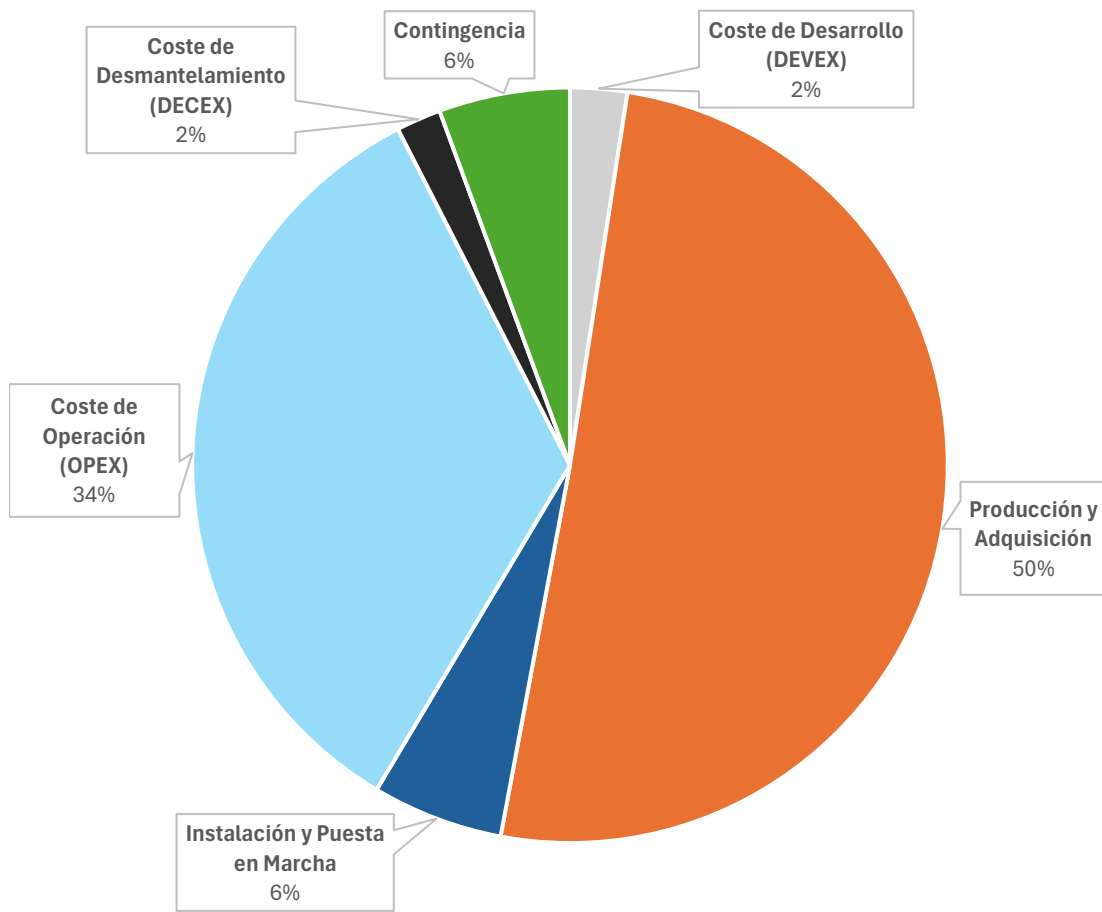


Figura 6: Distribución por actividades del coste estimado del proyecto (Fuente: Elaboración Propia)

4. VALORACIÓN ESTIMADA DE INGRESOS

Tras el cálculo, en el apartado anterior, del coste del proyecto a lo largo de todo su ciclo de vida, a continuación se estiman los ingresos generados durante la vida útil del parque¹⁰. Así, estos se producirán por la venta en el mercado mayorista de la electricidad generada por las turbinas.

Para ello, en primer lugar, se obtiene la electricidad producida por el parque anualmente. Tras esto, se explica brevemente el sistema de remuneración, que es la parte con mayor incertidumbre puesto que no existe todavía regulación en España y el precio de venta de la energía varía en función de muchos factores. Por último, se calculan los ingresos anuales y totales estimados del proyecto en tres escenarios: pesimista, neutro y optimista.

4.1 ELECTRICIDAD GENERADA

La fuente de ingresos de un proyecto de energía eólica marina es la venta de la electricidad producida por los aerogeneradores, durante los 30 años de vida útil del parque (como se detalla en el Apartado 3.3). De esta forma, es importante calcular la potencia producida anualmente por cada una de las turbinas para poder alcanzar un resultado preciso.

Para obtener la energía generada por las turbinas se tienen en cuenta principalmente los siguientes parámetros:

- Curva de potencia: Es la representación de la potencia producida por el aerogenerador en función de la velocidad del viento.
- Recurso eólico: Es la distribución del viento, básicamente la velocidad media, en un emplazamiento determinado.
- Altura del rotor: Es la altura a la que se sitúa el generador de la turbina y sobre la que se mide la velocidad del viento.
- Diámetro del rotor: Es el diámetro del círculo que describen las palas de la turbina, es decir, el área que barren estas al dar una vuelta.

¹⁰ No se tienen en cuenta los potenciales ingresos por el reciclaje y/o reutilización de las subestructuras y componentes durante la fase de desmantelamiento, es decir, al finalizar la vida útil del parque.

- Pérdidas: Es la estimación, en porcentaje, utilizada para reducir los resultados a valores netos debido a la turbulencia del viento en el emplazamiento, la proximidad de los aerogeneradores, la disponibilidad de las turbinas o las pérdidas eléctricas en los cables de exportación, entre otros.

De esta forma, para el propósito de este trabajo, se emplea un software denominado *Global Wind Atlas* (Universidad Técnica de Dinamarca, 2024) para calcular la producción anual de energía. Esta herramienta permite obtener el rendimiento anual de una turbina en un emplazamiento seleccionado tras introducir los principales parámetros mencionados anteriormente.

En primer lugar, se sitúa el área del emplazamiento del proyecto sobre el mapa. Luego se incluyen las características de la turbina, en este caso, el aerogenerador de Siemens Gamesa SG 14-236 DD (Siemens Gamesa Renewable Energy, 2023). Y finalmente, se añade el porcentaje de pérdidas de producción, que se estima en un 12% considerando las especificaciones particulares del proyecto (Baas et al., 2023).

El resultado derivado de *Global Wind Atlas*, teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, estima que la producción anual por turbina es de aproximadamente 81,5 GWh. Así, la producción anual estimada de las 9 turbinas del parque es de 733,5 GWh.

4.2 ESQUEMA DE REMUNERACIÓN

Una vez obtenida la producción anual de electricidad del proyecto, se debe entender cómo se va a vender esa energía generada y a qué precio. En España, la retribución de la electricidad generada a partir de instalaciones ubicadas en el mar se obtiene a partir de la tarifa de adjudicación en subasta, incluyendo diversos mecanismos de ajuste en función de múltiples parámetros como la inflación o las características propias de la instalación (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2024). No obstante, aunque esta regulación está todavía en trámites de consulta y aprobación, se espera que finalmente siga el modelo propuesto, que es similar al de otros países con mayor madurez en proyectos de eólica marina, como por ejemplo Reino Unido o Francia.

De esta forma, se asume que la tarifa de adjudicación de los proyectos de energía eólica marina sigue una estructura CfD (*Contracts for Difference*, en inglés¹¹). El CfD es un contrato de retribución entre el Gobierno o la entidad correspondiente y el generador de electricidad a partir de fuentes de energía renovable. Mediante este se proporciona al generador un “precio garantizado” por la venta de la energía producida, facilitando así el desarrollo de proyectos al eliminar el impacto de la volatilidad del mercado eléctrico mayorista.

Este mecanismo está diseñado para que los productores reciban un pago del Gobierno o la entidad correspondiente cuando este “precio garantizado” sea superior al precio de referencia de la electricidad en el mercado mayorista. Si esta situación se invierte y el precio de referencia es mayor, el generador devuelve la diferencia (Low Carbon Contracts, 2024). En la Figura 7 se representa el funcionamiento de los CfD, suponiendo un precio de ejercicio. Sin embargo, en el modelo seguido para la eólica marina, este rango de precios se traduce en un único “precio garantizado”.

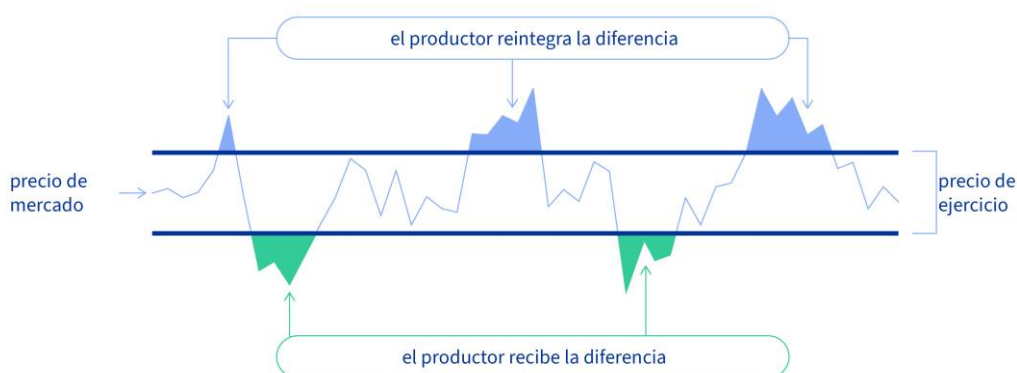


Figura 7: Funcionamiento del mecanismo CfD (Fuente: Consejo Europeo, 2024)

De esta forma, el precio de venta de la electricidad del proyecto sigue este modelo CfD con un “precio garantizado”. Dado que todavía no se conoce la aplicación real de este esquema de remuneración en España, se asume que el “precio garantizado” se mantiene durante toda la vida útil de la instalación, es decir, durante los 30 años, sin aplicar ningún mecanismo de ajuste¹².

¹¹ Contratos por Diferencia, en español (traducción del autor)

¹² Posiblemente, tras la publicación de la regulación aplicable en España, el periodo de tiempo del “precio garantizado” sea diferente, probablemente menor. Además, se utilizarán diferentes sistemas de ajuste anual del precio, siendo uno de ellos relativo a la inflación seguramente.

Así, dada la incertidumbre actual sobre la legislación y el precio de adjudicación, se presentan, en la Tabla 2, tres escenarios sobre el potencial precio de venta de la electricidad asociado al proyecto.

Estos precios se basan en la reciente adjudicación de un proyecto de energía eólica marina flotante de 250MW, en Francia, a una tarifa de 86,45 €/MWh (Memija, 2024). No obstante, dentro de este “precio garantizado” no se incluye el sistema eléctrico, puesto que en Francia lo provee y pone a disposición del desarrollador el propio Estado, por lo que una tarifa similar considerando el alcance del proyecto en España se estima en torno a los 100 €/MWh. No obstante, tras esta adjudicación, en la industria *offshore* hay una sensación general de que la tarifa es demasiado baja, por lo que se ha asumido esta como el escenario pesimista.

También los precios indicados en la Tabla 2 se fundamentan en la noticia del Gobierno de Reino Unido de incrementar el precio máximo de subasta de proyectos de energía eólica marina flotante. Así, se ha incrementado el “precio garantizado” máximo hasta las £176/MWh, es decir, aproximadamente 205 €/MWh (Countinho et al., 2023). Teniendo esto en consideración, se ha asumido que, en un escenario optimista, el precio de adjudicación para un proyecto en España está en torno a 150 €/MWh.

Por último, dado que es más realista el resultado de la subasta francesa, aun estando infravalorado, se establece 120 €/MWh como precio de venta de la energía en un escenario neutro, siendo esta cifra más próxima al escenario pesimista que optimista para asemejarse al precio de adjudicación del proyecto en Francia.

	Escenario Pesimista	Escenario Neutro	Escenario Optimista
Precio de Venta	100 €/MWh	120 €/MWh	150 €/MWh

Tabla 2: Precio de venta de la electricidad en tres escenarios: pesimista, neutro y optimista (Fuente: Elaboración Propia)

4.3 INGRESOS ESTIMADOS

Como se ha mencionado en el Apartado 4.2, el precio de venta de la energía generada utilizado para calcular los ingresos estimados del proyecto tiene ciertas limitaciones. Así, se emplea el mismo precio durante toda la vida útil de la instalación, sin tener en cuenta factores como la inflación, en tres escenarios diferentes. Además, para realizar este cálculo se considera la energía total generada por la instalación, obtenida en el Apartado 4.1, alcanzando los 733.500 MWh anuales. El resultado de los ingresos estimados del proyecto durante todo su ciclo de vida se presenta en la Tabla 3.

	Escenario Pesimista	Escenario Neutro	Escenario Optimista
Precio de Venta	100 €/MWh	120 €/MWh	150 €/MWh
Ingresos Anuales	73.350.000 €	88.020.000 €	110.025.000 €
Ingresos Totales (30 años)	2.200.500.000 €	2.640.600.000 €	3.300.750.000 €

Tabla 3: Ingresos estimados del proyecto en tres escenarios: pesimista, neutro y optimista (Fuente: elaboración Propia)

En conclusión, se obtiene que los ingresos anuales por la venta de la electricidad producida por el parque eólico marino flotante se mueven aproximadamente en un rango desde los 73 a los 110 millones de €, siendo la cifra considerada para el escenario neutro de 88.020.000 €. De esta forma, en el escenario neutro, los ingresos durante toda la vida útil de la instalación ascienden a 2.640.600.000 €, contrastando con la cifra del coste estimado del proyecto, 968.296.835 € (calculado en el Apartado 3).

5. VALOR ACTUAL NETO DEL PROYECTO

Para terminar de evaluar la viabilidad financiera del proyecto objeto de estudio de este trabajo, resulta crucial calcular el Valor Actual Neto (VAN) de este. El VAN es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con la misma (Bonilla & Ivars, 1994). Esta métrica financiera permite evaluar la rentabilidad de inversiones a largo plazo, considerando el valor del dinero en el tiempo.

Además, dado que las instalaciones de energía eólica marina conllevan elevados gastos al inicio del proyecto y los flujos de caja se extienden a lo largo de muchos años, es importante analizar este parámetro para asegurar la viabilidad económico-financiera, es decir, si los ingresos durante la vida útil justifican la elevada inversión inicial.

Para calcular el VAN, se actualizan los flujos de caja futuros al valor presente utilizando una tasa de descuento. Esta tasa de descuento es el coste de capital que se aplica para determinar el valor presente de pagos futuros, y refleja el riesgo y la oportunidad del coste de capital asociado al proyecto (Bonilla & Ivars, 1994). De esta forma, dado que el presente trabajo no aborda el coste financiero del proyecto, se asume que la tasa de descuento es libre, puesto que no se considera deuda. Según la firma de consultoría Grant Thornton (Freyman, 2018), esta tasa de descuento puede situarse de media en torno al 7,5% para proyectos de energía eólica marina en Europa. Así, para el estudio del Valor Actual Neto se emplea este valor.

De esta forma, considerando los costes asociados al proyecto y la estimación de ingresos calculada en los Apartados 3 y 4, respectivamente, se obtienen los flujos de caja durante todo el ciclo de vida del proyecto.

Como se presenta en el Apartado 6, las fases asociadas al gasto de desarrollo (DEVEX) y de ejecución (CAPEX) se desarrollan durante los 6 primeros años del proyecto. Así, según el coste estimado en el Apartado 3, se asume que el DEVEX se distribuye de acuerdo con el siguiente esquema: 30% el año 1, 30% el año 2, 25% el año 3, y 15% el año 4. Por su lado, dentro del CAPEX, la distribución del coste de producción y adquisición es la siguiente: 40% el año 3, 40% el año 4, y 20% el año 5. Además, el coste

de instalación y puesta en marcha se distribuye: 15% el año 4, 50% el año 5 y 35% el año 6. Se asume que los costes se distribuyen de esta forma para reflejar el momento en el que se desarrollan las distintas actividades de diseño, construcción e instalación del parque, aunque no representa una asignación detallada.

También se incluye dentro de los 6 primeros años el coste asociado a la contingencia, y se asume que se distribuye: 50% el año 5 y 50% el año 6. Así, se refleja la necesidad de tener que hacer frente a imprevistos durante los últimos años de ejecución del parque.

Por su parte, a partir del año 7 y hasta el año 36 se obtienen los ingresos anuales por la venta de la electricidad en función del escenario (pesimista, neutro y optimista), como se define en el Apartado 4.3. Igualmente, durante estos años también se tiene en cuenta el gasto relativo a la fase de operación y mantenimiento (OPEX) del parque, como se define en el Apartado 3.3.

Por último, durante los 3 últimos años del ciclo de vida de la instalación, se produce el gasto asociado al desmantelamiento (DECEX) del proyecto, tal y como se calcula en el Apartado 3.4. Se asume que el coste se reparte proporcionalmente, es decir, un tercio, entre los años 37, 38 y 39.

Así, teniendo en consideración lo mencionado anteriormente y como se muestra en la Tabla 4, se obtiene el flujo de caja del proyecto teniendo en cuenta solamente las partidas descritas, según los tres escenarios de ingresos planteados: pesimista, neutro y optimista.

Año	Flujo de Caja		
	Escenario Pesimista	Escenario Neutro	Escenario Optimista
1	-7.087.500 €	-7.087.500 €	-7.087.500 €
2	-7.087.500 €	-7.087.500 €	-7.087.500 €
3	-201.511.056 €	-201.511.056 €	-201.511.056 €
4	-207.298.938 €	-207.298.938 €	-207.298.938 €
5	-152.137.738 €	-152.137.738 €	-152.137.738 €
6	-46.184.953 €	-46.184.953 €	-46.184.953 €
7	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
8	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
9	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
10	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
11	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
12	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
13	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
14	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
15	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
16	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
17	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
18	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
19	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
20	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
21	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
22	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
23	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
24	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
25	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
26	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
27	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
28	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
29	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
30	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
31	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
32	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
33	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
34	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
35	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
36	62.402.445 €	77.072.445 €	99.077.445 €
37	-6.187.500 €	-6.187.500 €	-6.187.500 €
38	-6.187.500 €	-6.187.500 €	-6.187.500 €
39	-6.187.500 €	-6.187.500 €	-6.187.500 €

Tabla 4: Flujo de caja del proyecto en tres escenarios: pesimista, neutro y optimista (Fuente:

Elaboración Propia)

De esta forma, como se presenta en la Tabla 5 y tras calcular el Valor Actual Neto utilizando los flujos de caja presentados en la Tabla 4, se obtiene que el VAN del proyecto es positivo en todos los escenarios y, por lo tanto, se confirma que la inversión en el desarrollo de un parque eólico marino flotante de 135 MW de potencia instalada en la costa de Gran Canaria es viable económicamente.

Además, aunque la rentabilidad en el escenario pesimista es solamente de en torno a 10 millones de €, se puede apreciar que en el escenario neutro (el más realista) esta cifra asciende a más de 120 millones de €, haciendo del proyecto una inversión atractiva. No obstante, esto se tiene que confirmar según el esquema de financiación del proyecto, ya que el coste de capital debe ser analizado junto con esta métrica.

	Escenario Pesimista	Escenario Neutro	Escenario Optimista
Valor Actual Neto (VAN)	10.295.788 €	122.560.542 €	290.957.674 €

Tabla 5: Valor Actual Neto (VAN) del proyecto en tres escenarios: pesimista, neutro y optimista (Fuente: *Elaboración Propia*)

Como limitaciones a este resultado cabe mencionar que el precio de venta de la electricidad no está indexado y se considera fijo durante toda la vida útil del parque, no se consideran interés bancarios ni amortización de deuda y no se considera la depreciación de las instalaciones. Así, este apartado pretende realizar únicamente un análisis básico del VAN del proyecto, teniendo solamente en cuenta los costes materiales y humanos del proyecto, no los financieros, y los ingresos estimados.

6. IMPACTO SOCIOECONÓMICO

La transición hacia una economía baja en carbono, empleando tecnologías limpias y sostenibles, es uno de los desafíos más significativos y necesarios en la actualidad. La propuesta de implementar un parque eólico marino flotante en Gran Canaria no solo responde a necesidades energéticas sostenibles, sino que también debe permitir generar un impacto socioeconómico significativo a nivel local y regional, destacando cómo este tipo de infraestructuras energéticas puede influir en el tejido económico y social. De esta forma, este apartado se dedica a explorar exhaustivamente el impacto del proyecto, desglosando sus efectos en dos: económico (enfocado en el valor añadido generado) y social (centrado en la creación de empleo y el ahorro asociado al uso de la energía producida).

Es importante remarcar que el impacto que se quiere analizar está compuesto por todos aquellos cambios, tangibles e intangibles, que se producen tanto en la sociedad como en el entorno, y que están, directa o indirectamente, relacionados con la ejecución del parque eólico marino. Así, el impacto se analiza considerando las distintas fases del ciclo de vida del proyecto: diseño, construcción, instalación, operación y, finalmente, desmantelamiento.

De cara a considerar el periodo de tiempo sobre el que tendrá impacto la instalación del proyecto, se detalla la duración de cada una de las etapas del ciclo de vida de este. De esta forma, las fases de diseño, construcción e instalación, que engloban los costes referidos como DEVEX y CAPEX en el Apartado 3, tienen una duración aproximada de 6 años (Connolly, 2020). Por otro lado, como ya se ha mencionado en el Apartado 3.3, la fase de operación del parque se prolonga durante 30 años y, por tanto, también lo hace el coste de OPEX asociado. Por último, se asume que la fase de desmantelamiento, relacionada con el coste de DECEX, tiene una duración aproximada de 3 años, es decir, la mitad que las primeras etapas, puesto que no precisa la necesidad de una fase de desarrollo o diseño.

6.1 METODOLOGÍA Y OBTENCIÓN DE RESULTADOS

Para calcular el impacto económico y social generado por el proyecto se emplea la metodología del modelo *Input-Output*¹³ (IO), también conocido como modelo de Leontief. Este método permite analizar el impacto económico de un proyecto en el conjunto de la economía, a partir del análisis de las interdependencias y correlaciones entre los diferentes sectores que forman parte de esta (Schallenberg-Rodriguez & Inchausti-Sintes, 2021).

De esta forma, se utiliza un modelo publicado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable, perteneciente al Departamento de Energía de Estados Unidos, denominado JEDI¹⁴ (National Renewable Energy Laboratory, 2021). Este modelo permite estimar el impacto en el desarrollo económico y social de los proyectos de generación de energía eólica marina a nivel local y regional, a partir de la introducción de especificaciones y características concretas del proyecto, así como de la región objeto de estudio.

A continuación, se presenta metodología seguida para emplear este modelo e introducir los parámetros requeridos relativos a las especificaciones del proyecto. Igualmente, se detallan las hipótesis tomadas para llegar a los resultados finales.

Para poder obtener una relación lo más semejante posible a la economía de las Islas Canarias y España, se ha tomado como referencia para ambos casos una región denominada “*Mid-Atlantic*”. Esta región tiene unos conjuntos de multiplicadores IO similares a los de la Península Ibérica y, además, presenta unas características metoceanicas muy parecidas a las del emplazamiento del proyecto objeto de estudio de este trabajo. Aunque se ha intentado obtener los multiplicadores específicos de las regiones estudiadas, no se han encontrado en el dominio público todos los indicadores necesarios para poder crear estas matrices, por lo que se han tomado como referencia los de la región “*Mid-Atlantic*”.

Además, dado que se trata de una herramienta elaborada por una institución estadounidense, los valores monetarios están en dólares (\$). Así, para poder introducir en

¹³ Entrada-Salida, en español (traducción del autor)

¹⁴ *Jobs and Economic Development Impact (JEDI) model*, en inglés. Modelo de Impacto en el Empleo y el Desarrollo Económico, en español (traducción del autor)

esta las estimaciones de costes del Apartado 3, las cuales se usan para obtener un resultado lo más preciso posible, y posteriormente convertir los resultados obtenidos a euros (€), se ha aplicado el siguiente tipo de cambio: EUR/USD 1.09. Igualmente, las cantidades están representadas a precio de 2024.

Por otro lado, dado el complejo entramado financiero y fiscal de un proyecto de estas características a nivel internacional, más aun teniendo en cuenta que la legislación española al respecto está pendiente de ser redactada y publicada, se ha asumido que las tasas impositivas son del 0%. Esto se debe a que no existe certidumbre sobre la regulación que va a aplicar en estos casos, y además se han dejado los parámetros financieros establecidos por defecto en la herramienta, lo cual realmente no afectan al resultado del modelo.

Una vez definidos los parámetros generales, en primer lugar, en el modelo se han introducido los costes del proyecto obtenidos en el Apartado 3. Dado que el desglose de costes es ligeramente diferente en el modelo JEDI, se han desglosado estos en subpartidas para poder introducir los valores correctos en cada uno de los apartados correspondientes. Igualmente, se ha mantenido la distribución entre costes de materiales y costes de mano de obra que establece el modelo por defecto.

Así, se han desglosado las partidas relativas al coste de desarrollo (DEVEX) y las partidas de “Turbina y Torre” e “Instalación y Puesta en Marcha” pertenecientes al coste de ejecución (CAPEX) siguiendo los pesos relativos establecidos en *Guide to a Floating Offshore Wind Farm* (BVG Associates, 2023). Estos conceptos desglosados se muestran en la Tabla 6, Tabla 7 y Tabla 8.

	Partidas	Peso	Coste Total	
Coste de Desarrollo (DEVEX)	Permisos y Licencias	45,33%	10.710.000 €	\$ 11.673.900
	Estudios Medioambientales	5,87%	1.386.000 €	\$ 1.510.740
	Evaluación Metoceánica	4,40%	1.039.500 €	\$ 1.133.055
	Estudios Geológicos y Geofísicos	5,87%	1.386.000 €	\$ 1.510.740
	Gestión de Proyecto y Operaciones	38,53%	9.103.500 €	\$ 9.922.815

Tabla 6: Coste de desarrollo (DEVEX) del proyecto desglosado (Fuente: Elaboración Propia)

	Partidas	Peso	Coste Total	
	Turbina y Torre	Nacelle (Rotor y Generador)	58,46%	119.350.476 €
Palas		28,46%	58.104.837 €	\$ 63.334.272
Torre		13,08%	26.696.817 €	\$ 29.099.531

Tabla 7: Coste de la partida "Turbina y Torre" del proyecto desglosado (Fuente: Elaboración Propia)

	Partidas	Peso	Coste Total	
	Instalación y Puesta en Marcha	Instalación Cable de Exportación	40,46%	21.985.616 €
Puesta en Marcha Cable en Tierra		1,65%	895.129 €	\$ 975.690
Instalación Sistema de Fondeo		19,65%	10.678.728 €	\$ 11.639.813
Montaje Turbina y Torre en Puerto		19,65%	10.678.728 €	\$ 11.639.813
Instalación Subestructura		15,32%	8.323.126 €	\$ 9.072.207
Logística y Puesta en Marcha		3,27%	1.774.553 €	\$ 1.934.263

Tabla 8: Coste de la partida "Instalación y Puesta en Marcha" del proyecto desglosado (Fuente: Elaboración Propia)

Igualmente, en la Tabla 9 se muestra el coste anual de operación (OPEX) desglosado según el peso de las partidas detalladas en 2022 *Cost of Wind Energy Review* (Stehly et al., 2023).

	Partidas	Peso	Coste Anual	
	Coste de Operación (OPEX)	Mano de Obra (Técnicos)	4,60%	503.336 €
Materiales		3,45%	377.502 €	\$ 411.477
Equipamiento (Flota Marítima)		56,32%	6.165.864 €	\$ 6.720.792
Administración y Gestión		2,30%	251.668 €	\$ 274.318
Logística y Puertos		16,09%	1.761.676 €	\$ 1.920.226
Seguros		17,24%	1.887.509 €	\$ 2.057.385

Tabla 9: Coste de operación (OPEX) del proyecto desglosado (Fuente: Elaboración Propia)

Por otro lado, para el cálculo del impacto económico sobre la generación de empleo, se han introducido los salarios de las principales profesiones involucradas en la construcción, instalación, operación y mantenimiento del parque eólico marino, como se puede ver en la Tabla 10. Estos valores provienen de estimaciones propias del autor a partir de información obtenida del sector de la construcción naval y eólica en España, alineadas con las estadísticas sobre el salario medio anual por grupos de ocupación (Instituto Nacional de Estadística, 2021).

	Salario Medio Anual	
Personal de Construcción	32.500 €	\$ 35.425
Operadores de Montaje	25.000 €	\$ 27.250
Operadores de Instalación	35.000 €	\$ 38.150
Técnicos de Mantenimiento	30.000 €	\$ 32.700
Equipo de Gestión	70.000 €	\$ 76.300

Tabla 10: Salario medio anual por profesión (Fuente: Elaboración Propia)

Por último, para poder cuantificar el contenido local y regional de cada una de las actividades del proyecto y su impacto económico, se establecen una serie de porcentajes sobre los distintos costes, que representan la cantidad del total que se consume, gasta, produce o compra a nivel local o regional. De esta forma, siguiendo las asunciones definidas en un trabajo previo similar sobre un parque eólico marino flotante de 200MW en Gran Canaria (Schallenberg-Rodríguez & Inchausti-Sintes, 2021), en la Tabla 11 se detallan los porcentajes preliminares sobre el coste asociado. El porcentaje no representado en esta tabla indica que el resto de las actividades se realizan fuera de España. Además, cabe mencionar que en este caso se asume el escenario con menor contenido local, puesto que actualmente las Islas Canarias no tienen la infraestructura ni la industria para cubrir gran parte de las necesidades de un proyecto de energía eólica marina como el que se plantea en este trabajo.

	Islas Canarias (Local)	Resto de España (Regional)
Coste de Desarrollo (DEVEX)	18%	77%
Coste de Ejecución (CAPEX)		
Subestructura	42%	58%
Sistema de Fondeo	3%	64%
Turbina y Torre		12%
Sistema Eléctrico	11%	25%
Coste de Operación (OPEX)		
Equipamiento	23%	5%
Mano de Obra	45%	50%
Administración y Puertos	100%	
Coste de Desmantelamiento (DECEX)	100%	

Tabla 11: Porcentajes preliminares de contenido local y regional sobre el coste asociado (Fuente: Schallenberg-Rodríguez & Inchausti-Sintes, 2021)

A pesar de lo indicado en la tabla anterior, a continuación se exponen las hipótesis finalmente adoptadas relacionadas con la valoración del contenido local y regional.

En relación con las actividades pertenecientes al coste de ejecución de la subestructura, por tratarse de una plataforma de acero y debido a la elevada ocupación de la capacidad de fabricación en astilleros en España, se asume que el 60% de las subestructuras provendrán de terceros países. Además, dada la dedicada actividad comercial y logística de los puertos de Las Palmas y Tenerife (Rodríguez, 2023), se asume que solamente un 10% de las actividades relacionadas con la subestructura se realizarán en las Islas

Canarias. Así, el contenido local en el resto de España para las actividades relacionadas con las subestructuras se estima en un 30%.

Por otro lado, para el montaje y la instalación de los elementos se asumirán los mismos porcentajes de contenido local y regional que los establecidos hasta ahora en lo que a recursos humanos se refiere. Sin embargo, respecto a la flota marítima, debido a la utilización de grandes buques especializados que no se encuentran fácilmente disponibles en España, se asume que solamente el 5% de estos activos se encuentran basados en las Islas Canarias. Por su lado, se estima que un 10% estarán en el resto de España.

Además, todas las actividades de montaje desarrolladas en el puerto final de integración, ubicado en las Islas Canarias, se consideran llevadas a cabo en su totalidad con contenido local. De igual forma, la puesta en marcha se asume que se realizará 100% a nivel local.

Por último, respecto a los seguros asociados al proyecto, se asume que el 50% de los gastos relacionados serán pagados a empresas a nivel regional (resto de España).

En resumen, se presenta en la Tabla 12 el desglose con los porcentajes de contenido local y regional utilizados para calcular el impacto del proyecto mediante el modelo JEDI.

	Islas Canarias (Local)	Resto de España (Regional)
Coste de Desarrollo (DEVEX)	18%	77%
Coste de Ejecución (CAPEX)		
Subestructura	10%	30%
Sistema de Fondeo	3%	64%
Turbina y Torre		12%
Sistema Eléctrico	11%	25%
Equipamiento (Flota Marítima)	5%	10%
Logística y Puertos	100%	
Puesta en Marcha	100%	
Coste de Operación (OPEX)		
Equipamiento	23%	5%
Mano de Obra	45%	50%
Administración y Puertos	100%	
Seguros		50%
Coste de Desmantelamiento (DECEX)	100%	

Tabla 12: Porcentajes de contenido local y regional sobre el coste asociado (Fuente: Elaboración Propia)

De esta forma, una vez introducida toda esta información en la herramienta, el modelo genera un escenario económico y se obtiene el impacto económico del proyecto según el Valor Añadido Bruto (VAB) y la creación de nuevos puestos de trabajo.

6.2 IMPACTO ECONÓMICO

El análisis del impacto económico se centra en el impacto directo, indirecto e inducido que el parque eólico marino originará, midiéndolo a través del Valor Añadido Bruto (VAB). De esta forma, se examinarán los efectos directos sobre el trabajo relacionados con la inversión inicial en el lugar del proyecto y los gastos operativos continuos del parque, así como los relativos a la etapa de desmantelamiento. Los efectos indirectos, en este caso, corresponden a la generación de ingresos producida en las empresas relacionadas, básicamente a través de la provisión de bienes y servicios, con aquellas actividades generadoras de efectos directos. Por último, se abordan los efectos inducidos que emergen del aumento del gasto personal de los empleados y empresarios beneficiados por la actividad económica generada por el parque. Esta triple evaluación del impacto ofrece una visión holística de cómo el proyecto favorece a la economía local y regional.

Así, a continuación, en la Tabla 13, se presentan los resultados del modelo JEDI relativos al impacto económico del proyecto. En primer lugar, se obtiene que durante las fases de diseño, construcción, instalación y desmantelamiento un total de 66.379.831 € son gastados a nivel local y, 136.791.856 € a nivel regional, es decir, en el conjunto de España se consume el 31,75% del coste de construcción del parque, prácticamente un tercio de la inversión total. Además, durante toda la etapa de operación y mantenimiento, que tiene una duración de 30 años, se desembolsan 112.344.564 € a nivel local y 45.677.729 € a nivel regional, lo cual equivale al 48,12% del coste total de operación.

	Distribución Coste Estimado del Proyecto		
	Coste Total	Gasto a Nivel Local	Gasto a Nivel Regional
		Islas Canarias	Resto de España
Coste de Construcción (DEVEX + CAPEX + DECEX + Contingencia)	639.870.185 €	66.379.831 € 10,37%	136.791.856 € 21,38%
Coste de Operación (OPEX)	328.426.650 €	112.344.564 € 34,21%	45.677.729 € 13,91%
Anualizado	10.947.555 €	3.744.819 €	1.522.591 €

Tabla 13: Distribución a nivel local y regional del coste estimado del proyecto (Fuente: Elaboración Propia)

Respecto al coste de construcción, el gasto local y regional representa un tercio del coste total debido principalmente a que, a excepción del sistema de fondeo, el resto de los elementos del parque son mayoritariamente producidos y/o adquiridos fuera de España. Además, durante la fase de instalación del proyecto, que es intensiva en capital, la flota marítima necesaria es primariamente de procedencia extranjera. Asimismo, se entiende que el gasto a nivel regional sea aproximadamente el doble que a nivel local puesto que la industria eólica está mucho más desarrollada en la Península Ibérica.

En relación con el coste de operación, en este caso se observa que el consumo a nivel local es un 20,30% superior al regional, lo cual se debe a que todos los gastos administrativos y las tasas portuarias, que suelen ser elevadas, se pagan en las Islas Canarias. Además, dado que el centro de operación y mantenimiento estará ubicado en un puerto en las proximidades al parque, esto repercute directamente en la inversión a nivel local. No obstante, al igual que ocurre durante las fases de construcción, instalación y desmantelamiento, la mayor parte (aproximadamente el 75%) de las embarcaciones necesarias para realizar las labores de mantenimiento provienen de fuera de España, ya que se tratan de barcos especializados, y esto supone el mayor coste de las operaciones de mantenimiento. Así, se explica que aproximadamente el 50% del gasto relativo al coste de operación provenga del extranjero.

Una vez analizada la distribución de los costes a nivel local y regional, la métrica que permite interpretar el impacto económico real del proyecto es el Valor Añadido Bruto (VAB). Este parámetro representa la contribución que hace la producción de bienes y servicios ambientales al Producto Interior Bruto (PIB) (Instituto Nacional de Estadística, 2024). Así, de esta manera se puede cuantificar la aportación de la ejecución del proyecto al PIB local y regional.

Así, a partir de los resultados del modelo JEDI, se presenta en la Tabla 14 el valor añadido del proyecto en las Islas Canarias y en el resto de España. Estos se engloban en dos categorías según se produzcan durante la fase de diseño, construcción, instalación y desmantelamiento o durante la fase de operación y mantenimiento. Igualmente, se dividen en impacto directo, impacto indirecto e impacto inducido, según se define al principio de este apartado.

Valor Añadido del Proyecto		Valor Añadido a Nivel Local Islas Canarias	Valor Añadido a Nivel Regional Resto de España
Fases de Diseño, Construcción, Instalación y Desmantelamiento			
Impacto Directo (Personal de Instalación)	Subestructura	141.218 €	423.653 €
	Protección contra la Socavación	54.355 €	1.159.583 €
	Cable de Exportación	410.330 €	932.569 €
	Subtotal	605.903 €	2.515.804 €
Impacto Indirecto (Fabricación de Componentes, Cadena de Suministro y Servicios Auxiliares)	Nacelle (Rotor y Generador)	0 €	8.244.883 €
	Palas	0 €	4.624.291 €
	Torre	0 €	1.698.691 €
	Subestructura	12.485.221 €	42.910.339 €
	Cable de Exportación	1.222.431 €	2.778.252 €
	Sistema Eléctrico Marino	1.222.431 €	2.778.252 €
	Sistema Eléctrico en Tierra	2.188.987 €	4.974.971 €
	Puertos y Puesta en Marcha	9.212.975 €	0 €
	Diseño, Instalación y Otros	22.850.276 €	19.322.095 €
Subtotal	49.182.321 €	87.331.773 €	
Impacto Inducido	17.905.986 €	33.053.985 €	
Total	67.694.210 €	122.901.562 €	
Fase de Operación y Mantenimiento			
Impacto Directo (Técnicos y Equipo de Gestión)	14.345.072 €	7.550.038 €	
Impacto Indirecto (Cadena de Suministro y Servicios Auxiliares)	73.814.513 €	31.539.952 €	
Impacto Inducido	42.053.454 €	17.740.501 €	
Total	130.213.039 €	56.830.491 €	
Anualizado	4.340.435 €	1.894.350 €	

Tabla 14: Valor añadido del proyecto desglosado a nivel local y regional (Fuente: Elaboración Propia)

El impacto económico generado por el parque eólico marino de 135 MW durante todo su ciclo de vida es de aproximadamente 200.000.000 € de valor añadido a nivel local y de en torno a 180.000.000 € en el resto de España. De esta forma, se concluye que el valor añadido generado por el proyecto en el conjunto de España alcanza los 377.639.302 €, de los cuales aproximadamente el 50% se generan durante las fases de diseño, construcción, instalación y desmantelamiento, y el otro 50% durante la fase de operación y mantenimiento. De la misma forma que ocurre con el gasto, durante las primeras fases, debido al mayor consumo y aprovisionamiento a nivel regional, el valor añadido es mayor en el resto de España que en las Islas Canarias, siendo este casi el doble. Por el contrario, durante la etapa de operación del parque, el valor añadido a nivel local es más del doble que a nivel regional, puesto que gran parte de las actividades se desarrollan en Gran Canaria empleando recursos locales.

A pesar de que el valor añadido del parque durante las dos etapas presentadas en la Tabla 14 es similar, es importante destacar la diferente duración de cada una de estas, ya que el valor añadido en términos anuales es mucho mayor durante la fase de ejecución del proyecto.

Por un lado, la primera de las etapas tiene una duración inicial de 6 años para las fases de diseño, construcción e instalación, más otros 3 años al final del proyecto para el desmantelamiento, es decir, un total de 9 años. Durante este periodo se genera un valor añadido de 190.595.772 €, siendo la mayor parte originado durante las fases de construcción e instalación, que son las que más capital requieren y se desarrollan durante aproximadamente 4 años.

Por otro lado, durante la etapa de operación y mantenimiento se generan 187.043.530 € de valor añadido, cifra parecida a la anterior, pero se debe tener en cuenta que esta fase tiene una duración mucho mayor, 30 años. Así, se estima que se originen anualmente 4.340.435 € a nivel local y 1.894.350 € a nivel regional durante la fase de operación del parque.

Por último, cabe mencionar la diferente aportación al valor añadido del proyecto del impacto directo, indirecto e inducido, respectivamente. Así, en la Figura 8 y Figura 9 se muestran los gráficos desglosados según la categoría de impacto de cada una de las etapas evaluadas, diferenciando entre la aportación a nivel local y regional.

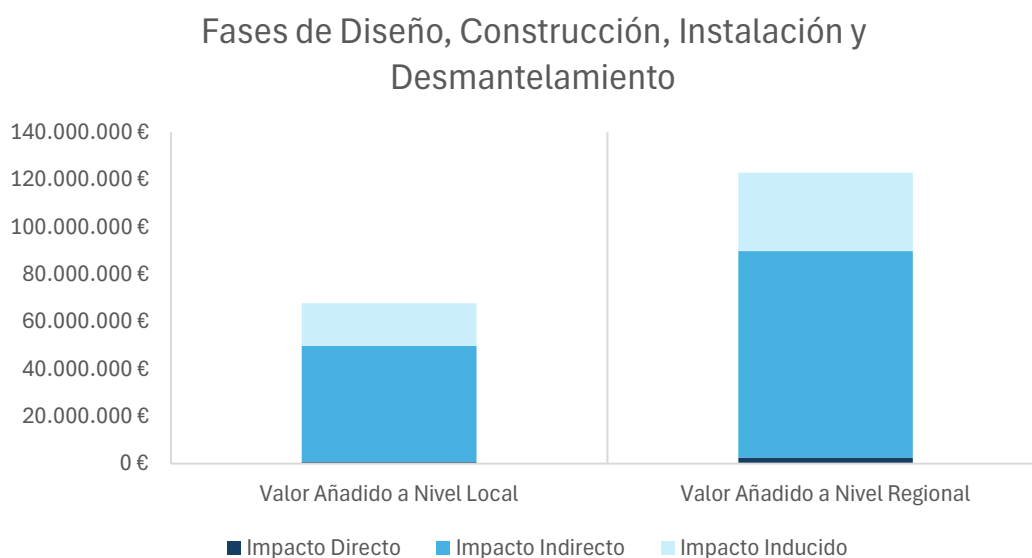


Figura 8: Valor añadido del proyecto durante las fases de diseño, construcción, instalación y desmantelamiento, desglosado por categoría de impacto (Fuente: Elaboración Propia)

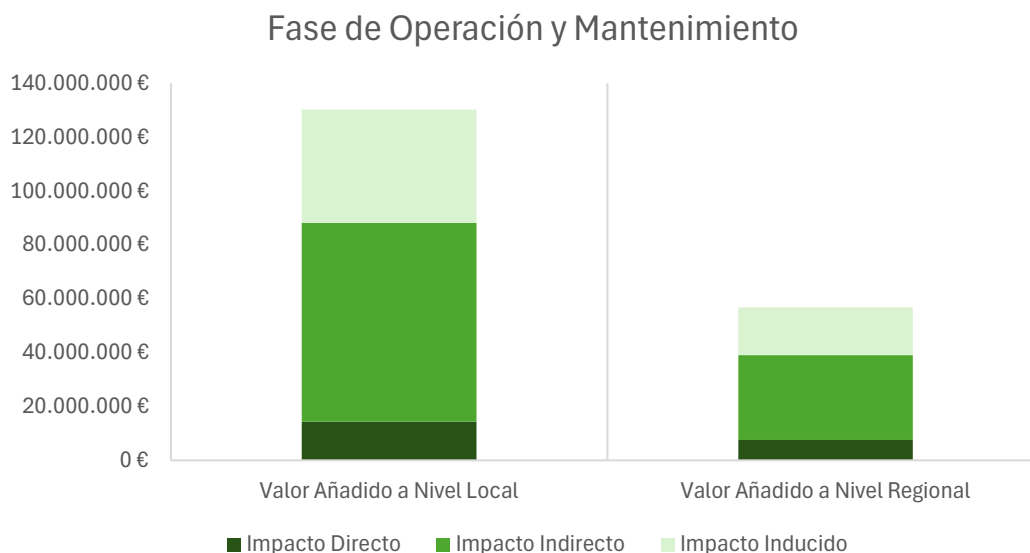


Figura 9: Valor añadido del proyecto durante la fase de operación y mantenimiento, desglosado por categoría de impacto (Fuente: Elaboración Propia)

Como se puede apreciar, y remarcando lo mencionado anteriormente, el valor añadido a nivel local es mucho mayor que el generado en el resto de España durante la fase de operación y mantenimiento del proyecto, mientras que durante la fase de diseño, construcción, instalación y desmantelamiento es más significativo el valor añadido a nivel regional.

Durante la primera de las etapas analizadas, como se muestra en la Figura 8, el aporte del impacto directo al valor añadido total es casi despreciable. Esto se debe a que mediante el modelo JEDI solamente se tiene en cuenta para el cálculo de este impacto el capital invertido en recursos humanos que trabajan en el emplazamiento del proyecto, esto es, el personal dedicado a la instalación. Así, dado que el contenido local y regional de la flota marítima es relativamente pequeño, así como de su personal, el impacto generado también lo es.

Por otro lado, el impacto indirecto es mucho más significativo, ya que incluye todo el valor generado en torno a la fabricación de los componentes, la cadena de suministro, la logística y el resto de los servicios auxiliares implicados en las distintas fases del proyecto. Por su parte, el impacto inducido, que se refiere al gasto personal de los trabajadores involucrados en las diferentes actividades del parque, también es relativamente importante, y en esta categoría se incluyen, entre otros, la comida y bebida

suministrada por bares y restaurantes, el alojamiento en hoteles y apartamentos, la compra en tiendas o el uso de servicios de transporte.

Seguidamente, durante la fase de operación y mantenimiento, el impacto económico directo es más elevado que durante la etapa anterior, ya que en este caso, aunque se empleen embarcaciones de otros países, prácticamente toda la tripulación y personal dedicado a las labores de mantenimiento se encuentra en España. Como en la anterior etapa, el impacto indirecto es el que más aporta al valor añadido total, puesto que incluye el valor generado en toda la cadena de suministro y los servicios auxiliares. Por último, el impacto inducido es bastante elevado a nivel local dado que la gestión y operación diaria del parque, además de las tareas de mantenimiento, se llevan a cabo en las propias Islas Canarias, lo que implica que el personal dedicado a estas actividades gastará en estas.

6.3 IMPACTO SOCIAL

En términos de impacto social, el foco de este análisis está en la generación de empleo, no solo durante las fases de construcción e instalación, sino también a lo largo de todo el ciclo de vida del parque eólico marino. Se evalúa cómo el proyecto puede contribuir desde la creación de puestos de trabajo de alta cualificación, pasando por las oportunidades laborales para técnicos y operarios, hasta el nuevo personal derivado por la actividad económica del parque a nivel local y regional. Por otro lado, se analiza el impacto del proyecto en el precio de la electricidad.

Con el objetivo de estimar de la forma más precisa posible la generación de puestos de trabajo del parque eólico marino, y para que los resultados sean congruentes con el impacto económico analizado en el Apartado 6.2, se utiliza el mismo modelo JEDI¹⁵. Así, con esta herramienta se obtiene los puestos de trabajo, medidos en Equivalente a Tiempo Completo (ETC)¹⁶, generados por la ejecución del proyecto durante todas sus etapas.

¹⁵ Modelo de Impacto en el Empleo y el Desarrollo Económico de proyectos de energía eólica marina desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable, perteneciente al Departamento de Energía de Estados Unidos (véase su descripción en el Apartado 6.1)

¹⁶ El Equivalente a Tiempo Completo (ETC) es una medida empleada en recursos humanos para conocer el número de trabajadores a jornada completa que son necesarios para llevar a cabo una actividad, incluyendo aquellos a jornada parcial y temporales (Globalization Partners, 2022)

En primer lugar, se analiza el empleo generado durante las fases de diseño, construcción, instalación y desmantelamiento del proyecto. Las actividades asociadas a estas etapas tienen una duración determinada y en la mayor parte de los casos es inferior a un año, por lo tanto, los puestos de trabajo generados son principalmente contratos de duración determinada (antiguo contrato por obra y servicio). En consecuencia, durante los periodos en los que transcurran estas fases habrá un incremento de la demanda de trabajadores a nivel local y regional, los cuales serán reubicados o, en el peor de los casos, despedidos una vez cesen las actividades asociadas.

A continuación, se calcula la cantidad de puestos de trabajo generados a raíz de la ejecución del proyecto. Estos empleos son creados durante los 9 años de duración de esta etapa, generándose gran parte de estos durante los 4 años de las fases de construcción e instalación, que son las más intensivas en capital y, por tanto, las que requieren de mayor número de trabajadores para su correcta realización. De esa forma, se espera que durante estos años la demanda de personal sea bastante elevada, favoreciendo significativamente a la economía de la región. Así, en la Tabla 15 se detallan los resultados relativos a los puestos de trabajo generados en total durante las fases de diseño, construcción, instalación y desmantelamiento del parque.

Puestos de Trabajo Generados		Puestos a Nivel Local	Puestos a Nivel Regional
		Islas Canarias	Resto de España
Fases de Diseño, Construcción, Instalación y Desmantelamiento			
Impacto Directo (Personal de Instalación)	Subestructura	4	13
	Protección contra la Socavación	2	33
	Cable de Exportación	12	27
	Subtotal	18	73
Impacto Indirecto (Personal dedicado a la fabricación de componentes, trabajadores de la cadena de suministro y empleados de servicios auxiliares)	Nacelle (Rotor y Generador)	0	69
	Palas	0	36
	Torre	0	15
	Subestructura	124	413
	Cable de Exportación	12	28
	Sistema Eléctrico Marino	12	28
	Sistema Eléctrico en Tierra	22	50
	Puertos y Puesta en Marcha	140	0
Subtotal	502	790	
Impacto Inducido	165	305	
Total	685	1.168	

Tabla 15: Puestos de trabajo generados desglosado a nivel local y regional durante las fases de diseño, construcción, instalación y desmantelamiento del proyecto (Fuente: Elaboración Propia)

Destaca el bajo número de puestos de trabajo generados de manera directa, es decir, el personal relacionado con la etapa de instalación del parque en el emplazamiento elegido. No obstante, al igual que ocurre en el valor añadido del proyecto, en esta categoría solamente se tiene en cuenta el personal directamente implicado en la fase de instalación, la cual se realiza principalmente con una flota marítima extranjera que tiene su propia tripulación especializada, ya que se tratan de actividades de gran complejidad que se desarrollan en unas condiciones difíciles.

Por su lado, los resultados muestran una gran cantidad de puestos de trabajo creados de manera indirecta. Así, a nivel local se generan 502 puestos de trabajo, principalmente en la industria naval para las actividades relacionadas con la fabricación de la subestructura, en la industria logística y el sistema portuario para el transporte, recepción, manejo y montaje de los componentes, y en la industria marítima para la puesta en marcha del parque. Igualmente, destaca el elevado número de nuevos trabajadores en la etapa de desarrollo del proyecto, incluyendo desde el personal dedicado a los estudios medioambientales hasta los geólogos.

Además, en el resto de España se generan 790 nuevos puestos de trabajo de manera indirecta. Estos se centran en la industria eólica para la producción de los componentes del aerogenerador (turbina y torre), la industria naval y del acero para la fabricación de la plataforma flotante, la industria logística para el transporte de los distintos elementos del parque, y los servicios de ingeniería para el diseño técnico del proyecto.

Por último, durante estas fases se genera también un número significativo de puestos de trabajo de forma inducida, debido al gasto de los trabajadores dedicados al proyecto a nivel local y regional y la necesidad de proporcionarles los servicios correspondientes.

En conclusión, durante las fases de diseño, construcción, instalación y desmantelamiento del proyecto se generan un total de 685 puestos de trabajo en las Islas Canarias y 1.168 en el resto de España.

Por otro lado, se presentan los resultados del empleo generado durante la fase de operación y mantenimiento del proyecto. Las actividades relacionadas con esta se desarrollan durante toda la vida útil de la instalación, es decir, durante los 30 años que está funcionando el parque, y se trata de tareas recurrentes y estables a lo largo del tiempo. De esta forma, los nuevos puestos de trabajo generados son contratos indefinidos de larga

duración, consolidando una industria relacionada con el proyecto a nivel local y regional. Estos resultados se muestran en la Figura 10, representando la generación de empleo anual, es decir, los nuevos puestos de trabajo creados relacionados con la operación del parque.

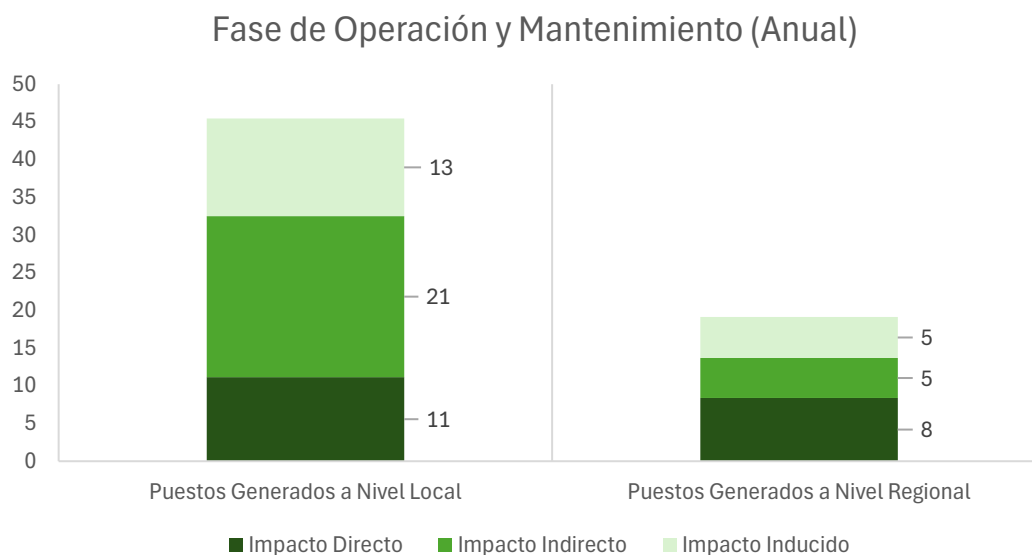


Figura 10: Puestos de trabajo generados a nivel local y regional durante la fase de operación y mantenimiento del proyecto (Fuente: Elaboración Propia)

Durante la fase de operación y mantenimiento, que se prolonga durante 30 años, se crearán en torno a 45 nuevos puestos de trabajo a tiempo completo en las Islas Canarias y 18 en el resto de España. La necesidad de estos trabajadores se mantiene durante toda la vida útil de la instalación, puesto que las actividades relacionadas con esta etapa son continuas y regulares.

El impacto generado a nivel local es significativamente superior al creado en el resto de España puesto que estas actividades se realizan principalmente en el entorno del emplazamiento del proyecto y la oficina de operación y mantenimiento del parque se localiza en un puerto cercano al parque, en la que se basan gran parte de los técnicos y el equipo de gestión. De esta forma, la mayor parte del empleo generado se localiza en las Islas Canarias. Aun así, hay una parte del personal de mantenimiento que se desplazará desde el resto de España para llevar a cabo estas actividades.

Por último, es importante mencionar que durante la operación del parque se genera un importante impacto adicional de carácter social relacionado con la reducción final del precio de la energía. Esta consecuencia repercute directamente en los consumidores

particulares e industriales finales, mejorando su poder adquisitivo al reducir su factura de electricidad. Así, considerando los actuales problemas energéticos, especialmente en las Islas Canarias, se confirma que el desarrollo del proyecto genera un gran impacto positivo a nivel local y regional.

De cara a evaluar preliminarmente este efecto, se calcula el ahorro anual en el precio de la electricidad. No obstante, existen varias limitaciones para obtener un valor preciso. Dado que actualmente se está desarrollando la legislación que aplicará para la instalación de parques eólicos marinos en España, se desconoce el rango de precios a los que el proyecto suministrará la energía. Además, debido a la volatilidad de precios de la electricidad en el mercado mayorista en los últimos años, el ahorro generado debe tratarse de forma aproximada.

Así, durante 2022 la generación eólica permitió ahorrar a los consumidores españoles 7.358 millones de €, concentrándose sobre todo en el sector residencial y servicios (principalmente el comercio y la Administración Pública). Además, en este periodo, la potencia eólica instalada en España, de manera acumulada, alcanzó los 29.813 MW (Deloitte, 2023). De esta forma, se estima que este proyecto de 135 MW permite generar un ahorro por la reducción del precio de la electricidad superior a 33 millones de € al año. Así, los consumidores se verán beneficiados de este ahorro durante los 30 años de vida útil del parque.

7. CONCLUSIONES

La transición hacia fuentes de energía renovables es crucial, y los parques eólicos marinos desempeñan un papel fundamental en este proceso. Dadas las condiciones meteoceánicas favorables y la crisis energética actual en las Islas Canarias, estas instalaciones emergen como una solución viable, permitiendo la generación renovable de electricidad sin ocupar el limitado espacio terrestre.

De esta forma, el parque eólico marino flotante de 135 MW de potencia en la costa sureste de Gran Canaria permite mitigar los problemas energéticos de la isla, situándose además en una región con una gran capacidad de generación eléctrica, debido al elevado recurso eólico de la zona.

A pesar de lo interesante del proyecto para potenciar la generación renovable en el archipiélago, es notable el elevado coste de esta instalación, al tratarse de una tecnología innovadora y que presenta grandes desafíos técnicos. Así, es importante remarcar el elevado coste de ejecución (CAPEX) del parque, que asciende a más de 500 millones de € y cuyo desembolso se produce al inicio del proyecto. De esta forma, se constata la necesidad de establecer una planificación financiera detallada y robusta para hacer frente a estos gastos, que son muy superiores a los relativos en eólica terrestre o marina fija.

Además, los costes de operación (OPEX) también representan una parte considerable del gasto total, suponiendo aproximadamente 11 millones de € anuales y extendiéndose durante los 30 años de vida útil de proyecto. Esto subraya la importancia de implementar estrategias efectivas de operación y mantenimiento encaminadas a optimizar la eficiencia y reducir costos a largo plazo.

No obstante, dado el interés y el compromiso del Gobierno en avanzar en la transición ecológica y sus planes respecto a la instalación de energía eólica marina en la próxima década, el esquema de remuneración de esta tecnología resulta beneficioso tanto para el generador como para el consumidor. Así, además de reducir el precio de la electricidad en el mercado mayorista, el desarrollo de parques eólicos marinos se beneficia de un “precio garantizado” de venta de electricidad, permitiendo a los desarrolladores reducir el riesgo en sus inversiones en esta tecnología al garantizar la estabilidad de los ingresos.

En consecuencia, gracias a la localización estratégica del parque, este genera más de 700 GWh anuales, es decir, con la energía generada es capaz de abastecer a aproximadamente 70.000 hogares en Gran Canarias. Así, considerando la situación más realista (escenario neutro) del precio de venta de la energía generada, se estima que el proyecto origine unos ingresos anuales por valor de aproximadamente 90 millones de € durante sus 30 años de vida útil. En consecuencia, el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto se sitúa en unos 122 millones de €, asegurando la viabilidad económica de este y su atractivo retorno financiero a largo plazo.

Además, se han obtenido los ingresos anuales considerando un escenario optimista y otro pesimista, dando lugar a 73 y 110 millones de €, respectivamente. De esta forma, el VAN en el caso optimista asciende a casi 300 millones de €, mientras que en el escenario pesimista este valor está en torno a los 10 millones de €. En conclusión, queda demostrado que, bajo todos los escenarios considerados, el proyecto resulta rentable.

El parque eólico no solo impulsa la generación de energía renovable, sino que también tiene un impacto socioeconómico significativo en las Islas Canarias y el resto de España. Durante las fases de diseño, construcción, instalación y desmantelamiento se genera un valor añadido total de 190 millones de €, destacando el impacto en la fabricación de componentes, la cadena de suministro y los servicios auxiliares relacionados con el proyecto. Así, durante estas fases el impacto es significativamente mayor en el resto de España, debido a la infraestructura industrial ya establecida en la Península.

En contraste, durante la etapa de operación y mantenimiento del parque, el valor añadido solamente en las Islas Canarias asciende a 130 millones de €, lo cual se debe a que estas actividades se desarrollan en el propio archipiélago y con empresas locales. De esta forma queda patente el importante impacto económico del parque a nivel local, contribuyendo de manera sostenida y notable al Producto Interior Bruto (PIB) durante la vida útil de este.

También destaca el elevado número de puestos de trabajo creados durante los 9 años que duran las fases de diseño, construcción, instalación y desmantelamiento del proyecto, generándose hasta 1.850 empleos. Esto se debe a la necesidad de mano de obra principalmente durante la construcción e instalación del parque, que son las etapas más

intensivas en capital y en las que se desarrollan gran parte de las actividades asociadas al desarrollo y ejecución del proyecto.

Por otra parte, los puestos de trabajado generados durante la etapa de operación del parque se reducen significativamente hasta los 64 trabajadores anuales, creándose la mayoría en las Islas Canarias, debido a las reducidas actividades que se desarrollan en esta fase. No obstante, cabe destacar que estos nuevos puestos corresponden a trabajadores indefinidos de larga duración, permitiendo consolidar una pequeña industria eólica marina local en torno al proyecto. Además, durante esta etapa, que se extiende durante 30 años, los consumidores finales se benefician de un ahorro superior a los 33 millones de € anuales por la reducción en el precio de la electricidad.

En conclusión, destaca la relevancia del proyecto no solo como respuesta a la demanda energética y la sostenibilidad ambiental, sino también como un motor de crecimiento económico, creación de empleo y reducción de coste energéticos, contribuyendo sustancialmente al desarrollo local y regional. Así, a largo plazo, la implementación de este proyecto no solo fortalece la infraestructura energética del archipiélago, sino que también establece un modelo sostenible para la transición ecológica en España.

Este Trabajo de Fin de Grado presenta ciertas limitaciones debido, en primer lugar, a la incertidumbre respecto a la regulación española, que se encuentra todavía en desarrollo, y al esquema de remuneración, dificultando la valoración de los ingresos obtenidos. Igualmente, debido al estado de madurez de esta tecnología innovadora, existen ciertas limitaciones para capturar el coste asociado y el rendimiento esperado. De esta forma, como futura línea de investigación se propone realizar una revisión de la viabilidad económico-financiera del proyecto, considerando la regulación aplicable y el esquema de financiación detallado.

DECLARACIÓN USO DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL

ADVERTENCIA: Desde la Universidad consideramos que ChatGPT u otras herramientas similares son herramientas muy útiles en la vida académica, aunque su uso queda siempre bajo la responsabilidad del alumno, puesto que las respuestas que proporciona pueden no ser veraces. En este sentido, NO está permitido su uso en la elaboración del Trabajo fin de Grado para generar código porque estas herramientas no son fiables en esa tarea. Aunque el código funcione, no hay garantías de que metodológicamente sea correcto, y es altamente probable que no lo sea.

Por la presente, yo, Álvaro Pérez Plantalamor, estudiante de Máster Universitario en Ingeniería Industrial y Grado en Administración y Dirección de Empresas de la Universidad Pontificia Comillas al presentar mi Trabajo de Fin de Grado titulado "Vientos de cambio en Gran Canaria: Análisis económico y evaluación del impacto socioeconómico de un proyecto de energía eólica marina flotante", declaro que he utilizado la herramienta de Inteligencia Artificial Generativa ChatGPT u otras similares de IAG de código sólo en el contexto de las actividades descritas a continuación:

1. **Brainstorming de ideas de investigación:** Utilizado para idear y esbozar posibles áreas de investigación.
2. **Traductor:** Para traducir textos de un lenguaje a otro.

Afirmo que toda la información y contenido presentados en este trabajo son producto de mi investigación y esfuerzo individual, excepto donde se ha indicado lo contrario y se han dado los créditos correspondientes (he incluido las referencias adecuadas en el TFG y he explicitado para que se ha usado ChatGPT u otras herramientas similares). Soy consciente de las implicaciones académicas y éticas de presentar un trabajo no original y acepto las consecuencias de cualquier violación a esta declaración.

Fecha: 3 de junio de 2024



Firma: _____

BIBLIOGRAFÍA

- Alberte, P., & Fernández, M. (2022). *Introducción a la eólica marina flotante y su marco normativo en España*. https://www.ragc.gal/wp-content/uploads/2022/07/OceanWinds.-Manuel-Fdez_Pablo.pdf. Recuperado el 21 de abril de 2024.
- Alsubal, S., Alaloul, W., Lim, E. S., Liew, M., Palaniappan, P., & Musarat, M. A. (2021). Life Cycle Cost Assessment of Offshore Wind Farm: Kudat Malaysia Case. *Sustainability MDPI*, 13(7943), 3–4. https://www.researchgate.net/publication/353334275_Life_Cycle_Cost_Assessment_of_Offshore_Wind_Farm_Kudat_Malaysia_Case. Recuperado el 19 de mayo de 2024.
- Ayuntamiento de Santa Lucía de Tirajana. (2024). *Información General del Municipio / Santa Lucía de Tirajana*. <https://transparencia.santaluciagc.com/informacion-general-del-municipio-2/>. Recuperado el 20 de abril de 2024.
- Baas, P., Verzijlbergh, R., van Dorp, P., & Jonker, H. (2023). Investigating energy production and wake losses of multi-gigawatt offshore wind farms with atmospheric large-eddy simulation. *Wind Energy Science*, 8(5), 787–805. <https://wes.copernicus.org/articles/8/787/2023/>. Recuperado el 25 de mayo de 2024.
- Bonilla, M., & Ivars, A. (1994). *Matemática de las operaciones financieras: (teoría y práctica)*. In *Matemática de las operaciones financieras: (teoría y práctica)*. Editorial AC.
- Bredehoeft, P. R. Jr., Dysert, L. R., Hollmann, J. K., Pickett, T. W., & Christensen, P. (2020). *18R-97: Cost Estimate Classification System - As applied in Engineering, Procurement, and Construction for the process industries*. https://web.aacei.org/docs/default-source/toc/toc_18r-97.pdf. Recuperado el 10 de mayo de 2024.
- BVG Associates. (2023). *Guide to a Floating Offshore Wind Farm*. <https://guidetofloatingoffshorewind.com/wp-content/uploads/2023/10/BVGA-16444-Floating-Guide-r2.pdf>. Recuperado el 7 de mayo de 2024.

- Connolly, K. (2020). The regional economic impacts of offshore wind energy developments in Scotland. *Renewable Energy*, 160, 148–159. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148120309757?via%3Dihub>. Recuperado el 17 de mayo de 2024.
- Consejo Europeo. (2024). *Reforma del mercado de la electricidad*. Consejo de La Unión Europea. <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/electricity-market-reform/>. Recuperado el 25 de mayo de 2024.
- Countinho, C., Davies, G., & Stuart, G. (2023). Boost for offshore wind as government raises maximum prices in renewable energy auction. *Department for Energy Security and Net Zero*. <https://www.gov.uk/government/news/boost-for-offshore-wind-as-government-raises-maximum-prices-in-renewable-energy-auction>. Recuperado el 25 de mayo de 2024.
- Deloitte. (2023). *Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España 2022*. <https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2023/12/AF-Macro-2023-2022-WEB.pdf>. Recuperado el 16 de abril de 2024.
- Díaz, H., & Guedes, C. (2023). Cost and financial evaluation model for the design of floating offshore wind farms. *Ocean Engineering*, 287. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801823022254>. Recuperado el 21 de abril de 2024.
- Díaz, H., Serna, J., Nieto, J., & Guedes, C. (2022). Market Needs, Opportunities and Barriers for the Floating Wind Industry. *Journal of Marine Science and Engineering*, 10(7). https://www.researchgate.net/publication/361818385_Market_Needs_Opportunities_and_Barriers_for_the_Floating_Wind_Industry. Recuperado el 20 de abril de 2024.
- Dixon, G. (2024). WTIV rates soar past \$320,000 but owners cautious on new orders, Clarksons says. *TradeWinds*. <https://www.tradewindsnews.com/offshore/wtiv-rates-soar-past-320-000-but-owners-cautious-on-new-orders-clarksons-says/2-1-1582163>. Recuperado el 10 de mayo de 2024.

- Freyman, T. (2018). *Global renewable energy sector reaches tipping point*. <https://www.grantthornton.global/en/insights/articles/tipping-point-to-grid-parity/>. Recuperado el 25 de mayo de 2024.
- Globalization Partners. (2022). *¿Qué es un Equivalente a Tiempo Completo (ETC)?* Globalization Partners. <https://www.globalization-partners.com/es/blog/what-is-full-time-equivalent-fte/#gref>. Recuperado el 29 de mayo de 2024.
- Gobierno de Canarias. (2023). Zapata alerta sobre la «crítica situación del Archipiélago» en materia de energía e insta al Estado a tomar medidas. *Gobierno de Canarias*. <https://www3.gobiernodecanarias.org/noticias/zapata-alerta-sobre-la-critica-situacion-del-archipielago-en-materia-de-energia-e-insta-al-estado-a-tomar-medidas/>. Recuperado el 20 de abril de 2024.
- Hammond, R., & Cooperman, A. (2022). *Windfarm Operations and Maintenance cost-Benefit Analysis Tool (WOMBAT)*. <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/83712.pdf>. Recuperado el 10 de mayo de 2024.
- Instituto Nacional de Estadística. (2021). *Salario medio anual por grupos de ocupación y periodo*. <https://www.ine.es/jaxiT3/Tabla.htm?t=10916&L=0>. Recuperado el 19 de mayo de 2024.
- Instituto Nacional de Estadística. (2024). *Glosario de Conceptos: Valor Añadido Bruto*. <https://www.ine.es/DEFIne/es/concepto.htm?c=5903&tf=&op=>. Recuperado el 20 de mayo de 2024.
- Low Carbon Contracts. (2024). *Contracts for Difference (CfD)*. <https://www.lowcarboncontracts.uk/our-schemes/contracts-for-difference/>. Recuperado el 25 de mayo de 2024.

Melián, R. A. (2023). Resolución de la Dirección General de Energía por la que se concede la autorización administrativa y la declaración, en concreto, de utilidad pública de las instalaciones eléctricas de alta tensión denominadas “Nueva subestación Barranco de Tirajana III 220 kV y línea subterránea de transporte de energía eléctrica a 220 kV, doble circuito, Barranco de Tirajana II - Barranco de Tirajana III” con número de expediente AT22/ 005. *Boletín Oficial Del Estado*, 142. <https://www.boe.es/boe/dias/2023/06/15/pdfs/BOE-B-2023-18216.pdf>. Recuperado el 21 de abril de 2024.

Memija, A. (2024). France Names Winner of Country’s First Large-Scale Floating Offshore Wind Tender. *Offshore Wind*. <https://www.offshorewind.biz/2024/05/16/france-names-winner-of-countrys-first-large-scale-floating-offshore-wind-tender/>. Recuperado el 25 de mayo de 2024.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). *Hoja de ruta para el desarrollo de la eólica marina y de las energías del mar en España*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf. Recuperado el 20 de abril de 2024.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023). *Planes de Ordenación del Espacio Marítimo. III. Diagnóstico: Demarcación Marina Canaria*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/costas/participacion-publica/anexoiiican_r_tcm30-527218.pdf. Recuperado el 20 de abril de 2024.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024). *Proyecto de real decreto por el que se regula la producción de energía eléctrica en instalaciones ubicadas en el mar*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-ES/Participacion/Documents/proyecto-de-real-decreto-por-el-que-se-regula-la-producci%C3%B3n-de-energ%C3%ADa-el%C3%A9ctrica-en-instalaciones-ubicadas-en-el-mar/RD%20generaci%C3%B3n%20el%C3%A9ctrica%20mar.pdf>. Recuperado el 20 de abril de 2024.

- National Renewable Energy Laboratory. (2021). *Jobs and Economic Development Impact (JEDI) Models* (3). U.S. Department of Energy. <https://www.nrel.gov/analysis/jedi/>. Recuperado el 9 de mayo de 2024.
- Parc Tramuntana. (2021). *Proyecto “Parque Eólico Marino Flotante Tramuntana, Cataluña” Documento Inicial de Proyecto*. <https://parctramuntana.com/wp-content/uploads/2021/04/MenoriaPEM-Tramuntana.pdf>. Recuperado el 10 de mayo de 2024.
- Principle Power. (2024). *Principle Power*. <https://www.principlepower.com/windfloat>. Recuperado el 21 de abril de 2024.
- Real Decreto 150/2023, de 28 de Febrero, Por El Que Se Aprueban Los Planes de Ordenación Del Espacio Marítimo de Las Cinco Demarcaciones Marinas Españolas, *Boletín Oficial del Estado*, 54, de 4 de marzo de 2023. <https://www.boe.es/boe/dias/2023/03/04/pdfs/BOE-A-2023-5704.pdf>. Recuperado el 20 de abril de 2024.
- Rodríguez, A. (2023). El Puerto de Las Palmas se convertirá en el hub logístico del Puerto de Dakhla. *InfoPuertos*. <https://infopuertos.com/el-puerto-de-las-palmas-se-convertira-en-el-hub-logistico-del-puerto-de-dakhla/>. Recuperado el 19 de mayo de 2024.
- Schallenberg-Rodriguez, J., & Inchausti-Sintes, F. (2021). Socio-economic impact of a 200 MW floating wind farm in Gran Canaria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 148. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121005293>. Recuperado el 16 de abril de 2024.
- Siemens Gamesa Renewable Energy. (2023). *The SG 14-236 DD: Powering change*. <https://www.siemensgamesa.com/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-14-236-dd>. Recuperado el 20 de abril de 2024.
- Stehly, T., Duffy, P., & Mulas, D. (2023). *2022 Cost of Wind Energy Review*. <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/88335.pdf>. Recuperado el 7 de mayo de 2024.
- Universidad Técnica de Dinamarca. (2024). *Global Wind Atlas* (3.3). <https://globalwindatlas.info/es>. Recuperado el 25 de mayo de 2024.

ANEXO I. SELECCIÓN DE LA UBICACIÓN

En este Anexo se describe el proceso seguido para la selección de un emplazamiento para la ubicación el proyecto. Es importante mencionar que no se ha valorado la identificación de áreas alternativas dado que este no es el propósito principal del presente proyecto. Así, se ha identificado un área adecuada para la instalación del parque, pero no implica que este sea el emplazamiento óptimo.

De esta forma, en primer lugar, cabe destacar que el Gobierno de España se ha comprometido a desarrollar para 2030 entre 1 y 3 GW de energía eólica marina, en el marco de la ambición europea de instalar en esta década hasta 111 GW de capacidad de generación de energía renovable marina (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021). De esta forma, considerando los objetivos publicados, el proyecto objeto de estudio de este trabajo se situará en España.

Además, tras la reciente publicación por parte del Gobierno de España del “Proyecto de real decreto por el que se regula la producción de energía eléctrica en instalaciones ubicadas en el mar”, se confirma la disposición de este país de lograr los objetivos mencionados y establecer un marco regulatorio para la generación de energía eólica marina (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2024). Así, constituye el objeto de este real decreto la regulación de esta producción en instalaciones ubicadas en las costas españolas, así como al régimen económico y el procedimiento para su otorgamiento.

En línea con lo mencionado anteriormente, la Dirección General de la Costa y el Mar, perteneciente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, estableció unos Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), que tienen como objetivo fomentar el crecimiento sostenible de las economías marítimas y el aprovechamiento sostenible de los recursos marinos. Los POEM se distribuyen en cinco demarcaciones marinas: noratlántica, levantino-balear, del Estrecho y Alborán, sudatlántica y canaria. Dentro de estas demarcaciones se incluyen las “Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina”, que se trata de áreas que cumplen con los requisitos para poder desarrollar un parque eólico marino que sea viable tanto

desde el punto de vista técnico como económico (Real Decreto 150/2023, de 28 de Febrero, Por El Que Se Aprueban Los Planes de Ordenación Del Espacio Marítimo de Las Cinco Demarcaciones Marinas Españolas, 2023). Así, el emplazamiento elegido para el proyecto se ubicará dentro de estas áreas.

Actualmente, las Islas Canarias presenta una crítica situación en materia energética debido a la imposibilidad de garantizar el suministro y la estabilidad de la red eléctrica por la insuficiente capacidad de generación del archipiélago. De esta forma, para paliar esta situación, el consejero de Transición Ecológica y Energía del Gobierno de Canarias, Excmo. Sr. D. Mariano Hernández Zapata, recalcó que se deben tomar medidas a corto, medio y largo plazo, y que estas actuaciones deben tener en cuenta favorecer la penetración de energías renovables (Gobierno de Canarias, 2023).

Así, considerando las necesidades del archipiélago canario y su compromiso con el desarrollo de energías renovables, el proyecto objeto de este trabajo se sitúa en la demarcación canaria de los POEM. Además, dado que este problema se presenta principalmente en las islas de Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura, se decide que la ubicación del proyecto se sitúe en la isla de Gran Canaria.

De esta forma, como se ha mencionado previamente, el proyecto se debe ubicar dentro de las zonas especificadas en el POEM para el desarrollo de energía eólica marina. Así, en la Figura 11 se detallan las zonas aptas para la ubicación de un parque eólico marino en la demarcación marina canaria (Real Decreto 150/2023, de 28 de Febrero, Por El Que Se Aprueban Los Planes de Ordenación Del Espacio Marítimo de Las Cinco Demarcaciones Marinas Españolas, 2023). En consecuencia, el parque eólico se situará dentro de los límites de la zona demarcada en Gran Canaria, ubicada en la costa sureste de la isla.

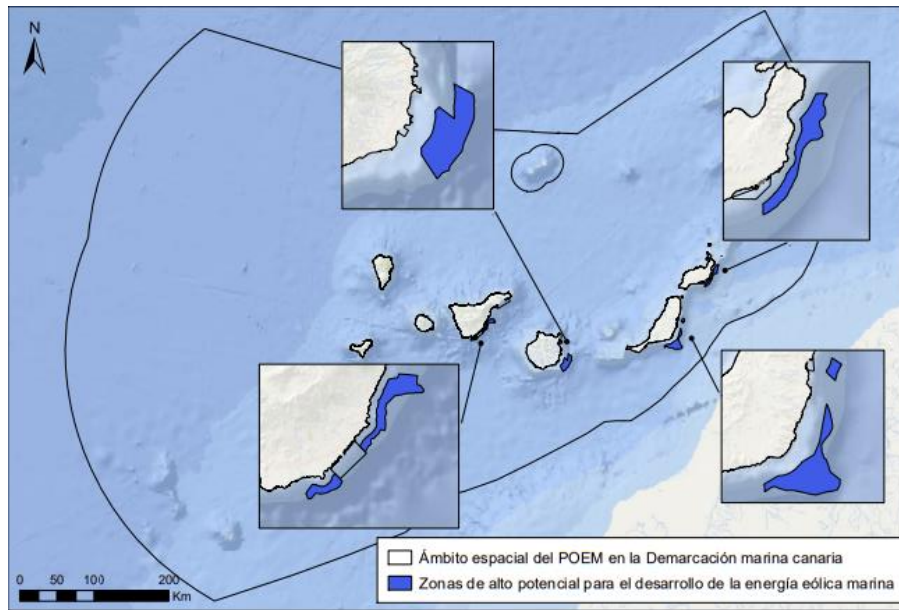


Figura 11: Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina en la Demarcación marina canaria (Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023)

Cabe destacar que en la definición de estas áreas establecidas en el POEM ya se han tenido en cuenta tanto los factores ambientales como las consideraciones técnicas y restricciones medioambientales, por lo que se tratan de ubicaciones óptimas para el desarrollo de la energía eólica marina. Además, también se llevó a cabo un análisis de las interacciones con otros usos y actividades, como la navegación áreas, la Defensa Nacional, la actividad pesquera, la acuicultura marina, el tráfico marítimo o el sector portuario, constatando que no existen, a priori, restricciones para el desarrollo del proyecto en estas áreas (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023). De esta forma, se demuestra que la ubicación del proyecto en el área establecida como “Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina” en la costa sureste de Gran Canaria es viable.

Así, asumiendo diversas consideraciones técnicas, principalmente relacionadas con la velocidad media anual del viento y la profundidad del mar, y la disponibilidad de acceso a la red, mediante una subestación eléctrica situada en tierra con suficiente capacidad libre, se describe en la Figura 12 el polígono que identifica la ubicación del proyecto, situado dentro del área definida en el POEM.

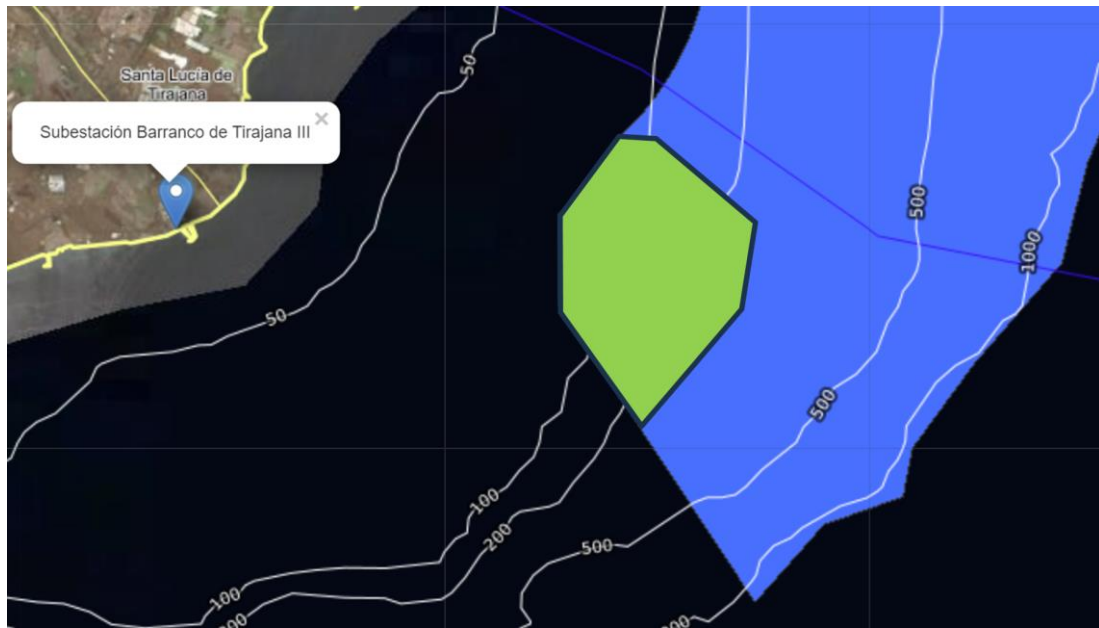


Figura 12: Ubicación del proyecto (en verde) y del área definida en el POEM en la costa sureste de Gran Canaria (en azul) (Fuente: Elaboración Propia)

En el área definida para el proyecto se cumple que hay una profundidad máxima de 300 metros, lo que facilita considerablemente la instalación del proyecto, y una velocidad media del viento superior a 9,5 m/s, lo que permite obtener una producción de electricidad muy elevada. Por otro lado, existe una subestación eléctrica, denominada “Barranco de Tirajana III”, en las proximidades del parque con más de 250 MW de capacidad disponible (Melián, 2023). En conclusión, se justifica que la ubicación del proyecto en el polígono indicado es óptima.

De esta forma, el proyecto se ubica como mínimo a 6 kilómetros y medio de la costa sureste de Gran Canaria, frente al municipio de Santa Lucía de Tirajana, entre los municipios de Agüimes y San Bartolomé. El núcleo urbano más próximo al parque es Vecindario que, con aproximadamente 15.000 habitantes, se ha consolidado como una zona de gran crecimiento económico. Por otro lado, el principal núcleo turístico de la isla de Gran Canaria, Maspalomas, se sitúa a más de 20 kilómetros de distancia del proyecto (Ayuntamiento de Santa Lucía de Tirajana, 2024).

ANEXO II. COSTE DE EJECUCIÓN (CAPEX)

El presente Anexo detalla el desglose de los gastos asociados a la ejecución del proyecto, CAPEX, divididos en: producción y adquisición de elementos, e instalación y puesta en marcha de estos.

Producción y Adquisición

En primer lugar, unos de los principales componentes dentro del CAPEX son la turbina y la torre. Estos elementos se adquieren directamente de un Fabricante de Equipos Originales (OEM, *Original Equipment Manufacturer* por sus siglas en inglés) y se compone de las palas, el rotor, el generador (estas tres últimas conforman la turbina) y la torre. Para este proyecto, como se ha mencionado en el Apartado 2.1, se emplearán 9 turbinas de 15MW del proveedor Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE). Así, se estima que el coste por megavatio es aproximadamente de 1.512.238 €/MW (BVG Associates, 2023). De esta forma, el coste total estimado de las turbinas y torres del proyecto asciende a 204.152.130 €.

A continuación, el siguiente elemento más representativo es la subestructura flotante. Según se describe en el Apartado 2.2, se emplean 9 plataformas de acero tipo WindFloat T. El coste asociado a estas estructuras depende en gran parte de la estrategia de industrialización seguida, por ejemplo, si la fabricación se realiza en Europa o en Asia, el puerto de montaje e instalación seleccionado o los medios de transporte marítimos necesarios. Así, dado que no es objeto de este trabajo definir esta estrategia, se asume que el coste de las subestructuras es de 1.587.176 €/MW (Stehly et al., 2023). Por lo tanto, el coste de fabricación de las plataformas flotantes es de 214.268.760 €.

Por otro lado, otro de los elementos a considerar dentro de este apartado es el sistema de fondeo. Como se ha comentado en el Apartado 2.2, cada una de las plataformas emplea 3 líneas de fibra sintética (poliéster) con anclas de arrastre, por lo tanto, el proyecto se compone de 27 líneas de fondeo de poliéster y 27 anclas de arrastre. Además, dado que la longitud de las líneas depende de la profundidad y siendo conservadores, se asume como valor de profundidad la máxima del área del parque, es decir, 300 metros (véase Anexo I). De esta forma, tenemos que el coste de adquisición de las líneas de fondeo es

de 480.000 €/línea, mientras que el coste de las anclas de arrastre es de 114.000 €/ancla (Díaz & Guedes, 2023). En conclusión, el coste total de compra del sistema de fondeo asciende a 16.038.000 € en total.

Por último, respecto al sistema eléctrico, el proyecto, como se ha presentado en el Apartado 2.3, abarca 3 cables de exportación marinos y la conexión a la red en tierra. Por un lado, la infraestructura necesaria para la conexión a la red en tierra, que incluye la preparación del punto de llegada a tierra y de la infraestructura eléctrica en tierra, tiene un coste aproximado de 259.375 €/MW (Díaz & Guedes, 2023). Por otro lado, el precio de adquisición de los cables de exportación depende de la distancia a tierra, que según el Anexo I es como mínimo de 6,5 kilómetros, por lo que se puede asumir que la distancia promedio es de 10 kilómetros, teniendo en cuenta que cada cable conecta primero tres turbinas antes de dirigirse al punto de llegada a tierra. Así, considerando que cada cable de exportación es de 132kV, el coste de estos es de 6.512.500 €/cable (Díaz & Guedes, 2023). De esta forma, el sistema eléctrico del parque tiene un coste de adquisición total de 54.553.125 €.

Instalación y Puesta en Marcha

Una vez producidos y adquiridos todos los elementos que forman parte del parque eólico marino, se deben transportar desde los lugares de fabricación a un puerto logístico próximo al emplazamiento del proyecto, es decir, ubicado en las Islas Canarias. Desde este sitio se llevarán a cabo todas las operaciones marítimas para instalar los distintos componentes y poner en marcha el parque.

En primer lugar, se realiza la preinstalación de los sistemas de anclaje y las líneas de fondeo, dejándolas preparadas para cuando se tengan que conectar a la subestructura. De igual manera, se hace el soterramiento y protección de los cables de exportación y se dejan dispuestos en la ubicación adecuada para su posterior conexión a las plataformas. Además, se llevan a cabo todas las actividades relacionadas con la puesta a punto de la infraestructura eléctrica en tierra. Mientras tanto, en el puerto logístico se realiza la integración de la turbina con la subestructura flotante. Esta operación consiste en instalar sobre la plataforma amarrada al muelle las diferentes secciones de la torre y la turbina (incluyendo todos sus componentes), empleando una amplia grúa de anillo.

De esta forma, una vez el cable y las líneas de fondeo están preinstaladas y tenemos una subestructura compuesta por la plataforma flotante y el aerogenerador, se remolca esta subestructura, mediante grandes embarcaciones, hasta su ubicación final en el parque. Una vez en posición, se procede a conectar las líneas de fondeo a la subestructura y el cable submarino al sistema eléctrico de esta. Así, una vez realizada esta operación con las 9 plataformas que forman el proyecto, se lleva a cabo la puesta en marcha del parque eólico marino.

Con el fin de evaluar el coste de ejecución de todas estas operaciones, se debe tener en cuenta que esta fase de instalación involucra la disposición y uso de una excepcional flota marítima. Actualmente, considerando la situación al alza de las tarifas de las embarcaciones dedicadas a la instalación de proyectos de energía eólica marina (Dixon, 2024), así como de los buques de transporte, es muy difícil realizar una cotización precisa sobre el gasto asociado a esta partida.

A pesar de lo anterior, evaluando en conjunto todas las actividades llevadas a cabo para la instalación final y puesta en marcha del parque, se puede llegar a estimar que el coste asociado por megavatio de potencia instalada es de 402.488 €/MW (BVG Associates, 2023). De esta forma, el coste total estimado para la instalación del proyecto asciende a 54.335.880 €.