



TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO Y DE OPERACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS FLOTANTES

Máster Universitario en Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos

Sthefani Susana Jamale Ybarra

Dirigida por:

María Dolores Esteban Pérez.

Miguel Vázquez Romero.

Madrid, 2023

A Dios, a mis padres Antoine y Carolina.

Mi hermana, Melanie.

A Anthony.

AGRADECIMIENTOS

En la culminación de esta etapa trascendental de mi vida, reflexiono sobre la efímera naturaleza del tiempo y cómo he sabido saborearla en sus momentos más críticos. He experimentado dudas y obstáculos en el camino, pero gracias a las personas excepcionales que han depositado su fe inquebrantable en mí, he podido avanzar con una determinación y vitalidad renovadas.

A mis amistades, quienes siempre han brindado su afecto y un genuino interés por mi área de estudio, les agradezco profundamente. Sus perspicaces observaciones y preguntas han sido invaluablemente esenciales para orientar mi investigación de manera accesible a todos aquellos interesados, incluso aquellos menos familiarizados con el campo. En particular, quiero destacar a mi amiga Daniela, quien ha estado ahí para debatir y discutir el tema, ofrecer consejos y respaldo constante.

Mi sincero agradecimiento a Anthony, cuyo inquebrantable apoyo, conocimientos en ingeniería industrial y creencia en mi potencial han sido un faro en el camino. Su generosidad al compartir su tiempo para investigar y expandir mi comprensión en el proceso ha sido un regalo invaluable.

Agradezco de corazón a mis tutores, María Dolores Esteban Pérez y Miguel Vázquez Romero, quienes han creído en mí desde el principio y me han guiado con su profundo conocimiento sobre el tema. Sus comentarios y orientación constante han sido esenciales para mi crecimiento académico. Siempre estuvieron disponibles, brindándome recomendaciones sinceras, sin los cuales no habría llegado a este punto.

A mis padres, les debo una deuda de gratitud insuperable. Su increíble apoyo y creencia en mí me permitieron perseguir este máster y continuar creciendo profesionalmente. Estar cerca de mí en Madrid y ser mis pilares fundamentales ha sido un regalo inestimable. A mi hermana, gracias por darme fuerzas, escucharme y recordarme que cumplir con estos estudios es un

sueño que debo alcanzar. Además, agradezco su amor y el regalo más grande que me dio durante mi primer año de máster: mi sobrina Nina, quien personifica lo que más amo.

A mis amigos, quienes han comprendido que mi tiempo ha sido escaso, pero continúan apoyándome y alentándome, les extiendo mi profundo agradecimiento. Gracias a todos por escucharme, formar parte de mi vida, crecer juntos y ofrecerme apoyo y alegría.

En conclusión, a todos ustedes les expreso mi gratitud y les deseo innumerables bendiciones. Permítanme recordarles que nunca deben dejar de soñar ni de convertir esos sueños en realidad. Han demostrado que los límites son inexistentes y que todo es posible.

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es establecer una metodología analítica y de toma de decisiones para la fase de operación y mantenimiento de parques eólicos marinos, inicialmente centrada en una tipología específica de cimentación. Se parte de un análisis del estado actual del arte de la operación y mantenimiento de estos parques, así como de un estudio técnico-económico. La metodología se plantea desde la identificación de las variables involucradas en los costes de la operación y mantenimiento de un parque eólico marino flotante. Se verifica con un caso práctico y se elabora un estudio de sensibilidad para visualizar la importancia de las diferentes variables principales que pueden afectar los costes durante dicha fase de O&M.

Lo distintivo de este trabajo radica en su contribución directa al actual estado del arte. Se destaca la crítica importancia de la operación y el mantenimiento en parques eólicos marinos, enfocándose en la seguridad, el mantenimiento preventivo, correctivo y las predicciones de rendimiento. Se exploran aspectos fundamentales como la logística desafiante de trabajar en alta mar y la necesidad de una gestión de costes meticulosa. La metodología, basada en el análisis de costes, emerge como una herramienta valiosa para la evaluación y optimización financiera de proyectos eólicos marinos, contribuyendo directamente a abordar los desafíos y oportunidades en este sector.

El estudio se enriquece con un análisis de sensibilidad que profundiza en la elección de aerogenerador mediante ejemplos concretos. Esta investigación demuestra la importancia crítica de la selección del equipo adecuado, destacando su impacto en los ingresos netos y el equilibrio a lo largo del tiempo. La validación de la herramienta con casos reales y un análisis de sensibilidad enfatizan la necesidad de precisión en los datos de entrada y la actualización constante de la metodología para garantizar la credibilidad y relevancia en un entorno económico y energético dinámico. En su conjunto, este estudio no solo proporciona una visión integral de los desafíos y oportunidades en la gestión de parques eólicos marinos, sino que también avanza la posición de la energía eólica como fuente clave de energía renovable.

ABSTRACT

The aim of this work is to establish an analytical methodology and decision-making framework for the operation and maintenance phase of offshore wind farms, initially focused on a specific foundation typology. The approach begins with an analysis of the current state of operation and maintenance in offshore wind farms, coupled with a technical-economic study. The methodology is devised from the identification of variables involved in the costs of operation and maintenance of a floating offshore wind farm. It is validated with a practical case and a sensitivity analysis is conducted using a practical scenario to illustrate the significance of various key variables that can impact costs during the O&M phase.

The distinctive aspect of this work lies in its direct contribution to the current state of the art. Emphasis is placed on the critical importance of operation and maintenance in offshore wind farms, focusing on safety, preventive maintenance, and performance predictions. Fundamental aspects such as the challenging logistics of working offshore and the need for meticulous cost management are explored. The methodology, based on cost analysis, emerges as a valuable tool for the evaluation and financial optimization of offshore wind projects, directly contributing to addressing challenges and opportunities in this sector.

The study is enriched with a sensitivity analysis that delves into turbine selection through concrete examples. This research demonstrates the critical importance of choosing the right equipment, highlighting its impact on net income and balance over time. The validation of the tool with real cases and a sensitivity analysis underscores the need for precision in input data and continuous methodology updates to ensure credibility and relevance in a dynamic economic and energy environment. Overall, this study not only provides a comprehensive view of the challenges and opportunities in managing offshore wind farms but also advances the position of wind energy as a key source of renewable energy.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO	1
1.1. Introducción	1
1.2. Objetivo principal	7
1.3. Objetivos secundarios.....	8
CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE.....	9
2.1. Contexto general	10
2.1.1. Introducción y contexto del trabajo	10
2.1.2. Contexto mundial.....	11
2.1.3. Contexto europeo y energía en España.....	13
2.2. Instalaciones eólicas marinas.....	15
2.2.1. Conceptos básicos de la energía eólica	16
2.2.2. Clasificación general de las estructuras eólicas marinas	20
2.2.3. Componentes principales de sistema de energía eólica marina flotante.....	35
2.2.4. Sistema de control de potencia	40
2.2.5. Sistema eléctrico	41
2.2.6. Sistema cable submarino	44
2.2.7. Sistema subestación	47
2.3. Operación y mantenimiento (O&M). Conceptos generales.	51
2.4. Breves ideas sobre costes de O&M aplicados ala eólica offshore	52
2.5. Operación y mantenimiento en aerogeneradores flotantes.....	55
2.6. Estrategias generales de mantenimiento en parques eólicos marinos.	56
2.7. Particularidades de los planes de mantenimiento en parques eólicos marinos.....	58
2.7.1. Principales métodos de fallo y técnicas predictivas en aerogeneradores.....	58
2.7.2. Monitoreo de aerogeneradores	63
2.7.3. Técnicas predictivas en aerogeneradores	65
2.7.3.3. Termografía.....	67
2.7.3.4. Evaluación de la condición física de los materiales.....	67
2.7.3.5. Medición de deformaciones.	67
2.7.3.6. Mediciones acústicas.	68
2.7.3.7. Efectos eléctricos	68
2.7.3.8. Parámetros del proceso	69
2.7.3.9. Monitoreo del rendimiento	69
2.7.3.10. Corrientes de Eddy.....	69
2.7.3.11. Líquidos penetrantes	70
2.7.3.12. Partículas magnéticas	70
2.7.4. Resumen de aplicación de técnicas predictivas	71

2.7.5.	Cadena de valor en la O&M de parques eólicos marinos	73
2.8.	Parámetros económicos	91
2.8.1.	Introducción	91
2.8.2.	OPEX en parques eólicos marinos fijos	92
2.8.3.	OPEX en parques eólicos marinos flotantes	93
2.9.	Justificación del estudio	97
CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA		99
3.1.	Introducción	99
3.2.	Fase 1: Datos de partida	100
3.2.1.	Características técnicas del parque eólico marino flotante	100
3.3.	Fase 2: Producción anual	101
3.4.	Fase 3: Inversión inicial	107
3.5.	Fase 4: Coste de operación y mantenimiento	111
3.6.	Fase 5: Mantenimiento preventivo	116
3.7.	Fase 6: Mantenimiento correctivo	124
3.8.	Fase 7: Ingresos	137
3.9.	Fase 8: Coste explotación anual	138
3.10.	Fase 9: Ingresos anuales	142
CAPÍTULO 4: COMPROBACIÓN DEL MODELO ECONÓMICO		145
4.1.	Introducción	145
4.2.	Caso práctico	145
4.2.1.	Análisis de viabilidad técnico- económico	145
4.2.2.	Emplazamiento	147
4.2.3.	Propiedades del viento en la zona límite	148
4.2.4.	Infraestructura	150
4.3.	Hipótesis asumidas	156
4.4.	Interpretación de los resultados	173
4.5.	Análisis de sensibilidad	176
4.5.1.	Caso 1: Análisis de sensibilidad de costes de mantenimiento preventivo en parques eólicos marinos flotantes.177	
4.5.2.	Caso 2: Análisis de sensibilidad de costes de mantenimiento en parques eólicos marinos flotantes. 178	
4.6.	Validación de la herramienta con casos reales	181
CAPÍTULO 5: CONCLUSIÓN Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN		183
5.1.	Conclusión	183
5.2.	Futuras líneas de investigación	184

BIBLIOGRAFÍA 186

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 NUEVAS INSTALACIONES DE EÓLICA MARINA Y POTENCIA ACUMULADA TOTAL. FUENTE: GWEC Y ELABORACIÓN AEE	13
FIGURA 2 AEROGENERADOR EÓLICO – VISTA INTERIOR. FUENTE: SIEMENS STIFTUNG 2018, CC BY-SA 4.0 INTERNATIONAL.....	17
FIGURA 3 ÁREA BARRIDA DEL AEROGENERADOR. FUENTE: CONOCIMIENTO EÓLICO (2017).....	18
FIGURA 4 TIPOLOGÍA DE AEROGENERADORES FIJOS. FUENTE: (CONSEGUIDO & DEL, S. F.)	21
FIGURA 5 CIMENTACIÓN FIJA PARA EÓLICA OFFSHORE. FUENTE: OH ET AL., 2018.	22
FIGURA 6 JACKET EAST ANGLIA I. FUENTE: EASTANGLIA_JACKETS_ES.....	24
FIGURA 7 AEROGENERADORES FLOTANTES. FUENTE: MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO.	28
FIGURA 8 PLATAFORMA SPAR. FUENTE: (PROYECTO HYWIND PLATAFORMA FLOTANTE SPAR, S. F.).....	28
FIGURA 9 PLATAFORMA TLP. FUENTE: (REVE REVE ACTUALIDAD DEL SECTOR EÓLICO EN ESPAÑA Y EN EL MUNDO. NOVIEMBRE, 2023., 2023).....	29
FIGURA 10. PLATAFORMA NAUTILUS FLOATING OFFSHORE WIND ASSESSMENT TOOL- FOWAT. FUENTE:(SNØFUGL, 2016).....	30
FIGURA 11 PLATAFORMA TRIWIND. FUENTE: (AEE. (2022). LIBRO BLANCO, S. F.)	31
FIGURA 12 PLATAFORMA HIVEWIND. FUENTE:(«HIVEWIND. JUL 5, 2022», S. F.).....	31
FIGURA 13 PLATAFORMA S-BOS. FUENTE: (S-BOS - ACCIONA/BLUENEWABLES (2022), S. F.).....	32
FIGURA 14 ESQUEMA DE CABLEADO SUBMARINO PARA PLATAFORMAS OFFSHORE. FUENTE: OFFSHORE WIND PRESENTATION (IEEE.ORG)	44
FIGURA 15 SUBESTACIÓN COSTA AFUERA. FUENTE:(HDM, 2019)	47
FIGURA 16 DESGLOSE DE LOS GASTOS OPERATIVOS (OPEX) DE UN PARQUE EÓLICO MARINO. FUENTE: LAGERVELD ET AL. (2014) ..	53
FIGURA 17 DESGLOSE OPEX, DIFERENTES DISTRIBUCIONES. FUENTE: LAGERVELD ET AL. (2014)	53
FIGURA 18 TIPOS DE MANTENIMIENTO. FUENTE: PROPIA.....	54
FIGURA 19 SUBSISTEMA CRUCIAL DE UN AEROGENERADOR EÓLICO MARINO, FUENTE: LOS AEROGENERADORES TAMBIÉN GENERAN NUEVAS ESTRATEGIAS DE MECANIZADO - METALMECÁNICA (INTEREMPRESAS.NET).....	59
FIGURA 20 CONFIGURACIÓN BÁSICA DE UN PARQUE EÓLICO MARINO, FUENTE: O_1c33DPQN01KTDQIJ6KF18IKFKAA.PDF (ZEMSA.ORG).....	59
FIGURA 21 FALLO EN EL GENERADOR ELÉCTRICO DEBIDO A LA SOBRE VELOCIDAD	60
FIGURA 22 FALLO EN EL SISTEMA DE ORIENTACIÓN	60
FIGURA 23 FALLO EN EL SISTEMA DE ORIENTACIÓN, FUENTE: SISTEMA DE ORIENTACIÓN (CORTES DE AEROGENERADORES CANARIOS).	60
FIGURA 24 RUPTURA DE ENGRANAJES, FUENTE: REPARACIÓN DE ENGRANAJES – METALOCK ESPAÑA	61
FIGURA 25 CAJA MULTIPLICADORA DE UN AEROGENERADOR, FUENTE: INSPECCIÓN DE MULTIPLICADORAS DE AEROGENERADORES EN GENERADORES EÓLICOS (OLYMPUS-IMS.COM)	61
FIGURA 26 DUTCH AEROGENERADOR CON ROTURA ALAS DESPUÉS DE UNA TORMENTA, FUENTE: DUTCH AEROGENERADOR CON ROTURA ALAS DESPUÉS DE UNA TORMENTA FOTO DE STOCK Y MÁS BANCO DE IMÁGENES DE AEROGENERADOR	62
FIGURA 27 APLICACIÓN DE LAS CORRIENTES DE EDDY.....	70
FIGURA 28 PROCESO DEL MÉTODO DE LÍQUIDOS PENETRANTES	70

FIGURA 29 ENSAYO CON PARTÍCULAS MAGNÉTICAS	71
FIGURA 30 COMPARATIVA OPEX (€/MW) 2025-2030 DE UNA INSTALACIÓN EÓLICA MARINA DE CIMENTACIÓN FIJA DE 500 MW (MILLONES DE EUROS/MW INSTALADO). FUENTE: BVG ASSOCIATES/CATAPULT – WIND FARM COSTS Y WOOD MACKENZIE – GLOBAL BOTTOM-FIXED OFFSHORE WIND OPERATIONS AND MAINTENANCE 2021	93
FIGURA 31 NUEVAS INSTALACIONES EN EUROPA – ESCENARIO CENTRA. FUENTE: WIND ENERGY IN EUROPE - 2022 STATISTICS AND THE OUTLOOK FOR 2023-2027	96
FIGURA 32 FASES DE LA HERRAMIENTA DE COSTES DE O&M EN PARQUES EÓLICOS MARINOS. FUENTE: PROPIA.....	100
FIGURA 33 CURVA DE POTENCIA SG 8.0-167 DD	102
FIGURA 35 ESQUEMA MANTENIMIENTO. FUENTE: PROPIA	115
FIGURA 34 SUBCOSTES DE EXPLOTACIÓN. FUENTE: PROPIA.....	139
FIGURA 36 ESTRATEGIAS MARINAS EN ESPAÑA. FUENTE MITECO.GOB.ES.....	146
FIGURA 37 VIENTO. PUNTO SIMAR 3020036, SERIES TEMPORALES. 9 SEPT 2021- 9 SEPT 2023. FUENTE: PUERTOS DEL ESTADO	149
FIGURA 38 ROSA DE LOS VIENTOS EN EL EMPLAZAMIENTO.	149
FIGURA 39 AEROGENERADOR SIEMENS GAMESA SG 8.0-167 DD. FUENTE: HTTPS://ES.WIND-TURBINE- MODELS.COM/TURBINES/1800-SIEMENS-GAMESA-SG-8.0-167-DD	151
FIGURA 40 AEROGENERADOR SIEMENS GAMESA SG 8.0-167 DD. FUENTE: HTTPS://ES.WIND-TURBINE- MODELS.COM/TURBINES/2266-SIEMENS-GAMESA-SG-14-222-DD	153
FIGURA 41 AEROGENERADOR VESTAS V112-3.0 OFFSHORE. FUENTE: WWW.WIND-TURBINE-MODELS.COM	155
FIGURA 42 PARÁMETROS AEROGENERADOR VESTAS V112-3.0 OFFSHORE. FUENTE: («VESTAS V112-3.0 MW», 2013).....	155
FIGURA 43 VARIABLES DEL EMPLAZAMIENTO DE VESTAS V112-3.0 OFFSHORE. FUENTE: PUERTOS DEL ESTADO.....	156
FIGURA 44 PRECIO DE LA LUZ €/MWH. FUENTE: OMIE, WWW.EPDATA.ES	156
FIGURA 45 RETRIBUCIÓN A LA INVERSIÓN. FUENTE:(RD 413/2014 Y ORDEN TED/171/2020)	158

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1 TIPOS DE CIMENTACIONES FIJAS Y FLOTANTES. FUENTE: PROPIA.....	20
TABLA 2 COMPONENTES Y MATERIALES DEL SISTEMA DE CONTROL DE POTENCIA. FUENTE: PROPIA.....	41
TABLA 3 COMPONENTES DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO. FUENTE: PROPIA	44
TABLA 4 MODOS DE FALLO Y CAUSAS PRINCIPALES DE UN AEROGENERADOR EÓLICO. FUENTE: PROPIA	63
TABLA 5 APLICACIÓN DE TÉCNICAS PREDICTIVAS. FUENTE: PROPIA	73
TABLA 6 ACTORES CLAVE PARA LA CADENA DE VALOR. FUENTE: PROPIA	75
TABLA 7 ETAPAS DE CADENA DE VALOR. FUENTE: PROPIA.....	76
TABLA 8 DESAFÍOS ACTUALES DE LA CADENA DE VALOR. FUENTE: PROPIA	77
TABLA 9 TENDENCIAS ACTUALES EN LA CADENA DE VALOR. FUENTE: PROPIA	78
TABLA 10 PLAN MANTENIMIENTO SISTEMA AEROGENERADOR. FUENTE: PROPIA	87
TABLA 11 PLAN MANTENIMIENTO SISTEMA CIMENTACIÓN. FUENTE: PROPIA	87
TABLA 12 PLAN MANTENIMIENTO SISTEMA PLATAFORMA. FUENTE: PROPIA	89
TABLA 13 PLAN MANTENIMIENTO SISTEMA AMARRE+ANCLAJE. FUENTE: PROPIA	89
TABLA 14 PLAN MANTENIMIENTO SISTEMA CABLE SUBMARINO. FUENTE: PROPIA.....	90
TABLA 15 PLAN MANTENIMIENTO SISTEMA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA. FUENTE: PROPIA	91
TABLA 16 PARQUES EÓLICOS FLOTANTES ENTRARÁN EN FUNCIONAMIENTO EN LOS PRÓXIMOS TRES AÑOS. FUENTE: WINDEUROPE- ANNUAL-OFFSHORE-STATISTICS-2019, S. F.	95
TABLA 17 VARIABLES EMPLAZAMIENTO). FUENTE: PROPIA.....	102
TABLA 18 POTENCIA GENERADA EN EL PARQUE. FUENTE: PROPIA	105
TABLA 19 TIPO DE PÉRDIDA- VALOR (%). FUENTE: PROPIA	107
TABLA 20 COSTES INVERSIÓN INICIAL AEROGENERADORES. FUENTE: PROPIA.	108
TABLA 21 COSTES INVERSIÓN INICIAL PLATAFORMAS FLOTANTES Y ANCLAJES. FUENTE: PROPIA.....	109
TABLA 22 COSTES INVERSIÓN INICIAL SUBESTACIÓN E INSTALACIÓN ELÉCTRICA. FUENTE: PROPIA	110
TABLA 23 COSTE INVERSIÓN INICIAL DE PERMISOS, INGENIERÍA Y PROYECTO. FUENTE: PROPIA	110
TABLA 24 COSTES TOTALES DE INVERSIÓN INICIAL.....	111
TABLA 25 COSTES DE EXPLOTACIÓN.....	115
TABLA 26 DATOS GENERALES PARA EL COSTE DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL TRANSPORTE.....	117
TABLA 27 TIEMPO Y COSTES DEL TRANSPORTE PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO	117
TABLA 28 COSTES DE TRANSPORTE Y COMBUSTIBLE PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	118
TABLA 29 VARIABLES DEL COSTE DE MANO DE OBRA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL AEROGENERADOR	119
TABLA 30 PARÁMETROS MANO DE OBRA EN MANTENIMIENTO PREVENTIVO SEGÚN LA UBICACIÓN	119
TABLA 31 VARIABLES DE COSTES MANTENIMIENTO PREVENTIVO PLATAFORMA	120
TABLA 32 COSTE DEL MANTENIMIENTO DE LA PLATAFORMA DE ALOJAMIENTO (CALOJ)	120
TABLA 33 COSTE MANO DE OBRA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LA PLATAFORMA	120
TABLA 34 VARIABLES DEL COSTE DE MANO DE OBRA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL AMARRE.....	121

TABLA 35 PARÁMETRO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL AMARRE SEGÚN EL EMPLAZAMIENTO.....	121
TABLA 36 VARIABLES DE COSTES MANO DE OBRA MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	122
TABLA 37 VARIABLES DE COSTES DEL MATERIAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	123
TABLA 38 PARÁMETROS MANTENIMIENTO CORRECTIVO PLATAFORMA	124
TABLA 39 DECLARACIÓN DE VARIABLES TOTALES. FUENTE: PROPIA	127
TABLA 40 DECLARACIÓN DE VARIABLES AEROGENERADOR. FUENTE: PROPIA	132
TABLA 41 DECLARACIÓN DE VARIABLES DE LA PLATAFORMA. FUENTE: PROPIA.....	133
TABLA 42 DECLARACIÓN DE VARIABLES DEL AMARRE.....	133
TABLA 43 DECLARACIÓN DE VARIABLES DEL ANCLAJE.....	134
TABLA 44 DECLARACIÓN DE VARIABLES DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	136
TABLA 45 INGRESOS. FUENTE: PROPIA	137
TABLA 46 COSTES DE EXPLOTACIÓN ANUAL.....	141
TABLA 47 INGRESOS ANUALES. FUENTE: PROPIA	142
TABLA 48 PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO. FUENTE: PROPIA	148
TABLA 49 PARÁMETROS DE BATIMETRÍA, ZONA DE ESTUDIO PARA EMPLAZAMIENTO. FUENTE: (AEMET. GOBIERNO DE ESPAÑA, 2022).....	148
TABLA 50 CARACTERÍSTICA DEL RECURSO EÓLICO EN LA DEMARCACIÓN NORATLÁNTICA	150
TABLA 51 PARÁMETROS AEROGENERADOR SIEMENS GAMESA SG 8.0-167 DD. FUENTE: SIEMENS GAMESA	152
TABLA 52 VARIABLES DEL EMPLAZAMIENTO DE SG 8.0-167 DD. FUENTE: PUERTOS DEL ESTADO.....	152
TABLA 53 PARÁMETROS AEROGENERADOR SIEMENS GAMESA SG 14-222 DD. FUENTE: SIEMENS.....	153
TABLA 54 VARIABLES DEL EMPLAZAMIENTO DE SG 14-222 DD. FUENTE: PUERTOS DEL ESTADO.....	154
TABLA 55 DECLARACIÓN DE VARIABLES TOTALES. FUENTE: PROPIA	160
TABLA 56 DECLARACIÓN DE VARIABLES AEROGENERADOR. FUENTE: PROPIA	164
TABLA 57 DECLARACIÓN DE VARIABLES DE LA PLATAFORMA. FUENTE: PROPIA.....	165
TABLA 58 DECLARACIÓN DE VARIABLES DEL AMARRE.....	166
TABLA 59 DECLARACIÓN DE VARIABLES DEL ANCLAJE.....	167
TABLA 60 DECLARACIÓN DE VARIABLES DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	169
TABLA 61 DATOS GENERALES PARA EL COSTE DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL TRANSPORTE.....	169
TABLA 62 TIEMPO Y COSTES DEL TRANSPORTE PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO	170
TABLA 63 COSTES DE TRANSPORTE Y COMBUSTIBLE PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	170
TABLA 64 VARIABLES DEL COSTE DE MANO DE OBRA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL AEROGENERADOR	171
TABLA 65 RESULTADOS ECONÓMICOS, VESTAS V112-3.0 OFFSHORE. FUENTE: PROPIA.....	173
TABLA 66 RESULTADOS ECONÓMICOS, - SIEMENS GAMESA SG 8.0-167 DD. FUENTE: PROPIA.....	174
TABLA 67 RESULTADOS ECONÓMICOS, - SIEMENS GAMESA SG 14-222 DD. FUENTE: PROPIA.....	175

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO

1.1. Introducción

En 2009, la Unión Europea establece unos objetivos mínimos vinculantes para cada uno de sus estados miembros a alcanzar en 2020: una cuota mínima del 20% de energías renovables en el consumo final y una contribución del 40% de energías renovables en la generación eléctrica. (Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009., s. f.). Según el informe "Estadísticas de Energías Renovables" publicado por la Red Eléctrica de España en 2021, el consumo final bruto de energías renovables en España en 2020 fue del 20,8%. Además, la participación de las renovables en la generación bruta de electricidad fue del 44,2% (Red Eléctrica de España. (2021). Estadísticas Renovables 2020., s. f.). En el campo de las energías renovables, la energía eólica representó el 93 GW de capacidad nueva instalada en 2020, lo que representa el 54% de toda la capacidad renovable instalada ese año. (Consejo Mundial de Energía Eólica. (2021). Informe Global Del Viento 2021, s. f.)

Los países donde el sector de la energía eólica ya está consolidado. El Reino Unido, Dinamarca y los Países Bajos concentran el 84% del total de la energía eólica marina instalada en Europa. Los parques eólicos marinos se están construyendo en alta mar para aprovechar la energía eólica. Hay dos tipos principales de parques eólicos marinos fijos y flotantes.

Los parques eólicos marinos fijos se construyen en aguas poco profundas, normalmente en la plataforma continental, y se anclan al lecho marino mediante cimientos que pueden ser de varios tipos, como monopilotes, jackets o gravedad. Estos parques suelen tener grandes aerogeneradores y suelen estar ubicadas a poca distancia de la costa (saa, sa)(European Wind Energy Association (EWEA), 2012).

Por otro lado, los parques eólicos marinos flotantes se instalan a grandes profundidades y se fondean al fondo marino con anclas. En este contexto, los parques eólicos marinos fijos o flotantes han surgido como una solución innovadora para superar las limitaciones geográficas que han obstaculizado tradicionalmente la expansión de los parques eólicos terrestres. Al mismo tiempo, han permitido un uso más eficiente de los recursos eólicos disponibles.

A lo largo de las últimas décadas, la tecnología de los aerogeneradores eólicos ha experimentado una transformación sustancial. Los primeros aerogeneradores eólicos eran comparativamente pequeños en relación con las que utilizamos en la actualidad. Sin embargo, con la madurez de la industria eólica, se ha observado un crecimiento significativo en el tamaño.

Este aumento de tamaño de los aerogeneradores ha sido impulsado por diversos factores clave. En primer lugar, los aerogeneradores más grandes tienen rotores de mayor envergadura, lo que les permite capturar de manera eficaz una mayor cantidad de energía del viento, incluso en condiciones de viento variables. Esto, en última instancia, conduce a un aumento notable en la producción de electricidad.

Además de su capacidad de captura de energía mejorada, los aerogeneradores eólicos más grandes suelen demostrar una mayor eficiencia en términos de la cantidad de energía que pueden convertir en electricidad en comparación con sus contrapartes más pequeñas. Esto se traduce en una generación de energía más efectiva y rentable.

Curiosamente, a pesar de su tamaño considerable, estos aerogeneradores más grandes también tienden a ser más rentables en términos de costes por megavatio instalado y costes por megavatio hora producido, lo que contribuye a una mayor eficiencia económica en la generación de energía eólica.

En paralelo a estos desarrollos tecnológicos en aerogeneradores eólicos, los parques eólicos marinos fijos o flotantes han emergido como una alternativa prometedora para abordar las limitaciones geográficas de los parques terrestres. Estos parques flotantes pueden ser instalados en aguas profundas, donde la construcción de parques terrestres resulta inviable. Su capacidad de desplazamiento según las condiciones del viento y las demandas energéticas los convierte en una alternativa altamente adaptable y versátil.

Un aspecto significativo de los parques eólicos marinos es su capacidad para albergar aerogeneradores eólicos aún más grandes que las utilizadas en los parques terrestres. Esta estrategia se ha concebido con el objetivo de aprovechar plenamente el potencial de generación de energía eólica y mejorar aún más la eficiencia económica.

En la actualidad, se están llevando a cabo proyectos piloto y experimentos con parques eólicos marinos en todo el mundo. Ejemplos notables incluyen el proyecto Hywind en Noruega y el proyecto WindFloat en Portugal, que están evaluando la viabilidad de los aerogeneradores eólicos de gran tamaño en plataformas flotantes.

A medida que avanzamos hacia el futuro, se espera que los aerogeneradores eólicos continúen creciendo en tamaño y capacidad, con diseños de aerogeneradores que incluyen rotores más grandes y tecnologías avanzadas destinadas a aumentar aún más la eficiencia en la captura de energía. Lo que limita su despliegue a aguas costeras poco profundas. Sin embargo, con los aerogeneradores flotantes, la instalación se puede realizar a profundidades mucho mayores, ampliando los sitios potenciales para parques eólicos.

Una de las principales ventajas de los aerogeneradores flotantes es su adaptabilidad a distintas profundidades del agua, desde ubicaciones cercanas a la costa hasta aéreas marinas profundas, estas estructuras innovadoras permiten que se establezcan parques eólicos en regiones que antes se consideraban inadecuadas para los aerogeneradores tradicionales de fondo fijo.

El uso de plataformas flotantes también aporta ventajas económicas. Normalmente, instalar cimientos de fondo fijo es costoso, especialmente en aguas más profundas. Los aerogeneradores flotantes eliminan la necesidad de procesos de construcción complejo y costosos, como la hincada de pilotes y la excavación, lo que hace que la energía eólica marina sea más viable económicamente.

Ambos tipos de parques eólicos marinos tienen sus ventajas y desventajas, y la elección de uno u otro depende de factores como la profundidad del agua, la distancia a la costa y la capacidad de generación de energía. En general, se espera que la tendencia futura sea más parques eólicos marinos flotantes debido a su mayor flexibilidad en términos de ubicación y capacidad para instalarse en aguas más profundas.

Los aerogeneradores flotantes ofrecen varias ventajas y características clave que las convierten en un punto de inflexión en la industria de la energía eólica marina:

- Implementación ampliada: Los aerogeneradores flotantes se pueden implementar en aguas más profundas, lo que permitirá la instalación de parques eólicos en áreas marinas previamente no explotadas.
- Rentabilidad: La eliminación de la necesidad de costosas cimentaciones de fondo fijo reduce los gastos generales de instalación y mantenimiento, lo que hace que los parques eólicos marinos sean más viables económicamente.
- Ubicaciones flexibles: La naturaleza adaptable de los aerogeneradores flotantes permite instalaciones en diversos lugares, incluidos sitios remotos en aguas profundas y aquellos con condiciones desafiantes del fondo marino.
- Mayor producción de energía: Acceder a vientos más fuertes y consistentes en ubicaciones marinas más profundas da como resultado una mayor producción de energía y una mejor eficiencia.
- Impacto ambiental reducido: Los aerogeneradores flotantes tienen un impacto ambiental mínimo en comparación con los aerogeneradores de fondo fijo, ya que se producen menos alteraciones del fondo marino durante la instalación y el desmantelamiento.

Por ello, este trabajo pretende definir una metodología para la toma de decisiones económicas en parques eólicos marinos flotantes a partir de un análisis de los costes de operación y mantenimiento de estos.

Los parques eólicos marinos son infraestructuras de generación de energía renovable que aprovechan el viento en alta mar para generar electricidad. Estos parques son estructuras de gran envergadura que constan de numerosos aerogeneradores, subestaciones eléctricas y equipos de transmisión de energía. La operación y el mantenimiento de estas instalaciones son cruciales para garantizar una producción de energía continua y eficiente a lo largo del tiempo.

Por tanto, este estudio está motivado fundamentalmente por los siguientes aspectos:

- Normativa europea que promueve la producción de energía mediante el uso de energías renovables.
- Uno de los aspectos más importantes a considerar en el O&M de parques eólicos marinos es la seguridad. Los trabajos de mantenimiento y reparación en alta mar pueden ser peligrosos debido a las condiciones climáticas extremas, la altura y la complejidad de las estructuras. Por lo tanto, es fundamental contar con un equipo de trabajo altamente capacitado y con experiencia en este tipo de operaciones.
- Otro aspecto clave es el mantenimiento preventivo. La inspección regular de los aerogeneradores, las subestaciones eléctricas y otros equipos críticos es esencial para detectar y corregir posibles problemas antes de que se conviertan en fallos mayores.
- La logística es otro aspecto importante para tener en cuenta en el O&M de parques eólicos marinos. El transporte de los equipos y materiales necesarios para el mantenimiento y la reparación en alta mar puede ser complicado debido a la

ubicación remota de los parques. Por lo tanto, es necesario planificar con anticipación las operaciones y asegurarse de contar con todos los recursos necesarios.

Si bien se distinguen tendencias hacia una mayor longevidad en la vida útil de los proyectos de parques eólicos en el futuro, en la actualidad la mayoría de estos proyectos se planifican con una duración estándar de 25 a 30 años. Esto se debe a que los costes de operación y mantenimiento (O&M) juegan un papel fundamental en la evaluación económica y financiera. Aunque se anticipa un aumento significativo en la duración de vida de los proyectos, superando los 50 años, este escenario aún no es ampliamente común en la industria y prevalecen los estándares más cortos de 25 a 30 años.

Los costes de O&M constituyen una proporción sustancial del desembolso total de capital y del coste de ciclo de vida de un parque eólico. En muchos casos, estos costes pueden exceder los gastos. A medida que aumenta la vida útil de los parques eólicos, es esencial planificar los costes de O&M a lo largo del ciclo de vida del proyecto. Esto incluye gastos relacionados con el trabajo diario, el monitoreo continuo y el mantenimiento regular del aerogenerador eólico, las transfecciones eléctricas, los sistemas de transmisión de energía y otros componentes importantes. Además, al envejecer y usar, es necesario evaluar los costes relacionados con la inspección del equipo, la reparación y el reemplazo final.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que la gestión de los costes de O&M de los parques eólicos marinos enfrentan problemas considerables. Es difícil realizar pronósticos precisos y la toma de decisiones establecida debido a la falta de sistematización en la recolección y análisis de los costes de O&M.

La existencia de diversas variables que afectan los costes de O&M agrega dificultad para gestionarlo. Cada tipología del parque eólico marino presenta características y requisitos especiales que deben tenerse en cuenta mediante la evaluación y planificación de los costes de operación y mantenimiento. Esto cubre tales aspectos como una ubicación geográfica,

tamaño y tipo de aerogeneradores eólicos, sistemas de transmisión de energía, entre otros factores relevantes como:

- Estudios poco desarrollados sobre parques eólicos marinos flotantes que integren y relacionen aspectos técnicos y económicos.
- Se necesita saber cuáles son las variables más importantes en la operación y mantenimiento para reducir costes en el futuro.

El presente trabajo de investigación consta de cinco capítulos. Los primeros dos capítulos están destinados a dar una idea de lo que se supone que debe hacer este estudio, por lo que son una contextualización del tema en cuestión. Estos incluyen la presente introducción, objetivos y antecedentes relacionados con el tema del estudio. Los capítulos centrales, es decir, del 3 al 4, desarrollan la metodología propuesta, la comprobación del modelo económico, conclusión y futuras líneas de investigación.

En concreto, el capítulo 3 explica los conceptos metodológicos generales del planteamiento; y el capítulo 4 lleva a cabo la aplicación al caso práctico obteniendo unos resultados, análisis de sensibilidad; el capítulo 5 se establecerán las conclusiones, en las cuales se recomendarán las mejores opciones y se explicarán cuáles serán las líneas de investigación futuras.

1.2. Objetivo principal

El objetivo principal del presente trabajo es establecer una metodología analítica y de toma de decisiones para la fase de operación y mantenimiento de parques eólicos marinos, enfocada a una tipología de cimentación flotante. El planteamiento de la metodología parte en la identificación de las variables que influyen en los costes de operación y mantenimiento de un parque eólico marino flotante. Se comprueba la validez técnica con un caso práctico y se elabora un estudio de sensibilidad para identificar la importancia de las diferentes variables principales que pueden afectar los costes durante la fase de O&M de un parque eólico tipo.

Para lograr el objetivo del trabajo, es esencial desglosar nuestras metas en objetivos secundarios que nos permitan alcanzar este propósito de manera efectiva. Estos objetivos secundarios están diseñados para guía del enfoque y abordaje del tema, los cuales son los siguientes:

1.3. Objetivos secundarios

- Desglose general de costes
- Identificación de variables principales influyentes en los costes
- Identificación de indicadores descriptivos de las variables.

CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE

El presente capítulo constituye un análisis del conocimiento existente que sienta las bases para el desarrollo de la investigación. Con el propósito de comprender el contexto en el que se enmarca esta investigación, se abordan diversos aspectos relacionados con la energía eólica marina, desde conceptos fundamentales hasta elementos clave de la operación y mantenimiento.

En una primera instancia, se contextualiza el estudio mediante la exploración del panorama energético actual y la situación específica de la energía eólica marina. Este enfoque inicial sienta las bases para comprender la relevancia y la necesidad de profundizar en el análisis técnico-económico y de operación de parques eólicos marinos flotantes.

A continuación, se presenta una clasificación detallada de las estructuras eólicas marinas, considerando tanto el tipo de cimentación como el material utilizado en su construcción. Esta clasificación establece un marco estructurado que facilita la comprensión de las tecnologías existentes en cada componente, desde el aerogenerador hasta los sistemas de amarre y anclaje, el cable submarino y la subestación eléctrica.

El capítulo aborda minuciosamente los elementos principales del sistema de energía eólica marina flotante, desglosando componentes como el aerogenerador, el generador eléctrico, la torre, el sistema de control de potencia, el sistema eléctrico y las plataformas de estructuras flotantes. Cada uno de estos elementos se analiza con el objetivo de comprender su función y su interrelación en el conjunto del parque eólico marino flotante.

Posteriormente, se profundiza en la fase de operación y mantenimiento, identificando variables clave y estrategias empleadas en el sector. Este análisis incluye una revisión de los costes asociados, destacando tanto el Operational Expenditure (OPEX) en parques eólicos marinos flotantes. Se examinan detalladamente las estrategias de mantenimiento, los planes correspondientes y las técnicas predictivas aplicadas tanto a los aerogeneradores como a los diferentes sistemas involucrados.

Finalmente, la evaluación de la cadena de valor, identificando actores clave, etapas, desafíos actuales y tendencias emergentes. Esta revisión íntegra no solo sienta las bases para un análisis profundo, sino que también destaca la justificación de este estudio en el avance continuo de la eficiencia, sostenibilidad y viabilidad económica de los parques eólicos marinos flotantes en el contexto energético actual.

2.1. Contexto general

La importancia de la energía eólica surge después de que la crisis energética mundial desencadenara un embargo petrolero por parte de los países miembros de la organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en 1973 (Andersen, 2007). Además, los elevados y crecientes costes de los combustibles fósiles son fluctuantes, ya que la escasez en los mercados internacionales dificulta que las empresas obtengan el nivel de suministro ideal garantizado.

Simultáneamente, gracias a la concienciación social sobre el cambio climático, las emisiones de carbono comienzan a ser reguladas en un contexto internacional. Debido a esto, las prioridades políticas de muchos países se reenfocaron hacia la búsqueda de un elemento vital para el futuro económico de cualquier país: la energía renovable.

Durante los últimos 15 años, el sector eólico *offshore* ha sufrido muchos cambios. Principalmente, el coste global nivelado promedio ponderado de electricidad (LCOE) se redujo en un 60% entre 2010 y 2021 de 0.188 USD/kWh a 0.075 USD/kWh de donde solo en el 2021 hubo una reducción de 13% respecto al año anterior *IRENA (2022), Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*. En Europa el coste promedio ponderado LCOE de nuevos proyectos cayó en un 29% entre el 2020 y el 2021 de 0.092 USD/kWh a 0.065 USD/kWh.

2.1.1. Introducción y contexto del trabajo

Vivimos en un mundo en constante evolución, donde el avance tecnológico ha llevado a una sociedad cada vez más compleja. La tecnología impulsa este progreso al

consumir recursos naturales para la producción de bienes y servicios, con el objetivo de mejorar el "nivel de vida". Sin embargo, la sociedad a menudo no reflexiona sobre el impacto ambiental y social de sus elecciones de consumo, especialmente en lo que respecta al origen y disposición de los recursos utilizados.

A pesar de esto, la búsqueda global de alternativas sostenibles ha llevado al desarrollo de la energía eólica, aprovechando la energía cinética del viento mediante aerogeneradores para producir electricidad. Este proceso se basa en la variación de la densidad y la presión del aire, generada por cambios de temperatura y zonas de presión atmosférica.

La energía eólica se presenta como una solución limpia y económica, destacando su dependencia de recursos renovables. En el contexto actual, la demanda energética a nivel mundial sigue creciendo debido al aumento de la población, el consumo tecnológico y la expansión de la electricidad en países en desarrollo. Este trabajo aborda la situación actual de la energía eólica, desde la perspectiva mundial, analizando la creciente demanda energética y sus implicaciones en el acceso a la electricidad en diversas regiones. Además, se profundiza en la complejidad tecnológica de los parques eólicos marinos flotantes, explorando aspectos detallados como la clasificación de estructuras, componentes esenciales y estrategias de operación y mantenimiento, junto con un análisis económico para comprender los aspectos financieros cruciales de esta forma avanzada de generación de energía. Este enfoque proporciona un sólido fundamento para abordar las complejidades técnicas, económicas y operativas de la energía eólica marina flotante.

2.1.2. Contexto mundial

Hasta finales de 2020, la capacidad total instalada de energía eólica marina alcanzó aproximadamente los 34 GW, mostrando un incremento once veces mayor respecto a la capacidad instalada en 2010 según (IRENA, 2021). Se proyecta que esta cifra oscile entre 270 y 330 GW para el año 2030 de acuerdo con (*Clean Energy News, 2021* y

Renew, 2022). A medida que la cantidad de parques eólicos marinos operativos experimenta un rápido aumento a nivel global, los gastos operativos se establecerán como una proporción más significativa del gasto anual total dentro de la industria de la energía eólica marina. La ampliación de la capacidad instalada resultará en que los puntos de referencia más fundamentados y las evaluaciones del rendimiento operativo se conviertan en prácticas recurrentes para cualquier propietario u operador de activos diligente en este sector.

Según los datos recopilados por (*AEE_ANUARIO-EOLICO_2023_LIBRO-DIGITAL*, s. f.), durante el último año, se ha observado un aumento de 8.8 GW en la instalación de nueva capacidad de energía eólica marina, llevando la capacidad mundial total a 64.3 GW para finales de 2022.

La misma fuente indica que la adición de potencia en 2022 muestra una disminución del 58% en comparación con el año anterior, que fue un año récord en términos de incorporación de la energía eólica marina.

En el informe de (*AEE_ANUARIO-EOLICO_2023_LIBRO-DIGITAL*, s. f.), aunque China mantuvo su liderazgo en el mercado mundial, sus nuevas instalaciones disminuyeron en un 70% con respecto a 2021. Este declive se atribuye al final de las tarifas de alimentación (FIT), marcando la entrada del mercado eólico marino chino en la era de la "paridad de red" a partir del 1 de enero de 2022.

La misma fuente también destaca que Europa, como el año anterior, contribuyó con la mayor parte de la nueva potencia, conectando 2.5 GW a la red en seis países distintos. Además, también informa que en El Reino Unido ha consolidado su posición líder en el mercado europeo al completar la activación de los aerogeneradores restantes (924 MW) del proyecto Hornsea 2, que ahora es el parque eólico marino más grande del mundo con 1.4 GW. Además, se conectaron a la red 27 aerogeneradores marinos (255 MW) en el proyecto Seagreen. Francia emergió como el segundo mercado en términos

de nuevas incorporaciones eólicas en 2022, seguido de los Países Bajos (369 MW) y Alemania (342 MW).

En cuanto a la eólica flotante, el año pasado se introdujeron 66.4 MW de nueva capacidad, incluyendo 60.2 MW en el proyecto noruego Hywind Tampen y un aerogenerador flotante de 6.2 MW suministrado por la compañía china CSSC Haizhuang, instalado en China como un prototipo llamado "Fuyao".

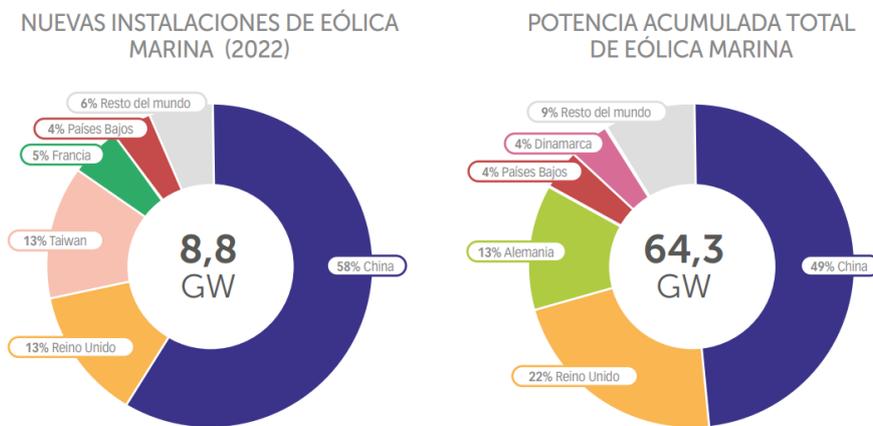


Figura 1 Nuevas instalaciones de eólica marina y potencia acumulada total. Fuente: GWEC y elaboración AEE

2.1.3. Contexto europeo y energía en España

Contexto europeo:

El sector de la energía eólica marina ha alcanzado una capacidad instalada global de más de 18,8 GW a finales de 2017, con aproximadamente el 84% en aguas europeas. Según el Global Wind Report 2022, el año 2021 marcó un hito para el sector, con 21,1 GW en operación. Las instalaciones en alta mar representaron el 22,5% de todas las nuevas instalaciones, elevando la capacidad mundial en alta mar a 57 GW, que corresponde al 7% de las instalaciones globales. Según el *World Forum Offshore Wind*, se añadieron 6.759 MW de capacidad eólica marina en los primeros seis meses de 2022, en comparación con los 1.627 MW en el primer semestre de 2021. La disminución de costes en los parques eólicos marinos y la creciente escasez de áreas terrestres adecuadas han estimulado la investigación y el desarrollo de la energía

eólica marina flotante, que actualmente está en fase de prototipo. Esta variante ofrece ventajas significativas, como un recurso prácticamente ilimitado y un menor impacto visual y acústico, además de una mayor productividad en aguas profundas debido a la mayor velocidad y menor turbulencia del viento, beneficiosos para la vida útil.

A pesar de los desafíos, el sector de la energía eólica marina en Europa ha experimentado un modesto crecimiento anual del 2% en instalaciones. Este año marcó el inicio del reconocimiento de Francia en este ámbito, con el establecimiento de sus primeras instalaciones eólicas marinas. Destacando un avance tecnológico significativo, el mayor parque eólico marino flotante del mundo, Hywind Tampen de 88 MW de Equinor, frente a las costas de Noruega, comenzó a operar en este período. Además, en el primer semestre de este año, *LevelTen Energy* ha reportado 10 gigavatios de capacidad de energía limpia contratada a través de PPAs en Europa, (*Power Purchase Agreement*), es decir un acuerdo o contrato de compraventa de energía a largo plazo entre un desarrollador renovable y un consumidor, lo que indica una tendencia ascendente con respecto al año anterior. Se han firmado 22 PPA para proyectos, y se espera que haya una mayor disponibilidad de capacidad a medida que se desarrolle más la capacidad marina.

Eólica marina en España:

A finales de 2021, se aprobó la Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España, que establece objetivos de potencia instalada de eólica flotante de 1 a 3 GW para 2030. Sin embargo, el año 2022 no ha presenciado un despliegue definitivo debido a retrasos en la aprobación de los Planes de Ordenación del Espacio Marino (POEM) y en el diseño de la regulación sobre eólica marina, lo que impidió la celebración del primer concurso para la instalación de parques eólicos marinos en España.

A pesar de estos contratiempos, el sector ha sido testigo de un intenso trabajo en este ámbito. En abril de 2022, se lanzó el Foro Eólico Marino, una plataforma intersectorial

que busca impulsar el desarrollo responsable de la energía eólica marina en España. El Foro se ha convertido en un espacio de diálogo para instituciones, expertos, asociaciones y empresas de diferentes sectores, y ha publicado el Manifiesto por el Desarrollo de la Eólica Marina en España, que ha recibido el apoyo de más de 300 organizaciones de diversos ámbitos.

Además, en junio de 2022, el gobierno publicó una consulta previa sobre el marco normativo para el desarrollo de las instalaciones eólicas marinas y de las energías del mar, atendiendo a las solicitudes de acelerar el progreso de la energía eólica marina en el país. La rápida implementación de las medidas descritas en la Hoja de Ruta es esencial para cumplir con los objetivos establecidos para 2030 y para fomentar el desarrollo industrial y tecnológico liderado por sectores estratégicos en España.

2.2. Instalaciones eólicas marinas

La energía eólica marina se destaca como una fuente de energía renovable ilimitada y limpia, obtenida a través de la captura de la fuerza del viento en entornos marinos. A diferencia de las ubicaciones terrestres, los entornos marinos exhiben un recurso eólico superior en términos de velocidad media, densidad energética y regularidad. Esta ventaja se traduce en una mayor eficiencia de los aerogeneradores eólicos marinos, con un factor de capacidad que supera notablemente a otras tecnologías renovables en más de un 30%.

El desarrollo tecnológico continuo en este campo está previsto para impulsar aún más el factor de capacidad, posiblemente equiparándolo con el de las tecnologías de generación fósil, que no dependen de recursos variables. De hecho, los parques eólicos marinos ya están demostrando un alto factor de capacidad, superando el 40% en condiciones de viento moderado y superando el 50% en áreas con un recurso eólico excepcionalmente abundante.

La tecnología de energía eólica marina flotante está revolucionando el panorama, al expandir los límites geográficos de las zonas marinas explotables más allá de los

tradicionales 60 metros de profundidad, alcanzando incluso profundidades de hasta 1.000 metros, según (AEE. (2022). *Libro Blanco*, s. f.). Este avance ha permitido el acceso a recursos eólicos estables y abundantes en diversos lugares del mundo, facilitando la implementación de parques eólicos marinos en áreas geográficas que antes se consideraban inviables.

Además del impacto positivo en la transición hacia sistemas energéticos más limpios, la energía eólica marina también está impulsando el desarrollo industrial en varios países. La experiencia adquirida en la construcción de plataformas y estructuras flotantes ha llevado al fortalecimiento de las capacidades industriales locales y ha creado nuevas oportunidades de exportación en el mercado global. Numerosas empresas y astilleros a nivel internacional están participando activamente en la implementación de proyectos de energía eólica marina, lo que demuestra el potencial y la versatilidad de esta tecnología en todo el mundo.

2.2.1. Conceptos básicos de la energía eólica

A lo largo de más de dos milenios, la energía eólica ha sido empleada por comunidades agrícolas y ganaderas con el propósito de realizar tareas como el bombeo de agua y la molienda de granos, aprovechando su capacidad para transformar la energía cinética del viento en energía mecánica para diversas aplicaciones.

En la actualidad, la energía eólica se ha convertido en una fuente esencial para la generación de electricidad a través de sistemas de aerogeneradores eólicos altamente eficientes, cuyo diseño y desarrollo han sido objeto de un notable avance en técnicas de ingeniería enfocadas en la optimización del rendimiento. Este progreso se basa en la comprensión de que el viento es un subproducto del calentamiento desigual de la atmósfera por la radiación solar, lo que, en esencia, establece la energía eólica como una manifestación de la energía solar. En los últimos años, se ha observado un crecimiento significativo en la inversión y el desarrollo de la energía eólica, consolidándola como una pieza fundamental en la matriz energética.

En este contexto, resulta crucial destacar que cualquier objeto en movimiento posee energía cinética inherente. Para canalizar esta energía cinética en una forma más ampliamente aprovechable, como la energía eléctrica, se requiere un dispositivo capaz de extraer eficazmente la energía cinética del viento y convertirla en electricidad. Este dispositivo se conoce como un aerogenerador eólico, como se ilustra en la Figura 2. En el contexto de instalaciones eólicas marinas, estos aerogeneradores se adaptan y optimizan para operar en entornos marinos, aprovechando los vientos marinos para generar energía renovable de manera eficiente y sostenible.

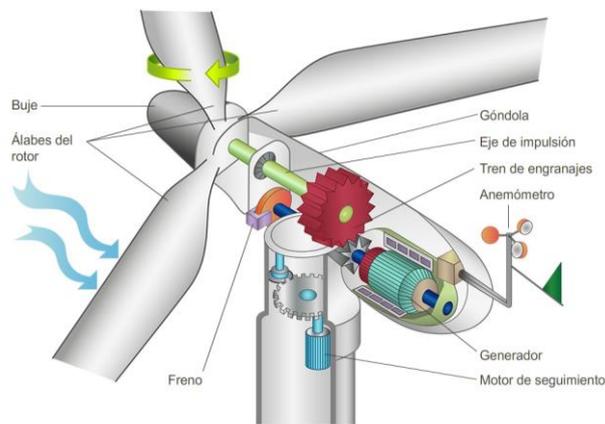


Figura 2 Aerogenerador eólico – vista interior. Fuente: Siemens Stiftung 2018, CC BY-SA 4.0 international.

La historia del aerogenerador eólico se remonta a 1887, cuando el profesor James Blyth del Anderson's College de Glasgow (ahora conocida como Universidad Strathclyde) construyó el primer aerogenerador eólico conocido para generar electricidad en Escocia. Con una altura de 10 metros, el aerogenerador se instaló en el jardín de su casa de vacaciones y se utilizó para cargar acumuladores desarrollados por el francés Camille Alphonse Faure, convirtiéndola así en la primera casa en el mundo en ser abastecida de electricidad por energía eólica.

El funcionamiento de un aerogenerador eólico se basa en el viento que impulsa el rotor, convirtiendo la energía eólica en energía mecánica. Esta energía mecánica se

transmite a través de una caja de engranajes al generador, donde se transforma en energía eléctrica utilizable.

Para optimizar la generación de energía, la altura de la torre del aerogenerador eólico se ajusta en función del aumento de la velocidad del viento a mayor altitud. Se debe destacar que la cantidad de energía en el viento varía exponencialmente con la velocidad del viento; de hecho, si la velocidad del viento se duplica, la energía presente en el viento se incrementa en ocho veces. Este concepto ilustra la importancia de capturar una mayor área de viento, lo que se logra mediante un aumento en la longitud de las palas del aerogenerador. Figura 3 ilustra la importancia del área barrida del aerogenerador.

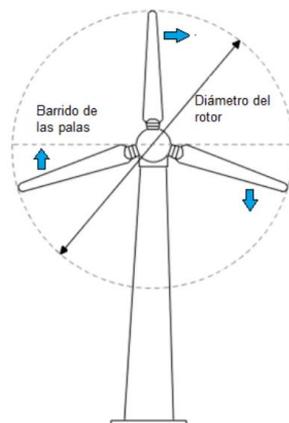


Figura 3 Área barrida del aerogenerador. Fuente: Conocimiento eólico (2017).

A medida que la tecnología avanza, se espera que se desarrollen aerogeneradores eólicos más eficientes en el futuro. Sin embargo, el principio fundamental que subyace a su funcionamiento sigue siendo el mismo, lo que refuerza la importancia continua de la energía eólica como una fuente clave de energía renovable. En el contexto de las instalaciones eólicas marinas, estos aerogeneradores se adaptan para operar de manera óptima en entornos marinos, aprovechando los vientos marinos para generar energía sostenible de manera eficiente.

Aerogenerador eólico marino:

El aerogenerador eólico marino se compone de varias partes clave, que incluyen la cimentación, la torre, el rotor y la góndola todas las cuales desempeñan un papel fundamental en la generación de energía eólica en entornos marinos.

La cimentación:

Constituye una pieza fundamental al asegurar la estabilidad y el soporte adecuado para el aerogenerador eólico en el entorno marino. Diversos tipos de estructuras de cimentación se utilizan en instalaciones eólicas marinas, los cuales se detallarán más adelante en la tabla 1, proporcionando soluciones adaptadas a las características específicas del lecho marino y las condiciones del sitio.

La torre:

Proporciona el soporte necesario para el montaje de la góndola, las palas y el buje. Dependiendo de la ubicación y la altura requerida, esta estructura tubular de acero se construye en varias secciones y puede tener alturas que varían entre 80 y 130 metros. Además, para facilitar el acceso a la góndola, la torre suele contar con una escalera o un ascensor interno.

El rotor:

Consta de un buje y palas, que pueden fabricarse en una variedad de materiales, desde plástico reforzado con fibra de vidrio hasta acero, especialmente para aerogeneradores más grandes. Las palas están conectadas al buje, que transmite la energía de rotación a la caja de engranajes a través del eje principal. Las dimensiones de las palas suelen oscilar entre 80 y 100 metros de diámetro, y su velocidad de rotación normalmente varía entre 10 y 30 revoluciones por minuto (rpm). Se destaca que el tamaño de las palas está directamente relacionado con la capacidad de generación de energía: a mayor tamaño, mayor la energía obtenida.

La góndola:

Alberga una serie de componentes electromecánicos esenciales del aerogenerador eólico, incluido el generador, que convierte la energía de rotación mecánica del viento en energía eléctrica utilizable.



Tabla 1 Tipos de cimentaciones fijas y flotantes. Fuente: propia

2.2.2. Clasificación general de las estructuras eólicas marinas

En la clasificación de las estructuras utilizadas en parques eólicos marinos, la elección de la cimentación y el material constructivo desempeña un papel crucial. Estos factores son fundamentales para garantizar la estabilidad y el funcionamiento eficiente de los aerogeneradores en un entorno marino desafiante. A continuación, se detallan las diferentes categorías de clasificación en función de la cimentación y el material constructivo.

2.2.2.1. Por tipo de cimentación

La elección del tipo de cimentación es un paso esencial en el diseño de parques eólicos marinos. Está influenciada en gran medida por la profundidad del lecho marino y las características geotécnicas del terreno. Aquí se exploran las diversas opciones de cimentación y sus implicaciones en términos de mantenimiento y eficiencia.

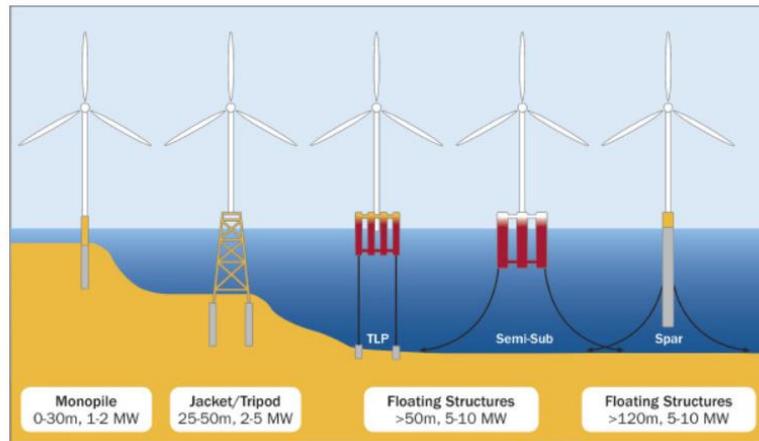


Figura 4 Tipología de aerogeneradores fijos. Fuente: (Conseguido & Del, s. f.)

2.2.2.2. Tipologías fijas

Las primeras tecnologías en desarrollarse para la cimentación de aerogeneradores fueron las estructuras de cimentación fija. Estas cimentaciones se instalan en el fondo marino mediante la interacción subsuelo-base para así brindarle la estabilidad estática, siendo viables para profundidades de hasta 50-60 m. Sin embargo, en áreas con mayores profundidades, su viabilidad se ve comprometida debido a los altos costes económicos y las dificultades técnicas asociadas con su instalación y funcionamiento.

Las cimentaciones fijas se caracterizan por tener una estructura de soporte inmóvil. Este tipo de cimentación puede adoptar diferentes formas, como el monopilote (una gran columna de acero empotrada en el fondo marino que sirve de base para la torre), la cimentación por gravedad (que requiere una plataforma de hormigón o acero de gran peso y área de apoyo directo sobre el lecho marino previamente preparado) y el uso de jackets (estructuras de acero reticuladas con tres o cuatro puntos de anclaje en el fondo marino).

En las estructuras de soporte eólicas los monopilotes se apoyan sobre si mismos, los *jackets* no siempre van apoyadas con pilotes y trípodes ejemplifican estructuras apoyadas por pilotes (véase Figura 5). Estas estructuras suelen ser fabricadas con acero y su instalación requiere la ejecución de operaciones de hincado de pilotes,

es decir, la introducción de un pilote vertical en el lecho marino mediante el uso de martillos hidráulicos, o neumáticos, así como técnicas especiales de perforación en roca. Es importante señalar que este proceso, especialmente la utilización del martillo hidráulico puede generar niveles de ruido significativos, por lo que las restricciones locales en cuanto a emisiones de ruido permitidas pueden ser de suma importancia, sobre todo en el caso de monopilotes de gran envergadura.

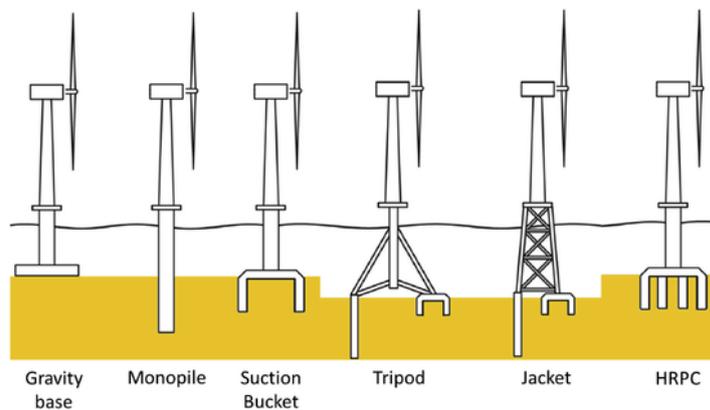


Figura 5 Cimentación fija para eólica offshore. Fuente: Oh et al., 2018.

Las ventajas principales de las estructuras de soporte tipo monopilotes radican en su diseño geométricamente simple, lo que facilita tanto su concepción como su fabricación, respaldado por la amplia experiencia acumulada en la industria.

A medida que la industria progresa hacia aerogeneradores eólicos de mayor envergadura, se ha observado un correspondiente incremento en las dimensiones de los monopilotes. Por ejemplo según (*Parque eólico marino de Dudgeon (2014)*, s. f.), el proyecto Dudgeon, que integra aerogeneradores de 6 MW, ha adoptado monopilotes con diámetros que alcanzan los 7,4 metros.

El proceso de selección del diámetro, espesor y longitud del pilote está estrechamente vinculado a las condiciones ambientales locales, como la profundidad del agua, la rigidez del suelo y las condiciones meteorológicas. Además del ejemplo mencionado anteriormente, otros proyectos notables que han incorporado monopilotes como estructuras de soporte incluyen los parques

eólicos marinos de Borssele en los Países Bajos y el parque eólico Hywind en Escocia, lo que subraya la versatilidad y la eficacia de los monopilotes en diversos entornos marinos desafiantes.

A continuación, se describen las tipologías de cimentación fija.

Monopilotes:

La cimentación por monopilotes se compone de un único pilar cilíndrico de acero que, generalmente, tiene un diámetro de entre 3 y 8 metros, una longitud de 50 a 60 metros y un peso de hasta 800 toneladas. Según se ilustra en la Figura 9, este tipo de cimentación es el más común a nivel mundial, particularmente en Europa, ya que la mayoría de los parques eólicos marinos se han establecido en aguas poco profundas, y se considera económicamente viable para profundidades que oscilan entre 20 y 40 metros.

Por otro lado, la evaluación de la fatiga y la capacidad máxima de las conexiones embebidas con cemento entre la torre y el monopilotes constituye un área de investigación en pleno auge. La identificación de fallos en las conexiones con lechada simple en aerogeneradores previamente instaladas ha evidenciado la necesidad de comprender en mayor profundidad los efectos generados por el momento dinámico en las conexiones embebidas con cemento equipadas con soluciones de conexión entre la piza de transición y el monopilote con eventuales conectadores mecánicos y empleo de *grout* de alta resistencia, estableciendo así la necesidad de una comprensión más precisa de estos mecanismos.

Jackets:

Las bases de las estructuras *jackets* destacan por su potencial para optimizar el uso de materiales y reducir costes, gracias a su diseño geométricamente eficiente y su capacidad mejorada para soportar cargas generadas por las olas. Se proyecta que, en aguas de mayor profundidad, estas estructuras presentarán una rentabilidad

superior en comparación con los monopilotes. El concepto de "jackets" se origina en su disposición estructural cercana al lecho marino: las patas de celosía de la estructura se despliegan alrededor de múltiples pilares, de manera similar a los travesaños de un puente sosteniendo la plataforma.

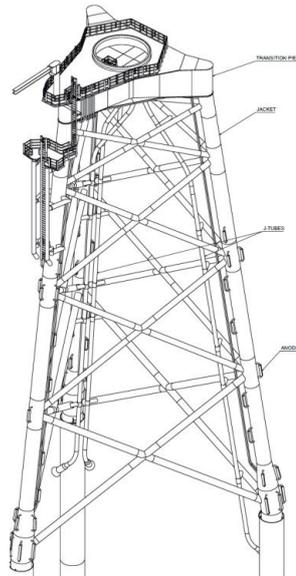


Figura 6 jacket East Anglia I. Fuente: EastAnglia_Jackets_ES

Para la secuencia de instalación de los pilotes lo más habitual es el uso del pre-pilling lo cual indica conducir pilotes más pequeños en el suelo marino antes de instalar los pilotes principales. Este proceso prepara el terreno y facilita la instalación de pilotes más grandes al reducir la resistencia al suelo. La aplicación de una lechada entre las patas de las jackets y los pilotes constituye una práctica estándar para garantizar la estabilidad y resistencia estructural.

Los desafíos inherentes al diseño de las estructuras tipo jackets abarcan el análisis de la fatiga en las uniones y la capacidad de producción de la estructura. La transmisión de las cargas de viento, que tradicionalmente prevalecen en el contexto de los aerogeneradores eólicos montadas en jackets, junto con las cargas extremas derivadas del oleaje, hacia la estructura de soporte y los cimientos, representa un componente crítico en el proceso de análisis de diseño.

Con el fin de optimizar aún más la efectividad de las estructuras jackets, los esfuerzos de investigación actuales se centran en la optimización (para lograr estructuras más livianas o de fabricación más ágil), el perfeccionamiento de los modelos numéricos (para tener en cuenta de manera más eficaz las complejidades estructurales), y una mayor precisión en las proyecciones de carga (con el propósito de reducir las incertidumbres y el riesgo).

Trípode:

Las bases de la estructura trípode utilizados para los aerogeneradores eólicos representan una fusión en cierta medida entre las características de las estructuras de soporte jackets y los monopilotes.

Al igual que las jackets, los trípodes logran su anclaje en el fondo marino a través de tres o cuatro patas apiladas, lo que les permite distribuir eficientemente el momento de vuelco entre estos soportes. A diferencia de las jackets, estas estructuras se componen de múltiples elementos de amplio diámetro, con una columna central única que se extiende a través de la superficie del agua. Estos diseños, en comparación con los monopilotes, resultan más eficientes, permiten la instalación con equipos de hincado de pilotes de menor tamaño y cuentan con una menor cantidad de componentes en comparación con las jackets.

A pesar de sus beneficios, los diseños de trípodes plantean desafíos de diseño similares a los observados en los monopilotes y las jackets. Actualmente, la adopción generalizada de trípodes es limitada, posiblemente debido a la mayor complejidad en su proceso de fabricación en comparación con los monopilotes, así como a la presencia de componentes más pesados en comparación con las jackets.

Gravedad (GBS):

Las estructuras basadas en la gravedad o mejor conocidas por sus siglas en inglés GBS (Gravity-based structure), ofrecen una alternativa al proceso de hincado de pilotes. Como su nombre sugiere, la estabilidad de un GBS depende de su propio peso para mantenerse erguido. Por lo general, se coloca un lastre pesado sobre una base amplia, la cual está conectada a un eje más estrecho que se extiende por encima de la línea de flotación.

Este concepto se ha tomado prestado de la industria del petróleo y el gas, y se ha implementado en el sector eólico marino. Un ejemplo notorio es el primer parque eólico marino en Dinamarca (Vindeby), y se han seguido implementado con éxito en otros lugares, como en el parque eólico de Yttre Stengrund en Suecia, que fue uno de los primeros parques eólicos marinos a gran escala en el mundo. Asimismo, se han utilizado en el parque eólico marino de Blyth, en el Reino Unido, y en el parque eólico marino de Koshiki en Japón, los cuales emplearon estructuras basadas en la gravedad en una profundidad de agua de 5 metros. A pesar de evitar la necesidad de llevar a cabo el ruidoso y exigente proceso de hincado de pilotes, el uso de GBS conlleva la necesidad de contar con buques de transporte y grúas de mayor capacidad debido al peso adicional de la estructura.

Los desafíos de diseño asociados con los aerogeneradores eólicos basadas en la gravedad (GBS) incluyen la estabilidad geotécnica, que a menudo requiere preparación del lecho marino y medidas de protección contra la socavación. Cabe destacar que los GBS necesitan de terrenos muy buenos, Además, se plantean desafíos adicionales relacionados con la reducción de costes y la adaptación de estas estructuras para su implementación en aguas de mayor profundidad. Destacando dentro de esta tipología el proyecto *offshore* Fécamp, el cual, Siemens Gamesa ha sido contratada para suministrar y mantener 71 aerogeneradores SWT-7.0-154, con una capacidad individual de 7 MW, como parte del proyecto offshore en Normandía (*Siemens Gamesa-press-release-fecamp-vinci (2020, 2 de junio.)*, s. f.).

2.2.2.3. Tipologías flotantes

Los soportes flotantes son una tecnología emergente en el campo de la energía eólica marina. Se diferencian de las tipologías fijas en que se instalan sobre estructuras flotantes que se mantienen en su lugar mediante anclajes o amarres al lecho marino en lugar de estar fijados al suelo.

El estudio y análisis de las tipologías flotantes resultan de gran relevancia en el trabajo de investigación, especialmente considerando el enfoque centrado en el análisis técnico-económico y operativo de los parques eólicos marinos con soportes flotantes. Esta investigación necesita una introducción y un desarrollo más profundo de esta sección, donde se aborde detalladamente la clasificación de las distintas plataformas flotantes utilizadas, así como una descripción de los materiales clave empleados en cada sistema.

Además, es esencial examinar en detalle los componentes principales de cada sistema de aerogeneradores marinos sobre plataforma flotantes, prestando atención a su composición y funcionalidad específica. Este análisis comprenderá la exploración de los sistemas de anclaje, las tecnologías de estabilización y los dispositivos de control de posición que garantizan la estabilidad y el rendimiento óptimo de estas estructuras en entornos marinos dinámicos y variables. Asimismo, se abordarán aspectos relacionados con la resistencia estructural y la durabilidad de los materiales utilizados, con el objetivo de evaluar el impacto económico y operativo a largo plazo de estos parques eólicos marinos flotantes, como se muestra en la figura 7.

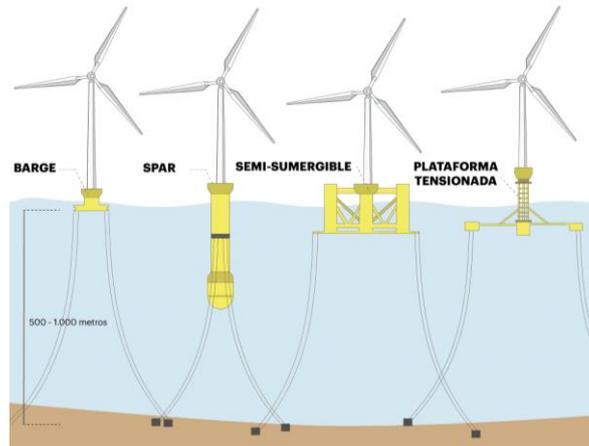


Figura 7 Aerogeneradores flotantes. Fuente: Ministerio para la Transición ecológica y el Reto Demográfico.

Spar:

La estructura SPAR, inicialmente diseñada para la recopilación de datos meteorológicos e investigación, ha encontrado aplicaciones en proyectos eólicos marinos, como el proyecto Hywind (2009), como se muestra en la figura 8. Su diseño actual se basa en un cilindro de gran diámetro, variando su tamaño según la carga que debe soportar. La estructura se ancla al lecho marino mediante cables de acero para evitar el desplazamiento debido al oleaje o el viento. En la industria del petróleo y el gas, existen varios tipos de SPAR, pero en el sector eólico marino, el tipo tradicional que incorpora siempre un gran lastre para aumentar la estabilidad es el más utilizado.



Figura 8 Plataforma spar. Fuente: (Proyecto Hywind Plataforma Flotante SPAR, s. f.)

Plataformas TLP:

Las Plataformas de Patas de Tensión TLP (Tension Leg Platform) deben su nombre a los cables tensados que se anclan al lecho marino. Estos cables proporcionan una estabilidad considerable contra las olas y el viento debido a su rigidez axial y baja elasticidad. La elección de la ubicación de estas plataformas está condicionada por las características del suelo marino, que debe ser lo suficientemente robusto para asegurar un anclaje seguro. Sin embargo, la instalación y el mantenimiento de las Plataformas TLP son complejos y requieren inspecciones regulares de los anclajes para garantizar su durabilidad.

Estas representan una innovadora cimentación flotante para aerogeneradores eólicos, como se muestra en la Figura 9. Según (Kai-Tung Ma, Yongyan Wu, en *Ingeniería de Sistemas de Amarre para Estructuras Offshore*, 2019, s. f.) a diferencia de los diseños convencionales que requieren un montaje en alta mar, los aerogeneradores eólicos TLP tienen la ventaja de poder ser ensambladas y puestas en marcha en tierra firme, evitando así los desafíos logísticos asociados con la construcción en alta mar. Estas plataformas flotantes se aseguran en su posición mediante tendones verticales (también conocidos como ataduras), anclados por medio de pilotes de succión, pilotes hincados o una base de plantilla. La estabilidad de adrizamiento se logra gracias a correas pretensadas.



Figura 9 Plataforma TLP. Fuente: (reve | REVE Actualidad del sector eólico en España y en el mundo. noviembre, 2023., 2023)

Plataformas Semi-sumergibles:

Las plataformas Semi-sumergibles han sido diseñadas tradicionalmente para tareas de perforación y producción, priorizando la optimización de la relación entre tamaño y desplazamiento. Estas plataformas tienen una parte sumergida en el agua y otra que se mantiene por encima de la superficie del mar. Estas innovadoras plataformas se caracterizan por un conjunto de columnas de grandes dimensiones interconectadas, asegurando una estabilidad hidrostática. La conexión al lecho marino se realiza mediante catenarias o tirantes, como indican en (AEE. (2022). *Libro Blanco*, s. f.) existen proyectos notables, como WindFloat Atlantic (25 MW) en Portugal y Kinkardine (48 MW) en el Reino Unido, han optado por esta opción. Vale la pena mencionar que ambas plataformas fueron construidas en puertos españoles y trasladadas a su ubicación final.

Otra opción en el panorama de la energía eólica flotante es la Plataforma Nautilus de Nautilus Floating Solutions como se puede apreciar en la figura 10, un consorcio de cinco empresas líderes en tecnología avanzada. Esta tecnología Semi-sumergibles consta de cuatro columnas y un sistema de amarre de catenaria, que proporciona mayor flotabilidad y estabilidad del aerogenerador eólico al ubicarse centrada entre las columnas. Proyectos como este ofrecen soluciones atractivas y competitivas en el mercado internacional.



Figura 10. Plataforma Nautilus Floating Offshore Wind Assessment Tool- FOWAT. Fuente:(Snøfugl, 2016)

Beridi Maritime ha desarrollado la plataforma TRIWIND, una alternativa semisumergible de hormigón basada en los principios de fabricación de cajones de hormigón comúnmente utilizados en ingeniería portuaria. TRIWIND destaca por su capacidad para instalar aerogeneradores marinos de última generación, presentando ventajas en términos de costes, resistencia y durabilidad, así como una construcción ágil, véase la figura 11.



Figura 11 Plataforma Triwind. Fuente: (AEE. (2022). Libro Blanco, s. f.)

HiveWind, una plataforma flotante semisumergible creada por SENER y AMPER como se muestra en la figura 12, se distingue por su sencillez de formas, bajo peso de los elementos, facilidad de montaje y alto grado de estandarización durante la construcción. Con seis columnas de baja altura dispuestas en forma triangular, HiveWind ofrece una arquitectura eficiente y fácil de implementar para aerogeneradores marinos.

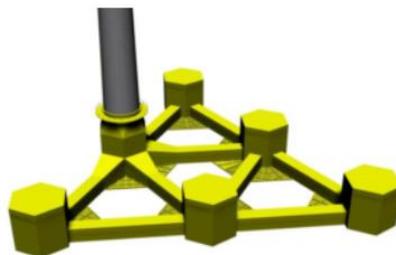


Figura 12 Plataforma HiveWind. Fuente:(«hivewind. Jul 5, 2022», s. f.)

Las plataformas S-BOS como se muestra en la figura 13, desarrolladas por Acciona, presentan un diseño Semi-sumergibles con cuatro columnas que sobresalen por encima de la línea de flotación, unidas por un anillo perimetral sumergido para proporcionar la rigidez estructural requerida. Estas innovadoras opciones reflejan la diversidad y evolución en el diseño de plataformas para la generación de energía eólica *offshore*.

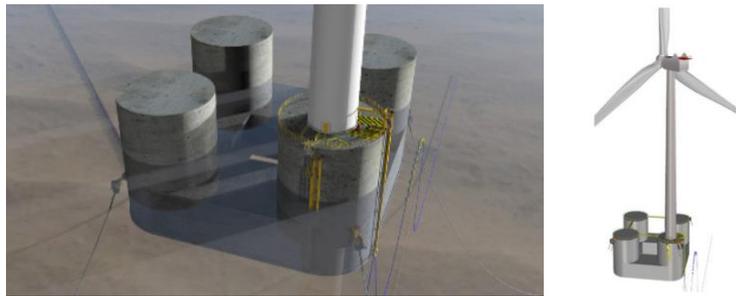


Figura 13 Plataforma S-BOS. Fuente: (S-BOS - ACCIONA/BLUENEWABLES (2022), s. f.)

2.2.2.4. Por tipo de material

La elección del material constructivo es un aspecto crítico en el diseño de parques eólicos marinos flotantes. Los diferentes materiales ofrecen ventajas únicas en términos de durabilidad, resistencia y mantenimiento. En esta sección, se explorará las opciones de material constructivo y sus aplicaciones en la industria de la energía eólica marina.

Metálicas:

Las estructuras metálicas son una elección común y versátil en la construcción de aerogeneradores en entornos marinos. Aunque los metales, como el acero, son susceptibles a la corrosión en este ambiente, su resistencia y durabilidad los convierten en una opción sólida cuando se aplican medidas adecuadas de protección contra la corrosión.

Las estructuras metálicas son adecuadas para proyectos en aguas profundas y áreas con condiciones climáticas severas. Su resistencia estructural es fundamental para soportar las cargas del aerogenerador y las condiciones marinas adversas. Además, la versatilidad de los metales permite una variedad de diseños y tamaños de aerogeneradores, lo que facilita la adaptación a diferentes ubicaciones y necesidades de generación de energía.

Para mitigar los efectos de la corrosión en estructuras metálicas, se aplican recubrimientos anticorrosión de alta calidad. Estos recubrimientos, como pinturas especiales y galvanización, forman una barrera protectora que previene la oxidación del metal en contacto con el agua salada y el aire marino. Es importante llevar a cabo un mantenimiento periódico para inspeccionar y mantener estos recubrimientos, asegurando la integridad de la protección anticorrosión.

Además de las protecciones mencionadas anteriormente, existen otras medidas importantes para garantizar la integridad de las estructuras marinas *offshore*. Entre estas se incluyen sistemas de protección catódica, que utilizan corriente eléctrica para desviar la corrosión del metal hacia un ánodo sacrificado, evitando así el deterioro de la estructura principal. Además, se pueden utilizar materiales resistentes a la corrosión, como aceros inoxidable y aleaciones especiales, que son menos propensos a sufrir daños por la exposición a ambientes marinos agresivos. Estas estrategias de protección adicional son fundamentales para garantizar la durabilidad y la seguridad a largo plazo de las estructuras marinas *offshore*.

El mantenimiento de estructuras metálicas incluye inspecciones regulares para detectar signos de corrosión y desgaste en los recubrimientos anticorrosión. Las áreas afectadas pueden ser tratadas y protegidas con recubrimientos

adicionales. Este enfoque garantiza la longevidad y la eficiencia continua de la estructura.

Hormigón:

Los aerogeneradores flotantes de hormigón son una alternativa sólida y fiable en la industria de la energía eólica marina. Su construcción se basa en grandes bloques de hormigón que se ensamblan y anclan, proporcionando estabilidad y resistencia en un entorno marino desafiante.

Las plataformas de hormigón, aunque son conocidas por su durabilidad y su capacidad para resistir condiciones climáticas adversas en aguas profundas, no están exentas de problemas de corrosión en su armadura. A pesar de ser el material preferido por su resistencia a la corrosión en el medio marino, se requiere un mantenimiento periódico para garantizar la integridad a largo plazo de las estructuras de hormigón. Además, es importante tener en cuenta que el desarrollo de prototipos de soportes flotantes de hormigón en la industria es limitado debido a su complejidad técnica y costes asociados.

El mantenimiento de las estructuras de hormigón implica, según la normativa, un recubrimiento mínimo de las armaduras para garantizar la protección contra la penetración de cloruros. Además de la inspección de anclajes y la integridad de las plataformas, se recomienda la aplicación de recubrimientos protectores en casos de daño o desgaste. Este enfoque, conforme a los estándares normativos, asegura una vida útil prolongada y un rendimiento óptimo de las estructuras de hormigón en entornos marinos.

Mixtas:

Algunos proyectos optan por combinar materiales metálicos y de hormigón en la construcción de aerogeneradores. Esta estrategia mixta busca aprovechar las fortalezas de ambos materiales para lograr una estructura resistente y versátil.

Las estructuras mixtas ofrecen flexibilidad en diseño y resistencia, lo que las hace adecuadas para diversas condiciones marinas. Pueden combinar la resistencia a la corrosión del metal con la estabilidad y durabilidad del hormigón.

El mantenimiento de estructuras mixtas implica inspecciones regulares de los componentes metálicos y de hormigón. Se deben aplicar tratamientos anticorrosión según sea necesario. Este enfoque garantiza un rendimiento confiable en el tiempo.

2.2.3. Componentes principales de sistema de energía eólica marina flotante

Antes de abordar el análisis técnico-económico de la fase de operación y mantenimiento de parques eólicos marinos, es necesario contextualizar el progreso técnico de la energía eólica marina flotante.

Por lo tanto, en primer lugar, es necesario determinar los componentes principales de un sistema de energía eólica marina flotante:

- Sistema 1: Aerogenerador.
- Sistema 2: Plataforma.
- Sistema 3: Amarre + anclaje.
- Sistema 4: Cable submarino.
- Sistema 5: Subestación eléctrica.

Posteriormente, en la siguiente sección, se presentará la tipología actual de cada uno de estos componentes.

2.2.3.1. Sistema aerogenerador

Un sistema aerogenerador es un dispositivo de conversión de energía que utiliza la energía cinética del viento para generar electricidad de manera sostenible. Consiste en varios componentes clave:

Aerogenerador:

El aerogenerador o también conocida como turbina eólica, es el componente central del sistema. Está compuesta por un conjunto de palas montadas en un rotor que gira en respuesta al viento. La forma y la inclinación de las palas están diseñadas de manera aerodinámica para maximizar la captura de energía del viento.

Generador eléctrico:

Conectado al rotor del aerogenerador, el generador convierte la energía mecánica generada por el giro de las palas en energía eléctrica. Esto se logra mediante la inducción electromagnética, donde la rotación del rotor produce un flujo magnético variable que genera corriente eléctrica en los conductores del generador.

Torre:

La torre sostiene al aerogenerador a una altura significativa sobre el suelo. La altura es un factor crítico para maximizar la eficiencia, ya que el viento tiende a ser más constante y rápido a mayores altitudes. La torre también alberga los cables y conductos necesarios para conectar el aerogenerador al sistema eléctrico.

2.2.3.2. Sistema de plataformas de estructuras flotante

Las plataformas de estructura flotante en el ámbito de la energía eólica marina han sido objeto de investigación y desarrollo, aunque su origen se encuentra en la industria del gas y el petróleo. La ventaja principal de estas plataformas es su capacidad para alojar aerogeneradores en aguas profundas, estos lugares están

fuera del alcance de las tecnologías de cimentación estándar, lo que representa una ventaja significativa, ya que alrededor del 80% de los recursos eólicos marinos en Europa se ubican en aguas que tienen una profundidad superior a los 60 metros, según (AEE-Márquez (2022 de 3 enero) - PREGUNTAS FRECUENTES SOBRE LA EÓLICA MARINA EN ESP, s. f.), lo que reduce el impacto visual en la costa. Sin embargo, enfrentan desafíos relacionados con el fuerte oleaje, que puede provocar balanceo e inestabilidad en las plataformas y desplazar los aerogeneradores. Una solución a este problema podría ser aumentar el peso de los aerogeneradores, aunque esto conllevaría un aumento significativo en los costes de instalación.

En la actualidad, existen tres componentes de plataformas flotantes utilizadas en el sector eólico marino, cada una con su propio sistema de estabilización:

1. Plataformas estabilizadas por lastre: Estas plataformas logran la estabilización mediante lastres que cuelgan bajo el tanque de flotabilidad, lo que proporciona una alta resistencia frente al cabeceo y balanceo. Un ejemplo de esta estructura es la plataforma SPAR.

2. Plataformas que utilizan la alta tensión de las líneas de amarre: Estas plataformas, conocidas como TLP, logran una alta estabilidad gracias a las líneas de amarre tensadas. Sin embargo, su diseño depende en gran medida de las condiciones del lecho marino y requiere un mantenimiento complejo.

3. Plataformas estabilizadas por la inercia de flotación mediante boyas o flotadores distribuidos puntualmente: Este tipo de plataforma se basa en la inercia de flotación y utiliza boyas o flotadores distribuidos estratégicamente para lograr la estabilidad. Este enfoque es comúnmente utilizado en buques y plataformas Semi-sumergibles.

2.2.3.3. Sistema de amarre y anclaje

Tipología de amarre

Existen dos tipos de sistemas según la disposición de amarre, el ángulo que forma el anclaje con la horizontal y el material del amarre.

- Angulo de anclaje:

- En un sistema libre de tensiones, también llamado catenaria, las líneas de amarre llegan al fondo marino en forma horizontal, por lo que los puntos de anclaje están sujetos únicamente a fuerzas horizontales.
- Por otro lado, las líneas del sistema Taut-Leg Buoy (TLB) alcanzan el lecho marino en un ángulo específico y pueden resistir cargas tanto horizontales como verticales.
- Finalmente, el sistema Tension – Leg Platform (TLP) presenta líneas ortogonales al fondo marino.

- Tipología del material:

- En cuanto a las cadenas, ofrecen buenas propiedades de rigidez y flexión, pero son muy pesadas. Son adecuados para el amarre a largo plazo, pero requieren una inspección periódica. El área inicial de la línea de anclaje, donde se encuentra con la plataforma, puede torcerse y es un área propensa a la corrosión. Por otro lado, las tensiones de fatiga son el principal problema del cuerpo central. Finalmente, la zona próxima al fondeadero que descansa sobre el fondo marino puede sufrir abrasión por rozamiento, corrosión e impacto con el fondo marino.
- En segundo lugar, el cable, que consiste en fibras de acero empaquetadas en una línea o espiral, reduce el peso de la línea y es una solución común para grandes profundidades.

- Finalmente, la cuerda sintética poco a poco empieza a destacar porque tiene muchas ventajas, pero por ahora se puede decir que todavía está en fase de desarrollo. Sus principales ventajas son el bajo peso y la elasticidad. Las cuerdas comúnmente utilizadas son poliéster, aramida, HMPE o nailon.
- Además, también es posible utilizar una solución mixta que incluya cadenas al principio y al final del canal y cables en el medio, cuando el tipo de anclaje es con catenaria.

- **Tipología de anclaje:**

- En cuanto a los anclajes planos, existen dos tipos principales, según el tipo de asentamiento que deban soportar: el anclaje de plato al vacío y el anclaje de plato recto. Los anclajes de carga vertical son una variante de los anclajes de resistencia. Estos anclajes están diseñados para grandes cargas verticales y horizontales.
- Por otro lado, existe un anclaje de placa. Este tipo utiliza algunos principios similares a los anclajes empotrados, pero permite usar menos material y a un coste menor. La incrustación se puede realizar por succión, martilleo o vibración. Este tipo de anclajes se construyen verticalmente y una vez que están en su posición final se giran para que la resistencia que brindarán sea mucho mayor. Por lo tanto, soportarán altas cargas verticales.
- En cuanto a los pilotes, existen varios tipos dependiendo de cómo se instalen. La penetración en el lecho marino puede realizarse mediante métodos de percusión, vibración, empuje hidráulico o excavación de túneles, rotación, voladura o succión. Así, en cuanto a los materiales con los que están hechos los pilotes, hay pilotes: tubería colada in situ, acero macizo, prefabricado de hormigón, polímero, etc. Los pilotes suelen proporcionar gran capacidad de contención vertical y lateral.

- Finalmente, el ancla de peso consta de su propio peso para absorber las fuerzas verticales u horizontales. Depende directamente de la masa para resistir las fuerzas de sustentación, la fricción del fondo y la resistencia al corte para resistir las fuerzas laterales. Los anclajes de gravedad se pueden usar para sistemas de amarre pequeños, pero normalmente no se usan para sistemas de amarre grandes en aguas profundas.

2.2.4. Sistema de control de potencia

Este sistema supervisa y regula la velocidad de giro de las palas y, por lo tanto, la producción de energía del aerogenerador. Su objetivo es optimizar la generación de energía y garantizar que el aerogenerador funcione de manera segura y eficiente, incluso en condiciones climáticas variables.

Su funcionamiento abarca:

- **Monitoreo Ambiental:** Sensores registran datos sobre velocidad y dirección del viento, temperatura y otros factores ambientales.
- **Control de Palas y Rotor:** Se ajusta la orientación de las palas y la velocidad de giro del rotor para maximizar la eficiencia.
- **Comunicación y Datos:** Se transmite información entre los aerogeneradores, la subestación y el centro de control en tierra.
- **Almacenamiento y Análisis de Datos:** Se almacenan datos históricos para análisis y planificación.
- **Coordinación Central:** El centro de control en tierra supervisa y coordina las operaciones de los aerogeneradores.

Componentes y materiales:

Componente/Subsistema	Descripción	Materiales Comunes
Controladores	Algoritmos de control para ajustar la operación de los aerogeneradores.	Software, Sensores.
Sensores	Recopilan datos sobre condiciones ambientales y funcionamiento de los aerogeneradores.	Anemómetros, Veletas, Sensores de Temperatura, Transductores.
Comunicación	Transmite datos entre aerogeneradores, subestación y centro de control.	Redes de Comunicación, Fibra Óptica.

Tabla 2 Componentes y materiales del Sistema de control de potencia. Fuente: propia

2.2.5. Sistema eléctrico

Incluye cables, interruptores y transformadores que transportan la electricidad generada por el aerogenerador hacia una subestación. En la subestación, la tensión se ajusta y la electricidad se integra en la red eléctrica general para su distribución.

El proceso general se describe a continuación:

- **Captura de Energía:** Los aerogeneradores marinos, como el SIEMENS GAMESA de 8 MW, están diseñados para aprovechar la energía cinética del viento. Cuando el viento incide sobre las palas, estas comienzan a girar, lo que a su vez hace girar un generador eléctrico que convierte la energía mecánica en electricidad.
- **Transmisión de Electricidad:** La electricidad generada en cada aerogenerador se recopila y se transmite a través de cables submarinos de alta tensión. Estos cables también incorporan fibra óptica para la transmisión de datos y control.

- Sistema de Transmisión: facilita el transporte eficiente de la energía eólica generada en alta mar hasta la red eléctrica terrestre, asegurando así un suministro de energía sostenible y fiable para los consumidores finales. Este incluye varios componentes importantes:
 - Cableado de media tensión submarino: La electricidad generada en el aerogenerador se transmite inicialmente a través de cables de media tensión que están diseñados para transportar la electricidad de manera eficiente y segura a la subestación marina. Estos cables están aislados y protegidos para soportar las condiciones marinas.
 - Subestación marina: La subestación marina es una instalación clave en la plataforma marina que recibe la electricidad de los aerogeneradores a través del cableado de media tensión. Aquí, la electricidad se transforma a un voltaje más alto mediante transformadores y se rectifica si es necesario. Además, se realizan funciones de control, monitoreo y protección de la energía generada antes de su transmisión a tierra.
 - Cableado de alta tensión submarino: La electricidad transformada en la subestación marina se transporta a tierra a través de cables de alta tensión submarinos. Estos cables tienen una mayor capacidad de carga y son capaces de transportar grandes cantidades de electricidad a largas distancias de manera eficiente. Están diseñados para resistir la presión y las condiciones ambientales del entorno marino.
 - Estación de conversión en tierra: A medida que la electricidad llega a la costa, puede pasar por una estación de conversión adicional donde se ajusta el voltaje para que sea compatible con los requisitos de la red eléctrica terrestre. Aquí se realiza la conversión de corriente si es necesario para garantizar una integración fluida con la red eléctrica existente.

- Conexión a la red eléctrica terrestre: Una vez que la electricidad ha sido transformada y adecuada para la red eléctrica terrestre, se integra en esta red para su distribución a los consumidores finales, como hogares, empresas e industrias.
- Convertidores: son componentes esenciales que permiten controlar la transmisión de energía y facilitar la conversión entre corriente continua (DC) y corriente alterna (AC). En particular, en sistemas de transmisión de alta tensión de corriente continua (HVDC), se utilizan dos tipos principales de convertidores: *Voltage Source Converters* (VSC) y *Line Commutated Converters* (LCC).
- Voltage Source Converters (VSC): Estos convertidores son capaces de controlar activamente la corriente y el voltaje, lo que les permite regular la transferencia de energía de manera más eficiente. Los VSC son conocidos por su capacidad de modular la forma de onda de salida, lo que permite un control más preciso de la potencia y la frecuencia.
- *Line Commutated Converters* (LCC): Estos convertidores se utilizan comúnmente en sistemas HVDC de mayor capacidad y se basan en dispositivos semiconductores y reactores de línea para controlar el flujo de energía. A diferencia de los VSC, los LCC no pueden controlar la forma de onda de salida y dependen en gran medida de las condiciones de la red para funcionar de manera eficiente.

Componente/Subsistema	Descripción	Materiales Comunes
Cable Submarino	Transporta la electricidad y la fibra óptica. Incluye material conductor, aislamiento, pantalla metálica y cubierta.	Conductor: Cobre, Aluminio; Aislamiento: PVC, PE; Pantalla: Material Metálico; Cubierta: Propileno.
Fibra Óptica	Transmite datos y control entre aerogeneradores y subestación.	Fibra Óptica.
Sistema de Transmisión	HVAC o HVDC para transporte de energía.	HVDC: VSC, LCC; HVAC: Transformadores, Interruptores.
Convertidores	Controlan transmisión y conversión de corriente.	VSC: IGBT; LCC: Tiristores.

Tabla 3 Componentes del subsistema eléctrico. Fuente: propia

2.2.6. Sistema cable submarino

Los aerogeneradores emplean conexiones submarinas para el transporte de electricidad hacia diferentes destinos, incorporando además líneas de fibra óptica para el control y supervisión de cada una de las palas eólicos. Estos cables submarinos están compuestos por varios elementos esenciales para garantizar un transporte seguro y fiable de la energía (Figura 14)

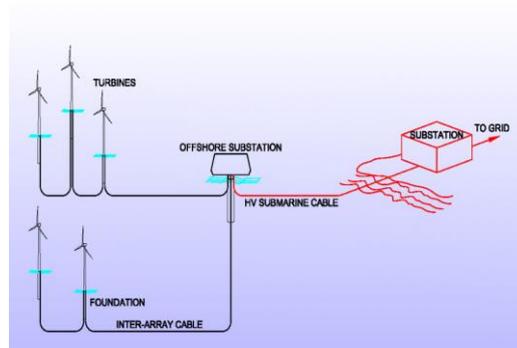


Figura 14 Esquema de cableado submarine para plataformas offshore. Fuente: Offshore Wind Presentation (ieee.org)

- **Material conductor:** Los materiales más comunes utilizados como conductores son el cobre y el aluminio, elegidos por su alta conductividad eléctrica y propiedades mecánicas. Aunque el aluminio es menos conductor que el cobre, su menor resistencia mecánica y peso lo convierten en una alternativa competitiva en ciertas circunstancias.
- **Aislamiento:** Para garantizar un aislamiento adecuado y proteger el cable contra la corrosión y el envejecimiento, se utilizan materiales aislantes como el cloruro de polivinilo (PVC) o el polietileno (PE). En algunos casos, se recurre a materiales como el neopreno o el nylon según las condiciones específicas de la aplicación.
- **Pantalla metálica:** Se incorpora una capa metálica de blindaje alrededor del cable sobre el aislante, conectada a tierra para crear una superficie equipotencial y uniformar el campo eléctrico radial en el dieléctrico. Esta pantalla también protege el cable contra influencias externas.
- **Cubierta:** La cubierta es la capa más externa del cable y actúa como una primera barrera de defensa contra la abrasión, el desgarramiento y la humedad. Suele estar fabricada en polipropileno.
- **Fibra óptica:** Los cables incluyen una línea de fibra óptica para la transmisión de información entre los aerogeneradores y las subestaciones, lo que permite el monitoreo y mantenimiento de los componentes.

En la interconexión de los aerogeneradores en parques eólicos marinos, se utilizan cables de media tensión, típicamente alrededor de 33 kV para la conexión entre aerogeneradores y la subestación *offshore*. La conexión entre esta y la subestación eléctrica terrestre se realiza mediante cables de alta tensión, especialmente diseñados para soportar mayores distancias de transmisión.

Al tomar decisiones sobre el transporte de energía, es esencial considerar si se utilizará corriente continua (CC) o corriente alterna (CA). La elección se basa en factores como la potencia generada y la distancia de suministro. Las dos alternativas comunes para la interconexión de parques eólicos marinos son:

- Corriente Alterna de Alta Tensión (CA): Este sistema, ampliamente utilizado en proyectos actuales, es económico para líneas submarinas de menos de 50 km y líneas aéreas de unos 600 km. Sin embargo, sufre de pérdidas significativas de tensión debido a la capacitancia del cable en tramos de larga distancia.
- Corriente Continua de Alta Tensión (CC): Aunque la inversión inicial en sistemas de corriente continua (CC) es menor en comparación con los sistemas de corriente alterna (CA), la CC implica una mayor inversión debido a los costosos equipos de conversión de CA a CC. No obstante, la CC ofrece ventajas, como menores pérdidas en la transmisión y la utilización más eficiente de material conductor gracias a su configuración monofásica.

En el caso de la CC, se pueden utilizar dos tecnologías diferentes:

- Convertidores de Conmutación de Línea (LCC): Requieren una fuente de alimentación externa, lo que aumenta los costes y no es adecuado para parques eólicos marinos.
- Convertidores de Fuente de Voltaje (VSC): Controlan la apertura y cierre del flujo de corriente mediante señales de control y no requieren una fuente de CA adicional. Permiten una regulación independiente de la potencia activa y reactiva en la transmisión de energía.

La elección entre estos sistemas depende de las condiciones específicas del proyecto y sus requisitos de transmisión de energía.

2.2.7. Sistema subestación

Las subestaciones en parques eólicos *offshore* son componentes críticos en la cadena de generación de energía eólica marina. Su función principal es facilitar la transmisión eficiente de la energía generada por los aerogeneradores hacia la red eléctrica en tierra firme. Estas subestaciones varían en función de su diseño, capacidad y tecnología utilizada, y su desarrollo sigue un proceso riguroso y detallado.



Figura 15 Subestación costa afuera. Fuente:(Hdm, 2019)

2.2.7.1. Elementos principales del sistema de subestación

La energía renovable en alta mar, y en particular el sector de la energía eólica marina, todavía se está desarrollando en muchos países alrededor del mundo. Los proyectos eólicos en alta mar se caracterizan por la necesidad de construir infraestructura de transmisión para la energía eléctrica. Las subestaciones costa afuera son un elemento clave de los sistemas de transmisión de energía eléctrica submarina.

Debido a las condiciones ambientales, una subestación costa afuera se construye como una instalación interior ubicada en una plataforma. Dependiendo de la capacidad del parque eólico marino, hay varias soluciones para los diseños de plataforma y subestructura utilizados para la subestación.

Plataforma para una subestación costa afuera:

1. Subestación *offshore* como parte de la red *offshore*.

Un parque eólico marino suele estar compuesto por cuatro componentes principales: aerogeneradores, la red interna, la subestación marina y la red externa. La red interna funciona a media tensión y una subestación eleva la tensión hasta la tensión de transmisión. La subestación costa afuera recibe energía de los aerogeneradores y la exporta a la red.

En la siguiente etapa del desarrollo de la red en alta mar, hay una subestación en alta mar que recibe energía de varios parques eólicos marinos y realiza la función de multiconector. Debido a las condiciones ambientales, las subestaciones costa afuera se implementan como estructuras interiores en plataformas ancladas al fondo marino. Las plataformas para subestaciones están diseñadas como plataformas petroleras, pero la estructura tiene algunas soluciones específicas. La plataforma está diseñada para alojar los transformadores principales y de conexión a tierra, el equipo de distribución y otros equipamientos.

2. Estructura de la plataforma de la subestación costa afuera.

La estructura de la plataforma de la subestación se puede dividir en dos partes principales:

- Estructura de soporte, que incluye las cimentaciones y la subestructura, con el objetivo principal de transferir las cargas desde la parte superior y la estructura de soporte al fondo marino.
- Parte superior, que generalmente es una estructura en forma de caja colocada en la parte superior de la subestructura que contiene equipos eléctricos como transformadores, interruptores de alto voltaje (HV) y voltaje medio (MV), etc.

3. Estructura de soporte.

Dependiendo de las características del fondo marino, se pueden distinguir dos tipos de plataformas marinas:

- Subestaciones de Plataforma Fija: Estas subestaciones se erigen sobre estructuras fijas de acero o concreto, ancladas al lecho marino. Su ubicación suele ser cercana a los aerogeneradores para minimizar las pérdidas de transmisión. Las subestaciones de plataforma fija son adecuadas para aguas poco profundas y ofrecen una base sólida para equipos eléctricos.
- Subestaciones de Plataforma Flotante: En ubicaciones donde la profundidad del agua es un desafío, se emplean subestaciones de plataforma flotante. Estas estructuras flotantes, ancladas al lecho marino por medio de sistemas de amarre, permiten la instalación de equipos eléctricos en aguas más profundas y remotas.

Dentro de las estructuras de soporte, los sistemas operativos suelen utilizar: *Gravity-based*, monopilotes y jackets.

4. Estructura superior.

La parte superior es típicamente una estructura en forma de caja colocada en la parte superior de la subestructura que contiene el equipo eléctrico incluido en la subestación costa afuera, que proporciona algunas o todas las funciones de la plataforma.

El diseño de la parte superior está determinado principalmente por:

A. Disposición de la subestación eléctrica.

Este diseño se debe al tipo de subestación eléctrica implementada en la red de alta mar, a la capacidad del parque eólico marino y a los parámetros eléctricos (voltaje,

tipo de corriente (CA o CC) del sistema de transmisión submarina). Las superficies superiores para subestaciones de CC de alto voltaje (HVDC) son generalmente más grandes que sus contrapartes de CA de alto voltaje (HVAC).

B. Requisitos adicionales, que incluyen:

- Condiciones de operación de los equipos eléctricos (sistemas de refrigeración, espacios de aislamiento, etc.);
- Condiciones de trabajo para los servicios o el personal de la subestación (cuartos de personal, aire acondicionado, alojamiento, etc.).
- Sistemas de seguridad, navegación, señalización y rescate (sistemas contra incendios, sistemas de iluminación, evacuación, etc.);
- C. Solución adoptada para la estructura de soporte.

Otros factores que pueden afectar la estructura de la parte superior son los requisitos del puerto, debido a que la estructura de la parte superior se realiza en tierra y luego se transporta a la ubicación de la instalación. La parte superior está compuesta por cubiertas divididas en habitaciones y pasillos, donde la plataforma más baja es la plataforma de cables, mientras que la cubierta superior tiene capacidad para equipos de señalización y un helipuerto. El equipo eléctrico en las plataformas *offshore* se organiza de una de las dos formas siguientes:

- Instalación vertical del equipo: se utiliza principalmente en subestaciones con bajas capacidades de hasta 100 MW, donde la estructura de soporte es de gravedad o monopilote.
- Instalación horizontal del equipo: se utiliza en subestaciones con una capacidad superior a 100 MW, donde, debido a la cantidad y el peso de los elementos de la subestación, es necesaria una estructura de soporte.

2.3. Operación y mantenimiento (O&M). Conceptos generales.

La comprensión de los costes de operación y mantenimiento (O&M) es una necesidad crítica en una variedad de campos industriales y de infraestructuras. Estos costes se refieren a los gastos incurridos en las operaciones diarias y en las tareas de mantenimiento necesarias para mantener la funcionalidad y eficiencia de las instalaciones. Aunque estos conceptos se presentan aquí en el contexto específico de los parques eólicos marinos, su aplicación es amplia y trasciende los límites de las energías renovables.

La gestión adecuada de los costes de operación y mantenimiento es fundamental en una amplia gama de industrias, desde la gestión de infraestructuras de transporte, como carreteras y puentes, hasta la operación de plantas de energía convencionales y de procesamiento industrial. Además, sectores como la construcción y la ingeniería civil también se benefician de una comprensión profunda de la distribución de los costes y de los enfoques para el mantenimiento adaptados a las necesidades específicas de cada proyecto.

Los desafíos logísticos asociados con el acceso a ubicaciones remotas o de difícil acceso también son comunes en diversos entornos industriales. Por ejemplo, el mantenimiento de líneas de transmisión eléctrica en terrenos difíciles y el mantenimiento de equipos de minería en áreas geográficamente adversas requieren soluciones logísticas similares a las necesidades de acceso en alta mar mencionadas en el contexto de los parques eólicos marinos.

Además, la consideración de costes relacionados con seguros, reparaciones, repuestos y actividades de administración es una preocupación común en una amplia gama de industrias. Los tipos de mantenimiento, como el mantenimiento preventivo y correctivo, juegan un papel crucial en la optimización de la vida útil de los activos y equipos. El mantenimiento preventivo implica inspecciones planificadas para mantener el funcionamiento óptimo de los equipos, mientras que el mantenimiento correctivo aborda las acciones de reparación realizadas en respuesta a fallos o averías inesperadas.

En el sector de las energías renovables, los parques eólicos marinos han ganado relevancia como una fuente clave de generación de energía limpia y sostenible. Sin embargo, para garantizar la viabilidad económica y la rentabilidad a largo plazo de estos proyectos, es fundamental comprender y gestionar adecuadamente los costes de operación y mantenimiento (O&M). Dentro de este contexto, la distribución porcentual de los costes de O&M se convierte en un aspecto crucial para evaluar la asignación de recursos y planificar de manera eficiente las actividades de mantenimiento. Estos aspectos contribuyen a la necesidad de adaptar y ajustar la distribución de costes en cada caso específico, garantizando así una gestión eficiente de los parques eólicos marinos.

Los costes en esta etapa incluyen operaciones de consumo, productos (marketing, ventas, transporte y gestión), mantenimiento y soporte logística de todo el sistema o del ciclo de vida del producto (servicios al consumidor, actividades de mantenimiento, transporte, datos técnicos, cambios en el sistema, los costes de operación y de mantenimiento son una de las partes más importantes del LCC y, sin embargo, todavía son los más difíciles de predecir.

2.4. Breves ideas sobre costes de O&M aplicados ala eólica offshore

Para obtener más información sobre la estructura de costes de operación y mantenimiento de los parques eólicos marinos, los costes totales de operación y mantenimiento se dividen en disciplinas específicas de operación y mantenimiento. Comienza con el desglose de los gastos operativos (OPEX). Este desglose muestra que los costes de O&M representan el 53% del OPEX (15% "Operación" + 38% "Mantenimiento") como se muestra en la figura 16.

Se considera que la disciplina "Mantenimiento" es la combinación de todas las acciones técnicas, logísticas, administrativas y gerenciales durante el ciclo de vida de un activo/objeto. Por tanto, la actividad "Actividades Portuarias" se considera aparte de "Mantenimiento". Además, el coste de los derechos de licencia se incluye en "Mantenimiento". "Otros costes" que no se especifican se distribuyen entre las disciplinas

de O&M: 5% se colocan en “Operación” y 7% en “Mantenimiento” ya que esta disciplina tiene más costes variables y no especificados.

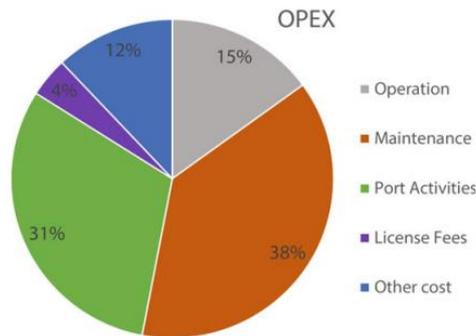


Figura 16 Desglose de los gastos operativos (OPEX) de un parque eólico marino. Fuente: Lagerveld et al. (2014)

Además, el coste compartido y la explicación de las diferentes disciplinas de O&M en la vida total. Se detalla la gestión del ciclo de los parques eólicos marinos, referente a:

- Operaciones (11%): se ocupa del proceso primario.
- Gestión del ciclo de vida (LCM) (7%): se utiliza en beneficio tanto de las operaciones como del mantenimiento. LCM se ocupa del programa y la planificación del mantenimiento (3 %) y cubre las actividades que normalmente están bajo mantenimiento, lo que lleva a una transferencia del 4 % del mantenimiento a LCM.
- Preventivo (12%), Mantenimiento Correctivo (35%): el mantenimiento global de la actividad se divide en tres tipos de mantenimiento específicos.
- Mejora (25%): el coste total de operación y mantenimiento incluye reacondicionamientos, revisiones importantes y modificaciones.

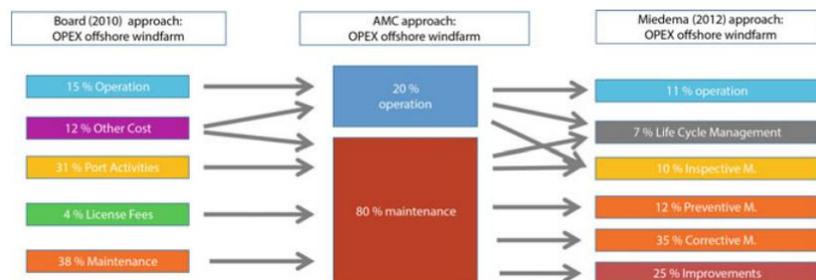


Figura 17 Desglose OPEX, diferentes distribuciones. Fuente: Lagerveld et al. (2014)

En la industria de la energía eólica marina, los costes de operación y mantenimiento incluyen una combinación de diferentes tipos de mantenimiento, adaptados a las particularidades de los aerogeneradores marinos y las condiciones marítimas. A continuación, se presenta en la figura 18, cómo se desglosan los costes de mantenimiento en este contexto.

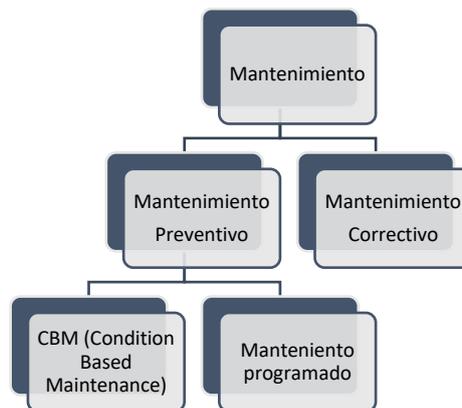


Figura 18 Tipos de mantenimiento. Fuente: propia

- **Mantenimiento preventivo:** En la energía eólica marina, el mantenimiento preventivo implica inspecciones y tareas planificadas para mantener el funcionamiento óptimo de los aerogeneradores. Esto puede incluir actividades como inspecciones visuales y técnicas, lubricación, ajustes, reemplazo de componentes desgastados, limpieza de torres y palas, entre otros. Los costes asociados al mantenimiento preventivo incluyen la planificación y programación de las actividades, el tiempo y los recursos necesarios para llevar a cabo las tareas preventivas, los materiales de mantenimiento y los costes de mano de obra.
- **Mantenimiento correctivo:** El mantenimiento correctivo en la energía eólica marina se refiere a las acciones de reparación realizadas en respuesta a fallos o averías inesperadas. Esto puede incluir la reparación o sustitución de componentes dañados, así como la resolución de problemas técnicos. Los costes asociados al mantenimiento correctivo incluyen los costes de diagnóstico para identificar la causa raíz de la avería, los costes de los componentes o repuestos necesarios, la mano de obra requerida para

realizar las reparaciones y los costes adicionales debido a la interrupción de la producción o el tiempo de inactividad.

En la industria de la energía eólica marina, es importante tener en cuenta los costes adicionales asociados a las operaciones logísticas y de acceso en alta mar, ya que el mantenimiento de los aerogeneradores requiere personal y equipos especializados para acceder a las plataformas o torres en el mar.

2.5. Operación y mantenimiento en aerogeneradores flotantes

La gestión de las actividades de operación y mantenimiento en la producción de energía eólica, particularmente en sistemas flotantes *offshore*, se caracteriza por su complejidad y su impacto directo en los costes asociados. Estos desafíos no son exclusivos de los aerogeneradores eólicos flotantes, ya que muchos de los problemas que enfrentan, como las distancias extendidas desde la costa, son similares a los encontrados en sistemas de energía eólica con estructuras fijas.

En el caso de aerogeneradores flotantes *offshore*, es importante destacar que las complejidades son aún mayores debido a la ubicación en alta mar. Además de las preocupaciones habituales, como las condiciones climáticas y los movimientos de la plataforma, se deben abordar desafíos específicos relacionados con la exposición al entorno marino. La corrosión, por ejemplo, puede ser un problema significativo que requiere una atención especial en la planificación de las actividades de mantenimiento.

La carga inercial resultante de las aceleraciones del sistema puede tener un impacto negativo en la confiabilidad de varios subsistemas y componentes en aerogeneradores flotantes *offshore*. En situaciones en las que las condiciones del viento no son óptimas y las corrientes de las olas inducen movimientos considerables en la plataforma, puede ser necesario detener temporalmente la operación de los aerogeneradores para garantizar su integridad y seguridad. Este tipo de desafíos plantea interrogantes sobre cómo abordar adecuadamente la inspección y el mantenimiento en entornos *offshore*, dado que la

movilidad de la plataforma y la exposición al medio marino pueden complicar aún más el acceso a estas instalaciones.

Es fundamental tener en cuenta que la falta de una experiencia sólida con prototipos a escala real de aerogeneradores flotantes *offshore* introduce una incertidumbre considerable en cuanto al rendimiento a largo plazo de estas instalaciones en entornos marinos. En consecuencia, reducir los costes, mitigar la incertidumbre en las operaciones y el mantenimiento, y gestionar efectivamente el riesgo financiero son imperativos cruciales para garantizar el éxito sostenible de esta tecnología en constante evolución.

2.6. Estrategias generales de mantenimiento en parques eólicos marinos.

Los gastos relacionados con la operación y el mantenimiento del parque eólico representan una partida significativa en el presupuesto. Este coste se debe en gran parte a la ubicación en aguas profundas y a los requisitos particulares impuestos por las plataformas flotantes.

En esta sección, se presentará de manera esquemática la descripción de las actividades de mantenimiento y sus respectivos costes. Nuestra política de mantenimiento se basa en dos enfoques:

- **Mantenimiento Preventivo:** El mantenimiento preventivo se considera una parte esencial de nuestra estrategia de gestión de activos en el parque eólico marino flotante. A diferencia del enfoque reactivo del mantenimiento correctivo, el mantenimiento preventivo se lleva a cabo de manera planificada y programada para evitar que surjan problemas graves y costosos. Esta fase se compone de una serie de actividades proactivas destinadas a garantizar un rendimiento continuo y óptimo de los activos del parque.
 - o Inspecciones Programadas: Realizamos inspecciones periódicas de todos los componentes clave del parque, incluyendo las palas de los aerogeneradores, las torres, las cajas de engranajes y otros equipos esenciales. Estas inspecciones

visuales y mecánicas nos permiten identificar signos tempranos de desgaste, corrosión u otros problemas potenciales.

- Pruebas de Rendimiento: Llevamos a cabo pruebas programadas para evaluar el rendimiento de los aerogeneradores y otros sistemas críticos. Estas pruebas incluyen mediciones de velocidad de rotación, rendimiento eléctrico y otras evaluaciones que nos ayudan a detectar problemas de manera anticipada.
 - Mantenimiento de Subestaciones Submarinas: Dado que las subestaciones submarinas son componentes cruciales, se someten a inspecciones y mantenimiento regulares para garantizar su funcionamiento seguro y continuo.
 - Limpieza de Palas de Aerogeneradores: La acumulación de suciedad y contaminantes en las palas de los aerogeneradores puede afectar negativamente la eficiencia. Realizamos operaciones de limpieza programadas para mantener un rendimiento óptimo.
 - Reemplazo de Componentes Programado: Cuando identificamos componentes que están llegando al final de su vida útil o que muestran signos de desgaste significativo, programamos su reemplazo antes de que puedan convertirse en fuentes de problemas mayores.
 - Actualización de Software y Sistemas de Monitoreo: Se mantienen los sistemas de monitoreo y control actualizados de manera regular para garantizar que (*Sequential Data-Driven Long-Term Weather Forecasting Models' Performance Co...: EBSCOhost, s. f.*)funcionen de manera eficiente y proporcionen datos precisos.
- **Mantenimiento correctivo:** Este enfoque se aplica a la mayoría de los demás equipos y la estructura a bordo. Las inspecciones periódicas son cruciales para

identificar las reparaciones necesarias cuando los dispositivos de monitoreo no proporcionen información suficiente.

- Esto involucra la inspección del estado general de la plataforma, incluyendo el acero, las soldaduras y la corrosión. También verificamos la conexión del anclaje, la condición de los eslabones de conexión, el equipo a bordo, como las líneas de lastre, bombas, válvulas y pérdidas en las líneas, y el estado de las palas, el rotor y la carcasa del aerogenerador, junto con otros componentes no críticos que componen el suministro del aerogenerador.

El mantenimiento preventivo, al igual que el mantenimiento correctivo, se incluye en el cálculo anual de costes de operación y mantenimiento. Esta inversión proactiva contribuye a reducir los riesgos de fallos costosos, a mantener una producción constante de energía y a alargar la vida útil de los activos en el parque eólico marino.

Luego de describir estas filosofías de mantenimiento, estimaremos las acciones reales que se llevarán a cabo durante el año y asignaremos los costes correspondientes para calcular el coste anual total.

2.7. Particularidades de los planes de mantenimiento en parques eólicos marinos.

2.7.1. Principales métodos de fallo y técnicas predictivas en aerogeneradores

Con el fin de establecer una estrategia de mantenimiento efectiva, resulta imperativo examinar los distintos tipos de fallo y sus causas fundamentales. Esto habilita la identificación de interacciones específicas, contribuyendo a una representación más precisa del sistema. En esta sección, se analizarán las tipologías y los orígenes de la rotura de componentes críticos, tal como se presenta en las Figuras 19 y 20

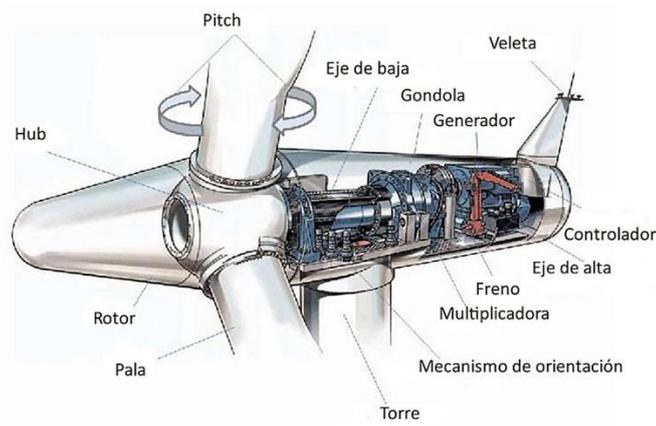


Figura 19 Subsistema crucial de un aerogenerador eólico marino, fuente: Los aerogeneradores también generan nuevas estrategias de mecanizado - *Metalmecánica* (interempresas.net)

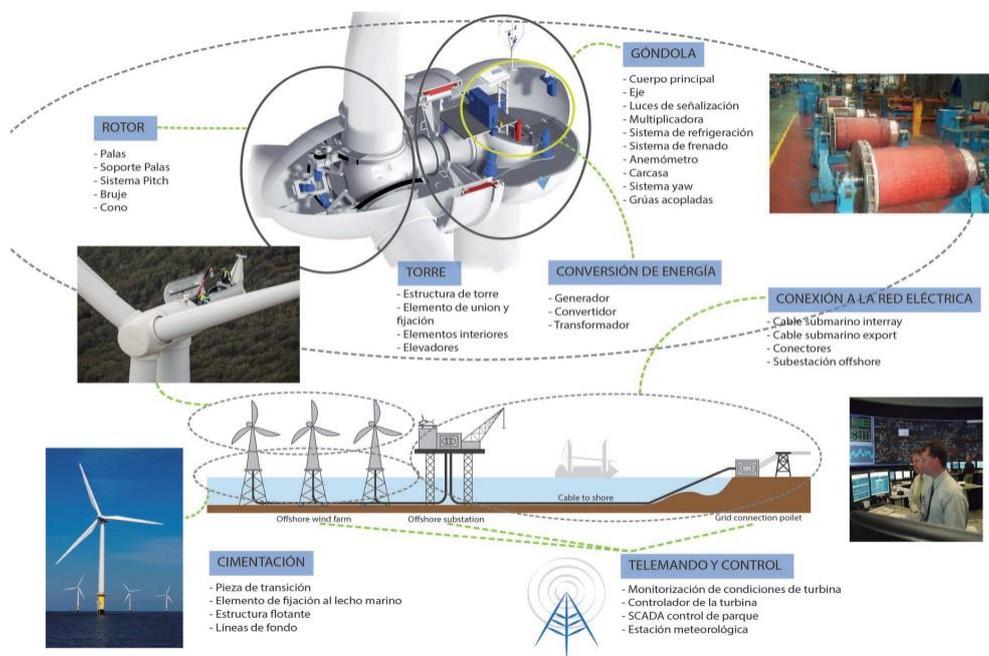


Figura 20 Configuración básica de un parque eólico marino, fuente: o_1c33dpqn01ktdqij6kf18ikfkaa.pdf (zecs.org)

- **Fallo en el sistema eléctrico:** Esta sección abarca todos los elementos eléctricos y los conductores que interconectan estos componentes. Los tipos primordiales de fallo en el sistema eléctrico engloban la deterioración en los bobinados, los cortocircuitos, el daño en los componentes eléctricos, los transformadores y la fractura en la infraestructura de cableado. Los desencadenantes principales de

estos fallos son los cortocircuitos ocasionados por sobretensiones, la ejecución deficiente de la instalación y los errores técnicos en los dispositivos electrónicos, por ejemplo, resistencias y capacitores.



Figura 21 Fallo en el generador eléctrico debido a la sobre velocidad

- **Fallo en el sistema de orientación:** El sistema de orientación regula la alineación de la góndola para mantenerla alineada con la dirección del viento. En general, se experimentan dificultades relacionadas con el agrietamiento de los ejes de orientación, el fallo de los cojinetes de rotación, las fijaciones y la fractura de los engranajes. Estos fallos son atribuibles a la acumulación de hielo en la góndola, las vibraciones intensas durante periodos de vientos fuertes que exceden las condiciones de operación seguras y los fallos vinculados al colapso del motor de la unidad.



Figura 22 Fallo en el sistema de orientación

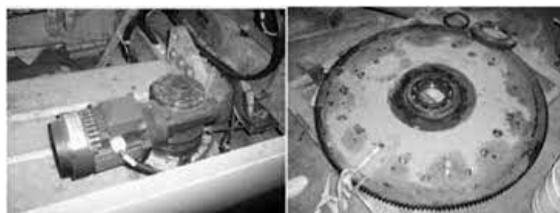


Figura 23 Fallo en el sistema de orientación, fuente: Sistema de orientación (cortes de Aerogeneradores Canarios).

- **Fallos en la caja de engranajes:** La caja de engranajes es una parte vital del aerogenerador, pero también representa su eslabón más frágil, experimentando las averías más recurrentes; su reemplazo es un procedimiento complicado y prolongado. Las modalidades primarias de fallo están vinculadas a inconvenientes rotacionales y a la rotura de los dientes del engranaje. Frecuentemente, estas situaciones derivan de la contaminación por partículas, los ciclos frecuentes de encendido y apagado del aerogenerador y el funcionamiento a velocidades de viento no seguras.



Figura 24 Ruptura de engranajes, fuente: Reparación de Engranajes – Metalock España

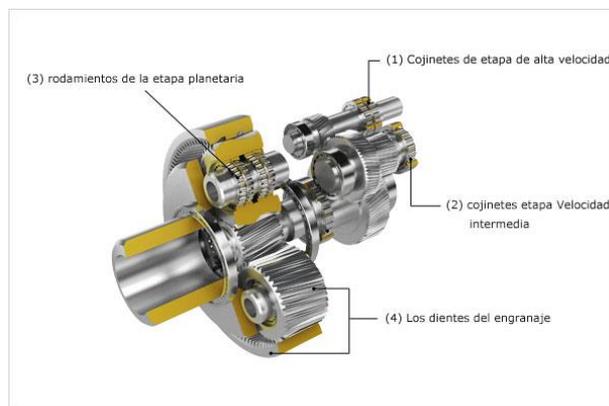


Figura 25 Caja multiplicadora de un aerogenerador, fuente: Inspección de multiplicadoras de aerogeneradores en generadores eólicos (olympus-ims.com)

- **Fallos en el sistema hidráulico:** Los elementos hidráulicos son empleados en múltiples zonas de alta presión dentro del aerogenerador, como el control de dirección, la caja de engranajes, los sistemas de frenado, entre otros. Las

problemáticas relacionadas con las fugas de fluidos en los componentes hidráulicos son una fuente conocida de fallo. Estas complicaciones se originan principalmente en cambios de temperatura frecuentes, corrosión, vibración, diseño defectuoso y baja calidad en los componentes. La instalación inapropiada de sistemas hidráulicos es culpable del 60% de los fallos.

- **Fallo de las palas:** Las palas del aerogenerador se diseñan con un perfil aerodinámico para convertir la energía eólica en energía mecánica y, posteriormente, en energía eléctrica. Se pueden categorizar los fallos en las palas como roturas, fisuras y daños por vibración. Las razones primarias detrás de estos fallos son la turbulencia del viento, la rotación y funcionamiento descontrolados, tormentas eléctricas y defectos de manufactura.



Figura 26 Dutch aerogenerador con rotura alas después de una tormenta, fuente: Dutch Aerogenerador Con Rotura Alas Después De Una Tormenta Foto de stock y más banco de imágenes de Aerogenerador

Clasificación de las causas de fallo:

Respecto a la categorización de las causas de fallo en los diferentes componentes del aerogenerador, se han considerado las siguientes áreas: condiciones climáticas, errores humanos en la operación, calidad del producto o efectos técnicos. La formulación de una estrategia de mantenimiento debe incorporar todos estos factores.

Modos de fallo	causas de raíz de fallo
Fallos estructurales	Defectos de diseño
Fallos eléctricos	Defectos de material
Fallos mecánicos	Defectos de instalación
Fallos de software o control	Defectos en el mantenimiento
Fallos de aislamiento	Defectos en el software
Fallos térmicos	Corrosión
Fallos por agresión mecánica	Desalineación
Fallos en los rodamientos	Fatiga de baja frecuencia
Fracturas en componentes o fallos en el material	Fatiga de alta frecuencia
Fallos en las juntas	Desgaste mecánico
Contaminación	Insuficiente lubricación
Bloqueo	Sobrecarga térmica
	Sobrecarga eléctrica
	Incidente meteorológico
	Incidente de red

Tabla 4 Modos de fallo y causas principales de un aerogenerador eólico. Fuente: propia

2.7.2. Monitoreo de aerogeneradores

Un parámetro que varía en el proceso puede indicar la manifestación de un fallo incipiente. Un sistema moderno de monitoreo de condiciones se compone de sensores y una unidad de procesamiento que continuamente evalúan y registran la situación de

los componentes. Existen múltiples técnicas para acceder a la condición de los componentes. Entre estas técnicas se incluyen el análisis de vibraciones, la acústica, el análisis de aceite, la medición de deformaciones y la termografía.

En el contexto de un aerogenerador eólico, estas técnicas son empleadas para controlar los componentes primarios, como las palas, la caja de engranajes, la torre, los rodamientos, entre otros.

La monitorización de la condición puede ser en línea u offline. La monitorización en línea brinda información instantánea acerca de la condición, mientras que la monitorización offline suministra datos recolectados a intervalos regulares. Para lograr una detección pronta de los fallos durante el funcionamiento de los componentes, es esencial contar con un sistema robusto de adquisición de datos y un procesamiento de señales adecuado.

La planificación y programación de las tareas de mantenimiento pueden ser llevadas a cabo con gran eficacia, incrementando la confiabilidad, seguridad y mantenibilidad del sistema, y disminuyendo los tiempos de inactividad y los costes operativos. En consecuencia, las técnicas de monitoreo han sido ampliamente adoptadas por la industria, y sus beneficios significativos se ven reflejados en los parques eólicos marinos. Los sistemas de monitoreo en aerogeneradores modernos pueden abarcar diversas tecnologías, como se detalla a continuación:

- Sistema de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA): Brinda un monitoreo de baja resolución para supervisar el rendimiento del aerogenerador eólico y establecer un canal de transmisión de datos y alarmas desde el aerogenerador.
- Sistema de Monitoreo de la Condición (CMS): Permite un monitoreo de alta resolución de los subsistemas de alto riesgo en el aerogenerador para el diagnóstico y la predicción de fallos. Esto incluye los Sistemas de Monitoreo de Palas (BMS), que detectan defectos incipientes en las palas.

- Monitoreo de la Integridad Estructural (SHM): Proporciona señales de baja resolución para el control de componentes críticos en la estructura del aerogenerador eólico.

2.7.3. Técnicas predictivas en aerogeneradores

Se han identificado las siguientes técnicas, provenientes de diversas aplicaciones, que posiblemente sean aplicables a los aerogeneradores marinos:

- Análisis de vibraciones.
- Análisis de aceite.
- Termografía.
- Evaluación de la condición física de los materiales.
- Medición de deformaciones.
- Mediciones acústicas.
- Efectos eléctricos.
- Parámetros del proceso.
- Monitoreo del rendimiento.
- Pruebas no destructivas.
- Sensores de autodiagnóstico.

2.7.3.1. Análisis de vibraciones.

El análisis de vibraciones es la técnica más conocida y empleada para el monitoreo de la condición, especialmente en equipos rotativos. El tipo de sensores utilizados varía según el rango de frecuencias relevante para el monitoreo:

- Transductores de posición para el rango de bajas frecuencias.
- Sensores de velocidad en el rango de frecuencias medias.
- Acelerómetros en el rango de altas frecuencias.
- Sensores SEE (Spectral Energy Emission) para frecuencias muy altas (vibraciones acústicas).

Ejemplos de protección incluyen:

- Ejes.
- Rodamientos.
- Cajas de engranajes.
- Motores.
- Bombas.

2.7.3.2. Análisis de aceite.

Este enfoque de análisis de aceite se puede aplicar en las aerogeneradores eólicas para monitorizar los rodamientos y cojinetes de la caja de engranajes, así como los cojinetes del generador y el cojinete principal.

La realización del análisis de señales demanda un conocimiento especializado. Mayormente, los proveedores de sistemas ofrecen soluciones integrales que engloban tanto el análisis de señales como el diagnóstico. El proceso de monitorización en sí suele ser ejecutado por proveedores especializados que también se encargan del mantenimiento de los componentes. Los costes asociados a esta práctica se equilibran mediante la reducción de pérdidas de producción. La implementación de técnicas de monitoreo de vibraciones y métodos de trabajo en aerogeneradores eólicas presenta particularidades en relación con otras aplicaciones:

Las características de cargas dinámicas y bajas velocidades de rotación son distintivas. En otras aplicaciones, las cargas y las velocidades tienden a ser constantes durante periodos más prolongados, lo cual simplifica el análisis de señales. En el caso de aplicaciones dinámicas como las aerogeneradores eólicas, la experiencia es limitada.

Los elevados costes de inversión en comparación con los costes de pérdidas de producción son un aspecto para considerar. Los desembolsos en equipos de

monitoreo de condiciones suelen ser amortizados a través de las reducciones en las pérdidas de producción.

2.7.3.3. Termografía.

La termografía se aplica principalmente para el monitoreo y detección de fallos en componentes eléctricos y electrónicos. Los puntos calientes, que surgen debido a la degradación de componentes o a conexiones defectuosas, pueden identificarse de manera sencilla y rápida. Esta técnica se aplica exclusivamente para el análisis de líneas y la interpretación de resultados se realiza en términos visuales. Actualmente, esta técnica no se considera de interés para el monitoreo en tiempo real. Sin embargo, están ingresando al mercado cámaras y software de diagnóstico que resultan adecuados para el monitoreo en línea de procesos. A largo plazo, esta posibilidad podría ser relevante para el generador y la electrónica de potencia.

2.7.3.4. Evaluación de la condición física de los materiales.

La detección y el crecimiento de grietas son el foco principal de este tipo de monitoreo. Por lo general, estos métodos se aplican de manera offline y no resultan apropiados para el monitoreo en tiempo real de aerogeneradores eólicos. Sin embargo, se puede mencionar la excepción del uso de fusibles ópticos en las palas y la aplicación de monitoreo acústico en las estructuras.

2.7.3.5. Medición de deformaciones.

La medición de deformación mediante galgas extensiométricas es una técnica común, aunque no se emplea frecuentemente para monitorear el estado. Los medidores de deformación no resultan duraderos a largo plazo. Especialmente en el contexto de los aerogeneradores eólicos, la medición de deformación puede resultar valiosa para predecir la vida útil y salvaguardar los niveles de tensión, especialmente en las palas.

La disponibilidad de sensores más robustos podría abrir un campo de aplicación interesante. Aunque los sensores de fibra óptica son prometedores, aún son costosos y no representan la última tecnología. Se espera que en unos años se disponga de sistemas basados en fibra óptica rentables. La medición de la tensión como entrada para el monitoreo de estado irá cobrando importancia con el tiempo.

2.7.3.6. Mediciones acústicas.

El monitoreo acústico guarda una relación estrecha con la monitorización de vibraciones. No obstante, existe una diferencia fundamental. Mientras que los sensores de vibración se montan de manera rígida en el componente en cuestión y registran su movimiento local, los sensores acústicos "escuchan" al componente. Estos sensores se fijan al componente mediante un adhesivo flexible de baja atenuación. Estos sensores se aplican con éxito para el monitoreo de cojinetes y cajas de engranajes. Existen dos tipos de monitoreo acústico: el método pasivo, en el cual el componente mismo genera la excitación, y el método en el cual la excitación se aplica externamente.

2.7.3.7. Efectos eléctricos

En la supervisión de máquinas eléctricas, se recurre al Análisis de Corriente de la Máquina (MCSA) para detectar fenómenos inusuales. Para acumuladores, es posible medir la impedancia para evaluar la condición y la capacidad. En el contexto de redes de media y alta tensión, existen varias técnicas disponibles, tales como mediciones de descarga, mediciones de velocidad para interruptores, mediciones de fuerza de contacto para interruptores y análisis de aceite para transformadores. En cuanto al cableado, es posible identificar fallos de aislamiento. Estos tipos de mediciones de inspección no repercuten directamente en el funcionamiento de las aerogeneradores eólicas.

2.7.3.8. Parámetros del proceso

En las aerogeneradoras eólicas, la protección basada en parámetros del proceso es comúnmente empleada. Los sistemas de control se tornan más sofisticados y las capacidades de diagnóstico mejoran. No obstante, la protección aún se basa en gran medida en la detección de niveles o la comparación de señales, lo que resulta en la generación de alarmas directamente cuando las señales superan los valores límite predefinidos. Actualmente, el uso más inteligente de las señales basado en la estimación de parámetros y las tendencias no es práctica habitual en aerogeneradores.

2.7.3.9. Monitoreo del rendimiento

El rendimiento del aerogenerador a menudo se utiliza de manera implícita en una forma elemental. Con fines de protección, es posible emplear la relación entre la potencia, la velocidad del viento, la velocidad del rotor y el ángulo de las palas. En caso de desviaciones significativas, se puede generar una alarma. Los márgenes de detección son amplios para prevenir falsas alarmas.

2.7.3.10. Corrientes de Eddy

El método de corrientes de Eddy se basa en generar corrientes parásitas en materiales conductores mediante una corriente de alta frecuencia a través de una bobina. Los defectos en o debajo de la superficie interrumpen las corrientes de Foucault, y estas variaciones pueden medirse y registrarse con un instrumento. Este método se emplea para inspecciones en la superficie de soldaduras y en los tubos de intercambiadores de calor para detectar erosión, daños por corrosión, grietas, vacíos y espesores.

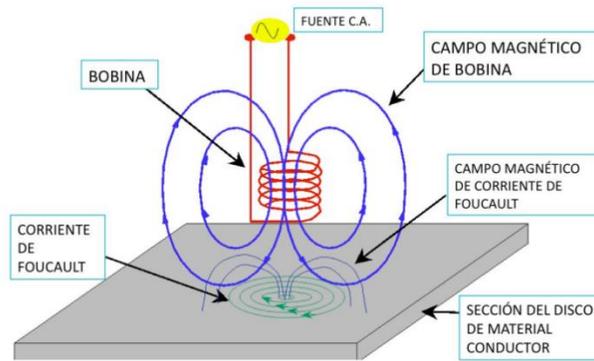


Figura 27 Aplicación de las corrientes de Eddy

2.7.3.11. Líquidos penetrantes

Los líquidos penetrantes son útiles para detectar grietas superficiales. Consiste en rociar un líquido indicador, conocido como penetrante, sobre la superficie y luego permitir que penetre en las grietas. Posteriormente, se limpia cualquier exceso de líquido y se utiliza un revelador especial para hacer visibles las grietas.

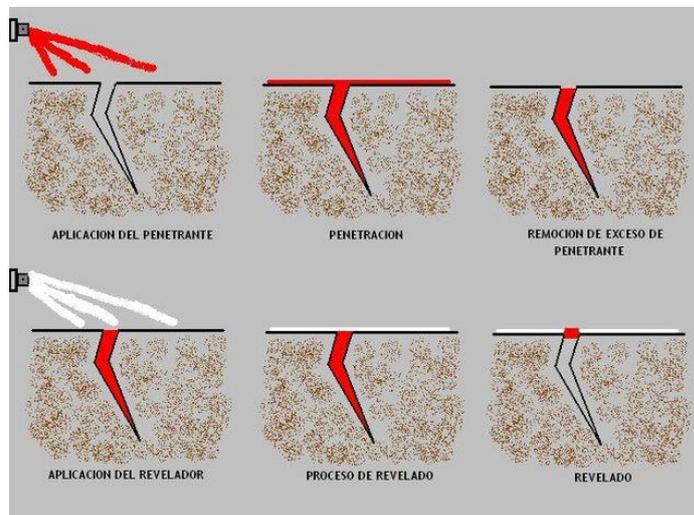


Figura 28 Proceso del método de líquidos penetrantes

2.7.3.12. Partículas magnéticas

Este método se utiliza para verificar la superficie de materiales magnéticos. Consiste en magnetizar el objeto y luego esparcir polvo magnético sobre la

superficie. El polvo se acumula en las grietas y otros defectos superficiales debido a que el campo magnético se altera en esos lugares. Este método puede detectar incluso grietas muy pequeñas.

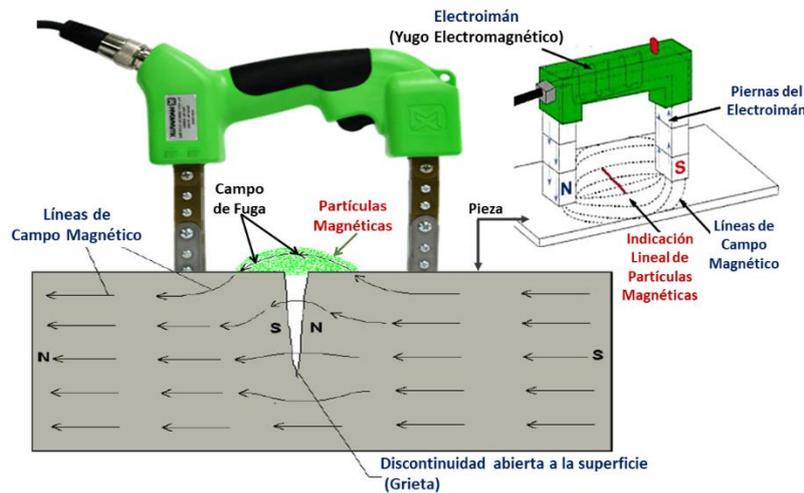


Figura 29 Ensayo con partículas magnéticas

2.7.4. Resumen de aplicación de técnicas predictivas

En la siguiente tabla se presenta un análisis detallado de los principales modos de fallo y las técnicas predictivas aplicables a diversos componentes y sistemas clave en el contexto de aerogeneradores. Este estudio se centra en la aplicación de técnicas predictivas para garantizar el rendimiento óptimo, la seguridad y la confiabilidad de los aerogeneradores. La información se organiza por componentes, destacando las causas potenciales de fallos, y se detallan las técnicas predictivas específicas recomendadas para cada área. Esta compilación proporciona una guía integral para la gestión proactiva y efectiva del mantenimiento de aerogeneradores, contribuyendo a la maximización de su vida útil y la eficiencia operativa.

Componente	Modo de Fallo	Causas	Técnicas Predictivas
Sistemas del aerogenerador	Rotor - Palas	Inclusiones de aire, grietas, daños por rayos, erosión, delaminación, uniones defectuosas, etc.	Inspecciones visuales y ultrasónicas, análisis de vibraciones, inspección termográfica infrarroja (IRT)
Sistemas del aerogenerador	Rotor - Buje	Tensión de pernos, daños por fatiga, corrosión, grietas en la estructura, desgaste de partes de la tapa	Inspecciones visuales, inspecciones de pernos, técnicas de ensayos no destructivos (END)
Sistema de pitch	Pernos en el sistema de pitch	Óxido, corrosión, deformación, daños por fatiga	Inspección visual, ensayos no destructivos (END), medición actual y del tiempo
Góndola	Caja de cambios (multiplicadora)	Fallos en componentes críticos, desgaste, problemas estructurales	Inspección visual, técnicas de monitoreo de condiciones (CMS), análisis de vibraciones, análisis de aceite
Góndola	Eje y rodamiento principal	Grietas, corrosión, problemas en el cojinete, problemas eléctricos en el generador	Inspección visual, técnicas de monitoreo de condiciones (CMS), análisis de vibraciones, análisis de aceite
Góndola	Sistema eléctrico	Problemas en el generador, aislamiento del estator y rotor, cojinete principal, descargas parciales	Inspección detallada del generador, análisis de vibraciones, emisión acústica, análisis de aceite
Góndola	Sistema de orientación	Conexiones de pernos, conexiones del perno en la trayectoria de la carga	Inspecciones y análisis, reemplazo regular de pernos, análisis de cargas
Góndola	Sistema hidráulico	Pruebas de aceite hidráulico, medición de presión, análisis de tribología, reemplazo de filtros y juntas	Monitoreo de la viscosidad del aceite, mediciones de presión, análisis de tribología

Góndola	Sistema de frenado	Inspección del sistema mecánico de frenado, cambio de pastillas y zapatas, variación en parámetros de rendimiento	Inspección visual, medición y pruebas de rendimiento, reemplazo de discos de freno, inspección de fugas
Góndola	Torre	Monitoreo de vibraciones, inspección para detectar grietas, medida de deformación por fatiga, inspección para detección de corrosión	Monitoreo de vibraciones, inspecciones regulares, medida de deformación por fatiga, inspecciones visuales y técnicas de END
Sistema de plataforma	Fallo en la Plataforma	Corrosión, colisiones, desgaste de sistemas de fijación	Monitoreo acústico y vibracional, inspecciones visuales submarinas, sensores de impacto
Sistema de amarre + anclaje	Fallo en el Cable Submarino	Daños por arrastre, corrosión, fallos de conexión	Monitoreo de corrosión, inspecciones visuales submarinas, sensores de tensión
Sistema de cable submarino	Fallo en el Cable Submarino	Daños por arrastre, corrosión, fallos de conexión	Monitoreo de corrosión, inspecciones visuales submarinas, sensores de tensión
Subestación eléctrica	Fallo en la Subestación Eléctrica	Fallo en transformadores, problemas en el cableado, problemas de conexión	Monitoreo de corriente y voltaje, termografía infrarroja, pruebas dieléctricas

Tabla 5 Aplicación de técnicas predictivas. Fuente: propia

2.7.5. Cadena de valor en la O&M de parques eólicos marinos

En la gestión eficiente de los costes relacionados con la operación y mantenimiento de parques eólicos marinos, es esencial comprender la cadena de valor que abarca todas las actividades y actores involucrados en este proceso. Esta cadena de valor representa la red interconectada de roles y responsabilidades que se combinan para garantizar el funcionamiento óptimo de la infraestructura eólica *offshore*.

A continuación, se presenta un análisis detallado de los actores clave en esta cadena de valor, desde el equipo de Operación y Mantenimiento (O&M) hasta los proveedores de tecnología de monitoreo avanzada y buques especializados. Cada uno de estos actores desempeña un papel fundamental en la gestión de costes y la eficiencia operativa de los parques eólicos marinos.

2.7.5.1. Actores clave en la cadena de valor

En la tabla que se muestra a continuación se identifica a los actores clave en la cadena de valor de operación y mantenimiento de parques eólicos marinos. Cada actor, desde el equipo de Operación y Mantenimiento (O&M) hasta los proveedores de repuestos y tecnologías de monitoreo avanzadas, desempeña un papel fundamental en la gestión de costes, ya que sus acciones impactan directamente en la eficiencia operativa y los gastos relacionados con el mantenimiento.

Actor	Descripción
Equipo de Operación y Mantenimiento (O&M)	Responsable de realizar inspecciones regulares, mantenimiento preventivo y correctivo en los aerogeneradores, subestaciones eléctricas y otras infraestructuras del parque eólico marino. Incluye técnicos, ingenieros y personal de campo altamente capacitado.
Centros de Monitoreo y Control	Supervisan y controlan de manera remota el funcionamiento de los aerogeneradores y la infraestructura <i>offshore</i> . Utilizan sistemas de monitoreo avanzados y tecnologías de comunicación para asegurar un rendimiento óptimo y responder rápidamente a problemas.

Tecnología IoT y Sensores	Los sensores instalados en los aerogeneradores recopilan datos en tiempo real sobre el rendimiento, la vibración, la temperatura y otros parámetros clave. La tecnología IoT (Internet de las cosas) permite la transmisión de estos datos a los centros de monitoreo para su análisis.
Software de Análisis de Datos	El análisis de datos juega un papel crucial en la detección temprana de problemas. Se utilizan algoritmos avanzados y técnicas de aprendizaje automático para identificar tendencias y prever fallos. El software también ayuda a programar el mantenimiento de manera eficiente.
Proveedores de Repuestos y Componentes	Estos proveedores suministran piezas de repuesto y componentes críticos para el mantenimiento y las reparaciones. Mantener un inventario adecuado es esencial para evitar tiempos de inactividad prolongados.
Buques y Equipos Especializados	Para el acceso a parques eólicos marinos en alta mar, se requieren buques y equipos especializados. Estos buques transportan al personal de mantenimiento, herramientas y piezas de repuesto, y también pueden realizar tareas de instalación y reparación.

Tabla 6 Actores clave para la cadena de valor. Fuente: propia

2.7.5.2. Etapas de la cadena de valor

Se presentan las diferentes etapas que componen la cadena de valor en la operación y mantenimiento de parques eólicos marinos. Cada etapa tiene un impacto directo en los costes de operación y mantenimiento. Desde la planificación y programación hasta el mantenimiento preventivo y predictivo, estas etapas son cruciales para optimizar la eficiencia y controlar los gastos.

Etapa	Descripción
Planificación y Programación	Esta etapa implica la programación de tareas de mantenimiento, la asignación de recursos y la coordinación de actividades. También se establecen planes de contingencia para abordar problemas imprevistos.
Inspección y Monitoreo Continuo	Se llevan a cabo inspecciones regulares de activos utilizando datos recopilados por sensores y tecnología IoT. El monitoreo constante permite detectar problemas en tiempo real.
Mantenimiento Preventivo	Las actividades programadas de mantenimiento incluyen la lubricación de componentes, la sustitución de piezas desgastadas y la calibración de sensores. El objetivo es prevenir problemas antes de que ocurran.
Gestión de Fallos y Reparaciones	Cuando se detectan fallos o problemas, se implementa una respuesta rápida. Esto incluye la identificación, el diagnóstico y las reparaciones necesarias para minimizar el tiempo de inactividad.
Optimización de Rendimiento	Se buscan constantemente oportunidades para mejorar el rendimiento y la eficiencia de los activos, incluyendo ajustes en la configuración de los aerogeneradores y la implementación de mejores prácticas.

Tabla 7 Etapas de cadena de valor. Fuente: propia

2.7.5.3. Desafíos actuales en la cadena de valor

Esta tabla destaca los desafíos actuales que enfrenta la cadena de valor de operación y mantenimiento. Estos desafíos, como el acceso a emplazamientos remotos y la gestión de repuestos, pueden tener un impacto significativo en los costes operativos. Identificar y abordar estos desafíos de manera efectiva es esencial para controlar los gastos y garantizar la rentabilidad a largo plazo.

Desafío	Descripción
Acceso a Emplazamientos Remotos	Ubicación en aguas profundas y alejadas de la costa, lo que presenta desafíos logísticos y de transporte.
Mantenimiento en Alta Mar	Tareas costosas y potencialmente peligrosas debido a condiciones climáticas adversas y entorno marino.
Gestión de Repuestos	Necesidad de mantener inventario adecuado de piezas de repuesto para minimizar el tiempo de inactividad.
Datos y Análisis	Requiere tecnologías avanzadas y personal capacitado para la gestión y análisis de grandes volúmenes de datos.

Tabla 8 Desafíos actuales de la cadena de valor. Fuente: propia

Tendencia	Descripción	Impacto en Costes
Mantenimiento Remoto	La tendencia hacia el mantenimiento remoto involucra la supervisión y el diagnóstico de problemas de los activos de manera remota, reduciendo la necesidad de envío de personal en alta mar.	Reduce los costes asociados con transporte, alojamiento en alta mar y gastos operativos generales.
Predicción Avanzada	Utiliza análisis de datos avanzados, inteligencia artificial y aprendizaje automático para predecir problemas y fallos de manera precisa, permitiendo un mantenimiento proactivo.	Minimiza los costes relacionados con reparaciones no planificadas y reduce el tiempo de inactividad.

Estrategias de Reparación en Alta Mar	Dado que los parques eólicos marinos se ubican en aguas profundas, se requieren estrategias de reparación en alta mar eficaces para minimizar el tiempo de inactividad y los costes de mantenimiento.	La eficiencia en las operaciones de reparación en alta mar es esencial para controlar los gastos.
Gestión de Repuestos	Mantener un inventario adecuado de piezas de repuesto es crucial para garantizar que las reparaciones se realicen de manera oportuna, lo que evita largos tiempos de inactividad.	Evita pérdidas económicas al asegurar la disponibilidad de piezas de repuesto cuando se necesiten.
Seguridad y Sostenibilidad	La seguridad del personal y la sostenibilidad ambiental se han vuelto prioridades en todas las etapas de la cadena de valor, lo que puede reducir costes relacionados con accidentes y promover la eficiencia energética.	La seguridad eficaz reduce los costes asociados con accidentes y lesiones, mientras que la sostenibilidad puede impulsar la eficiencia y reducir los gastos normativos.

Tabla 9 Tendencias actuales en la cadena de valor. Fuente: propia

2.7.6. Medidas de parámetros y obtención de registros

En esta sección se aborda la importancia de llevar a cabo medidas de parámetros para el adecuado mantenimiento de los aerogeneradores. Estas medidas se realizan a través de diferente seguimiento de mantenimiento, que incluyen tareas diarias, semestrales, anuales y cuatrianuales. A continuación, se describe cada una de estas gamas:

Seguimiento de mantenimiento para el aerogenerador:

- Seguimiento Diario: Los seguimientos diarios son actividades que se realizan a diario para monitorear y controlar el funcionamiento del aerogenerador. Esto puede incluir la revisión de parámetros de operación, temperaturas, presiones, curvas de potencia, producciones y otros indicadores vitales. Estas tareas son llevadas a cabo por el personal de operación y no siempre se registran formalmente, a menos que se detecten anomalías que requieran acciones correctivas.
- Seguimiento Semestrales: Los seguimientos semestrales son más completos y se realizan cada seis meses. Estas tareas pueden requerir la parada del aerogenerador y pueden incluir inspecciones visuales, reapriete de componentes eléctricos y mecánicos, engrase, entre otros. Son más complejas que las gamas diarias y su objetivo es garantizar el buen funcionamiento y la integridad de los sistemas. Las gamas semestrales generalmente se registran en informes detallados.
- Seguimiento Anuales: Los seguimientos anuales son aún más íntegros y se realizan una vez al año. Incluyen todas las tareas de los seguimientos semestrales y añaden otras que no son necesarias realizar tan frecuentemente, como medidas de aislamiento de bobinados, ajustes mecánicos, reapriete de tornillería, entre otras. En estas gamas anuales también se suele incluir el mantenimiento legal requerido por regulaciones y normativas.
- Seguimientos Cuatrianuales: Los seguimientos cuatrianuales son aún más extensos y se realizan cada cuatro años. En estos seguimientos pueden llevarse a cabo actividades como desmontaje completo, inspecciones a fondo, cambio de rodamientos, cambio de aceite de multiplicadora y reapriete absoluto de tornillería. Estas tareas pueden requerir la contratación de empresas especializadas para trabajos específicos.

Registro y documentación:

Es esencial llevar un registro detallado de todas las medidas de parámetros realizadas en cada seguimiento de mantenimiento. Estos registros deben incluir información sobre las tareas realizadas, los resultados obtenidos, las anomalías detectadas y las acciones correctivas tomadas. Un informe completo y detallado permitirá un seguimiento preciso de la condición y el rendimiento del aerogenerador a lo largo del tiempo.

Importancia del informe de mantenimiento:

El informe de mantenimiento es una pieza fundamental en el proceso. Debe registrar todas las tareas realizadas, las observaciones de parámetros, las anomalías encontradas y las acciones tomadas. Este informe proporciona una base para el análisis posterior y permite tomar decisiones informadas sobre el mantenimiento y las reparaciones necesarias. Sin un informe adecuado, la efectividad del mantenimiento disminuye considerablemente.

Adaptación de los seguimientos al entorno y condiciones:

Es importante adaptar los seguimientos de mantenimiento al entorno en el que opera el aerogenerador. Esto significa considerar factores como las condiciones climáticas, los patrones de viento y la producción de energía. Las tareas de mantenimiento deben programarse en momentos estratégicos que minimicen el impacto en la producción de energía y maximicen la eficacia del mantenimiento.

El mantenimiento efectivo de aerogeneradores en parques eólicos marinos es crucial para asegurar su rendimiento, seguridad y vida útil. Un plan detallado de mantenimiento se presenta, abordando sistemas clave como el aerogenerador, cimentación, plataforma, amarre, cable submarino y subestación eléctrica. El plan se organiza en gamas de mantenimiento que varían en frecuencia, desde tareas diarias hasta inspecciones cada 4 años. Estas tareas cubren ajustes, inspecciones y reemplazos

de componentes cruciales. La atención constante a la integridad mecánica y eléctrica, así como a la seguridad y el medio ambiente, es esencial para garantizar una operación confiable y sostenible. En resumen, el plan busca maximizar la eficiencia y durabilidad de los aerogeneradores mientras se minimizan los riesgos y se logra un retorno óptimo de la inversión, la cual se muestra a continuación:

SISTEMA AEROGENERADOR			
Sistema de orientación	semestral	Anual	4 años
Ajuste del freno activo orientación		x	
Ajuste juego corona-piñón orientación	x		
Ajuste juego patines radiales orientación		x	
Cambio de manguitos hidráulicos			x
Cambio pastillas freno activo orientación			x
Engrase bulón guiado pastillas orientación	x		
Engrase de la corona y piñón orientación	x		
Engrase en pista y patines axiales orientación	x		
Verificar ausencia de desgastes anormales en patines y zapatas orientación		x	

Verificar ausencia desgaste y/o holguras en patines radiales		x	
Verificar ausencia pérdidas en manguitos hidráulicos		x	
Verificar correcta operación motores orientación		x	
Verificar correcto estado pista orientación		x	
Verificar correcto estado y holguras de la corona y piñón orientación	x		
Verificar correcto funcionamiento del freno activo orientación	x		
Verificar correcto funcionamiento/estado	x		

Freno Mecánico	semestral	Anual	4 años
Cambio de manguitos hidráulicos			x
Cambio de pastillas del freno mecánico			x
Verificar correcto estado y funcionamiento freno páking		x	

Sistema hidráulico	semestral	Anual	4 años
Ajuste de presiones hidráulicas		x	
Cambios acumuladores hidráulicos			x
Sustitución del aceite hidráulico			x
Verificar correcto estado líquido hidráulico, nivel y limpieza filtro	x		
Verificar correcto funcionamiento motores y bombas hidráulicas	x		
Verificar presión acumuladores hidráulicos	x		

Sistema eléctrico y de control	semestral	Anual	4 años
Reapriete tornillería de conexiones de potencia		x	

Reapriete tornillería de los cuadros eléctricos	x		
Verificar correcto estado de la celda MT		x	
Verificar correcto estado del transformador		x	
Verificar correcto funcionamiento contactores auxiliares		x	
Verificar correcto funcionamiento protecciones		x	
Verificar correcto funcionamiento sensores	x		
Verificar correcto funcionamiento sistema de control		x	
Verificar estado de los cables		x	
Verificar limpieza interruptor estator		x	

Generador eléctrico	semestral	Anual	4 años
Alineación del generador		x	
Cambio escobillas anillos rozantes			x
Engrase rodamientos generador		x	
Verificación pares conexiones estator del generador		x	
Verificación pares conexiones rotor del generador		x	
Verificar anillos rozantes	x		
Verificar correcto funcionamiento y ausencia de ruidos y vibraciones	x		
Verificar intercambiador de calor y ventilación	x		
Verificar rodamientos generadores	x		

Multiplicadora	semestral	Anual	4 años
Aceite: análisis, fugas y nivel		x	
Alineado, ruidos y vibraciones		x	
Apriete y holguras de amortiguador		x	
Aspecto rodamientos y engranajes		x	

Comprobar superficie de frenos. Sustituir en caso necesario		x	
Limpiar disco freno		x	
Sistema de refrigeración: bomba aceite, fugas circuito, válvulas y ventilador		x	

Armario de potencia	semestral	Anual	4 años
Reapriete conexiones eléctricas de potencia	x		
Verificar correcta operación ventiladores		x	
Verificar correcto estado superficies interiores/exteriores	x		
Verificar limpieza filtros de aire		x	
Verificar temperatura de conexiones		x	

Sistema pitch	semestral	Anual	4 años
Cambio aceite caja de cambios pitch			x
Cambio cargador caja baterías			x
Cambio de baterías			x
Cambio escobillas anillos rozantes			x
Cambio ventilador CPU			x
Cambio ventilador motor pitch			x
Engrase corona-piñón caja de cambios pitch		x	
Engrase rodamientos motor pitch		x	
Engrase rodamientos pitch (palas)		x	
Verificar correcto estado anillos rozantes	x		
Verificar correcto estado baterías		x	
Verificar correcto estado caja baterías	x		
Verificar correcto estado caja CPU	x		
Verificar correcto estado motores pitch		x	

Verificar correcto estado rodamientos caja de cambios pitch	x		
Verificar correcto estado ventilador CPU	x		
Verificar correcto estado y operación	x		

Palas	3 meses	semestral	anual
Comprobar estado de los rodamientos y lubricación	x		
Comprobar posibles deterioros y grietas en las palas, especialmente en el borde de ataque	x		
Fisuras y tornillos soporte cono del buje		x	
Pares de apriete rodamientos pala-buje		x	

Convertidor de frecuencia	semestral	Anual	4 años
Cambio filtros de aire			x
Cambio ventilaciones refrigeración aire			x
Limpieza radiadores			x
Reapriete conexiones eléctricas de potencia			x
Verificar conexiones eléctricas de control/potencia auxiliar		x	
Verificar conexiones eléctricas de potencia		x	
Verificar correcta operación ventiladores		x	
Verificar correcto estado soporte mecánico		x	
Verificar correcto estado superficies interiores/exteriores	x		
Verificar estanqueidad/aletas salida aire		x	
Verificar limpieza filtros de aire		x	
Verificar limpieza radiadores		x	
Verificar medida resistencias		x	

Rotor	3 meses	semestral	anual
Aprietes y holguras cajas rodamientos de palas		x	
Comprobación alineación eje principal		x	
Engrase rodamiento eje principal		x	
Fisuras y tornillos soporte cono del buje		x	
Pares de apriete rodamientos pala-buje.		x	
Retenes y engrases rodamientos palas		x	
Uniones rotor y eje principal		x	
Sistema de refrigeración	3 meses	semestral	anual
Comprobación del funcionamiento y estado de los ventiladores	x		
Evacuación y filtros de aire	x		
Flujo de aire y circulación el mismo para refrigeración general	x		
Revisión de los intercambiadores de calor en generador y multiplicador	x		

Eje alta velocidad	3 meses	semestral	anual
Freno: Desgaste, fisuras y alabeos.		x	
Rodamientos		x	
Sistema hidráulico freno: aceite, fugas, precarga. Prueba función		x	
Uniones cardan, juntas y engrases.		x	

Disipador de carga	3 meses	semestral	anual
Comprobar correcto funcionamiento (ruido, vibración,)		x	
Comprobar estado de cable y conexión eléctricas.		x	
Limpiar exterior del equipo		x	
Reapriete de tornillos de anclaje.		x	

Sistema de cambio de paso	3 meses	semestral	anual
Comprobación de sistema hidráulico / servomotores		x	
Comprobar ajustes: señal y rango entre extremos.		x	
Prueba de carrera: carga, puntos duros, etc.		x	
Torre meteorológica	3 meses	semestral	anual
Apriete de tornillería de toda la torre		x	
Comprobación del estado de las balizas autónomas		x	
Comprobación del estado de los sensores meteorológicos (anemómetros, veletas,)		x	
Inspección del sistema de protección antidescargas señalización aérea		x	
Mantenimiento de la línea de vida		x	
Sistema de amarre y fondeo de la torre		x	

Tabla 10 Plan mantenimiento Sistema aerogenerador. Fuente: propia

SISTEMA CIMENTACIÓN

Torre y base monopilotes	semestral	Anual	4 años
Apriete de tornillería	x		
Limpieza		x	
Verificar correcto estado estructura	x		

Tabla 11 Plan mantenimiento Sistema cimentación. Fuente: propia

SISTEMA PLATAFORMA

Sistema de fondeo	3 meses	semestral	anual
Comprobación del correcto estado de los diferentes conjuntos de anclajes al fondo marino. (anclas, cadenas.)		x	
comprobar estado de corrosión de los materiales	x		
Reapriete de tornillos fijadores		x	
Revisar las líneas de anclaje y sus esfuerzos		x	

Plataforma flotante y torre	3 meses	semestral	anual
Comprobación de decoloraciones y rugosidades		x	
Comprobar estado de los pernos	x		
Corregir puntos de oxidación	x		
Limpieza exterior	x		

Observar ausencia de ruidos y vibraciones		x	
Realizar apriete de los pernos	x		
Revisar estado general. Comprobar ausencia de daños y estado superficial	x		
Revisar los sistemas de conexión de la plataforma con el sistema de fondeo	x		

Tabla 12 Plan mantenimiento Sistema plataforma. Fuente: propia

SISTEMA AMARRE+ ANCLAJE

Sistema de fondeo	3 meses	semestral	anual
Comprobación del correcto estado de los diferentes conjuntos de anclajes al fondo marino. (anclas, cadenas.)		x	
comprobar estado de corrosión de los materiales	x		
Reapriete de tornillos fijadores		x	
Revisar las líneas de anclaje y sus esfuerzos		x	

Tabla 13 Plan mantenimiento Sistema amarre+anclaje. Fuente: propia

SISTEMA CABLE SUBMARINO

Línea de transmisión y protección contra rayos	semestral	Anual	4 años
Cambio escobillas protección rayos		X	
Verificar continuidad		X	
Verificar correcto estado		X	

Tabla 14 Plan mantenimiento Sistema cable submarino. Fuente: propia

SISTEMA SUB-ESTACIÓN ELÉCTRICA

Subestación eléctrica	3 meses	Anual	4 años
Limpieza de transformadores		X	
Comprobación de interruptores y seccionadores		X	
Revisar descargadores de sobretensión (pararrayos)		X	
Revisión de trafos de corriente y tensión	X		
comprobación del estado de la aparamenta y fusibles	X		
Pruebas del sistema de medición y control	X		
Alimentación para los sistemas de comunicación y estado de las líneas	X		
Estado de los buses (barras correctoras)		X	
Comprobación de los servicios auxiliares de la S/E		X	
Revisar instalación eléctrica e iluminación		X	

Comprobar la puesta a tierra y sistemas de apantallamiento		x	
Otros componentes como cables, reconectores, celdas de media tensión, bandejas porta cables, terminales, etc.		x	

Tabla 15 Plan mantenimiento Sistema subestación eléctrica. Fuente: propia

2.8. Parámetros económicos

2.8.1. Introducción

Este proyecto de investigación se enfoca en realizar un análisis técnico-económico y de operación de los parques eólicos marinos flotantes. Para comprender el contexto global, es esencial explorar la gestión económica integral de proyectos. En este sentido, se considerarán los parámetros fundamentales del ciclo de vida de los proyectos, tales como el coste de capital (CAPEX), que abarca los gastos iniciales de inversión; el coste de operación y mantenimiento (OPEX), que incluye los gastos recurrentes durante la fase operativa; y el coste de desmantelamiento (DECEX), que contempla las acciones necesarias al final del ciclo de vida del proyecto, según (*Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy - 04 May 2018.*).

Enfocándonos en el OPEX, este estudio se sumerge específicamente en los costes asociados con la operación y el mantenimiento de los parques eólicos marinos flotantes. Este análisis detallado permitirá comprender a fondo las implicaciones económicas y técnicas de esta fase particular en el ciclo de vida de los proyectos.

En el ámbito empresarial y de gestión, *Operational Expenditure* (OPEX) se refiere a los costes operativos regulares necesarios para el mantenimiento diario y la gestión de una instalación o sistema. Estos costes son esenciales para garantizar la continuidad de las operaciones y no incluyen inversiones de capital a largo plazo.

Los costes operativos pueden derivarse de diversas áreas, como salarios del personal, mantenimiento regular, costes de energía, seguros y otros gastos recurrentes. En proyectos de energía, como los parques eólicos, el OPEX abarca todos los costes

asociados con la operación, el mantenimiento y la gestión continua después de la fase de construcción.

2.8.2. OPEX en parques eólicos marinos fijos

En los proyectos europeos actualmente en ejecución, se busca indagar más acerca de los parámetros que inciden en el nivel de OPEX en los parques eólicos marinos de Europa. La obtención de detalles sobre cómo el análisis de OPEX/MW y OPEX/MWh distingue entre parques eólicos con rendimiento favorable y desfavorable. Se tiene el propósito de conocer qué otros análisis de referencia según (*[Actualización 2022] OPEX Benchmark PEAK Wind, 2022*), de este modo poder comprender acerca de esta medida.

Según los datos obtenidos en (*[Actualización 2022] OPEX Benchmark PEAK Wind, 2022*), existen disparidades notables en los niveles de OPEX entre países, motivadas por diversos factores. La distancia entre el parque eólico y su puerto de operación y mantenimiento se erige como un indicador del nivel de OPEX/MW. Se ha observado una reducción del 15% en el OPEX por MWh producido durante los últimos cinco años, abarcando el periodo de 2015 a 2020, para el conjunto de la industria. Los parques eólicos que emplean aerogeneradores de accionamiento directo presentan un gasto anual promedio aproximadamente un 9,3% superior en comparación con los emplazamientos que utilizan aerogeneradores de engranajes por MW/año. El OPEX promedio de los cinco sitios con peor desempeño, medido en términos de OPEX/MW/año, es más de dos veces mayor que el de los cinco sitios con mejor rendimiento. Asimismo, el OPEX promedio de la empresa con el peor rendimiento es más del doble en comparación con el promedio del mercado. En términos generales, los proyectos alemanes registran el OPEX más elevado entre los cinco países incluidos en el análisis, incluso después de ajustar las diferencias en el régimen.

En contraste con la evaluación de los gastos de inversión (CAPEX), la evaluación de los costes relacionados con la Operación y Mantenimiento (OPEX) para asegurar el

funcionamiento eficiente de las instalaciones eólicas marinas se encuentra en una etapa inicial. Esto se debe a la falta de experiencias comparativas a largo plazo, que es consecuencia de la tecnología en esta área aún en desarrollo. Según se presenta en la Figura 16, se proyecta que los costes OPEX para este tipo de instalaciones experimentarán reducciones de aproximadamente el 2% anual por MW instalado en la próxima década.

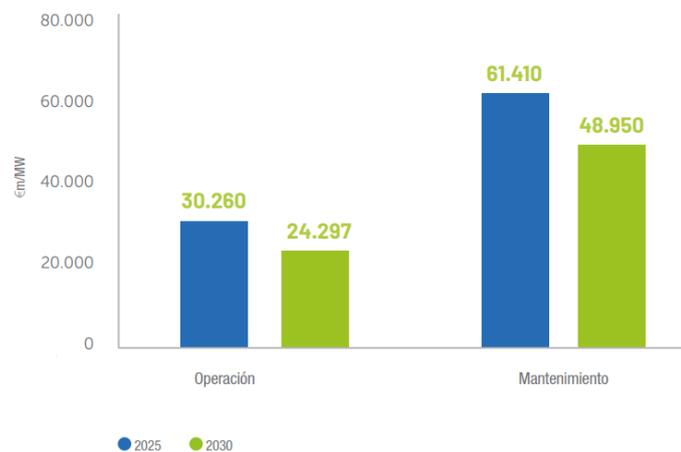


Figura 30 Comparativa OPEX (€/MW) 2025-2030 de una instalación eólica marina de cimentación fija de 500 MW (Millones de euros/MW instalado). Fuente: BVG Associates/Catapult – Wind Farm Costs y Wood Mackenzie – Global Bottom-fixed offshore wind operations and maintenance 2021

Esta disminución se atribuirá principalmente a las economías de escala y a mejoras en la eficiencia tecnológica, abarcando desde la reducción de fallos hasta la disminución de paradas técnicas, lo que permitirá reducir la frecuencia de los servicios de operación y mantenimiento. Para lograr estos avances, será esencial enfocar esfuerzos sustanciales en Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i) con el objetivo de alcanzar la reducción de costes y la optimización tecnológica. Esto implica la reducción de procesos productivos costosos y la mejora continua de las operaciones, promoviendo así el desarrollo de una tecnología más avanzada.

2.8.3. OPEX en parques eólicos marinos flotantes

En lo referente a los parques flotantes, la literatura disponible es escasa debido a la limitada operatividad de parques eólicos marinos flotantes en funcionamiento. Por

consiguiente, los costes asociados al gasto operativo (OPEX) que han sido divulgados son indicativos y carecen de una base amplia de datos. Se anticipa que el OPEX será significativamente superior en comparación con los aerogeneradores de plataforma fija, atribuido a los mayores costes vinculados al mantenimiento de la plataforma flotante, sistemas de amarre y anclaje, así como un aumento en los desembolsos destinados a embarcaciones.

De acuerdo con (Schallenberg Rodríguez & Inchausti Sintés 2021), se estima que el componente más costoso dentro del OPEX de parques flotantes radica en el mantenimiento de los aerogeneradores, representando un 42% del total. Este aspecto es seguido de cerca por los gastos asociados a la logística, tanto en tierra como en el mar, con un 41%. El resto de los gastos se distribuyen entre el mantenimiento de las subestructuras, sistemas de amarre y anclaje (8%), gastos administrativos (6%), y el mantenimiento del sistema eléctrico, abarcando cableado y subestaciones (3%). En este contexto, se proyecta un coste anual de 131 k€/MW.

Según los datos proporcionados en (*WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2019*, s. f.), la flota eólica flotante en Europa se posiciona como la más extensa a nivel mundial, representando el 70% del total con una capacidad de 45 MW al cierre de 2019. Entre las instalaciones destacadas se encuentran Hywind Demo (2,3 MW), SeaTwirl S1 (0,3 MW), Hywind Scotland (30 MW), Floatgen (2 MW), Kincardine Pilot (2 MW) y Windfloat Atlantic Fase 1 (25,2 MW).

Durante el periodo de junio a octubre de 2019, se llevó a cabo con éxito la prueba del prototipo innovador Wind2Power a escala 1:6, con una capacidad de 200 kW, como parte del proyecto WIP10+ financiado por fondos europeos. Estos proyectos de demostración exploraron diversos conceptos flotantes con el objetivo de optimizar costes y superar desafíos previos de alto nivel, con ejemplos notables como DemoSATH (SAITEC), TetraSpar (Stiesdal), SeaTwirl S2 (SeaTwirl), Eolink (Eolink), así como proyectos de la Unión Europea como FLOTANT y X1Wind.

Aunque estos proyectos ya han sido concluidos, los próximos tres años prometen un significativo aumento en la capacidad de la flota eólica flotante, con la implementación de nuevos proyectos planificados en el Reino Unido, Francia, Noruega y Portugal. Los proyectos precomerciales para este período variarán entre 24 MW y 88 MW (ver tabla 4), con un tamaño medio cuatro veces mayor (35 MW) en comparación con las instalaciones de los últimos cinco años.

COUNTRY	WIND FARM	CAPACITY (MW)	FLOATER TYPE	TURBINES NUMBER AND MODEL	EXPECTED COMMISSIONING DATE ⁵
Portugal	Windfloat Atlantic Phase 1	25.0	Semi-sub	3 x V164-8.4 MW (MHI Vestas)	2020 ⁶
France	EolMed	24.0	Barge	4 x 6.2M152 (Senvion)	2021/2022
	Provence Grand Large	28.5	TLP	3 x V164-9.5MW (MHI Vestas)	2021
	EFGL	30.0	Semi-sub	3 x V164-10.0 MW (MHI Vestas)	2022
	Eoliennes Flottantes de Groix	28.5	TLP	3 x V164-9.5MW (MHI Vestas)	2022
UK	Kincardine	50.0 ⁷	Semi-sub	5 x V164-9.5MW (MHI Vestas)	2021
Norway	Hywind Tampen	88.0	Spar-buoy	11 x SG 8.0-167 DD (SGRE)	2022

Tabla 16 Parques eólicos flotantes entrarán en funcionamiento en los próximos tres años. Fuente: WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2019, s. f.

Con la conclusión exitosa de proyectos de demostración y la planificación de nuevos proyectos, la flota eólica flotante en Europa experimenta un aumento proyectado en capacidad. Estos avances indican posibles mejoras en la eficiencia operativa y economía de escala, contribuyendo a la reducción continua de los costes operativos en comparación con instalaciones anteriores. Si bien estos resultados proporcionan una visión preliminar, es esencial reconocer la necesidad de más estudios y datos operativos para refinar y validar estas proyecciones. En consecuencia, se evidencia la importancia de una mayor investigación y experiencia práctica para comprender de manera más completa y precisa los costes operativos asociados a los parques eólicos marinos flotantes.

Algunos de estos componentes de costes pueden estimarse con relativa facilidad. Para seguros y regulares mantenimientos, es posible obtener contratos estándar que cubran una parte considerable de la vida útil total del parque eólico. Por el contrario, los costes de reparación y repuestos relacionados son mucho más difícil de predecir. Y aunque todos los componentes de costes tienden a aumentar a medida que el aerogenerador se vuelve mayor, los costes de reparación y repuestos están particularmente influenciados por la edad del aerogenerador, comenzando bajo y aumentando con el tiempo. Las estimaciones de los costes de operación y mantenimiento aún son inciertas, especialmente hacia el final de la vida útil del aerogenerador. Sin embargo, se puede extraer una cierta cantidad de experiencia de aerogeneradores más antiguos existentes.

Se proyecta un notable aumento en la capacidad total en Europa como muestra la figura 17, para los próximos cinco años, alcanzando los 129 GW, donde la energía eólica terrestre contribuirá con 95 GW (74%), mientras que 34 GW se instalarán en alta mar, incluyendo hasta 500 MW destinados a la energía eólica marina flotante, como Hywind Tampen y proyectos iniciales en Francia y el Reino Unido.

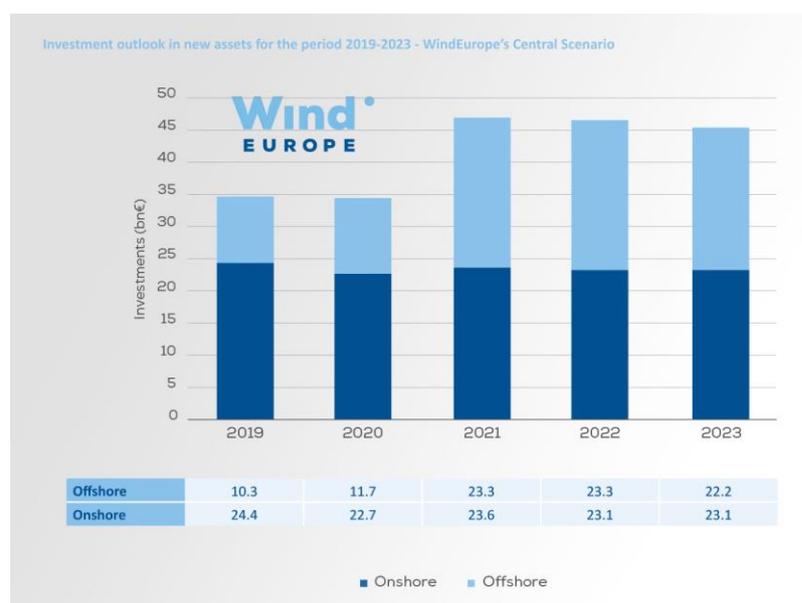


Figura 31 Nuevas instalaciones en Europa – Escenario centra. Fuente: Wind energy in Europe - 2022 Statistics and the outlook for 2023-2027

Al comparar los costes operativos (OPEX) entre la energía eólica marina y la terrestre, surgen diferencias significativas. Los parques eólicos marinos, al enfrentar condiciones ambientales más desafiantes y complejidades logísticas, históricamente han tenido OPEX más altos que sus contrapartes terrestres. Sin embargo, la incursión de la energía eólica marina flotante, representada por proyectos como Hywind Tampen, introduce una dinámica diferente.

La eólica marina flotante, al beneficiarse de avances tecnológicos y aprendizajes acumulados, busca mejorar la eficiencia operativa y reducir costes. Aunque inicialmente puede haber una brecha en los costes operativos en comparación con la eólica terrestre, la eólica marina flotante representa una oportunidad de transformación en la eficiencia operativa, aunque inicialmente pueda implicar costes mayores. La evolución de estos costes dependerá en gran medida de la capacidad de la industria para superar desafíos técnicos y optimizar procesos a lo largo del tiempo.

2.9. Justificación del estudio

A medida que este sector emergente experimenta una evolución en el campo de los parques eólicos marinos, resulta evidente que existe una brecha significativa en el estado de madurez de los parques eólicos marinos flotantes en comparación con los de cimentación fija. Esta diferencia ha generado incertidumbre en la estimación precisa de los costes de operación y mantenimiento (O&M). Es bien conocido que los parques eólicos marinos flotantes, debido a la complejidad de su tecnología y las dificultades de acceso, generalmente presentan costes de mantenimiento más elevados en comparación con sus contrapartes de cimentación fija.

No obstante, este panorama plantea una oportunidad sustancial para la investigación y el análisis crítico en el campo. Se reconoce que los avances continuos en la tecnología y la acumulación progresiva de experiencia en la operación y mantenimiento de parques eólicos marinos pueden potencialmente conducir a una reducción sustancial en los costes de mantenimiento en el futuro. Esta dinámica evolutiva, aunque prometedora, también

subraya la necesidad de estudios más específicos y detallados para comprender plenamente los factores que influyen en la variabilidad de los costes de operación y mantenimiento de los parques eólicos marinos flotantes.

Bajo estas circunstancias, se pone de manifiesto la importancia primordial de la presente investigación como un paso clave para abordar esta falta de claridad y proporcionar una evaluación íntegra y completa de los gastos de operación y mantenimiento en el ámbito de los parques eólicos marinos flotantes. Se busca, por lo tanto, llenar este vacío de conocimiento y contribuir a un entendimiento más sólido y fundamentado de la viabilidad económica y técnica de los parques eólicos marinos flotantes, así como identificar posibles estrategias para optimizar la eficiencia y reducir los costes a largo plazo. Mediante un enfoque riguroso y analítico, se busca aportar una perspectiva integral que pueda ser valiosa para la toma de decisiones y el desarrollo estratégico en el sector de la energía eólica marina flotante.

CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA

3.1. Introducción

La operación y mantenimiento (O&M) de parques eólicos marinos es esencial para garantizar su rendimiento y vida útil. Sin embargo, esta fase enfrenta desafíos únicos debido a la exposición a ambientes marinos y la complejidad de los componentes involucrados. En este contexto, el presente trabajo se enfoca en desarrollar una metodología analítica y de toma de decisiones para optimizar la O&M de parques eólicos marinos, específicamente centrándose en la tipología de un parque eólico marino flotante, para ello, se tendrá en cuenta el análisis del coste de operación y mantenimiento.

Se efectúa la viabilidad de la herramienta de costes con la implantación de un parque eólico marino, realizando un análisis económico con el cual, se estudiarán las oportunidades y la generación de valor de esta fuente a medio- largo plazo.

El análisis del estado actual de la operación y mantenimiento de parques eólicos marinos es fundamental para comprender las prácticas existentes, las tendencias emergentes y los problemas actuales. Este análisis examina investigaciones previas, informes técnicos y casos de estudio relevantes en la industria. A través de esta revisión literaria, se obtiene una visión panorámica que informará el diseño de la metodología propuesta.

La singularidad del trabajo radica en la escasez de información existente sobre la optimización de la operación y mantenimiento (O&M) de parques eólicos marinos flotantes. Nos proponemos llenar este vacío mediante el desarrollo de una metodología analítica y de toma de decisiones que aborde las complejidades específicas de este tipo de parques. La falta de estudios previos en esta área específica resalta la innovación del enfoque, ya que nos embarcamos en la creación de un marco que no solo llena un vacío de conocimiento, sino que también introduce nuevas perspectivas y soluciones para los desafíos únicos asociados con la O&M en entornos marinos.

Para lograr una comprensión más precisa en el marco de nuestra metodología de trabajo, descompondremos la herramienta a utilizar en distintas fases. De este modo, podremos explicar de manera detallada y paso a paso su funcionamiento dentro del contexto específico de nuestro enfoque metodológico en la siguiente figura a continuación:

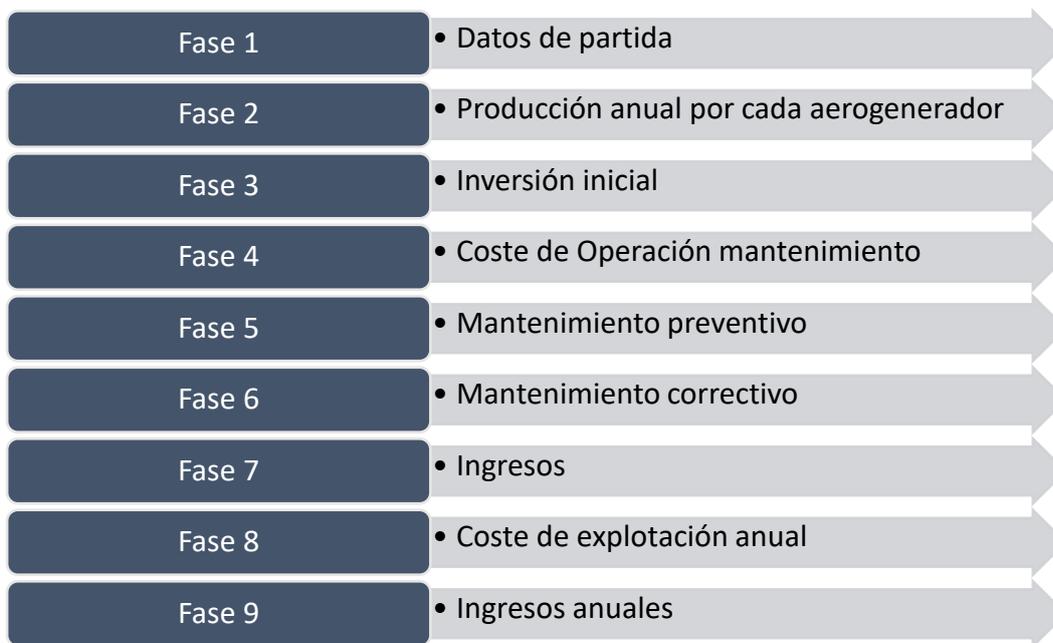


Figura 32 Fases de la herramienta de costes de O&M en parques eólicos marinos. Fuente: propia

3.2. Fase 1: Datos de partida

La efectiva evaluación de los costes de operación y mantenimiento en parques eólicos marinos flotantes requiere una comprensión detallada de los datos de entrada clave. A su vez, datos relativos que influyen en la gestión estratégica y la planificación a largo plazo. Se utilizan datos generales del aerogenerador como también datos del emplazamiento como, simulados de viento provenientes de puntos SIMAR de PdE, se garantiza su fundamentación en recopilaciones reales mediante boyas, asegurando una evaluación precisa del recurso eólico para nuestro análisis de costes.

3.2.1. Características técnicas del parque eólico marino flotante

En esta sección, se consolida la información teórica previamente recopilada en secciones anteriores y se profundiza en el estudio del terreno para determinar una

serie de parámetros fundamentales. Estos parámetros de entrada a introducir en la herramienta incluyen:

- Potencia nominal (MW).
- Diámetro de rotor (m).
- Área barrida (m²).
- Número de palas.
- Altura de la góndola (m).
- Velocidad del viento nominal (m/s).
- Velocidad de viento de entrada (m/s).
- Velocidad de viento de bloqueo (m/s).
- Coeficiente de potencia.
- Número de aerogeneradores en el parque.
- Años de vida de parque (años).
- Garantía de mantenimiento (años).
- Delimitación del Área Geográfica: Identificaremos y definiremos con precisión el área geográfica.

3.3. Fase 2: Producción anual

Ya definida el área con sus variables de emplazamiento y tipo de aerogenerador con cada uno de sus parámetros, la herramienta calculará automáticamente la producción anual según la potencia instalada teniendo la potencia nominal del parque eólico por el número de horas al año.

Se obtiene, además, la representación gráfica de la potencia de un aerogenerador, conocida como la curva de potencia, que no solo ofrece una visión detallada de la energía eléctrica disponible a diferentes velocidades del viento, sino que también proporciona información crucial sobre el rendimiento del aerogenerador. Este rendimiento se evalúa mediante un factor de reducción, el cual indica si el aerogenerador opera dentro de los márgenes habituales establecidos en los parques eólicos marinos europeos. Además, al

observar la curva de potencia específica del tipo de aerogenerador seleccionado, se pueden identificar las velocidades de viento en las que el aerogenerador alcanza su rendimiento óptimo. Este análisis detallado se muestra de manera gráfica en la figura 33, brindando así una comprensión completa del comportamiento del aerogenerador en diversas condiciones de viento.



Figura 33 Curva de potencia SG 8.0-167 DD

Además, en esta sección, llevaremos a cabo una evaluación de la generación de energía en el parque mediante la utilización de información sobre la velocidad del viento, la curva de potencia, la distribución de Weibull, entre otros datos relevantes.

VARIABLES
A
K
Gamma (1+3/k)
Velocidad media viento (m/s).
Densidad del aire (Kg/m3)
Densidad de potencia (wh/m2)
Diámetro palas (m).
Área barrida (m2)
Velocidad límite inferior viento (m/s).
Velocidad limite máxima viento (m/s).
Tiempo anual (h).
Energía potencial anual (GWh/año).

Tabla 17 Variables emplazamiento). Fuente: propia

La siguiente tabla 18 "Potencia generada en el parque" muestra con un ejemplo, de una forma gráfica la segunda fase de la herramienta, la cual, proporciona una visión detallada de la producción de energía eléctrica de un parque eólico en función de la velocidad del viento. A continuación, se presenta una explicación de los puntos clave de esta tabla:

- Velocidad del Viento (m/s): Esta columna enumera las diferentes velocidades del viento que se encuentran en el emplazamiento del parque eólico, medidas en metros por segundo.
- Frecuencia (%/100): Indica la frecuencia relativa de cada velocidad del viento. Esta frecuencia se expresa en porcentaje respecto al total de horas en un año. Por ejemplo, cuando la velocidad del viento es de 4 m/s, esta velocidad se experimenta aproximadamente en el 5.8% del tiempo durante todo el año.
- Número de horas al año (h): Esta columna muestra cuántas horas al año se experimenta cada velocidad del viento. Por ejemplo, la velocidad del viento de 4 m/s se experimenta durante 462.03 horas al año.
- Potencia de Aerogenerador (MW): Indica cuánta potencia eléctrica en megavatios (MW) genera un solo aerogenerador cuando opera a una velocidad de viento dada. A medida que la velocidad del viento aumenta, la producción de energía por aerogenerador también aumenta. Esto se debe a que los aerogeneradores pueden captar más energía cinética del viento a velocidades más altas.
- Producción de Aerogenerador (MWh/Año): Esta columna muestra la producción anual en megavatios para cada velocidad del viento. La producción anual es el resultado de multiplicar la potencia del aerogenerador (MW) por el número de horas al año a las que hace esa velocidad de viento.

En cuanto a la mayor producción de energía eléctrica ocurre cuando la velocidad del viento es más alta. En este caso, cuando la velocidad del viento alcanza los 8 m/s o más, la producción por aerogenerador es significativamente mayor, llegando a 2.4 MW o más. Esto significa que los aerogeneradores son más eficientes y generan más electricidad a velocidades de viento más altas.

La relación entre la velocidad del viento y la producción de energía se basa en la capacidad de los aerogeneradores para convertir la energía cinética del viento en electricidad. A velocidades más altas, el viento lleva más energía y, por lo tanto, los aerogeneradores pueden generar más electricidad. Sin embargo, cuando el viento es demasiado suave (por debajo de 3 m/s), los aerogeneradores no generan energía significativa, y cuando el viento es excesivamente fuerte (más de 25 m/s), pueden detenerse automáticamente para evitar daños.

A continuación, se explicará el procedimiento de esta fase en la herramienta con la siguiente tabla:

Velocidad del viento (m/s)	Frecuencia (%/100)	Número de horas al año(h)	Potencia aerogenerador (MW)	producción aerogenerador (MWh/ Año)
1	0,015	131,40	0	0,00
2	0,035	306,60	0	0,00
3	0,047	411,72	0	0,00
4	0,058	508,08	0,4	203,23
5	0,062	543,12	0,8	434,50
6	0,064	560,64	1,15	644,74
7	0,066	578,16	1,5	867,24
8	0,072	630,72	2,4	1513,73
9	0,078	683,28	3,2	2186,50
10	0,071	621,96	4	2487,84
11	0,071	621,96	5,2	3234,19
12	0,07	613,20	6,4	3924,48
13	0,068	595,68	6,93	4128,06
14	0,065	569,40	7,46	4247,72
15	0,058	508,08	8	4064,64
16	0,042	367,92	8	2943,36
17	0,025	219,00	8	1752,00

18	0,018	157,68	8	1261,44
19	0,015	131,40	8	1051,20
20	0	0,00	8	0,00
21	0	0,00	8	0,00
22	0	0,00	8	0,00
23	0	0,00	8	0,00
24	0	0,00	7,5	0,00
TOTAL	1	8760,00		34944,8664

Tabla 18 Potencia generada en el parque. Fuente: propia

Factor de capacidad teórico:

En el cálculo del número de horas al año, se consideran las 8760 horas anuales. Para determinar la producción total del aerogenerador (MWh/año), se utiliza el factor de capacidad, que representa cuántas horas a la potencia máxima (en este caso, 8 MW) equivaldrían a la producción total (34944,8664 MWh/año). Dividiendo esta cifra entre la potencia máxima, se obtiene un valor de 4368,11 que, al dividirse por las 8760 horas anuales, resulta en un factor de capacidad bruto del 50%.

Para obtener el rendimiento, partiendo del aerogenerador elegido y su potencia, esta se multiplicará por el número de aerogeneradores del parque, teniendo de esta manera la potencia nominal en (MW). Esta potencia nominal a su vez es multiplicada por las horas de funcionamiento del parque dando como resultado la potencia instalada, por otra parte, se consigue la potencia producida que será la total del aerogenerador en MWh/año multiplicada por el número de aerogeneradores del parque. Entonces teniendo estos dos datos nuestro rendimiento será la potencia producida dividida entre la instalada multiplicada por 100, en este caso de ejemplo sería un rendimiento del 40,86%, el cual se encuentra dentro de los márgenes habituales dentro de los parques eólicos marinos europeos, y está muy por encima del rendimiento de los parques terrestres, que, en estos momentos disponen de rendimientos del orden del 30%.

Las pérdidas, que se abordarán posteriormente, se excluyen en este cálculo inicial.

Factor de capacidad real:

La estimación de producción proporcionada antes se fundamenta esencialmente en una proyección teórica, sin tener en cuenta posibles pérdidas. Se asume que el aerogenerador opera sin inconvenientes técnicos, sin ser afectado por turbulencias ni experimentar pérdidas debidas a las infraestructuras eléctricas del parque. No obstante, esta premisa carece de lógica, ya que diversas variables pueden influir en la producción del parque. A continuación, se detallan las más comunes.

- Las pérdidas del sistema eléctrico, que involucran la red eléctrica y otros elementos como transformadores, representan aproximadamente el 1,5-2% de la producción total del parque debido a la resistencia del cableado y las consiguientes pérdidas de calor (efecto Joule) (Ohlse, 2019).
- El efecto estela del viento contribuye a pérdidas por turbulencias y energía del viento después de pasar por los álabes del aerogenerador, siendo las más significativas en los parques eólicos. Estas pérdidas, dependientes de la geometría y la separación entre aerogeneradores, varían entre 7-12% (Ohlse, 2019; Schallenberg Rodríguez & García Montesdeoca, 2018).
- Las pérdidas por labores de operación y mantenimiento (O&M) representan alrededor del 3% de la producción teórica y se originan al detener temporalmente los aerogeneradores para realizar mantenimiento (Ohlse, 2019).
- La pérdida por histéresis de altos vientos, que ocurre cuando el aerogenerador se detiene por seguridad y vuelve a conectar con una velocidad de viento inferior, puede alcanzar el 0,5% (Efecto Estela. 2013, 24 de junio. Pérdidas de energía en un parque eólico- Wordpress).
- Las pérdidas por no disponibilidad (averías), se estiman en un 3%, considerando que los aerogeneradores están en condiciones de servicio el 97% del tiempo (Ohlse, 2019).

La tabla siguiente presenta detalladamente cada una de las pérdidas consideradas, así como la media de pérdida tanto para el valor de las pérdidas en el sistema eléctrico como para las pérdidas debidas al efecto estela. Estas pérdidas, al sumarse, determinarán el valor total de la pérdida de producción.

Tipo de pérdida	Valor (%)
Sistema eléctrico	1,75
Efecto estela del viento	9,5
Labores de O&M	3
Histéresis	0,5
Averías	3
Total	17,75

Tabla 19 Tipo de pérdida- Valor (%). Fuente: propia

En términos generales, las pérdidas medias en parques eólicos marinos se estiman en aproximadamente un 13%, según algunas investigaciones como la realizada por Liane Ohlse (2019). Otros estudios, como el de Koch, Alejandro, Jacobsen y Henrik (2019), sugieren que estas pérdidas rondan el 10%. No obstante, en el contexto de este trabajo de investigación, se ha calculado un 4,75% adicional de pérdidas. Esta cifra se determinó con el objetivo de reflejar con mayor precisión los costes reales, considerando todas las posibles pérdidas a lo largo de la vida útil del parque eólico marino flotante.

Para determinar la producción real, se ha calculado multiplicando la producción teórica anual del aerogenerador en MWh por el factor que resulta de sumar las pérdidas porcentuales. Luego, este resultado se ha restado de la producción teórica, obteniendo así la producción real, que se estima en MWh/año.

3.4. Fase 3: Inversión inicial

En este punto, teniendo los datos de partida y de salida, la herramienta también proporciona los costes de inversión de cada uno de los sistemas del parque eólico descritos en el estado del arte en el apartado 2.2.3 “Componentes principales de sistema de energía eólica marina flotante”. Cabe destacar que, aunque este apartado no es uno de los objetivos del trabajo, la herramienta de igual forma proporcionara esta fase (CAPEX) para

dar un orden de magnitud sobre los costes de inversión inicial que requiere un parque eólico marino flotante.

Para los costes de inversión inicial del aerogenerador son los referidos a los aerogeneradores montados en el parque y se componen por la adquisición de las torres, góndolas, palas, sistema eléctrico y todos los mecanismos asociados a los mismos, así como la instalación en el emplazamiento. Estos costes son de gran relevancia pues significan aproximadamente un 42% de la inversión total del proyecto. Para realizar una estimación precisa, los costes unitarios se fundamentan en la información proporcionada por (Sciencedirect en 2014) y (Guidetoanoffshorewinfarm en 2021).

CA: Es el coste del aerogenerador en miles de euros

A esto hay que añadir un 5% para la instalación de los elementos mecánicos e hidráulicos y un 10% para la de los componentes eléctricos y cableado.

SISTEMA AEROGENERADOR: TORRE + AEROGENERADOR	Unidad
Número de aerogeneradores	Uds.
Potencia nominal (PN), del aerogenerador (MW).	MW
Coste unitario ($CA=1374*PN*0,8$). (1000*euros)	€
Montaje equipos mecánicos/hidráulicos (5% CA).	€
Montaje y conexión equipos eléctricos (10% CA).	€
Precio unitario total aerogenerador (euros)	€
TOTAL	€

Tabla 20 Costes inversión inicial aerogeneradores. Fuente: Propia.

Para los costes de inversión inicial de las plataformas flotantes y anclajes, serán los costes derivados de la construcción, montaje y del anclaje de los aerogeneradores, es también de una gran relevancia, sobre todo en este caso en que trabajaremos en profundidades por encima de los 100m.

PLATAFORMAS FLOTANTES Y ANCLAJES	Unidades
Número de plataformas	Uds.
construcciones unitarias	€
Montaje y anclaje unitario	€
Total, por plataforma	€/MW
TOTAL	€

Tabla 21 Costes inversión inicial plataformas flotantes y anclajes. Fuente: propia.

Para los costes de inversión inicial de la subestación e instalación eléctrica, incorpora:

- Cables de interconexión entre aerogeneradores y subestación *offshore*: euros/m.
- Cable de evacuación de la energía hacia la subestación de la red de distribución terrestre: euros/m.
- Subestación eléctrica *offshore*.

El coste viene dado por la ecuación:

$$CS = 1374 P^{0,682} \quad (10)$$

Donde:

- CS: Coste de la Subestación en miles de euros.
- P: Potencia instalada del parque eólico.

SUBESTACIÓN E INSTALACIÓN ELÉCTRICA	Unidades
Número de subestaciones <i>offshore</i>	Uds.
Potencial nominal (P), del parque eólico. (MW)	MW
Coste unitario (CS= $1374 \cdot P^{0,682}$). (1000*euros)	€
Cables Aerog. /Subes. (500m*20A*558E). (euros)	€
Montaje cables (500m*20A*29E) (euros)	€
Cables Subes. /Tierra (17610m*850E) (euros)	€
Montaje cables (17610m*576E). (euros)	€
TOTAL	€

Tabla 22 Costes inversión inicial subestación e instalación eléctrica. Fuente: propia

Para el coste de inversión inicial de permisos, ingeniería y proyecto, incorpora:

Permisos licencia de obras, diseño, dirección y de proyecto:

Estos costes responden a todo lo que implica la obtención de las licencias previas de construcción, la planificación del proyecto, los estudios técnicos del mismo, así como la ingeniería de proyecto.

PERMISOS, INGENIERIA Y PROYECTO
Permisos y licencias (0,2% de Aerogenerador+Plataforma+Subestación). (euros)
Ingeniería y proyecto (1,8% de A+P+S). (euro)
TOTAL

tabla 23 Coste inversión inicial de permisos, ingeniería y proyecto. fuente: propia

De esta manera se obtiene la inversión total inicial, la cual es fundamental para comprender los costes de operación y mantenimiento asociados.

COSTES	UNIDAD
SISTEMA AEROGENERADOR: TORRE + AEROGENERADOR	€
PLATAFORMAS FLOTANTES Y ANCLAJES	€
SUBESTACION E INSTALACION ELECTRICA	€
PERMISOS, INGENIERIA Y PROYECTO	€
TOTAL	€

Tabla 24 Costes totales de inversión inicial

3.5. Fase 4: Coste de operación y mantenimiento

En el contexto de un trabajo de investigación sobre los costes de operación y mantenimiento de parques eólicos marinos flotantes, se lleva a cabo una estimación detallada de los costes involucrados. Estos costes se analizan en función de las mejores prácticas actuales y los precios estándar en el mercado europeo. Lo que permite una comprensión detallada de los componentes de los costes de operación y mantenimiento. Se examinan las tendencias y eficiencias en la industria eólica marina.

Se basa en fuentes como el artículo "Revisión de los componentes de costes de los parques eólicos marinos" de Angel G. Gonzalez-Rodriguez y el informe "Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España (2021)" de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) española.

Por su parte, el informe de la AEE evalúa el impacto económico del sector eólico en España, ofreciendo datos sobre el PIB, empleo e inversión. Destaca la relevancia de la energía

eólica como una fuente renovable crucial en el marco de la transición energética. Estos recursos proporcionan una base sólida para estimar y comprender los costes asociados a los parques eólicos marinos flotantes, lo que es esencial para la toma de decisiones informadas en proyectos de energía eólica *offshore*.

Los subcostes más importantes de la fase de operación y mantenimiento son el coste del mantenimiento preventivo y el coste de mantenimiento correctivo que son descompuestos en los subcostes correspondientes a cada uno de los componentes del parque: aerogenerador, plataforma, amarre, anclaje y sistema eléctrico. También, dentro de cada uno de ellos se tendrá a considerar el coste de mano de obra directa, el coste de transporte y el coste de materiales.

Coste operación:

Se refiere a las actividades que contribuyen a la gestión de alto nivel del activo, como el monitoreo, supervisión ambiental, ventas de electricidad, estrategias de marketing, labores administrativas y otras tareas de back office. En el contexto de los gastos de O&M (Operación y Mantenimiento), es importante señalar que las operaciones representan una proporción muy pequeña de estos gastos. La gran mayoría de los costes de O&M se registran directamente por parte del propietario del parque eólico o el proveedor de los aerogeneradores.

El énfasis principal en esta fase de OPEX recae en garantizar un funcionamiento eficiente y confiable de las instalaciones eólicas, lo que incluye actividades clave como el monitoreo continuo de la producción de energía, la evaluación de datos ambientales, la gestión de ventas de electricidad y otras tareas relacionadas con la administración general del parque eólico. Aunque estas operaciones desempeñan un papel esencial en la maximización del rendimiento del parque, su impacto en los costes totales de OPEX es relativamente bajo en comparación con las áreas de mantenimiento, que engloban la mayor parte de estos gastos.

Engloba la mano de obra para el manejo operativo de la instalación, y para las tareas de mantenimiento y repuestos necesarios para el mantenimiento de las instalaciones en las mejores condiciones operativas, y finalmente los costes derivados para el desarrollo de las actividades y el soporte técnico que requiera la instalación durante su vida útil de funcionamiento.

Coste de mantenimiento:

En esta sección, se centra en el análisis de cómo varían los costes de mantenimiento en respuesta a diversas variables relacionadas con las operaciones de mantenimiento en la fase de OPEX. Las variables consideradas, incluyen la distancia al puerto de operaciones y mantenimiento, el coste de los materiales utilizados en las reparaciones, el gasto en mano de obra, y la frecuencia y duración tanto del mantenimiento preventivo como del correctivo.

Es importante destacar que el mantenimiento correctivo, tanto en términos de su frecuencia como de la duración de las intervenciones, se revela como un factor crítico para lograr una reducción significativa en los costes de mantenimiento. Estas operaciones correctivas, además de ser más costosas que las acciones de mantenimiento preventivo, generan períodos de inactividad mucho más prolongados, lo que afecta significativamente a la producción de energía y, en última instancia, a los costes de OPEX. La frecuencia y duración de las intervenciones de mantenimiento preventivo también influyen en los costes de mantenimiento, pero su impacto es menor en comparación con las operaciones correctivas.

El coste de los materiales utilizados en las reparaciones y el gasto en mano de obra son factores importantes por considerar al evaluar la sensibilidad de los costes de mantenimiento en la fase de OPEX. Sin embargo, en lo que respecta a su impacto en los costes totales de OPEX, estos factores adquieren una importancia secundaria, ya que no afectan a la disponibilidad del parque y, por lo tanto, no inciden en la producción de energía. Por último, la distancia al puerto de operaciones y

mantenimiento, aunque tiene un impacto relativamente pequeño, puede ganar mayor relevancia, ya que las variaciones en este parámetro son factibles.

Los costes estimados para el mantenimiento en la herramienta se obtienen mediante la aplicación de fórmulas específicas para cada sistema. Estos cálculos incorporan los costes anuales desglosados de mantenimiento preventivo y correctivo. Dentro de estos, se incluyen los costes asociados con el transporte del mantenimiento, el mantenimiento del aerogenerador, la mano de obra para el mantenimiento de la plataforma, así como los costes relacionados con el mantenimiento del amarre, el anclaje, el sistema eléctrico y los materiales de mantenimiento. Cada uno de estos componentes contribuye a la estimación global de los costes asociados con el mantenimiento de manera detallada y específica para cada aspecto del sistema.

Sin embargo, es importante destacar que la obtención de datos reales de costes presenta desafíos significativos. La disponibilidad limitada de información precisa y detallada sobre los costes específicos de mantenimiento preventivo y correctivo ha sido una limitación clave en el proceso de estimación. Además, la variabilidad en los costes del transporte, mano de obra, y materiales de mantenimiento agrega complejidad a la precisión de las proyecciones.

Este escenario refleja la necesidad de depurar aún más el modelo económico en el futuro. A medida que se disponga de más datos específicos y se perfeccione la comprensión de los costes asociados con el mantenimiento de parques eólicos *offshore*, se podrán realizar ajustes y mejoras en el modelo para ofrecer estimaciones más precisas y confiables.

En las tablas siguientes se presentan detalladamente los costes desglosados que conforman la herramienta de cálculo, ofreciendo una visión integral de la estructura de estos costes.

COSTE	UNIDAD
Costes de Operación.	€/año
Costes de Mantenimiento.	€/año
TOTAL, OP. & MTO. / AÑO.	€/año

Tabla 25 Costes de explotación

La investigación se basa en una serie de variables clave que influyen en la estructura de costes de un parque eólico. Estos incluyen los costes de operación y mantenimiento, que representan una parte significativa de los gastos asociados a estos proyectos.

A través de este análisis detallado, se busca proyectar la importancia de comprender la dinámica financiera de los parques eólicos y cómo los diferentes factores impactan en los costes anuales totales. Esto no solo es esencial para la toma de decisiones informadas en la gestión de estos proyectos, sino que también contribuye a la promoción de una energía más limpia y sostenible para las generaciones futuras.

Para el mantenimiento preventivo y correctivo, se realizaron los costes de la siguiente forma:

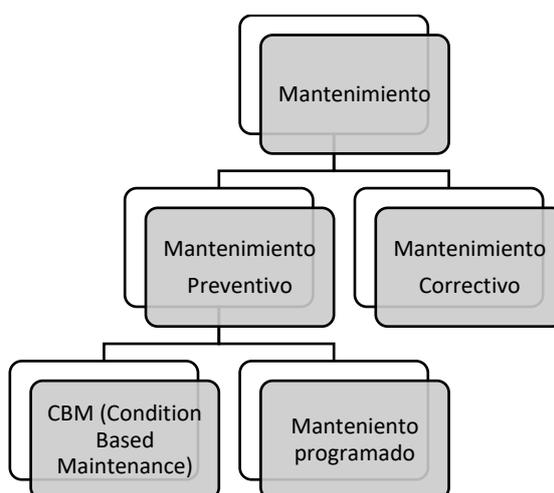


Figura 34 Esquema mantenimiento. Fuente: propia

3.6. Fase 5: Mantenimiento preventivo

En el mantenimiento preventivo, se inició con la identificación de los componentes principales, incluyendo las tareas asociadas con el mantenimiento programado, tales como: inspecciones periódicas de los equipos, cambios de aceite y filtros, calibración y ajuste de sensores y actuadores, sustitución de consumibles como pastillas de freno, limpieza de palas, etc. Las tareas específicas para llevar a cabo y su frecuencia suelen estar definidas en los manuales del fabricante de cada uno de los elementos del parque.

Para el coste de operación y mantenimiento se dividirá en dos subcostes (Nilsson, Bertling, 2007): C541, que es el coste del mantenimiento preventivo, y C542, que es el coste del mantenimiento correctivo. Además, se podría tener en cuenta aquí el coste de la pérdida de producción debido a fallos mecánicos de la estructura por cambios meteorológicos (PP). Sin embargo, este valor ya se ha deducido de los ingresos en el apartado correspondiente.

$$C541 = \sum_{p=1}^{p=5} C541_p = \left(CMP_{TRANSP} + \sum_{p=1}^{p=5} CMP_{MATp} + \sum_{p=1}^{p=5} CMP_{MODp} \right)$$

Ecuación 1 Coste mantenimiento preventivo

Coste transporte mantenimiento preventivo: El coste del transporte del mantenimiento preventivo será para todos los elementos el mismo. Sólo se contabilizará una vez, pues se supondrá que en el mismo viaje se harán todas las revisiones preventivas. De esta forma, el coste del transporte viene determinado por el tiempo de transporte para el mantenimiento preventivo en días (TMP_TRANSP) y por el coste diario del medio de transporte del mantenimiento preventivo en €/día (CDMP_TRANSP).

$$CMP_{TRANSP} = TMP_{TRANSP} \times CDMP_{TRANSP} = (2x t_{puerto-parque} + t_{parque}) \times CDMP_{TRANSP}$$

Ecuación 2 Coste del mantenimiento preventivo del transporte

Los valores del tiempo necesario para el transporte desde el puerto hasta el parque $t_{\text{(puerto-parque)}}$ el tiempo necesario en el parque (t_{parque}) y el coste diario del transporte del mantenimiento preventivo en €/día CDMP_TRANSP dependerán del tipo de mantenimiento preventivo llevado a cabo.

Partiendo de los datos generales:

d_puerto (Distancia a puerto)	(m)	NAF	(Número de aerogeneradores por fila)
k_tiempo	(Coeficiente por perdidas al mal tiempo)	D	(diámetro rotor(m))
VMP_H (Velocidad del helicóptero)	(m/s)	NF	(número de filas)
VMP_BNP (Velocidad del buque)	(m/s)	NAF	(Número de aerogeneradores por fila)

Tabla 26 Datos generales para el coste de mantenimiento preventivo del transporte

Tiempos y costes del transporte para mantenimiento preventivo					
PARAMETRO	MANT. TIERRA			MANT. MAR	UNIDADES
	MAN H	MAN BCA NP	MAN BCA P 24 25	MAN BCA P	
$t_{\text{puerto-parque}}$	$\frac{d_{\text{puerto}} \times (1 + K_{\text{tiempo}})}{V_{\text{MPPH}} \times 3600\text{s}/1\text{h} \times 24\text{h}/1\text{día}}$	$\frac{d_{\text{puerto}} \times (1 + K_{\text{tiempo}})}{V_{\text{MPBNP}} \times 3600\text{s}/1\text{h} \times 24\text{h}/1\text{día}}$		-	Días
t_{parque}	$\frac{\text{NAF} \times 4\text{xD} + \text{NFx7xD}}{V_{\text{MPPH}} \times 3600\text{s}/1\text{h} \times 24\text{h}/1\text{día}}$		$\frac{\text{NAF} \times 4\text{xD} + \text{NFx7xD}}{V_{\text{MPBNP}} \times 3600\text{s}/1\text{h} \times 24\text{h}/1\text{día}}$		Días
CDMP-TRANSP	C-helicoptero	C-FSV	$\frac{C_{\text{buquecompra}} + C_{\text{buquetransformacion}}}{N_{\text{parque}}} + C_{\text{buquefijo}} + C_{\text{buquevariables}}$ $= \frac{C_{\text{buquecompra}} + C_{\text{buquetransformacion}}}{N_{\text{parque}}} + (C_{\text{buquetripulacion}} + (C_{\text{buquemantenimiento}} + (C_{\text{buqueseguros}}) + (C_{\text{fuel}} \times C_{\text{buquecombustible}}))$		€/día

Tabla 27 Tiempo y costes del transporte para mantenimiento preventivo

C_buque compra (coste de compra del buque)	(€)	Cfuel (coste de combustible)	(€/día)
C_buquetransform (coste de la transformación del buque)	(€)	C_buquecombustible (Consumo diario de combustible del buque)	(ton/día)
C_buquetripul. (coste anual de tripulación del buque)	(€)	TMP_transp (Tiempo del transporte de mantenimiento preventivo)	(días)
C_buquemantenimiento (coste anual de mantenimiento del buque)	(€)	N_parque (número de explotación del parque)	(años)
C_buqueseg (Coste anual de seguros del buque)	(€)		

Tabla 28 Costes de transporte y combustible para el mantenimiento preventivo.

Coste mano de obra mantenimiento preventivo aerogenerador: Se llevan a cabo revisiones visuales, de limpieza, de calibración, de lubricación, etc., de diversas partes de este. De esta forma, entre los principales componentes del aerogenerador sobre los que se llevará a cabo un mantenimiento preventivo se encuentran los siguientes: torre (extintores, cableado, etc.), góndola (lubricación, conexiones, iluminación, etc.), generador (lubricación, etc.) y rotor y palas (tornillos, lubricación, iluminación, etc.). El coste de la mano de obra del mantenimiento preventivo del aerogenerador es el siguiente

$$CMP_{MOD1} = NMP_{MOD1} \times (NA \times TMP_{MOD1}) \times CHMP_{MOD1}$$

Ecuación 3 Coste mano de obra mantenimiento preventivo aerogenerador

NA	NA (número aerogeneradores)	Uds.
NMP	NMP (Número de viajes anuales de mantenimiento preventivo)	Uds.
TMP	TMP (Tiempo para mantenimiento preventivo del componente)	(h/año)
CHMP	CHMP (coste horario de la mano de obra del mantenimiento preventivo de la plataforma)	(euro/h)
CMOD preventivo	Coste de la mano de obra del mantenimiento preventivo	(euro/h)

Tabla 29 Variables del coste de mano de obra del mantenimiento preventivo del aerogenerador

Parámetro	MANT. TIERRA			MANT. MAR	UNIDADES
	MANH	MAN BCA NP	MAN BCA P	MAN BCA P	
CHMP_MOD1	C_MODpreventivo		2xC_MODpreventivo		€/h

Tabla 30 Parámetros mano de obra en mantenimiento preventivo según la ubicación

Coste mano de obra mantenimiento preventivo de la plataforma: se llevan a cabo revisiones visuales, de limpieza, etc., de diversas partes de esta. El coste de la mano de obra necesaria para el mantenimiento preventivo de la plataforma es el siguiente:

$$CMP_{MOD2} = NMP_{MOD2} \times ((NA \times P_{sub}) \times TMP_{MOD2}) \times CHMP_{MOD2} + CALOJMP$$

Ecuación 4 Coste de mantenimiento preventivo de la plataforma

NMP_MOD2	NMP (Número de viajes anuales de mantenimiento preventivo)	Uds.
NA	NA (número aerogeneradores)	Uds.
Psub	Psub (número de plataformas de subestación)	Uds.
TMP_MOD2	TMP (Tiempo para mantenimiento preventivo del componente x)	(h/año)
CHMP_MOD2	CHMP (coste horario de la mano de obra del mantenimiento preventivo de la plataforma)	(euro/h)

CALOJMP	Coste del mantenimiento de la plataforma de alojamiento	(euro/h)
CMODpreventivo	Coste de la mano de obra del mantenimiento preventivo	(euro/h)

Tabla 31 Variables de costes mantenimiento preventivo plataforma

El coste del mantenimiento de la plataforma de alojamiento (CALOJ): sólo se considerará en el presente apartado, porque debe contabilizarse una única vez. Por otro lado, el coste horario de la mano de obra del mantenimiento preventivo de la plataforma (CHMP_MOD2) en €/h es:

	ALOJ	NO ALOJ
CALOJ	C_instalaj	-

Tabla 32 Coste del mantenimiento de la plataforma de alojamiento (CALOJ)

Parámetro	MANT. TIERRA			MANT. MAR	UNIDADES
	MANH	MAN BCA NP	MAN BCA P	MAN BCA P	
CHMP_MOD 2	C_MODpreventivo		2xC_MODpreventivo		€/h

Tabla 33 Coste mano de obra del mantenimiento preventivo de la plataforma

Coste mano de obra mantenimiento preventivo del amarre: se llevan a cabo revisiones visuales, de limpieza, etc., del mismo. Como dichas revisiones tienen lugar en la zona sumergida, para llevarlas a cabo se emplearán buzos. De esta forma, el coste de la mano de obra para el mantenimiento preventivo del amarre será similar al del caso de las plataformas:

$$CMP_{MOD3} = NMP_{MOD3} \times ((N \times P_{sub}) \times TMP_{MOD3}) \times CHMP_{MOD3}$$

Ecuación 5 Coste mano de obra mantenimiento preventivo del amarre

NA	NA (número aerogeneradores)	uds
NMP_MOD3	NMP (Número de viajes anuales de mantenimiento preventivo)	uds
TMP_MOD3	TMP (Tiempo para mantenimiento preventivo del componente x)	(h/plataforma)
Psub	Psub (número de plataformas de subestación)	uds
CHMP_MOD3	CHMP (coste horario de la mano de obra del mantenimiento preventivo del amarre)	(euro/h)
CMODpreventivo	Coste de la mano de obra del mantenimiento preventivo	(euro/h)

Tabla 34 Variables del coste de mano de obra del mantenimiento preventivo del amarre

Parámetro	MANT. TIERRA			MANT. MAR	UNIDADES
	MANH	MAN BCA NP	MAN BCA P	MAN BCA P	
CHMP_MOD3	C_MODpreventivo		2xC_MODpreventivo		€/h

Tabla 35 Parámetro de mantenimiento preventivo del amarre según el emplazamiento.

Coste mano de obra mantenimiento preventivo del anclaje: se llevan a cabo revisiones visuales, de limpieza, etc., del mismo. Como dichas revisiones tienen lugar en la zona sumergida, para llevarlas a cabo se emplearán buzos. En el caso de que la profundidad sea muy grande es necesario el empleo de un robot ROV para la inspección, el cual no se ha tenido en cuenta. De esta forma, el coste de la mano de obra para el mantenimiento preventivo del anclaje se considerará idéntico al del caso de los amarres:

$$CMP_{MOD4} = CMP_{MOD3}$$

Ecuación 6 Coste de mano de obra de mantenimiento preventivo del anclaje

Coste mano de obra mantenimiento preventivo del sistema eléctrico: se llevan a cabo revisiones visuales, de limpieza, etc., del mismo. Como dichas revisiones tienen lugar en la zona sumergida, para llevarlas a cabo se emplearán buzos. De esta forma, el coste de la mano de obra para el mantenimiento preventivo del sistema eléctrico se calculará de forma similar al de los amarres y anclajes.

$$CMP_{MOD5} = NMP_{MOD3} \times ((N_{mar1a} + N_{mar1b} + N_{mar2a} + N_{mar2b} + N_{mar3a} + N_{mar3b})N_{mar4a} + N_{tierra5} + P_{sub}) \times TMP_{MOD3} \times CHMP_{MOD3} \times K_{prevTS}$$

Ecuación 7 Coste mano de obra mantenimiento preventivo del sistema eléctrico

Nmar1a	número de líneas para tramo submarina.
Nmar1b	
Nmar2a	
Nmar2b	
Nmar3a	
Nmar3b	
Nmar4a	
Ntierra5	número de líneas para tramo tierra.
Psub	número de plataformas de subestación.
KprevTs	Coeficiente del mantenimiento preventivo de la subestación.

Tabla 36 Variables de costes mano de obra mantenimiento preventivo del sistema eléctrico

Coste material mantenimiento preventivo: El coste del material del mantenimiento preventivo de cada uno de los componentes se considerará como un 10% de la suma de los costes de mano de obra (CMP_MODp) y de transporte (CMP_TRANSP).

$$CMP_{MAT} = \sum_{p=1}^{p=5} CMP_{MATp} = \sum_{p=1}^{p=5} 10\% \times (CMP_{MODp} + CMP_{TRANSP})$$

Ecuación 8 Coste material mantenimiento preventivo

	cmp_matp
C_mat taller 1 (Mat_acero)	p1
C_mat taller 2 (Mat_preparacion y pintura de la plataforma)	p2
C_mat taller 3 (Mat_aridos y grasas)	p3
C_mat taller 4 (Mat_equipos auxiliares)	p4
C_mat taller 5 (Entrega)	p5

Tabla 37 Variables de costes del material de mantenimiento preventivo.

El mantenimiento correctivo: es aquel que no está programado, es decir, que tendrá lugar a posteriori de que se produzca un fallo en el sistema. Por ello, en él se tendrá en cuenta la probabilidad de fallo de este. De esta forma, el coste del mantenimiento es:

$$C542 = \sum_{p=1}^{p=5} C542_p = \sum_{p=1}^{p=5} P_{fallop} \times (CMC_{MODp} + CMC_{TRANSPp} + CMC_{MATp})$$

Ecuación 9 Coste del mantenimiento correctivo

Además, se podría tener en cuenta aquí el coste de la pérdida de producción debido a fallos mecánicos de la estructura por cambios meteorológicos (PP). Sin embargo, este valor ya se ha deducido de los ingresos en el apartado correspondiente.

Al mismo tiempo, hay que tener en cuenta que los costes correctivos podrían no ser iguales durante la vida útil del parque. Esto se debe a que existe un período de garantía durante el cual la empresa suministradora del componente en cuestión es la que se hace responsable del mantenimiento de este (Ayee et al., 2009; Rademakers et al., 2003). De esta forma, el coste del mantenimiento correctivo es el siguiente:

$$C54 = (C541 + C542) \times (N_{parque} - N_{garantía})$$

Ecuación 10 Coste mantenimiento correctivo total años de vida

Donde:

C541 = Coste total mantenimiento preventivo

C542 = Coste total mantenimiento correctivo

Nparque = Años de vida del parque = 20 años

Ngarantía= Años de garantía el mantenimiento = 0 años

3.7. Fase 6: Mantenimiento correctivo

Mantenimiento correctivo aerogenerador: se supondrá que los buques sólo realizarán un viaje, es decir, que se esperará a que haya varias acciones de mantenimiento correctivo para su reparación. Este hecho hace que el coste del transporte no esté multiplicado por el número de aerogeneradores implicados (NA). El subíndice “c1” se refiere al componente del aerogenerador a considerar de la siguiente forma: palas (c1=1), rotor (c1=2), cojinetes (c1=3), multiplicador-generador (c1=4), hidráulica (c1=5), sistema guiñado (c1=6), sistema cabeceo (c1=7), freno mecánico (c1=8), sistema eléctrico (c1=9), inversor (c1=10), hardware (c1=11).

$$C542_1 = \sum_{c1=1}^{c1=11} P_{faloc1} \times (NA \times CMC_{MODc1} + CMC_{TRANSPc1} + NA + CMC_{MATc1})$$

Ecuación 11 Coste mantenimiento correctivo aerogenerador

Mantenimiento correctivo de la plataforma: Debemos de saber el tipo de buque empleado en la reparación o sustitución del componente de esta. Para ello existen diferentes probabilidades de uso de un buque u otro (Cerde Salzman, 2004). Además, al igual que en el caso anterior, se esperará a que haya varios fallos para asistir a repararlos. Teniendo esto en cuenta, se tiene lo siguiente:

No grúa	C_remolcador1	100%XCMC_MOD+TRANSP_nogrúa
Grúa	C_grúaflotante1	100%XCMC_MOD+TRANSP_grúa

Tabla 38 Parámetros mantenimiento correctivo plataforma

$$C542_2 = P_{fallo_2} X \left[P_{grúa} \times ((1 + k_{MOD}) \times CMC_{MOD+grúa} + (NA + P_{sub}) \times CMC_{MAT_{grúa}}) + P_{nogrúa} \times (1 + K_{MOD}) \times CMC_{MOD+TRANSP_{nogrúa}} + (NA + P_{sub}) CMC_{MAT_{nogrúa}} \right]$$

Ecuación 12 Coste mantenimiento correctivo plataforma

Mantenimiento correctivo del amarre: El coste del mantenimiento correctivo del amarre es el siguiente:

$$C542_3 = P_{fallo_3} \times (NA \times LP \times CMC_{MOD_3} + CMC_{TRANSP_3} + NA \times LP \times CMC_{MAT_3})$$

Ecuación 13 Coste mantenimiento correctivo amarre

Siendo el cote del material el siguiente:

$$CMC_{MAT_3} = 10\% \times (CMC_{MOD_3} + CMC_{TRANSP_3})$$

Ecuación 14 Coste del material de mantenimiento correctivo del amarre

Mantenimiento correctivo del anclaje: El coste del mantenimiento correctivo del anclaje es el siguiente:

$$C542_4 = P_{fallo_4} \times (NA \times LP \times CMC_{MOD_4} + CMC_{TRANSP_4} + NA \times LP \times CMC_{MAT_4})$$

Siendo:

Ecuación 15 Coste mantenimiento correctivo del anclaje

$$CMC_{MAT_4} = 10\% \times (CMC_{MOD_4} + CMC_{TRANSP_4})$$

Ecuación 16 Coste del mantenimiento correctivo de material de anclaje

Mantenimiento correctivo del sistema eléctrico: Al coste del mantenimiento correctivo del sistema eléctrico se le añadirá el factor 0.75 de reducción debido al hecho de que el transporte sólo se efectuará una vez:

$$\begin{aligned}
C542_5 &= 0,75 \times (N_{TS} \times P_{falloTS} \times CMC_{TS} \times K_{SUBE} + N_C \times P_{falloC} \times CMC_C) \\
&= 0,75 \\
&\times \left[\frac{N_{TS}}{\frac{1}{FR_{TS}} + \frac{MTTR_{TS}}{N_{da} \times N_{hd}}} \times CMC_{ts} \times K_{SUBE} \right. \\
&+ \left(\frac{N_{mar1a}}{\frac{1}{FR_C} + \frac{MTTR_{mar1a}}{N_{da} \times N_{hd}}} + \frac{N_{mar1b}}{\frac{1}{FR_C} + \frac{MTTR_{mar1b}}{N_{da} \times N_{hd}}} + \frac{N_{mar2a}}{\frac{1}{FR_C} + \frac{MTTR_{mar2a}}{N_{da} \times N_{hd}}} \right. \\
&+ \frac{N_{mar2b}}{\frac{1}{FR_C} + \frac{MTTR_{mar2b}}{N_{da} \times N_{hd}}} + \frac{N_{mar3a}}{\frac{1}{FR_C} + \frac{MTTR_{mar3a}}{N_{da} \times N_{hd}}} + \frac{N_{mar3b}}{\frac{1}{FR_C} + \frac{MTTR_{mar3b}}{N_{da} \times N_{hd}}} \\
&\left. \left. + \frac{N_{mar4a}}{\frac{1}{FR_C} + \frac{MTTR_{mar4a}}{N_{da} \times N_{hd}}} + \frac{N_{tierra5}}{\frac{1}{FR_C} + \frac{MTTR_{tierra5}}{N_{da} \times N_{hd}}} \right) \times CMC_C \right]
\end{aligned}$$

Ecuación 17 Coste mantenimiento correctivo del sistema eléctrico

Declaración de variables:

La gestión de los costes de O&M en parques eólicos flotantes implica una serie de variables clave que deben ser cuidadosamente analizadas y optimizadas. Estas variables abarcan desde el coste de la mano de obra y el transporte hasta los gastos asociados con el mantenimiento correctivo de los diferentes componentes del parque, como los aerogeneradores, la plataforma, el amarre, el anclaje y el sistema eléctrico. Además, se deben considerar las probabilidades de fallo y otros factores que influyen en la planificación y ejecución de las tareas de O&M.

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo proporcionar una herramienta integral para la evaluación y gestión de los costes de operación y mantenimiento de parques eólicos flotantes. Para ello, se presenta una declaración detallada de las variables que influyen en estos costes, tanto a nivel total como desglosadas por componentes específicos, como los aerogeneradores, la plataforma, el amarre, el anclaje y el sistema eléctrico. Estas variables se analizan en términos de sus valores y unidades, lo que permite

una comprensión más profunda de los costes involucrados en la operación y el mantenimiento de estas instalaciones.

A medida que continuamos avanzando hacia una mayor dependencia de la energía eólica *offshore*, la gestión eficiente de los costes de O&M se vuelve esencial para garantizar la viabilidad económica y la sostenibilidad de los parques eólicos flotantes. La información detallada presentada en esta investigación servirá como una valiosa herramienta para los profesionales de la industria, los inversores y los responsables de la toma de decisiones en la planificación y operación de estas instalaciones.

A lo largo de este trabajo, se explorarán las implicaciones de las variables presentadas para optimizar los costes de O&M en parques eólicos flotantes, contribuyendo así al desarrollo continuo de esta importante fuente de energía limpia y renovable. A continuación, se adjuntan las tablas indicando las variables totales y particulares de cada sistema que resultan de los costes de mantenimiento asociadas al parque eólico marino flotante:

Declaración de variables (Totales)	Nomenclatura	Unidad
Coste de mano de obra. (TOTAL)	CMC_{MODP}	€/año
Coste del transporte	CMC_{TRANSP}	€/año
Coste de material (TOTAL)	CMC_{MATP}	€/año
Número de aerogeneradores	NA	Uds.
Pfallo1	P_{fallo}	
PfalloMediaAerogenerador	$P_{falloaerogenerador}$	

Tabla 39 Declaración de variables totales. Fuente: propia

Declaración de variables (Aerogenerador C1)	Nomenclatura	Unidad
Coste de mano de obra. C1	$CMC_{MOD_{C1}}$	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C1}}$	€/año
Coste de material (TOTAL)	$CMC_{MAT_{C1}}$	€/año
Número de aerogeneradores	NA	Uds.
Pfallo	P_{C1}	
C2 ROTOR	÷	÷
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C2}}$	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C2}}$	€/año
Coste de material	$CMC_{MAT_{C2}}$	€/año
Pfallo	P_{C2}	
C3 COJINETE	÷	÷
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C3}}$	€/año

Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C3}}$	€/año
Coste de material (TOTAL)	CMC_{MATC3}	€/año
Pfallo	P_{C3}	
C4 MULTIPLICADOR Y GENERADOR	÷	÷
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C4}}$	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C4}}$	€/año
Coste de material (TOTAL)	CMC_{MATC4}	€/año
Pfallo	P_{C4}	
C5 PARTE HIDRÁULICA	÷	÷
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C5}}$	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C5}}$	€/año
Coste de material (TOTAL)	CMC_{MATC5}	€/año
Pfallo	P_{C5}	
C6 SISTEMA GUINHADA	÷	÷

Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	CMC_{MODC6}	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSPC6}$	€/año
Coste de material (TOTAL)	CMC_{MATC6}	€/año
Pfallo	P_{C6}	
C7 SISTEMA CABECEO	∴	∴
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	CMC_{MODC7}	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSPC7}$	€/año
Coste de material (TOTAL)	CMC_{MATC7}	€/año
Pfallo	P_{C7}	
C8 FRENO MECÁNICO	∴	∴
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	CMC_{MODC8}	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSPC8}$	€/año
Coste de material (TOTAL)	CMC_{MATC8}	€/año

Pfallo	P_{C8}	
C9 SISTEMA ELECTRICO	÷	÷
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C9}}$	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C9}}$	€/año
Coste de material (TOTAL)	$CMC_{MAT_{C9}}$	€/año
Pfallo	P_{C9}	
C10 INVERSOR	÷	÷
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C10}}$	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C10}}$	€/año
Coste de material (TOTAL)	$CMC_{MAT_{C10}}$	€/año
Pfallo	P_{C10}	
C11 HARDWARE	÷	÷
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C11}}$	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C11}}$	€/año

Coste de material (TOTAL)	CMC_{MATC11}	€/año
Pfallo	P_{C11}	

Tabla 40 Declaración de variables aerogenerador. Fuente: propia

Declaración de variables (Plataforma)	Nomenclatura	Unidad
Coste de mano de obra. C1	CMC_{MOD_2}	€/año
Coste del transporte	CMC_{TRANSP_2}	€/año
Coste de material	CMC_{MATC2}	€/año
Numero de aerogeneradores	P_{grua}	Uds.
Probabilidad de fallo plataforma	P_{fallo2}	
Probabilidad de necesidad de grúa	P_{Grua}	
Probabilidad de no necesitar grúa	P_{NoGrua}	
Número de plataformas de subestación	P_{sub}	

Porcentaje del valor de los materiales	K_{MOD}	
Grúa	Grúa	€/día
No grúa	Nogrúa	€/día

Tabla 41 Declaración de variables de la plataforma. Fuente: propia

Declaración de variables (Amarre)	Nomenclatura	Unidad
Coste de mano de obra. C1	CMC_{MOD_3}	€/año
Coste de material	CMC_{MAT_3}	€/año
Coste del transporte	CMC_{TRANSP_3}	€/año
Número de aerogeneradores	NA	Uds.
Pfallo plataforma	P_{fallo3}	
Número de líneas de amarre por plataforma	LP	líneas

Tabla 42 Declaración de variables del amarre

Declaración de variables (Anclaje)	Nomenclatura	Unidad
Coste de mano de obra. C1	CMC_{MOD_4}	€/año
Coste del transporte	CMC_{TRANSP_4}	€/año
Coste de material	CMC_{MAT_4}	€/año
Numero de aerogeneradores	<i>NA</i>	Uds.
Pfallo plataforma	P_{fallo4}	
Número de líneas de amarre por plataforma	LP	líneas

Tabla 43 Declaración de variables del anclaje

Declaración de variables (SISTEMA ELECTRICO)	Nomenclatura	Unidad
Coste de mano de obra.	CMC_{MOD_9}	€/año
Coste del transporte	CMC_{TRANSP_9}	€/año
Coste de mantenimiento correctivo del transformador	CMC_{TS}	€/año

Coste de material	CMC_{MATC9}	€/año
Número de aerogeneradores	NA	Uds.
Probabilidad de fallo eléctrico	P_{fallo9}	
Tiempo medio de reparación	$MTTR_{mar}$	
Coficiente del tipo de subestación	k_{sube}	
Ratio de fallo del transformador de la subestación	FR_{TS}	
Número de días por año	N_{da}	días/año
Número de horas por día	N_{hd}	h/día
Número de transformadores que hay en la subestación	$NTs = \left[\frac{NA \times PA \times 10^6}{Sccs} \right]$	Uds.
Potencia aparente del transformador de la subestación	$SccS$	VA
Potencia unitaria de cada aerogenerador	PA	MW

Tiempo medio de reparación del transformador de la subestación	$MTTR_{TS}$	h
Tiempo medio de reparación de la línea tierra5	$MTTR_{tierra5}$	
Número de aerogeneradores por fila	NAF	aerogeneradores /fila
Número de Filas	NF	Filas
Número de líneas para tramo submarina.	Nmar1a, Nmar....., Nmar4b	Lineas
Número de líneas para tramo tierra.	Ntierra5	Lineas
Ratio de fallo de los cables	FRC	1/año
Coste de mantenimiento correctivo del cable	CMC_C	€/año

Tabla 44 Declaración de variables del sistema eléctrico.

3.8. Fase 7: Ingresos

Resumidamente se calcula los ingresos totales anuales provenientes de la venta de energía eléctrica teniendo en cuenta las siguientes gráficas y tablas con datos de actualidad respecto a lo que se requiere.

INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	Unidad
Energía eléctrica producida anualmente.	Mwh/año
Precio de venta mayorista.	€/Mwh
Ingresos por venta de energía producida.	€
PRIMA A LA INVERSION(RINV.) SEGÚN LA LEY 24/2013 Y RD 413/2014 PARA INSTALACIONES B2.2.2	Unidad
Potencia instalada	MW
Retribución (prima) a la inversión.	€/W instalado
Total, retribución(prima) a la inversión eólica marina.	€
TOTAL, INGRESOS ANUALES	€

Tabla 45 Ingresos. Fuente: propia

En donde cada una de las filas de la tabla indican:

Ingresos por Venta de Energía:

- Energía Eléctrica Producida Anualmente (Unidad: MWh/año): Representa la cantidad total de electricidad generada por la instalación de energía eólica marina en un año.
- Precio de Venta Mayorista (Unidad: €/MWh): Indica el precio al que se vende cada megavatio-hora (MWh) de electricidad en el mercado mayorista.
- Ingresos por Venta de Energía Producida (Unidad: €): Es el resultado de multiplicar la energía eléctrica producida anualmente por el precio de venta mayorista, dando como resultado los ingresos totales por la venta de energía.
- Prima a la Inversión (RINV.) según la Ley 24/2013 y RD 413/2014 para Instalaciones B2.2.2:

- Potencia Instalada (Unidad: MW): Representa la capacidad total de generación de la instalación, medida en megavatios (MW).
- Retribución (Prima) a la Inversión (Unidad: €/W instalado): Indica la cantidad de retribución (prima) que se otorga por cada megavatio (MW) de capacidad instalada.
- Total, Retribución (Prima) a la Inversión Eólica Marina (Unidad: €): Es el resultado de multiplicar la potencia instalada por la retribución (prima) a la inversión por megavatio instalado.

3.9. Fase 8: Coste explotación anual

Los costes de explotación anual en el contexto de la energía eólica *offshore* se refieren a los gastos recurrentes asociados con la operación y mantenimiento de un parque eólico en alta mar. Estos costes son esenciales para garantizar el rendimiento óptimo, la seguridad, la eficiencia continua, mantener la sostenibilidad y la viabilidad económica de un parque eólico *offshore*.

Algunos de los componentes clave de los costes de explotación anual en eólica *offshore* incluyen:

- El coste de impuestos.
- El coste de seguros.
- El coste de gestión y administración.
- El coste de operación y mantenimiento.

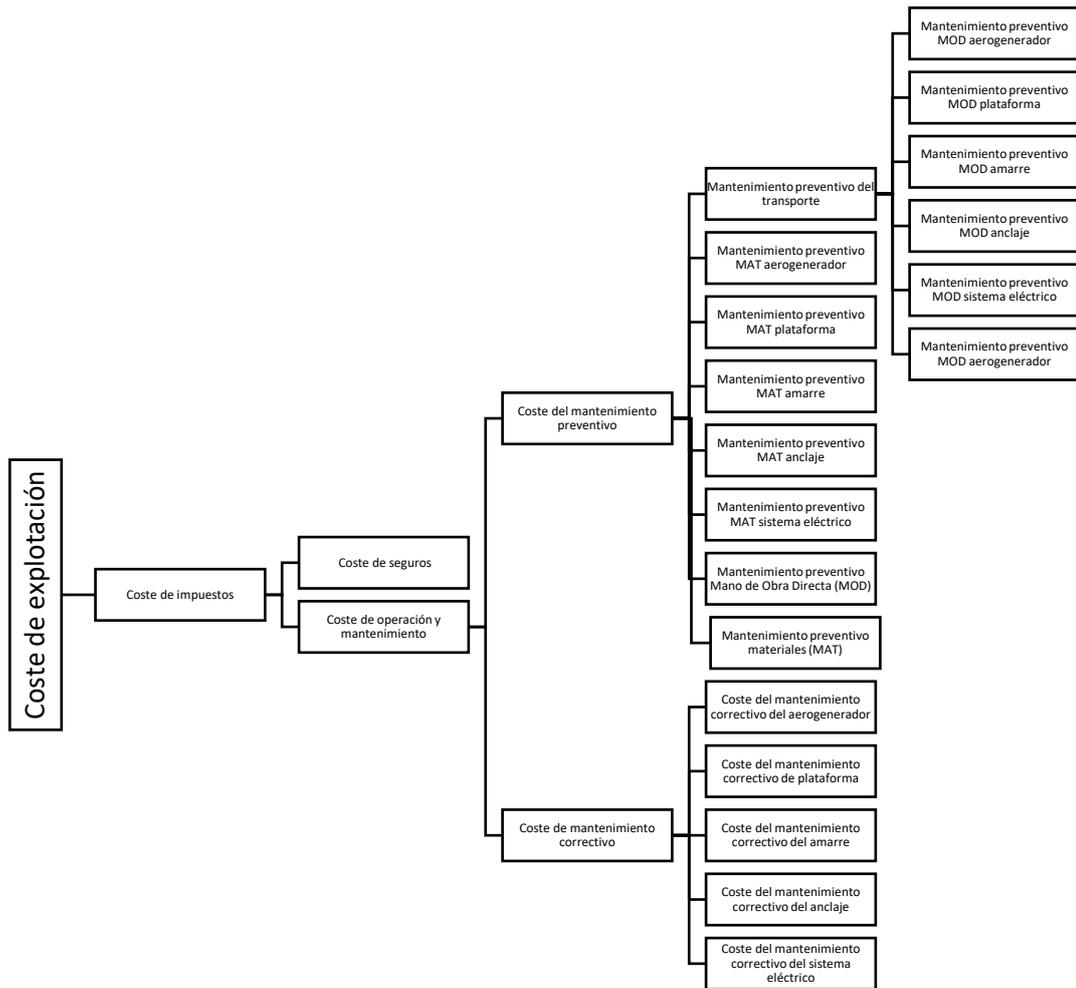


Figura 35 Subcostes de explotación. fuente: propia

Coste de impuestos:

El coste asociado a impuestos y tributos es una consideración esencial en la gestión financiera de un parque eólico marino flotante. Este rubro comprende una variedad de obligaciones fiscales que la empresa explotadora debe cumplir. Entre los impuestos y tributos relevantes se encuentran el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica, el Impuesto de Actividades Económicas (IAE), el Impuesto sobre Bienes Inmuebles de Características Especiales (BICES), los cánones eólicos y el Impuesto de Sociedades.

Esta estimación se basa en los parámetros fiscales vigentes y refleja la carga tributaria que la empresa debe absorber como parte de su operación en el sector de la energía eólica marina.

Coste de seguros:

Los costes asociados a los seguros son esenciales para proteger la inversión y la operación del parque eólico marino flotante. Estos costes engloban diversas coberturas, que incluyen la responsabilidad civil, las pérdidas de producción, la reposición de activos y la cobertura de accidentes, entre otras.

Esta estimación se fundamenta en los riesgos inherentes a la operación de un parque eólico marino y en las primas de seguros necesarias para mitigar estos riesgos, asegurando así la continuidad de la operación de manera segura y eficiente.

Coste de gestión y administración:

Los costes de gestión son esenciales para garantizar el control y la administración eficiente del parque eólico marino flotante a lo largo de su vida útil de explotación. Estos costes comprenden los gastos asociados a las operaciones diarias, la gestión de recursos humanos, la supervisión técnica, el monitoreo del rendimiento y otros aspectos relacionados con la operación del parque.

Coste de arrendamiento:

Estos costes corresponden al arrendamiento de los terrenos, representando el coste necesario para la utilización de áreas marítimas y terrestres destinadas al parque eólico *offshore*.

Esta tabla presenta los costes previamente mencionados en el formato utilizado en la herramienta. Los valores pertinentes asociados al proyecto o análisis que se va a evaluar se incorporarán considerando el ciclo de vida útil correspondiente.

Años	Costes de operación y mantenimiento (€/año)	Costes de seguros (€/año)	Coste arrendamiento (€/año)	Costes de gestión (€/año)	Gastos de explotación (€/año)	Unidad (€/año)
-------------	--	----------------------------------	------------------------------------	----------------------------------	--------------------------------------	-----------------------

Tabla 46 Costes de explotación anual

Donde:

- Año: Indica el año correspondiente para el cual se están calculando los costes.
- Costes de Operación y Mantenimiento (€/año): Representa el coste total anual de operar y mantener el aerogenerador flotante. Incluye gastos asociados con inspecciones, mantenimiento regular y cualquier otro aspecto necesario para asegurar el funcionamiento adecuado.
- Costes de Seguros (€/año): Muestra el gasto anual destinado a cubrir seguros relacionados con el aerogenerador flotante, proporcionando una protección financiera contra posibles riesgos y eventos imprevistos.
- Coste de Arrendamiento (€/año): Indica el coste anual asociado con el arrendamiento del espacio o área donde se encuentra el aerogenerador flotante.
- Costes de Gestión (€/año): Representa los gastos asociados con la gestión general del parque eólico marino flotante, abarcando aspectos administrativos y de coordinación.
- Gastos de Explotación (€/año): Es la suma total de los costes mencionados anteriormente y refleja el gasto total anual para operar y mantener el aerogenerador flotante, incluyendo seguros, arrendamiento, gestión y otros costes operativos.

Teniendo en cuenta el valor total de explotación anual el cual es la suma de los costes anteriormente mencionados se podrá dar pie a los cálculos de ingresos anuales, beneficio neto y saldo.

3.10. Fase 9: Ingresos anuales

Para los ingresos anuales, se dispone de una tabla que exhibe los parámetros clave necesarios para la obtención de los valores económicos del proyecto. Estos parámetros revisten importancia crucial, ya que reflejan los valores en función del año de operación del parque, permitiendo una evaluación detallada y específica a lo largo del ciclo temporal del proyecto.

Año	Generación anual (MW/h)	Retribución(prima) a la inversión (€)	Precio (€/Mwh)	Ingresos anuales (€)	Beneficio neto (€)	Saldo (€)
-----	-------------------------	---------------------------------------	----------------	----------------------	--------------------	-----------

Tabla 47 Ingresos anuales. Fuente: propia

En la tabla 49, se muestra los ingresos generados por año a partir de la generación de energía, así como otros valores relevantes como:

- Año: Esta columna enumera los años desde el presente hasta el final del período de vida útil del parque eólico marino.
- Generación anual (MW/h): Indica la cantidad de energía eléctrica generada anualmente en megavatios-hora (MW/h) por el parque o proyecto. Esta cifra representa la producción de energía eléctrica del proyecto eólico en un año determinado.
- Retribución (prima) a la inversión (€): Muestra la retribución anual en euros (€) que se paga como prima o retorno de inversión a los inversores o propietarios del proyecto. Esta cifra puede incluir ganancias o ingresos adicionales generados por la inversión en el proyecto.

- Precio (€/Mwh): Indica el precio a mayorista en euros por megavatio-hora (€/Mwh) al que se vende la energía generada. Este precio es importante, ya que influye directamente en los ingresos generados por la producción de energía.
- Ingresos anuales (€): Indica la suma de los ingresos generados por la venta de energía más la retribución a la inversión en un año específico. Estos ingresos se calculan de la siguiente manera: $\text{Ingresos anuales (€)} = (\text{Generación anual (MW/h)} * \text{Precio (€/Mwh)}) + \text{Retribución a la inversión (€)}$.
- Beneficio neto (€): Indica el valor de beneficio proveniente de la diferencia de los ingresos anuales y los costes de explotación anuales, a este beneficio se le aplica el porcentaje correspondiente de impuestos.
- Saldo (€): En esta columna se presenta el saldo acumulado, expresado en euros, que resulta de comparar los ingresos anuales con los costos de explotación a lo largo de los años en relación con la inversión inicial. Inicia en valores negativos, representando la inversión inicial, y disminuye progresivamente a medida que se recupera dicha inversión. Esta columna ofrece una visión acumulativa de la rentabilidad del proyecto a lo largo del tiempo, mostrando cómo se va amortizando la inversión inicial a medida que se generan ingresos y se gestionan los costos operativos.

Esta información, crucial para la evaluación financiera a largo plazo de proyectos, facilita la estimación de ingresos anuales y su impacto en la rentabilidad durante la vida útil del proyecto. La implementación de esta metodología no solo promete mejorar la eficiencia operativa y la rentabilidad, sino que también proporciona a profesionales e inversores una herramienta estratégica para decisiones fundamentadas. En el contexto de la transición hacia fuentes de energía más sostenibles, esta metodología representa un avance significativo hacia la viabilidad económica y el rendimiento óptimo de los parques eólicos marinos flotantes. Además, su utilidad no se limita al presente estudio, sino que también

abre oportunidades para futuras investigaciones y desarrollos en este campo en constante evolución.

CAPÍTULO 4: COMPROBACIÓN DEL MODELO ECONÓMMICO

4.1. Introducción

La metodología es puesta a prueba a través de su aplicación en un caso práctico específico de un parque eólico marino flotante. Esta comprobación demuestra la aplicabilidad y eficacia de la metodología en un contexto práctico, generando resultados concretos que respaldan su utilidad. Para verificar la eficacia de esta metodología, se consideraron diferentes tipos de aerogeneradores instalados en el mismo emplazamiento. Esto permitió modificar las variables en juego y, de esta manera, analizar los costes asociados a cada uno de ellos.

4.2. Caso practico

4.2.1. Análisis de viabilidad técnico- económico

Para el estudio técnico-económico íntegro de este caso práctico se lleva a cabo una comparativa de 3 tipos de aerogeneradores distintos introducidos en la herramienta de costes, para analizar tanto los aspectos tecnológicos como los económicos asociados con la O&M de parques eólicos marinos. Este análisis proporciona una visión completa de los componentes críticos, los procesos involucrados y los costes asociados. La integración de elementos técnicos y económicos permite una evaluación global de los desafíos y oportunidades en la fase de O&M.

Abordando de manera estratégica las demandas energéticas en constante aumento que enfrenta la Comunidad Autónoma de Galicia. Se prevé que la demanda energética experimentará un incremento significativo en los años futuros, impulsado principalmente por los requerimientos energéticos asociados a los polígonos industriales y centros de actividad económica, con énfasis en Vigo, La Coruña y El Ferrol.



Figura 36 Estrategias marinas en España. Fuente miteco.gob.es

En este contexto, se ha llevado a cabo un estudio con el fin de evaluar la viabilidad de un proyecto de parque eólico marino en la costa Noratlántica de la península Ibérica, aprovechando el substancial potencial energético eólico de la región, tal como se representa en la Figura 36 Estrategias Marinas en España.

Desde una perspectiva normativa, se ha dado un meticuloso seguimiento a las regulaciones vigentes, incluyendo el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral y los Planes de Ordenamiento del Espacio Marítimo (POEM) emitidos por el Ministerio de la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITECO). Estos documentos se basan en la información proporcionada por el Atlas Eólico Marino del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), así como en el Real Decreto 363/2017, que detalla las áreas de exclusión y la zonificación para futuros proyectos de parques eólicos marinos.

4.2.2. Emplazamiento

El proceso de selección de emplazamientos para parques eólicos marinos es de suma importancia, ya que su eficiente ubicación puede maximizar la captación de energía eólica, optimizar la inversión y reducir los costes de producción eléctrica. Este análisis se vuelve aún más crucial en áreas donde no se han realizado mediciones de vientos previas. En este contexto, se deben considerar diversos factores, desde las condiciones del recurso eólico y meteorológico hasta aspectos relacionados con el montaje, operación, mantenimiento y aspectos medioambientales. A continuación, se detallarán los parámetros esenciales a considerar en la selección de un emplazamiento para un parque eólico marino.

4.2.2.1. Parámetros para la selección de un parque eólico marino

Parámetros	Consideraciones
Recurso Eólico y Meteorológico	- Características de series temporales de vientos extremos y periodos de calma.
	- Distribución angular y variación en altura de la velocidad del viento.
	- Superficie libre de obstáculos y distribución de direcciones del viento.
	- Variaciones estacionales y diurnas de la densidad del aire y variaciones con la altura.
	- Velocidad media del viento, variaciones diurnas, estacionales e interanuales.
Montaje, Operación y Mantenimiento de las Instalaciones	- Características de la operación de la red de distribución de potencia y eficiencia energética.
	- Distancia a líneas de distribución eléctrica y costes de suministros.
	- Localización en áreas industriales con industria naval, industria eólica y suministros de equipos.

Otros Factores	- Factores de aceptación pública.
	- Factores institucionales y regulaciones locales y nacionales.
	- Impacto visual, ruido, efectos ambientales y ecológicos.

Tabla 48 Parámetros para la selección de un parque eólico. Fuente: propia

4.2.2.2. Parámetros de batimetría

Se analiza la relevancia de la batimetría en la selección del emplazamiento, así como en las subestaciones eléctricas locales. Se explican las adaptaciones necesarias en función de la profundidad del océano.

Área de Estudio	Longitud	Latitud	Punto SIMAR	Profundidad (m)	Distancia a la Costa (Km)
6	8.60° W	43.48° N	3020036	102	17.61

Tabla 49 Parámetros de batimetría, zona de estudio para emplazamiento. Fuente: (AEMET. Gobierno de España, 2022)

4.2.3. Propiedades del viento en la zona limite

A continuación, procederemos a evaluar el potencial eólico en la región periférica del proyecto, incorporando datos del sistema de boyas de Puertos del Estado. Específicamente, nos referimos a la boya SIMAR (3020036), que se encuentra en cercanía inmediata de nuestra ubicación. Como punto de partida para el análisis de información relacionada con la velocidad del viento.

Se dispone de un gráfico de histograma, expuesta en la figura 37, generado a partir de los datos de la misma boya, el cual muestra la relación entre la velocidad del viento y la frecuencia con la que se registra.

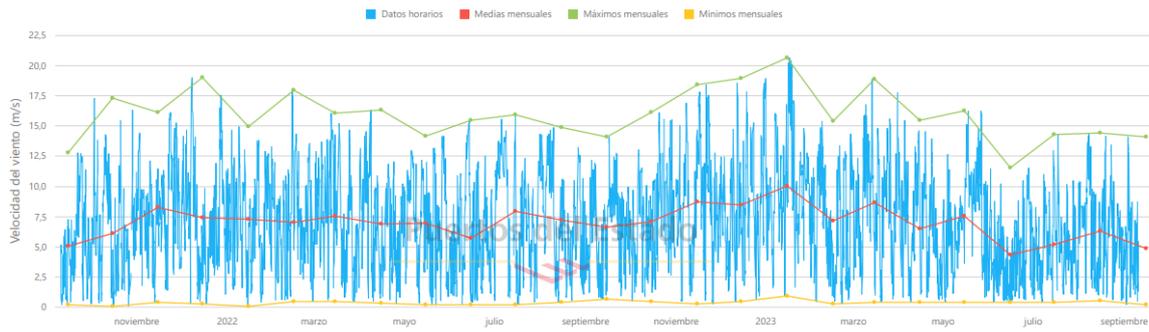


Figura 37 Viento. Punto SIMAR 3020036, series temporales. 9 sept 2021- 9 sept 2023. Fuente: Puertos del estado

La alineación de los aerogeneradores se establecerá considerando la dirección predominante del viento, la cual será determinada mediante el uso del diagrama de la rosa de los vientos como fuente de referencia.

Se puede notar en la Figura 38, que se presenta un viento dominante, especialmente los vientos provenientes de la dirección de Levante (ENE) y de menor escala vientos desde la dirección (NNE) y también, aunque en menor proporción, los vientos del sur (SSW y WSW). Estos datos serán considerados al determinar la orientación del parque.

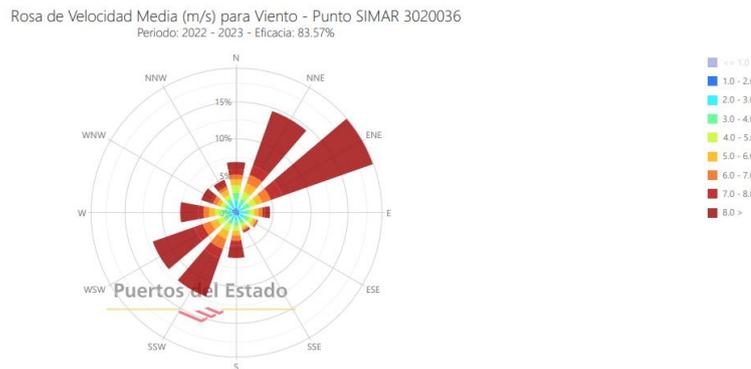


Figura 38 Rosa de los vientos en el emplazamiento.

El emplazamiento seleccionado para el parque eólico se revela como la elección perfecta debido a las condiciones excepcionales del viento que presenta.

4.2.3.1. Características del recurso eólico en la demarcación noratlántica

Se abordan las características de los vientos dominantes en la zona de emplazamiento, lo que afecta la producción de energía y la optimización de los factores de producción del parque eólico. Se presenta información sobre la velocidad del viento y otros aspectos relacionados.

Áreas de Mar	Velocidad Media del Viento (m/s)	Potencial para Parques Eólicos
6.5 m/s +	100 m sobre el nivel del mar	Potencial mínimo para parques eólicos tecnológicamente viables y económicamente rentables.

Tabla 50 Característica del recurso eólico en la demarcación noratlántica

4.2.4. Infraestructura

4.2.4.1. Aerogeneradores

Este apartado es importante ya que podremos ver una comparativa del uso de la herramienta con respecto a tres distritos modelos de aerogeneradores, lo cual nos proporciona para cada uno de ellos según sus diversas características y variables los costes de operación y mantenimiento de estas.

Los datos de los parámetros obtenidos de estos aerogeneradores se derivan de la información recopilada de tres fuentes principales (Vestas V112-3.0 *Offshore* - 3,00 MW – Aerogenerador), (Aerogenerador *offshore* SG 14-222 DD | Siemens Gamesa) y (Aerogenerador *offshore* SG 8.0-167 DD | Siemens Gamesa).

Aerogenerador Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD:

El aerogenerador Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD es una solución avanzada diseñada específicamente para aplicaciones en parques eólicos marinos (*offshore*). En esta descripción detallada, exploraremos las características clave, parámetros técnicos y las razones detrás de su elección en un contexto de

investigación de costes de operación y mantenimiento en parques eólicos marinos flotantes.



Figura 39 Aerogenerador Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD. Fuente: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/1800-siemens-gamesa-sg-8.0-167-dd>

A continuación, se presentan los datos de partida correspondiente:

PARÁMETROS	SIEMENS GAMESA SG 8.0-167 DD
Potencia nominal (Mw)	8,00
Diámetro de rotor (m).	167,00
Área barrida (m ²)	21.904,00
Numero de palas	3,00
Altura de la góndola (m).	92,00
Velocidad viento nominal (m/s)	14,00
Velocidad viento entrada (m/s)	3,00
Velocidad viento de bloqueo (m/s)	25 (parcial)
Coeficiente de potencia (C _p)	0,45
Numero de aerogeneradores en el parque	20,00

Años de vida de parque (Años)	20,00
garantía Mantenimiento (Años)	-

Tabla 51 Parámetros Aerogenerador Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD. Fuente: Siemens Gamesa

EMPLAZAMIENTO (43, 50° N - 8,67 W)	
VARIABLES	VALORES
A	10,27
K	1,92
Gamma (1+3/k)	2,56
Velocidad media viento (m/s).	9,12
Densidad del aire (Kg/m3)	1,21
Densidad de potencia (wh/m2)	365,23
Diámetro palas (m).	167,00
Área barrida (m2)	21.904,00
Velocidad límite inferior viento (m/s).	3,00
Velocidad límite máxima viento (m/s).	25,00
Tiempo anual (h).	7.966,30
Energía potencial anual (GWh/año).	31,78

Tabla 52 Variables del emplazamiento de SG 8.0-167 DD. Fuente: puertos del estado

Aerogenerador Siemens Gamesa SG 14-222 DD:

El aerogenerador Siemens Gamesa SG 14-222 DD se presenta como un avance revolucionario en la tecnología de generación de energía eólica en entornos marítimos. A continuación, destacaremos sus principales atributos, que lo sitúan en la vanguardia de la producción de energía renovable en el medio marino:



Figura 40 Aerogenerador Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD. Fuente: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/2266-siemens-gamesa-sg-14-222-dd>

A continuación, se presentan los datos de partida correspondiente:

PARÁMETROS	SIEMENS GAMESA SG 14-222 DD
Potencia nominal (Mw)	14,00
Diámetro de rotor (m).	222,00
Área barrida (m2)	39.000,00
Numero de palas	3,00
Altura de la góndola (m).	92,00
Velocidad viento nominal (m/s)	14,00
Velocidad viento entrada (m/s)	3,00
Velocidad viento de bloqueo (m/s)	25 (parcial)
Coefficiente de potencia (Cp)	0,45
Numero de aerogeneradores en el parque	20,00
Años de vida de parque (Años)	20,00
Garantía Mantenimiento (Años)	-

Tabla 53 Parámetros Aerogenerador Siemens Gamesa SG 14-222 DD. Fuente: Siemens

EMPLAZAMIENTO (43, 50° N - 8,67 W)	
VARIABLES	VALORES
A	10,27
K	1,92
Gamma (1+3/k)	2,56
Velocidad media viento (m/s).	9,12
Densidad del aire (Kg/m3)	1,21
Densidad de potencia (wh/m2)	358,97
Diámetro de rotor (m).	222,00
Área barrida (m2)	39.000,00
Velocidad límite inferior viento (m/s).	3,00
Velocidad limite máxima viento (m/s).	25,00
Tiempo anual (h).	7.966,30
Energía potencial anual (GWh/año).	55,62

Tabla 54 Variables del emplazamiento de SG 14-222 DD. Fuente: puertos del estado

Esta asombrosa máquina representa un logro sin precedentes en la industria de la energía eólica *offshore*, proporcionando un rendimiento excepcional y una mayor eficiencia en la generación de energía limpia y sostenible.

Aerogenerador Vestas V112-3.0 *Offshore*:

El aerogenerador Vestas V112-3.0 *Offshore* se destaca como una avanzada solución en la generación de energía eólica en entornos marítimos. A continuación, presentamos sus principales atributos, que lo posicionan como una fuente confiable de energía renovable en el medio *offshore*:



Figura 41 Aerogenerador Vestas V112-3.0 Offshore. Fuente: www.wind-turbine-models.com

A continuación, se presentan los datos de partida correspondiente:

PARÁMETROS	Vestas V112-3.0 <i>Offshore</i>
Potencia nominal (Mw)	3,00
Diámetro de rotor (m).	112,00
Área barrida (m ²)	9.852,00
Numero de palas	3,00
Altura de la góndola (m).	84,00
Velocidad viento nominal (m/s)	12,00
Velocidad viento entrada (m/s)	3,00
Velocidad viento de bloqueo (m/s)	25 (parcial)
Coefficiente de potencia (Cp)	0,45
Numero de aerogeneradores en el parque	20,00
Años de vida de parque (Años)	20,00
Garantía Mantenimiento (Años)	-

Figura 42 Parámetros Aerogenerador Vestas V112-3.0 Offshore. Fuente: («Vestas V112-3.0 MW», 2013)

EMPLAZAMIENTO (43, 50º N - 8,67 W)	
VARIABLES	VALORES
A	10,27
K	1,92
Gamma (1+3/k)	2,56
Velocidad media viento (m/s).	9,12
Densidad del aire (Kg/m3)	1,21
Densidad de potencia (wh/m2)	304,51
Diámetro de rotor (m).	112,00
Área barrida (m2)	9.852,00
Velocidad límite inferior viento (m/s).	3,00
Velocidad limite máxima viento (m/s).	25,00
Tiempo anual (h).	7.966,30
Energía potencial anual (GWh/año).	14,96

Figura 43 Variables del emplazamiento de Vestas V112-3.0 Offshore. Fuente: puertos del estado

4.3. Hipótesis asumidas

Para los ingresos totales anuales provenientes de la venta de energía eléctrica teniendo en cuenta las siguientes gráficas y tablas con datos de actualidad respecto a lo que necesitamos.

Tomaremos datos del 14 de diciembre de 2022:

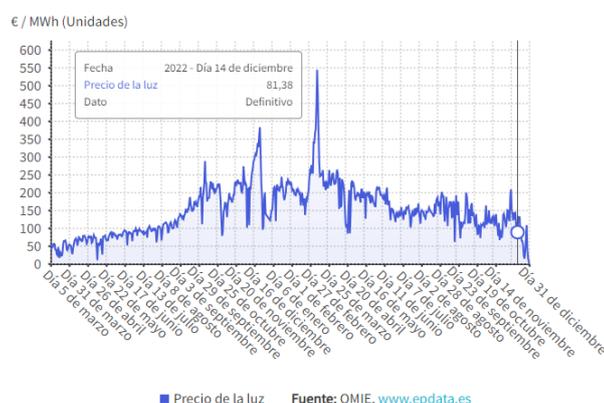


Figura 44 Precio de la luz €/MWh. Fuente: OMIE, www.epdata.es

Con respecto al precio de la electricidad: El precio del mercado mayorista eléctrico depende de la demanda interna en primer lugar, pero también depende de otra serie de variables como son el precio de los combustibles fósiles, en especial el gas natural utilizado en las centrales de Ciclo Combinado, de la situación geopolítica europea y mundial, y de la formación del pool eléctrico nacional y el peso que tienen en el mismo los diferentes tipos de centrales de producción eléctrica. Durante el año 2022 se están dando una serie de circunstancias, especialmente la guerra de Ucrania en marzo, que han influido de una forma abrumadora al mercado eléctrico. En la Figura 44, se muestra la tendencia de precios del mercado español, donde se ve el impacto de la guerra en marzo y la evolución posterior hasta el momento actual, donde el precio fluctúa entre los 50-200 euros/Mwh.

En la estimación de Retribuciones: Como incentivo a la transición ecológica y lucha contra el cambio climático, el Gobierno Español, a través del Real Decreto 413/2014 promociona la instalación de energías renovables en el pool del sistema eléctrico español. Esto se plasma en una serie de incentivos y retribuciones a las empresas energéticas para la instalación de centros de producción de energías renovables.

Por lo tanto, el Estado con la finalidad de incrementar la potencia eléctrica instalada en el país provenientes de fuentes de energía renovables subvenciona este tipo de instalaciones con las siguientes características:

1. Retribución directa a la inversión por la que la empresa explotadora de la instalación de producción de energía recibe una prima en función de la potencia instalada.

En la Figura 37, (RD 413/2014 y Orden TED/171/2020), se indica la cantidad subvencionada que es de 98638 euros por MW instalado.

2. Retribución a la operación consistente en la recepción de una prima en función de la energía generada por la instalación energética. Esta prima está prevista desarrollar en

el futuro ya que en la actualidad no se dispone en España de ningún parque eólico instalado.



Código de identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste $C_{j,a}$	Retribución a la Inversión Rinv 2022 (€/MW)	N.º Horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual Nh 2022 (h)	Umbral de funcionamiento anual Uf 2022 (h)	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
						3 meses	6 meses	9 meses
IT-00664	20	1	62.136	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00665	20	1	63.421	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00666	20	1	63.452	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00667	20	1,0000	493.663	500	200	20%	40%	50%
IT-00668	20	0,2723	81.915	2.550	765	20%	40%	50%
IT-00672	25	0,0000	0	-	-	-	-	-
IT-00673	25	0,3393	55.659	400	200	20%	40%	50%
IT-00674	25	0,5671	99.475	400	200	20%	40%	50%

Figura 45 Retribución a la inversión. Fuente:(RD 413/2014 y Orden TED/171/2020)

Para los cálculos de los ingresos anuales supondremos las siguientes condiciones:

- El periodo de vida útil del parque eólico será de 20 años.
- El precio de la venta de electricidad partirá del valor del 14 de diciembre de 2022 el cual es 81,38 euros/Mwh y a partir de ahí se usa este valor con un incremento anual del 2% por la inflación, esta suposición es realizada debido a la imposibilidad de predecir el precio de la electricidad en el futuro.
- La tasa de retribución (prima) será constante ya que al igual que antes es impredecible el valor en años futuros y usaremos el valor ya multiplicado por la potencia instalada en nuestro parque (160 MW).

Calcularemos el coste anual en base a:

- Operación: El coste de operación será el 3% de los ingresos anuales.
- Costes de mantenimiento (euros/Año) = sumatoria de costes mantenimiento preventivo y correctivo.

- Costes seguros = 9 % de los ingresos anuales.
- Costes arrendamiento = 3% de los ingresos anuales.
- Costes de gestión = 4 % de los ingresos anuales.

Declaración de variables:

En el caso práctico, se establecen hipótesis clave para el cálculo de costes de mantenimiento. Se asume la consideración del factor de inflación mediante la actualización de rentas con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) general, utilizando el sistema IPC base 2021.

La actualización se realiza anualmente, basándose en datos del IPC General entre julio de 2013 y julio de 2022. Esta metodología, respaldada por datos históricos, proporciona una proyección sólida y adaptable a futuros escenarios. La flexibilidad del modelo radica en la facilidad de actualización del dato de renta con la información más reciente del IPC, asegurando su relevancia a lo largo del tiempo.

A continuación, se presentan tablas con los valores específicos para el caso práctico de las variables para el año y el caso particular mencionados, destacando la aplicación práctica de las hipótesis en el análisis de costes.

Declaración de variables (Totales)	Nomenclatura	Valor	Unidad
Coste de mano de obra. (TOTAL)	CMC_{MODp}	119.257,60	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSPp}$	1.473.634,40	€/año
Coste de material (TOTAL)	CMC_{MATp}	1.377.919,20	€/año
Número de aerogeneradores	NA	3,00	uds
Pfallo1	P_{fallo}	0,22	

PfalloMediaAerogenerador	$P_{falloaerogenerador}$	0,1573	
--------------------------	--------------------------	--------	--

Tabla 55 Declaración de variables totales. Fuente: propia

Declaración de variables (Aerogenerador C1)	Nomenclatura	Valor	Unidad
Coste de mano de obra. C1	$CMC_{MOD_{C1}}$	31.180,80	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C1}}$	668.287,20	€/año
Coste de material (TOTAL)	$CMC_{MAT_{C1}}$	372.400,00	€/año
Número de aerogeneradores	NA	3,00	Uds.
Pfallo	P_{C1}	0,38	
C2 ROTOR	÷	÷	÷
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C2}}$	31.180,80	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C2}}$	668.287,20	€/año
Coste de material	$CMC_{MAT_{C2}}$	963.200,00	€/año
Pfallo	P_{C2}	0,02	

C3 COJINETE	±	.	±
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C3}}$	31.180,80	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C3}}$	668.287,20	€/año
Coste de material (TOTAL)	$CMC_{MAT_{C3}}$	168.000,00	€/año
Pfallo	P_{C3}	0,02	
C4 MULTIPLICADOR Y GENERADOR	±	±	±
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C4}}$	31.180,80	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C4}}$	668.287,20	€/año
Coste de material (TOTAL)	$CMC_{MAT_{C4}}$	963.200,00	€/año
Pfallo	P_{C4}	0,01	
C5 PARTE HIDRÁULICA	±	±	±
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C5}}$	14.784,00	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C5}}$	13.050,00	€/año
Coste de material (TOTAL)	$CMC_{MAT_{C5}}$	9.000,00	€/año

Pfallo	P_{C5}	0,12	
C6 SISTEMA GUINHADA	÷	÷	÷
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C6}}$	25.536,00	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C6}}$	21.450,00	€/año
Coste de material (TOTAL)	$CMC_{MAT_{C6}}$	159.000,00	€/año
Pfallo	P_{C6}	0,22	
C7 SISTEMA CABECEO	÷	÷	÷
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C7}}$	25.536,00	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C7}}$	60.060,00	€/año
Coste de material (TOTAL)	$CMC_{MAT_{C7}}$	168.000,00	€/año
Pfallo	P_{C7}	0,28	

C8 FRENO MECÁNICO	÷	÷	÷
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	CMC_{MODC8}	25.536,00	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSPC8}$	60.060,00	€/año
Coste de material (TOTAL)	CMC_{MATC8}	42.000,00	€/año
Pfallo	P_{C8}	0,05	
C9 SISTEMA ELECTRICO	÷	÷	÷
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	CMC_{MODC9}	5.824,00	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSPC9}$	16.940,00	€/año
Coste de material (TOTAL)	CMC_{MATC9}	25.200,00	€/año
Pfallo	P_{C9}	0,06	
C10 INVERSOR	÷	÷	÷

Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C10}}$	25.536,00	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C10}}$	60.060,00	€/año
Coste de material (TOTAL)	$CMC_{MAT_{C10}}$	-	€/año
Pfallo	P_{C10}	0,32	
C11 HARDWARE	-	-	-
Coste de la MOD del mantenimiento correctivo	$CMC_{MOD_{C11}}$	14.784,00	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP_{C11}}$	36.540,00	€/año
Coste de material (TOTAL)	$CMC_{MAT_{C11}}$	1.128,40	€/año
Pfallo	P_{C11}	0,25	

Tabla 56 Declaración de variables aerogenerador. Fuente: propia

Declaración de variables (Plataforma)	Nomenclatura	Valor	Unidad
Coste de mano de obra. C1	CMC_{MOD_2}	31.180,80	€/año
Coste del transporte	CMC_{TRANSP_2}	668.287,20	€/año

Coste de material	CMC_{MATC2}	963.200,00	€/año
Numero de aerogeneradores	NA	3,00	Uds.
Probabilidad de fallo plataforma	P_{fallo2}	0,0004	
Probabilidad de necesidad de grúa	P_{NoGrua}	0,08	
Probabilidad de no necesitar grúa	P_{grua}	0,92	
Número de plataformas de subestación	P_{sub}	1,00	
Porcentaje del valor de los materiales	K_{MOD}	0,00	
Grúa	Grúa	324.800,00	€/día
No grúa	Nogrúa	22.502,00	€/día

Tabla 57 Declaración de variables de la plataforma. Fuente: propia

Declaración de variables (Amarre)	Nomenclatura	Valor	Unidad
Coste de mano de obra. C1	CMC_{MOD_3}	25.536,00	€/año
Coste de material	CMC_{MAT_3}	8.559,60	€/año
Coste del transporte	CMC_{TRANSP_3}	60.060,00	€/año
Número de aerogeneradores	NA	3,00	Uds.
Pfallo plataforma	P_{fallo3}	0,00	
Número de líneas de amarre por plataforma	LP	6,00	líneas

Tabla 58 Declaración de variables del amarre

Declaración de variables (Anclaje)	Nomenclatura	Valor	Unidad
Coste de mano de obra. C1	CMC_{MOD_4}	25.536,00	€/año
Coste del transporte	CMC_{TRANSP_4}	60.060,00	€/año
Coste de material	CMC_{MAT_4}	8.559,60	€/año
Numero de aerogeneradores	NA	3,00	Uds.

Pfallo plataforma	P_{fallo4}	0,00	
Número de líneas de amarre por plataforma	LP	6,00	líneas

Tabla 59 Declaración de variables del anclaje

Declaración de variables (SISTEMA ELECTRICO)	Nomenclatura	Valor	Unidad
Coste de mano de obra.	CMC_{MOD9}	5.824,00	€/año
Coste del transporte	$CMC_{TRANSP9}$	16.940,00	€/año
Coste de mantenimiento correctivo del transformador	CMC_{TS}	2.500.000,00	€/año
Coste de material	CMC_{MATC9}	25.200,00	€/año
Número de aerogeneradores	NA	3,00	Uds.
Probabilidad de fallo eléctrico	P_{fallo9}	0,06	
Tiempo medio de reparación	MTTRmar	1.440,00	

Coeficiente del tipo de subestación	k_{sube}	2,00	
Ratio de fallo del transformador de la subestación	FR_{TS}	0,03	
Número de días por año	Nda	365,25	días/año
Número de horas por día	Nhd	24,00	h/día
Número de transformadores que hay en la subestación	$NT_s = \left[\frac{NA \times PA \times 10^6}{S_{ccs}} \right]$	0,38	Uds.
Potencia aparente del transformador de la subestación	S_{ccs}	40.000.000,00	VA
Potencia unitaria de cada aerogenerador	PA	5,08	MW
Tiempo medio de reparación del transformador de la subestación	$MTTR_{TS}$	4.320,00	h
Tiempo medio de reparación de la línea tierra5	$MTTR_{tierra5}$	1.440,00	
Número de aerogeneradores por fila	NAF	3,00	aerogeneradores /fila

Número de Filas	NF	1,00	Filas
Número de líneas para tramo submarina.	Nmar1a, Nmar.....,Nmar4b	1,00	líneas
Número de líneas para tramo tierra.	Ntierra5	2,00	líneas
Ratio de fallo de los cables	FRc	0,04	1/año
Coste de mantenimiento correctivo del cable	CMC _C	500.000,00	€/año

Tabla 60 Declaración de variables del sistema eléctrico.

Partiendo de los datos generales: Para coste del transporte mantenimiento preventivo:

d_puerto (Distancia a puerto) (m)	17.000,00	NAF (Número de aerogeneradores por fila)	3,00
k_tiempo (Coeficiente por perdidas al mal tiempo)	0,75	D (diámetro rotor(m))	167,00
VMP_H (Velocidad del helicóptero) (m/s)	70,48	NF (número de filas)	7
VMP_BNP (Velocidad del buque) (m/s)	6,17	NAF (Número de aerogeneradores por fila)	3,00

Tabla 61 Datos generales para el coste de mantenimiento preventivo del transporte

Tiempos y costes del transporte para mantenimiento preventivo						
PARAMETRO	MANT. TIERRA			MANT. MAR	UNIDADES	
	MAN H	MAN BCA NP	MAN BCA P 24 25	MAN BCA P		
<i>t</i> _{puerto-parque}	$\frac{d_{puerto} \times (1 + K_{tiempo})}{VMPH \times 3600s/1h \times 24h/1día}$	$\frac{d_{puerto} \times (1 + K_{tiempo})}{VMP_{BNP} \times 3600s/1h \times 24h/1día}$		-	Días	0,06
<i>t</i> _{-parque}	$\frac{NAF \times 4xD + NFx7xD}{VMPH \times 3600s/1h \times 24h/1día}$	$\frac{NAF \times 4xD + NFx7xD}{VMP_{BNP} \times 3600s/1h \times 24h/1día}$			Días	0,02
CDMP-TRANSP	C-helicoptero	C-FSV	$\frac{C_{buquecompra} + C_{buquetransformacion}}{N_{parque}}$ $+ \frac{C_{buquefijo} + C_{buquevariables}}{N_{parque}}$ $= \frac{C_{buquecompra} + C_{buquetransformacion}}{N_{parque}}$ $+ (C_{buquetripulacion} + (C_{buquemantenimiento} * (C_{buqueseuros})))$ $+ (C_{fuel} * C_{buquecombustible})$		€/día	23.525.363,98

Tabla 62 Tiempo y costes del transporte para mantenimiento preventivo

C_buque compra (coste de compra del buque) (€)	22.000.000,00	Cfuel (coste de combustible) (€/día)	400,00
C_buquetransform (coste de la transformación del buque) (€)	2.500.000,00	C_buquecombustible (Consumo diario de combustible del buque) (ton/día)	4,00
C_buquetripul. (coste anual de tripulación del buque) (€)	900.000,00	TMP_transp (Tiempo del transporte de mantenimiento preventivo (días))	0,14
C_buquemantenimiento (coste anual de mantenimiento del buque) (€)	100.000,00	N_parque (número de explotación del parque) (años)	20,00
C_buqueseq (Coste anual de seguros del buque) (€)	400.000,00		

Tabla 63 Costes de transporte y combustible para el mantenimiento preventivo.

Coste mano de obra mantenimiento preventivo aerogenerador:

NA	3,00	NA (número aerogeneradores)	Uds.
NMP	1,00	NMP (Número de viajes anuales de mantenimiento preventivo)	Uds.
TMP	35,00	TMP (Tiempo para mantenimiento preventivo del componente)	(h/año)
CHMP	160,00	CHMP (coste horario de la mano de obra del mantenimiento preventivo de la plataforma)	(euro/h)
CMOD preventivo	80,00	Coste de la mano de obra del mantenimiento preventivo	(euro/h)

Tabla 64 Variables del coste de mano de obra del mantenimiento preventivo del aerogenerador

Coste mano de obra mantenimiento preventivo de la plataforma:

NMP_MOD2	3,00	NMP (Número de viajes anuales de mantenimiento preventivo)	uds
NA	3,00	NA (número aerogeneradores)	uds
Psub	1,00	Psub (número de plataformas de subestación)	uds
TMP_MOD2	35,00	TMP (Tiempo para mantenimiento preventivo del componente x)	(h/año)
CHMP_MOD2	160,00	CHMP (coste horario de la mano de obra del mantenimiento preventivo de la plataforma)	(euro/h)
CALOJMP	-	Coste del mantenimiento de la plataforma de alojamiento	(euro/h)
CMODpreventivo	80,00	Coste de la mano de obra del mantenimiento preventivo	(euro/h)

Coste mano de obra mantenimiento preventivo del amarre:

NA	3,00	NA (número aerogeneradores)	uds
NMP_MOD3	1,00	NMP (Número de viajes anuales de mantenimiento preventivo)	uds

TMP_MOD3	35,00	TMP (Tiempo para mantenimiento preventivo del componente x)	(h/plataforma)
Psub	1,00	Psub (número de plataformas de subestación)	uds
CHMP_MOD3	160,00	CHMP (coste horario de la mano de obra del mantenimiento preventivo del amarre)	(euro/h)
CMODpreventivo	80,00	Coste de la mano de obra del mantenimiento preventivo	(euro/h)

Coste mano de obra mantenimiento preventivo del sistema eléctrico:

Nmar1a	7,00	Nmar3a	7,00
Nmar1b	7,00	Nmar3b	7,00
Nmar2a	7,00	Nmar4a	7,00
Nmar2b	7,00	Ntierra5	13,00
		Psub	1,00
		KprevTs	0,50

Coste material mantenimiento preventivo:

	cmp_matp		
C_mat taller 1 (Mat_acero)	p1	1,00	
C_mat taller 2 (Mat_preparación y pintura de la plataforma)	p2	2,00	
C_mat taller 3 (Mat_aridos y grasas)	p3	2,00	
C_mat taller 4 (Mat_equipos auxiliares)	p4	3,00	
C_mat taller 5 (Entrega)	p5	-	Siempre es cero

4.4. Interpretación de los resultados

En la búsqueda de soluciones energéticas sostenibles, la elección del aerogenerador adecuado desempeña un papel crítico en la rentabilidad y la contribución a la generación de energía limpia. En este contexto, hemos evaluado tres modelos de aerogeneradores: SIEMENS GAMESA SG 14-222 DD, SIEMENS GAMESA SG 8.0-167 DD y Vestas V112-3.0 *Offshore*. Cada uno de estos modelos tiene sus propias características y proyecciones de ingresos anuales, lo que nos permite realizar una comparativa detallada para ayudar en la toma de decisiones.

A continuación, presentamos una tabla que resume los resultados de la comparativa de estos tres modelos de aerogeneradores en función de la vida útil:

VESTAS V112-3.0 OFFSHORE:

Año	Valores constantes con el tiempo			Impuesto 16%			
	Generación anual (MW/h)	Retribución(prima) a la inversión(€)	Precio (€/MWh)	Ingresos Anuales(€)	Beneficio neto (€)	Saldo (€)	unidad
2023	328.978,82	3.807.120,00	81,38	30.579.416,50	19.489.490,72	- 111.101.872,72	€/año
2024	328.978,82	3.807.120,00	83,01	31.114.862,43	19.837.530,57	- 91.264.342,14	€/año
2025	328.978,82	3.807.120,00	84,67	31.661.017,28	20.192.531,22	- 71.071.810,92	€/año
2026	328.978,82	3.807.120,00	86,36	32.218.095,23	20.554.631,89	- 50.517.179,03	€/año
2027	328.978,82	3.807.120,00	88,09	32.786.314,73	20.923.974,57	- 29.593.204,47	€/año
2028	328.978,82	3.807.120,00	89,85	33.365.898,63	21.300.704,10	- 8.292.500,37	€/año
2029	328.978,82	3.807.120,00	91,65	33.957.074,20	21.684.968,22	13.392.467,85	€/año
2030	328.978,82	3.807.120,00	93,48	34.560.073,28	22.076.917,62	35.469.385,47	€/año
2031	328.978,82	3.807.120,00	95,35	35.175.132,35	22.476.706,02	57.946.091,49	€/año
2032	328.978,82	3.807.120,00	97,26	35.802.492,59	22.884.490,18	80.830.581,67	€/año
2033	328.978,82	3.807.120,00	99,20	36.442.400,05	23.300.430,02	104.131.011,69	€/año
2034	328.978,82	3.807.120,00	101,19	37.095.105,65	23.724.688,66	127.855.700,35	€/año
2035	328.978,82	3.807.120,00	103,21	37.760.865,36	24.157.432,47	152.013.132,82	€/año
2036	328.978,82	3.807.120,00	105,27	38.439.940,27	24.598.831,16	176.611.963,99	€/año
2037	328.978,82	3.807.120,00	107,38	39.132.596,67	25.049.057,83	201.661.021,81	€/año
2038	328.978,82	3.807.120,00	109,53	39.839.106,21	25.508.289,02	227.169.310,84	€/año
2039	328.978,82	3.807.120,00	111,72	40.559.745,93	25.976.704,85	253.146.015,68	€/año
2040	328.978,82	3.807.120,00	113,95	41.294.798,45	26.454.488,98	279.600.504,67	€/año
2041	328.978,82	3.807.120,00	116,23	42.044.552,02	26.941.828,80	306.542.333,47	€/año
2042	328.978,82	3.807.120,00	118,56	42.809.300,66	27.438.915,42	333.981.248,89	€/año

Tabla 65 Resultados económicos, VESTAS V112-3.0 OFFSHORE. Fuente: propia.

- La generación anual de energía es de 328.978,82 MW/h en todos los años.
- La retribución (prima) a la inversión es de 3.807.120,00 € cada año.
- El precio de venta de la energía también aumenta gradualmente desde 81,38 €/Mwh en 2023 hasta 118,56 €/Mwh en 2042.
- El ingreso anual aumenta de manera constante desde el 2023 hasta alcanzar un valor de 42.809.300,66 € en 2042.

- El beneficio neto representa un incremento constante partiendo de un valor inicial de 19.489.490,72 hasta alcanzar un valor final de 27.438.915,42.
- El saldo es inicialmente negativo y se vuelve positivo a partir de 2027, aumentando significativamente con el tiempo.

- **SIEMENS GAMESA SG 8.0-167 DD:**

Año	Valores constantes con el tiempo			Impuesto 16%			
	Generación anual (MW/h)	Retribució(prima) a la inversión(€)	Precio (€/MWh)	Ingresos anuales (€)	Beneficio neto (€)	Saldo (€)	unidad
2022	698.897,33	10.152.320,00	81,38	67.028.584,55	42.818.296,16	-232.511.398,46	€/año
2023	698.897,33	10.152.320,00	83,01	68.166.109,84	43.557.687,60	-188.953.710,86	€/año
2024	698.897,33	10.152.320,00	84,67	69.326.385,64	44.311.866,87	-144.641.843,99	€/año
2025	698.897,33	10.152.320,00	86,36	70.509.866,95	45.081.129,72	-99.560.714,27	€/año
2026	698.897,33	10.152.320,00	88,09	71.717.017,89	45.865.777,83	-53.694.936,43	€/año
2027	698.897,33	10.152.320,00	89,85	72.948.311,85	46.666.118,90	-7.028.817,53	€/año
2028	698.897,33	10.152.320,00	91,65	74.204.231,69	47.482.466,80	40.453.649,27	€/año
2029	698.897,33	10.152.320,00	93,48	75.485.269,92	48.315.141,65	88.768.790,92	€/año
2030	698.897,33	10.152.320,00	95,35	76.791.928,92	49.164.470,00	137.933.260,92	€/año
2031	698.897,33	10.152.320,00	97,26	78.124.721,10	50.030.784,92	187.964.045,83	€/año
2032	698.897,33	10.152.320,00	99,20	79.484.169,12	50.914.426,13	238.878.471,96	€/año
2033	698.897,33	10.152.320,00	101,19	80.870.806,10	51.815.740,17	290.694.212,13	€/año
2034	698.897,33	10.152.320,00	103,21	82.285.175,82	52.735.080,49	343.429.292,62	€/año
2035	698.897,33	10.152.320,00	105,27	83.727.832,94	53.672.807,61	397.102.100,23	€/año
2036	698.897,33	10.152.320,00	107,38	85.199.343,20	54.629.289,28	451.731.389,51	€/año
2037	698.897,33	10.152.320,00	109,53	86.700.283,66	55.604.900,58	507.336.290,10	€/año
2038	698.897,33	10.152.320,00	111,72	88.231.242,94	56.600.024,11	563.936.314,21	€/año
2039	698.897,33	10.152.320,00	113,95	89.792.821,40	57.615.050,11	621.551.364,32	€/año
2040	698.897,33	10.152.320,00	116,23	91.385.631,42	58.650.376,63	680.201.740,94	€/año
2041	698.897,33	10.152.320,00	118,56	93.010.297,65	59.706.409,68	739.908.150,62	€/año

Tabla 66 Resultados económicos, -SIEMENS GAMESA SG 8.0-167 DD. Fuente: propia.

- La generación anual de energía es de 698.897,33 MW/h en todos los años.
- La retribución (prima) a la inversión es de 10.152.320,00 € cada año.
- El precio de venta de la energía también aumenta gradualmente desde 81,38 €/Mwh en 2023 hasta 118,56 €/Mwh en 2042.
- El ingreso anual aumenta de manera constante desde el 2023 hasta 93.010.297,65 € en 2042.
- El beneficio neto representa un incremento constante partiendo de un valor inicial de 42.818.296,16 hasta alcanzar un valor final de 59.706.409,68
- El saldo es inicialmente negativo, pero se vuelve positivo a partir de 2028 y aumenta de manera constante.

SIEMENS GAMESA SG 14-222 DD:

Año	Valores constantes con el tiempo			Impuesto 16%			unidad
	Generación anual (MW/h)	Retribución(prima) a la inversión(€)	Precio (€/MWh)	Ingresos anuales(€)	Beneficio neto (€)	Saldo (€)	
2.023	1.223.186,83	17.766.560,00	81,38	117.309.504,39	72.580.180,50	- 399.457.388,07	€/año
2.024	1.223.186,83	17.766.560,00	83,01	119.300.363,28	73.874.238,78	- 325.583.149,30	€/año
2.025	1.223.186,83	17.766.560,00	84,67	121.331.039,34	75.194.178,22	- 250.388.971,08	€/año
2.026	1.223.186,83	17.766.560,00	86,36	123.402.328,93	76.540.516,45	- 173.848.454,63	€/año
2.027	1.223.186,83	17.766.560,00	88,09	125.515.044,31	77.913.781,45	- 95.934.673,18	€/año
2.028	1.223.186,83	17.766.560,00	89,85	127.670.013,99	79.314.511,74	- 16.620.161,44	€/año
2.029	1.223.186,83	17.766.560,00	91,65	129.868.083,07	80.743.256,64	64.123.095,20	€/año
2.030	1.223.186,83	17.766.560,00	93,48	132.110.113,53	82.200.576,44	146.323.671,65	€/año
2.031	1.223.186,83	17.766.560,00	95,35	134.396.984,60	83.687.042,64	230.010.714,29	€/año
2.032	1.223.186,83	17.766.560,00	97,26	136.729.593,10	85.203.238,16	315.213.952,45	€/año
2.033	1.223.186,83	17.766.560,00	99,20	139.108.853,76	86.749.757,59	401.963.710,03	€/año
2.034	1.223.186,83	17.766.560,00	101,19	141.535.699,63	88.327.207,41	490.290.917,44	€/año
2.035	1.223.186,83	17.766.560,00	103,21	144.011.082,43	89.936.206,22	580.227.123,67	€/año
2.036	1.223.186,83	17.766.560,00	105,27	146.535.972,88	91.577.385,02	671.804.508,68	€/año
2.037	1.223.186,83	17.766.560,00	107,38	149.111.361,13	93.251.387,38	765.055.896,06	€/año
2.038	1.223.186,83	17.766.560,00	109,53	151.738.257,16	94.958.869,80	860.014.765,86	€/año
2.039	1.223.186,83	17.766.560,00	111,72	154.417.691,10	96.700.501,86	956.715.267,72	€/año
2.040	1.223.186,83	17.766.560,00	113,95	157.150.713,72	98.476.966,56	1.055.192.234,29	€/año
2.041	1.223.186,83	17.766.560,00	116,23	159.938.396,80	100.288.960,56	1.155.481.194,85	€/año
2.042	1.223.186,83	17.766.560,00	118,56	162.781.833,53	102.137.194,44	1.257.618.389,29	€/año

Tabla 67 Resultados económicos, -SIEMENS GAMESA SG 14-222 DD. Fuente: propia.

- La generación anual de energía es de 1.223.186,83 MW/h en todos los años.
- La retribución (prima) a la inversión es de 17.766.560,00 € cada año.
- El precio de venta de la energía aumenta gradualmente desde 81,38 €/Mwh en 2023 hasta 118,56 €/Mwh en 2042.
- El ingreso anual aumenta de manera constante desde 117.309.504,39 € en el 2023 hasta 162.781.833,53 € en 2042.
- El beneficio neto representa un incremento constante partiendo de un valor inicial de 72.580.180,50 hasta alcanzar un valor final de 102.137.194,44.
- El saldo es inicialmente negativo, pero se vuelve positivo a partir de 2029 y aumenta significativamente a lo largo de los años.

Comparativa:

- En cuanto a la generación de energía anual, SIEMENS GAMESA SG 14-222 DD lidera con 1.223.186,83 MW/h, seguido de cerca por SIEMENS GAMESA SG 8.0-167 DD y Vestas V112-3.0 Offshore.

- En términos de retribución a la inversión y precio de venta de la energía, los tres modelos tienen valores constantes y similares.
- En cuanto al beneficio neto, SIEMENS GAMESA SG 14-222 DD genera los mayores ingresos netos en 2042, seguido de cerca por SIEMENS GAMESA SG 8.0-167 DD y Vestas V112-3.0 *Offshore*.
- En cuanto al saldo, SIEMENS GAMESA SG 14-222 DD tiene el saldo más alto en 2042, seguido de SIEMENS GAMESA SG 8.0-167 DD y Vestas V112-3.0 *Offshore*.

En general, SIEMENS GAMESA SG 14-222 DD parece tener un rendimiento superior en términos de ingresos netos y saldo en comparación con los otros dos modelos a lo largo del período de tiempo analizado. Sin embargo, la elección del modelo adecuado dependerá de varios factores, incluidas las inversiones iniciales y las condiciones específicas del proyecto.

4.5. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad permitirá ver en qué grado varían las variables de salida al modificar las variables de entrada. Para llevarlo a cabo se emplea en la herramienta de Excel que se ha ejecutado, ya que el propósito fundamental de este tipo de simulaciones es servir como herramientas que permitan manejar la variabilidad y la incertidumbre, con el objetivo de cuantificar el riesgo y facilitar la toma de decisiones.

En el presente estudio se realizan dos análisis de sensibilidad. El primero implica variar una de las variables más influyentes en los costes de mantenimiento preventivo en parques eólicos marinos flotantes, específicamente el número de aerogeneradores a mantener preventivamente anualmente. El segundo análisis evalúa cómo cambian los indicadores económicos de resultados al modificar el número de viajes anuales. Ambos análisis se llevan a cabo teniendo en cuenta el escenario de estudio descrito anteriormente para un punto específico de la geografía.

4.5.1. Caso 1: Análisis de sensibilidad de costes de mantenimiento preventivo en parques eólicos marinos flotantes.

El análisis de sensibilidad es una herramienta valiosa para evaluar cómo ciertos cambios en las variables de entrada afectan los costes totales de mantenimiento preventivo en parques eólicos marinos flotantes. En particular, se prueba en analizar cómo variar el número de aerogeneradores que reciben mantenimiento preventivo anualmente afecta los costes totales. Para este análisis, consideramos dos escenarios clave con diferentes niveles de mantenimiento:

Escenario 1: Mantenimiento Preventivo anual en 3 aerogeneradores.

En este escenario, solo 3 aerogeneradores de 20 en el parque eólico marino flotante reciben mantenimiento preventivo cada año. Los costes asociados con este escenario son los siguientes:

- SUMATORIA CMP_MOD = 2.173.248,00 €

Teniendo en cuenta el factor de inflación se calcula también el equivalente al coste actual para los mantenimientos. Actualización de rentas con el IPC general (sistema IPC base 2021) para periodos anuales completos. Renta actualizada con el IPC General entre Julio de 2013 y Julio de 2022. Dando como resultado.

Factor de inflación	17,20%
---------------------	--------

- SUMATORIA CMP_MOD = 2.547.046,66 €

Escenario 2: Mantenimiento Preventivo anual en 10 aerogeneradores.

En este escenario, solo 10 aerogeneradores de 20 del parque eólico marino flotante reciben mantenimiento preventivo cada año, mientras que los demás operan sin mantenimiento preventivo. Los costes vinculados a este escenario se detallan a

continuación. Al igual que en el escenario 1, el primer valor refleja la ausencia de inflación, mientras que el segundo incorpora la misma:

- SUMATORIA CMP_MOD = 4.017.216,00 €
- SUMATORIA CMP_MOD = 4.708.177,15 €

4.5.1.1. Resultados del análisis de sensibilidad

El objetivo de este análisis de sensibilidad es determinar cómo afecta la reducción en el número de aerogeneradores sujetos a mantenimiento preventivo (de 20 a 3) a los costes totales de mantenimiento. Los resultados destacan dos observaciones clave:

Costes Totales de Mantenimiento Preventivo: Cuando se realiza mantenimiento preventivo en todos los aerogeneradores (Escenario 1), los costes totales son significativamente menores en comparación con el escenario donde solo tres aerogeneradores reciben mantenimiento preventivo (Escenario 2). Esto sugiere que realizar mantenimiento en un número mayor de aerogeneradores anualmente reduce los costes totales.

Variabilidad en los Costes: Los resultados muestran una variabilidad en los costes totales en ambos escenarios. Esto puede deberse a diferentes factores, como la complejidad del mantenimiento, la edad de los aerogeneradores y las condiciones ambientales. Es importante tener en cuenta esta variabilidad al planificar y presupuestar el mantenimiento preventivo.

4.5.2. Caso 2: Análisis de sensibilidad de costes de mantenimiento en parques eólicos marinos flotantes

En este caso, nos enfocamos en analizar cómo varía el número de viajes de mantenimiento anuales y su impacto en los costes totales. Consideramos dos escenarios clave con diferentes niveles de viajes de mantenimiento:

Escenario 1: 3 Viajes de Mantenimiento Anuales.

En este escenario, se realizan tres viajes de mantenimiento anuales a los aerogeneradores en el parque eólico marino flotante. Los costes vinculados a este escenario se detallan a continuación. Al igual que en el escenario 1, el primer valor refleja la ausencia de inflación, mientras que el segundo incorpora la misma:

- SUMATORIA CMP_MOD = 5.729.472,00 €
- SUMATORIA CMP_MOD = 6.714.941,18 €

Escenario 2: 1 Viaje de Mantenimiento Anual.

En este escenario, se realiza solo un viaje de mantenimiento anual a los aerogeneradores en el parque eólico marino flotante. Los costes vinculados a este escenario se detallan a continuación. Al igual que en el escenario 1, el primer valor refleja la ausencia de inflación, mientras que el segundo incorpora la misma:

- SUMATORIA CMP_MOD = 2.173.248,00 €
- SUMATORIA CMP_MOD = 2.547.046,66 €

4.5.2.1. Resultados del análisis de sensibilidad

El objetivo de este análisis de sensibilidad es determinar cómo la reducción en el número de viajes de mantenimiento anuales afecta los costes totales de mantenimiento. A continuación, se destacan las observaciones clave:

Costes Totales de Mantenimiento: Cuando se realizan tres viajes de mantenimiento anuales (Escenario 1), los costes totales son significativamente más altos en comparación con el escenario de un solo viaje de mantenimiento anual

(Escenario 2). Esto indica que reducir la frecuencia de los viajes de mantenimiento puede resultar en ahorros sustanciales en costes.

Optimización de Recursos: La elección del número de viajes de mantenimiento debe basarse en un equilibrio entre la eficiencia de costes y la necesidad de mantener la confiabilidad operativa. Realizar un número menor de viajes puede ahorrar costes, pero también podría aumentar el riesgo de mantenimiento insuficiente y posibles fallos no detectados.

4.5.2.2. Conclusiones y recomendaciones del análisis de sensibilidad

Este análisis de sensibilidad subraya la importancia de considerar cuidadosamente cuántos aerogeneradores requieren mantenimiento preventivo en un parque eólico marino flotante. Aunque reducir el número de aerogeneradores o el número de viajes sujetos a mantenimiento puede ahorrar costes a corto plazo, también puede aumentar el riesgo de fallas no detectadas y mayores costes a largo plazo. La decisión óptima sobre el número de aerogeneradores y viajes para mantener preventivamente debe basarse en un equilibrio entre la eficiencia de costes y la confiabilidad operativa.

Es recomendable seguir monitoreando y evaluando regularmente los datos de mantenimiento, la edad de los aerogeneradores y las condiciones del entorno para tomar decisiones informadas sobre el mantenimiento preventivo en el futuro.

Este análisis de sensibilidad permitirá comprender mejor cómo varían los costes de mantenimiento preventivo en función del número de aerogeneradores atendidos, lo que puede ser fundamental para la planificación y gestión efectiva de proyectos de parques eólicos marinos flotantes.

4.6. Validación de la herramienta con casos reales

La validez de los resultados de costes generados mediante la herramienta dependerá de la exactitud de los datos de entrada y de la metodología empleada para calcular dichos costes. A continuación, se destacan algunos puntos cruciales utilizados para evaluar la credibilidad de los resultados financieros:

En el contexto de la investigación, se vuelve imperativo garantizar la precisión de los datos de entrada en la herramienta. En este sentido, se asegura meticulosamente de que los datos relacionados con los costes de adquisición, operación y mantenimiento, tasas de interés, proyecciones de producción de energía, costes de financiamiento, tarifas eléctricas y otros factores relevantes sean no solo confiables, sino también actualizados.

El enfoque de la metodología de cálculo que se emplea es de vital importancia. Se basa en principios económicos y financieros ampliamente aceptados y reconocidos. Elementos cruciales, como el flujo de efectivo descontado, el período de análisis, la tasa de descuento y otros parámetros significativos, son cuidadosamente considerados en los cálculos.

La validación de los resultados es esencial en la investigación. Para lograrlo, se comparan los datos generados por la herramienta con referencias de la industria y estudios de casos similares. Este proceso de comparación me permite evaluar si los resultados se ajustan a las expectativas y las prácticas comunes en el ámbito de la energía eólica.

Una parte integral del trabajo implica analizar la sensibilidad a los cambios. Se realizó análisis de sensibilidad para comprender cómo variaciones en los datos de entrada afectan los resultados. Esto no solo proporciona una visión más profunda de la solidez de las proyecciones, sino que también arroja luz sobre cómo podrían fluctuar en diversos escenarios.

En un mundo donde los datos y las condiciones económicas pueden cambiar con rapidez, se entiende la importancia de la actualización continua. Mantener la herramienta actualizada y

revisar periódicamente los resultados en función de nuevos datos y cambios en el mercado es esencial para garantizar la relevancia y precisión.

En resumen, en el marco de la investigación, la credibilidad de los resultados financieros que se obtienen mediante la herramienta depende en gran medida de la precisión de los datos de entrada y la solidez de la metodología empleada. Al emplear datos precisos y una metodología robusta, se busca asegurar que los resultados sean no solo fiables, sino también fundamentales para la toma de decisiones en el campo de la energía eólica.

CAPÍTULO 5: CONCLUSIÓN Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

5.1. Conclusión

El estudio resalta la importancia de la operación y el mantenimiento de parques eólicos marinos y cómo la seguridad, el mantenimiento preventivo y las predicciones de rendimiento son aspectos críticos en este proceso. La logística de trabajar en alta mar y la necesidad de recopilar y analizar datos de manera sistemática agregan complejidad a la gestión de costes en este sector. La metodología propuesta para la toma de decisiones económicas en parques eólicos marinos, basada en el análisis de costes de operación y mantenimiento, ofrece una herramienta valiosa para la evaluación de proyectos y la optimización de la gestión financiera.

Se ha llevado a cabo un estudio de sensibilidad que analiza la elección del aerogenerador mediante diversos ejemplos. Entre ellos, se ha constatado la importancia crítica de esta elección en el resultado final del proyecto. Los resultados indican que la selección del equipo adecuado, basada en las condiciones específicas del proyecto, tiene un impacto significativo en el rendimiento en términos de ingresos netos y equilibrio a lo largo del tiempo.

La realización de este estudio de investigación ha enfrentado desafíos particulares, principalmente derivados de la escasa disponibilidad de información pública con respecto a los costos de OPEX. La mayor parte de la información relacionada con proyectos y datos relevantes es de naturaleza privada. Además, se ha observado que una parte significativa de la literatura académica existente sobre este tema no abarca los aspectos específicos tratados en nuestra investigación.

Finalmente, la validación de la herramienta con casos reales y el análisis de sensibilidad subrayan la importancia de la precisión de los datos de entrada y la necesidad de mantener actualizada la metodología para garantizar la credibilidad y relevancia de los resultados en un entorno económico y energético en constante evolución. En conjunto, este estudio proporciona una visión integral de los desafíos y oportunidades ya que adquiere un valor añadido notable en el contexto actual debido a la limitada disponibilidad de información relevante.

5.2. Futuras líneas de investigación

En el marco de futuras investigaciones, este estudio proporciona un sólido punto de partida para abordar áreas adicionales e innovadoras en el ámbito de la energía eólica marina. La investigación en esta industria, en constante evolución y alimentada por nuevos descubrimientos y avances tecnológicos, es crucial para enfrentar los desafíos emergentes. A medida que la demanda de fuentes de energía sostenible crece y se promueve la expansión de parques eólicos marinos, la colaboración entre la comunidad científica y la industria se vuelve esencial para identificar y resolver problemas clave.

Este capítulo se enfoca en cuatro áreas prometedoras de futuras investigaciones, cada una con el potencial de llevar a la industria hacia un futuro más eficiente, sostenible e innovador. A continuación, se describen en detalle estas áreas de interés y se ofrecen perspectivas sobre cómo podrían contribuir al avance de la energía eólica marina.

Estas líneas de investigación buscan abordar no solo desafíos técnicos y operativos, sino también considerar aspectos ambientales, socioeconómicos y regulatorios. Con el crecimiento continuo de la industria, estas áreas se convierten en piezas esenciales del rompecabezas de la energía eólica marina, contribuyendo al desarrollo sostenible y a la mitigación del cambio climático.

A continuación, se exploran detalladamente las cuatro líneas de investigación, proporcionando una visión más profunda de las oportunidades y desafíos que cada una presenta, así como su contribución al progreso continuo de la industria de la energía eólica marina.

Mantenimiento Predictivo de Vanguardia:

La implementación de técnicas más avanzadas es esencial para garantizar la confiabilidad y eficiencia de los parques eólicos marinos. Investigaciones centradas en el desarrollo de sistemas de monitoreo en tiempo real, utilizando sensores avanzados y análisis de datos en la

nube, tienen el potencial de prever y prevenir problemas antes de que ocurran, reduciendo costos y aumentando la vida útil de los aerogeneradores.

Desarrollo de Materiales Resistentes y Sostenibles:

La investigación se enfoca en encontrar compuestos avanzados resistentes a la corrosión y sostenibles para los aerogeneradores eólicos marinos. La implementación de nanomateriales, recubrimientos protectores innovadores y aleaciones de última generación tiene el potencial de revolucionar la durabilidad de los aerogeneradores, reduciendo así el impacto ambiental.

Monitorización Avanzada de Componentes Críticos:

La aplicación de tecnologías como la Internet de las Cosas (IoT), sensores inteligentes y análisis de big data para componentes críticos es esencial. Investigaciones en algoritmos predictivos y sistemas de alerta temprana son fundamentales para maximizar la confiabilidad operativa y anticipar posibles fallas.

Diseño Accesible de Plataformas:

La accesibilidad en el diseño se enfoca en simplificar las operaciones de mantenimiento. Investigaciones en plataformas flotantes con estructuras modulares, pasarelas móviles y sistemas de elevación automatizados pueden mejorar significativamente la eficiencia de las intervenciones de mantenimiento. La implementación de tecnologías robóticas para inspecciones remotas también puede ser una vía prometedora.

Adicionalmente, se propone una vanguardista línea de investigación que busca optimizar proactivamente la fiabilidad de los parques eólicos marinos a través de la eliminación estratégica de componentes críticos durante la fase de diseño. Este enfoque innovador busca anticipar y sustituir elementos susceptibles a fallas desde las etapas iniciales, optimizando la fiabilidad operativa y mitigando los costos asociados con mantenimientos correctivos. La evaluación económica detallada y el análisis del impacto global en la eficiencia son esenciales para determinar la viabilidad y los beneficios potenciales de esta estrategia proactiva en la gestión de parques eólicos.

BIBLIOGRAFÍA

- Siemens Gamesa. (2023). *Aerogeneradores Offshore*.
- Andersen, P. D. (2007). *Review of Historical and Modern Utilization of Wind Power*.
- Conocimientoeolico. (2017). *Caracterización del recurso eólico*.
- CLUSTERMC. (2023). *Beridi probará en Gran Canaria su plataforma flotante de hormigón*.
- Conseguido, H., & Del, C. (2022). *Entrevista a Tomás Romagosa, Director Técnico de la Asociación Empresarial Eólica*.
- Consejo Mundial de Energía Eólica. (2021). *Informe Global del Viento 2021*.
- CT-BOS, S-BOS - ACCIONA/BLUENEWABLES. (2021).
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009. (de 5 de junio del 2009).
- dpelluz. (2013, June 24). *Pérdidas de energía en un parque eólico*.
- El IPC en un clic. (2023)
- Esteban Pérez, M. D. (2009). *Propuesta de una metodología para la implantación de parques eólicos offshore*.
- Agencia Nacional de Energía (ANE). (2022). *Evolución de la energía eólica marina en España*.
- Fox, H., Pillai, A. C., Friedrich, D., Collu, M., Dawood, T., & Johanning, L. (2022). *A Review of Predictive and Prescriptive Offshore Wind Farm Operation and Maintenance*. *Energies* (19961073), 15(2), 504. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15020504>
- Guerra, C. R. (2008). *PARQUES EÓLICOS OFFSHORE. FACTORES QUE DETERMINAN, EN EL MAR, SU IMPACTO ACÚSTICO MEDIOAMBIENTAL*.

- Hadjoudj, Y., & Pandit, R. (2023). *A review on data-centric decision tools for offshore wind operation and maintenance activities: Challenges and opportunities*. *Energy Science & Engineering*, 11(4), 1501-1515. DOI: <https://doi.org/10.1002/ese3.1376>
- Hdm. (2019, March 9). *Energías Renovables Marinas: Subestaciones marinas*.
- Hernández, I. E. (2018). Ing. Paúl Fernando Mosquera Ávila.
- Hivewind. Jul 5, 2022.
- 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.
- Schallenberg-Rodriguez, J., & Inchausti-Sintes, F. (2021). *Socio-economic impact of a 200 MW floating wind farm in Gran Canaria*. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 148. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111242>
- Ma, K.-T., & Wu, Y. (2019). *Ingeniería de Sistemas de Amarre para Estructuras Offshore*.
- Ley 8/2009, de 22 de diciembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y se crean el canon eólico y el Fondo de Compensación Ambiental.
- Li, X., Song, X., & Ouelhadj, D. (2023). *A Cost Optimisation Model for Maintenance Planning in Offshore Wind Farms with Wind Speed Dependent Failure Rates*. *Mathematics* (2227-7390), 11(13), 2809. DOI: <https://doi.org/10.3390/math11132809>
- Lorenzo, B. C., Antépara, R. B., Huerta, I. D., & Oria, C. H. (2016). *Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino flotante en el litoral español*.
- *Los costes de la energía eólica se han desplomado. ¿Cómo pueden caer aún más? | REVE Actualidad del sector eólico en España y en el mundo*. (2019, July 8).
- Márquez, J. V. (2022). *AEE-PREGUNTAS FRECUENTES SOBRE LA EÓLICA MARINA EN ESPAÑA*. (2022, January 3).

- McMorland, J., Collu, M., McMillan, D., & Carroll, J. (2022). *Operation and maintenance for floating wind turbines: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 163, 112499.
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112499>
- Medio ambiente—*Meteorología y oceanografía*.
- Empresa de Mantenimiento de Aerogeneradores y Molinos - medrar (2022, September 6).
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2022). *Régimen Económico de Energías Renovables*.
- Musial, W., Spitsen, P., Beiter, P., Duffy, P., Marquis, M., Cooperman, A., Hammond, R., & Shields, M. (2021). *Offshore Wind Market Report: 2021 Edition*.
- (Nilsson, Bertling, 2007).
- Nipper, M. (2023). *It is clear we need to accelerate the global deployment of renewable energy as much as possible – but we must also take care to do it right, in accordance with nature and with local communities*.
- International Energy Agency. (2019). *Offshore Wind Outlook 2019: World Energy Outlook Special Report*.
- Vestas. (2023, September 15). *Offshore Wind Turbines*. Retrieved from <https://www.vestas.com/en/products/offshore>
- Ministerio de Economía y Hacienda. (2006). ORDEN EHA/3188/2006.
- Dudgeon Offshore Wind Limited. (2014). *Parque eólico marino de Dudgeon*. Retrieved from <https://dudgeonoffshorewind.co.uk/>
- Factorenergia. (2023). PEDRO. *Energía eólica. Qué es, cómo funciona, ventajas y desventajas*. Retrieved from <https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/energia-eolica/>

- Pérez, M. S., & Llorens, D. C. (septiembre-2021). *TRABAJO DE FIN DE GRADO*.
- ResearchGate. (2016). *Proyecto Hywind*. Retrieved from https://www.researchgate.net/figure/Figura-2-Proyecto-Hywind-wwwstatoilcom-Plataforma-flotante-SPAR-de-un-proyecto-de_fig11_301239796
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (1993). RD 1020/1993.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2004). RD legislativo 2/2004.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (1990). RD legislativo 1175/1990.
- Red Eléctrica de España. (2021). Estadísticas Renovables 2020. <https://es.statista.com/estadisticas/600585/suministro-de-energia-primaria-a-nivel-mundial-por-fuente/>
- International Renewable Energy Agency. (2021). *Renewable power generation costs in 2021*.
- International Renewable Energy Agency. (2022, July 13). *Renewable Power Generation Costs in 2021*. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>
- Reve | *REVE Actualidad del sector eólico en España y en el mundo*. (November, 2023). Retrieved from <https://www.evwind.com/author/reve/>
- Röckmann, C., Lagerveld, S., & Stavenuiter, J. (2017). *Operation and Maintenance Costs of Offshore Wind Farms and Potential Multi-use Platforms in the Dutch North Sea*. In B. H. Buck & R. Langan (Eds.), *Aquaculture Perspective of Multi-Use Sites in the Open Ocean* (pp. 97-113). Springer International Publishing. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-319-51159-7_4
- Roxtec Global. (2021, January 7). *Roxtec seals and services for offshore wind farms*. Retrieved from <https://www.roxtec.com/en/ppi/roxtec-the-sealing-expert-in-offshore-wind-power/>

- Sarmiento, M. (2022, August 8). *Parques eólicos marinos flotantes o cómo aprovechar la energía del viento mar adentro*. *Newtral*. <https://www.newtral.es/parques-eolicos-marinos-europa/20220808/>
- Secilla, M. G. (2021). *SERIAL MANUFACTURING OF CONCRETE FOUNDATIONS: A ROADMAP FOR SCALABILITY OF OFFSHORE WIND*.
- Siemens Gamesa. (2020, June 2). *Siemens Gamesa-press-release-fecamp-vinci*. Retrieved from <https://www.siemensgamesa.com/es-es/sala-de-prensa/2020/06/200602-siemens-gamesa-press-release-fecamp-vinci>
- Snøfugl, I. (2016, December 6). «*Floating Offshore Wind Assessment Tool- FOWAT*»—*December 6, 2016. Lifes50+*. <https://lifes50plus.eu/the-third-technical-milestone-the-evaluation-methodology-ready-in-lifes50/>
- Siemens Stiftung. (2018). *Turbina eólica – vista interior | CREA*. Retrieved from <https://crea-portalmedios.siemens-stiftung.org/turbina-eolica-vista-interior-101865>
- Easywind Energy. (2013, April 4). *Vestas V112-3.0 MW*. Retrieved from <https://easywindenergy.blogspot.com/2013/04/vestas-v112-30-mw.html>
- Glosten. (2015). *Offshore Wind Front-End Engineering Design (FEED) Study*. Retrieved from <https://glosten.com/project/offshore-wind-front-end-engineering-design-feed-study/>
- PEAK Viento. (n.d.). *Windipedia*. Retrieved from <https://peak-wind.com/windipedia/>
- Wiser, R., Bolinger, M., & Lantz, E. (2019). *Assessing wind power operating costs in the United States: Results from a survey of wind industry experts*. *Renewable Energy Focus*, 30, 46-57. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ref.2019.05.003>.

- Zhou, F., Tu, X., & Wang, Q. (2022). *Research on offshore wind power system based on Internet of Things technology. International Journal of Low Carbon Technologies, 17, 645-650. DOI: <https://doi.org/10.1093/ijlct/ctac049>.*
- Stehly, T., & Duffy, P. (n.d.-b). *2021 Cost of Wind Energy Review.*
- Sørensen, J. N., & Larsen, G. C. (2021). *A Minimalistic Prediction Model to Determine Energy Production and Costs of Offshore Wind Farms. Energies (19961073), 14(2), 448. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14020448>.*