



UNIVERSITAT_{DE}
BARCELONA

Evaluación técnico-económica de emplazamientos para el desarrollo de parques eólicos marinos flotantes en España

Autor: Laura Pou Calderón

Tutor: Cristian Fàbrega Gallego

Curso académico: 2025-2026

Máster en Energías Renovables y
Sostenibilidad Energética



Abstract

Floating offshore wind is considered one of the most promising technologies for expanding renewable energy generation in countries with deep coastal waters, such as Spain. This Master's Thesis presents a preliminary techno-economic assessment of three representative offshore wind farm locations: Bilbao-Vizcaya, Villano-Sisargas and Las Palmas Este.

The study includes wind resource characterization, metocean and bathymetric analysis, technology selection, preliminary wind farm design, and the estimation of annual energy production (AEP), capital expenditure (CAPEX), operational expenditure (OPEX) and levelized cost of energy (LCOE).

The results show that water depth is the main factor influencing the economic feasibility of offshore wind projects, as it directly affects the support structure and installation costs. Bilbao-Vizcaya provides the most favourable balance between energy production and investment cost, while Las Palmas Este represents a competitive alternative. Although Villano-Sisargas has the highest wind resource, its greater water depth results in higher LCOE values. Overall, the results confirm the strong potential of floating offshore wind for the future development of offshore renewable energy in Spain.

Resumen

La energía eólica marina flotante se considera una de las tecnologías con mayor potencial para impulsar el desarrollo de las energías renovables en países con costas de gran profundidad, como España. En este trabajo se realiza una evaluación técnico-económica preliminar de tres emplazamientos representativos para el desarrollo de parques eólicos marinos: Bilbao-Vizcaya, Villano-Sisargas y Las Palmas Este.

El estudio comprende la caracterización del recurso eólico, el análisis de las condiciones meteoceánicas y batimétricas, la selección tecnológica, el diseño preliminar de los parques y la estimación de la producción anual de energía (AEP), los costes de inversión (CAPEX), los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y el coste nivelado de la energía (LCOE).

Los resultados muestran que la profundidad es el principal factor que condiciona la viabilidad económica de los proyectos, al influir directamente en la tecnología de soporte y en los costes de instalación. Bilbao-Vizcaya presenta el mejor equilibrio entre producción energética y coste de inversión, mientras que Las Palmas Este es una alternativa competitiva. Por su parte, Villano-Sisargas, a pesar de disponer del mayor recurso eólico, obtiene los valores de LCOE más elevados debido a su mayor profundidad. Los resultados confirman el elevado potencial de la eólica marina flotante para el desarrollo de la energía *offshore* en España.



CONTENIDO

Abstract.....	1
1 INTRODUCCIÓN.....	5
1.1 Contexto	5
1.1.1 Introducción a la tecnología de la eólica marina	5
1.2 Objeto del trabajo	7
1.2.1 Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	7
1.3 Metodología.....	8
2 ZONAS DE ESTUDIO Y CONDICIONES METEOCEÁNICAS.....	9
2.1 Criterios de selección y justificación de las ubicaciones seleccionadas	9
2.2 Fuentes de datos	10
2.2.1 Datos batimétricos	10
2.2.2 Datos históricos de viento y oleaje	10
2.3 Batimetría	10
2.3.1 Batimetría zona boya de Bilbao-Vizcaya	10
2.3.2 Batimetría zona boya de Villano-Sisargas	11
2.3.3 Batimetría zona boya de Las Palmas Este	11
2.4 Clima Marítimo	11
2.4.1 Clima Marítimo zona boya de Bilbao-Vizcaya	12
2.4.2 Clima Marítimo zona boya de Villano-Sisargas	12
2.4.3 Clima Marítimo zona boya de Las Palmas Este	12
3 CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO.....	13
3.1 Recurso eólico boya de Bilbao-Vizcaya.....	13
3.2 Recurso eólico boya de Villano-Sisargas.....	13
3.3 Recurso eólico boya de Las Palmas Este.....	14



3.4	Comparación del recurso eólico de los emplazamientos analizados.....	14
4	SELECCIÓN TECNOLÓGICA	15
4.1	Aerogenerador	15
4.2	Estructura flotante y sistema de fondeo	16
4.2.1	Bilbao–Vizcaya.....	16
4.2.2	Villano–Sisargas	17
4.2.3	Las Palmas Este	18
4.3	Infraestructura eléctrica.....	18
5	DISEÑO PRELIMINAR Y DIMENSIONAMIENTO DE LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS.....	20
5.1	Criterios diseño preliminar	20
5.2	Selección de las zonas disponibles.....	20
5.3	Alternativas de dimensionamiento	21
6	ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA Y PÉRDIDAS	22
6.1	Curva de potencia del aerogenerador	22
6.2	Pérdidas eléctricas consideradas.....	23
6.3	Cálculo de la producción neta	23
6.4	Resultados producción energética anual neta	24
7	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PRELIMINAR: CAPEX, OPEX Y LCOE	26
7.1	Introducción.....	26
7.2	Estado del arte de los costes de la eólica marina flotante	26
7.3	Proyectos de referencia	27
7.4	Metodología para la estimación del CAPEX	28
7.5	Estimación del coste de inversión (CAPEX)	28
7.5.1	Factores de corrección del CAPEX	29
7.6	CAPEX específico estimado	29



7.7	Estimación de los costes de operación y mantenimiento (OPEX).....	30
7.8	Coste nivelado de la energía (LCOE)	31
8	CONCLUSIONES.....	33
	REFERENCIAS	35
	ANEXO 1: Zonificación ambiental para el desarrollo de la energía eólica marina en España.....	38
	ANEXO 2: Localización de las boyas de Puertos del Estado utilizadas para la obtención de los datos de viento y oleaje.....	39
	ANEXO 3: Datos gráficos de la batimetría de cada zona	41
	ANEXO 4: Script utilizado para el análisis del clima marítimo.....	43
	A4.1 Script principal de procesamiento	43
	A4.2 Script biblioteca de funciones auxiliares	45
	ANEXO 5: Clima marítimo	52
	A5.1 Boya Bilbao-Vizcaya	52
	A5.2 Boya Villano-Sisargas	53
	A5.3 Boya Las Palmas Este	54
	ANEXO 6: Herramienta desarrollada para la caracterización del recurso eólico.....	56
	A6.1 Introducción.....	56
	A6.2 Metodología implementada	56
	A6.3 Resultados generados	56
	A6.4 Interfaz de la herramienta.....	57
	ANEXO 7: Caracterización del recurso eólico.....	58
	A7.1 Boya Bilbao-Vizcaya	58
	A7.2 Boya Villano-Sisargas	61
	A7.3 Boya Las Palmas Este	64

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Contexto

La transición energética es uno de los principales desafíos tecnológicos, económicos y ambientales en la actualidad. El incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas del uso de combustibles fósiles ha impulsado la necesidad de transformar los sistemas energéticos hacia modelos descarbonizados basados en fuentes renovables, con el objetivo de limitar los efectos del cambio climático y avanzar hacia un desarrollo sostenible (IPCC, 2022).

Por ello, la electrificación progresiva de la economía y el despliegue a gran escala de energías renovables se consideran elementos fundamentales para alcanzar los objetivos de neutralidad climática establecidos (IRENA, 2022). Entre las distintas tecnologías disponibles, la energía eólica se ha consolidado como una de las alternativas más maduras y competitivas debido a su elevado grado de desarrollo tecnológico, su escalabilidad y la continua reducción de costes experimentada durante las últimas décadas (IRENA, 2023). Asimismo, la Agencia Internacional de la Energía identifica a la eólica marina como una de las tecnologías clave para la descarbonización del sistema energético mundial y el cumplimiento de los objetivos climáticos a largo plazo (IEA, 2023).

A nivel europeo, el Pacto Verde Europeo establece el objetivo de alcanzar la neutralidad climática en 2050, situando a la energía eólica marina como un elemento estratégico para incrementar la generación renovable gracias a la elevada calidad del recurso eólico disponible en el medio marino y a la posibilidad de instalar aerogeneradores de gran potencia (Comisión Europea, 2024; European Environment Agency, 2025).

España dispone de un importante potencial para el desarrollo de la energía eólica marina, especialmente en el Atlántico, el mar Cantábrico y el archipiélago canario. No obstante, las características batimétricas de gran parte de sus costas limitan la aplicación de cimentaciones fijas, favoreciendo el desarrollo de tecnologías flotantes, consideradas estratégicas para el despliegue de la eólica marina nacional (MITECO, 2021; European Marine Board, 2022). Así pues, la Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar identifica a España como uno de los países europeos con mayor potencial para el desarrollo de soluciones flotantes, debido a la combinación de un recurso eólico favorable y amplias zonas marítimas aptas para su implantación (MITECO, 2021). No obstante, el aprovechamiento de este potencial requiere estudios específicos de caracterización del recurso eólico, análisis de las condiciones meteoceánicas y evaluación de soluciones tecnológicas adaptadas a las particularidades de cada emplazamiento.

1.1.1 Introducción a la tecnología de la eólica marina

La energía eólica marina consiste en el aprovechamiento del recurso eólico mediante aerogeneradores instalados en el medio marino para la generación de energía eléctrica. Frente a la eólica terrestre, dispone generalmente de un recurso eólico más intenso y estable, lo que permite alcanzar mayores factores de capacidad y una producción energética más uniforme. No obstante, el entorno marino plantea importantes retos técnicos y económicos asociados a la instalación, operación y mantenimiento de las infraestructuras.

Desde el punto de vista estructural, los parques eólicos marinos pueden clasificarse en dos grandes grupos: aquellos basados en cimentaciones fijas y aquellos que emplean plataformas flotantes. Las cimentaciones fijas son la tecnología más madura y se utilizan habitualmente en profundidades inferiores a 50–60 m, siendo las tipologías más habituales los monopilotes, las estructuras tipo *jacket* y las cimentaciones por gravedad.

Cuando la profundidad aumenta, las cimentaciones fijas dejan de ser técnica y económicamente viables, por lo que las plataformas flotantes se convierten en la solución más adecuada. Estas estructuras soportan el aerogenerador sobre una plataforma flotante anclada al fondo mediante sistemas de fondeo, permitiendo el aprovechamiento del recurso eólico en aguas profundas. En la Figura 1.1 se muestran las principales configuraciones: las plataformas tipo *spar*, las semisumergibles y las *Tension Leg Platform* (TLP), respectivamente, cuya selección depende de la batimetría, las condiciones meteoceánicas y los costes asociados al proyecto.

En España, la rápida transición hacia grandes profundidades que caracteriza a buena parte del litoral limita la implantación de cimentaciones fijas y convierte a las plataformas flotantes en la tecnología con mayor potencial de desarrollo. Por ello, el presente trabajo analiza tres emplazamientos representativos del litoral español con el objetivo de evaluar la influencia de las condiciones del emplazamiento sobre la selección tecnológica y la viabilidad técnico-económica de futuros parques eólicos marinos.



Figura 1.1: Tipos de plataformas flotantes en eólica marina (Fuente: Yale E360)

1.2 Objeto del trabajo

El objetivo principal de este trabajo es desarrollar el diseño preliminar y realizar una evaluación comparativa de parques eólicos marinos en tres zonas representativas del litoral español: el entorno de la boya de Bilbao, en el mar Cantábrico; la boya de Villano-Sisargas, frente a la costa gallega; y la boya de Las Palmas Este, situada en el archipiélago canario. Estos emplazamientos presentan condiciones significativamente diferenciadas en términos de recurso eólico, batimetría y características meteoceánicas, lo que permite analizar la influencia de dichas variables sobre la selección tecnológica, la producción energética y la viabilidad técnico-económica de los proyectos. De forma más específica, los objetivos del trabajo son:

- Caracterizar el recurso eólico de las tres zonas de estudio mediante el análisis estadístico de series temporales de velocidad del viento.
- Analizar las condiciones meteoceánicas de cada emplazamiento, incluyendo los parámetros de oleaje relevantes para el diseño de parques eólicos marinos.
- Seleccionar la tecnología de aerogenerador más adecuada para cada localización, considerando las características del recurso y las condiciones operativas previstas.
- Evaluar las condiciones batimétricas de cada emplazamiento y determinar la solución de cimentación más apropiada.
- Desarrollar el diseño preliminar del parque eólico, definiendo el número de los aerogeneradores y la infraestructura eléctrica básica asociada.
- Estimar la producción anual de energía (AEP) mediante la integración de las curvas de potencia de los aerogeneradores seleccionados con la distribución estadística del recurso eólico disponible.
- Realizar un análisis técnico-económico preliminar basado en los principales indicadores de viabilidad, incluyendo los costes de inversión (CAPEX), los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y el coste nivelado de la energía (LCOE).
- Comparar los resultados obtenidos en las tres zonas de estudio con el fin de identificar las ventajas, limitaciones y soluciones tecnológicas más adecuadas para cada emplazamiento.

1.2.1 Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

El presente trabajo se alinea con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas (United Nations, 2015). Su principal contribución se relaciona con el ‘ODS 7: Energía asequible’ y no contaminante y el ‘ODS 13: Acción por el clima’, al analizar el potencial de la energía eólica marina como fuente renovable para incrementar la generación eléctrica libre de emisiones y contribuir a la descarbonización del sistema energético (IRENA, 2022; IEA, 2023; IPCC, 2022). Asimismo, el desarrollo de la eólica marina flotante y la evaluación de emplazamientos mediante criterios técnicos y ambientales contribuyen al ‘ODS 9: Industria, innovación e infraestructura’ y al ‘ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles’, al fomentar soluciones tecnológicas avanzadas y una planificación eficiente del espacio marítimo (European Marine Board, 2022; MITECO, 2023a).

1.3 Metodología

La metodología desarrollada en el presente trabajo sigue un enfoque secuencial orientado al dimensionamiento preliminar y análisis comparativo de parques eólicos *offshore* en tres emplazamientos representativos del litoral español: Bilbao, Villano-Sisargas y Las Palmas de Gran Canaria.

En una fase inicial, se realiza un estudio de cada zona de emplazamiento, que incluye la caracterización de las condiciones climáticas marinas y el análisis de la batimetría del fondo marino. Este análisis permite identificar las principales limitaciones físicas del entorno, así como las condiciones meteoceánicas relevantes para el diseño, tales como la exposición al oleaje y la profundidad del emplazamiento, aspectos determinantes en la selección tecnológica y en la configuración del parque.

Posteriormente, se recopilan las series temporales de velocidad del viento correspondientes a cada una de las zonas de estudio. Los datos obtenidos son sometidos a procesos de depuración y filtrado con el objetivo de eliminar valores atípicos y garantizar la consistencia de las series temporales. Una vez procesados, se realiza la caracterización del recurso eólico mediante técnicas de análisis estadístico. Para ello, se emplea la distribución de Weibull, ampliamente utilizada en estudios de recurso eólico, obteniéndose los parámetros de forma (k) y escala (c) que describen el comportamiento de la velocidad del viento en cada emplazamiento. Asimismo, se calculan indicadores como la velocidad media y la distribución de frecuencias, con el fin de evaluar la persistencia del recurso. Adicionalmente, se estima la densidad de potencia eólica como indicador del potencial energético de cada ubicación.

A partir de los resultados obtenidos en la caracterización del recurso y de las condiciones del entorno marino, se procede a la selección de las tecnologías más adecuadas para cada emplazamiento. Se evalúan distintos aerogeneradores comerciales de aplicación *offshore*, considerando criterios como la potencia nominal, la compatibilidad con la clase IEC correspondiente, la adecuación al régimen de vientos y el rendimiento energético esperado. Paralelamente, se selecciona la solución de cimentación más apropiada en función de la profundidad del emplazamiento y de las características del fondo marino, evaluando alternativas de cimentación fija y flotante.

Seguidamente, se desarrolla el diseño preliminar de cada parque eólico marino. Esta fase incluye la definición del número de aerogeneradores, el *layout* del parque y la infraestructura eléctrica básica necesaria para la evacuación de la energía generada. Una vez definido el diseño preliminar, se estima la producción energética anual (*Annual Energy Production*, AEP) de cada alternativa. Este cálculo se realiza mediante la integración de la curva de potencia del aerogenerador seleccionado con la distribución estadística de velocidades del viento obtenida previamente.

Finalmente, se lleva a cabo un análisis técnico-económico preliminar basado en los principales indicadores utilizados en la evaluación de proyectos eólicos marinos. Se estiman los costes de inversión (CAPEX), los costes de operación y mantenimiento (OPEX) y el coste nivelado de la energía (LCOE), utilizando valores de referencia procedentes artículos científicos y de proyectos comerciales existentes. El análisis de dichos indicadores permite comparar la viabilidad de los parques diseñados y evaluar la influencia de las características específicas de cada emplazamiento sobre el rendimiento técnico y económico de la instalación.

2 ZONAS DE ESTUDIO Y CONDICIONES METEOCEÁNICAS

2.1 Criterios de selección y justificación de las ubicaciones seleccionadas

Las zonas de estudio consideradas en el presente trabajo se han seleccionado a partir del Mapa de Zonificación para la Explotación de la Energía Eólica Marina elaborado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), utilizado como herramienta de referencia para identificar áreas con potencial para el desarrollo de parques eólicos marinos en España. Esta zonificación forma parte de los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) y tiene en consideración criterios técnicos, ambientales y de compatibilidad de usos del espacio marítimo (MITECO, 2023; Real Decreto 150/2023). La cartografía de zonificación ambiental utilizada como referencia para la selección de los emplazamientos, basada en criterios de biodiversidad marina y compatibilidad ambiental para el desarrollo de la energía eólica marina, se presenta en el Anexo 1.

A partir de esta zonificación se han seleccionado tres zonas representativas del litoral español: la zona asociada a la boya de Bilbao-Vizcaya, en el mar Cantábrico; la boya de Villano-Sisargas, frente a la costa gallega; y la boya de Las Palmas Este, en el archipiélago canario. La elección de estos emplazamientos responde al objetivo de analizar entornos con características diferenciadas en términos de recurso eólico, batimetría y condiciones meteoceánicas, permitiendo evaluar de forma comparativa distintas configuraciones tecnológicas de parques eólicos marinos.

La zona de Bilbao representa las condiciones características del mar Cantábrico, mientras que Villano-Sisargas permite analizar un emplazamiento situado en el Atlántico peninsular, expuesto a condiciones oceánicas más energéticas asociadas a grandes distancias de *fetch* y a la influencia de los sistemas atmosféricos del Atlántico Norte (Holthuijsen, 2007). Por otro lado, la zona de Las Palmas Este se encuentra bajo la influencia de los vientos alisios y presenta profundidades elevadas que la convierten en un emplazamiento especialmente adecuado para el estudio de soluciones flotantes, consideradas estratégicas para el desarrollo de la eólica marina en España (MITECO, 2021; European Marine Board, 2022). En la figura 2.1 se muestra la ubicación de dichas zonas marcadas en color amarillo.



Figura 2.1: Mapa de España con las zonas de estudio marcadas.

2.2 Fuentes de datos

Como se ha mencionado anteriormente, se requiere la recopilación de información relativa a la batimetría, al recurso eólico y a las condiciones meteoceánicas. Para ello, se han empleado fuentes de datos oficiales y herramientas de cartografía náutica ampliamente utilizadas en el ámbito marítimo.

2.2.1 Datos batimétricos

La caracterización batimétrica de las zonas de estudio se ha realizado mediante el análisis de cartas náuticas digitales disponibles a través de la plataforma Garmin Marine Maps. Esta herramienta proporciona información sobre la profundidad permitiendo estimar la batimetría característica de cada emplazamiento.

La batimetría de la zona de estudio es fundamental en el diseño de parques eólicos marinos, ya que la profundidad condiciona la viabilidad técnica y económica de las distintas soluciones de cimentación. Por este motivo, los datos obtenidos se han utilizado para evaluar la idoneidad de tecnologías de soporte fijo o flotante en cada una de las zonas analizadas.

2.2.2 Datos históricos de viento y oleaje

Los datos históricos de viento y oleaje tratados se han obtenido a través de la plataforma PORTUS de Puertos del Estado. Esta plataforma proporciona acceso a la información registrada por la Red de Medida de Puertos del Estado, compuesta por boyas oceanográficas distribuidas a lo largo del litoral español y destinadas al seguimiento de las condiciones marítimas y meteorológicas.

Para cada una de las zonas de estudio se han utilizado los registros históricos correspondientes a las boyas de Bilbao-Vizcaya, Villano-Sisargas y Las Palmas Este. El período de análisis comprende 25 años de datos, a partir de los cuales se han obtenido las series temporales de velocidad del viento y los principales parámetros de oleaje. Estas series son la base para la caracterización del recurso eólico y del clima marítimo de cada emplazamiento, así como para el análisis comparativo desarrollado en los capítulos posteriores.

La ubicación de las boyas utilizadas para la obtención de los datos de viento y oleaje se presenta en el Anexo 2.

2.3 Batimetría

Las tres zonas seleccionadas presentan características batimétricas diferenciadas que permiten analizar distintos escenarios tecnológicos. A continuación, se presenta una breve descripción de la batimetría de cada una de las zonas estudiadas. En el Anexo 3, se presentan los datos gráficos de la batimetría de cada zona.

2.3.1 Batimetría zona boya de Bilbao-Vizcaya

La zona asociada a la boya Bilbao-Vizcaya se localiza frente a la costa del País Vasco, a una distancia aproximada de 15 km de la línea de costa. La plataforma continental presenta una anchura moderada y una pendiente relativamente suave. Las profundidades aumentan progresivamente desde valores

inferiores a 50 m en las proximidades de la costa hasta profundidades comprendidas entre 80 y 150 m en el entorno de la boya. A mayores distancias de la costa se observa una transición gradual hacia profundidades superiores a 200 m.

Estas características permiten identificar áreas potencialmente aptas para el empleo de cimentaciones fijas en las zonas menos profundas, aunque la proximidad de profundidades superiores a 100 m hace que las soluciones flotantes también sean una alternativa técnicamente viable. Por lo tanto, esta localización representa un escenario intermedio entre tecnologías de soporte fijo y flotante.

2.3.2 Batimetría zona boya de Villano-Sisargas

La zona de la boya Villano-Sisargas se encuentra frente a la costa gallega, a una distancia aproximada de 30 km de la costa. La plataforma continental gallega presenta una gran extensión, sin embargo, las profundidades aumentan progresivamente hasta alcanzar valores comprendidos entre 500 y 1000 m en el entorno de estudio a una distancia de unos 30-50 km de la costa.

La localización se caracteriza por una exposición directa al océano Atlántico y por la presencia de profundidades incompatibles con las soluciones convencionales de cimentación fija. Por ello, el desarrollo de parques eólicos en esta zona requiere plataformas flotantes.

2.3.3 Batimetría zona boya de Las Palmas Este

La zona de Las Palmas Este se sitúa frente a la costa oriental de Gran Canaria, a una distancia aproximada de entre 4 y 12 km de la costa. La batimetría se caracteriza por una pendiente submarina muy pronunciada, típica de los entornos insulares volcánicos. Las profundidades aumentan rápidamente desde valores cercanos a la costa inferiores a 50 m hasta superar los 200 m a una escasa distancia del litoral, alcanzándose profundidades superiores a 1000 m en unos 10 kilómetros mar adentro.

La reducida anchura de la plataforma insular limita significativamente la viabilidad de soluciones de cimentación fija. Por este motivo, esta zona resulta un emplazamiento especialmente representativo para el análisis de tecnologías flotantes, consideradas estratégicas para el desarrollo de la energía eólica marina en Canarias y en otras regiones con plataformas continentales reducidas.

2.4 Clima Marítimo

El clima marítimo es uno de los condicionantes en el diseño de parques eólicos marinos, ya que el oleaje influye directamente en las cargas que actúan sobre las estructuras, en la selección de las tecnologías de soporte y en las operaciones de instalación y mantenimiento.

Para caracterizar las condiciones meteoceánicas de cada emplazamiento, se han analizado los registros históricos de oleaje obtenidos de las boyas de Puertos del Estado. Los datos fueron procesados mediante una herramienta desarrollada en Python, que permite obtener las tablas de ocurrencia de altura de ola significativa y periodo de pico (Hs-Tp) y las rosas de oleaje. El procedimiento completo y el código utilizado se incluyen en el Anexo 4, mientras que los resultados detallados se presentan en el Anexo 5. A continuación, se describen las principales características del clima marítimo de las zonas de Bilbao-Vizcaya, Villano-Sisargas y Las Palmas Este.

2.4.1 Clima Marítimo zona boya de Bilbao-Vizcaya

El análisis del clima marítimo de la zona de Bilbao-Vizcaya muestra un claro predominio de oleajes procedentes de los sectores NO y ONO, reflejando la influencia de los temporales atlánticos característicos del mar Cantábrico. La distribución de ocurrencias indica que los estados de mar más frecuentes presentan alturas significativas de ola (Hs) comprendidas entre 1,0 y 1,5 m, mientras que los periodos de pico (Tp) predominantes se sitúan entre 9 y 12 s.

La rosa de oleaje y la tabla completa de ocurrencias Hs-Tp se presentan en el Anexo 5.

2.4.2 Clima Marítimo zona boya de Villano-Sisargas

El clima marítimo de la zona de Villano-Sisargas se caracteriza por una marcada influencia del océano Atlántico, presentando un predominio de oleajes procedentes de los sectores NO y ONO. La distribución de ocurrencias muestra que los estados de mar más frecuentes corresponden a alturas significativas de ola (Hs) comprendidas entre 1,5 y 2,0 m, mientras que los periodos de pico (Tp) predominantes se sitúan entre 9 y 12 s. En comparación con la zona de Bilbao, se observa una mayor frecuencia de estados de mar energéticos, consecuencia de la exposición directa de la costa gallega al Atlántico Norte y a mayores distancias de *fetch*. Estas condiciones incrementan las cargas hidrodinámicas sobre las estructuras *offshore* y deben ser consideradas.

La rosa de oleaje y la tabla completa de ocurrencias Hs-Tp se presentan en el Anexo 5.

2.4.3 Clima Marítimo zona boya de Las Palmas Este

El clima marítimo de la zona de Las Palmas Este se encuentra condicionado por la influencia predominante de los vientos alisios del noreste, lo que se traduce en una elevada persistencia direccional del oleaje. La rosa de oleaje muestra un claro predominio de los sectores NNE y NE, mientras que la distribución de ocurrencias indica que los estados de mar más frecuentes presentan alturas significativas de ola (Hs) comprendidas entre 1,0 y 1,5 m y periodos de pico (Tp) entre 6 y 9 s.

En comparación con los emplazamientos del norte peninsular, Las Palmas presenta un régimen de oleaje menos energético y más regular, lo que favorece las operaciones de instalación y mantenimiento. La rosa de oleaje y la tabla completa de ocurrencias Hs-Tp se presentan en el Anexo 5.

3 CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

La evaluación del recurso eólico es fundamental en el diseño de parques eólicos marinos, ya que determina el potencial energético del emplazamiento. Parámetros como la velocidad media del viento, la distribución estadística de velocidades o la densidad de potencia disponible influyen directamente en la producción energética esperada y en la clasificación del emplazamiento según los criterios de diseño establecidos para los aerogeneradores.

Con el objetivo de caracterizar el recurso eólico de las zonas de estudio, se han analizado los registros históricos de velocidad y dirección del viento obtenidos de las boyas de Puertos del Estado. Mediante una herramienta desarrollada en Microsoft Excel se ha realizado el tratamiento estadístico de los datos, incluyendo el ajuste dichos datos a la distribución de Weibull, la extrapolación vertical de las velocidades a altura de buje y la estimación de la densidad de potencia eólica disponible.

Los resultados obtenidos permiten comparar el potencial eólico de las zonas de Bilbao-Vizcaya, Villano-Sisargas y Las Palmas Este, así como establecer una base técnica para la selección de aerogeneradores y el posterior dimensionamiento de los parques eólicos marinos. La herramienta de cálculo utilizada se explica con más detalle en el Anexo 6.

3.1 Recurso eólico boya de Bilbao-Vizcaya

El análisis de los registros de viento correspondientes a la boya Bilbao-Vizcaya muestra que la velocidad media registrada a 1 m de altura es de 4,60 m/s. A partir del ajuste de Weibull, se obtienen parámetros de forma y escala de $k = 1,74$ y $c = 5,55$ m/s, respectivamente, valores que indican una distribución relativamente dispersa de las velocidades del viento.

Mediante la extrapolación vertical del recurso hasta alturas representativas de buje, se observa un incremento progresivo de la velocidad media, alcanzando 11,81 m/s a 120 m de altura. Asimismo, la velocidad más probable se sitúa en 11,16 m/s, mientras que la velocidad que maximiza el contenido energético del viento alcanza 16,36 m/s.

La densidad de potencia eólica disponible aumenta significativamente con la altura, obteniéndose un valor estimado de 1497 W/m² a 120 m. Estos resultados evidencian el elevado potencial energético del emplazamiento y su adecuación para la instalación de aerogeneradores *offshore* de gran potencia.

Los resultados completos del análisis estadístico y del ajuste de la distribución Weibull se presentan en el Anexo 7 (Apartado A7.1)

3.2 Recurso eólico boya de Villano-Sisargas

La caracterización del recurso eólico correspondiente a la boya Villano-Sisargas resulta en una velocidad media registrada a 1 m de altura de 6,50 m/s, superior a la obtenida para la zona de Bilbao-Vizcaya. El ajuste estadístico mediante la distribución de Weibull proporciona unos parámetros de forma y escala de $k = 1,96$ y $c = 6,93$ m/s, respectivamente, lo que indica una distribución de velocidades relativamente concentrada en torno a los valores más frecuentes.

La extrapolación vertical del recurso hasta alturas representativas de buje muestra un incremento significativo de la velocidad del viento con la altura. A 120 m se obtiene una velocidad media de 13,70 m/s, mientras que la velocidad más probable alcanza 13,42 m/s. Por su parte, la velocidad óptima energética, asociada al máximo aprovechamiento del contenido energético del viento, se sitúa en 18,16 m/s.

La densidad de potencia eólica disponible experimenta igualmente un aumento notable con la altura, alcanzando un valor de 2.175 W/m² a 120 m. Este resultado confirma que la zona de Villano-Sisargas dispone de un recurso eólico excepcionalmente favorable para el desarrollo de parques eólicos marinos de gran potencia.

Los resultados completos del análisis estadístico, los histogramas de frecuencias, el ajuste de Weibull y la evolución de los parámetros con la altura se presentan en el Anexo 7 (apartado A7.2).

3.3 Recurso eólico boya de Las Palmas Este

La caracterización del recurso eólico correspondiente a la boya Las Palmas Este evidencia una velocidad media registrada a 1 m de altura es de 5,45 m/s. El ajuste de la distribución de Weibull proporciona unos parámetros de $k = 2,35$ y $c = 5,75$ m/s, indicando una distribución más concentrada alrededor de la velocidad media y, por tanto, una mayor regularidad del recurso eólico.

La extrapolación vertical de las velocidades mediante la ley potencial muestra un incremento progresivo del recurso con la altura, alcanzándose una velocidad media de 12,25 m/s a 120 m de altura. Asimismo, la velocidad más probable se sitúa en 12,06 m/s, mientras que la velocidad óptima energética alcanza 15,36 m/s. La densidad de potencia eólica disponible aumenta significativamente con la altura, obteniéndose un valor de 1.401 W/m² a 120 m.

Los resultados completos del análisis estadístico, los histogramas de frecuencias, el ajuste de Weibull y la evolución de los parámetros con la altura se presentan en el Anexo 7 (apartado A7.3).

3.4 Comparación del recurso eólico de los emplazamientos analizados

Con el fin de facilitar la comparación entre los tres emplazamientos analizados, la Tabla 3.1 resume los principales parámetros obtenidos durante la caracterización del recurso eólico, incluyendo los parámetros de la distribución de Weibull, las velocidades extrapoladas a la altura de buje y la densidad de potencia disponible.

Tabla 3.1. Resumen de los principales parámetros del recurso eólico en los emplazamientos analizados.

Parámetro	Bilbao-Vizcaya	Villano-Sisargas	Las Palmas Este
Velocidad media medida a 1 m (m/s)	4,60	6,50	5,45
Parámetro de forma (k) (-)	1,74	1,96	2,35
Parámetro de escala (c) (m/s)	5,55	6,93	5,75
Velocidad media a 120 m (m/s)	11,81	13,70	12,25
Velocidad más probable a 120 m (m/s)	11,16	13,42	12,06
Velocidad óptima energética a 120 m (m/s)	16,36	18,16	15,36
Densidad de potencia a 120 m (W/m ²)	1.497	2.175	1.401

4 SELECCIÓN TECNOLÓGICA

Una vez caracterizado el recurso eólico y analizadas las condiciones meteoceánicas y batimétricas de los emplazamientos seleccionados, se procede a la selección de las tecnologías que servirán de base para el diseño preliminar de los parques eólicos marinos.

La elección de las soluciones tecnológicas se realiza considerando criterios técnicos, operativos y económicos, así como su adecuación a las condiciones específicas de cada emplazamiento. Para ello, se evalúan el aerogenerador más apropiado en función del recurso eólico disponible, la tipología estructural más adecuada según la profundidad y las características del fondo marino, y, en el caso de las soluciones flotantes, el sistema de fondeo más adecuado.

El objetivo es definir una configuración tecnológica viable y coherente para cada zona de estudio, que sirva de base para el diseño del parque y la posterior estimación de su rendimiento energético y viabilidad técnico-económica.

4.1 Aerogenerador

Con el fin de garantizar una comparación homogénea entre los emplazamientos analizados, se ha seleccionado un único modelo de aerogenerador para los tres parques eólicos considerados. De este modo, las diferencias observadas en términos de producción energética, ocupación espacial y viabilidad técnico-económica estarán asociadas principalmente a las características propias de cada emplazamiento y no a variaciones en el aerogenerador seleccionado.

La selección se ha realizado considerando criterios como su aplicación específica para entornos *offshore*, la disponibilidad de información técnica pública y la existencia de una curva de potencia adecuada para la estimación de la producción energética. La Figura 4.1 muestra el aerogenerador Vestas V164-8.0 MW, seleccionado como tecnología de referencia para los tres emplazamientos analizados.



Figura 4.1: Aerogenerador Vestas V164-8.0 MW. (Fuente: Vestas Wind Systems)

El modelo seleccionado es el Vestas V164-8.0 MW, un aerogenerador ampliamente utilizado en proyectos comerciales de energía eólica marina. Esta turbina presenta una potencia nominal de 8 MW, un diámetro de rotor de 164 m y un área barrida de 21.124 m². Asimismo, inicia su funcionamiento a velocidades próximas a 4 m/s, alcanza la potencia nominal en torno a 13 m/s y detiene su operación para velocidades superiores a 25 m/s (Vestas Wind Systems A/S, 2013). El modelo está diseñado conforme a la clasificación IEC Class S, destinada a emplazamientos con condiciones específicas de diseño, lo que proporciona la flexibilidad necesaria para su implantación en los tres escenarios analizados.

4.2 Estructura flotante y sistema de fondeo

La selección de la estructura flotante y del sistema de fondeo se ha realizado considerando principalmente la profundidad del emplazamiento, las condiciones de oleaje y el grado de madurez tecnológica de las distintas soluciones disponibles. Dado que las zonas analizadas presentan profundidades superiores al rango habitual de aplicación de cimentaciones fijas, se han considerado tecnologías flotantes para el desarrollo de los parques eólicos marinos. Las principales tipologías de plataformas flotantes fueron introducidas en la Figura 1.1, donde se comparan las soluciones tipo *Spar*, semisumergible y *Tension Leg Platform* (TLP).

Entre las diferentes soluciones existentes, las plataformas semisumergibles y las plataformas tipo *spar* son actualmente las tecnologías con mayor grado de desarrollo y experiencia operativa en proyectos reales de eólica marina flotante (IRENA, 2016). Las plataformas semisumergibles destacan por su versatilidad, facilidad de fabricación e instalación y capacidad para operar en un amplio rango de profundidades, mientras que las plataformas *spar* presentan una elevada estabilidad dinámica frente a la acción del oleaje gracias a su gran calado y bajo centro de gravedad (IRENA, 2016).

4.2.1 Bilbao–Vizcaya

La zona de Bilbao presenta profundidades comprendidas entre 70 y 120 m. Aunque estas profundidades permitirían la utilización de determinadas soluciones de cimentación fija, se ha optado por una solución flotante con el fin de mantener la coherencia tecnológica del estudio y analizar alternativas alineadas con el desarrollo previsto de la eólica marina flotante en España.

Como plataforma de referencia se selecciona la WindFloat®, desarrollada por Principle Power. La Figura 4.2 muestra esta plataforma semisumergible, validada mediante el proyecto comercial WindFloat Atlantic, instalado frente a la costa portuguesa en profundidades próximas a 100 m y sometido a condiciones oceánicas comparables a las del mar Cantábrico (Principle Power, 2025; Ocean Winds, 2025; WindFloat Atlantic, 2025).

Debido a las profundidades moderadas del emplazamiento, se propone un sistema de fondeo catenario de tres líneas, configuración ampliamente utilizada en plataformas semisumergibles y contrastada en aplicaciones offshore flotantes (World Forum Offshore Wind, 2023).



Figura 4.2: Plataforma semisumergible WindFloat® utilizada en el proyecto WindFloat Atlantic.
(Fuente: Principle Power)

4.2.2 Villano–Sisargas

La zona de Villano-Sisargas es el emplazamiento más exigente de los tres analizados, con profundidades comprendidas entre aproximadamente 500 y 1.000 m y una elevada exposición al oleaje atlántico.

Para este emplazamiento se selecciona una plataforma tipo Spar basada en el concepto Hywind®, desarrollado por Equinor. Un ejemplo de esta tecnología se presenta en la Figura 4.3, correspondiente al proyecto Hywind Tampen, considerado una de las principales referencias internacionales en plataformas flotantes tipo *Spar* (Equinor, 2025).

Su gran calado proporciona una elevada estabilidad frente a los movimientos de cabeceo y balance, característica especialmente ventajosa en emplazamientos sometidos a condiciones marítimas severas.

Considerando las grandes profundidades existentes, se propone un sistema de fondeo semi-tenso (*taut mooring*) compuesto por cadenas y líneas sintéticas de alta resistencia. Esta configuración reduce el peso suspendido, la longitud de las líneas y la ocupación del fondo marino respecto a un sistema catenario convencional, resultando más adecuada para profundidades próximas a 1.000 m (World Forum Offshore Wind, 2023).



Figura 4.3: Plataforma tipo Spar del proyecto Hywind Scotland. *(Fuente: Equinor)*

4.2.3 Las Palmas Este

La zona de Las Palmas Este presenta profundidades comprendidas entre 200 y 1.000 m y un clima marítimo menos severo que el observado en Villano-Sisargas.

Para este emplazamiento se selecciona nuevamente la plataforma WindFloat® (Figura 4.2), debido a su elevada madurez tecnológica, facilidad constructiva y versatilidad para operar en aguas profundas (Principle Power, 2025). La menor severidad del oleaje reduce la necesidad de recurrir a plataformas con elevados requisitos de estabilidad dinámica, por lo que la solución semisumergible es una alternativa técnicamente adecuada y potencialmente más competitiva desde el punto de vista constructivo.

Dadas las profundidades máximas del emplazamiento, se propone igualmente un sistema de fondeo semi-tenso con líneas híbridas de cadena y materiales sintéticos, solución considerada más apropiada que una configuración catenaria convencional para profundidades de varios cientos de metros (World Forum Offshore Wind, 2023).

4.3 Infraestructura eléctrica

La infraestructura eléctrica de un parque eólico marino está compuesta por la red colectora interna, encargada de transportar la energía producida por los aerogeneradores hasta la subestación *offshore*, y por el sistema de evacuación, responsable de transmitirla hasta el punto de conexión con la red eléctrica terrestre. La configuración general considerada para este trabajo se representa de forma esquemática en la Figura 4.4.



Figura 4.4. Esquema simplificado de la infraestructura eléctrica del parque eólico marino.
(Fuente: *Elaboración propia*)

Para los tres emplazamientos analizados se ha seleccionado una configuración basada en corriente alterna de alta tensión (HVAC), al tratarse de una solución tecnológicamente madura y adecuada para las distancias consideradas entre los parques y la costa (Guide to Floating Offshore Wind, 2024; Jicable, 2019).

La red colectora se ha diseñado mediante cables submarinos de 66 kV con aislamiento XLPE, configuración ampliamente utilizada en los parques eólicos marinos de nueva generación por reducir las pérdidas eléctricas y el número de circuitos necesarios respecto a las soluciones tradicionales de 33 kV (Nexans, 2018; Nexans, 2025).

La evacuación de la energía se plantea mediante cables submarinos HVAC de 220 kV, capaces de transportar varios cientos de megavatios por circuito y ampliamente utilizados en instalaciones *offshore* de gran capacidad (Guide to Floating Offshore Wind, 2024; Jicable, 2019).

Al tratarse de parques eólicos flotantes, será necesario incorporar cables dinámicos entre las plataformas y el fondo marino. La Figura 4.5 muestra un ejemplo de este tipo de cable, diseñado para soportar las sollicitaciones mecánicas provocadas por el oleaje, las corrientes y el movimiento de las estructuras flotantes (Nexans, 2024).

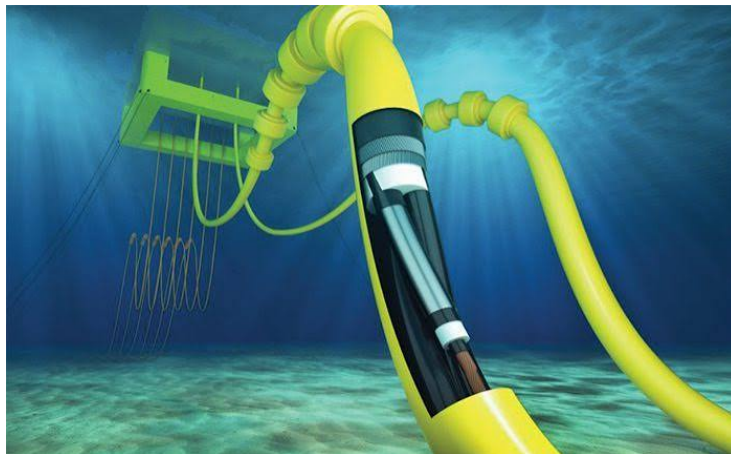


Figura 4.5: Cable dinámico para parques eólicos marinos flotantes. (Fuente: *Nexans*)

Como criterio de diseño, se propone situar la infraestructura de conexión a tierra en las proximidades del puerto más cercano a cada emplazamiento. Esta disposición reduce la longitud de los cables de exportación, disminuye las pérdidas durante la evacuación y facilita las labores de construcción, operación y mantenimiento.

5 DISEÑO PRELIMINAR Y DIMENSIONAMIENTO DE LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS

Una vez seleccionada la tecnología de referencia, se procede al diseño preliminar de los parques eólicos marinos considerados en los tres emplazamientos de estudio. El objetivo de este capítulo es definir configuraciones representativas que sirvan de base para la estimación de la producción energética y el posterior análisis técnico-económico.

Para ello se plantean dos alternativas de dimensionamiento. La Alternativa 1 considera una potencia instalada común de 80 MW, correspondiente a la instalación de diez aerogeneradores Vestas V164-8.0 MW, con el fin de realizar una comparación homogénea entre los tres emplazamientos. La Alternativa 2 representa el máximo desarrollo técnicamente viable en cada zona, aprovechando la superficie disponible tras aplicar los criterios de selección definidos en este capítulo. En ambos casos se emplea el aerogenerador de referencia seleccionado en el Capítulo 4 y se mantienen los mismos criterios de diseño, garantizando que las diferencias obtenidas respondan exclusivamente a las características propias de cada emplazamiento.

5.1 Criterios diseño preliminar

Como se ha indicado en el capítulo anterior, el aerogenerador seleccionado es el Vestas V164-8.0 MW, cuyo diámetro de rotor es de 164 m. Considerando las recomendaciones habitualmente empleadas en el diseño conceptual de parques eólicos marinos, se adopta una separación uniforme de 10 diámetros de rotor (10D) entre aerogeneradores, equivalente a aproximadamente 1,64 km (Burton et al., 2021). Esta separación se encuentra dentro de los rangos recomendados para minimizar las pérdidas por efecto estela y optimizar la producción energética del parque (Manwell et al., 2010; Burton et al., 2021).

Asimismo, se establece como hipótesis de diseño una profundidad máxima de 1.000 m, valor que representa el límite considerado para el desarrollo de parques eólicos marinos flotantes en el presente estudio y que resulta coherente con el rango de aplicación de las tecnologías analizadas.

La selección de las superficies potencialmente explotables se realiza considerando conjuntamente el análisis batimétrico desarrollado en el Capítulo 3 y los condicionantes establecidos por la Zonificación Ambiental para el Desarrollo de la Energía Eólica Marina y los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), priorizando aquellas áreas que presentan una mayor compatibilidad ambiental y territorial para el desarrollo de instalaciones *offshore* (MITECO, 2021; Real Decreto 150/2023).

5.2 Selección de las zonas disponibles

Aplicando los criterios descritos anteriormente se identificaron las zonas disponibles para el desarrollo de parques eólicos marinos flotantes en cada uno de los emplazamientos analizados.

La Figura 5.1 muestra las superficies finalmente seleccionadas tras aplicar simultáneamente el límite batimétrico de 1.000 m de profundidad y las restricciones derivadas de la zonificación ambiental y de la planificación del espacio marítimo. Las áreas delimitadas representan la máxima superficie técnicamente disponible para la implantación de aerogeneradores, evitando las zonas incompatibles desde el punto de vista ambiental y territorial.

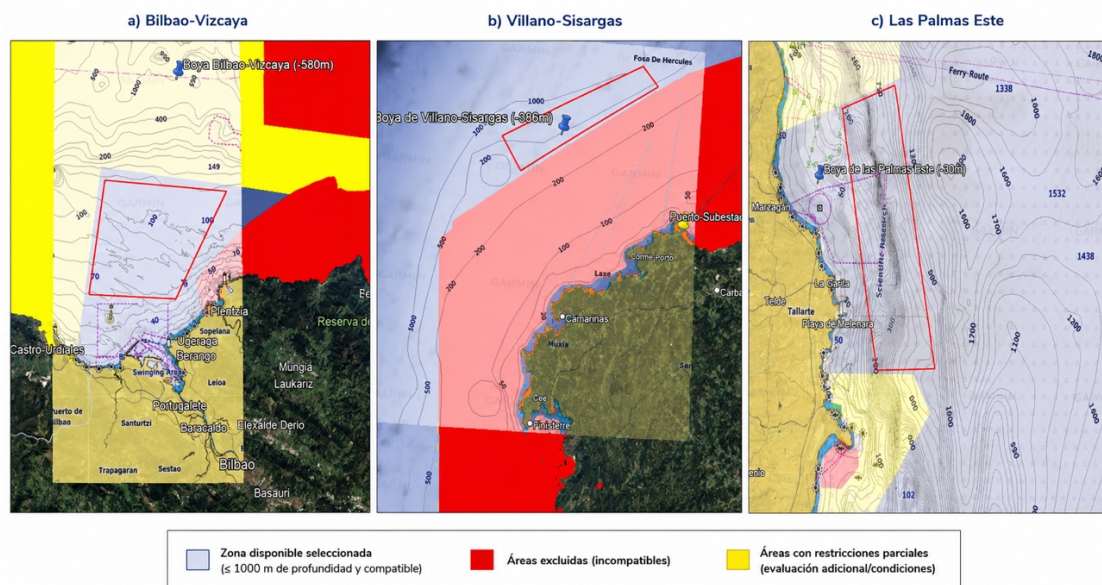


Figura 5.1. Zonas disponibles seleccionadas para el dimensionamiento máximo de los parques eólicos marinos en: a) Bilbao-Vizcaya, b) Villano-Sisargas y c) Las Palmas Este.

Las superficies disponibles presentan diferencias significativas entre emplazamientos. Villano-Sisargas dispone de la mayor extensión utilizable, lo que permite un mayor potencial de implantación de aerogeneradores. Bilbao-Vizcaya presenta una superficie intermedia, condicionada por la configuración de la plataforma continental y por las áreas de exclusión ambiental. Por otro lado, Las Palmas Este dispone de una superficie más reducida debido a la estrechez de la plataforma insular lo que condiciona la potencia máxima que puede instalarse.

5.3 Alternativas de dimensionamiento

A partir de las superficies disponibles obtenidas para cada emplazamiento se definen las dos alternativas de dimensionamiento consideradas, cuyos principales parámetros se recogen en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Alternativas de dimensionamiento consideradas

Emplazamiento	Bilbao-Vizcaya	Villano-Sisargas	Las Palmas Este
Distancia a costa	7–19 km	30–50 km	4–12 km
Rango de profundidad	70–120 m	460–1000 m	200–1000 m
Superficie disponible	150 km ²	310 km ²	50 km ²
Alternativa 1	80 MW (10 aerogeneradores)	80 MW (10 aerogeneradores)	80 MW (10 aerogeneradores)
Alternativa 2	400 MW (50 aerogeneradores)	800 MW (100 aerogeneradores)	144 MW (18 aerogeneradores)

La Alternativa 1 corresponde a un parque de 80 MW (10 aerogeneradores) común a las tres zonas de estudio. Con esta configuración se pretende comparar el comportamiento energético y económico de los distintos emplazamientos bajo unas mismas condiciones de diseño, situando el parque en las áreas más próximas a la costa y con menores profundidades dentro de cada emplazamiento. Por otro lado, la Alternativa 2 representa el máximo aprovechamiento de la superficie disponible, manteniendo los mismos criterios de separación entre aerogeneradores. Como consecuencia, la potencia instalada varía entre emplazamientos, alcanzando 400 MW en Bilbao-Vizcaya, 800 MW en Villano-Sisargas y 144 MW en Las Palmas Este.

6 ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA Y PÉRDIDAS

Una vez definidas las alternativas de diseño y seleccionadas las tecnologías de referencia, se procede a estimar la producción anual de energía (Annual Energy Production, AEP) de los parques eólicos considerados. Para ello, se combina la caracterización del recurso eólico obtenida en el Capítulo 3 con la curva de potencia del aerogenerador seleccionado en el Capítulo 4. Posteriormente, se consideran las pérdidas asociadas al sistema eléctrico con el fin de obtener la producción energética neta entregada a la red, utilizada posteriormente en la evaluación económica del Capítulo 7.

6.1 Curva de potencia del aerogenerador

La estimación de la producción energética se ha realizado utilizando la curva de potencia del aerogenerador Vestas V164-8.0 MW. Esta curva relaciona la velocidad del viento a altura de buje con la potencia eléctrica suministrada por la turbina y es la base para el cálculo de la energía generada a partir de la distribución estadística del recurso eólico.

La Figura 6.1 muestra la curva de potencia empleada en los cálculos. Para la extrapolación del recurso eólico se ha considerado una altura de buje de 120 m, correspondiente a las características del aerogenerador seleccionado. Como puede observarse en dicha Figura 6.1, el aerogenerador alcanza la potencia nominal para velocidades próximas a 13 m/s, manteniéndose constante hasta la velocidad de corte. Este comportamiento resulta adecuado para los tres emplazamientos analizados, ya que las distribuciones de velocidad obtenidas muestran una elevada frecuencia de ocurrencia dentro del intervalo operativo de la turbina.

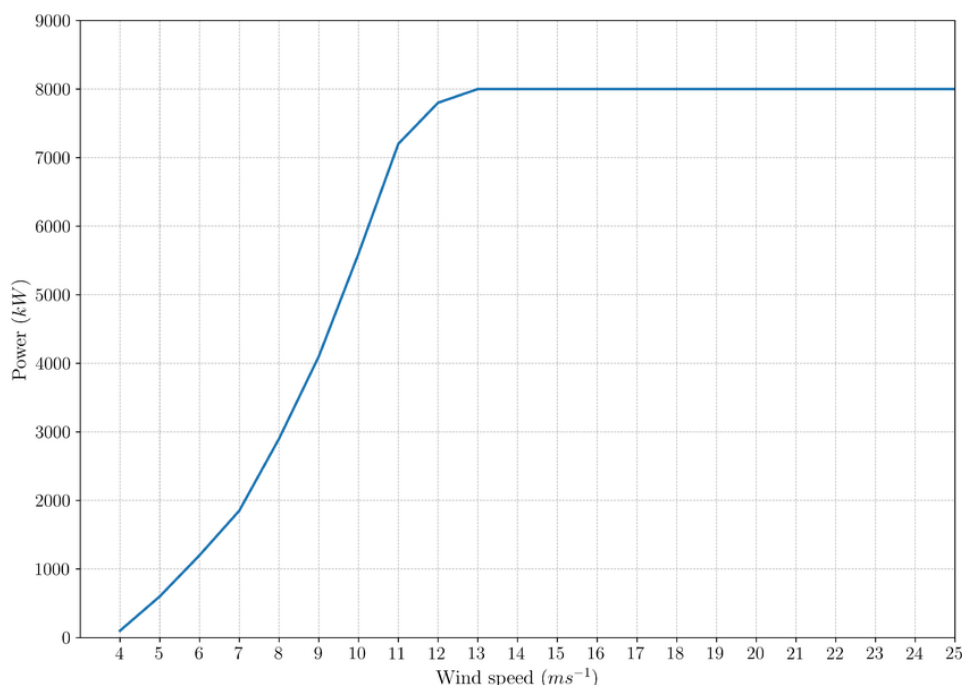


Figura 6.1. Curva de potencia del aerogenerador Vestas V164-8.0 MW

6.2 Pérdidas eléctricas consideradas

La producción energética neta de los parques eólicos se ha estimado considerando las pérdidas asociadas al sistema eléctrico de evacuación. Estas pérdidas incluyen la red colectora interna, los transformadores instalados en los aerogeneradores, las subestaciones *offshore* y *onshore*, así como los cables de exportación hasta el punto de conexión con la red eléctrica terrestre (Colmenar-Santos et al., 2014; Lee et al., 2021).

Para la red colectora interna de 66 kV se adopta una pérdida global del 1,5 %, valor representativo de parques eólicos marinos modernos que emplean redes inter-array en media tensión (Lee et al., 2021). Asimismo, se considera una pérdida del 0,5 % en los transformadores elevadores instalados en los aerogeneradores y otro 0,5 % asociado a la transformación de tensión en las subestaciones *offshore* y terrestres (Walling et al., 2003; Colmenar-Santos et al., 2014).

En cuanto a los cables de exportación HVAC de 220 kV, se adopta una pérdida lineal de 0,025 % por kilómetro recorrido, valor representativo para cables submarinos de alta tensión empleados en parques eólicos marinos y coherente con las pérdidas observadas en sistemas HVAC de exportación para distancias moderadas (del-Pino-López et al., 2024).

De este modo, la Ecuación 1 expresa el porcentaje total de pérdidas eléctricas:

$$P_{el} = 1,5 + 0,5 + 0,5 + 0,025 * L \quad (1)$$

donde:

- P_{el} es el porcentaje total de pérdidas eléctricas
- L es la longitud del cable de exportación (km)

Aplicando este criterio a las distancias consideradas en cada emplazamiento, se obtienen pérdidas eléctricas globales comprendidas aproximadamente entre el 3 % y el 4 % de la energía generada, valores coherentes con los habitualmente empleados en estudios preliminares de parques eólicos marinos (Lee et al., 2021). Cabe señalar que, en una fase de ingeniería de detalle, las pérdidas de la red inter-array deberían calcularse tramo a tramo mediante las pérdidas Joule de cada cable, considerando la potencia transportada, la longitud real de los conductores y la configuración eléctrica del parque. Sin embargo, al tratarse de un diseño preliminar, la utilización de valores globales de pérdidas se considera adecuada para los objetivos del presente trabajo.

6.3 Cálculo de la producción neta

La producción energética neta de cada alternativa se ha obtenido combinando la distribución de Weibull calculada para cada emplazamiento con la curva de potencia del aerogenerador Vestas V164-8.0 MW. Posteriormente, se han aplicado las pérdidas eléctricas descritas en el apartado anterior para obtener la energía neta entregada a la red.

La producción energética neta se calcula mediante la siguiente Expresión 2:

$$AEP_{NETA} = AEP_{BRUTA} * (1 - \frac{P_{el}}{100}) \quad (2)$$

donde:

- AEP_{NETA} es la producción anual neta de energía (MWh/año).
- AEP_{BRUTA} la producción anual bruta de energía obtenida a partir de la curva de potencia del aerogenerador y la distribución de velocidades de viento (MWh/año).
- P_{EL} es el porcentaje total de pérdidas eléctricas considerado para cada emplazamiento (%).

6.4 Resultados producción energética anual neta

Aplicando la metodología descrita anteriormente y considerando las pérdidas eléctricas asociadas al sistema de evacuación, se ha estimado la producción anual neta de energía para las distintas alternativas de dimensionamiento planteadas en cada emplazamiento.

La Tabla 6.1 resume los resultados obtenidos en términos de potencia instalada, número de aerogeneradores, producción anual neta de energía y factor de capacidad.

Tabla 6.1. Resultados de producción energética para las alternativas analizadas.

Emplazamiento	Potencia instalada (MW)	Nº aerogeneradores	AEP neta (GWh/año)	Factor de capacidad (%)
Bilbao-Vizcaya 1	80	10	472,43	67,4
Bilbao-Vizcaya 2	400	50	2.362,11	67,4
Villano-Sisargas 1	80	10	539,65	77,0
Villano-Sisargas 2	800	100	5.396,51	77,0
Las Palmas Este 1	80	10	543,46	77,5
Las Palmas Este 2	144	18	978,23	77,5

Aplicando la metodología descrita anteriormente y considerando las pérdidas eléctricas asociadas al sistema de evacuación, se ha estimado la producción anual neta de energía para las distintas alternativas de dimensionamiento planteadas en cada emplazamiento. La Tabla 6.1 resume los resultados obtenidos en términos de potencia instalada, número de aerogeneradores, producción anual neta de energía y factor de capacidad.

En la Alternativa 1, correspondiente a una potencia instalada común de 80 MW, las diferencias en la producción energética responden exclusivamente a las características del recurso eólico de cada emplazamiento, ya que tanto el número de aerogeneradores como la tecnología empleada permanecen constantes. En este escenario, Las Palmas Este presenta la mayor producción energética neta (543,46 GWh/año), seguida de Villano-Sisargas (539,65 GWh/año) y Bilbao-Vizcaya (472,43 GWh/año). Aunque las diferencias entre Las Palmas Este y Villano-Sisargas son reducidas, los resultados indican que la distribución de velocidades del viento en Las Palmas Este resulta ligeramente más favorable para la curva de potencia del aerogenerador seleccionado, permitiendo un mayor aprovechamiento energético para una misma potencia instalada.

En la Alternativa 2, correspondiente al máximo aprovechamiento técnicamente viable de cada emplazamiento, la producción energética aumenta de forma prácticamente proporcional a la potencia

instalada. En este caso, Villano-Sisargas alcanza la mayor producción anual (5.396,51 GWh/año), consecuencia de combinar un recurso eólico favorable con la mayor superficie disponible para el desarrollo del parque, lo que permite instalar hasta 800 MW de potencia. Por su parte, Bilbao-Vizcaya registra una producción de 2.362,11 GWh/año para una potencia instalada de 400 MW, mientras que Las Palmas Este alcanza 978,23 GWh/año con 144 MW, valor condicionado por la menor superficie potencialmente explotable identificada durante el análisis de emplazamientos.

Conviene señalar que ambas alternativas responden a objetivos diferentes. Mientras que la Alternativa 1 permite comparar el comportamiento energético de los tres emplazamientos bajo una misma potencia instalada, la Alternativa 2 refleja el potencial máximo de desarrollo de cada zona, condicionado principalmente por la superficie disponible y las restricciones espaciales consideradas durante el dimensionamiento del parque.

El factor de capacidad refleja el grado de aprovechamiento del aerogenerador respecto a su funcionamiento continuo a potencia nominal. Los resultados obtenidos muestran valores elevados en los tres emplazamientos, superiores al 67 %, lo que confirma la elevada calidad del recurso eólico marino considerado. Las Palmas Este presenta el mayor factor de capacidad (77,5 %), seguido muy de cerca por Villano-Sisargas (77,0 %), mientras que Bilbao-Vizcaya alcanza un valor del 67,4 %.

Los resultados ponen de manifiesto que el potencial energético de un emplazamiento no depende únicamente del recurso eólico disponible, sino también de la superficie apta para el desarrollo del parque. Así, Las Palmas Este presenta el mayor rendimiento energético por unidad de potencia instalada, mientras que Villano-Sisargas ofrece el mayor potencial de generación eléctrica gracias a su mayor capacidad de implantación de aerogeneradores. Por su parte, Bilbao-Vizcaya es una alternativa técnicamente viable que, aunque presenta una producción específica inferior, dispone de unas condiciones batimétricas más favorables, que previsiblemente se traducirán en menores costes de implantación y evacuación de la energía, aspecto que se analiza en el capítulo siguiente.

7 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PRELIMINAR: CAPEX, OPEX Y LCOE

7.1 Introducción

La viabilidad de un parque eólico marino no depende únicamente de la disponibilidad del recurso eólico, sino también de la inversión necesaria para su construcción, de los costes asociados a su operación y mantenimiento y del coste final de la energía generada. Por ello, resulta imprescindible realizar una evaluación económica preliminar que permita comparar las distintas alternativas de desarrollo desde un punto de vista técnico y económico.

Los indicadores más utilizados para este tipo de análisis son el Coste de Inversión (*Capital Expenditure*, CAPEX), los Costes de Operación y Mantenimiento (*Operational Expenditure*, OPEX) y el Coste Nivelado de la Energía (*Levelized Cost of Energy*, LCOE). Estos indicadores son la referencia habitual empleada por organismos internacionales como la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la Agencia Internacional de la Energía (IEA) y el National Renewable Energy Laboratory (NREL) para evaluar la competitividad económica de las tecnologías renovables (IRENA, 2025; NREL, 2024).

El CAPEX representa la inversión inicial necesaria para el desarrollo del parque eólico, incluyendo el suministro e instalación de los aerogeneradores, las plataformas flotantes, los sistemas de fondeo, la infraestructura eléctrica y el resto de las actuaciones necesarias para la puesta en servicio del proyecto. Por su parte, el OPEX engloba los costes anuales de operación y mantenimiento durante toda la vida útil del parque, mientras que el LCOE integra la inversión, los costes de explotación y la producción energética esperada en un único indicador económico, expresado en €/MWh, que permite comparar de forma homogénea distintas alternativas de diseño y emplazamiento.

A diferencia de los parques eólicos marinos de cimentación fija, la eólica marina flotante presenta todavía una mayor incertidumbre económica debido a su menor grado de madurez comercial y a la diversidad de soluciones tecnológicas disponibles. En consecuencia, no existe un coste específico único asociado a este tipo de instalaciones, sino rangos de inversión que dependen de factores como la profundidad del emplazamiento, la distancia a la costa, la potencia instalada, la tecnología de soporte y el grado de desarrollo de la cadena de suministro (IRENA, 2024).

Por este motivo, en el presente trabajo se adopta una metodología de estimación basada en proyectos comerciales de referencia y en los rangos de costes publicados por IRENA, NREL y WindEurope, adaptándolos mediante factores de corrección a las características específicas de los tres emplazamientos analizados

7.2 Estado del arte de los costes de la eólica marina flotante

Durante la última década, la energía eólica marina ha experimentado una reducción significativa de sus costes como consecuencia del aumento de la potencia unitaria de los aerogeneradores, la optimización de los procesos de fabricación e instalación y el desarrollo de la cadena de suministro *offshore*. Según IRENA (2025), el coste medio mundial de instalación de la eólica marina se situó en torno a 2.852 USD/kW durante 2024, mientras que el coste nivelado de la energía (LCOE) alcanzó aproximadamente 79 USD/MWh. No obstante, estos valores corresponden mayoritariamente a parques

de cimentación fija, que continúan representando la mayor parte de la capacidad instalada a nivel mundial.

En el caso de la eólica marina flotante, la tecnología se encuentra todavía en una fase inicial de despliegue comercial, lo que se traduce en una mayor incertidumbre en los costes de inversión. Según IRENA (2024), el CAPEX específico de este tipo de instalaciones se sitúa habitualmente entre 4,5 y 7,0 M€/MW, dependiendo de factores como la profundidad del emplazamiento, la distancia a la costa, la potencia instalada y la tecnología de soporte empleada.

Los principales factores que condicionan el coste de un parque eólico marino flotante son:

- Profundidad del emplazamiento, que determina el diseño de la plataforma, el sistema de fondeo y la complejidad de las operaciones de instalación.
- Distancia a la costa, que influye en la longitud de los cables de exportación y en los costes logísticos de construcción y mantenimiento.
- Potencia instalada, que permite aprovechar economías de escala y reducir el coste específico de inversión en proyectos de mayor tamaño.
- Tecnología de soporte, ya que cada tipología de plataforma presenta diferentes necesidades estructurales, constructivas y operativas.

Asimismo, diversos estudios coinciden en que los aerogeneradores representan aproximadamente entre el 30 % y el 35 % del CAPEX total, mientras que las plataformas flotantes suponen entre el 25 % y el 35 %, los sistemas de fondeo entre el 8 % y el 15 %, y la infraestructura eléctrica, instalación e ingeniería completan el resto de la inversión (IRENA, 2016; NREL, 2024). Esta distribución pone de manifiesto que la tecnología de soporte es uno de los principales factores que condicionan la competitividad económica de los parques eólicos marinos flotantes.

7.3 Proyectos de referencia

Con el objetivo de estimar los costes de las alternativas analizadas, se han seleccionado varios proyectos comerciales de eólica marina flotante que representan las principales tecnologías de soporte actualmente disponibles. Estos proyectos son referencias internacionales tanto desde el punto de vista técnico como económico, ya que proporcionan información sobre las soluciones estructurales empleadas, las condiciones de operación y la evolución de los costes de implantación.

Entre ellos, WindFloat Atlantic es una de las principales referencias para plataformas semisumergibles. Desarrollado por Principle Power frente a la costa portuguesa, está compuesto por tres aerogeneradores de 8,4 MW y demuestra la viabilidad del ensamblaje completo de la plataforma y el aerogenerador en puerto, seguido de su remolque hasta el emplazamiento definitivo, reduciendo las operaciones de instalación *offshore* (Principle Power, 2025; Ocean Winds, 2025).

Por su parte, Hywind Scotland fue el primer parque eólico marino flotante comercial del mundo y emplea plataformas tipo *Spar*, caracterizadas por un gran cilindro parcialmente sumergido estabilizado mediante lastre. Esta solución resulta especialmente adecuada para grandes profundidades y es una referencia para el análisis del emplazamiento de Villano-Sisargas (Equinor, 2025).

Asimismo, Hywind Tampen, con una potencia instalada de 88 MW, representa uno de los mayores parques flotantes actualmente en operación y confirma la viabilidad técnica y económica de las plataformas tipo *Spar* para proyectos de mayor escala (Equinor, 2025).

Finalmente, Provence Grand Large incorpora plataformas tipo Tension Leg Platform (TLP), estabilizadas mediante tendones pretensados anclados al fondo marino. Aunque esta tecnología presenta una menor implantación comercial, es una referencia relevante para comparar las diferentes soluciones flotantes disponibles (World Forum Offshore Wind, 2023).

Los proyectos descritos se han empleado como referencia para definir las tecnologías consideradas en este estudio y para establecer rangos de costes coherentes con la experiencia disponible en proyectos comerciales de eólica marina flotante.

7.4 Metodología para la estimación del CAPEX

La literatura científica no proporciona un coste específico único asociado a cada plataforma flotante, ya que el CAPEX depende de un elevado número de variables técnicas y económicas. Por ello, en este trabajo se ha adoptado una metodología de estimación basada en el ajuste de los rangos publicados por IRENA (2024) mediante factores correctores asociados a las características de cada emplazamiento. El coste específico de inversión se expresa en la siguiente Ecuación 3 como:

$$CAPEX_{esp} = CAPEX_{base} \cdot f_{prof} \cdot f_{dist} \cdot f_{esc} \quad (3)$$

donde:

- $CAPEX_{base}$ representa el coste específico medio para parques eólicos marinos flotantes obtenido de la literatura.
- f_{prof} es el factor asociado a la profundidad del emplazamiento.
- f_{dist} corrige el efecto de la distancia a costa sobre la infraestructura eléctrica y las operaciones marítimas.
- f_{esc} representa el efecto de las economías de escala derivadas de la potencia instalada.

Esta metodología permite adaptar los costes publicados a las condiciones particulares de Bilbao, Villano-Sisargas y Las Palmas sin asumir valores fijos para cada tecnología flotante. Además, mantiene la coherencia con los procedimientos de evaluación económica empleados en estudios preliminares de viabilidad desarrollados por IRENA, NREL y Offshore Renewable Energy Catapult, donde el coste final se obtiene mediante la combinación de modelos paramétricos y factores de corrección específicos para cada emplazamiento.

7.5 Estimación del coste de inversión (CAPEX)

El presente trabajo adopta como punto de partida el rango de inversión publicado por IRENA para parques eólicos marinos flotantes, comprendido entre 4,5 y 7,0 M€/MW. A partir de este intervalo se establece un coste base de 5,5 M€/MW, correspondiente a un parque flotante europeo de tamaño medio y condiciones batimétricas moderadas. Sobre este valor se aplican factores de corrección asociados a la profundidad, la distancia a costa y la potencia instalada.

7.5.1 Factores de corrección del CAPEX

El coste de inversión de un parque eólico marino flotante depende de diversos factores técnicos y económicos que no pueden representarse mediante un único valor de CAPEX específico. Entre ellos, la profundidad del emplazamiento, la distancia a costa y la potencia instalada son las variables que presentan una mayor influencia sobre el coste final del proyecto (IRENA, 2024; NREL, 2024).

La profundidad condiciona el diseño de la plataforma flotante, la longitud de las líneas de fondeo y la complejidad de las operaciones de instalación. A medida que aumenta la profundidad, se incrementan los requerimientos estructurales y las operaciones *offshore*, especialmente en plataformas tipo Spar, donde el sistema de fondeo representa una parte importante del coste total (IRENA, 2016).

Por otra parte, la distancia a costa afecta principalmente al coste del cable de exportación y a la logística de construcción y mantenimiento. Parques situados a mayor distancia requieren mayores longitudes de cable submarino, tiempos de navegación superiores y un incremento de los costes de operación asociados al acceso al emplazamiento (NREL, 2024).

Finalmente, la potencia instalada permite aprovechar economías de escala. Los parques de mayor tamaño reducen el coste específico de inversión al repartir determinados costes fijos, como la ingeniería, la subestación *offshore* o las operaciones de instalación, entre un mayor número de aerogeneradores (WindEurope, 2025; IRENA, 2025).

Considerando estas variables y las características de los emplazamientos analizados, se han adoptado los factores de corrección resumidos en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1. Factores de corrección aplicados para la estimación del CAPEX

Alternativa	Profundidad media (m)	f prof	Distancia a costa (km)	f dist	Potencia (MW)	f esc
Bilbao A1	90	1,00	7	1,00	80	1,00
Bilbao A2	120	1,00	13	1,03	400	0,95
Villano A1	500	1,10	30	1,07	80	1,00
Villano A2	800	1,15	40	1,10	800	0,92
Las Palmas A1	250	1,05	4	1,00	80	1,00
Las Palmas A2	350	1,10	8	1,00	144	0,98

7.6 CAPEX específico estimado

La aplicación de los factores de corrección definidos anteriormente permite estimar el coste específico de inversión para cada una de las alternativas analizadas. El coste total de inversión se obtiene multiplicando el CAPEX específico por la potencia instalada del parque, se expresa en la siguiente Ecuación 4:

$$CAPEX = P_{instalada} \cdot CAPEX_{esp} \quad (4)$$

Tabla 7.2. Estimación del CAPEX para las alternativas analizadas

Alternativa	Potencia instalada (MW)	CAPEX específico (M€/MW)	CAPEX estimado (M€)
Bilbao A1	80	5,50	440
Bilbao A2	400	5,39	2.156
Villano A1	80	6,48	518
Villano A2	800	6,99	5.592
Las Palmas A1	80	5,78	462
Las Palmas A2	144	5,93	854

Los valores obtenidos se sitúan dentro de los rangos de inversión publicados por IRENA (2024), que estiman costes específicos comprendidos entre 4,5 y 7,0 M€/MW para parques eólicos marinos flotantes, así como de los modelos paramétricos desarrollados por el National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2024). Se observa que las alternativas localizadas en Villano-Sisargas presentan los mayores costes de inversión debido a las grandes profundidades del emplazamiento, que incrementan la complejidad de las plataformas tipo Spar, los sistemas de fondeo y las operaciones de instalación. Por el contrario, las alternativas de Bilbao-Vizcaya muestran los menores costes específicos gracias a la utilización de plataformas semisumergibles en profundidades moderadas, mientras que Las Palmas Este presenta valores intermedios, condicionados por la combinación de profundidades elevadas y una reducida distancia a costa.

7.7 Estimación de los costes de operación y mantenimiento (OPEX)

Los costes de operación y mantenimiento (OPEX) comprenden el conjunto de gastos necesarios para garantizar el funcionamiento del parque eólico durante toda su vida útil. En el caso de la eólica marina flotante incluyen las operaciones de mantenimiento preventivo y correctivo de los aerogeneradores, las inspecciones de plataformas y sistemas de fondeo, las campañas de sustitución de componentes, la logística marítima, el alquiler de embarcaciones especializadas, la monitorización del parque y los seguros de explotación (IRENA, 2025).

La literatura especializada sitúa estos costes entre el 2,5 % y el 4 % del CAPEX anual, dependiendo principalmente de la tecnología flotante empleada, la distancia a costa y las condiciones de accesibilidad del emplazamiento (IRENA, 2025; NREL, 2024). En este trabajo se ha adoptado un valor base del 3,0 % del CAPEX, aplicando un factor corrector en función de la complejidad de las operaciones de mantenimiento asociadas a cada tipo de plataforma. Las plataformas semisumergibles presentan una mayor facilidad de acceso y permiten, en determinadas circunstancias, el remolque a puerto para intervenciones de gran entidad. Por el contrario, las plataformas tipo Spar requieren operaciones más complejas debido a su mayor calado y longitud de los sistemas de fondeo, mientras que las plataformas TLP presentan un comportamiento intermedio.

Los porcentajes de OPEX adoptados y los costes anuales obtenidos para cada alternativa se recogen en la Tabla 7.5.

Tabla 7.5. Estimación del OPEX anual

Alternativa	Plataforma	Factor corrector	OPEX (% CAPEX/año)	CAPEX estimado (M€)	OPEX anual (M€/año)
Bilbao A1	Semisumergible	1,00	3,00	440	13,2
Bilbao A2	Semisumergible	1,00	3,00	2.156	64,7
Villano A1	Spar	1,10	3,30	518	17,1
Villano A2	Spar	1,10	3,30	5.592	184,5
Las Palmas A1	TLP	1,05	3,15	462	14,6
Las Palmas A2	TLP	1,05	3,15	854	26,9

Los resultados reflejan la influencia tanto de la tecnología flotante como del tamaño del parque sobre los costes de explotación. Las alternativas de Bilbao-Vizcaya presentan los menores costes relativos de operación al emplear plataformas semisumergibles y localizarse en un emplazamiento de menor complejidad operativa. En cambio, las alternativas de Villano-Sisargas registran los mayores costes de mantenimiento debido a las grandes profundidades y a la utilización de plataformas tipo Spar, mientras que Las Palmas Este presenta valores intermedios asociados al empleo de plataformas TLP.

7.8 Coste nivelado de la energía (LCOE)

El coste nivelado de la energía (Levelized Cost of Energy) es el indicador económico más utilizado para comparar tecnologías de generación eléctrica, ya que integra tanto la inversión inicial como los costes de operación y la producción energética esperada durante toda la vida útil del proyecto (IRENA, 2025).

Su cálculo se realiza mediante la siguiente Ecuación 5:

$$LCOE = \frac{CAPEX \cdot CRF + OPEX}{AEP_{neta}} \quad (5)$$

donde:

- CAPEX representa la inversión inicial del proyecto (€).
- OPEX corresponde a los costes anuales de operación y mantenimiento (€).
- AEP es la producción energética anual neta (MWh/año).
- CRF es el factor de recuperación de capital.

El factor de recuperación de capital se calcula considerando una vida útil de 25 años y una tasa de descuento del 7% obteniendo un CRF igual a 0,0858, mediante la siguiente Ecuación 6:

$$CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (6)$$

Estos valores coinciden con los utilizados habitualmente por IRENA (2025) y NREL (2024) para estudios preliminares de parques eólicos marinos.

Los valores de producción energética anual empleados corresponden a los obtenidos en el Capítulo 6.

Tabla 7.6. Resultados del análisis económico

Alternativa	AEP (MWh/año)	CAPEX estimado (M€)	OPEX (M€/año)	LCOE (€/MWh)
Bilbao A1	472.429	440	13,2	108
Bilbao A2	2.362.109	2.156	64,7	105
Villano A1	539.651	518	17,1	114
Villano A2	5.396.510	5.592	184,5	123
Las Palmas A1	543.466	462	14,6	100
Las Palmas A2	978.225	854	26,9	102

Los resultados del análisis económico se presentan en la Tabla 7.6, donde se recogen los valores estimados de CAPEX, OPEX y LCOE para las distintas alternativas de desarrollo consideradas.

En términos generales, se observa que el LCOE disminuye a medida que aumenta la producción energética anual, ya que una mayor generación permite distribuir los costes de inversión y operación entre un mayor volumen de energía producida. Sin embargo, esta reducción puede verse compensada por el incremento del CAPEX asociado a emplazamientos de mayor profundidad, mayores distancias a la costa o tecnologías de soporte más complejas. En consecuencia, la alternativa con mayor producción energética no coincide necesariamente con la alternativa económicamente más favorable.

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto la influencia conjunta del recurso eólico y de las características del emplazamiento sobre la viabilidad económica del proyecto. La profundidad condiciona el tipo de plataforma flotante, el sistema de fondeo y la complejidad de las operaciones de instalación, mientras que la distancia a la costa influye en la longitud de los cables de exportación y en los costes asociados a la construcción, operación y mantenimiento del parque. Asimismo, la superficie disponible determina la potencia máxima instalable y, por tanto, el potencial de generación eléctrica y las economías de escala alcanzables.

En este contexto, el análisis realizado confirma que la evaluación de un parque eólico marino no puede basarse únicamente en la calidad del recurso eólico, sino que debe considerar de forma integrada los condicionantes técnicos, energéticos y económicos del emplazamiento. La metodología desarrollada permite comparar de manera homogénea las diferentes alternativas analizadas y es una herramienta útil para la evaluación preliminar de futuros desarrollos de eólica marina flotante en el litoral español.

Los resultados obtenidos evidencian la importancia de integrar el análisis del recurso eólico, las condiciones batimétricas y la evaluación económica durante las fases iniciales de planificación, permitiendo identificar las alternativas con mayor potencial de desarrollo y contribuyendo a una toma de decisiones más fundamentada en futuros proyectos de eólica marina flotante.

8 CONCLUSIONES

El presente trabajo ha permitido desarrollar una metodología de evaluación técnico-económica preliminar para parques eólicos marinos flotantes aplicada a tres emplazamientos representativos del litoral español: Bilbao-Vizcaya, Villano-Sisargas y Las Palmas Este. La metodología integra la caracterización del recurso eólico, el análisis de las condiciones batimétricas y meteoceánicas, la selección de las tecnologías más adecuadas, el dimensionamiento de los parques y la estimación de la producción energética y de los principales indicadores económicos (CAPEX, OPEX y LCOE). De este modo, ha sido posible comparar de forma homogénea la viabilidad de las distintas alternativas y evaluar la influencia de las características de cada emplazamiento sobre el diseño y el rendimiento de los parques eólicos marinos.

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto que la profundidad es uno de los factores más determinantes en el desarrollo de la eólica marina flotante, ya que condiciona la selección de la plataforma, el sistema de fondeo, la infraestructura eléctrica y, en consecuencia, el coste total de inversión. Aunque un mayor recurso eólico permite incrementar la producción anual de energía, este beneficio no siempre compensa el aumento del CAPEX asociado a emplazamientos situados en aguas más profundas.

Desde el punto de vista energético, Villano-Sisargas presenta el mayor potencial de generación gracias a la elevada calidad del recurso eólico y a la amplia superficie disponible para el desarrollo del parque, alcanzando la mayor producción anual de energía de las alternativas analizadas. Sin embargo, las importantes profundidades del emplazamiento incrementan significativamente los costes de implantación, lo que se traduce en los valores más elevados de LCOE.

Por su parte, Bilbao-Vizcaya ofrece el mejor equilibrio entre recurso eólico, condiciones batimétricas y costes de inversión, obteniendo resultados económicos competitivos y demostrando que la viabilidad de un parque eólico marino no depende únicamente de la intensidad del viento, sino del conjunto de condicionantes técnicos y económicos del emplazamiento. En el caso de Las Palmas Este, la elevada regularidad del recurso eólico permite alcanzar el mayor factor de capacidad del estudio, si bien la superficie disponible limita la potencia máxima que puede instalarse.

La selección tecnológica realizada confirma que las plataformas semisumergibles son una solución especialmente adecuada para emplazamientos de profundidades moderadas y elevadas, debido a su elevado grado de madurez tecnológica, su versatilidad y la posibilidad de realizar el ensamblaje completo en puerto antes de su remolque al emplazamiento definitivo. No obstante, en emplazamientos de gran profundidad, como Villano-Sisargas, las plataformas tipo Spar representan una alternativa técnicamente muy robusta por su excelente comportamiento dinámico frente al oleaje, aunque con mayores exigencias constructivas y económicas.

Los valores de CAPEX y LCOE obtenidos se sitúan dentro de los rangos publicados para proyectos europeos de eólica marina flotante, lo que aporta consistencia a la metodología empleada y confirma que los resultados obtenidos son representativos de un estudio de viabilidad en fase conceptual.

Debe señalarse que el presente trabajo tiene carácter preliminar y se basa en diversas hipótesis simplificadoras, entre ellas la utilización de una separación uniforme entre aerogeneradores, una curva

de potencia estándar del fabricante, estimaciones globales de pérdidas eléctricas y modelos simplificados de costes basados en proyectos de referencia. Estas simplificaciones son adecuadas para una fase inicial de planificación, aunque un proyecto de ingeniería de detalle requeriría análisis más específicos del comportamiento aeroelástico de las plataformas, de las pérdidas por estela, del diseño de la infraestructura eléctrica y de las operaciones de instalación y mantenimiento.

En conjunto, los resultados obtenidos evidencian el elevado potencial de la eólica marina flotante para contribuir a la transición energética y al aprovechamiento del recurso eólico disponible en aguas profundas del litoral español. Asimismo, ponen de manifiesto que la selección del emplazamiento es un aspecto clave para garantizar la viabilidad técnico-económica de futuros proyectos, al influir simultáneamente sobre la producción energética, la tecnología de soporte requerida y los costes asociados a su desarrollo.

Como líneas de trabajo futuro, se propone incorporar modelos avanzados de pérdidas por estela, simulaciones dinámicas de las plataformas flotantes, estudios detallados de la infraestructura eléctrica y de la logística de instalación y mantenimiento, así como análisis de sensibilidad frente a diferentes escenarios de costes, precios de la energía y recurso eólico. Asimismo, resultaría de interés integrar metodologías de evaluación multicriterio que incorporen conjuntamente criterios técnicos, económicos, ambientales y de planificación marítima, con el fin de optimizar la selección de emplazamientos para el desarrollo de la eólica marina flotante en España.



REFERENCIAS

Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., & Bossanyi, E. (2021). *Wind energy handbook* (3rd ed.). John Wiley & Sons.

Colmenar-Santos, A., Campiñez-Romero, S., Pérez-Molina, C., & de Palacio-Rodríguez, C. (2014). Simplified analysis of the electric power losses for on-shore wind farms considering Weibull distribution parameters. *Energies*, 7(11), 6856–6870. <https://doi.org/10.3390/en7116856>

del-Pino-López, J. C., Cruz-Romero, P., & Sánchez-Díaz, L. C. (2024). *Loss allocation in submarine armored three-core HVAC power cables*. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2401.13268>

DNV. (2021). *Energy losses in wind farms*. DNV Energy Systems.

Equinor. (2025). *Hywind Scotland – The world's first floating wind farm*. <https://www.equinor.com/energy/hywind-scotland>

European Commission. (2014). *Directive 2014/89/EU establishing a framework for maritime spatial planning*. Official Journal of the European Union.

European Commission. (2024). *The European Green Deal*. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

European Environment Agency. (2025). *Managing the growth of offshore wind energy and marine ecosystem protection in Europe*. <https://www.eea.europa.eu/en/newsroom/news/managing-offshore-wind-energy-and-marine-ecosystem>

European Marine Board. (2022). *European offshore renewable energy: Towards a sustainable future*. European Marine Board. <https://www.marineboard.eu/publications/european-offshore-renewable-energy-towards-sustainable-future>

Garmin Ltd. (s.f.). *Garmin Marine Maps*. <https://maps.garmin.com/es-ES/marine>

Guide to Floating Offshore Wind. (2024). *Export cable*. <https://guidetofloatingoffshorewind.com/guide/b-balance-of-plant/b-1-cables/b-1-2-export-cable/>

Holthuijsen, L. H. (2007). *Waves in oceanic and coastal waters*. Cambridge University Press.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2022). *Climate change 2022: Mitigation of climate change*. Cambridge University Press.

International Energy Agency. (2023). *Net zero roadmap: A global pathway to keep the 1.5 °C goal in reach*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-2023>

International Renewable Energy Agency. (2016). *Floating foundations: A game changer for offshore wind power*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2016/Dec/Floating-Foundations-A-Game-Changer-for-Offshore-Wind-Power>



International Renewable Energy Agency. (2022). *Smart electrification with renewables: Driving the transformation of energy services*. International Renewable Energy Agency.

International Renewable Energy Agency. (2023). *Renewable power generation costs in 2022*. International Renewable Energy Agency.

International Renewable Energy Agency. (2024). *Floating offshore wind outlook: The next frontier in energy transition*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Floating-offshore-wind-outlook>

International Renewable Energy Agency. (2025). *Renewable power generation costs in 2024*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/Publications/2025/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>

Jicable. (2019). *Export cable systems for large offshore wind farms*. https://www.jicable.org/Former_Conferences/Jicable_prizes/2019-A2-6.pdf

Lee, J. C. Y., Fields, M. J., & Lundquist, J. K. (2021). An overview of wind energy production prediction bias, losses, and uncertainties. *Wind Energy Science*, 6, 311–365. <https://doi.org/10.5194/wes-6-311-2021>

Madariaga, A., Martínez de Alegría, I., Martín, J. L., Eguía, P., & Ceballos, S. (2012). Current facts about wind energy and its related technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5), 3102–3116. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.011>

Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained: Theory, design and application* (2nd ed.). John Wiley & Sons.

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*. Gobierno de España.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023a). *Plan de ordenación del espacio marítimo (POEM) y zonificación para el desarrollo de la energía eólica marina en España*. Gobierno de España.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2023b). *Criterios ambientales para la ordenación del espacio marítimo y la energía eólica marina*. Dirección General de Biodiversidad, Bosques y Desertificación.

National Renewable Energy Laboratory. (2024). *Annual Technology Baseline (ATB): Offshore wind*. U.S. Department of Energy. https://atb.nrel.gov/electricity/2024/offshore_wind

National Renewable Energy Laboratory. (2024). *Offshore wind market report: 2024 edition*. U.S. Department of Energy. <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/90897.pdf>

Nexans. (2018). *Nexans supplies cables for the world's first 66 kV offshore wind farms*. <https://www.nexans.com>

Nexans. (2024). *Dynamic cables: Unlocking offshore wind development*. <https://www.nexans.com/perspective/dynamic-cables-opening-up-new-markets-in-offshore-wind-development/>



Nexans. (2025). *Offshore wind farms*. <https://www.nexans.com/activities/markets/power-transmission/offshore-wind-farms/>

Ocean Winds. (2025). *WindFloat Atlantic project*. <https://www.oceanwinds.com/projects/windfloat-atlantic-project/>

Offshore Renewable Energy Catapult. (2024). *Floating offshore wind: Cost reduction pathways and future deployment*. Offshore Renewable Energy Catapult. <https://ore.catapult.org.uk>

Principle Power. (2025). *WindFloat® floating offshore wind technology*. <https://www.principlepower.com/windfloat>

Puertos del Estado. (s.f.). *PORTUS: Sistema de información oceanográfica y meteorológica*. Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible.

Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, por el que se aprueban los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 51.

Rusu, E., & Onea, F. (2018). A review of the technologies for wave energy extraction. *Clean Energy*, 2(1), 10–19. <https://doi.org/10.1093/ce/zky003>

United Nations. (2015). *Transforming our world: The 2030 Agenda for Sustainable Development*. United Nations.

Vestas Wind Systems A/S. (2013). *V164-8.0 MW offshore wind turbine*. Vestas Wind Systems A/S.

Walling, R. A., Saint, R., Dugan, R. C., Burke, J., & Kojovic, L. A. (2003). *Economic optimization of offshore wind farm substations*. Ofgem.

WindFloat Atlantic. (2025). *The wind farm*. <https://windfloat-atlantic.com/the-wind-farm/>

WindEurope. (2025). *Statistics and outlook for the European wind industry*. <https://windeurope.org/data/>

WindEurope. (2025). *Wind energy in Europe: 2024 statistics and the outlook for 2025–2030*. WindEurope. <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2024-statistics-and-the-outlook-for-2025-2030/>

Wind Turbine Models. (2025). *Vestas V164-8.0 – 8.00 MW*. <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/318-vestas-v164-8-0>

World Forum Offshore Wind. (2023). *Crash course – Floating offshore wind: Moorings and anchors*. <https://wfo-global.org/crash-course-floating-offshore-wind-a-blog-series-part-3/>

ANEXO 1: Zonificación ambiental para el desarrollo de la energía eólica marina en España

Este anexo recoge la cartografía de zonificación ambiental elaborada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) para la identificación de áreas potencialmente aptas para el desarrollo de instalaciones de energía eólica marina. Dicha zonificación se basa principalmente en criterios de protección de la biodiversidad marina y de los hábitats de interés, estableciendo distintos niveles de compatibilidad para la implantación de proyectos eólicos offshore.

La clasificación distingue entre zonas de exclusión, zonas condicionadas y zonas potencialmente aptas para el desarrollo de la actividad, resultando en una herramienta de apoyo para la planificación espacial marítima y para la elaboración de los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM). En la siguiente figura A1.1 se muestra la zonificación ambiental para el desarrollo de la energía eólica marina en España basada en criterios de biodiversidad marina y conservación de hábitats (MITECO, 2023)

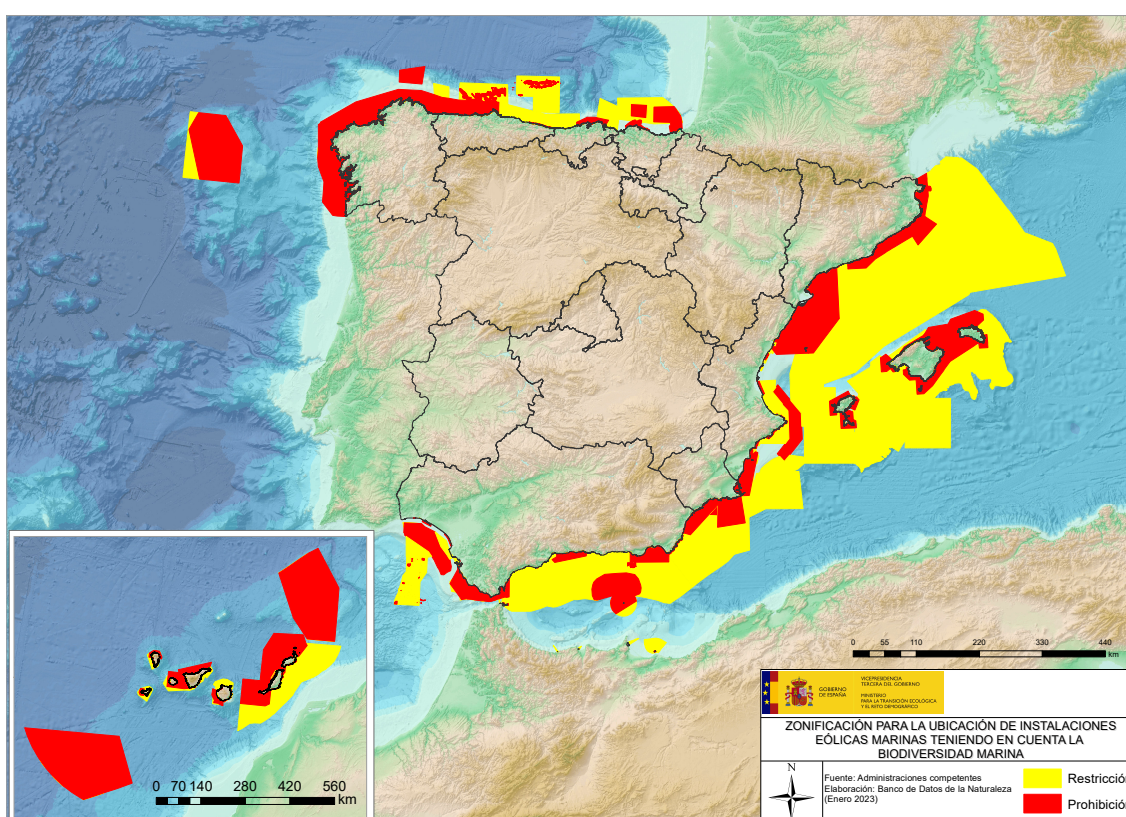


Figura A1.1: Zonificación ambiental para el desarrollo de la energía eólica marina en España basada en criterios de biodiversidad marina y conservación de hábitats (Fuente: MITECO, 2023)

ANEXO 2: Localización de las boyas de Puertos del Estado utilizadas para la obtención de los datos de viento y oleaje

Este anexo muestra la localización geográfica de las boyas oceanográficas empleadas para la obtención de los datos de viento y oleaje utilizados en el estudio. Las boyas pertenecen a la Red de Medida de Puertos del Estado y son la fuente principal de información para la caracterización del recurso eólico y de las condiciones meteoceánicas de los emplazamientos analizados. En las siguientes figuras A2.1, A2.2 y A2.3 se presenta la ubicación de las boyas de Bilbao-Vizcaya, Villano-Sisargo y Las Palmas Este, respectivamente.



Figura A2.1: Mapa de localización de la boya de Bilbao-Vizcaya

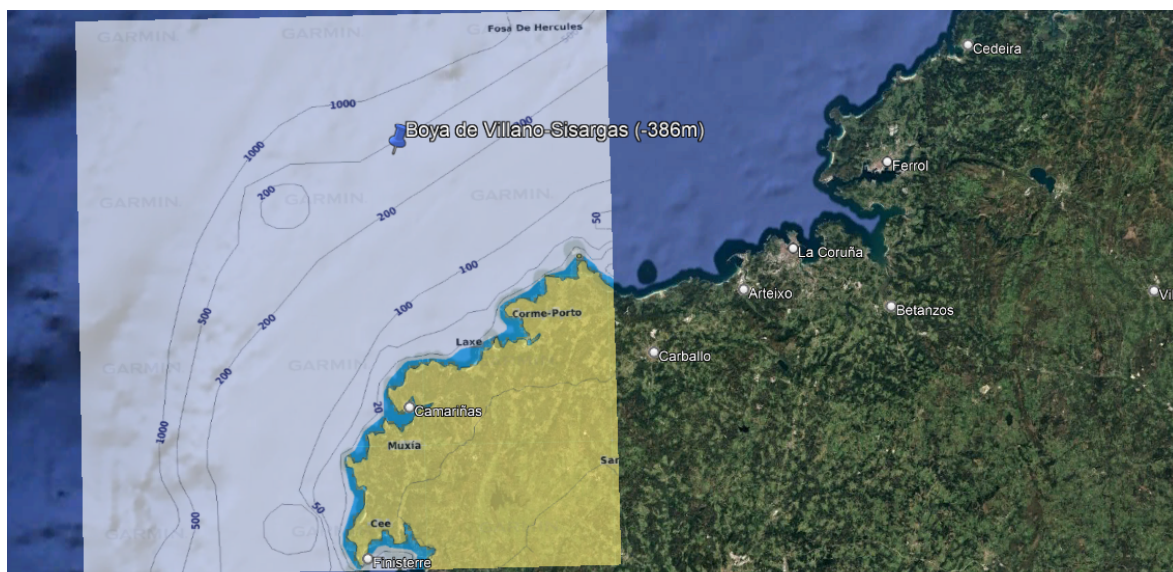


Figura A2.2: Mapa de localización de la boya de Villano-Sisargas



Figura A2.3: Mapa de localización de la boya de Las Palmas Este

A continuación, se adjunta una tabla con las coordenadas de dichas boyas.

Tabla A2.1 Coordenadas de las boyas empleadas para la obtención de datos de viento y oleaje.

Boya	Latitud	Longitud	Demarcación marítima	Fuente
Bilbao-Vizcaya	46.63° N	3.03° W	Mar Cantábrico	Puertos del Estado
Villano-Sisargas	43.50° N	9.21° W	Costa de Galicia	Puertos del Estado
Las Palmas Este	28.05° N	15.39° W	Canarias	Puertos del Estado

ANEXO 3: Datos gráficos de la batimetría de cada zona

En este anexo se presentan las cartas batimétricas empleadas para la caracterización de la profundidad marina en los entornos de estudio. La información se ha obtenido a partir de la plataforma Garmin Marine Maps y ha sido utilizada para evaluar la viabilidad de las distintas soluciones de cimentación consideradas en el diseño preliminar de los parques eólicos marinos. Las siguientes Figuras A3.1, A3.2 y A3.3 muestran las batimetrías de las distintas zonas de estudio asociadas a la boya de Bilbao-Vizcaya, Villano-Sisargo y Las Palmas Este, respectivamente.

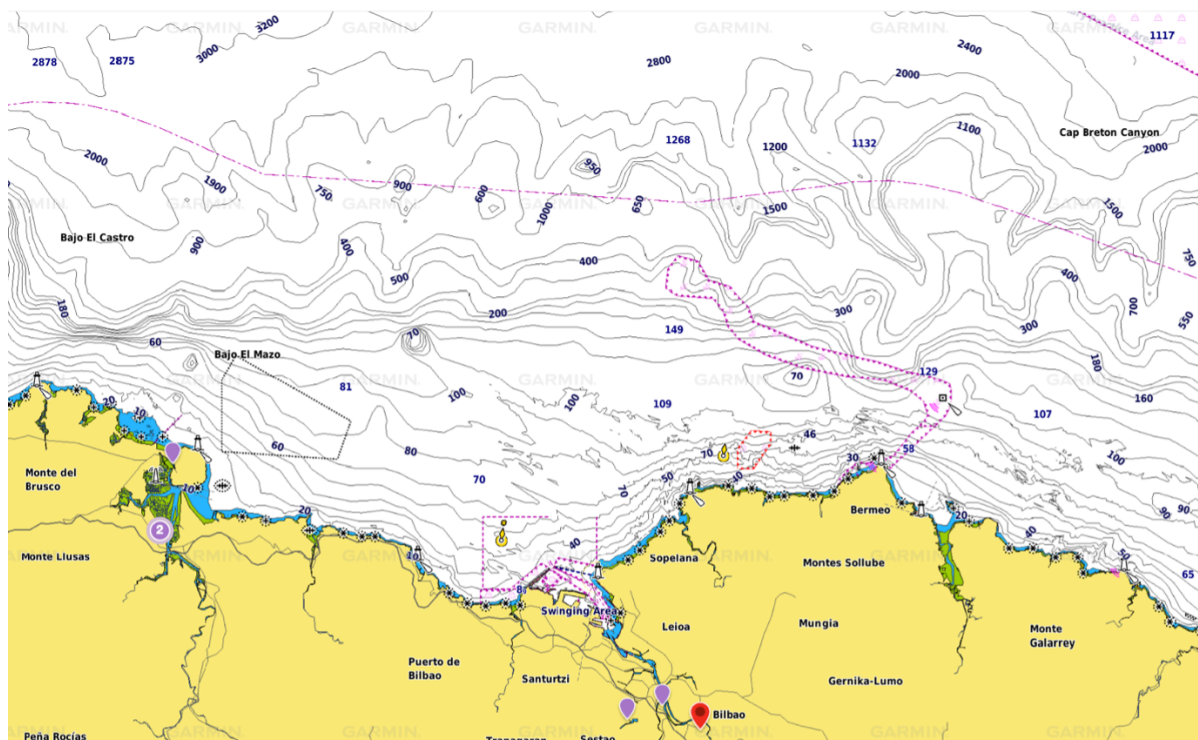


Figura A3.1: Batimetría zona de estudio asociada a la boya de Bilbao-Vizcaya



Figura A3.2: Batimetría zona de estudio asociada a la boya de Villano-Sisargas

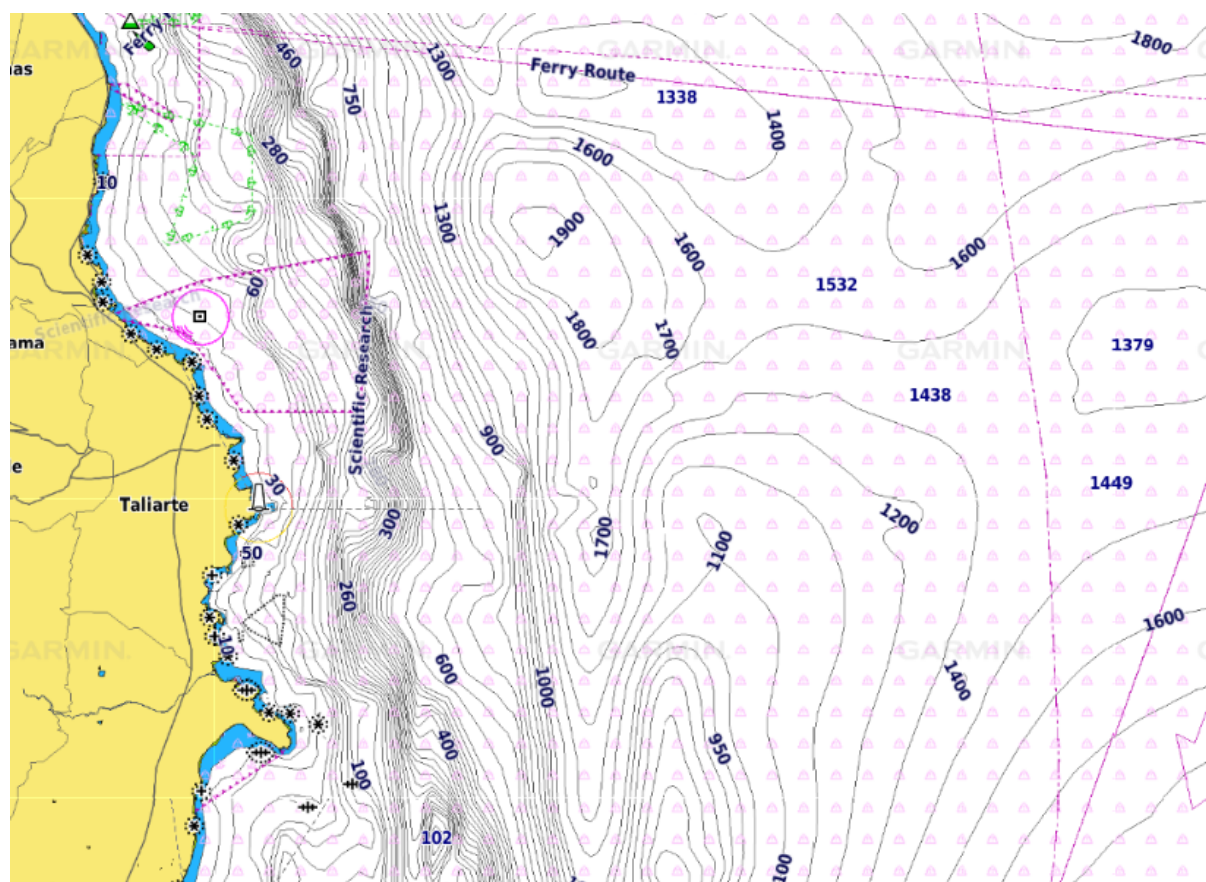


Figura A3.3: Batimetría zona de estudio asociada a la boya de Las Palmas Este

ANEXO 4: Script utilizado para el análisis del clima marítimo

El análisis de las condiciones de oleaje se ha realizado en Python para el procesamiento automático de los registros obtenidos de la plataforma PORTUS de Puertos del Estado.

Inicialmente, los datos históricos de oleaje fueron descargados desde PORTUS en formato CSV. Posteriormente, dichos archivos fueron convertidos a formato MAT mediante MATLAB con el fin de facilitar su lectura y tratamiento automatizado desde Python. Los archivos generados contienen las principales variables utilizadas en el estudio: altura significativa de ola (H_s), periodo de pico (T_p), dirección media del oleaje (Dir) y la información temporal asociada a cada registro.

Una vez realizada la conversión, los archivos MAT son procesados mediante el script desarrollado para este trabajo. El código realiza de forma automática la lectura y depuración de los datos, eliminando registros con valores nulos o inconsistentes, y genera los principales resultados empleados en la caracterización del clima marítimo de cada emplazamiento:

- Tablas de ocurrencia H_s - T_p .
- Funciones de densidad de probabilidad (PDF).
- Funciones de distribución acumulada (CDF).
- Series temporales.
- Diagramas de dispersión entre variables.
- Rosas de oleaje.

Los resultados obtenidos son la base para la caracterización de las condiciones meteoceánicas presentadas en el Capítulo 2 y permiten evaluar la influencia del clima marítimo sobre el diseño preliminar de los parques eólicos marinos estudiados.

A4.1 Script principal de procesamiento

En este apartado se incluye el script principal desarrollado en Python para el procesamiento automático de los registros de oleaje obtenidos de la plataforma PORTUS. El código permite leer los archivos de entrada, depurar los datos y ejecutar los distintos análisis estadísticos empleados en la caracterización del clima marítimo.

```
# Import Libraries
from scipy.io import loadmat
from tkinter import filedialog
import os
import numpy as np
import pandas as pd
import Python_Functions as pf
from pathlib import Path

# Open the directory with the files to analyze

# WAVES
Folder_Path = filedialog.askdirectory(title='Select Folder with .mat Files')
Files = [file for file in os.listdir(Folder_Path) if file.endswith('.mat')]

# Creation of output directories
#WAVES

Hs_Images_Path = os.path.join(Folder_Path, "PDF and CDF (Hs)")
Hs_Images_Path = os.path.join(Folder_Path, "PDF and CDF (Hs)")
Tables_Path = os.path.join(Folder_Path, "Occurrence Tables")
```



```
Time_Series_Path = os.path.join(Folder_Path, "Time Series")
Scatter_Path = os.path.join(Folder_Path, "Scatter Plots")
Rose_Path = os.path.join(Folder_Path, "Rose Diagrams")
Exceedance_Path = os.path.join(Folder_Path, "Exceedance")
Hs_Tp_Scatter_Path = os.path.join(Scatter_Path, "Hs-Tp")
Hs_Dir_Scatter_Path = os.path.join(Scatter_Path, "Hs-Dir")
Hs_Dir_Scatter_Path = os.path.join(Scatter_Path, "Hs-Dir")
Tp_Dir_Scatter_Path = os.path.join(Scatter_Path, "Tp-Dir")
Hs_Rose_Path = os.path.join(Rose_Path, "Hs Rose Diagrams")
os.makedirs(Tables_Path, exist_ok=True)
os.makedirs(Hs_Images_Path, exist_ok=True)
os.makedirs(Hs_Images_Path, exist_ok=True)
os.makedirs(Time_Series_Path, exist_ok=True)
os.makedirs(Scatter_Path, exist_ok=True)
os.makedirs(Hs_Tp_Scatter_Path, exist_ok=True)
os.makedirs(Hs_Dir_Scatter_Path, exist_ok=True)
os.makedirs(Hs_Dir_Scatter_Path, exist_ok=True)
os.makedirs(Hs_Rose_Path, exist_ok=True)
os.makedirs(Hs_Rose_Path, exist_ok=True)
os.makedirs(Exceedance_Path, exist_ok=True)

# Establish class intervals / bin resolution
resolHs = 0.5
resolTp = 3
resolTp = 3
Hs_label = "Significant Wave Height (m)"
Tp_label = "Peak Wave Period (s)"
WS_label = "Hourly-Averaged Wind Speed (m/s)"
WS_Gust_label = "10-minute Gust Wind Speed (m/s)"
Dir_label = "Mean Wave Direction (°)"
Hs_PDF_CDF_title = "PDF and CDF of Hs Distribution"
Hs_PDF_CDF_title = "PDF and CDF of Hs Distribution"

counter = 1
Exceedance_Table_Summary = []

#loading files

for file in Files:
    print(f'Processing File {counter}...')
    Input_Data = loadmat(os.path.join(Folder_Path, file))
    # Clean Data
    # Extract info
    Time = Input_Data['Time']
    Hs = Input_Data['Hs']
    Hs = Input_Data['Hs']
    Dir = Input_Data['Dir']

    Name = os.path.splitext(file)[0]
    Tables_Name = os.path.join(Tables_Path, Name)
    # recombine in numpy
    Data = np.hstack([Time, Hs, Tp, Dir])

    # clean data
    Data = Data[~np.isnan(Data).any(axis=1)]

    # convert to pandas dataframe since pandas has built-in functions for this
    Data_PD = pd.DataFrame(Data, columns=['Time', 'Hs', 'Tp', 'Dir'])

    # =====
    # OCCURRENCE TABLES
    # =====

    bins_Hs, bins_Tp = pf.occurrence_tables_waves(Data_PD = Data_PD, resolHs = resolHs, resolTp = resolTp,
    filename = Tables_Name)

    # =====
    # FORMATTING OCCURRENCE TABLES
    # =====
    pf.format_table(f"{Tables_Name}.xlsx")

    # =====
    # PDF AND CDF
    # =====
    Hs_PDF_CDF_Name = os.path.join(Hs_Images_Path, Name)
    Hs_PDF_CDF_Name = os.path.join(Hs_Images_Path, Name)
    pf.pdf_cdf(data = Data_PD, column = 'Hs', bins = bins_Hs[np.isfinite(bins_Hs)], xlabel = Hs_label,
    title = Hs_PDF_CDF_title, filename = Hs_PDF_CDF_Name)
    pf.pdf_cdf(data = Data_PD, column = 'Tp', bins = bins_Tp[np.isfinite(bins_Tp)], xlabel = Tp_label,
    title = Tp_PDF_CDF_title, filename = Tp_PDF_CDF_Name)
```

```
# =====
# TIME SERIES
# =====
Hs_Time_Series_Name = os.path.join(Time_Series_Path,Name)
pf.time_series(Data_PD['Time'], Data_PD['Hs'], filename = Hs_Time_Series_Name)

# =====
# SCATTER PLOTS
# =====

Hs_Tp_Scatter_Name = os.path.join(Hs_Tp_Scatter_Path,Name)
Hs_Dir_Scatter_Name = os.path.join(Hs_Dir_Scatter_Path, Name)
Hs_Dir_Scatter_Name = os.path.join(Hs_Dir_Scatter_Path, Name)

pf.scatter_plot(X=Data_PD['Tp'], Y=Data_PD['Hs'], xlabel=Tp_label, ylabel=Hs_label,
                title='Scatter Plot of Hs vs. Tp', filename = Hs_Tp_Scatter_Name)
pf.scatter_plot(X=Data_PD['Tp'], Y=Data_PD['Dir'], xlabel=Tp_label, ylabel=Dir_label,
                title='Scatter Plot of Tp vs Dir', filename = Tp_Dir_Scatter_Name)
pf.scatter_plot(X=Data_PD['Hs'], Y=Data_PD['Dir'], xlabel=Hs_label, ylabel=Dir_label,
                title='Scatter Plot of Hs vs Dir', filename = Hs_Dir_Scatter_Name)

# =====
# ROSE DIAGRAMS
# =====

Hs_Rose_Name = os.path.join(Hs_Rose_Path,Name)
Hs_Rose_Name = os.path.join(Hs_Rose_Path,Name)
pf.rose_plot(Data_PD, 'Hs', resolHs, Hs_Rose_Name)
pf.rose_plot(Data_PD = Data_PD, column = 'Tp', resol = resolTp, filename = Tp_Rose_Name)
```

A4.2 Script biblioteca de funciones auxiliares

El script principal hace uso de una biblioteca de funciones auxiliares desarrollada específicamente para este trabajo. Dicha biblioteca integra los algoritmos necesarios para la generación de tablas de ocurrencia, rosas de oleaje, funciones de densidad y distribución acumulada, series temporales, diagramas de dispersión y análisis de excedencia.

```
# Import Libraries
import os.path
from tokenize import endpats

import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import matplotlib.ticker as mticker
from click import style
from matplotlib.ticker import MultipleLocator
from matplotlib.dates import AutoDateLocator, DateFormatter
from matplotlib.ticker import MaxNLocator

import pyextremes
import openpyxl
from openpyxl.utils import get_column_letter
from openpyxl.drawing.image import Image as XLImage
from openpyxl.drawing.image import Image as XLImage
from openpyxl.styles import Font, PatternFill, Alignment, Border, Side
# <editor-fold desc = "Styles">
# Style Definition
header_font = Font(bold=True, color='FFFFFF', size=8, name='Trebuchet MS')
header_fill = PatternFill(start_color='00205B', end_color='00205B', fill_type='solid')
header_alignment = Alignment(horizontal='center', vertical='center')
body_alignment = Alignment(horizontal='right', vertical='center')
body_font = Font(color='000000', size=8, name='Trebuchet MS')

edge_col_width = 8.5
mid_col_width = 5
Tp_col_width = 8.5

plt.rcParams['font.family'] = 'Trebuchet MS'

# Define Color Scale
```



```

red_scale = ColorScaleRule(start_type='min', start_color='FFFFFF',
red_scale = ColorScaleRule(start_type='min', start_color='FFFFFF',

# Define a thin border style
thin_border = Border(
    left=Side(style='thin'),
    right=Side(style='thin'),
    top=Side(style='thin'),
    bottom=Side(style='thin')
)
# </editor-fold>

def occurrence_tables_waves(Data_PD,resolHs,resolTp,filename):

    # =====
    # OCCURRENCE TABLES
    # =====

    # identify maxima
    Hs_max = Data_PD['Hs'].max()
    Hs_max = Data_PD['Hs'].max()

    # establish bins
    Hs_penultimate = (Hs_max//resolHs + 1) * resolHs
    Hs_penultimate = (Hs_max//resolHs + 1) * resolHs
    bins_Hs = np.append(np.arange(0,Hs_penultimate+resolHs,resolHs), np.inf)
    bins_Hs = np.append(np.arange(0,Hs_penultimate+resolHs,resolHs), np.inf)
    bins_Dir = np.arange(0,360+22.5,22.5) - 11.25
    name_Dir = ["N","NNE","NE","ENE","E","ESE","SE","SSE","S","SSW","SW","WSW","W","WNW","NW","NNW"]
    # Cut Dataframe into Bins
    Data_PD['Hs_cut'] = pd.cut(Data_PD['Hs'], bins = bins_Hs)
    Data_PD['Hs_cut'] = pd.cut(Data_PD['Hs'], bins = bins_Hs)
    Data_PD['Dir_cut'] = pd.cut(Data_PD['Dir'], bins = bins_Dir)
    Data_PD['Dir_cut'] = Data_PD['Dir_cut'].cat.set_categories(pd.IntervalIndex.from_breaks(bins_Dir))

    # Update categories to include '0'
    Data_PD['Hs_cut'] = Data_PD['Hs_cut'].astype('category')
    Data_PD['Hs_cut'] = Data_PD['Hs_cut'].astype('category')

    Data_PD['Hs_cut'] = Data_PD['Hs_cut'].cat.add_categories(['0'])
    Data_PD['Hs_cut'] = Data_PD['Hs_cut'].cat.add_categories(['0'])

    # Assign zero values to '0' before crosstab
    Data_PD.loc[Data_PD['Hs'] == 0, 'Hs_cut'] = '0'
    Data_PD.loc[Data_PD['Hs'] == 0, 'Hs_cut'] = '0'

    # Cross tabulate (Occurrence Table or Contingency Table)
    Tab_Hs_Dir = pd.crosstab(Data_PD['Hs_cut'], Data_PD['Dir_cut'], normalize = True, dropna = False,
margins = True, margins_name = 'TOTAL')
    Tab_Hs_Dir = pd.crosstab(Data_PD['Hs_cut'], Data_PD['Dir_cut'], normalize = True, dropna = False,
margins = True, margins_name = 'TOTAL')
    Tab_Hs_Tp = pd.crosstab(Data_PD['Hs_cut'], Data_PD['Tp_cut'], normalize = True, dropna = False, margins
= True, margins_name = 'TOTAL')

    Tab_Hs_Dir *= 100
    Tab_Hs_Dir *= 100
    Tab_Hs_Tp *= 100

    Tab_Hs_Dir.columns = name_Dir + ['TOTAL']
    Tab_Hs_Dir.columns = name_Dir + ['TOTAL']

    # Reorder index: '0' first, then others, then TOTAL
    def reorder_index(tab):
        idx = tab.index.tolist()
        new_order = ['0'] + [i for i in idx if i not in ['0', 'TOTAL']] + ['TOTAL']
        return tab.reindex(new_order)

    Tab_Hs_Dir = reorder_index(Tab_Hs_Dir)
    Tab_Hs_Dir = reorder_index(Tab_Hs_Dir)
    Tab_Hs_Tp = reorder_index(Tab_Hs_Tp)

    # Export to Excel File
    with pd.ExcelWriter(f"{filename}.xlsx", engine='openpyxl') as writer:
        Tab_Hs_Dir.to_excel(writer, sheet_name="Hs-Dir")
        Tab_Hs_Dir.to_excel(writer, sheet_name="Hs-Dir")
        Tab_Hs_Tp.to_excel(writer, sheet_name="Hs-Tp")

    return bins_Hs, bins_Tp

def pdf_cdf(data, column, bins, xlabel, title, filename):

    # Compute histogram for PDF using custom bins

```



```

counts, bin_edges = np.histogram(data[column], bins=bins, density=True)
bin_centers = (bin_edges[:-1] + bin_edges[1:]) / 2
counts = counts / counts.sum()
# Compute CDF
sorted_vals = np.sort(data[column])
cdf = np.arange(1, len(sorted_vals) + 1) / len(sorted_vals)
sorted_vals = np.insert(sorted_vals, 0, 0) # add lower bound for plotting
cdf = np.insert(cdf, 0, 0) # add zero probability

# Plot
fig, ax1 = plt.subplots(figsize=(8, 5))
ax1.bar(bin_centers, counts, width=(bin_edges[1] - bin_edges[0]), alpha=1, color=(0, 0.125, 0.357),
label='PDF')
ax1.set_xlabel(xlabel, fontweight = 'bold')
ax1.set_ylabel('Probability Density', color=(0, 0.125, 0.357), fontweight = 'bold')
ax1.yaxis.set_major_formatter(mticker.PercentFormatter(xmax=1))
ax1.xaxis.set_major_locator(MultipleLocator(bin_edges[1] - bin_edges[0]))
ax1.tick_params(axis='y', labelcolor=(0, 0.125, 0.357))

ax2 = ax1.twinx()
ax2.plot(sorted_vals, cdf, color='red', linewidth=2, label='CDF')
ax2.set_ylabel('Cumulative Probability', color='red', fontweight = 'bold', rotation = 270)
ax2.tick_params(axis='y', labelcolor='red')
ax2.yaxis.set_major_formatter(mticker.PercentFormatter(xmax=1))

plt.title(title)
ax1.grid(True, linestyle='--', alpha=0.7)
ax1.legend(loc='upper left')
ax2.legend(loc='upper right')

#ax1.set_ylim(0, 1)
#ax2.set_ylim(0, 1)
#ax2.set_ylim(0, 1)
plt.savefig(os.path.join(f"{filename}.png"))
plt.close(fig)
return

def format_table(file_path):
wb = openpyxl.load_workbook(file_path) # open workbook
# open the appropriate worksheets
ws_Hs_Dir = wb["Hs-Dir"]
ws_Hs_Tp = wb["Hs-Tp"]
for ws in [ws_Hs_Dir, ws_Tp_Dir, ws_Hs_Tp]:
# Replace first cell in worksheet
Lead_Cell = ws['A1']
match ws.title:
case 'Hs-Dir':
Lead_Cell.value = f'Hs/Dir'
case 'Tp-Dir':
Lead_Cell.value = f'Tp/Dir'
case 'Hs-Tp':
Lead_Cell.value = f'Hs/Tp'

# Format First Row and First Column

# Format First Row
# Format First Row
cell.font = header_font
cell.font = header_font
cell.alignment = header_alignment

# Format First Column
for row in ws.iter_rows(min_row=2, min_col=1, max_col=1):
cell = row[0]
cell.font = header_font
cell.font = header_font
cell.alignment = header_alignment

# Replace Zeros with Blank Cells and Change Cell Format
for row in ws.iter_rows(min_row=2, min_col=2):
for cell in row:
if cell.value == 0:
cell.value = None # This makes the cell blank
cell.number_format = '0.00'
cell.alignment = body_alignment
cell.font = body_font

# Apply White-Red Color Scale
Last_Column = ws.max_column
Penultimate_Column = Last_Column - 1
Last_Column_Letter = get_column_letter(Last_Column)
Penultimate_Column_Letter = get_column_letter(Penultimate_Column)
Last_Row = ws.max_row
Penultimate_Row = Last_Row - 1
Lower_Right_Corner = f'{Last_Column_Letter}{Last_Row}'

```



```

Penultimate_Right_Corner = f'{Penultimate_Column_Letter}{Penultimate_Row}'
Penultimate_Right_Corner = f'{Penultimate_Column_Letter}{Penultimate_Row}'
ws.conditional_formatting.add(f'{Last_Column_Letter}2:{Last_Column_Letter}{Penultimate_Row}',
red_scale)
ws.conditional_formatting.add(f"B{Last_Row}:{Penultimate_Column_Letter}{Last_Row}", red_scale)
# ADJUST COLUMN WIDTHS
if ws.title == 'Hs-Tp':
    for col in range(2, Last_Column):
        col_letter = get_column_letter(col)
        ws.column_dimensions[col_letter].width = Tp_col_width

    ws.column_dimensions['A'].width = edge_col_width
    ws.column_dimensions[Last_Column_Letter].width = Tp_col_width
else:
    for col in range(2, Last_Column):
        col_letter = get_column_letter(col)
        ws.column_dimensions[col_letter].width = mid_col_width

    ws.column_dimensions['A'].width = edge_col_width
    ws.column_dimensions[Last_Column_Letter].width = edge_col_width

# APPLY TABLE BORDERS

for row in ws.iter_rows(min_row=1, min_col=1):
    for cell in row:
        cell.border = thin_border

wb.save(file_path)
def time_series(time, value, filename):

    # 719529 is the number of days from matlab epoch to Unix epoch
    time = pd.to_datetime(time - 719529, unit='d')
    fig, ax = plt.subplots(figsize = (10,5))
    ax.plot(time,value, color = (0, 0.125, 0.357))
    ax.set_title('Time Series of Significant Wave Height (m)')
    ax.set_xlabel('Time')
    ax.set_ylabel('Significant Wave Height (m)')

    # Limit number of ticks
    #ax.xaxis.set_major_locator(MaxNLocator(nbins=10)) # max 10 ticks
    ax.xaxis.set_major_locator(AutoDateLocator())
    ax.xaxis.set_major_formatter(DateFormatter('%Y-%m-%d'))

    ax.grid(True, linestyle='--', alpha=0.6)

    plt.tight_layout()
    plt.savefig(os.path.join(f"{filename}.png"))
    plt.close(fig)
    #plt.show()
    #plt.close()

def scatter_plot(X, Y, xlabel, ylabel, title, filename):
    fig, ax = plt.subplots(figsize = (10,5))
    ax.plot(X,Y, marker = '.', linestyle = 'none', markeredgecolor = (0, 0.125, 0.357), markerfacecolor =
(0, 0.125, 0.357))
    ax.set_title(title)
    ax.set_xlabel(xlabel)
    ax.set_ylabel(ylabel)
    ax.grid(True, linestyle= '--', alpha = 0.7)
    plt.tight_layout()
    plt.savefig(os.path.join(f"{filename}.png"))
    plt.close(fig)

def rose_plot(Data_PD,column,resol, filename):
    # identify maxima
    Max_Value = Data_PD[column].max()

    # establish bins
    Value_penultimate = (Max_Value // resol + 1) * resol
    bins_values = np.append(np.arange(0, Value_penultimate + resol, resol), np.inf)
    bins_Dir = np.arange(0, 360 + 22.5, 22.5) - 11.25
    name_Dir = ["N", "NNE", "NE", "ENE", "E", "ESE", "SE", "SSE", "S", "SSW", "SW", "WSW", "W", "WNW",
"NW", "NNW"]
    # Cut Dataframe into Bins
    Data_PD['Value_cut'] = pd.cut(Data_PD[column], bins=bins_values)
    Data_PD['Dir_cut'] = pd.cut(Data_PD['Dir'], bins=bins_Dir)
    Data_PD['Dir_cut'] = Data_PD['Dir_cut'].cat.set_categories(pd.IntervalIndex.from_breaks(bins_Dir))

    # Cross tabulate (Occurrence Table or Contingency Table)
    Tab_Values_Dir = pd.crosstab(Data_PD['Value_cut'], Data_PD['Dir_cut'], normalize=True, dropna=False,
margins=False)

    Tab_Values_Dir *= 100

    bins_Dir_polar = np.deg2rad((bins_Dir[:-1] + bins_Dir[1:]) / 2)

```




```

Values_rose = Tab_Values_Dir.values
Values_title = f"Rose Diagram ({column})"
Values_labels = Tab_Values_Dir.index

# Plot
fig, ax = plt.subplots(subplot_kw={'projection': 'polar'}, figsize=(8, 8))
width = np.deg2rad(360 / len(name_Dir))
colors = plt.cm.viridis(np.linspace(0, 1, Values_rose.shape[0]))

bottom = np.zeros(len(name_Dir))
for i in range(Values_rose.shape[0]):
    ax.bar(bins_Dir_polar, Values_rose[i], width=width, bottom=bottom, color=colors[i], alpha=0.7,
    label=str(Values_labels[i]))
    bottom += Values_rose[i]

ax.set_theta_zero_location('N')
ax.set_theta_direction(-1)
ax.set_xticks(bins_Dir_polar)
ax.set_xticklabels(name_Dir)
ax.set_title(Values_title, va='bottom')
ax.legend(loc='upper right', bbox_to_anchor=(1.3, 1.1))

plt.savefig(filename, bbox_inches='tight')
plt.close(fig)

return

def exceedance(Data_PD, column, threshold):
    exceed = Data_PD[column] >= threshold
    exceed = exceed.sum() / len(Data_PD[column])
    inferior = 1 - exceed

    return exceed, inferior

def occurrence_table_wind(Data, resolWS, filename, sheetname):
    WS_max = Data['Wind Speed'].max()
    WS_Penultimate = (WS_max // resolWS + 1) * resolWS
    bins_WS = np.append(np.arange(0, WS_Penultimate + resolWS, resolWS), np.inf)
    bins_Dir = np.arange(0, 360 + 22.5, 22.5)
    bins_Dir = bins_Dir - 11.25
    Data['WS_cut'] = pd.cut(Data['Wind Speed'], bins=bins_WS)
    Data['WD_cut'] = pd.cut(Data['Dir'], bins=bins_Dir)

    # Drop rows with NaN in cuts (important!)
    Data = Data.dropna(subset=['WS_cut', 'WD_cut'])

    Tab_WS_Dir = pd.crosstab(
        pd.Categorical(Data['WS_cut'], categories=pd.IntervalIndex.from_breaks(bins_WS)),
        pd.Categorical(Data['WD_cut'], categories=pd.IntervalIndex.from_breaks(bins_Dir)),
        normalize=True
    )

    # Export to Excel File
    with pd.ExcelWriter(f"{filename}.xlsx", engine='openpyxl') as writer:
        Tab_WS_Dir.to_excel(writer, sheet_name=sheetname)

    return

def format_table_wind(file_path, sheetname):
    wb = openpyxl.load_workbook(file_path) # open workbook
    # open the appropriate worksheets
    ws = wb[sheetname]

    # Replace first cell in worksheet
    Lead_Cell = ws['A1']
    match ws.title:
        case 'Hourly-Averaged':
            Lead_Cell.value = f'Ws (Hourly-Averaged)'
        case 'Gust':
            Lead_Cell.value = f'Ws (Gust)'

    # Format First Row and First Column

    # Format First Row
    # Format First Row
    cell.font = header_font
    cell.font = header_font
    cell.alignment = header_alignment

    # Format First Column
    for row in ws.iter_rows(min_row=2, min_col=1, max_col=1):
        cell = row[0]
        cell.font = header_font
        cell.font = header_font
        cell.alignment = header_alignment

```

```
# Replace Zeros with Blank Cells and Change Cell Format
for row in ws.iter_rows(min_row=2, min_col=2):
    for cell in row:
        if cell.value == 0:
            cell.value = None # This makes the cell blank
            cell.number_format = '0.00'
            cell.alignment = body_alignment
            cell.font = body_font
# Apply White-Red Color Scale
Last_Column = ws.max_column
Penultimate_Column = Last_Column - 1
Last_Column_Letter = get_column_letter(Last_Column)
Penultimate_Column_Letter = get_column_letter(Penultimate_Column)
Last_Row = ws.max_row
Penultimate_Row = Last_Row - 1
Lower_Right_Corner = f'{Last_Column_Letter}{Last_Row}'
Penultimate_Right_Corner = f'{Penultimate_Column_Letter}{Penultimate_Row}'
Penultimate_Right_Corner = f'{Penultimate_Column_Letter}{Penultimate_Row}'
ws.conditional_formatting.add(f'{Last_Column_Letter}2:{Last_Column_Letter}{Penultimate_Row}',
red_scale)
ws.conditional_formatting.add(f'B{Last_Row}:{Penultimate_Column_Letter}{Last_Row}', red_scale)
# ADJUST COLUMN WIDTHS
for col in range(2, Last_Column):
    col_letter = get_column_letter(col)
    ws.column_dimensions[col_letter].width = mid_col_width

ws.column_dimensions['A'].width = edge_col_width
ws.column_dimensions[Last_Column_Letter].width = edge_col_width
# APPLY TABLE BORDERS
for row in ws.iter_rows(min_row=1, min_col=1):
    for cell in row:
        cell.border = thin_border

wb.save(file_path)

def fetch_analysis(Data, column_ws, column_dir, dir_limits, fetch_limits, depth, sweep_dir):
    # sweep_dir is the direction in which angles are included from the first element of dir_limits to the
    second element of dir_limits
    # Identify Calculation Points
    # Identify Calculation Points
    if sweep_dir == 'CW':
        mask = Data[column_dir].between(dir_limits[0], dir_limits[1], inclusive= 'both')
    else:
        mask = ~Data[column_dir].between(dir_limits[0], dir_limits[1], inclusive= 'neither')
    # Convert Winds to wind stress
    ws = Data[column_ws].to_numpy()
    ua = 0.71*ws**1.23
    ua = 0.71*ws**1.23
    # Mask to numpy
    m = mask.to_numpy()

    # Fetch Interpolation
    Dir_py = Data[column_dir].to_numpy()
    fetch =
np.where(m, lin_interpolation(x0=dir_limits[0], x1=dir_limits[1], y0=fetch_limits[0], y1=fetch_limits[1], x=Dir_
py), 0.0)
    # Wave Predictions in Mask
    Hs = np.where(m, Hs_fetch(ua, depth, fetch), 0.0)
    Hs = np.where(m, Hs_fetch(ua, depth, fetch), 0.0)
    t = np.where(m, t_fetch(ua, Tp), 0.0)
    Results = []
    Results.append(
    Results.append(
        {'Hs': Hs,
         't': t,
         'Dir': Dir_py}
    )
    Results_df = pd.DataFrame(
        {'Hs': Hs, 'Tp': Tp, 't': t, 'Dir': Dir_py},
        index=Data.index
    )
    return Results_df
def lin_interpolation(x0, x1, y0, y1, x):
    y = y0 + (y1-y0)*(x-x0)/(x1-x0)
    return y
def Hs_fetch(ua, depth, fetch):
    # Hs Calculation

    grav = 9.81
    a = (ua**2)/grav
    b = 0.283
    aux1 = (grav*depth/(ua**2))**(3/4)
    c = np.tanh(0.53*aux1)
    aux2 = (grav*fetch/(ua**2))**(1/2)
```



```
d = np.tanh((0.00565*aux2)/c)
Hs = a*b*c*d
return Hs

def Tp_fetch(ua, depth, fetch):
    # Tp Calculation
    grav = 9.81
    e = (ua) / grav
    f = 7.54
    aux3 = (grav * depth / (ua ** 2)) ** (3 / 8)
    g = np.tanh(0.833 * aux3)
    aux4 = (grav * fetch / (ua ** 2)) ** (1 / 3)
    h = np.tanh((0.0379 * aux4) / g)
    Tp = e * f * g * h
    return Tp

def t_fetch(ua, Tp):
    # t Calculation
    grav = 9.81
    i = ua / grav
    j = 5.37 * 10 ** 2
    k = ((grav * Tp) / ua) ** (7 / 3)
    t = i * j * k
    return t
```

ANEXO 5: Clima marítimo

En este anexo se presentan los resultados completos del análisis del clima marítimo realizado a partir de los registros de oleaje obtenidos de las boyas de Puertos del Estado. Para cada emplazamiento se incluye la rosa de oleaje y la tabla de ocurrencias Hs-Tp, utilizadas para caracterizar la distribución direccional y energética del estado de mar.

La altura significativa del oleaje (Hs) se define como la media del tercio más alto de las olas registradas durante un intervalo de tiempo determinado. Este parámetro es una medida representativa de la energía del oleaje y es uno de los indicadores más utilizados para el diseño y dimensionamiento de estructuras marinas, al estar directamente relacionado con las cargas que actúan sobre las instalaciones *offshore* (Holthuijsen, 2007).

Por su parte, el período de pico (Tp) corresponde al período asociado al máximo del espectro de energía del oleaje, es decir, al intervalo de tiempo entre crestas de las olas que concentran la mayor parte de la energía del estado de mar. Este parámetro resulta fundamental para evaluar la respuesta dinámica de estructuras flotantes, sistemas de fondeo y cables dinámicos, ya que influye en los movimientos inducidos por el oleaje y en las sollicitaciones mecánicas que experimentan estos elementos (Holthuijsen, 2007).

A5.1 Boya Bilbao-Vizcaya

La rosa de oleaje muestra una marcada predominancia de estados de mar procedentes de los sectores NW y WNW. La tabla de ocurrencias Hs-Tp indica que las alturas significativas más frecuentes se encuentran entre 1,0 y 1,5 m, mientras que los periodos de pico predominantes se sitúan entre 9 y 12 s. El estado de mar con mayor frecuencia de aparición corresponde a la combinación Hs = 1,0–1,5 m y Tp = 9–12 s, representando el 12,63 % de las observaciones registradas. La Figura A5.1 muestra la rosa de oleaje correspondiente a la boya de Bilbao-Vizcaya

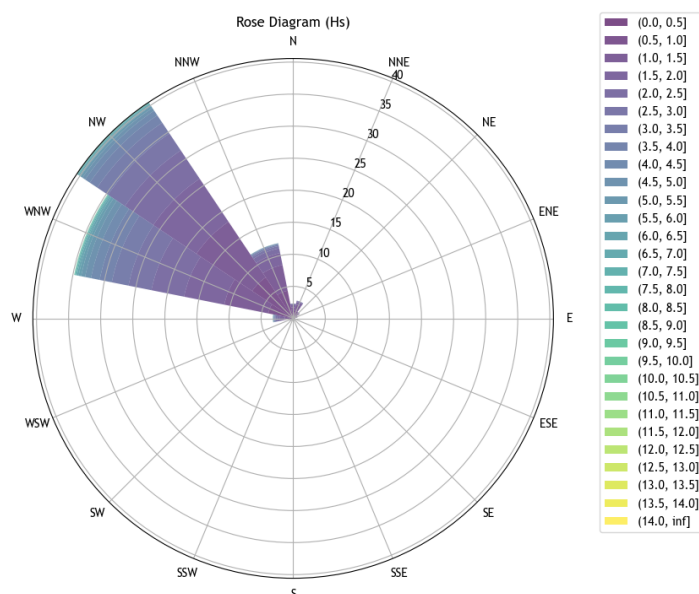


Figura A5.1: Rosa de oleaje correspondiente a la boya Bilbao-Vizcaya.

Tabla A5.1. Tabla de ocurrencias Hs-Tp correspondiente a la boya Bilbao-Vizcaya.

Hs/Tp	(0.0, 3.0]	(3.0, 6.0]	(6.0, 9.0]	(9.0, 12.0]	(12.0, 15.0]	(15.0, 18.0]	(18.0, 21.0]	(21.0, inf]	TOTAL
(0.0, 0.5]	0.04	0.28	0.67	0.32	0.04	0.00			1.35
(0.5, 1.0]	0.09	4.74	7.90	6.46	0.65	0.06	0.00	0.00	19.91
(1.0, 1.5]		3.85	7.68	12.63	1.66	0.10	0.00		25.92
(1.5, 2.0]		1.20	4.30	10.73	2.06	0.10	0.01	0.00	18.42
(2.0, 2.5]		0.24	2.39	6.94	2.22	0.09	0.01		11.89
(2.5, 3.0]		0.03	1.34	4.07	1.95	0.08	0.01	0.00	7.48
(3.0, 3.5]		0.00	0.72	2.55	1.61	0.09	0.01	0.00	4.97
(3.5, 4.0]		0.00	0.39	1.60	1.35	0.10	0.00		3.44
(4.0, 4.5]			0.21	0.97	1.07	0.08	0.00	0.00	2.34
(4.5, 5.0]			0.09	0.59	0.72	0.07	0.01		1.48
(5.0, 5.5]			0.03	0.36	0.51	0.07	0.00	0.00	0.98
(5.5, 6.0]			0.01	0.20	0.37	0.06	0.01	0.00	0.65
(6.0, 6.5]			0.00	0.13	0.23	0.05	0.00	0.00	0.43
(6.5, 7.0]				0.08	0.17	0.04	0.00		0.30
(7.0, 7.5]				0.04	0.13	0.03	0.00		0.20
(7.5, 8.0]				0.02	0.07	0.02	0.00		0.11
(8.0, 8.5]				0.01	0.04	0.01	0.00		0.06
(8.5, 9.0]				0.00	0.03	0.01	0.00		0.04
(9.0, 9.5]				0.00	0.02	0.01	0.00		0.03
(9.5, inf]				0.00	0.01	0.01			0.02
TOTAL	0.13	10.34	25.72	47.73	14.92	1.08	0.07	0.01	100.00

A5.2 Boya Villano-Sisargas

La rosa de oleaje muestra un predominio claro de estados de mar procedentes de los sectores NW y WNW, característicos de la fachada atlántica gallega. La tabla de ocurrencias Hs-Tp indica que las alturas significativas más frecuentes se encuentran entre 1,5 y 2,0 m, mientras que los periodos de pico predominantes se sitúan entre 9 y 12 s. El estado de mar con mayor frecuencia de aparición corresponde a la combinación Hs = 1,5–2,0 m y Tp = 9–12 s, representando el 8,98 % de las observaciones registradas. La Figura A5.2 muestra la rosa de oleaje de la boya Villano-Sisargas.

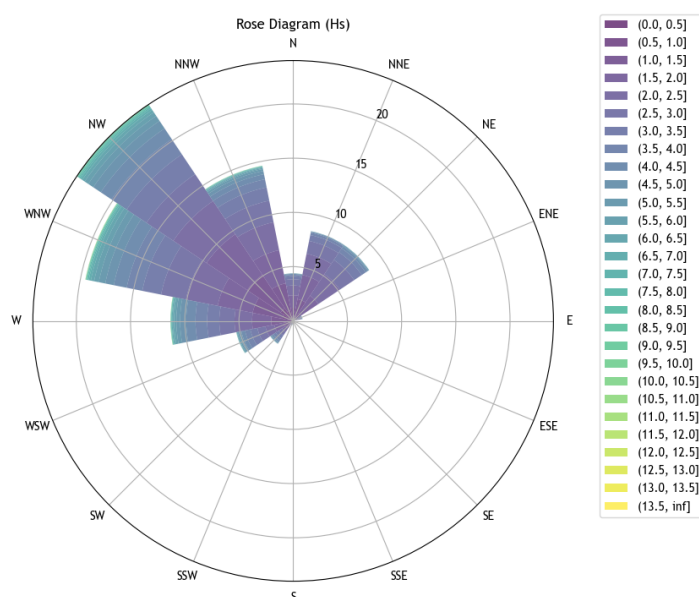


Figura A5.2: Rosa de oleaje correspondiente a la boya Villano-Sisargas

Tabla A5.2. Tabla de ocurrencias Hs-Tp correspondiente a la boya Villano-Sisargas.

Hs/Tp	(0.0, 3.0]	(3.0, 6.0]	(6.0, 9.0]	(9.0, 12.0]	(12.0, 15.0]	(15.0, 18.0]	(18.0, 21.0]	(21.0, 24.0]	(24.0, inf]	TOTAL
(0.0, 0.5]		0.00	0.03	0.00	0.00					0.04
(0.5, 1.0]	0.00	0.84	2.95	0.90	0.07	0.00				4.76
(1.0, 1.5]		2.35	7.82	5.03	0.32	0.02	0.00			15.55
(1.5, 2.0]		2.62	7.43	8.98	0.74	0.07	0.00	0.00	0.00	19.84
(2.0, 2.5]		1.47	6.06	8.95	1.31	0.06	0.00	0.00	0.00	17.86
(2.5, 3.0]		0.27	4.23	7.30	1.63	0.06	0.00	0.00	0.00	13.48
(3.0, 3.5]		0.02	2.31	5.17	1.55	0.04	0.00	0.00	0.00	9.09
(3.5, 4.0]		0.00	1.15	3.67	1.64	0.04	0.00	0.00		6.50
(4.0, 4.5]			0.51	2.42	1.55	0.07	0.00	0.00		4.55
(4.5, 5.0]			0.17	1.38	1.34	0.05	0.00	0.00		2.95
(5.0, 5.5]			0.07	0.75	1.02	0.06		0.00		1.90
(5.5, 6.0]			0.02	0.42	0.72	0.07	0.00			1.23
(6.0, 6.5]			0.00	0.23	0.51	0.05	0.01	0.00		0.80
(6.5, 7.0]			0.00	0.10	0.36	0.05	0.00			0.52
(7.0, 7.5]				0.06	0.22	0.04	0.00			0.33
(7.5, 8.0]				0.02	0.17	0.03	0.00			0.23
(8.0, 8.5]				0.01	0.10	0.03	0.00			0.15
(8.5, 9.0]				0.00	0.06	0.03				0.09
(9.0, 9.5]				0.00	0.04	0.02				0.06
(9.5, 10.0]					0.02	0.01				0.04
(10.0, 10.5]				0.00	0.01	0.01				0.03
(10.5, 11.0]					0.01	0.00				0.01
(11.0, 11.5]					0.00	0.01				0.01
(11.5, inf]					0.00	0.00				0.00
TOTAL	0.00	7.57	32.74	45.40	13.41	0.83	0.04	0.01	0.00	100.00

A5.3 Boya Las Palmas Este

La rosa de oleaje muestra una marcada predominancia de estados de mar procedentes de los sectores NNE y NE, asociados a la influencia de los vientos alisios característicos del archipiélago canario. La tabla de ocurrencias Hs-Tp indica que las alturas significativas más frecuentes se sitúan entre 1,0 y 1,5 m, mientras que los periodos de pico predominantes se encuentran entre 6 y 9 s. El estado de mar con mayor frecuencia de aparición corresponde a la combinación Hs = 1,0–1,5 m y Tp = 6–9 s, representando el 27,05 % de las observaciones registradas. La Figura A5.3 presenta la rosa de oleaje correspondiente a la boya de Las Palmas Este.

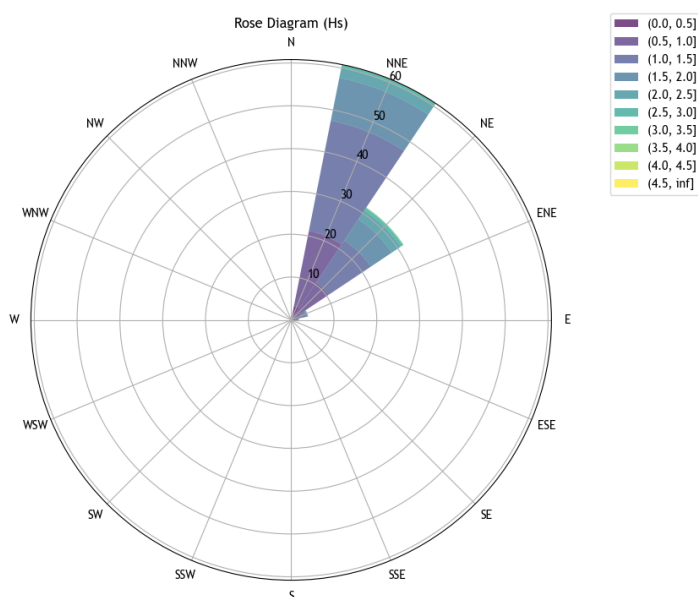


Figura A5.3: Rosa de oleaje correspondiente a la boya Las Palmas Este.

Tabla A5.3. Tabla de ocurrencias Hs-Tp correspondiente a la boya Las Palmas Este.

Hs/Tp	(0.0, 3.0]	(3.0, 6.0]	(6.0, 9.0]	(9.0, 12.0]	(12.0, 15.0]	(15.0, 18.0]	(18.0, 21.0]	(21.0, inf]	TOTAL
(0.0, 0.5]	0.13	0.75	1.27	1.51	1.48	0.34	0.01		5.50
(0.5, 1.0]	0.09	8.27	11.44	4.25	4.99	1.56	0.15	0.04	30.80
(1.0, 1.5]		5.86	27.05	4.84	1.88	0.57	0.05	0.04	40.29
(1.5, 2.0]		0.41	12.94	2.68	0.52	0.17	0.04	0.02	16.77
(2.0, 2.5]			2.77	1.95	0.18	0.07	0.01	0.01	4.99
(2.5, 3.0]			0.31	0.88	0.07	0.05			1.32
(3.0, 3.5]			0.01	0.24	0.01	0.01	0.01		0.27
(3.5, 4.0]				0.04					0.04
(4.0, 4.5]				0.02					0.02
(4.5, inf]									
TOTAL	0.22	15.29	55.80	16.42	9.13	2.76	0.27	0.10	100.00

ANEXO 6: Herramienta desarrollada para la caracterización del recurso eólico

A6.1 Introducción

Con el objetivo de automatizar el análisis de los datos de viento y facilitar la evaluación del recurso eólico en las distintas zonas de estudio, se desarrolló una herramienta de cálculo en Microsoft Excel. Esta aplicación permite procesar series temporales de velocidad del viento y obtener de forma automática los principales parámetros empleados en la caracterización del recurso eólico para proyectos de energía eólica marina.

La herramienta ha sido diseñada para su utilización en fases preliminares de diseño y evaluación de emplazamientos, proporcionando resultados que permiten estimar el potencial energético disponible y comparar distintos escenarios de desarrollo.

A6.2 Metodología implementada

La herramienta realiza el tratamiento estadístico de los datos de velocidad del viento mediante una secuencia automatizada de cálculos. En primer lugar, las velocidades se clasifican en intervalos discretos para obtener las frecuencias absolutas y relativas de aparición de cada rango de velocidades. A partir de estas distribuciones se generan los histogramas de frecuencias relativas y acumuladas empleados para describir el comportamiento estadístico del recurso.

Posteriormente, se realiza el ajuste de la distribución de Weibull mediante la estimación de los parámetros de forma (k) y escala (c), ampliamente utilizados en estudios de recurso eólico. Estos parámetros permiten representar matemáticamente la distribución de velocidades observada y estimar diferentes velocidades características del emplazamiento.

Asimismo, la herramienta incorpora la extrapolación vertical del viento mediante la ley potencial, permitiendo evaluar la evolución del recurso a distintas alturas de buje representativas de aerogeneradores offshore. A partir de las nuevas distribuciones de Weibull obtenidas para cada altura, se calculan la velocidad media, la velocidad más probable y la velocidad óptima energética.

Finalmente, se estima la densidad de potencia eólica disponible para cada altura considerada, proporcionando un indicador directo del potencial energético del emplazamiento.

A6.3 Resultados generados

La herramienta permite obtener automáticamente los siguientes resultados:

- Histograma de frecuencias relativas de velocidad del viento.
- Histograma de frecuencias acumuladas.
- Ajuste de la distribución de Weibull.
- Parámetros de Weibull (k y c).
- Velocidad media del viento.
- Velocidad más probable.
- Velocidad óptima energética.
- Evolución de los parámetros característicos con la altura.

- Densidad de potencia eólica disponible.
- Distribución direccional del viento.

Estos resultados son la base para la caracterización del recurso eólico desarrollada en el Capítulo 3 y para la posterior selección de tecnologías y estimación de producción energética.

A6.4 Interfaz de la herramienta

La Figura A6.1 muestra la interfaz general de la herramienta desarrollada. En ella se integran los módulos de análisis estadístico, ajuste de Weibull, extrapolación vertical y estimación del potencial energético.

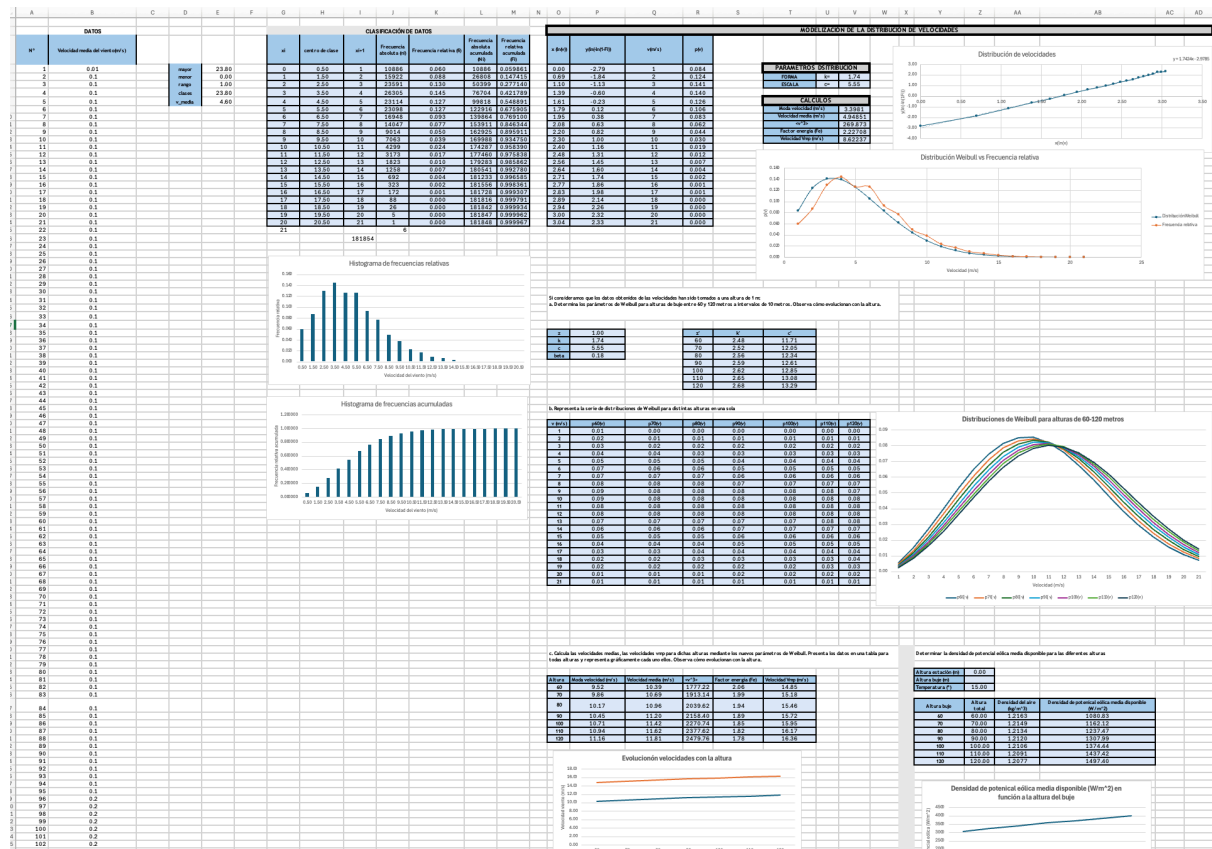


Figura A6.1: Interfaz de la herramienta desarrollada en Microsoft Excel para la caracterización del recurso eólico.

ANEXO 7: Caracterización del recurso eólico

En este anexo se presentan los resultados completos obtenidos mediante la herramienta descrita en el Anexo 6 para cada una de las zonas de estudio. En las figuras siguientes se incluyen los histogramas de velocidad, los ajustes de Weibull y la evolución de los principales parámetros del recurso con la altura.

A7.1 Boya Bilbao-Vizcaya

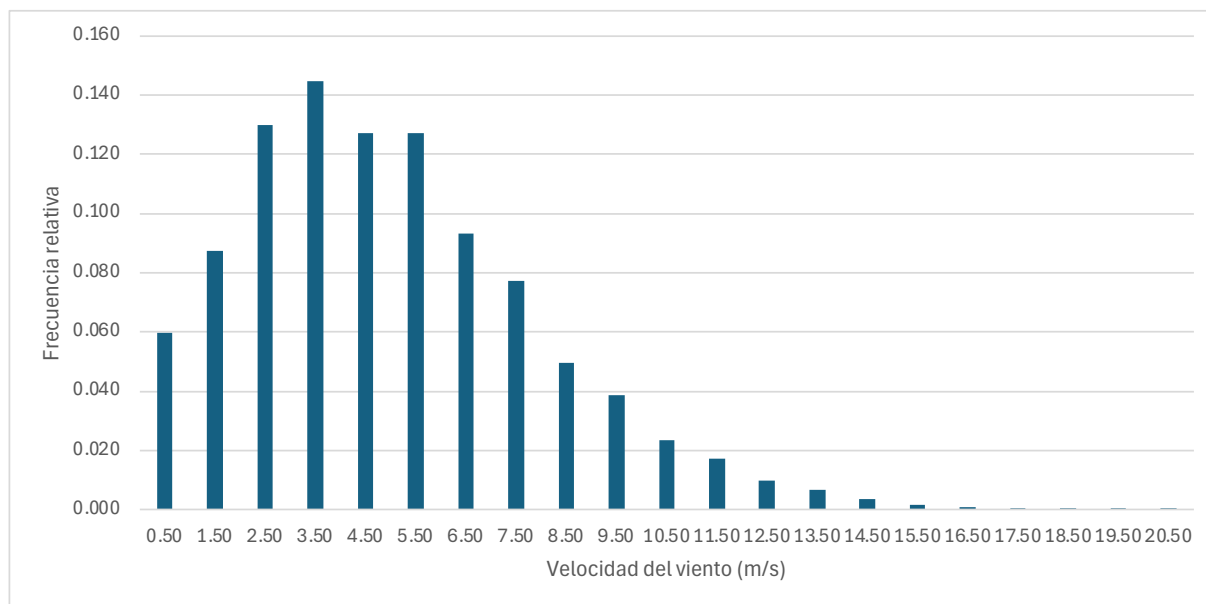


Figura A7.1.1: Histograma de frecuencias relativas de velocidad del viento.

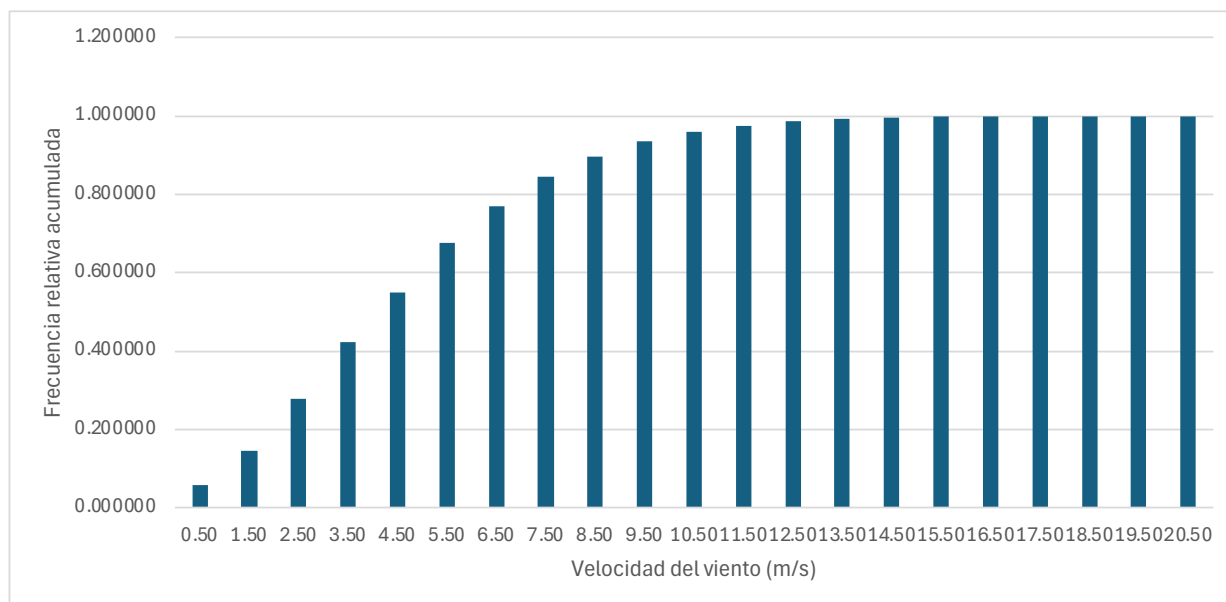


Figura A7.1.2: Histograma de frecuencias relativas acumuladas.

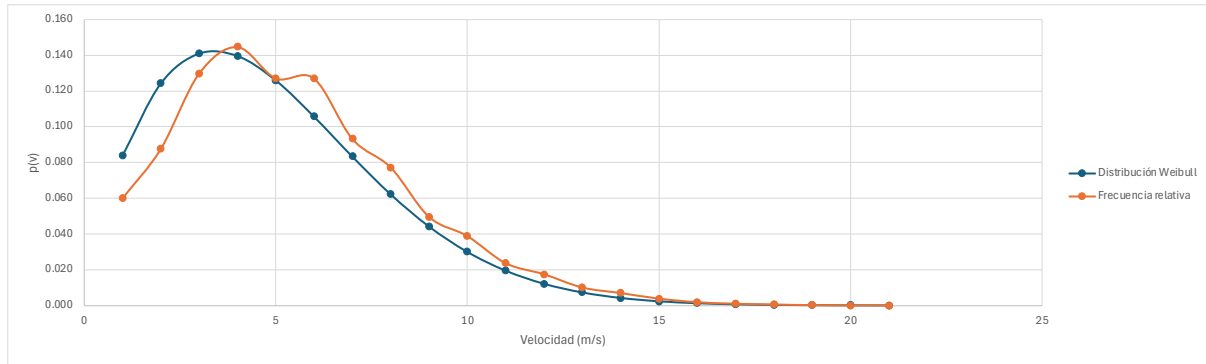


Figura A7.1.3: Ajuste de la distribución de Weibull vs la Frecuencia relativa.

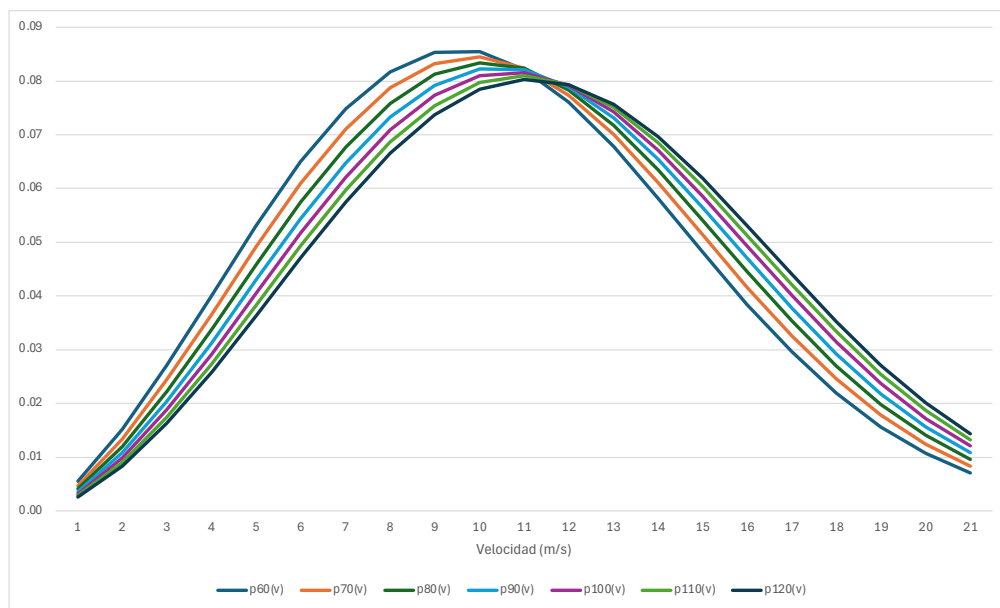


Figura A7.1.4: Evolución de la distribución de Weibull con la altura (60-120 metros).

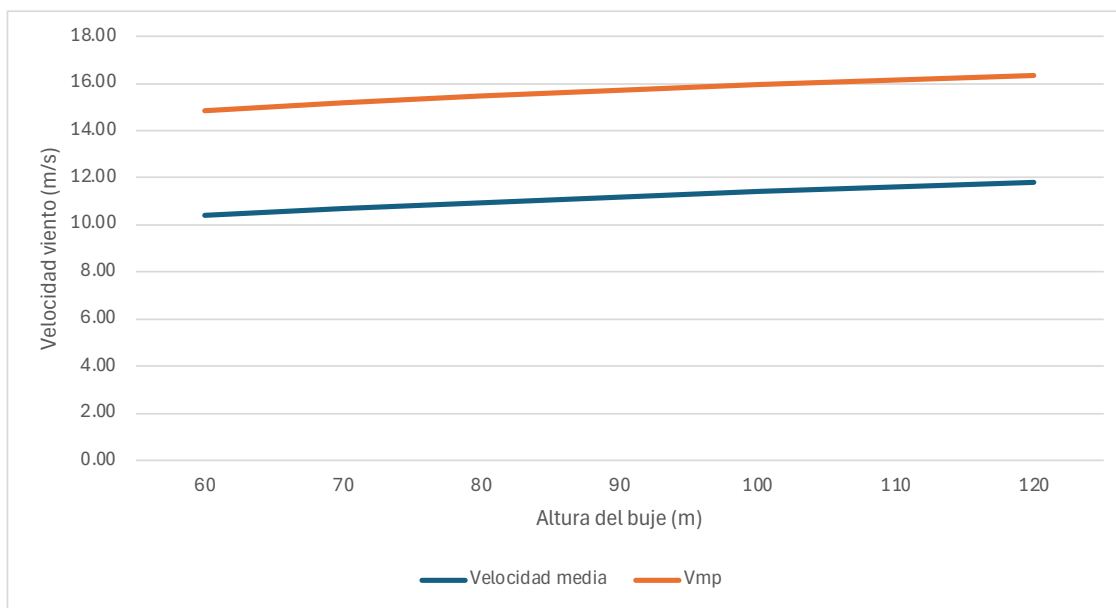


Figura A7.1.5: Evolución de la velocidad característica con la altura.

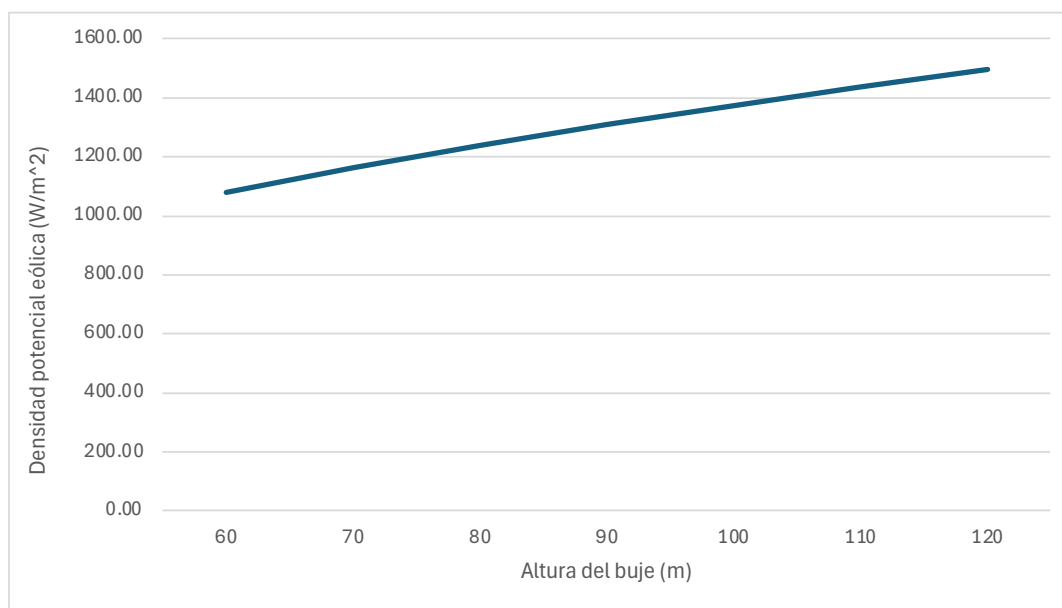


Figura A7.1.6: Evolución de la densidad de potencia eólica media disponible (W/m^2) en función a la altura del buje.

A7.2 Boya Villano-Sisargas

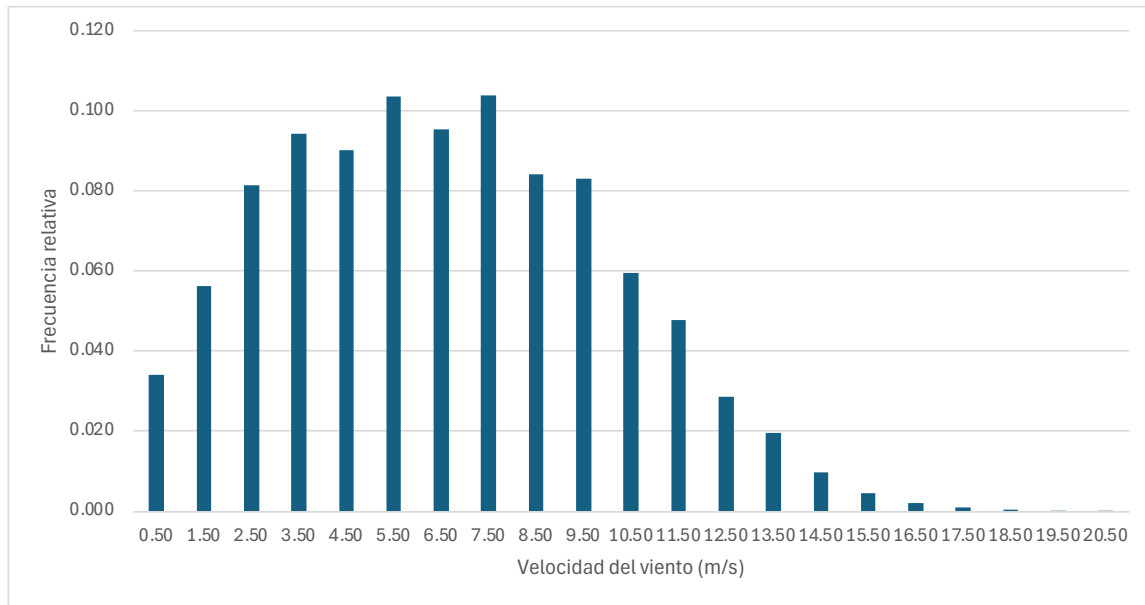


Figura A7.2.1: Histograma de frecuencias relativas de velocidad del viento.

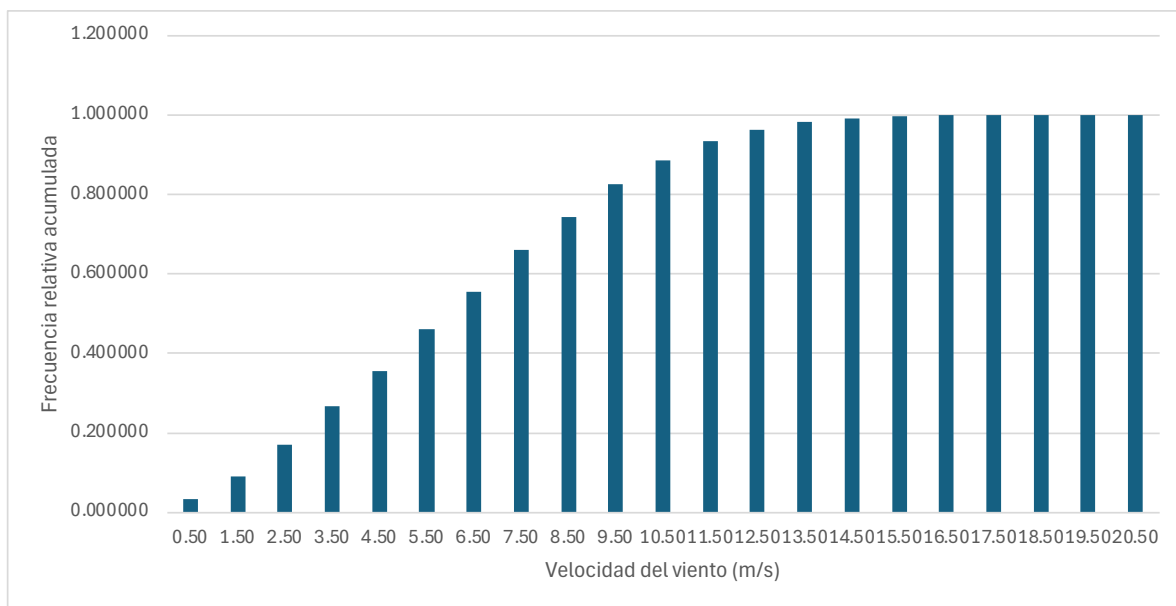


Figura A7.2.2: Histograma de frecuencias relativas acumuladas.

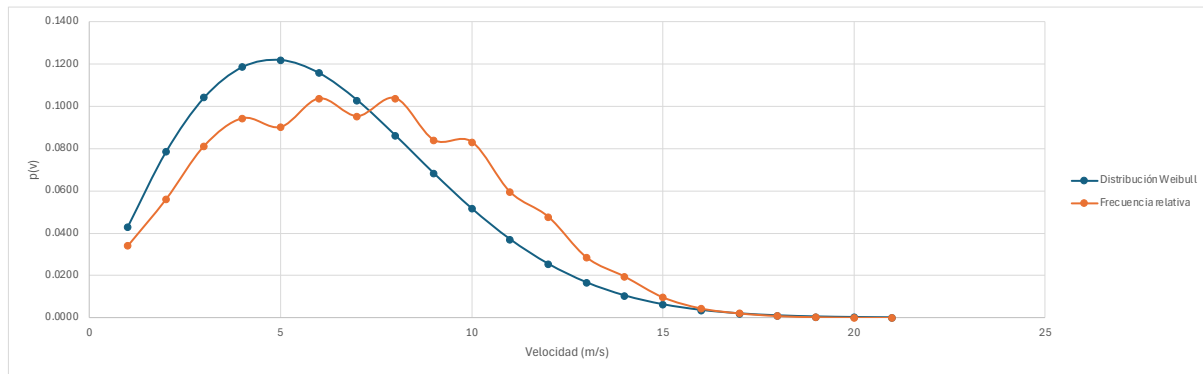


Figura A7.2.3: Ajuste de la distribución de Weibull vs la Frecuencia relativa.

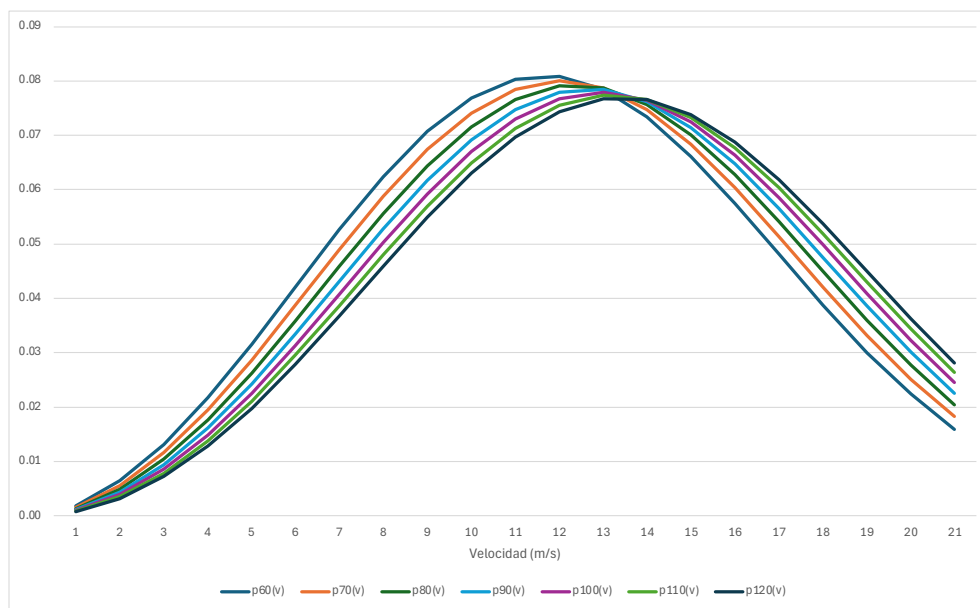


Figura A7.2.4: Evolución de la distribución de Weibull con la altura (60-120 metros).

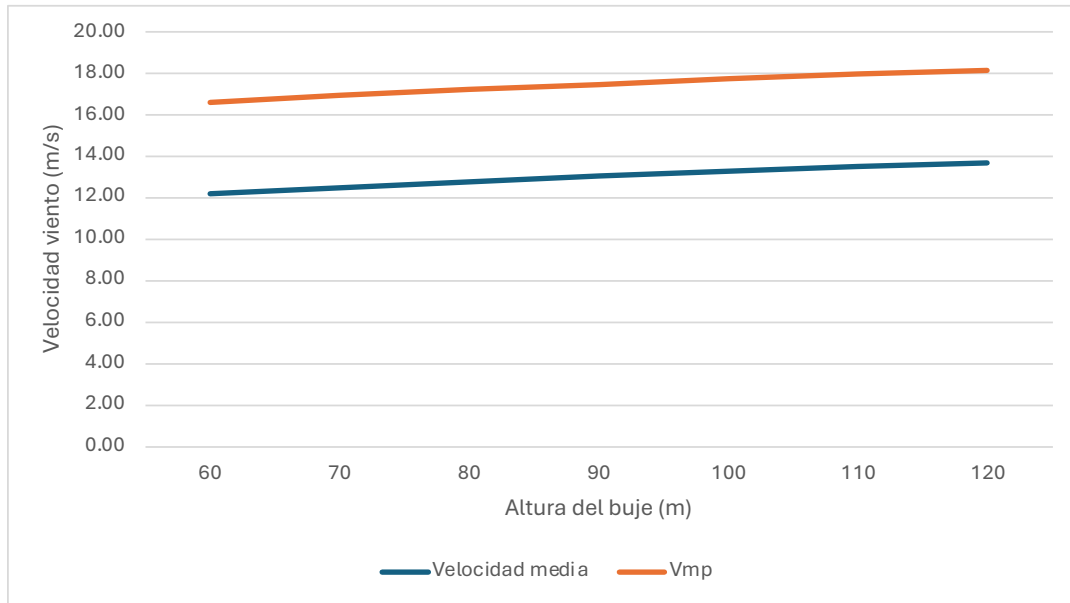


Figura A7.2.5: Evolución de la velocidad característica con la altura.

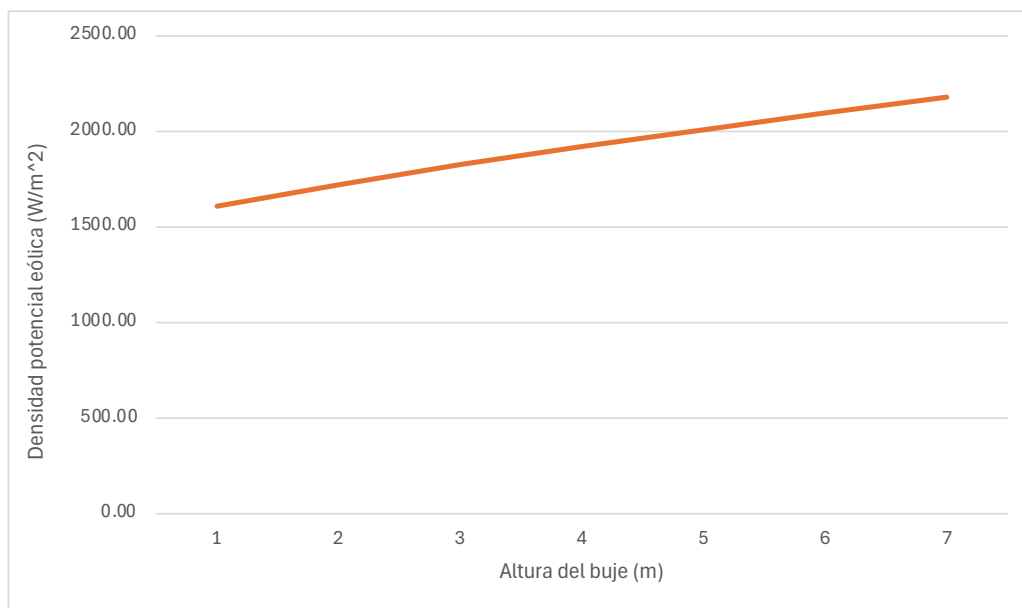


Figura A7.2.6: Evolución de la densidad de potencia eólica media disponible (W/m^2) en función a la altura del buje.

A7.3 Boya Las Palmas Este

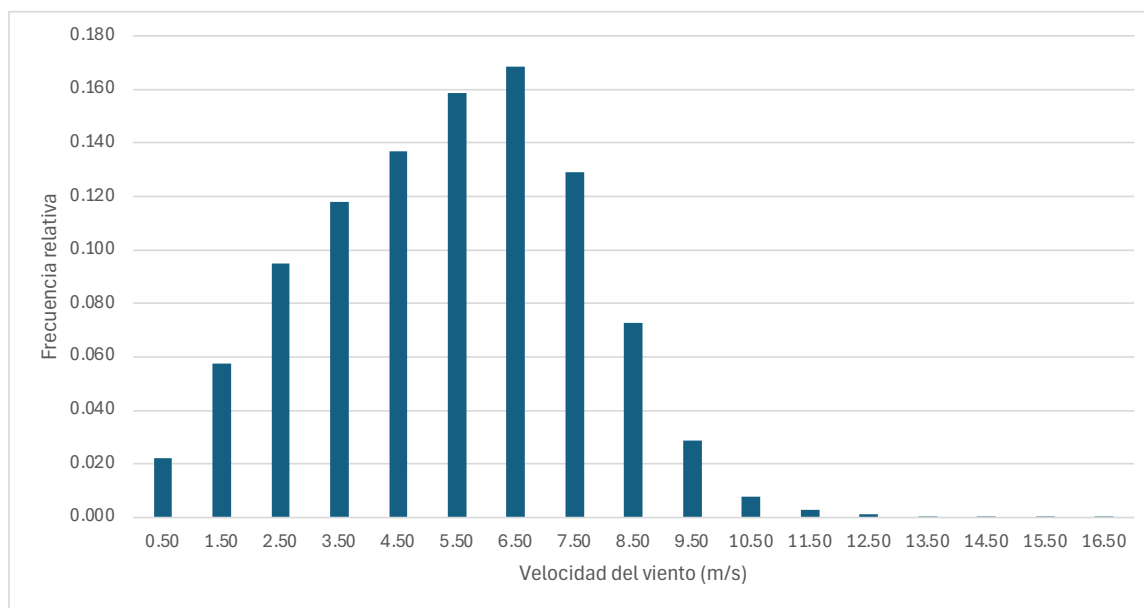


Figura A7.3.1: Histograma de frecuencias relativas de velocidad del viento.

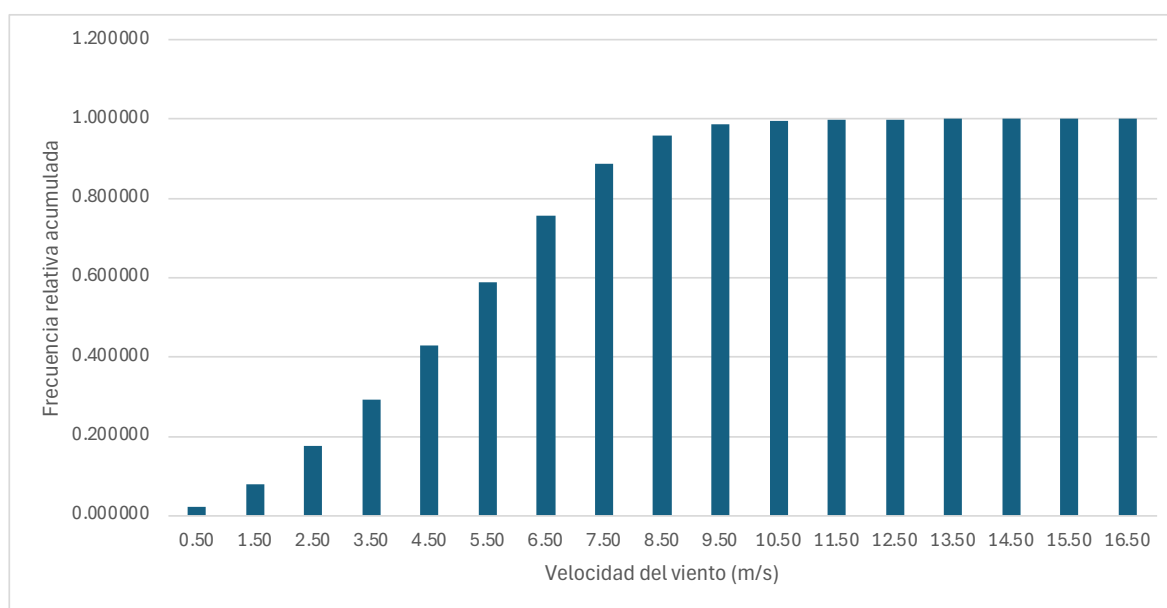


Figura A7.3.2: Histograma de frecuencias relativas acumuladas.

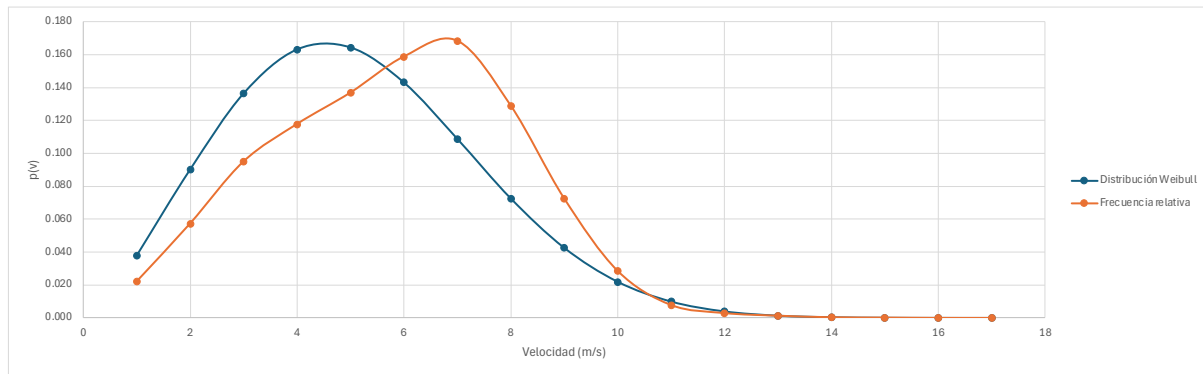


Figura A7.3.3: Ajuste de la distribución de Weibull vs la Frecuencia relativa

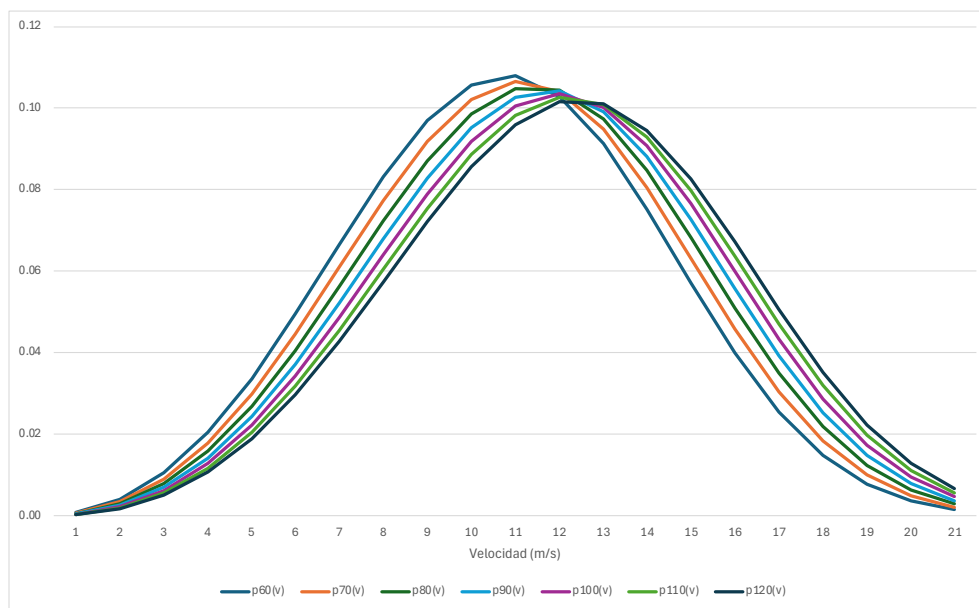


Figura A7.3.4: Evolución de la distribución de Weibull con la altura.

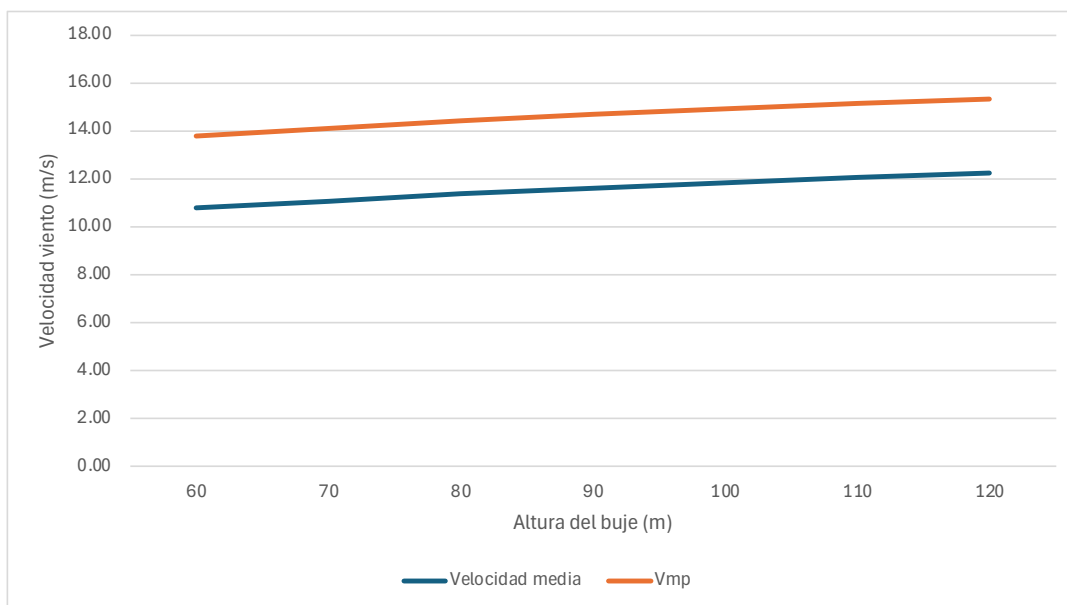


Figura A7.3.5: Evolución de la velocidad característica con la altura.

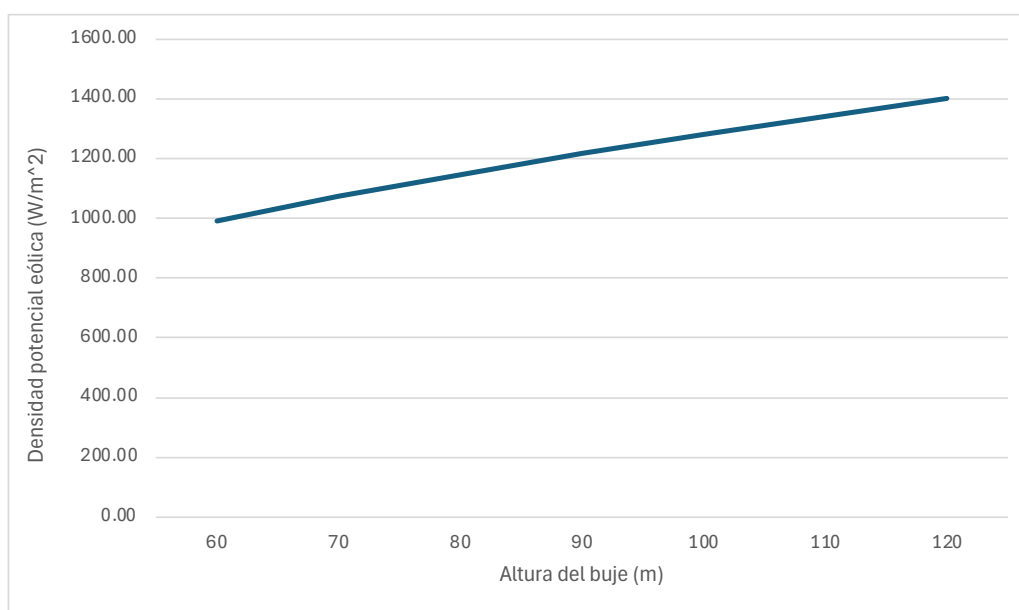


Figura A7.3.6: Evolución de la densidad de potencia eólica media disponible (W/m^2) en función a la altura del buje.